

**EVALUASI KINERJA *RESERVOIR SANDSTONE* DENGAN
INJEKSI AIR (*WATERFLOOD*) DI *IRREGULAR PATTERN*
PADA LAPANGAN CF**

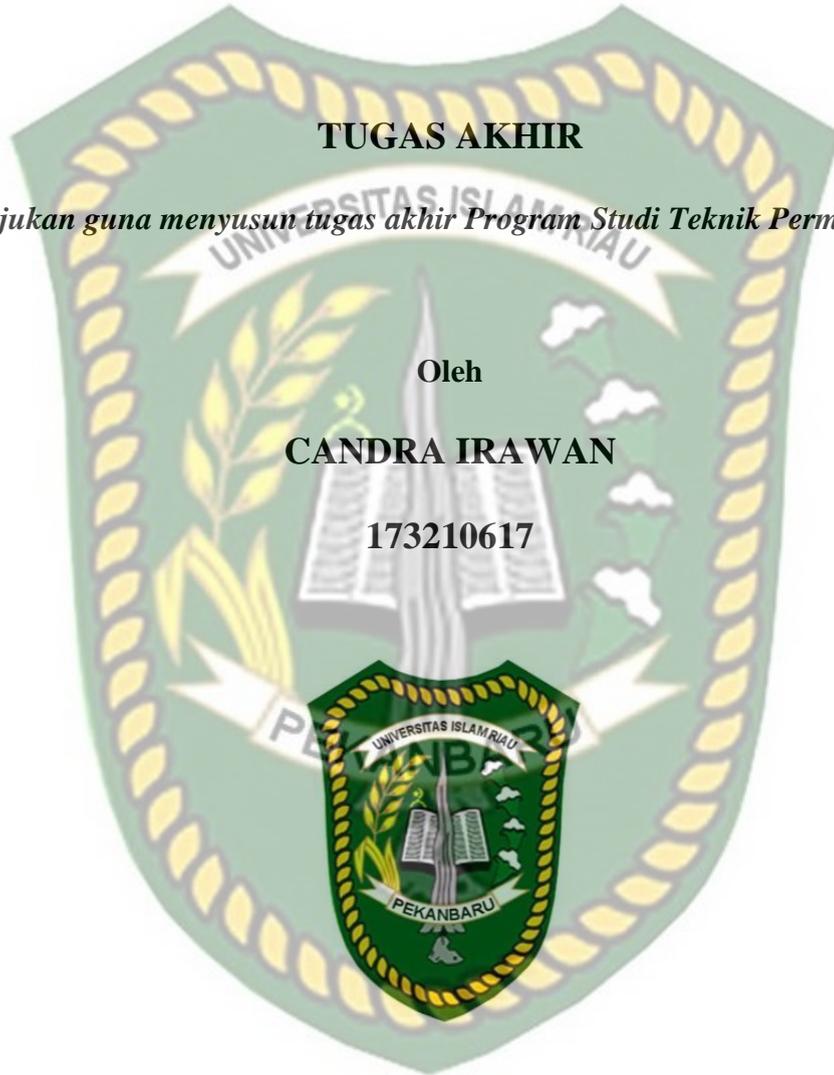
TUGAS AKHIR

Diajukan guna menyusun tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

CANDRA IRAWAN

173210617



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2021

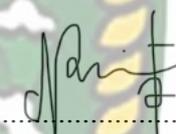
HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh

Nama : Candra Irawan
NPM : 173210617
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Tugas Akhir : Evaluasi Kinerja Reservoir Sandstone Dengan Injeksi Air (*Waterflood*) di *Irregular Pattren* Pada Lapangan CF

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 : Novia Rita, ST., MT. (.....)
Penguji I : Dike Fitriansyah Putra, ST., MT., MBA. (.....)
Penguji II : Idham Khalid, ST., MT. (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru
Tanggal : 26 April 2022

Disahkan Oleh

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**

**DOSEN PEMBIMBING
TUGAS AKHIR**


(Novia Rita., ST., MT.)


(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 di dalamnya, 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, 10 Agustus 2022



Candra Irawan
173210617

Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

KATA PENGANTAR

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

1. Novia Rita., ST., MT., selaku dosen pembimbing yang telah memberikan petunjuk, bimbingan setiap waktu serta arahan selama penulisan tugas akhir.
2. Richa Mellysa, ST., MT., selaku Dosen Pembimbing Akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan..
3. Norahmansyah, ST, MT., selaku *EOR Specialist* di PT. BOB BSP Pertamina Hulu sekaligus mentor lapangan Tugas Akhir yang telah memberikan kesempatan untuk mengambil data dan bimbingan Tugas Akhir akhir saya.
4. Kepada kedua orang tua dan saudara/i kandung saya yang telah memberikan dukungan penuh material dan moral.
5. Rekan-rekan mahasiswa, sahabat terbaik serta orang terdekat yang membantu menyelesaikan tugas akhir ini yang tidak dapat disebutkan satu persatu.

Penulis menyadari bahwa proposal ini masih belum sempurna. Oleh karena Teriring doa saya, semoga Allah memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu, semoga tugas akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, Senin 11 April 2020

(Candra Irawan)



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	ii
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI	v
DAFTAR GAMBAR	ix
DAFTAR TABEL	x
DAFTAR LAMPIRAN	xii
DAFTAR SINGKATAN	xiii
DAFTAR SIMBOL	xiv
ABSTRAK	xv
ABSTRACT	xvi
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	2
1.3 Manfaat Penelitian	2
1.4 Batasan Masalah	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 State of The Arts	5
2.2 <i>Waterflood</i>	6
2.2.1 Penentuan Lokasi Sumur Injeksi dan Sumur Produksi	8
2.2.2 Penentuan Pola Sumur Injeksi dan Sumur Produksi	8
2.3 <i>Sreening Criteria Waterflood</i>	8
2.3.1 Mengetahui Lithologi Batuan	8

2.3.2	Mengetahui Jenis <i>Reservoir</i>	9
2.3.3	<i>Specific Gravity</i> dan Viskositas Minyak.....	9
2.3.4	Saturasi Minyak	9
2.3.5	<i>Bottom Water Zone</i>	10
2.3.6	Pengaruh Akuifer	10
2.3.7	Kompatibilitas Air Yang di Injeksikan	10
2.3.8	Tekanan Injeksi	10
2.4	Faktor Yang Mempengaruhi <i>Waterflood</i> Terhadap Kinerja <i>Reservoir</i> ..	10
2.4.1	Geometri <i>Reservoir</i>	11
2.4.2	<i>Fluid Properties</i>	11
2.4.3	<i>Rock Properties</i>	12
2.4.4	Kedalaman <i>Reservoir</i>	12
2.4.5	Litologi dan Karakteristik Batuan.....	12
2.4.6	Saturasi Fluida.....	13
2.4.7	Keseragaman <i>Reservoir</i> dan <i>kontinuitas</i> Pay	13
2.5	<i>Waterflood Pattern</i>	14
2.5.1	<i>Irregular Injection Pattern</i>	14
2.5.2	<i>Peripheral Injection Pattern</i>	15
2.5.3	<i>Regular Injection Pattern</i>	15
2.6	Mobility Ratio	17
2.7	<i>Overall Recovery Efficiency</i>	19
2.7.1	Heterogenitas Vertikal	20
2.7.2	Heterogenitas Area.....	20
2.8	<i>Displacement Efficiency</i>	20
2.9	Efisiensi Penyapuan Areal (<i>Sweep Efficiency</i>).....	21
2.10	Metode <i>Craig Geffen Morse</i>	22

2.10.1	Langkah Metode <i>Craig Geffen Morse</i> I.....	22
2.10.2	Langkah Metode <i>Graig Geefen Morse</i> II.....	23
2.10.3	Proses yang diabaikan dari metode <i>Craig Geffen Morse</i> :.....	24
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....		25
3.1	Lokasi Penelitian	25
3.2	Letak geografis Lapangan CF	25
3.3	Prosedur Pengambilan Data	26
3.3.1	<i>In Field</i> (Data Lapangan).....	27
3.3.2	Data History Sumur Produksi dan Injeksi (<i>dilampirkan</i>)	27
3.3.3	Data Karakteristik <i>Reservoir</i>	28
3.4	Prosedur Pengolahan Data lapangan	28
3.4.1	Tahap awal sampai <i>interference</i>	28
3.4.2	Tahap <i>interference</i> sampai <i>fill up</i>	29
3.4.3	Tahap <i>fill up</i> sampai <i>breakthrough</i>	29
3.4.4	Tahap <i>after breakthrough</i>	29
3.4.5	Dengan Metode Simulasi Pendukung Menggunakan <i>Software</i> CMG IMEX 2015 10.	30
3.5	<i>Flow Chart</i> Alur Penelitian	33
3.6	Gant chart Jadwal Penelitian	34
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		35
4.1	Evaluasi <i>Reservoir</i> Dengan Metode <i>Craig Geffen Morse</i>	35
4.1.1	Evaluasi Sumur F1	38
4.1.2	Evaluasi Sumur F2	40
4.1.3	Evaluasi Sumur F3	42
4.1.4	Evaluasi Sumur F4	45
4.1.5	Evaluasi Sumur F5	47

4.1.6	Evaluasi Sumur F6	50
4.1.7	Evaluasi Sumur F7	52
4.2	Hasil Analisis Menggunakan Simulator CMG IMEX 2015 10	54
BAB V SARAN DAN KESIMPULAN		64
5.1	Kesimpulan.....	64
5.2	Saran.....	64
DAFTAR PUSTAKA		66
LAMPIRAN.....		69



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Keseragaman Reservoir	11
Gambar 2.2 Relative Permeability.....	12
Gambar 2.3 Irregular Pattern Injection.....	15
Gambar 2.4 Peripheral Pattern Injection	15
Gambar 2.5 Regular Pattern Injection	16
Gambar 2.6 Regular Pettern Normal Spot.....	17
Gambar 2.7 Regular Pettten Invers Spot	17
Gambar 3.1 Letak Geografis Lapangan.....	26
Gambar 3.2 Data SCAL Penelitian	27
Gambar 3.3 Relative Permeability Lapangan Penelitian.....	28
Gambar 3.4 Data Karakteristik Reservoir	28
Gambar 4.1 Basecase Lapangan CF.....	55
Gambar 4.2 Oil Production Rate Per Well	56
Gambar 4.3 Cumulatif Oil Production Per Well	57
Gambar 4.4 Water Production Rate Per Well.....	57
Gambar 4.5 Cumulative Oil Production CF Field.....	58
Gambar 4.6 Cumulative Water injection vs Water Rate Inject	59
Gambar 4.7 Cumulatif Prod Water vs Water Cut CF Field.....	59
Gambar 4.8 Water Production vs Water Cut CF Field.....	60
Gambar 4.9 Water Prod Rate vs Water Cut CF Field	60
Gambar 4.10 Oil Prod Rate vs Water Cut CF Field	61
Gambar 4.11 Oil Recovery Factor.....	62
Gambar 4.12 Water Saturation CF FIELD.....	63

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1 Data Permeabilitas, Porositas & Ketebalan Lapisan Reservoir	35
Tabel 4.2 Hasil Perhitungan (k/ϕ , ϕ/h , $k.h$).....	36
Tabel 4.3 Hasil Perhitungan waktu kontribusi lapis.....	36
Tabel 4.4 Hasil Perhitungan (NP , W_p , $Winj$).....	37
Tabel 4.5 Perhitungan Metode CGM Menghitung Q_o , Q_w , I_w	37
Tabel 4.6 Hasil Perhitungan Awal Injeksi Sampai Interference Sumur F1	38
Tabel 4.7 Hasil Perhitungan Dari Interference Sampai Fillup Sumur F1	39
Tabel 4.8 Hasil Perhitungan Dari Fillup Sampai Breakthrough Sumur F1.....	39
Tabel 4.9 Hasil Perhitungan Breakthrough sampai After Breakthrough Sumur F1	40
Tabel 4.10 Hasil Perhitungan Dari Awal Injeksi Sampai Interference Sumur F2	40
Tabel 4.11 Hasil Perhitungan Dari Interference Sampai Fillup Sumur F2	41
Tabel 4.12 Hasil Perhitungan Dari Fillup Sampai Breakthrough Sumur F2.....	42
Tabel 4.13 Hasil Perhitungan Dari Awal Injeksi Sampai Interference Sumur F3	42
Tabel 4.14 Hasil Perhitungan Dari Interference Sampai Fillup Sumur F3	43
Tabel 4.15 Dari Fillup Sampai Breakthrough Sumur F3	44
Tabel 4.16 Hasil Perhitungan Breakthrough sampai After Breakthrough Sumur F3	44
Tabel 4.17 Perhitungan Dari Awal Injeksi Sampai Interference Sumur F4.....	45
Tabel 4.18 Perhitungan Dari Interference Sampai Fillup Sumur F4.....	46
Tabel 4.19 Perhitungan Dari Fillup Sampai Breakthrough Sumur F4	46
Tabel 4.20 Hasil Perhitungan Breakthrough sampai After Breakthrough Sumur F4	47
Tabel 4.21 Perhitungan Dari Awal Injeksi Sampai Interference Sumur F5.....	47
Tabel 4.22 Perhitungan Dari Interference Sampai Fillup Sumur F6.....	48
Tabel 4.23 Perhitungan Dari Fillup Sampai Breakthrough Sumur F6	49
Tabel 4.24 Hasil Perhitungan Breakthrough sampai After Breakthrough Sumur F6	49
Tabel 4.25 Perhitungan Dari Awal Injeksi Sampai Interference Sumur F6.....	50
Tabel 4.26 Perhitungan Dari Interference Sampai Fillup Sumur F6.....	50
Tabel 4.27 Perhitungan Dari Fillup Sampai Breakthrough Sumur F6	51

Tabel 4.28 Hasil Perhitungan Breakthrough sampai After Breakthrough Sumur F6 52

Tabel 4.29 Perhitungan Dari Awal Injeksi Sampai Interference Sumur F7 52

Tabel 4.30 Perhitungan Dari Interference Sampai Fillup Sumur F7 53

Tabel 4.31 Perhitungan Dari Fillup Sampai Breakthrough Sumur F7 53

Tabel 4.32 Hasil Perhitungan Breakthrough sampai After Breakthrough Sumur F7 54



DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I	Data Sumur – Sumur Produksi
LAMPIRAN II	Data Reservoir
LAMPIRAN III	Data Relativ Permeabilitas
LAMPIRAN IV	SK Pembimbing
LAMPIRAN V	Berita Acara Sidang Skripsi
LAMPIRAN VI	Surat Keterangan lulus
LAMPIRAN VII	Transkrip Nilai
LAMPIRAN VII	Surat Persetujuan Jilid Skripsi



DAFTAR SINGKATAN

<i>CMG</i>	= <i>Computing Modelling Group</i>
<i>CGM</i>	= <i>Craig Geffen Morse</i>
<i>SO</i>	= <i>Saturation Oil</i>
<i>SW</i>	= <i>Saturation Water</i>



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SIMBOL

<i>Across</i>	= Flow area, Ft ²
<i>As</i>	= Area to swetp between inject & Producer
<i>Bo</i>	= Formation volume Factor, RB/STB
<i>d</i>	= Distance between well, ft
<i>E_{abt}</i>	= Areal sweep efficiency
<i>f_w</i>	= Water fractional flow
<i>h</i>	= Formation thickness, ft
<i>i_w</i>	= Inject rate, bwpd
<i>k_o</i>	= Effective permeability to oil, md
<i>K_{ro}</i>	= Relative permeability to oil, md
<i>K_{rw}</i>	= Relative permeability to water, md
<i>M</i>	= Mobility ratio
<i>N</i>	= Original oil in place
<i>N_p</i>	= Cumulatif oil production, bbl
<i>Q_o</i>	= Oil rate, bbl/day
<i>S_g</i>	= Gas saturation
<i>S_o</i>	= Oil saturation
<i>V_p</i>	= Pore valume, bbl
<i>w_i</i>	= Water injected, bbl/day
<i>w_{ibt}</i>	= Injected at water breakthrough, bbl
<i>w_{if}</i>	= Water injected at fillup, bbl
<i>φ</i>	= Porosity, %
<i>μ_o</i>	= Oil viscosity, cp
<i>μ_w</i>	= Water viscosity, cp
<i>n</i>	= Number of layer
<i>S_{gi}</i>	= Gas saturation at the start of waterflood
<i>V_b</i>	= Volume bulk
<i>WOR</i>	= Water oil ratio
<i>M</i>	= Slope
<i>Re</i>	= Radius Injeksi
<i>R_w</i>	= Radius Sumur
<i>K_w</i>	= Permeabilitas Air



EVALUASI KINERJA *RESERVOIR SANDSTONE* DENGAN INJEKSI AIR (*WATERFLOOD*) DI *IRREGULAR PATTREN* PADA LAPANGAN CF

CANDRA IRAWAN

173210617

ABSTRAK

Penelitian ini berfokus pada evaluasi reservoir dengan injeksi air pada lapangan CF untuk melihat bagaimana keefektifan penyapuan areal. Lapangan CF berlokasi di Riau, yang telah berproduksi pada tahun 1983. Sehingga mengalami penurunan tekanan yang mengakibatkan terjadinya penurunan laju alir produksi sehingga dilakukan proyek injeksi air (*waterflood*) pada tahun 1994. Pattern injeksi air (*waterflood*) yang dipilih adalah jenis *irregular pattern*, dimana posisi sumur injeksi tidak memiliki pola yang teratur karena bergantung pada sumur injeksi yang *reservoir* nya bersifat marginal. Evaluasi pada penelitian ini dilakukan peneliti menggunakan metode *Craig Geffen Morse* dan dengan kombinasi metode Simulator CMG IMEX 2015 10, untuk memprediksikan waktu injeksi, laju produksi, jumlah air injeksi dan faktor perolehan setelah injeksi serta sisa cadangan yang masih tertinggal selama setelah dilakukannya penginjeksian. Metode *Craig Geffen Morse* adalah metode perhitungan yang paling praktis dan efektif untuk memprediksikan performa *5-spot (Five Spot)*. Namun peneliti mencoba melakukan penelitian pada pola *irregular pattern (7 producer dan 2 injektor)*. Beberapa tahapan penelitian ini adalah mengumpulkan data sekunder yang didapatkan di lapangan, kemudian dilanjutkan dengan perhitungan metode *Craig Geffen Morse* dan terakhir pembuatan model *reservoir* pada simulator CMG IMEX 2015 10. Maka hasil evaluasi yang didapatkan pada pattern ini yaitu nilai *Recovery Factor* sebesar 43% dan NP sebesar 2,01 mmbbl.

Kata Kunci : *Injeksi Air, Reservoir Sandstone, Irreguler Pattern, Craig Geffen and Morse*

**EVALUATION OF SANDSTONE RESERVOIR PERFORMANCE WITH
WATERFLOOD IN IRREGULAR PATTREN IN CF FIELD**

CANDRA IRAWAN

173210617

ABSTRACT

This study focuses on evaluating reservoirs with water injection in the CF field to see how effective the area sweeping is. The CF field is located in Riau, which started production in 1983. So it experienced a decrease in pressure and waterflood was carried out in 1994. The waterflood chosen was an irregular pattern, where the injection well position did not have a regular pattern. because it depends on injection wells whose reservoir is marginal. The evaluation in this study was carried out by researchers using the Craig Geffen Morse method and a combination of the CMG IMEX 2015 10 Simulator method, to predict injection time, production rate, amount of injection water and recovery factor after injection as well as the remaining reserves that are still left after injection. The Craig Gaffen Morse method is the most practical and effective calculation method for predicting 5-spot (Five Spot) performance. However, researchers tried to do research on irregular patterns (7 producers and 2 injectors). Several stages of this research are collecting secondary data obtained in the field, then proceed with the calculation of the Craig Geffen Morse method and finally the reservoir model making on the CMG IMEX 2015 10 simulator. So the evaluation results obtained in this pattern are the Recovery Factor value of 43% and the NP of 2.01 mmbbl.

Keywords : Water Injection, Reservoir Sandstone, Irregular Pattern, Craig Geffen and Morse

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Metode *secondary recovery* merupakan suatu metode yang diaplikasikan apabila tahapan *primary recovery* tidak dapat meningkatkan laju alir pada suatu lapangan. Cara peningkatan perolehan minyak tahap kedua yaitu dengan menginjeksikan air (*waterflooding*) yang bertujuan untuk menambah tekanan (*pressure maintenance*) dan meningkatkan perolehan minyak (Alida & Juliansyah, 2016). Keberhasilan suatu proyek *waterflood* dilihat dari efisiensi penyapuan areal yang baik, sehingga perlu mengimplementasikan pola penyapuan (*flood pattern*) pada reservoir yang bersifat heterogen (Tariq, 2012). Biasanya *flood pattern* dikaji sebelum dilakukannya injeksi air untuk mendapatkan efektifitas dalam penginjeksiannya.

Lapangan CF merupakan suatu lapangan yang diproduksi dengan injeksi air (*waterflood*) sejak tahun 1993. Dimana lapangan CF jenis *pattern* yang digunakan yakni jenis *irregular pattern*. *Irregular pattern* adalah jenis pola injeksi air yang letak antara sumur injeksi dan sumur produksinya tidak memiliki aturan. Sementara itu, efisiensi penyapuan areal yang baik biasanya terjadi pada jenis *regular pattern* (*5-spot, 7-spot, 9-spot*) (Iqbal et al., 2017). *Regular pattern* merupakan jenis pola injeksi air yang letak antara sumur injeksi dan sumur produksinya memiliki aturan sehingga memiliki tingkat penyapuan area yang lebih baik (Ignatov & Consultancy, 2019). Pola *irregular pattern* yang dilakukan di lapangan CF perlu dilakukan analisis karena dari data yang diperoleh terjadi penurunan produksi di lapangan tersebut.

Melihat keadaan di lapangan yang telah dipaparkan tersebut, peneliti mencoba melakukan evaluasi *reservoir* pada injeksi air di lapangan CF dengan menggunakan metode *Graig Gaffen Morse* dan didukung dengan model simulasi CMG IMEX 2015 10. Metode *Graig Gaffen Morse* adalah salah satu metode prediksi untuk melihat keefektifan injeksi air dengan melihat efisiensi penyapuan (*sweep efisiensi*) yang paling sering digunakan untuk memprediksikan *performance* pola injeksi *regular pattern 5-Spot* (Thomas et al., 2015). Kali ini

peneliti mencoba menggunakan metode *Graig Gaffen Morse* untuk melihat area penyapuan (*sweep eficiency*) dari kinerja injeksi air pada lapangan CF yang menerapkan *irregular pattren*. Selain menggunakan metode prediksi *Craig Geffen Morse*, evaluasi kinerja injeksi air pada lapangan CF juga dilakukan dengan bantuan simulasi menggunakan *software* CMG IMEX 2015 10 untuk melihat faktor perolehan minyak (*recovery factor*).

Adapun variabel yang akan dikaji dalam penelitian ini meliputi perbandingan mobilitas, efisiensi penyapuan areal, efisiensi pendesakkan, kumulatif air yang diinjeksikan, kumulatif produksi minyak, kumulatif produksi air, laju produksi minyak, laju produksi air, *time interference*, *time fillup*, *time breakthrough*, dan *surface water oil ratio* serta sisa cadangan yang tersisa setelah dilakukan injeksi pada lapangan tersebut.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian ini adalah :

1. Menentukan efektivitas kinerja *waterflood* di lapangan CF menggunakan metode *Craig Geffen Morse* dengan pola penyebaran *irregular*.
2. Menentukan faktor perolehan minyak (*recovery faktor*) pada lapangan CF menggunakan simulator CMG.

1.3 Manfaat Penelitian

Manfaat penelitian ini adalah

1. Menjadikan bahan pertimbangan untuk perusahaan sebagaimana penerapan dalam metode *Craig Geffen Morse* untuk dapat menentukan *recovery factor*.
2. Mendapatkan hasil evaluasi injeksi air yang telah dilakukan sejak 20 tahun terakhir pada *irregular pattern* lapangan CF berdasarkan perhitungan dengan data sekunder yang didapatkan di lapangan.
3. Menjadikan bahan referensi untuk peneliti – peneliti yang akan datang dalam mengevaluasi kinerja *reservoir* menggunakan metode *Craig Geffen Morse*.

4. Menjadikan bahan untuk dijadikan referensi bagi peneliti – peneliti yang ingin menerbitkan jurnal tentang injeksi air (*waterflood*).

1.4 Batasan Masalah

Agar penelitian ini tidak menyimpang dari pokok permasalahan yang dianalisis, maka dalam penelitian ini hanya dibatasi pada beberapa hal yang mengenai:

1. Penelitian ini menggunakan metode *Craig Geffen Morse* untuk mengevaluasi kinerja injeksi air (*waterflood*) pada lapangan CF.
2. Adapun variabel penelitian ini yakni perbandingan mobilitas, efisiensi penyapuan areal, efisiensi pendesakkan, kumulatif air yang diinjeksikan, kumulatif produksi minyak, kumulatif produksi air, laju produksi minyak, laju produksi air, *time interference*, *time fillup*, *time breakthrough*, dan *surface water oil ratio* serta sisa cadangan setelah dilakukan injeksi.
3. Penelitian ini tidak membahas masalah keekonomian pekerjaan injeksi air (*waterflood*).

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Dalam Qur'an dan Hadist Allah banyak mengingatkan manusia untuk bagaimana cara memanfaatkan sumber daya alam yang sudah ada. Sumber daya alam tersebut baik yang berada di daratan maupun yang berada di lautan.

Seperti yang terdapat dalam Qur'an Surah An-Nahl ayat 14 yang artinya:

“Dan Dialah, Allah yang menundukkan lautan (untukmu), agar kamu dapat memakan dari padanya daging yang segar (ikan), dan kamu mengeluarkan dari lautan itu perhiasan yang kamu pakai; dan kamu melihat bahtera berlayar padanya, dan supaya kamu mencari (keuntungan) dari karunia-Nya, dan supaya kamu bersyukur”.

Dalam ayat tersebut Allah SWT secara jelas bahwa banyak sumber daya alam yang berada di bawah lautan yang dapat dimanfaatkan. Sumber daya tersebut berupa daging ikan yang sehat, perhiasan berupa barang berharga seperti emas. Perhiasan dapat diartikan lebih luas lagi yakni berupa barang tambang salah satunya adalah minyak bumi.

Menurut ayat diatas manfaat laut yang pertama adalah sebagai sumber makanan bagi manusia, maksudnya adalah di dalam lautan terdapat biota lautan yang jumlahnya banyak sekali baik yang berukuran kecil maupun yang berukuran besar seperti ikan yang dapat dijadikan daging sebagai makanan dan manusia bisa menangkap ikan di lautan sesuai yang dibutuhkan begitu juga dalam ayat ini dikaitkan manusia bisa memanfaatkan sumber daya untuk di eksplorasi sesuai kebutuhan dan tidak merusak pertumbuhan ikan dan lingkungan hidupnya.

Manfaat laut yang kedua yang disebutkan dalam ayat diatas adalah terdapat berbagai macam perhiasan dalam laut yang bisa digunakan oleh manusia. Artinya laut tidak sekedar memenuhi kebutuhan perut manusia semata, tetapi laut juga menyediakan perhiasan. Perhiasan yang dimaksudkan adalah seperti mutiara, permata, emas. Secara luas lagi perhiasan diartikan adalah seperti bahan tambang yakni minyak bumi, besi, dan batu bara. Penganalogian tersebut diambil

berdasarkan dari makna perhiasan yang begitu berharga yang tidak terbarukan. begitu juga dengan bahan tambang yang ada di dalam lautan. Bahan tambang adalah bahan yang berharga yang selalu diburu manusia untuk memenuhi sumber energi untuk teknologi dewasa ini. Maka juga ayat ini menjelaskan kepada kita untuk selalu bersyukur dengan sumber daya baik yang di darat maupun yang di lautan.

2.1 State of The Arts

Penelitian mengenai evaluasi injeksi air (*waterflood*) dengan menggunakan metode prediksi *Craig Geffen Morse* yang tujuan peneliti ingin melihat *performance* injeksi *reservoir* yang diinjeksikan pada lapangan CF yang dengan *invers 7-spot irregular pattern*. Parameter yang diprediksikan dan dihitung seperti kinerja injeksi air seperti perbandingan mobilitas, efisiensi penyapuan areal, efisiensi pendesakkan, kumulatif air yang diinjeksikan, kumulatif produksi minyak, kumulatif produksi air, laju produksi minyak, laju produksi air, *time interference*, *time fillup*, *time breakthrough*, dan *surface water oil ratio* serta sisa cadangan setelah dilakukan injeksi. Pada penelitian ini berdasarkan penelitian terdahulu dari jurnal – jurnal terkait pengaplikasian metode *Graig Gaffen Morse*.

Berdasarkan penelitian yang dilakukan oleh Iqbal (2017) telah dilakukan evaluasi injeksi air (*waterflood*) dengan menggunakan metode *Graig gaffen Morse* pada *5-spot regular pattern*. Di dalam penelitian tersebut, juga jelaskan bahwa apabila diperlukan metode *Craig Gaffen Morse* dapat dikembangkan pada pola lainnya.

Berdasarkan penelitian dari Lubis (2014) melakukan perencanaan *waterflooding* dengan perbandingan antara metode prediksi *Buckley Loveret* dan *Craig Geffen Morse* untuk mengetahui keadaan sumur injeksi, waktu injeksi dan laju produksi dengan kedua metode, sisa cadangan yang akan di hitung setelah dilakukkan injeksi serta mengetahui metode yang efektif dalam merencanakan sumur injeksi. Dan dari penelitian tersebut metode *Craig Gaffen Morse* lah yang paling efektif dan menggambarkan keadaan lapangan yang sebenar – benarnya.

Berdasarkan penelitian dari Wu (1988) yang melakukan penelitian *Waterflood performance projection using classical Waterflood models*. Dalam penelitian tersebut menggunakan metode pendekatan semi empiris berdasarkan perbandingan hasil komputasi dari metode *Buckley-Leverett-Welge*, *Dykstra-Parsons*, dan *Craig-*

Geffen-Morse pada *pheriperal pattern*. Tujuan penelitian tersebut adalah menghitung kinerja waterflood dengan menggunakan metode *Buckley-Leverett-Welge*, *Dykstra-Parsons*, dan *Craig-Geffen-Morse* yang nantinya dari ketiga metode tersebut akan diketahui metode yang paling efektif untuk menggambarkan keadaan lapangan yang sebenarnya.

Berdasarkan penelitian Gomez (2009) yang melakukan penelitian *Analytical simulation of the injection/production system of La Cira East and north areas using CGM method*. Dalam penelitian tersebut dilakukan kombinasi simulasi *software* dengan metode *Craig Geffen Morse* untuk melihat seberapa efektif zona area yang tersapu.

2.2 Waterflood

Waterflood merupakan sebuah metode untuk meningkatkan perolehan minyak tahap kedua (*Secondary Recovery*) dengan menginjeksikan air ke dalam *reservoir* untuk memberikan tambahan tekanan lebih di dalam *reservoir* (Veri, 2012). Tujuan *waterflooding* adalah untuk mendesak minyak yang masih tersimpan pada pori-pori batuan *reservoir* agar mudah mengalir ke sumur - sumur produksi sehingga dapat diproduksi ke permukaan dengan tidak mengubah sifat - fisik dari batuan *reservoir* itu sendiri (Nugroho et al., 2020). Adapun beberapa pertimbangan yang harus digunakan sebagai dasar penentuan dilakukannya *waterflooding* di antaranya adalah mobilitas yang baik, berat kolom air, fluida pendesak berupa air, jalur penyebaran fluida di dalam *reservoir*, dan efisiensi penyapuan (Seka et al., 2019).

Cara peningkatan perolehan minyak dengan metode tahap kedua (*secondary recovery*) yaitu dengan menginjeksikan air (*waterflooding*) untuk menambah energi berupa tekanan serta dapat meningkatkan perolehan minyak (Alida & Juliansyah, 2016). Yang bertujuan untuk memberikan dukungan dan penyapuan yang baik serta memberikan tekanan *reservoir* lebih terhadap sumur minyak produksi (Dake, 2001) Oleh karena itu diperlukan metode dalam menginjeksikan air ke dalam *reservoir* dimana air injeksi akan selalu memenuhi pori batuan *reservoir* dan dapat menekan minyak yang ada di pori reservoir, sehingga tekanan reservoir dapat dipertahankan dan produksi minyak dapat ditingkatkan (Lubis et al., 2014). Pelaksanaan *waterflooding* sangat memerlukan peramalan laju injeksi air ke dalam *reservoir*

melalui sumur injeksi sehingga injeksi air (*waterflood*) dapat meningkatkan tingkat penyapuan (*sweep efficiency*) terhadap *saturasi* minyak yang tersisa dan perlu juga dilakukan monitor kinerja dari *waterflooding* agar injeksi mencapai keberhasilan (Alida & Juliansyah, 2016).

Berikut alasan dilakukannya *waterflood* sebagai metode tahap lanjut yang dapat menjaga tekanan adalah:

1. Mobilitas pendesak yang sangat menguntungkan.
2. Berat kolom air dalam sumur membantu menekan, sehingga mengurangi tekanan injeksi.
3. Fluida pendesak yakni air mudah tersebar di dalam *reservoir*.
4. Efisiensi pendesak baik

Selanjutnya keuntungan saat dilakukannya *waterflood* adalah:

1. Air tersedia dalam jumlah yang sangat melimpah.
2. Air relatif mudah untuk diinjeksikan.
3. Air mampu menyebar melalui formasi batuan.
4. Air lebih efisien untuk mendesak minyak.

Berikut pertimbangan yang sangat penting dalam merencanakan injeksi air (*waterflood*). Lima langkah utama dalam perencanaan injeksi air (*waterflood*), antara lain :

1. Evaluasi *reservoir*, yang meliputi hasil produksi dari *primary recovery*
2. Pemilihan pola sumur injeksi – produksi (*waterflood plan*)
3. Perkiraan laju injeksi dan produksi
4. Perkiraan *oil recovery* yang akan dicapai pada perencanaan injeksi air
5. Identifikasi variabel – variabel yang menyebabkan ketidaktepatan analisa secara teknik.

2.2.1 Penentuan Lokasi Sumur Injeksi dan Sumur Produksi

Dalam perencanaan injeksi air, usahakan sumur yang telah ada dipergunakan secara maksimal. Jika masih diperlukan sumur – sumur baru maka perlu ditentukan lokasinya. Dimana peta distribusi cadangan minyak tersisa dapat digunakan untuk menentukan lokasi dari sumur baru. Serta peta isopermeabilitas juga dapat membantu dalam menentukan arah aliran supaya penembusan fluida injeksi (*breakthrough*) tidak terjadi terlalu dini.

2.2.2 Penentuan Pola Sumur Injeksi dan Sumur Produksi

Pemilihan pola injeksi sangat penting agar fluida yang diinjeksikan tidak hilang, tepat sasaran ke sumur produksi, dan mendapatkan pola penyapuan yang seefisien mungkin. Berikut adalah pertimbangan dalam penentuan pola sumur injeksi produksi, antara lain:

1. Tingkat keseragaman formasi, yaitu penyebaran permeabilitas ke arah lateral maupun vertikal.
2. Struktur batuan reservoir, meliputi patahan, kemiringan, dan ukuran.
3. Sumur – sumur yang telah ada (lokasi serta penyebarannya).
4. Topografi.
5. Ekonomi.

2.3 *Sreening Criteria Waterflood*

Sebelum melakukan proyek *waterflood* terlebih dahulu harus memenuhi kriteria – kriteria demi menjaga suksesnya pekerjaan *waterflood* (Diaz, 1990). Maka dari itu harus mendapatkan pengetahuan yang lebih untuk melakukan kriteria – kriteria sebelum *waterflood* dilakukan, diantaranya harus mengetahui serta memperhatikan litologi, Heterogenitas *reservoir*, gravitasi dan *viskositas* Minyak, saturasi minyak residu, zona air bawah, pengaruh akuifer, kompatibilitas air yang disuntikkan, tekanan injeksi, dan biaya (*Cost*) (Imuokhuede et al., 2020).

2.3.1 Mengetahui Lithologi Batuan

Kelayakan *waterflood* terlebih dahulu harus melakukan studi literatur. Jenis *reservoir sandstone* dan karbonat adalah formasi dengan proyek *waterflood* yang

sering dilakukan. Artinya ketika suatu lapangan diketahui litologi batuan pada *reservoir* menunjukkan batu pasir dan karbonat maka wajib dilakukan injeksi air (*waterflood*) jika *primary recovery* tidak lagi bisa sebagai tenaga dorong *reservoir* (Imuokhuede et al., 2020).

2.3.2 Mengetahui Jenis *Reservoir*

Pada umumnya jenis formasi *reservoir* yang homogen merupakan jenis *reservoir* yang sangat mudah untuk dilakukan analisis, dikarenakan penyebaran injeksi air dapat diperkirakan pergerakannya. Sementara itu pada lapisan yang heterogen memiliki tantangan tersendiri yaitu permeabilitas yang cukup tinggi tetapi sering terjadi aliran silang yang tidak diketahui antar lapisan (Imuokhuede et al., 2020).

Maka ketika proyek *waterflood* akan dilakukan terlebih dahulu mengetahui jenis lapisan *reservoir* apa yang akan dilakukan proyek *waterflood* tersebut. Pada saat diketahui ternyata dilapangan tersebut jenis lapisan heterogen maka yang perlu dilakukan analisis untuk penentuan dimana letak *injektor* dan *producer* yang tepat.

2.3.3 *Specific Gravity* dan Viskositas Minyak

Penilaian jenis minyak terhadap suatu lapangan yang akan dilakukan *waterflood* sangatlah penting. Jenis minyak berat biasanya mengakibatkan minyak sulit untuk berpindah ketika air diinjeksikan, dikarenakan *viskositas* air relatif kurang kental dibandingkan viskositas minyak berat. Proyek *waterflood* yang baik terwujud pada *reservoir* dengan viskositas tidak lebih dari 30 cp dan *specific gravity* minyak lebih tinggi dari 22°API (Imuokhuede et al., 2020).

Apabila *viskositas* dan *specific gravity* minyak telat melewati batas ketentuan maka air tidak dapat lagi sebagai pendorong. Maka akan dibutuhkan studi lebih lanjut yakni EOR.

2.3.4 Saturasi Minyak

Dalam menilai kelayakan proyek *waterflood*, kebutuhan untuk penentuan saturasi minyak yang akurat sangat penting. Pada berbagai jenis *reservoir* minyak tidak dihasilkan dari kejenuhan yang relatif rendah. Ketika metode *primary recovery* tidak dapat lagi meningkatkan laju alir produksi minyak dan diketahui

saturasi minyak kurang dari 35% mungkin bukan prospek terbaik untuk dilakukan proyek *waterflood* (Imuokhuede et al., 2020).

2.3.5 *Bottom Water Zone*

Dalam beberapa kasus, genangan air yang buruk dapat diakibatkan oleh menukiknya air yang diinjeksikan dari zona atas ke zona bawah dimana terdapat komunikasi vertikal yang baik di *reservoir* dengan zona air bawah (*Bottom Water Zone*). *Bottom Water Zone* adalah kondisi dimana air lebih mudah mengalir secara vertikal dikarenakan lebih besarnya permeabilitas vertikal.

2.3.6 Pengaruh Akuifer

Proyek *waterflood* telah dilaksanakan secara efektif pada *reservoir* dengan aliran air yang lemah. *Reservoir* yang mengalami masuknya air yang kuat mungkin bukan rekomendasi yang baik untuk *waterflood* karena proses alami yang sedang berlangsung dari air yang menggantikan minyak dapat menyebabkan manfaat tambahan marjinal (Imuokhuede et al., 2020).

2.3.7 Kompatibilitas Air Yang di Injeksikan

Masalah injeksi dapat muncul jika air yang diinjeksikan tidak sesuai dengan air di dalam *reservoir*. Resiko kerusakan formasi sangat tinggi jika air yang diinjeksikan tidak sesuai dengan air *reservoir*.

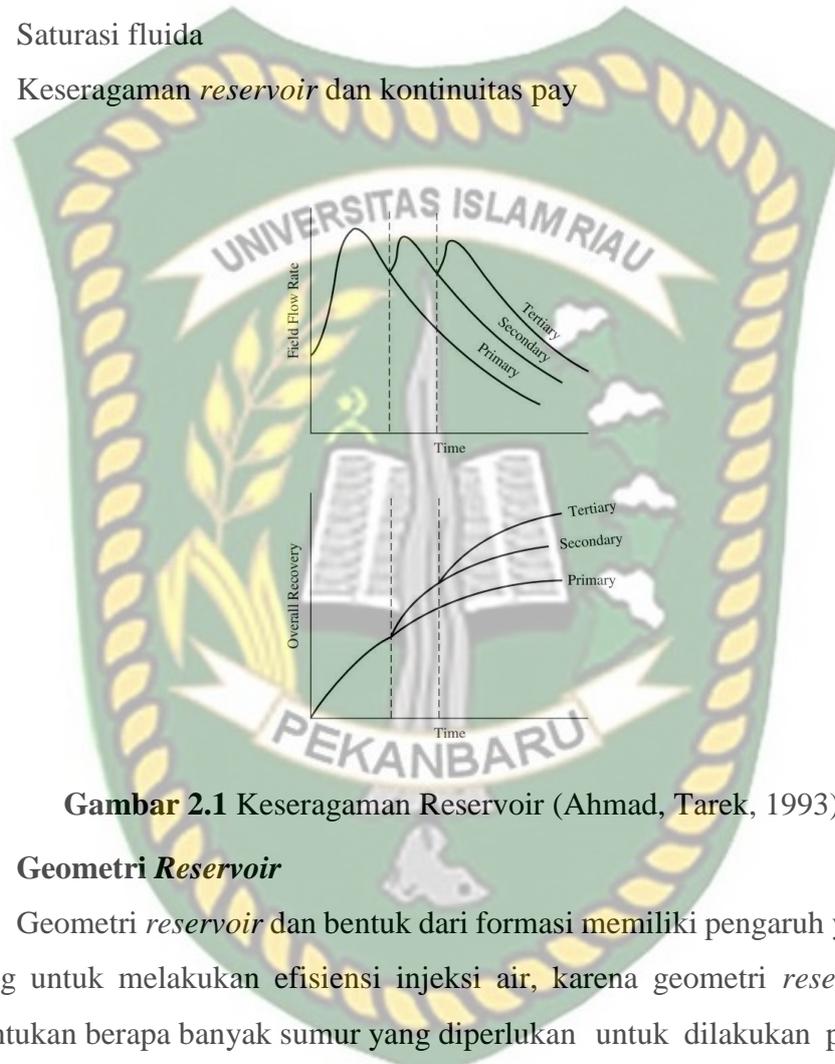
2.3.8 Tekanan Injeksi

Respons yang terlambat di *producer* dipengaruhi oleh laju injeksi rendah yang pada gilirannya memiliki pengaruh pada nilai sekarang bersih dari aset. Untuk menjamin tidak dibuatnya jalur cepat untuk penyaluran air, tekanan rekahan harus selalu lebih tinggi dari tekanan injeksi. Oleh karena itu, pembatasan injektivitas terikat di *reservoir* pada kedalaman dangkal dan *reservoir* terbatas. Dalam banyak kasus, tekanan dan laju injeksi terbatas berubah menjadi pemulihan yang kurang optimal.

2.4 Faktor Yang Mempengaruhi *Waterflood* Terhadap Kinerja *Reservoir*

Penentuan faktor-faktor yang mempengaruhi injeksi air perlu diperhatikan kesesuaian pada *reservoir*, Menurut (Ahmad, Tarek, 1993) ada beberapa faktor yang sangat mempengaruhi :

1. Geometri *reservoir*
2. Properti fluida
3. Properti Batuan
3. Kedalaman *reservoir*
4. Litologi dan sifat fisik batuan
5. Saturasi fluida
6. Keseragaman *reservoir* dan kontinuitas pay



Gambar 2.1 Keseragaman Reservoir (Ahmad, Tarek, 1993)

2.4.1 Geometri *Reservoir*

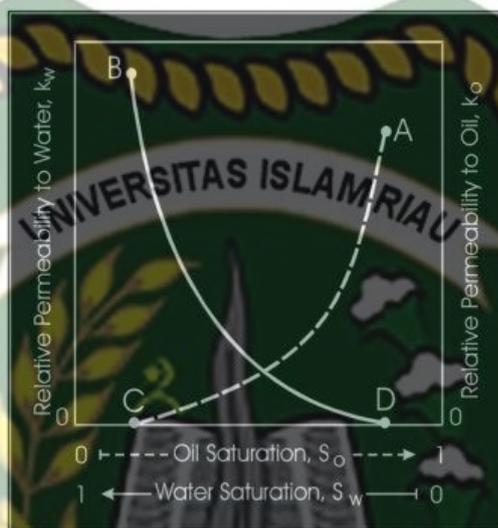
Geometri *reservoir* dan bentuk dari formasi memiliki pengaruh yang sangat penting untuk melakukan efisiensi injeksi air, karena geometri *reservoir* dapat menentukan berapa banyak sumur yang diperlukan untuk dilakukan pengeboran, letak lokasi sumur dan pola pola injeksinya.

2.4.2 *Fluid Properties*

Properti fluida *reservoir* adalah untuk mengetahui jenis fluida yang terdapat di *reservoir* dan kualitas minyak yaitu minyak berat atau minyak ringan. Sifat-sifat ini diteliti dan dianalisis untuk fluida *reservoir* sebelum dilakukan metode *waterflood*. Viskositas minyak dianggap sebagai properti paling penting yang mempengaruhi tingkat keberhasilan injeksi air dan dalam penentuan rasio mobilitas yang mengontrol *sweep efficiency*.

2.4.3 Rock Properties

Properti batuan *reservoir* adalah untuk mengetahui jenis batuan yang terdapat di *reservoir*. Pada *reservoir* akan diketahui apakah jenis batuan tersebut berpori dan sangat *permeabel*. Permeabilitas efektif sangat dibutuhkan dalam *reservoir* karena fluida sangat mudah mengalir batuan.



Gambar 2.2 Relative Permeability (Ahmad, Tarek, 1993)

2.4.4 Kedalaman Reservoir

Kedalaman *reservoir* memiliki pengaruh yang sangat penting pada *system* pengangkatan sekunder maupun tersier, mulai dari aspek teknis dan ekonomis harus diperhatikan. Saat dilakukan pengangkatan sekunder dan tersier, tekanan dari sumur injeksi yang maksimum akan meningkat seiring dengan bertambahnya kedalaman. Pada sumur yang dalam, biaya produksi minyak akan meningkat sehingga dapat mengurangi faktor perolehan *ultimate* dan akan meningkatkan *cost*. Pada *reservoir* dangkal, sangat mudah untuk mengatur tekanan injeksi, dikarenakan harus kurang dari tekanan rekah. Dalam *waterflooding*, terdapat tekanan kritis yaitu sekitar 1 psi/ft, jika lebih kemungkinan akan membuat rekahan yang besar. *Gradient* tekanan yang biasa digunakan sekitar 0.75 psi/ft dari kedalaman awal.

2.4.5 Litologi dan Karakteristik Batuan

Litologi memiliki peran besar dalam keberhasilan dari injeksi air pada *reservoir* tertentu. Parameter litologi dan karakteristik batuan yang mempengaruhi

keberhasilan penyapuan adalah permeabilitas, porositas, konten *clay* dan net *thickness* (Pratama, A., Suharno, P., & Zaenudin, 2017). Pada beberapa *reservoir* yang kompleks, sangat jarang ditemukan porositas rekah yang memiliki permeabilitas efektif dari total porositas dalam pekerjaan *waterflooding*. *Low permeability* (Permeabilitas rendah) atau *reservoir* dengan ketebalan net yang tipis akan mendapati masalah injeksi air dalam hal laju injeksi dan tekanan air.

2.4.6 Saturasi Fluida

Dalam penentuan kesesuaian injeksi air pada sebuah *reservoir*, saturasi minyak yang tinggi yang menyediakan cadangan minyak yang cukup dapat diperoleh kembali adalah kriteria utama untuk operasi *waterflooding* yang sukses. Saturasi minyak yang tinggi pada awal pekerjaan injeksi air akan meningkatkan mobilitas minyak sehingga akan membuat efisiensi perolehan yang lebih tinggi.

2.4.7 Keseragaman *Reservoir* dan *kontinius Pay*

Keseragaman *reservoir* merupakan salah satu faktor utama untuk keberhasilan proyek *waterflooding*, pengaruh Permeabilitas sangat penting untuk menentukan besarnya cadangan minyak yang dapat diperoleh (Nurdwiyanto et al., 2006). Jika formasi memiliki ketebalan lapisan yang tipis tetapi mempunyai permeabilitas sangat tinggi (*zona thief*), maka *Channeling* dan *bypass* akan terbentuk secara cepat. Kecuali zona ini dapat ditemukan dan dimatikan, rasio produksi air-minyak akan segera menjadi terlalu tinggi untuk operasi *waterflooding* yang dianggap menguntungkan. Tekanan *depletion* yang rendah pada zona yang mempunyai permeabilitas cukup tinggi juga dapat menyebabkan kecenderungan *Channeling* karena variasi permeabilitasnya tinggi.

Pada zona – zona *thief* mengandung minyak residual yang lebih sedikit dibanding lapisan lainnya dan proses penyapuannya akan mengakibatkan perolehan minyak yang lebih rendah. Areal kontiuitas dari *pay zone* termasuk dalam hal pendukung keberhasilan proyek injeksi air. Adanya kontinuitas *pay* dan *reservoir* anisotropy disebabkan oleh pengendapan, rekahan atau patahan sehingga perlu untuk diidentifikasi sebelum dilakukan *well spanning* dan pemilihan pola injeksi.

2.5 *Waterflood Pattern*

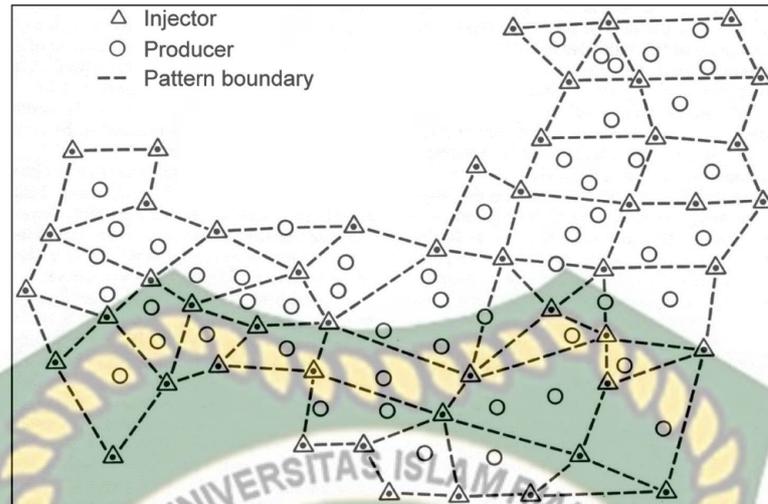
Salah satu langkah awal dalam merancang proyek *waterflooding* adalah pemilihan pola *waterflood*. Tujuannya adalah untuk memilih pola yang tepat yang akan memberikan cairan injeksi dengan kontak maksimum yang mungkin dengan sistem minyak mentah. Pemilihan ini dapat dicapai dengan mengubah sumur produksi yang ada menjadi injektor atau mengebor sumur injeksi *infill*. Saat membuat pilihan (Prakoso, 2015). Faktor – faktor berikut harus dipertimbangkan:

1. Heterogenitas *reservoir* dan permeabilitas arah
2. Arah rekahan formasi
3. Ketersediaan fluida injeksi (gas atau air)
4. Umur *waterflood* yang diinginkan dan diantisipasi
5. Pemulihan minyak maksimum
6. Jarak sumur, produktivitas, dan injeksi

Pada umumnya pola *waterflood* tergantung pada jumlah dan lokasi sumur yang ada di lapangan (Fraguío et al., 2017). Dalam beberapa kasus seperti di lapangan CF sumur produksi bisa berubah menjadi sumur injeksi, atau bahkan ada juga yang membuat sumur injeksi baru. Berikut ada 4 jenis pola injeksi *waterflood*, diantaranya:

2.5.1 *Irregular Injection Pattern*

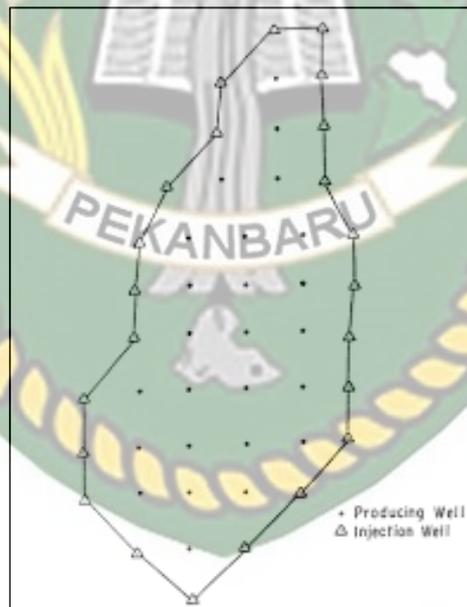
Adalah penempatan pola sumur injeksi tidak biasa, topologi permukaan, bawah permukaan, dan penggunaan teknik *slant-hole drilling* sama-sama dapat membuat peletakan sumur produksi ataupun injeksi tidak terletak secara seragam. Selain itu, salah satu penyebab *irregular pattern injection* adalah adanya patahan dan variasi lokal porositas dan permeabilitas.



Gambar 2.3 *Irregular Pattern Injection* (Ahmad, Tarek, 1993)

2.5.2 *Peripheral Injection Pattern*

Pada *peripheral flooding*, sumur injeksi berada pada batas luar *reservoir* dan minyak dipindahkan ke arah tengah dari *reservoir*.



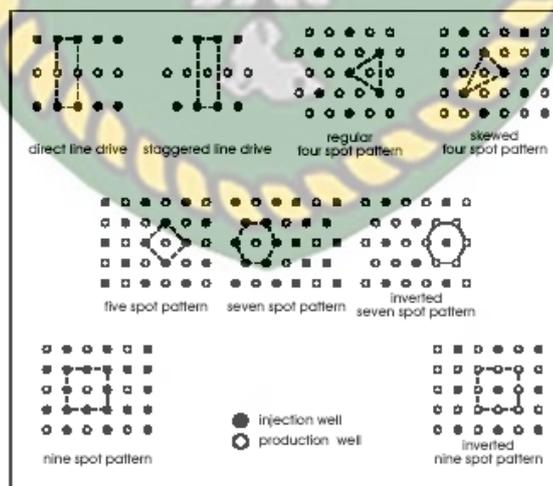
Gambar 2.4 *Peripheral Pattern Injection* (Ahmad, Tarek, 1993)

2.5.3 *Regular Injection Pattern*

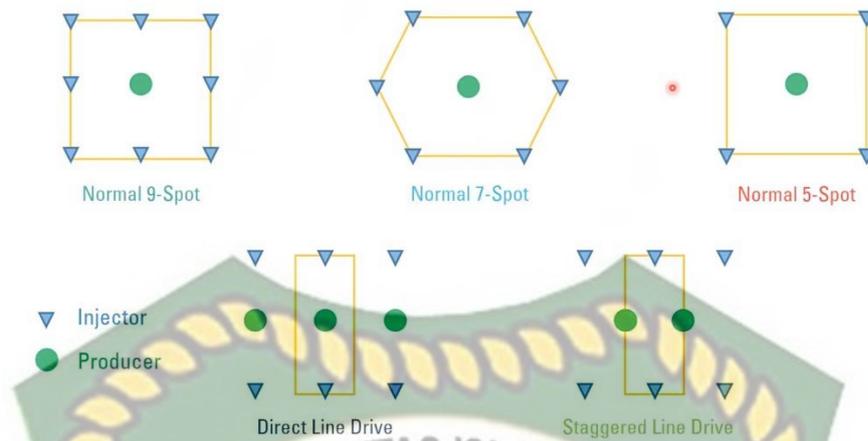
Pola sumur injeksi yang teratur dibedakan atas normal pattern flooding dan *inverted pattern flooding*. Normal *pattern flooding* adalah dimana sumur produksi dikelilingi oleh sumur-sumur injeksi sedangkan *inverted pattern flooding* adalah sebaliknya, dimana sumur injeksi lah yang dikelilingi oleh sumur-sumur produksi

(Rantan et al., 2020). Jenis pola sumur injeksi yaitu *direct line spot*, *straggered line drive*, *regular 4-spot*, *skewed 4-spot*, *normal 9-spot*, *inverted 5-spot*, *7-spot*, dan *inverted 7-spot* (Dicgorry & , M. Taufik Fathaddin, 2015).

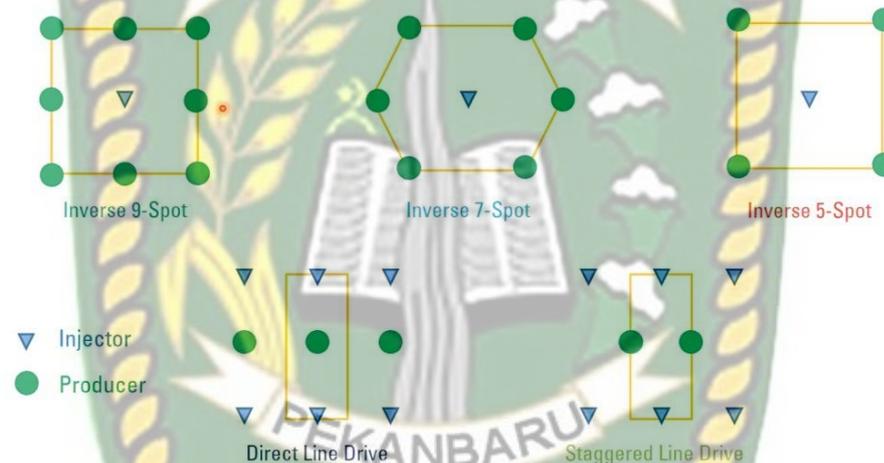
1. *Direct line drive*, yaitu sumur injeksi dan produksi membentuk garis tertentu dan saling berlawanan. Dua hal penting yang perlu diperhatikan yakni jarak antara sumur sejenis dan jarak antara sumur tak sejenis.
2. *Straggered line drive*, yaitu sumur yang membentuk garis tertentu dimana sumur injeksi dan produksinya saling berlawanan dengan jarak yang sama panjang.
3. *Four spot*, yaitu terdiri dari tiga jenis sumur injeksi yang membentuk segitiga dan sumur produksi terletak ditengah.
4. *Five spot*, yaitu pola yang saling dikenal dengan *waterflooding* di mana sumur injeksi membuat segi empat dengan sumur produksi terletak di tengah.
5. *Seven spot*, sumur injeksi ditempatkan pada sudut – sudut dari bentuk *hexagonal* dan sumur produksinya terletak ditengah.
6. *Nine spot*, memiliki pola yang hampir sama dengan *five spot* hanya saja nine spot memiliki sumur injeksi tambahan. Intinya, pola injeksi ini memiliki delapan buah *injector* yang mengelilingi sebuah *producer*.



Gambar 2.5 *Regular Pattern Injection* (Ahmad, Tarek, 1993)



Gambar 2.6 Regular Pattern Normal Spot (Ahmad, Tarek, 1993)



Gambar 2.7 Regular Pattern Inverse Spot (Ahmad, Tarek, 1993)

2.6 Mobility Ratio

Mobilitas rasio M , yang didefinisikan di atas, adalah variabel yang tergantung pada permeabilitas relatif dan viskositas fluida. Nilai M untuk *waterflood* adalah bervariasi dari 0 pada saturasi air SWC dan tak terhingga di $Sw = (1 - Sorw)$ (Ahmad, Tarek, 1993).

Mobility ratio terbagi menjadi beberapa spesifik diantaranya:

1. End Point Mobility Ratio

Yang merupakan mobilitas rasio berdasarkan air dan minyak di titik akhir dari nilai permeabilitas relatif k_{rw}^0 and k_{ro}^0 . Dengan persamaan:

$$M^0 = \frac{\left(\frac{k_{rw}}{\mu_w}\right) + \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o}\right)_{behind\ front}}{\left(\frac{k_{rw}}{\mu_w}\right) + \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o}\right)_{ahead\ of\ front}} \dots\dots\dots(1)$$

2. Total *Mobility Ratio*

Merupakan rasio dari total mobilitas fluida dibelakang *flood front* dan yang didepan *front*. Dengan persamaan:

$$M^t = \frac{\left(\frac{k_{rw}}{\mu_w}\right) + \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o}\right)_{behind\ front}}{\left(\frac{k_{rw}}{\mu_w}\right) + \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o}\right)_{ahead\ of\ front}} \dots\dots\dots(2)$$

3. Maximum *Mobility Ratio*

Ini biasanya digunakan untuk merancang injeksi polimer agar konservatif dalam memperkirakan viskositas polimer yang dibutuhkan. Ini merupakan mobilitas rasio maksimum yang mungkin antara cairan yang diinjeksikan dan fluida *reservoir* awal. Jumlah relatif mobilitas λ_{rt} dihitung dari kurva permeabilitas relatif pada beberapa nilai saturasi air. k_{rw}

$$\lambda_{rt} = \frac{k_{rw}}{\mu_w} + \frac{k_{ro}}{\mu_o} \dots\dots\dots(3)$$

4. Variasi *Mobility Ratio*

Dalam *waterflood*, mobilitas ratio sebelum *breakthrough* dan setelah terjadinya *breakthrough*.

Menurut (Dicgorry NT; M. Taufik; Samsol Huda, 2015) batasan harga *mobility ratio* terdiri atas:

1. $M = 1$, menunjukkan bahwa minyak dan air bergerak dengan laju yang relatif sama.
2. $M < 1$, menunjukkan bahwa air bergerak dengan laju yang lebih lambat dari pada minyak sehingga efisiensi pendesakan lebih tinggi dengan saturasi air pada saat *breakthrough* lebih tinggi.
3. $M > 1$, menunjukkan bahwa air bergerak lebih cepat dibandingkan dengan minyak. Hal ini menyebabkan turunnya efek pendesakan minyak oleh air.

2.7 Overall Recovery Efficiency

Faktor pemulihan keseluruhan (efisiensi) RF dari setiap metode pemulihan minyak sekunder atau tersier adalah produk dari kombinasi tiga faktor efisiensi individu seperti yang gambarkan secara umum adalah sebagai berikut

$$RF = ED EA EV \dots\dots\dots(4)$$

$$NP = N_s E_D E_A E_V \dots\dots\dots(5)$$

Displacement efficiency (ED) adalah fraksi minyak bergerak yang telah dipindahkan dari zona sapuan pada waktu tertentu atau volume pori yang diinjeksikan. Karena injeksi gas yang tidak bercampur atau *waterflood* akan selalu meninggalkan sisa minyak, ED akan selalu kurang dari 1,0. Efisiensi sapuan areal EA adalah luas fraksional dari pola yang disapu oleh fluida yang menggantikan. Faktor utama yang menentukan sapuan area adalah:

1. Fluid mobilities
2. *Pattern type*
3. Areal *heterogeneity*
4. Total *volume of fluid injected*

Efisiensi sapuan vertikal (EV) adalah fraksi bagian vertikal dari zona yang akan disapu yang selalu terhubung oleh air injeksi (Zhao et al., 2016). Efisiensi sapuan vertikal terutama merupakan fungsi dari:

1. Vertical *heterogeneity*
2. *Degree of gravity segregation*
3. Fluid *mobilities*
4. Total *volume injection*

Secara umum, heterogenitas *reservoir* mungkin memiliki pengaruh yang lebih besar dari pada faktor lain pada kinerja proyek injeksi sekunder atau tersier. Dua

jenis heterogenitas yang paling penting yang mempengaruhi efisiensi sapuan, EA dan EV, adalah heterogenitas vertikal *reservoir* dan heterogenitas areal.

2.7.1 Heterogenitas Vertikal

Heterogenitas vertikal sejauh ini merupakan parameter paling signifikan yang mempengaruhi sapuan vertikal dan khususnya derajat variasinya dalam arah vertikal. *Reservoir* dapat menunjukkan banyak lapisan berbeda dibagian vertikal yang memiliki sifat sangat kontras. Stratifikasi ini dapat diakibatkan oleh banyak faktor, termasuk perubahan lingkungan pengendapan, perubahan sumber pengendapan, atau segregasi partikel. Air yang injeksikan ke *reservoir* bertingkat akan secara istimewa memasuki lapisan permeabilitas tertinggi dan akan bergerak dengan kecepatan yang lebih tinggi. Akibatnya, pada saat terobosan air di zona permeabilitas yang lebih tinggi, sebagian besar dari zona yang kurang permeabel akan tetap tidak tergenang. Meskipun banjir umumnya akan terus berlanjut melampaui terobosan, batas ekonomi sering tercapai lebih awal.

2.7.2 Heterogenitas Area

Heterogenitas areal mencakup variasi areal dalam sifat formasi (misalnya, h, k, ϕ, Swc), faktor geometris seperti posisi, sifat penyegelan sesar, dan kondisi batas karena adanya akuifer atau tutupan gas.

2.8 Displacement Efficiency

Displacement efficiency adalah fraksi minyak bergerak yang telah diambil dari zona sapuan pada waktu tertentu (Solórzano et al., 2018). Secara matematis, efisiensi perpindahan dinyatakan sebagai berikut:

$$E_D = \frac{\text{Volume of oil at stat of the food} - \text{Remaining oil volume}}{\text{Volume of oil at stat of the food}} \dots\dots\dots(6)$$

$$E_D = \frac{\text{Pore volume} \left(\frac{S_{oi}}{B_{oi}} \right) - (\text{Pore volume}) \left(\frac{S_o}{B_o} \right)}{\text{Pore volume} \left(\frac{S_{oi}}{B_{oi}} \right)} \dots\dots\dots(7)$$

Atau

$$E_D = \left(\frac{\left(\frac{S_{oi}}{B_{oi}} \right) - \left(\frac{S_o}{B_o} \right)}{\left(\frac{S_{oi}}{B_{oi}} \right)} \right) \dots\dots\dots(8)$$

Dengan asumsi faktor volume formasi minyak konstan selama dilakukannya *waterflood*:

$$E_D = \frac{S_{oi} - S_o}{S_{oi}} \dots \dots \dots (9)$$

Dimana rumus saturasi minyak awal (S_{oi}) adalah:

$$S_{oi} = 1 - S_{wi} - S_{gi} \dots \dots \dots (10)$$

Namun, jika area yang disapu pada saturasi gas dianggap nol, maka:

$$S_{oi} = 1 - S_w \dots \dots \dots (11)$$

Efisiensi perpindahan (ED) dapat dinyatakan lebih mudah dengan mendistribusikan dalam jumlah saturasi air rata rata, yaitu:

$$E_D = \frac{S_w - S_{wi} - S_{gi}}{1 - S_{wi} - S_{gi}} \dots \dots \dots (12)$$

Jika tidak ada gas awal pada awal injeksi, maka:

$$E_D = \frac{S_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \dots \dots \dots (13)$$

2.9 Efisiensi Penyapuan Areal (*Sweep Efficiency*)

Pada pelaksanaan injeksi air, air diinjeksikan dari beberapa sumur injeksi dan produksi akan terjadi dari sumur yang berbeda. Ini akan menyebabkan terbentuknya distribusi tekanan dan *streamlines* di daerah antara sumur injeksi dengan sumur produksi (Beckman et al., 2011). Dua faktor ini akan menentukan seberapa besar kontak *waterflood* dengan daerah antara tersebut. Besar daerah *reservoir* yang mengalami kontak dengan air ini yang disebut dengan Efisiensi penyapuan areal (Zhai et al., 2016).

Perhitungan efisiensi areal penyapuan dapat dihitung dengan 2 kondisi yaitu:

Kondisi *Before Breakthrough*

$$E_A = \frac{W_{inj}}{V_P - S_{wBT} - S_{wi}} \dots \dots \dots (14)$$

Kondisi *After Breakthrough*

$$E_A = E_{ABT} + 0.2749 \ln \frac{W_{inj}}{W_{iBT}} \dots \dots \dots (15)$$

2.10 Metode Craig Geffen Morse

Craig menggabungkan tingkat kesulitan dalam melihat efisiensi sapuan vertikal untuk lapisan *reservoir* yang berlapis. Maka Craig mengusulkan untuk melakukan perhitungan hanya untuk satu lapisan di dalam struktur lapisan yang berlapis – lapis (Saavedra et al., 2004).

2.10.1 Langkah Metode Craig Geffen Morse I

1. Bagi *reservoir* ke dalam jumlah yang sesuai yakni hanya satu lapisan.
2. Hitung terlebih dahulu kinerja satu lapisan, yaitu lapisan dasar misalnya “n”
3. Laju plot kumulatif jumlah injeksi (N_p , W_p , W_{inj}) dan laju produksi (Q_o , Q_w , i_w)
4. Maka untuk setiap lapisan termasuk lapisan n (k/Φ , $\Phi.h$, $k.h$.)
5. Untuk mendapatkan performa dari lapisan i, maka plot nilai waktu dengan (N_p , W_p , W_{inj} , Q_o , Q_w , dan i_w)

$$t_i = t \frac{\left(\frac{k}{\Phi}\right)_i}{\left(\frac{k}{\Phi}\right)_n} \dots\dots\dots(16)$$

Kemudian hitung kinerja lapisan i setiap waktu

$$N_p = N_p \frac{(\Phi h)_i}{(\Phi h)_n} \dots\dots\dots(17)$$

$$W_p = W_p \frac{(\Phi h)_i}{(\Phi h)_n} \dots\dots\dots(18)$$

$$W_{inj} = W_{inj} \frac{(\Phi h)_i}{(\Phi h)_n} \dots\dots\dots(19)$$

$$Q_o = Q_o t \frac{\left(\frac{k}{\Phi}\right)_i}{\left(\frac{k}{\Phi}\right)_n} \dots\dots\dots(20)$$

$$Q_w = Q_w \frac{\left(\frac{k}{\Phi}\right)_i}{\left(\frac{k}{\Phi}\right)_n} \dots\dots\dots(21)$$

$$i_w = i_w \frac{\left(\frac{k}{\phi}\right)_i}{\left(\frac{k}{\phi}\right)_n} \dots\dots\dots(22)$$

6. Kinerja komposisi keseluruhan pola waterflood pada waktu t diperoleh dengan menjumlahkan nilai-nilai lapisan satu-persatu.

Selain metode prediksi kinerja injeksi air yang telah dibahas sebelumnya, ada metode prediksi empiris yang memberikan perkiraan *recovery factor* (Ahmad, Tarek, 1993). Prediksi empiris ini dengan mempertimbangkan antarlain adalah permeabilitas, porositas, viskositas, saturasi air, dan *reservoir thicknes*. Persamaan untuk menghitung *recovery factor* (*RF*) adalah:

$$RF = 0.2719 \log k + 0.25569 S_{wc} - 0.1355 \log \mu_0 - 1.538 \Phi - 0.0008488 h + 0.11403 \dots\dots\dots(23)$$

Untuk menentukan *recovery factor* dengan adanya tekanan awal (P_i) dan tekanan deplesi (P_a), maka rumus ini berlaku:

$$FR = 54.898 \left[\frac{\Phi(1-S_{wi})}{B_{wi}} \right] 0.0422 \left[\frac{\mu_{wi} k}{\mu_{oi}} \right] 0.007(S_w) - 0.1903 \left(\frac{P_i}{P_a} \right) - 0.2159 \dots\dots\dots(24)$$

2.10.2 Langkah Metode Graig Geefen Morse II

Dan jika data permeabilitas relatif tersedia, *recovery factor* dapat diperkirakan dengan menerapkan langkah-langkah berikut:

1. Menggunakan data permeabilitas relatif, plot k_{rw}/k_{ro} versus S_w pada kertas semi-log dan gambar garis lurus atau kurva halus melalui titik-titik data.
2. Perkiraan penghematan air ekonomi atau WOR, $(WOR)_{econ}$
3. Selesaikan untuk rasio permeabilitas relatif air-minyak dari hubungan berikut:

$$\left(\frac{k_{rw}}{k_{ro}} \right) = \frac{\mu_w B_w}{\mu_o B_o} (WOR)_{econ} \dots\dots\dots(25)$$

4. Masukkan kurva rasio permeabilitas relatif (pada Langkah 1) dengan nilai kumulatif k_{rw}/k_{ro} dan tentukan nilai saturasi air yang sesuai, S_w .

5. Lalu hitung saturasi minyak yang tersedia

$$S_{or} = 1 - S_w \dots \dots \dots (26)$$

1. Hitung perkiraan kemungkinan *recovery factor* maksimum:

$$N_p = \frac{(P.V) (S_{oi} - S_{or})}{B_o} \dots \dots \dots (27)$$

2.10.3 Proses yang diabaikan dari metode *Craig Geffen Morse*:

1. Fluida *Incompressible*
2. Tekanan kapiler diabaikan
3. Hukum *Darcy* berlaku
4. Homogen, 2-dimensi (luas), isothermal dan merupakan media yang Distribusi fluida awal yang seragam dan tidak ada produksi minyak sampai yaitu hanya gas yang terproduksi.
5. Efisiensi areal penyapuan gas oleh minyak adalah 100% tapi saturasi gas residual dalam wilayah yang disapu air dapat berbeda dari wilayah yang tidak disapu.
6. *After breakthrough* adanya peningkatan areal penyapuan dan minyak terproduksi.
7. Laju injeksi tidak dipertimbangkan, tergantung tingkatan produksi dari kondisi intial sampai *floodout*
8. Tidak terjadi *cross flow* pada aliran berlapis
9. Terdapat empat tahapan perhitungan dalam menentukan *performance* dalam menentukan *waterflood* yaitu:
 - a. Kondisi awal hingga *Interference*
 - b. Tahap *Interference*
 - c. Tahap *Fillup* sampai
 - d. Tahap *after breakthrough*

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Lokasi Penelitian

Penelitian ini dilakukan di lapangan CF yang merupakan lapangan migas (*Oil Company*) yaitu pada lapangan Zamrud, PT. BSP BOB PERTAMINA HULU Provinsi Riau. Beberapa tahapan penelitian ini adalah dengan turun kelapangan langsung dengan di bagi beberapa regu peneliti yang dipimpin langsung oleh pembimbing lapangan. Penelitian ini adalah dengan melakukan evaluasi prediksi dengan metode *Graig geffen Morse* dengan memperkirakan kinerja reservoir dari injeksi air (*waterflood*) seperti perbandingan *mobilitas*, *efisiensi* penyapuan areal, *efisiensi* pendesakan, kumulatif air yang diinjeksikan, kumulatif produksi minyak, kumulatif produksi air, laju produksi minyak, laju produksi air, *time interference*, *time fillup*, *time breakthrough*, dan *surface water oil ratio* serta sisa cadangan setelah dilakukan injeksi. Dan dengan hasil yang di dapatkan nantinya dapat di ketahui seberapa efektifkan metode *Craig Geffen Morse* untuk melakukan evaluasi dengan prediksi perhitungan pada lapangan CF yang menerapkan *irregular pattern*. Hasil perhitungan ini akan menggambarkan keadaan yang sebenarnya.

3.2 Letak geografis Lapangan CF

Badan Operasi Bersama PT. Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu merupakan peninggalan sekaligus warisan dari PT. Caltex Pacific Indonesia, yang sejarahnya dimulai pada tahun 1972 di Kasikan. Setelah itu mulailah ditemukan lagi sumur-sumur baru seperti sumur di Pedada yang ditemukan pada tahun 1973, berlanjut dengan ditemukannya sumur di Zamrud area pada tahun 1975, dan berlanjut ke sumur – sumur lainnya di berbagai lapangan. Badan Operasi Bersama (BOB) PT. Bumi Siak Pusako (BSP)-Pertamina Hulu terbentuk dari tumbuhnya kesadaran untuk memberikan porsi yang seimbang bagi pemerintah daerah untuk menikmati dan mengelola hasil sumber daya alam daerahnya. Kewenangan pengelolaan ini diserahkan kepada PT. Bumi Siak Pusako (BSP) dan PT. Pertamina Hulu dari pemerintah Republik Indonesia melalui BPMIGAS. Secara geografis lapangan ini terletak di bagian Timur Cekungan Sumatera Tengah yang merupakan salah satu cekungan tersier di Pulau Sumatera. Kerangka tektonik Sumatera merupakan busur

magmatik yang berhubungan dengan Lempeng Indo - Australia terhadap Lempeng Eurasia pada arah N 6°. Wilayah kerja BOB PT. Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu dengan luas sebesar 9.135,06 km² terletak di propinsi Riau yang tercakup dalam Kabupaten Siak, Bengkalis, Kampar Rokan Hulu. Lokasi-lokasi area produksi BOB PT. Bumi Siak Pusako Pertamina Hulu.



Gambar 3.1 Letak Geografis Lapangan (Repository UIR:2020)

Pada umumnya struktur tanah di lapangan BOB PT. Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu adalah gambut, oleh karena itu setiap tahunnya ketinggian struktur tanah cenderung menurun. Pada sekitar tahun 1980, program pengembangan lapangan produksi dilakukan untuk mengembangkan lapangan dengan spasi 248 acre dilakukan pemboran 10 sumur pengembangan. Tahun 1981, sebanyak 4 sumur kembali dibor. Yang terdiri dari 2 sumur deliniasi dan 2 sumur infill (@ 62 acre). Metode produksi pada sumur di BOB PT. Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu semuanya adalah *Artificial Lift*, dengan pengelolaan operasi produksi zero discharge *water* dan sebagian besar menggunakan ESP (*Electric Submersible Pump*).

3.3 Prosedur Pengambilan Data

Hanya ada satu metode dalam pengambilan data dalam penelitian ini, yaitu:

3.3.1 *In Field (Data Lapangan)*

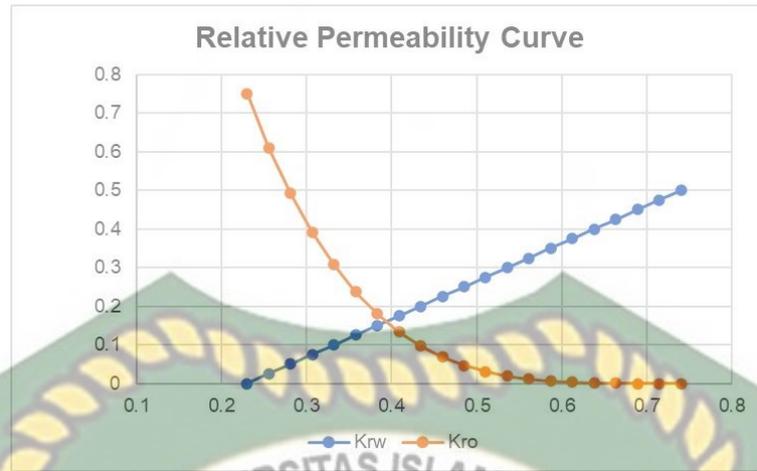
Dalam penelitian ini data yang dibutuhkan diantaranya adalah history data laju alir produksi dan injeksi sumur, *rock properties*, serta *fluid properties*. Data tersebut didapatkan melalui Mentor dilapangan sekaligus pembimbing dilapangan CF.

3.3.2 **Data History Sumur Produksi dan Injeksi** (*dilampirkan*)

Berikut merupakan data SCAL pada lapangan CF.

Gambar 3.2 Data SCAL Penelitian

SW	KRW	KRO
0.23	0	0.75
0.2555	0.025	0.61088
0.281	0.05	0.492075
0.3065	0.075	0.391505
0.332	0.1	0.3072
0.3575	0.125	0.237305
0.383	0.15	0.180075
0.4085	0.175	0.13388
0.434	0.2	0.0972
0.4595	0.225	0.06863
0.485	0.25	0.046875
0.5105	0.275	0.030755
0.536	0.3	0.0192
0.5615	0.325	0.011255
0.587	0.35	0.006075
0.6125	0.375	0.00293
0.638	0.4	0.0012
0.6635	0.425	0.00038
0.689	0.45	0.000075
0.7145	0.475	4.69E-06
0.74	0.5	0



Gambar 3.3 *Relative Permeability* Lapangan Penelitian

3.3.3 Data Karakteristik *Reservoir*

Gambar 3.4 Data Karakteristik *Reservoir*

Parameter	Value	Unit
Porosity	0.25	
SWIR	0.23	
SORW	0.25	
FVF Oil	1.2	bbl/STB
Oil Gravity	33	API
Gas Gravity	0.99	Sp Gravity
FVF Gas	0.3782	cuft/SCF

3.4 Prosedur Pengolahan Data lapangan

Dalam perhitungan metode *Craig Gaffen Morse* ada 4 tahap yakni

3.4.1 Tahap awal sampai *interference*

Dimana tahap ini dilakukan untuk mengetahui jumlah air injeksi sampai tahap *interference*, dengan persamaan :

$$W_{ii} = \frac{\pi h \Phi S g i r^2 e i}{5.615}$$

3.4.2 Tahap *interference* sampai *fill up*

dimana pada tahap air mulai mendorong minyak yang berada pada zona gas. Perhitungan ini dilakukan untuk mengetahui jumlah air injeksi yang diperlukan sampai pada tahap *fill up* dengan persamaan:

$$W_{if} = Vp * S_{gi}$$

3.4.3 Tahap *fill up* sampai *breakthrough*

Dimana pada tahap ini fluida injeksi mulai menyeret minyak untuk sampai ke sumur produksi. Adapun dilakukannya perhitungan ini untuk mengetahui jumlah air yang akan diinjeksikan dengan persamaan:

$$W_{ibt} = Vp E_{Abt} (S_{wbt} - S_{we})$$

3.4.4 Tahap *after breakthrough*

Dimana minyak mulai terproduksi sampai air mulai fluida injeksi terproduksi kembali. Perhitungan pada tahap ini dilakukan untuk mengetahui *water oil ratio*, *recovery factor* dan waktu yang diperlukan sampai pada tahap ini.

Adapun persamaan yang dipakai adalah sebagai berikut:

$$WOR_p = \frac{1 - (\Delta B_{ps} + \Delta N_{pu})}{(\Delta B_{ps} + \Delta N_{pu})}$$

$$RF = \frac{(EA - (S_w - \Delta S_{wc}) - S_{gi})}{(\Delta N_{ps} + \Delta N_{pu})}$$

$$RF = \frac{\Delta W_i}{i_w \text{ rata - rata}}$$

Lalu dilakukan perhitungan seberapa efektif air menyapu atau mendorong minyak hingga terproduksi (*Displacement Efficiency*)

$$E_D = \frac{\text{Volume of oil at start flood} - \text{Remaining Oil Volume}}{\text{Volume Of Oil at start of flood}}$$

$$E_D = \frac{(Pore\ Volume) \left(\frac{S_{oi}}{B_{oi}}\right) - (Pore\ Volume) \left(\frac{S_o}{B_o}\right)}{(Pore\ Volume) \left(\frac{S_{oi}}{B_{oi}}\right)}$$

$$E_D = \frac{\$w - S_{wi} - S_{gi}}{1 - S_{wi} - S_{gi}}$$

3.4.5 Dengan Metode Simulasi Pendukung Menggunakan Software CMG IMEX 2015 10.

Dengan dilakukan pemodelan simulasi data lapangan yang didapatkan dari hasil RUN CMG IMEX, akan membantu mendapatkan variabel penelitian yaitu perbandingan mobilitas, efisiensi penyapuan area, efisiensi pendesakan, kumulatif air yang di injeksikan, kumulatif produksi air, laju produksi minyak, Laju produksi air, *time interference*, *time fillup*, *time breakthrough*, dan *Recovery Faktor*.

Adapun prosedur dalam pembuatan pemodelan adalah sebagai berikut:

3.4.5.1 Persiapan Data

Data yang diperlukan dalam peneitian ini haruslah telah didapatkan dari lapangan CF seperti *history* data laju alir produksi dan injeksi sumur, *pressure*, *reservoir properties*.

3.4.5.2 Prosedur Melakukan Pemodelan Dalam Software CMG IMEX 2015 10

Dalam membuat model digunakan untuk mempersiapkan data input sebelum dilakukan *running*. Tahapan – tahapan yang harus dilakukan adalah:

1. Input/Output Control

Pada tahapan ini terlebih dahulu akan menentukan satuan yang akan dipakai dalam simulasi, serta mengatur *output-output* yang diinginkan (Islam et al., 2010).

2. *Reservoir Description*

Pada tahapan ini digunakan untuk pembuatan model *reservoir* dimana akan menentukan jenis grid dan jumlah grid yang akan digunakan. Lalu menginput nilai sifat fisik *reservoir* seperti porositas, permeabilitas, ketebalan *reservoir*, kedalaman *reservoir* dll. Di dalam tahapan ini juga

dapat digunakan untuk memasang aquifer dengan catatan apabila terdapat aquifer pada *reservoir* serta meletakkan sumur-sumur yang ada pada *reservoir*.

3. Component Properties

Selanjutnya setelah pembuatan model beserta sifat-sifat fisik *reservoir* selesai, maka memasukkan data-data fluida *reservoir*. Data tersebut adalah data PVT.

4. Rock-Fluid Data

Pada tahapan ini data-data yang dimasukkan adalah data permeabilitas relatif. Data-data permeabilitas relatif tersebut dapat dimasukkan secara manual maupun dengan menggunakan korelasi. Pada program simulasi CMG ini tersedia korelasi STONE.

5. Initial Condition

Tahapan ini mendefinisikan keadaan mula-mula *reservoir*, data-data awal *reservoir* yang didefinisikan antara lain adalah *Water Oil Contact*, *Gas Oil Contact*, kedalaman datum, dan tekanan *reservoir*.

6. Numerical Methods

Control Pada bagian ini digunakan untuk mengatur kriteria kekonvergenan dan batasan / spesifikasi metode numerik yang digunakan di dalam simulasi *reservoir*.

7. Well and Recurrent Data

Pada tahapan ini dilakukan input data-data sumur, diantaranya yaitu: tanggal produksi sumur, jenis sumur (sumur produksi atau sumur injeksi), perforasi sumur dan limitasi produksi (seperti *bottom hole pressure* (BHP), faktor skin, maksimum produksi gas/minyak dan air. Setelah semua tahapan diatas selesai dan data yang dimasukkan telah lengkap, langkah selanjutnya adalah validasi data. Validasi data merupakan proses dari simulasi yang

dilakukan untuk mengetahui apakah data-data yang telah dimasukkan sudah lengkap dan sesuai sehingga dapat diproses lebih lanjut oleh simulator.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

3.5 Flow Chart Alur Penelitian



3.6 Gant chart Jadwal Penelitian

Kegiatan	Minggu Ke-											
	Oktober				November				Desember			
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
Studi Literatur												
Pembuatan Proposal												
Penelitian Ke Lapangan												
Melakukan Pengolahan Data												
Analisis Data												
Pembuatan Laporan												

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Evaluasi *Reservoir* Dengan Metode *Craig Geffen Morse*

Pada penelitian ini akan dilakukan evaluasi terhadap performa *reservoir* di lapangan CF. Dimana pola yang digunakan di lapangan tersebut yaitu *irregular pattern*, dengan sumur injeksi C1 dan C2 serta sumur produksi F1, F2, F3 F4, F5, F6 dan F7.

Dalam melakukan evaluasi menggunakan metode *Craig Geffen Morse*, pertama sekali dihitung besarnya kumulatif air yang akan diinjeksikan ($Winj$), kedua kumulatif produksi minyak (Np), kumulatif produksi air (Wp), laju produksi minyak (Q_o), laju produksi air (Q_w) mobilitas rasio, efisiensi penyapuan area, selanjutnya akan menghitung setiap sumur pada saat awal injeksi sampai *interference*, tahap *interference* sampai *fillup*, tahap *fillup* sampai *breakthrough*, dan tahap *breakthrough* sampai *after breakthrough*.

Tabel 4.1 Data Permeabilitas, Porositas & Ketebalan Lapisan *Reservoir*

Layer	k, md	h,ft	ϕ
1	240	75	0.28
2	230	75	0.27
3	215	50	0.26
4	210	75	0.26

Terlebih dahulu mempersiapkan data yang dibutuhkan dalam penelitian ini seperti data permeabilitas, porositas dan ketinggian lapisan *reservoir* pada lapangan CF. Bisa dilihat pada tabel 4.1 terdapat data permeabilitas, porositas dan ketinggian setiap lapisan *reservoir*.

Selanjutnya menghitung antara (k/ϕ , ϕ/h , $k.h$) pada setiap lapisan pada lapangan CF. Dari hasil perhitungan tersebut dapat dilihat pada tabel 4.2 dibawah ini.

Tabel 4.2 Hasil Perhitungan (k/ϕ , ϕ/h , $k.h$)

Layer	k/ϕ	ϕ/h	$k.h$
1	67.2	21	1411.2
2	62.1	20.25	1257.525
3	55.9	13	726.7
4	54.6	19.5	1064.7

Setelah didapatkan hasil perhitungan (k/ϕ , ϕ/h , $k.h$) maka selanjutnya menghitung waktu kontribusi setiap lapisan *reservoir* seberapa lama untuk dapat terus memberikan produksi minyak. Maka berdasarkan hasil perhitungan bisa dilihat pada tabel 4.3 tersebut.

Tabel 4.3 Hasil Perhitungan waktu kontribusi lapis

Layer	$t_i = t \frac{(k/\phi)_i}{(k/\phi)_n}$	$t = 12775$
1	1	12775
2	0.924	11804,1
3	0.832	10628,8
4	0.813	10386,1

Selanjutnya setelah mendapatkan hasil perhitungan waktu, selanjutnya akan menghitung jumlah kumulatif produksi minyak (NP), kumulatif air produksi (W_p) dan (W_{inj}). Berdasarkan hasil perhitungan didapatkan kumulatif air yang diinjeksikan sebesar 94.947.500 bbl dari seluruh total lapisan yang diinjeksikan pada lapangan CF selama dilakukan injeksi air. Sementara itu didapatkan pula nilai kumulatif produksi air sebesar 78.425.700 bbl dari sejak dilakukannya injeksi air. Dan didapatkan pula total kumulatif produksi minyak yang didapatkan adalah 2.136.400 bbl. Seperti yang terlihat pada tabel 4.4 di bawah ini.

Tabel 4.4 Hasil Perhitungan (NP, Wp, Winj)

Layer	t	Np	Wp	Winj
1	12775	940.051,2 (bbl)	34.507.308 (bbl)	21.837.925 (bbl)
2	11804,1	491.390,4 (bbl)	18.037.911 (bbl)	41.776.900 (bbl)
3	10628,8	448.660,8 (bbl)	16.469.397 (bbl)	19.938.975 (bbl)
4	10386,1	256.377,6 (bbl)	9.411.084 (bbl)	11.393.700 (bbl)
Total		2.136.480 (bbl)	78.425.700 (bbl)	94.947.500 (bbl)

Setelah didapatkannya nilai (NP , Wp , $Winj$) maka selanjutnya menghitung (Q_o , Q_w , I_w). Maka didapatkan nilai laju produksi minyak sebesar 207,6 (bbl) dengan laju produksi air sebesar 4847,88 (bbl) dan laju injeksi air sebesar 7170,1 (bbl) seperti terlihat pada tabel 4.5 dibawah ini.

Tabel 4.5 Perhitungan Metode CGM Menghitung Q_o , Q_w , I_w

Layer	$(Q_o)_i = Q_o \frac{(k/\Phi)n}{(k/\Phi)i}$	$(Q_w)_i = Q_w \frac{(k/\Phi)n}{(k/\Phi)i}$	$(i_w)_i = i_w \frac{(k/\Phi)n}{(k/\Phi)i}$
1	46,1	2100	2709
2	56,4	1176,12	1966,14
3	47,1	868,4	1002,56
4	58	503,36	1005,56
Jumlah	207,6	4647,88	7170,1

Menghitung mobilitas rasio awal:

$$M = \frac{(kr_w/\mu_w)}{(kr_o/\mu_o)} = \frac{(0.4/2.4)}{(0.3/0.324)} = 0,18 \text{ Fraction}$$

Menghitung efisiensi penyapuan Area

$$EA = \frac{(Winj)}{(Vp)(Sw_{BT} - Sw_i)} = \frac{94.947.500}{(21.453.300)(0.25 - 0.25)} = 4,42$$

Dari penentuan *mobility ratio* diperoleh hasil sebesar 0,18 pada saat awal injeksi air dilakukan, dengan ini menunjukkan minyak masih dapat mengalir di dalam *reservoir*. Dengan hasil tersebut menunjukkan bahwa pada awal injeksi air, posisi air berada tepat dibelakang minyak serta nilai efisiensi penyapuan area cukup dikatakan besar yang artinya minyak lebih *mobile* dari pada air, sehingga pada posisi ini adalah pada posisi yang diuntungkan, dimana air akan selalu mendesak/*displace* minyak untuk selalu bergerak pada zona perforasi. Pada proses ini juga belum ada indikasi – indikasi yang terjadi seperti *water channeling*, *water coning* hingga *water breakthrough*.

4.1.1 Evaluasi Sumur F1

4.1.1.1 Perhitungan Dari Awal Injeksi Sampai *Interference* Sumur P1

$$W_{ii} = \frac{\pi h \Phi S g i r^2 e i}{5.615} = \frac{3.14 \times 250 \times 0.25 \times 0.01 \times (34735^2)}{5.615} = 421.154 \text{ bbl}$$

Tabel 4.6 Hasil Perhitungan Awal Injeksi Sampai *Interference* Sumur F1

Parameter	Hasil
M	1,5
W_i	421.154 (bbl)
r	34.735 (feet)
iw	7170.1 (bbl/day)
T	42,11 (day)

Dari hasil perhitungan awal injeksi sampai *interference* maka didapatkan total injeksi air sebesar 421.154 (bbl). adapun sumur injektor yang menginjeksikan total air sebesar 421.154 (bbl) adalah sumur injeksi C1 yang memberikan target pendesakan kepada sumur F1.

Berdasarkan hasil evaluasi pada tabel 4.6, waktu yang dibutuhkan untuk injeksi air adalah 42 hari dengan total kapasitas injeksi sebesar 421.154 (bbl). Dengan total penginjeksian sebanyak 421.154 (bbl) tersebut untuk radius sumur sebesar 34.735 (feet) dan radius pengurasan sebesar 69.470 (feet).

4.1.1.2 Perhitungan Dari *Interference* Sampai *Fillup* Sumur F1

$$W_{if} = Vp * S_{gi} = 41.245.300 \times 0,01 = 412.453 \text{ (bbl)}$$

Tabel 4.7 Hasil Perhitungan Dari *Interference* Sampai *Fillup* Sumur F1

Parameter	Hasil
Wif	412.453 (bbl)
Ea	0.23
iwf	7170,1 (bbl/day)
Δt_f	21,2 (day)

Bersarkan evaluasi hasil perhitungan tabel 4.7 didapatkan hasil pada tahap *interference* sampai *fillup* membutuhkan waktu selama 21,2 hari dengan jumlah injeksi air sebanyak 412.453 (bbl). Dalam periode ini juga kita dapatkan harga mobilitas ratio sebesar 1.09 sedangkan efisiensi penyapuan areanya ialah 0.23. Hal tersebut menunjukkan bahwa dengan besarnya harga mobilitas maka akan memperkecil nilai penyapuannya, sementara itu pada kondisi ini juga mobilitas air juga sudah lebih tinggi dibandingkan mobilitas minyak.

4.1.1.3 Perhitungan Dari *Fillup* Sampai *Breakthrough* Sumur F1

$$W_{ibt} = Vp E_{Abt} (S_{wbt} - S_{we}) = 41.245.300 \times 0.71 (0.45 - 0.25) = 5.856.833 \text{ (bbl)}$$

Tabel 4.8 Hasil Perhitungan Dari *Fillup* Sampai *Breakthrough* Sumur F1

Parameter	Hasil
wibt	5.856.833 (bbl)
qo	125 (day/day)
Δt	816,6 (days)
RF	2,1 (%)

Perdasarkan hasil evaluasi perhitungan tabel 4.8 pada periode ini dibutuhkan waktu selama 816,6 hari untuk mencapai *breakthrough*, dengan injeksi

untuk mencapai breakthrough sebesar 5.856.833 (bbl). Pada tahap ini didapatkan nilai laju alir sebesar 125 (bbl/day) sedangkan harga *recovery factor* nya adalah 2,1%.

4.1.1.4 Hasil Perhitungan *Breakthrough* sampai *After Breakthrough* Sumur F1

Tabel 4.9 Hasil Perhitungan *Breakthrough* sampai *After Breakthrough* Sumur F1

Parameter	Hasil
Ea	0.23
M	1.67
Ed	0.53
WC	97 (%)
RF	33 (%)

Dari hasil perhitungan pada tabel 4.9, didapatkan nilai *recovery* faktor sebesar 33% dengan *watercut* sebesar 97%.

4.1.2 Evaluasi Sumur F2

4.1.2.1 Perhitungan Dari Awal Injeksi Sampai *Interference* Sumur F2

$$W_{ii} = \frac{\pi h \Phi S g i r^2 e i}{5.615} = \frac{3.14 \times 250 \times 0.25 \times 0.01 \times (28356^2)}{5615} = 137.471 \text{ (bbl)}$$

Tabel 4.10 Hasil Perhitungan Dari Awal Injeksi Sampai *Interference* Sumur F2

Parameter	Hasil
M	1.606
Wi	137.471 (bbl)
Re	56.712 (feet)
R	28.356 (feet)
Iw	7.985 (bbl/day)
T	14 (day)

Dari hasil perhitungan awal injeksi sampai *interference* maka didapatkan total injeksi air sebesar 137.471 (bbl). adapun sumur injektor yang menginjeksikan air sebesar 421.154 (bbl) adalah sumur injeksi C1 yang memberikan target pendesakan kepada sumur F2.

Berdasarkan hasil evaluasi perhitungan pada tabel 4.10 didapatkan juga waktu yang dibutuhkan untuk injeksi adalah 14 hari dengan total kapasitas injeksi sebanyak 137.471 (bbl). Dengan total penginjeksian sebanyak 137.471 (bbl) tersebut untuk radius sumur sebesar 28.356 (feet) dan radius pengurasan sebesar 56.712 (feet).

4.1.2.2 Perhitungan Dari *Interference* Sampai *Fillup* Sumur F2

$$W_{if} = Vp * S_{gi} = 41.245.300 \times 0,01 = 412.453 \text{ bbl}$$

Tabel 4.11 Hasil Perhitungan Dari *Interference* Sampai *Fillup* Sumur F2

Parameter	Hasil
W _{if}	412.453 bbl
E _a	0.23
M	1.49
i _{wf}	7.856 bbl
Δt _f	21,2

Dari hasil perhitungan tabel 4.11 didapatkan waktu selama 21,2 hari untuk tahap *interference* sampai *fillup* dengan total penginjeksian sebesar 212.453 bbl. dengan hasil tersebut waktu yang dibutuhkan pada tahap ini lebih lama dibandingkan tahap yang sebelumnya.

Pada periode ini juga kita dapatkan harga mobilitas ratio sebesar 1,49 sedangkan efisiensi penyapuan areanya ialah 0,43. Hal tersebut menunjukkan bahwa dengan besarnya harga mobilitas maka akan memperkecil nilai penyapuannya.

4.1.2.3 Perhitungan Dari *Fillup* Sampai *Breakthrough* Sumur F2

$$W_{ibt} = Vp E_{Abt} (S_{wbt} - S_{we}) = 41.245.300 \times 0.71 (0.45 - 0.25) = 5.856.833 \text{ bbl}$$

Tabel 4.12 Hasil Perhitungan Dari *Fillup* Sampai *Breakthrough* Sumur P2

Parameter	Hasil
wibt	5.856.833 bbl
qo	112 bbl/day
Δw_i	52.987 bbl/day
Δt	816.6 day
RF	1,2 %

Dari hasil perhitungan tabel 4.12 menunjukkan untuk periode *Fillup* Sampai *Breakthrough* dibutuhkan waktu selama 816,6 hari untuk mencapai waktu *breakthrough*, dengan injeksi untuk mencapai *breakthrough* tersebut yaitu sebesar 5.856.833 bbl. Pada tahap ini didapatkan nilai laju alir sebesar 112 bbl/day sedangkan harga *recovery faktor* nya adalah 2,1%.

4.1.2.4 Hasil Perhitungan *Breakthrough* sampai *After Breakthrough* Sumur F2

Tabel 4.13 Hasil Perhitungan *Breakthrough* sampai *After Breakthrough* Sumur P2

Parameter	Hasil
Ea	0.23
M	0.67
Ed	0.58
WC	97 (%)
RF	33 (%)

Berdasarkan perhitungan tabel 4.13 didapatkan lah nilai *recovery faktor* sebesar 33 (%) dengan *watercut* sebesar 97 (%).

4.1.3 Evaluasi Sumur F3

4.1.3.1 Perhitungan Dari Awal Injeksi Sampai *Interference* Sumur F3

$$W_{ii} = \frac{\pi h \phi S g i r^2 e i}{5.615} = \frac{3.14 \times 250 \times 0.25 \times 0.01 \times (113423^2)}{5.615} = 2.250.922 \text{ (bbl)}$$

Tabel 4.13 Hasil Perhitungan Dari Awal Injeksi Sampai *Interference* Sumur F3

Parameter	Hasil
M	1,56
Wi	2.250.922 (bbl)
Re	226.846 (feet)
r	113.423 (feet)
iw	9.970 (bbl/day)
t	225,09 (day)

Dari hasil perhitungan awal injeksi sampai *interference* maka didapatkan total injeksi air sebesar 2.250.922 (bbl). adapun sumur injektor yang menginjeksikan air sebesar 421.154 (bbl) adalah sumur injeksi C2 yang memberikan target pendesakan kepada sumur F3.

Berdasarkan hasil evaluasi perhitungan pada tabel 4.14 didapatkan juga waktu yang dibutuhkan untuk injeksi adalah 225 hari dengan total kapasitas injeksi sebanyak 2.250.922 (bbl). Dengan total penginjeksian sebanyak 2.250.922 (bbl) tersebut untuk radius sumur sebesar 113.423 (feet) dan radius pengurasan sebesar 226.646 (feet).

4.1.3.2 Perhitungan Dari *Interference* Sampai *Fillup* Sumur F3

$$W_{if} = Vp * S_{gi} = 41.245.300 \times 0,01 = 212.453 \text{ (bbl)}$$

Tabel 4.14 Hasil Perhitungan Dari *Interference* Sampai *Fillup* Sumur F3

Parameter	Hasil
Wif	412.453 (bbl)
Ea	0.23
M	1.09
iwf	7694 (bbl/day)
Δt_f	21,2 (day)

Dari hasil perhitungan tabel 4.15 didapatkan waktu selama 21,2 hari untuk tahap interference sampai fillup dengan total penginjeksian sebesar 212.453 (bbl). dengan hasil tersebut waktu yang dibutuhkan pada tahap ini lebih lama dibandingkan tahap yang sebelumnya.

Pada periode ini juga kita dapatkan harga mobilitas ratio sebesar 1,5 sedangkan efisiensi penyapuan areanya ialah 0,42. Hal tersebut menunjukkan bahwa dengan besarnya harga mobilitas maka akan memperkecil nilai penyapuannya Perhitungan.

4.1.3.3 Dari *Fillup* Sampai *Breakthrough* Sumur F3

$$W_{ibt} = Vp E_{Abt} (S_{wbt} - S_{we}) = 21.245.300 \times 0.21 (0.45 - 0.25) = 5.856.833 \text{ (bbl)}$$

Tabel 4.15 Dari *Fillup* Sampai *Breakthrough* Sumur F3

Parameter	Hasil
wibt	5.856.833 (bbl)
qo	122 (bbl/day)
Δw_i	6.798.496 (bbl)
Δt	816,6 (days)
RF	2.3 (%)

Dari hasil perhitungan tabel 4.16 menunjukkan untuk periode *Fillup* Sampai *Breakthrough* dibutuhkan waktu selama 816,6 hari untuk mencapai waktu *breakthrough*, dengan injeksi untuk mencapai *breakthrough* tersebut yaitu sebesar 5.856.833 (bbl). Pada tahap ini didapatkan nilai laju alir sebesar 112 (bbl/day) sedangkan harga *recovery factor* nya adalah 2,3 (%).

4.1.3.4 Hasil Perhitungan *Breakthrough* sampai *After Breakthrough* Sumur F3

Tabel 4.16 Hasil Perhitungan *Breakthrough* sampai *After Breakthrough* Sumur F3

Parameter	Hasil
Ea	0.23
M	0.67

Ed	0.53
WC	97 %
RF	33 %

Berdasarkan perhitungan tabel 4.17 didapatkan lah nilai *recovery* faktor sebesar 33 % dengan *watercut* sebesar 97%.

4.1.4 Evaluasi Sumur F4

4.1.4.1 Perhitungan Dari Awal Injeksi Sampai *Interference* Sumur F4

$$W_{ii} = \frac{\pi h \Phi S g i r^2 e i}{5.615} = \frac{3.14 \times 250 \times 0.25 \times 0.01 \times (28355^2)}{5.615} = 272.059 \text{ (bbl)}$$

Tabel 4.17 Perhitungan Dari Awal Injeksi Sampai *Interference* Sumur F4

Parameter	Hasil
M	1.56
Wi	272.059 (bbl)
Re	56.711 (feet)
r	28.355 (feet)
iw	8248.1 (bbl/day)
t	27 (day)

Dari hasil perhitungan awal injeksi sampai *interference* maka didapatkan total injeksi air sebesar 272.059 (bbl). adapun sumur injektor yang menginjeksikan air sebesar 272.059 (bbl) adalah sumur injeksi C2 yang memberikan target pendesakan kepada sumur F4.

Berdasarkan hasil evaluasi perhitungan pada tabel 4.18 didapatkan juga waktu yang dibutuhkan untuk injeksi adalah 27 hari dengan total kapasitas injeksi sebanyak 272.059 (bbl). Dengan total penginjeksian sebanyak 272.059 (bbl) tersebut untuk radius sumur sebesar 28.356 (feet) dan radius pengurasan sebesar 56.712 (feet).

4.1.4.2 Perhitungan Dari *Interference* Sampai *Fillup* Sumur F4

$$W_{if} = Vp * S_{gi} = 41.245.300 \times 0,01 = 412.453 \text{ (bbl)}$$

Tabel 4.18 Perhitungan Dari *Interference* Sampai *Fillup* Sumur F4

Parameter	Hasil
Wif	212453 (bbl)
Ea	0.23
M	1.09
iwf	9879 (bbl/day)
Δt_f	21 (day)

Dari hasil perhitungan tabel 4.19 didapatkan waktu selama 21,2 hari untuk tahap *interference* sampai *fillup* dengan total penginjeksian sebesar 412.453 (bbl). dengan hasil tersebut waktu yang dibutuhkan pada tahap ini lebih lama dibandingkan tahap yang sebelumnya.

Pada periode ini juga kita dapatkan harga mobilitas ratio sebesar 1,59 sedangkan efisiensi penyapuan areanya ialah 0,53. Hal tersebut menunjukkan bahwa dengan besarnya harga mobilitas maka akan memperkecil nilai penyapuannya.

4.1.4.3 Perhitungan Dari *Fillup* Sampai *Breakthrough* Sumur F4

$$W_{ibt} = Vp E_{Abt} (S_{wbt} - S_{we}) = 41.245.300 \times 0.71 (0.45 - 0.25) = 5.856.833 \text{ (bbl)}$$

Tabel 4.19 Perhitungan Dari *Fillup* Sampai *Breakthrough* Sumur F4

Paremeter	Hasil
wibt	5.856.833 (bbl)
qo	125 (bbl/day)
Δw_i	52.987 (bbl)
Δt	816,6 (days)
RF	2,1 (%)

Dari hasil perhitungan tabel 4.20 menunjukkan untuk periode *Fillup* Sampai *Breakthrough* dibutuhkan waktu selama 816,6 hari untuk mencapai waktu *breakthrough*, dengan injeksi untuk mencapai *breakthrough* tersebut yaitu sebesar 5.856.833 (bbl). Pada tahap ini didapatkan nilai laju alir sebesar 112 (bbl/day) sedangkan harga *recovery* faktor nya adalah 2,1%.

4.1.4.4 Hasil Perhitungan *Breakthrough* sampai *After Breakthrough* Sumur F4

Tabel 4.20 Hasil Perhitungan *Breakthrough* sampai *After Breakthrough* Sumur F4

Parameter	Hasil
Ea	0.23
M	1.67
Ed	1.58
WC	97 %
RF	33 %

Berdasarkan perhitungan tabel 4.21 didapatkan lah nilai *recovery* faktor sebesar 33 % dengan *watercut* sebesar 97%.

4.1.5 Evaluasi Sumur F5

4.1.5.1 Perhitungan Dari Awal Injeksi Sampai *Interference* Sumur F5

$$W_{ii} = \frac{\pi h \Phi S g i r^2 e i}{5.615} = \frac{3.14 \times 250 \times 0.25 \times 0.01 \times (28355^2)}{5.615} = 421.154 \text{ (bbl)}$$

Tabel 4.21 Perhitungan Dari Awal Injeksi Sampai *Interference* Sumur F5

Parameter	Hasil
M	1.56
Wi	421.154 (bbl)
Re	2.197 (feet)
r	1.640,4 (feet)
iw	7.170.1 (bbl/day)
t	42,11 (day)

Dari hasil perhitungan awal injeksi sampai *interference* maka didapatkan total injeksi air sebesar 421.154 (bbl). adapun sumur injektor yang menginjeksikan air sebesar 421.154 (bbl) adalah sumur injeksi C2 yang memberikan target pendesakan kepada sumur F5.

Berdasarkan hasil evaluasi perhitungan pada tabel 4.22 didapatkan juga waktu yang dibutuhkan untuk injeksi adalah 42,1 hari dengan total kapasitas injeksi sebanyak 137.471 (bbl). Dengan total penginjeksian sebanyak 421.154 (bbl) tersebut untuk radius sumur sebesar 1.640,4 (feet) dan radius pengurasan sebesar 2.197 (feet).

4.1.5.2 Perhitungan Dari *Interference* Sampai *Fillup* Sumur F6

$$W_{if} = Vp * S_{gi} = 41.245.300 \times 0,01 = 412.453 \text{ (bbl)}$$

Tabel 4.22 Perhitungan Dari *Interference* Sampai *Fillup* Sumur F6

Parameter	Hasil
W _{if}	212.453 (bbl)
E _a	0.23
M	1.09
i _{wf}	7981 (bbl/day)
Δt _f	21,2 (day)

Dari hasil perhitungan tabel 4.23 didapatkan waktu selama 21,2 hari untuk tahap *interference* sampai *fillup* dengan total penginjeksian sebesar 212.453 bbl. dengan hasil tersebut waktu yang dibutuhkan pada tahap ini lebih lama dibandingkan tahap yang sebelumnya.

Pada periode ini juga kita dapatkan harga mobilitas ratio sebesar 1,59 sedangkan efisiensi penyapuan areanya ialah 0,63. Hal tersebut menunjukkan bahwa dengan besarnya harga mobilitas maka akan memperkecil nilai penyapuannya

4.1.5.3 Perhitungan Dari *Fillup* Sampai *Breakthrough* Sumur F6

$$W_{ibt} = Vp E_{Abt} (S_{wbt} - S_{we}) = 41.245.300 \times 0.71 (0.45 - 0.25) = 5.856.833 \text{ (bbl)}$$

Tabel 4.23 Perhitungan Dari *Fillup* Sampai *Breakthrough* Sumur F6

Parameter	Hasil
wibt	5.856.833 (bbl)
qo	125 (bbl/day)
Δw_i	52.987 (bbl)
Δt	816.6 (days)
RF	2.9 (%)

Dari hasil perhitungan tabel 4.24 menunjukkan untuk periode *Fillup* Sampai *Breakthrough* dibutuhkan waktu selama 816.6 hari untuk mencapai waktu *breakthrough*, dengan injeksi untuk mencapai *breakthrough* tersebut yaitu sebesar 5.856.833 (bbl). Pada tahap ini didapatkan nilai laju alir sebesar 112 (bbl/day) sedangkan harga *recovery factor* nya adalah 2,9 (%).

4.1.5.4 Hasil Perhitungan *Breakthrough* sampai *After Breakthrough* Sumur F6

Tabel 4.24 Hasil Perhitungan *Breakthrough* sampai *After Breakthrough* Sumur F6

Parameter	Hasil
Ea	0.23
M	1,67
Ed	0.58
WC	98 %
RF	33 (%)

Berdasarkan perhitungan tabel 4.25 didapatkan lah nilai *recovery faktor* sebesar 33 (%) dengan *watercut* sebesar 98 (%).

4.1.6 Evaluasi Sumur F6

4.1.6.1 Perhitungan Dari Awal Injeksi Sampai *Interference*

$$W_{ii} = \frac{\pi h \Phi S g r^2 e i}{5.615} = \frac{3.14 \times 250 \times 0.25 \times 0.01 \times (28356^2)}{5.615} = 144.256 \text{ (bbl)}$$

Tabel 4.25 Perhitungan Dari Awal Injeksi Sampai *Interference* Sumur F6

Parameter	Hasil
M	1.56
Wi	144.256 (bbl)
Re	56.743 (feet)
r	28356 (feet)
iw	7.848 (bbl/day)
t	14.4 (day)

Dari hasil perhitungan awal injeksi sampai *interference* maka didapatkan total injeksi air sebesar 144.256 (bbl). adapun sumur injektor yang menginjeksikan air sebesar 144.256 (bbl) adalah sumur injeksi C1 yang memberikan target pendesakan kepada sumur F6.

Berdasarkan hasil evaluasi perhitungan pada tabel 4.26 didapatkan juga waktu yang dibutuhkan untuk injeksi adalah 14 hari dengan total kapasitas injeksi sebanyak 144.256 (bbl). Dengan total penginjeksian sebanyak 144.256 (bbl) tersebut untuk radius sumur sebesar 28.356 (feet) dan radius pengurasan sebesar 56.712 (feet).

4.1.6.2 Perhitungan Dari *Interference* Sampai *Fillup* Sumur F6

$$W_{if} = Vp * S_{gi} = 41.245.300 \times 0,01 = 412.453 \text{ (bbl)}$$

Tabel 4.26 Perhitungan Dari *Interference* Sampai *Fillup* Sumur F6

Parameter	Hasil
Wif	412.453 (bbl)
Ea	0.23

M	1.09
iwf	7.179 (bbl/day)
Δt_f	21,2 (days)

Dari hasil perhitungan tabel 4.27 didapatkan waktu selama 21,2 hari untuk tahap *interference* sampai *fillup* dengan total penginjeksian sebesar 412.453 (bbl). dengan hasil tersebut waktu yang dibutuhkan pada tahap ini lebih lama dibandingkan tahap yang sebelumnya.

Pada periode ini juga kita dapatkan harga mobilitas ratio sebesar 1,09 sedangkan efisiensi penyapuan areanya ialah 0,23. Hal tersebut menunjukkan bahwa dengan besarnya harga mobilitas maka akan memperkecil nilai penyapuannya.

4.1.6.3 Perhitungan Dari *Fillup* Sampai *Breakthrough* Sumur F6

$$W_{ibt} = V_p E_{Abt} (S_{wbt} - S_{we}) = 41.245.300 \times 0.71 (0.45 - 0.25) = 5.856.833 \text{ (bbl)}$$

Tabel 4.27 Perhitungan Dari *Fillup* Sampai *Breakthrough* Sumur F6

Parameter	Hasil
wibt	8923020 (bbl)
qo	102 (bbl/day)
Δw_i	679.849 (bbl)
Δt	816,6 (day)
RF	2.9

Dari hasil perhitungan tabel 4.28 menunjukkan untuk periode *Fillup* Sampai *Breakthrough* dibutuhkan waktu selama 816,6 hari untuk mencapai waktu breakthrough, dengan injeksi untuk mencapai *breakthrough* tersebut yaitu sebesar 5.856.833 (bbl). Pada tahap ini didapatkan nilai laju alir sebesar 112 (bbl/day) sedangkan harga *recovery* faktor nya adalah 2,9 (%).

4.1.6.4 Hasil Perhitungan *Breakthrough* sampai *After Breakthrough* Sumur F6**Tabel 4.28** Hasil Perhitungan *Breakthrough* sampai *After Breakthrough* Sumur F6

Parameter	Hasil
Ea	0.23
M	1.67
Ed	0.58
WC	97 %
RF	33 %

Berdasarkan perhitungan tabel 4.29 didapatkan lah nilai *recovery* faktor sebesar 33 (%) dengan *watercut* sebesar 97 (%).

4.1.7 Evaluasi Sumur F74.1.7.1 Perhitungan Dari Awal Injeksi Sampai *Interference* Sumur F7

$$W_{ii} = \frac{\pi h \Phi S g i r^2 e i}{5.615} = \frac{3.14 \times 250 \times 0.25 \times 0.01 \times (15950^2)}{5.615} = 40.777 \text{ (bbl)}$$

Tabel 4.29 Perhitungan Dari Awal Injeksi Sampai *Interference* Sumur F7

Parameter	Hasil
M	1.56
Wi	40.777 (bbl)
Re	30.487 (feet)
r	15.950 (feet)
iw	7836 (bbl/day)
t	4,1 (day)

Dari hasil perhitungan awal injeksi sampai *interference* maka didapatkan total injeksi air sebesar 40.777 (bbl). adapun sumur injektor yang menginjeksikan air sebesar 40.777 (bbl) adalah sumur injeksi C2 yang memberikan target pendesakan kepada sumur F7

Berdasarkan hasil evaluasi perhitungan pada tabel 4.30 didapatkan juga waktu yang dibutuhkan untuk injeksi adalah 14 hari dengan total kapasitas injeksi sebanyak 40.777 (bbl). Dengan total penginjeksian sebanyak 40.777 (bbl) tersebut untuk radius sumur sebesar 15.950 (feet) dan radius pengurasan sebesar 30.487 (feet)

4.1.7.2 Perhitungan Dari *Interference* Sampai *Fillup* Sumur F7

$$W_{if} = Vp * S_{gi} = 41.245.300 \times 0,01 = 412.453 \text{ (bbl)}$$

Tabel 4.30 Perhitungan Dari *Interference* Sampai *Fillup* Sumur F7

Parameter	Hasil
Wif	212453 (bbl)
Ea	0.23
M	1.09
iwf	7.846 (bbl/day)
Δt_f	21,2 (day)

Dari hasil perhitungan tabel 4.31 didapatkan waktu selama 21,2 hari untuk tahap *interference* sampai *fillup* dengan total penginjeksian sebesar 212.453 (bbl). dengan hasil tersebut waktu yang dibutuhkan pada tahap ini lebih lama dibandingkan tahap yang sebelumnya.

Pada periode ini juga kita dapatkan harga mobilitas ratio sebesar 1,09 sedangkan efisiensi penyapuan areanya ialah 0,23. Hal tersebut menunjukkan bahwa dengan besarnya harga mobilitas maka akan memperkecil nilai penyapuannya.

4.1.7.3 Perhitungan Dari *Fillup* Sampai *Breakthrough* Sumur F7

$$W_{ibt} = Vp E_{Abt} (S_{wbt} - S_{we}) = 41.245.300 \times 0.71 (0.45 - 0.25) = 5.856.833 \text{ (bbl)}$$

Tabel 4.31 Perhitungan Dari *Fillup* Sampai *Breakthrough* Sumur F7

Parameter	Hasil
wibt	5.856.833 (bbl)

qo	125 (bbl/day)
Δw_i	6.798.496 (bbl)
Δt	816,6 (days)
RF	2,1 (%)

Dari hasil perhitungan tabel 4.32 menunjukkan untuk periode *Fillup* Sampai *Breakthrough* dibutuhkan waktu selama 816,6 hari untuk mencapai waktu *breakthrough*, dengan injeksi untuk mencapai *breakthrough* tersebut yaitu sebesar 5.856.833 (bbl). Pada tahap ini didapatkan nilai laju alir sebesar 112 (bbl/day) sedangkan harga *recovery faktor* nya adalah 2,1 (%).

4.1.7.4 Hasil Perhitungan *Breakthrough* sampai *After Breakthrough* Sumur F7

Tabel 4.32 Hasil Perhitungan *Breakthrough* sampai *After Breakthrough* Sumur F7

Parameter	Hasil
Ea	0.23
M	1,67
Ed	0.58
WC	97%
RF	33 (%)

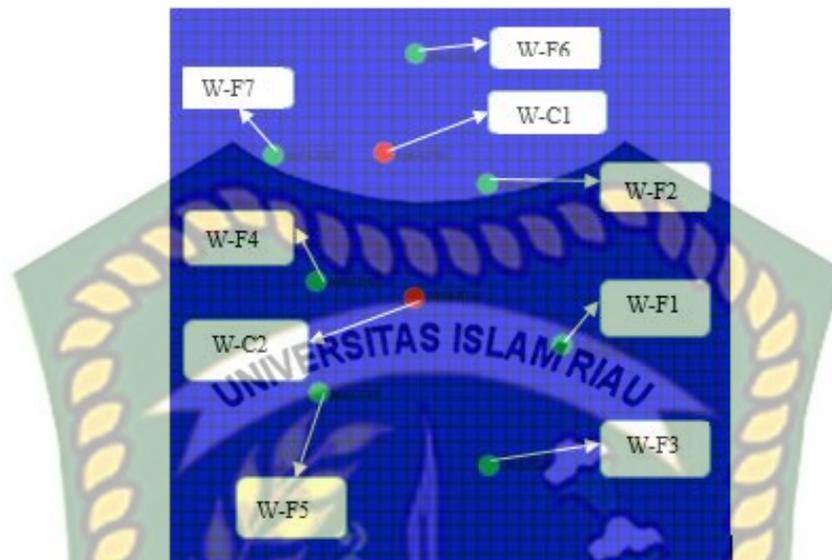
Berdasarkan perhitungan Tabel 4.33 didapatkan lah nilai *recovery faktor* sebesar 33% dengan *watercut* sebesar 97 (%).

4.2 Hasil Analisis Menggunakan Simulator CMG IMEX 2015 10

Studi menggunakan simulator CMG ini adalah pendukung agar perhitungan metode *Craig Geffen Morse* bisa lebih akurat. Pada umumnya studi simulasi dengan metode *Craig Geffen Morse* dapat lebih akurat dalam memberikan hasil Prediksi evaluasi (Iqbal: 2017).

Studi awal dalam dalam penelitian ini adalah membuat *basecase* yang sesuai pada lapangan CF. Pada *basecase* dibuat 2 sumur injeksi dan 7 sumur produksi

dengan pola *irregular pattern*, dimana untuk model *basecase* dapat dilihat pada gambar 4.1 berikut ini.



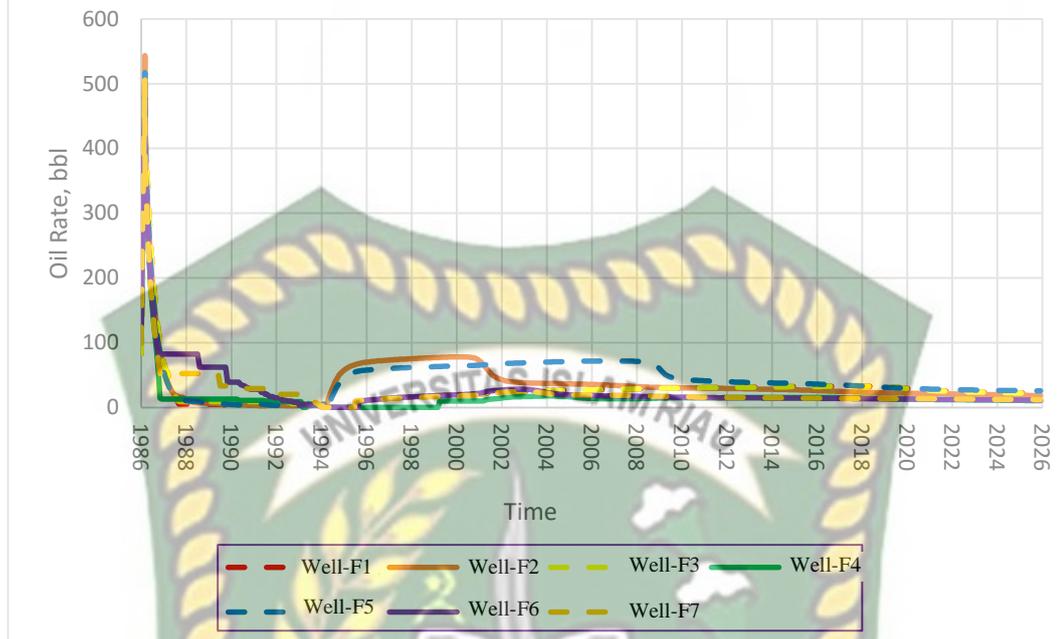
Gambar 4.1 *Basecase* Lapangan CF

Dari model *basecase* tersebut dapat dilihat warna merah merupakan sumur *injektor* sedangkan warna hijau merupakan sumur *producer*. Penyebaran pola sumur *producer* dan *injektor* mengikuti pola *irregular* dimana letak posisinya menyebar tidak beraturan.

Dalam pembuatan *basecase* juga sudah diatur ukuran grid ($i = 40 \times 100$, $j = 40 \times 100$, $k = 20 \times 25$) serta rencana *constrain* nilai BHP sumur produksi 800 (psi) dan sumur injeksi 1500 (psi). Skenario dibuat dalam pemodelan ini dimulai dari tahun 1986 – 2021 dengan tahapan produksi awal secara *natural flow*, dari Januari 1986 – Januari 1994. Kemudian dilanjutkan dengan injeksi air (*waterflood*) sampai Desember 2021.

Dari hasil simulasi CMG IMEX 2015 10 didapatkan hasil kumulatif produksi air, kumulatif produksi minyak, kumulatif injeksi air sebagai berikut:

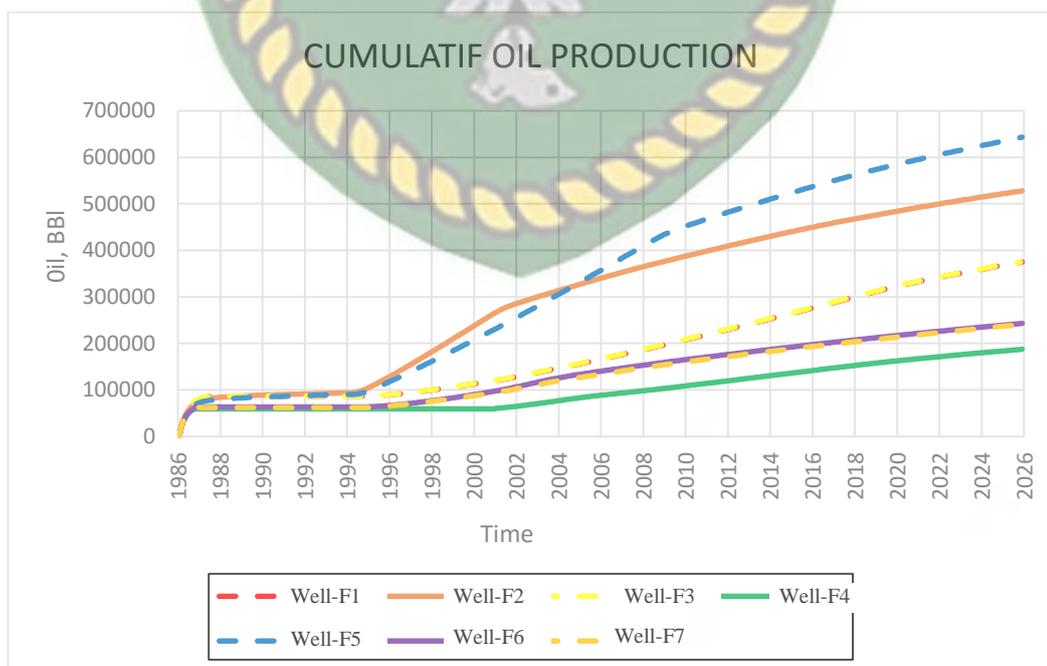
OIL RATE PRODUCTION



Gambar 4.2 Oil Production Rate Per Well

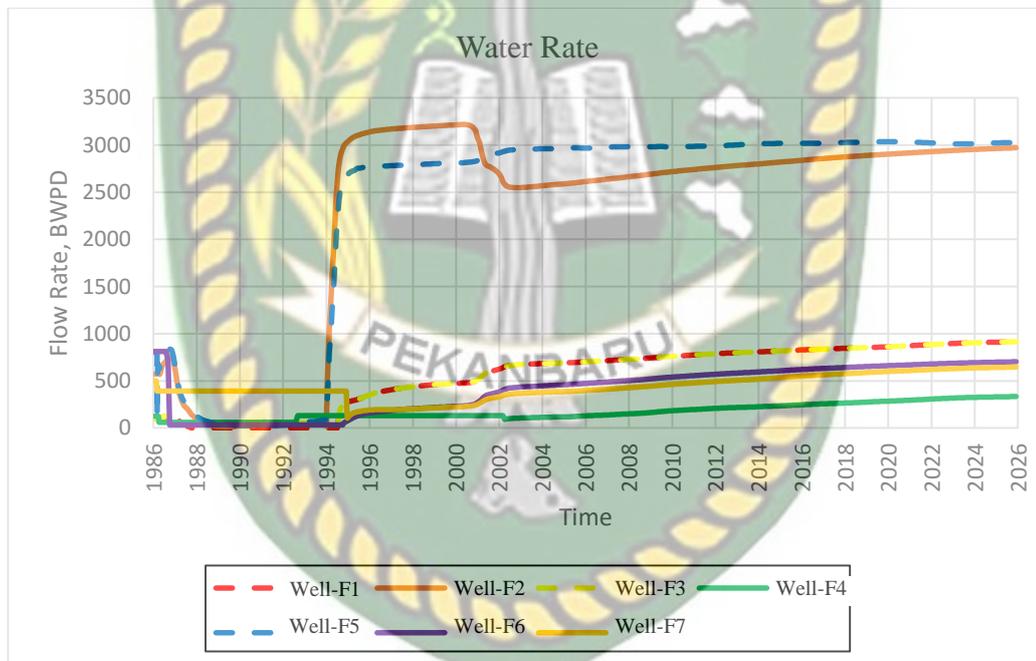
Pada grafik diatas terlihat bahwa ketujuh sumur produksi mengalami penurunan produksi sehingga dilakukannya injeksi air (*waterflood*) pada tahun 1994. Dan terlihat juga produksi *rate* dari 15 (bbl/day) yang terendah hingga 87 (bbl/day) yang tertinggi sebelum akhirnya produksi terus menurun hingga saat ini.

CUMULATIF OIL PRODUCTION



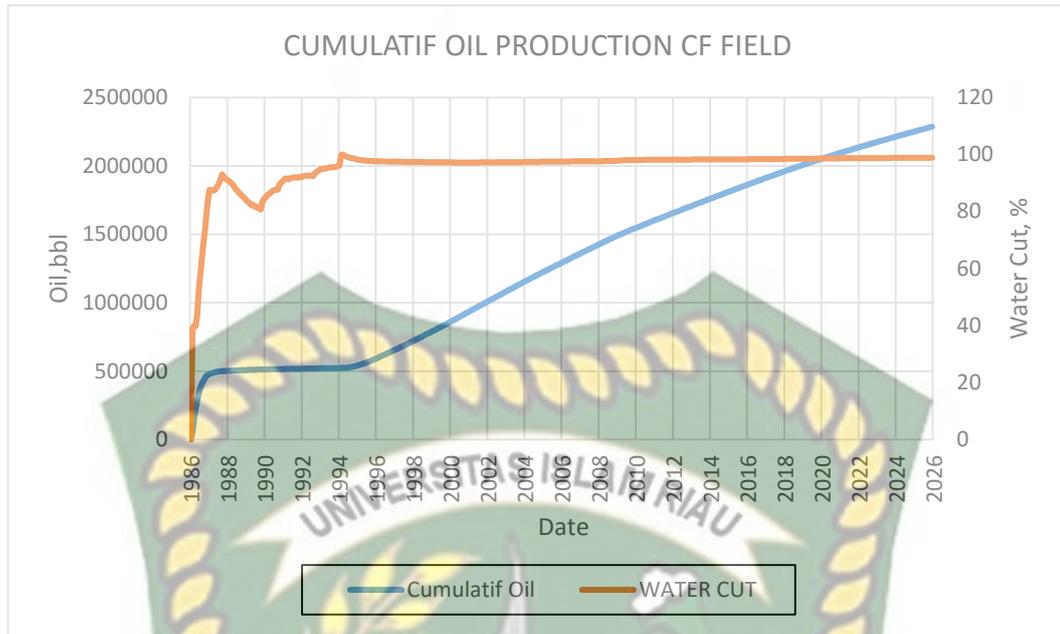
Gambar 4.3 *Cumulatif Oil Production Per Well*

Dari grafik diatas terlihat cumulatif keseluruhan sumur produksi F1, F2, F3, F4, F5, F6 dan F7. Dari ketujuh sumur produksi tersebut sumur produksi F5 dengan jumlah produksi minyak terbanyak dengan nilai 608.813,56 (bbl) dan disusul oleh sumur produksi F2 dengan jumlah kumulatif minyak terbanyak dengan nilai 490784,5. Sementara itu kumulatif produksi sumur produksi F4 sebanyak 171.260,06 (bbl), sumur produksi F7 sebanyak 216.495,23 (bbl), sumur produksi P6 sebanyak 206435,5 (bbl), sumur produksi F3 sebanyak 331.240,4 (bbl), dan sumur produksi F1 dengan jumlah kumulatif produksi minyak paling sedikit dengan jumlah 33.124,4 (bbl).



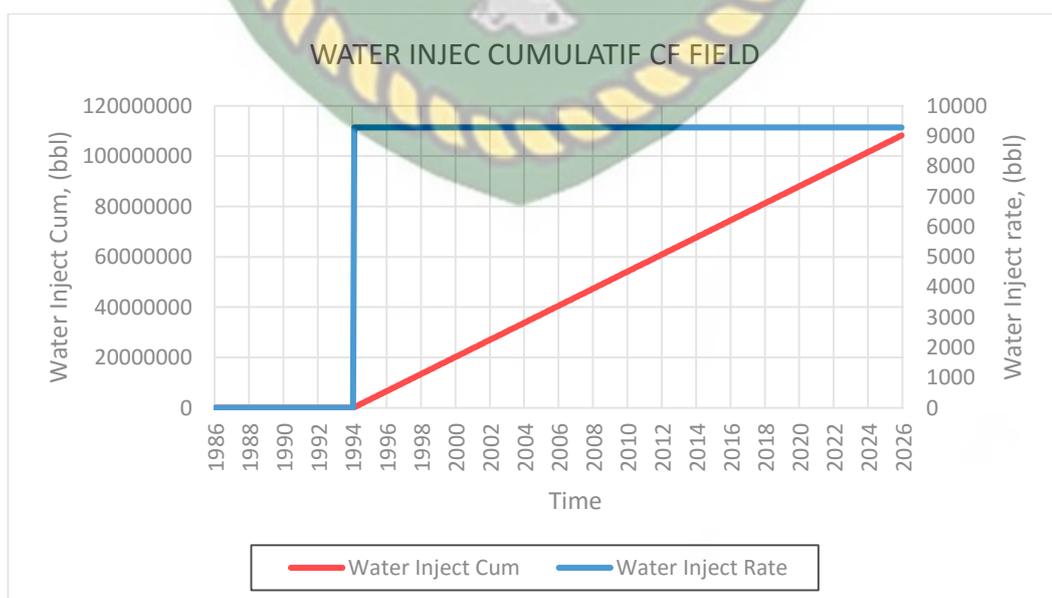
Gambar 4.4 *Water Production Rate Per Well*

Terlihat pada grafik tersebut *water produksi rate* saat periode sebelum dilakukannya injeksi air *waterflood* hanya berkisar antara 205 bbl/day hingga 1779 bbl/day. Sedangkan pada periode setelah dilakukannya injeksi air (*waterflood*) tercatat *water prod rate* nya sebesar 6411 bbl/day hingga 8435 bbl/day.



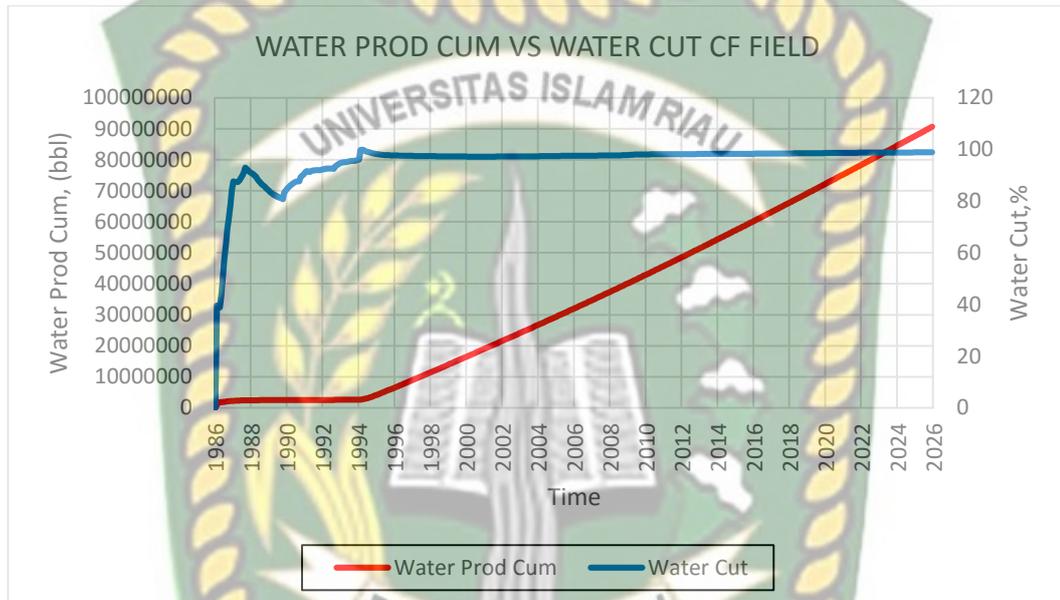
Gambar 4.5 *Cumulative Oil Production CF Field*

Pada grafik diatas terlihat seluruh kumulatif produksi minyak melalui 7 sumur produksi pada lapangan CF. Tercatat kumulatif produksi minyak dari *primary recovery* pada tahun 1986, hingga awal dilakukannya injeksi air (*waterflood*) pada tahun 1994 dengan jumlah 522.279 (bbl) dengan catatan waktu selama 2.891 hari. Sedangkan jumlah keseluruhan kumulatif dari sejak pertama dilakukan injeksi air (*waterflood*) yaitu dengan jumlah 1.610.781 (bbl) dengan catatan waktu selama 10.227 hari.



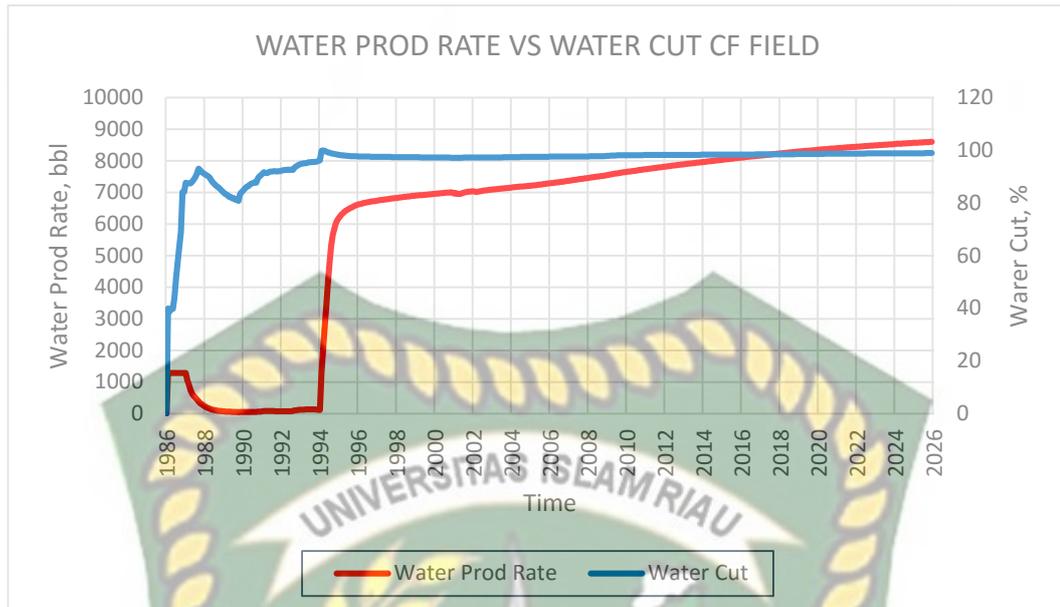
Gambar 4.6 *Cumulative Water injection vs Water Rate Inject*

Dari grafik terlihat sejak dilakukannya injeksi air (*waterflood*) pada tahun 1994 – 2021 tercatat kumulatif air yang diinjeksikan sebesar 94.659.700 (bbl), dengan waktu selama 13.118 hari, dan dengan rata – rata injeksi sebesar 7.216 (bbl/day).



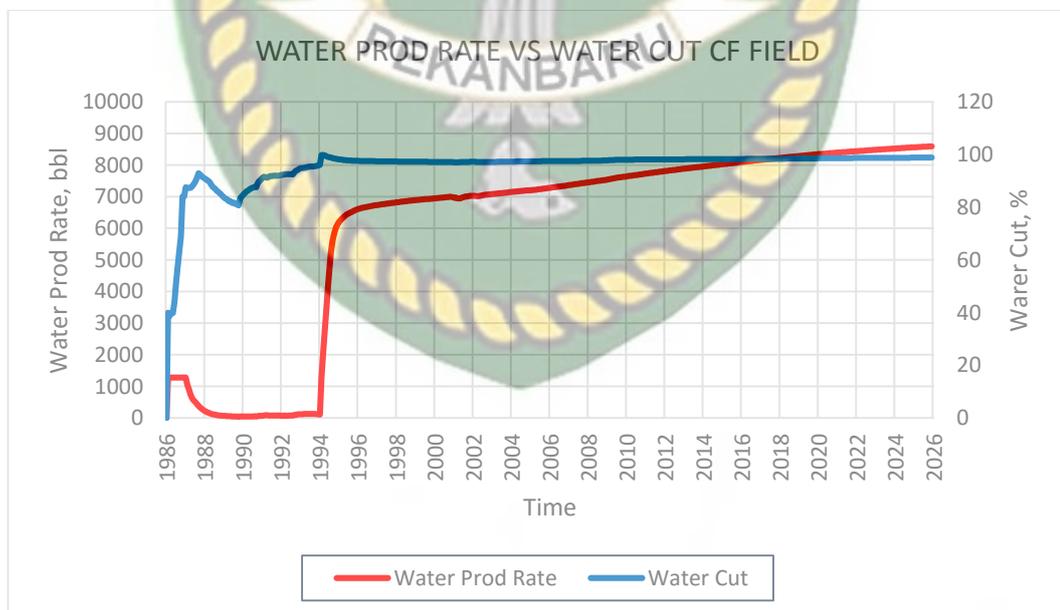
Gambar 4.7 *Cumulatif Prod Water vs Water Cut CF Field*

Terlihat pada grafik tersebut tampak pada saat produksi awal dengan tenaga dorong alami (*primary recovery*) dimulai pada tahun 1986 – 1993 tercatat kumulatif produksi air berjumlah 2.629.660 (bbl) selama 2891 hari. Dengan produksi rata – rata perharinya sebesar 909 (bbl/day).



Gambar 4.8 *Water Production vs Water Cut CF Field*

Terlihat pada grafik tersebut tampak pada saat produksi awal dengan tenaga dorong alami (*primary recovery*) dimulai pada tahun 1986 – 1993 tercatat kumulatif produksi air berjumlah 2.629.660 (bbl) selama 2891 hari. Dengan produksi rata – rata perharinya sebesar 909 (bbl/day).

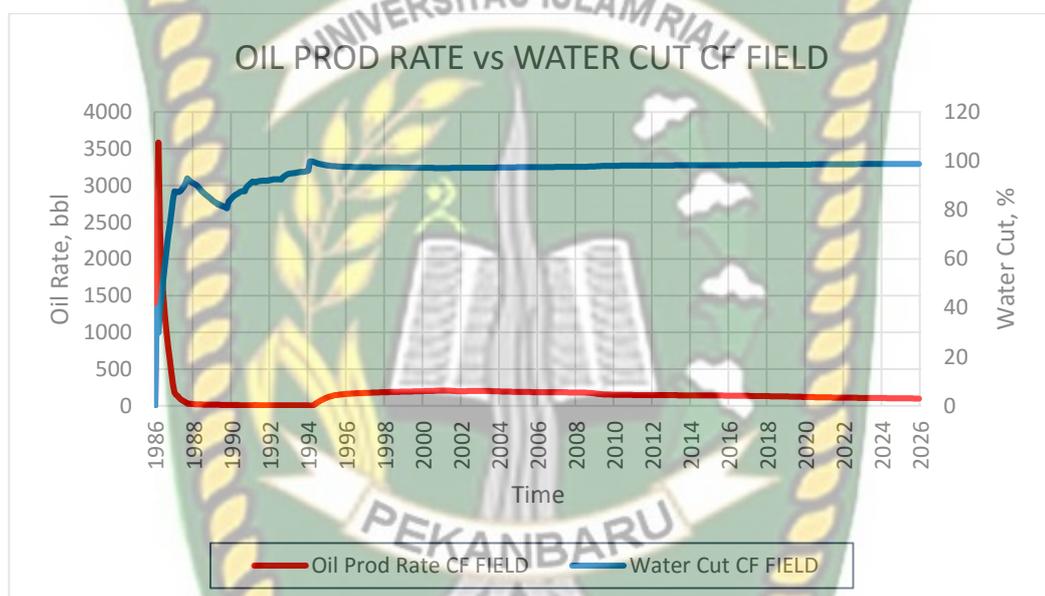


Gambar 4.9 *Water Prod Rate vs Water Cut CF Field*

Terlihat pada grafik tersebut *water produksi rate* saat periode sebelum dilakukannya injeksi air *waterflood* hanya berkisar antara 205 (bbl/day) hingga

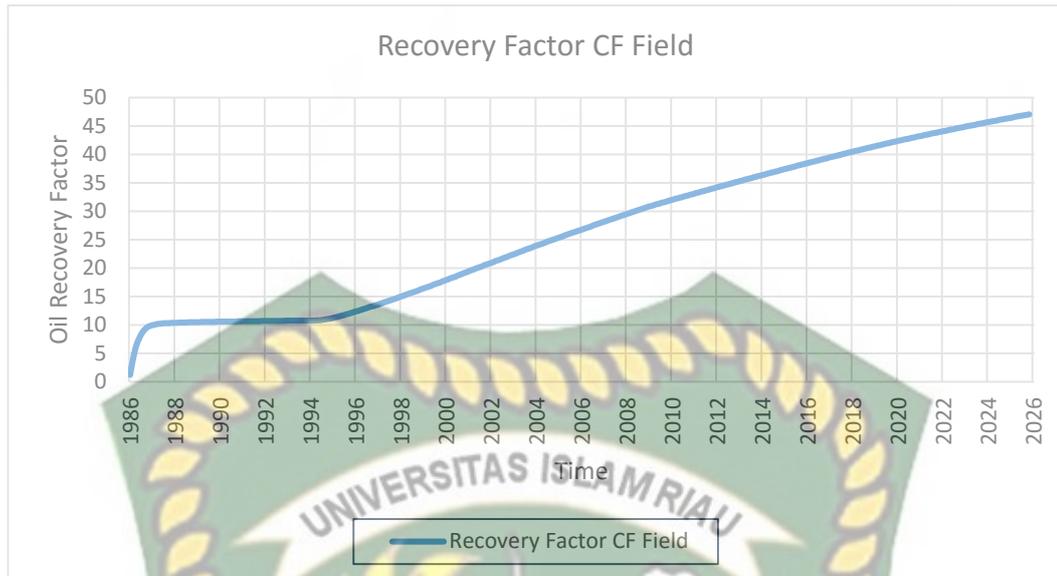
1779 (bbl/day). Sedangkan pada periode setelah dilakukannya injeksi air (*waterflood*) tercatat *water prod rate* nya sebesar 6411 (bbl/day) hingga 8435 (bbl/day).

Dari grafik tersebut juga terlihat pada periode awal produksi dengan menggunakan tenaga pendorog alami (*primary recovery*) *watercut* bernilai 39%. Hingga pada tahun 1994 pada saat dilakukannya injeksi air (*waterflood*) *watercut* pada lapangan CF sebesar 99% hingga saat ini ketujuh sumur lapangan CF berproduksi dengan *watercut* sebesar 97 – 99%.



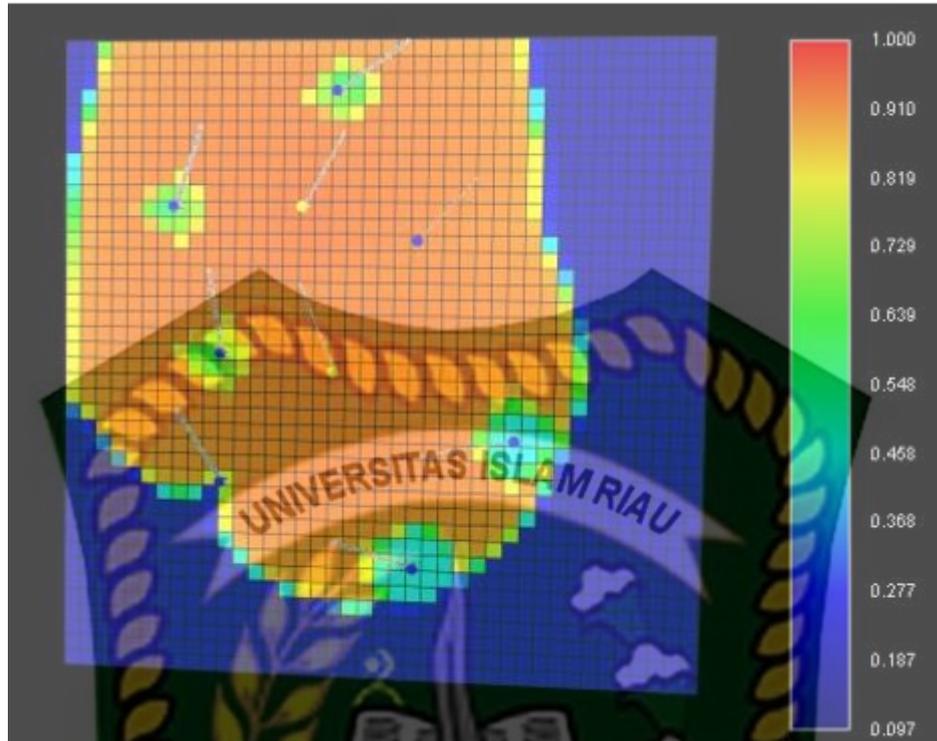
Gambar 4.10 Oil Prod Rate vs Water Cut CF Field

Terlihat pada grafik diatas merupakan laju alir produksi minyak pada lapangan CF, dimana pada lapangan tersebut terdiri dari 2 sumur injeksi dan 7 sumur produksi. Pada awal mula produksi dengan menggunakan tenaga alami *reservoir* (*primary recovery*) terlihat terdapat produksi maksimal hingga 3.500 bbl tetapi pada kondisi seperti itu tidak bertahan dengan lama dikarenakan terjadinya penurunan tekanan. Hingga pada Juli 1997 laju alir produksi mengalami penurunan yaitu menjadi 17,55 bbl/day, dimana kondisi yang seperti itu bertahan hingga tahun 1993 sehingga dilakukan injeksi air (*waterflood*) pada tahun 1994 dan hal tersebut terbukti mengalami kenaikan laju alir produksi minyak hingga 162,53 bbl/day.



Gambar 4.11 *Oil Recovery Factor*

Pada grafik tersebut terlihat perubahan peningkatan recovery faktor yang berbeda – beda setiap waktu, tampak sekali pada awal produksi recovery *factor* meningkat begitu drastis dari tahun 1986 hingga 1987 dan pada akhirnya berubah melandai pada tahun 1998, hal ini dikarenakan produksi menurun pada saat itu berdasarkan grafik laju alir produksi. Dan grafik *recovery factor* kembali naik pada tahun 1994 pada saat dilakukannya injeksi air (*waterflood*). Terlihat juga pada tahun 2008 grafik recovery factor naik tetapi tidak mengikuti garis trend, hal tersebut dikarenakan terjadinya penurunan produksi setiap waktu dengan diperlihatkan pada grafik laju alir produksi.



Gambar 4.12 *Water Saturation CF FIELD*

Terlihat pada gambar 4.12 merupakan kondisi dimana air mulai mendorong minyak (*Displacement Efficiency*) sehingga tampak areal penyapuan minyak (*Areal Swept Efficiency*) secara jelas yang memang mengarah pada sumur yang ditargetkan yaitu sumur produksi. Maka berdasarkan hasil analisis didapatkan waktu rata – rata tahap awal injeksi sampai *interference* adalah selama 52 hari dengan produksi minyak 0 bbl/day sedangkan waktu yang didapatkan pada tahap *interference* sampai *fillup* selama 21,2 hari dengan produksi minyak 0 bbl/day dan waktu yang didapatkan untuk tahap *fillup* sampai *breakthrough* adalah selama 816,6 hari dengan produksi minyak 203 bbl/day serta waktu yang didapatkan pada tahap *breakthrough* sampai *after breakthrough* adalah selama 2.446 hari dengan produksi minyak 149 bbl/day dan faktor perolehan minyak yaitu sebesar 32%.

BAB V SARAN DAN KESIMPULAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil evaluasi kinerja *waterflood* dengan menggunakan metode *Craig Geffen Morse* dan menggunakan simulasi *reservoir* yaitu CMG IMEX 2015 10 dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Keadaan tekanan *reservoir* pada lapangan CF mengalami penurunan dari 1010 (psi) pada tahun 1986 menjadi 350 (psi) pada tahun 1993. Sedangkan laju produksi minyak yang mengalami penurunan dari rata – rata produksi 3885 (bopd) menjadi 19,9 (bopd) pada tahun 1993. Sejak dilakukan injeksi air (*waterflood*) produksi minyak naik menjadi 208 (bopd), dan begitu juga dengan tekanan yang mengalami kenaikan yang semula dari 350 (psi) menjadi 650 (psi) sedangkan *watercut* mengalami kenaikan menjadi 97%. Sedangkan waktu injeksi dan laju produksi dari hasil perhitungan metode *Craig Geffen Morse* juga didapatkan waktu yang dibutuhkan untuk periode awal injeksi hingga *interference* adalah selama 52,6 hari dengan laju produksi 0 (bbl/day). Pada periode *interference* sampai *fillup* dalam perhitungan *Graig Geffen Morse* didapatkan untuk *fillup time* diperlukan selama 21,2 dengan laju produksi 0 (bbl/day). Pada periode *fillup* sampai *breakthrough* hasil perhitungan didapatkan untuk *time breakthrough* adalah selama 816,6 hari dengan laju produksi 203 (bbl/day). Dan periode setelah terjadinya *breakthrough* tercatat faktor perolehan pada lapangan CF sebesar 32% dengan laju produksi 149 bbl/day.
2. Hasil evaluasi dengan simulator CMG didapatkan hasil faktor perolehan pada lapangan CF adalah sebesar 43,9% dengan jumlah kumulatif minyak yang terproduksi sebesar 2.133.060 (bbl) dan dengan cadangan sisa sebesar 2.724.640 bbl.

5.2 Saran

1. Dalam penelitian selanjutnya untuk melihat kinerja dari *reservoir* dari injeksi air (*waterflood*) yang telah dilakukan injeksi air (*waterflood*) dengan

menggunakan metode *Craig Geffen Morse* agar dapat mengembangkan pada jenis *pattern* yang lain agar diketahui seberapa efisien metode *Craig Geffen Morse* dapat melakukan evaluasi.

2. Pada lapangan CF disarankan untuk melakukan studi *Enhanced Oil Recovery* sebelum injeksi air (*waterflood*) berakhir, mengingat masih terdapat sisa minyak yang tertinggal selama dilakukan injeksi air (*waterflood*).



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmad, Tarek, 1993. (1993). Reservoir Engineering. In *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition: Vol. Sigma*.
- Alida, R., & Juliansyah, O. (2016). Analisa Kinerja Injeksi Air Dengan Metode Voidage Replacement Ratio Di Pt. Pertamina Ep Asset 1 Field Ramba. *Jurnal Teknik Patra Akademika*, 7(1), 41–48.
- Beckman, M. S., Dickson, J. L., Harris, C. R., & Frankel, D. S. (2011). Full barrel analysis: A simulation model interrogation tool to assess sweep efficiencies and identify targets for improved oil recovery. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings*, 2, 839–855.
- Dake, L. P. (2001). *The Practice Of Reservoir* (van G. Racht (ed.); third). Petroleum Department Tvondkeim University.
- Diaz, D. et al. (1990). Screening Criteria for Application of Carbon Dioxide Miscible Displacement in Waterflooded Reservoirs Containing Light Oil. *Society of Petroleum Engineers*.
- Dicgorry NT; M. Taufik; Samsol Huda. (2015). Analisa Efektifitas Pola Injeksi Air Antara Normal Dan Inverted Five Spot Simulasi Reservoir Lapangan DNT. *Seminar Nasional Cendekiawan 2015*, 324–334.
- Fraguío, M., Lacivita, A., Valle, J., Marzano, M., Interfaces, S. A., & Storti, M. (2017). Integrating a Data Driven Model into a Multilayer Pattern Waterflood Simulator. *Society of Petroleum Engineers*.
- Gomez, V., Gomez, A., & Duran, J. (2009). Analytical simulation of the injection/production system of La Cira East and north areas using CGM method. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, 2, 596–602.
- Ignatov, I., & Consultancy, S. G. S. S. (2019). An Algorithm for Automated Identification of Waterflood Pattern Elements. *Society of Petroleum Engineers, November*, 11–14.

- Imuokhuede, P. I., Ohenhen, I., & Olafuyi, O. A. (2020). Screening Criteria for Waterflood Projects in Matured Reservoirs : Case Study of a Niger Delta Reservoir. *Society of Petroleum Engineers*.
- Iqbal, A., Sugiarto, I., & Pratiwi, P. R. (2017). Evaluasi Kinerja Reservoir Dengan Injeksi Air Pada Pattren 8 LAPANGAN “ TQL .” In *PROSIDING SEMINAR NASIONAL CENDEKIAWAN*, 13–18.
- Islam, M. R., Mousavizadegan, S. H., Mustafiz, S., & Abou-Kassem, J. H. (2010). Advanced Petroleum Reservoir Simulation. In *Advanced Petroleum Reservoir Simulation*.
- Lubis, I., Arief, A., & Prabu, U. (2014). Perencanaan Injeksi Waterflooding Dengan Metode Prediksi Buckley Leverett Dan Craig Geffen Morse Pada Sumur Injeksi I Di Lapisan W3 Struktur Niru Pt Pertamina Ep Asset 2 Field Limau. *Jurnal Ilmu Teknik Sriwijaya*, 2(4), 103357.
- Nugroho, M. R., Julianto, C., Priambodo, A., & Tulloh, H. (2020). Pengaruh Low Salinity Waterflooding dalam Meningkatkan Perolehan Minyak pada Reservoir Batupasir dan Karbonat. *Seminar Nasional Sains Dan Teknologi VIII 2020 Institut Teknologi Adhi Tama Surabaya*, 383–388.
- Nurdwiyanto, M. I., Yustiana, M., & Widada, S. (2006). Permeabilitas Pada Batupasir. *Berkala Fisika*, 9(4), 191–195.
- Prakoso, A. A. M. S. I. S. (2015). Pengaruh Penentuan Pilot Design Terhadap Efisiensi Penyapuan Pada Kegiatan Waterflooding Di Lapangan AA Lapisan M-31. *Seminar Nasional Cendekiawan 2015*, 158–167.
- Pratama, A., Suharno, P., & Zaenudin, D. A. (2017). Geoframe 4.4 ., Analisis Petrofisika Untuk Mentukan Potensi Hidrokarbon Pada Sumur ELP-23 Lapangan Prabumulih Menggunakan Metode Inversi.
- Saavedra, N., Peralta, R., & Cobb, W. (2004). Distribution of Injected Water by Using CGM Method: A Case History in Palogrande-Cebu Field. *Society of Petroleum Engineers*.
- Seka, O. A., Suherman, A., & Anwar, U. (2019). Evaluasi Performa Sumur Injeksi

Menggunakan Metode Hall Plot Dan Mengetahui Proses Waterflood Terhadap Peningkatan Sumur Job Pertamina – Jadestone Energy (Ok) Ltd. *Jurnal Pertambangan*, 3(1), 17–25.

Solórzano, P., Ahmedt, D., Jaimes, C., Henao, W., Vega, S., Guerrero, C., Meza, E., León, J., & Dueñas, D. (2018). Selectivizing a singled bed reservoir, a successfully application to increase the vertical displacement efficiency in a heavy oil waterflooding project. *Society of Petroleum Engineers - SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference 2018*.

Tariq, Y. A. H. A. S. (2012). Application on of Advanced Analysis Techniques for Waterflood Manaagement: A Case Study in a Large Heterogeneous Carbonate Reservoir. *Society of Petroleum Engineers*.

Thomas, M. M., Nuraeni, S., & Setiati, R. (2015). Perolehan Minyak Di Sumur MT-02 Lapangan X. 243–251.

Veri, I. N. (2012). Evaluasi Kinerja Injeksi Air Menggunakan Analisa Fall-Off Test Dan Analisa Kualitas Air Menggunakan Metode Stiff-Davis Di Lapangan Selta. *Jurnal of Eart, Energy, Engineerin Jurusan Teknik Perminyakan - UIR*, 06.

Wu, C. H. (1988). Waterflood performance projection using classical Waterflood models. *Society of Petroleum Engineers - SPE Production Technology Symposium, PT 1988*.

Zhai, X., Wen, T., & Matringe, S. (2016). Estimation of inter-well connections in waterflood under uncertainty for application to continuous waterflood optimization of large middle-eastern carbonate reservoirs. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2016-Janua*.

Zhao, L., Li, L., Wu, Z., & Zhang, C. (2016). Analytical Model of Waterflood Sweep Efficiency in Vertical Heterogeneous Reservoirs under Constant Pressure. *Hindawi*, 2016.