

**STRATEGI PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK DI
LAPANGAN X MELALUI ASP-CO₂ *FLOODING*
MENGUNAKAN SIMULATOR *RESERVOIR***

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan.

OLEH :

M. FALGI DWI ARDHANA

213210813



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU**

2026

**STRATEGI PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK DI
LAPANGAN X MELALUI ASP-CO₂ *FLOODING*
MENGUNAKAN SIMULATOR *RESERVOIR***

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Penyusunan Tugas Akhir Program Studi Teknik Perminyakan

OLEH:

M.FALGI DWI ARDHANA

213210813



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2026

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh

Nama : M. Falgi Dwi Ardhana
NPM : 213210813
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Tugas akhir : Strategi Peningkatan Produksi Minyak di
Lapangan X Melalui ASP-CO2 Flooding
Menggunakan Simulator Reservoir

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau.

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Prof. Dr. Eng. Ir. Muslim, S.T., M.T., IPU., ASEAN Eng (.....)

Penguji I : Ir. Fiki Hidayat, S.T., M.Eng (.....)

Penguji II : Ir. Idham Khalid, S.T., M.T (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 12 Maret 2026

disusun oleh

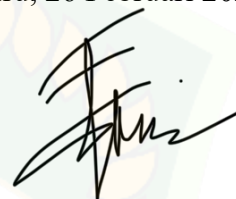
**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**

Ir. Novia Rita, S.T., M.T

PERNYATAAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dengan semua sumber yang tercantum didalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh.

Pekanbaru, 26 Februari 2026



M. Falgi Dwi Ardhana

213210813



KATA PENGANTAR

Alhamdulillah rabbil ‘alamin, penulis mengucapkan puji syukur kepada Allah SWT yang telah melimpahkan rahmat dan anugerah-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi ini. Penyusunan skripsi ini merupakan proses yang penuh perjuangan dengan berbagai pengalaman, baik yang menyenangkan maupun yang menantang, dan tentunya tidak terlepas dari bantuan berbagai pihak. Dengan demikian, pada kesempatan ini penulis menyampaikan ucapan terima kasih kepada:

1. Allah Subhanallah wa ta'alla, dzat yang telah melimpahkan begitu banyak Rahmat dan karunia sehingga penulis masih diberi kesempatan dan hidayah untuk dapat menyelesaikan tugas akhir ini.
2. Kedua orang tua saya yang tidak pernah putus mendoakan dan memberikan dukungan penuh sehingga saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Saya berharap dapat membanggakan orang tua di masa mendatang.
3. Almarhum kakek dan nenek saya yang telah merawat dan membimbing saya sejak kecil, terutama pada saat kedua orang tua saya harus bekerja di luar kota. Kasih sayang, perhatian, dan dukungan mereka telah menjadi sumber kekuatan dan inspirasi bagi saya hingga saat ini.
4. Kakak tercinta yang selalu memberikan bantuan dalam segala hal serta dukungan penuh, agar adiknya dapat meraih kesuksesan di masa depan.
5. Prof. Dr. Eng. Ir. Muslim, S.T., M.T., IPU., ASEAN Eng selaku dosen pembimbing saya yang telah menyediakan waktunya tenaga dan pikiran untuk memberi masukan dalam penyusunan skripsi ini.
6. Bapak Ir. Fiki Hidayat, S.T., M.Eng dan bapak Ir. Idham Khalid, S.T., M.T selaku dosen penguji yang telah meluangkan waktu untuk memberikan penilaian serta saran perbaikan, sehingga tugas akhir ini dapat diselesaikan secara optimal.
7. Pimpinan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, beserta dosen Program Studi Teknik Perminyakan yang telah memberikan pembelajaran, arahan, dan masukan yang bermanfaat selama masa studi.
8. Kak Sari Iga Mulyani, S.T., M.T. yang memberikan saya ilmu dan membimbing saya selama penyusunan tugas akhir ini.

- 
9. Kepada teman-teman yang terus memberi keceriaan, dorongan, dan support, yang membuat saya tetap termotivasi menjalani perkuliahan.
 10. Sahabat 'Blackpapper', yang telah menemani penulis sejak masa SMA hingga saat ini, selalu memberikan dukungan penuh dalam setiap langkah penulis, termasuk dalam menyelesaikan pendidikan kuliah.
 11. Sahabat 'TBH Jaya', yang berawal dari teman seperjuangan di Kota Pekanbaru, senantiasa memberikan dukungan serta hiburan yang sangat berarti, sehingga saya dapat bertahan dan terus survive di perantauan.
 12. Sahabat 'Dah on ni', yang selalu memberikan bantuan selama masa kuliah dan menjadi teman yang tangguh dalam bertukar pikiran untuk menyelesaikan tugas-tugas kuliah.
 13. Yulinatasya Rimaida, yang selalu mendampingi saya dalam perjuangan meraih cita-cita. Meskipun saya menghadapi berbagai kegagalan, dia tetap setia berada di samping saya, memberikan dukungan penuh selama saya menyelesaikan kuliah ini.
 14. Teruntuk M. Falgi Dwi Ardhana, Terima kasih telah berjuang menyelesaikan apa yang telah dimulai. Tetaplah menjadi pribadi yang terus berusaha dan tidak takut untuk mencoba. Takdir berada dalam ketetapan Allah SWT, sedangkan ikhtiar dan doa adalah tanggung jawab yang terus kita upayakan.

Semoga Allah senantiasa memberikan balasan atas segala kebaikan yang telah diberikan oleh semua pihak yang telah membantu dalam penyelesaian Tugas Akhir ini. Semoga Tugas Akhir ini dapat memberikan manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 26 Februari 2026

M. Falgi Dwi Ardhana
213210813

DAFTAR ISI

KATA PENGANTAR.....	i
DAFTAR ISI.....	iii
DAFTAR GAMBAR	v
DAFTAR TABEL	vi
DAFTAR SINGKATAN.....	vii
DAFTAR SIMBOL	viii
ABSTRAK	ix
<i>ABSTRACT</i>	x
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian	2
1.4 Batasan Masalah.....	3
1.5 Hipotesis Penelitian.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 <i>Chemical Enhanced Oil Recovery (CEOR)</i>	4
2.2 Injeksi <i>Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP)</i>	5
2.3 Injeksi CO ₂	7
2.4 <i>ASP Alternating Gas (ASPAG)</i>	8
2.5 <i>Recovery Factor</i>	9
2.6 <i>Screening Criteria</i>	10
2.7 <i>State Of The Art</i>	12
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	17
3.1 Metodologi Penelitian	17
3.2 Jadwal Penelitian.....	17
3.3 <i>Flowchart</i> Penelitian	18

3.4	Karakteristik <i>Reservoir</i>	19
3.5	Model <i>Reservoir</i>	20
3.6	Skenario Injeksi.....	21
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....		22
4.1	Inisialisasi Basecase	22
4.2	Penentuan Skenario Injeksi ASP-CO ₂ Pada Lapangan X	23
4.3	Pengaruh <i>ASP Alternating CO₂</i> Terhadap <i>Recovery Factor</i>	26
BAB V PENUTUP.....		35
5.1	Kesimpulan	35
5.2	Saran.....	35
DAFTAR PUSTAKA.....		36
LAMPIRAN.....		41

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Klasifikasi Chemical EOR (Gbadamosi et al., 2019).....	5
Gambar 2. 2 Injeksi ASP (Gbadamosi et al., 2019).....	6
Gambar 2. 3 Proses Injeksi CO ₂ (Refiyanto et al., 2023).....	8
Gambar 2. 4 Proses ASPAG (Li et al., 2024)	9
Gambar 2. 5 <i>Oil Recovery Stages</i> (Atia & Mohammedi, 2018).....	10
Gambar 3. 1 Model <i>Basecase</i>	20
Gambar 4. 1 Grafik Oil Recovery Factor Basecase.....	23
Gambar 4. 2 Recovery factor vs Waktu pada berbagai skenario	27
Gambar 4. 3 Oil Rate dan Water Cut Skenario 9 Vs Time	28
Gambar 4. 4 IFT Skenario 9 Vs Time.....	30
Gambar 4. 5 Distribusi IFT.....	30
Gambar 4. 6 Oil Viscosity Skenario 9 Vs Time.....	31
Gambar 4. 7 Distribusi Viskositas Minyak.....	31
Gambar 4. 8 Saturasi Minyak vs Waktu	32
Gambar 4. 9 Distribusi Saturasi Minyak	32
Gambar 4. 10 Kurva Permeabilitas Relatif Setelah Injeksi ASP	33

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 Screening Criteria	11
Tabel 2. 2 Urutan Metode EOR Menggunakan Tabel Taber	12
Tabel 2. 3 State Of The Art.....	12
Tabel 3. 1 <i>Timeline</i>	17
Tabel 3. 2 <i>Karakteristik Reservoir</i>	19
Tabel 3. 3 Komposisi Fluida <i>Reservoir</i>	19
Tabel 3. 4 Komponen Fluida Injeksi	20
Tabel 3. 5 Skenario Injeksi	21
Tabel 4. 1 Inisialisasi Model Simulasi.....	22
Tabel 4. 2 Jumlah Fluida Injeksi Pada Satu Siklus ASPAG	24
Tabel 4. 3 <i>Additional oil recovery factor</i>	25

DAFTAR SINGKATAN

EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
ASPAG	<i>ASP Alternating Gas</i>
WAG	<i>Water alternating Gas</i>
CMG	<i>Computer Modelling Group</i>
HPAM	<i>Hydrolyzed Polyacrylamide</i>
Na_2CO_3	<i>Sodium Carbonate</i>
SDS	<i>Sodium Dodecyl Sulfate</i>
CO_2	<i>Carbon Dioxide</i>
IFT	<i>Interfacial Tension</i>
RF	<i>Recovery Factor</i>
ASP	<i>Alkaline Surfactant Polymer</i>
PV	<i>Pore Volume</i>

DAFTAR SIMBOL

Acre	Satuan luas
cP	Centi <i>poise</i>
API	<i>American Petroleum Institute</i>
degC	<i>Celcius</i>
degF	<i>Fahrenheit</i>
ft	<i>Feet</i>
lb/ft ³	<i>Pound Per cubic Foot</i>
m	Meter
mD	<i>Milidarcy</i>
wt%	<i>Weight Percent</i>

STRATEGI PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK DI LAPANGAN X MELALUI ASP-CO₂ *FLOODING* MENGUNAKAN SIMULATOR *RESERVOIR*

M. Falgi Dwi Ardhana

213210813

ABSTRAK

Penurunan produksi minyak di lapangan tua seringkali terjadi akibat berkurangnya tekanan *reservoir* alami, yang mengakibatkan terbatasnya perolehan minyak. Untuk mengatasi hal ini, penerapan teknik *Enhanced Oil Recovery* (EOR) dengan menggunakan injeksi CO₂ dan *Alkaline-Surfactant-Polymer* (ASP). Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi penerapan metode *ASP Alternating CO₂ Flooding* pada Lapangan X menggunakan simulasi *reservoir* dengan perangkat lunak CMG-STARs. Simulasi dilakukan dengan variasi rasio dan *slug size* injeksi CO₂ dan ASP untuk mengidentifikasi yang memberikan *recovery factor* (RF) terbaik. Hasil penelitian menunjukkan bahwa penggunaan kombinasi ASP dan CO₂ secara bergantian (ASPAG) meningkatkan *recovery factor* secara signifikan. Skenario dengan rasio 1:2 dan ukuran *slug* 0,6 menghasilkan peningkatan RF terbesar hingga 29,3%, yang menunjukkan bahwa injeksi CO₂ dan ASP dalam kombinasi ini dapat meningkatkan efisiensi *recovery factor* secara lebih optimal.

Kata Kunci : *Enhanced Oil Recovery* (EOR), *ASP Alternating CO₂ Flooding* (ASPAG), *Recovery Factor*.

OIL PRODUCTION INCREASE STRATEGY IN FIELD X THROUGH ASP-CO₂ FLOODING USING RESERVOIR SIMULATOR

M. Falgi Dwi Ardhana

213210813

ABSTRACT

Oil production decline in mature fields often occurs due to the reduction of natural reservoir pressure, leading to limited oil recovery. To address this issue, the application of Enhanced Oil Recovery (EOR) techniques using CO₂ injection and Alkaline-Surfactant-Polymer (ASP) is explored. This study aims to evaluate the application of the ASP Alternating CO₂ Flooding method in Field X using reservoir simulation with CMG-STARs software. Simulations were conducted with varying CO₂ and ASP injection ratios and slug size to identify that yields the best recovery factor (RF). The results show that the alternating use of ASP and CO₂ (ASPAG) significantly improves the recovery factor. The scenario with a 1:2 ratio and a slug size of 0.6 produced the largest RF increase of up to 29,3%, indicating that the combination of CO₂ and ASP injection in this ratio can enhance oil recovery efficiency more optimally.

Keywords: *Enhanced Oil Recovery (EOR), ASP Alternating CO₂ Flooding (ASPAG), Recovery Factor.*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Produksi minyak dari *reservoir* cenderung mengalami penurunan seiring waktu. Namun, hal ini tidak selalu berarti bahwa cadangan minyak di *reservoir* telah habis. *Enhanced Oil Recovery* (EOR) menawarkan solusi untuk mengangkat minyak yang tidak bisa diambil melalui produksi *primary* dan *secondary*. Namun, penerapan metode EOR harus dilakukan dengan pemilihan yang tepat agar hasil yang diperoleh optimal (Putra & Kiono, 2021).

Lapangan X yang berada di Cekungan Sumatera Selatan, merupakan salah satu lapangan minyak yang terdiri dari formasi *sandstone*. Lapangan ini tergolong sebagai lapangan tua (*mature field*) dengan mekanisme *solution gas drive*, yang terletak di Provinsi Jambi. Salah satu masalah utama yang dihadapi adalah penurunan tenaga dorong *reservoir*, yang menyebabkan penurunan produksi minyak (Abdurrahman et al., 2018). Pada lapangan ini menunjukkan bahwa pada awalnya, saturasi minyak berada pada angka 0,65. Hal ini mengindikasikan bahwa masih terdapat cadangan minyak yang signifikan di dalam *reservoir*, yang menjadikan lapangan ini memiliki potensi untuk *Enhanced Oil Recovery* (EOR) (Abdurrahman et al., 2019). Lapangan ini terletak dekat dengan sumber gas CO₂ yang memiliki konsentrasi antara 30% hingga 80%, yang terdapat di Cekungan Sumatera Selatan (Abdurrahman et al., 2015). Hal ini dapat mendukung penerapan injeksi CO₂ dalam rangka meningkatkan perolehan minyak.

Injeksi gas *Carbon Dioxide* (CO₂) sangat dipengaruhi oleh sejumlah faktor, antara lain tekanan injeksi, *oil swelling*, sifat kebasahan (*wettability*), tegangan antarmuka (IFT), permeabilitas batuan, rasio viskositas, saturasi fluida (Kristanto et al., 2019). Selain itu, proses ASP (*Alkaline-Surfactant-Polymer*) melibatkan injeksi larutan berbasis air yang mengandung zat *Alkaline*, *Surfactant*, dan *Polymer*. Zat *Alkaline* dan *Surfactant* berfungsi untuk mengurangi tegangan antarmuka (IFT) antara fluida yang dipindahkan, sehingga meningkatkan efisiensi perpindahan dan mengurangi saturasi minyak residu setelah injeksi (Marques et al., 2023).

Berdasarkan penelitian (Li et al., 2024) hasilnya menunjukkan bahwa ASPAG meningkatkan efisiensi *recovery factor* sebesar 12–17% dibandingkan WAG dan 9–11% lebih tinggi dibandingkan ASP *flooding*. Penelitian ini menggunakan *Surfactant sodium dodecyl sulfate* (SDS), *Alkaline sodium carbonate* (Na_2CO_3), dan *Polymer hydrolyzed polyacrylamide* (HPAM). Berdasarkan penelitian (Phukan et al., 2019) Kombinasi bahan kimia *Surfactant* seperti *Sodium Dodecyl Sulfate* (SDS) dan *Sodium Carbonate* (Na_2CO_3) sebagai *Alkaline* mampu mengurangi tegangan antarmuka minyak-air secara signifikan dan mendukung pembentukan *foam* yang stabil, meningkatkan efisiensi *recovery factor*, terutama pada *reservoir* dengan permeabilitas rendah hingga sedang.

Peneliti berencana untuk melakukan studi simulasi *ASP Alternating CO₂ Flooding* dengan memvariasikan rasio dan *slug size* injeksi CO_2 dan ASP (*Surfactant*, *Alkaline*, dan *Polymer*) pada Lapangan X, yang sebelumnya belum dilakukan *Tertiary Recovery*, menggunakan simulator *reservoir* CMG-STARs. Dalam simulasi ini, rasio dan *slug size* injeksi CO_2 dan ASP akan diuji dengan skenario 9. Tujuan utama simulasi ini adalah untuk menganalisis dan mengevaluasi dampak variasi rasio dan *slug size* tersebut terhadap efisiensi *recovery factor*, serta untuk menentukan skenario yang paling optimal dalam meningkatkan perolehan minyak di lapangan ini.

1.2 Tujuan Penelitian

Penelitian ini bertujuan untuk :

1. Mengkaji pengaruh ASP *Alternating CO₂* terhadap *Recovery Factor* menggunakan simulator *reservoir*.
2. Menentukan skenario terbaik berdasarkan nilai *Recovery Factor* tertinggi yang diperoleh melalui penggunaan simulator *reservoir*.

1.3 Manfaat Penelitian

Penelitian ini diharapkan dapat memberikan manfaat sebagai berikut :

1. Menyediakan referensi akademik bagi penelitian lebih lanjut yang membahas *Enhanced Oil Recovery* (EOR) menggunakan kombinasi injeksi CO_2 dan ASP.

2. Memberikan gambaran tentang aplikasi praktis dari *ASP Alternating CO₂ Flooding* (ASPAG).

1.4 Batasan Masalah

Agar penelitian ini lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan utama, maka perlu ditetapkan batasan masalah yaitu :

1. Aspek keekonomian dari penerapan metode injeksi (ASPAG) tidak dibahas dalam penelitian ini, sehingga penelitian ini sepenuhnya fokus pada analisis teknisnya.
2. Penelitian ini akan fokus pada perbandingan hasil rasio dan *Slug size* injeksi *ASP Alternating CO₂* terhadap *Recovery Factor*.
3. Keberhasilan penelitian ini hanya akan diukur berdasarkan nilai *Recovery Factor*

1.5 Hipotesis Penelitian

Penelitian ini dilakukan pengujian metode EOR yaitu ASPAG yang bertujuan untuk mengevaluasi pengaruh penerapan metode *ASP Alternating CO₂* (ASPAG) terhadap peningkatan *recovery factor* di Lapangan X, dengan menggunakan berbasis perangkat lunak CMG-STARs. Hasil dari penelitian diharapkan bisa menunjukkan pengaruh teknik ASPAG, yang mengombinasikan injeksi CO₂ dan ASP dalam berbagai rasio dan *slug size*, dapat memberikan peningkatan signifikan pada *recovery factor* dibandingkan dengan metode konvensional.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Dalam Alqur'an Surah Al-Baqarah (2:164) Allah berfirman : “Sesungguhnya pada penciptaan langit dan bumi, pergantian malam dan siang bahtera yang berlayar di laut dengan (muatan) yang bermanfaat bagi manusia, apa yang Allah turunkan dari langit berupa air, lalu dengannya Dia menghidupkan bumi setelah mati (kering), dan Dia menebarkan di dalamnya semua jenis hewan, dan pengisaran angin dan awan yang dikendalikan antara langit dan bumi, (semua itu) sungguh merupakan tanda-tanda (kebesaran Allah) bagi kaum yang mengerti” Allah menyampaikan firman-Nya seluruh umat manusia bahwa kita diperintahkan oleh Allah SWT tentang pentingnya menggunakan sumber daya yang ada dengan bijaksana dan tidak berlebihan.

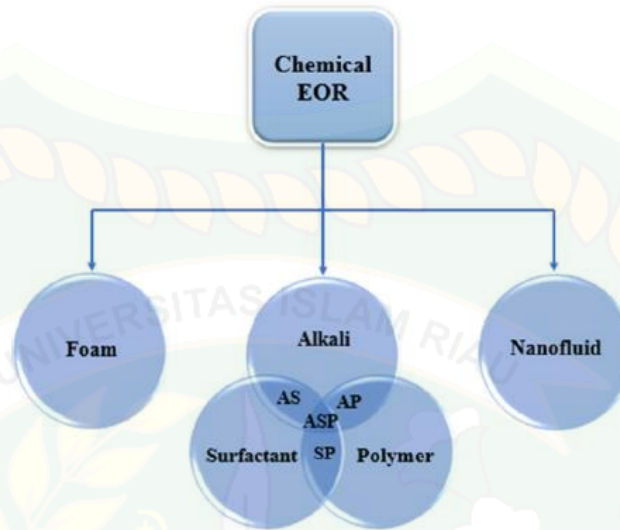
2.1 *Chemical Enhanced Oil Recovery (CEOR)*

Injeksi kimia merupakan salah satu metode *Enhanced Oil Recovery (EOR)* yang dilakukan dengan menambahkan bahan kimia ke dalam air injeksi. Tujuan utama dari proses ini adalah untuk meningkatkan perolehan minyak dengan cara meningkatkan efisiensi penyapuan dan mengurangi saturasi minyak dalam *reservoir* (Putra & Kiono, 2021).

Penggunaan bahan kimia dalam proses *Enhanced Oil Recovery (EOR)* menunjukkan potensi penyapuan yang lebih tinggi dan hasil yang menjanjikan. Salah satu keunggulan metode injeksi kimia adalah biaya yang lebih rendah serta teknik penerapan yang lebih sederhana jika dibandingkan dengan metode EOR lainnya. Metode ini terbukti efektif dalam meningkatkan tingkat *recovery factor* (Auni et al., 2023).

Injeksi kimia mencakup tiga teknik utama: injeksi *Polymer*, injeksi *Surfactant*, dan injeksi *Alkaline*. Injeksi *Polymer* bertujuan untuk meningkatkan mobilitas air dalam proses *water flooding*. *Polymer* dengan rantai panjang dapat menurunkan mobilitas air karena adanya resistensi, yang pada akhirnya meningkatkan efisiensi pemindahan minyak. Injeksi *Surfactant* bertujuan untuk mengurangi tegangan antar muka (IFT) antara minyak dan air, yang memungkinkan penggantian sisa minyak yang tidak terproduksi selama *water flooding*. *Surfactant* ini dapat menurunkan

nilai IFT, sementara emulsi yang terbentuk dapat meningkatkan rasio mobilitas. Injeksi *Alkaline* sebagai larutan, akan bereaksi dengan senyawa asam dalam minyak mentah dan membentuk *Surfactant* secara *in-situ* (Pilla, 2018). Klasifikasi kimia EOR dapat dilihat pada **Gambar 2.1** berikut :



Gambar 2.1 Klasifikasi *Chemical* EOR (Gbadamosi et al., 2019)

2.2 Injeksi *Alkaline-Surfactant-Polymer* (ASP)

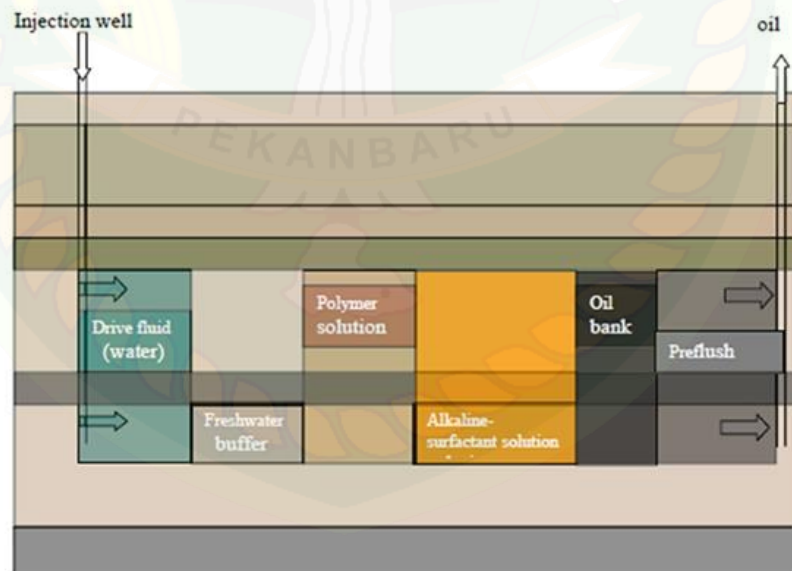
Enhanced Oil Recovery (EOR) menggunakan sistem *Alkaline-Surfactant-Polymer* (ASP) dikembangkan sejak 1970-an (Yang et al., 2019). *Alkaline-Surfactant-Polymer flooding* merupakan gabungan dari teknik *Alkaline flooding*, *Surfactant flooding*, dan *polymer flooding*. Oleh karena itu, mekanisme pemindahannya adalah kombinasi dari proses-proses individu tersebut (Sheng, 2011).

Penggunaan *Alkaline-Surfactant-Polymer* (ASP) merupakan kemajuan signifikan dalam bidang *Enhanced Oil Recovery* (EOR), yang berkembang dari metode-metode sebelumnya melalui penelitian dan penerapan praktis di lapangan. Teknologi ini dapat diterapkan pada berbagai jenis *reservoir*, seperti *reservoir* pasir dan karbonat. ASP juga efektif pada *reservoir* dengan permeabilitas sedang hingga tinggi, serta pada *reservoir* dengan permeabilitas rendah. Metode ini mampu memulihkan baik minyak ringan maupun minyak berat (Chakraborty et al., 2025).

Injeksi ASP lebih efektif jika diterapkan setelah proses *water flooding*, karena setelah *water flooding*, masih banyak minyak yang tertinggal di dalam *reservoir*. Keunggulan ASP *flooding* dibandingkan metode lainnya adalah kemampuannya

untuk meningkatkan *recovery factor* dengan cara mengurangi tegangan antarmuka (IFT) dan rasio mobilitas secara bersamaan. Seiring dengan kemajuan teknologi dan inovasi, berbagai upaya telah dilakukan untuk meningkatkan kualitas co-*Surfactant*, *Polymer*, *Alkaline*, dan co-solven yang mampu bertahan dalam kondisi lingkungan yang keras. Secara umum, *reservoir* minyak dengan viskositas kurang dari 50 cP merupakan kandidat terbaik untuk penerapan *ASP flooding* (Khlaifat et al., 2022).

Optimasi yang efektif melibatkan beberapa parameter utama, termasuk laju injeksi, konsentrasi bahan kimia, dan durasi injeksi *slug* ASP. Parameter-parameter ini memainkan peran penting dalam keberhasilan penerapan *ASP flooding* dan telah dijelaskan secara rinci dalam literatur ilmiah. Penting untuk mengatur laju injeksi secara optimal agar efisiensi penyapuan tercapai secara maksimal dan untuk mencegah terjadinya *breakthrough*. Menunjukkan bahwa laju injeksi perlu dikalibrasi dengan cermat untuk memastikan bahwa *slug* ASP dapat menyapu *reservoir* dengan efektif tanpa menyebabkan *water* atau *gas breakthrough*, yang dapat mengurangi efektivitas *recovery* secara signifikan (Chakraborty et al., 2025). Proses injeksi ASP dapat dilihat pada **Gambar 2. 2** berikut :



Gambar 2. 2 Injeksi ASP (Gbadamosi et al., 2019)

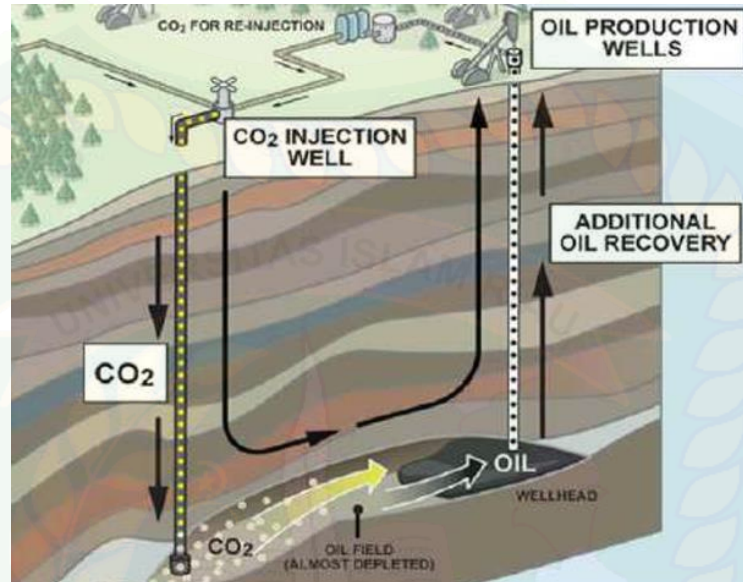
2.3 Injeksi CO₂

Injeksi CO₂ adalah salah satu metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) di mana CO₂ terlarut diinjeksikan ke dalam *reservoir* untuk mempertahankan tekanan, sehingga mampu mendorong minyak keluar. Proses ini juga berfungsi untuk menurunkan viskositas minyak, meningkatkan volumenya, dan menurunkan densitas minyak. CO₂ berinteraksi dengan minyak dalam kondisi tertentu, menghasilkan campuran yang homogen antara CO₂ dan minyak (Refiyanto et al., 2023). Menurut (Abdurrahman, 2013) Injeksi CO₂ adalah metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) yang sangat menjanjikan saat ini, selain injeksi steam. Di dunia, injeksi CO₂ berada di peringkat kedua setelah injeksi steam dalam hal keberhasilan meningkatkan produksi minyak. Saat CO₂ diinjeksikan ke dalam *reservoir*, gas ini berperan sebagai pelarut (*solvent*) yang menyebabkan minyak sisa setelah proses *waterflood* mengalami *swelling* serta penurunan viskositas. Akibatnya, volume minyak sisa tersebut mengembang dan menjadi lebih ringan, sehingga minyak lebih mudah diproduksi (Merchant & Consulting, 2017).

Injeksi CO₂ menghadapi beberapa tantangan yang mempengaruhi efisiensinya. Salah satunya adalah mobilitas CO₂ yang jauh lebih tinggi dibandingkan dengan minyak dan air, yang menyebabkan fenomena *fingering* dan menurunkan efisiensi pendesakan makroskopik. Untuk mengatasi hal ini, salah satu pendekatan yang digunakan adalah dengan injeksikan CO₂ dan air secara bergantian, yang dikenal dengan metode *Water-Alternating-Gas* (WAG). Namun, ada masalah lain yang muncul terkait dengan perbedaan densitas antara CO₂, air, dan minyak. CO₂, yang lebih ringan, cenderung bergerak ke bagian atas *reservoir*, mendesak minyak hanya di area tersebut. Karena perbedaan ini, injeksi CO₂ sering kali dilakukan pada bagian atas *reservoir* untuk mengoptimalkan efisiensi pendesakan minyak (Putra & Kiono, 2021).

Proses *miscible* terjadi ketika tekanan *reservoir* melebihi *Minimum Miscibility Pressure* (MMP), yang menyebabkan CO₂ yang diinjeksikan tercampur dengan minyak mentah, membentuk satu fase tunggal. Ketika tekanan *reservoir* berada di atas MMP, misibilitas antara CO₂ dan minyak tercapai melalui kontak ganda atau misibilitas dinamis. Dalam proses ini, hidrokarbon dengan molekul yang memiliki tingkat volatilitas sedang hingga tinggi menguap menjadi CO₂ (proses *gas drive*),

sementara sebagian CO₂ yang diinjeksikan larut ke dalam minyak (proses gas terkompresi). Interaksi antara minyak dan CO₂ memungkinkan kedua fase tersebut larut sepenuhnya tanpa adanya tegangan antarmuka, sehingga membantu pengembangan zona transisi yang terlarut (Setiati et al., 2020). Proses injeksi CO₂ dapat dilihat pada **Gambar 2.3** berikut :



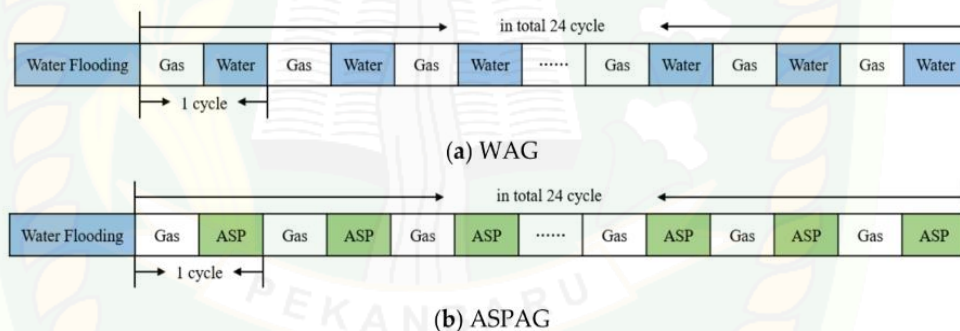
Gambar 2. 3 Proses Injeksi CO₂ (Refiyanto et al., 2023)

2.4 ASP *Alternating Gas* (ASPAG)

Metode *Water Alternating Gas* (WAG) merupakan teknik yang sering digunakan dalam *Enhanced Oil Recovery* (EOR) untuk meningkatkan *recovery factor*. Namun, metode ini memiliki kelemahan, terkait dengan mobilitas gas dan distribusi fluida yang tidak merata, khususnya pada *reservoir* dengan heterogenitas tinggi. Untuk mengatasi masalah ini, teknik *Alkaline-Surfactant-Polymer Alternating Gas* (ASPAG) diperkenalkan sebagai solusi *hybrid* yang menggabungkan antara injeksi gas dengan proses kimia. Dalam ASPAG, gas seperti CO₂ diinjeksikan bersamaan dengan larutan kimia yang mengandung *Surfactant* dan *Alkaline*. Tujuan utama dari kombinasi ini ialah untuk menurunkan *Interfacial Tension* (IFT) antara minyak dan air, serta mengurangi viskositas minyak, sehingga mempermudah pemindahan minyak. Selain itu, penggunaan *Polymer* dalam larutan air berfungsi untuk meningkatkan viskositas fluida yang diinjeksikan. Hal ini dapat membantu mengontrol distribusi gas dan air dalam *reservoir*, menghindari gas

channeling, dan memastikan penyapuan minyak yang lebih merata (Majidaie et al., 2012).

Injeksi *Alkaline-Surfactant-Polymer Alternating Gas* (ASPAG), Merupakan metode EOR yang relatif baru. Injeksi gas, seperti CO₂ ke dalam *reservoir* dapat menyebabkan gas terlarut dalam minyak, yang kemudian menyebabkan minyak tersebut mengembang dan viskositasnya menurun. Ketika dikombinasikan dengan *ASP flooding*, efek-efek ini secara signifikan dapat meningkatkan faktor perolehan minyak (Ghorbanpour & Khodapanah, 2025). *Chemical Water Alternating Gas* (CWAG) merupakan metode baru yang dikembangkan, melibatkan injeksi *Alkaline-Surfactant-Polymer* (ASP) yang dilakukan terlebih dahulu, yang diikuti dengan gas CO₂. Penelitian dari (Li et al., 2024) menunjukkan bahwa ASPAG dapat memberikan peningkatan *recovery factor* yang lebih baik jika dibandingkan dengan metode *Water Alternating Gas* (WAG) konvensional maupun injeksi gas CO₂ biasa. Proses injeksi ASPAG dapat dilihat pada **Gambar 2. 4** berikut :



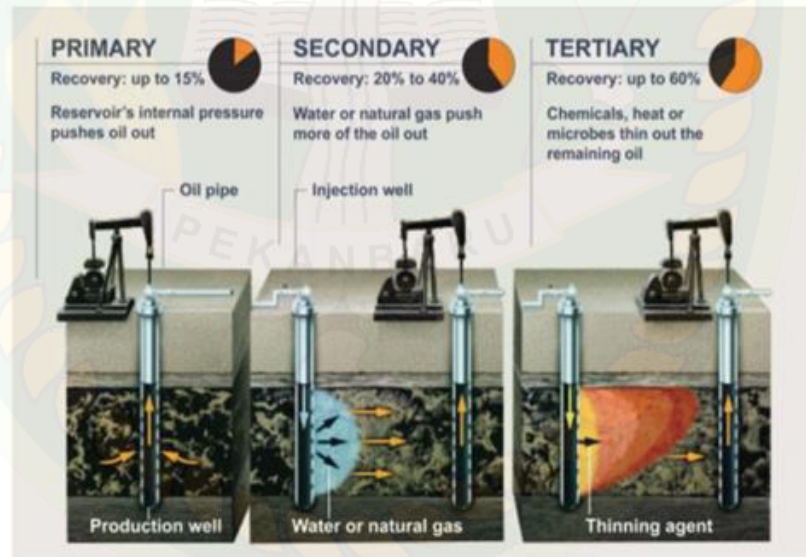
Gambar 2. 4 Proses ASPAG (Li et al., 2024)

2.5 Recovery Factor

Recovery factor (RF) adalah parameter yang digunakan untuk menilai efisiensi perolehan minyak atau gas dari *reservoir*. Secara definisi, *recovery factor* merujuk pada persentase volume total hidrokarbon yang terdapat di *reservoir* (*hydrocarbons in place*) yang dapat diekstraksi secara ekonomis selama masa produksi. *Recovery factor* menggambarkan sejauh mana minyak atau gas dapat diproduksi dari cadangan hidrokarbon dibandingkan dengan total volume yang ada dalam *reservoir*. Nilai *recovery factor* ini sangat dipengaruhi oleh karakteristik *reservoir*, jenis fluida hidrokarbon, serta metode produksi yang diterapkan. Setelah fase

produksi *primary* selesai, sering kali *reservoir* memerlukan teknik perolehan *secondary* atau *tertiary*, seperti injeksi air atau metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR), untuk meningkatkan *recovery factor*. Dengan penerapan metode *secondary*, *recovery factor* dapat meningkat hingga 40% hingga 60%, tergantung pada kondisi *reservoir* dan teknologi yang digunakan.

Faktor-faktor yang memengaruhi *Recovery Factor* (RF) meliputi sifat fisik *reservoir*, seperti permeabilitas, porositas, viskositas minyak, dan tekanan *reservoir*. Karakteristik batuan dan fluida juga berperan penting dalam menentukan sejauh mana hidrokarbon dapat diekstraksi dari formasi tersebut. Penggunaan teknologi *Enhanced Oil Recovery* (EOR) telah terbukti meningkatkan *recovery factor* secara signifikan. Oleh karena itu, perencanaan produksi yang tepat dan pemilihan teknologi EOR yang sesuai sangat penting untuk memaksimalkan RF. Langkah ini tidak hanya memberikan keuntungan ekonomi yang lebih besar, tetapi juga meningkatkan efisiensi pemanfaatan sumber daya alam serta mengurangi jumlah hidrokarbon yang tertinggal di dalam *reservoir* (Giyanti et al., 2025). *Oil Recovery Stages* dapat dilihat pada **Gambar 2. 5** berikut :



Gambar 2. 5 *Oil Recovery Stages* (Atia & Mohammedi, 2018)

2.6 Screening Criteria

Screening Criteria untuk *Enhanced Oil Recovery* (EOR) berfungsi untuk memilih metode EOR yang paling sesuai dengan karakteristik khusus dari *reservoir*. Setiap metode EOR dievaluasi berdasarkan sembilan sifat *reservoir*

utama, yaitu gravitasi minyak, viskositas minyak, porositas, permeabilitas, ketebalan formasi, saturasi minyak, jenis formasi, kedalaman *reservoir*, dan temperatur *reservoir*. Setiap kriteria memiliki batas nilai yang harus dipenuhi agar metode EOR dapat diterapkan dengan efektif pada *reservoir* tersebut (Arvis & Min, 2025).

Berdasarkan **Tabel 2. 1 Screening Criteria**, Lapangan X merupakan lapangan yang cocok untuk dilakukan proses *Chemical Flooding* dan gas injeksi.

Tabel 2. 1 Screening Criteria

EOR Method	Gravity (API)	Viscosity (cP)	Composition	Oil Saturation (%PV)	Formation Type	Average Permeability (md)	Depth (ft)	Temperature (F)
Gas Injection Methods (Miscible)								
Nitrogen and flue gas	>35	<0.4	High percent of C1 to C7	>40	Sandstone and Carbonate	NC	>6000	NC
Hydrocarbon	>23	<3	High percent of C2 to C7	>30	Sandstone and Carbonate	NC	>4000	NC
CO ₂	>22	<10	High percent of C5 to C7	>20	Sandstone and Carbonate	NC	>2500	NC
(Enhanced) Waterflooding								
Micellar/polymer, ASP, and Alkaline flooding	>20	<35	Light, intermediate, some organic acids for alkaline floods	>35	Sandstone preferred	>10	<3500	>200
Polymer	>15	<150	NC	>50	Sandstone preferred	>10	<3500	>200
Thermal								
Combustion	>10	<1200	Some asphaltic components	>50	High Porosity sand/sandstone	>50	<3500	>100
Steam	>8	<4700	NC	>40	High Porosity sand/sandstone	>200	<1500	NC

Sumber : (Taber et al., 1997)

Biru = Memenuhi

Merah = Tidak memenuhi

Tabel 2. 2 Urutan Metode EOR Menggunakan Tabel Taber

Metode EOR	Hasil Screening Criteria (%)
CO ₂	100
Micellar/ Polymer, ASP, and Alkaline flooding	87.5
Nitrogen and flue gas	87.5
Hydrocarbon	87.5
Polymer	87.5
Steam	75
Combuction	75

2.7 State Of The Art

Tabel 2. 3 State Of The Art

No	Judul	Penulis dan Tahun Penelitian	Metode	Hasil
1	<i>Numerical Investigation on Alkaline-Surfactant-Polymer Alternating CO₂ Flooding.</i>	Weirong Li, Xin Wei, Zhengbo Wang, Weidong Liu, Bing Ding, Zhenzhen Dong, Xu Pan, Keze Lin and Hongliang Yi (2024)	Studi ini menggunakan simulasi numerik untuk menyelidiki efektivitas metode ASPAG (<i>Alkaline-Surfactant-Polymer Alternating Gas</i>) dalam meningkatkan <i>recovery factor</i> . Simulasi dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak CMG-STARS (Versi 2021).	Penelitian ini menunjukkan bahwa metode ASPAG (<i>Alkaline-Surfactant-Polymer Alternating Gas</i>) secara signifikan meningkatkan <i>recovery factor</i> dibandingkan dengan metode konvensional seperti WAG (<i>Water Alternating Gas</i>) dan ASP flooding. Pada akhir proses <i>water flooding</i> , hanya

				sekitar 39,9% minyak yang dapat dipulihkan, sedangkan proses WAG mencapai 54,7%, ASP <i>flooding</i> mencapai 60,8%, dan ASPAG mencatatkan hasil terbaik dengan <i>recovery factor</i> sebesar 71,4%. (Li et al., 2024).
2	<i>Enhanced Oil Recovery by Alkaline - Surfactant - Alternated - Gas/CO₂ Flooding</i>	Ranjan Phukan, Subrata Borgoha in Gogoi, Pankaj Tiwari (2018)	Eksperimen <i>core flooding</i> untuk mengevaluasi efektivitas teknik <i>Alkaline – Surfactant – Alternated - Gas (ASAG) flooding</i> dalam meningkatkan <i>recovery factor</i>. Diuji untuk kemampuannya dalam menurunkan tegangan antar muka minyak-air (IFT) ke nilai ultra-rendah.	Penelitian ini menunjukkan bahwa metode <i>Alkaline - Surfactant - Alternated - Gas (ASAG) flooding</i> lebih efektif dalam meningkatkan <i>recovery factor</i> dibandingkan dengan metode <i>Water Alternating Gas (WAG)</i> dan <i>Surfactant - Alternated Gas (SAG)</i>. <i>Recovery factor</i> yang diperoleh dengan ASAG <i>flooding</i> mencapai

				19.83% OOIP setelah 2 PV injeksi, yang lebih tinggi dibandingkan dengan SAG <i>flooding</i> (16.04% OOIP) dan WAG <i>flooding</i> (12.03% OOIP) (Phukan et al., 2019).
3	<i>Determination of optimum CO₂ water Alternating gas (CO₂-WAG) ratio in Sumatera Light Oil field</i>	Muslim Abdurrahmana, Fiki Hidayat, Uly Z. Husnaa, Agus Arsad (2019)	Penelitian ini menggunakan simulasi numerik untuk menentukan rasio CO ₂ terhadap air yang optimal dalam injeksi CO ₂ -WAG di Sumatera <i>Light Oilfield</i> . Menggunakan perangkat lunak CMGWINPROP dan GEM.	Penelitian menunjukkan bahwa rasio CO ₂ terhadap air 1:2 memberikan hasil terbaik dengan faktor <i>recovery factor</i> tambahan sebesar 35,94%. Hal ini menunjukkan bahwa rasio ini paling efektif dalam meningkatkan <i>recovery factor</i> . Sedangkan rasio 1:1 memberikan faktor <i>recovery factor</i> tambahan sebesar 19,52%, dan rasio 2:1 hanya menghasilkan 1,49% (Abdurrahman et al., 2019).

4	<i>Surfactant-alternating gas-injection method with improved supercritical CO₂ injection efficiency for geological carbon sequestration</i>	Seokgu Ganga, Jae-Eun Ryoua, Joo Yong Leeb, Jongwon Junga (2025).	Penelitian ini mengembangkan metode <i>Surfactant-Alternating Gas</i> (SAG) untuk meningkatkan efisiensi injeksi CO ₂ . Sistem injeksi yang melibatkan CO ₂ , air deionisasi, dan <i>Surfactant</i> anionik (<i>Sodium Dodecyl Sulfate</i> /SDS dan <i>Sodium Dodecylbenzenesulfonate</i> /SDBS).	Hasil penelitian ini menunjukkan bahwa metode SAG dengan pengoptimalan konsentrasi <i>Surfactant</i> berpotensi untuk meningkatkan efisiensi injeksi CO ₂ pada penyimpanan karbon geologi, dengan mengurangi tekanan kapiler dan memperbaiki penetrasi CO ₂ dalam pori-pori yang lebih halus (Gang et al., 2025).
5	<i>Low salinity surfactant alternating gas/CO₂ flooding for enhanced oil recovery in sandstone reservoirs</i>	Ranjan Phukan, Rahul Saha (2022)	Penelitian ini melibatkan eksperimen <i>core flooding</i> dengan variasi salinitas dan solusi <i>Surfactant</i> . Proses yang digunakan bersifat siklik, di mana solusi salinitas rendah (LSS) diinjeksikan secara bergantian dengan gas CO ₂ dalam <i>slugs</i> pendek untuk mengoptimalkan <i>recovery factor</i> .	Penelitian ini menunjukkan bahwa penggunaan solusi LSS anionik dapat meningkatkan <i>recovery factor</i> secara signifikan, dengan tambahan 23,16% minyak yang dipulihkan dari inti batu pasir selama siklus <i>flooding</i> LSSAG (<i>Low Salinity Surfactant Alternating</i>

				<i>Gas/CO₂</i>) tersier. Hasil eksperimen <i>core flooding</i> menunjukkan bahwa metode LSSAG lebih efektif dalam <i>recovery factor</i> dibandingkan dengan metode <i>flooding</i> air salinitas tinggi tradisional (dengan <i>recovery factor</i> 47,66%) (Phukan & Saha, 2022).
--	--	--	--	--

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metodologi Penelitian

Metodologi yang diterapkan dalam penelitian ini mencakup penggunaan simulasi numerik dengan perangkat lunak CMG (*Computer Modelling Group*) untuk memodelkan proses *Enhanced Oil Recovery* (EOR) menggunakan teknik *Alkaline Surfactant Polymer Alternating CO₂*. Data yang diperlukan untuk membangun model *reservoir* secara konseptual diperoleh dari berbagai sumber yang relevan, seperti jurnal terkait. Simulasi numerik dilakukan dengan memasukkan Karakteristik *reservoir* dan komposisi fluida *reservoir*.

3.2 Jadwal Penelitian

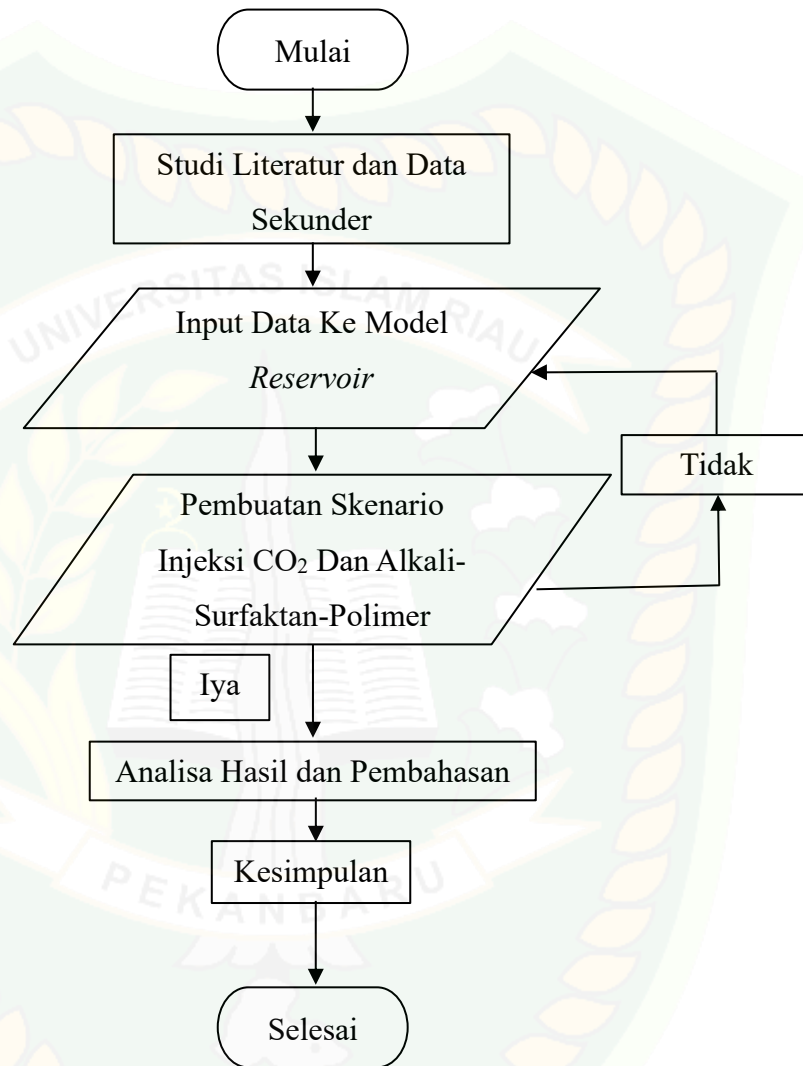
Penelitian ini dilaksanakan di Pusat Studi Pengembangan Peningkatan Produksi Minyak Bumi dan Lingkungan (PSP3MBL) Fakultas Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Penelitian ini berlangsung selama 4 bulan 2 minggu, dimulai dari Oktober 2025 hingga Februari 2026. Rincian kegiatan penelitian dapat dilihat pada **Tabel 3. 1** berikut:

Tabel 3. 1 Timeline

No	Jenis Kegiatan	Okt				Nov				Des				Jan				Feb	
		2025				2025				2025				2026				2026	
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2
1	Studi Literatur dan Pengumpulan data																		
2	Penentuan Skenario yang akan dilakukan																		
3	Pengembangan Model																		
4	Simulasi <i>Basecase</i>																		
5	Pembuatan Skenario CO ₂ dan ASP																		
6	Analisa Hasil dan Pembahasan																		

3.3 Flowchart Penelitian

Alur penelitian akan melalui beberapa proses yang perlu dilakukan agar mendapatkan hasil yang sesuai dari tujuan penelitian. Berikut merupakan alur kerja yang akan dilakukan saat penelitian :



3.4 Karakteristik *Reservoir*

Reservoir di Lapangan X terdiri dari formasi *sandstone*, dan karakteristik *reservoir* serta fluida yang akan digunakan dapat dilihat pada **Tabel 3. 2** dan **Tabel**

3. 3 berikut :

Tabel 3. 2 Karakteristik *Reservoir*

No	Properti	Nilai	Satuan
1	<i>Reservoir depth</i>	3045	ft
2	Tekanan <i>reservoir</i>	1267	Psi
3	<i>Thickness</i>	20	ft
4	<i>Temperature reservoir</i>	158.5	F
5	Porositas	0.16	Fraksi
6	Permeabilitas	112	mD
7	Saturasi minyak awal	0.65	Fraksi
8	Luas Area	10	Acre
9	Kompresibilitas batuan	5×10^{-6}	Psi^{-1}

Sumber : (Abdurrahman et al., 2019)

Tabel 3. 3 Komposisi Fluida *Reservoir*

<i>Component</i>	<i>Symbol</i>	Mole%
<i>Carbon Dioxide</i>	CO ₂	0.29
<i>Nitrogen</i>	N ₂	0.01
<i>Methane</i>	C ₁	19.66
<i>Ethane</i>	C ₂	3.07
<i>Propane</i>	C ₃	3.33
<i>Iso-Butane</i>	i-C ₄	1.32
<i>n-Butane</i>	n-C ₄	2.02
<i>Iso-Pentane</i>	i-C ₅	1.56
<i>n-Pentane</i>	n-C ₅	1.15
<i>Hexanes</i>	C ₆	1.63
<i>Heptane Plus</i>	C ₇₊	65.96

Sumber : (Abdurrahman et al., 2019)

Tabel 3. 4 Komponen Fluida Injeksi

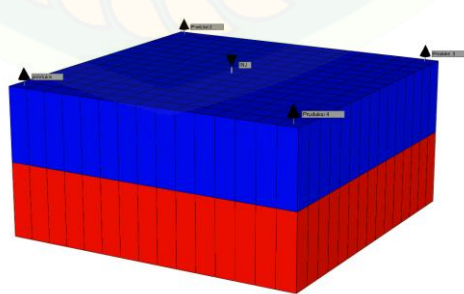
<i>Component</i>	<i>MW (g/mol)</i>	<i>Density (gr/cm³)</i>	<i>Wt%</i>
Na ₂ CO ₃	40	2,54	1.2
SDS	288.38	0,99	0.3
HPAM	8000	1,302	0.2

Sumber : (Limbu et al., 2018), (Vikingstad et al., 2006) &(Li et al., 2024)

Menurut (Li et al., 2024) dengan konsentrasi yang ditetapkan, proses ASPAG terbukti lebih efektif dalam meningkatkan *recovery factor* dibandingkan dengan metode WAG dan ASP, karena interaksi antara *Surfactant*, *Alkaline*, dan *Polymer* meningkatkan kemampuan *displacement* minyak, mengurangi tegangan antar muka, serta memperbaiki *sweep efficiency*, terutama pada *reservoir* dengan permeabilitas menengah hingga tinggi. Penelitian (Phukan et al., 2019) menyatakan Kombinasi bahan kimia seperti *Sodium Dodecyl Sulfate* (SDS) sebagai *Surfactant* dan *Sodium Carbonate* (Na₂CO₃) sebagai *Alkaline* dapat secara signifikan menurunkan tegangan antarmuka antara minyak dan air, serta mendukung terbentuknya foam yang stabil, yang pada gilirannya dapat meningkatkan efisiensi dalam *recovery factor*. *Hydrolyzed polyacrylamide* (HPAM) meningkatkan viskositas air injeksi sehingga mobility ratio menjadi lebih menguntungkan dan efisiensi penyapuan reservoir meningkat.

3.5 Model Reservoir

Dalam Penelitian ini, model yang dimenggunakan model konseptual *Inverted 5-Spot* memiliki ukuran grid 15×15×2 dengan jumlah grid 450 dan luas area sebesar 10 acre yang dapat dilihat dalam **Gambar 3.1**, berdasarkan data yang sudah ada dan setelah ini dilanjutkan dengan menginjeksikan CO₂ dan ASP.

**Gambar 3. 1** Model Basecase

3.6 Skenario Injeksi

Pada penelitian ini akan diterapkan 9 skenario, dengan sensitivitas parameter yang digunakan adalah rasio dan *slug size* injeksi CO₂ dan ASP. Rasio dan *slug size* yang paling penting adalah jumlah CO₂ dan ASP yang diinjeksi, yang dapat mempengaruhi efisiensi *recovery factor*. Berikut adalah skenario kombinasi rasio CO₂ dan ASP yang akan digunakan dalam penelitian ini, yang dapat dilihat pada **Tabel 3. 5** ini:

Tabel 3. 5 Skenario Injeksi

Skenario	Rasio CO ₂ /ASP	<i>Slug Size</i>
Skenario 1	1:1	0.2
Skenario 2	1:1	0.4
Skenario 3	1:1	0.6
Skenario 4	2:1	0.2
Skenario 5	2:1	0.4
Skenario 6	2:1	0.6
Skenario 7	1:2	0.2
Skenario 8	1:2	0.4
Skenario 9	1:2	0.6

Menurut (Li et al., 2024) Hasil simulasi numerik menunjukkan bahwa metode *Alkaline – Surfactant - Polymer Alternating Gas* (ASPAG) lebih efektif dalam meningkatkan efisiensi *recovery factor* dibandingkan dengan *Water Alternating Gas* (WAG) dan injeksi ASP tunggal. ASPAG menggabungkan injeksi gas CO₂ dan larutan kimia (*Alkaline-Surfactant-Polymer*), yang terbukti meningkatkan *recovery factor* sebesar 12–17% dibandingkan WAG, dan 9–11% dibandingkan injeksi ASP.

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Inisialisasi *Basecase*

Basecase dalam penelitian ini merupakan model konseptual pada lapangan X yang berproduksi dari *primary* dan *secondary*. Metode *primary recovery* bertujuan menghasilkan minyak pada tahap awal produksi dengan memanfaatkan energi alami *reservoir*, terutama tekanan *reservoir*, untuk mendorong minyak mengalir menuju sumur produksi. Seiring berjalannya waktu, tekanan ini umumnya menurun sehingga kemampuan alir alami melemah dan perolehan minyak menjadi terbatas. Karena itu, diterapkan *secondary recovery* untuk meningkatkan perolehan minyak melalui injeksi air ke dalam *reservoir* agar minyak terdorong menuju sumur produksi (Mohammadi et al., 2024). **Tabel 4.1** menampilkan hasil Inisialisasi Model Simulasi yang diperoleh melalui validasi data-data yang digunakan dalam simulasi model pada Lapangan X.

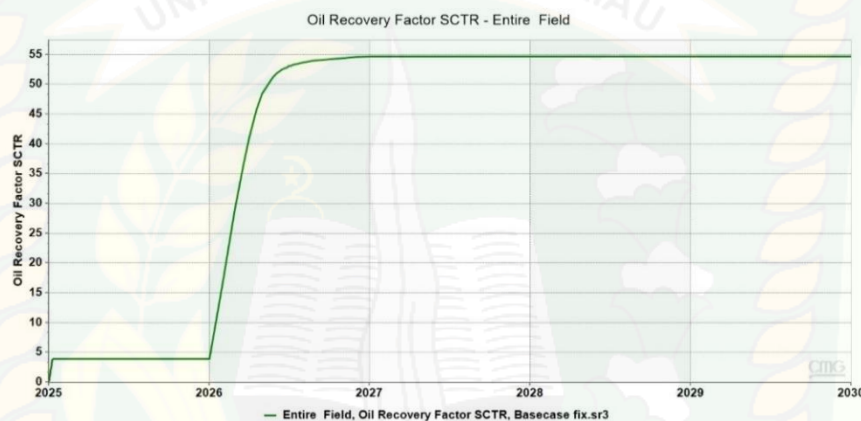
Tabel 4. 1 Inisialisasi Model Simulasi

Item	Units	Value
<i>Gross formation volume</i>	Ft ³	8.7120E+06
<i>Formation pore volume</i>	Ft ³	1.3939E+06
<i>Aqueous phase volume</i>	Ft ³	4.8788E+05
<i>Original Oil In Place</i>	Ft ³	9.0606E+05

Penelitian ini melakukan simulasi *basecase* selama 5 tahun. Hasil simulasi *basecase* ini juga menghasilkan grafik *oil recovery vs time* yang berguna untuk melihat nilai *recovery factor* dari model yang telah dikembangkan. Pada **Gambar 4.1** terlihat bahwa nilai *recovery factor* yang diperoleh dari *basecase* sebesar 54,7%. Menurut (Kurnia et al., 2023) *Enhanced Oil Recovery* (EOR) untuk mengatasi keterbatasan metode perolehan minyak pada tahap *primary* dan *secondary*. Gabungan produksi *primary* dari mekanisme pendorong alami dan *secondary* melalui *waterflooding* menghasilkan *recovery factor* sekitar 25% hingga 50%. Kenaikan *recovery factor* yang signifikan hingga sekitar 54,7% pada *basecase* terjadi karena model sudah mencakup transisi dari *primary recovery* ke *secondary recovery* melalui *waterflooding*, sehingga setelah energi alami *reservoir* mulai

menurun, injeksi air mengambil peran penting dalam mempertahankan tekanan *reservoir*, mendorong minyak ke arah sumur produksi, dan meningkatkan *sweep efficiency*.

Nilai tersebut masih bisa memiliki potensi untuk ditingkatkan dengan menambahkan metode injeksi ASP-CO₂ yang dapat meningkatkan perolehan minyak dalam kurun waktu 2 tahun. Untuk mengatasi masalah tersebut, salah satu pendekatan yang dapat digunakan untuk meningkatkan produksi minyak adalah dengan menerapkan metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR). Berdasarkan *screening criteria* dari data lapangan yang tersedia, metode Injeksi ASP dan CO₂ dipilih sebagai solusi untuk meningkatkan tingkat perolehan minyak (Arvis & Min, 2025).



Gambar 4. 1 Grafik Oil Recovery Factor Basecase

4.2 Penentuan Skenario Injeksi ASP-CO₂ Pada Lapangan X

pada penelitian ini menggunakan metode injeksi yang dilakukan bersifat tercampur (*miscible*). Menurut (Abdurrahman et al., 2018) nilai *minimum miscible pressure* (MMP) pada Lapangan X adalah 1.775 psi pada temperatur *reservoir* 158.5 °F. Ketika tekanan *reservoir* mencapai *minimum miscible pressure* (MMP) pada sistem CO₂–minyak mentah, kontak berulang antara karbon dioksida dan minyak mentah akan terjadinya *miscible* (Li et al., 2024).

Uji pengaruh *ASP Alternating CO₂* pada penelitian ini akan menggunakan 9 skenario injeksi yang berbeda untuk melakukan peramalan (*forecast*) selama 3 tahun, dimulai dari tahun 2027 hingga 2029 injeksi ASP-CO₂ dengan tujuan untuk menentukan *recovery factor* yang paling optimal. Simulasi injeksi ASP-CO₂ dilakukan dalam empat siklus, dengan setiap siklus berlangsung selama 6 bulan.

Setiap siklus dibagi menjadi dua bagian, yaitu waktu injeksi CO₂ pada bagian pertama dan waktu injeksi ASP pada bagian kedua. Pendekatan ini juga diterapkan berdasarkan penelitian sebelumnya oleh (Li et al., 2024). Injeksi ASP-CO₂ dalam penelitian ini berlangsung selama 2 tahun, karena periode ini dianggap memberikan hasil yang lebih optimal jika dibandingkan dengan durasi injeksi yang lebih lama.

Lama injeksi mempengaruhi optimal *recovery factor*, rasio dan *slug size* merupakan faktor penting yang memengaruhi *oil recovery factor* dan memiliki nilai optimal di dalam *reservoir* hidrokarbon (Farad et al., 2016). Penentuan skenario injeksi rasio pada penelitian ini mengacu pada beberapa studi terdahulu, pada penelitian (Abdurrahman et al., 2019) melakukan simulasi rasio injeksi 1:1, 1:2, 2:1.

Dalam penelitian ini, menggunakan surfaktan SDS, *alkaline* Na₂CO₃, dan polimer HPAM dan skenario yang akan diterapkan adalah rasio dan *slug size* dalam proses injeksi ASPAG. Dalam menentukan rasio ASPAG, penting untuk mengontrol jumlah ASP dan CO₂ yang diinjeksikan. Jika jumlah ASP terlalu banyak, hal ini dapat menyebabkan terbentuknya *tongue* di dasar *reservoir* dan menurunkan *macroscopic displacement*. Begitu pula, jika jumlah gas terlalu banyak, dapat terbentuk gas *tongue* di bagian atas *reservoir*, yang mengurangi *sweep efficiency* (Ain et al., 2017). Menurut (Wahyuningrum et al., 2023) ukuran *slug* umumnya didasarkan pada volume pori total (PV) di *reservoir* target. Variasi nilai PV ini bertujuan untuk melihat dampak parameter ukuran slug terhadap *recovery factor*.

Tabel 4. 2 Jumlah Fluida Injeksi Pada Satu Siklus ASPAG

Skenario	Rasio	Slug Size	Injeksi CO ₂ , ft ³ /day	Injeksi ASP, bbl/day
Skenario 1	1:1	0.2	386	69
Skenario 2	1:1	0.4	773	138
Skenario 3	1:1	0.6	1.159	207
Skenario 4	2:1	0.2	515	46
Skenario 5	2:1	0.4	1.030	92
Skenario 6	2:1	0.6	1.545	138

Skenario 7	1:2	0.2	257	92
Skenario 8	1:2	0.4	515	184
Skenario 9	1:2	0.6	772	276

Pemilihan rasio dan *slug size* juga dilakukan berdasarkan penelitian untuk mengamati pengaruh ASP dan CO₂. Dalam penelitian ini dilakukan 9 skenario injeksi ASP-CO₂ dengan rasio 1:1, 2:1, 1:2 dan *slug size* 0,2 PV, 0,4 PV, 0,6 PV. Pemilihan periode waktu siklus injeksi pada penelitian ini mengacu pada penelitian sebelumnya yang dilakukan (Li et al., 2024) Proses injeksi ASPAG memiliki kesamaan dengan injeksi WAG, di mana setiap fase injeksi dilakukan selama periode 3 bulan. Dengan demikian, satu siklus ASP-CO₂ berlangsung selama 6 bulan.

Tabel 4. 3 *Additional oil recovery factor*

Skenario	<i>Oil Recovery Factor,</i> %	<i>Additional Oil RF,</i> %
<i>Basecase</i>	54,7%	-
Skenario 1	55,6%	0,9%
Skenario 2	65,6%	10,9%
Skenario 3	79,7%	25%
Skenario 4	55%	0,3%
Skenario 5	58,8%	4,1%
Skenario 6	67%	12,3%
Skenario 7	57,5%	2,8%
Skenario 8	73,5%	18,8%
Skenario 9	84%	29,3%

Tabel 4.3 Menunjukkan bahwa peningkatan *oil recovery factor* (RF) terbesar tercatat pada skenario 9 dengan rasio 1:2 dan *slug size* 0,6, yang mencapai 29,3%, diikuti oleh skenario 3 rasio 1:1 dan *slug* 0,6 dengan penambahan RF yang cukup signifikan sebesar 25 %. Sementara itu, skenario injeksi ASP-CO₂ dengan rasio 2:1 dan *slug size* 0,2 memberikan penambahan RF terendah, hanya sebesar 0,3%. Hal

ini menunjukkan bahwa injeksi gas dengan jumlah lebih banyak dan ukuran *slug* yang kecil justru menghasilkan RF yang lebih rendah. Menurut (Ain et al., 2017), masalah yang dapat muncul akibat injeksi gas yang berlebihan adalah fenomena *viscous fingering*. Rasio mobilitas fasa pendorong yang lebih besar dari 1 dapat menyebabkan turunnya *macroscopic sweep efficiency*. Hal ini disebabkan oleh pembentukan *gas tongue* di bagian atas *reservoir*, yang mengarah pada terjadinya *early gas breakthrough*. Gas memiliki mobilitas yang sangat tinggi dalam media berpori, yang mempercepat terjadinya fenomena ini.

Pada penelitian (Abdurrahman et al., 2019) menyatakan rasio 1:2 sebagai rasio yang optimal. Dalam penelitiannya, dijelaskan pula bahwa perolehan minyak pada *slug size* 0,6 dapat meningkatkan *oil recovery* secara signifikan. Hasil penelitian ASP-CO₂ oleh (Li et al., 2024) ASPAG mendapatkan hasil paling optimum dengan *recovery factor* 22-30,2%, Pernyataan ini sesuai dengan hasil penelitian ini bahwa optimasi *oil recovery* 29,3%.

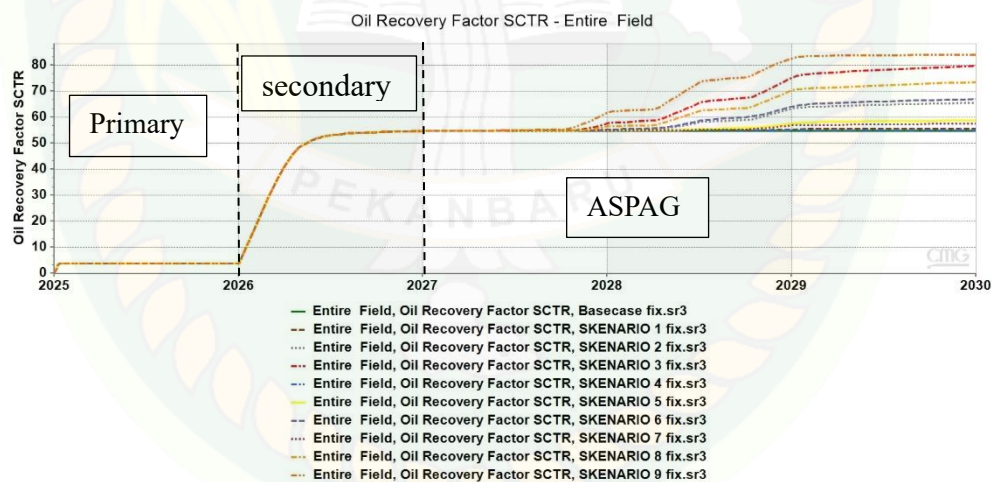
4.3 Pengaruh ASP Alternating CO₂ Terhadap Recovery Factor

Berdasarkan dampak berbagai rasio dan ukuran *slug* injeksi ASP-CO₂ terhadap *Oil Recovery Factor*, dapat ditentukan rasio dan ukuran *slug* yang optimal di Lapangan X. **Gambar 4.3** menunjukkan hubungan antara *recovery factor* (RF) terhadap waktu dalam penelitian ini. Grafik tersebut memperlihatkan bahwa injeksi ASP-CO₂ dengan rasio 1:2 dan slug 0,6 menghasilkan nilai RF tertinggi dibandingkan dengan skenario lainnya. Ini menunjukkan bahwa nilai RF optimum di Lapangan X dicapai dengan rasio yang memiliki jumlah injeksi ASP lebih banyak dibandingkan dengan CO₂. Menurut (Farad et al., 2016) dengan jumlah gas yang tinggi dibandingkan dengan *slug* kimia, yang mengakibatkan efisiensi sapuan makroskopik yang buruk, yang pada gilirannya menyebabkan penurunan perolehan minyak secara keseluruhan. Pernyataan ini sesuai dengan penelitian ini bahwa skenario 9 yang menggunakan rasio 1:2 memiliki nilai *recovery factor* paling optimal 29,3%.

Peningkatan *recovery factor* dalam penelitian ini disebabkan oleh peran surfaktan yang dapat menurunkan tegangan antarmuka (*interfacial tension*/IFT) secara signifikan, yang mengubah sifat pembasahan batuan. Pengaruh ini semakin

kuat dengan adanya kontribusi alkali yang membantu mengurangi tingkat adsorpsi surfaktan anionik pada permukaan batuan *reservoir*. Selain itu, penambahan polimer meningkatkan viskositas fluida injeksi, yang pada gilirannya memperbaiki rasio mobilitas dan meningkatkan *sweep efficiency* (Mohsenatabar & Reza, 2020). Saat CO₂ diinjeksikan ke dalam *reservoir*, gas ini berperan sebagai pelarut (*solvent*) yang menyebabkan minyak sisa setelah proses *waterflood* mengalami *swelling* serta penurunan viskositas. Akibatnya, volume minyak sisa tersebut mengembang dan menjadi lebih ringan, sehingga minyak lebih mudah diproduksi (Merchant & Consulting, 2017)

Pada **Gambar 4.3** grafik ini menunjukkan bahwa injeksi ASP-CO₂ sangat tepat untuk diterapkan pada lapangan X, Hal ini menunjukkan bahwa volume *displacement efficiency* pada Lapangan X lebih dipengaruhi oleh ASP dibanding efek CO₂ *flooding*. Menurut (Li et al., 2024) ASP-CO₂ mampu meningkatkan *sweep efficiency* dan *displacement efficiency* oleh ASP-CO₂. Injeksi bergantian antara gas CO₂ dan ASP meningkatkan kemampuan aliran *microscopic* minyak serta memperluas volume *sweep* gas secara *macroscopic*.

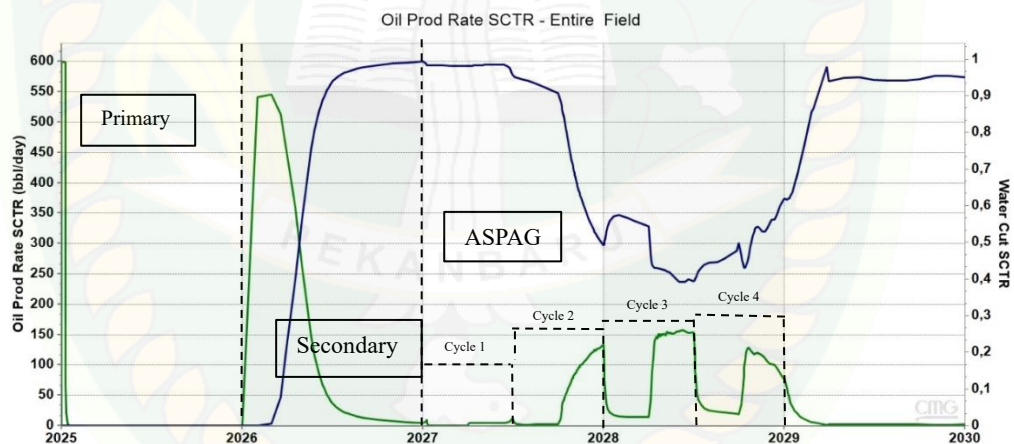


Gambar 4. 2 Recovery factor vs Waktu pada berbagai skenario

Berdasarkan hasil simulasi yang dilakukan pada **Gambar 4.3** tersebut, terlihat adanya variasi peningkatan *oil recovery factor* pada setiap skenario dibandingkan kondisi *basecase*. Nilai *recovery factor* pada *basecase* tercatat sebesar 54,7% dan menjadi acuan evaluasi kinerja skenario lainnya. Skenario 1 dan Skenario 4 menunjukkan peningkatan *recovery factor* yang relatif kecil, masing-masing

sebesar 0,9% dan 0,3%. Peningkatan yang lebih signifikan mulai terlihat pada Skenario 2, Skenario 6, dan Skenario 8, dengan tambahan *recovery factor* berturut-turut sebesar 10,9%, 12,3%, dan 18,8%. Hasil terbaik ditunjukkan oleh Skenario 3 dan Skenario 9. Skenario 3 menghasilkan *recovery factor* sebesar 79,7% dengan tambahan 25%, sedangkan Skenario 9 memberikan hasil paling optimal dengan *recovery factor* mencapai 84% dan *additional oil recovery factor* sebesar 29,3%.

Menurut (Abdurrahman et al., 2019) Dalam menentukan rasio dan *slug*, sangat penting untuk menjaga jumlah air dan gas yang diinjeksi. Terlalu banyak air dapat menyebabkan pembentukan *water tongue* di bagian bawah *reservoir* dan mengurangi pemindahan makroskopik. Selain itu, terlalu banyak gas juga dapat menyebabkan pembentukan *gas tongue* di bagian atas *reservoir*, sehingga efisiensi penyapuan menjadi lemah. Penelitian (Abdurrahman et al., 2018) lain juga menjelaskan bahwa peningkatan ukuran *slug* CO₂ dapat meningkatkan produksi kumulatif minyak. Namun, jika total volume CO₂ yang diinjeksi melebihi 1 PV, perolehan minyak yang dihasilkan tidak menunjukkan peningkatan yang signifikan.

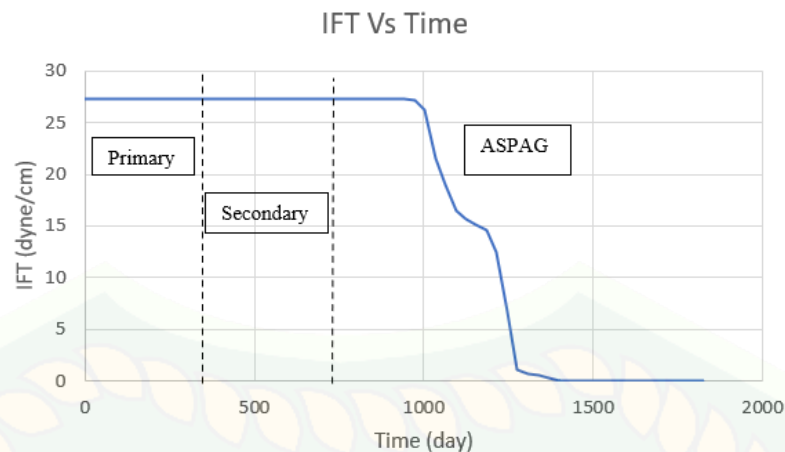


Gambar 4. 3 Oil Rate dan Water Cut Skenario 9 Vs Time

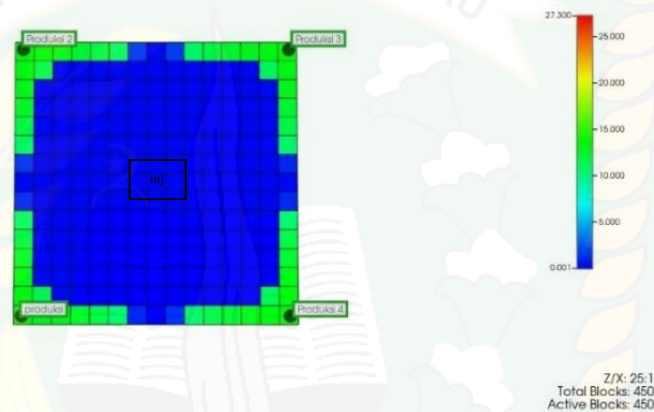
Pengaruh berbagai rasio dan *slug* injeksi ASP-CO₂ terhadap laju produksi minyak di Lapangan X pada skenario 9 dengan nilai *recovery factor* tertinggi dapat dilihat pada **Gambar 4. 4** hasil dari simulasi memperlihatkan rasio 1:2 dan *slug size* 0,6 menghasilkan laju produksi tertinggi, dengan peningkatan laju alir minyak yang mulai terlihat pada akhir siklus ketiga, rata-rata laju produksi minyak per hari adalah sebesar 155 bbl/day. Pada kondisi *basecase primary* dan *secondry*, memberikan laju produksi rata-rata sebesar 600 bbl/day pada tahapan *primary*.

Seiring berjalannya waktu, tekanan pada tahapan *primary* menurun sehingga kemampuan alir alami melemah dan perolehan minyak menjadi terbatas. Pada tahapan *secondry* laju produksi sebesar 545 bbl/day namun mengalami penurunan lebih lanjut, keterbatasan mekanisme dorongan air dalam mengalirkan minyak ke sumur produksi. Selain itu, *water cut basecase* pada injeksi air (*Water Flooding*) yang dihasilkan tetap stabil, sekitar 99,9%, yang menunjukkan bahwa sebagian besar fluida yang diproduksi terdiri dari air, sementara kontribusi minyak terbilang sangat kecil. Air yang diinjeksi cenderung mengalir lebih cepat melalui jalur dengan pori-pori yang lebih besar, sementara tidak efektif dalam mendorong minyak memiliki pori-pori lebih kecil. Fenomena ini umum terjadi dalam proses *waterflooding*, di mana air yang diinjeksikan lebih mudah mengalir melalui jalur dengan permeabilitas tinggi, yang mengarah pada terjadinya *early water breakthrough* dan peningkatan *water cut* yang signifikan (Ghedan et al., 2009).

Penurunan *water cut* setelah injeksi ASP-CO₂ pada scenario 9 terdapat penurunan *water cut* 38 % yang menunjukkan bahwa injeksi ASP (*Alkaline-Surfactant-Polymer*) bertindak untuk mengurangi *interfacial tension* (IFT) antara air dan minyak dalam *reservoir*. Namun, setelah peningkatan sementara pada *oil production rate*, kita melihat adanya penurunan *oil rate* yang bersamaan dengan peningkatan *water cut* pada periode berikutnya. Hal ini menunjukkan bahwa meskipun injeksi ASP-CO₂ awalnya meningkatkan produksi minyak, seiring berjalannya waktu, produksi minyak menurun karena air mulai diproduksi dalam jumlah yang lebih besar daripada minyak. Hal ini terlihat pada grafik, di mana setelah fase injeksi CO₂ dan ASP, terjadi penurunan produksi minyak yang diikuti dengan kenaikan *water cut* yang menunjukkan bahwa air mendominasi dalam aliran fluida yang diproduksi.

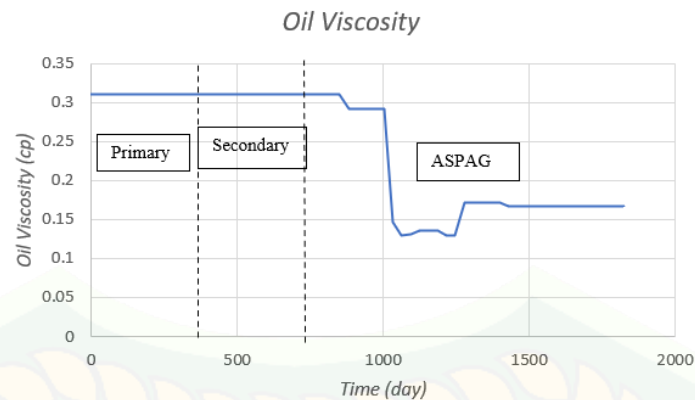


Gambar 4. 4 IFT Skenario 9 Vs *Time*



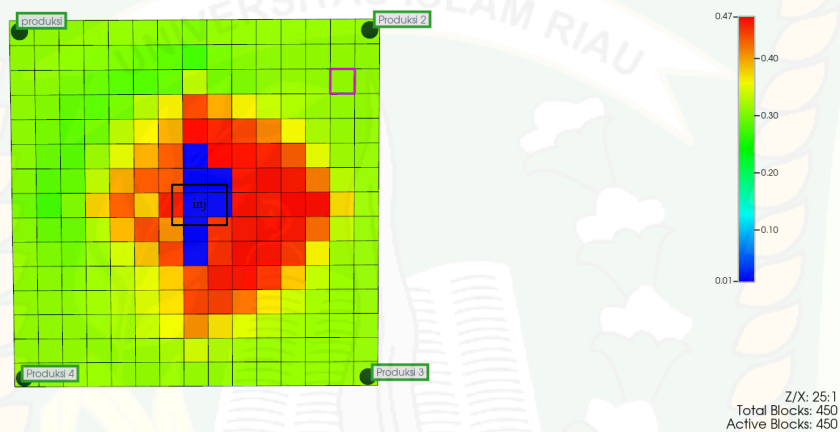
Gambar 4. 5 Distribusi IFT

Pada **Gambar 4. 5** menunjukkan *interfacial tension* (IFT) hasil dari injeksi ASP- CO_2 , kita dapat melihat perubahan signifikan yang terjadi sepanjang waktu. Pada awalnya, sebelum dilakukan injeksi, IFT berada pada nilai 27 *dyne/cm*, yang menunjukkan adanya tegangan antarmuka tinggi antara minyak dan air di dalam *reservoir*. Tegangan ini mengindikasikan bahwa minyak dan air tidak tercampur dengan baik, yang menyulitkan pergerakan minyak dalam *reservoir*. setelah injeksi ASP- CO_2 terjadi penurunan tajam dalam nilai IFT, yang turun drastis hingga 10^{-2} *dyne/cm*. Penurunan ini menunjukkan bahwa ASP- CO_2 berhasil mengurangi *interfacial tension* antara minyak dan air menjadi lebih mudah dipisahkan, sehingga minyak dapat mengalir dengan lebih lancar ke sumur produksi, sementara air yang terbawa akan berkurang secara signifikan. Injeksi CO_2 berfungsi untuk meningkatkan mobilitas minyak dengan menurunkan viskositas minyak (Li et al., 2024).



Gambar 4. 6 *Oil Viscosity* Skenario 9 Vs Time

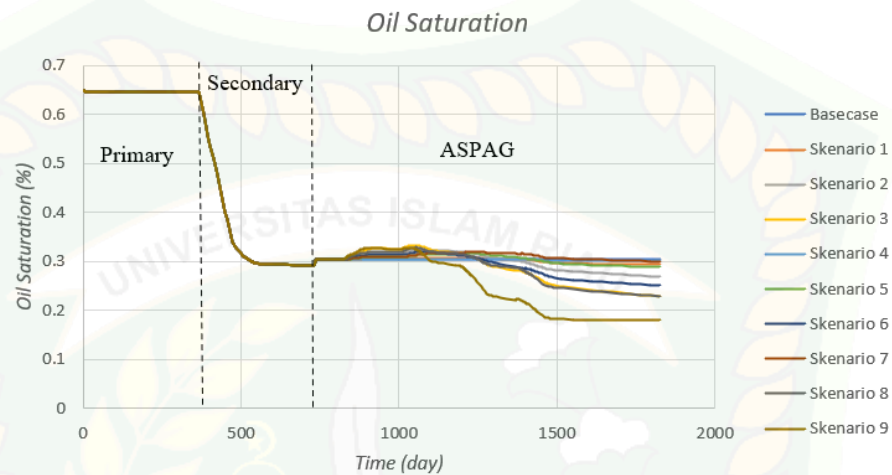
SKENARIO 9 fix.ar3
Oil Viscosity (cp) 2030-Jan-01



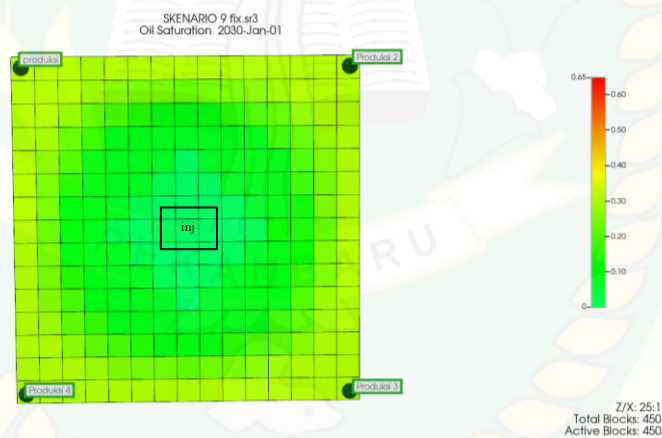
Gambar 4. 7 Distribusi Viskositas Minyak

Pada **Gambar 4.7** viskositas minyak yang awalnya 0,31 cp setelah di injeksikan CO₂ terjadi penurunan viskositas 0,12 cp sehingga minyak menjadi lebih ringan dan mobilitasnya meningkat di media berpori. Penurunan viskositas ini mengindikasikan bahwa CO₂ berhasil mengurangi viskositas minyak dan meningkatkan mobilitasnya. Namun, setelah penurunan viskositas, terjadi kenaikan kembali viskositas minyak, meskipun injeksi ASP-CO₂ masih berlangsung. Kenaikan ini dapat disebabkan oleh berkurangnya efektivitas injeksi CO₂ setelah gas tersebut bergerak lebih jauh di dalam reservoir dan mulai kehilangan kemampuannya untuk terus mengurangi viskositas minyak. Setelah kenaikan tersebut, viskositas minyak akhirnya stabil pada angka 0,16 cp, yang menunjukkan bahwa meskipun injeksi CO₂ dan ASP telah berhasil meningkatkan produksi minyak, efektivitasnya menurun seiring berjalannya waktu karena gas CO₂ terlepas dari minyak sehingga viskositas meningkat. CO₂ yang terlarut dalam minyak dapat

menyebabkan penurunan viskositasnya. Besarnya penurunan viskositas ini bergantung pada viskositas awal minyak, dengan penurunan yang lebih signifikan terjadi pada minyak yang memiliki viskositas awal tinggi (Chathurangani & Halvorsen, 2015).



Gambar 4. 8 Saturasi Minyak vs Waktu

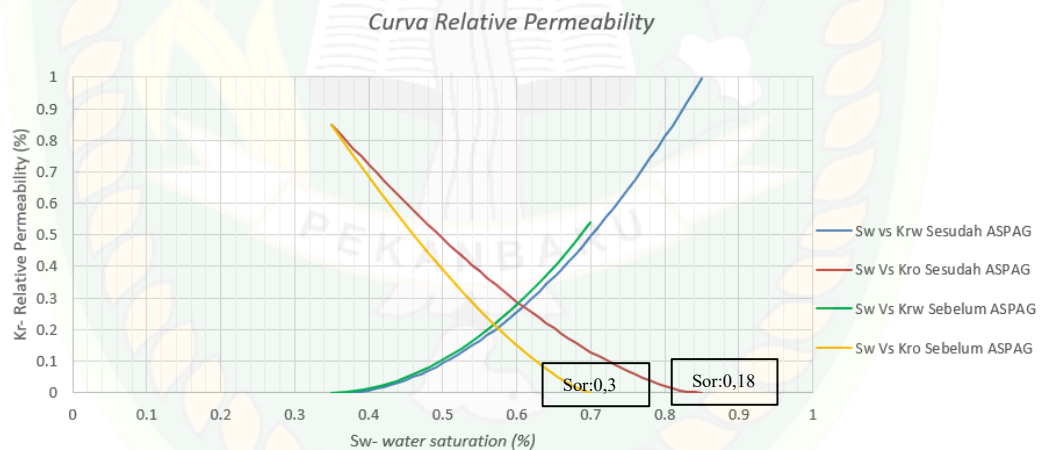


Gambar 4. 9 Distribusi Saturasi Minyak

Pada awal produksi, saturasi minyak inisial pada lapangan X adalah sebesar 0,65. Setelah dilakukannya injeksi ASP-CO₂ selama 2 tahun terdapat perubahan saturasi minyak pada *reservoir* lapangan X yang dapat dilihat pada **Gambar 4. 9** menampilkan dampak dari berbagai skenario injeksi ASP-CO₂ terhadap penurunan rata-rata saturasi minyak di Lapangan X. Injeksi dengan rasio 1:2 dan *slug size* 0,6 menunjukkan penurunan saturasi minyak yang paling cepat dibandingkan dengan

skenario lainnya. Selain itu, penurunan saturasi yang tercatat juga lebih besar. Pada tahap awal, CO₂ yang diinjeksikan ke dalam reservoir minyak berinteraksi dengan minyak yang ada di dalam pori batuan. CO₂ memiliki kemampuan untuk melarutkan sebagian komponen minyak yang lebih ringan, mengurangi viskositasnya, dan meningkatkan mobilitas minyak tersebut. Fenomena ini dikenal dengan istilah *oil swelling*, di mana volume minyak meningkat karena CO₂ masuk ke dalam minyak, yang memungkinkan lebih banyak minyak bergerak menuju sumur produksi.

Hasil pada penelitian ini ASP-CO₂ menunjukkan cakupan *sweep* yang lebih luas serta *displacement efficiency* minyak yang lebih baik. Menurut (Li et al., 2024) saturasi minyak menurun dipengaruhi gravitasi dan permeabilitas, gas CO₂ yang lebih banyak akan masuk ke lapisan-lapisan dengan porositas tinggi di bagian atas, sementara bahan ASP lebih cenderung menembus lapisan-lapisan berporositas tinggi di bagian bawah. Selain itu, peningkatan viskositas air akibat polimer yang ditambahkan dapat memperluas makroskopik.



Gambar 4. 10 Kurva Permeabilitas Relatif Setelah Injeksi ASP

Pada penelitian ini, seperti yang terlihat Pada **Gambar 4. 11** *Curva Permeabilitas Relative*, dapat dilihat perubahan yang terjadi setelah injeksi ASP-CO₂. Sebelum dilakukan injeksi ASP-CO₂, kondisi awal menunjukkan Sor 0,3 dan Sw 0,7. Namun, setelah injeksi ASP-CO₂, Sor berkurang menjadi 0,18, sementara Sw meningkat menjadi 0,82, yang mengarah pada kondisi *water-wet*. Sebelumnya,

titik perpotongan antara kro dan krw berada pada sw 0,56, namun setelah injeksi ASP, titik perpotongan antara kro dan krw berada pada sw 0,61. Menurut (Herawati et al., 2022) Perubahan ini terjadi karena proses adsorpsi yang terjadi pada surfaktan, yang dapat mengubah sudut kontak. Perubahan sudut kontak tersebut mempengaruhi kondisi *wettability* pada *reservoir*.



BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian mengenai ASP-CO₂ yang telah dilakukan, dapat disimpulkan bahwa:

1. Hasil dari simulator *reservoir* dengan menggunakan Model Konseptual *Inverted 5-Spot* menunjukkan bahwa pengaruh rasio dan *slug size* injeksi ASP-CO₂ terhadap produktivitas Lapangan X adalah semakin besar jumlah injeksi ASP dalam perbandingan ASP-CO₂, semakin tinggi *additional oil recovery factor*
2. Skenario Injeksi ASP-CO₂ yang optimum dilakukan untuk meningkatkan perolehan minyak pada Lapangan X adalah Skenario 9, dengan rasio 1:2 dan *slug* 0,6 dengan *additional oil recovery factor* sebesar 29,3%

5.2 Saran

Saran yang dapat diberikan untuk penelitian selanjutnya, yaitu sebagai berikut:

1. Penelitian selanjutnya dapat melakukan uji sensitivitas pada parameter lain, seperti heterogenitas untuk mengetahui efek dari injeksi ASP-CO₂ terhadap peningkatan *recovery factor*.
2. Penelitian selanjutnya dapat melakukan variasi rasio dan *slug size* yang berbeda dengan penelitian ini, sehingga dapat melihat potensi peningkatan *recovery factor*.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdurrahman, M. (2013). Perbandingan Injeksi Gas CO₂ vs Injeksi Air untuk Mendapatkan Perolehan Minyak yang Maksimum (Studi Simulasi). *Jurnal Patra Akademika*. <https://www.academia.edu/11225466>
- Abdurrahman, M., Bae, W., & Kim, S. (2015). CO₂ Sources and Future EOR Prospects in Sumatra Island-Indonesia. *Advances in Civil, Environmental, and Materials Research*, September, 1–7. <https://www.researchgate.net/publication/282295479>
- Abdurrahman, M., Hidayat, F., Husna, U. Z., & Arsad, A. (2019). Determination of optimum CO₂ water alternating gas (CO₂-WAG) ratio in sumatera light oilfield. *Materials Today: Proceedings*, 39, 970–974. <https://doi.org/10.1016/j.matpr.2020.04.495>
- Abdurrahman, M., Permadi, A. ., Hidayat, F., & Pangaribuan, L. (2018). Pengaruh Parameter Operasional Injeksi CO₂ Terhadap Peningkatan Perolehan: Studi Kasus Lapangan M Effects of CO₂ Injection Operational Parameters on Recovery Improvement: A Case Study at M Field. *Jtmgb*, 16(August), 81–91. <https://www.researchgate.net/publication/334586697>
- Ain, N., Mohd, B., Yunan, M. H., Sagala, F., & Katende, A. (2017). The Effect of WAG Ratio and Oil Density on Oil Recovery by Immiscible Water Alternating Gas Flooding. *American Association For Science And Technologynd Technology*, 4(5), 80–90. <http://www.aascit.org/journal/ajst>
- Arvis, A., & Min, B. (2025). Updated screening criteria for enhanced oil recovery methods and their application to the T oilfield in eastern Mongolia. *Scientific Reports*, 15(1), 1–15. <https://doi.org/10.1038/s41598-025-21696-x>
- Atia, A., & Mohammedi, K. (2018). *A Review on the Application of Enhanced Oil/Gas Recovery through CO₂ Sequestration*. <https://doi.org/10.5772/intechopen.79278>
- Auni, N. R., Afdhol, M. K., Fikri, M. R., & Erfando, T. (2023). Potensi Polimer Sintetik Sebagai Bahan Chemical Enhanced Oil Recovery Untuk Meningkatkan Sweep Efficiency Pada Skala Pengujian Laboratorium. *Lembaran Publikasi Minyak Dan Gas Bumi*, 57(1), 9–21. <https://doi.org/10.29017/lpmgb.57.1.1307>

- Chakraborty, R., Dutta, R., Bajpai, P., Kumar, S., Kundu, G., Yomdo, S., Borgohain, T., & Mandal, A. (2025). Optimization of control parameters in alkaline-surfactant-polymer (ASP) flooding for enhanced oil recovery: a simulation approach. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 15(5). <https://doi.org/10.1007/s13202-025-01977-x>
- Chathurangani, L. B. J., & Halvorsen, B. M. (2015). *Near well simulation of CO₂ injection for Enhanced Oil Recovery (EOR)*. 309–318. <https://doi.org/10.3384/ecp15119309>
- Farad, S., Nsamba, H. K., Hassan, A., Makera, A. I., Joseph, W., Kabenge, I., Farad, S., Nsamba, H. K., Hassan, A., Makera, A. I., & Joseph, W. (2016). Effect of pH and Slug Ratio of Alkaline Surfactant Polymer Alternating Gas Flooding on Oil Recovery. *American Association For Science And Technologynd Technology*, 3(2), 47–52. <http://www.aascit.org/journal/et>
- Gang, S., Ryou, J. E., Yong Lee, J., & Jung, J. (2025). Surfactant-alternating gas-injection method with improved supercritical CO₂ injection efficiency for geological carbon sequestration. *Fuel*, 381(PC), 133460. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2024.133460>
- Gbadamosi, A. O., Junin, R., Manan, M. A., Agi, A., & Yusuff, A. S. (2019). An overview of chemical enhanced oil recovery : recent advances and prospects. *International Nano Letters*, 9(3), 171–202. <https://doi.org/10.1007/s40089-019-0272-8>
- Ghedan, S., Boloushi, Y., Khan, K., & Saleh, M. (2009). Development of Early Water Breakthrough and Effectiveness of Water Shut off Treatments in Layered and Heterogeneous Reservoirs. *SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum Engineers)*. <https://doi.org/https://doi.org/10.2118/125580-MS>
- Ghorbanpour, H., & Khodapanah, E. (2025). Comprehensive review of hybrid chemical enhanced oil recovery methods: synergistic mechanisms, applications, and insights into chemical-based water alternating gas techniques. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 15(5). <https://doi.org/10.1007/s13202-025-01999-5>
- Giyanti, G., Sasanti, G. N., & Rosiani, D. (2025). Analisa Recovery Factor Menggunakan Surfaktan Pada Sumur Minyak Di Lapangan Kawengan.

Prosiding Seminar Nasional Teknologi Energi Dan Mineral, 4(1), 1140–1148.
<https://doi.org/10.53026/prosidingsntem.v4i1.479>

Herawati, I., Permadi, P., Rochliadi, A., & Marhaendrajana, T. (2022). Adsorption of anionic surfactant on sandstone reservoir containing clay minerals and its effect on wettability alteration. *Energy Reports*, 8, 11554–11568.
<https://doi.org/10.1016/j.egyr.2022.08.268>

Khlaifat, A. L., Dakhlallah, D., & Sufyan, F. (2022). A Critical Review of Alkaline Flooding: Mechanism, Hybrid Flooding Methods, Laboratory Work, Pilot Projects, and Field Applications. *Energies*, 15(10).
<https://doi.org/10.3390/en15103820>

Kristanto, D., . H., . W., & Paradhita, W. (2019). Penentuan Swelling Factor Dan Tekanan Tercampur Minimum Untuk Penerapan Injeksi Gas Karbondioksida Di Lapangan Minyak. *Lembaran Publikasi Minyak Dan Gas Bumi*, 53(3), 179–192. <https://doi.org/10.29017/lpmgb.53.3.435>

Kurnia, I., Fatchurrozi, M., Ghulam, R., & Zhang, G. (2023). Lessons learned from core flood experiments with surfactant-polymer and alkali-surfactant-polymer for enhanced oil recovery. *Petroleum*, 9(4), 487–498.
<https://doi.org/10.1016/j.petlm.2022.07.002>

Li, W., Wei, X., Wang, Z., Liu, W., Ding, B., Dong, Z., Pan, X., & Lin, K. (2024). Numerical Investigation on Alkaline-Surfactant-Polymer Alternating CO₂ Flooding. *Journal Processes*, 1–21. <https://doi.org/10.3390/pr12050916>

Limbu, K., Shah, S. K., & Bhattarai, A. (2018). Density and partial molar volume of Sodium Dodecyl Sulfate in presence and absence of Sodium Sulfate and Zinc Sulfate in distilled water. *Bibechana*, 16, 131–136.
<https://doi.org/10.3126/bibechana.v16i0.21515>

Majidaie, S., Khanifar, A., Onur, M., & Tan, I. M. (2012). A simulation study of chemically enhanced water alternating gas (CWAG) injection. *Society of Petroleum Engineers*, 1, 242–250. <https://doi.org/10.2118/154152-ms>

Marques, L. S., Dias Rodrigues, P., Simonelli, G., Assis, D. de J., Quintella, C. M., de Carvalho Lima Lobato, A. K., Maria Cordeiro de Oliveira, O., & Lobato dos Santos, L. C. (2023). Optimization of enhanced oil recovery using ASP solution. *Heliyon*, 9(11), e21797.

<https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2023.e21797>

- Merchant, D., & Consulting, M. (2017). Enhanced Oil Recovery – The History of CO₂ Conventional WAG Injection techniques developed from Lab in the 1950's to 2017. *Carbon Management Technology Conference*, 17–19. <https://doi.org/https://doi.org/10.7122/502866-MS>
- Merina, R. (2021). Prediksi Kinerja Injeksi Air pada Reservoir Karbonat Menggunakan Metode Hall Plot dan Metode Voidage Replacement Ratio (VRR). *Kocenin Serial Konferensi*, 1(1), 1–6. https://publikasi.kocenin.com/index.php/pakar/article/view/161?utm_source
- Mohammadi, M. H., Kulakhmetovna, Y. A., & Joia, R. (2024). An Overview of Oil Recovery Techniques : From Primary to Enhanced Oil Recovery Methods. *Journal for Research in Applied Sciences and Biotechnology*, 1, 291–301. <https://doi.org/https://doi.org/10.55544/jrasb.3.1.48>
- Mohsenatabar, A., & Reza, H. (2020). Review on chemical enhanced oil recovery using polymer flooding : Fundamentals , experimental and numerical simulation. *Petroleum*, 6(2), 115–122. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2019.09.003>
- Phukan, R., Gogoi, S. B., & Tiwari, P. (2019). Enhanced oil recovery by alkaline-surfactant-alternated-gas/CO₂ flooding. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9(1), 247–260. <https://doi.org/10.1007/s13202-018-0465-0>
- Phukan, R., & Saha, R. (2022). Low salinity surfactant alternating gas/CO₂ flooding for enhanced oil recovery in sandstone reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 212, 1–48. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110253>
- Pilla, A. (2018). Importance Of Polymerization In Eor. *International Journal of Scientific Development and Research*, 3(2). <http://www.ijedr.org/>
- Putra, B. P., & Kiono, B. F. T. (2021). Mengenal Enhanced Oil Recovery (EOR) Sebagai Solusi Meningkatkan Produksi Minyak Indonesia. *Jurnal Energi Baru Dan Terbarukan*, 2(2), 84–100. <https://doi.org/10.14710/jebt.2021.11152>
- Refiyanto, A. A., Risna, & Afifah, R. S. (2023). Perencanaan Volume Injeksi CO₂

- Dan Tekanan Injeksi CO₂ Dengan Pola Injeksi $\frac{1}{4}$ Dari 5 Spot Pada Kegiatan CO₂ Flooding-Enhanced Oil Recovery (CO₂EOR) Di Sumur “TRK-15” Lapangan “KLMT.” *Jurnal Sains Terapan*, 9(1).
<https://doi.org/https://doi.org/10.32487/jst.v9i1.1740>
- Setiati, R., Soenarjo, G., Karundeng, I., & Widoseno, V. D. (2020). *The Potential of CO₂ Injection on Enhanced Oil Recovery Method for Oil Fields in Indonesia*. 1(1), 33–43. <https://doi.org/10.31098/ic-smart.v1i1.24>
- Sheng, J. J. (2011). Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice. In *Gulf Professional Publishing*.
<https://books.google.co.id/books?id=etgfFzWrIosC&lpg=PR4&pg=PR17#v=onepage&q&f=false>
- 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/10.2118/35385-pa>
- Vikingstad, A. K., Aarra, M. G., & Skauge, A. (2006). Effect of surfactant structure on foam-oil interactions. Comparing fluorinated surfactant and alpha olefin sulfonate in static foam tests. *Colloids and Surfaces A: Physicochemical and Engineering Aspects*, 279(1–3), 105–112.
<https://doi.org/10.1016/j.colsurfa.2005.12.047>
- Wahyuningrum, C., Nugrahanti, A., Kasmungin, S., Mardiana, D. A., Mustafa, E., & Omar, A. (2023). Study of the effect of cycle time and WAG ratio of CO₂ miscible water alternating gas (WAG) injection in field X. *AIP Conference Proceedings*. <https://doi.org/https://doi.org/10.1063/5.0126844>
- Yang, P., Xia, B., & Liu, W. (2019). *Comprehensive Review of Alkaline – Surfactant – Polymer (ASP)-Enhanced Oil Recovery (EOR)*. 3.
<https://doi.org/10.1007/978-981-10-7560-5>

LAMPIRAN

<i>Item</i>	<i>Units</i>	<i>Value</i>
<i>Gross formation volume</i>	Ft ³	8.7120E+06
<i>Formation pore volume</i>	Ft ³	1.3939E+06
<i>Aqueous phase volume</i>	Ft ³	4.8788E+05
<i>Original Oil In Place</i>	Ft ³	9.0606E+05

A. PERHITUNGAN SLUG SIZE 0,6

Dik = $PV = 1.393.900 \text{ ft}^3 > \frac{1393900}{5.61458} = 248.264 \text{ bbl}$

Cycle time = 6 bulan = 2 cycle

Half cycle = 3bulan = 1 cycle

Peramalan = 2 Tahun = 4 cycle

Slug size = 0.6

a. Perhitungan slug size

Slug size 0,6 PV = 0.6 x total *Pore Volume* = 0.6 x 248,264 = 148.958

b. Perhitungan cycle

Injeksi 1 cycle = $\frac{148.958}{4} = 37.240 \text{ bbl}$

Half injeksi = $\frac{37.240}{2} = 18.620 \text{ bbl}$

c. Perhitungan laju injeksi

1. Skenario CO₂-ASP (Rasio 1:1)

Injeksi ASP = $\frac{18.620}{90 \text{ day}} = 207 \text{ bbl/day}$

Injeksi CO₂ = 207 x 5,6 = 1.159 ft³/day

2. Skenario CO₂-ASP (Rasio 2:1)

Half cycle = $\frac{37.240}{3} = 12.413$

Injeksi CO₂ = $\frac{12.413 \times 2 \times 5.6}{90 \text{ day}} = 1.545 \text{ ft}^3/\text{day}$

Injeksi ASP = $\frac{12.413}{90 \text{ day}} = 138 \text{ bbl/day}$

3. Skenario CO₂-ASP (Rasio 1:2)

$$\text{Injeksi CO}_2 = \frac{12.413 \times 5,6}{90 \text{ day}} = 772 \text{ ft}^3/\text{day}$$

$$\text{Injeksi ASP} = \frac{12.413 \times 2}{90 \text{ day}} = 276 \text{ bbl/day}$$

B. PERHITUNGAN SLUG SIZE 0,4

Dik = $PV = 1.393.900 \text{ ft}^3 > \frac{1393900}{5.61458} = 248.264 \text{ bbl}$

$$\text{Cycle time} = 6 \text{ bulan} = 2 \text{ cycle}$$

$$\text{Half cycle} = 3 \text{ bulan} = 1 \text{ cycle}$$

$$\text{Peramalan} = 2 \text{ Tahun} = 4 \text{ cycle}$$

$$\text{Slug size} = 0.4$$

a. Perhitungan slug size

$$\text{Slug size } 0,4 \text{ PV} = 0.4 \times \text{total Pore Volume} = 0.4 \times 248,264 = 99.306$$

b. Perhitungan cycle

$$\text{Injeksi 1 cycle} = \frac{99.306}{4} = 24.827 \text{ bbl}$$

$$\text{Half injeksi} = \frac{24.827}{2} = 12.414 \text{ bbl}$$

c. Perhitungan laju injeksi

1. Skenario CO₂-ASP (Rasio 1:1)

$$\text{Injeksi ASP} = \frac{12.414}{90 \text{ day}} = 138 \text{ bbl/day}$$

$$\text{Injeksi CO}_2 = 138 \times 5,6 = 773 \text{ ft}^3/\text{day}$$

2. Skenario CO₂-ASP (Rasio 2:1)

$$\text{Half cycle} = \frac{24.827}{3} = 8.276$$

$$\text{Injeksi CO}_2 = \frac{8.276 \times 2 \times 5.6}{90 \text{ day}} = 1.030 \text{ ft}^3/\text{day}$$

$$\text{Injeksi ASP} = \frac{8.276}{90 \text{ day}} = 92 \text{ bbl/day}$$

3. Skenario CO₂-ASP (Rasio 1:2)

$$\text{Injeksi CO}_2 = \frac{8.276 \times 5,6}{90 \text{ day}} = 515 \text{ ft}^3/\text{day}$$

$$\text{Injeksi ASP} = \frac{8.276 \times 2}{90 \text{ day}} = 184 \text{ bbl/day}$$

C. PERHITUNGAN SLUG SIZE 0,2

$$\text{Dik} = \text{PV} = 1.393.900 \text{ ft}^3 > \frac{1393900}{5.61458} = 248.264 \text{ bbl}$$

$$\text{Cycle time} = 6 \text{ bulan} = 2 \text{ cycle}$$

$$\text{Half cycle} = 3 \text{ bulan} = 1 \text{ cycle}$$

$$\text{Peramalan} = 2 \text{ Tahun} = 4 \text{ cycle}$$

$$\text{Slug size} = 0.2$$

a. Perhitungan slug size

$$\text{Slug size } 0,2 \text{ PV} = 0.2 \times \text{total Pore Volume} = 0.2 \times 248.264 = 49.653$$

b. Perhitungan cycle

$$\text{Injeksi } 1 \text{ cycle} = \frac{49.653}{4} = 12.413 \text{ bbl}$$

$$\text{Half injeksi} = \frac{12.413}{2} = 6.207 \text{ bbl}$$

c. Perhitungan laju injeksi

1. Skenario CO₂-ASP (Rasio 1:1)

$$\text{Injeksi ASP} = \frac{6.207}{90 \text{ day}} = 69 \text{ bbl/day}$$

$$\text{Injeksi CO}_2 = 69 \times 5,6 = 386 \text{ ft}^3/\text{day}$$

2. Skenario CO₂-ASP (Rasio 2:1)

$$\text{Half cycle} = \frac{12.413}{3} = 4.138$$

$$\text{Injeksi CO}_2 = \frac{4.138 \times 2 \times 5.6}{90 \text{ day}} = 515 \text{ ft}^3/\text{day}$$

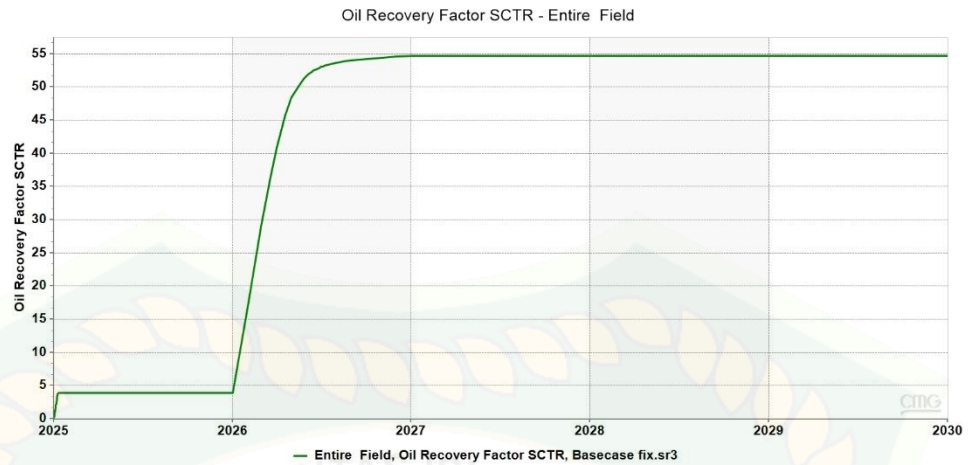
$$\text{Injeksi ASP} = \frac{4.138}{90 \text{ day}} = 46 \text{ bbl/day}$$

3. Skenario CO₂-ASP (Rasio 1:2)

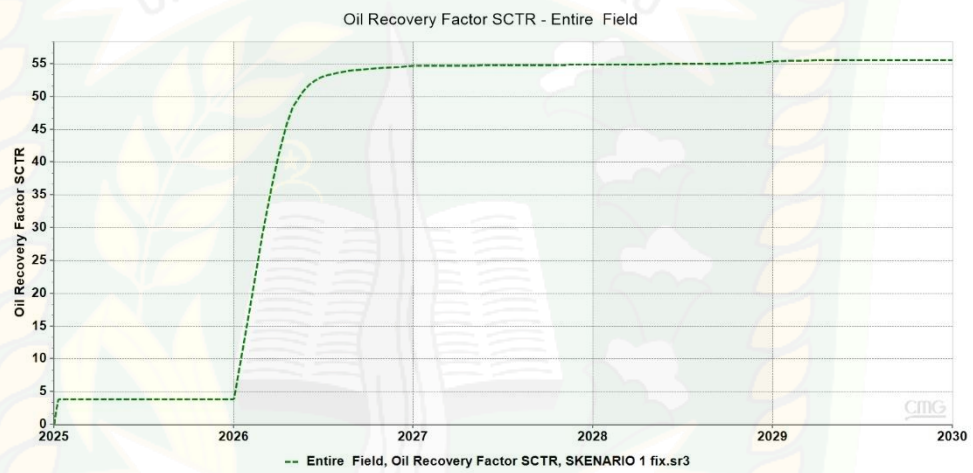
$$\text{Injeksi CO}_2 = \frac{4.138 \times 5,6}{90 \text{ day}} = 257 \text{ ft}^3/\text{day}$$

$$\text{Injeksi ASP} = \frac{4.138 \times 2}{90 \text{ day}} = 92 \text{ bbl/day}$$

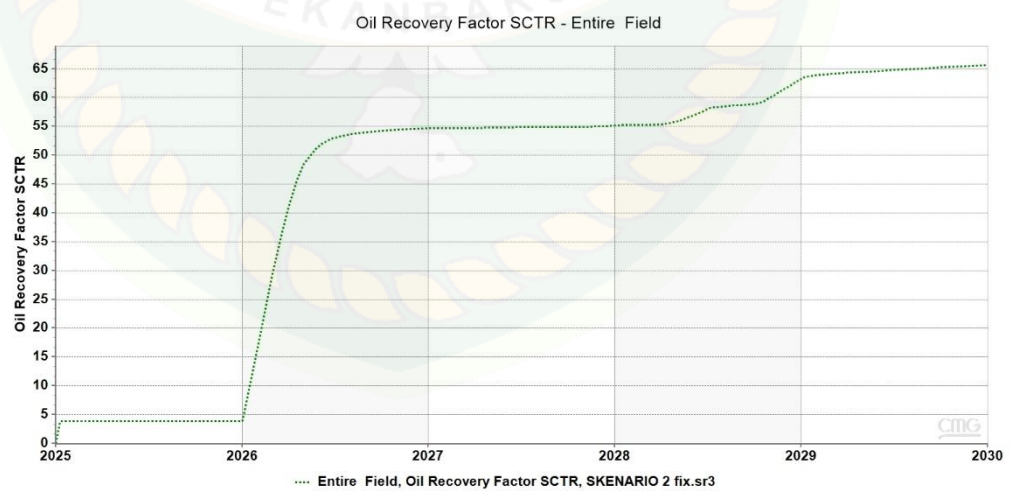
D. Recovery Factor Skenario



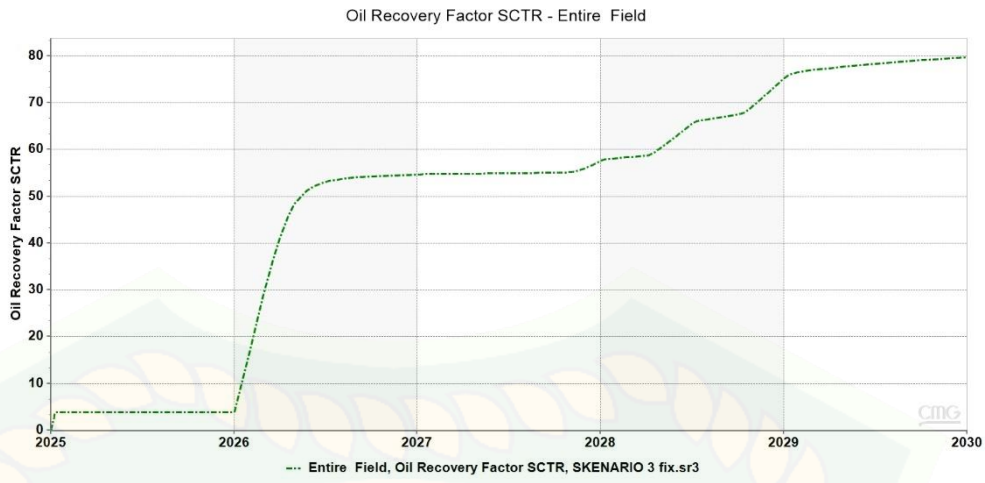
Basecase



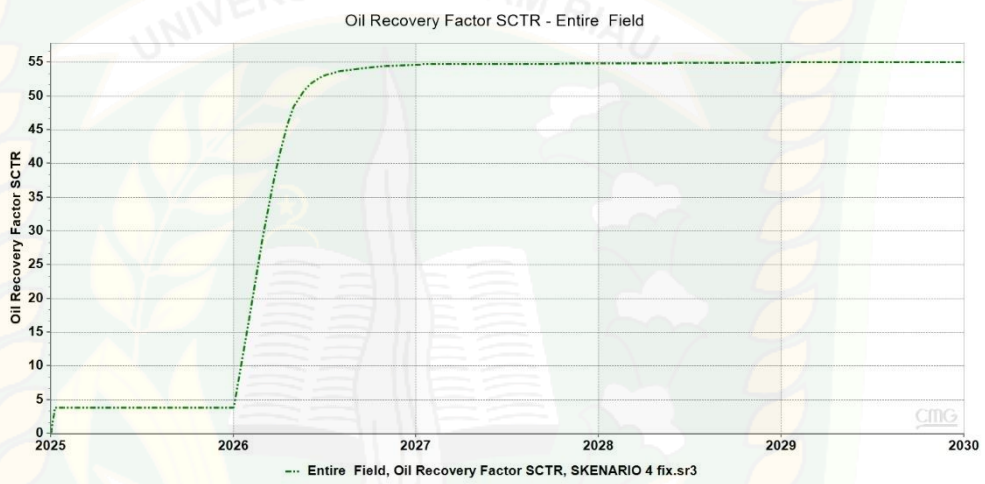
Skenario 1



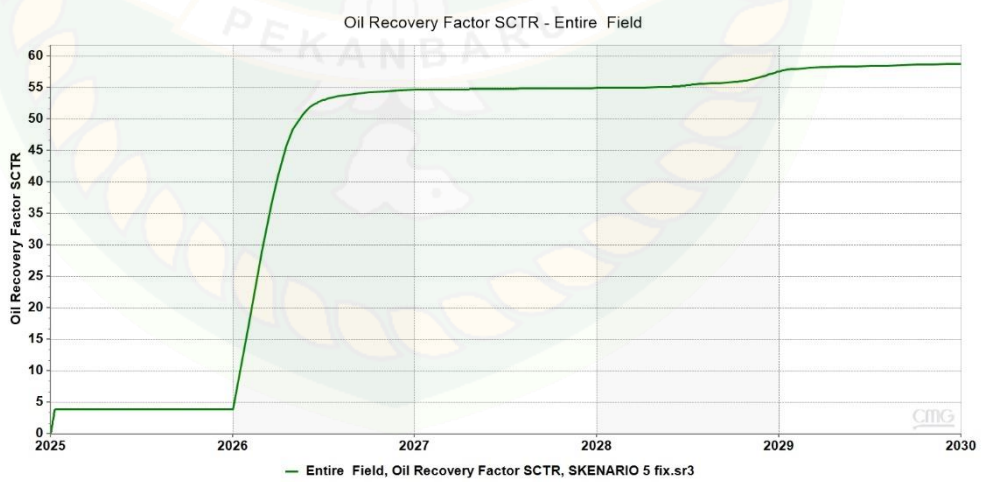
Skenario 2



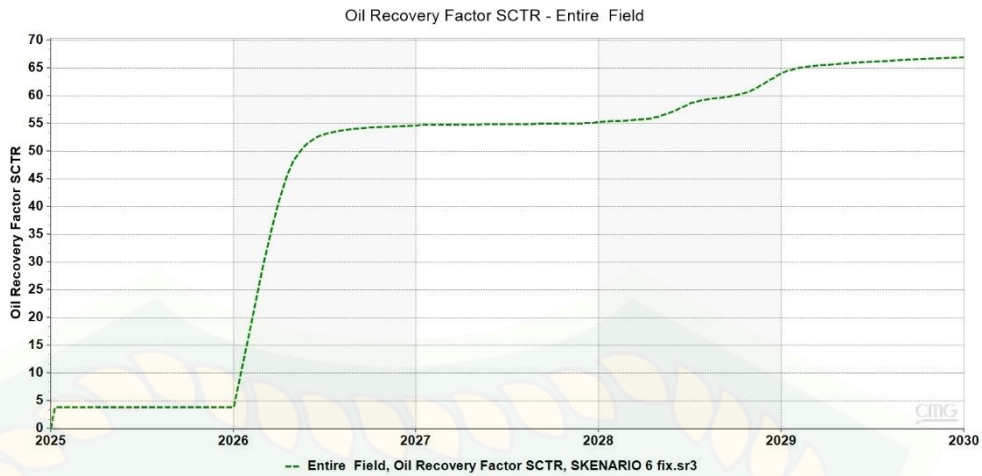
Skenario 3



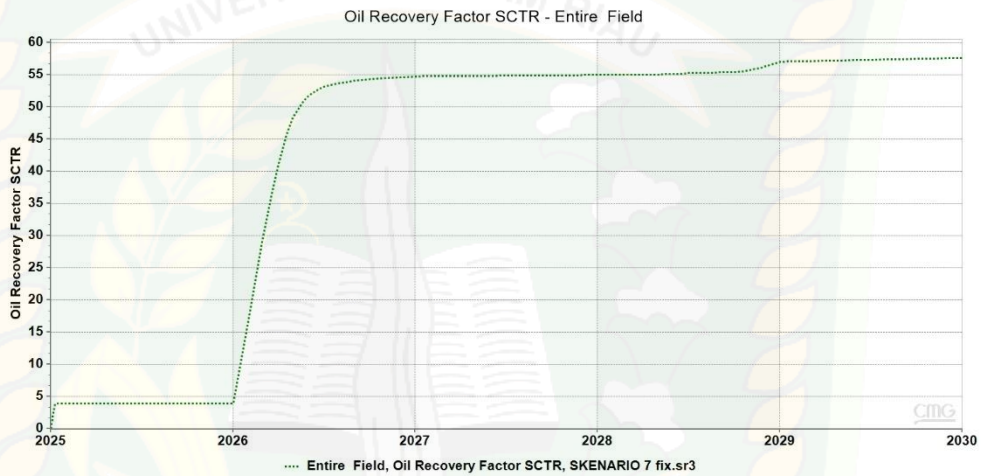
Skenario 4



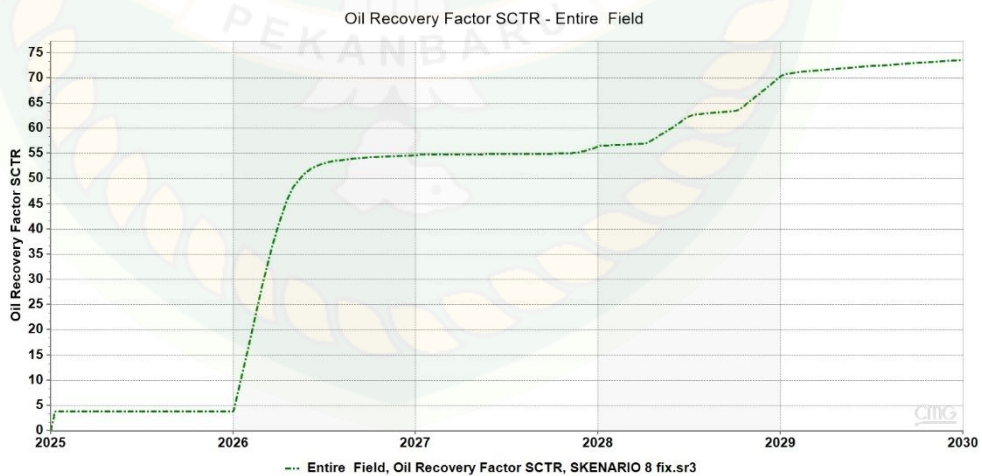
Skenario 5



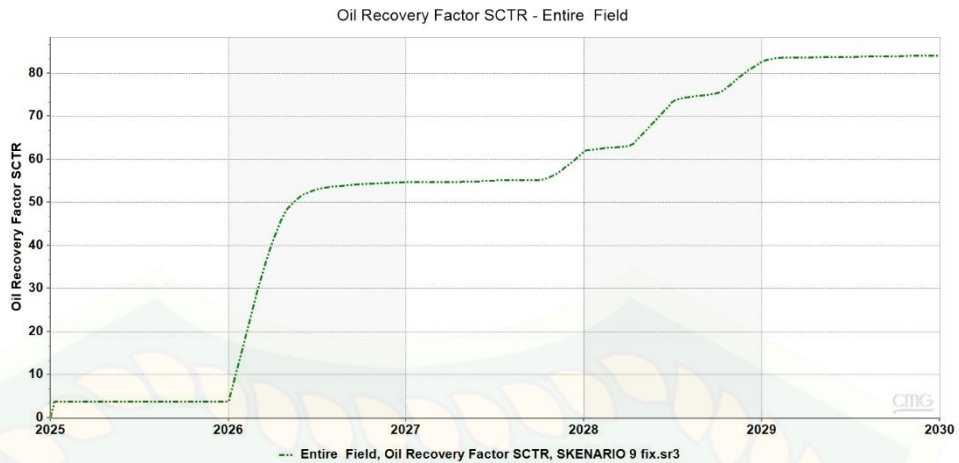
Skenario 6



Skenario 7

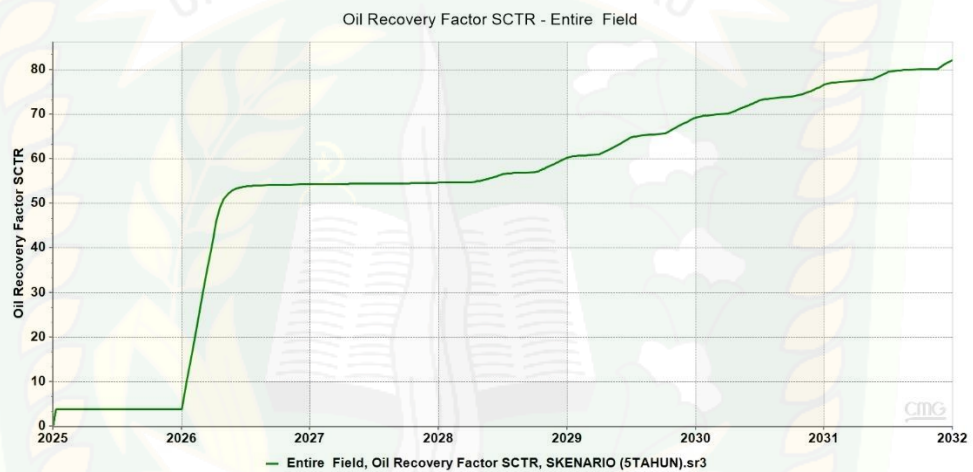


Skenario 8

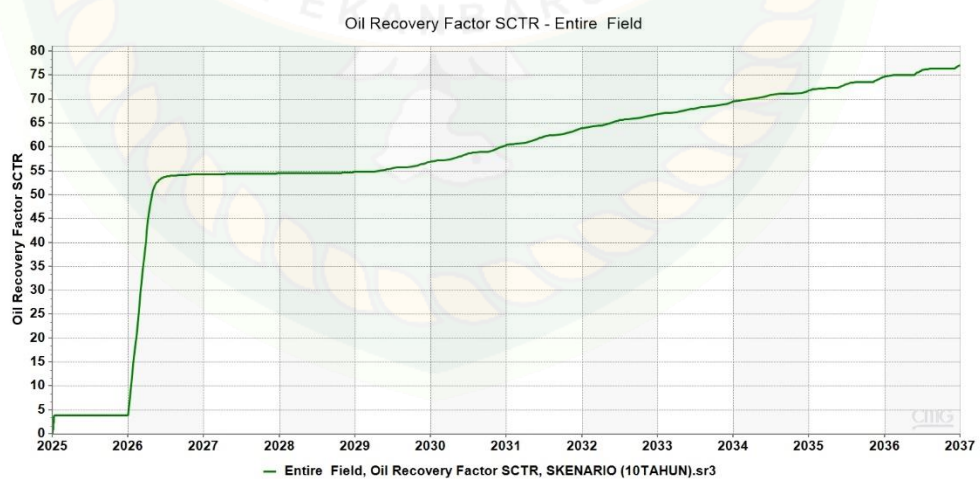


Skenario 9

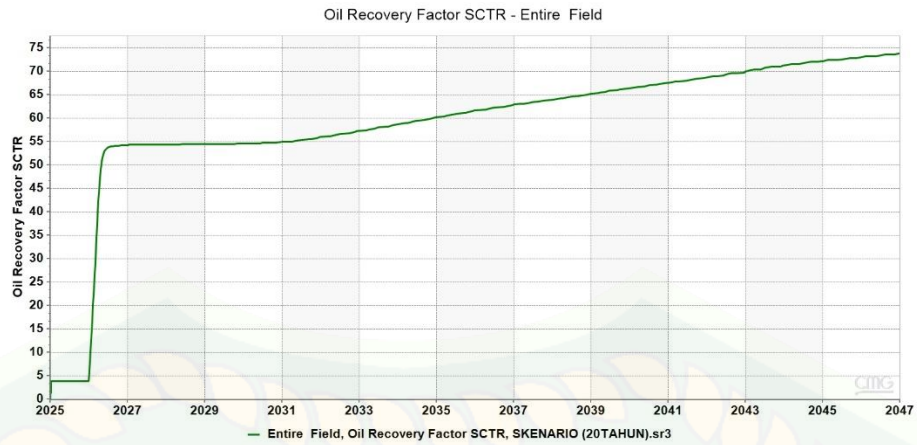
E. Hasil Injeksi (5, 10, dan 20 Tahun)



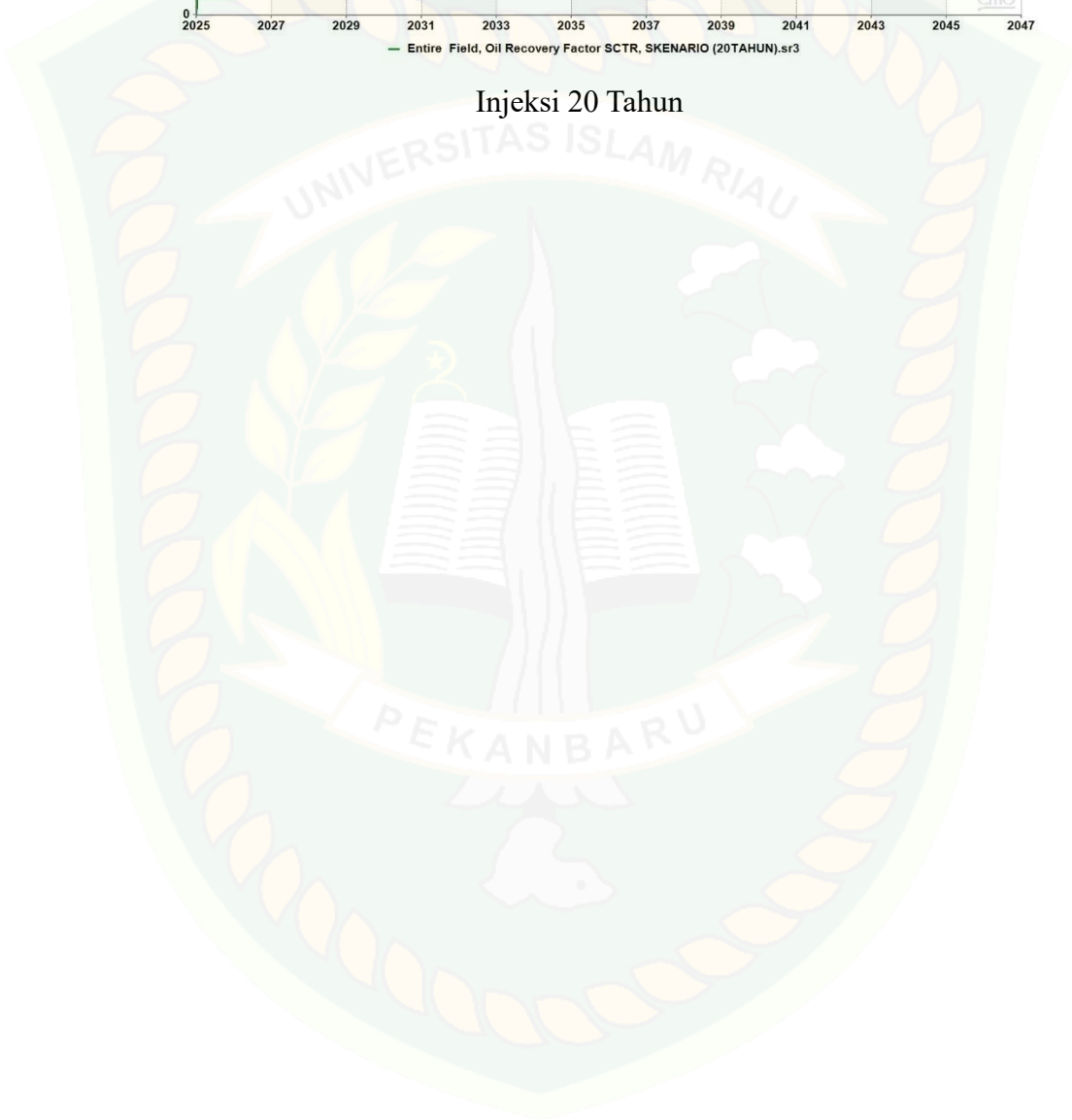
Injeksi 5 Tahun



Injeksi 10 Tahun



Injeksi 20 Tahun



SURAT KEPUTUSAN DEKAN FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS ISLAM RIAU
NOMOR : 0623/KPTS/FT-UIR/SI/2025
TENTANG PENGANGKATAN TIM PEMBIMBING SKRIPSI

DEKAN FAKULTAS TEKNIK

Menimbang :

1. Bahwa untuk menyelesaikan perkuliahan bagi mahasiswa Fakultas Teknik perlu membuat Skripsi.
2. Untuk itu perlu ditunjuk Tim Pembimbing penelitian dan penyusunan Skripsi yang diangkat dengan Surat Keputusan Dekan

Mengingat :

1. Undang-Undang Nomor 12 Tahun 2012 Tentang Pendidikan Tinggi
2. Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 8 Tahun 2012 Tentang Kerangka Kualifikasi Nasional Indonesia
3. Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 37 Tahun 2009 Tentang Dosen
4. Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 66 Tahun 2010 Tentang Pengelolaan dan Penyelenggaraan Pendidikan
5. Peraturan Menteri Pendidikan dan Kebudayaan Republik Indonesia Nomor 3 Tahun 2020 Tentang Standar Nasional Pendidikan Tinggi
6. Statuta Universitas Islam Riau Tahun 2018
7. Peraturan Universitas Islam Riau Nomor 001 Tahun 2018 Tentang Ketentuan Akademik Bidang Pendidikan Universitas Islam Riau

MEMUTUSKAN

Menetapkan :

1. Mengangkat saudara-saudara yang namanya tersebut dibawah ini sebagai Tim Pembimbing Penelitian & penyusunan Skripsi Mahasiswa/i Fakultas Teknik Program Studi Teknik Perminyakan

No	Nama	Pangkat	Jabatan
1.	Prof. Dr. Eng. MUSLIM, S.T., M.T., IPU.	Guru Besar	Pembimbing

2. Mahasiswa yang akan dibimbing :

Nama : M. Falgi Dwi Ardhana
NPM : 213210813
Program Studi : Teknik Perminyakan
Jenjang Pendidikan : Strata Satu (S1)
Judul Skripsi : Strategi Peningkatan Produksi Minyak di Lapangan X Melalui ASP-CO2 Flooding Menggunakan Simulator Reservoir

3. Keputusan ini berlaku pada tanggal ditetapkannya dengan ketentuan bila terdapat kekeliruan dikemudian hari segera ditinjau kembali.

Ditetapkan di : Pekanbaru
Pada tanggal : 07 November 2025
Dekan,



Dr. KURNIA HASTUTI, S.T., M.T.
NIDN. 990502281

SURAT KEPUTUSAN DEKAN FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS ISLAM RIAU
NOMOR : 1614/KPTS/FT-UIR/PS/2025
TENTANG PENGANGKATAN TIM PENGUJI SKRIPSI

DEKAN FAKULTAS TEKNIK

Menimbang :

1. Bahwa untuk menyelesaikan studi S.1 bagi mahasiswa Fakultas Teknik Univ. Islam Riau dilaksanakan Ujian Skripsi/Komprehensif sebagai tugas akhir. Untuk itu perlu ditetapkan mahasiswa yang telah memenuhi syarat untuk ujian dimaksud serta dosen penguji.
2. Bahwa penetapan mahasiswa yang memenuhi syarat dan dosen penguji yang bersangkutan perlu ditetapkan dengan Surat Keputusan Dekan.

Mengingat :

1. Undang-Undang Nomor 12 Tahun 2012 Tentang Pendidikan Tinggi
2. Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 8 Tahun 2012 Tentang Kerangka Kualifikasi Nasional Indonesia
3. Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 37 Tahun 2009 Tentang Dosen
4. Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 66 Tahun 2010 Tentang Pengelolaan dan Penyelenggaraan Pendidikan
5. Peraturan Menteri Pendidikan dan Kebudayaan Republik Indonesia Nomor 3 Tahun 2020 Tentang Standar Nasional Pendidikan Tinggi
6. Statuta Universitas Islam Riau Tahun 2018
7. Peraturan Universitas Islam Riau Nomor 001 Tahun 2018 Tentang Ketentuan Akademik Bidang Pendidikan Universitas Islam Riau

MEMUTUSKAN

Menetapkan :

1. Mahasiswa Fakultas Teknik Universitas Islam Riau yang tersebut namanya di bawah ini :

Nama : M. Falgi Dwi Ardhana
NPM : 213210813
Program Studi : Teknik Perminyakan
Jenjang Pendidikan : Strata Satu (S1)
Judul Skripsi : Strategi Peningkatan Produksi Minyak di Lapangan X Melalui ASP-CO2 Flooding Menggunakan Simulator Reservoir

2. Penguji Seminar Proposal dan Sidang Skripsi mahasiswa tersebut terdiri dari :

Prof. Dr. Eng. MUSLIM, S.T., M.T., IPU.	Sebagai Ketua Merangkap Penguji
Ir. FIKI HIDAYAT, S.T., M.Eng.	Sebagai Anggota Merangkap Penguji
Ir. FIKI HIDAYAT, S.T., M.Eng.	Sebagai Anggota Merangkap Penguji
Ir. IDHAM KHALID, S.T., M.T.	Sebagai Anggota Merangkap Penguji

3. Laporan hasil ujian serta berita acara telah sampai kepada Pimpinan Fakultas selambat-lambatnya 1(satu) bulan setelah ujian dilaksanakan.

4. Keputusan ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkannya dengan ketentuan bila terdapat kekeliruan dikemudian hari segera ditinjau kembali.

KUTIPAN : Disampaikan kepada yang bersangkutan untuk dapat dilaksanakan dengan sebaik-baiknya.

Ditetapkan di : Pekanbaru
Pada tanggal : 19 Desember 2025



Dr. KURNIA HASTUTI, S.T., M.T.
NIDN. 990502281



UNIVERSITAS ISLAM RIAU

FAKULTAS TEKNIK

الجامعة الإسلامية الرياوية

F.A.3.20.FT

Alamat : Jalan Kaharuddin Nasution No. 113 Marpoan, Pekanbaru, Riau, Indonesia - 28284
Telp. +62 761 67474 Fax. +62761 674834 Email: teknik@uir.ac.id Website: www.uir.ac.id

FORMULIR BIMBINGAN SKRIPSI

Nama Mahasiswa	:	M. Falgi Dwi Ardhana
Dosen Pembimbing	:	Prof. Dr. Eng. MUSLIM, S.T., M.T., IPU.
NPM	:	213210813
Program Studi	:	Teknik Perminyakan
Judul Kerja Praktek	:	Strategi Peningkatan Produksi Minyak di Lapangan X Melalui ASP-CO2 Flooding Menggunakan Simulator Reservoir

No	Hari/ Tanggal Bimbingan	Materi Bimbingan	Hasil/ Saran Bimbingan	Keterangan
1.	22 Oktober 2025	Membahas topik penelitian	Cari beberapa jurnal terkait topik, mencari panduan dalam penulisan proposal, Melengkapi teori yang relevan dan Memperbaiki state of the art berupa tabel	Sudah ditandatangani
2.	28 Oktober 2025	Membahas judul penelitian dan isi proposal	Perbaiki penulisan latar belakang dan menambahkan hipotesis , Perbaiki timeline menjadi 4 bulan 2 minggu, Perbaikan dan menambahkan tinjauan pustaka	Sudah ditandatangani
3.	03 November 2025	Mengajukan judul penelitian dan isi proposal	Nambah daftar simbol dan singkatan, Perbaiki metode penelitian, buat slide presentasi	Sudah ditandatangani
4.	24 November 2025	Isi Proposal dan Slide Proposal	Perbaiki latar belakang, menambahkan sumber gambar di ppt dan proposal, singkat hasil state of the art, tambahkan materi ASPAG, perbaiki daftar pustaka, belajar presentasi yang benar	Sudah ditandatangani
5.	04 Desember 2025	Isi Skripsi dan Slide	Tambah keterangan gambar, perbaiki timeline, perbaiki font PPT	Sudah ditandatangani
6.	21 Januari 2026	Isi Skripsi dan Slide	Tambahkan slug size, Tambah referensi jurnal	Sudah ditandatangani
7.	28 Januari 2026	Isi skripsi dan slide	Tambahkan grafik oil rate dan water cut, Tambah Injeksi, perbaiki PPT	Sudah ditandatangani

No	Hari/ Tanggal Bimbingan	Materi Bimbingan	Hasil/ Saran Bimbingan	Keterangan
8.	03 Februari 2026	Isi skripsi dan slide	Latihan Presentasi, Tambah referensi jurnal, perbaiki typo	Sudah ditandatangani
9.	19 Februari 2026	Isi skripsi dan slide	Latihan presentasi, Tambah referensi jurnal, tambah grafik IFT dan viscositas	Sudah ditandatangani
10.	26 Februari 2026	Isi skripsi dan slide	Jelaskan kenapa saturasi naik, Jelaskan viscositas naik, gabungkan grafik permeabilitas relative	Sudah ditandatangani

Pekanbaru, 09 Desember 2025
Ketua Program Studi Teknik Perminyakan,



AGUS DAHLIA, S.Si. M.Si.



UNIVERSITAS ISLAM RIAU

FAKULTAS TEKNIK

الْجَامِعَةُ الْإِسْلَامِيَّةُ الرِّيَاضِيَّة

Alamat: Jalan Kahrudin Nasution No.113, Marpoyan, Pekanbaru, Riau, Indonesia - 28284
Telp. +62 761 674674 Email: fakultas_teknik@uir.ac.id Website: www.eng.uir.ac.id

BERITA ACARA UJIAN SEMINAR PROPOSAL

Berdasarkan Surat Keputusan Dekan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, Pekanbaru, tanggal 27 Februari 2026, Nomor: 0038/KPTS/FT-UIR/2026, maka pada hari Jumat, 12 Desember 2025, telah dilaksanakan Ujian Seminar Proposal Program Studi Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, Jenjang Studi S1, Tahun Akademik 2025/2026 berikut ini.

Nama : M. Falgi Dwi Ardhana
NPM : 213210813
Judul Skripsi : Strategi Peningkatan Produksi Minyak di Lapangan X Melalui ASP-CO2 Flooding Menggunakan Simulator Reservoir
Waktu Ujian : 12 Desember 2025
Tempat Pelaksanaan Ujian : Ruang Sidang Prodi Teknik Perminyakan UIR

Dengan keputusan Hasil Ujian Skripsi:
Lulus*/ Lulus dengan Perbaikan*/ Tidak Lulus*
* Coret yang tidak perlu.

Nilai Ujian:
Nilai Ujian Angka = **82** Nilai Huruf = **A**

Tim Penguji Skripsi.

No	Nama	Jabatan	Tanda Tangan
1.	Prof. Dr. Eng. MUSLIM, S.T., M.T., IPU.	Ketua	1.
2.	Ir. FIKI HIDAYAT, S.T., M.Eng.	Anggota	2.
3.	Ir. FIKI HIDAYAT, S.T., M.Eng.	Anggota	3.

Panitia Ujian

Ketua,



Prof. Dr. Eng. MUSLIM, S.T., M.T., IPU.
NIDN. 1016047901

Pekanbaru 27 Februari 2026

Mengetahui,
Dekan Fakultas Teknik



Dr. KURNIA HASTUTI, S.T., M.T.
NIDN. 990502281



UNIVERSITAS ISLAM RIAU

FAKULTAS TEKNIK

الْجَامِعَةُ الْإِسْلَامِيَّةُ الرَّيَوِيَّةُ

Alamat: Jalan Kaharuddin Nasution No.113, Marpoyan, Pekanbaru, Riau, Indonesia - 28284
Telp. +62 761 674674 Email: fakultas_teknik@uir.ac.id Website: www.eng.uir.ac.id

BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI

Berdasarkan Surat Keputusan Dekan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, Pekanbaru, tanggal 30 Maret 2026, Nomor: 0044/KPTS/FT-UIR/2026, maka pada hari Kamis, 12 Maret 2026, telah dilaksanakan Ujian Sidang Akhir Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, Jenjang Studi S1, Tahun Akademik 2025/2026 berikut ini.

Nama : M. Falgi Dwi Ardhana
NPM : 213210813
Judul Skripsi : Strategi Peningkatan Produksi Minyak di Lapangan X Melalui ASP-CO2 Flooding Menggunakan Simulator Reservoir
Waktu Ujian : Kamis, 12 Maret 2026
Tempat Pelaksanaan Ujian : Ruang Sidang Prodi Teknik Perminyakan UIR

Dengan keputusan Hasil Ujian Skripsi:
Lulus*/ Lulus dengan Perbaikan*/ Tidak Lulus*
* Coret yang tidak perlu.

Nilai Ujian:
Nilai Ujian Angka = **81** Nilai Huruf = **A**

Tim Penguji Skripsi.

No	Nama	Jabatan	Tanda Tangan
1.	Prof. Dr. Eng. MUSLIM, S.T., M.T., IPU.	Ketua	1. 
2.	Ir. FIKI HIDAYAT, S.T., M.Eng.	Anggota	2. 
3.	Ir. FIKI HIDAYAT, S.T., M.Eng.	Anggota	3. 
4.	Ir. IDHAM KHALID, S.T., M.T.	Anggota	4. 

Panitia Ujian

Ketua,



Prof. Dr. Eng. MUSLIM, S.T., M.T., IPU.
NIDN. 1016047901

Pekanbaru 30 Maret 2026

Mengetahui,
Dekan Fakultas Teknik



Dr. KURNIA HASTUTI, S.T., M.T.
NIDN. 990502281



UNIVERSITAS ISLAM RIAU

FAKULTAS TEKNIK

الْجَامِعَةُ الْإِسْلَامِيَّةُ الرَّيَوِيَّةُ

Alamat: Jalan Kaharuddin Nasution No.113, Marpoyan, Pekanbaru, Riau, Indonesia - 28284
Telp. +62 761 674674 Email: fakultas_teknik@uir.ac.id Website: www.eng.uir.ac.id

SURAT KETERANGAN BEBAS PLAGIAT

Nomor: 071/A-UIR/5-FT/2026

Fakultas Teknik Universitas Islam Riau menerangkan bahwa Mahasiswa/i dengan identitas berikut:

Nama : **M. FALGI DWI ARDHANA**
NPM : 213210813
Program Studi : Teknik Perminyakan
Jenjang Pendidikan : Strata Satu (S1)
Judul Skripsi TA : STRATEGI PENINGKATAN PRODUKSI MINYAK DI
LAPANGAN X MELALUI ASP-CO2 FLOODING
MENGUNAKAN SIMULATOR RESERVOIR

Dinyatakan **Bebas Plagiat**, berdasarkan hasil pengecekan pada Turnitin menunjukkan angka **Similarity Index < 30%** sesuai dengan peraturan Universitas Islam Riau yang berlaku.

Demikian surat keterangan ini dibuat untuk dapat dipergunakan sebagaimana mestinya.

Mengetahui,

Ka. Prodi Teknik Perminyakan

Ir. Hj. Novia Rita, S.T., M.T

Pekanbaru,

4 March 2026 M

15 Romadhōn 1447 H

Staff Pemeriksa

Syatra Safira Anjani, S.Pd

**SURAT PERNYATAAN
KEBENARAN DAN KEABSAHAN DATA**

Yang bertanda tangan dibawah ini:

Nama : M. Falgi Dwi Ardhana

NPM : 213210813

Tempat / Tanggal Lahir : Tembilahan/ 21-Februari-2003

Judul Skripsi : Strategi Peningkatan Produksi Minyak di Lapangan X Melalui
ASP-CO2 Flooding Menggunakan Simulator Reservoir

Dosen Pembimbing : Prof. Dr. Eng. Ir. Muslim, S.T.,M.T.,IPU., ASEAN Eng

Menyatakan dengan sebenarnya bahwa seluruh data dan informasi yang saya gunakan dalam karya ilmiah saya dengan judul “Strategi Peningkatan Produksi Minyak di Lapangan X Melalui ASP-CO2 Flooding Menggunakan Simulator Reservoir” Merupakan data dan atau informasi **sekunder** yang saya peroleh dari:

Judul jurnal : *Determination of optimum CO2 water alternating gas (CO2-WAG) ratio in Sumatera Light Oilfield*

Penulis : Abdurrahman *et al.*

Tahun Terbit : 2019

Penerbit : Elsevier

Saya bersedia untuk bertanggung jawab secara pribadi, tanpa melibatkan pihak **Universitas Islam Riau** atas materi/isi karya ilmiah tersebut, termasuk bertanggung jawab atas dampak atau kerugian yang timbul dalam bentuk akibat tindakan yang berkaitan dengan data atau informasi yang terdapat pada karya ilmiah saya ini.

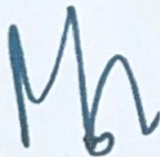
Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Pekanbaru, 2 Maret 2026

Yang Menyatakan,

Mengetahui,

Dosen Pembimbing



Prof. Dr. Eng. Ir. Muslim, S.T.,M.T.,IPU., ASEAN Eng



M. Falgi Dwi Ardhana



بِسْمِ اللَّهِ الرَّحْمَنِ الرَّحِيمِ

UNIVERSITAS ISLAM RIAU
DIREKTORAT DAKWAH ISLAM KAMPUS
SERTIFIKAT MEMBACA AL-QUR'AN

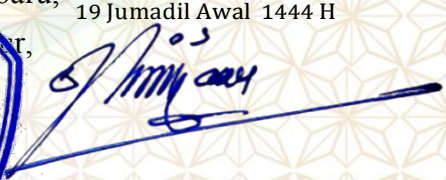
Berdasarkan Peraturan Rektor Universitas Islam Riau Nomor 15 Tahun 2022 Tentang Kewajiban Bisa Membaca Al-Qur'an bagi Dosen, Tenaga Kependidikan dan Mahasiswa Universitas Islam Riau

Memberikan Sertifikat Kepada : **M.FALGI DWI ARDHANA**
Tempat Dan Tanggal Lahir : **TEMBILAHAN, 21/02/2003**
Npm : **213210813**
Fakultas/Prodi : **TEKNIK / Teknik Perminyakan**
Tanggal Lulus : **30.11.22**
Nomor Seri : **26311/M-S1/BBQ/DDIK-UIR/2022**

Sertifikat ini diberikan setelah yang bersangkutan memenuhi segala persyaratan yang ditentukan, dan kepadanya dilimpahkan segala hak yang dapat digunakan sebagai persyaratan administrasi berkaitan dengan fungsi sertifikat ini.



Pekanbaru, 13 Desember 2022 M
 19 Jumadil Awal 1444 H


Dr. Anton Afrizal Candra, S.Ag., M.Si
NIDN. 1013047704