

**PENENTUAN POTENSI INJEKSI NITROGEN PADA *TIGHT*
RESERVOIR DI LAPANGAN SUMUR HORIZONTAL
MENGUNAKAN SIMULASI *RESERVOIR***

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Penyusunan Tugas Akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

ABDILLAH MUHARRAM

163210166



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
UNIVERSITAS ISLAM RIAU
PEKANBARU
2021**

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas Akhir ini disusun oleh :

Nama : Abdillah Muharram
 NPM : 163210166
 Program Studi : Teknik Perminyakan
 Judul Skripsi : Penentuan Potensi Injeksi Nitrogen pada *Tight Reservoir* di Lapangan Horizontal Menggunakan Simulasi *Reservoir*.

Telah berhasil dipertahankan di depan 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 : Novia Rita, ST., MT (.....) 
 Penguji I : Idham Khalid, ST., MT (.....) 
 Penguji II : Richa Melysa, ST., MT (.....) 

Ditetapkan di : Pekanbaru
 Tanggal : 16 Desember 2021

Disahkan Oleh :

**KETUA PROGRAM STUDI
 TEKNIK PERMINYAKAN**


NOVIA RITA, ST.,MT

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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



Pekanbaru, 16 Desember 2021

Abdillah Muharram
NPM. 163210166

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Tuhan Yang Maha Esa atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Sholawat dan salam saya haturkan kepada Nabi Muhammad ﷺ. 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. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terimakasih kepada:

1. Bapak Novia Rita, ST., MT selaku Dosen Pembimbing Tugas Akhir, yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. M Ariyon, ST.,MT selaku dosen pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, dan penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan
3. Ibu Novia Rita, ST., MT selaku Ketua Prodi serta dosen-dosen yang telah banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
4. Orang tua saya Sadaqah dan Irwana serta adik-adik saya dan tak lupa pula keluarga besar saya yang selalu memberikan semangat dan doa, serta bantuan materil dan moral sehingga terselesaikannya tugas akhir ini.
5. Serta teman-teman di asrama, teman-teman satu angkatan serta senior-senior Teknik Perminyakan UIR yang telah mendukung dan membantu saya selama kuliah di Universitas Islam Riau.

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

Pekanbaru, 16 Desember 2021

Abdillah Muharram



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	Error! Bookmark not defined.
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	ii
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI	v
DAFTAR GAMBAR	viii
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR LAMPIRAN	x
DAFTAR SINGKATAN	xi
DAFTAR SIMBOL	xii
ABSTRAK	xiii
ABSTRACT	xiv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	3
1.3 Manfaat Penelitian	3
1.4 Batasan Masalah	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1 State of The Art	5
2.2 Lapangan Formasi Bakken	7
2.3 <i>Tight Reservoir</i>	8
2.4 <i>Enhanced Oil Recovery</i>	9
2.5 <i>Injeksi Nitrogen</i>	9
2.6 <i>Minimum Miscible Pressure (MMP)</i>	11
2.7 <i>Simulator Computer Modelling Group (CMG)</i>	12

BAB III METODOLOGI PENELITIAN	13
3.1 Uraian Metode Penelitian.....	13
3.2 Data-Data yang Di Perlukan Dalam Penelitian	14
3.3 Prosedur Simulasi <i>Reservoir</i>	15
3.3.1 <i>Reservoir Modelling</i>	15
3.3.2 <i>Equation of State Models</i>	15
3.4 Model <i>Reservoir</i>	16
3.4.1 Model Sector <i>Reservoir</i>	16
3.4.2 Model Porositas	16
3.4.3 Model Permeabilitas	17
3.4.4 Ketebalan <i>Reservoir</i>	17
3.5 Estimasi MMP Menggunakan Simulator CMG	18
3.6 Tempat Penelitian dan Pengambilan Data	19
3.7 Jadwal Penelitian	19
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....	20
4.1 Model Sumur <i>Reservoir</i>	20
4.2 Penentuan Nilai MMP.....	22
4.3 Skenario Injeksi <i>Waterflood</i>	23
4.2.1 Injeksi <i>Waterflood</i> pada <i>Well Spacing</i> 1006.....	24
4.2.2 Injeksi <i>Waterflood</i> pada <i>Well Spacing</i> 1558.....	24
4.2.3 Injeksi <i>Waterflood</i> pada <i>Well Spacing</i> 2050.....	25
4.4 Skenario Injeksi Nitrogen	26
4.3.1 Injeksi Nitrogen pada <i>Well Spacing</i> 1066.....	26
4.3.2 Injeksi Nitrogen pada <i>Well Spacing</i> 1558.....	26
4.3.3 Injeksi Nitrogen pada <i>Well Spacing</i> 2050.....	27
BAB V PENUTUPAN	30

5.1	Kesimpulan.....	30
5.2	Saran	30
	DAFTAR PUSTAKA.....	31
	LAMPIRAN	36



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1	<i>Map of Bakken Formation in the Williston Basin</i>	7
Gambar 2. 2	Perbedaan <i>Recovery Factor</i> Antara <i>Tight Reservoir</i> dengan Konvensional.....	8
Gambar 2. 3	<i>Primary, secondary</i> dan <i>tertiary oil recovery</i>	9
Gambar 3. 1	<i>Flow Chart</i>	13
Gambar 3. 2	Model <i>Sector Reservoir</i>	16
Gambar 3. 3	Pesebaran Model Porositas.....	17
Gambar 3. 4	Permeabilitas Heterogen.....	17
Gambar 3. 5	Ketebalan Reservoir.....	18
Gambar 4. 1	Model Sumur <i>Well Spacing</i> 1066.....	21
Gambar 4. 2	Model Sumur <i>Well Spacing</i> 1558.....	21
Gambar 4. 3	Model Sumur <i>Well Spacing</i> 2050.....	21
Gambar 4. 4	<i>Diagram Ternery</i> pada Kondisi Fluida pada Tekanan 1000 psi.....	22
Gambar 4. 5	<i>Diagram Ternery</i> Kondisi Fluida pada Tekanan 4000 psi.....	23
Gambar 4. 6	<i>Diagram Ternery</i> Kondisi Fluida pada Tekanan 4500 psi.....	23
Gambar 4. 7	Hasil Produksi Minyak Kumulatif pada Injeksi <i>Waterflood</i>	24
Gambar 4. 8	Hasil Produksi Minyak Kumulatif pada Injeksi <i>Waterflood</i>	24
Gambar 4. 9	Hasil Produksi Minyak Kumulatif pada Injeksi <i>Waterflood</i>	25
Gambar 4. 10	Hasil dari <i>Recovery Factor</i> dari Masing-masing <i>Well Spacing</i>	25
Gambar 4. 11	Perbandingan <i>Oil Rate Commulative</i> Injeksi Nitrogen dan Air dengan <i>Well Spacing</i> 1066.....	26
Gambar 4. 12	Perbandingan <i>Oil Rate Commulative</i> Injeksi Nitrogen dan Air dengan <i>Well Spacing</i> 1558.....	27
Gambar 4. 13	Perbandingan <i>Oil Rate Commulative</i> Injeksi Nitrogen dan Air dengan <i>Well Spacing</i> 2050.....	27
Gambar 4. 14	Hasil <i>Recovery</i> Minyak Kumulatif dengan Tiga Metode terhadap <i>Well Spacing</i> yang berbeda.....	28

DAFTAR TABEL

Tabel 2. 1 <i>Screening Criteria</i> Injeksi Gas	10
Tabel 2. 2 Proyek Lapangan Perolehan Minyak Injeksi Nitrogen.....	11
Tabel 3. 1 <i>Properties Reservoir</i> Bakken	14
Tabel 3. 2 <i>Properties Fluida</i> Bakken	14
Tabel 3. 3 Skenario Lapangan	14
Tabel 3. 4 Jadwal Penelitian	19
Tabel 4. 1 Hasil Komulatif Minyak seluruh Metode skenario dan <i>Well spacing</i> . 28	
Tabel 4. 2 <i>Recovery Factor</i> Terbaik dari Masing-Masing Metode skenario Produksi dan <i>Well spacing</i>	29



DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I : Sumber Model <i>Reservoir</i>	36
LAMPIRAN II: <i>Pore Volume</i>	36



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SINGKATAN

API	<i>American Petroleum Institute</i>
BBL	<i>Barrel</i>
CMG	<i>Computer Modelling Group</i>
EOR	<i>Enhanced Oil Recovery</i>
EOS	<i>Equation Of State</i>
FCM	<i>First contact miscibility</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>
MCM	<i>Minimum Contact Miscibility psia</i>
OOIP	<i>Original Oil In Place</i>
RF	<i>Recovery factor</i>
ROS	<i>Remaining Oil Saturation</i>
TOC	<i>Total Organic Carbon</i>



DAFTAR SIMBOL

%	Persen
ρ	Densitas
μ	Viskositas
\emptyset	Porositas
k	Permeabilitas
mD	mili Darcy
P	Tekanan
T	Temperatur
V	Volume



PENENTUAN POTENSI INJEKSI NITROGEN PADA *TIGHT RESERVOIR* DI LAPANGAN SUMUR HORIZONTAL MENGGUNAKAN SIMULASI *RESERVOIR*

ABDILLAH MUHARRAM

163210166

ABSTRAK

Tight Gas Reservoir merupakan salah satu jenis *reservoir* Non-Konvensional yang saat ini banyak dikembangkan untuk memenuhi permintaan energi dunia. *Reservoir* Non-Konvensional mempunyai karakteristik permeabilitas yang rendah sekitar 0,1mD dengan jenis batuan klastik dan karbonat. Dalam beberapa dekade, pengeboran horizontal dan *hydraulic fracturing* sudah diterapkan pada lapangan *tight reservoir* yang di anggap cocok untuk meningkatkan perolehan minyak di *reservoir*. Namun, pada saat *primary recovery* terjadi penurunan produksi seiring berjalannya waktu, penipisan pada *reservoir* dan mobilitas yang rendah. Sehingga, untuk meningkatkan perolehan minyak yang efektif maka dilakukan proses *tertiary recovery* yang biasa di sebut *Enhanced Oil Recovery* (EOR) dengan metode injeksi gas nitrogen. Selama dilakukan injeksi nitrogen, sejauh ini dalam dunia perminyakan penginjeksian nitrogen ke *reservoir* belum menimbulkan masalah besar. Bahkan, proyek injeksi nitrogen menjadi proyek yang ambisius diseluruh dunia terkait menjaga tekanan, minyak tambahan, laju produksi, dan laju injeksi. Pada penelitian ini bertujuan mengetahui performa dari injeksi gas nitrogen untuk meningkatkan perolehan minyak pada *reservoir* dengan permeabilitas yang rendah dilapangan *tight reservoir* yang sudah dilakukan pemboran horizontal dan *hydraulic fracturing*. Terdapat dua parameter yang akan di analisis yaitu *waterflood* dan nitrogen *flooding*. Simulasi ini menggunakan simulator komposisional *computer modelling group* CMG. Berdasarkan hasil yang didapatkan pada penentuan nilai MMP nitrogen di lapangan *tight reservoir* adalah *immiscible displacement*. Dalam skenario EOR yang dilakukan, pada metode *well spacing* 1558 merupakan potensi injeksi nitrogen dengan nilai kumulatif tertinggi sebesar 4.158.680 bbl dengan nilai *recovery factor* 22,6%. Adapun nilai *recovery* dari tiap masing masing sensitivitas *well spacing* 1006, 1558 dan 2050 sebesar 6.474.750 bbl, 9.687.870 bbl dan 8.379.950 bbl.

Kata Kunci: *Enhanced Oil Recovery, Non Konvensional, nitrogen, Tight Reservoir.*

PENENTUAN POTENSI INJEKSI NITROGEN PADA *TIGHT RESERVOIR* DI LAPANGAN SUMUR HORIZONTAL MENGGUNAKAN SIMULASI *RESERVOIR*

**ABDILLAH MUHARRAM
163210166**

ABSTRACT

Tight Gas Reservoir is one type of Non-Conventional reservoir which is currently being developed to meet world energy demand. Non-conventional reservoirs have low permeability characteristics of about 0.1mD with clastic and carbonate rock types. In decades, horizontal drilling and hydraulic fracturing have been applied to tight reservoir fields which are considered suitable for increasing oil recovery in the reservoir. However, during primary recovery, there is a decrease in production over time, depletion of the reservoir, and low mobility. Thus, to increase effective oil recovery, a tertiary recovery process commonly known as Enhanced Oil Recovery (EOR) is carried out using the nitrogen gas injection method. As long as nitrogen is injected, so far in the petroleum world, nitrogen injection into reservoirs has not caused any major problems. The nitrogen injection project is becoming an ambitious project around the world in terms of maintaining pressure, additional oil, production rate, and injection rate. This study aims to determine the performance of nitrogen gas injection to increase oil recovery in reservoirs with low permeability in tight reservoirs that have been drilled horizontally and hydraulic fracturing. There are two parameters to be analyzed, namely waterflood and nitrogen flooding. This simulation uses a compositional simulator computer modeling group CMG. Based on the results obtained, the determination of the MMP nitrogen value in the tight reservoir field is immiscible displacement. In the EOR scenario, the 1558 well spacing method is the potential for nitrogen injection with the highest cumulative value of 4,158,680 bbl with a recovery factor value of 22.6%. The recovery values for each sensitivity of well spacing 1006, 1558 and 2050 were 6,474,750 bbl, 9,687,870 bbl and 8,379,950 bbl.

Keywords : *Enhanced Oil Recovery, Non Konvensional, nitrogen, Tight Reservoir.*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Berdasarkan sumber dari *Energy Information Administration* (EIA) selama sepuluh tahun terakhir, *reservoir* unconventional mengalami peningkatan produksi yang signifikan. Sekitar 4,9 juta barel minyak telah terproduksi perharinya di sumur *tight reservoir* di Lapangan Bakken Amerika, yaitu sekitar 52% dari produksi minyak mentah di Amerika tersebut (Mansour *et al.*, 2017). Produksi minyak pada *tight reservoir* untuk tahap primer hanya dapat diproduksi sekitar 10%, sehingga terdapat saturasi minyak yang tersisa sekitar 80% - 90% (Joslin *et al.*, 2017).

Injeksi gas merupakan salah satu metode *Enhanced Oil Recovery* (EOR) yang terbukti dapat meningkatkan perolehan minyak dengan pengaplikasian sukses yang mencangkup jangka waktu lebih dari lima dekade. Teknologi ini sudah teruji untuk IOR/EOR pada lapangan *tight reservoir* seperti injeksi gas hidrokarbon, CO₂, nitrogen dan lainnya (Ghoodjani & Bolouri, 2011). Selain dapat menurunkan viskositas minyak, meningkatkan mobilitas minyak, injeksi gas yang dilakukan terus menerus juga dapat menyebabkan *oil swelling*.

Dalam hal ini EOR sangat membantu untuk mengangkat sisa minyak yang tertinggal didalam *reservoir* minyak. Dengan adanya metode *Enhanced Oil Recovery* ini, maka dapat dilakukan perpanjangan umur lapangan dan meningkatkan profitabilitas produksi lapangan minyak (Oilfields, 2017). Injeksi nitrogen dapat diaplikasikan pada karakteristik *reservoir* dengan permeabilitas rendah sekitar 0,1 mD (Kulga *et al.*, 2018) hal ini merupakan ciri dari lapisan *tight reservoir*.

Banyak penelitian yang membahas tentang injeksi gas salah satu nya adalah injeksi gas nitrogen. Berdasarkan studi eksperimental dan simulasi yang menunjukkan bahwa nitrogen adalah gas injeksi yang layak digunakan pada perolehan minyak tahap tersier yang sudah di uji dan dianalisis (Yue *et al.*, 2018). Sebanyak 48 lapangan minyak di Aljazair, 49 lapangan di Mesir, 50 lapangan di Libya dan 19 lapangan di Tunisia telah menggunakan injeksi nitrogen, dengan

tingkat perolehan sebesar 10% dari *Original Oil In Place* (OOIP) (Heucke, 2015).

Mengingat karakteristik pada *tight reservoir* mempunyai nilai *primary recovery* yang kecil. Maka metode yang digunakan pada lapangan *tight reservoir* untuk meningkatkan perolehan minyak yaitu dengan menggunakan teknik pemboran horizontal dan dilakukan *hydraulic fracturing* dengan nilai *recovery factor* yang dapat dihasilkan pada lapangan Bakken berkisar 7%. Dapat dipastikan sebagian besar minyak yang tersisa pada sumur tidak dapat dipulihkan secara maksimal tanpa adanya penggunaan metode *Enhanced Oil Recovery* (Clark, 2009).

Sehingga pada penelitian ini, peneliti ingin mencoba melakukan simulasi *reservoir* pada lapangan Bakken dengan dilakukan injeksi nitrogen pada *tight reservoir* di lapangan sumur horizontal yang sudah dilakukan penanganan stimulasi *hydraulic fracturing* dengan menentukan skenario injeksi nitrogen pada *well spacing* yang akan diterapkan dalam model simulasi CMG (*Computer Modelling Group*).



1.2 Tujuan Penelitian

Berdasarkan ulasan latar belakang masalah di atas, maka tujuan dari penelitian ini sebagai berikut :

1. Menentukan nilai *Minimum Miscibility Pressure* dari injeksi nitrogen untuk melihat *miscible* atau *immiscible* terhadap fluida di *tight reservoir*.
2. Menentukan potensi injeksi nitrogen terhadap *recovery factor* minyak di lapangan *tight reservoir*.
3. Mengetahui sensitivitas nilai *recovery factor* dari tiap skenario masing-masing *well spacing* di lapangan *tight reservoir*.

1.3 Manfaat Penelitian

Manfaat dari penelitian ini terbagi atas 3 yaitu :

1. Mengetahui potensi dalam melakukan EOR di *tight reservoir* dengan metode injeksi nitrogen terhadap *recovery factor* dengan parameter *well spacing* yang berbeda.
2. Penelitian ini diharapkan dapat menjadi acuan penelitian selanjutnya tentang aplikasi injeksi gas alam lainnya pada *tight reservoir*.
3. Hasil penelitian dapat dibuat suatu artikel ilmiah yang dapat dipublikasikan pada Jurnal Nasional Terindeks.

1.4 Batasan Masalah

Agar penelitian ini tidak keluar dari tujuan yang diharapkan, maka peneliti fokus pada batasan permasalahan sebagai berikut:

1. Metode EOR yang digunakan yaitu Injeksi Gas nitrogen pada *tight reservoir*.
2. Penelitian ini menggunakan simulator *Computer Modelling Group (CMG)*.
3. Penelitian ini tidak membahas hasil keekonomian dari aplikasi injeksi nitrogen yang akan dilakukan.
4. Hanya menggunakan satu model lapangan yang berkarakteristik *tight reservoir*.

5. Metode penelitian ini melakukan penetapan *well spacing* dengan jarak 1066 ft(325m), 1558 ft (475m), dan 2050 ft (625m) untuk melihat *factor recovery* potensi injeksi nitrogen.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Al-Qur'an menyatakan bahwa sumber daya alam yang ada di bumi ditujukan untuk kemakmuran manusia seluruh makhluk hidup. Manusia diciptakan dengan akal dan pikiran yang akan menjadi khalifah untuk mengurus dan memanfaatkan tanpa merusak tatanan yang telah ada. Sumber daya alam adalah lingkungan yang sangat bermanfaat bagi manusia, salah satunya sumber daya minyak dan gas. Al-Qur'an secara tegas telah mengatur ketentuan tentang kepemilikan dalam islam. Allah berfirman dalam QS. Al-Baqarah (2):29 yang artinya, "Dia lah Allah yang menjadikan segala yang ada di bumi untuk kemudian Dia berkehendak (menciptakan) langit, lalu dijadikan-Nya tujuh langit dan Dia Maha mengetahui segala sesuatu". Oleh karena itu, dalam pemanfaatannya harus bijaksana dan memperhatikan daya dukung lingkungan. Sehingga untuk memperoleh sumber daya minyak dan gas secara maksimal dibutuhkan teknik dan teknologi dalam memperolehnya, yaitu salah satunya dengan menggunakan teknologi *enhanced oil Recovery* (EOR).

2.1 State of The Art

Pada tahun 2017 penelitian ini melakukan penerapan nitrogen yang dilakukan oleh (Lu *et al.*, 2017) untuk meningkatkan perolehan minyak di lapangan Bakken. Metode yang digunakan nitrogen *Huff N Puff* yang diinjeksikan ke sumur *tight reservoir*. Hasil menunjukkan bahwa proses penggunaan nitrogen *Huff N Puff* baik untuk peningkatan perolehan minyak pada lapangan *tight reservoir*, terdapat *recovery primary* sekitar 5,32% sedangkan pada perolehan yang dilakukan menggunakan tiga siklus *Huff N Puff* siklus pertama berkisar 15,1%, siklus kedua 8,53% dan siklus ketiga 3,22%.

Penelitian ini dilakukan oleh (Sánchez *et al.*, 2005), yang bertujuan untuk menjaga tekanan dengan menginjeksikan nitrogen dilapangan lepas pantai di Mexico, Cantarell Complex. Injeksi nitrogen ini dilakukan selama 4 tahun pengoperasian dengan simulasi model numerik, dalam 4 tahun pertama nitrogen diinjeksikan dengan volume kumulatif 1.400 BSCF. Berdasarkan hasil lapangan, kontak minyak gas telah bergerak dengan kecepatan sekitar 230 ft pertahun

dengan minyak gas sekitar 7.446 ft dengan ketebalan gas cap 3.838 ft. Untuk pengoptimalan produksi diperkirakan terjadi peningkatan sekitar 1.403 MBPD dalam laju produksi minyak. Maka proyek pemeliharaan tekanan dengan injeksi nitrogen di Cantarell sangat berhasil secara teknik maupun ekonomis.

Pada tahun 2002 penelitian nitrogen dilakukan oleh (Lawrence *et al.*, 2002) pada lapangan Jay yang terletak di Amerika Serikat bagian Tenggara. Pada lapangan karbonat Jay menghasilkan produksi minyak mentah pada kedalaman 15000 ft atau sekitar 4600 meter. Untuk melakukan injeksi, lapangan Jay menggunakan metode model geologi yang di kombinasi dengan stratigrafi, metode geostatistik dan metode stylolite. Untuk tingkat injeksi saat ini 77x10⁶ scf/D [2.2x10⁶ m³/D] nitrogen dan 170.000 bbl/D [27 000 m³/D] air. Produksi minyak kumulatif hingga saat ini dari lapangan Jay melebihi 440 juta *stock tank barrel* atau sekitar 53% dari OOIP. Hasil dari perolehan akhir diproyeksikan sekitar 60% atau sekitar 500 juta *stock tank barrel*. Dengan demikian, nitrogen *flooding* yang bercampur menghasilkan perolehan tambahan hampir 10% dari OOIP.

Penggunaan injeksi nitrogen pada lapangan lepas pantai Teluk Meksiko di Cantarell yang dioperasikan oleh Pemex. Bahwa IOR pada lapangan mampu menjaga tekanan dan sukses hingga menghasilkan injeksi minyak berkisar 1,5 miliar scf atau sekitar 50.000 Ton. Hasil dari studi ini, bahwa sebelum dilakukan injeksi nitrogen pada lapangan, faktor injeksi hanya 25% dan setelah melakukan injeksi nitrogen naik hingga 50%. Dapat disimpulkan bahwa penggunaan IOR nitrogen untuk menjaga tekanan pengangkatan gas merupakan teknologi yang sangat efektif untuk keberhasilan injeksi (Guzmann, 2014).

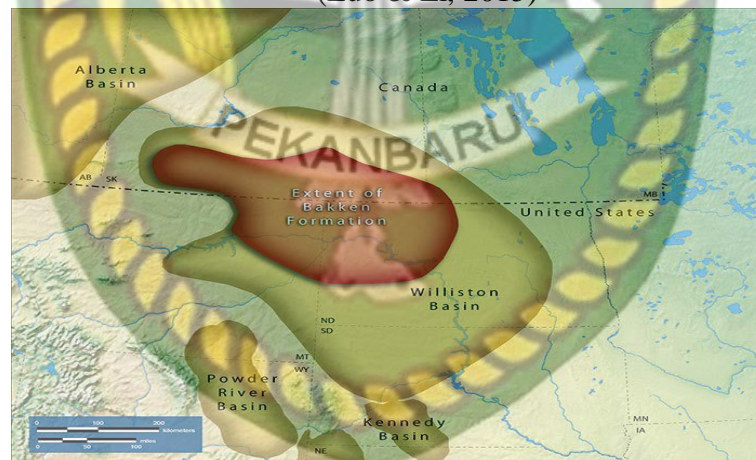
Pada tahun 2020 (Mogensen & Xu, 2020) melakukan penelitian tentang perbandingan 3 injektor dengan menggunakan injeksi nitrogen pada salah satu lapangan *reservoir* di Abu Dhabi. Peneliti menyelidiki potensi penerapan injeksi nitrogen yang dapat bercampur untuk *reservoir* karbonat bersuhu tinggi, permeabilitas rendah, dan mengandung minyak atsiri. Metode yang digunakan untuk menganalisis hasil dengan simulasi EOS model Ector dimana hasil menunjukkan bahwa masih terdapat cukup ruang untuk meningkatkan perolehan

minyak dengan injeksi nitrogen. Hasil akhir dengan perolehan minyak tambahan berkisar 10% - 20% yang tercapai.

2.2 Lapangan Formasi Bakken

Lapangan formasi Bakken mempunyai luas formasi 520.000 km² yang terletak di bawah tenggara Saskatchewan dan barat daya Manitoba di Kanada, dan North Dakota dan Montana di Amerika Serikat (Luo & Li, 2015). Sebuah penelitian oleh ahli geokimia USGS *Leigh Price* pada tahun 1999 memperkirakan jumlah total minyak yang terkandung dalam serpih Bakken berkisar antara 271 hingga 503 miliar barel (43,1 hingga 80,0 miliar meter kubik), dengan rata-rata 413 miliar barel (65,7 miliar meter kubik). Sejak awal tahun 2000, Bakken dikembangkan secara komersial dengan dilakukannya teknologi pemboran horizontal dan *hydraulic fracturing* yang inovatif. *Reservoir* di Formasi Bakken dicirikan sebagai “*tight* atau ketat”, dengan permeabilitas dan porositas yang sangat rendah (Luo & Li, 2015).

(Luo & Li, 2015)



Gambar 2. 1 Map of Bakken Formation in the Williston Basin.

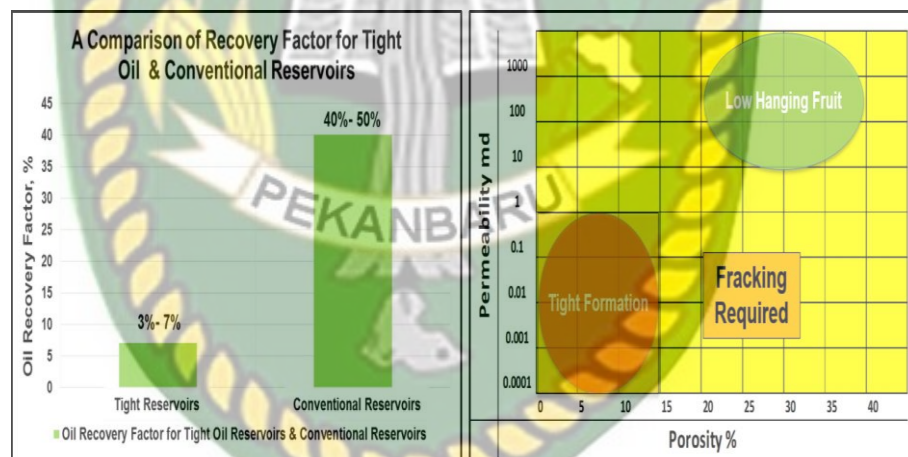
Produksi minyak formasi *shale* dan *tight* menyumbang lebih dari setengah dari total produksi minyak di AS pada tahun 2015. Jumlah tersebut dapat diperkirakan akan terus bertambah secara signifikan dengan perkembangan yang aktif pada *reservoir* permeabilitas rendah. Teknik produksi pada *tight reservoir* menggunakan sumur horizontal dan *hydraulic fracturing* yang menunjukkan bahwa nilai *recovery factor* yang dapat dihasilkan pada lapangan Bakken berkisar 7%.

Dapat dipastikan sebagian besar minyak yang tersisa pada sumur tidak dapat di pulihkan tanpa adanya penggunaan metode *Enhanced Oil Recovery* (Clark, 2009).

2.3 *Tight Reservoir*

Salah satu karakteristik umum pada lapangan *tight reservoir* adalah mempunyai nilai permeabilitas yang rendah sekitar kurang dari 0.1 mD dengan porositas *matrix* yang rendah berkisar 3% - 10%, dengan *Total Organic Carbon* (TOC) lebih tinggi dari 1%, kematangan termal 0,6% - 1,3%, dan $^{\circ}$ API lebih dari 40. *Tight Reservoir* mengacu pada minyak yang terakumulasi di *reservoir sandstone, silty sands* dan *carbonate* (Jia *et al.*, 2016) (Prasun & Ghalambor, 2018). Rendahnya nilai permeabilitas dan porositas pada *reservoir*, membuat mobilitas minyak menjadi rendah karena adanya rekahan pada area tekanan yang membuat tingkat produksi awal menjadi tinggi sehingga terjadi penurunan seiring bejalannya waktu (Joslin *et al.*, 2017).

(Mansour *et al.*, 2017)



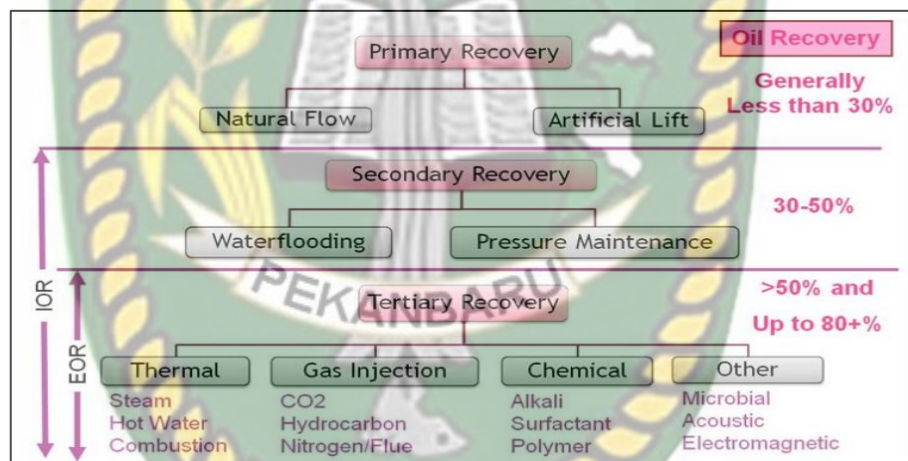
Gambar 2. 2 Perbedaan *Recovery Factor* Antara *Tight Reservoir* dengan Konvensional

Saat ini cara terbaik untuk memproduksi minyak pada *tight reservoir* melalui pengurusan tahap awal yaitu dengan dilakukannya pemboran secara horizontal dan diterapkan *hydraulic fracture* bertingkat (*multistages*) dan dilakukan penerapan metode EOR agar perolehan minyak produksi menjadi lebih maksimal (Yu & Sheng, 2015).

2.4 Enhanced Oil Recovery

Enhanced Oil Recovery merupakan salah satu teknologi produksi dengan melakukan injeksi energi atau fluida untuk meningkatkan *oil recovery* pada tahapan produksi *primary*, *secondary*, atau *tertiary* yang bertujuan untuk meningkatkan total perolehan *reservoir*. Pada proses produksi secara *primary* dan *secondary* yang telah dilakukan tidak sepenuhnya bekerja secara optimal, karena masih terdapat sisa saturasi minyak didalam *reservoir* atau ROS (*remaining oil saturation*), maka perlu dilakukan proses lanjutan atau *tertiary* untuk mengurangi tingkat *saturation oil* yang tersisa di *reservoir*. Teknik EOR terdiri dari injeksi termal (*Thermal Injection*), injeksi gas (*Gas Injection*), injeksi kimia (*hemical Injection*), dan Injeksi mikroba (*Microbially Injection*) (Nugroho, 2010) (Dewita *et al.*, 2013).

(Siami & Yono, 2020)



Gambar 2. 3 Primary, secondary dan tertiary oil recovery

2.5 Injeksi Nitrogen

Banyak penelitian yang membahas perolehan minyak mentah pada injeksi nitrogen berdasarkan dari studi eksperimental dan simulasi yang menunjukkan bahwa nitrogen adalah gas injeksi yang layak untuk digunakan pada perolehan minyak yang sudah diterapkan sebagai perolehan minyak sekunder dan tersier (Yue *et al.*, 2018). Studi kasus injeksi nitrogen di bidang minyak Cantarell di Mexico menunjukkan hasil produksi yang positif pada injeksi nitrogen. Pada perolehan minyak di lapangan Afrika Utara telah menunjukkan potensi yang sangat baik. Sebanyak 48 lapangan minyak di Aljazair, 49 di Mesir, 50 di Libya

dan 19 di Tunisia telah teridentifikasi dengan baik untuk injeksi nitrogen sampai dengan 10% *recovery factor* dari minyak asli (Heucke, 2015).

(Taber *et al.*, 1997)

Detail Table in Ref. 16	EOR Method	Oil Properties			Reservoir Characteristics					
		Gravity ($^{\circ}$ API)	Viscosity (cp)	Composition	Oil Saturation (% PV)	Formation Type	Net Thickness (ft)	Average Permeability (md)	Depth (ft)	Temperature ($^{\circ}$ F)
Gas Injection Methods (Miscible)										
1	Nitrogen and flue gas	>35 / 48 /	<0.4 \ 0.2 \	High percent of C ₁ to C ₇	>40 / 75 /	Sandstone or carbonate	Thin unless dipping	NC	>6,000	NC
2	Hydrocarbon	>23 / 41 /	<3 \ 0.5 \	High percent of C ₂ to C ₇	>30 / 80 /	Sandstone or carbonate	Thin unless dipping	NC	>4,000	NC
3	CO ₂	>22 / 36 / ^a	<10 \ 1.5 \	High percent of C ₅ to C ₁₂	>20 / 55 /	Sandstone or carbonate	Wide range	NC	>2,500 ^b	NC

Tabel 2. 1 Screening Criteria Injeksi Gas

Beberapa keunggulan yang dimiliki gas nitrogen sebagai berikut:

1. Nitrogen bebas dari korosi.
2. Nitrogen mempunyai faktor volume formasi yang tinggi sebesar 30% dibandingkan dengan gas yang lain.
3. Nitrogen memiliki mobilitas yang tinggi sehingga menyebabkan terobosan gas lebih awal dan pemakaian volume lebih tinggi.
4. Ramah lingkungan dan ekonomis.
5. Nitrogen dapat menguapkan minyak mentah yang lebih ringan.

Nitrogen juga memiliki factor volume yang paling tinggi dibandingkan gas injeksi yang ada dan memiliki tingkat mobilitas yang tinggi sehingga menyebabkan gas akan bercampur atau mengalir dengan mudah, hal ini juga disebabkan karena kepadatan yang rendah (Yu & Sheng, 2015). Berikut tabel injeksi nitrogen yang telah dilakukan diberbagai lapangan dan proyek injeksi nitrogen yang baru-baru ini dilakukan.

Tabel 2. 2 Proyek Lapangan Perolehan Minyak Injeksi Nitrogen

<i>NITROGEN FROM OIL PROJECT RECOVERY</i>		
<i>FIELD</i>	<i>EOR APPLICATION</i>	<i>RECOVERY (% OOIP)</i>
Hawkins	<i>Gravity Drainage</i>	20% * Carlson-ExxonMobil
Chunchula	<i>pressure Maintenance</i>	30%
Block 31	<i>miscible Displacement</i>	60% (Total, No Secondary)
Szeged Moravaros	<i>pressure Maintenance</i>	12%
Jay / (LEC)	<i>miscible Displacement</i>	13%
Lake Barre	<i>pressure Maintenance</i>	19%
Fordoche Wilcox 8 & 12	<i>miscible Displacement</i>	19.5%
Wilcox Fordoche 5	<i>pressure Maintenance</i>	19% - 46%
Field B	<i>Immiscible Displacement</i>	36% * Clancy
Anschutz Ranch East	<i>pressure Maintenance</i>	45% - 53%

(Review_of_Nitrogen_injection, n.d.)

2.6 *Minimum Miscible Pressure (MMP)*

Faktor penting untuk menentukan pencapaian *miscibility* dengan adanya perbedaan antara tekanan *reservoir* MMP. Untuk *miscible oil* hanya dapat diterapkan pada keadaan tekanan yang lebih tinggi dari tekanan MMP, yang mana dapat diestimasi menggunakan *slimtube test* atau menggunakan korelasi yang sudah ada. Oleh karena itu, untuk mencapai nilai *recovery factor* tertinggi, *reservoir* harus dapat mempertahankan tekanan lebih besar dari MMP. Campuran gas injeksi akan bercampur ketika nilai MMP nitrogen konstan lebih dari 35-40% (Mogensen & Xu, 2019).

Nitrogen merupakan bahan efektif untuk meningkatkan injeksi gas sebagai proses perolehan minyak (EOR). Keberhasilan pada desain dan implementasi skenario nitrogen *flooding* sangat bergantung pada keakuratan dari *Minimum Miscible Pressure (MMP)* (Barati-Harooni *et al.*, 2019). Terdapat beberapa metode yang dapat digunakan untuk menentukan nilai MMP diantaranya yaitu dengan eksperimen laboratorium menggunakan *slimtube*, simulasi satu dimensi menggunakan *software* dari *Computer Modelling Group (CMG)*. perhitungan menggunakan berbagai korelasi, dan dengan menggunakan *EOS Modelling* pada *winprop* dari CMG (Abdurrahman *et al.*, 2019).

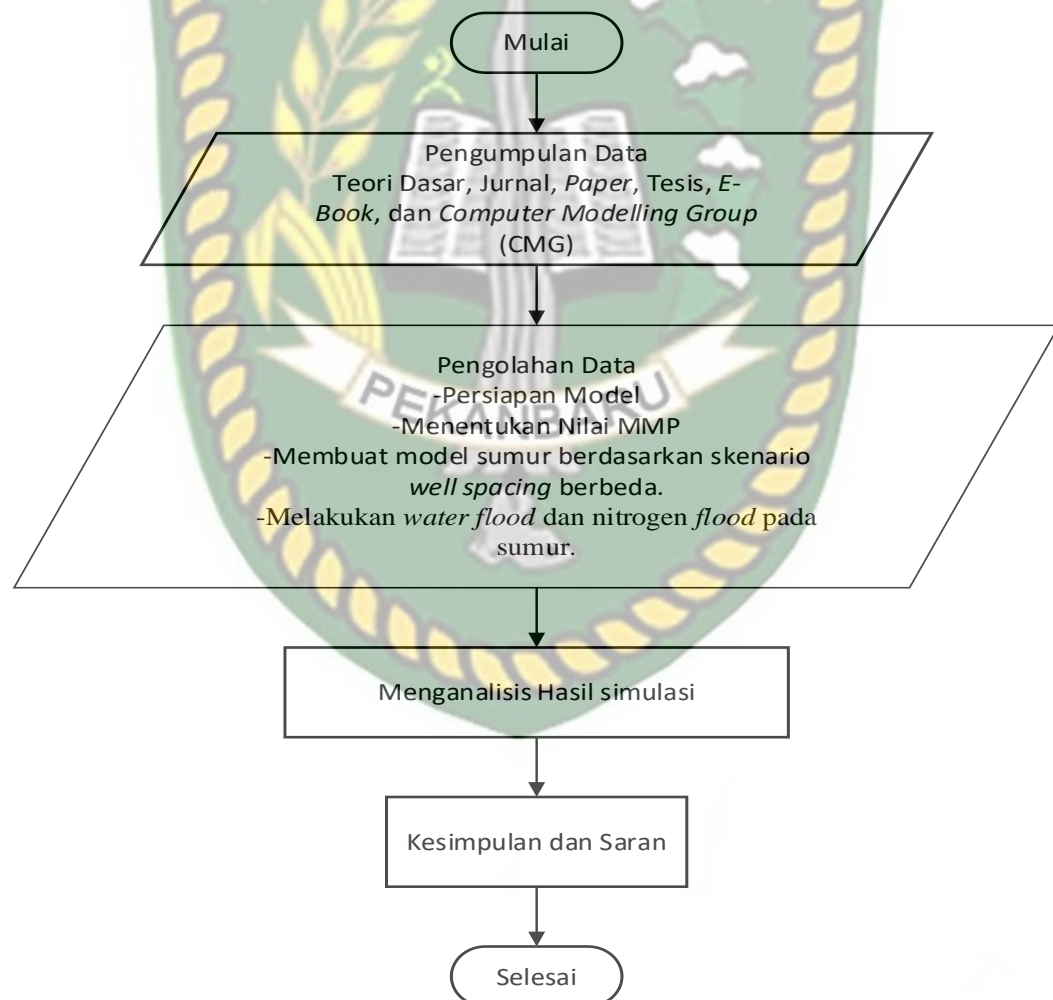
2.7 Simulator Computer Modelling Group (CMG)

Simulator *reservoir* mempunyai manfaat yang sangat besar untuk perencanaan pengembangan pada lapangan migas di dunia. Di era digital modern saat ini, banyak perusahaan yang menciptakan *software* untuk mensimulasikan *reservoir*, salah satunya adalah *software* CMG (*computer modelling group*) yang sering di gunakan. Selain itu, CMG cukup mempunyai opsi yang spesifik seperti *waterflood* yang menggunakan IMEX, *chemical flood* dan *steam flood* menggunakan STARS, serta GEM yang dikhususkan untuk *gas flood*. Selain *software reservoir modelling*, terdapat juga fitur untuk *software fluid modelling*, yaitu dengan menggunakan *Winprop* (Gunawan et al., 2018). CMG juga sering melakukan perbarui versi baru setiap tahunnya, hingga untuk saat ini diperbarui versi 2020. CMG juga melakukan pembaharuan yang cukup signifikan, yaitu menampilkan fitur *sector modelling* pada GEM yang belum tersedia pada versi sebelumnya. Fitur ini memungkinkan pengguna untuk dapat melakukan simulasi pilot proyek *gas flood* tanpa harus melakukan simulasi pada *full field* model, sehingga dapat mempersingkat *running time* pada *simulation* (Sanchez-Rivera et al., 2015).

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Uraian Metode Penelitian

Penelitian tugas akhir ini yang berjudul “potensi injeksi nitrogen pada *Tight Reservoir* dilapangan Bakken menggunakan simulasi *reservoir*” data yang digunakan dalam penulisan Tugas Akhir ini merupakan data sekunder yang didapatkan dari data CMG, Paper, Jurnal, Thesis atau disertai dengan penelitian sebelumnya. Penelitian ini dilakukan menggunakan *software* komersial CMG (*Computer Modelling Group*), data *reservoir* diolah menggunakan *Software* tersebut sehingga diperoleh tujuan dari penelitian ini.



Gambar 3. 1 Flow Chart

3.2 Data-Data yang Di Perlukan Dalam Penelitian

Pada penelitian ini data *reservoir* yang digunakan berupa data primer dan sekunder yang membahas tentang kondisi pada *tight reservoir* di Bakken, daerah Kanada Barat sebagai berikut:

Tabel 3. 1 Properties Reservoir Bakken

DATA RESERVOIR		
Jenis Formasi	<i>TIGHT SANDSTONE</i>	
Tekanan Inisial (Pi)	2520	psi
Temperatur Reservoir (T)	127	°F
Tekanan <i>Buble Point</i> (Pb)	2450	psi
Kompresibilitas Batuan	5E-6	Psi ⁻¹
Total Kedalaman	10.000	ft
Viskositas (μ)	0,63	cp
GOR	730	Scf/STB
Densitas Minyak (P _o)	52.1	Lbm/ft ³
<i>Thickness</i>	145 - 150	feet

(Joslin *et al.*, 2017)

Tabel 3. 2 Properties Fluida Bakken

Komposisi	Fraksi Mol
Nitrogen-C1	0.255
CO ₂	0.04
H ₂ S-C3	0.16
C4-C6	0.13
C7-C14	0.23
C15-C29	0.12
C30 ⁺	0.065
Total	1

(Joslin *et al.*, 2017)

Tabel 3. 3 Skenario Lapangan

No	1066 ft (325 m)	1558 ft (475 m)	2050 ft (625 m)
1	<i>Waterflood</i>		
2	Injeksi nitrogen		

Dari tabel tersebut dilakukan skenario lapangan dengan masing-masing *well spacing* yang berbeda, untuk mengetahui besar potensi injeksi nitrogen yang dilakukan dalam meningkatkan perolehan minyak.

3.3 Prosedur Simulasi *Reservoir*

3.3.1 *Reservoir Modelling*

Prosedur yang dilakukan untuk melakukan pembuatan model *reservoir* antara lain sebagai berikut:

1. Menyiapkan data yang akan diperlukan untuk membuat simulasi model *reservoir* seperti data log, peta kontur, dan properti pada batuan.
2. Memasukkan semua data yang telah disiapkan ke simulator .
3. Setelah semua data selesai diinput dan model *reservoir* sudah jadi, maka model *reservoir* dapat diekspor dalam format *rescue*.
4. File *rescue* tersebut kemudian diimpor ke *builder* CMG (GEM) agar model dapat dilakukan pengolahan lebih lanjut.
5. Impor data komposisi, data produksi, dan data model fluida yang telah dibuat menggunakan *Winprop*.
6. Setelah semua data dimasukkan, maka proses sudah dapat dilakukan.
7. *History matching* harus dilakukan mulai dari awal produksi hingga kondisi terkini.
8. Setelah *history matching* selesai, model *reservoir* dapat diekspor kembali sebagai kondisi inisial.
9. Model *reservoir* skala *full field* dapat diproses lebih lanjut untuk dijadikan *sector modelling* pada *builder*.

3.3.2 *Equation of State Models*

Prosedur EOS dilakukan untuk membuat model fluida *reservoir* sebagai berikut:

1. Mempersiapkan data komponen, tekanan dan suhu fluida *reservoir*.
2. Mempersiapkan data uji laboratorium terhadap fluida *reservoir* (CCE, DL, *Separator test*, *Swelling test*)
3. Pilih persamaan EOS dan satuan yang akan digunakan, lalu pilih komponen fluida *reservoir* yang akan digunakan.
4. Lakukan *plus fraction splitting* pada *hyper component* lalu lakukan pengelompokkan pada komponen tersebut.
5. Masukkan data laboratorium kemudian lakukan regresi.

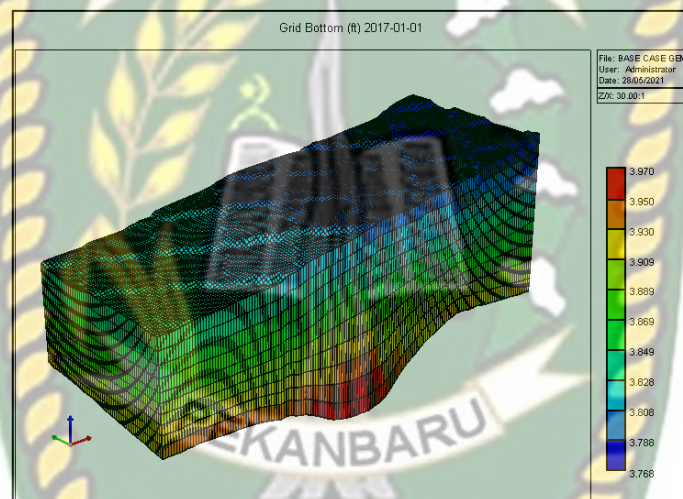
6. Setelah didapat grafik yang *matching*, komponen fluida dapat diekspor dari *winprop* dan model komponen fluida dapat langsung di masukkan kedalam *builder* GEM.

3.4 Model Reservoir

Pemodelan simulasi *reservoir* dilakukan menggunakan *Software* CMG yang terdapat pada lampiran.

3.4.1 Model Sector Reservoir

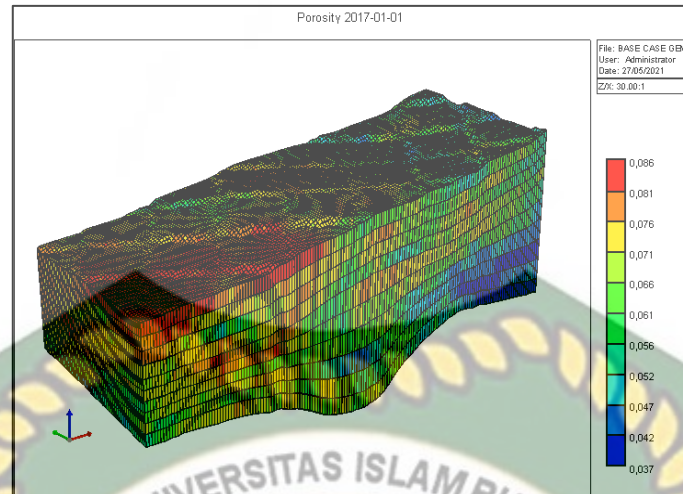
Karakteristik batuan pada model lapangan Bakken adalah *tight sandstone*. Pada pemodelan ini mempunyai jumlah layer 10 dengan lebar berkisar 82 ft dengan kedalaman 3756 ft – 3954 ft.



Gambar 3. 2 Model *Sector Reservoir*

3.4.2 Model Porositas

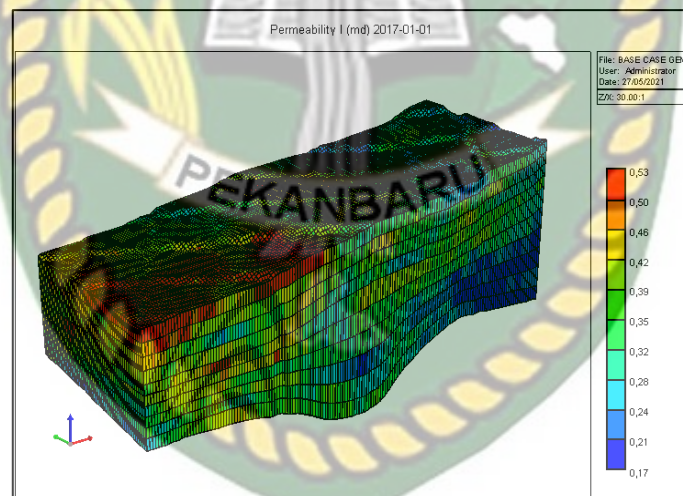
Dapat diketahui bahwa porositas memiliki pengaruh terhadap minyak. Pada model dibawah merupakan persebaran porositas yang dapat dilihat dari skala 0.037 sampai dengan 0.086 dengan nilai porositas rata rata berkisar 0.06.



Gambar 3. 3 Pesebaran Model Porositas

3.4.3 Model Permeabilitas

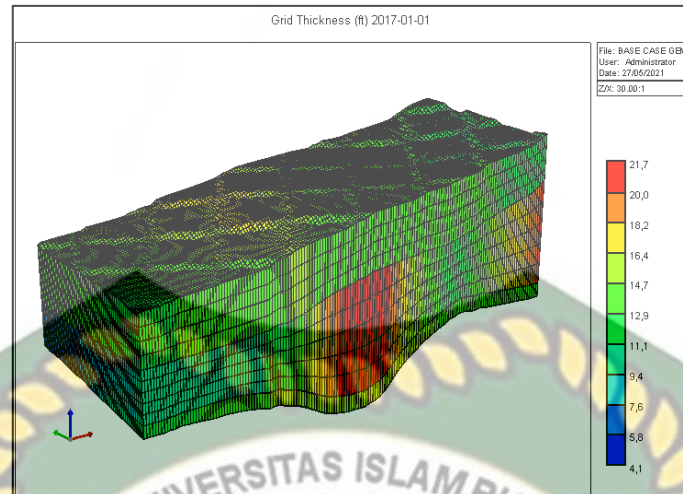
Dapat di lihat pada gambar yang merupakan persebaran permeabilitas heterogen pada model simulasi dengan nilai permeabilitas rata rata 0.36 yang berkisar antara 0.17 sampai 0.53 pada skala.



Gambar 3. 4 Permeabilitas Heterogen

3.4.4 Ketebalan Reservoir

Pada model simulasi ketebalan *reservoir* memiliki jumlah 10 layer masing-masing layer mempunyai jumlah 9600 grid. Dengan Grid cell I berkisar 160 (13120 ft), Grid Cell J = 60 (4920 ft) dan Grid Cell K = 10 (820 ft) dengan Total blok 96.000 ft.



Gambar 3. 5 Ketebalan Reservoir

3.5 Estimasi MMP Menggunakan Simulator CMG

Dalam penelitian ini metode *Equation of State* (EOS) dapat mendefinisikan hubungan tekanan, suhu dan volume (PVT) pada fluida. Persamaan Peng-Robinson EOS sangat berkerja dengan baik untuk fluida di *reservoir* dan dapat digunakan pada perangkat lunak seperti *Computer Modelling Group* (CMG) *Winprop* untuk menghitung kalkulasi MMP (*Experimental Approach To Investigate Minimum Miscibility*, n.d.). Pada penelitian (Choubineh *et al.*, 2019) menerapkan persamaan keadaan Peng-Robinson untuk memperkirakan nilai MMP dan memprediksi tekanan injeksi gas yang diperlukan untuk mencapai *miscible*. Persamaan Peng-Robinson dipilih untuk memprediksi nilai MMP dengan menggunakan simulator CMG *Winprop* yang digunakan untuk membandingkan data yang akan diamati, diukur dan dihitung sesuai dengan parameter EOS. Komposisi yang digunakan pada simulasi ini pada *reservoir* lapangan Bakken Canada di Tabel 3.1. Adapun prosedur untuk melakukan metode EOS sebagai berikut: memasukkan data komposisi minyak, tekanan dan temperatur harus disesuaikan pada data lapangan, komposisi gas injeksi nitrogen harus sesuai dengan tingkat kemurnian 99.99%, dan dilakukan *running* untuk mengetahui besaran MMP pada komposisi dan temperatur (Abdurrahman *et al.*, 2019).

3.6 Tempat Penelitian dan Pengambilan Data

Penelitian ini dilakukan pada Laboratorium Simulasi *Reservoir* Program Studi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau, Pekanbaru.

3.7 Jadwal Penelitian

Dalam mengerjakan Tugas Akhir ini diperoleh dari hasil simulasi *reservoir* selama 4 bulan dari September 2021 – Desember 2021. Tempat penelitian dilakukan di Universitas Islam Riau, Pekanbaru.

Tabel 3.4 Jadwal Penelitian

No	Jenis Kegiatan	Tahun 2021															
		September				Oktober				November				Desember			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1.	Studi literatur	■	■	■	■												
2.	Pengumpulan Data					■	■										
3.	Membuat Model di <i>Winprop</i>							■									
4.	Menentukan Nilai MMP								■								
5.	Pembuatan Skenario dengan kompleks sumur									■	■	■	■	■			
6.	Analisa Hasil Kumulatif Minyak														■		
7.	Penyusunan Laporan															■	■

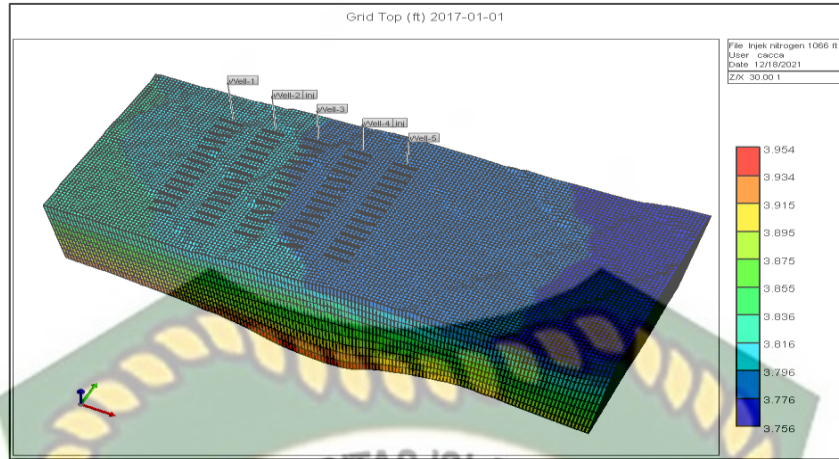
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Injeksi Nitrogen Pada Lapangan *Tight Reservoir*

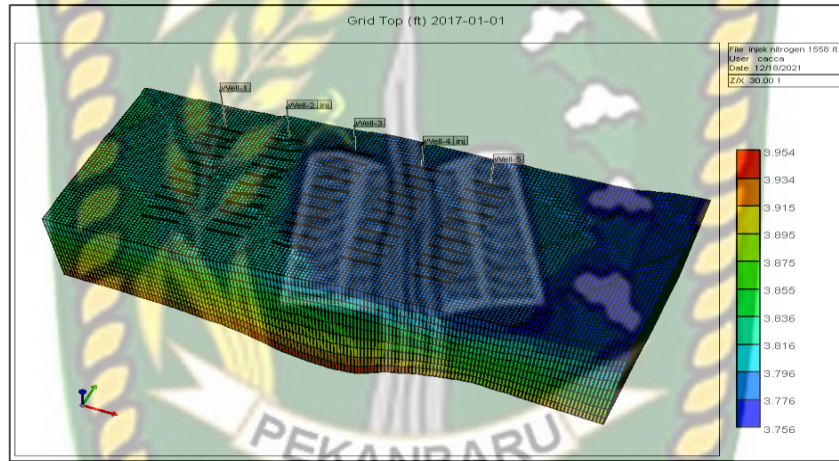
Injeksi nitrogen dilakukan pada lapangan *tight reservoir* dengan komposisi fluida pada table 3.1 yang sesuai dengan kriteria pada nitrogen, kemudian semua akan dilakukan secara *trial and error* untuk mendapatkan hasil yang terbaik sesuai tingkat sensitivitasnya. Nitrogen merupakan bahan efektif untuk meningkatkan injeksi gas sebagai proses perolehan minyak (EOR). Keberhasilan pada desain dan implementasi skenario nitrogen *flooding* sangat bergantung pada keakuratan dari *Minimum Miscible Pressure* (MMP) (Barati-Harooni *et al.*, 2019). Berdasarkan penelitian yang dilakukan oleh (Belhaj *et al.*, 2013) bahwa nilai MMP injeksi nitrogen dilakukan mendapatkan nilai sekitar 4000 psi dengan *recovery factor* 33,7%. Pada kali ini dilakukan penetapan *well spacing* pada model dengan jarak 1066 ft, 1558 ft, dan 2050 ft, untuk dilihat hasil dari sensitivitasnya terhadap perolehan minyak atau *recovery factor* dan akan diketahui seberapa besar potensi injeksi nitrogen pada lapangan *tight reservoir*.

4.2 Model Sumur *Reservoir*

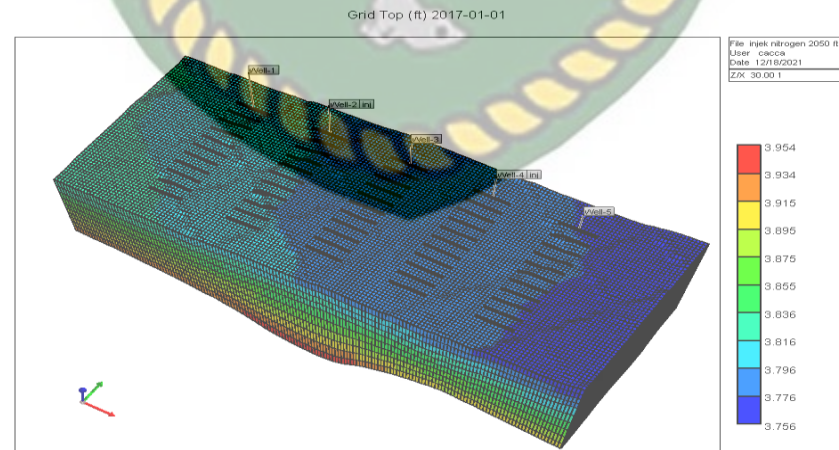
Simulasi reservoir digunakan untuk memprediksikan kinerja reservoir suatu lapangan dimasa yang akan datang dengan berbagai macam skenario produksi. Penelitian ini menggunakan 5 sumur yang terdiri dari 3 sumur produksi dan 2 sumur injeksi. Pembuatan model sumur dilakukan dengan berbagai jarak yang berbeda, yang bertujuan untuk mengetahui hasil kondisi produksi terbaik dari masing-masing *well spacing*. Pada gambar 4.1, 4.2 dan 4.3 merupakan bentuk model sumur *reservoir*.



Gambar 4. 1 Model Sumur *Well Spacing* 1066



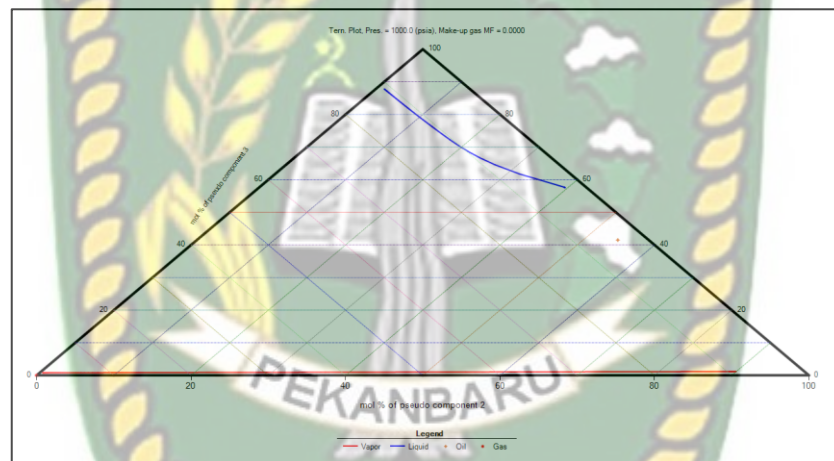
Gambar 4. 2 Model Sumur *Well Spacing* 1558



Gambar 4. 3 Model Sumur *Well Spacing* 2050

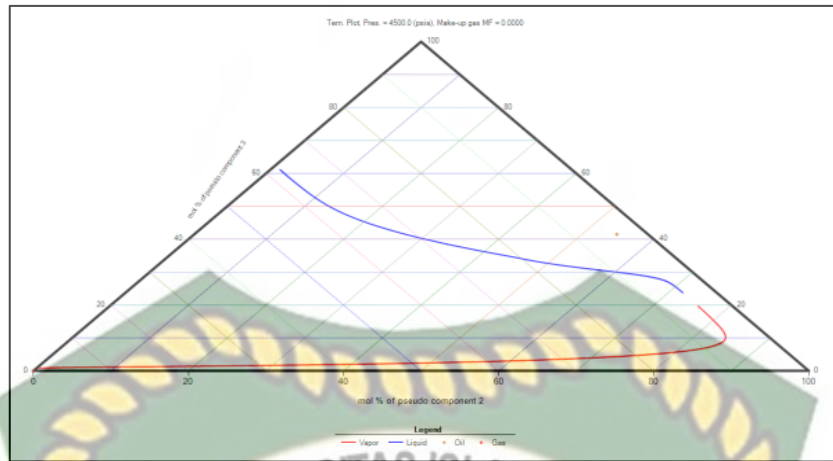
4.3 Penentuan Nilai MMP

Penentuan nilai MMP nitrogen dilakukan berdasarkan komposisi dan properti lapangan *reservoir* pada Table 3.1 dan 3.2. perolehan tersebut diukur sebagai fungsi tekanan dan *breakover* pada kurva perolehan yang didefinisikan sebagai MMP (Sebastian & Lawrence, 1992). Pada penentuan MMP dapat dilakukan dengan berbagai metode simulasi seperti simulasi *slimtube* dari GEM, korelasi persamaan dan simulasi EOS *modelling Winprop*. Penentuan kali ini dilakukan langsung menggunakan EOS *modelling Winprop* dengan memasukkan data *component* fluida terlebih dahulu disimulasi *modelling* serta menambahkan *multiple contact*. berikut adalah hasil dari penentuan nilai MMP menggunakan simulasi EOS *Winprop*.

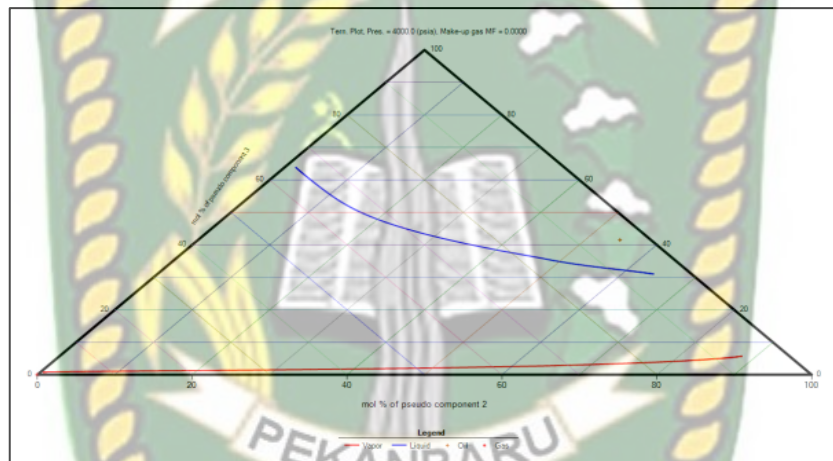


Gambar 4. 4 Diagram Ternery pada Kondisi Fluida pada Tekanan 1000 psi

Pada gambar 4.4 merupakan tekanan awal untuk mengetahui percampuran antara 2 fasa menjadi satu fasa atau area fasa terbentuk menjadi *miscible* (Abdurrahman *et al.*, 2019). Namun pada tekanan 1000 psi tidak ada terjadinya reaksi antara liquid dan gas sehingga tekanan perlu dinaikkan kembali.



Gambar 4. 5 Diagram Ternery Kondisi Fluida pada Tekanan 4000 psi



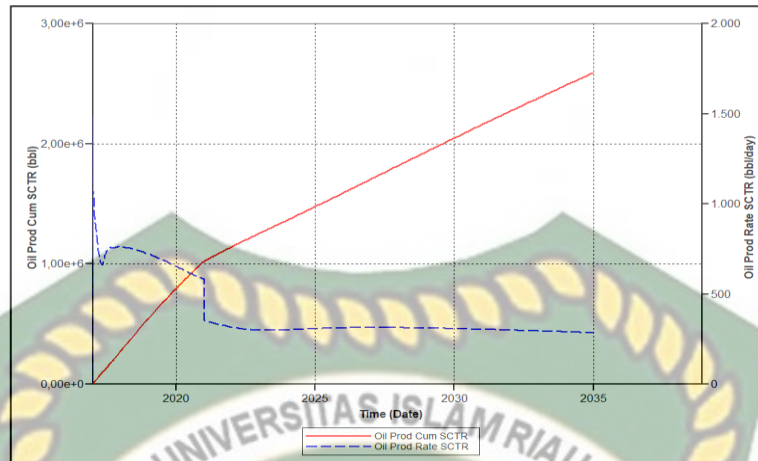
Gambar 4. 6 Diagram Ternery Kondisi Fluida pada Tekanan 4500 psi

Dapat di lihat pada gambar 4.5 saat kondisi *First Contact Miscibility* mencapai tekanan 4000 psi yang dilakukan dengan perhitungan suhu 260 deg F dan gambar 4.6 pada kondisi *Multiple Contact Miscibility* yang mencapai tekanan 4500 psi dengan suhu yang sama. Setelah diketahui nilai FCM dan MCM maka injeksi nitrogen tidak dalam kondisi *miscible*, dikarenakan rendahnya tekanan *reservoir* sehingga terjadi kondisi *immiscible displacement* pada proses injeksi nitrogen.

4.4 Skenario Injeksi *Waterflood*

Pada Skenario injeksi *waterflood* dilakukan selama 15 tahun dari tahun 2021 hingga 2035 untuk melihat hasil dari *well spacing* yang berbeda.

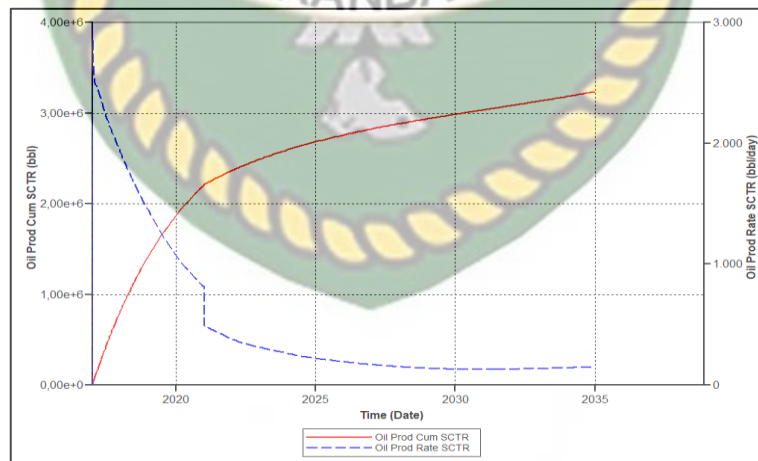
4.2.1 Injeksi *Waterflood* pada *Well Spacing* 1006



Gambar 4. 7 Hasil Produksi Minyak Komulatif pada Injeksi *Waterflood*

Dapat dilihat pada persentase gambar 4.7 dengan total komulatif *oil* produksi pada *well spacing* 1066 sekitar 2.590.790 bbl. Begitu juga dengan peningkatan yang tidak signifikan pada produksi minyak perhari nya terjadi penurunan sehingga pada tahun 2025 jumlah produksi kembali naik dan stabil dan di akhir tahun 2035 produksi minyak pada injeksi air hanya sebesar 285.756 bbl/day.

4.2.2 Injeksi *Waterflood* pada *Well Spacing* 1558

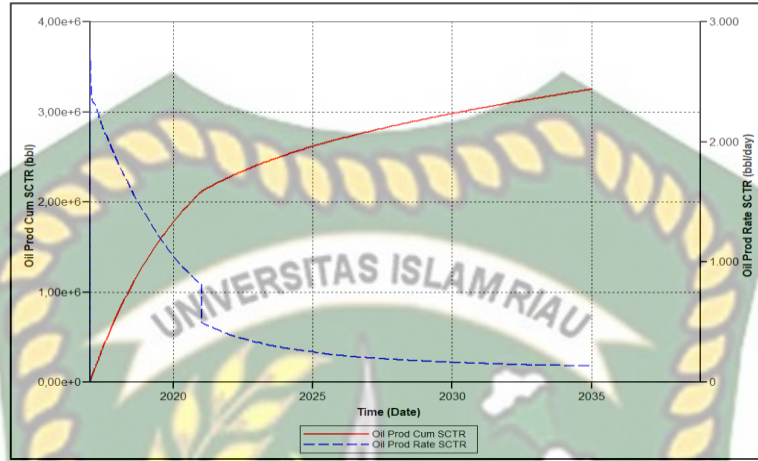


Gambar 4. 8 Hasil Produksi Minyak Komulatif pada Injeksi *Waterflood*

Dapat dilihat pada persentase gambar 4.8 dengan total komulatif minyak produksi pada *well spacing* 1558 sekitar 3.235.870 bbl. Begitu juga dengan peningkatan yang tidak signifikan pada produksi minyak perhari nya terjadi

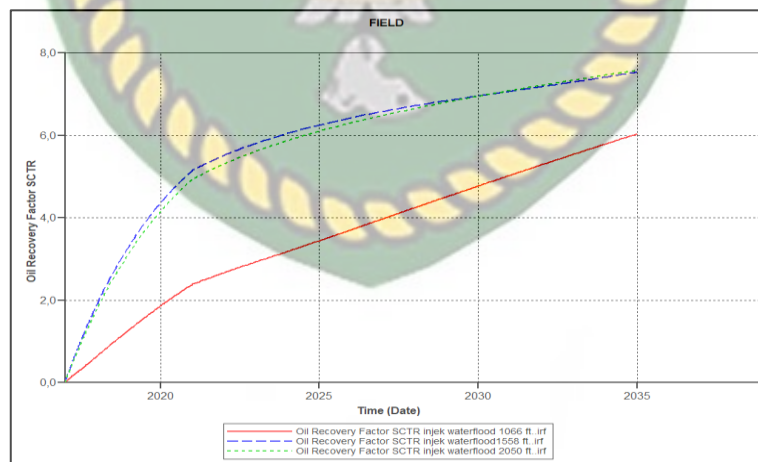
penurunan, sehingga pada tahun 2030 kembali naik dan stabil dan di akhir tahun 2035 produksi minyak pada injeksi air hanya sebesar 150.207 bbl/day.

4.2.3 Injeksi Waterflood pada Well Spacing 2050



Gambar 4. 9 Hasil Produksi Minyak Komulatif pada Injeksi *Waterflood*

Dapat dilihat pada persentase gambar 4.9 dengan total komulatif *oil* produksi pada *well spacing* 1558 sekitar 3.252.570 bbl. Begitu juga dengan peningkatan yang tidak signifikan pada produksi minyak perhari nya terjadi penurunan, sehingga pada tahun 2030 kembali naik dan stabil dan di akhir tahun 2035 produksi minyak pada injeksi air hanya sebesar 136.721 bbl/day.



Gambar 4. 10 Hasil dari *Recovery Factor* dari Masing-masing *Well Spacing*

Pada gambar 4.10 menunjukkan hasil dari *recovery factor* dari masing-masing *well spacing* yang telah dilakukan injeksi air. Perolehan minyak terbanyak pada saat injeksi air adalah dengan menggunakan metode *well spacing* 2050

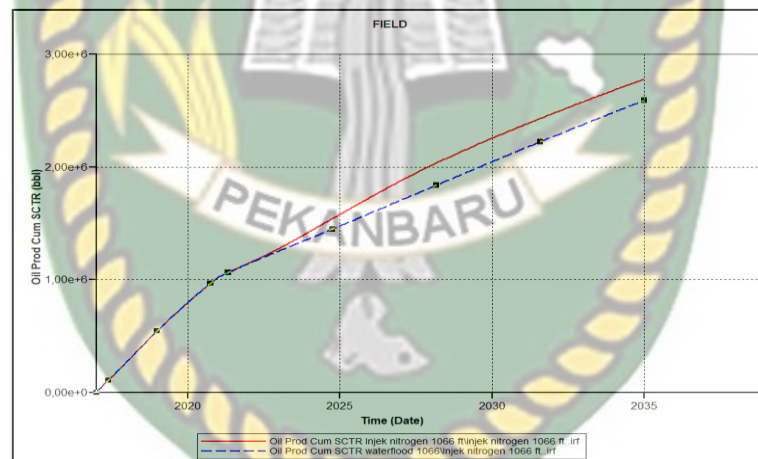
sebesar 7.577.260 bbl sedangkan pada *recovery well spacing* 1066 dan 1558 sebesar 6.035.830 bbl dan 7.538.120 bbl.

4.5 Skenario Injeksi Nitrogen

Skenario injeksi nitrogen dilakukan dimulai dari tahun 2021 hingga 2035 atau selama 15 tahun dengan menggunakan metode *well spacing* yang berbeda untuk mengetahui tiap potensi dari masing-masing sumur tersebut.

4.3.1 Injeksi Nitrogen pada *Well Spacing* 1066

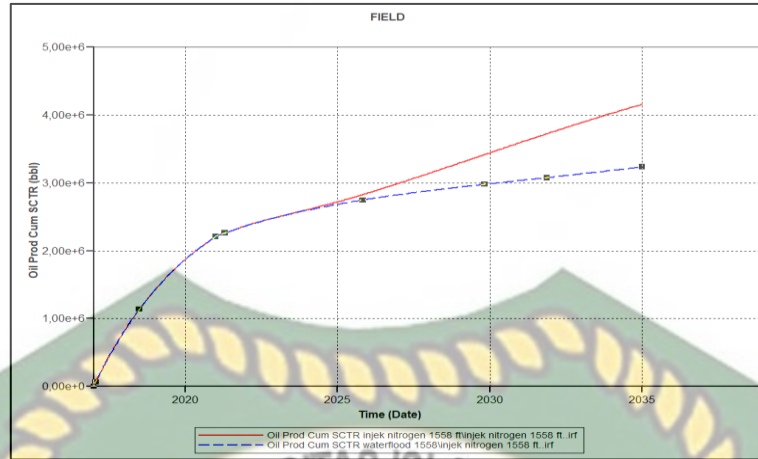
Skenario selanjutnya adalah injeksi nitrogen dengan *well spacing* 1066 untuk melihat *rate oil production* pada lapangan. Hasil kumulatif minyak pada *well spacing* 1066 sebesar 6,5% atau sekitar 2.779.190 bbl dari OOIP 42.784.700 bbl yang dilakukan penginjeksiaian selama 15 tahun. Sehingga pada saat dilakukan injeksi nitrogen memberi tambahan sekitar 188.400 bbl/day dari skenario injeksi *waterflood* atau sekitar 0,4%.



Gambar 4.11 Perbandingan *Oil Rate Commulative* Injeksi Nitrogen dan Air dengan *Well Spacing* 1066

4.3.2 Injeksi Nitrogen pada *Well Spacing* 1558

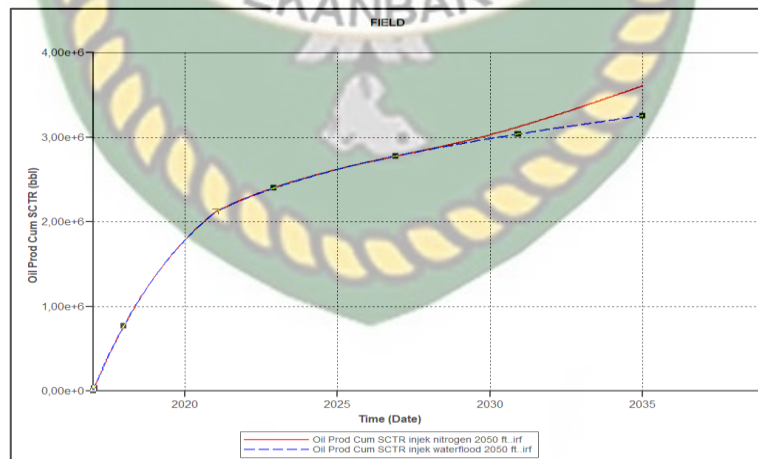
Skenario selanjutnya adalah injeksi nitrogen dengan *well spacing* 1558 untuk melihat *rate oil production* pada lapangan. Hasil kumulatif minyak pada *well spacing* 1558 sebesar 9,7% atau sekitar 4.158.680 bbl dari OOIP 42.784.700 bbl yang dilakukan penginjeksiaian selama 15 tahun. Sehingga pada saat dilakukan injeksi nitrogen memberi tambahan sekitar 922.810 bbl/day dari skenario injeksi *waterflood* atau sekitar 2,1%.



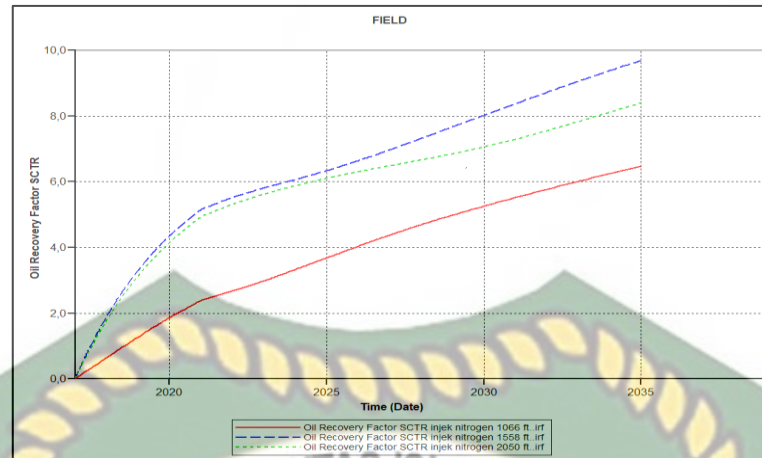
Gambar 4. 12 Perbandingan *Oil Rate Commulative* Injeksi Nitrogen dan Air dengan *Well Spacing* 1558

4.3.3 Injeksi Nitrogen pada *Well Spacing* 2050

Skenario selanjutnya adalah injeksi nitrogen dengan *well spacing* 2050 untuk melihat *rate oil production* pada lapangan. Hasil komulatif minyak pada *well spacing* 2050 sebesar 8,3% atau sekitar 3.607.760 bbl dari OOIP 42.784.700 bbl yang dilakukan penginjeksiaan selama 15 tahun. Sehingga pada saat dilakukan injeksi nitrogen memberi tambahan sekitar 355.190 bbl/day dari skenario injeksi *waterflood* atau sekitar 0,8%.



Gambar 4. 13 Perbandingan *Oil Rate Commulative* Injeksi Nitrogen dan Air dengan *Well Spacing* 2050



Gambar 4. 14 Hasil *Recovery* Minyak Kumulatif dengan Tiga Metode terhadap *Well Spacing* yang berbeda.

Pada gambar 4.14 merupakan hasil perolehan minyak dari tiga *well spacing* yang berbeda. Perolehan minyak terbanyak pada saat injeksi nitrogen adalah dengan menggunakan metode *well spacing* 1558 sebesar 9.687.870 bbl. Sedangkan pada *well spacing* 1066 sebesar 6.474.750 bbl dan *well spacing* 2050 sebesar 8.379.950 bbl. Untuk mendapatkan atau mempengaruhi nilai *recovery* yang baik dalam formasi heterogen maupun homogen harus dibantu dengan *well spacing* yang efektif (Joslin *et al.*, 2017).

Tabel 4. 1 Hasil Kumulatif Minyak seluruh Metode skenario dan *Well spacing*.

No	Metode	(ft)	Kumulatif Minyak (bbl)	RF (%)
1	<i>Waterflood</i>	1066 ft	2.590.790	14,1
2	<i>Waterflood</i>	1558 ft	3.235.870	17,1
3	<i>Waterflood</i>	2050 ft	3.252.570	17,6
4	<i>Injeksi nitrogen</i>	1066 ft	2.779.190	15,1
5	<i>Injeksi nitrogen</i>	1558 ft	4.158.680	22,6
6	<i>Injeksi nitrogen</i>	2050 ft	3.607.760	19,5
OOIP		42,784,700		

Tabel 4. 2 *Recovery Factor* Terbaik dari Masing-Masing Metode skenario Produksi dan *Well spacing*

Metode	(ft)	Kumulatif Terbaik (bbl)	<i>Recovery factor</i> Minyak (%)
<i>waterflood</i>	2050	3.252.570	17,6
Injeksi nitrogen	1558	4.158.680	22,6%



BAB V

PENUTUPAN

5.1 Kesimpulan

Adapun hasil penelitian yang telah dilakukan injeksi nitrogen pada lapangan *tight reservoir* yang berdasarkan dari tujuan penelitian sebagai berikut:

1. Dari hasil penentuan nilai MMP pada injeksi nitrogen di peroleh sebesar 4500 psi. Dimana tekanan MMP lebih besar dari tekanan reservoir 2650 psi sehingga terjadi pendesakan injeksi nitrogen kedalam reservoir dengan mekanisme *immiscible displacement* (injeksi nitrogen tidak bercampur dengan minyak di reservoir karena nitrogen merupakan non hidrokarbon).
2. Dari hasil simulasi yang dilakukan untuk injeksi nitrogen pada lapangan *tight reservoir* diperoleh nilai *recovery factor* sebesar 22,6% atau sebesar 9.687.870 bbl.
3. Dari hasil sensitivitas *well spacing* yang dilakukan diperoleh *recovery factor* sebagi berikut:
 - Untuk injeksi *waterflood* dengan masing masing nilai pada *well spacing* 1066 sebesar 6.035.830 bbl, *well spacing* 1558 sebesar 7.577.26 bbl, *well spacing* 2050 sebesar 7.538.120 bbl .
 - Untuk injeksi Nitrogen dengan masing masing nilai pada *well spacing* 1066 sebesar 6.474.750 bbl, *well spacing* 1558 sebesar 9.662.270 bbl, *well spacing* 2050 sebesar 8.404.710 bbl.

5.2 Saran

Adapun untuk penelitian selanjutnya dapat dilakukan injeksi nitrogen dalam bentuk *pattern* yang berbeda dan menentukan *declaine production* pada saat dilakukan injeksi nitrogen dan menentukan pengaruh jumlah injeksi nitrogen terhadap perubahan *recovery factor*.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdurrahman, M., Bae, W., & Permadi, A. K. (2019). Determination and evaluation of minimum miscibility pressure using various methods: Experimental, visual observation, and simulation. *Oil and Gas Science and Technology*, 74. <https://doi.org/10.2516/ogst/2019028>
- Barati-Harooni, A., Najafi-Marghmaleki, A., Hoseinpour, S. A., Tatar, A., Karkevandi-Talkhoonchah, A., Hemmati-Sarapardeh, A., & Mohammadi, A. H. (2019). Estimation of minimum miscibility pressure (MMP) in enhanced oil recovery (EOR) process by N₂ flooding using different computational schemes. *Fuel*, 235(October 2017), 1455–1474. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.08.066>
- Belhaj, H., Abukhalifeh, H., & Javid, K. (2013). Miscible oil recovery utilizing N₂ and/or HC gases in CO₂ injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 111, 144–152. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.08.030>
- Choubineh, A., Helalizadeh, A., & Wood, D. A. (2019). Estimation of minimum miscibility pressure of varied gas compositions and reservoir crude oil over a wide range of conditions using an artificial neural network model. *Advances in Geo-Energy Research*, 3(1), 52–66. <https://doi.org/10.26804/ager.2019.01.04>
- Clark, A. J. (2009). *Determination of Recovery Factor in the Bakken Formation, Mountrail County, ND*. 1–10. <https://doi.org/10.2118/133719-stu>
- Dewita, E., Priambodo, D., & Ariyanto, S. (2013). Penentuan Jarak PLTN Dengan Sumur Minyak Untuk Enhanced Oil Recovery (EOR) Ditinjau Dari Aspek Kehilangan Panas dan Keselamatan. *Jurnal Pengembangan Energi Nuklir*, 15(2), 127–137.
- Experimental Approach To Investigate Minimum Miscibility*. (n.d.).
- Ghoodjani, E., & Bolouri, S. H. (2011). Experimental Study of CO₂-EOR and N₂-EOR with Focus on Relative Permeability Effect. *Journal of Petroleum*

& *Environmental Biotechnology*, 2(1), 2–6. <https://doi.org/10.4172/2157-7463.1000106>

Gunawan, N. P., Kasmungin²), S., & Samsol. (2018). Skenario Optimasi Rate Injeksi Waterflood Dengan Menggunakan Simulator Cmg Pada Lapangan N. *Seminar Nasional Cendekiawan Ke 4 Tahun 2018*, 559–563.

Guzmann, M. S. P. (2014). Review of a forgotten technology with high potential - The world largest nitrogen based IOR project in the supergiant field Cantarell, Mexico. *Society of Petroleum Engineers - SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition 2014, RO and G 2014 - Sustaining and Optimising Production: Challenging the Limits with Technology*, 2, 910–921. <https://doi.org/10.2118/171239-ms>

Heucke, U. (2015). Nitrogen injection as IOR/EOR solution for North African oil fields. *Society of Petroleum Engineers - SPE North Africa Technical Conference and Exhibition 2015, NATC 2015, September*, 247–258. <https://doi.org/10.2118/175730-ms>

Jia, C., Zou, C., Li, J., Li, D., & Zheng, M. (2016). Evaluation criteria, major types, characteristics and resource prospects of tight oil in China. *Petroleum Research*, 1(1), 1–9. [https://doi.org/10.1016/S2096-2495\(17\)30026-1](https://doi.org/10.1016/S2096-2495(17)30026-1)

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>

Lawrence, J. J., Maer, N. K., Stern, D., Upstream, E., Corwin, L. W., Company, E. E., Idol, W. K., & Company, E. P. (2002). *SPE 78527 Jay Nitrogen Tertiary Recovery Study : Managing a Mature Field. Figure 3.*

- Lu, T., Li, Z., Li, J., Hou, D., & Zhang, D. (2017). Flow behavior of N₂ huff and puff process for enhanced oil recovery in tight oil reservoirs. *Scientific Reports*, 7(1), 1–14. <https://doi.org/10.1038/s41598-017-15913-5>
- Luo, M., & Li, S. (2015). Final Report Bakken Roadmap (Phase 1). *Petroleum Technology Alliance Canada*, 13899.
- 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), 17–19. <https://doi.org/10.2118/186888-ms>
- Mogensen, K., & Xu, S. (2019). Potential applicability of miscible N₂ flooding in high-temperature Abu Dhabi reservoir. *Society of Petroleum Engineers - SPE Reservoir Characterisation and Simulation Conference and Exhibition 2019, RCSC 2019*. <https://doi.org/10.2118/196716-ms>
- Mogensen, K., & Xu, S. (2020). Comparison of three miscible injectants for a high-temperature, volatile oil reservoir - With particular emphasis on nitrogen injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 195(January), 107616. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107616>
- Mungan, N. (2000). Enhanced oil recovery with high pressure nitrogen injection. *SPE/AAPG Western Regional Meetings*, 253–256. <https://doi.org/10.2118/62547-ms>
- Nugroho, A. (2010). Produksi Gas Hasil Biodegradasi Minyak Bumi: Kajian Awal Aplikasinya Dalam Microbial Enhanced Oil Recovery (Meor). *MAKARA of Science Series*, 13(2), 111–116. <https://doi.org/10.7454/mss.v13i2.405>
- Oilfields, S. (2017). Recovery Factor Benchmarking. *Oil&Gas Authority*, September.
- 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>

Review_of_Nitrogen_injection. (n.d.).

Sanchez-Rivera, D., Mohanty, K., & Balhoff, M. (2015). Reservoir simulation and optimization of Huff-and-Puff operations in the Bakken Shale. *Fuel*, 147, 82–94. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.12.062>

Sánchez, J. L., Astudillo, A., Rodríguez, F., Morales, J., & Rodríguez, A. (2005). Nitrogen injection in the cantarell complex: Results after four years of operation. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings, 2005-June.* <https://doi.org/10.2523/97385-ms>

Sebastian, H. M., & Lawrence, D. D. (1992). Nitrogen minimum miscibility pressures. *Eighth Symposium on Enhanced Oil Recovery*, 299–310. <https://doi.org/10.2523/24134-ms>

Siami, D. H., & Yono, N. H. (2020). Microbial Enhanced Oil Recovery (MEOR): Alternatif Peningkatan Produksi Migas di Indonesia. *Jurnal Nasional Pengelolaan Energi MigasZoom*, 2(2), 01–08. <https://doi.org/10.37525/mz/2020-2/253>

Taber, J. J., Martin, F. D., & Seright, R. S. (1997). EOR Screening Criteria Revisited - Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. *SPE Reservoir Engineering (Society of Petroleum Engineers)*, 12(3), 189–197. <https://doi.org/10.2118/35385-pa>

Yu, Y., & Sheng, J. J. (2015). An experimental investigation of the effect of pressure depletion rate on oil recovery from shale cores by cyclic N₂ injection. *Society of Petroleum Engineers - Unconventional Resources Technology Conference, URTEC 2015.* <https://doi.org/10.2118/178494-ms>

Yue, P., Xie, Z., Huang, S., Liu, H., Liang, S. B., & Chen, X. (2018). The application of N₂ huff and puff for IOR in fracture-vuggy carbonate reservoir. *Fuel*, 234(June), 1507–1517.

<https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.07.128>



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau