



Optimasi Produksi Menggunakan Injeksi CO₂ dan Penerapan Sistem *Carbon Pricing* Reservoir X

Nanda Wulansari ^{1*)}, Eriska Eklezia Dwi Saputri ²⁾, Riska Laksmita Sari ³⁾

¹⁾²⁾³⁾ Teknik Perminyakan, Universitas Jember

* corresponding email: nandawlnsr@gmail.com

ABSTRACT

Indonesia is listed as one of the largest contributors to CO₂ gas emissions in the world with total emissions reaching 1.3 Gt, of which 50.6% comes from the oil and gas industry sector. Therefore, the Government of Indonesia is committed to reducing GHG emissions by 29%. This research aims to reduce GHG emissions by applying a carbon pricing system to the economic calculation and the use of the CO₂ gas injection method in reservoir X. In addition, the CO₂ injection method is expected to optimize oil production in the reservoir. CO₂ injection in reservoir X and the application of a carbon pricing system using a Gross Split Production Sharing Contract (PSC) scheme are designed with assumed data that has light oil characteristics (°API 35) and sandstone rocks with a depth of 10,000 ft. At the beginning of production, the X reservoir experienced a significant decline due to weak aquifer support, so Enhanced Oil Recovery (EOR) was applied with miscible and immiscible CO₂ injection. This study uses 3 scenarios that will be simulated and compared for the best results. Scenario 3 is the best scenario by injecting 1 production well and 2 injection wells which shows a cumulative increase in oil production greater than the basecase simulation, obtained a value of 7.6 MMBBL with a recovery factor of 55% and a decrease in water cut up to 91%. In addition, the results of the economic calculation by implementing a carbon pricing system showed a value of 7.6 MMBBL with a recovery factor of 55% and a decrease in water cut to 91%. In addition, the results of the economic calculation by applying the carbon pricing system resulted in an NPV of USD 786,678.21, an IRR of 11%, and a Pay Out Time (POT) of 7.4 months indicating the economic feasibility of the project for the contractor. This study provides a triple-win solution by increasing oil production, supporting national targets for carbon emission reduction, and providing economic benefits.

Keywords: CO₂ injection, carbon pricing, EOR, Gross Split PSC, Reservoir X

I. PENDAHULUAN

Reservoir X merupakan reservoir sandstone yang data propertiesnya merupakan data sintetis dan berasal dari jurnal serta online course model training at CMOST's Huston Office oleh Eng-Man dan Ahinoam Pollack. Reservoir X ini memiliki potensi hidrokarbon yang harus dioptimalkan dengan baik. Untuk jenis minyak yang ada di reservoir X adalah minyak ringan dengan API sebesar 35° API dan memiliki jenis batuan sandstone. Selain itu, reservoir X memiliki kedalaman sebesar 10.000 ft dengan pressure 2200 psi dan mulai berproduksi pada tahun 2024 sampai 2044 (20 tahun). Hasil simulasi basecase pada reservoir X memperoleh nilai Original Oil in Place (OOIP) sebesar 13.415.000 STB atau 13,415 MMSTB dan Initial Gas In Place (IGIP) 6.509.500.000 SCF atau 6,5095 BSCF. Namun, saat ini produksi hidrokarbon di reservoir X telah mengalami penurunan yang signifikan karena aquifer support yang tidak mampu mempertahankan tekanan reservoir dan mengakibatkan terjadinya penurunan tekanan. Oleh karena itu, perlu adanya pengoptimalan produksi minyak menggunakan salah satu metode tertiary yaitu Enhanced Oil Recovery (EOR).

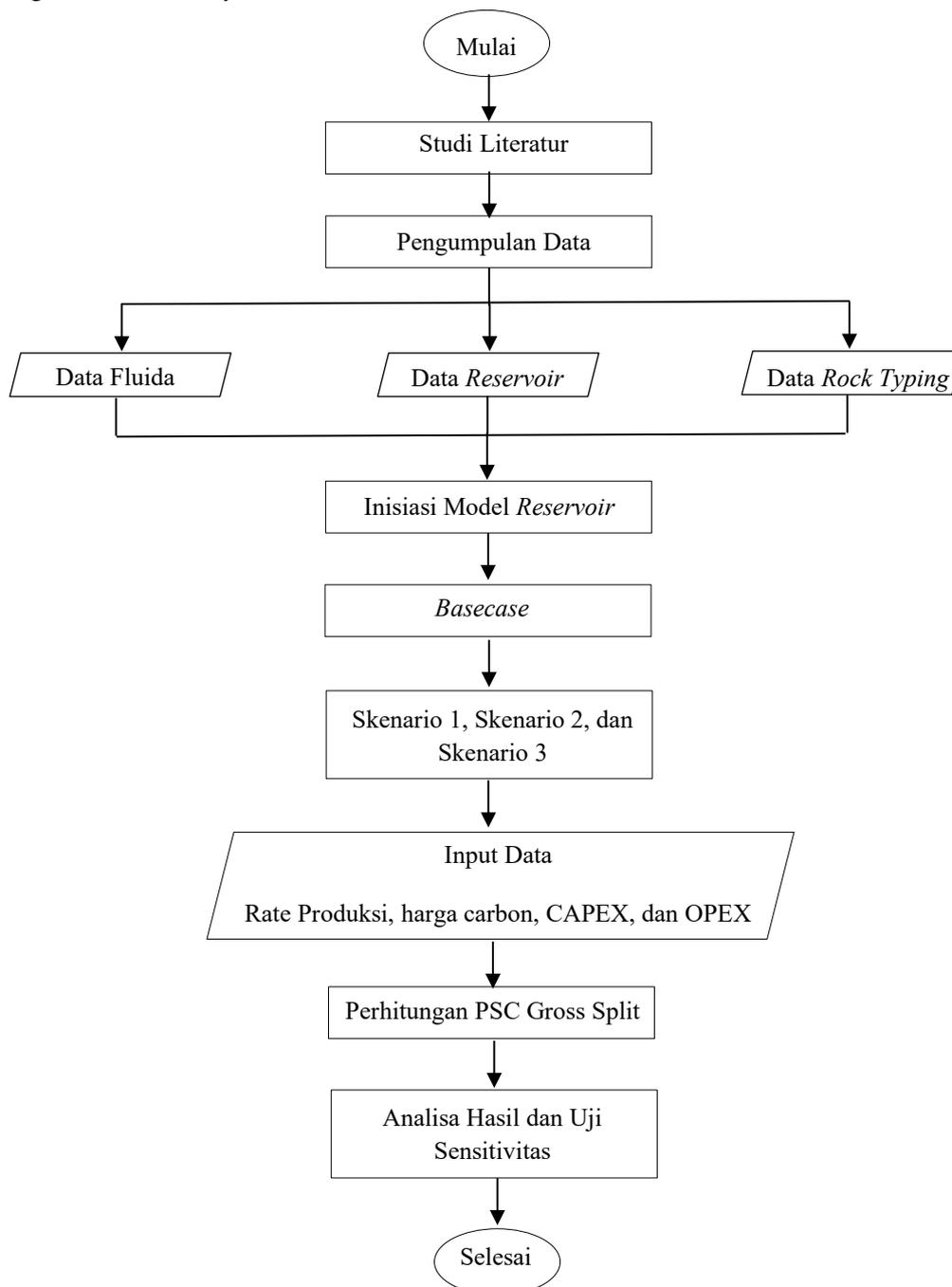
Metode EOR yang akan diterapkan pada reservoir X yaitu dengan injeksi CO₂. Penerapan injeksi CO₂ di reservoir X ini merupakan triple win solution karena bermanfaat bagi kontraktor, produksi oil and gas nasional dan target penurunan emisi karbon. Selain itu, digunakan simulasi injeksi CO₂ pada model reservoir X untuk memperoleh hasil produksi yang optimum dan nantinya akan diterapkan sistem carbon pricing guna mengurangi dampak emisi gas rumah kaca (GRK). Pengurangan gas rumah kaca juga bisa dilakukan dengan melalui Carbon Capture Storage (CCS) (OECD, 2016). Berdasarkan penelitian (Bayer & Aklin, 2020) penerapan carbon pricing seperti European Union Emission Trading System (EU ETS) dapat menurunkan sebesar 1,2 miliar CO₂ pada tahun 2008-2016 atau mengalami penurunan relatif sekitar 3,8% jika dibandingkan tanpa penerapan sistem carbon pricing. Pemerintah Indonesia dalam keikutsertaannya dengan Perjanjian Paris juga berkomitmen untuk menurunkan emisi GRK sebesar 11% dengan target 29% (PWC, 2020).



II. METODOLOGI PENELITIAN

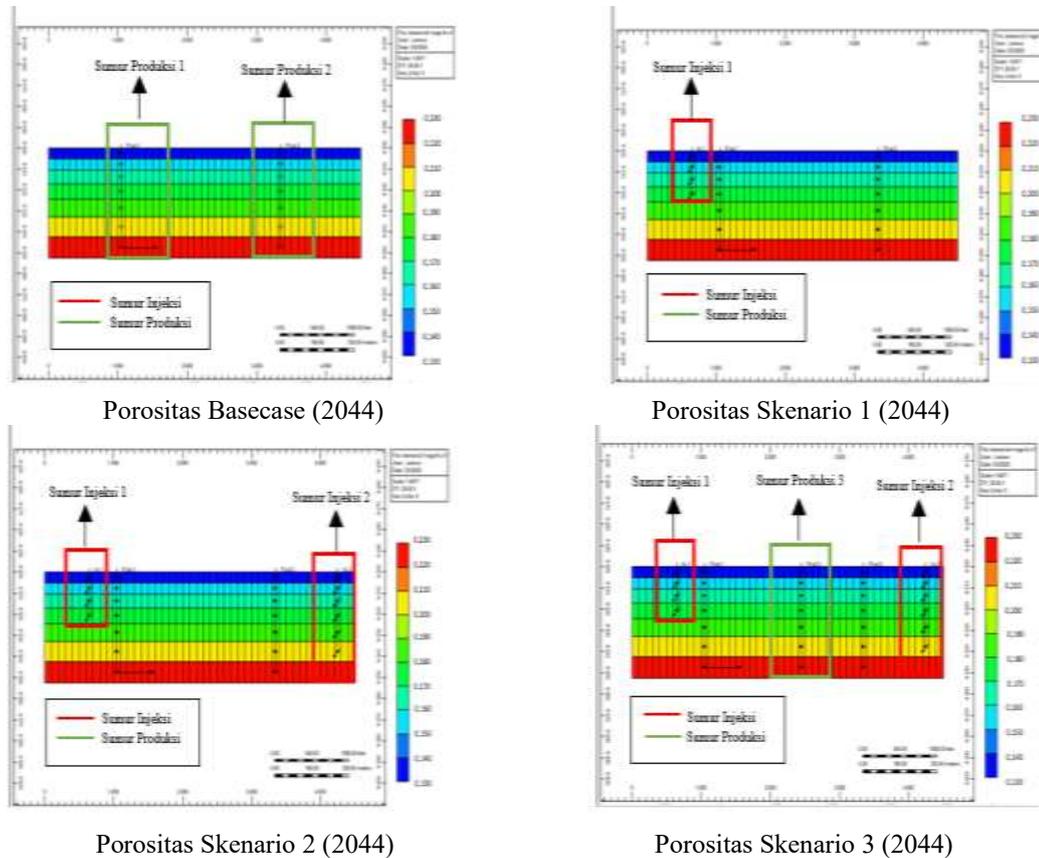
2.1 Flow Chart Penelitian

Berikut ini merupakan *flow chart* penelitian yang dimulai dengan tahap pertama yaitu studi literatur dari beberapa jurnal, tahap kedua yaitu pengumpulan data *reservoir*, data fluida, data *rock typing*, CAPEX dan OPEX yang diperoleh dari studi literatur, tahap ketiga yaitu inisiasi model *reservoir* dalam mensimulasikan data-data untuk membentuk suatu *reservoir* dan diperoleh simulasi *basecase*, skenario 1, skenario 2, dan skenario 3, tahap keempat yaitu proses perhitungan hasil simulasi dengan keempat skenario yang menerapkan sistem *carbon pricing* menggunakan skema PSC *Gross Split* (optimum), tahap kelima yaitu analisa hasil dan uji sensitivitas yang digunakan dalam menentukan kelayakan penerapan injeksi CO₂ sebagai metode EOR untuk meningkatkan pemulihan minyak dari suatu *reservoir* dan memahami seberapa efektif metode ini dalam meningkatkan produksi. Selain itu, pada bagian uji sensitivitas bertujuan untuk mengidentifikasi variabel atau parameter apa yang paling berpengaruh terhadap penerapan injeksi CO₂ serta dalam perhitungan keekonomiannya.



2.2 Perbandingan Simulasi *Basecase*, Skenario 1, Skenario 2, dan Skenario 3 pada *Reservoir X*

Berikut ini merupakan hasil simulasi *basecase*, skenario 1, skenario 2, dan skenario 3 berdasarkan persebaran porositas secara vertikal.



Gambar 2.1 Bentuk 2D Persebaran Porositas secara Vertikal pada Simulasi *Basecase*, Skenario 1, Skenario 2, Skenario 3 tahun 2044

Pada simulasi *basecase*, digunakan 2 sumur produksi di bagian Utara dan Selatan yang mulai diproduksi tahun 2024 sampai 2044. Simulasi skenario 1 terdapat penambahan 1 sumur injeksi gas CO₂ secara *miscible* di bagian Utara (area sumur produksi 1). Simulasi skenario 2 terdapat penambahan 2 sumur injeksi gas CO₂ secara *miscible* di bagian Utara (area sumur produksi 1) dan *immiscible* di bagian Selatan (area sumur produksi 2). Simulasi skenario 3 terdapat penambahan 2 sumur injeksi gas CO₂ secara *miscible* di bagian Utara (area sumur produksi 1), injeksi gas CO₂ secara *immiscible* di bagian Selatan (area sumur produksi 2) dan 1 sumur produksi dibagian tengah antara sumur produksi 1 dan 2.

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Proses *Screening*

Tahap awal sebelum dilakukan simulasi *reservoir* yaitu proses *screening*. Tahap *screening* berfungsi untuk mengidentifikasi metode EOR yang sesuai atau cocok dengan lapangan. Hal ini penting karena kesuksesan implementasi EOR akan bergantung terhadap proses dan hasil *screening*. Aspek terpenting dalam proses *screening* bergantung dari parameter sifat batuan *reservoir*, sifat fluida, saturasi minyak, kedalaman, dan temperatur. Salah satu metode *screening* EOR yang kerap digunakan adalah pedoman yang dibuat oleh J.J Taber, et. Al. (1997). Setiap metode EOR memiliki kriteria masing-masing yang dapat dilihat pada lampiran 1. Berikut merupakan data fluida serta *reservoir properties* pada *reservoir X*.

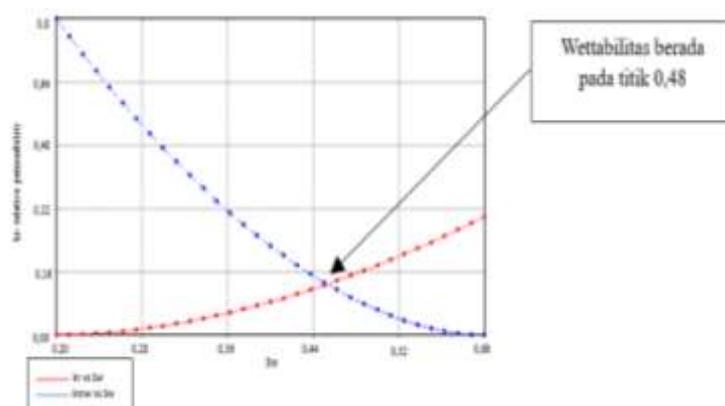
Tabel 3.1 Data Fluida dan Reservoir Properties pada Reservoir X

<i>Reservoir Properties</i>	Nilai	Satuan
Kedalaman	10000	Ft
Permeabilitas	10 - 200	Md
Temperatur	150	°F
<i>Oil Saturation</i>	40 - 80	%
Viskositas	0,58	Cp

<i>Fluid Properties</i>	Nilai	Satuan
API	35	
C5+	50,41	%

Proses *screening* dimulai dengan membandingkan data fluida dan *reservoir properties* dari *reservoir X* (Tabel 3.1) terhadap kriteria *screening* yang telah ditetapkan (Lampiran 1). Metode injeksi nitrogen, *flue gas*, dan hidrokarbon kurang cocok digunakan karena komposisi *light hydrocarbon* harus lebih dominan, sedangkan pada *reservoir X* komposisi fluidanya didominasi oleh *intermediate hydrocarbon*. *Polymer flooding* kurang cocok digunakan karena kedalaman *reservoir* maksimum yang dianjurkan adalah 9000 ft. EOR dengan metode *thermal/mechanical* juga kurang cocok dikarenakan kedua metode EOR ini difokuskan pada minyak berat. Minyak yang tergolong dalam minyak berat memiliki derajat API < 20° API, sedangkan pada minyak ringan yaitu >30° API (Lima, 2020). Jadi, metode EOR yang cocok digunakan pada *reservoir X* berdasarkan hasil *screening* adalah injeksi gas CO₂.

Perbedaan mendasar antara kriteria injeksi CO₂ secara *miscible* dan *immiscible* adalah kondisi MMP. MMP atau *Minimum Miscible Pressure* merupakan tekanan pendesak minimum dimana CO₂ dapat bergabung menjadi 1 fasa (larut) dengan minyak. MMP dapat ditentukan dengan beberapa cara seperti eksperimen, korelasi, maupun simulasi. *Slim tube test* dan *rising bubble apparatus test* merupakan contoh penentuan MMP secara eksperimen. Penentuan MMP secara simulasi biasanya menggunakan bantuan perangkat lunak seperti Winprop. Terdapat banyak korelasi yang dapat digunakan untuk menentukan MMP seperti korelasi Cronquist, korelasi Yellig & Metcalfe, korelasi Alston, korelasi Orr & Jensen dan korelasi Yuan. Korelasi Cronquist dan korelasi Alston cocok digunakan untuk injeksi gas hidrokarbon yang memiliki jenis minyak *medium oil* (22° - 30° API). Korelasi Yellig & Metcalfe digunakan untuk jenis minyak ringan (>30° API) dan korelasi ini lebih sederhana dibandingkan korelasi lainnya tetapi cukup akurat untuk injeksi gas CO₂. Korelasi Orr & Jensen digunakan untuk injeksi gas CO₂ yang memerlukan lebih banyak data laboratorium dengan jenis minyak berat (< 22°API). Korelasi Yuan digunakan untuk injeksi gas CO₂ dengan kandungan aspalten tinggi (fraksi berat) pada jenis minyak berat < 20°API (Rosiani, 2022). Pada penelitian ini, korelasi yang digunakan adalah korelasi Yellig & Metcalfe. Pemilihan korelasi Yellig & Metcalfe didasarkan pada keakuratannya dalam memperkirakan MMP, kesesuaian dengan sifat CO₂ dan minyak di *reservoir X*, serta kemudahan penerapannya dalam studi perencanaan EOR. Apabila ditulis dalam persamaan matematis dapat dilihat pada lampiran 2. Hasil dari perhitungan MMP diperoleh nilai sebesar 1130,75 psi. Tekanan reservoir pada penelitian ini adalah 2200 psi dengan tekanan bubble point sebesar 1800 psi. Apabila tekanan *bubble pointnya* lebih tinggi dari MMP, maka MMPnya akan bernilai sama dengan tekanan *bubble point* (M. Abdurrahman et al., 2020). Maka, nilai MMP pada *reservoir X* adalah 1800 psi.



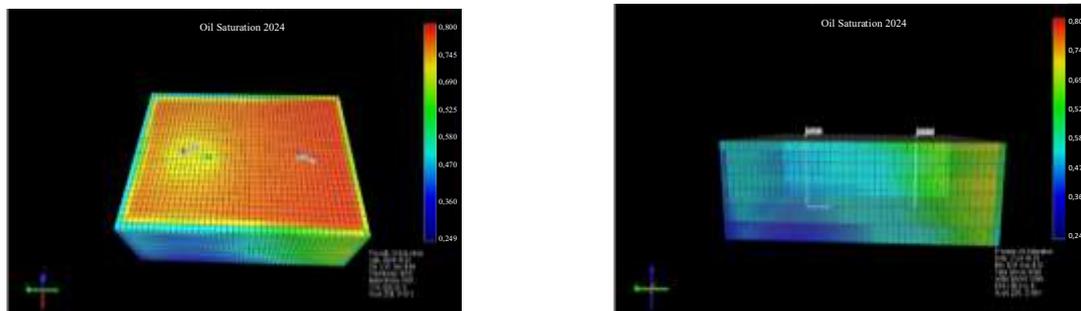
Gambar 3.1 Grafik Relative Permeability oil-water

Proses *screening* selanjutnya yaitu mengenai data *relative permeability* yang didapatkan dari *core analysis*. Kurva *relative permeability oil-water* dapat dilihat pada gambar 3.1. Grafik tersebut menunjukkan *connate water*

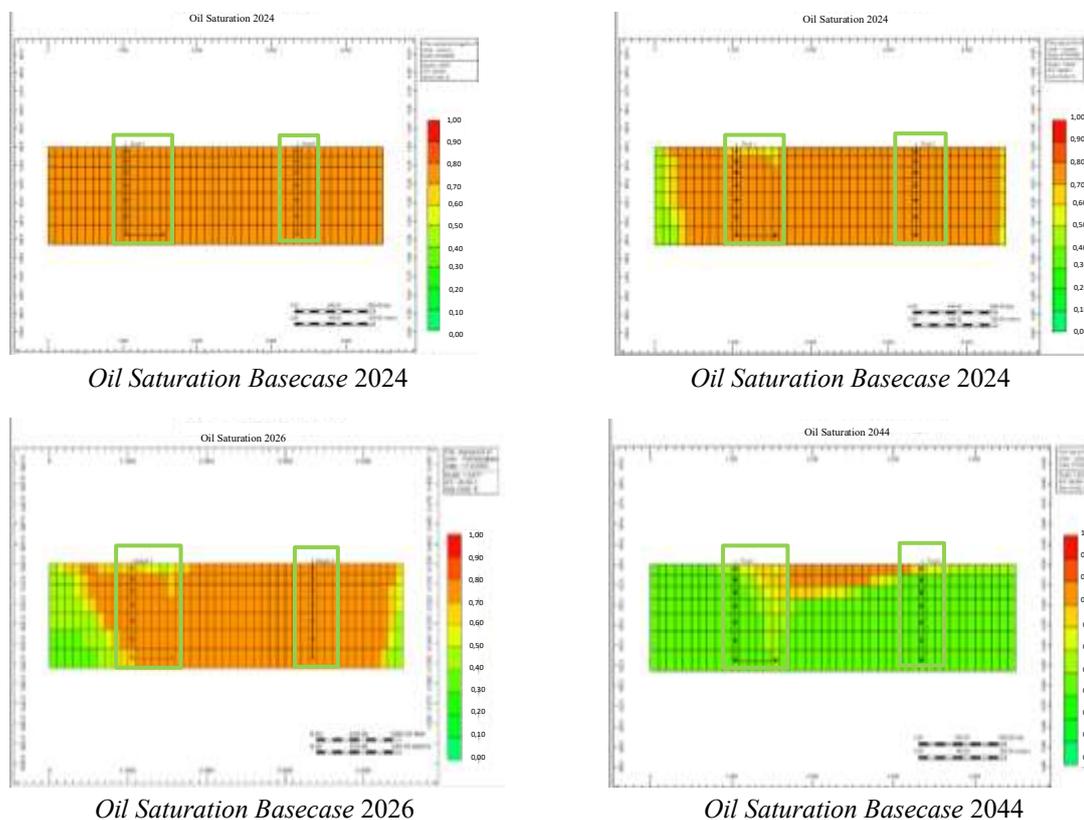
saturation pada 0,2 dan *irreducible oil saturation* terletak pada saat *water saturation* berada pada titik 0,6. Perpotongan kurva antara proses imbibisi dan *drainage* terjadi di bawah 0,5 yang artinya *wettabilitas* pada *reservoir* ini bersifat *oil-wet* (Rosiani, 2022). *Wettabilitas* bersifat *oil wet* berarti bahwa permukaan batuan cenderung lebih menyukai minyak dibandingkan dengan air. Hal tersebut dapat mempengaruhi distribusi dan pergerakan fluida. Selain itu, metode EOR seperti injeksi air kurang efektif karena air tidak dapat menggantikan minyak yang terperangkap. Oleh karena itu, metode EOR yang lebih canggih seperti injeksi gas CO₂ menjadi opsi yang baik dalam meningkatkan faktor perolehan minyak (Klmt, 2023). Selain itu, terdapat komponen hidrokarbon yang ada di *reservoir* X berdasarkan literatur (Dave Deraldy, 2019) yang terdapat pada lampiran 3. Hubungan komponen hidrokarbon pada literatur dengan proses *screening* yang dilakukan adalah untuk mengidentifikasi potensi *reservoir*, mengevaluasi kualitas hidrokarbon, serta menentukan strategi produksi yang optimal. Adanya komponen hidrokarbon juga bertujuan untuk menentukan fase fluida, strategi produksi, kelayakan injeksi gas untuk EOR, desain fasilitas produksi, serta aspek ekonomi, Tanpa data komponen hidrokarbon, produksi bisa menjadi tidak efisien, mahal, bahkan gagal secara teknis dan ekonomi.

3.2 Analisa Basecase

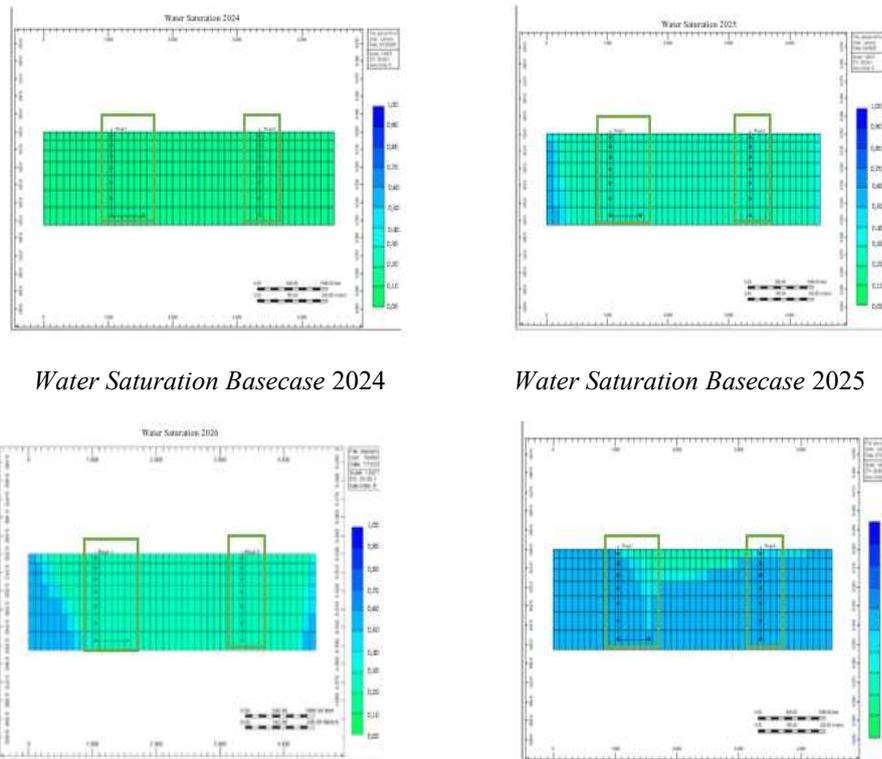
Simulasi *basecase* pada penelitian ini yaitu dengan memproduksi minyak menggunakan 2 sumur produksi. Penggunaan 2 sumur produksi bertujuan untuk memaksimalkan proses pengurasan minyak di bagian utara dan selatan. Penempatan sumur produksi dapat dilihat pada gambar 3.2 (a).



Gambar 3.2 (a) Bentuk 3D Hasil Running Persebaran Saturasi Minyak secara Areal pada Basecase tahun 2024



Gambar 3.2 (b) Bentuk 2D Persebaran Saturasi Minyak secara Vertikal pada Basecase



Water Saturation Basecase 2024

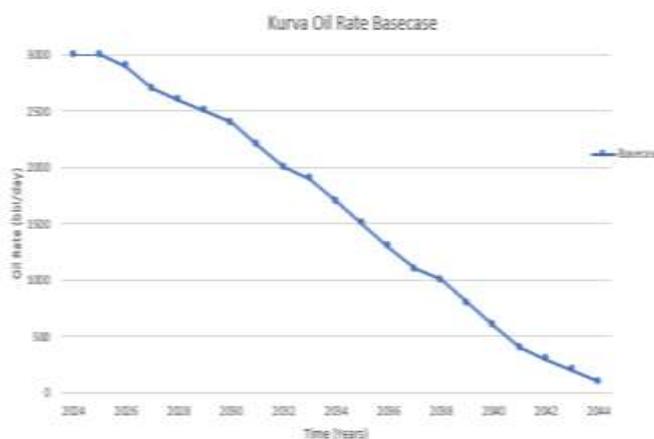
Water Saturation Basecase 2025

Gambar 3.2 (c) Bentuk 2D Persebaran *Water Saturation* secara Vertikal pada *Basecase*

Pada simulasi *basecase*, penempatan lokasi sumur produksi didasarkan pada area permeabilitas dan porositas tinggi serta bentuk dari *reservoir*. Hal tersebut bertujuan untuk meningkatkan laju produksi minyak, memperpanjang umur produksi sumur dan meningkatkan perolehan minyak. Bentuk *reservoir X* yaitu persegi panjang dan terdapat 7 layer di dalamnya, maka dengan titik lokasi sumur produksi yang berada di tengah diharapkan dapat memperluas area jangkauan minyak dan minyak dapat diproduksi secara maksimal. Selain itu, distribusi minyak dapat dilihat secara areal dan vertikal pada gambar 3.2 (a). Analisa secara areal dilakukan pada bidang horizontal untuk memahami sebaran minyak dan karakteristik *reservoir* dalam satu lapisan tertentu yang membantu menentukan lokasi terbaik untuk pengeboran sumur baru, sedangkan analisa secara vertikal dilakukan pada bidang tegak untuk memahami variasi properti batuan dan fluida dari atas ke bawah dalam satu lokasi tertentu yang membantu menentukan zona produktif dalam satu sumur. Jadi, kombinasi keduanya sangat penting dalam menentukan strategi pengembangan lapangan minyak yang efisien (Rosiani, 2022). Pada simulasi *basecase* terdapat 2 sumur produksi di bagian utara dan selatan. Pada bagian utara, produksi minyak pada sumur produksi 1 dilakukan pada tahun 2024 dengan model sumur horizontal (perforasi layer 1-7) bertujuan untuk memperoleh area jangkauan minyak yang lebih luas. Perubahan saturasi minyak disekitar sumur horizontal cenderung lebih cepat dikarenakan saat minyak diproduksi, fluida disekitar sumur horizontal (termasuk di atasnya) terkuras lebih cepat karena aliran fluida menuju sumur. Minyak yang berada di dekat sumur akan mengalir lebih dulu ke sumur produksi karena gradien tekanan yang tinggi. Hal ini menyebabkan saturasi minyak di zona sekitar sumur (terutama di atasnya) menurun lebih signifikan yang dapat dilihat pada gambar 3.2 (b). Pada bagian selatan, produksi minyak pada sumur produksi 2 dilakukan pada tahun 2024 dikarenakan terjadi penurunan produksi minyak yang signifikan di tahun 2025. Sumur produksi 2 dengan model sumur secara vertikal (perforasi layer 1-7) bertujuan untuk meningkatkan produksi minyak dengan desain yang lebih sederhana karena tekanan reservoir dibagian selatan lebih tinggi dari bagian utara yaitu 1998 psi bagian selatan dan 1708 psi pada bagian utara (lampiran 4), maka sumur vertikal sudah cukup untuk mendapatkan produksi yang baik, selain itu dapat meminimalkan biaya pengeboran (Bahadori, 2018). Penentuan letak penambahan sumur produksi juga dilihat dari hasil running bahwa lokasi di bagian selatan masih banyak ditemukan minyak. Hal tersebut dapat dilihat pada gambar 3.2 (b), terlihat bahwa saturasi minyak di daerah selatan masih mengandung saturasi minyak yang tinggi. Maka, dengan adanya 2 sumur produksi pada simulasi *basecase* diharapkan dapat meningkatkan produksi minyak.

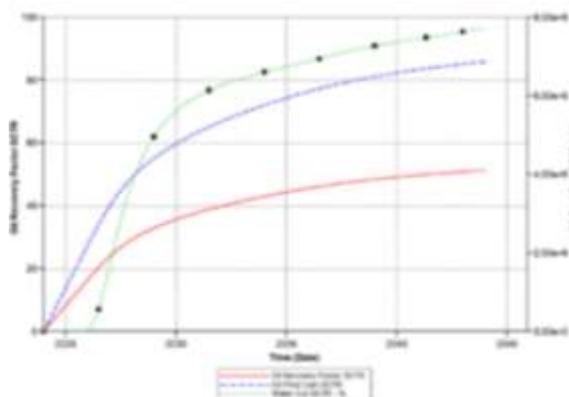
Pada gambar 3.2 (c) peningkatan saturasi air menunjukkan bahwa air telah menyapu minyak dari pori-pori batuan dan menggantikan volumenya. Hal ini terjadi karena pengurasan minyak secara alami atau efek penurunan permeabilitas yang memungkinkan air bergerak lebih cepat dalam formasi *reservoir*. Akibatnya, meskipun minyak masih bisa diproduksi, pada tahap akhir produksi *water cut* (kandungan air dalam fluida produksi) akan meningkat. Selain itu,

berdasarkan hasil perhitungan mobilitas pada *reservoir* X diperoleh mobilitas sebesar 2,35 (lampiran 2). Apabila $M > 1$ maka air memiliki mobilitas tinggi daripada minyak dan memungkinkan terjadinya *water fingering* (Rosiani, 2022). Terjadinya penurunan *efficiency displacement* disebabkan karena air melewati jalur-jalur tertentu tanpa mendorong semua minyak dan sebagian besar minyak tetap terjebak dalam *reservoir* terutama pada zona dengan permeabilitas rendah. Oleh karena itu, diperlukan metode injeksi gas CO₂ secara *miscible* untuk mengatasi masalah yang disebabkan oleh tingginya mobilitas fluida injeksi dibandingkan minyak. Injeksi gas CO₂ secara *miscible* diharapkan dapat membantu mengurangi mobilitas gas dengan cara meningkatkan densitas dan mengurangi tegangan antarmuka minyak-gas, sehingga mendekati $M = 1$. Hasil perhitungan mobilitas pada simulasi basecase sudah sesuai dengan hasil screening yang dilakukan sebelumnya. Jadi, untuk simulasi berikutnya diperlukan adanya metode EOR yaitu injeksi gas CO₂ secara *miscible*.



Gambar 3.2 (d) Kurva *Oil Rate* Pada Simulasi *Basecase*

Pengaturan *constraint surface liquid rate* pada *reservoir* ditetapkan sebesar 3000 bbl/day untuk menjaga stabilitas *reservoir* (Zhang et al., 2015). Pembatasan (*constraint*) membantu mencegah masalah seperti *overproduksi* yang dapat merusak *reservoir*. Gambar 3.2 (d) menunjukkan bahwa pada tahun 2025 oil rate mengalami penurunan secara signifikan dikarenakan efek *water breakthrough* yang menyebabkan air terproduksi lebih awal dan terjadi penurunan aliran minyak secara drastis. Maka, hal tersebut berdampak pada produksi minyak yang relatif turun.



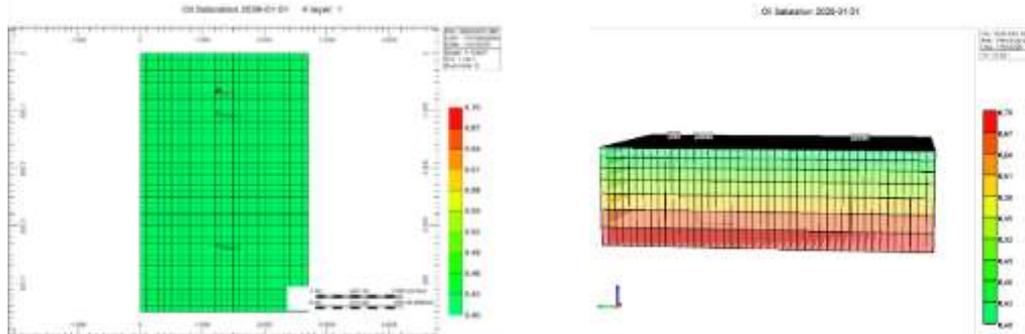
Gambar 3.2 (e) Kurva *Production Cummulative Oil, Recovery Factor, dan Water Cut* Pada Simulasi *Basecase*

Hasil dari simulasi *basecase* yang terdapat pada gambar 3.2 (e) memperoleh nilai produksi minyak kumulatif sebesar 6,9 MMBBL, *recovery factor* sebesar 51% dan *watercut* 97%. Nilai *recovery factor* yang didapatkan sesuai dengan penelitian yang dilakukan oleh Arlind, et al (2015) yang menyatakan bahwa untuk *reservoir* dengan *driving mechanism waterdrive* akan memiliki nilai RF berkisar antara 35% - 75%, sedangkan untuk *solution gas drive* berkisar antara 5% - 30% (Arlind et al., 2015).

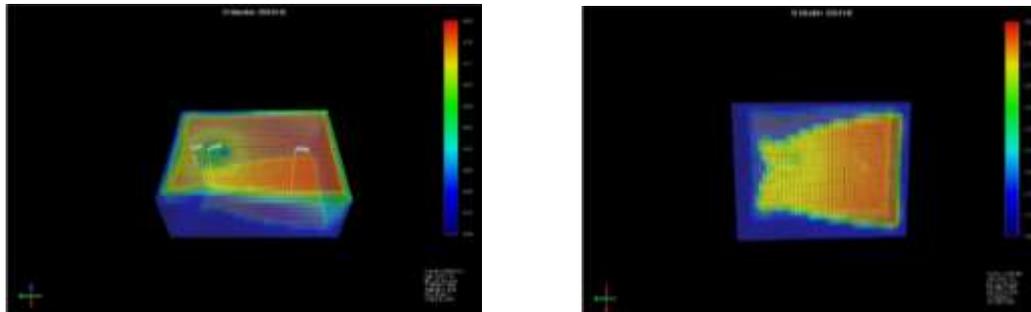
3.3 Analisa Skenario 1

Pada gambar 3.3 (a) dan 3.3 (b), skenario 1 dilakukan dengan menambahkan 1 sumur injeksi di area sekitar sumur produksi 1. Penambahan 1 sumur injeksi dimulai pada tahun 2025. Hal tersebut disebabkan karena hasil *oil rate* pada basecase (bulan April tahun 2025) menurun secara signifikan. Penurunan *oil rate* disebabkan karena turunnya

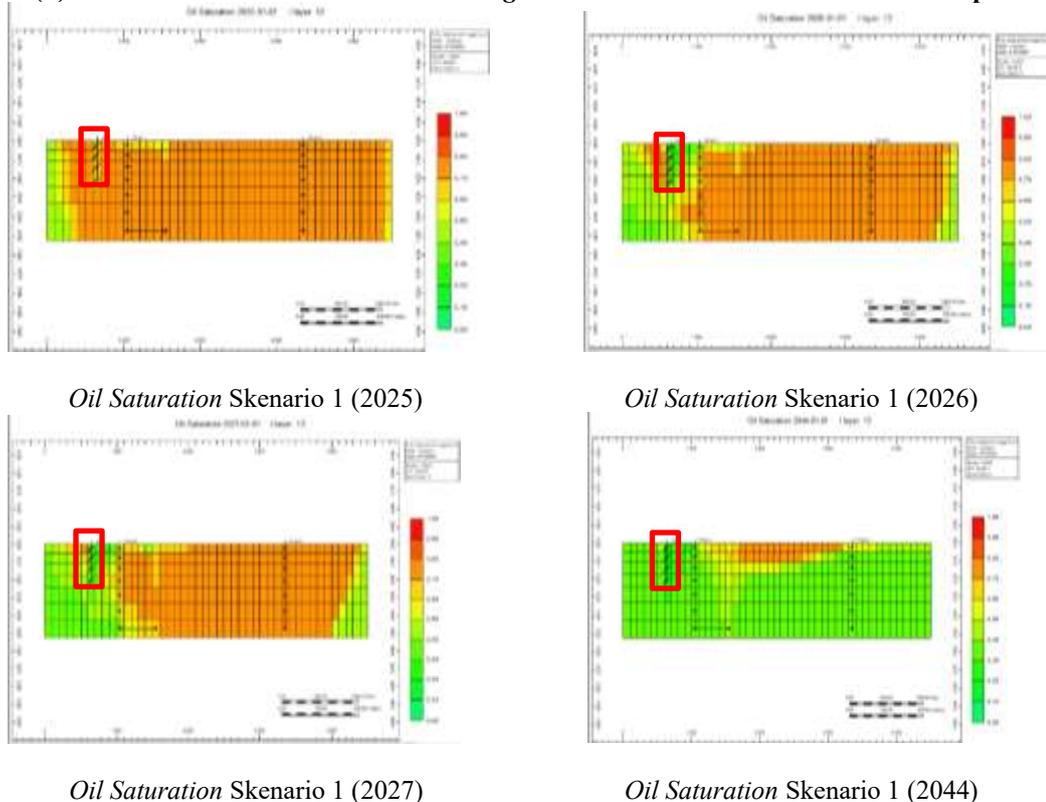
tekanan *reservoir* dan perubahan sifat fluida. Oleh karena itu, tujuan dilakukannya penambahan 1 sumur injeksi di perforasi layer 1-4 yaitu untuk memperoleh minyak sisa dengan cara injeksi gas yang nantinya akan bercampur dengan minyak, mengurangi viskositas minyak, dan adanya penambahan 1 sumur injeksi diharapkan dapat mempertahankan *oil rate* agar tetap stabil.



Gambar 3.3 (a) Bentuk 3D Titik Lokasi Sumur Sebelum *Running* berdasarkan *Oil Saturation* Skenario 1 pada tahun 2025



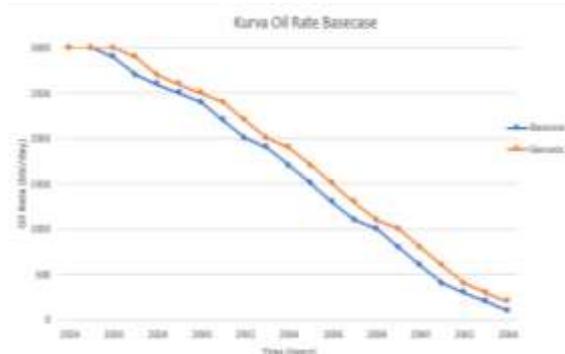
Gambar 3.3 (b) Bentuk 3D secara Areal Hasil *Running* berdasarkan *Oil Saturation* Skenario 1 pada tahun 2025



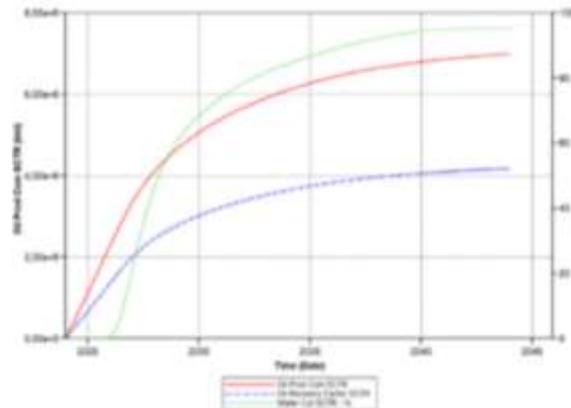
Gambar 3.3 (c) Bentuk 2D secara Vertikal Persebaran Saturasi Minyak pada Skenario 1

Pada skenario 1 gambar 3.2 (c), terlihat bahwa ketika dilakukannya injeksi CO₂ secara *miscible*, gas tercampur dengan minyak dan menyebabkan terjadinya *swelling* atau pengembangan volume minyak. Maka hal tersebut dapat

mengurangi viskositas minyak serta meningkatkan mobilitas minyak yang dapat terproduksi sehingga lebih mudah bergerak menuju sumur produksi. Namun, pada skenario 1 injeksi gas terjadi di area sumur produksi 1. Maka perlu adanya penambahan injeksi gas di area sumur produksi 2. Hasil dari simulasi skenario 1 gambar 3.3 (c) menunjukkan terjadinya perubahan saturasi minyak pada tahun 2044 yaitu mengalami penurunan saturasi dibandingkan *basecase*. Hal tersebut menandakan bahwa dengan adanya penambahan 1 sumur injeksi di area sumur produksi 1 dinyatakan belum sepenuhnya berhasil karena minyak belum terkuras sepenuhnya (terdapat 70% minyak di layer 2 bagian tengah).



Gambar 3.3 (d) Kurva *Oil Rate* Simulasi Skenario 1



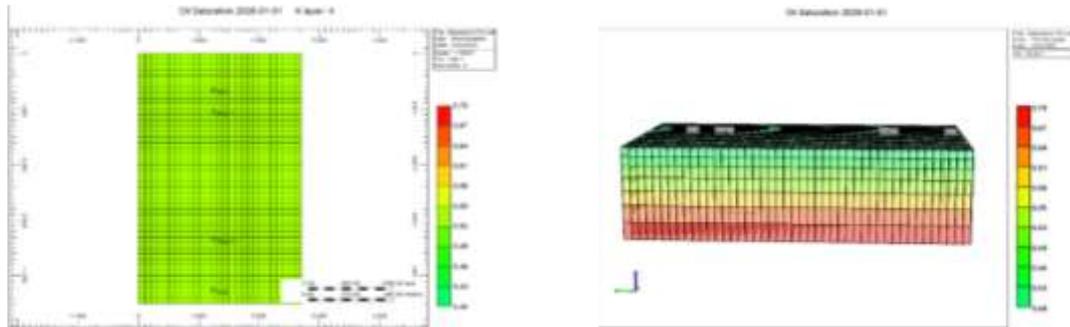
Gambar 3.3 (e) Kurva *Production Cummulative Oil, Recovery Factor, dan Water Cut* Pada Simulasi Skenario 1

Pada gambar 3.3 (d) terlihat bahwa adanya perpanjangan *plato rate* skenario 1 dibandingkan *basecase*. Pada simulasi *basecase*, kurva *plato rate* menurun pada bulan April 2025. Maka, dengan simulasi skenario 1 terjadi perpanjangan *plato rate* sampai bulan Juni 2026 yang disebabkan karena adanya injeksi gas CO₂. Adanya penambahan injeksi gas CO₂ dapat mempertahankan produksi maksimum agar produksi minyak tidak menurun lebih cepat. Hasil running gambar 3.3 (e) menunjukkan terjadi penambahan kumulatif produksi minyak menjadi 7 MMBBL, *recovery factor* sebesar 52,3% dan *watercut* sebesar 95%. Peningkatan kumulatif produksi disebabkan karena adanya injeksi CO₂ secara miscible yang dapat meningkatkan mobilitas minyak agar produksi minyak yang dihasilkan juga lebih banyak melalui mekanisme pengurangan viskositas, peningkatan tekanan dan pelarutan hidrokarbon (Dave Derald, 2019). Selain itu, penurunan *water cut* disebabkan ketika CO₂ diinjeksikan secara *miscible*, gas mulai menggantikan minyak dan mendorongnya ke sumur produksi, sehingga jumlah minyak yang diproduksi meningkat dan *water cut* menurun. CO₂ lebih efisien dalam menyapu minyak dibandingkan air, sehingga zona yang sebelumnya tersaturasi air dapat kembali menghasilkan minyak.

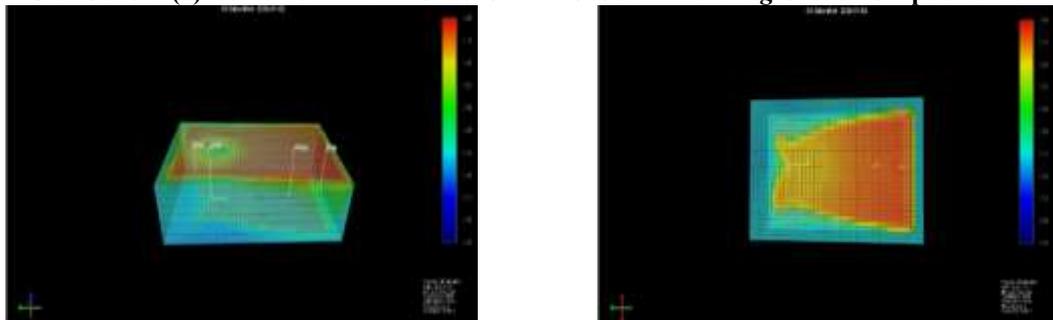
3.4 Analisa Skenario 2

Pada gambar 3.4 (a) dan 3.4 (b), skenario 2 dilakukan dengan menambahkan 2 sumur injeksi yaitu 1 sumur injeksi tahun 2025 dan 1 sumur injeksi tahun 2026. Penambahan 1 sumur injeksi pada tahun 2025 dan 2026 dilakukan karena terjadi penurunan oil rate pada tahun 2026 di skenario sebelumnya (skenario 1). Oleh karena itu, dengan adanya penambahan 2 sumur injeksi diharapkan dapat mempertahankan oil rate agar tetap stabil. Untuk sumur injeksi 1 diletakkan di dekat sumur produksi 1 (perforasi layer 1-4) bertujuan untuk mendapatkan minyak sisa di area sumur produksi 1. Namun, pada skenario sebelumnya (skenario 1) injeksi gas terjadi di area sumur produksi 1. Maka, pada skenario 2 dilakukan penambahan injeksi gas di area sumur produksi 2. Sumur injeksi 2 diletakkan di dekat sumur produksi 2

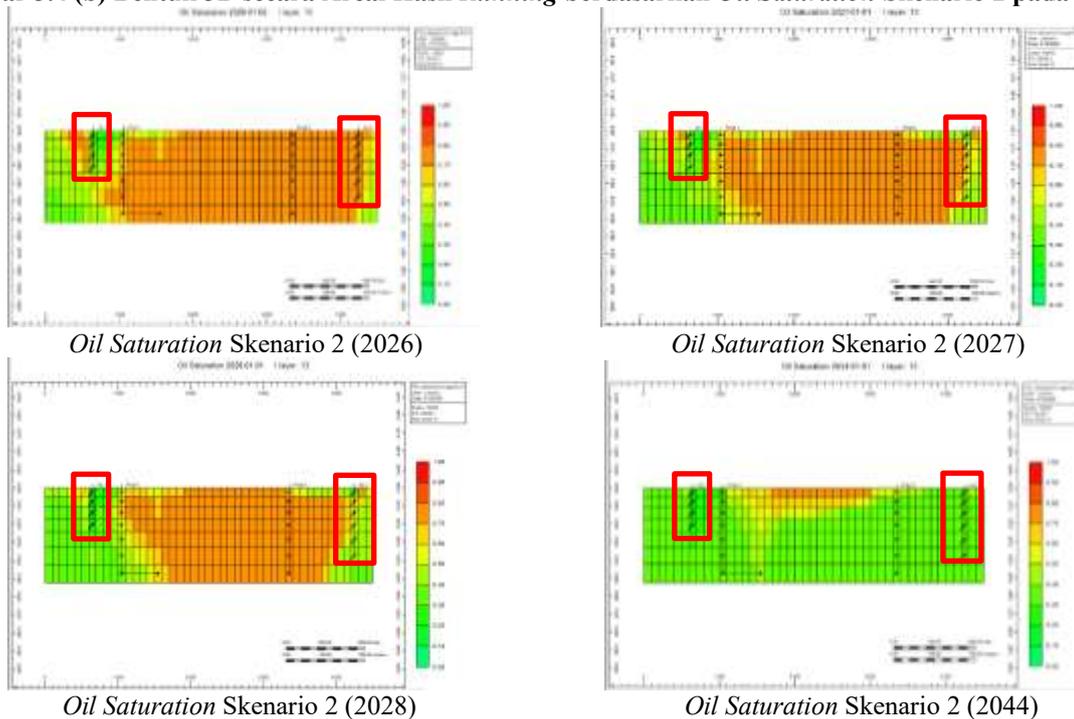
(perforasi layer 1-6) bertujuan untuk mendorong minyak di area sumur produksi 2. Maka, dengan adanya 2 sumur injeksi diharapkan minyak dapat terproduksi secara optimal.



Gambar 3.4 (a) Bentuk 3D Titik Lokasi Sumur Sebelum *Running* Skenario 2 pada tahun 2026



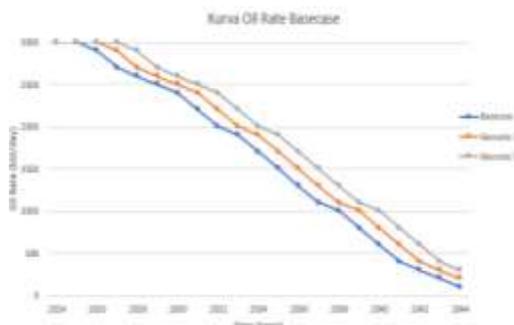
Gambar 3.4 (b) Bentuk 3D secara Areal Hasil *Running* berdasarkan *Oil Saturation* Skenario 2 pada tahun 2026



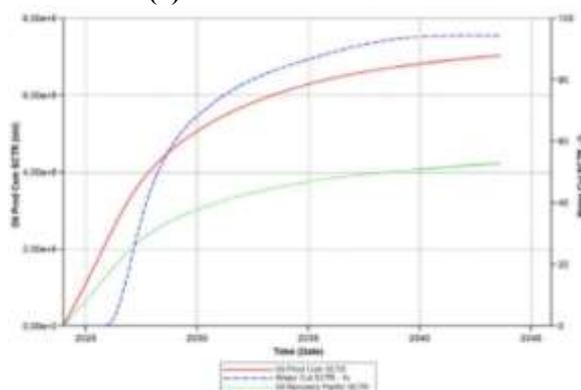
Gambar 3.4 (c) Bentuk 2D secara Vertikal Persebaran Saturasi Minyak pada Skenario 2

Pada skenario 2 gambar 3.4 (c) menunjukkan bahwa ketika dilakukannya injeksi CO₂ secara *miscible*, gas tercampur dengan minyak dan menyebabkan terjadinya pengembangan volume minyak. Maka, hal tersebut dapat mengurangi viskositas minyak serta meningkatkan mobilitas minyak yang dapat terproduksi sehingga lebih mudah bergerak menuju sumur produksi. Injeksi gas secara *miscible* hanya terjadi pada sumur produksi 1 sedangkan pada sumur injeksi 2, injeksi gas CO₂ berperan sebagai gas *immiscible*. Hal tersebut dikarenakan pada bagian selatan memiliki tekanan yang lebih rendah dari MMP, maka CO₂ yang diinjeksikan tetap dalam fase gas yang tidak bercampur sempurna dengan minyak (*immiscible*). Selain itu, peningkatan tekanan di bagian selatan hingga mencapai MMP tidak ekonomis, sehingga injeksi *immiscible* dipilih untuk mempertahankan tekanan *reservoir* dan meningkatkan perolehan minyak. Pada sumur injeksi 2, gas CO₂ akan berperan sebagai mekanisme pendorong dimana gas CO₂ mendorong minyak ke sumur produksi

2 tanpa bercampur. Jika dilihat dari hasil running setelah penginjeksian 2 sumur injeksi, area tengah antara sumur produksi 1 dan sumur produksi 2 dinyatakan belum sepenuhnya berhasil karena minyak belum terkuras sepenuhnya (terdapat 70% minyak di layer 1 bagian tengah). Oleh karena itu, diperlukannya analisa lebih lanjut agar area tengah dapat diproduksi secara maksimal.



Gambar 3.4 (d) Kurva Oil Rate Simulasi Skenario 2

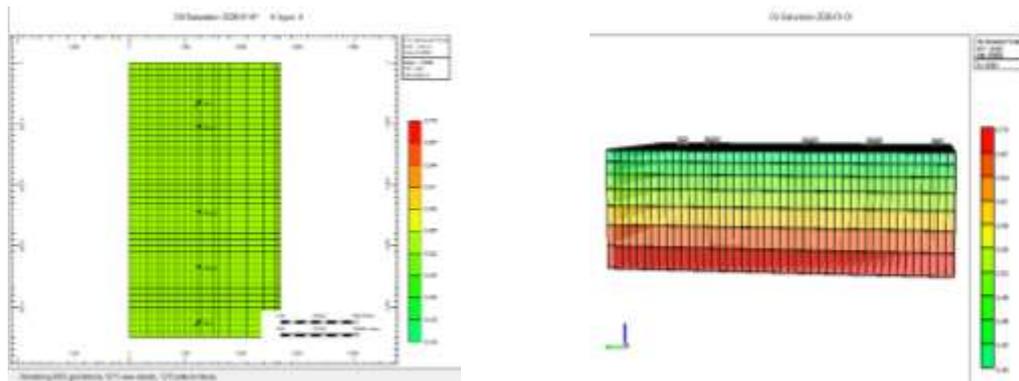


Gambar 3.4 (e) Kurva Production Cumulative Oil, Recovery Factor, dan Water Cut Pada Simulasi Skenario 2

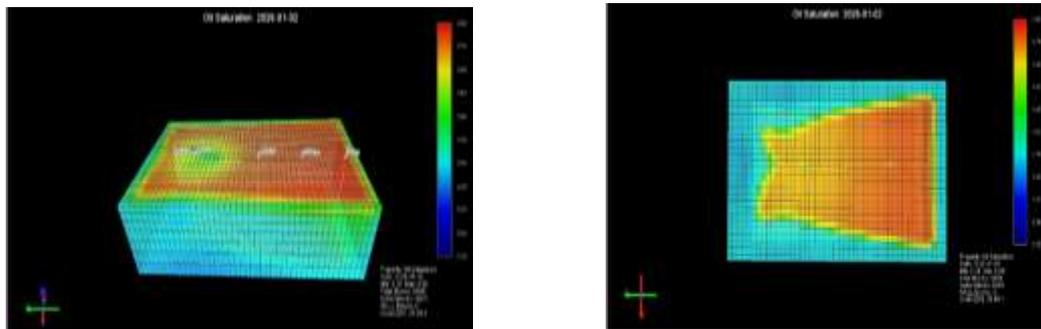
Pada gambar 3.4 (d) terlihat bahwa adanya perpanjangan *plato rate* skenario 2 dibandingkan *basecase*. Pada simulasi *basecase*, kurva *plato rate* menurun pada bulan April 2025. Maka, dengan simulasi skenario 2 terjadi perpanjangan *plato rate* sampai tahun 2027 yang disebabkan karena adanya injeksi gas CO₂. Adanya penambahan injeksi gas CO₂ dapat mempertahankan produksi maksimum agar produksi minyak tidak menurun lebih cepat. Hasil dari simulasi skenario 2 gambar 3.4 (e) menunjukkan bahwa adanya penambahan kumulatif produksi minyak menjadi 7,26 MMBBL, *recovery factor* sebesar 52,3% dan *watercut* sebesar 93%. Peningkatan produksi kumulatif disebabkan karena adanya injeksi CO₂ secara *miscible* yang dapat meningkatkan mobilitas minyak melalui mekanisme pengurangan viskositas, pelarutan hidrokarbon dan injeksi gas secara *immiscible* yang dapat mendorong minyak menuju sumur produksi dengan mempertahankan tekanan *reservoir* serta memperoleh peningkatan perolehan minyak (Dave Deraldy, 2019). Selain itu, penurunan *water cut* disebabkan karena ketika CO₂ diinjeksikan secara *miscible* dan *immiscible*, gas mulai menggantikan minyak dan mendorongnya ke sumur produksi, sehingga jumlah minyak yang diproduksi meningkat dan *water cut* menurun. CO₂ lebih efisien dalam menyapu minyak dibandingkan air, sehingga zona yang sebelumnya tersaturasi air dapat kembali menghasilkan minyak.

3.5 Analisa Skenario 3

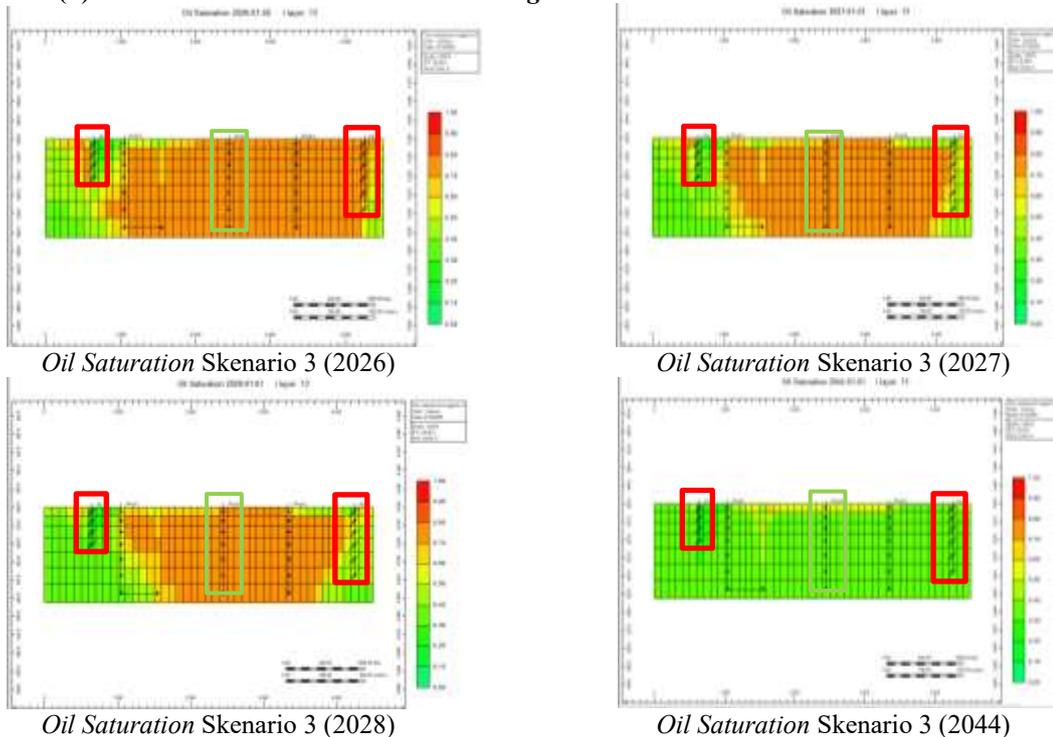
Pada gambar 3.5 (a) dan 3.5 (b), skenario 3 dilakukan dengan menambahkan 1 sumur produksi pada tahun 2026 dan 2 sumur injeksi pada tahun 2025 dan 2026. Penambahan 1 sumur produksi pada tahun 2026 dilakukan karena terjadi penurunan *oil rate* pada tahun 2027 pada skenario sebelumnya (skenario 2). Oleh karena itu, dengan adanya penambahan 1 sumur produksi diharapkan dapat mempertahankan *oil rate* agar tetap stabil. Untuk sumur injeksi 1 diletakkan di dekat sumur produksi 1 (perforasi layer 1-4) bertujuan sebagai injeksi gas secara *miscible* untuk mendapatkan minyak sisa di area sumur produksi 1 dan sumur injeksi 2 diletakkan di dekat sumur produksi 2 (perforasi layer 1-6) bertujuan sebagai injeksi gas secara *immiscible* untuk mendorong minyak di area sumur produksi 2, sedangkan penambahan 1 sumur produksi pada perforasi layer 1-7 bertujuan untuk memperoleh minyak yang ada di area tengah sumur produksi 1 dan 2. Adanya penambahan 1 sumur produksi di bagian tengah diharapkan minyak yang ada di bagian tengah dapat diproduksi secara maksimal dan tidak ada minyak yang tersisa.



Gambar 3.5 (a) Bentuk 3D Titik Lokasi Sumur Sebelum *Running* Skenario 3 pada tahun 2026



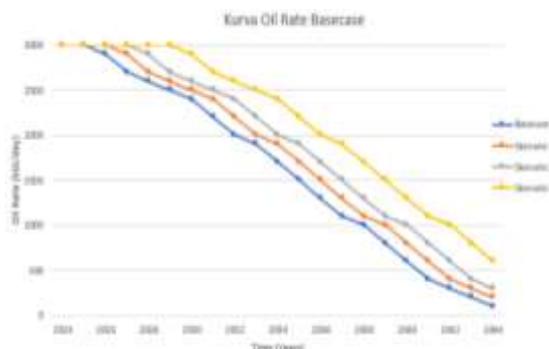
Gambar 3.5 (b) Bentuk 3D secara Areal Hasil *Running* berdasarkan *Oil Saturation* Skenario 3 tahun 2026



Gambar 3.5 (c) Bentuk 2D secara Vertikal Persebaran Saturasi Minyak pada Skenario 3

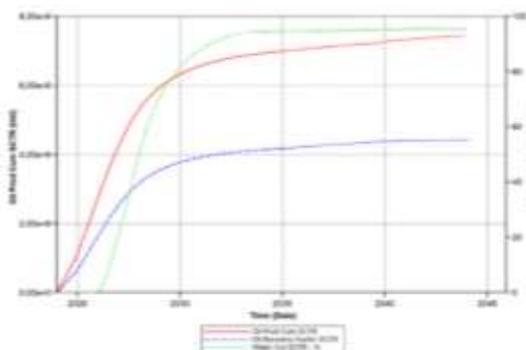
Pada skenario 3 gambar 3.5 (c) menunjukkan bahwa ketika dilakukannya injeksi CO_2 secara *miscible*, gas tercampur dengan minyak dan menyebabkan terjadinya pengembangan volume minyak. Maka, hal tersebut dapat mengurangi viskositas minyak serta meningkatkan mobilitas minyak yang dapat terproduksi sehingga lebih mudah bergerak menuju sumur produksi. Injeksi gas secara *miscible* hanya terjadi pada sumur produksi 1 sedangkan pada sumur injeksi 2, injeksi gas CO_2 berperan sebagai gas *immiscible*/pendorong untuk mempertahankan tekanan *reservoir* dan meningkatkan perolehan minyak. Penambahan 1 sumur produksi di area tengah sumur produksi 1 dan 2 berperan sebagai

sumur yang digunakan untuk memproduksi minyak sampai tak tersisa. Hasil running juga menunjukkan bahwa skenario 3 berhasil menguras minyak sampai saturasi minyak sekitar 30% di layer 2 dan 40% di layer 1. Maka dengan adanya penambahan 1 sumur produksi dan 2 sumur injeksi, minyak berhasil diproduksi secara maksimal.



Gambar 3.5 (d) Kurva Oil Rate Simulasi Skenario 3

Pada gambar 3.5 (d) terlihat bahwa adanya perpanjangan *plato rate* skenario 3 dibandingkan *basecase*. Pada simulasi *basecase*, kurva *plato rate* menurun pada bulan April 2025. Maka, dengan simulasi skenario 3 terjadi perpanjangan *plato rate* sampai tahun 2029 yang disebabkan karena adanya injeksi gas CO₂ dan penambahan sumur produksi. Penambahan injeksi gas CO₂ dapat mempertahankan produksi maksimum agar produksi minyak tidak menurun lebih cepat dan adanya penambahan sumur produksi membuat produksi minyak di bagian tengah dapat diproduksi secara optimal. Jadi, adanya penambahan 2 injeksi gas CO₂ dan penambahan 1 sumur produksi di skenario 3 mampu membuat kontrak terpenuhi.



Gambar 3.5 (e) Kurva Production Cummulative Oil, Recovery Factor, dan Water Cut Pada Simulasi Skenario 3

Hasil dari simulasi skenario 3 gambar 3.5 (e) menunjukkan bahwa adanya penambahan kumulatif produksi minyak menjadi 7,6 MMBBL, *recovery factor* sebesar 55% dan *watercut* sebesar 91%. Peningkatan produksi kumulatif disebabkan karena adanya injeksi CO₂ secara *miscible* yang dapat meningkatkan mobilitas minyak melalui mekanisme pengurangan viskositas, pelarutan hidrokarbon dan injeksi gas secara *immiscible* yang dapat mendorong minyak menuju sumur produksi dengan mempertahankan tekanan *reservoir* serta memperoleh peningkatan perolehan minyak (Dave Deraldy, 2019). Selain itu, penurunan *water cut* disebabkan karena ketika CO₂ diinjeksikan secara *miscible* dan *immiscible*, gas mulai menggantikan minyak dan mendorongnya ke sumur produksi, sehingga jumlah minyak yang diproduksi meningkat dan *water cut* menurun. CO₂ lebih efisien dalam menyapu minyak dibandingkan air, sehingga zona yang sebelumnya tersaturasi air dapat kembali menghasilkan minyak.

Tabel 3.5 Perbandingan Hasil Basecase, Skenario 1, Skenario 2, dan Skenario 3 dari ketiga parameter

Parameter	Basecase	Skenario 1	Skenario 2	Skenario 3
Produk Kumulatif	6,9 MMBBL	7 MMBBL	7,26 MMBBL	7,6 MMBBL
<i>Recovery Factor</i>	51%	52,3%	53%	55%
<i>Watercut</i>	97%	95%	93%	91%

Jadi, skenario terbaik atau skenario paling optimum dari skenario 1 sampai 3 pada penelitian ini adalah skenario 3. Pada skenario 3, kumulatif produksi minyak lebih besar dengan nilai 7,6 MMBBL dibandingkan *basecase*. Selain itu, dengan menggunakan injeksi CO₂ secara *miscible* dan injeksi gas CO₂ secara *immiscible* terbukti dapat meningkatkan



recovery factor, menurunkan nilai *water cut*, dan menjaga tekanan *reservoir* agar tetap stabil. Kenaikan *recovery factor* sebesar 4% dari basecase berdasarkan hasil simulasi yaitu tergolong rendah. Hal ini disebabkan oleh analisa *oil sweeping efficiency* hanya dilakukan secara vertikal dan pemilihan titik lokasi penambahan sumur berada di satu *line* yang sama. Oleh karena itu, diperlukan analisa secara vertikal dan horizontal agar produksi minyak optimal. Selain itu, evaluasi ulang terhadap pola injeksi-produksi dengan mempertimbangkan lokasi sumur yang lebih strategis dapat menjadi opsi untuk meningkatkan nilai *recovery factor*.

3.6 Penentuan Variabel Split dan Parameter Keekonomian

Sebelum dilakukannya perhitungan keekonomian pada skenario terbaik yaitu skenario 3 dengan penambahan 1 sumur produksi dan 2 umur injeksi. Peneliti terlebih dahulu menentukan variabel split mengenai tabel *base split*, *variable split*, dan *progressive split* (Kementerian ESDM, 2017) dan parameter keekonomian berdasarkan literatur yang ada (Matahari, 2021). Berikut ini tabel dari *variable split* dan parameter keekonomiannya:

Tabel 3.6 (a) Base split, Variable Split, dan Progressive Split pada Reservoir X (Kementerian ESDM, 2017)

Karakteristik	Parameter	Koreksi bagi hasil kontraktor (%)
Studi Lapangan	POD II	0%
Lokasi Lapangan	<i>Onshore</i>	0%
Kedalaman	>2500	1%
Ketersediaan Infrastruktur Pendukung	<i>Well Developed</i>	0%
Tipe <i>Reservoir</i>	Konvensional	0%
CO ₂ (%)	<5	0%
H ₂ S (ppm)	<100	0%
Densitas Minyak	30≤x<50	2%
Tahap Produksi	Sekunder	3%
Harga Minyak	70≤x<85	0%
Kumulatif Produksi minyak dan gas (MMBOE)	1≤x<10	4%
TOTAL		10%

Tabel 3.6 (b) Parameter Keekonomian pada Reservoir X (Matahari, 2021)

Parameter	Nilai	Satuan
Harga minyak	70	USD
CAPEX	10000000	USD
OPEX	500000	USD/tahun
Tax	22	%
Batas atas emisi	1,561	tCO ₂ /barrel
Pajak karbon	4,45	USD/ton
<i>Government Split</i>	57	%
<i>Contractor Split</i>	43	%
<i>True Government Split</i>	47	%
<i>True Contractor Split</i>	53	%

3.7 Hasil Perhitungan Keekonomian Menggunakan Sistem Carbon Pricing Pada Skema Gross Split

Hasil perhitungan keekonomian yang meliputi NPV, IRR, dan POT dengan menggunakan sistem *carbon pricing* pada skema *PSC Gross Split* berdasarkan hasil penentuan skenario terbaik yaitu skenario 3 dengan penambahan 1 sumur produksi dan 2 sumur injeksi dapat dilihat pada tabel 3.7 dan secara keseluruhan terdapat pada lampiran 5. Selain itu, perlu diketahui bahwa tidak semua proyek bisa menerapkan sistem *carbon pricing*. Hal tersebut dikarenakan sistem *carbon pricing* dapat diterapkan jika perusahaan memiliki strategi seperti *Carbon Capture Storage (CCS)*, efisiensi energi atau perdagangan karbon, serta pemanfaatan CO₂ sebagai metode injeksi EOR seperti pada penelitian ini. Berikut merupakan rumus yang digunakan dalam sistem *carbon pricing*:



Tabel 3.7 (a) Parameter dalam Perhitungan Sistem Carbon Pricing

Parameter	Nilai	Satuan
Hidrokarbon CO ₂	0,0246	Fraksi
Hidrokarbon <i>pore volume</i>	16.758	MRBBL
Densitas CO ₂	0,00187	ton/bbl

Rumus yang digunakan dalam sistem *carbon pricing* (Matahari, 2021) :

- Total CO₂ (bbl) = *Hidrokarbon pore volume* × 10⁶ × %CO₂(3.7.1)
- Emisi CO₂ (ton) = Total CO₂ × Densitas CO₂.....(3.7.2)
- Biaya Karbon (USD) = Emisi CO₂ (ton) × *carbon tax* (USD).....(3.7.3)

Tabel 3.7 (b) Hasil Perhitungan Keekonomian untuk Kontraktor

Total CO ₂ (bbl)	Emisi CO ₂ (ton)	Biaya Karbon (USD)	NPV (USD)	IRR %	POT (bulan)
412.246.800	770.901,516	3.430.511,746	786.678,21	11	7,4

Berdasarkan tabel 3.7 (b) Nilai NPV sebesar 786.678,21 USD menunjukkan bahwa proyek ini menghasilkan keuntungan bersih di masa depan setelah memperhitungkan biaya dan pendapatan. NPV positif menandakan proyek layak secara finansial. Nilai IRR sebesar 11% menunjukkan tingkat pengembalian internal yang cukup baik karena angka di atas 10% dianggap menarik bagi investor serta hasil POT selama 7,4 bulan mengindikasikan periode pengembalian investasi yang relatif cepat. Hal ini menunjukkan bahwa kontraktor bisa mulai menghasilkan keuntungan dalam jangka pendek. Adanya penerapan sistem *carbon pricing* memperkenalkan biaya tambahan yang signifikan terutama pada proyek yang melibatkan emisi karbon besar. Sistem *carbon pricing* akan langsung mengurangi keuntungan proyek karena biaya untuk emisi karbon harus diperhitungkan dalam biaya operasional. Oleh karena itu, kontraktor akan terdorong untuk mengurangi emisi CO₂ agar mengurangi biaya karbon yang perlu dibayar.

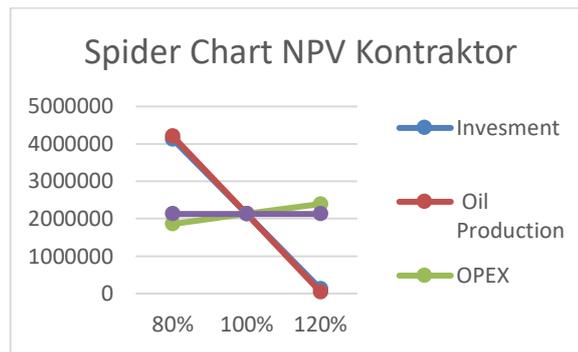
Tabel 3.7 (c) Hasil Perhitungan Keekonomian untuk Pemerintah

Total CO ₂ (bbl)	Emisi CO ₂ (ton)	Biaya Karbon (USD)	NPV (USD)	IRR %	POT (bulan)
412.246.800	770.901,516	3.430.511,746	204,52	-	-

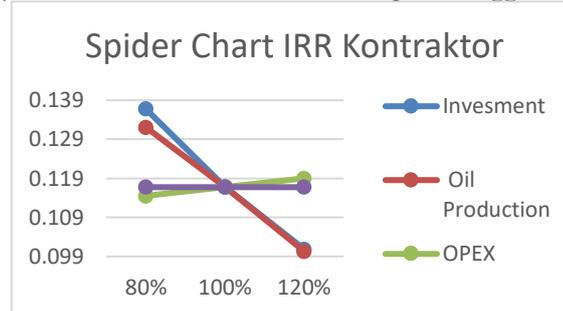
Pada tabel 3.7 (c) hasil nilai NPV untuk pemerintah sangat rendah, yaitu 204,52 USD. Nilai NPV yang rendah bisa disebabkan oleh pembagian pendapatan yang kurang menguntungkan bagi pemerintah. Ketidakadaan nilai IRR dan POT pada pemerintah disebabkan karena kontraktor menanggung semua biaya operasional dan investasi. Jadi, hasil perhitungan keekonomian untuk kontraktor dan pemerintah tersebut sudah sesuai dengan literatur (Matahari, 2021). Skema *gross split* memang memberikan insentif lebih besar bagi kontraktor untuk mengelola proyek secara efisien, sementara beban biaya karbon bisa mengurangi keuntungan pemerintah.

3.8 Analisa Sensitivitas Keekonomian

Analisa sensitivitas pada penelitian ini menggunakan 4 parameter yaitu *investment*, *oil production*, OPEX, dan *oil price*. Alasan penggunaan 4 parameter tersebut dikarenakan peneliti ingin mengetahui parameter apa saja yang berdampak pada nilai NPV dan IRR (kontraktor). Hasil dari analisa sensitivitas dapat dilihat pada grafik *spider chart* pada gambar 4.8 (a) dan (b). Pada tabel 4.8 (a) NPV menunjukkan perubahan dalam NPV berdasarkan perubahan parameter seperti *Investment*, *Oil Production*, OPEX, dan *Oil Price* pada persentase yang berbeda (80%, 85%, 90%, 95%, 100%, 105%, 110%, 115%, 120%). Rentang ±20% (80%-120%) adalah standar umum dalam analisis sensitivitas untuk mengevaluasi dampak ketidakpastian terhadap kinerja keuangan proyek. Ini mencerminkan kemungkinan fluktuasi dalam faktor-faktor utama seperti biaya investasi, produksi minyak, harga minyak, dan biaya operasional. Gambar 4.8 (a) mengidentifikasi bahwa jika *investment* meningkat dari 100% (786.678 USD) ke 120% (-1.213.322 USD), nilai NPV berkurang secara signifikan dan bahkan menjadi negatif pada level 110% (-213.322 USD) dan 115% (-713.322 USD) yang dapat dilihat pada lampiran 5. Ini menunjukkan bahwa investasi yang terlalu tinggi akan merugikan proyek sedangkan pada variabel *oil production* dan *oil price* memiliki dampak besar pada NPV. Ketika kedua variabel ini meningkat, nilai NPV meningkat yang menunjukkan bahwa peningkatan produksi dan harga minyak secara langsung meningkatkan profitabilitas proyek. Harga ideal minyak untuk profitabilitas proyek atau dianggap menguntungkan yaitu berada diatas 90% (60 USD), jika dibawah 85% (50 USD) maka dapat merugikan proyek.



Gambar 3.8 (a) Analisa Sensitivitas NPV Gross Split Menggunakan Spider Chart



Gambar 3.8 (b) Analisa Sensitivitas IRR Gross Split Menggunakan Spider Chart

Pada skema *gross split*, IRR sangat penting untuk melihat profitabilitas proyek minyak dan gas. IRR yang lebih tinggi dari tingkat diskonto yang diharapkan menunjukkan proyek yang layak. Jika dilihat pada gambar 3.8 (b), investasi yang lebih tinggi 110% (sebesar 10,5%) sampai 120% (sebesar 9%) menurunkan IRR, sedangkan produksi dan harga minyak yang lebih tinggi dapat meningkatkan IRR. Ini sesuai dengan literatur (Matahari, 2021) yang menyatakan bahwa *gross split* membutuhkan pengelolaan biaya yang efisien karena dampaknya langsung terhadap IRR. Berdasarkan gambar 3.8 (b) mengenai analisa sensitivitas IRR *gross split* menggunakan *spider chart*, menunjukkan bahwa nilai IRR sangat dipengaruhi oleh *oil production* dan *oil price* yang sesuai dengan sifat bisnis minyak dan gas yang sangat sensitif terhadap harga komoditas. Pada literatur (Matahari, 2021) skema *gross split* lebih menguntungkan pada kondisi harga minyak yang tinggi, karena lebih banyak keuntungan langsung diperoleh kontraktor tanpa menunggu pengembalian biaya seperti pada *PSC cost recovery*. Jadi, berdasarkan gambar 4.8 (a) sampai 4.8 (b), variabel *investment* berpengaruh negatif terhadap NPV dan IRR. Semakin tinggi investasi, semakin besar dampak negatif pada profitabilitas proyek.

Variabel *oil price* menghasilkan pengaruh positif terhadap IRR dan NPV. Semakin tinggi harga minyak, semakin tinggi keuntungan kontraktor. Selain itu, *oil production* memiliki pengaruh positif yang signifikan terhadap NPV dan IRR, tetapi sedikit di bawah pengaruh harga minyak. Untuk variabel OPEX tetap berpengaruh terhadap profitabilitas proyek, namun dalam grafik diatas, pengaruh OPEX tampaknya lebih kecil dibandingkan variabel lain seperti *Investment*, *Oil Price*, dan *Oil Production*. Hal tersebut disebabkan karena pada proyek dengan menggunakan skema *gross split*, fokus utama kontraktor sering kali adalah mengelola investasi dan memaksimalkan pendapatan dari produksi dan harga minyak, sementara OPEX dikendalikan untuk meminimalkan biaya tetapi tidak memiliki dampak yang sama besar terhadap NPV atau IRR. Jadi, meskipun OPEX tidak seberpengaruh variabel lain dalam konteks ini, itu tidak berarti OPEX tidak penting. Optimalisasi biaya operasional tetap berperan dalam menjaga profitabilitas proyek. Selain itu, apabila perusahaan menghasilkan emisi GRK lebih dari batas (*cap*), maka perusahaan akan dikenakan pajak oleh pemerintah. Sebaliknya, jika total emisi GRK yang dihasilkan lebih rendah dari *baseline* yang telah ditetapkan oleh pemerintah, yaitu sebesar 850.000 ton CO₂ (Kementrian ESDM, 2017) maka perusahaan berhak mendapatkan insentif. Oleh karena itu, berdasarkan penelitian mengenai proyek optimasi produksi menggunakan injeksi gas CO₂ dengan penerapan sistem *carbon pricing* dalam skema *gross split* memberikan dampak positif bagi perusahaan. Hal ini dikarenakan berdasarkan perhitungan (lampiran 5), perusahaan mampu mengurangi total emisi GRK hingga dibawah *baseline* yaitu sebesar 770.901 ton CO₂.

IV. KESIMPULAN

Kesimpulan dari penelitian yang berjudul Optimasi Produksi Menggunakan Injeksi CO₂ dan Penerapan Sistem *Carbon Pricing Reservoir X* yaitu:

1. Skenario yang menghasilkan produksi paling optimum yaitu pada simulasi skenario 3 dengan penambahan 2 sumur injeksi dan 1 sumur produksi. Hal tersebut dikarenakan injeksi CO₂ secara *miscible* menyebabkan volume minyak bertambah (*swelling*), mengurangi viskositas minyak, meningkatkan mobilitas minyak menjadi $M = 1$ dan membantu



- meningkatkan efisiensi perpindahan minyak ke sumur produksi, sedangkan injeksi gas secara immiscible dapat mempertahankan tekanan *reservoir* dan meningkatkan *recovery factor*. Jadi, injeksi CO₂ menjadi metode EOR yang sangat efektif. Hasil kumulatif produksi minyak pada skenario 3 sebesar 7,6 MMBBL, *recovery factor* sebesar 55% dan *watercut* 91%. Nilai tersebut dikatakan tinggi dibandingkan dengan hasil pada basecase.
2. Hasil dari perhitungan menggunakan sistem *carbon pricing* dengan skema PSC *Gross Split* pada skenario terbaik yaitu sangat menguntungkan bagi kontraktor. Hal ini didukung dengan nilai NPV sebesar 786.678,21 USD yang menandakan proyek layak secara finansial dan nilai IRR sebesar 11% menunjukkan tingkat pengembalian internal yang cukup baik karena angka di atas 10% dianggap menarik bagi investor serta hasil POT selama 7,4 bulan mengindikasikan periode pengembalian investasi yang relatif cepat.
 3. Variabel yang paling berpengaruh pada keekonomian injeksi CO₂ di *reservoir* X yaitu investasi atau CAPEX dan produksi minyak. Keduanya memiliki dampak yang paling besar terhadap IRR dan NPV. Oleh karena itu, optimalisasi biaya investasi dan peningkatan produksi minyak menjadi faktor kunci untuk memaksimalkan keuntungan kontraktor.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Anton Kurniawan. (2017). Application of Production Sharing Contract Cost Recovery and Gross Split Mechanism in Microbial Well Stimulation. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- [2] Bank, W. (2021). State and Trends of Carbon Pricing 2021. In *State and Trends of Carbon Pricing 2021* (Issue May). <https://doi.org/10.1596/978-1-4648-1728-1>
- [3] Klmt, T.-L., Refiyanto, A. A., & Afifah, R. S. (2023). *Received : Februari 2023 Perencanaan Volume Injeksi CO₂ Dan Tekanan Injeksi CO₂ Dengan Pola Injeksi ¼ Dari 5 Spot Pada Kegiatan CO₂ Flooding-Enhanced Oil Recovery (CO₂ EOR) Di Sumur Sekolah Tinggi Teknologi Migas (STT Migas) Balikpapan Email : and. 9(1).*
- [4] Dave Deraldy. (2019). CO₂ Injection Study in Deltaic Reservoir System. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- [5] Matahari. (2021). *Carbon Pricing Economic Study for CO₂ Injection in Indonesia Using PSC Cost Recovery. 4(1), 6.*
- [6] Kementerian ESDM. (2017). Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral Nomor 8 Tahun 2017. Jakarta: Kementerian ESDM.
- [7] OECD. (2016). Effective Carbon Rates: Pricing CO₂ through Taxes and Emissions Trading Systems. In *OECD Publishing*. <http://dx.doi.org/10.1787/9789264260115-en>
- [8] PWC. (2020). *Oil and Gas in Indonesia Investment and Taxation Guide 11 th Edition (limited regulatory update). 11, 1–57.* <https://www.pwc.com/id/en/energy-utilities-mining/assets/oil-and-gas/oil-and-gas-guide-2020.pdf>
- [9] Ristawati, A., Pramadika, H., Maulani, M., & Prima, A. (2023). Analisis Keekonomian Skema Psc Gross Split Pada Pengembangan Lapangan Fr. *Jurnal Penelitian Dan Karya Ilmiah Lembaga Penelitian Universitas Trisakti, 8(2), 293–302.* <https://doi.org/10.25105/pdk.v8i2.15621>
- [10] Stavins, R. N. (2019). The Future of United States Carbon-Pricing Policy. *International Affairs, 56(1), 203–203.* <https://www.rff.org/publications/working-papers/future-united-states-carbon-pricing-policy/>
- [11] Abdurrahman, M., Pramana, A. A., Permadi, A. K., & junin, R. (2020). Fundamental of Minimum Miscibility Pressure Determination Method. UIR PRESS.
- [12] Rosiani, D., Permadi, A. K., Siregar, H.P.S., Gunawan, A.Y., & Ariadji, T (2022). A New co₂-EoR Methods Screening Model Based on Interdependency Parameters. *Applied Sciences (Switzerland), 12(8).* <https://doi.org/10.3390/app12083937>
- [13] Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997). EOR Screening Criteria Revisited - Part 1 : Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. *SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum Engineers), 12(3), 189-197.* <https://doi.org/10.2118/3585-pa>