

ANALISA PENENTUAN POLA INJEKSI AIR PADA *TYPICAL SAND FINING UPWARD SAND, CLEAN SAND* DAN *LAMINATED SHALY SAND* DENGAN SIMULASI *RESERVOIR*

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

MUHAMMAD ZIKRI

NPM 173210630



PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

FAKULTAS TEKNIK

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU




2022

HALAMAN PENGESAHAN

Nama : Muhammad Zikri
NPM : 173210630
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Tugas Akhir : Analisa Penentuan Pola Injeksi Air Pada *Typical sand Fining upward sand, Clean sand* dan *Laminated shaly sand* dengan Simulasi *Reservoir*

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

DEWAN PENGUJI

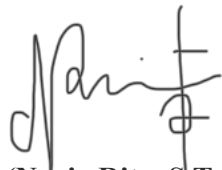
Pembimbing : Dr. Eng. Adi Novriansyah, S.T., M.T. (...)
Penguji I : Novia Rita, S.T., M.T. (...)
Penguji II : Idham Khalid, S.T., M.T. (...)

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 1 Juli 2022

disahkan oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**



(Novia Rita, S.T., M.T.)

**DOSEN PEMBIMBING TUGAS
AKHIR**



(Dr. Eng. Adi Novriansyah, S.T., M.T.)

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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

Pekanbaru, 1 Juli 2022

Muhammad Zikri
NPM. 173210630



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 bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik ini. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Dr. Eng. Adi Novriansyah, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing tugas akhir
2. Ir. Ali Musnal, M.T. selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan
3. Muhammad Syafwan, S.T., M.T. selaku mentor dalam pengerjaan tugas akhir ini dan pihak PT. Pertamina Hulu Rokan telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data
4. Ketua dan Sekretaris Prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu
5. Orang tua dan keluarga yang memberikan dukungan penuh material maupun moral
6. Sahabat-sahabat terbaik saya yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini

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

Pekanbaru, 1 Juli 2022

Muhammad Zikri

RINGKASAN

Produksi minyak secara terus menerus akan menyebabkan penurunan laju alir produksi dikarenakan berkurangnya tekanan seiring berjalannya proses produksi yang dilakukan. Permasalahan inilah yang menyebabkan dilakukannya injeksi air (*waterflood*). Keberagaman dari bentuk dan *typical sand* membuat setiap *reservoir* mendapatkan perlakuan, perhitungan dan cara yang bermacam pula untuk meningkatkan produksi minyak. Penelitian penentuan pola injeksi menjadi salah satu parameter yang harus diperhatikan. Penelitian ini berfokus pada Analisa pemilihan pola injeksi air pada beberapa *typical sand*. Beberapa *typical sand* yang akan diteliti adalah *Fining upward sand*, *Clean Sand* dan *Laminated shaly sand*. *Pattern* injeksi air (*waterflood*) yang akan dipilih adalah jenis *regular pattern* yang mana yang akan diskenarioikan adalah *normal* dan *inverted 5 spot*, *7 spot*, *9 spot* pada tiap-tiap *typical sand* *Fining upward sand*, *Clean sand* dan *Laminated shaly sand* sehingga akan terdapat 1 Skenario *Basecase* dan 9 Skenario pengujian pada tiap *typical sand*. Posisi sumur injeksi memiliki pola yang teratur karena lapangan yang cukup luas. Analisa pada penelitian ini adalah untuk melihat *recovery factor*, *pore volume injected* dan *cumulative oil production per well*. Beberapa tahapan penelitian yang dilakukan yaitu mengumpulkan data sekunder yang di dapatkan di lapangan, kemudian dilanjutkan dengan membuat model pada *software* simulator CMG 2018 (IMEX). melakukan percobaan untuk membuat sumur injeksi dengan memperhatikan dan melakukan *adjust well pattern* dan *ratio fluid in fluid out (FIFO)*, sehingga mendapatkan hasil yang paling optimal dari tahun 2021 hingga tahun 2030. Hasil *running* pada *fining upward sand* untuk penentuan pola paling optimal adalah skenario *5 spot normal FIFO 1.0*. Pada skenario ini berhasil mendapatkan RF sebesar 73.56 % dan menjadi skenario dengan *recovery factor* terbaik, serta mendapatkan NP sebesar 2,691,504 bbl. Skenario paling optimal pada *typical sand clean sand* adalah *5 spot inverted FIFO 0.8* dengan berhasil mendapatkan RF sebesar 80.18 % dan kumulatif minyak sebesar 2,933,638 bbl sementara skenario dengan RF terbaik adalah *9 spot inverted FIFO 1.0* dengan RF sebesar 80.81 %. Sedangkan untuk *typical sand laminated shaly sand* adalah *5 spot normal FIFO 1.0* dengan RF sebesar 80.04 %, ini juga menjadi RF terbaik dan mendapatkan NP sebesar 2,537,973 bbl.

Kata Kunci: *Pattern Waterflood*, Simulasi *Reservoir*, *typical sand*, *Recovery Factor*.

ABSTRACT

Continuous oil production will cause a decrease in the production flow rate due to reduced pressure as the production process is carried out. This problem causes the injection of water (waterflood). The diversity of the shape and typical sand makes each reservoir get different treatments, calculations and ways to increase oil production. Research on determining the injection pattern is one of the parameters that must be considered. This study focuses on the analysis of the selection of water injection patterns on several typical sands. Some of the typical sands that will be studied are Fining upward sand, Clean Sand and Laminated shaly sand. The water injection pattern (waterflood) that will be selected is a regular pattern type, which will be normalized and inverted 5 spots, 7 spots, 9 spots for each typical sand Fining upward sand, Clean sand and Laminated shaly sand so that there will be 1 Basecase scenarios and 9 test scenarios for each typical sand. The position of the injection well has a regular pattern because the field is quite large. The analysis in this research is to see the recovery factor, pore volume injected and cumulative oil production per well. Several stages of the research were carried out, namely collecting secondary data obtained in the field, then proceeding with making a model on the CMG 2018 (IMEX) simulator software. conducting experiments to make injection wells by paying attention to and adjusting the well pattern and fluid in fluid out (FIFO) ratio, so as to get the most optimal results from 2021 to 2030. The results of running on the fining upward sand for determining the most optimal pattern are scenario 5 FIFO 1.0 spot normal. In this scenario, we managed to get an RF of 73.56% and became the scenario with the best recovery factor, and got an NP of 2,691,504 bbl. The most optimal scenario in typical sand clean sand is 5 spot inverted FIFO 0.8 with an RF of 80.18% and cumulative oil of 2,933,638 bbl while the scenario with the best RF is 9 spot inverted FIFO 1.0 with an RF of 80.81%. Whereas for typical sand laminated shaly sand, there are 5 normal spots FIFO 1.0 with an RF of 80.04%, this is also the best RF and gets an NP of 2,537,973 bbl.

Keywords: Pattern Waterflood, Reservoir Simulation, typical sand, Recovery Factor.

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	ii
KATA PENGANTAR.....	iii
RINGKASAN	iv
ABSTRACT	v
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR GAMBAR.....	ix
DAFTAR TABEL	xi
DAFTAR SIMBOL	xiii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	3
1.3 Manfaat Penelitian.....	3
1.4 Batasan Masalah.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 <i>State Of The Art</i>	5
2.2 <i>Waterflood</i>	7
2.3 Faktor yang Mempengaruhi Sumur Injeksi.....	10
2.3.1 <i>Geometri Reservoir</i>	10
2.3.2 <i>Fluid Properties</i>	11
2.3.3 <i>Kedalaman Reservoir</i>	11
2.3.4 Litologi dan Karakteristik Batuan.....	11
2.3.5 Saturasi Fluida.....	11
2.3.6 <i>Keseragaman Reservoir dan continuous pay</i>	12
2.4 Pola Sumur Injeksi	12

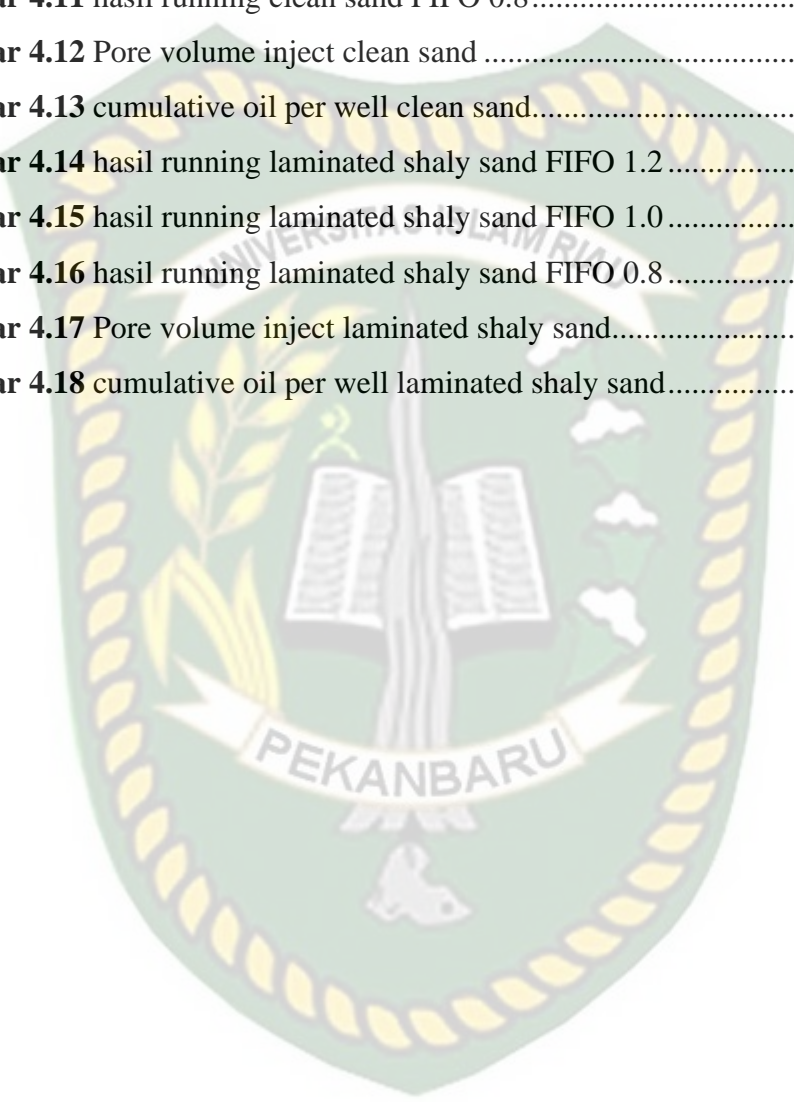
2.4.1	<i>Irregular Injection Pattern</i>	13
2.4.2	<i>Peripheral Injection Pattern</i>	13
2.4.3	<i>Regular Injection Pattern</i>	14
2.5	<i>Typical Sand</i>	15
2.5.1	<i>Fining upward sand</i>	15
2.5.2	<i>Clean Sand</i>	16
2.5.3	<i>Laminated Shaly Sand</i>	16
BAB III METODOLOGI PENELITIAN		18
3.1	Uraian Metode	18
3.2	Diagram Alur Penelitian.....	19
3.3	Input Data	20
3.3.1	Data Permeabilitas Relatif	20
3.3.2	Data <i>Fluid Properties</i> dan <i>Rock Properties</i>	21
3.3.3	Data Permeabilitas	21
3.4	Pembuatan Model <i>Reservoir</i> pada Software CMG	23
3.5	Skenario Pola.....	24
3.5.1	<i>Cases 1 Fining upward sand</i>	25
3.5.2	<i>Cases 2 Clean sand</i>	26
3.5.3	<i>Cases 3 Laminated Shaly Sand</i>	26
3.6	Rencana constraint.....	28
3.6.1	Pola <i>normal</i>	29
3.6.2	Pola <i>Inverted</i>	31
3.7	Analisa dan pengolahan data	34
3.7.1	<i>Recovery factor</i>	34
3.7.2	PVI	34
3.7.3	<i>Cumulative oil per well</i>	35

3.8	Gambaran Umum Lapangan	35
3.9	Gantt <i>Chart</i> Jadwal Penelitian.....	36
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		37
4.1	Fining upward sand	39
4.1.1	<i>Recovery factor</i>	39
4.1.2	PVI	42
4.1.3	<i>Cumulative oil per well</i>	44
4.2	Clean sand	45
4.2.1	<i>Recovery factor</i>	45
4.2.2	PVI	48
4.2.3	Cumulative oil per well.....	50
4.3	Laminated shaly sand	51
4.3.1	Recovery factor	51
4.3.2	PVI	54
4.3.3	Cumulative oil per well.....	55
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....		57
5.1	Kesimpulan.....	57
5.2	Saran.....	57
DAFTAR PUSTAKA.....		59

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 mekanisme waterflooding.....	7
Gambar 2.2 Air pada jalur arus sebelum (a) dan sesudah (b) breakthrough	8
Gambar 2.3 waterflood management system	9
Gambar 2.4 kategori oil recovery	10
Gambar 2.5 ragam pola injeksi.....	13
Gambar 2.6 pola injeksi irregular waterflood.....	13
Gambar 2.7 pola injeksi pheriperal	14
Gambar 2.8 normal pattern.....	15
Gambar 2.9 inverted pattern	15
Gambar 2.10 typical sand fining upward (kenneth, 2014)	16
Gambar 2.11 Clean sand (Tiab & Donaldson, 2015)	16
Gambar 2.12 Laminated shaly sand (Tiab & Donaldson, 2015).....	17
Gambar 3.1 Alur penelitian	19
Gambar 3.2 relative permeability curve	21
Gambar 3.3 depth permeability	22
Gambar 3.4 model simulasi pada skenario fining upward sand 5 spot normal ...	23
Gambar 3.5 model simulasi pada skenario clean sand 5 spot normal	23
Gambar 3.6 model simulasi pada skenario laminated shaly sand 5 spot normal	24
Gambar 3.7 5 spot normal	29
Gambar 3.8 7 spot normal	30
Gambar 3.9 9 spot normal	31
Gambar 3.10 5 spot inverted.....	32
Gambar 3.11 7 spot inverted.....	33
Gambar 3.12 9 spot inverted.....	34
Gambar 3.13 WK Rokan	35
Gambar 4.1 penempatan sumur pada skenario primary recovery	37
Gambar 4.2 Recovery factor primary recovery	38
Gambar 4.3 Production rate primary recovery	38
Gambar 4.4 hasil running fining upward sand FIFO 1.2.....	39
Gambar 4.5 hasil running fining upward sand FIFO 1.0.....	40
Gambar 4.6 hasil running fining upward sand FIFO 0.8.....	41

Gambar 4.7 Pore volume inject fining upward sand	43
Gambar 4.8 cumulative oil per well fining upward sand	44
Gambar 4.9 hasil running clean sand FIFO 1.2.....	45
Gambar 4.10 hasil running clean sand FIFO 1.0.....	46
Gambar 4.11 hasil running clean sand FIFO 0.8.....	47
Gambar 4.12 Pore volume inject clean sand	49
Gambar 4.13 cumulative oil per well clean sand.....	50
Gambar 4.14 hasil running laminated shaly sand FIFO 1.2.....	51
Gambar 4.15 hasil running laminated shaly sand FIFO 1.0.....	52
Gambar 4.16 hasil running laminated shaly sand FIFO 0.8.....	53
Gambar 4.17 Pore volume inject laminated shaly sand.....	55
Gambar 4.18 cumulative oil per well laminated shaly sand.....	56



DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 data permeabilitas relatif pada reservoir	20
Tabel 3.2 data fluid properties dan rock properties	21
Tabel 3.3 data permeabilitas	21
Tabel 3.4 jumlah grid	24
Tabel 3.5 Rencana skenario pola dan Constraint fluid pada semua typical sand.	28
Tabel 3.6 rencana constraints BHP sumur	29
Tabel 3.7 5 spot normal	29
Tabel 3.8 7 spot normal	30
Tabel 3.9 9 spot normal	30
Tabel 3.10 5 spot inverted	31
Tabel 3.11 7 spot inverted	32
Tabel 3.12 9 spot inverted	33
Tabel 3.13 Jadwal Penelitian	36
Tabel 4.1 hasil running primary recovery case	39
Tabel 4.2 hasil running fining upward sand FIFO 1.2	40
Tabel 4.3 hasil running fining upward sand FIFO 1.0	41
Tabel 4.4 hasil running fining upward sand FIFO 0.8	42
Tabel 4.5 Recovery factor pada semua skenario fining upward sand	42
Tabel 4.6 Recovery factor pada PVI 450 % fining upward sand	43
Tabel 4.7 cumulative oil per well fining upward sand	44
Tabel 4.8 hasil running clean sand FIFO 1.2	45
Tabel 4.9 hasil running clean sand FIFO 1.0	46
Tabel 4.10 hasil running clean sand FIFO 0.8	47
Tabel 4.11 Recovery factor pada semua skenario clean sand	48
Tabel 4.12 Recovery factor pada PVI 450 % clean sand	49
Tabel 4.13 cumulative oil per well clean sand	50
Tabel 4.14 hasil running laminated shaly sand FIFO 1.2	51
Tabel 4.15 hasil running laminated shaly sand FIFO 1.0	52
Tabel 4.16 hasil running laminated shaly sand FIFO 0.8	53
Tabel 4.17 Recovery factor pada semua skenario clean sand	54

Tabel 4.18 Recovery factor pada PVI 450 % laminated shaly sand 55
Tabel 4.19 cumulative oil per well laminated shaly sand 56



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SIMBOL

A_s	= Area to sweep between inject & Producer
A_{cross}	= Flow area, Ft^2
B_o	= Formation Volume Factor, RB/STB
d	= Distance between well, ft
E_{abt}	= Areal sweep efficiency
f_w	= Water fractional flow
h	= Formation thickness, ft
i_w	= Inject rate, bwpd
k_o	= Efectif permeability to oil, md
K_{ro}	= Relatif Permeability to oil, md
K_{rw}	= Relatif Permeability to water, md
M	= Mobility ratio
N	= Original oil in place
N_p	= Cumulatif oil production, bbl
Q_o	= Oil rate, bbl/day
S_g	= Gas saturation
S_o	= Oil saturation
V_p	= Pore Valume, bbl
w_i	= Water injected, bbl/day
ϕ	= Porosity, %
μ_o	= Oil viscosity, cp
μ_w	= Water viscosity, cp
n	= Number of layer
S_{gi}	= Gas saturation at the start of waterflood
V_b	= Volume bulk

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Produksi minyak secara terus menerus akan menyebabkan laju alir produksi mengalami penurunan serta tekanan *reservoir* juga menurun. Ini menyebabkan pengangkatan sisa minyak di *reservoir* menjadi tidak maksimal (Iktibar et al., 2018). Metode produksi selanjutnya adalah dengan menggunakan metode *secondary oil recovery*. Cara peningkatan perolehan cadangan dan produksi tahap kedua ini adalah dengan menggunakan injeksi air (*waterflooding*) (Juliansyah & Alida, 2016). Pemilihan metode injeksi air dikarenakan ini adalah cara paling sukses, *factor* lainnya adalah ketersediaan bahan utama air yang mudah didapat dan biaya yang relatif lebih murah (Rantan et al., 2020).

Secara umum efisiensi penyapuan areal penginjeksian ini dipengaruhi oleh mobilitas rasio dan hubungan antara sumur injeksi dan sumur produksi (Dicgorry et al., 2015). Dengan demikian bentuk pola sumur injeksi menjadi salah satu bentuk yang diperhatikan dalam ke efisiensi penyapuan. Pada metode *waterflooding*, sumur-sumur baik sumur injeksi maupun sumur produksi akan disusun berdasarkan pola-pola tertentu yang telah direncanakan, sehingga memiliki tingkat penyapuan area yang lebih baik (Ignatov, 2019). Pola yang dimaksud adalah seperti pola *three spot*, *five spot*, pola periferal dan bentuk pola-pola lainnya. Pola sumur dimana sumur injeksi dikelilingi oleh sumur-sumur injeksi dinamakan pola *normal*, sedangkan sebaliknya apabila dimana sumur injeksi dikelilingi oleh sumur-sumur produksi maka pola ini disebut dengan pola *inverted* (Smith & Cobb, 1997).

Permasalahan utama dalam keberhasilan dalam melakukan penginjeksian yang efisiensi dari injeksi air adalah kondisi permeabilitas dari *reservoir* yang membuat arah aliran pendesakan tidak optimal dan menyebabkan sekitar 55 % sampai 70 % minyak tidak bisa terproduksi (Rantan et al., 2020). Dikarenakan distribusi air hanya akan lebih mudah untuk melewati zona-zona yang memiliki permeabilitas tinggi, maka daerah yang memiliki permeabilitas rendah akan sulit mencapai target pendesakan air (Herawati, 2012). Dengan demikian dalam rangka

penginjeksian air di *reservoir* heterogenitas, penting untuk mempertimbangkan pengaruh arah aliran yang disebabkan oleh sifat dinamika batuan serta merencanakan pemilihan pola injeksi dengan tepat untuk memperbesar keefisienan metode tersebut.

Keberagaman dari bentuk dan *typical sand* membuat setiap *reservoir* mendapatkan perlakuan, perhitungan dan cara yang bermacam pula untuk meningkatkan produksi minyak. Inilah yang menjadi latar belakang kenapa harus dilakukannya penelitian ini. Pada dasarnya tidak ada patokan khusus bagaimana perlakuan tentang metode penginjeksian air kepada sebuah *reservoir* maka peneliti mencoba membuat sebuah rangkaian test yang akan menjadi perhitungan dalam menentukan metode yang tepat berdasarkan kondisi *typical sand* pada suatu *reservoir*. Pada penelitian ini penulis menjadikan penentuan pola *waterflood* menjadi parameter yang di ujikan.

Pada penelitian sebelumnya hanya membahas *pilot design* pada studi kasus lapangan yang sudah ada, sedangkan penelitian yang akan peneliti lakukan ini membahas penentuan pola paling optimal pada tiap-tiap *typical sand* yang umum ditemukan di Indonesia khususnya di daerah cekungan Sumatra tengah wilayah kerja Rokan yaitu *fining upward sand, clean sand dan laminated shaly sand*.

Pada penelitian ini, peneliti hanya akan berfokus pada pemilihan pola injeksi saja, dimana penentuan pola injeksi ini adalah untuk melihat mana pola yang lebih efisiensi untuk dilakukannya *waterflood*. Penelitian ini berdasarkan data dari beberapa lapangan dengan pemodelan *reservoir* dan perencanaan pola menggunakan *software* CMG (*Computer Modelling Group*) (Islam et al., 2010).

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, *pore volume injected* dan *cumulative oil production per well* serta cadangan minyak yang tersisa setelah dilakukan injeksi pada lapangan tersebut.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan pola injeksi air paling optimal dalam perencanaan metode *waterflood* pada *typical sand*, *Fining upward sand*, *Clean sand* dan *Laminated shaly sand*
2. Mengetahui performa sumur injeksi dari masing-masing *typical sand* dalam faktor perolehan minyak (*recovery factor*) menggunakan simulasi *reservoir*.

1.3 Manfaat Penelitian

Manfaat dari penelitian ini adalah:

1. Sebagai pedoman dan literatur dalam pengetahuan tentang pola injeksi air pada tiap *typical sand* yang dipelajari pada mata kuliah Teknik *reservoir* dan Simulasi *reservoir*.
2. Hasil dari penelitian ini dapat menjadi data untuk evaluasi serta pertimbangan pengembangan lebih lanjut kepada dunia industri dalam upaya peningkatan perolehan minyak pada suatu lapangan
3. Agar dapat di publish sebagai *journal/report* yang ber-skala nasional dan internasional untuk dijadikan sebagai rujukan pada penelitian selanjutnya.

1.4 Batasan Masalah

Agar penelitian ini terarah dan tidak keluar dari pokok permasalahan yang dianalisa, maka penelitian ini dibatasi dan dibahas pada beberapa hal berikut:

1. Pemodelan *reservoir* menggunakan *software* CMG.
2. Tidak mempertimbangkan faktor ekonomi dalam proses perencanaan injeksi *waterflood*
3. Tidak membahas reaksi apa yang terjadi ketika telah dilakukannya proses *waterflood* ini

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Dalam Qur'an dan Hadist nabi banyak petunjuk untuk manusia untuk bagaimana cara memanfaatkan sumber daya alam yang telah disediakan. 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), supaya 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 firman Allah SWT di atas secara jelas disebutkan 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 beberapa manfaat laut yang 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 kebutuhan manusia begitu juga dalam ayat ini dikaitkan manusia bisa memanfaatkan sumber daya untuk di eksplorasi sesuai kebutuhan dan tidak merusak pertumbuhan ikan dan lingkungan hidupnya. Disebutkan juga dalam ayat diatas adalah terdapat berbagai macam perhiasan dalam laut yang bisa gunakan oleh manusia. Artinya 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. Bahan bahan tersebut adalah bahan yang berharga yang selalu dicari manusia untuk memenuhi sumber energi untuk teknologi mereka saat 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 Art

Pembahasan dalam penelitian ini terinspirasi dari beberapa referensi diantaranya adalah oleh (Rantan et al., 2020) yang berjudul “Pemilihan pola injeksi air dengan Simulasi *reservoir* untuk optimasi produksi lapangan R”. Penelitian ini bertujuan untuk menambah perolehan minyak pada lapangan R dengan melakukan pemilihan pola sumur injeksi yang tepat. Oleh karena itu, dilakukanlah pemodelan pada simulasi *reservoir* CMG.

Pada penelitian terdahulu, didapat kesimpulan bahwa, Untuk skenario 1 ini dibuat pola *five spot normal* dengan 13 konfigurasi pola, dimana sumur produksi terdapat 13 dan sumur injeksi 23. Pada sumur produksi yang diatur yaitu *Liquid Rate*, BHP dan saat minyak sudah berproduksi minimal 10 bbl/day maka sumur akan di *shut-in*. Untuk uji sensitivitas maka diatur *Surface Liquid Rate* dibatasi pada 4000 bpd hingga 35000 bpd. Sumur produksi juga dibuat constrain BHP pada 150 psi. Pada sumur injeksi dibuat constrain yaitu *injection rate* dengan nilai yang selaras terhadap *surface liquid rate* di *producer* sehingga *fluid in* sama dengan *fluid out*. Kemudian didapatkan hasil sebagai berikut: *injection rate* sebesar 4000 BWPD maka NP adalah 15.60 MMSTB, kemudian pada *injection rate* 12000 BWPD maka NP adalah 16.51 MMSTB sedangkan pada *injection rate* 100000 BWPD NP sebesar 16.71 MMSTB.

Kemudian membuat beberapa skenario lagi yaitu *five spot inverted*. Berdasarkan dari grafik hasil percobaan tersebut dapat diketahui bahwa NP terbaik adalah pola injeksi *Five Spot Normal* yang berarti merupakan skenario 1 pada laju injeksi sebesar 35000 bwpd. Nilai *Recovery Factor* pada pola tersebut didapatkan sebesar 60.56 % Sehingga dilihat dari perolehan nilai RF ini, maka skenario yang dianggap paling optimal pada Lapangan ‘RR’ adalah skenario 1 yang merupakan *five spot normal*. Kemudian, kenaikan sebelum lapangan diinjeksikan dan setelah diinjeksikan cukup baik yaitu dari NP hanya sebesar 9.27 MMSTB pada *basecase* menjadi sebesar 16.72 MMSTB. Berdasarkan nilai RF nya maka yang awal mulanya pada *basecase* hanya sebesar 33.57 % meningkat menjadi 60.56 %. Ini menandakan bahwa peningkatan RF skenario 1 terhadap *basecase* adalah 26.98 % dan peningkatan produksinya sebesar 7.45 MMSTB. Pada Skenario lainnya dapat terlihat kenaikan perolehan produksi saat diberikan laju injeksi air sebesar 100000

BWPD menghasilkan nilai $8.15E-08$, *injection rate* yang terlalu tinggi justru menurunkan perolehan minyak.

Penelitian juga mendapat referensi dari penelitian yang dilakukan oleh (Darmawan et al., 2020), dimana mereka juga melakukan penelitian tentang penentuan pola injeksi air yang sesuai dengan lapangan yang dimaksud.

Skenario produksi pada penelitian kali ini diterapkan 2 skenario pola injeksi yaitu *five spot* dan *inverted five spot*. Selain pola tersebut disimulasikan juga skenario *basecase* yang ditambah juga dengan *workover*. Penerapan variasi laju injeksi juga dilakukan selain menentukan pola injeksi. Penerapan variasi *water rate injection* yang berbeda beda dilakukan untuk menentukan laju injeksi yang paling optimum untuk diterapkan.

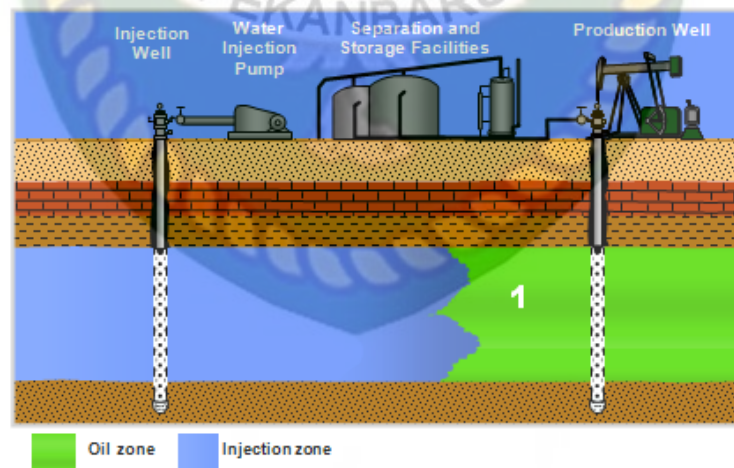
Pada hasil simulasi skenario *basecase* ini diperoleh nilai RF sebesar 24.72% dengan NP sebesar 6.88 MMSTB. Pada simulasi skenario 1 ini terdapat 21 sumur produksi dan juga 1 sumur injeksi. Sehingga dapat diperoleh nilai RF sebesar 26.99% dengan NP sebesar 7.51 MMSTB. Pada simulasi skenario 2 dilakukan penerapan pola injeksi *waterflood adjusted inverted five spot* yaitu gabungan antara *inverted four spot* dan *inverted five spot* dengan menambahkan sembilan *injection well*. Pada skema injeksi ini disimulasikan beberapa skenario dengan menggunakan *water injection rate* yang beragam. Dari hasil simulasi *injection rate* sebesar 300 bwpd dapat menghasilkan RF sebesar 28.84% dengan memiliki NP sebesar 8.03 MMSTB. Pada simulasi skenario 3 dilakukan penerapan pola injeksi air *adjusted inverted five spot* dengan menggabungkan *normal five spot* dan *normal four spot* dengan menambahkan 45 *injection well*. Dari hasil simulasi maka laju *water rate injection* terbaik yang dapat diterapkan untuk skenario 3 pengembangan lapangan X adalah dengan menggunakan *water injection rate* sebesar 200 bwpd dan mendapatkan recovery factor sebesar 30.18% dengan memiliki nilai N_p sebesar 8.4 MMSTB, kenaikan RF yang di hasilkan adalah sebesar 5.46%.

Dari hasil perbandingan skenario yang telah direncanakan dan di simulasikan maka, skenario dengan metode *injeksi adjusted normal five spot* adalah yang paling baik untuk di terapkan pada lapangan tersebut.

2.2 Waterflood

Agar produksi minyak terus menerus optimal maka wajib dilakukannya upaya peningkatan perolehan minyak. Upaya dalam peningkatan perolehan minyak dalam dilakukan dengan berbagai metode, salah satu metode yang sering digunakan adalah metode *Secondary Recovery* atau metode peningkatan tahap kedua. Agar pelaksanaan ini berjalan dengan optimal dan sesuai dengan kebutuhan maka harus dilakukannya beberapa kajian dan perhitungan sebelum dilakukannya dan evaluasi setelah dilakukannya metode ini (Hamdi, 2005).

Waterflooding adalah metode perelahan tahap ke dua di mana air diinjeksikan ke dalam *reservoir* melalui sumur injeksi untuk meningkatkan perolehan minyak yang bergerak dari *reservoir* ke sumur produksi setelah *reservoir* tersebut melewati batas ekonomis produktif pada metode perolehan tahap pertama (Lubis et al., 2014). Penginjeksian air yang dimaksud adalah penambahan energi pendorong di *reservoir* melalui sumur injeksi. Berdasarkan gambar 2.1 air yang telah diinjeksikan ini akan mendesak minyak yang tertinggal di *reservoir* dan akan terdorong mengikuti jalur-jalur arus (*stream line*) yang bergerak ke arah sumur produksi tanpa mengubah sifat fisik dari batuan tersebut (Nugroho et al., 2020).



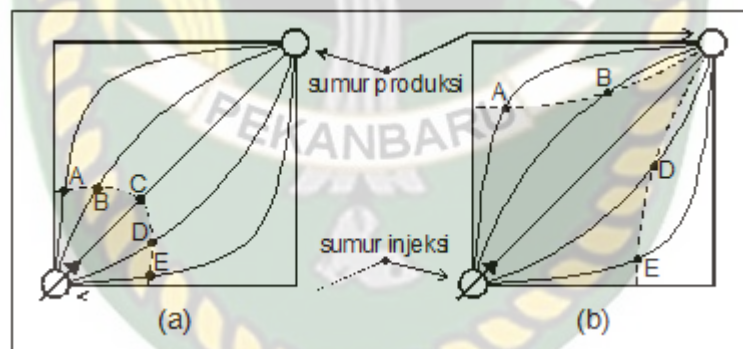
Gambar 2.1 mekanisme waterflooding

Waterflooding adalah metode paling efektif dan paling umum digunakan dalam peningkatan *recovery* dan *pressure maintenance* minyak. Hal ini dikarenakan penerapan metode yang mudah, ketersediaan bahan baku yang mudah didapat serta harga lebih efisien dan penggunaan metode ini masih

menjadi salah satu yang terbaik terhadap lingkungan sekitar. Penggunaan metode *waterflooding* bisa dikatakan efektif jika dalam penentuan pola sumur baik injeksi maupun produksi yang potensial dan *sweep efficiency* yang mendekati maksimal areal yang telah ditentukan.

Dampak keekonomian dan teknikal merupakan perhitungan dasar dalam perencanaan *waterflooding*, antara lain seperti evaluasi *reservoir* yang meliputi hasil dari *primary recovery*, pemilihan pola-pola sumur injeksi dan produksi yang optimal, perkiraan laju injeksi dan produksi, perkiraan *oil recovery* yang diperoleh pada perencanaan *waterflood* ini serta mengidentifikasi variable-variabel yang menyebabkan *missunderstanding* dalam Analisa keteknikan (Annisa et al., 2014).

Penginjeksian air akan memberikan tambahan energi ke dalam *reservoir*. Pada saat penginjeksian maka air akan bergerak mendesak minyak melalui jalur-jalur arus (*streamline*) yang mulai bergerak dari sumur injeksi dan akan sampai ke sumur produksi, seperti yang ditunjukkan pada gambar 2.2 berikut yang menunjukkan partikel air yang membentuk batas antara air dan minyak sebelum *breakthrough* (a) dan sesudah *breakthrough* (b) pada sumur *producer*.



Gambar 2.2 Air pada jalur arus sebelum (a) dan sesudah (b) *breakthrough*

Pada saat ini penggunaan injeksi air bertanggung jawab lebih dari 50 % proses perolehan *crude oil* di dunia. Biasanya terjadi pada saat penggunaan cara ini mencapai ekonomi limitnya, yang mana biasanya telah ditentukan *watercut* dari sebuah lapangan, sekitar 50% hingga 97 % dari OOIP di lapangan (Pritchett et al., 2003).

Secara umum *waterflooding* terbagi menjadi dua fungsi, yaitu:

1. Injeksi air *secondary recovery*

Operasi perolehan minyak tahap kedua (*secondary recovery*) ditujukan untuk mengambil minyak sisa di *reservoir* yang tidak dapat diambil oleh *primary recovery*. Pada proses ini, suatu fluida diinjeksikan ke dalam *reservoir* minyak bukan untuk mempertahankan energi *reservoir* saja tetapi untuk mendorong minyak sisa secara fisik dari *reservoir*.

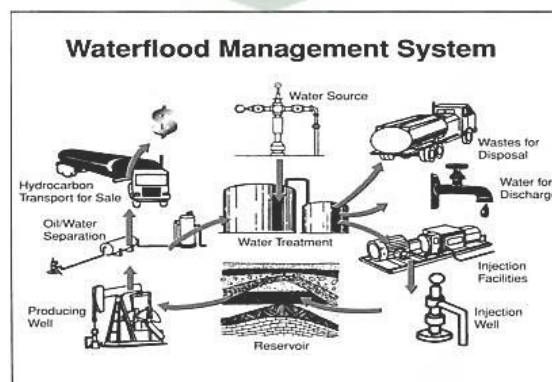
2. Injeksi air *pressure maintenance*

Penurunan produksi minyak dari *reservoir* dapat disebabkan oleh penurunan tekanan *reservoir* selama produksi, sehingga tekanan *drawdown* tidak dapat lagi memberikan tingkat produksi yang ekonomis dari sisa minyak. Walaupun cadangannya masih cukup besar.

Menurut (Al Janahi et al., 2017) tujuan dilakukannya *waterflooding pilot project* adalah :

1. Mengumpulkan data (*injectivity, breakthrough timing, areal/vertical sweep efficiency*).
2. Evaluasi performa *waterflooding* (kenaikan respon minyak).
3. Memutuskan apakah proyek *waterflooding* akan dilanjutkan atau tidak.
4. Optimasi bentuk dan ukuran pola
5. Tes dan optimalisasi *injection rate*

Injeksi air adalah metode yang terintegrasi dari banyak faktor sehingga mempunyai sistem manajemen sendiri yang terseruktur seperti yang ditunjukkan pada gambar 2.3 yang mana setiap proses bagian itu saling terhubung. Beberapa integrasi injeksi air terdiri dari karaktersistik *reservoir* dan fluida, operasi sumur dan *surface facilities* (Thakur & Satter, 1998) .

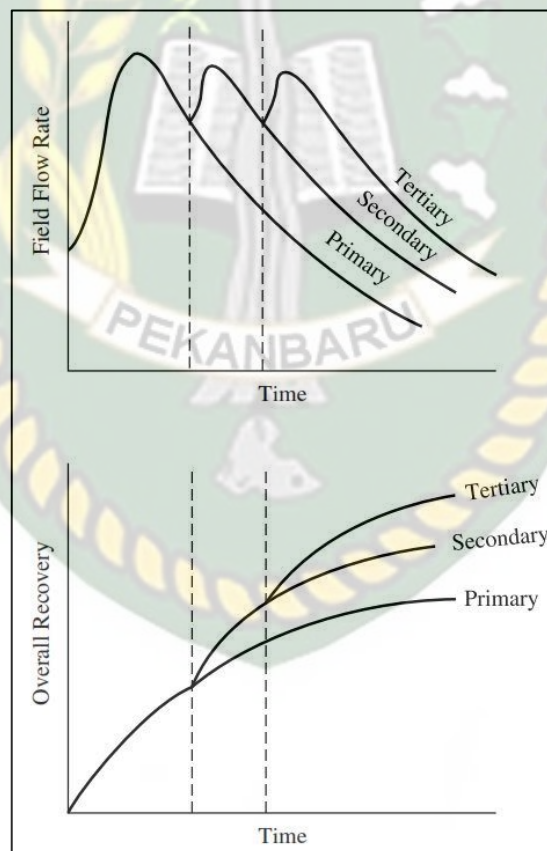


Gambar 2.3 *waterflood management system*

2.3 Faktor yang Mempengaruhi Sumur Injeksi

Dalam teorinya metode peningkatan recovery pasti akan meningkatkan faktor perolehan minyak maupun flow rate produksi, seperti yang ditunjukkan pada gambar 2.4. Adapun faktor-faktor yang mempengaruhi performa injeksi air perlu diperhatikan, Menurut (Tarek, 1993) ada beberapa faktor yang harus dipertimbangkan dalam membuat pilihan :

1. Geometri *reservoir*
2. *Fluid Properties*
3. Kedalaman *reservoir*
4. Litologi dan sifat fisik batuan
5. Saturasi fluida
6. Keseragaman *reservoir* dan *continuous pay*



Gambar 2.4 kategori *oil recovery*

2.3.1 Geometri *Reservoir*

Geometri *reservoir* adalah bentuk dan susunan formasi pada *reservoir*. Ini sangat penting untuk diperhitungkan dikarenakan *geometri reservoir* akan

membuat gambaran penempatan pola dan sumur-sumur injeksi agar efisien dalam penginjeksian.

2.3.2 *Fluid Properties*

Analisa fluid properties sangat penting dalam perencanaan *waterflooding* ini dikarenakan kandungan minyak seperti *oil gravity*, *oil viscosity* yang berkaitan langsung dengan kualitas minyak atau *API crude oil*. Pentingnya mengetahui kandungan minyak dikarenakan akan membuat perhitungan tentang *sweep efficiency* yang salah satunya adalah penentuan rasio mobilitas.

2.3.3 Kedalaman *Reservoir*

Letak dari kedalaman sebuah *reservoir* akan berpengaruh pada hal pengangkatan minyak bumi baik secara teknik dan ekonomis. Salah satu proses kerja sumur injeksi yang terbilang akan sangat ekstra adalah ketika kedalaman *reservoir* yang cukup dalam, dibutuhkan tekanan yang cukup tinggi untuk bisa mendorong minyak hingga ke dalam sumur produksi. Akan meningkatnya cost pada sumur yang dalam sehingga ini akan mengurangi nilai *ultimate recovery factor*. Berbalik hal dengan kondisi sumur yang dangkal, tekanan bisa di *set* lebih rendah yaitu dibawah tekanan rekah. Dalam *waterflooding*, *gradient* tekanan optimal hanya boleh sekitar 0.75 psi/ft dari kedalaman awal dan *gradient* tekanan maksimal tidak boleh melebihi *critical pressure* yaitu 1 psi/ft. (Nakasa, 2015).

2.3.4 Litologi dan Karaktersitik 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 et al., 2017). Pada umumnya beberapa *reservoir* yang kompleks, sangat jarang ditemukan porositas rekah yang memiliki *effective permeability* dari total porositas. Permasalahan dalam tekanan dan laju injeksi air akan sangat mudah ditemukan di *Low permeability* atau *reservoir* dengan ketebalan *net pay* yang tipis.

2.3.5 Saturasi Fluida

Dalam perencanaan *waterflooding*, jika dalam suatu *reservoir* terdapat saturasi minyak yang tinggi maka tingkat keberhasilan *waterflood* juga akan tinggi. ini disebabkan karena saturasi minyak yang tinggi pada saat awal

penginjeksian akan membuat meningkatnya mobilitas minyak. Situasi ini akan membuat perolehan minyak juga cukup besar.

2.3.6 Keseragaman *Reservoir* dan *continuous pay*

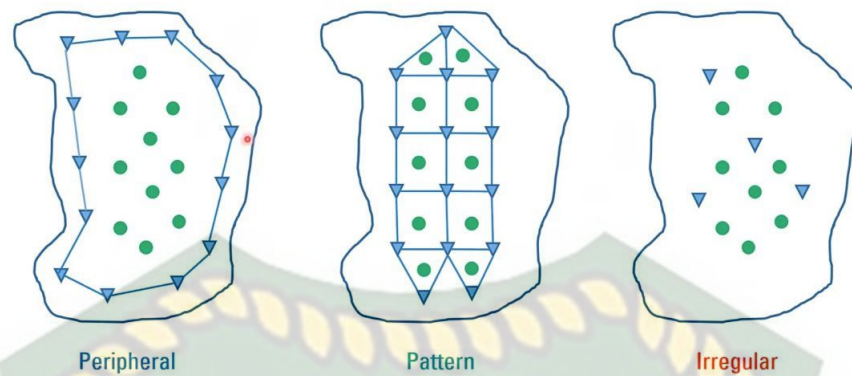
Keseragaman *reservoir* merupakan salah satu faktor utama untuk keberhasilan proyek *waterflooding*, pengaruh *Permeabilitas* sangat penting untuk menentukan besarnya cadangan minyak yang dapat diperoleh (Nurdwiyanto et al., 2006). Jika formasi memiliki ketebalan lapisan yang tipis tetapi mempunyai permeabilitas sangat tinggi (zona *thief*), maka *Channeling* dan *bypass* akan terbentuk secara cepat. Tekanan *depletion reservoir* yang rendah pada zona yang mempunyai permeabilitas cukup tinggi juga dapat menyebabkan kecenderungan *Channeling* karena tekanan injeksi yang cukup tinggi. Sementara untuk *continuous pay zone* adalah daerah yang memiliki peluang besar dilakukannya *waterflooding*. Perlu dilakukannya pemilihan injeksi di daerah ini dikarenakan beragamnya bentuk *reservoir* yang terjadi akibat rekan, patahan serta endapan.

2.4 Pola Sumur Injeksi

Untuk memaksimalkan hasil produksi pada *ultimate oil recovery* (UOR) dan mengembalikan modal dari proses injeksi air, para ahli perlu menentukan pola desain dan jarak yang optimal antara sumur injeksi dan sumur produksi. Keputusan desain didasarkan pada manfaat ekonomi dan dampak pada pemulihan minyak akhir (UOR). Tidak seperti lapangan minyak di darat, jumlah maksimum sumur pada lapangan *offshore* sangat terbatas dan penentuan pola tidak dibutuhkan (Temizel et al., 2017).

Pada penentuan pola *waterflooding* bisa berupa mengubah sumur produksi yang ada menjadi injektor atau mengebor sumur injeksi baru sesuai kebutuhan (Tarek, 1993).

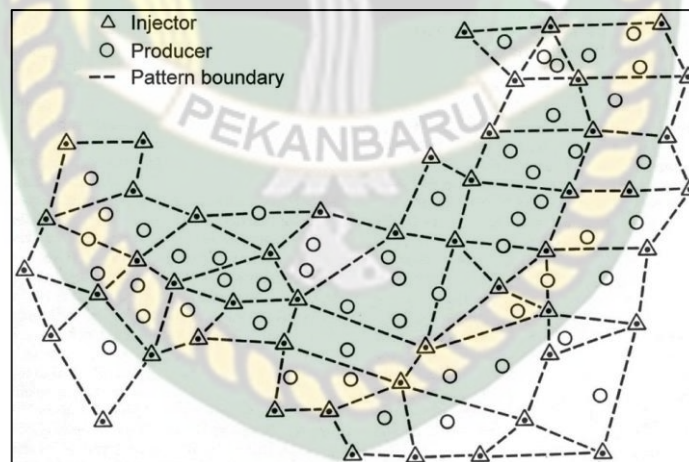
Terdapat beberapa tipe *well arrangement* yang digunakan dalam pekerjaan proyek *waterflooding* antara lain; *Irregular Injection Patterns*, *Peripheral Injection Patterns*, *Regular Injection Patterns*, *Crystal and Basal Injection Patterns*



Gambar 2.5 ragam pola injeksi

2.4.1 *Irregular Injection Pattern*

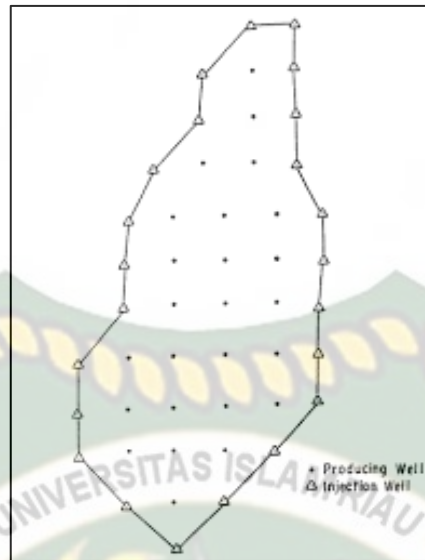
Adalah penempatan pola sumur injeksi tidak teratur, topologi permukaan, bawah permukaan, dan penggunaan teknik *slant-hole drilling* atau pemboran berarah sama-sama dapat membuat penempatan sumur produksi ataupun injeksi tidak terletak secara seragam seperti pada gambar 2.6. Selain itu, salah satu penyebab *irregular pattern injection* adalah adanya patahan dan variasi lokal porositas dan permeabilitas (Hamdy et al., 2019).



Gambar 2.6 pola injeksi *irregular waterflood*

2.4.2 *Peripheral Injection Pattern*

Pada *peripheral flooding*, sumur produksi ditempatkan di luar atau batas-batas lapangan seperti pada gambar 2.7 yang berfungsi untuk mendorong minyak ke tengah yang mana telah dipasang sumur produksi



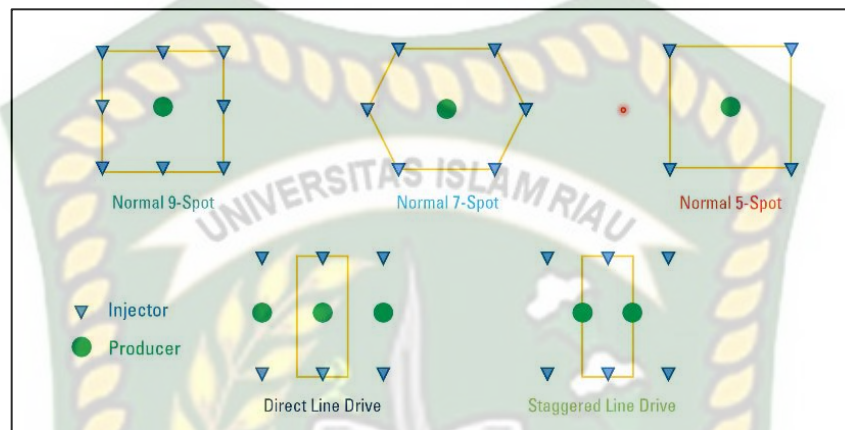
Gambar 2.7 pola injeksi *peripheral*

2.4.3 *Regular Injection Pattern*

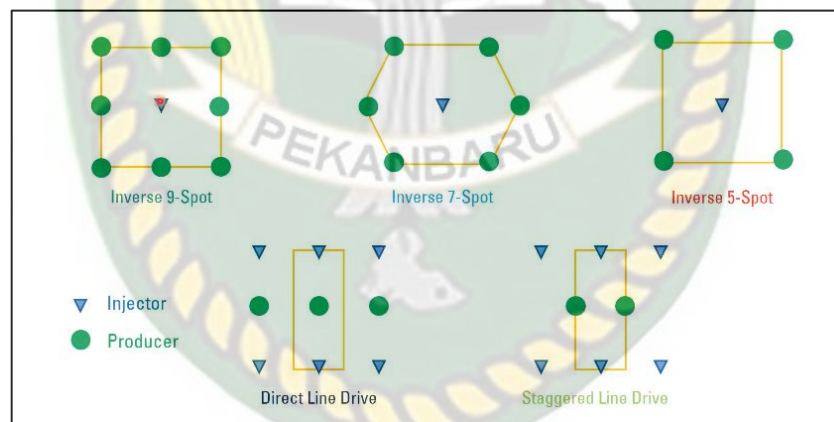
Pola sumur injeksi yang teratur dibedakan atas *normal pattern flooding* dan *inverted pattern flooding*. *Normal pattern flooding* adalah dimana sumur produksi dikelilingi oleh sumur-sumur injeksi sedangkan *inverted pattern flooding* adalah sebaliknya, dimana sumur injeksi lah yang dikelilingi oleh sumur-sumur produksi (Rantan et al., 2020). Jenis pola sumur injeksi seperti pada gambar 2.8 dan gambar 2.9 yaitu *direct line spot*, *straggered line drive*, *4-spot regular*, *4 spot skewed*, *5 spot normal*, *5 spot inverted*, *7 spot normal*, *7 spot inverted*, *9 spot normal* dan *9 spot inverted* (Dicgorry et al., 2015).

- 1) *Direct line drive*, adalah susunan sumur injeksi dan produksi yang membentuk garis tertentu dan saling berlawanan. Dua hal penting yang perlu diperhatikan yakni jarak antara sumur injeksi dan sumur produksi yang seolah-oleh membentuk garis zig-zag (Burns, 1964).
- 2) *Straggered line drive*, yaitu sumur yang membentuk garis tertentu dimana sumur injeksi dan produksinya saling berlawanan dengan jarak yang sama panjang (Crawford, 1960).
- 3) *Four spot*, yaitu pola sumur yang berbentuk segitiga dengan sumur injeksi di setiap sudutnya dan sumur produksi di tengahnya
- 4) *Five spot*, yaitu pola yang membentuk *square* dengan sumur injeksinya yang ditempatkan di setiap sudut serta sumur produksi yang berada di tengah

- 5) *Seven spot*, pola sumur berbentuk *hexagonal*, setiap sumur injeksinya berada di sudut 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 2.8 *normal pattern*



Gambar 2.9 *inverted pattern*

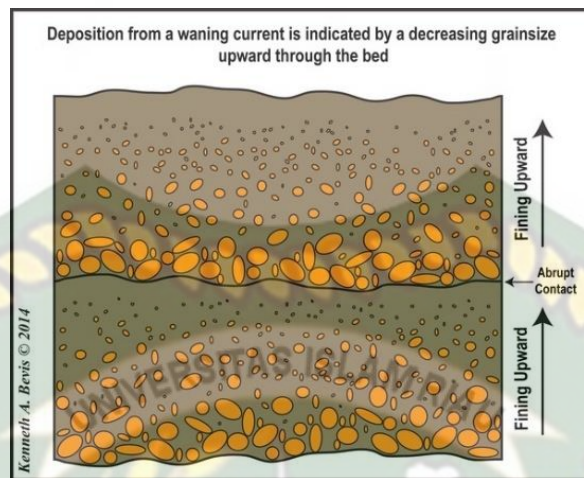
2.5 *Typical Sand*

Adapun beberapa lapisan batuan yang masuk ke dalam variable yang akan di Analisa dalam penelitian ini adalah sebagai berikut

2.5.1 *Fining upward sand*

Typical sand yang banyak terdapat di *sandstone* dimana lapisan ini memiliki nilai permeabilitas yang akan semakin besar dimulai dari paling atas hingga paling dalam seperti yang tampak pada gambar 2.10, bisa dilihat ini adalah

lapisan yang terjadi karena adanya edapan terstruktur yang dipengaruhi oleh *pressure* dan *temperature*



Gambar 2.10 *typical sand fining upward (kenneth, 2014)*

2.5.2 Clean Sand

Typical sand Clean sand adalah Lapisan batuan yang memiliki nilai permeabilitas yang keseluruhannya sama, lapisan yang biasanya terdapat di *sandstone* ini bisa dikatakan lapisan yang homogen sehingga tidak hanya permeabilitas tetapi juga memiliki parameter lainnya yang sama. Biasanya komponen yang terdapat pada batuan ini hanya satu jenis matriks saja seperti yang terlihat pada gambar 2.11.

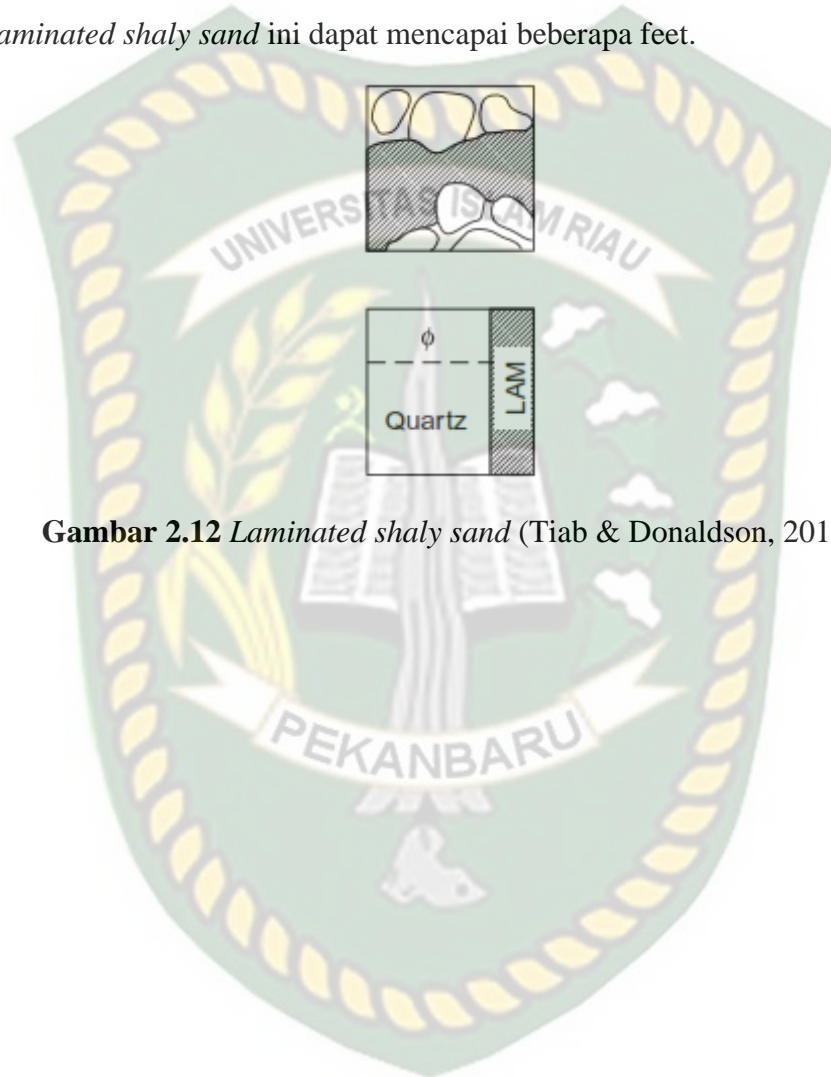


Gambar 2.11 *Clean sand (Tiab & Donaldson, 2015)*

2.5.3 Laminated Shaly Sand

Typical sand ini adalah struktur sedimen berupa batuan serpih berbentuk laminasi. Seperti yang terlihat pada gambar 2.12 dimana batuan ini tidak hanya

mengandung pasir tetapi juga terdapat *shale* (Kurniawan, 2005). *Typical sand* yang mengandung *shale* ini umumnya berisi mineral lempung yang berupa kaolinit, illit atau smektit. Adanya *shale* pada *reservoir* akan berdampak pada beberapa hal yaitu, antara lain akan mengurangi porositas efektif yang banyak dan tentunya juga akan menurunkan nilai permeabilitas (Aprilia et al., 2020). *Fasies* dari *Laminated shaly sand* ini dapat mencapai beberapa feet.



Gambar 2.12 *Laminated shaly sand* (Tiab & Donaldson, 2015)

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Uraian Metode

Prosedur pembuatan model *reservoir* dengan menggunakan CMG. Dalam melakukan penelitian penentuan pola sumur injeksi maka langkah yang dilakukan sebagai berikut:

1. Persiapan data:

Menyiapkan beberapa data pendukung agar penelitian ini bisa berjalan dengan optimal, dalam penelitian ini data-data yang digunakan adalah data-data karakteristik *reservoir* seperti berikut:

- *Rock properties*
- *Fluid properties*

2. Pengisian data dan pembuatan model:

Setelah mendapatkan data-data pendukung, langkah selanjutnya adalah dengan membuat model di CMG Imax, dimulai dari membuat model *reservoir* yang besaran gridnya telah diperhitungkan agar sesuai konsep, setelah selesai membuat model grid maka langkah selanjutnya adalah dengan memasukkan data-data pendukung lainnya seperti data *rock properties* dan *fluid properties* yang telah dipersiapkan sebelumnya.

3. Menempatkan sumur sesuai pola dan mengatur *constraint* yang telah ditentukan sebelumnya yang dalam penelitian ini disebut sebagai skenario penelitian. Dalam setiap *case typical sand*, nantinya akan ada 1 skenario basecase dan 6 skenario penelitian.

4. Setelah dilakukannya pembuatan model maka langkah berikutnya adalah menjalankan atau *me-running* kan model agar mendapatkan hasil yang akan dianalisa nantinya.

5. Setelah dilakukannya proses *running* pada model maka akan didatakannya data-data yang akan diolah atau dianalisa untuk mendapatkan hasil skenario mana yang akan dipih menjadi skenario yang tepat pada tiap-tiap *typical sand*.

3.2 Diagram Alur Penelitian



Gambar 3.1 Alur penelitian

3.3 Input Data

Penelitian ini mengambil data dari beberapa lapangan minyak ringan yang ada di minas yang dikelola oleh PT. Pertamina Hulu Rokan Wilayah Kerja Rokan. Pada penelitian ini terdapat data sekunder, yaitu menggunakan data lapangan seperti data *rock properties*, dan *fluid properties*. Agar penelitian ini bisa lebih general, khususnya bisa diterapkan di dalam kondisi yang hampir serupa maka data yang ada pada lapangan ini diasumsikan tidak memiliki *boundary pressure* dan tidak memiliki *aquifer*.

Data yang digunakan pada penelitian ini hanya sebagai acuan agar nantinya hasil penelitian ini mendekati keadaan sebenarnya. Hasil dari data ini tidak dijadikan sebagai patokan pasti pada lapangan yang digunakan.

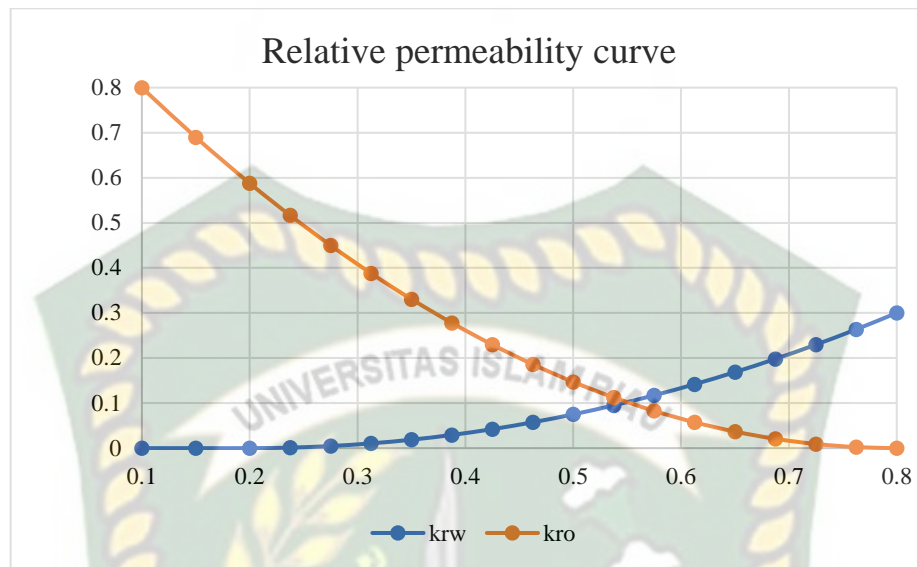
3.3.1 Data Permeabilitas Relatif

Tabel 3.1 data permeabilitas relatif pada *reservoir*

sw	krw	kro
0.1	0	0.8
0.15	0	0.689796
0.2	0	0.587755
0.2375	0.001172	0.516582
0.275	0.004688	0.45
0.3125	0.010547	0.38801
0.35	0.01875	0.330612
0.3875	0.029297	0.277806
0.425	0.042188	0.229592
0.4625	0.057422	0.185969
0.5	0.075	0.146939
0.5375	0.094922	0.1125
0.575	0.117188	0.082653
0.6125	0.141797	0.057398
0.65	0.16875	0.036735
0.6875	0.198047	0.020663
0.725	0.229688	0.009184
0.7625	0.263672	0.002296
0.8	0.3	0

Jika diplot dalam bentuk grafik maka akan terlihat seperti pada gambar 3.2. untuk menentukan kondisi wetabilitas reservoir bisa dengan melihat titik

persimpangan antara k_{rw} dan k_{ro} . Pada grafik tersebut titik lebih condong ke arah kanan atau bernilai 0.57 yang berarti reservoir ini bersifat *water wet*.



Gambar 3.2 relative permeability curve

3.3.2 Data Fluid Properties dan Rock Properties

Tabel 3.2 data fluid properties dan rock properties

Parameter	value	unit
porosity	0.23	
Depth	3000 - 3015	ft
Area	180	acre
Pi	2000	psi
SWIR	0.23	
SORW	0.25	
μ Oil	2.4	cp
FVF Oil	1.06	bbbl/STB
Oil Gravity	33	API
Gas Gravity	0.99	Sp Gravity
FVF Gas	0.3782	cuft/SCF

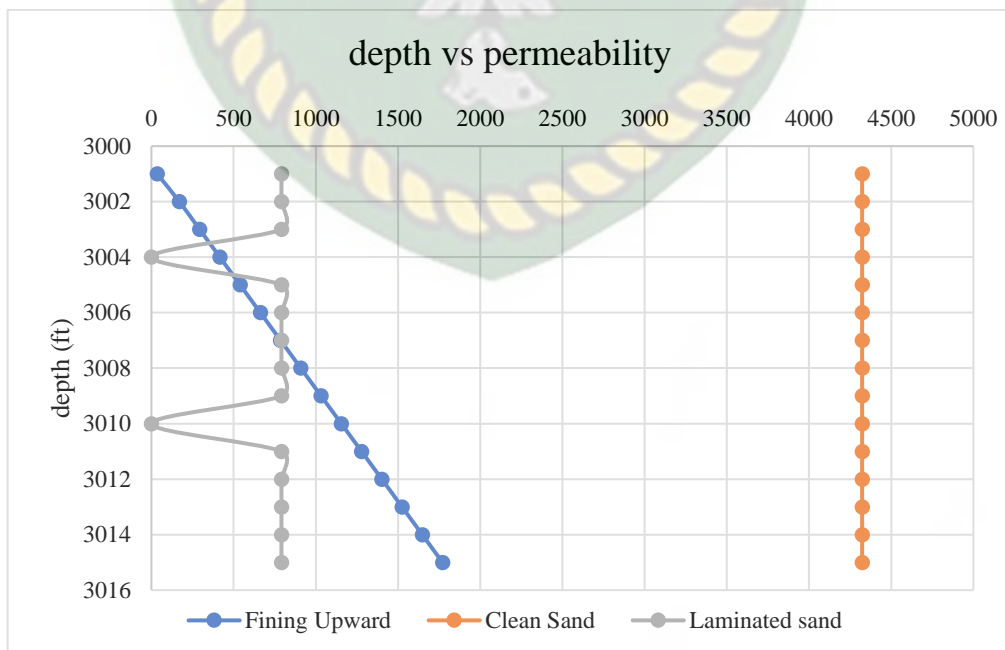
3.3.3 Data Permeabilitas

Tabel 3.3 data permeabilitas

Layer	Fining upward sand	Clean sand	Laminated shaly sand
1	35	4323	791
2	170	4323	791

3	293	4323	791
4	416	4323	0.10
5	539	4323	791
6	663	4323	791
7	786	4323	791
8	909	4323	791
9	1032	4323	791
10	1155	4323	0.10
11	1278	4323	791
12	1401	4323	791
13	1524	4323	791
14	1648	4323	791
15	1771	4323	791

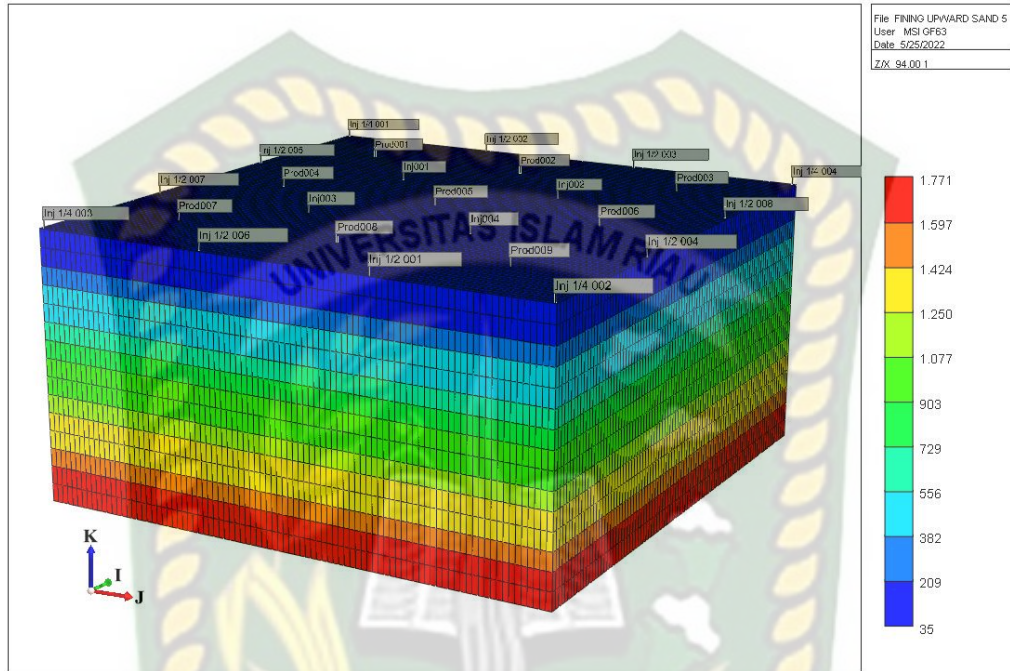
Jika data permeabilitas terhadap kedalaman diplot ke dalam bentuk grafik maka akan terlihat seperti pada gambar 3.3. seperti yang terlihat pada gambar tersebut untuk permeabilitas *fining upward sand* memiliki permeabilitas yang makin ke dalam semakin besar. Untuk *typical sand clean sand* memiliki nilai permeabilitas yang sama pada setiap kedalamannya yaitu pada angka 4323 mD. Sedangkan permeabilitas untuk *typical sand laminated shaly sand* memiliki nilai permeabilitas yang hampir sama pada tiap kedalamannya yaitu 791 mD tetapi pada layer 4 dan 10 terdapat laminated shaly sehingga membuat layer ini menjadi inpermeabel atau permeability rendah dengan nilai 0.10 mD.



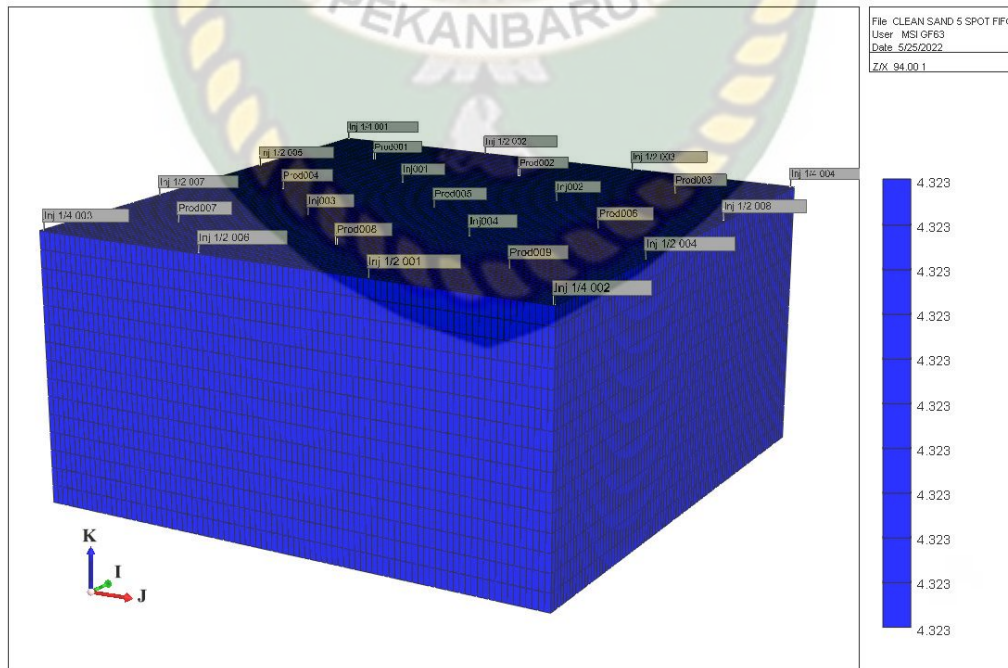
Gambar 3.3 depth permeability

3.4 Pembuatan Model *Reservoir* pada Software CMG

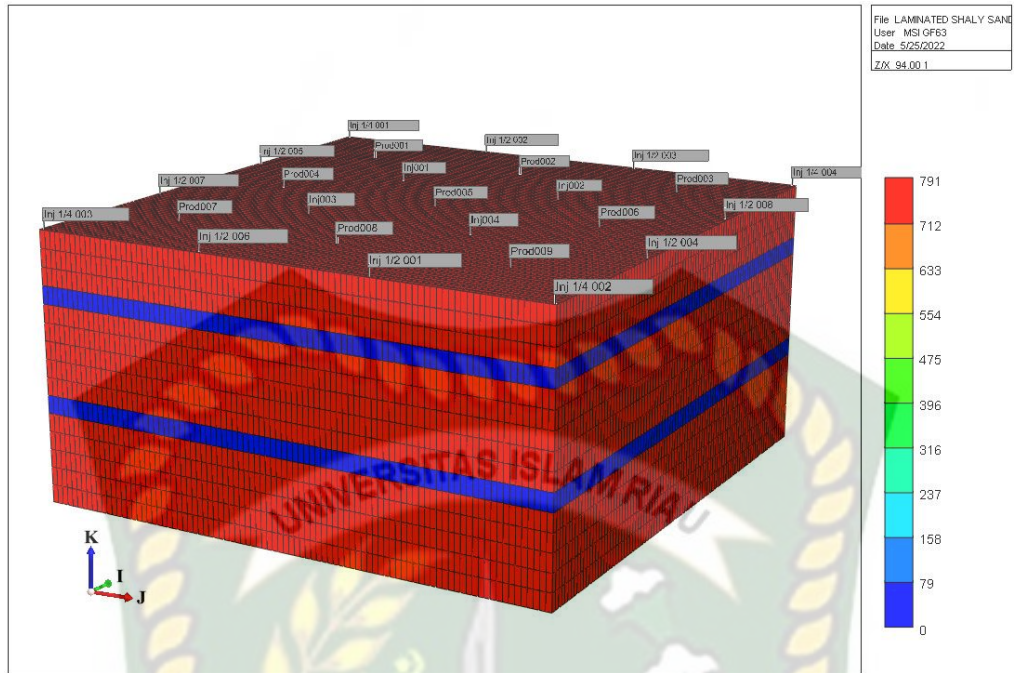
Rencana simulasi dengan menggunakan CMG (IMEX). Membuat *cartesian grid* seperti yang terlihat pada gambar 3.4 untuk *fining upward sand*, gambar 3.5 untuk *clean sand* dan gambar 3.6 untuk *laminated shaly sand*.



Gambar 3.4 model simulasi pada skenario *fining upward sand 5 spot normal*



Gambar 3.5 model simulasi pada skenario *clean sand 5 spot normal*



Gambar 3.6 model simulasi pada skenario *laminated shaly sand 5 spot normal*

Ukuran *grid* pada semua *case* model diasumsikan sama besar dan menggunakan model *reservoir* dengan bentuk *cartesian model* atau model yang berukuran *square*.

Dengan total 180 *acre* dan direncanakan menggunakan 20 *acre* setiap konfigurasi polanya maka untuk setiap pola sumur yang berbentuk *square* yaitu 5 *spot* dan 9 *spot* akan terdapat 9 konfigurasi pada setiap *cases*, sedangkan 7 *spot* yang memiliki bentuk pola menyerupai hexagonal atau sarang madu maka hanya mendapatkan 8 konfigurasi pola disetiap *cases*.

Tabel 3.4 jumlah grid

Direction	Grid blocks	Blocks widths (ft)
I	91	31
J	91	31
K	15	1
Total grid	8296	

3.5 Skenario Pola

Penelitian ini dilakukan dengan metode pengujian simulasi yang mana dengan membuat pemodelan menggunakan simulator *reservoir* yaitu *software*

CMG (*Computer Modelling Group*). Pada penelitian ini terdapat data sekunder, yaitu menggunakan data lapangan seperti data *rock properties* dan *fluid properties*

Peramalan produksi akan dilakukan dari tahun 2021 hingga tahun 2030 dengan diuji sensitivitasnya pada pola yang dibuat di model lapangan. Pada penelitian ini digunakan beberapa skenario pada *case* untuk melihat pola mana saja yang memiliki tingkat perolehan produksi minyak yang tinggi dan RF yang maksimal pada *typical sand* yang telah ditentukan

3.5.1 Cases 1 *Fining upward sand*

1. Skenario *basecase*: adalah model peramalan menggunakan hanya dengan mengandalkan sumur produksi saja, yang mana ini menggunakan tenaga pendorong alami di dalam *reservoir*
2. Skenario 1: Peningkatan Produksi, peramalan produksi dilakukan pada lapisan *Fining upward sand* dengan membuat pola sumur injeksi berbentuk *five spot normal* untuk meningkatkan produksi sumur
3. Skenario 2: Peningkatan Produksi, peramalan produksi dilakukan pada lapisan *Fining upward sand* dengan membuat pola sumur injeksi berbentuk *five spot inverted* untuk meningkatkan produksi sumur
4. Skenario 3: Peningkatan Produksi, peramalan produksi dilakukan pada lapisan *Fining upward sand* dengan membuat pola sumur injeksi berbentuk *seven spot normal* untuk meningkatkan produksi sumur
5. Skenario 4: Peningkatan Produksi, peramalan produksi dilakukan pada lapisan *Fining upward sand* dengan membuat pola sumur injeksi berbentuk *seven spot inverted* untuk meningkatkan produksi sumur
6. Skenario 5: Peningkatan Produksi, peramalan produksi dilakukan pada lapisan *Fining upward sand* dengan membuat pola sumur injeksi berbentuk *nine spot normal* untuk meningkatkan produksi sumur
7. Skenario 6: Peningkatan Produksi, peramalan produksi dilakukan pada lapisan *Fining upward sand* dengan membuat pola sumur injeksi berbentuk *nine spot inverted* untuk meningkatkan produksi sumur

3.5.2 Cases 2 Clean sand

1. Skenario *basecase*: adalah model peramalan menggunakan hanya dengan mengandalkan sumur produksi saja, yang mana ini menggunakan tenaga pendorong alami di dalam *reservoir*
2. Skenario 1: Peningkatan Produksi, peramalan produksi dilakukan pada lapisan *Clean sand* dengan membuat pola sumur injeksi berbentuk *five spot normal* untuk meningkatkan produksi sumur
3. Skenario 2: Peningkatan Produksi, peramalan produksi dilakukan pada lapisan *Clean sand* dengan membuat pola sumur injeksi berbentuk *five spot inverted* untuk meningkatkan produksi sumur
4. Skenario 3: Peningkatan Produksi, peramalan produksi dilakukan pada lapisan *Clean sand* dengan membuat pola sumur injeksi berbentuk *seven spot normal* untuk meningkatkan produksi sumur
5. Skenario 4: Peningkatan Produksi, peramalan produksi dilakukan pada lapisan *Clean sand* dengan membuat pola sumur injeksi berbentuk *seven spot inverted* untuk meningkatkan produksi sumur
6. Skenario 5: Peningkatan Produksi, peramalan produksi dilakukan pada lapisan *Clean sand* dengan membuat pola sumur injeksi berbentuk *nine spot normal* untuk meningkatkan produksi sumur
7. Skenario 6: Peningkatan Produksi, peramalan produksi dilakukan pada lapisan *Clean sand* dengan membuat pola sumur injeksi berbentuk *nine spot inverted* untuk meningkatkan produksi sumur

3.5.3 Cases 3 Laminated Shaly Sand

1. Skenario *basecase*: adalah model peramalan menggunakan hanya dengan mengandalkan sumur produksi saja, yang mana ini menggunakan tenaga pendorong alami di dalam *reservoir*
2. Skenario 1: Peningkatan Produksi, peramalan produksi dilakukan pada lapisan *Laminated Shaly sand* dengan membuat pola sumur injeksi berbentuk *five spot normal* untuk meningkatkan produksi sumur

3. Skenario 2: Peningkatan Produksi, peramalan produksi dilakukan pada lapisan *Laminated Shaly sand* dengan membuat pola sumur injeksi berbentuk *five spot inverted* untuk meningkatkan produksi sumur
4. Skenario 3: Peningkatan Produksi, peramalan produksi dilakukan pada lapisan *Laminated Shaly sand* dengan membuat pola sumur injeksi berbentuk *seven spot normal* untuk meningkatkan produksi sumur
5. Skenario 4: Peningkatan Produksi, peramalan produksi dilakukan pada lapisan *Laminated Shaly sand* dengan membuat pola sumur injeksi berbentuk *seven spot inverted* untuk meningkatkan produksi sumur
6. Skenario 5: Peningkatan Produksi, peramalan produksi dilakukan pada lapisan *Laminated Shaly sand* dengan membuat pola sumur injeksi berbentuk *nine spot normal* untuk meningkatkan produksi sumur
7. Skenario 6: Peningkatan Produksi, peramalan produksi dilakukan pada lapisan *Laminated Shaly sand* dengan membuat pola sumur injeksi berbentuk *nine spot inverted* untuk meningkatkan produksi sumur

Dan pada tiap-tiap skenario akan diatur *constraint* nya yaitu *fluid in fluid out* (FIFO) sebesar 1, 0.8 dan 1.2, dengan mempertahankan *liquid rate production* dan merubah *water inject rate* untuk melihat seberapa besar pengaruh dari *ratio* perbandingan antara *liquid rate production water inject rate* seperti yang ditunjukkan pada tabel 3.5.

Tabel 3.5 Rencana skenario pola dan *Constraint fluid* pada semua *typical sand*

No	Pattern	FIFO
1	<i>Primary case</i>	-
2	<i>5 spot normal</i>	0.8
3	<i>5 spot normal</i>	1
4	<i>5 spot normal</i>	1.2
5	<i>5 spot inverted</i>	0.8
6	<i>5 spot inverted</i>	1
7	<i>5 spot inverted</i>	1.2
8	<i>7 spot normal</i>	0.8
9	<i>7 spot normal</i>	1
10	<i>7 spot normal</i>	1.2
11	<i>7 spot inverted</i>	0.8
12	<i>7 spot inverted</i>	1
13	<i>7 spot inverted</i>	1.2
14	<i>9 spot normal</i>	0.8
15	<i>9 spot normal</i>	1
16	<i>9 spot normal</i>	1.2
17	<i>9 spot inverted</i>	0.8
18	<i>9 spot inverted</i>	1
19	<i>9 spot inverted</i>	1.2

Untuk model hanya akan menggunakan luas area lapangan sebesar 180 acre dengan luas konfigurasi pola 20 *acre* setiap polanya. Agar penelitian ini *apple to apple* maka akan mempertahankan BHP sumur Injeksi sebesar 3000 psi per sumur dan 1000 psi untuk sumur per sumur produksi.

3.6 Rencana constraint

Rencana constraint akan berbeda-beda pada tiap sumurnya, nilai dari constraint dihitung berdasarkan posisi dari masing-masing sumur. Pada penelitian ini constraint sumur yang diatur hanya *water inject rate*. Sedangkan *bottom hole pressure* akan tetap memakai nilai yang sama seperti yang ditunjukkan pada tabel 3.6. perencanaan ini bertujuan untuk melihat seberapa besar pengaruh dari *water inject rate* dan *liquid production rate* serta *bottom hole pressure* pada tiap sumur.

Tabel 3.6 rencana constraints BHP sumur

Sumur	bottom hole pressure
Injeksi	3000 psi
Produksi	1000 psi

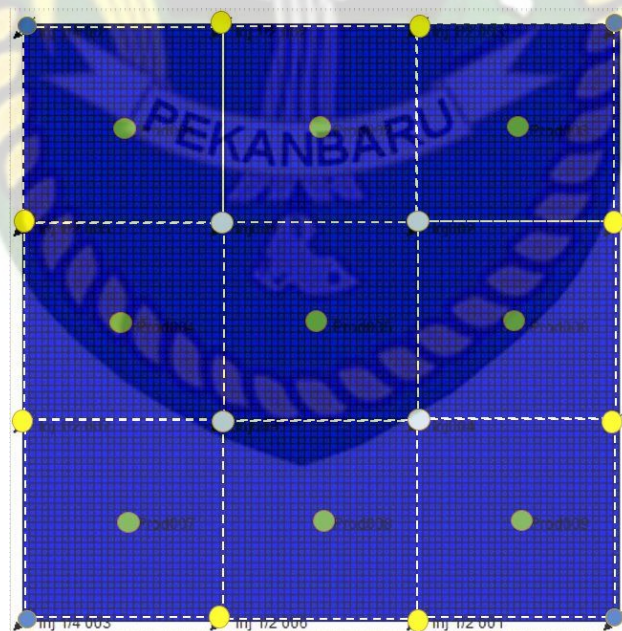
3.6.1 Pola normal

Constraint *water inject rate* dan *liquid production rate* yang sudah direncanakan dan diperhitungkan sebelumnya sesuai posisi sumur dan FIFO untuk pola sumur 5 spot normal terlihat pada tabel 3.7.

Tabel 3.7 5 spot normal

	FIFO	0.80	1.00	1.20
● Producer	1000	1000	1000	
○ Injector	800	1000	1200	
● Injector	400	500	600	
● Injector	200	250	300	

Peletakan posisi sumur yang dimaksud pada tabel di atas adalah sebagai berikut seperti yang terlihat pada gambar 3.7 untuk pola sumur 5 spot normal.

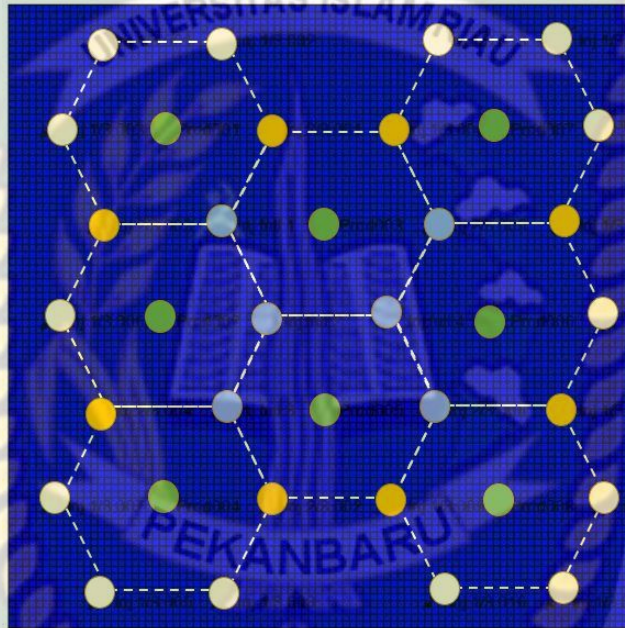
**Gambar 3.7** 5 spot normal

Constraint *water inject rate* dan *liquid production rate* yang sudah direncanakan dan diperhitungkan sebelumnya sesuai posisi sumur dan FIFO untuk pola sumur 7 spot normal terlihat pada tabel 3.8.

Tabel 3.8 7 spot normal

	FIFO	0.80	1.00	1.20
● Producer	1125	1125	1125	1125
● Injector	450	562.5	675	
● Injector	300	375	450	
● Injector	150	188	225	

Peletakan posisi sumur yang dimaksud pada tabel di atas adalah sebagai berikut seperti yang terlihat pada gambar 3.8 untuk pola sumur 7 spot normal.



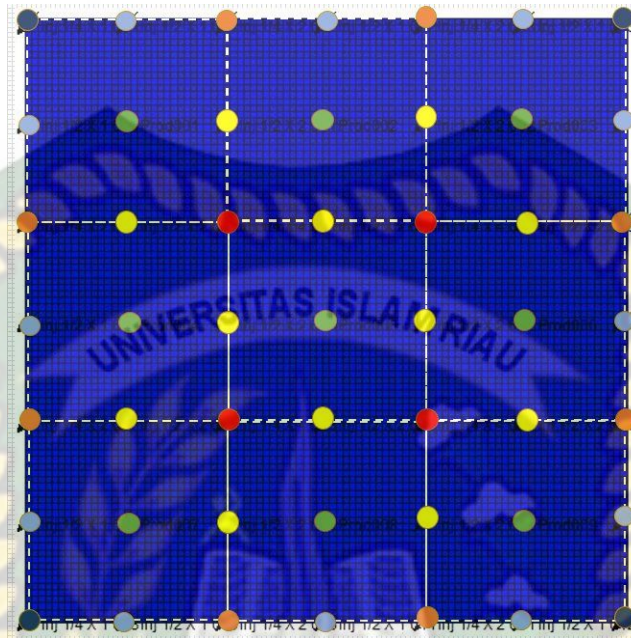
Gambar 3.8 7 spot normal

Constraint *water inject rate* dan *liquid production rate* yang sudah direncanakan dan diperhitungkan sebelumnya sesuai posisi sumur dan FIFO untuk pola sumur 9 spot normal terlihat pada tabel 3.9.

Tabel 3.9 9 spot normal

	FIFO	0.80	1.00	1.20
● producer	1000	1000	1000	
● injector	267	333	400	
● injector	67	83	100	
● injector	133	167	200	
● injector	267	333	400	
● injector	133	167	200	

Peletakan posisi sumur yang dimaksud pada tabel di atas adalah sebagai berikut seperti yang terlihat pada gambar 3.9 untuk pola sumur 9 *spot normal*.







Gambar 3.9 9 *spot normal*

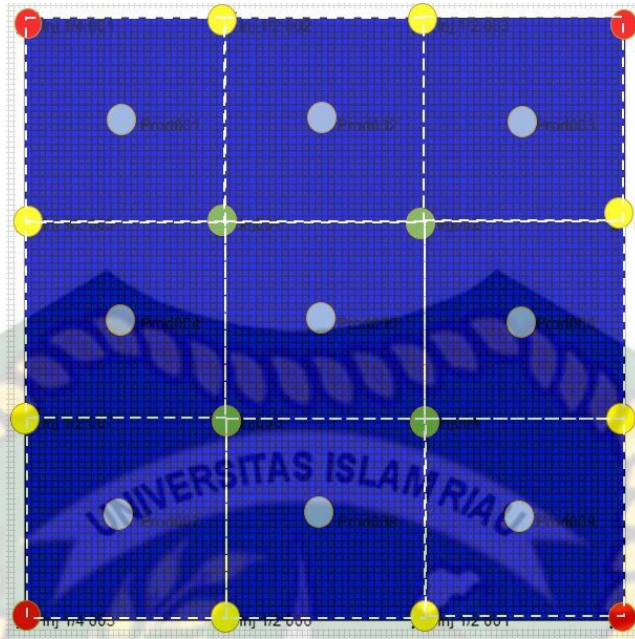
3.6.2 Pola *Inverted*

Contraint *water inject rate* dan *liquid production rate* yang sudah direncanakan dan diperhitungkan sebelumnya sesuai posisi sumur dan FIFO untuk pola sumur 5 *spot inverted* terlihat pada tabel 3.10.

Tabel 3.10 5 *spot inverted*

	FIFO	0.80	1.00	1.20
 injector		800	1000	1200
 producer		1000	1000	1000
 producer		500	500	500
 producer		250	250	250

Peletakan posisi sumur yang dimaksud pada tabel di atas adalah sebagai berikut seperti yang terlihat pada gambar 3.10 untuk pola sumur 5 *spot inverted*.



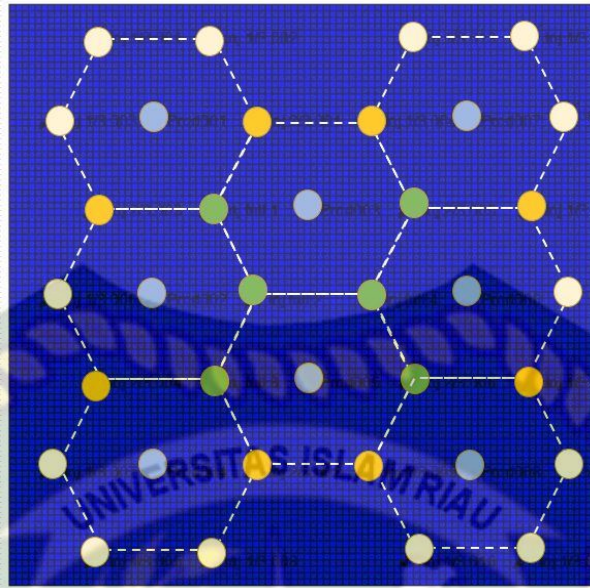
Gambar 3.10 5 spot inverted

Contraint *water inject rate* dan *liquid production rate* yang sudah direncanakan dan diperhitungkan sebelumnya sesuai posisi sumur dan FIFO untuk pola sumur 7 spot inverted terlihat pada tabel 3.11.

Tabel 3.11 7 spot inverted

	FIFO	0.80	1.00	1.20
● Injector		900	1125	1350
● producer		563	563	563
● producer		375	375	375
● producer		188	188	188

Peletakan posisi sumur yang dimaksud pada tabel di atas adalah sebagai berikut seperti yang terlihat pada gambar 3.11 untuk pola sumur 7 spot inverted.



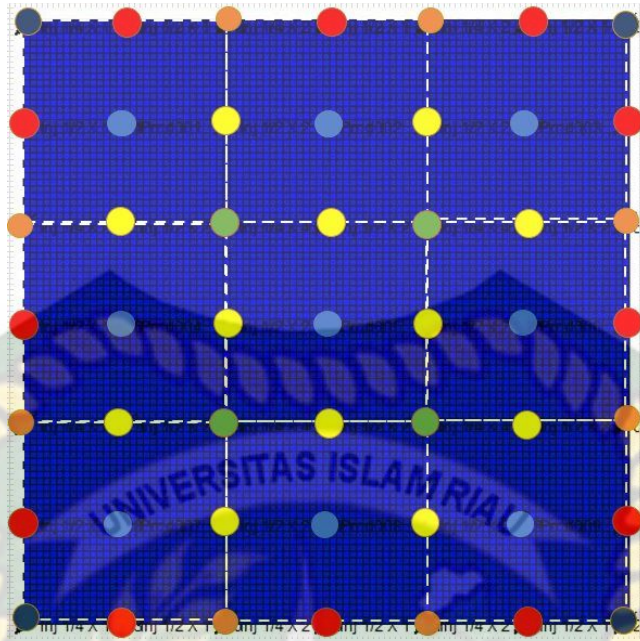
Gambar 3.11 7 spot inverted

Constraint *water inject rate* dan *liquid production rate* yang sudah direncanakan dan diperhitungkan sebelumnya sesuai posisi sumur dan FIFO untuk pola sumur 9 spot inverted terlihat pada tabel 3.12.

Tabel 3.12 9 spot inverted

	FIFO	0.80	1.00	1.20
● Injector		800	1000	1200
● producer		333	333	333
● producer		83	83	83
● producer		167	167	167
● producer		333	333	333
● producer		167	167	167

Peletakan posisi sumur yang dimaksud pada tabel di atas adalah sebagai berikut seperti yang terlihat pada gambar 3.12 untuk pola sumur 9 spot inverted.



Gambar 3.12 9 spot inverted

3.7 Analisa dan pengolahan data

3.7.1 *Recovery factor*

Sesuai dengan tujuan penelitian ini maka dengan melihat *recovery factor* menjadi metode pertama dalam penilaian pola injeksi terbaik, nantinya hasil *running* dari *entire model* akan dikumpulkan dan akan dibandingkan seluruh RF nya dan dilihat manakah model yang memiliki RF paling baik

Dalam penentuan ini tidak hanya mengambil model dengan RF paling baik saja tetapi mengambil beberapa kandidat model yang memiliki nilai hampir mendekati paling baik yang selanjutnya akan dinilai berdasarkan metode Analisa berikutnya.

3.7.2 PVI

Pore volume inject (PVI) adalah value atau nilai dari injeksi air yang mana ini bermaksud sudah berapa banyaknya injeksi air yang telah masuk ke dalam *pore volume*. Pada pengujian tahap ini, kita dapat melihat berapakah RF yang didapat pada PVI 150%, 300% dan 450%. Skenario yang mendapatkan jumlah RF paling bagus pada saat uji PVI bisa dinilai skenario paling bagus pada uji PVI. Beberapa kandidat skenario yang didapatkan pada Analisis ini akan dianalisis lanjut pada tahap penentuan berikutnya yaitu *cumulative oil per well*.

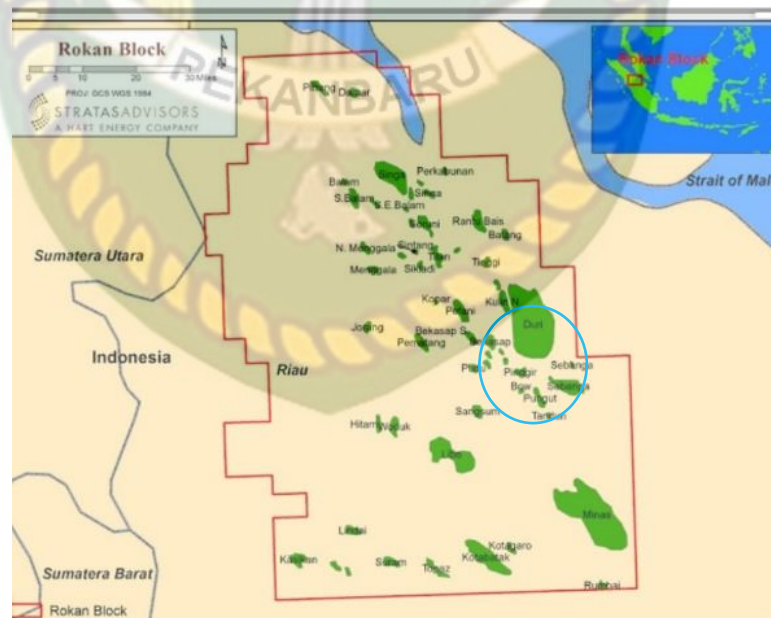
3.7.3 Cumulative oil per well

Maksud dari *cumulative oil per well* adalah jumlah kumulatif produksi dibagi banyaknya jumlah sumur produksi pada setiap skenario tersebut, ini untuk membuktikan seberapa bermanfaatnya penggunaan jumlah sumur. Walaupun penelitian ini tidak membahas masalah ekonomi tetapi perlu ada sedikit kajian tentang itu agar penelitian ini mendekati kondisi lapangan sebenarnya

Skenario terbaik adalah skenario dengan pola dan sumur lebih sedikit. Ini bisa digunakan sebagai acuan untuk penentuan skenario terbaik jika dua metode sebelumnya belum dapat menentukan skenario yang paling optimal.

3.8 Gambaran Umum Lapangan

Penelitian ini mengambil data dari beberapa Lapangan minyak ringan yang memiliki beberapa *typical sand* seperti *Fining upward sand*, *Clean sand* dan *Laminated shaly sand* yang berada di WK Rokan yang dikelola oleh PT. Pertamina Hulu Rokan (PHR). Adapun tampak atas peta wilayah kerja Rokan yang terdapat pada gambar 3.13.



Gambar 3.13 WK Rokan

3.9 Gantt Chart Jadwal Penelitian

Adapun jadwal penelitian ini dilakukan selama 4 bulan mulai dari Maret hingga juni 2022, dapat dilihat perincian kegiatannya pada Tabel 3.13 berikut:

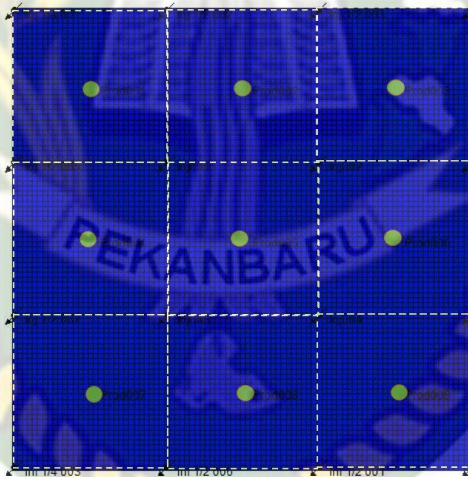
Tabel 3.13 Jadwal Penelitian

No	Kegiatan	Waktu Pelaksanaan (pekan)															
		Mar				Apr				Mei				Juni			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Studi Literatur	■	■	■	■												
2	Pengumpulan & Perolehan Data					■	■	■	■								
3	Pembuatan Proposal						■	■	■								
4	Pembuatan Model							■	■								
5	Analisa dan Pembahasan									■	■	■	■				
6	Pembuatan Laporan											■	■	■	■	■	■
7	Sidang Tugas Akhir																■

BAB IV

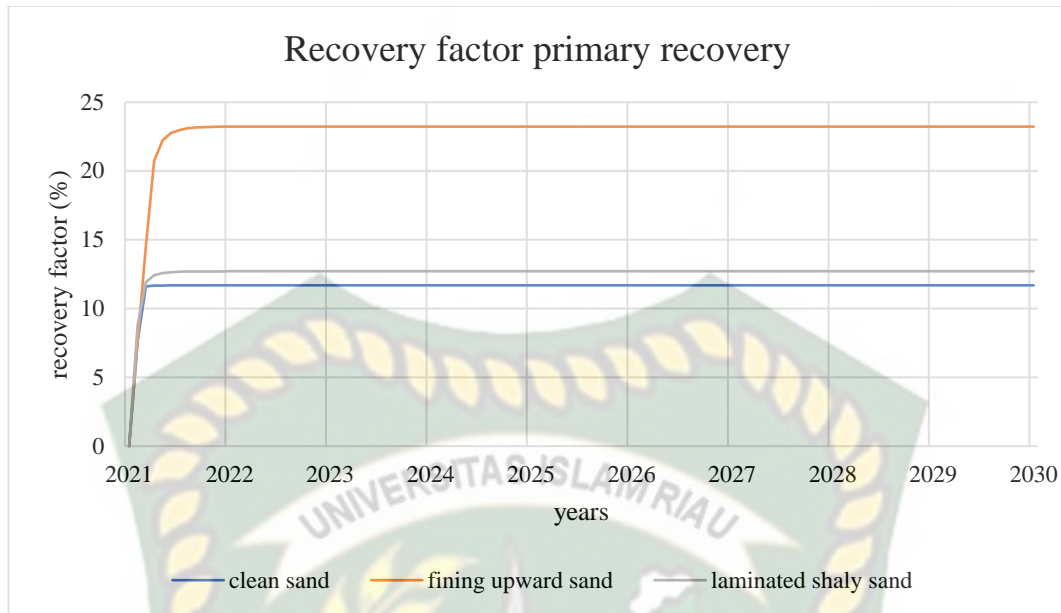
HASIL DAN PEMBAHASAN

Prediksi dilakukan dengan mempersiapkan beberapa model skenario yang berbeda. sebelum dibuat skenario pengujian, maka akan dibuat terlebih dahulu skenario *primary recovery*. Pembuatan skenario *primary recovery* bertujuan untuk melihat performa alami dari lapangan tersebut, dan nantinya juga akan menjadi pembandingan dengan skenario pola pengujian ini. Adapun model yang akan didesain sebagai *primary recovery case* adalah dengan menempatkan sumur produksinya saja sebanyak 9 sumur seperti yang terlihat pada gambar 4.1 dengan konstrain yang digunakan adalah BHP (*Bottom Hole Pressure*) sebesar 150 psi dan *total product rate* sebesar 9,000 bfpd. Tekanan BHP dan *total product rate* pada *primary recovery case* ini dibuat sama dengan dengan skenario agar perbandingan lebih adil.



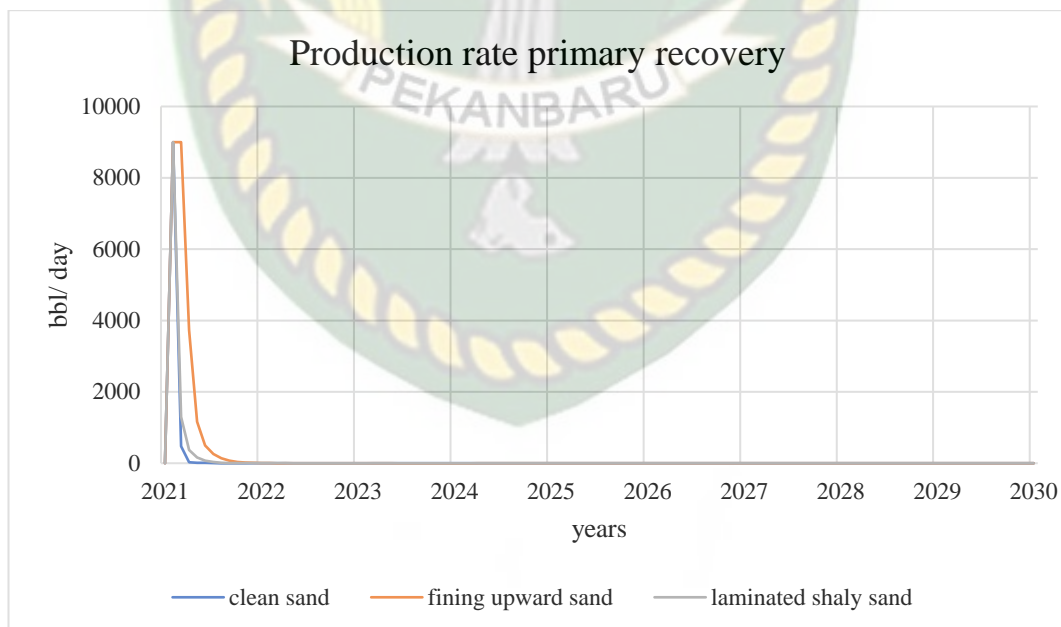
Gambar 4.1 penempatan sumur pada skenario *primary recovery*

Primary recovery case akan dibuat pada tiap *typical sand* yang akan dilakukan penelitian dengan ketentuan konstrain BHP dan *total product rate* yang telah ditentukan sebelumnya yaitu sebesar 150 psi dan 9,000 bfpd agar bisa dilihat nilai kumulatif minyak pada lapangan tersebut. Dari hasil peramalan dari tahun 2021 hingga 2030, maka didapatkanlah nilai kumulatif minyak dan *recovery factor primary recovery* pada tabel 4.1 serta grafik *recovery factor* pada gambar 4.2 dan *production oil rate* pada gambar 4.3.



Gambar 4.2 *Recovery factor primary recovery*

Dari grafik yang ditunjukkan oleh gambar 4.2 maka setiap *primary recovery case* dari setiap *typical sand* ini hanya mendapatkan RF sekitar 6.2% saja. Ini menandakan kondisi lapangan seperti ini sangat dibutuhkan tenaga pendorong tambahan, salah satunya adalah *waterflood* seperti yang diteliti saat ini.



Gambar 4.3 *Production rate primary recovery*

Dari grafik yang ditunjukkan oleh gambar 4.3 juga memperlihatkan bahwa *oil production rate* hanya berjalan sekitar 1 bulan saja, selebihnya hanya air saja yang terproduksi.

Tabel 4.1 hasil *running primary recovery case*

Typical sand	kumulatif minyak, bbl	RF (%)
<i>fining upward sand</i>	849,761	23
<i>clean sand</i>	427,711	12
<i>laminated shaly sand</i>	403,139	13

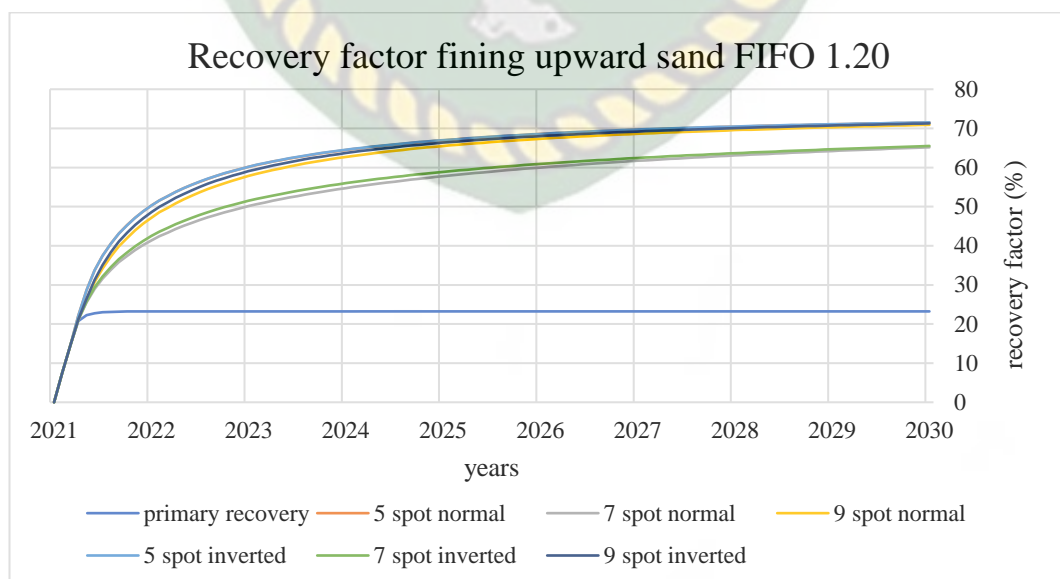
pembuatan *primary recovery case* ini bertujuan untuk mengetahui seberapa besar pengaruh setelah di injeksikan air nantinya untuk memberikan pengaruh terhadap kumulatif minyak suatu lapangan. Selanjutnya akan dibuat skenario yaitu dengan pola *five spot normal*, *five spot inverted*, *seven spot normal*, *seven spot inverted*, *nine spot normal* dan *nine spot inverted* dengan *water inject rate* atau FIFO berbeda beda sebagai uji sensitivitas.

4.1 Fining upward sand

4.1.1 Recovery factor

Setelah dilakukannya pembuatan model dan running model pada *typical sand fining upward sand* ini maka didapatkanlah hasil *recovery factor* dan kumulatif minyak sebagai berikut:

Untuk sumur dengan *constrain FIFO ratio* 1.2 adalah seperti yang terlihat pada gambar 4.4 berikut:

**Gambar 4.4** hasil *running fining upward sand* FIFO 1.2

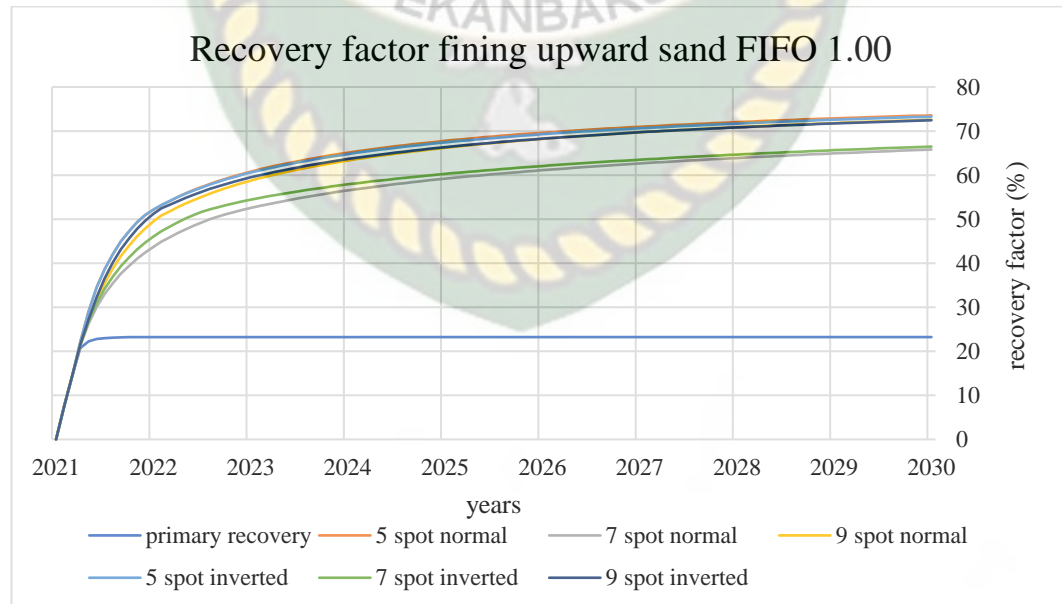
Untuk lebih detail akan ditampilkan dalam bentuk tabel agar terlihat lebih jelas *recovery factor* dan kumulatif produksi minyak, seperti yang ditunjukkan pada tabel 4.2.

Tabel 4.2 hasil *running fining upward sand* FIFO 1.2

Pola Sumur	Kumulatif minyak, bbl	RF (%)
5 spot normal	2,616,110	71.50
7 spot normal	2,384,375	65.17
9 spot normal	2,594,493	70.91
5 spot inverted	2,617,624	71.54
7 spot inverted	2,396,795	65.51
9 spot inverted	2,608,166	71.28

Dari grafik dan tabel di atas kita dapat melihat bahwasannya sebenarnya perbedaan tidak terlalu jauh antara pola-pola *waterflood* yang telah ditentukan dengan *ratio* FIFO 1.2 untuk *water rate injectioan*. Untuk *recovery factor* terbaik pada FIFO *ratio* 1.2 ada di pola 5 spot inverted dengan RF sebesar 71.54 % dan kumulatif minyaknya 2,617,624 bbl.

Untuk sumur dengan *constrain* FIFO *ratio* 1.0 adalah seperti yang terlihat pada gambar 4.5 berikut:



Gambar 4.5 hasil *running fining upward sand* FIFO 1.0

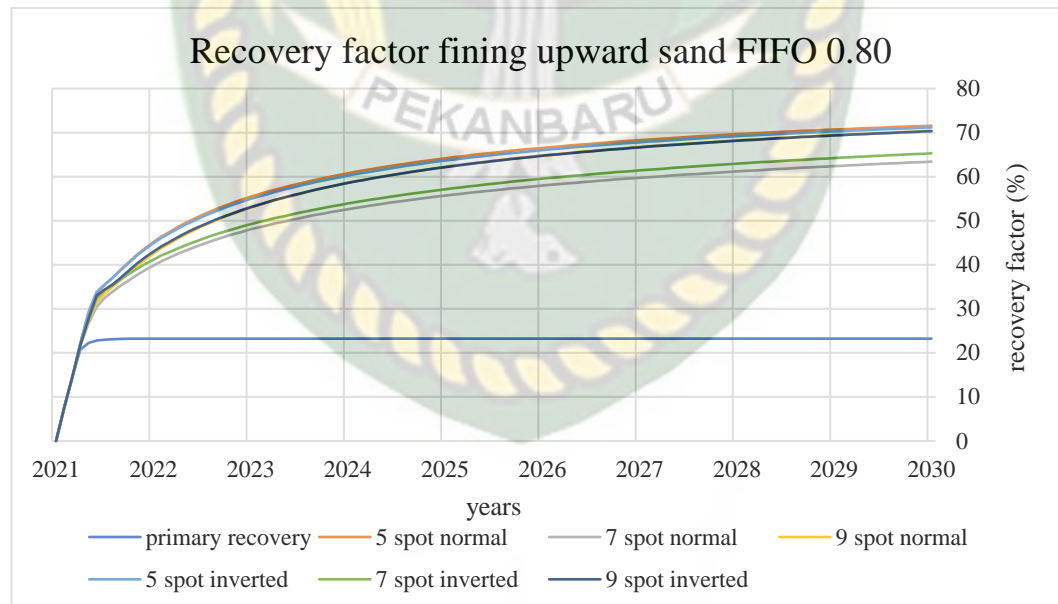
Untuk lebih detail akan ditampilkan dalam bentuk tabel agar terlihat lebih jelas *recovery factor* dan kumulatif produksi minyak, seperti yang ditunjukkan pada tabel 4.3.

Tabel 4.3 hasil *running fining upward sand* FIFO 1.0

Pola Sumur	Kumulatif minyak, bbl	RF (%)
5 spot normal	2,691,504	73.56
7 spot normal	2,407,992	65.81
9 spot normal	2,654,609	72.55
5 spot inverted	2,680,595	73.26
7 spot inverted	2,432,430	66.48
9 spot inverted	2,651,408	72.46

Untuk *recovery factor* terbaik pada FIFO *ratio* 1 juga terdapat pada pola 5 spot inverted dengan RF sebesar 73.26 % dan kumulatif minyaknya 2,680,595 bbl.

Untuk sumur dengan *constraint* FIFO *ratio* 0.8 adalah seperti yang terlihat pada gambar 4.6 berikut:



Gambar 4.6 hasil *running fining upward sand* FIFO 0.8

Untuk lebih detail akan ditampilkan dalam bentuk tabel agar terlihat lebih jelas *recovery factor* dan kumulatif produksi minyak, seperti yang ditunjukkan pada tabel 4.4.

Tabel 4.4 hasil *running fining upward sand* FIFO 0.8

Pola Sumur	Kumulatif minyak, bbl	RF (%)
<i>5 spot normal</i>	2,618,773	71.57
<i>7 spot normal</i>	2,320,462	63.42
<i>9 spot normal</i>	2,575,352	70.39
<i>5 spot inverted</i>	2,603,953	71.17
<i>7 spot inverted</i>	2,389,220	65.30
<i>9 spot inverted</i>	2,573,164	70.33

Sedangkan pada FIFO *ratio* 0.8 *recovery factor* terbaik terdapat di pola 5 *spot normal* dengan *recovery factor* sebesar 71.57 % dan kumulatif minyak yang diperoleh sebesar 2,618,773 bbl.

Untuk lebih jelas mengenai perbandingan RF pada semua skenario bisa dilihat pada tabel 4.5 berikut:

Tabel 4.5 *Recovery factor* pada semua skenario *fining upward sand*

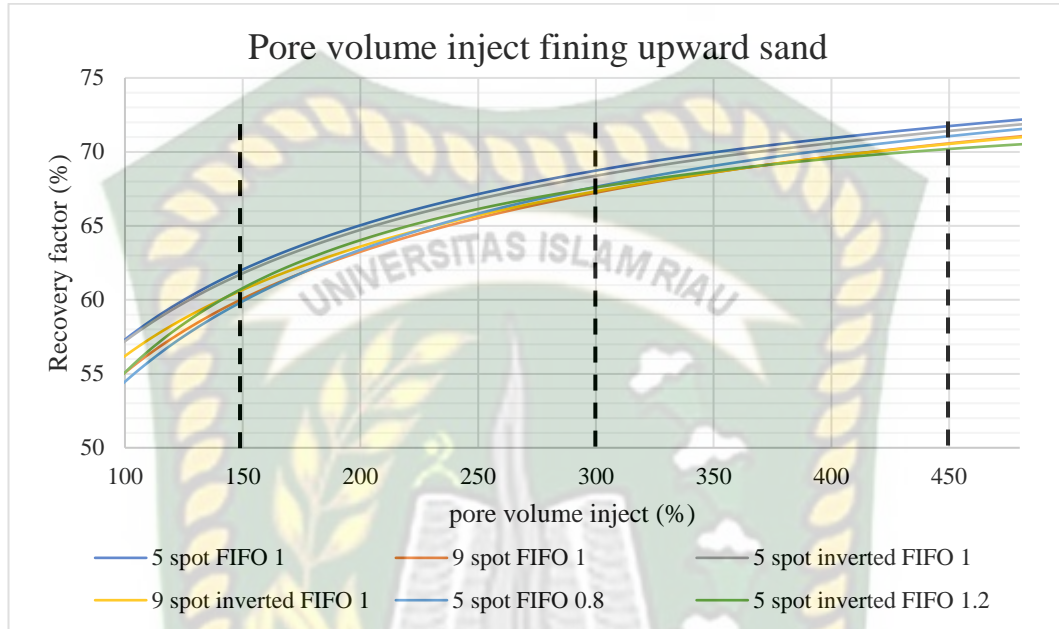
Pola sumur	FIFO 1.2 (%)	FIFO 1.0 (%)	FIFO 0.8 (%)
<i>5 spot normal</i>	71.50	73.56	71.57
<i>7 spot normal</i>	65.17	65.81	63.42
<i>9 spot normal</i>	70.91	72.55	70.39
<i>5 spot inverted</i>	71.54	73.26	71.17
<i>7 spot inverted</i>	65.51	66.48	65.30
<i>9 spot inverted</i>	71.28	72.46	70.33

Setelah melihat perbandingan RF pada setiap skenario, maka peneliti memutuskan untuk mengambil 6 kandidat skenario berdasarkan RF terbaik. Secara rangkuman akan dipilih yaitu 5 *spot normal* FIFO 1.0, 5 *spot normal* FIFO 0.8, 9 *spot normal* FIFO 1.0, 5 *spot inverted* FIFO 1.2, 5 *spot inverted* FIFO 1.0 dan 9 *spot inverted* FIFO 1.0.

4.1.2 PVI

Setelah menemukan beberapa kandidat, maka selanjutnya adalah dengan melihat *recovery factor* pada PVI (*pore volume inject*) tertentu. Dalam penelitian

ini, peneliti menentukan besaran PVI yang dimaksud untuk menentukan skenario terbaik pada tahap ini adalah sebesar 150%, 300% dan 450%. Akan dilihat nilai RF yang didapatkan pada PVI tersebut. Secara grafik akan terlihat pada gambar 4.7 berikut.



Gambar 4.7 Pore volume inject fining upward sand

Untuk menentukan perbandingan agar lebih detail maka akan dibuat tabel perbandingan seperti yang terlihat pada tabel 4.6 berikut:

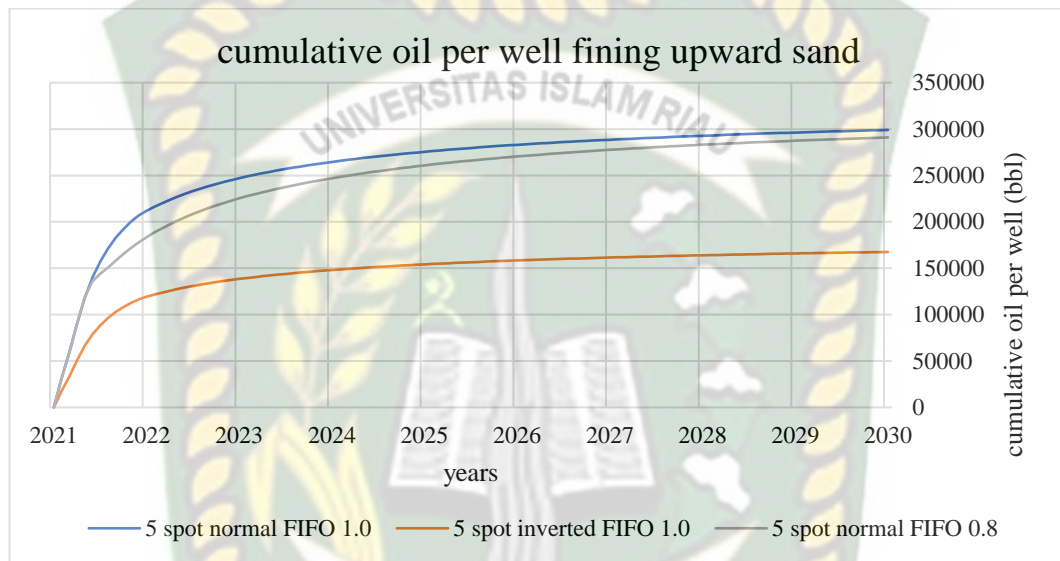
Tabel 4.6 Recovery factor pada PVI 450 % fining upward sand

Skenario pola	PVI 150 RF (%)	PVI 300 RF (%)	PVI 450 RF (%)
5 spot FIFO 1.0	62.07	68.77	71.77
9 spot FIFO 1.0	60.10	67.28	70.61
5 spot FIFO 1.0 inverted	61.82	68.42	71.45
9 spot FIFO 1.0 inverted	60.71	67.37	70.57
5 spot FIFO 0.8	60.05	67.61	71.08
5 spot FIFO 1.2 inverted	60.90	67.58	70.29

Dari grafik dan tabel di atas kita bisa melihat sebenarnya perbedaannya cukup sedikit saja pada setiap skenario yang dipilih. Hasilnya akan dipilih 3 skenario terbaik yang akan diteliti lagi pada tahap berikutnya. Skenario yang pilih adalah 5 spot normal FIFO 1.0, 5 spot inverted FIFO 1.0 dan 5 spot normal FIFO 0.8.

4.1.3 Cumulative oil per well

Tahap terakhir dari penentuan skenario pola injeksi paling optimal adalah dengan melihat *cumulative oil per well*. total kumulatif produksi akan dibagi dengan banyaknya jumlah sumur produksi, skenario dengan *cumulative oil per well* tertinggi akan dipilih menjadi skenario paling optimal. Hasil untuk *typical sand fining upward sand* akan terlihat pada grafik yang ditunjukkan pada gambar 4.8 berikut.



Gambar 4.8 *cumulative oil per well fining upward sand*

Untuk lebih detail maka akan ditampilkan dalam bentuk tabel seperti yang terlihat pada tabel 4.7 berikut

Tabel 4.7 *cumulative oil per well fining upward sand*

Skenario pola	cum oil per well, bbl
5 spot FIFO 1.0	299,056
5 spot FIFO 1.0 inverted	167,537
5 spot FIFO 0.8	290,975

Dari hasil yang didapatkan terlihat 5 *spot* FIFO 1.0 dan 5 *spot* FIFO 0.8 memiliki nilai yang tidak jauh berbeda, ini dikarenakan jumlah sumur produksi yang sama yaitu 9 sumur produksi. Tetapi jika diperhatikan lebih detail dan seksama maka 5 *spot normal* FIFO 1.0 memiliki *cumulative oil per well* lebih banyak sekitar 9,000 bbl. Dengan demikian berdasarkan pengujian ini skenario 5

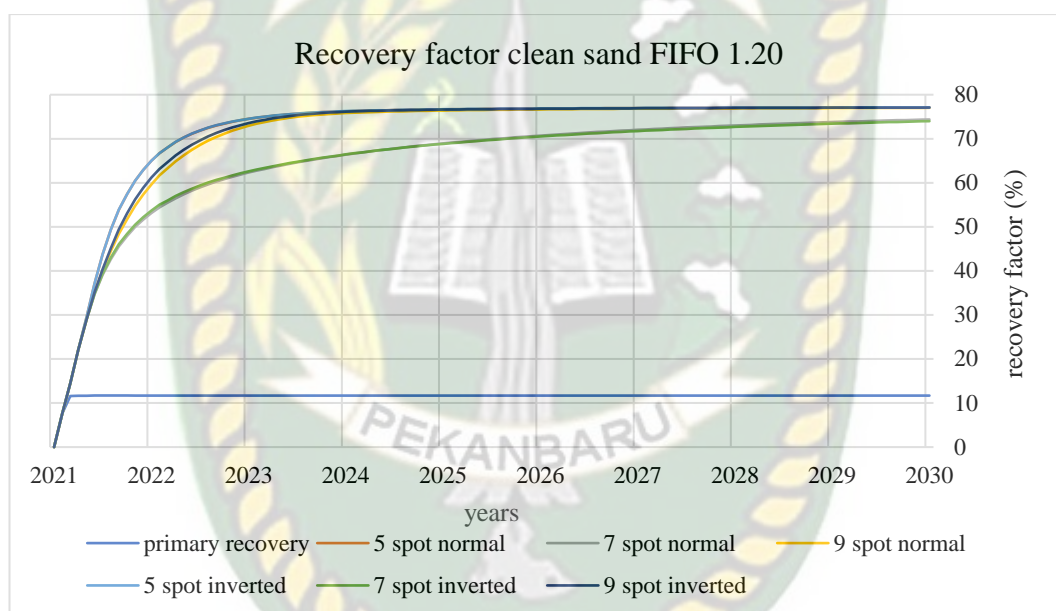
spot normal FIFO 1.0 ditetapkan sebagai skenario terbaik pada *typical sand fining upward sand*.

4.2 Clean sand

4.2.1 Recovery factor

Setelah dilakukannya pembuatan model dan running model pada *typical sand clean sand* ini maka didapatkanlah hasil *recovery factor* dan kumulatif minyak sebagai berikut:

Untuk sumur dengan *constrain* FIFO *ratio* 1.2 adalah seperti yang terlihat pada gambar 4.9 berikut:



Gambar 4.9 hasil *running clean sand* FIFO 1.2

Untuk lebih detail akan ditampilkan dalam bentuk tabel agar terlihat lebih jelas *recovery factor* dan kumulatif produksi minyak, seperti yang ditunjukkan pada tabel 4.8.

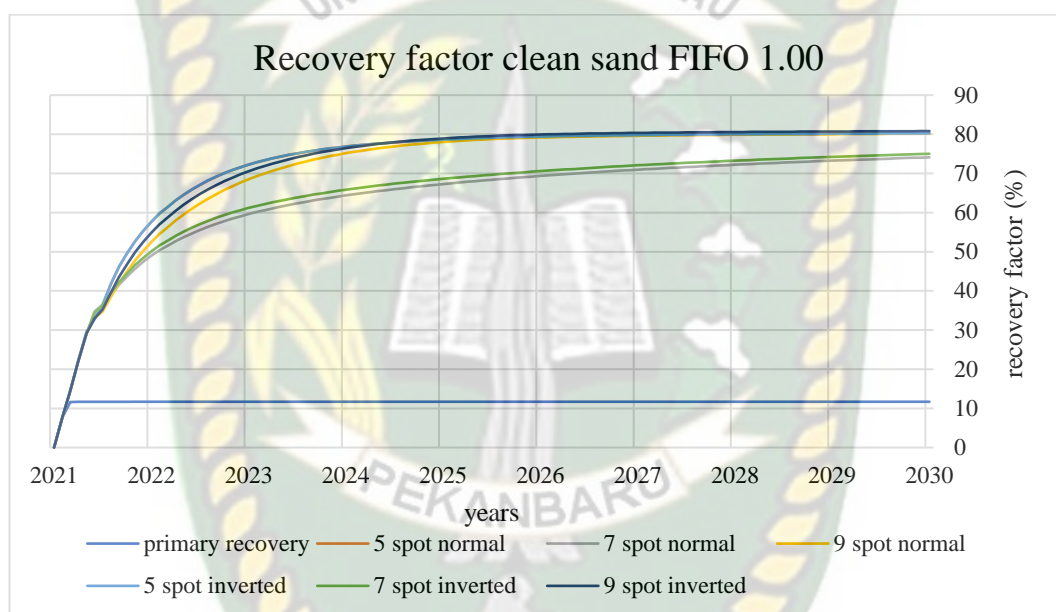
Tabel 4.8 hasil *running clean sand* FIFO 1.2

Pola Sumur	Kumulatif minyak, bbl	RF (%)
<i>5 spot normal</i>	2,821,312	77.11
<i>7 spot normal</i>	2,721,141	74.37
<i>9 spot normal</i>	2,818,161	77.02
<i>5 spot inverted</i>	2,821,998	77.13

<i>7 spot inverted</i>	2,707,197	73.99
<i>9 spot inverted</i>	2,820,204	77.08

Dari grafik dan tabel di atas kita dapat melihat bahwasannya sebenarnya perbedaan tidak terlalu jauh antara pola-pola *waterflood* yang telah ditentukan dengan *ratio* FIFO 1.2 untuk *water rate injectioan*. Untuk *recovery factor* terbaik pada FIFO *ratio* 1.2 ada di pola *5 spot inverted* dengan RF sebesar 77.13 % dan kumulatif minyaknya 2,821,998 bbl.

Untuk sumur dengan *constrain* FIFO *ratio* 1.0 adalah seperti yang terlihat pada gambar 4.10 berikut:



Gambar 4.10 hasil *running clean sand* FIFO 1.0

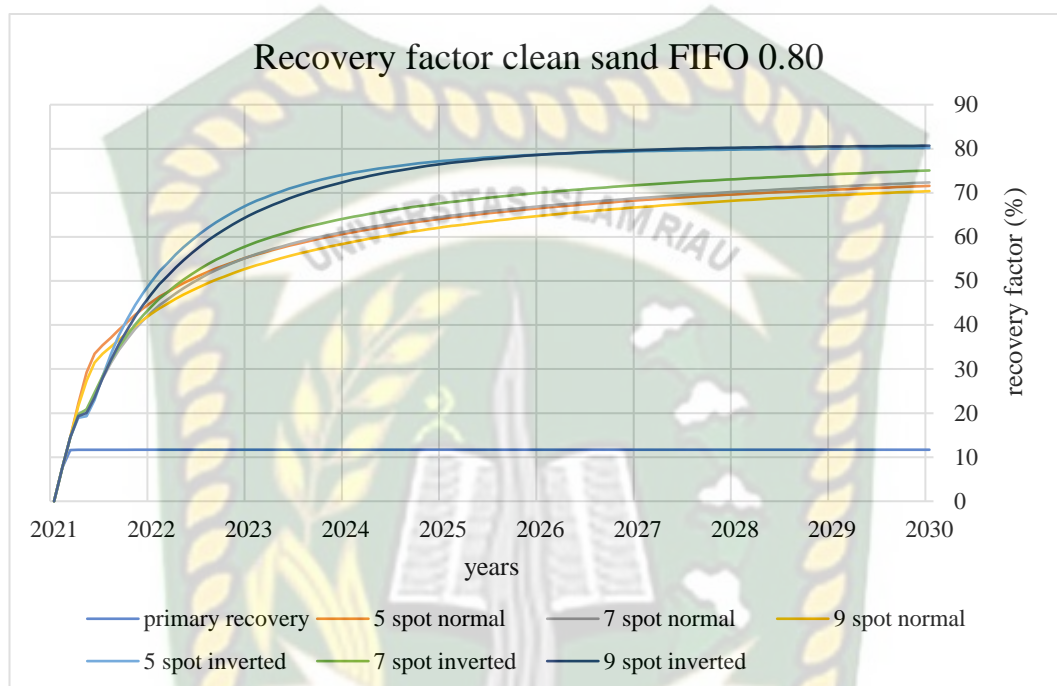
Untuk lebih detail akan ditampilkan dalam bentuk tabel agar terlihat lebih jelas *recovery factor* dan kumulatif produksi minyak, seperti yang ditunjukkan pada tabel 4.9.

Tabel 4.9 hasil *running clean sand* FIFO 1.0

Pola Sumur	Kumulatif minyak, bbl	RF (%)
<i>5 spot normal</i>	2,935,310	80.22
<i>7 spot normal</i>	2,712,066	74.12
<i>9 spot normal</i>	2,933,345	80.17
<i>5 spot inverted</i>	2,935,874	80.24
<i>7 spot inverted</i>	2,744,910	75.02
<i>9 spot inverted</i>	2,956,841	80.81

Untuk *recovery factor* terbaik pada FIFO *ratio* 1 terdapat pada pola 9 *spot inverted* dengan RF sebesar 80.81 % dan kumulatif minyaknya 295,6841 bbl.

Untuk sumur dengan *constraint* FIFO *ratio* 0.8 adalah seperti yang terlihat pada gambar 4.11 berikut:



Gambar 4.11 hasil *running clean sand* FIFO 0.8

Untuk lebih detail akan ditampilkan dalam bentuk tabel agar terlihat lebih jelas *recovery factor* dan kumulatif produksi minyak, seperti yang ditunjukkan pada tabel 4.10.

Tabel 4.10 hasil *running clean sand* FIFO 0.8

Pola Sumur	Kumulatif minyak, bbl	RF (%)
<i>5 spot normal</i>	2,618,773	71.57
<i>7 spot normal</i>	2,64,7381	72.35
<i>9 spot normal</i>	2,575,352	70.39
<i>5 spot inverted</i>	2,933,638	80.18
<i>7 spot inverted</i>	2,746,742	75.07
<i>9 spot inverted</i>	2,952,112	80.68

Sedangkan pada FIFO *ratio* 0.8 *recovery factor* terbaik terdapat di pola 9 *spot inverted* dengan *recovery factor* sebesar 80.68 % dan kumulatif minyak yang diperoleh sebesar 2,952,112 bbl.

Untuk lebih jelas mengenai perbandingan RF pada semua skenario bisa dilihat pada tabel 4.11 berikut:

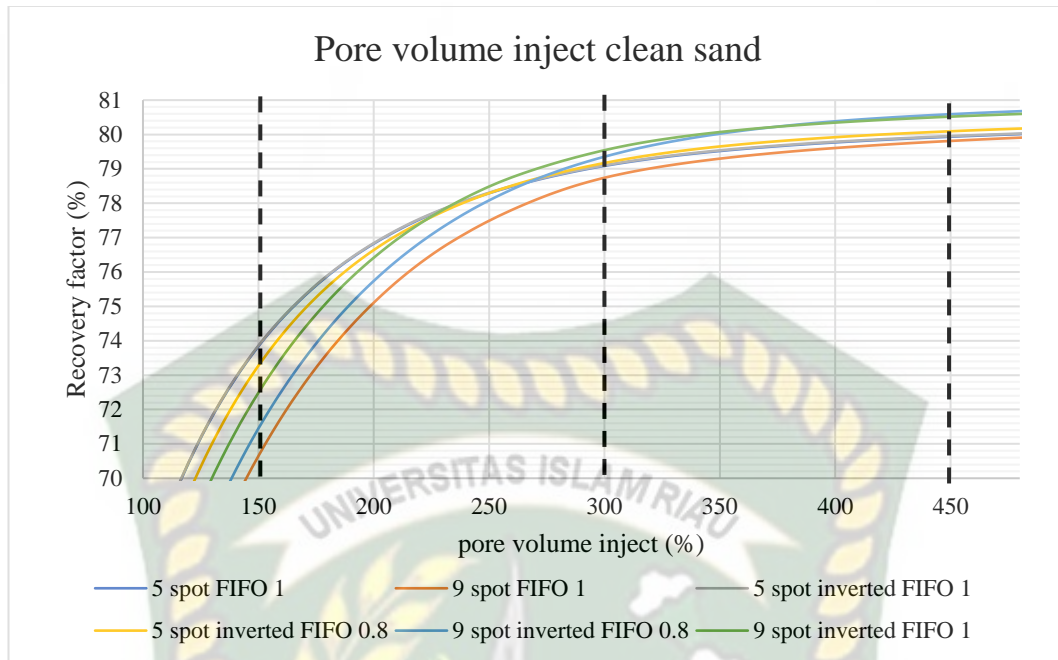
Tabel 4.11 *Recovery factor* pada semua skenario *clean sand*

Pola sumur	FIFO 1.2 (%)	FIFO 1.0 (%)	FIFO 0.8 (%)
5 <i>spot normal</i>	77.11	80.22	71.57
7 <i>spot normal</i>	74.37	74.12	72.35
9 <i>spot normal</i>	77.02	80.17	70.39
5 <i>spot inverted</i>	77.13	80.24	80.18
7 <i>spot inverted</i>	73.99	75.02	75.07
9 <i>spot inverted</i>	77.08	80.81	80.68

Setelah melihat perbandingan RF pada setiap skenario, maka peneliti memutuskan untuk mengambil 6 kandidat skenario berdasarkan RF terbaik. Secara rangkuman akan dipilih yaitu 5 *spot normal* FIFO 1.0, 9 *spot normal* FIFO 1.0, 5 *spot inverted* FIFO 1.0, 5 *spot inverted* FIFO 0.8, 9 *spot inverted* FIFO 1.0 dan 9 *spot inverted* FIFO 0.8.

4.2.2 PVI

Setelah menemukan beberapa kandidat, maka selanjutnya adalah dengan melihat *recovery factor* pada PVI (*pore volume inject*) tertentu. Dalam penelitian ini, peneliti menentukan besaran PVI yang dimaksud untuk menentukan skenario terbaik pada tahap ini adalah sebesar 150%, 300% dan 450%. Akan dilihat nilai RF yang didapatkan pada PVI tersebut. Secara grafik akan terlihat pada gambar 4.12 berikut.



Gambar 4.12 Pore volume inject clean sand

Untuk menentukan perbandingan agar lebih detail maka akan dibuat tabel perbandingan seperti yang terlihat pada tabel 4.12 berikut:

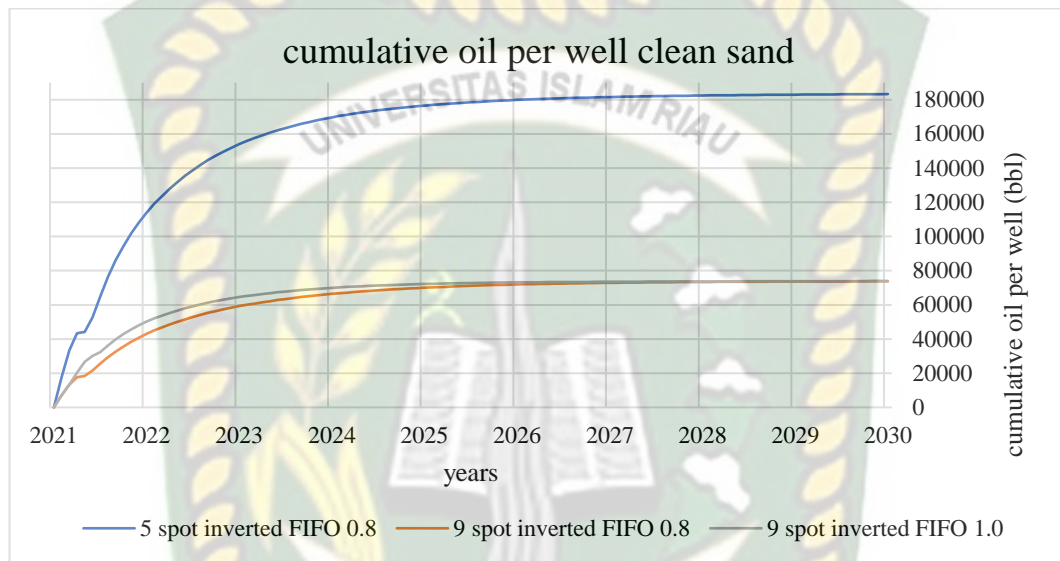
Tabel 4.12 Recovery factor pada PVI 450 % clean sand

Skenario pola	PVI 150 RF (%)	PVI 300 RF (%)	PVI 450 RF (%)
5 spot FIFO 1.0	73.88	79.10	79.94
9 spot FIFO 1.0	70.70	78.76	79.82
5 spot FIFO 1.0 inverted	73.89	79.12	79.96
5 spot FIFO 0.8 inverted	73.44	79.16	80.10
9 spot FIFO 1.0 inverted	71.65	79.34	80.59
9 spot FIFO 0.8 inverted	72.53	79.56	80.53

Dari grafik dan tabel di atas kita bisa melihat sebenarnya perbedaanya cukup sedikit saja pada setiap skenario yang dipilih. Hasilnya akan dipilih 3 skenario terbaik yang akan diteliti lagi pada tahap berikutnya. Skenario yang dipilih adalah 5 spot inverted FIFO 0.8, 9 spot inverted FIFO 1.0 dan 9 spot inverted FIFO 0.8.

4.2.3 Cumulative oil per well

Tahap terakhir dari penentuan skenario pola injeksi paling optimal adalah dengan melihat *cumulative oil per well*. total kumulatif produksi akan dibagi dengan banyaknya jumlah sumur produksi, skenario dengan *cumulative oil per well* tertinggi akan dipilih menjadi skenario paling optimal. Hasil untuk *typical sand clean sand* akan terlihat pada grafik yang ditunjukkan pada gambar 4.13 berikut.



Gambar 4.13 *cumulative oil per well clean sand*

Untuk lebih detail maka akan ditampilkan dalam bentuk tabel seperti yang terlihat pada tabel 4.13 berikut

Tabel 4.13 *cumulative oil per well clean sand*

Skenario pola	cum oil per well, bbl
<i>5 spot FIFO 0.8 inverted</i>	183,352
<i>9 spot FIFO 0.8 inverted</i>	73,803
<i>9 spot FIFO 1.0 inverted</i>	73,921

Dari hasil yang didapatkan terlihat *9 spot inverted FIFO 0.8* dan *9 spot inverted FIFO 1.0* memiliki nilai yang tidak jauh berbeda, ini dikarenakan jumlah sumur produksi yang sama yaitu 40 sumur produksi, sedangkan *5 spot inverted FIFO 0.8* sangat jauh mengungguli kedua skenario yang lain dan menjadi skenario terbaik pada *typical sand clean sand*, ini dikarenakan jumlah sumur produksinya

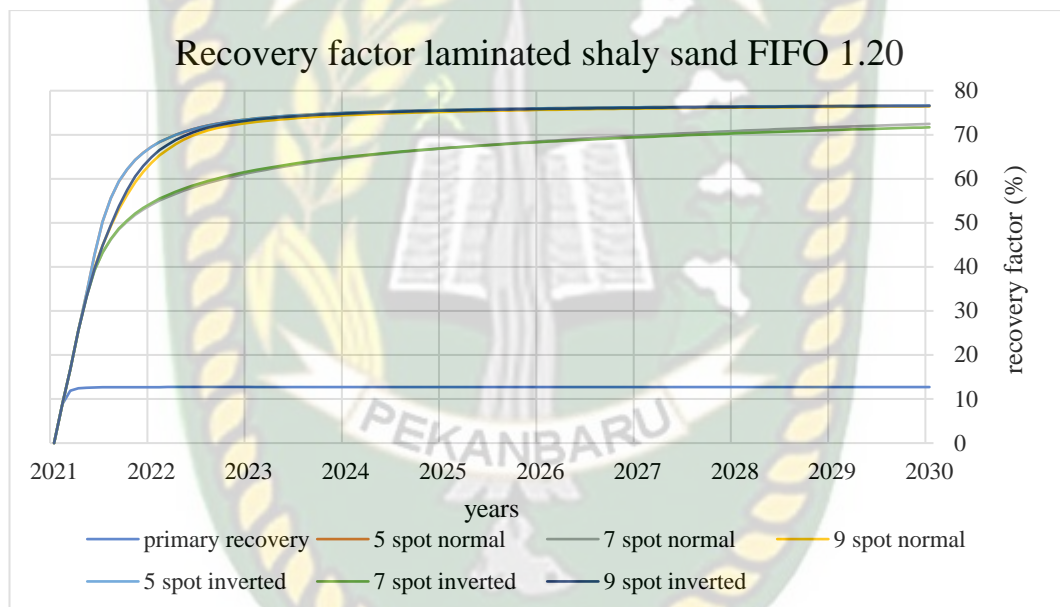
hanya berjumlah 9 sumur dan mendapatkan nilai *cumulative oil per well* sebesar 183,352 bbl.

4.3 Laminated shaly sand

4.3.1 Recovery factor

Setelah dilakukannya pembuatan model dan running model pada *typical sand laminated shaly sand* ini maka didapatkanlah hasil *recovery factor* dan kumulatif minyak sebagai berikut:

Untuk sumur dengan *constraint* FIFO ratio 1.2 adalah seperti yang terlihat pada gambar 4.14 berikut:



Gambar 4.14 hasil *running laminated shaly sand* FIFO 1.2

Untuk lebih detail akan ditampilkan dalam bentuk tabel agar terlihat lebih jelas *recovery factor* dan kumulatif produksi minyak, seperti yang ditunjukkan pada tabel 4.14.

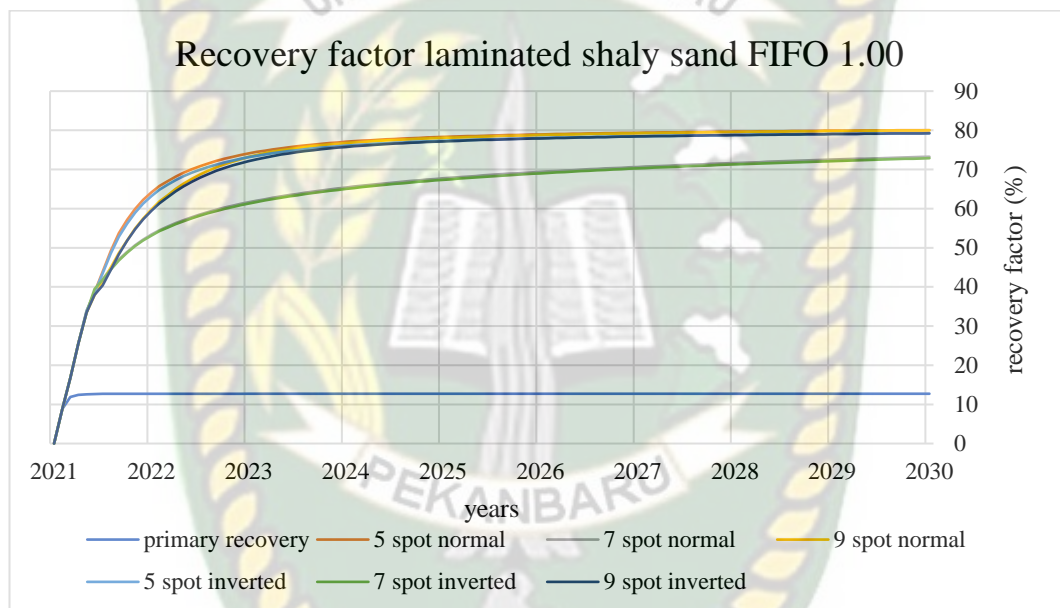
Tabel 4.14 hasil *running laminated shaly sand* FIFO 1.2

Pola Sumur	Kumulatif minyak, bbl	RF (%)
<i>5 spot normal</i>	2,429,423	76.61
<i>7 spot normal</i>	2,297,556	72.45
<i>9 spot normal</i>	2,423,154	76.42
<i>5 spot inverted</i>	2,430,194	76.64

<i>7 spot inverted</i>	2,273,230	71.69
<i>9 spot inverted</i>	2,427,392	76.55

Dari grafik dan tabel di atas kita dapat melihat bahwasannya sebenarnya perbedaan tidak terlalu jauh antara pola-pola *waterflood* yang telah ditentukan dengan *ratio* FIFO 1.2 untuk *water rate injectioan*. Untuk *recovery factor* terbaik pada FIFO *ratio* 1.2 ada di pola *5 spot inverted* dengan RF sebesar 76.64 % dan kumulatif minyaknya 2,430,194 bbl.

Untuk sumur dengan *constrain* FIFO *ratio* 1.0 adalah seperti yang terlihat pada gambar 4.15 berikut:



Gambar 4.15 hasil *running laminated shaly sand* FIFO 1.0

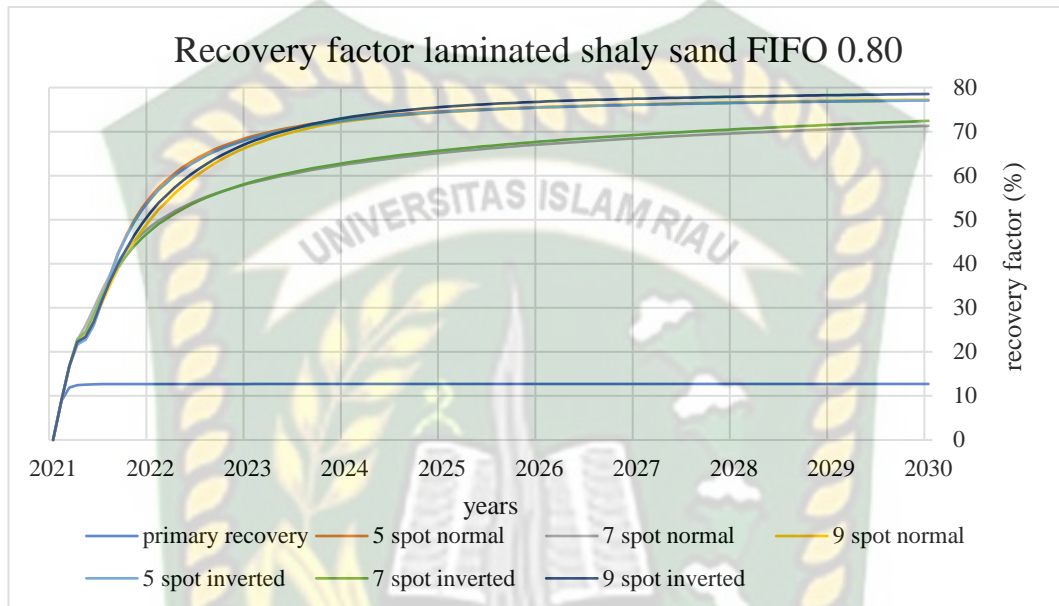
Untuk lebih detail akan ditampilkan dalam bentuk tabel agar terlihat lebih jelas *recovery factor* dan kumulatif produksi minyak, seperti yang ditunjukkan pada tabel 4.15.

Tabel 4.15 hasil *running laminated shaly sand* FIFO 1.0

Pola Sumur	Kumulatif minyak, bbl	RF (%)
<i>5 spot normal</i>	2,537,973	80.04
<i>7 spot normal</i>	2,322,525	73.24
<i>9 spot normal</i>	2,536,621	79.99
<i>5 spot inverted</i>	2,512,556	79.23
<i>7 spot inverted</i>	2,310,911	72.88
<i>9 spot inverted</i>	2,513,024	79.25

Untuk *recovery factor* terbaik pada FIFO *ratio* 1.0 terdapat pada pola 5 *spot normal* dengan RF sebesar 80.04 % dan kumulatif minyaknya 2,537,973 bbl.

Untuk sumur dengan *constraint* FIFO *ratio* 0.8 adalah seperti yang terlihat pada gambar 4.16 berikut:



Gambar 4.16 hasil *running laminated shaly sand* FIFO 0.8

Untuk lebih detail akan ditampilkan dalam bentuk tabel agar terlihat lebih jelas *recovery factor* dan kumulatif produksi minyak, seperti yang ditunjukkan pada tabel 4.16.

Tabel 4.16 hasil *running laminated shaly sand* FIFO 0.8

Pola Sumur	Kumulatif minyak, bbl	RF (%)
<i>5 spot normal</i>	2,445,016	77.10
<i>7 spot normal</i>	2,261,372	71.31
<i>9 spot normal</i>	2,450,736	77.29
<i>5 spot inverted</i>	2,444,273	77.08
<i>7 spot inverted</i>	2,297,297	72.45
<i>9 spot inverted</i>	2,490,553	78.54

Sedangkan pada FIFO *ratio* 0.8 *recovery factor* terbaik terdapat di pola 9 *spot inverted* dengan *recovery factor* sebesar 78.54 % dan kumulatif minyak yang diperoleh sebesar 2490553 bbl.

Untuk lebih jelas mengenai perbandingan RF pada semua skenario bisa dilihat pada tabel 4.17 berikut:

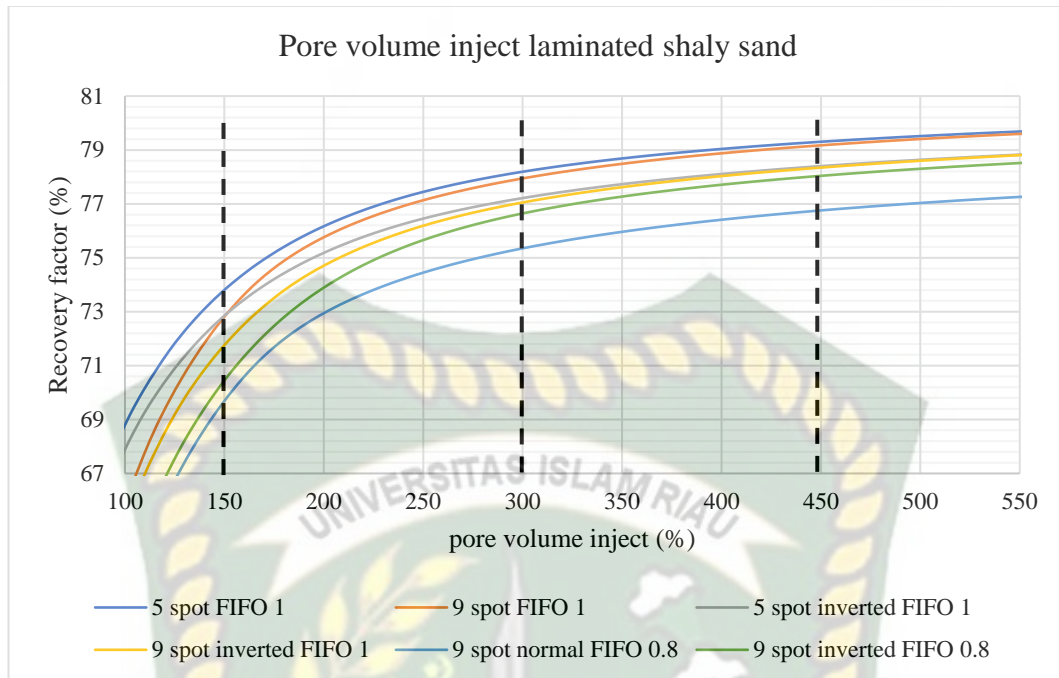
Tabel 4.17 *Recovery factor* pada semua skenario *clean sand*

Pola sumur	FIFO 1.2 (%)	FIFO 1.0 (%)	FIFO 0.8 (%)
<i>5 spot normal</i>	76.61	80.04	77.10
<i>7 spot normal</i>	72.45	73.24	71.31
<i>9 spot normal</i>	76.42	79.99	77.29
<i>5 spot inverted</i>	76.64	79.23	77.08
<i>7 spot inverted</i>	71.69	72.88	72.45
<i>9 spot inverted</i>	76.55	79.25	78.54

Setelah melihat perbandingan RF pada setiap skenario, maka peneliti memutuskan untuk mengambil 6 kandidat skenario berdasarkan RF terbaik. Secara rangkuman akan dipilih yaitu *5 spot normal* FIFO 1.0, *9 spot normal* FIFO 1.0, *5 spot inverted* FIFO 1.0, *9 spot inverted* FIFO 1.0, *9 spot normal* FIFO 0.8 dan *9 spot inverted* FIFO 0.8.

4.3.2 PVI

Setelah menemukan beberapa kandidat, maka selanjutnya adalah dengan melihat *recovery factor* pada PVI (*pore volume inject*) tertentu. Dalam penelitian ini, peneliti menentukan besaran PVI yang dimaksud untuk menentukan skenario terbaik pada tahap ini adalah sebesar 150%, 300% dan 450%. Akan dilihat nilai RF yang didapatkan pada PVI tersebut. Secara grafik akan terlihat pada gambar 4.17 berikut.



Gambar 4.17 Pore volume inject laminated shaly sand

Untuk menentukan perbandingan agar lebih detail maka akan dibuat tabel perbandingan seperti yang terlihat pada tabel 4.18 berikut:

Tabel 4.18 Recovery factor pada PVI 450 % laminated shaly sand

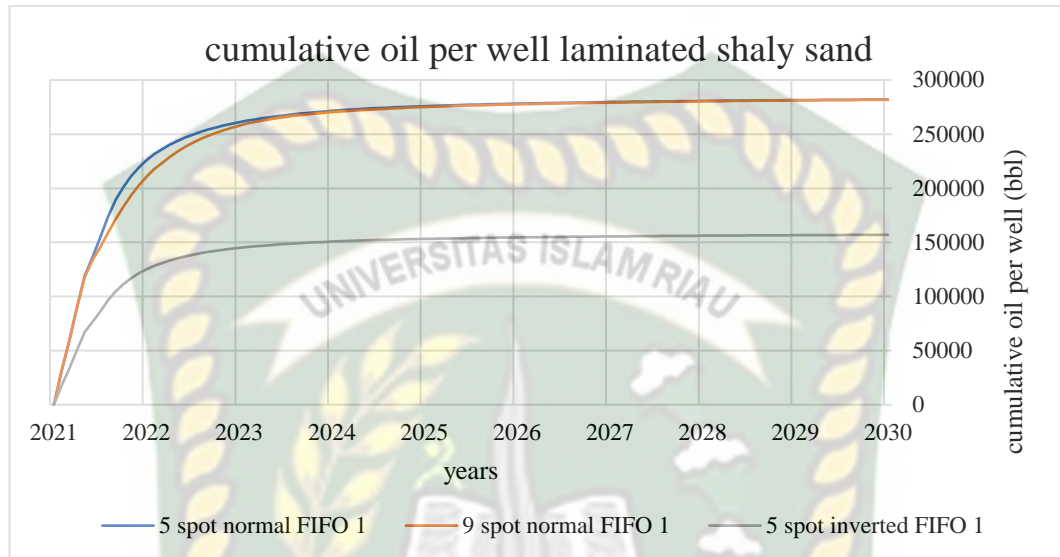
Skenario pola	PVI 150 RF (%)	PVI 300 RF (%)	PVI 450 RF (%)
5 spot FIFO 1.0	73.88	78.19	79.31
9 spot FIFO 1.0	72.91	77.98	79.18
5 spot FIFO 1.0 inverted	72.92	77.21	78.40
9 spot FIFO 1.0 inverted	71.86	77.05	78.35
9 spot FIFO 0.8	70.55	75.37	76.75
9 spot FIFO 0.8 inverted	70.37	76.67	78.06

Dari grafik dan tabel di atas kita bisa melihat perbedaannya cukup sedikit saja pada setiap skenario yang dipilih. Hasilnya akan dipilih 3 skenario terbaik yang akan diteliti lagi pada tahap berikutnya. Skenario yang dipilih adalah 5 spot normal FIFO 1.0, 9 spot normal FIFO 1.0 dan 5 spot inverted FIFO 1.0.

4.3.3 Cumulative oil per well

Tahap terakhir dari penentuan skenario pola injeksi paling optimal adalah dengan melihat *cumulative oil per well*. total kumulatif produksi akan dibagi

dengan banyaknya jumlah sumur produksi, skenario dengan *cumulative oil per well* tertinggi akan dipilih menjadi skenario paling optimal. Hasil untuk *typical sand laminated shaly sand* akan terlihat pada grafik yang ditunjukkan pada gambar 4.19 berikut.



Gambar 4.18 *cumulative oil per well laminated shaly sand*

Untuk lebih detail maka akan ditampilkan dalam bentuk tabel seperti yang terlihat pada tabel 4.18 berikut

Tabel 4.19 *cumulative oil per well laminated shaly sand*

Skenario pola	cum oil per well, bbl
<i>5 spot FIFO 1.0 normal</i>	281,997
<i>9 spot FIFO 1.0 normal</i>	281,847
<i>5 spot FIFO 1.0 inverted</i>	157,035

Dari hasil yang didapatkan terlihat *5 spot normal FIFO 1.0* dan *9 spot normal FIFO 1.0* memiliki nilai yang tidak jauh berbeda, ini dikarenakan jumlah sumur produksi yang sama yaitu 9 sumur produksi, sedangkan *5 spot inverted FIFO 1.0* sangat jauh kalah dalam jumlah *cumulative oil per well*, ini dikarenakan jumlah sumur produksi dari *5 spot inverted FIFO 1.0* lebih banyak, yaitu 16 sumur produksi, sehingga memperkecil nilai kumulatif produksi dari setiap sumur. Dari hasil tersebut bisa disimpulkan bahwa *5 spot normal FIFO 1.0* menjadi skenario terbaik pada *typical sand laminated shaly sand* ini, *cumulative oil per well* pada skenario ini adalah 281,997 bbl.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil *running* model pada setiap skenario menggunakan simulator CMG (IMEX) 2018 untuk mengetahui pola injeksi air paling optimal dalam peningkatan perolehan minyak dan *recovery factor* tertinggi pada *typical sand*, *fining upward sand*, *clean sand* dan *laminated shaly sand*. Maka diperoleh kesimpulan sebagai berikut:

1. Hasil dari Analisa yang telah didapat pada *running* CMG (IMEX) 2018 maka skenario paling optimal untuk *typical sand fining upward sand* adalah skenario 5 *spot normal* FIFO 1.0. Pada skenario ini berhasil mendapatkan *recovery factor* sebesar 73.56 % dan kumulatif minyak sebesar 2,691,504 bbl. Skenario paling optimal pada *typical sand clean sand* adalah 5 *spot inverted* FIFO 0.8 dengan berhasil mendapatkan *recovery factor* sebesar 80.18 % dan kumulatif minyak sebesar 2,933,638 bbl. Sedangkan untuk *typical sand laminated shaly sand* berdasarkan hasil *running* model di CMG (IMEX) 2018 adalah 5 *spot normal* FIFO 1.0 dengan *recovery factor* sebesar 80.04 % dan kumulatif minyak sebesar 2,537,973 bbl.
2. Dari penelitian ini juga bisa melihat berdasarkan *recovery factor* terbaik pada setiap *typical sand* yaitu sebagai berikut: *fining upward sand* adalah 5 *spot normal* FIFO 1.0 dengan mendapatkan *recovery factor* sebesar 73.56 %, pada *typical sand clean sand* adalah 9 *spot inverted* FIFO 1.0 dengan *recovery factor* sebesar 80.81 %, sedangkan pada *typical sand laminated shaly sand* adalah 5 *spot normal* FIFO 1.0 dengan *recovery factor* sebesar 80.04 %.

5.2 Saran

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan terdapat beberapa saran untuk peneliti selanjutnya, yaitu:

1. Membandingkan hasil penelitian ini dengan perhitungan manual agar dalam penentuan pola injeksi air terbaik dapat ditentukan dalam berbagai pandangan sehingga meminimalisir terjadinya galat.
2. Mencoba menentukan metode lanjutan dalam peningkatan perolehan minyak pada data lapangan yang sama yang digunakan penelitian ini sehingga perolehan minyak dan *recovery factor* bisa lebih baik.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR PUSTAKA

- Al Janahi, A., Buali, Y., Nemmawi, N., & Al Saati, F. (2017). Nahr Umr classical waterflood: From pattern pilot to Peripheral Waterflood, Bahrain. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference, MEOS, Proceedings, 2017-March*(February 2016), 1730–1741.
- Annisa, A. M., Irham, S., & Prakoso, S. (2014). Pengaruh Penentuan Pilot Design Terhadap Efisiensi Penyapuan Pada Kegiatan Waterflooding Di Lapangan Aa Lapisan M-31. *Paper Knowledge : Toward a Media History of Documents*, 158–167.
- Aprilia, R., Dewanto, O., Karyanto, K., & Ramadhan, A. (2020). Analisis Petrofisika Dan Penyebab Low Resistivity Reservoir Zone Berdasarkan Data Log, Sem, Xrd Dan Petrografi Pada Lapangan X Sumatera Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 4(2), 31–46.
- Burns, R. (1964). *study of line drive flood pattern for stratified and unstratified reservoir*. the university of texas.
- Crawford, P. B. (1960). Factors Affecting Waterflood Pattern Performance and Selection. *Journal of Petroleum Technology*, 12(12), 11–15.
- Darmawan, J. K., Kasmungin, S., Yanti, W., Pratiwi, R., Rafif, M., Studi, P., Teknik, S., Trisakti, U., Kyai, J., No, T., & Barat, J. (2020). *Studi Simulasi Reservoir Untuk Menentukan Pola Injeksi Sumur Yang Sesuai Pada Lapangan X*. 1(1), 1–10.
- Dicgorry, N., Fathaddin, M. T., & Huda, S. (2015). *Luas Total Pola Area Yang Terinvasi Oleh Air Injeksi*. 324–334.
- Hamdi, R. (2005). Evaluasi Waterflood Zona 560 dan 660 Lapangan X Menggunakan OFM Pada Tahun 1984-2005. *Angewandte Chemie International Edition*, 6(11), 951–952., 8696(5), 5–24.
- Hamdy, A., Smair, M., K, M., & AN, E. (2019). Evaluation of Waterflooding; Experimental and Simulation Overview. *Petroleum & Petrochemical Engineering Journal*, 1–18.
- Herawati, I. (2012). Karakterisasi Heterogenitas Reservoir Lapangan X Dengan Dynamic Lorenz Coefficient. *Journal of Earth Energy Engineering*, 1(1),

52–66.

- Ignatov, I. (2019). An algorithm for automated identification of waterflood pattern elements. *Society of Petroleum Engineers - Abu Dhabi International Petroleum Exhibition and Conference 2019, ADIP 2019, November*, 11–14.
- Iktibar, R., Sri Wahyuni, M. ., & Sulistyanto, D. (2018). Dengan Mengoptimasi Injeksi Gas. *Jurnal Petro*, VII(2), 83–88.
- Islam, M. R., Mousavizadegan, S. H., Mustafiz, S., & Abou-Kassem, J. H. (2010). Advanced Petroleum Reservoir Simulation. In *Advanced Petroleum Reservoir Simulation*.
- Juliansyah, O., & Alida, R. (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.
- Kurniawan, F. (2005). *Shaly Sand Interpretation Using Cec-Dependent Petrophysical Parameters* (Issue August). LSU digital Common.
- 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.
- Nakasa, M. A. (2015). Evaluasi Penanggulangan Lost Circulation Pada Sumur M-1 Dan M-2 Lapangan X Phe Wmo. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 252–258.
- 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.
- Pratama, A., Suharno, P., & Zaenudin, D. A. (2017). *Analisis Petrofisika Untuk Menentukan Potensi Hidrokarbon*.
- Pritchett, J., Frampton, H., Brinkman, J., Cheung, S., Morgan, J., Chang, K. T., Williams, D., & Goodgame, J. (2003). Field Application of a New In-Depth Waterflood Conformance Improvement Tool. *Proceedings - SPE*

- International Improved Oil Recovery Conference in Asia Pacific*, 365–372.
- Rantan, R., Djumantara, M., & Samsol, S. (2020). Pemilihan Pola Injeksi Air Dengan Menggunakan Simulasi Reservoir Untuk Optimasi Produksi Lapangan ‘R.’ *PETRO: Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, 9(2), 81.
- Smith, J. T., & Cobb, W. M. (1997). *waterflooding*. Midwest Office of the Petroleum Technology Transfer Council.
- Tarek, A. (1993). Reservoir Engineering. In *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition: Vol. Sigma*.
- Temizel, C., Energy, A., Nabizadeh, M., Kadkhodaei, N., Ranjith, R., Suhag, A., Balaji, K., & Dhannoon, D. (2017). Data-driven optimization of injection/production in waterflood operations. *Society of Petroleum Engineers - SPE Intelligent Oil and Gas Symposium 2017*.
- Thakur, G. C., & Satter, A. (1998). *Integrated Waterflood Asset Management*. Pennwell Pub.
- Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2015). *Petrophysics Petrophysics Theory and Practice of Measuring Reservoir Rock and Fluid Transport Properties* (4th ed.). elsevier.