

**STUDI SENSITIVITAS UNTUK CO₂ CONTINUOUS
INJECTION BERDASARKAN PENGARUH LAJU, TEKANAN
DAN ARAH INJEKSI**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh:

REGHINA ASTRI WARDHANI

NPM : 143210634



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2021

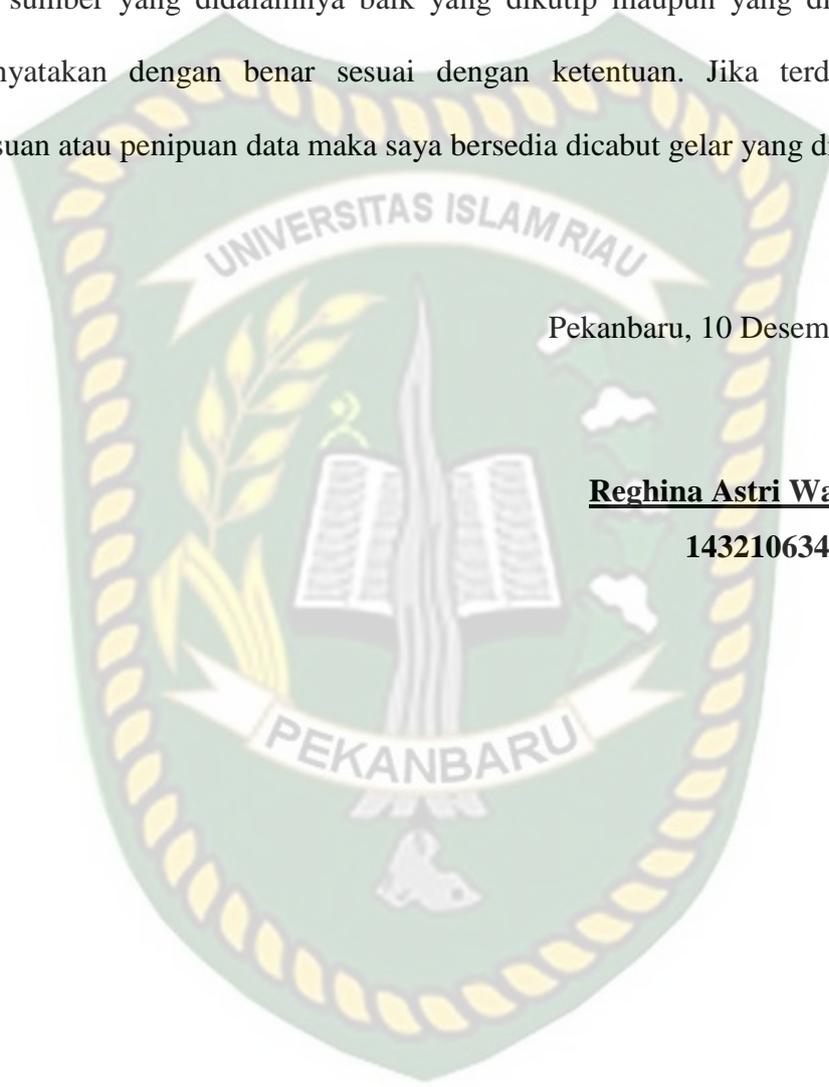
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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

Pekanbaru, 10 Desember 2021

Reghina Astri Wardhani

143210634



KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanallahu wa Ta'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik ini. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Fiki Hidayat, S.T., M. Eng selaku dosen pembimbing dan Fitrianti, S.T.,M.T selaku dosen pembimbing akademik saya, yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
3. Alm. Papa Syamsul Bahar D, S.H., mama Syofinar, kakak Almh. Merissa Wiharti, Amd. Keb., abang M. Riyan Anggria, dan abang Darwin Gumanti Putra, S.T. yang memberikan dukungan penuh material maupun moral.
4. Seluruh sahabat terbaik saya yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

Teriring doa saya, semoga Allah memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga Skripsi ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

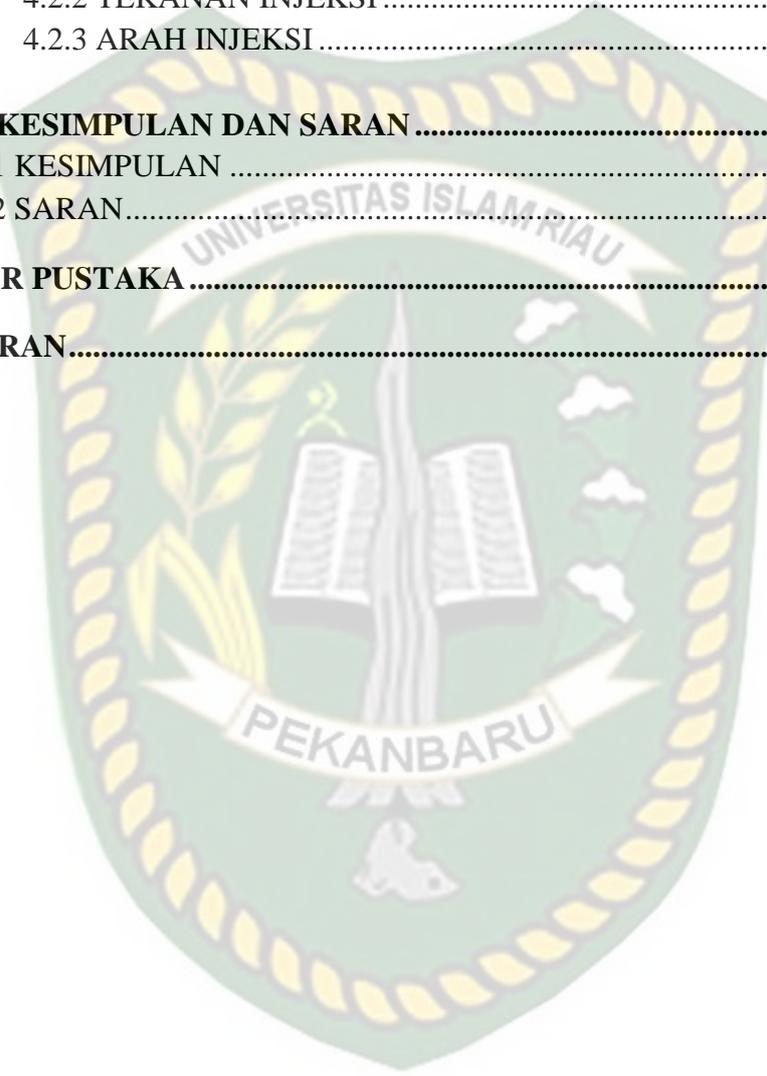
Pekanbaru, 10 Desember 2021

Reghina Astri Wardhani

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL	viii
DAFTAR LAMPIRAN	ix
DAFTAR SINGKATAN.....	x
DAFTAR SIMBOL	xi
ABSTRAK	xii
<i>ABSTRACT</i>	xiii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 LATAR BELAKANG	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN	1
1.3 MANFAAT PENELITIAN	2
1.4 BATASAN MASALAH.....	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
BAB III METODOLOGI PENULISAN	9
3.1 METODOLOGI PENELITIAN	9
3.2 FLOWCHART PENELITIAN	9
3.3 KARAKTERISTIK RESERVOIR	10
3.1.1 Fluida Reservoir	10
3.2.2 Pembuatan Model	10
3.4 TEMPAT PENELITIAN	14
3.5 JADWAL PENELITIAN	14

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN	15
4.1 <i>BASE CASE</i>	15
4.2 SENSITIVITAS PARAMETER INJEKSI.....	16
4.2.1 LAJU INJEKSI.....	16
4.2.2 TEKANAN INJEKSI	18
4.2.3 ARAH INJEKSI	21
 BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	 25
5.1 KESIMPULAN	25
5.2 SARAN.....	25
 DAFTAR PUSTAKA	 26
 LAMPIRAN.....	 29



DAFTAR GAMBAR

Gambar 3.1	Diagram Alir Penelitian.....	8
Gambar 3.2	Grafik Hubungan Kr vs Sw	10
Gambar 3.3	Model Radial 3D	11
Gambar 3.4	Model Radial dari Permukaan	11
Gambar 3.5	Model Radial dengan Arah Injeksi <i>Upward</i>	12
Gambar 3.6	Model Radial dengan Arah Injeksi <i>Downward</i>	12
Gambar 4.1	Grafik <i>Recovery Factor</i> (RF) antara <i>Basecase</i> dan <i>CO₂ Injection</i>	14
Gambar 4.2	Grafik <i>Recovery Factor</i> (RF) Laju Injeksi CO ₂	15
Gambar 4.3	Grafik Hubungan Laju Injeksi CO ₂ Terhadap Produksi Minyak.....	16
Gambar 4.4	Tabel Percobaan MMP 65° C dengan Menggunakan <i>Slimtube Apparatus</i>	17
Gambar 4.5	<i>Recovery Factor</i> vs. Tekanan pada 65° C.....	18
Gambar 4.6	Tabel Hasil Data <i>Swelling Test</i> pada 65° C.....	18
Gambar 4.7	<i>Swelling Factor</i> vs. Tekanan Injeksi CO ₂	19
Gambar 4.8	Grafik <i>Recovery Factor</i> Tekanan Injeksi CO ₂	19
Gambar 4.9	Grafik <i>Recovery Factor</i> Arah Injeksi CO ₂ pada Laju Injeksi 0.2 cc/min.....	20
Gambar 4.10	Grafik <i>Recovery Factor</i> Arah Injeksi CO ₂ pada Laju Injeksi 1 cc/min.....	21
Gambar 4.11	Grafik <i>Recovery Factor</i> Arah Injeksi CO ₂ pada Laju Injeksi 2cc/min.....	22

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1	Komponen Fluida.....	9
Tabel 3.2	Karakteristik Reservoir	10
Tabel 3.3	Hasil Inisialisasi Simulasi Model Radial	13
Tabel 3.4	Jadwal Penelitian Tugas Akhir.....	13
Tabel 4.1	Nilai <i>Recovery Factor</i> dari Masing-masing Nilai Laju Injeksi.....	16
Tabel 4.2	Nilai <i>Recovery Factor</i> dari Masing-masing Nilai Tekanan Injeksi	20
Tabel 4.3	Nilai <i>Recovery Factor</i> dari Masing-masing Nilai Arah Injeksi pada laju injeksi 0.2 cc/min.....	21
Tabel 4.4	Nilai <i>Recovery Factor</i> dari Masing-masing Nilai Arah Injeksi pada Laju Injeksi 1 cc/min	22
Tabel 4.5	Nilai <i>Recovery Factor</i> dari Masing-masing Nilai Arah Injeksi pada Laju Injeksi 2 cc/min	23

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I	Perhitungan laju injeksi CO ₂	28
LAMPIRAN II	<i>Output</i> Injeksi CO ₂	29
LAMPIRAN III	Pembuatan Model.....	29



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SINGKATAN

API	<i>American Petroleum Institute</i>
CMG	<i>Computer Modelling Group</i>
Cp	<i>Centipoise</i>
Cuft	<i>Cubic Feet</i>
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
EOS	<i>Equation Of State</i>
mD	<i>Mili Darcy</i>
Mpa	<i>Mega Pascal</i>
OOIP	<i>Original Oil In Place</i>
Psi	<i>Pounds per Square Inch</i>
PV	<i>Pore Volume</i>
PVT	<i>Pressure Volume Temperature</i>
RF	<i>Recovery Factor</i>
STB	<i>Stock Tank Barrel</i>
STO	<i>Stock Tank Oil</i>

DAFTAR SIMBOL

C_1	Metana
C_2	Etana
C_3	Propana
C_6	Heksana
C_7^+	Heptana Plus
CO_2	Carbon Dioksida
F	Fahrenheit
H_2S	Hidrogen Sulfida
i- C_4	Iso-Butana
i- C_5	Iso-Pentana
n- C_4	n-Butana
n- C_5	n-Pentana
n- C_{10}	n-Dekana
N_2	Nitrogen
μ	Viskositas
%	Persen
°	Derajat

STUDI SENSITIVITAS UNTUK CO₂ CONTINUOUS INJECTION BERDASARKAN PENGARUH LAJU, TEKANAN, DAN ARAH INJEKSI

REGHINA ASTRI WARDHANI
NPM 143210634

ABSTRAK

Kebutuhan minyak sebagai sumber energi semakin meningkat seiring dengan perkembangan keekonomian Indonesia saat ini, sedangkan produksi minyak di Indonesia terus menurun sejak tahun 1997.

Enhanced oil recovery (EOR) merupakan salah satu metode yang berfokus pada perolehan sisa cadangan minyak yang tertinggal di reservoir setelah *primary recovery* dan *secondary recovery*. Metode EOR dengan menggunakan injeksi gas telah menjadi salah satu praktik umum di dunia sejak tahun 1970-an. Salah satu gas yang sering digunakan yaitu gas CO₂. Injeksi CO₂ merupakan metode peningkatan perolehan kedua yang paling banyak digunakan di Amerika Serikat setelah *steam flood* karena memberikan peningkatan *recovery* yang signifikan. Injeksi CO₂ terbagi atas beberapa metode yaitu metode *continuous injection*, metode *huff and puff*, dan metode *water alternating gas*.

Hasil permodelan injeksi CO₂ *continuous injection* didapatkan hasil RF pada laju injeksi 0.2 cc/min yang paling besar yaitu 35.42%. Pada kondisi *immiscible*, semakin besar tekanan injeksi maka semakin besar pula perolehan minyak. Yaitu pada tekanan 1500 psi, memperoleh nilai RF sebesar 31.43%. Arah injeksi juga berpengaruh terhadap nilai RF. Arah injeksi *downward* merupakan arah yang bagus digunakan untuk injeksi CO₂.

Kata Kunci : EOR, *Recovery Factor*, Injeksi CO₂, *Continuous Injection*

SENSITIVITY STUDY FOR CO₂ CONTINUOUS INJECTION BASED ON RATE, PRESSURE, AND INJECTION DIRECTION

**REGHINA ASTRI WARDHANI
NPM 143210634**

ABSTRACT

Human mobility that continues to increase from time by time makes energy use higher. The need for petroleum as an energy source is increasing in line with the current development of the Indonesian economy, while oil production in Indonesia has continued to decline since 1997.

Enhanced oil recovery (EOR) is a method that focuses on recovering the remaining oil reserves left in the reservoir after primary and secondary recovery. The EOR method using gas injection has become a common practice in the world since the 1970s. One of the gases that is often used is CO₂ gas. CO₂ injection is the second most widely used recovery enhancement method in the United States after steam flood because it provides a significant increase in recovery. CO₂ injection is divided into several methods, namely the continuous injection method, the huff and puff method, and the water alternating gas method.

The results of the continuous injection CO₂ injection modeling obtained the RF results at the largest injection rate of 0.2 cc/min, the value is 35.42%. In immiscible conditions, the greater the injection pressure, the greater the oil recovery. That is, at a pressure of 1500 psi, the RF value is 31.43%. The injection direction also affects the RF value. The downward injection direction is a good direction for CO₂ injection.

Keywords: *EOR, Recovery Factor, CO₂ Injection, Continuous Injection*

BAB I PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Kebutuhan minyak sebagai sumber energi semakin meningkat seiring dengan perkembangan keekonomian Indonesia saat ini, sedangkan produksi minyak di Indonesia terus menurun sejak tahun 1997. Produksi minyak bumi di Indonesia saat ini berkisar 800 ribu barel per hari, sedangkan tingkat konsumsi mencapai 1,2 juta barel perhari. Diperlukan adanya penambahan produksi minyak bumi untuk swadaya minyak bumi. Lapangan-lapangan minyak besar saat ini sudah kehilangan tenaga pendorong sehingga mengalami penurunan produksi (Abdurrahman, Permadi, Hidayat, & Pangaribuan, 2018). Faktor utama yang menyebabkan penurunan produksi yaitu kondisi lapangan yang sudah tua atau *mature* (Muslim & Permadi, 2016).

Perolehan minyak umumnya dilakukan dalam tiga tahap utama yaitu, primer, sekunder, dan tersier (Perera et al., 2016). Perolehan minyak primer yaitu dengan menggunakan tenaga pendorong alami dari reservoir yang disebut dengan *natural drive* dan menggunakan bantuan pompa. Metode sekunder digunakan ketika metode produksi minyak secara primer tidak efektif lagi mendorong minyak. Biasanya, cairan berupa air atau gas dipompakan ke dalam reservoir untuk meningkatkan tekanan reservoir, yang bertindak sebagai pendorong buatan. Hasil *recovery* minyak primer dan sekunder dapat memberikan efisiensi sebesar 35% dari OOIP (Perera et al., 2016).

Biasanya masih ada cadangan yang tersisa di reservoir yang tidak dapat diambil dengan kedua metode tersebut. Maka dari itu perlu adanya metode lain yang digunakan untuk mengambil sisa cadangan tersebut. Metode itu yang biasa disebut dengan *Enhanced Oil Recovery*. Metode tersebut digunakan untuk meningkatkan perolehan minyak dari reservoir dengan mengubah karakteristik fluida dan bahkan mengubah karakteristik reservoir. Metode –metode tersebut adalah injeksi air dan injeksi gas yang terbukti meningkatkan perolehan minyak dan gas (Siregar et al., 2007).

Menurut Ifeanyichukwu, Akpabio, & Isehunwa (2014) EOR digunakan ketika perolehan secara primer dan sekunder tidak cukup untuk melakukan perolehan cadangan secara memadai dan menguntungkan. Metode EOR terbagi atas dua garis besar yaitu metode injeksi termal dan injeksi non termal.

Menurut Amanda & Marhaendrajana (2013) metode EOR dengan menggunakan injeksi gas telah menjadi salah satu praktik umum di dunia sejak tahun 1970-an. Injeksi gas dapat digunakan pada jenis reservoir *sandstone* dan karbonat, namun masalah utama yang harus diperhatikan pada reservoir karbonat adalah mobilitas yang tinggi dari fluida dan variasi permeabilitas yang luas (Pwaga, Iluore, & Idrees, 2010). Ada beberapa jenis gas yang bisa digunakan untuk injeksi gas, yaitu *Hydrocarbon gas injection* (HC), *Carbon Dioxide* (CO₂), Nitrogen (N₂), dan injeksi udara (Samba, Aldokali, & Elsharafi, 2019).

Di Indonesia, penggunaan metode injeksi gas untuk evaluasi peningkatan perolehan minyak telah sejak lama dilakukan yaitu sejak tahun 1980 (Abdurrahman, Novriansyah, & Khalid, 2016). Injeksi CO₂ terbagi atas beberapa metode yaitu metode *continuous injection*, metode *huff and puff*, dan metode *water alternating gas* (Zhou, Yan, & Calvin, 2012). Pada CO₂ *continuous injection*, CO₂ diinjeksikan secara terus menerus sampai tekanan tertentu atau sampai volume gas yang diinginkan telah tercapai (Zhang, Wei, & Bai, 2018). Selama lebih dari 30 tahun, Injeksi CO₂ telah menjadi metode perolehan minyak yang baik untuk minyak ringan dan medium (Yongmao & Zenggui, 2004).

Dalam melakukan penginjeksian CO₂, ada beberapa hal yang harus dipertimbangkan, salah satunya yaitu dengan menentukan nilai MMP (*Minimal Miscibility Pressure*). MMP merupakan tekanan minimum dimana CO₂ akan bercampur dengan fluida reservoir sehingga membentuk suatu fluida dengan komposisi baru yang memiliki viskositas yang lebih rendah dan efisiensi pendesakan yang lebih tinggi (Fernanda, Ginting, & Sunny, 2019).

Gas CO₂ merupakan fluida pendesak yang sangat ideal untuk beberapa jenis minyak karena gas tersebut dapat bercampur dengan minyak pada zona transisi untuk mencapai pendesakan yang sempurna. *Core flood experiment* menjadi salah satu metode untuk pengujian ini. Pada penelitian ini dilakukan simulasi dengan bahan acuan yaitu hasil dari *coreflood experiment* yang diaplikasikan ke simulator CMG. Untuk mencapai keberhasilan ada beberapa parameter yang perlu dipertimbangkan. Parameter itu berupa parameter operasi. Parameter tersebut meliputi tekanan injeksi, laju injeksi, dan arah injeksi. Uji sensitivitas terhadap parameter sangatlah penting karena nilai dari tiap parameter sangat berpengaruh terhadap peningkatan nilai RF (Kalra & Wu, 2014).

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Berdasarkan latar belakang tersebut, maka tujuan dari penelitian ini adalah:

Menganalisis sensitivitas nilai parameter operasi laju injeksi, tekanan injeksi dan arah penginjeksian CO₂ *continuous* terhadap nilai *recovery factor*.

1.3 MANFAAT PENELITIAN

Manfaat dilakukannya penelitian Tugas Akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Memperkirakan perolehan *recovery factor* dari CO₂ *flooding* sebelum dilakukan aplikasi lapangan.
2. Mengetahui parameter-parameter yang mempengaruhi kinerja injeksi CO₂ *continuous injection*.
3. Menambah ilmu pengetahuan tentang penggunaan ilmu simulasi reservoir.

1.4 BATASAN MASALAH

Agar penelitian ini mendapatkan hasil yang lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan yang dimaksud, perlu adanya pembatasan masalah. Adapun batasan masalah yang diberikan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Model reservoir yang digunakan pada penelitian ini memiliki penyebaran karakteristik yang homogen.
2. Analisis sensitivitas parameter injeksi CO₂ *continuous injection*.
3. Analisis hasil penelitian dilakukan tanpa adanya pertimbangan ekonomis.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Manusia dan sumber daya alam satu kesatuan yang tidak dapat dipisahkan. Dalam menjalankan kehidupan ini, manusia sangat bergantung pada sumber daya alam dan harus mampu memanfaatkan dan melestarikannya. Sumber daya alam yang sangat berperan penting terhadap kehidupan manusia adalah minyak bumi. Allah tidak menyukai orang yang melakukan kerusakan alam, seperti yang terkandung dalam Q.S Ar-Rum (30) ayat 41 yang artinya “telah nampak kerusakan di darat dan di laut yang disebabkan oleh tangan manusia, supaya Allah merasakan kepada mereka sebagian dari (akibat) perbuatan mereka, agar mereka kembali ke jalan yang benar. Dari ayat tersebut, terlihat bahwa Allah SWT memberikan peringatan kepada manusia agar dapat mengambil sumber daya alam tanpa merusak lingkungan, misalnya dengan kembali melakukan penghijauan kembali setelah adanya eksploitasi.

Penelitian Tugas Akhir yang dilakukan ini adalah mengenai studi sensitivitas untuk *CO₂ continuous injection* berdasarkan penelitian laboratorium. Alasan dilakukan penelitian ini adalah karena penelitian *core-flooding* dengan menggunakan *slimtube* di laboratorium telah banyak dilakukan, namun penelitian *CO₂ core-flooding* dengan menggunakan *software* CMG belum banyak digunakan. EOR menjadi salah satu metode perolehan minyak yang digunakan untuk mengambil cadangan yang masih tersisa. Perera et al., (2016) menyatakan bahwa untuk meningkatkan perolehan minyak, ada beberapa metode EOR yang digunakan, diantaranya injeksi gas, injeksi kimia, injeksi mikroba, dan *thermal* EOR. Injeksi karbon dioksida ke lapangan minyak adalah salah satu metode untuk meningkatkan perolehan minyak yang telah digunakan secara komersil selama lebih dari 40 tahun terakhir. Salah satu alasan *CO₂* digunakan dalam metode tahap lanjut adalah karena prinsipnya *CO₂* dapat bercampur dengan minyak pada kondisi reservoir, yang menyebabkan penurunan viskositas minyak sehingga dapat dengan mudah mengalir ke permukaan (Steve Whittaker & Ernie Perkins, 2013). Pada tahun 2008, lebih dari 100 proyek *CO₂-EOR* yang menghasilkan lebih kurang 250.000 barel minyak perhari (Perera et al., 2016).

Sensitivitas parameter dalam injeksi CO₂ menjadi hal yang sangat penting. Parameter dalam penelitian ini yaitu tekanan injeksi, *injection rate*, dan *injection direction*. Analisis sensitivitas dilakukan untuk menguji efek perolehan minyak dari injeksi CO₂ dan parameter ketika salah satu nilai parameter diubah, sementara parameter yang lain nilainya tidak diubah (Chen, Li, Yang, & P. Tontiwachwuthikul, 2010).

Orr et al., (1982) juga menyatakan bahwa percobaan laboratorium mengenai *core-flood* digunakan untuk mengevaluasi kondisi lapangan tertentu untuk CO₂ *flooding* harus dipilih sesuai dengan karakteristik lapangan dan jenis simulasi numerik yang akan digunakan untuk prediksi perolehan hidrokarbon pada kondisi lapangan. CO₂ *core-flooding* telah banyak digunakan dalam dunia EOR. Hasil dari *experiment core-flood* telah menjawab bahwa CO₂ lebih dapat mendorong minyak dalam kondisi lapangan daripada kondisi di *slimtube*. Akan tetapi, efisiensi perolehan yang diperoleh dalam *core-flood* secara signifikan akan lebih tinggi daripada yang diharapkan di lapangan, karena *vertical conformance* dan areal *sweep* akan kurang menguntungkan pada kondisi lapangan (Orr et al., 1982).

Penelitian mengenai CO₂ *core-flood* telah banyak dilakukan dengan melakukan penelitian di laboratorium. Seperti penelitian yang dilakukan oleh Moortgat, Firooz abadi, Li, & Esposito (2013) yang melakukan penelitian tentang tes laboratorium dan pemodelan injeksi CO₂ dalam batu kapur dengan mekanisme transportasi fraktur matriks. Penelitian ini bertujuan untuk menyajikan dan menggambarkan injeksi CO₂ dalam sampel batu kapur dengan interaksi fraktur matriks pada kondisi reservoir. Percobaan ini dilakukan dengan tiga tahap. Percobaan ini menggunakan sampel *core* dengan arah vertikal yang memiliki panjang 7.4 cm dan diameter 3.7 cm. Awalnya *core* dijenuhi minyak pada *temperature* 110° C dan 258 bara. Setelah kondisi awal terbentuk, CO₂ diinjeksikan dari atas dan minyak keluar dibawah (*downward*). Tes berlangsung selama 440 jam dengan volume injeksi 34 PV. Pada percobaan selanjutnya, prosedur yang digunakan sama tetapi jenis minyak diganti dengan jenis n-C₁₀.

Pemodelan dilakukan dengan simulator EOS. Data yang digunakan pada pemodelan sama dengan yang digunakan pada percobaan laboratorium. Pemodelan yang dilakukan dapat menjelaskan estimasi yang tepat dan volumetrik untuk campuran CO₂ dan minyak jenis STO dan n-C₁₀. Simulasi numerik dilakukan untuk menyesuaikan produksi oil dari percobaan dengan cara mengatur koefisien difusi gas. Untuk sistem n-C₁₀ diperoleh hasil yang tidak sensitif terhadap permeabilitas vertikal, perpindahan minyak didominasi oleh difusi daripada fluks konvektif. Hasil percobaan dan pemodelan menunjukkan metode untuk mengisolasi transportasi yang digerakkan oleh difusi dalam sistem kapur matriks-fraktur pada kondisi reservoir. Simulator reservoir komersial dapat mereproduksi hasil laboratorium secara memadai.

Kamali, Hussain, & Cinar, (2014) melakukan penelitian tentang percobaan laboratorium dan studi simulasi numerik dari co-optimalisasi penyimpanan CO₂ dan CO₂ EOR. Pada percobaan ini CO₂ murni diinjeksikan ke dalam *sandstone* yang homogen. Minyak yang digunakan yaitu campuran heksana dan dekana. Percobaan dilakukan sebanyak tiga kali pada temperature 70°C dan dengan tekanan yang berbeda yaitu pada 1300, 1700, dan 2100 psi. Tekanan diatur dengan PVT untuk membuat perpindahan secara *miscible*, *near-miscible*, dan *immiscible*. *Oil recovery*, perbedaan tekanan dan komposisi terus dicatat selama percobaan. Fungsi dari co-optimalisasi penyimpanan CO₂ dan *incremental oil* didefinisikan dan dihitung sesuai dengan data yang didapat dari percobaan. *Compositional* simulator digunakan untuk menguji efek gravitasi pada perpindahan dan mendapatkan permeabilitas relatif. Dari percobaan didapat hasil *oil recovery* yang dicapai serupa dengan perpindahan selama *miscible* dan *near-miscible*, sedangkan pada *immiscible* didapat 18% penurunan *recovery*. Simulasi numerik menunjukkan bahwa dalam skala laboratorium ada efek gravitasi yang signifikan dalam perpindahan *near-miscible* dan *miscible*. Terbukti juga bahwa perolehan pada *near-miscible* dan *miscible* tergantung pada *end-point* permeabilitas relatif CO₂ yang meningkat dengan adanya *miscibility*.

Wang, Khanzode, & Johns (2016) melakukan penelitian menggunakan simulasi komputer untuk menguji bagaimana *waterflood* dapat mempengaruhi *recovery* selama injeksi CO₂ berlangsung dengan menurunkan MMP. Simulasi dilakukan dengan volume *waterflood* sebesar 2.0 pore volume sebelum CO₂ diinjeksikan. Air diinjeksikan dengan model aliran 1D, 2D, dan 3D. Sedangkan CO₂ diinjeksikan terus menerus pada temperatur injeksi yang sama dengan *waterflood*. *Recovery* tertinggi yaitu pada aliran 1D yaitu hampir 30%.

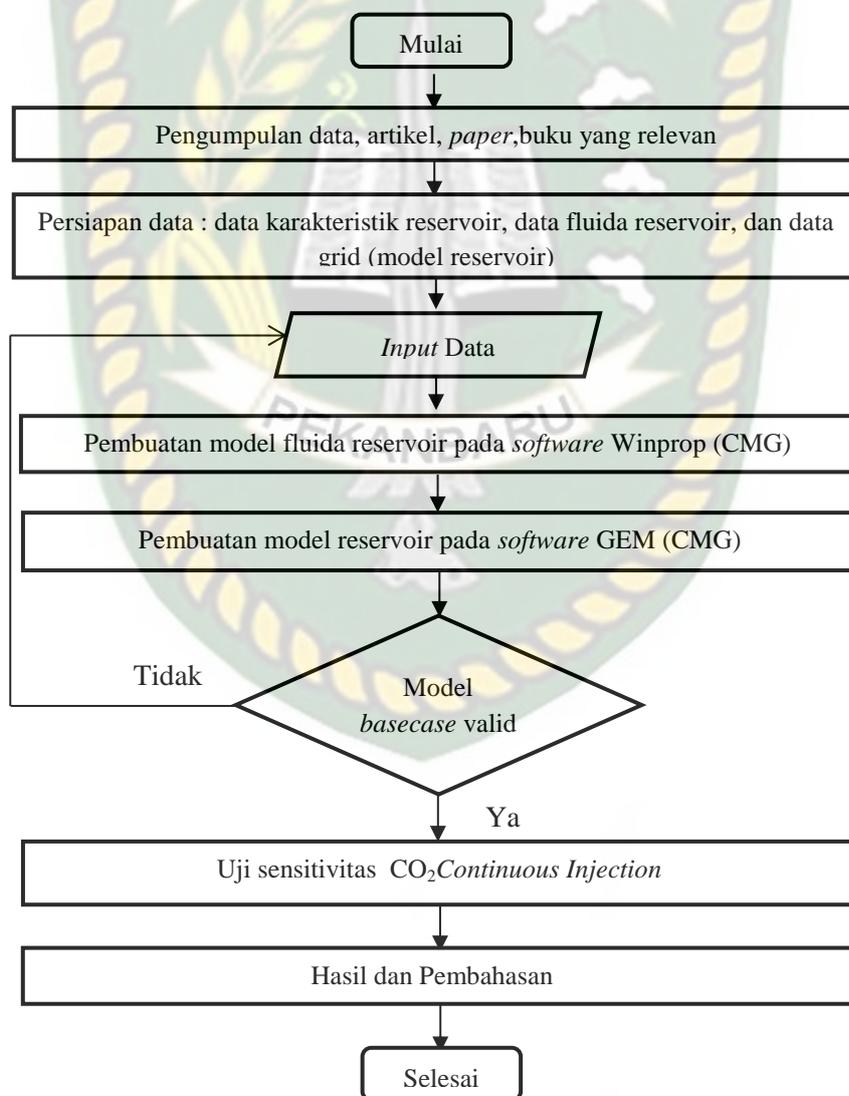
Penelitian lain yang melakukan penelitian tentang CO₂ *coreflooding* adalah Moortgat et al.(2013) yaitu tentang injeksi CO₂ dalam *core* vertikal dan horizontal tentang pengukuran dan simulasi numerik. Pada reservoir bertekanan tinggi dan bersuhu rendah tertentu, densitas CO₂ mungkin jauh lebih tinggi daripada densitas minyak. Setelah pencampuran CO₂ dan minyak, fase gas dengan kandungan metana (C₁) yang tinggi juga dapat muncul. Ketika kandungan C₁ tinggi, fase gas ini mungkin memiliki kerapatan yang lebih rendah daripada minyak. Sehubungan dengan fenomena ini, peneliti telah melakukan tiga percobaan komprehensif mempelajari injeksi CO₂ dari atas dan bawah inti vertikal dan injeksi dalam inti horizontal. Laju injeksi adalah 1 PV / hari. Tingkat rendah ini memungkinkan studi difusi. Dalam penelitian ini menggunakan *core* dengan diameter 3,8 cm dengan panjang 27.3 cm. Pengujian dilakukan dengan tekanan 441 bar pada suhu 60 °C. Pada volume injeksi 2,6 PV diperoleh nilai *recovery factor* sebesar 98% untuk injeksi bawah (*downward*) dan 84% untuk injeksi atas (*upward*) dan 92% untuk injeksi horizontal. Dari hasil percobaan, peneliti melakukan simulasi dengan pemodelan. Dari hasil simulasi diperoleh bahwa *endpoint* permeabilitas relatif dari fase CO₂ lebih rendah dari fase minyak. Untuk sebagian injeksi juga menunjukkan adanya penurunan difusi karena adanya campuran antara minyak dan CO₂ berada dibawah titik kritis. Untuk *core* horizontal, ada efek gravitasi yang cukup besar. Kesimpulan dari penelitian ini adalah bahwa analisis CO₂ *coreflooding* dapat memberikan parameter yang penting untuk skala lapangan.

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian Tugas Akhir ini berjudul “Studi Sensitivitas Untuk CO₂ Continuous Injection Berdasarkan Laju, Tekanan, dan Arah Injeksi”. Penelitian ini dilakukan dengan metode simulasi menggunakan *software* CMG GEM. Data yang digunakan adalah data sekunder yang didapat dari sumber terpercaya.

3.2 FLOWCHART PENELITIAN



Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

3.3 KARAKTERISTIK RESERVOIR

3.3.1 Fluida Reservoir

Pada tabel 3.2 merupakan data komponen fluida dengan masing-masing nilai persentase, dengan persentase terbesar yaitu Heptana Plus dengan persentase 69,65%, dan persentase terendah yaitu Hidrogen Sulfida dengan persentase sebesar 0%. Fluida ini tergolong fluida *light oil* karena *oil gravity* bernilai 41,38 °API dan viskositas sebesar 0,38 cp.

Tabel 3.1 Komponen Fluida

Komponen	Simbol	Persen Mol	Persen Berat
Hidrogen Sulfida	H ₂ S	0.00	0.00
Karbon Dioksida	CO ₂	0.12	0.05
Nitrogen	N ₂	0.65	0.17
Metana	C ₁	18.50	2.71
Etana	C ₂	1.79	0.59
Propana	C ₃	1.87	0.75
Iso-Butana	i-C ₄	0.84	0.45
n-Butana	n-C ₄	1.37	0.73
Iso-Pentana	i-C ₅	1.64	1.08
n-Pentana	n-C ₅	0.99	0.65
Heksana	C ₆	2.58	2.03
Heptana Plus	C ₇₊	69.65	90.89
		100.00	100.00

Sumber: (Muslim & Permadi, 2015)

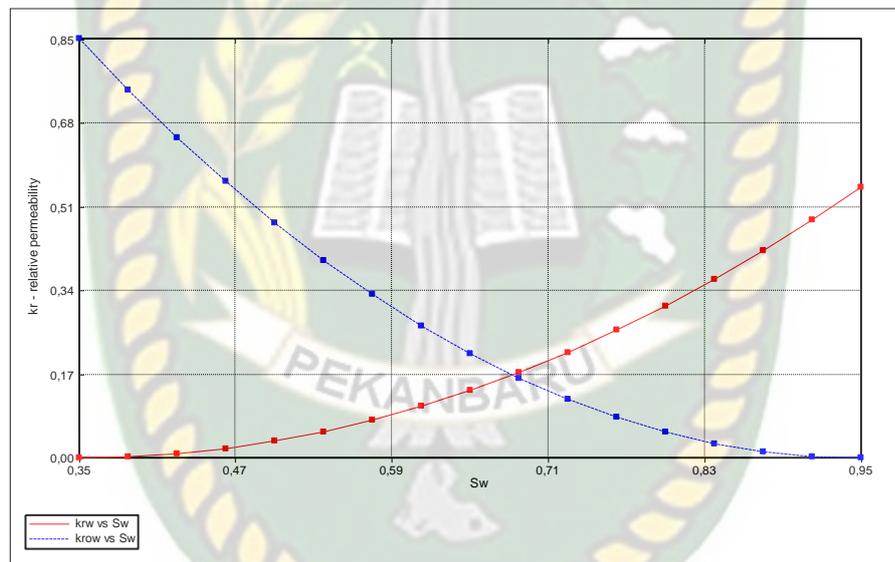
3.3.2 Reservoir Properties

Batuan reservoir yang digunakan merupakan *sample* dari *core* Berea yang merupakan *sample* batuan *sandstone*, yang memiliki porositas dan permeabilitas yang cukup baik. Tabel 3.3 merupakan data fisik batuan dan data parameter reservoir.

Tabel 3.2 Karakteristik Reservoir

Parameter	Satuan	Nilai
Porositas	%	20.5
Permeabilitas	mD	240
Ketebalan	Ft	0.04889
Kedalaman	Ft	-
<i>Initial Pressure</i>	Psi	1850
<i>Initial Temperature</i>	Fahrenheit (F)	149

Sumber: (Kwon, 2014)



Gambar 3.2 Grafik Hubungan Kr vs Sw

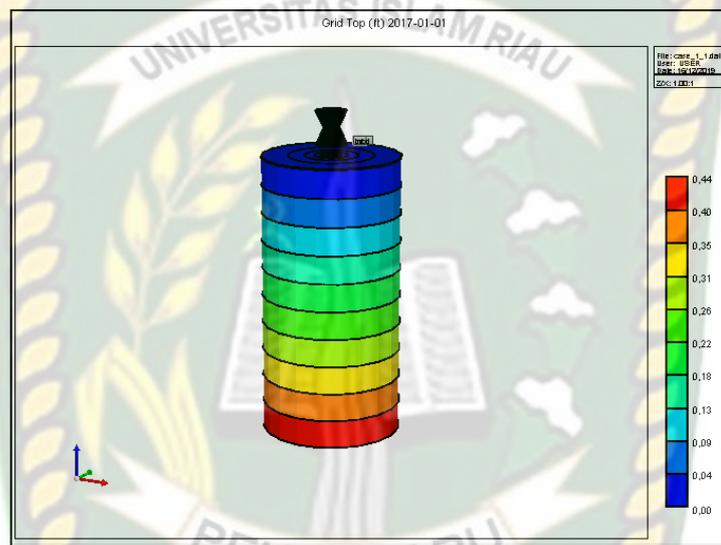
Grafik permeabilitas relatif terhadap saturasi air pada gambar 3.2 menunjukkan bahwa region dari reservoir bersifat *water wet* dan dapat ditunjukkan dengan titik perpotongan yang berada pada titik saturasi air 0,68. *Water wet* merupakan sifat batuan dimana air cenderung membasahi batuan dan memiliki sudut kontak wettability $<90^\circ$.

3.3.3 Pembuatan Model

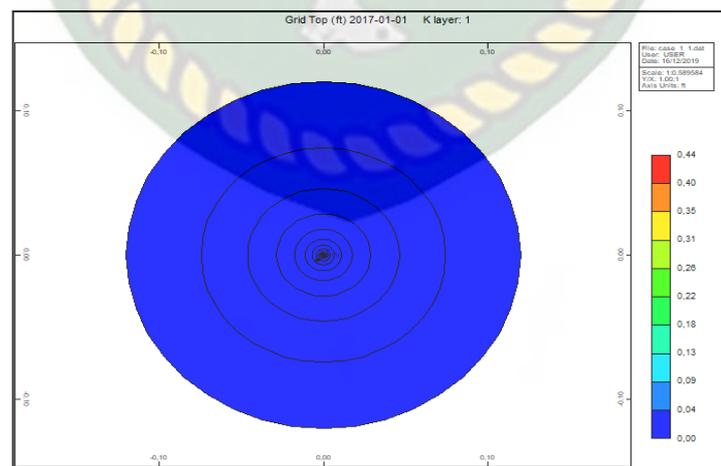
Model pada studi ini menggunakan model reservoir homogen yaitu menggunakan grid berbentuk radial.

1. Grid Radial

Grid radial dengan blok grid ($10 \times 1 \times 10$) dengan *inner radius* 0.001 ft dan *outer radius* sebesar 0.12 ft.



Gambar 3.3 Model Radial 3D



Gambar 3.4 Model Radial dari Permukaan

Perforasi pada sumur produksi dan injeksi diatur sesuai parameter *injection direction upward* dan *downward*. Gambar 3.5 merupakan contoh sumur injeksi (*inlet*) dan produksi (*outlet*) dengan *direction upward*. Sedangkan gambar 3.6 merupakan contoh sumur injeksi (*inlet*) dan sumur produksi (*outlet*) dengan *direction downward*.

Pada arah injeksi *upward* sumur injeksi (*inlet*) terletak pada blok grid (1 1 10) dan sumur produksi (*outlet*) terletak pada blok grid (1 1 1), sedangkan pada arah injeksi *downward*, sumur injeksi (*inlet*) terletak pada blok grid (1 1 1) dan sumur produksi (*outlet*) pada blok grid (1 1 10).



Gambar 3.5 Model Radial dengan Arah Injeksi *Upward*



Gambar 3.6 Model Radial dengan Arah Injeksi *Downward*

Berdasarkan model radial dan data karakteristik dari reservoir diperoleh nilai OOIP dan pore volume yang dapat dilihat pada tabel berikut:

Tabel 3.3 Hasil Inisialisasi Simulasi Model Radial

Parameter	Satuan	Nilai
Total Bulk Reservoir	Cuft	2.21158E-02
Total Pore Volume	Cuft	4.54441E-03
Total Hydrocarbon Pore Volume	Cuft	2.79027E-03
Original Oil In Place (OOIP)	STB/d	4.45187E-04
Original Gas In Place (OGIP)	scf/d	1.01599E-01

3.4 TEMPAT PENELITIAN

Dalam penyusunan tugas akhir ini, penulis melakukan penelitian di Laboratorium Simulasi Reservoir, Fakultas Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau.

3.5 JADWAL PENELITIAN

Tabel 3.4 Jadwal Penelitian Tugas Akhir

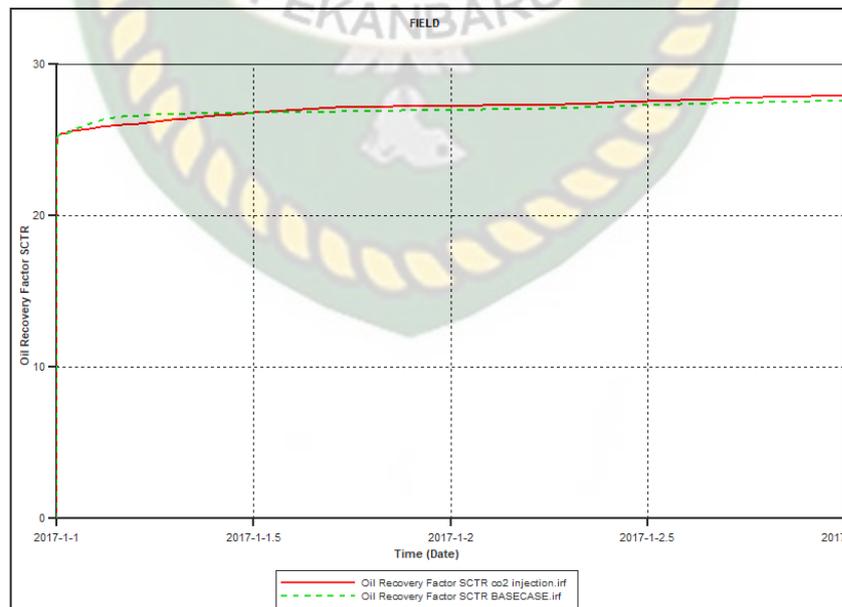
Kegiatan	2020		2021										
	11	12	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	
Pengumpulan Literature													
Pembuatan Model													
Pengujian Skenario													
Hasil dan Pembahasan													

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Dalam pembuatan tugas akhir ini dilakukan beberapa skenario dengan melihat sensitivitas sebagai tolak ukur suatu keberhasilan dari pembuatan model simulasi. Uji injeksi CO₂ dengan menggunakan data laboratorium dari *literature* Kwon dilakukan sebagai acuan untuk membuat simulasi model agar didapati model simulasi satu dimensi menggunakan perangkat lunak CMG yang akurat. Sensitivitas yang di uji yaitu sensitivitas laju injeksi CO₂, sensitivitas tekanan injeksi CO₂, dan sensitivitas *direction* injeksi CO₂.

4.1 BASE CASE

Pada pemodelan yang telah dibuat, dapat diperoleh nilai *recovery factor* pada sampel *core* yang menentukan keberhasilan dari simulasi yang telah dilakukan. Gambar 4.1 menunjukkan perbandingan *recovery factor* pada kondisi *basecase* dan kondisi saat diinjeksikan CO₂. Dari gambar 4.1 dapat dilihat bahwa. *Recovery factor basecase* yaitu 27,61% sedangkan *recovery factor* dari adanya injeksi CO₂ yaitu 27,95%.

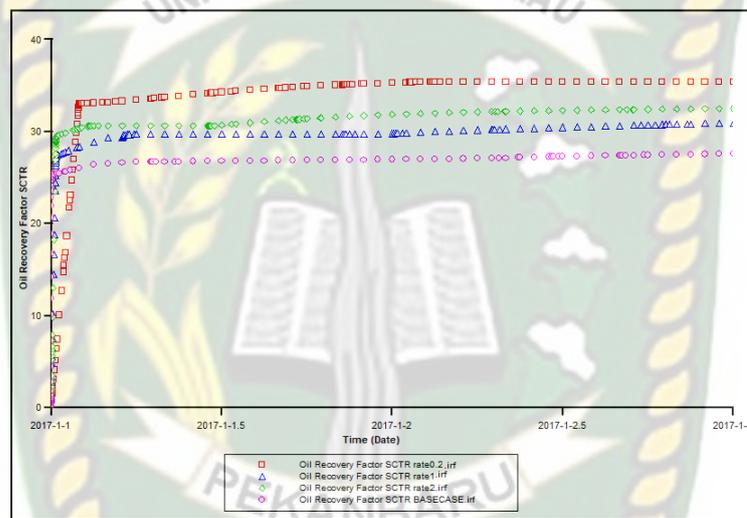


Gambar 4.1 Grafik *Recovery Factor* (RF) antara *Base case* dan CO₂ *Injection*

4.2 SENSITIVITAS PARAMETER INJEKSI

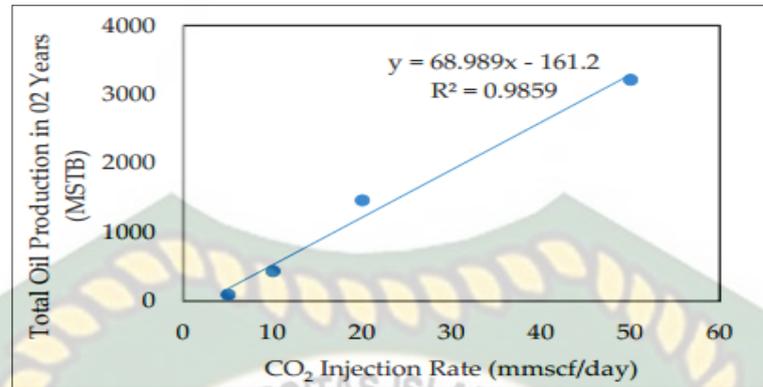
4.2.1 LAJU INJEKSI CO₂

Laju injeksi menjadi salah satu parameter dalam penelitian ini. Nilai laju injeksi yang digunakan yaitu 0.2 cc/min , 1 cc/min , dan 2 cc/min . Ketiga nilai ini melaju pada kondisi yang sama, yaitu pada kondisi tidak tercampur (*immiscible*). Gambar 4.2 menunjukkan jumlah produksi minyak terhadap laju injeksi CO₂.



Gambar 4.2 Grafik *Recovery Factor* (RF) Laju Injeksi CO₂

Dari gambar 4.2 Dapat dilihat bahwa hasil *recovery factor* dari masing-masing laju injeksi. Pada laju injeksi 0.2 cc/min didapat hasil *recovery factor* yaitu 35,42 %, pada laju injeksi 1 cc/min memperoleh hasil *recovery factor* 30,95 %, dan pada laju injeksi 2 cc/min , didapat hasil *recovery factor* yaitu 32,53%. Dari ketiga nilai laju injeksi yang digunakan didapat pada laju injeksi 0.2 cc/min memperoleh hasil *recovery tertinggi* yaitu 35,42%.



Gambar 4.3 Grafik Hubungan Laju Injeksi CO₂ Terhadap Produksi Minyak (Perera et al., 2016)

Seperti yang ditunjukkan oleh gambar, laju injeksi CO₂ dan produksi minyak memiliki hubungan yang hampir linier. Peningkatan produksi minyak secara linier seiring dengan peningkatan laju injeksi CO₂ menunjukkan bahwa selama laju injeksi CO₂ tinggi, berkemungkinan untuk mencapai produksi minyak yang maksimum. Namun, laju injeksi yang tinggi juga dapat menyebabkan penurunan produksi minyak. Karena dengan menjaga laju injeksi CO₂ yang tinggi, mungkin dapat menyebabkan tekanan pori reservoir (*cap rock*) rusak. Hal ini dapat mengakibatkan CO₂ yang diinjeksikan bermigrasi ke atmosfer (Perera et al., 2016). Dalam kasus ini yaitu dapat merusak *core* yang dapat menyebabkan *core* pecah yang berakibat juga terhadap perolehan *recovery factor* nya.

Tabel 4.1 Nilai *Recovery Factor* dari Masing-masing Nilai Laju Injeksi

Laju Injeksi	<i>Recovery Factor</i>
<i>Base case</i>	27.61 %
0.2 cc/min	35.42 %
1 cc/min	30.95 %
2 cc/min	32.53 %

Seperti yang terjadi dalam penelitian ini, laju alir yang rendah memiliki perolehan *recovery factor* yang tinggi. Perbedaan hasil perolehan minyak tidak terlalu signifikan. Hal ini disebabkan oleh model simulasi CMG pada penelitian ini merupakan model satu dimensi dari peralatan *slim-tube* yang berbentuk tabung dengan panjang dan diameter yang kecil, maka efisiensi penyapuan yang terjadi lebih maksimum, sehingga *recovery factor* yang diperoleh pada laju injeksi yang berbeda akan cenderung sama. (Fernanda et al., 2019).

4.2.2 TEKANAN INJEKSI CO₂

Kwon, (2014) melakukan penelitian MMP CO₂ menggunakan *slimtube* dengan menginjeksikan CO₂ pada suhu 65°C dan tekanan yang berbeda. *Slimtube* adalah sebuah pipa *stainless steel* berdiameter kecil dengan panjang tertentu dan didalamnya berisi pasir dengan permeabilitas dan porositas yang homogen (Alexander, Kasmungin, & Setiati, 2017).

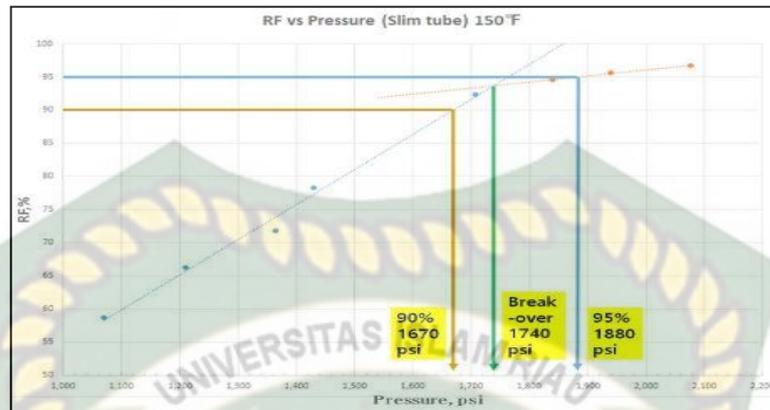
Pressure, Psi	RF, %
1,070	58.70
1,210	66.30
1,365	71.74
1,430	78.26
1,707	92.39
1,840	94.57
1,940	95.65
2,077	96.74

Gambar 4.4 Tabel Percobaan MMP 65°C dengan Menggunakan *Slimtube* Apparatus (Kwon, 2014)

Kwon (2014) menyatakan bahwa ada 3 kriteria utama yang digunakan untuk menentukan MMP, yaitu:

1. Menggunakan tekanan pada titik *break-over* antara dua lereng yang berbeda pada kurva.
2. Menggunakan tekanan pada faktor pemulihan 90%.

3. Menggunakan tekanan pada faktor pemulihan 95%.



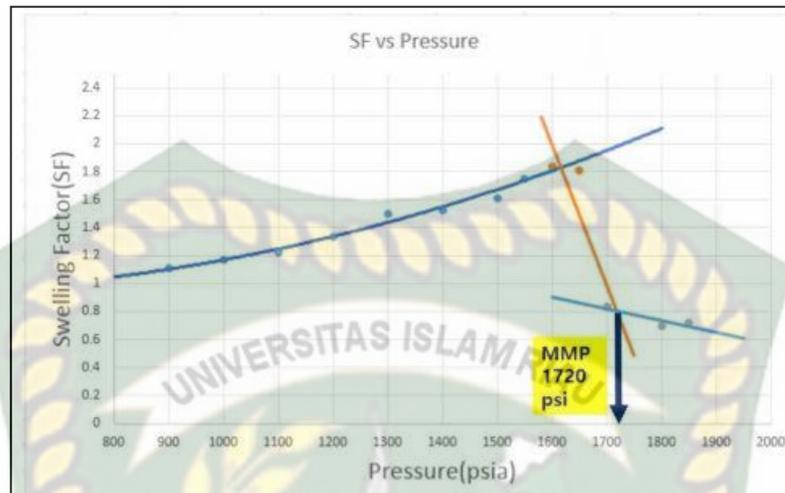
Gambar 4.5 Recovery Factor vs Tekanan pada 65° C (Kwon, 2014)

Kwon, (2014) juga melakukan *swelling experiment* pada sampel minyak pada suhu 65° C dan tekanan yang tinggi. CO₂ diinjeksikan pada tekanan konstan dengan menggunakan pompa ISCO. Ketika sistem antara CO₂ dan minyak mencapai keseimbangan, ketinggian sample diukur. Berdasarkan volume minyak mentah diawal, faktor pembengkakan dapat dihitung.

Pressure, Psi	RF, %	SF
14.7	1.8	1
900	2	1.11
1,000	2.1	1.16
1,100	2.2	1.22
1,200	2.4	1.33
1,300	2.7	1.5
1,400	2.75	1.52
1,500	2.9	1.61
1,550	3.15	1.75
1,600	3.3	1.83
1,650	3.25	1.8
1,700	1.5	0.83
1,800	1.25	0.69
1,850	1.3	0.72

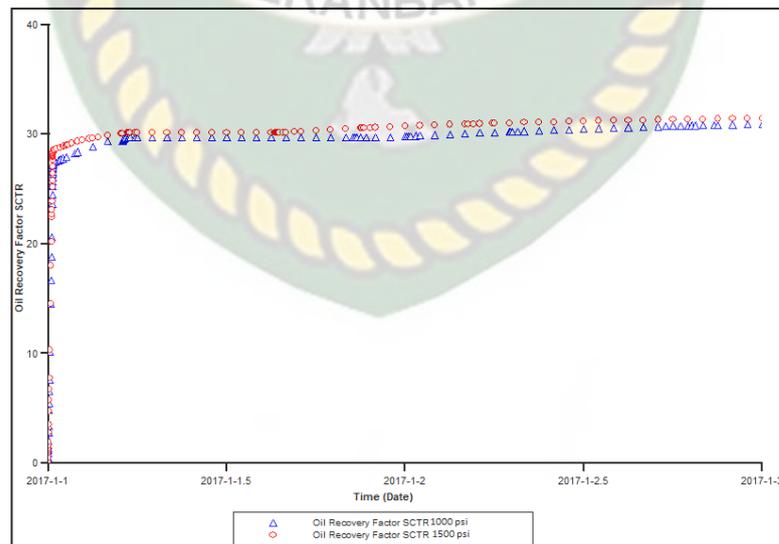
Gambar 4.6 Tabel Hasil Data *Swelling* Test pada 65° C (Kwon, 2014)

Dari titik perpotongan antara data swelling factor dan tekanan, didapat MMP pada tekanan 1720 psi.



Gambar 4.7 Swelling Factor vs. Tekanan pada 65° C

Adanya variasi tekanan dapat digunakan untuk mencapai perilaku fase yang diinginkan pada titik injeksi (Nazarian, Held, Hoier, & Ringrose, 2013). Dalam penelitian ini digunakan tekanan 1000 psi dan 1500 psi. Itu berarti percobaan ini merupakan *immiscible* karena tekanan injeksi CO₂ yang digunakan yaitu dibawah MMP. Berikut gambar grafik hasil *recovery factor*.



Gambar 4.8 Grafik *Recovery Factor* (RF) Tekanan Injeksi CO₂

Dari gambar 4.8 dapat dilihat bahwa pada tekanan 1500 psi memiliki nilai *recovery factor* lebih besar yaitu sebesar 31.43%, sedangkan perolehan *recovery factor* pada tekanan 1000 psi memiliki nilai yang sedikit lebih rendah yaitu 30.95%. Perubahan tekanan injeksi berpengaruh terhadap *recovery factor*, dimana semakin tinggi tekanan injeksi semakin tinggi pula perolehan *recovery factor* yang diperoleh (Fernanda et al., 2019).

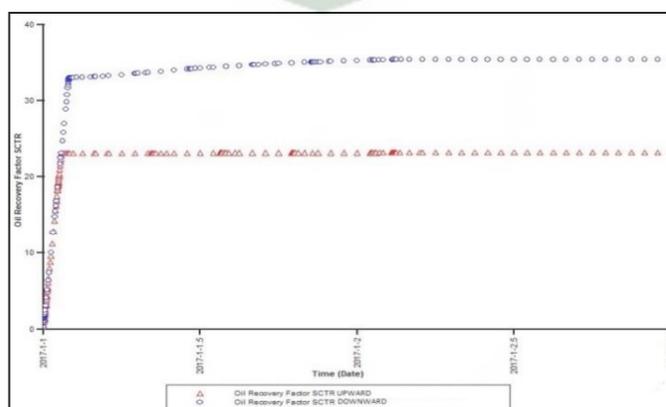
Menurut Fernanda et al., (2019) pada kondisi *immiscible*, *recovery factor* meningkat secara linier, dimana semakin tinggi tekanan injeksi CO₂, maka akan semakin tinggi pula *recovery factor* yang diperoleh. Namun setelah mencapai keadaan *miscible*, *recovery factor* cenderung tetap atau hanya sedikit mengalami sedikit perubahan.

Tabel 4.2 Nilai *Recovery Factor* dari Masing-masing Nilai Tekanan Injeksi

Tekanan Injeksi	<i>Recovery Factor</i>
1000 psi	30.95 %
1500 psi	31.43 %

4.2.3 ARAH INJEKSI

Selain laju injeksi dan tekanan injeksi, arah injeksi juga menjadi salah satu parameter injeksi CO₂ pada penelitian ini. Ada dua macam arah injeksi pada *core*, yaitu injeksi ke bawah (*downward*), dan injeksi ke arah atas (*upward*).



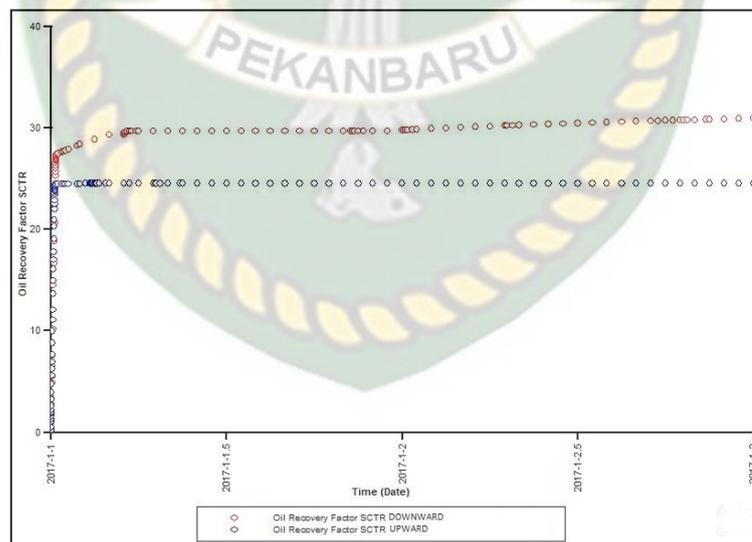
Gambar 4.9 Grafik RF Arah Injeksi CO₂ pada laju injeksi 0.2 cc/min

Dilihat dari gambar 4.9 pada laju injeksi 0.2 cc/min menunjukkan perbedaan yang signifikan antara perolehan minyak dari kedua arah injeksi. Yaitu pada arah injeksi kebawah nilai *recovery factor* sebesar 35.42% dan pada arah injeksi keatas nilai *recovery factor* nya sebesar 23.22%.

Tabel 4.3 Nilai *Recovery Factor* dari Masing-masing Nilai Arah Injeksi pada laju injeksi 0.2cc/min

Arah Injeksi	<i>Recovery Factor</i>
<i>Downward</i>	35.42 %
<i>Upward</i>	23.22 %

Pada percobaan simulasi yang lain yaitu dengan laju injeksi 1 cc/min didapat hasil yang sama yaitu perolehan dengan arah injeksi *downward* yang memiliki nilai *recovery factor* yang lebih besar.



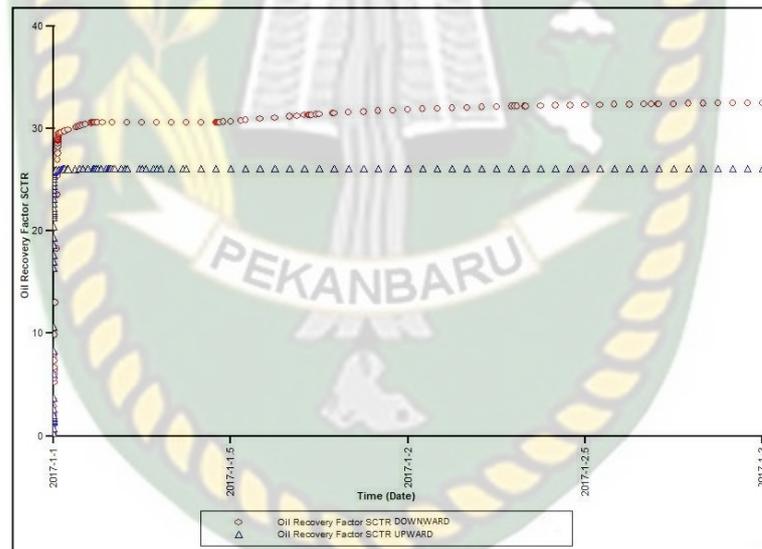
Gambar 4.10 Grafik *Recovery Factor* Arah Injeksi pada laju injeksi 1 cc/min

Dari gambar 4.10 dapat dilihat bahwa arah injeksi kebawah (*downward*) memiliki nilai *recovery factor* lebih tinggi yaitu sebesar 30.95%. Sedangkan arah injeksi keatas (*upward*) memiliki nilai *recovery factor* sebesar 24.53%.

Tabel 4.4 Nilai *Recovery Factor* dari Masing-masing Nilai Arah Injeksi pada Laju Injeksi 1 cc/min

Arah Injeksi	<i>Recovery Factor</i>
<i>Downward</i>	30.95 %
<i>Upward</i>	24.53 %

Okhovat, Hassani, Rostami, & Khosravi, (2020) menyatakan bahwa Injeksi aliran vertikal dapat mengakibatkan pelarutan mineral batuan dibagian atas *core* dan pengendapan dibagian bawah *core*. Ini berarti perbedaan arah injeksi akan berpengaruh terhadap nilai *recovery factor*.



Gambar 4.11 Grafik *Recovery Factor* Arah Injeksi pada laju injeksi 2 cc/min

Percobaan arah injeksi pada laju injeksi lainnya yaitu 2 cc/min dengan simulasi ini juga memperlihatkan hasil yang sama. Yaitu pada arah injeksi *downward* lah yang memperoleh hasil *recovery factor* yang lebih besar yaitu dengan nilai 32.53%, sedangkan pada arah injeksi *upward* perolehan nilai *recovery factor* sebesar 26.12%. Dari ketiga simulasi tersebut, dapat disimpulkan bahwa arah injeksi *downward* yang bagus digunakan untuk injeksi CO₂.

Tabel 4.5 Nilai *Recovery Factor* dari Masing-masing Nilai Arah Injeksi pada Laju Injeksi 2 cc/min

Arah Injeksi	<i>Recovery Factor</i>
<i>Downward</i>	32.53 %
<i>Upward</i>	26.12 %



BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 KESIMPULAN

Dari hasil yang diperoleh pada pemodelan injeksi CO₂ *continuous injection* dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Pada laju injeksi 0.2 cc/min mendapatkan hasil RF yang terbesar yaitu 35.42%. Hal ini dapat dipengaruhi oleh beberapa faktor, penelitian ini menggunakan sample *core* yang memiliki ukuran dan panjang yang kecil, sehingga jika di aliri laju injeksi yang besar maka dapat merusak *core* yang berpengaruh juga terhadap efektivitas penyapuan minyak oleh CO₂.
2. Pada kondisi *immiscible*, semakin besar tekanan injeksi maka semakin besar pula perolehan minyak. Yaitu pada tekanan 1500 psi, memperoleh nilai RF sebesar 31.43%.
3. Arah injeksi juga berpengaruh terhadap nilai RF. Arah injeksi *downward* merupakan arah yang bagus digunakan untuk injeksi CO₂.

5.2 SARAN

Adapun saran untuk peneliti lain yang akan melanjutkan penelitian ini yaitu:

1. Menggunakan parameter lain seperti volume injeksi, permeabilitas dan heterogenitas reservoir.
2. Melakukan simulasi dengan menggunakan metode lain seperti metode *cyclic CO₂ coreflood*.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdurrahman, M., Novriansyah, A. D. I., & Khalid, I. (2016). Enhanced Oil Recovery (EOR) Challenges and Its Future in Indonesia. *The Ires 28th International Conference*, (February), 7–12.
- Abdurrahman, M., Permadi, A. K., Hidayat, F., & Pangaribuan, L. (2018). Pengaruh Parameter Operasional Injeksi CO₂ Terhadap Peningkatan Perolehan : Studi Kasus Lapangan M, 81–91.
- Alexander, J. C., Kasmungin, S., & Setiati, R. (2017). Studi Penentuan Tekanan Tercampur Minimum di Reservoir “ J ” Lapangan “ O ” dengan Injeksi Gas CO₂ Menggunakan Uji Laboratorium Slimtube dan Simulasi CMG. *Prosiding Seminar Nasional Cendekiawan*, 133–139.
- Amanda, D., & Marhaendrajana, T. (2013). Studi Teknik Peningkatan Perolehan Minyak dengan Metode Injeksi CO₂ Menggunakan Uji Laboratorium dan Simulasi Reservoir. *Studi Teknik Peningkatan Perolehan Minyak Dengan Injeksi CO₂ Menggunakan Uji Laboratorium Dan Simulasi Reservoir*, 1–11.
- Chen, S., Li, H., Yang, D., & P. Tontiwachwuthikul. (2010). Optimal parametric design for water-alternating-gas (WAG) process in a CO₂-miscible flooding reservoir. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 49(10), 75–82. <https://doi.org/10.2118/141650-PA>
- Fernanda, V., Ginting, M., & Sunny, P. (2019). Analisis Pengaruh Injeksi CO₂ Terhadap Recovery Factor Menggunakan Simulasi CMG di Lapangan X. *Petro*, 8(1), 29–34. <https://doi.org/10.25105/petro.v8i1.4292>
- Ifeanyichukwu, P. C., Akpabio, J. U., & Isehunwa, S. O. (2014). Improved Oil Recovery by Carbon Dioxide Flooding. *Journal of Engineering and Technology*, 4(5), 229–235.
- Kalra, S., & Wu, X. (2014). CO₂ injection for Enhanced Gas Recovery, (April), 16–18. <https://doi.org/10.2118/169578-MS>
- Kamali, F., Hussain, F., & Cinar, Y. (2014). A Laboratory and Numerical Simulation Study of Co-optimizing CO₂ Storage and CO₂ EOR. *Society of Petroleum Engineers - SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, APOGCE 2014 - Changing the Game: Opportunities, Challenges and Solutions*, 2, 1–16. <https://doi.org/10.1108/00400910610651809>
- Kwon, Y. (2014). *Experimental Study for Light Oil Recovery Using Carbon Dioxide Immiscible Continuous Injection Method : MMP, Swelling, and Core Flooding*. Sejong University.

- Moortgat, J. B., Firoozabadi, A., Li, Z., & Espósito, R. O. (2013). CO₂ Injection in Vertical and Horizontal Cores: Measurements and Numerical Simulation. *SPE Journal*, 18(02), 331–344. <https://doi.org/10.2118/135563-PA>
- Muslim, & Permadi, A. K. (2015). Penentuan Tekanan Tercampur Minimum Pada Lapisan AB-4 dan AB-5 Formasi Air Bekanat, Cekungan Sumatera Selatan (Studi Laboratorium, Simulasi, Equation of State dan Korelasi), 1–16.
- Muslim, & Permadi, A. K. (2016). Pencampuran Gas CO₂ untuk Menurunkan Tekanan Tercampur Minimum: Studi Kasus pada Lapisan AB-4 dan AB-5 Formasi Air Bekanat, Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Teknologi Minyak Dan Gas Bumi*, 10(1), 37–46. <https://doi.org/ISSN 2088-7590>
- Nazarian, B., Held, R., Høier, L., & Ringrose, P. (2013). Reservoir management of CO₂ injection: Pressure control and capacity enhancement. *Energy Procedia*, 37, 4533–4543. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.360>
- Okhovat, M. R., Hassani, K., Rostami, B., & Khosravi, M. (2020). Experimental studies of CO₂-brine-rock interaction effects on permeability alteration during CO₂-EOR. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(6), 2293–2301. <https://doi.org/10.1007/s13202-020-00883-8>
- Orr, F. M., Silva, M. K., Lien, C. L., & Pelletier, M. T. (1982). Laboratory Experiments To Evaluate Field Prospects for CO₂ Flooding. *Journal of Petroleum Technology*, 34(04), 888–898. <https://doi.org/10.2118/9534-PA>
- Perera, M. S. A., Gamage, R. P., Rathnaweera, T. D., Ranathunga, A. S., Koay, A., & Choi, X. (2016). A Review of CO₂ -Enhanced Oil Recovery with a Simulated Sensitivity Analysis. <https://doi.org/10.3390/en9070481>
- Pwaga, S., Iluore, C., & Idrees, M. U. (2010). *Comparative Study of Different EOR Methods*.
- Samba, M. A., Aldokali, I., & Elsharafi, M. O. (2019). A New EOR Technology : Gas Alternating Gas Injection, 8(1), 27–32.
- Siregar, S., D. Hidayaturobbi, A., A. Wijaya, B., N. Listiani, S., Adiningrum, T., Irwan, I., & I. Pratomo, A. (2007). Laboratory Experiments on Enhanced Oil Recovery with Nitrogen Injection. *Journal of Engineering Science*, 39(1), 20–27. <https://doi.org/10.5614/itbj.eng.sci.2007.39.1.2>
- Steve Whittaker, & Ernie Perkins. (2013). Technical aspects of CO₂ EOR and associated carbon storage. *Global Ccs Institute*, (October). Retrieved from <http://www.onepetro.org/doi/10.2118/125581-MS>
- Wang, Z., Khanzode, A., & Johns, R. T. (2016). A Parametric Study of Reservoir Cooling for Enhanced Recovery by Carbon Dioxide Flooding, (June), 839–852.

- Yongmao, H., & Zenggui, W. (2004). Laboratory Investigation of CO₂ Flooding. *SPE International Technical Conference and Exhibition*, 6. <https://doi.org/10.2118/88883-MS>
- Zhang, N., Wei, M., & Bai, B. (2018). Comprehensive Review of Worldwide CO₂ Immiscible Flooding, (April), 1–14.
- Zhou, D., Yan, M., & Calvin, W. M. (2012). Optimization of a Mature CO₂ Flood — From Continuous Injection to WAG. *SPE*, 154181(April).

