

**POTENSI INJEKSI CO<sub>2</sub> PADA TIGHT RESERVOIR  
DI SUMUR HORIZONTAL MENGGUNAKAN SIMULASI  
RESERVOIR**

**LAPORAN TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*

Oleh

**ALFI SYAHRI LAYALI**

**183210936**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2020**

**POTENSI INJEKSI CO<sub>2</sub> PADA TIGHT RESERVOIR  
DI SUMUR HORIZONTAL MENGGUNAKAN SIMULASI  
RESERVOIR**

**LAPORAN TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*

Oleh  
**ALFI SYAHRI LAYALI**

**183210936**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2020**

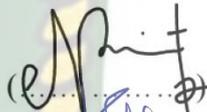
## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Alfi Syahri Layali  
NPM : 183210936  
Program Studi : Teknik Perminyakan  
Judul Tugas Akhir : Potensi Injeksi CO<sub>2</sub> Pada *Tight reservoir* di Sumur Horizontal Menggunakan Simulasi Reservoir

Telah berhasil dipertahankan dihadapan 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 I : Novia Rita, S.T., M.T.   
Penguji I : Fiki Hidayat, S.T., M.Eng   
Penguji II : Tomi Erfando, S.T., M.T. 

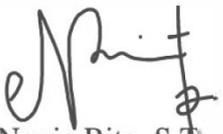
Diterapkan di : Pekanbaru  
Tanggal : ... Desember 2020

Disahkan Oleh:

Ketua Program Studi  
Teknik Perminyakan

  
Novia Rita, S.T., M.T

Pembimbing  
Tugas Akhir

  
Novia Rita, S.T., M.T

## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum di dalam 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, 07 Desember 2020

Alfi Syahri Layali

NPM 183210936



## KATA PENGANTAR

Rasa syukur saya sampaikan kepada Allah Subhannahu wa ta'ala karena atas Rahmat dan limpahan nikmat dari Nya saya dapat menyelesaikan laporan tugas akhir ini. Sholawat dan salam saya haturkan kepada Nabi Muhammad ﷺ.

Penulisan penelitian ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Saya menyadari banyak pihak yang telah membantu saya dalam penyusunan Tugas Akhir ini serta untuk memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Kedua orang tua Drs Nendi Abdullah dan Sri Voliana, dengan dukungan moril maupun materil yang telah diberikan sampai penyelesaian laporan penelitian tugas akhir.
2. Novia Rita, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing yang telah memberikan bimbingan, arahan, dan nasihat selama menjalani proses pengerjaan laporan tugas akhir ini.
3. Dr. Mursyidah, M.Sc selaku penasehat akademik saya selama ini yang selalu memberikan saran dan dukungan secara moral.
4. Ketua dan Sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain.
5. Seluruh sahabat dan teman-teman Teknik Perminyakan UIR dan Akamigas Balongan yang telah memberi dukungan kepada saya.

Pekanbaru, 18 Desember 2020

Penulis,

**Alfi Syahri Layali**

## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL .....	i
HALAMAN PENGESAHAN .....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR .....	iii
KATA PENGANTAR .....	iv
DAFTAR ISI .....	v
DAFTAR GAMBAR .....	viii
DAFTAR TABEL .....	x
DAFTAR LAMPIRAN .....	xi
DAFTAR SINGKATAN .....	xiii
DAFTAR SIMBOL .....	xiv
ABSTRAK .....	xv
<i>ABSTRACT</i> .....	xvi
BAB I PENDAHULUAN .....	1
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Tujuan Penelitian .....	2
1.3 Manfaat Penelitian .....	3
1.4 Batasan Masalah .....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA .....	4
2.1 <i>Tight Oil Reservoir</i> .....	4
2.2 <i>Hydraulic fracturing pada Tight reservoir</i> .....	5
2.3 <i>Enhanced Oil Recovery CO<sub>2</sub> Pada Tight reservoir</i> .....	6
2.4 Tekanan Tercampur <i>Minimum</i> .....	7
2.5 <i>State of the Art</i> .....	8
BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....	9
3.1. Uraian Metode Penelitian .....	9

3.2. Data-data yang Dibutuhkan .....	10
3.2.1 EOS Modelling Winprop (Komposisi Fluida) .....	10
3.2.2 Data Reservoir .....	10
3.2.3 Model Reservoir .....	11
3.3. Pengukuran MMP .....	12
3.4. Skenario Produksi Minyak ( <i>Well spacing</i> dan <i>Hydraulic fracturing</i> ) .....	13
3.5. Tempat Penelitian.....	14
3.6. Rencana Kegiatan.....	14
BAB IV PEMBAHASAN.....	15
4.1 Penentuan Nilai MMP .....	15
4.2 Reservoir Modelling.....	16
4.2.1 Kompleksi Sumur Dengan <i>Well spacing</i> 1066 ft.....	17
4.2.2 Kompleksi Sumur Dengan <i>Well spacing</i> 1558 ft.....	19
4.2.3 Kompleksi Sumur Dengan <i>Well spacing</i> 2050 ft.....	21
4.3 Skenario <i>Natural Depletion</i> .....	22
4.3.1 <i>Natural Depletion</i> pada <i>Well spacing</i> 1066 ft.....	23
4.3.2 <i>Natural Depletion</i> pada <i>Well spacing</i> 1558 ft.....	23
4.3.3 <i>Natural Depletion</i> pada <i>Well spacing</i> 2050 ft.....	23
4.4 Skenario <i>Waterflood</i> dilanjutkan Injeksi CO <sub>2</sub> .....	24
4.4.1 <i>Waterflood</i> dilanjutkan Injeksi CO <sub>2</sub> pada <i>Well spacing</i> 1066 ft .....	24
4.4.2 <i>Waterflood</i> dilanjutkan Injeksi CO <sub>2</sub> pada <i>Well spacing</i> 1558 ft .....	25
4.4.3 <i>Waterflood</i> dilanjutkan Injeksi CO <sub>2</sub> pada <i>Well spacing</i> 2050 ft .....	25
4.5 Skenario Injeksi CO <sub>2</sub> .....	26
4.5.1 Injeksi CO <sub>2</sub> pada <i>Well spacing</i> 1066 ft.....	26
4.5.2 Injeksi CO <sub>2</sub> pada <i>Well spacing</i> 1558 ft.....	26
4.5.3 Injeksi CO <sub>2</sub> pada <i>Well spacing</i> 2050 ft.....	27

4.6	Skenario Injeksi CO <sub>2</sub> dilanjutkan <i>Waterflood</i> .....	28
4.6.1	Injeksi CO <sub>2</sub> dilanjutkan <i>Waterflood</i> pada <i>Well spacing</i> 1066 ft .....	29
4.6.2	Injeksi CO <sub>2</sub> dilanjutkan <i>Waterflood</i> pada <i>Well spacing</i> 1558 ft .....	29
4.6.3	Injeksi CO <sub>2</sub> dilanjutkan <i>Waterflood</i> pada <i>Well spacing</i> 2050 ft .....	29
4.7	Hasil Kumulatif Minyak dari Berbagai Metode Produksi dengan <i>Well spacing</i> .....	31
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....		33
5.1	Kesimpulan .....	33
5.2	Saran.....	33
DAFTAR PUSTAKA		
LAMPIRAN		



## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2.1</b>	Perbedaan <i>Recovery factor</i> Antara <i>Tight reservoir</i> Dengan Reservoir yang Konvensional (Mansour et al., 2017) .....	4
<b>Gambar 2.2</b>	Radius Efektif Lubang Bor, $r_w'$ (Rahim et al., 2014) .....	5
<b>Gambar 3.1</b>	Diagram Alir Tugas Akhir .....	9
<b>Gambar 3.2</b>	Model Reservoir Sector Model .....	11
<b>Gambar 3.3</b>	Persebaran Permeabilitas .....	11
<b>Gambar 3.4</b>	Perebaran Porositas.....	12
<b>Gambar 3.5</b>	Ketebalan Layer .....	12
<b>Gambar 4.1</b>	Diagram Terner Kondisi Fluida pada Tekanan 1500 psi dan 1600 psi.....	15
<b>Gambar 4.2</b>	Diagram Terner Kondisi Fluida pada Tekanan 1750 psi.....	16
<b>Gambar 4.3</b>	Grafik $kr$ vs $sw$ .....	16
<b>Gambar 4.4</b>	Korelasi FCD Terhadap Skin (Cinco-Ley & Samaniego-V, 2004) .....	17
<b>Gambar 4.5</b>	Tampilan Perforasi Sumur pada <i>Well spacing</i> 1066 ft Dengan Persebaran Porositas .....	18
<b>Gambar 4.6</b>	Tampilan Sumur Setelah Dilakukan <i>Hydraulic fracturing</i> pada <i>Well spacing</i> 1066 ft.....	19
<b>Gambar 4.7</b>	Tampilan Perforasi Sumur pada <i>Well spacing</i> 1558 ft Dengan Persebaran Porositas .....	20
<b>Gambar 4.8</b>	Tampilan Sumur Setelah Dilakukan <i>Hydraulic fracturing</i> pada <i>Well spacing</i> 1558 ft.....	20
<b>Gambar 4.9</b>	Tampilan Perforasi Sumur pada <i>Well spacing</i> 2050 ft Dengan Persebaran Porositas .....	21
<b>Gambar 4.10</b>	Tampilan Sumur Setelah Dilakukan <i>Hydraulic fracturing</i> pada <i>Well spacing</i> 2050 ft.....	22
<b>Gambar 4.11</b>	Hasil Kumulatif Minyak Natural Depletion terhadap <i>well spacing</i> 1066 ft, 1558 ft dan 2050 ft.....	24
<b>Gambar 4.12</b>	Hasil Kumulatif Minyak Metode <i>Waterflood</i> dilanjutkan Injeksi CO <sub>2</sub> Terhadap <i>Well spacing</i> 1066 ft, 1558 ft dan 2050 ft.....	25

**Gambar 4. 13** Tekanan Reservoir, Fraksi Mole CO<sub>2</sub>, dan Viskositas Minyak Akhir Produksi, Metode Injeksi CO<sub>2</sub> pada *Well spacing* 1066 ft ..... 26

**Gambar 4. 14** Tekanan Reservoir, Fraksi Mole CO<sub>2</sub>, dan Viskositas Minyak Akhir Produksi, Metode Injeksi CO<sub>2</sub> pada *Well spacing* 1558 ft ..... 27

**Gambar 4. 15** Tekanan Reservoir, Fraksi Mole CO<sub>2</sub>, dan Viskositas Minyak Akhir Produksi, Metode Injeksi CO<sub>2</sub> pada *Well spacing* 2050 ft ..... 27

**Gambar 4.16** Hasil Kumulatif Minyak Metode Injeksi CO<sub>2</sub> Terhadap *Well spacing* 1066 ft, 1558 ft dan 2050 ft..... 28

**Gambar 4.17** Hasil Kumulatif Minyak Injeksi CO<sub>2</sub> dilanjutkan *Waterflood* terhadap *Well spacing* 1066 ft, 1558 ft, dan 2050 ft..... 30

**Gambar 4. 18** Diagram *Recovery factor* Minyak Seluruh Metode..... 31

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 3.1</b>	Properti Fluida Lapangan Bakken.....	10
<b>Tabel 3.2</b>	Karakteristik Reservoir Lapangan Bakken.....	10
<b>Tabel 3.3</b>	Skenario Produksi Minyak .....	14
<b>Tabel 3.4</b>	Jadwal Penelitian Tugas Akhir .....	14
<b>Tabel 4.1</b>	Perforasi <i>Well spacing</i> 1066 ft.....	18
<b>Tabel 4.2</b>	Perforasi <i>Well spacing</i> 1558 ft.....	19
<b>Tabel 4.3</b>	Perforasi <i>Well spacing</i> 2050 ft.....	21
<b>Tabel 4.4</b>	Hasil Kumulatif Minyak Keseluruhan Metode dan <i>Well spacing</i> .	31
<b>Tabel 4.5</b>	<i>Recovery factor</i> Terbaik dari Masing-Masing Metode Produksi dan <i>Well spacing</i> .....	32

## DAFTAR LAMPIRAN

<b>Lampiran I</b>	Sumber Model Reservoir
<b>Lampiran II</b>	Permeabilitas Yang Terbentuk Di Area Hydraulic fracturing, Well spacing 1066 ft
<b>Lampiran III</b>	Permeabilitas Yang Terbentuk Di Area Hydraulic fracturing, Well spacing 1558 ft
<b>Lampiran IV</b>	Permeabilitas yang Terbentuk di Area Hydraulic fracturing, Well spacing 1558 ft
<b>Lampiran V</b>	Kumulatif Air dan Gas yang diinjeksikan Metode Waterflood dilanjutkan Injeksi CO <sub>2</sub> , Well spacing 1066 ft
<b>Lampiran VI</b>	Kumulatif Air dan Gas yang diinjeksikan, Metode Waterflood dilanjutkan Injeksi CO <sub>2</sub> , Well spacing 1558 ft
<b>Lampiran VII</b>	Kumulatif Air dan Gas yang diinjeksikan, Metode Waterflood dilanjutkan Injeksi CO <sub>2</sub> , Well spacing 2050 ft
<b>Lampiran VIII</b>	Kumulatif Gas yang diinjeksikan Metode Injeksi CO <sub>2</sub> pada Masing-Masing Well spacing
<b>Lampiran IX</b>	Kumulatif Gas dan Air yang diinjeksikan Metode Injeksi CO <sub>2</sub> dilanjutkan Waterflood Pada Well spacing 1066 ft
<b>Lampiran X</b>	Kumulatif Gas dan Air yang diinjeksikan Metode Injeksi CO <sub>2</sub> dilanjutkan Waterflood Pada Well spacing 1558 ft
<b>Lampiran XI</b>	Kumulatif Gas dan Air yang diinjeksikan Metode Injeksi CO <sub>2</sub> dilanjutkan Waterflood Pada Well spacing 2050 ft
<b>Lampiran XII</b>	Kumulatif Minyak Pada Well spacing 1066 ft
<b>Lampiran XIII</b>	Laju Alir Minyak Pada Well spacing 1066 ft
<b>Lampiran XIV</b>	Tekanan Sumur Pada Well spacing 1066 ft
<b>Lampiran XV</b>	Recovery factor Minyak Pada Well spacing 1066 ft
<b>Lampiran XVI</b>	Hasil Kumulatif Minyak Pada Well spacing 1558 ft
<b>Lampiran XVII</b>	Laju Alir Produksi Minyak Pada Well spacing 1558 ft
<b>Lampiran XVIII</b>	Tekanan Sumur Pada Well spacing 1558 ft
<b>Lampiran XIX</b>	Recovery factor Minyak Pada Well spacing 1558 ft
<b>Lampiran XX</b>	Hasil Kumulatif Minyak pada well spacing 2050 ft

- Lampiran XXI** Laju Alir Produksi Minyak pada Well spacing 2050 ft
- Lampiran XXII** Tekanan Sumur pada Well spacing 2050 ft
- Lampiran XXIII** Recovery factor Minyak pada Well spacing 2050 ft
- Lampiran XXIV** Hasil Kumulatif Minyak dari Masing-Masing Metode Produksi dan Well spacing
- Lampiran XXV** Pore Volume



## DAFTAR SINGKATAN



API	<i>American Petroleum Institute</i>
BHP	<i>Bottom Hole Pressure</i>
BBL	<i>Barel</i>
CMG	<i>Computer Modelling Group</i>
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
EOS	<i>Equation Of State</i>
FCD	<i>Fracture Conductivity Dimensionless</i>
GOR	<i>Gas Oil Ratio</i>
IEA	<i>International Energy Administration</i>
IFT	<i>Inter Facial Tention</i>
IOR	<i>Improve Oil Recovery</i>
MMP	<i>Minimum Miscibility Pressure</i>
OOIP	<i>Original Oil In Place</i>
RF	<i>Recovery factor</i>
STB	<i>Stock Tank Barel</i>
TOC	<i>Total Organic Carbon</i>

## DAFTAR SIMBOL

Bo	Faktor Volume Formasi
%	Persen
$\rho$	Densitas
$\mu$	Viskositas
$\emptyset$	Porositas
h	Tebal reservoir
k	Permeabilitas
kr	Permeabilitas Relatif
mD	mili Darcy
n	Jumlah Zat
P	Tekanan
Pwf	Tekanan alir sumur, psi
q	Laju alir fluida
re	radius reservoir
rw	radius sumur
S	Skin
SG	<i>Specific Gravity</i>
Sg	Saturasi Gas
So	Saturasi Minyak
Sw	Saturasi Air
T	Temperatur
V	Volume

# POTENSI INJEKSI CO<sub>2</sub> PADA *TIGHT RESERVOIR* DI SUMUR HORIZONTAL MENGGUNAKAN SIMULASI RESERVOIR

ALFI SYAHRI LAYALI  
NPM 183210936

## ABSTRAK

Dengan menurunnya sumber daya hidrokarbon dari reservoir konvensional maka pengembangan hidrokarbon telah beralih ke reservoir non-konvensional, salah satunya adalah *tight reservoir*. Untuk mengoptimalkan dan mengefesienkan hasil pendapatan minyak di non-konvensional reservoir, maka harus dilakukan pemboran secara horizontal dan kompleks sumur dengan *multi-stage hydraulic fracturing* serta memperhatikan sensitivitas *well spacing* nya. Salah satu permasalahan dalam pengembangan lapangan non-konvensional adalah laju produksi cepat menurun pada saat dilakukan *primary recovery*, maka salah satu langkah selanjutnya yang dilakukan adalah dengan melakukan *Enhanced Oil Recovery* (EOR) dengan metode injeksi CO<sub>2</sub>. Tujuan dari penelitian ini adalah mengetahui nilai MMP untuk menginjeksikan CO<sub>2</sub> agar terjadi kondisi yang *miscible*, mengetahui potensi injeksi CO<sub>2</sub> terhadap *recovery factor* dari skenario injeksi yang dilakukan, dan mengetahui pengaruh kompleks sumur sensitivitas *well spacing* dan desain *hydraulic fracturing* terhadap *recovery factor*. Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan simulasi reservoir yaitu dengan *Computer Modelling Group* (CMG), dengan beberapa skenario produksi yaitu dengan melakukan *primary recovery*, *waterflood* dilanjutkan injeksi CO<sub>2</sub>, injeksi CO<sub>2</sub>, dan injeksi CO<sub>2</sub> dilanjutkan dengan *waterflood* pada *well spacing* yang berbeda yaitu 1066 ft dengan 7 sumur (3 sumur injeksi), 1558 ft dan 2050 ft dengan 5 sumur (2 sumur injeksi). Hasil yang didapatkan dari penelitian ini adalah, nilai MMP sebesar 1750 psi. Dari keempat metode dengan *well spacing* yang berbeda maka metode injeksi CO<sub>2</sub> dengan *well spacing* 1558 ft memiliki kumulatif minyak paling maksimal sebesar 4,349,490 bbl dengan *recovery factor* 10.17%. Kompleks sumur dari *well spacing* dan desain *hydraulic fracturing* mempengaruhi nilai kumulatif minyak, didapat *well spacing* 1558 ft memiliki nilai rata-rata *recovery* minyak dari setiap metode dengan hasil yang paling optimum menggunakan desain *half length* pada *hydraulic fracturing* sebesar 400 ft.

**Kata kunci:** *Enhanced Oil Recovery* CO<sub>2</sub>, *hydraulic fracturing*, non-konvensional, *tight reservoir*, *well spacing*

**POTENTIAL INJECTION OF CO<sub>2</sub> IN TIGHT RESERVOIR WITH  
HORIZONTAL WELL USING RESERVOIR SIMULATION**

**ALFI SYAHRI LAYALI  
NPM 183210936**

**ABSTRACT**

*With the decline in hydrocarbon resources from conventional reservoirs, hydrocarbon development has shifted to unconventional reservoirs, one of which is a narrow reservoir. In order to optimize and streamline the yield of oil in unconventional reservoirs, horizontal drilling and well completion with multi-stage hydraulic fracturing must be carried out and pay attention to the sensitivity of the well spacing. One of the problems in non-conventional field development is that the production rate rapidly decreases when primary recovery is carried out, so one of the next steps to take is to carry out Enhanced Oil Recovery (EOR) with the CO<sub>2</sub> injection method. The purpose of this study is to see the value of MMP to inject CO<sub>2</sub> to occur in conditions that can be damaged, the dangers that can be touched on the recovery factor from the injection carried out, and to see the effect of well completion sensitivity both spacing and hydraulic fracturing design on recovery factors. This research was conducted using reservoir simulation, namely with Computer Modeling Group (CMG), with several production scenarios, namely by performing primary recovery, waterflood injection, CO<sub>2</sub> injection, and CO<sub>2</sub> injection with waterflood at different well distances, namely 1066 ft with 7 wells. (3 injection wells), 1558 ft and 2050 ft with 5 wells (2 injection wells). The results obtained from this study are, the MMP value is 1750 psi. Of the four methods with different well spacing, the CO<sub>2</sub> injection method with a well spacing of 1558 feet has a maximum cumulative oil of 4,349,490 bbl with a recovery factor of 10.17%. Well completion from well spacing and hydraulic fracture design affect the cumulative value of oil, it is obtained that the well distance is 1558 ft with the average value of oil recovery from each method with the most optimal results using a half-length design on hydraulic fracturing of 400 ft.*

**Keywords:** *Enhanced Oil Recovery CO<sub>2</sub>, hydraulic fracturing, unconventional, tight reservoir, well spacing*

## BAB I PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Selama sepuluh tahun terakhir produksi dari reservoir *unconventional* mengalami peningkatan secara signifikan berdasarkan *International Energy Administration (IEA)*, sekitar 4,9 juta barel minyak telah terproduksi perharinya yang berasal dari *tight oil reservoir* yang berada di Amerika pada 2015 yang berarti sekitar 52% total produksi minyak mentah yang terproduksi di Amerika (Mansour et al., 2017). Pengembangan yang efektif pada sumber minyak *unconventional* dapat membantu meningkatkan pendapatan energi (Lei et al., 2018).

Perolehan minyak pada *tight reservoir* kurang dari 10% (Song et al., 2020), menandakan saturasi minyak yang tersisa masih sekitar 80% sampai 90%, sehingga memberikan prospek yang sangat potensial untuk meningkatkan *recovery* minyak (Joslin et al., 2017). Pada penelitian (Clark, 2009) diperoleh *recovery* untuk formasi Bakken sekitar 8% sampai 10% dari OOIP. Pada formasi Middle Bakken, *natural depletion*, injeksi CO<sub>2</sub>, dan *waterflood* menghasilkan *recovery factor* 6,4%, 7,0%, dan 6,7% dari OOIP (Kurtoglu, 2007). Rendahnya *primary recovery* disebabkan karena tekanan *natural* yang tinggi dari reservoir yang akan cepat menurun seiring berjalannya waktu, ini dikarenakan rendahnya permeabilitas dan rendahnya mobilitas minyak karena tekanan yang dipengaruhi rekahan formasi (S.M. Ghaderi, SPE et al., 2012). Maka dari itu metode yang efektif untuk meningkatkan perolehan minyak yaitu dengan menggunakan teknik pemboran horizontal dan dilakukan *hydraulic fracturing* (Song et al., 2020). Ini karena *hydraulic fracturing* akan menghasilkan peningkatan *deliverability* dari hidrokarbon, peningkatan area pengurasan, dan penurunan *pressure drop* di area sekitar lubang bor (Prasun & Ghalambor, 2018)

Banyak teknologi yang telah diuji untuk IOR / EOR pada *tight reservoir*, diantaranya yang paling menjanjikan adalah dengan injeksi gas (injeksi gas hidrokarbon, CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>, dan lainnya). Dibandingkan dengan air, gas memiliki injeksi yang jauh lebih tinggi dan dapat memasok reservoir dengan energi tambahan yang lebih baik. Gas juga dapat menyebabkan *oil swelling* dan penurunan viskositas minyak. Selain itu penurunan IFT dan injeksi yang dapat larut seringkali lebih

banyak minyak yang dimobilisasi (Zhang et al., 2020). Metode *recovery* menggunakan CO<sub>2</sub> telah diterapkan di *tight reservoir* dan injeksi CO<sub>2</sub> secara *continue* (CO<sub>2</sub> *flooding*) telah berhasil dilakukan baik di reservoir minyak ringan maupun reservoir minyak berat, yang menunjukkan manfaat dalam peningkatan *recovery* minyak (Liu & Zhang, 2015). Injeksi CO<sub>2</sub> *huff and puff* juga sudah pernah dilakukan di lapangan *low permeability* dengan permeabilitas 1-26,2 mD dan mendapatkan *incremental* sebesar 5,82% (Abdurahman et al., 2019).

Mengingat karakteristik pada *tight reservoir* yang mempunyai nilai *primary recovery* yang kecil dan harus dilakukan pada sumur horizontal dan *hydraulic fracturing*, maka penelitian ini difokuskan untuk mengetahui potensi injeksi CO<sub>2</sub> terhadap *recovery factor* minyak pada *tight reservoir* lapangan Bakken yang pada penelitian sebelumnya dilihat dari tekanan yang lebih dari nilai MMP, *temperature* lebih dari 27°C, dan jenis batuan *sandstone* sudah memenuhi *screening criteria* untuk dilakukan injeksi CO<sub>2</sub> (Joslin et al., 2017) (Goodlett, M.M. Honarpour, F.T.Chung, 2010). Potensi injeksi CO<sub>2</sub> akan dilihat terhadap hasil *recovery factor* atau pendapatan minyak dengan menggunakan sumur horizontal dengan sensitivitas *well spacing* dan penerapan *hydraulic fracturing*. Dengan skenario produksi yaitu, metode pertama yang dievaluasi adalah *natural depletion* yang digunakan sebagai dasar untuk berbagai model skenario lainnya (Joslin et al., 2017), *waterflood* dilanjutkan dengan injeksi CO<sub>2</sub>, injeksi CO<sub>2</sub>, dan injeksi CO<sub>2</sub> dilanjutkan dengan *waterflood* untuk melihat seberapa besar potensi injeksi CO<sub>2</sub> pada *tight reservoir* dilihat dari *recovery factor* atau pendapatan minyak tentu sesuai dengan sensitivitas dari *well spacing*.

## 1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian dari Tugas Akhir ini sebagai berikut:

1. Mengetahui nilai *Minimum Miscibility Pressure* dari karakteristik *fluida* reservoir jika dilakukan injeksi CO<sub>2</sub>.
2. Mengetahui potensi injeksi CO<sub>2</sub> terhadap perolehan minyak atau *recovery factor* dari skenario injeksi yang dilakukan.
3. Mengetahui pengaruh kompleks sumur dari sensitivitas *well spacing* dan desain *hydraulic fracturing* terhadap perolehan minyak atau *recovery factor*.

### 1.3 Manfaat Penelitian

Agar penelitian ini bermanfaat untuk penulis ataupun bagi pembaca dikemudian hari maka dari itu terdapat beberapa parameter penting yang akan peneliti fokuskan yaitu:

1. Mengetahui potensi dalam melakukan EOR di *tight reservoir* dengan metode injeksi CO<sub>2</sub> terhadap *recovery factor* dengan parameter *well spacing* dan dengan *hydraulic fracturing*.
2. Penelitian ini diharapkan dapat menjadi acuan penelitian selanjutnya tentang EOR di *tight reservoir*

### 1.4 Batasan Masalah

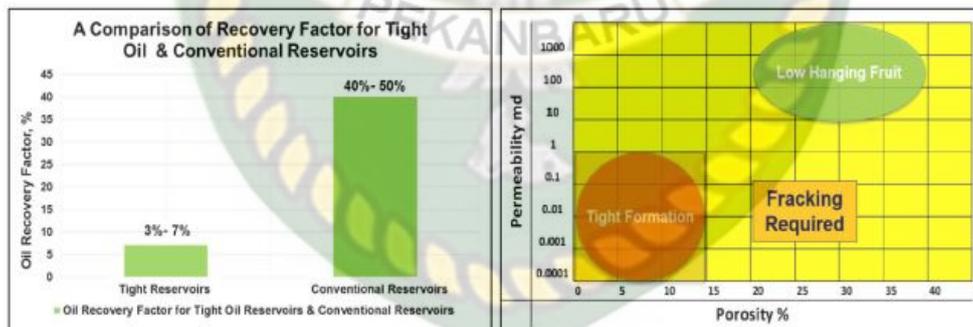
Untuk mendapatkan hasil penelitian yang lebih terarah dan tidak menyimpang dari tujuan penelitian yang dimaksud, maka penelitian ini hanya membatasi mengenai beberapa hal sebagai berikut:

1. Penelitian menggunakan simulator *Computer Modelling Group (CMG)*
2. Hanya menggunakan satu model lapangan reservoir yang berkarakteristik *tight reservoir*.
3. Metode EOR gas yang digunakan yaitu CO<sub>2</sub>
4. Model reservoir yang terdiri dari komposisi batuan didapat dari grup CMG
5. Penelitian ini tidak membahas tentang keekonomian.

## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1 *Tight Oil Reservoir*

*Tight reservoir* mengacu pada minyak yang terakumulasi di *sandstone* yang ketat dan reservoir karbonat yang ketat dengan permeabilitas matriks lapisan penutup kurang dari atau sama dengan 0,1 mD dan pada umumnya mempunyai porositas matrix yang rendah berkisar 3% - 10%, *Total Organic Carbon* (TOC) lebih tinggi dari 1%, kematangan termal 0,6 - 1,3%, dan  $^{\circ}$ API lebih dari 40 (Kulga et al., 2018) (Zheng et al., 2020) (Sheng, 2017). Permeabilitas dan porositas yang rendah pada reservoir akan membuat mobilitas minyak yang rendah dan tekanan reservoir dipengaruhi oleh rekahan yang ada disekitarnya yang membuat tingkat produksi awal yang tinggi akan cepat menurun seiring waktu. Oleh karena itu, pemulihan minyak secara primer akan tetap rendah (Joslin et al., 2017). Produksi minyak akan sulit dilakukan hanya dengan menggunakan metode yang konvensional karena dua alasan : (1) akan terjadi *water fingering*, *overriding* dan *channeling* terjadi akibat perbedaan viskositas antara air dan minyak, dan (2) air sulit untuk diinjeksikan kedalam *tight reservoir* karena gradien tekanan dan permeabilitas yang rendah (Zhou et al., 2019).



**Gambar 2.1** Perbedaan *Recovery factor* Antara *Tight reservoir* Dengan Reservoir yang Konvensional (Mansour et al., 2017)

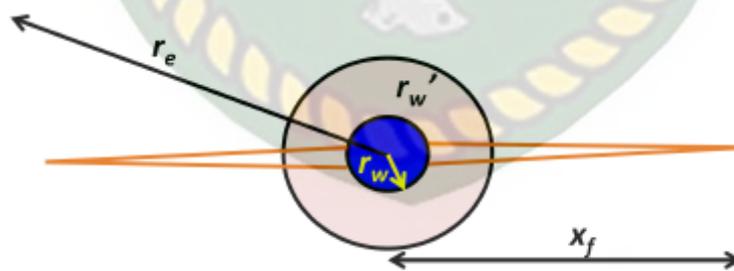
.Dalam melakukan pengembangan di *unconventional reservoir* tetap dihadapkan pada empat kesulitan yaitu penurunan produksi secara *natural* yang cepat yang disebabkan oleh energi dari formasi yang lemah, hasil “*non-sweet spot*” yang rendah, sulitnya cara dalam pengembangan karena biaya kontruksi sumur yang cukup tinggi sedangkan harga minyak yang rendah secara berkelanjutan, dan kesulitan rekontruksi lubang sumur untuk rekahan dengan biaya rendah karena

banyaknya perforasi yang tersebar di seluruh lubang sumur horizontal (Lei et al., 2018). Pada penelitian (Prasun & Ghalambor, 2018) simulasi dengan menggunakan simulator IMEX pernah dilakukan pada *tight reservoir* dengan nilai permeabilitas 0.01, porositas 0.1 menerapkan *hydraulic fracturing* dengan *half length* 300 ft dan *fracture spacing* 50 ft menghasilkan penurunan *recovery* minyak akan lebih lama dengan menaikkan nilai *half length* (310 ft)

## 2.2 *Hydraulic fracturing pada Tight reservoir*

Karena karakteristik yang ketat maka melakukan penanganan stimulasi *hydraulic fracturing* melalui sumur horizontal atau *multilateral* diperlukan untuk dapat memulihkan volume minyak yang ekonomis yang bertujuan untuk meningkatkan komunikasi area reservoir yang terhubung ke sumur bor (Holditch, 2006). Tetapi jarak *fracture* yang lebih kecil, atau panjang lateral yang lebih panjang tidak selalu menjamin kesuksesan jangka panjang. Faktanya, faktor pemulihan minyak biasanya lebih rendah dari 10% di sebagian besar penurunan yang cepat tingkat produksi sangat umum terjadi (Sheng, 2015). Saat ini cara terbaik untuk memproduksi minyak pada *tight reservoir* melalui pengurusan tahap awal yaitu dengan dilakukannya pemboran secara horizontal dan diterapkan *fracture hydraulic* bertingkat (*multistages*).

*Hydraulic fracturing* akan merekahkan batuan sehingga terjadi pelebaran radius wellbore ( $r_w$ ) menjadi  $r_w'$



**Gambar 2.2** Radius Efektif Lubang Bor,  $r_w'$  (Rahim et al., 2014)

Berikut adalah hukum *darcy*:

$$q = \frac{K h (P - P_{wf})}{B_o \mu_o [\ln(re/r_w) + S]} \dots \dots \dots \text{Persamaan 2.1}$$

Keterangan :

q	: Laju alir fluida, stb/day
K	: Permeabilitas reservoir, mD
h	: Tebal reservoir, ft
P	: Tekanan reservoir, psi
P <sub>wf</sub>	: Tekanan alir sumur, psi
B <sub>o</sub>	: <i>Formation volume factor of oil</i> , bbl/Stb
μ <sub>o</sub>	: Viskositas minyak, cp
r <sub>e</sub>	: radius reservoir, ft
r <sub>w</sub>	: radius sumur, ft
S	: <i>Skin</i>

Berdasarkan Gambar 2.2, pelebaran *radius wellbore* ( $r_w'$ ) dimana  $X_f$  adalah *half length*. Berdasarkan konsep *fracturing* yang menjalarkan rekahan hingga ke zona reservoir maka akan memperpanjang nilai  $X_f$ . Sehingga jika nilai  $X_f$  semakin besar maka nilai  $r_w'$  semakin besar juga. Dan jika  $r_w$  pada persamaan *darcy* diganti dengan  $r_w'$  yang lebih besar dengan paramater lainnya konstan maka nilai  $q$  akan bertambah. *Hydraulic fracturing* juga bisa merubah nilai *skin* menjadi lebih kecil atau bahkan minus, jika nilai *skin* menjadi kecil atau bahkan minus maka nilai  $q$  akan semakin besar (Rahim et al., 2014) (Prasetyo, 2020). Pada lapangan Khaleel yang mempunyai nilai permeabilitas yang rendah dan tidak dilakukan *hydraulic fracturing* pada tahap produksi *primary* hanya mendapatkan *recovery factor* sebesar 5%, maka dari itu *hydraulic fracturing* dilakukan untuk meningkatkan kontak antara reservoir dan lubang sumur (Al Kalbani et al., 2018)

### 2.3 *Enhanced Oil Recovery CO<sub>2</sub> Pada Tight reservoir*

Penelitian di laboratorium telah mengungkapkan potensi injeksi CO<sub>2</sub> di *tight reservoir*. Injeksi CO<sub>2</sub> sebagai teknik EOR didasarkan fakta bahwa (Teklu, 2015) (Wu et al., 2019) (Kurtoglu, 2007):

1. CO<sub>2</sub> dapat larut dalam minyak
2. Mengurangi viskositas minyak, viskositas minyak yang dijenuhi dengan CO<sub>2</sub> merupakan fungsi dari *temperature*, tekanan dan konsentrasi CO<sub>2</sub> yang terlarut

3. Menyebabkan *swelling* pada minyak, volume minyak akan *swelling* saat bersentuhan dengan CO<sub>2</sub>. Jumlah *swelling* akan meningkat dengan meningkatnya kelarutan CO<sub>2</sub>.
4. Merubah sifat wetabilitas menjadi *water wet*
5. Penurunan tegangan antar muka (IFT)
6. Perbaikan permeabilitas dengan efek pengasaman dikarenakan sifat gas CO<sub>2</sub> yang sedikit asam, CO<sub>2</sub> dapat bereaksi dengan air membentuk asam karbonat seperti yang ditunjukkan pada hubungan kesetimbangan:



Penelitian yang sudah pernah dilakukan menggunakan simulasi kposisiional pada *tight oil reservoir* dengan metode injeksi CO<sub>2</sub> WAG. Permeabilitas sebesar 0,62 sampai 0,41 mD dengan melakukan *hydraulic fracturing half length* nya 225 ft disumur horizontal *well spacing* 650 ft panjang lateral sumur 3650 ft untuk meningkatkan *sweep efficiency* yang baik dengan parameter yang dilihat adalah efek *slug size* dari CO<sub>2</sub>, *WAG ratio*, dan *cycle length*. Mendapatkan *recovery* dari melakukan WAG pada *tight reservoir* sebesar 20%.

#### 2.4 Tekanan Tercampur *Minimum*

Proses injeksi CO<sub>2</sub> dapat dibagi menjadi dua kategori yaitu *miscible displacement* dan *immiscible displacement* yang itu bergantung pada komponen minyak mentah, kondisi reservoir, dan tekanan injeksi. Ketika tekanan injeksi lebih besar dari tekanan tercampur *minimum* (MMP), CO<sub>2</sub> diintegrasikan sepenuhnya dengan minyak mentah yang menyebabkan hilangnya tekanan permukaan dan tekanan kapiler minyak mentah atau CO<sub>2</sub>, sehingga saturasi minyak berkurang, dan proses ini disebut *miscible displacement*. Ketika tekanan injeksi lebih rendah dari MMP, bagian dari CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan berinteraksi dengan minyak mentah, efek ekstraksi dihasilkan, dan proses ini dinamai *immiscible displacement* dengan karakteristik faktor pemulihan relatif rendah (Du et al., 2020). Maka Untuk mencapai proses pemulihan minyak yang bercampur, tekanan reservoir perlu dipertahankan di atas MMP. Dalam proses nya CO<sub>2</sub> dan minyak yang terperangkap akan menjadi larut sepenuhnya dan CO<sub>2</sub> akan mengekstraksi hidrokarbon ringan dan menengah dari fase minyak, dan tegangan antarmuka akan menjadi nol dan

tekanan kapiler akan menghilang, menghasilkan fase minyak dan fase CO<sub>2</sub> yang mengandung beberapa komponen hidrokarbon yang diekstraksi menjadi satu dan mengalir lebih mudah melalui media berpori (Yu et al., 2015)

## 2.5 *State of the Art*

EOR injeksi CO<sub>2</sub> dengan *huff and puff* dilakukan pada *low permeability* dengan permeabilitas 1-26,2 mD. Parameter yang dianalisa yaitu *soaking time* dan siklus injeksi. Hasil dari skenario *soaking time* menunjukkan kondisi optimal terjadi dalam 21 hari. Dan nilai *recovery factor* yang didapat mencapai 22,96% dari *primary recovery* menghasilkan kenaikan 5,82% (Abdurahman et al., 2019)

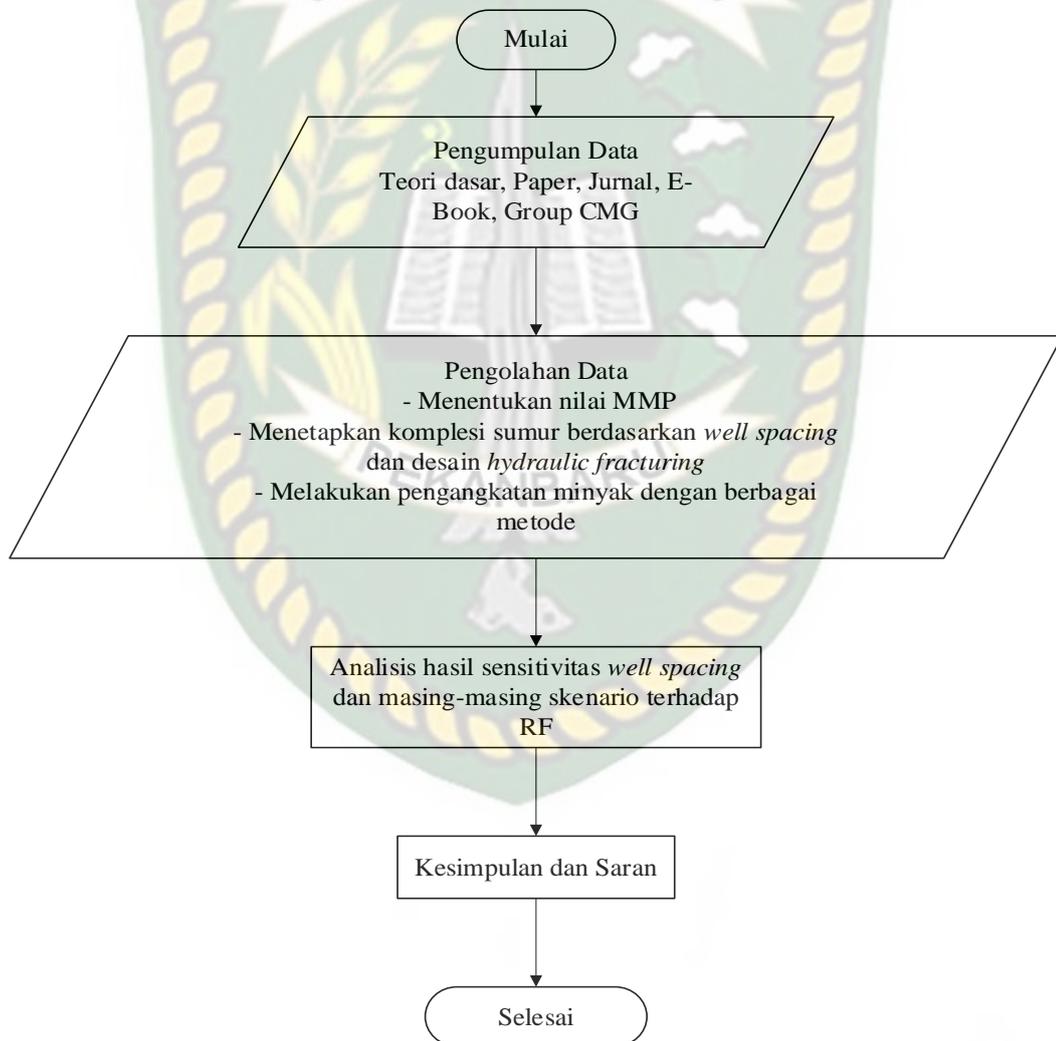
Metode EOR dilakukan di lapangan Bakken dengan cara *natural flow*, *waterflood*, *immiscible-N<sub>2</sub>* dan *miscible-CO<sub>2</sub>*. Dengan parameter *well spacing*, *hydraulic fracturing* dan *hydraulic fracture half length*. *Well spacing* yang dilakukan pada *tight reservoir* berada pada 300 m (984 ft), 450 m (1476 ft), dan 600 m (1968 ft), yang paling baik untuk diterapkan injeksi CO<sub>2</sub> pada *tight reservoir* berada pada *well spacing* 300 m (984 ft) dengan panjang *half length* 120 m (394 ft) (Joslin et al., 2017)

Dalam penelitian menggunakan simulasi reservoir pada formasi Texas Timur yang *tight reservoir*, untuk mencari optimum *recovery* dan ekonomis. Parameter yang dibahas adalah jarak antara sumur yaitu 1000 ft sampai 2500 ft dengan kelipatan 500 ft. dan dihasilkan jarak sumur sekitar 2000 ft menjadi yang paling optimal (Malayalam et al., 2016).

## BAB III METODOLOGI PENELITIAN

### 3.1. Uraian Metode Penelitian

Penelitian tugas akhir ini berjudul “Potensi Injeksi CO<sub>2</sub> pada *Tight reservoir* di Sumur Horizontal Menggunakan Simulasi Reservoir”. Data yang digunakan dalam penelitian Tugas Akhir merupakan data sekunder yang didapatkan dari data CMG, *paper*, jurnal, thesis, atau disertasi yang sudah diteliti sebelumnya. Sedangkan metode yang digunakan adalah studi simulasi dan data tersebut kemudian disimulasikan menggunakan *software* komersil yaitu CMG (*Computer Modelling Group*).



**Gambar 3.1** Diagram Alir Tugas Akhir

### 3.2. Data-data yang Dibutuhkan

Adapun data-data yang dibutuhkan adalah sebagai berikut:

#### 3.2.1 EOS Modelling Winprop (Komposisi Fluida)

Data EOS *modelling* didapatkan dari *paper* yang membahas tentang komposisi *fluida tight reservoir* di Bakken, Kanada Barat adalah sebagai berikut:

**Tabel 3.1** Properti Fluida Lapangan Bakken

Komposisi	Fraksi Mol
N <sub>2</sub> -C1	0.255
CO <sub>2</sub>	0.04
H <sub>2</sub> S-C3	0.16
C4-C6	0.13
C7-C14	0.23
C15-C29	0.12
C30 <sup>+</sup>	0.065
Total	1

Sumber : (Joslin et al., 2017)

#### 3.2.2 Data Reservoir

Data reservoir didapatkan dari *paper* yang membahas tentang kondisi *tight reservoir* di Bakken, Kanada Barat adalah sebagai berikut

**Tabel 3.2** Karakteristik Reservoir Lapangan Bakken

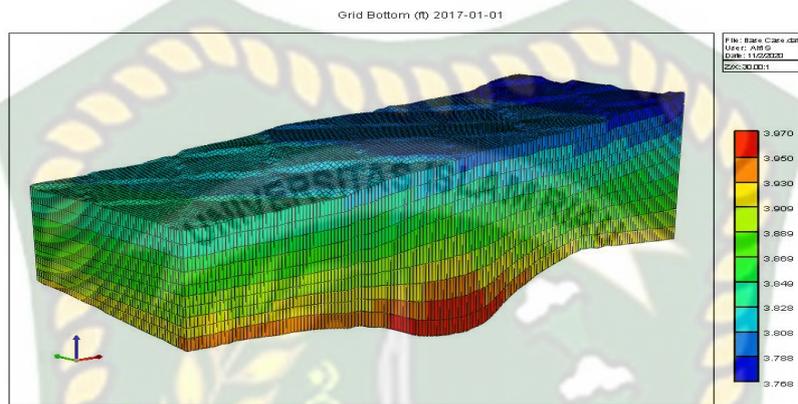
Data Reservoir		
Jenis Formasi	<i>Tight Sandstone</i>	
Tekanan inisial (Pi)	2520	psi
Temperatur Reservoir (T)	127	<sup>0</sup> F
Tekanan <i>Bubble Point</i> (Pb)	2450	psi
<i>Kompresibilitas batuan</i>	5E-06	psi <sup>-1</sup>
Total kedalaman	3773	ft
Viskositas ( $\mu$ )	0,63	cp
GOR	730	scf/STB
Densitas minyak ( $\rho_o$ )	52.1	Lbm/ft <sup>3</sup>

Sumber : (S.M. Ghaderi, SPE et al., 2012)

### 3.2.3 Model Reservoir

Permodelan yang dilakukan dalam penelitian ini dilakukan menggunakan *software* CMG, sumber model diperoleh dari *group* CMG terdapat pada Lampiran I.

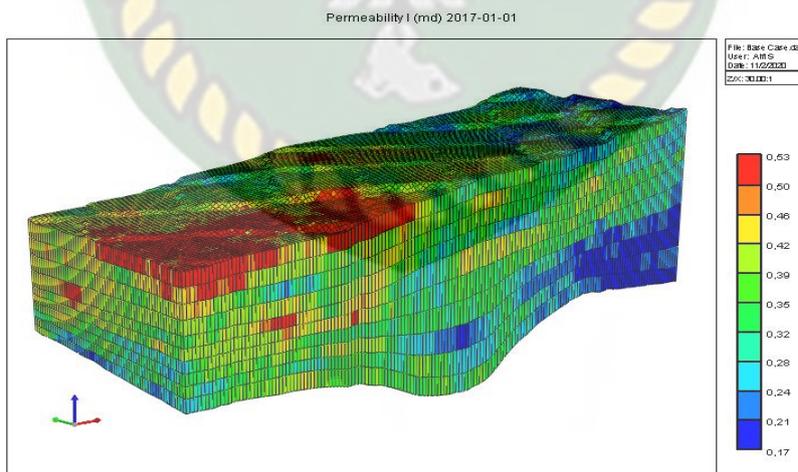
#### 1. Reservoir *Sector Model*



**Gambar 3.2** Model Reservoir *Sector Model*

Permodelan simulasi lapangan Bakken ini adalah model reservoir dengan karakteristik batuan *tight sandstone*, memiliki jumlah layer 10 dengan jumlah *grid cell* 160 x 60 x 10 total blok 179.300, ukuran satu *grid* dengan Panjang dan lebar 82 ft dengan total kedalaman 3773 ft dan total lebar area 13120 ft.

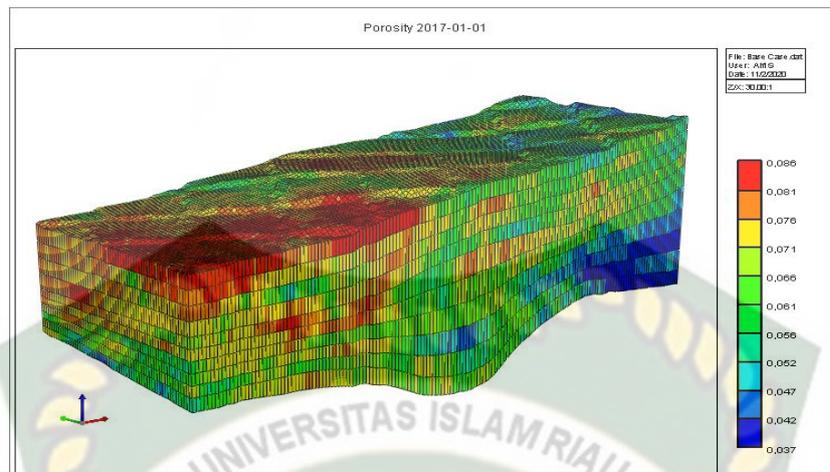
#### 2. Permeabilitas



**Gambar 3.3** Persebaran Permeabilitas

Persebaran permeabilitas termasuk heterogen berkisar antara 0,17 mD sampai dengan 0,53 mD, namun rata-rata permeabilitas sebesar 0,33 mD.

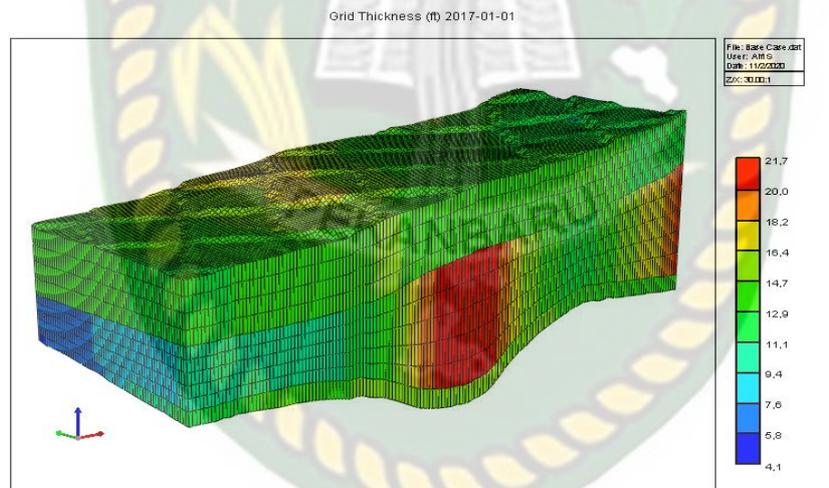
### 3. Porositas



**Gambar 3.4** Perebaran Porositas

Persebaran porositas berkisar antara 0,037 sampai dengan 0,086, namun rata-rata porositas nya sebesar 0,06

### 4. Ketebalan dari masing-masing layer



**Gambar 3.5** Ketebalan Layer

### 3.3. Pengukuran MMP

Pengukuran MMP dalam studi ini dilakukan dengan menggunakan metode persamaan keadaan (EOS) menggunakan *winprop*. Komposisi minyak yang digunakan yaitu komposisi *fluida tight reservoir* pada tabel 3.1 dengan tekanan 2520 psi dan temperature 127°F yang berada di Bakken Canada. Persamaan keadaan yang digunakan adalah persamaan Peng-Robinson (1978). Minyak diperlukan sebagai komponen primer dan gas CO<sub>2</sub> sebagai komponen sekunder. Metode EOS yang digunakan merupakan *tool* yang tersedia dalam *CMG Software*

yaitu winprop versi 2015. Tahapan pengerjaan sebagai berikut (Muslim & Permadi, 2015):

1. Masukkan data komposisi minyak
2. Sesuaikan tekanan dan temperature reservoir dengan data lapangan
3. Gunakan komposisi injeksi CO<sub>2</sub> dengan tingkat kemurnian 99,99%
4. Setelah dilakukan *running*, keluaran yang diperoleh adalah besaran MMP berdasarkan komposisi minyak dan temperatur yang telah ditentukan

#### 3.4. Skenario Produksi Minyak (*Well spacing dan Hydraulic fracturing*)

Berdasarkan penelitian (Malayalam et al., 2016) yang sudah pernah dilakukan *well spacing* optimum pada *tigh reservoir* adalah berkisar antara 1000 ft sampai dengan 2500 ft. Pada penelitian (Joslin et al., 2017) *well spacing* yang dilakukan pada *tight reservoir* berada pada *well spacing* 300 m (984 ft), 450 m (1476 ft), dan 600 m (1968 ft), yang paling baik untuk diterapkan injeksi CO<sub>2</sub> pada *tight reservoir* berada pada *well spacing* 300 m (984 ft) dengan panjang *half length* 120 m (394 ft). Semua akan dilakukan secara *trial and error* untuk mendapatkan hasil yang terbaik sesuai tingkat sensitivitasnya. Dan pada penelitian kali ini penetapan *well spacing* dilakukan pada jarak 1066 ft, 1558 ft, dan 2050 ft, untuk dilihat hasil dari sensitivitas nya terhadap perolehan minyak atau *recovery factor* dan akan diketahui seberapa besar potensi injeksi CO<sub>2</sub>. Dikarenakan karakteristik *tight reservoir*, maka melakukan penanganan stimulasi *hydraulic fracturing* melalui sumur horizontal atau *multilateral* diperlukan untuk mendapatkan *recovery* minyak yang ekonomis (Malayalam et al., 2016) (S.M. Ghaderi, SPE et al., 2012). Penentuan *hydraulic fracturing* juga akan dilakukan yaitu mempertimbangkan nilai *half length*, dan *fracture spacing* sesuai konsep FCD. Pada penelitian yang sudah pernah dilakukan di *tight gas* Texas Timur (Prasun & Ghalambor, 2018) nilai *half length* yang optimum pada penelitiannya adalah 300 ft. maka pada penelitian kali ini *half length* pada *hydraulic fracturing* dilakukan pada 250 ft dan 400 ft.

**Tabel 3.3** Skenario Produksi Minyak

No	<i>Well spacing</i> 1066 ft (7 Sumur Horizontal)	<i>Well spacing</i> 1558 ft (5 Sumur Horizontal)	<i>Well spacing</i> 2050 ft (5 Sumur Horizontal)
1	<i>Natural Depletion</i>		
2	<i>Waterflood</i> dilanjutkan injeksi CO <sub>2</sub>		
3	Injeksi CO <sub>2</sub>		
4	Injeksi CO <sub>2</sub> dilanjutkan <i>Waterflood</i>		

Dari empat skenario produksi diatas dengan masing-masing *well spacing* yang berbeda akan diketahui seberapa besar potensi injeksi CO<sub>2</sub> dilihat dari hasil pendapatan minyak atau *recovery factor*.

### 3.5. Tempat Penelitian

Penelitian ini dilakukan di laboratorium simulasi reservoir Teknik Perminyakan **Universitas Islam Riau, Pekanbaru**

### 3.6. Rencana Kegiatan

Berikut adalah rencana kegiatan Tugas Akhir yang dilakukan selama 4 bulan dari tanggal 01 Agustus 2020 – 30 November 2020 di laboratorium simulasi reservoir Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.

**Tabel 3.4** Jadwal Penelitian Tugas Akhir

Kegiatan	Agustus				September				Oktober				November			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Pendalaman Materi	■	■	■	■												
Pengumpulan Data					■	■	■	■								
Membuat model fluida di winprop							■									
Menentukan nilai MMP								■								
Pembuatan Skenario dengan kompleks sumur									■	■	■	■	■			
Analisa Hasil Kumulatif Minyak														■		
Penyusunan Laporan															■	■

## BAB IV PEMBAHASAN

Dalam hadits riwayat Ibnu Majah dijelaskan :

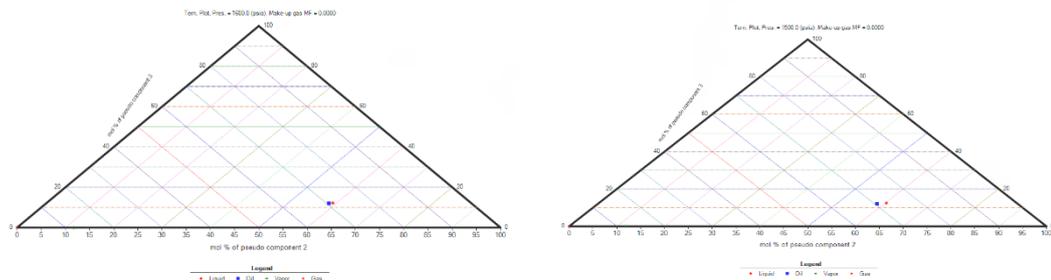
طَلَبُ الْعِلْمِ فَرِيضَةٌ عَلَى كُلِّ مُسْلِمٍ

“Menuntut ilmu itu wajib bagi setiap Muslim”

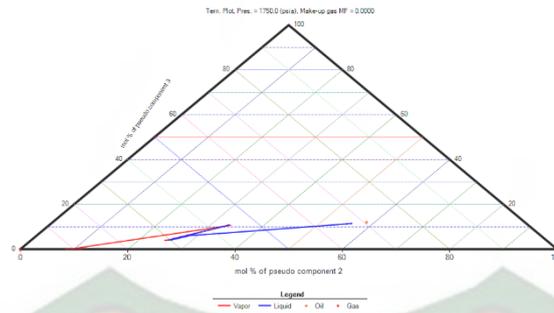
Maka dari itu, penelitian ini didasari ilmu pengetahuan yang semakin berkembang bahkan teknologi yang semakin pesat. Begitu juga dalam perkembangan memproduksi minyak pada lapangan *unconventional*, salah satu teknologi dan ilmu pengetahuan dalam teknik perminyakan untuk melakukan produksi minyak dengan permodelan *tight reservoir* dilakukan dengan bantuan *software* simulasi reservoir, kemudian model tersebut diinput kedalam *simulator*.

### 4.1 Penentuan Nilai MMP

Penentuan nilai *Minimum Miscibility Pressure* (MMP) yang diperlukan agar gas injeksi CO<sub>2</sub> dan minyak dapat tercampur pada kondisi reservoir. Oleh karena itu akan dapat direncanakan injeksi CO<sub>2</sub> tercampur sehingga memberikan tingkat perolehan yang maksimal. Proses *miscibility* yang dihasilkan dapat dilihat pada Gambar 4.1 dan 4.2. dengan dilakukannya injeksi gas CO<sub>2</sub>, sebagian komponen minyak diekstrak oleh CO<sub>2</sub>, proses ini dinamakan *vaporizing mechanism*. Pada Gambar 4.1 menunjukkan zona atau area 2 fasa yang belum terjadi *miscible* antara fasa gas dan fasa liquid tersebut, ini artinya tekanan harus dinaikkan kembali agar terjadi *miscible* yaitu percampuran antara 2 fasa menjadi 1 fasa. Dapat dilihat bahwa nilai MMP baru dapat terjadi keadaan *miscible* pada tekanan 1750 psi Gambar 4.2 dimana fasa gas dan fasa liquid menjadi satu fasa atau area 2 fasa sudah tidak terbentuk saat *miscible* sudah terjadi (Muslim & Permadi, 2015)



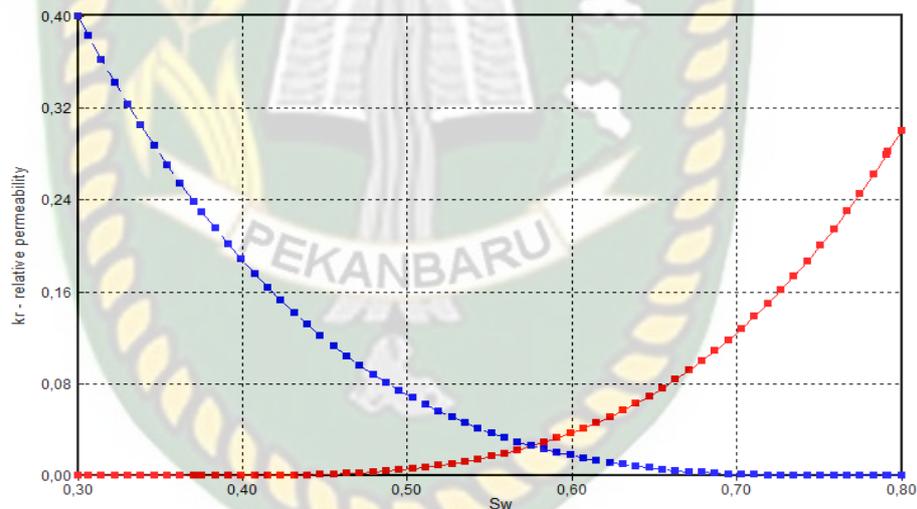
**Gambar 4.1** Diagram Terner Kondisi Fluida pada Tekanan 1500 psi dan 1600 psi



**Gambar 4.2** Diagram Terner Kondisi Fluida pada Tekanan 1750 psi

#### 4.2 Reservoir Modelling

Dari reservoir *modelling* yang sudah ada maka akan dilakukan *import* data PVT yang sudah dilakukan sebelumnya untuk mendapatkan komposisi *fluida* yang memenuhi reservoir. Sifat *wettable* yang didapat adalah *water wet* dapat dilihat dari Gambar 4.3, nilai saturasi air berada pada perpotongan 0.57. jika nilai  $sw$  lebih besar dari 0.50 maka batuan bersifat *water wet* (Ahmed, 2007)



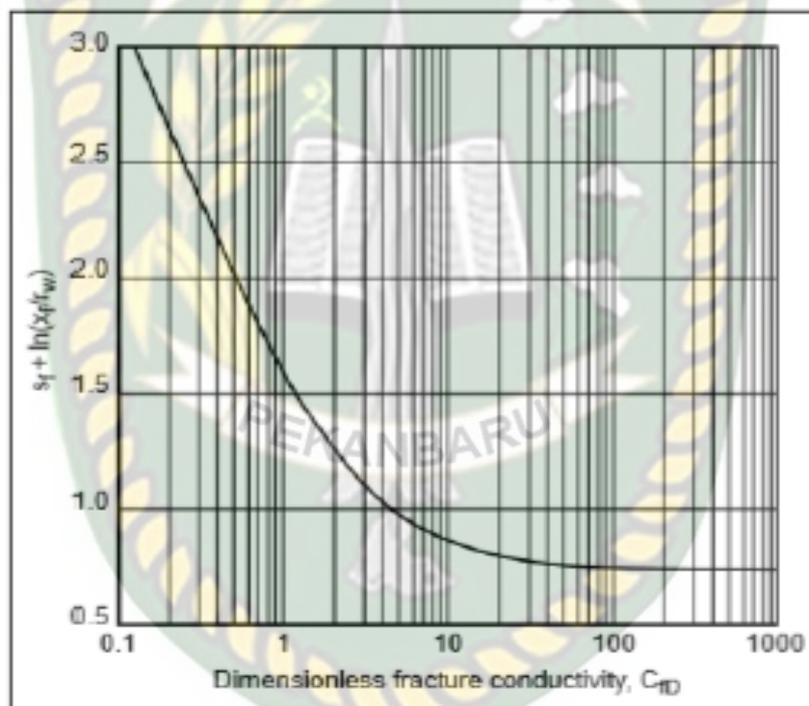
**Gambar 4.3** Grafik  $kr$  vs  $sw$

Dalam penentuan pembuatan *well spacing* dan *hydraulic fracturing* dilakukan secara *trial and error* namun sesuai dengan konsep FCD. Berdasarkan sensitivitasnya melihat pada penelitian sebelumnya yang pernah dilakukan diformasi *tight gas* Texas Timur memodelkan empat sumur dengan jarak dari 1000 ft sampai 2500 ft dengan kelipatan 500 ft, panjang lateral 5000 ft dengan 12, 14 dan 16 stages *fract* dengan *pattern direct line drive* (Malayalam et al., 2016). Pada penelitian (Joslin et al., 2017) *well spacing* yang dilakukan pada *tight reservoir* berada pada *well spacing* 300 m (984 ft), 450 m (1476 ft), dan 600 m (1968 ft),

yang paling baik tuntut diterapkan injeksi CO<sub>2</sub> pada *tight reservoir* berada pada *well spacing* 300 m (984 ft) dengan panjang *half length* 120 m (394 ft). Dan pada hasil penelitian kali ini memodelkan tiga jarak sumur yang berbeda yaitu 1066 ft, 1558 ft dan 2050 ft, dengan Panjang lateral 3280 ft menggunakan 14 dan 11 *stages fracture*. Penentuan dalam melakukan *hydraulic fracturing* ditentukan menurut konsep FCD (*Dimensionless Fracture Conductivity*) yaitu dengan persamaan:

$$FCD = \frac{\text{Propant Permeability} \times \text{Fracture Width}}{\text{Formation Permeability} \times \text{Fracture Length}} \dots\dots\dots \text{Persamaan 4.1}$$

Dari korelasi FCD terhadap *skin* pada Gambar 4.4 menurut *Cinco-ley* menandakan bahwa semakin besar nilai FCD maka semakin kecil nilai *skin*



**Gambar 4.4** Korelasi FCD Terhadap *Skin* (Cinco-Ley & Samaniego-V, 2004)

Detail kompleksi sumur yang meliputi perforasi sumur dan penentuan *hydraulic fracturing* sebagai berikut:

#### 4.2.1 Kompleksi Sumur Dengan *Well spacing* 1066 ft

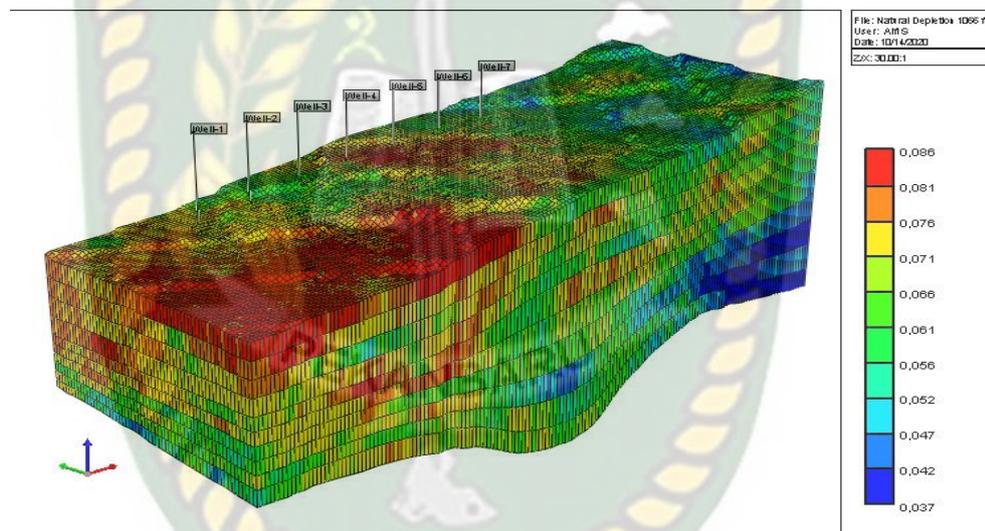
##### 1. Perforasi

Pembuatan sumur jarak 1066 ft dilakukan dengan jumlah 7 sumur horizontal dengan panjang lateral 3280 ft jarak antara sumur 1 dengan sumur ke 7 yaitu 6296

ft yang nanti pada saat dilakukan injeksi *waterflood* dan EOR tiga sumur akan dijadikan sumur injeksi yaitu sumur 2, 4 dan 6 dengan *pattern direct line drive*.

**Tabel 4.1** Perforasi *Well spacing* 1066 ft

Perforasi <i>Well spacing</i> 1066 ft			
Well	X	Y	Z
1	30	10:50	6
2	43	10:50	6
3	56	10:50	6
4	69	10:50	6
5	82	10:50	6
6	95	10:50	6
7	108	10:50	6



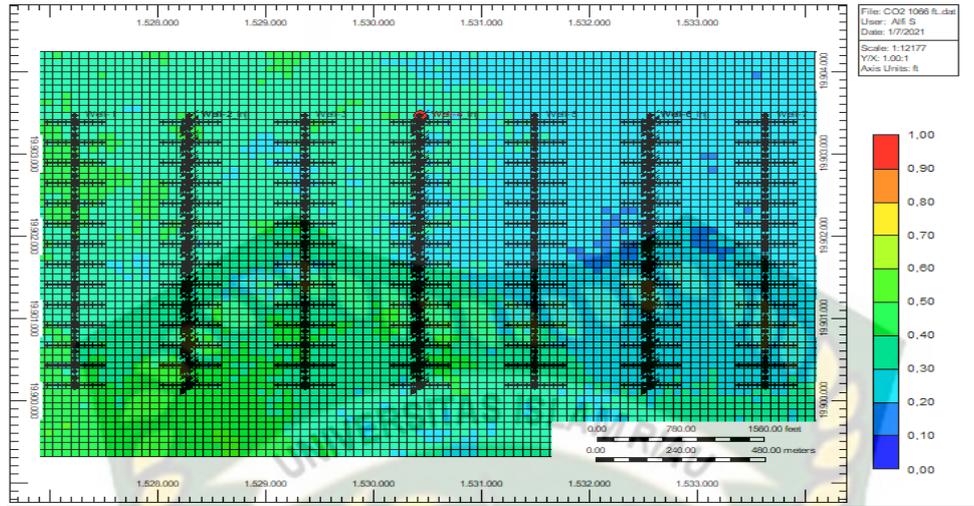
**Gambar 4.5** Tampilan Perforasi Sumur pada *Well spacing* 1066 ft Dengan Persebaran Porositas

## 2. *Hydraulic fracturing*

Untuk membuat jalur aliran di *tight reservoir* maka butuh dilakukan *hydraulic fracturing* yang dilakukan di sepanjang lateral sumur horizontal (S.M. Ghaderi, SPE et al., 2012). Spesifikasi *hydraulic fracturing* untuk sumur dengan *well spacing* 1066 ft sebagai berikut:

- a) *Fracture width* = 3 ft
- b) *Half length* = 250 ft
- c) *Fracture spacing* = 250 ft

d) Stage = 14 stages



**Gambar 4.6** Tampilan Sumur Setelah Dilakukan *Hydraulic fracturing* pada *Well spacing 1066 ft*

Dari hasil *hydraulic fracturing* yang dilakukan maka permeabilitas reservoir yang berada di daerah *fracture* terbentuk sampai 49 mD, dapat dilihat pada Lampiran II.

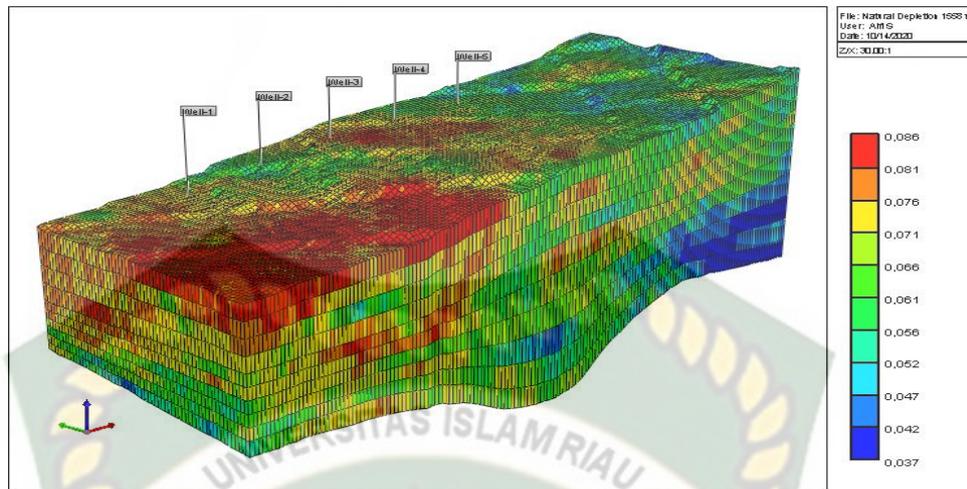
**4.2.2 Kompleksi Sumur Dengan *Well spacing 1558 ft***

1. Perforasi

Pembuatan sumur jarak 1558 ft dilakukan dengan jumlah 5 sumur horizontal dengan panjang lateral 3280 ft jarak antara sumur 1 dengan sumur ke 5 yaitu 6232 ft yang nanti pada saat dilakukan injeksi *waterflood* dan EOR dua sumur akan dijadikan sumur injeksi yaitu sumur 2, dan 4 dengan *pattern* yang sama yaitu *direct line drive*.

**Tabel 4.2** Perforasi *Well spacing 1558 ft*

<b>Perforasi <i>Well spacing 1558 ft</i></b>			
<i>Well</i>	X	Y	Z
1	30	10:50	6
2	49	10:50	6
3	68	10:50	6
4	87	10:50	6
5	106	10:50	6



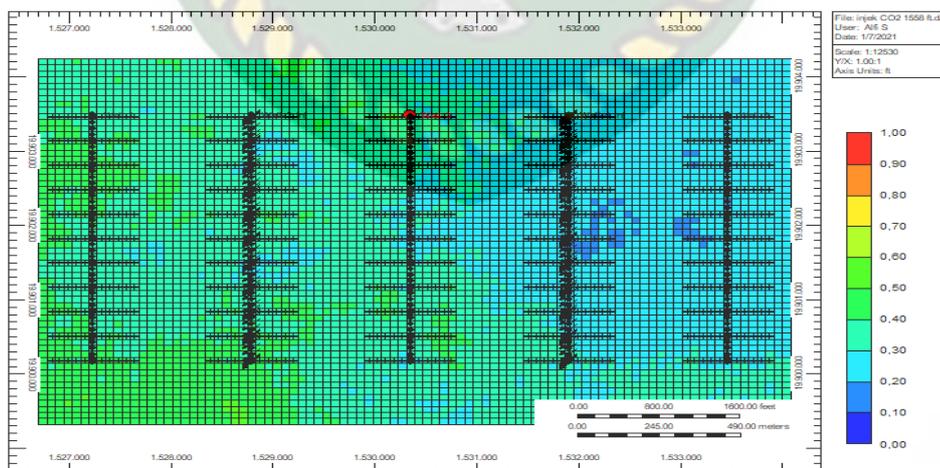
**Gambar 4.7** Tampilan Perforasi Sumur pada *Well spacing* 1558 ft Persebaran Porositas

Dengan

## 2. Hydraulic fracturing

Untuk membuat jalur aliran *fluida* di *tight reservoir* maka butuh dilakukan *hydraulic fracturing*, dilakukan di sepanjang lateral sumur horizontal (S.M. Ghaderi, SPE et al., 2012). Spesifikasi *hydraulic fracturing* pada sumur dengan *well spacing* 1558 ft sebagai berikut:

- a) *Fracture Width* = 3 ft
- b) *Half length* = 400 ft
- c) *Fracture spacing* = 350 ft
- d) *Stage* = 11 *stages*



**Gambar 4.8** Tampilan Sumur Setelah Dilakukan *Hydraulic fracturing* pada *Well spacing* 1558 ft

Dari hasil *hydraulic fracturing* yang dilakukan maka permeabilitas reservoir yang berada di daerah *fracture* terbentuk sampai 49 mD, dapat dilihat pada Lampiran III.

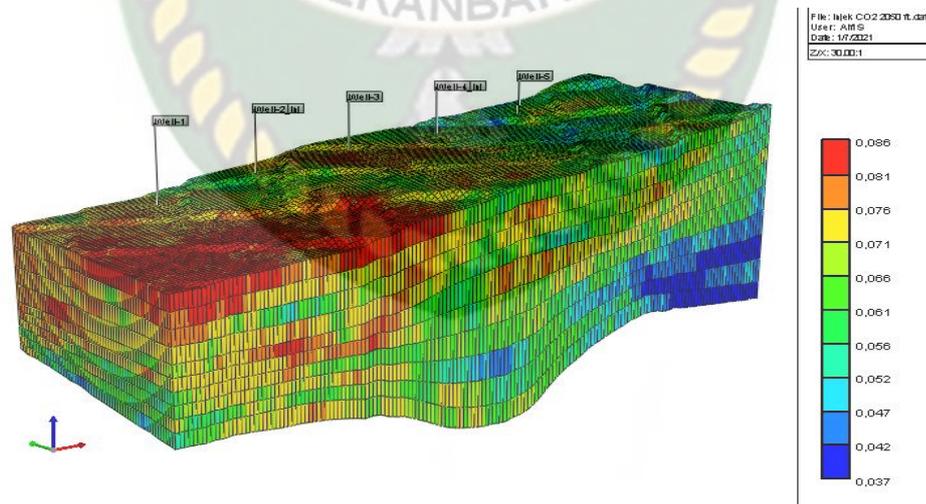
#### 4.2.3 Kompleksi Sumur Dengan *Well spacing* 2050 ft

##### 1. Perforasi

Pembuatan sumur jarak 2050 ft dilakukan dengan jumlah 5 sumur horizontal dengan panjang lateral 3280 ft jarak antara sumur 1 dengan sumur ke 5 yaitu 8200 ft yang nanti pada saat dilakukan injeksi *waterflood* dan EOR dua sumur akan dijadikan sumur injeksi yaitu sumur 2, dan 4 dengan *pattern* yang sama yaitu *direct line drive*

**Tabel 4.3** Perforasi *Well spacing* 2050 ft

Perforasi <i>Well spacing</i> 2050 ft			
Well	X	Y	Z
1	30	10:50	6
2	55	10:50	6
3	80	10:50	6
4	105	10:50	6
5	130	10:50	6



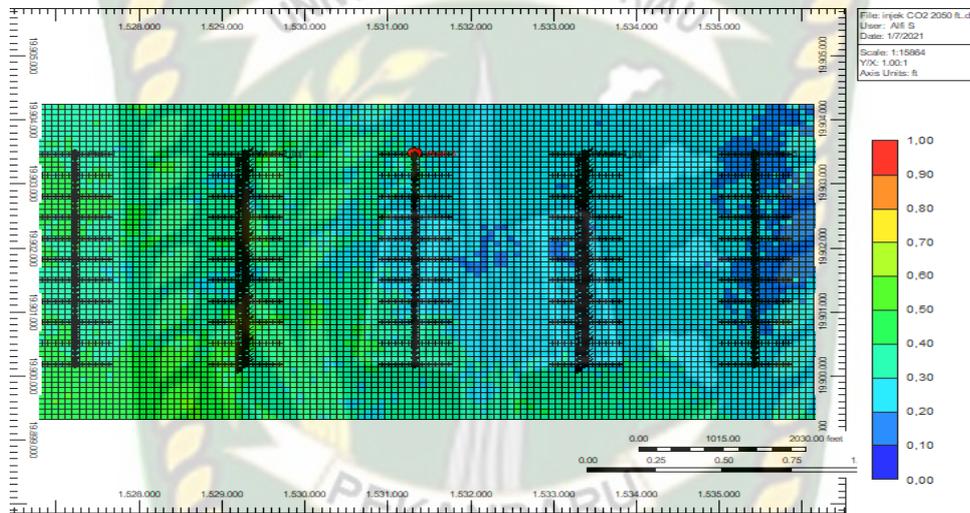
**Gambar 4.9** Tampilan Perforasi Sumur pada *Well spacing* 2050 ft Dengan Persebaran Porositas

Dengan

## 2. Hydraulic fracturing

Untuk membuat jalur aliran *fluida* di *tight reservoir* maka butuh dilakukan *hydraulic fracturing*, dilakukan di sepanjang lateral sumur horizontal (S.M. Ghaderi, SPE et al., 2012). Spesifikasi *hydraulic fracturing* pada sumur dengan *well spacing* 2050 ft sebagai berikut:

- a) *Fracture Width* = 3 ft
- b) *Half length* = 400 ft
- c) *Fracture spacing* = 350 ft
- d) *Stage* = 11 *stages*



**Gambar 4.10** Tampilan Sumur Setelah Dilakukan *Hydraulic fracturing* pada *Well spacing* 2050 ft

Dari hasil *hydraulic fracturing* yang dilakukan maka permeabilitas reservoir yang berada di daerah *fracture* terbentuk sampai 49 mD, dapat dilihat pada Lampiran IV.

### 4.3 Skenario *Natural Depletion*

Pada dasarnya *primary recovery* pada *tight reservoir* hanya mampu mengangkat minyak sebesar 5% sampai dengan 10% dari OOIP. Dengan skenario produksi *natural depletion* digunakan sebagai dasar untuk berbagai model skenario lainnya (Joslin et al., 2017). *Natural depletion* dilakukan mulai tanggal 01 Januari 2017 sampai dengan 01 Januari 2035. Sumur diopreasikan dengan *bottom hole pressure* 290 psi. Simulasi *natural depletion* dilakukan untuk melihat penurunan tekanan dan penurunan laju alir produksi minyak sehingga dapat diketahui kapan

harus dilakukan penginjeksian *waterflood* maupun CO<sub>2</sub>. Berikut hasil dari skenario *natural depletion* pada masing masing *well spacing*

#### **4.3.1 *Natural Depletion* pada *Well spacing* 1066 ft**

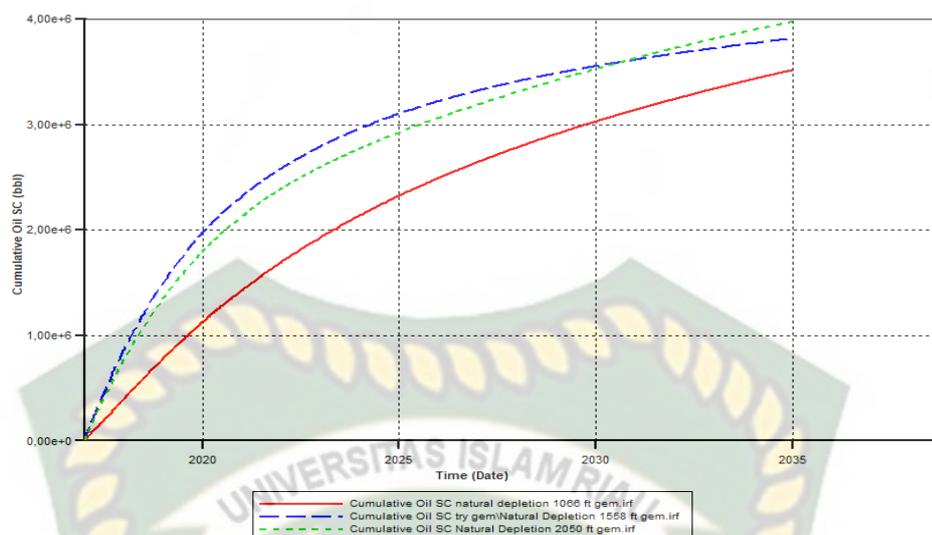
Dari produksi dengan *natural depletion* didapatkan hasil kumulatif minyak sebesar 3.515.080 bbl dari OOIP sebesar 42.784.700 bbl. *Natural depletion* hanya dapat mengangkat minyak sebesar 8,22 %. Melihat tekanan reservoir yang signifikan menurun pada tahun 2021 dapat dilihat pada Lampiran XIV, maka dari itu skenario selanjutnya yaitu injeksi fluida dapat diterapkan di awal tahun 2021 untuk menjaga tekanan dan meningkatkan produksi.

#### **4.3.2 *Natural Depletion* pada *Well spacing* 1558 ft**

Dari produksi dengan *natural depletion* didapatkan hasil kumulatif minyak sebesar 3.814.920 bbl dari OOIP sebesar 42.784.700 bbl. *Natural depletion* hanya dapat mengangkat minyak sebesar 8.92 %. Melihat tekanan reservoir yang signifikan menurun pada tahun 2021 dapat dilihat pada Lampiran XVIII, maka dari itu skenario selanjutnya yaitu injeksi fluida dapat diterapkan di awal tahun 2021 untuk menjaga tekanan dan meningkatkan produksi.

#### **4.3.3 *Natural Depletion* pada *Well spacing* 2050 ft**

Dari produksi dengan *natural depletion* didapatkan hasil kumulatif minyak sebesar 3,974,150 bbl dari OOIP sebesar 42.784.700 bbl. *Natural depletion* dapat mengangkat minyak sebesar 9.29%.. Melihat tekanan reservoir yang signifikan menurun pada tahun 2021 dapat dilihat pada Lampiran XXII, maka dari itu skenario selanjutnya yaitu injeksi fluida dapat diterapkan di awal tahun 2021 untuk menjaga tekanan dan meningkatkan produksi.



**Gambar 4.11** Hasil Kumulatif Minyak *Natural Depletion* terhadap *well spacing* 1066 ft, 1558 ft dan 2050 ft

Pada *natural depletion* yang menghasilkan kumulatif minyak terbanyak adalah dengan menggunakan *well spacing* 2050 ft dengan *half length* 400 ft, dapat menghasilkan minyak sebanyak 3.974.150 bbl dengan *recovery factor* 9,29%.

#### 4.4 Skenario *Waterflood* dilanjutkan Injeksi CO<sub>2</sub>

*Waterflood* dilakukan 4 tahun setelah *natural depletion*, dikarenakan tekanan reservoir dan laju produksi minyak pada tahun 2021 sudah mengalami penurunan yang signifikan. *Waterflood* dilakukan untuk menjaga tekanan dan melakukan *displace* minyak yang masih tertinggal didalam reservoir yaitu dimulai pada 01 Januari 2021 sampai dengan 01 Januari 2026 (5 tahun), dioperasikan pada *bottom hole pressure* 2610 psi dan *water rate injection* 36000 bbl/day. Injeksi CO<sub>2</sub> dimulai pada 01 Januari 2026 sampai 01 Januari 2035 (9 tahun), dioperasikan pada *bottom hole pressure* 2610 psi dan *gas rate injection* 202.100 ft<sup>3</sup>/day. Berikut adalah hasil dari skenario *waterflood* dilanjutkan injeksi CO<sub>2</sub>

##### 4.4.1 *Waterflood* dilanjutkan Injeksi CO<sub>2</sub> pada *Well spacing* 1066 ft

Dari produksi dengan metode *waterflood* dilanjutkan injeksi CO<sub>2</sub> *well spacing* 1066 ft didapatkan hasil kumulatif minyak sebesar 3.671.960 bbl dari OOIP 42.784.700 bbl. Sehingga metode ini dapat meningkatkan *recovery factor* dari 8.22% menjadi 8.58%, jadi hanya dapat menaikkan 0.37% *recovery* dari metode

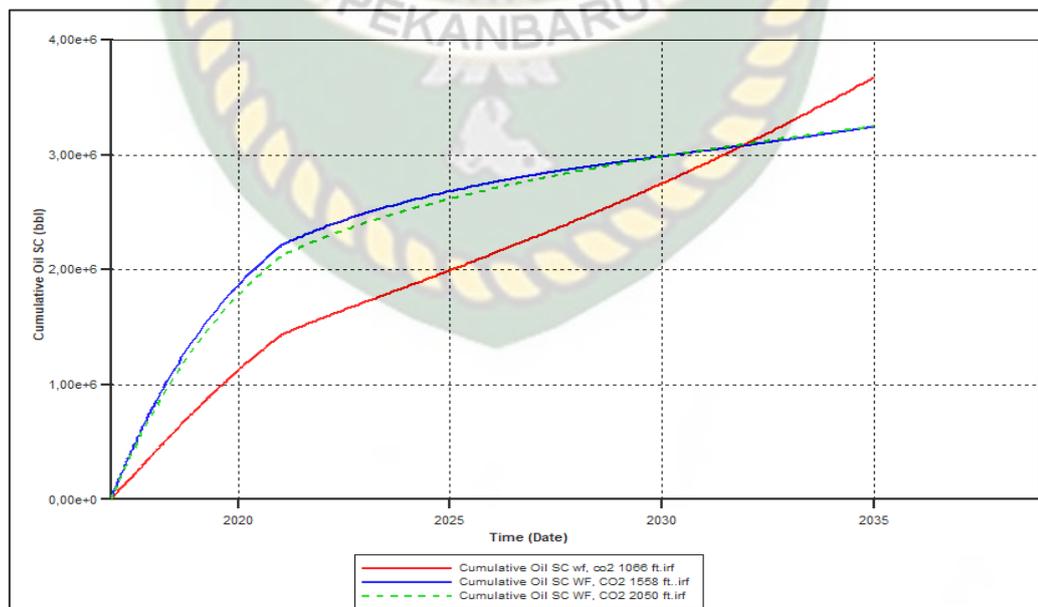
*primary*. Kumulatif air yang diinjeksikan selama 5 tahun sebanyak  $1,3755 \times 10^6$  bbl, dan kumulatif gas CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan selama 9 tahun sebanyak  $4,98897 \times 10^9$  ft<sup>3</sup>, dapat dilihat pada Lampiran V

#### 4.4.2 *Waterflood* dilanjutkan Injeksi CO<sub>2</sub> pada *Well spacing* 1558 ft

Dari produksi dengan metode *waterflood* dilanjutkan injeksi CO<sub>2</sub> *well spacing* 1558 ft didapatkan hasil kumulatif minyak sebesar 3.243.930 bbl dari OOIP 42.784.700 bbl dengan *recovery factor* 7,58% jadi tidak tadapat menaikkan *recovery* dari metode *primary*. Kumulatif air yang diinjeksikan selama 5 tahun sebanyak  $1,5577 \times 10^6$  bbl, dan kumulatif gas CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan selama 9 tahun sebanyak  $1,32926 \times 10^9$  ft<sup>3</sup>, dapat dilihat pada Lampiran VI

#### 4.4.3 *Waterflood* dilanjutkan Injeksi CO<sub>2</sub> pada *Well spacing* 2050 ft

Dari produksi dengan metode *waterflood* dilanjutkan injeksi CO<sub>2</sub> *well spacing* 2050 ft didapatkan hasil kumulatif minyak sebesar 3.248.980 bbl dari OOIP 42.784.700 bbl dengan *recovery factor* 7.59% jadi tidak dapat menaikkan *recovery* dari metode *primary*. Kumulatif air yang diinjeksikan selama 5 tahun sebanyak  $1,30775 \times 10^6$  bbl, dan kumulatif gas CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan selama 9 tahun sebanyak  $2,55037 \times 10^9$  ft<sup>3</sup>, dapat dilihat pada Lampiran VII



**Gambar 4.12** Hasil Kumulatif Minyak Metode *Waterflood* dilanjutkan Injeksi CO<sub>2</sub> Terhadap *Well spacing* 1066 ft, 1558 ft dan 2050 ft

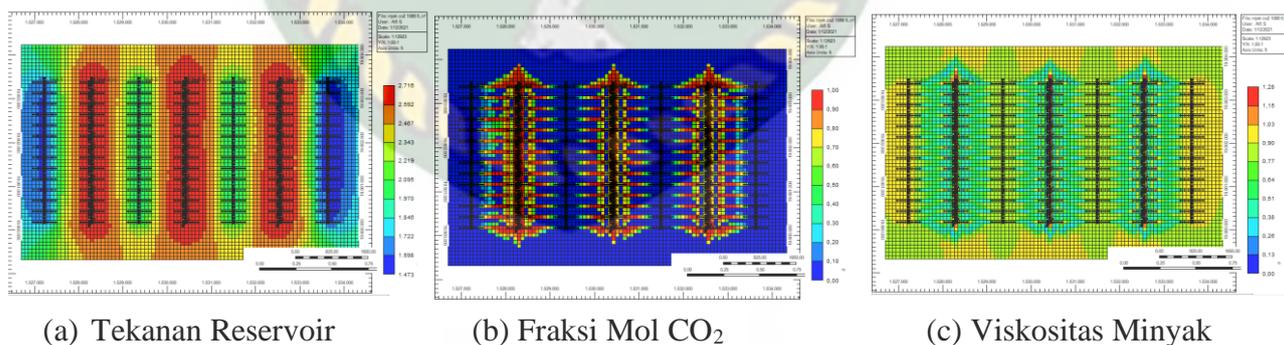
Pada metode ini yang menghasilkan kumulatif minyak terbanyak adalah dengan menggunakan *well spacing* 1066 ft dengan *half length* 250 ft, dapat menghasilkan minyak sebanyak 3.671.960 bbl. Hal ini dikarenakan pada permeabilitas yang rendah injeksi air umumnya tidak efektif dalam memberikan *sweep efficiency* pada *well spacing* yang jauh (Joslin et al., 2017).

#### 4.5 Skenario Injeksi CO<sub>2</sub>

Injeksi CO<sub>2</sub> dilakukan 4 tahun setelah *natural depletion*, dikarenakan laju alir produksi minyak dan tekanan yang turun secara signifikan dan untuk mengetahui seberapa besar potensi injeksi CO<sub>2</sub> ketika dari *natural depletion* langsung dilakukan injeksi CO<sub>2</sub> dilihat dari *recovery factor* yang didapat. Injeksi CO<sub>2</sub> dimulai tanggal 01 Januari 2021 sampai dengan 01 Januari 2035 (14 tahun), dioperasikan pada *bottom hole pressure* sebesar 2610 psi, dan *gas injection rate* 202.100 ft<sup>3</sup>/day, berikut adalah hasil dari skenario injeksi CO<sub>2</sub>.

##### 4.5.1 Injeksi CO<sub>2</sub> pada *Well spacing* 1066 ft

Hasil produksi dari metode injeksi CO<sub>2</sub> pada *well spacing* 1066 ft didapat kumulatif minyak sebesar 4,196,090 bbl dari OOIP 42.784.700 bbl. Sehingga metode injeksi CO<sub>2</sub> dapat meningkatkan *recovery factor* dari 8.22 % menjadi 9.81%, jadi injeksi CO<sub>2</sub> dapat menaikkan 1.59% *recovery* dari metode *primary*. Kumulatif gas yang diinjeksikan selama 14 tahun sebanyak  $1,07295 \times 10^{10}$  ft<sup>3</sup>, dapat dilihat pada Lampiran VIII

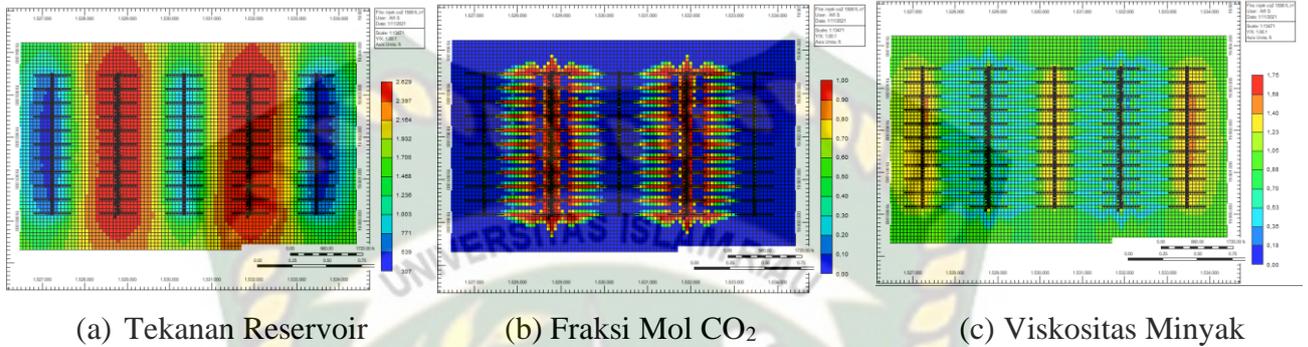


**Gambar 4. 13** Tekanan Reservoir, Fraksi Mole CO<sub>2</sub>, dan Viskositas Minyak Akhir Produksi, Metode Injeksi CO<sub>2</sub> pada *Well spacing* 1066 ft

##### 4.5.2 Injeksi CO<sub>2</sub> pada *Well spacing* 1558 ft

Hasil produksi dari metode injeksi CO<sub>2</sub> pada *well spacing* 1558 ft didapat kumulatif minyak sebesar 4.349.490 bbl dari OOIP 42.784.700 bbl. Sehingga

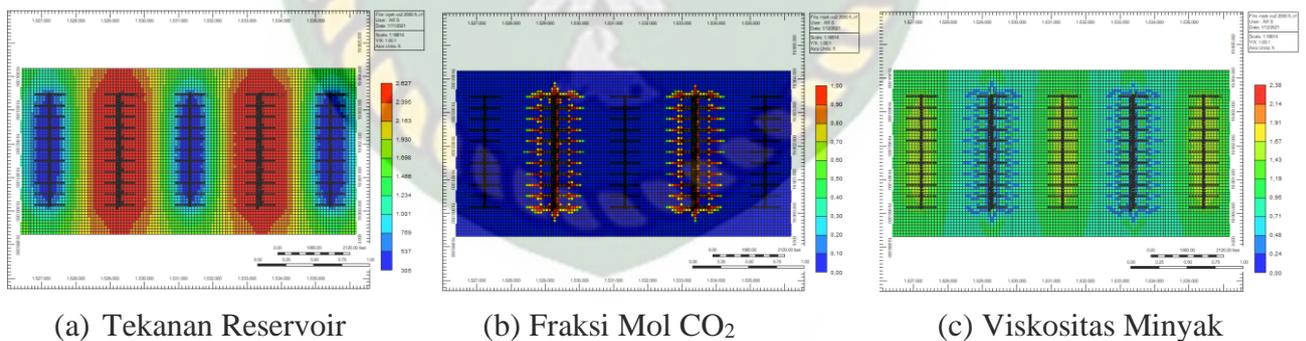
metode injeksi CO<sub>2</sub> dapat meningkatkan *recovery factor* dari 8.92 % menjadi 10.17%, jadi injeksi CO<sub>2</sub> dapat menaikkan 1.25% *recovery* dari metode *primary*. Kumulatif gas yang diinjeksikan selama 14 tahun sebanyak  $1,1801 \times 10^{10}$  ft<sup>3</sup>, dapat dilihat pada Lampiran VIII



**Gambar 4. 14** Tekanan Reservoir, Fraksi Mole CO<sub>2</sub>, dan Viskositas Minyak Akhir Produksi, Metode Injeksi CO<sub>2</sub> pada *Well spacing* 1558 ft

#### 4.5.3 Injeksi CO<sub>2</sub> pada *Well spacing* 2050 ft

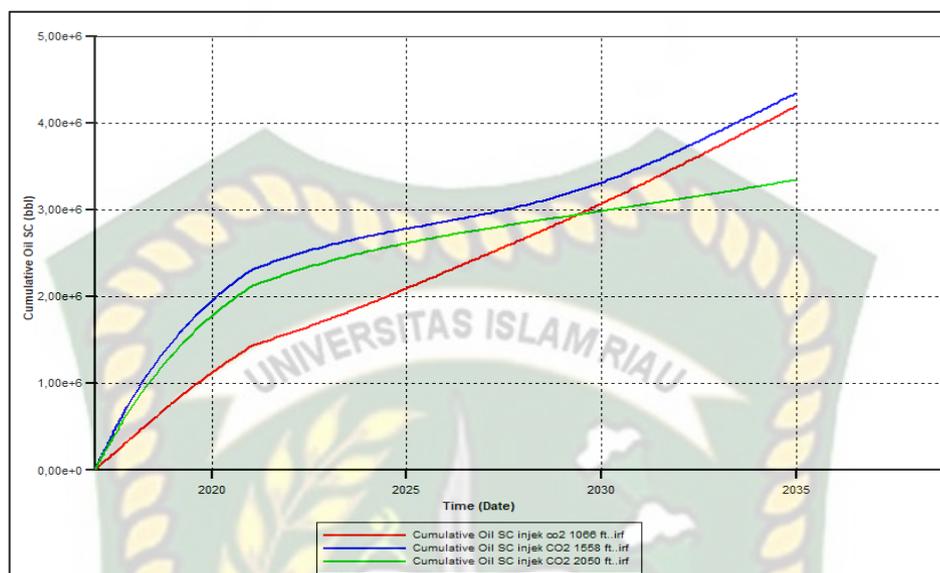
Hasil produksi dari metode injeksi CO<sub>2</sub> pada *well spacing* 2050 ft didapat kumulatif minyak sebesar 3.350.310 bbl dari OOIP 42,784,700 bbl dengan *recovery factor* 7.83% jadi tidak dapat menaikkan *recovery* dari metode *primary*. Kumulatif gas CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan selama 14 tahun sebanyak  $6.77586 \times 10^9$  ft<sup>3</sup> dapat dilihat pada Lampiran VIII



**Gambar 4. 15** Tekanan Reservoir, Fraksi Mole CO<sub>2</sub>, dan Viskositas Minyak Akhir Produksi, Metode Injeksi CO<sub>2</sub> pada *Well spacing* 2050 ft

Penetrasi CO<sub>2</sub> yang buruk dan penurunan viskositas minyak yang kurang merata diamati di area dengan konektivitas reservoir yang kurang baik. CO<sub>2</sub> memberikan injeksi dan menyebar lebih banyak ke reservoir di daerah rekahan. Pengurangan viskositas minyak terjadi mengikuti area penetrasi CO<sub>2</sub>. Namun kenaikan tekanan, persebaran penetrasi CO<sub>2</sub>, dan pengurangan viskositas terbaik

terjadi pada *well spacing* 1558 ft, dibandingkan pada *well spacing* 1066 ft dan 2050 ft.



**Gambar 4.16** Hasil Kumulatif Minyak Metode Injeksi CO<sub>2</sub> Terhadap *Well spacing* 1066 ft, 1558 ft dan 2050 ft

Pada metode ini yang menghasilkan kumulatif minyak terbanyak adalah dengan menggunakan *well spacing* 1558 ft dengan *half length* 400 ft, dapat menghasilkan minyak sebanyak 4.349.490 bbl dengan *recovery factor* 10,17%.

#### 4.6 Skenario Injeksi CO<sub>2</sub> dilanjutkan *Waterflood*

Saat injeksi CO<sub>2</sub> minyak akan *swelling* dan setelah itu saat terjadi kondisi *miscible* minyak akan terlepas dari pori-pori batuan, dan selanjutnya injeksi air dilakukan untuk *displace* minyak yang terlepas dari pori pori batuan sehingga minyak terdorong ke sumur-sumur produksi. Injeksi CO<sub>2</sub> dilakukan 4 tahun setelah *natural depletion*, yaitu dimulai pada 01 Januari 2021 sampai 01 Januari 2028 selama 7 tahun dioperasikan pada *bottom hole pressure* 2610 psi dan *gas injection rate* 202.150 ft<sup>3</sup>/day. *Waterflood* dimulai pada 01 Januari 2028 sampai 01 Januari 2035 selama 7 tahun dioperasikan pada *bottom hole pressure* 2610 psi dan *water rate injection* 36000 bbl/day. Berikut adalah hasil dari skenario injeksi CO<sub>2</sub> dilanjutkan *waterflood*:

#### 4.6.1 Injeksi CO<sub>2</sub> dilanjutkan *Waterflood* pada *Well spacing* 1066 ft

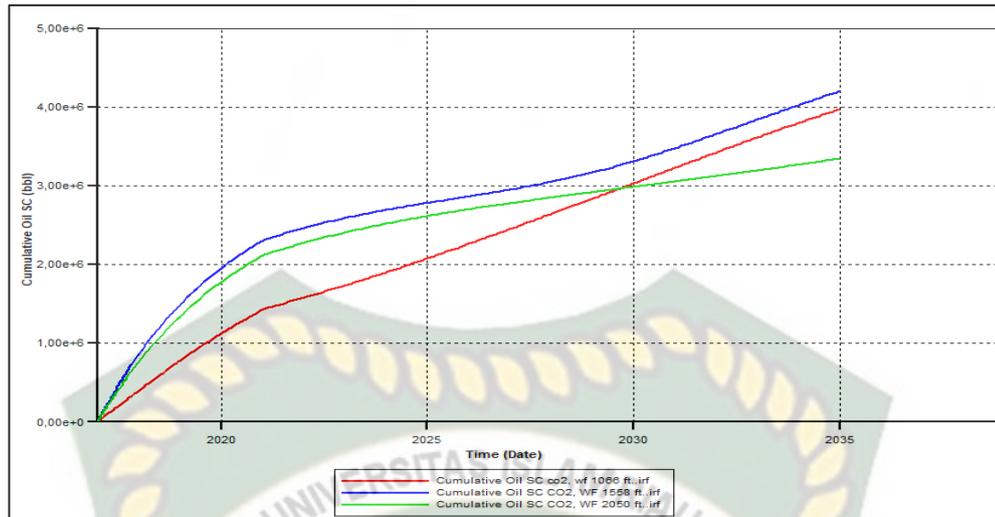
Hasil produksi dari metode injeksi CO<sub>2</sub> dilanjutkan injeksi *waterflood* pada *well spacing* 1066 ft didapat kumulatif minyak sebesar 3,976,760 bbl dari OOIP 42,784,700 bbl. Sehingga metode ini dapat meningkatkan *recovery factor* dari 8.22% menjadi 9.29%, jadi dapat menaikkan 1.08% *recovery* dari metode *primary*. Kumulatif gas CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan selama 7 tahun sebanyak  $5,55294 \times 10^9$  ft<sup>3</sup>, dan kumulatif air yang diinjeksikan selama 7 tahun sebanyak  $1,34203 \times 10^6$  bbl, dapat dilihat pada Lampiran IX

#### 4.6.2 Injeksi CO<sub>2</sub> dilanjutkan *Waterflood* pada *Well spacing* 1558 ft

Hasil produksi dari metode injeksi CO<sub>2</sub> dilanjutkan injeksi *waterflood* pada *well spacing* 1558 ft didapat kumulatif minyak sebesar 4,205,990 bbl dari OOIP 42,784,700 bbl. Sehingga metode ini dapat meningkatkan *recovery factor* dari 8.92% menjadi 9.83%, jadi dapat menaikkan 0,91% *recovery* dari metode *primary*. Kumulatif gas CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan selama 7 tahun sebanyak  $6,9145 \times 10^9$  ft<sup>3</sup>, dan kumulatif air yang diinjeksikan selama 7 tahun sebanyak  $1,2567 \times 10^6$  bbl, dapat dilihat pada Lampiran X

#### 4.6.3 Injeksi CO<sub>2</sub> dilanjutkan *Waterflood* pada *Well spacing* 2050 ft

Hasil produksi dari metode injeksi CO<sub>2</sub> dilanjutkan injeksi *waterflood* pada *well spacing* 2050 ft didapat kumulatif minyak sebesar 3.349.120 bbl dari OOIP 42,784,700 bbl dengan *recovery factor* 7.83% jadi tidak dapat menaikkan *recovery* dari metode *primary*. Kumulatif gas CO<sub>2</sub> yang diinjeksikan selama 7 tahun sebanyak  $4,67386 \times 10^9$  ft<sup>3</sup>, dan kumulatif air yang diinjeksikan selama 7 tahun sebanyak  $7,05704 \times 10^5$  bbl, dapat dilihat pada Lampiran XI



**Gambar 4.17** Hasil Kumulatif Minyak Injeksi CO<sub>2</sub> dilanjutkan *Waterflood* terhadap *Well spacing* 1066 ft, 1558 ft, dan 2050 ft

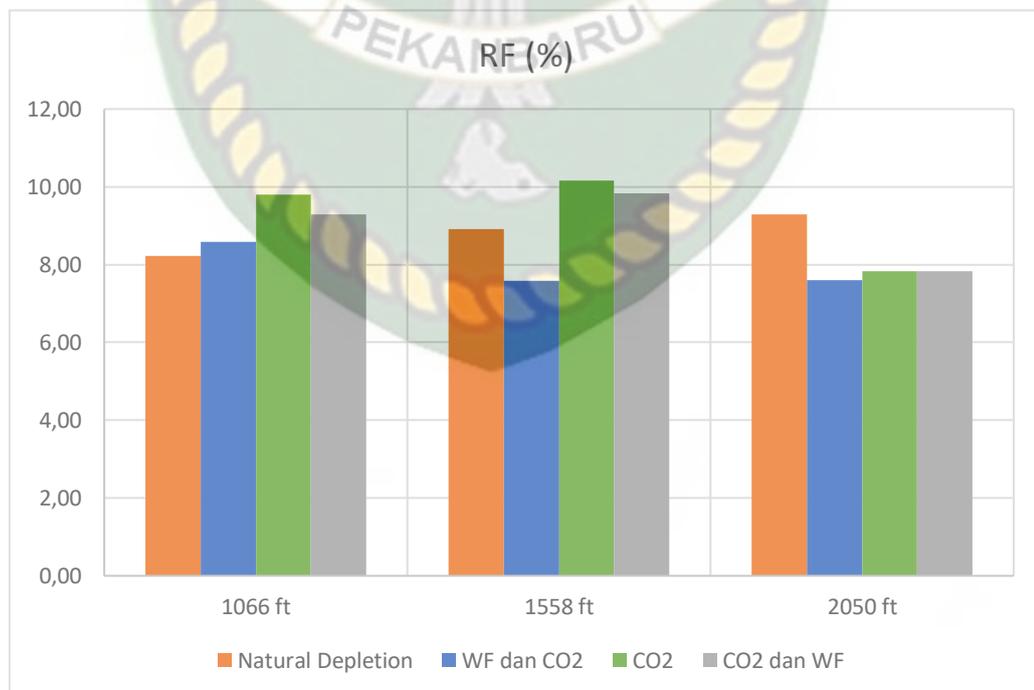
Pada metode ini yang menghasilkan kumulatif minyak terbanyak adalah dengan menggunakan *well spacing* 1558 ft dengan *half length* 400 ft, dapat menghasilkan minyak sebanyak 4,205,990 bbl dengan *recovery factor* 9,83%. Disetiap metode ini dari setiap *well spacing* yang berbeda terlebih pada *well spacing* 2050 ft, pada saat dimulai injeksi air produksi minyak malah turun, ini dikarenakan air sulit untuk diinjeksikan kedalam *tight reservoir* karena gradien tekanan dan permeabilitas yang rendah (Zhou et al., 2019) dan injeksi air umumnya tidak efektif dalam memberikan *sweep efficiency* pada *well spacing* yang jauh (Joslin et al., 2017)

#### 4.7 Hasil Kumulatif Minyak dari Berbagai Metode Produksi dengan *Well spacing*

Dari semua metode produksi yang dilakukan dengan berbagai *well spacing* yang berbeda, maka dapat disimpulkan pada tabel dibawah ini:

**Tabel 4.4** Hasil Kumulatif Minyak Keseluruhan Metode dan *Well spacing*

No	Metode	<i>Well spacing</i> (ft)	Kumulatif Minyak (bbl)	RF (%)	<i>Incremental Oil</i> (%)
1	<i>Natural Depletion</i>	1066 ft	3,515,080	8.22	
2	<i>Natural Depletion</i>	1558 ft	3,814,920	8.92	
3	<i>Natural Depletion</i>	2050 ft	3,974,150	9.29	
4	<i>Waterflood</i> dan CO <sub>2</sub>	1066 ft	3,671,960	8.58	0.37
5	<i>Waterflood</i> dan CO <sub>2</sub>	1558 ft	3,243,930	7.58	
6	<i>Waterflood</i> dan CO <sub>2</sub>	2050 ft	3,248,980	7.59	
7	Injeksi CO <sub>2</sub>	1066 ft	4,196,090	9.81	1.59
8	Injeksi CO <sub>2</sub>	1558 ft	4,349,490	10.17	1.25
9	Injeksi CO <sub>2</sub>	2050 ft	3,350,310	7.83	
10	CO <sub>2</sub> dan <i>Waterflood</i>	1066 ft	3,976,760	9.29	1.08
11	CO <sub>2</sub> dan <i>Waterflood</i>	1558 ft	4,205,990	9.83	0.91
12	CO <sub>2</sub> dan <i>Waterflood</i>	2050 ft	3,349,120	7.83	
OOIP			42,784,700		



**Gambar 4. 18** Diagram *Recovery factor* Minyak Seluruh Metode

**Tabel 4.5** *Recovery factor* Terbaik dari Masing-Masing Metode Produksi dan *Well spacing*

Metode	<i>Well spacing</i> (ft)	Kumulatif Terbaik (bbl)	<i>Recovery factor</i> Minyak (%)
<i>Natural Depletion</i>	2050	3.974.150	9,29
WF dan Injeksi CO <sub>2</sub>	1066	3.671.960	8,58
Injeksi CO <sub>2</sub>	1558	4.349.490	10,17
Injeksi CO <sub>2</sub> dan WF	1558	4.205.990	9,83

Kompleksi sumur dari *well spacing* mempengaruhi nilai *recovery factor*. Didapat pada *well spacing* 1558 ft memiliki nilai rata-rata kumulatif minyak dari setiap metode memiliki hasil yang paling optimum dengan desain *half length* pada *hydraulic fracturing* sebesar 400 ft. Dari setiap metode injeksi yang dilakukan pada *well spacing* 2050 ft tidak mengalami *incremental* minyak, ini dianalisa disebabkan karena jarak sumur yang jauh tidak diimbangi dengan panjang *half length*, dibutuhkan kontak yang baik antara sumur produksi dan sumur injeksi untuk proses injeksi fluida. Untuk mendapatkan *recovery* yang lebih baik dalam formasi homogen maupun heterogen harus dibantu oleh jarak sumur yang sesuai (Imuokhuede et al., 2020). Pada saat dimulai injeksi air produksi minyak malah turun, ini dikarenakan air sulit untuk diinjeksikan kedalam *tight reservoir* karena gradien tekanan dan permeabilitas yang rendah (Zhou et al., 2019)

## BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

### 5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian simulasi pada *tight oil reservoir* dengan injeksi gas CO<sub>2</sub> ini dapat ditarik beberapa kesimpulan, diantaranya adalah:

1. Nilai tekanan MMP sebesar 1750 psi, sehingga sifat CO<sub>2</sub> ketika diinjeksikan akan bercampur atau *miscible* saat tekanan injeksi lebih besar dari nilai MMP tersebut
2. Dilihat kumulatif minyak dan *recovery factor*, pada metode produksi injeksi CO<sub>2</sub> pada *well spacing* 1558 ft mempunyai nilai kumulatif minyak yang paling optimum, yaitu besar potensi jika dilakukan metode ini akan mendapatkan *recovery factor* 10,17% dengan kumulatif minyak sebesar 4,349,490 bbl
3. Kompleksi sumur dari *well spacing* dan desain *hydraulic fracturing* mempengaruhi nilai kumulatif minyak. Didapat pada *well spacing* 1558 ft memiliki nilai rata-rata kumulatif minyak dari setiap metode memiliki hasil yang paling optimum dengan desain *half length* pada *hydraulic fracturing* sebesar 400 ft. Dari setiap metode injeksi yang dilakukan pada *well spacing* 2050 ft tidak mengalami *incremental* minyak, ini dianalisa disebabkan karena jarak sumur yang jauh tidak diimbangi dengan panjang *half length*, dibutuhkan kontak yang baik antara sumur produksi dan sumur injeksi untuk proses injeksi fluida.

### 5.2 Saran

Sebagai perbandingan antara injeksi gas *miscible* dan gas *immiscible* maka disarankan untuk melakukan metode injeksi gas *immiscible* seperti nitrogen. Dan untuk hasil yang lebih maksimal disarankan untuk menghitung keekonomian sesuai nilai NPV dalam penentuan metode dan kompleksi sumur dengan hasil kumulatif minyak yang tinggi dan dengan *cost* yang rendah. Desain *half length* pada *well spacing* 2050 ft bisa ditambahkan karena semakin jauh jarak sumur maka membutuhkan nilai *half length* yang lebih panjang untuk mendapatkan kontak antara sumur produksi dengan sumur injeksi, atau bisa juga dengan panjang *half length* yang telah dilakukan cukup merubah nilai *well spacing* menjadi lebih dekat untuk mendapatkan kontak antara sumur produksi dengan sumur injeksi. Pemanfaatan lebar area model reservoir harus lebih dipertimbangkan untuk

mendapatkan kumulatif minyak yang lebih besar dan dengan menggunakan sumur lebih dari 7.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

**Perpustakaan Universitas Islam Riau**

## DAFTAR PUSTAKA

- Abdurahman, M., Ferizal, F. H., Saputra, D. D. S. M., & Sari, R. P. (2019). Study on CO<sub>2</sub> Soaking Time and “Huff and Puff” Injection Cycle in Tight Permeability Reservoir. *Scientific Contributions Oil and Gas*, 42(1), 1–8. <https://doi.org/10.29017/SCOG>
- Ahmed, T. H. (2007). Reservoir Engineering Handbook. In *Cardiovascular Imaging* (Fourth Edi, Vol. 27, Issue 7). Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-1-4160-5009-4.50004-2>
- Al Kalbani, M., Al Saadi, H., Mirza, M., Kurniadi, S. D., Hilal, A., Al Kalbani, M. S., & Kelkar, S. (2018). Bypassing skepticism to add reserve: Cases of successful hydraulic fracturing in karim formation. *Society of Petroleum Engineers - SPE International Hydraulic Fracturing Technology Conference and Exhibition 2018, IHFT 2018*. <https://doi.org/10.2118/191436-18ihft-ms>
- Cinco-Ley, H., & Samaniego-V, F. (2004). Transient pressure analysis for fractured wells. *SPE Reprint Series*, 57 PART 2, 291–308. [https://doi.org/10.1016/0148-9062\(82\)91668-0](https://doi.org/10.1016/0148-9062(82)91668-0)
- Clark, A. J. (2009). *Determination of Recovery Factor in the Bakken Formation, Mountrail County, ND*. 1–10. <https://doi.org/10.2118/133719-stu>
- Du, D. jun, Pu, W. fen, Jin, F. yang, & Liu, R. (2020). Experimental study on EOR by CO<sub>2</sub> huff-n-puff and CO<sub>2</sub> flooding in tight conglomerate reservoirs with pore scale. *Chemical Engineering Research and Design*, 156, 425–432. <https://doi.org/10.1016/j.cherd.2020.02.018>
- Goodlett, M.M. Honarpour, F.T.Chung, and P. S. S. (2010). The Role of Screening and Laboratory Flow Studies in EOR Process Evaluation. *SPE 15172, 1(CO<sub>2</sub>-EOR)*, 28. [https://sci-hub.tw/https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-15172-MS?sort=&start=0&q=The+Role+of+Screening+and+Lab+oratory+Flow+Studies+in+EOR+Process+Evaluation%2C+&from\\_year=&peer\\_reviewed=&published\\_between=&fromSearchResults=true&to\\_year=&rows=25#](https://sci-hub.tw/https://www.onepetro.org/conference-paper/SPE-15172-MS?sort=&start=0&q=The+Role+of+Screening+and+Lab+oratory+Flow+Studies+in+EOR+Process+Evaluation%2C+&from_year=&peer_reviewed=&published_between=&fromSearchResults=true&to_year=&rows=25#)

- Holditch, S. A. (2006). Tight Gas Sands. *Journal of Petroleum Technology*, 58(06), 86–93. <https://doi.org/10.2118/103356-jpt>
- Imuokhuede, P. I., Ohenhen, I., & Olafuyi, O. A. (2020). Screening criteria for waterflood projects in matured reservoirs: Casestudy of a niger delta reservoir. *Society of Petroleum Engineers - SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition 2020, NAIC 2020*. <https://doi.org/10.2118/203701-ms>
- Joslin, K., Ghedan, S. G., Abraham, A. M., & Pathak, V. (2017). EOR in tight reservoirs, technical and economical feasibility. *Society of Petroleum Engineers - SPE Unconventional Resources Conference 2017, February*, 267–284. <https://doi.org/10.2118/185037-ms>
- Kulga, B., Artun, E., & Ertekin, T. (2018). Characterization of tight-gas sand reservoirs from horizontal-well performance data using an inverse neural network. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 59, 35–46. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.08.017>
- Kurtoglu, B. (2007). Integrated Reservoir Characterization and Modeling in Support of Enhanced Oil Recovery. *Philosophy (Petroleum Engineering)*, 1(Bakken field), 239.
- LEI, Q., YANG, L., DUAN, Y., WENG, D., WANG, X., GUAN, B., WANG, Z., & GUO, Y. (2018). The “fracture-controlled reserves” based stimulation technology for unconventional oil and gas reservoirs. *Petroleum Exploration and Development*, 45(4), 770–778. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(18\)30080-6](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(18)30080-6)
- Liu, P., & Zhang, X. (2015). Enhanced oil recovery by CO<sub>2</sub>-CH<sub>4</sub> flooding in low permeability and rhythmic hydrocarbon reservoir. *International Journal of Hydrogen Energy*, 40(37), 12849–12853. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.07.013>
- Malayalam, A., Bhokare, A., Plemons, P., Sebastian, H., & Abacioglu, Y. (2016). Multi-disciplinary integration for lateral length, staging and well spacing

optimization in unconventional reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference*, Lcv. <https://doi.org/10.15530/urtec-2014-1922270>

Mansour, A. G. H., Emadibaladehi, H., Watson, M., & Gamadi, T. (2017). Limitation of EOR applications in tight oil formation. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IATMI Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition 2017, 2017-Janua*(October), 15–18. <https://doi.org/10.2118/186888-ms>

Muslim, & Permadi, A. K. (2015). *Determination of Minimum Miscibility Pressure at AB-4 and AB-5 Layers of Air*. September.

Prasetyo, P. vian. (2020). *Desain perekahan hidrolik dan analisa parameter dimensionless fracture conductivity terhadap laju produksi sumur mu-1, lapangan ot*.

Prasun, S., & Ghalambor, A. (2018). Effect of multi-stage hydraulic fractures on performance of naturally fractured tight oil reservoirs with bottom-water. *Proceedings - SPE International Symposium on Formation Damage Control, 2018-Febru*. <https://doi.org/10.2118/189571-ms>

Rahim, Z., Al-Anazi, H., Al-Kanaan, A., Kayumov, R., & Makmun, A. (2014). Fracture conductivity calculation using mass balance, modeling, and well performance data in Saudi Arabian deep gas reservoirs. *Society of Petroleum Engineers - International Petroleum Technology Conference 2014, IPTC 2014 - Innovation and Collaboration: Keys to Affordable Energy*, 3, 1902–1911. <https://doi.org/10.2523/iptc-17922-ms>

S.M. Ghaderi, SPE, and C. R. C., n, SPE, U., Calg, ersity of, gary; S. Chen, SPE, P. W. E. ation; and, N D. Kaviani, S., & PE, U. y of C. ` . (2012). Evaluation of Reccovery Performance of Miscible Displacement and WAG Process in Tight Oil Formations. *SPE 1520 084*, 2, 11.

Sheng, J. J. (2015). Enhanced oil recovery in shale reservoirs by gas injection. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 22, 252–259. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2014.12.002>

- Sheng, J. J. (2017). Critical review of field EOR projects in shale and tight reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 159, 654–665. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.09.022>
- Song, Z., Song, Y., Li, Y., Bai, B., Song, K., & Hou, J. (2020). A critical review of CO<sub>2</sub> enhanced oil recovery in tight oil reservoirs of North America and China. *Fuel*, 276(February), 118006. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2020.118006>
- Teklu, T. W. (2015). Experimental and Numerical Study of Carbon Dioxide Injection Enhanced Oil Recovery in Low-Permeability Reservoirs. *Faculty and Board of Trustees of the Colorado School of Mines*, 1, 190. <https://mountainscholar.org/handle/11124/17119>
- Wu, S., Li, Z., & Sarma, H. K. (2019). Influence of confinement effect on recovery mechanisms of CO<sub>2</sub>-enhanced tight-oil recovery process considering critical properties shift, capillarity and adsorption. *Fuel*, September. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2019.116569>
- Yu, W., Lashgari, H. R., Wu, K., & Sepehrnoori, K. (2015). CO<sub>2</sub> injection for enhanced oil recovery in Bakken tight oil reservoirs. *Fuel*, 159(July), 354–363. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2015.06.092>
- Zhang, C., Tian, Y., Shen, Y., Yao, B., & Wu, Y. S. (2020). Simulation study of water cut surge after CO<sub>2</sub> injection in tight oil reservoirs. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 193(February). <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107349>
- Zheng, D., Pang, X., Zhou, L., You, X., Liu, X., Guo, F., & Li, W. (2020). Critical conditions of tight oil charging and determination of the lower limits of petrophysical properties for effective tight reservoirs: A case study from the Fengcheng Formation in the Fengcheng area, Junggar Basin. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 190(February 2019), 107135. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107135>
- Zhou, X., Yuan, Q., Zhang, Y., Wang, H., Zeng, F., & Zhang, L. (2019). Performance evaluation of CO<sub>2</sub> flooding process in tight oil reservoir via

experimental and numerical simulation studies. *Fuel*, 236(May 2018), 730–746. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.09.035>



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau