

Yth. : HRD BOB PT. Bumi Siak Pusako â€“ Pertamina Hulu
Jl. Raya Lintas Timur Sumatera,
Dayun, Kabupaten Siak
Di -
Dayun

Bersama ini Kami mohon dengan hormat, kiranya Bapak/Ibu berkenan memberikan izin bagi:

Nama : Darul Hidayat Syam
NPM : 153210740
Program Studi : Teknik Perminyakan
Alamat : Jl. Karya Bersama, Kec. Bukit Raya, Kota Pekanbaru
No. HP : 082288999010
No. HP Ka. Prodi. : 0823 9179 7026
email : teknikperminyakan@uir.ac.id

Untuk melaksanakan survei, observasi, penelitian/permintaan data dengan kegiatan sebagai berikut:

Maksud/Tujuan : **Penelitian Tugas Akhir/Skripsi**
Judul : Analisis Waterflood Surveillance Skala Sumur Dan Pattern Flood Pada Reservoir Sandstone Lapangan Marpoyan Damai

Demikian kami sampaikan, atas perhatian kerjasama dan bantuan yang diberikan, kami ucapkan terimakasih.

Dekan,



Dr. Eng. Muslim, ST., MT
NPK. 09 11 02 374

1. Ketua Program Studi Teknik Perminyakan FT-UIR
2. Mahasiswa yang bersangkutan.
3. Arsip



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

SURAT KEPUTUSAN DEKAN FAKULTAS TEKNIK UNIVERSITAS ISLAM RIAU
NOMOR : 1415/KPTS/FT-UIR/2021
TENTANG PENGANGKATAN TIM PEMBIMBING PENELITIAN DAN PENYUSUNAN SKRIPSI

DEKAN FAKULTAS TEKNIK

- Membaca : Surat Ketua Program Studi Teknik Perminyakan Nomor : 161/TA-TP/FT/2021 tentang persetujuan dan usulan pengangkatan Tim Pembimbing penelitian dan penyusunan Skripsi.
- Menimbang : 1. Bahwa untuk menyelesaikan perkuliahan bagi mahasiswa Fakultas Teknik perlu membuat Skripsi.
2. Untuk itu perlu ditunjuk Tim Pembimbing penelitian dan penyusunan Skripsi yang diangkat dengan Surat Keputusan Dekan.
- Mengingat : 1. Undang - Undang Nomor 12 Tahun 2012 Tentang Pendidikan Tinggi
2. Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 8 Tahun 2012 Tentang Kerangka Kualifikasi Nasional Indonesia
3. Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 37 Tahun 2009 Tentang Dosen
4. Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 66 Tahun 2010 Tentang Pengelolaan dan Penyelenggaraan Pendidikan
5. Peraturan Menteri Pendidikan Nasional Nomor 63 Tahun 2009 Tentang Sistem Penjaminan Mutu Pendidikan
6. Peraturan Menteri Pendidikan dan Kebudayaan Republik Indonesia Nomor 49 Tahun 2014 Tentang Standar Nasional Pendidikan Tinggi
7. Statuta Universitas Islam Riau Tahun 2018
8. Peraturan Universitas Islam Riau Nomor 001 Tahun 2018 Tentang Ketentuan Akademik Bidang Pendidikan Universitas Islam Riau

MEMUTUSKAN

- Menetapkan : 1. Mengangkat saudara-saudara yang namanya tersebut dibawah ini sebagai Tim Pembimbing Penelitian & penyusunan Skripsi Mahasiswa Fak. Teknik Program Studi Teknik Perminyakan.

No	Nama	Pangkat	Jabatan
1.	Richa Melysa S.T.,M.T.	Lektor	Pembimbing

2. Mahasiswa yang akan dibimbing :

Nama : Darul Hidayat Syam
NPM : 153210740
Program Studi : Teknik Perminyakan
Jenjang Pendidikan : Strata Satu (S1)
Judul Skripsi : ANALISIS WATER FLOOD SURVEILLANCE SKALA SUMUR DAN PATTERN FLOOD PADA RESERVOIR SANDSTONE LAPANGAN MARPOYAN DAMAI

3. Keputusan ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkannya dengan ketentuan bila terdapat kekeliruan dikemudian hari segera ditinjau kembali.

Ditetapkan di : Pekanbaru
Pada Tanggal : 3 Rabiul Akhir 1443 H
09 November 2021 M

Dekan,



Dr. Eng. Muslim, ST., MT
NPK : 09 11 02 374

Tembusan disampaikan :

1. Yth. Bapak Rektor UIR di Pekanbaru.

DEKAN FAKULTAS TEKNIK

Menimbang : 1. Bahwa untuk menyelesaikan studi S.1 bagi mahasiswa Fakultas Teknik Univ. Islam Riau dilaksanakan Ujian Skripsi/Komprehensif sebagai tugas akhir. Untuk itu perlu ditetapkan mahasiswa yang telah memenuhi syarat untuk ujian dimaksud serta dosen penguji.

2. Bahwa penetapan mahasiswa yang memenuhi syarat dan dosen penguji yang bersangkutan perlu ditetapkan dengan Surat Keputusan Dekan.

Mengingat : 1. Undang - Undang Nomor 12 Tahun 2012 Tentang Pendidikan Tinggi
2. Peraturan Presiden Republik Indonesia Nomor 8 Tahun 2012 Tentang Kerangka Kualifikasi Nasional Indonesia
3. Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 37 Tahun 2009 Tentang Dosen
4. Peraturan Pemerintah Republik Indonesia Nomor 66 Tahun 2010 Tentang Pengelolaan dan Penyelenggaraan Pendidikan
5. Peraturan Menteri Pendidikan Nasional Nomor 63 Tahun 2009 Tentang Sistem Penjaminan Mutu Pendidikan
6. Peraturan Menteri Pendidikan dan Kebudayaan Republik Indonesia Nomor 49 Tahun 2014 Tentang Standar Nasional Pendidikan Tinggi
7. Statuta Universitas Islam Riau Tahun 2018
8. Peraturan Universitas Islam Riau Nomor 001 Tahun 2018 Tentang Ketentuan Akademik Bidang Pendidikan Universitas Islam Riau

MEMUTUSKAN

Menetapkan : 1. Mahasiswa Fakultas Teknik Universitas Islam Riau yang tersebut namanya dibawah ini :

Nama : Darul Hidayat Syam

NPM : 153210740

Program Studi : Teknik Perminyakan

Jenjang Pendidikan : Strata Satu (S1)

Judul Skripsi : Analisis Waterflood Surveillance Skala Sumur dan Pattern Flood pada Reservoir Sandstone Lapangan Marpoyan Damai

2. Penguji Skripsi/Komprehensif mahasiswa tersebut terdiri dari :

1. Richa Melysa, S.T., M.T.

Sebagai Ketua Merangkap Penguji

2. Hj. Fitrianti, S.T., M.T.

Sebagai Anggota Merangkap Penguji

3. Neneng Purnamawati, S.T., M.Eng.

Sebagai Anggota Merangkap Penguji

3. Laporan hasil ujian serta berita acara telah sampai kepada Pimpinan Fakultas selambat-lambatnya 1(satu) bulan setelah ujian dilaksanakan.

4. Keputusan ini mulai berlaku pada tanggal ditetapkannya dengan ketentuan bila terdapat kekeliruan dikemudian hari segera ditinjau kembali.

KUTIPAN : Disampaikan kepada yang bersangkutan untuk dapat dilaksanakan dengan sebaik-baiknya.

Ditetapkan di : Pekanbaru

Pada Tanggal : 2 Ramadhan 1443 H

04 April 2022 M

Dekan,



Dr. Eng. Muslim, ST., MT

NPK : 09 11 02 374

Tembusan disampaikan :

1. Vth. Rektor UIR di Pekanbaru



YAYASAN LEMBAGA PENDIDIKAN ISLAM (YLPI) RIAU
UNIVERSITAS ISLAM RIAU

F.A.3.10

Jalan Kaharuddin Nasution No. 113 P. Marpoyan Pekanbaru Riau Indonesia - Kode Pos: 28284
 Telp. +62 761 574674 Fax. +62 761 674874 Website: www.uir.ac.id Email: info@uir.ac.id

KARTU BIMBINGAN TUGAS AKHIR
SEMESTER GENAP TA 2021/2022

NPM : 153210740
 Nama Mahasiswa : DARUL HIDAYAT SYAM
 Dosen Pembimbing : 1. RICHA MELYSAST., MT 2.
 Program Studi : TEKNIK PERMINYAKAN
 Judul Tugas Akhir : Analisis Waterflood Surveillance Pada Skala Sumur dan Pattern Flood Pada Reservoir Sandstone Lapangan Marpoyan Damai.
 Judul Tugas Akhir (Bahasa Inggris) : Analysis of Waterflood Surveillance at Well Scale and Flood Pattern at Sandstone Reservoir at Marpoyan Damai Field

Lembar Ke :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

NO	Hari/Tanggal Bimbingan	Materi Bimbingan	Hasil / Saran Bimbingan	Paraf Dosen Pembimbing
1	Kamis, 23 Desember 2021	Bimbingan setelah seminar proposal	Memperbaiki daftar pustaka dan latar belakang proposal	(P)
2	Rabu, 05 Januari 2022	Revisi skripsi Bab IV dan diskusi tentang data	Perbaiki perhitungan dan turunan rumus	(P)
3	Selasa, 11 Januari 2022	Revisi skripsi Bab IV dan tanya jawab	Memperbaiki cara menganalisa Waterflood Surveillance sumur produksi dan sumur injeksi	(P)
4	Selasa, 25 Januari 2022	Revisi skripsi Bab IV perhitungan	Memperbaiki metode perhitungan diagnostic plot	(P)
5	Rabu, 02 Februari 2022	Revisi skripsi Bab V	Penambahan kesimpulan	(P)
6	Kamis, 10 Februari 2022	Revisi skripsi Bab V	Memperbaiki saran dan penulisan sesuai panduan penulisan tugas akhir	(P)
7	Jum'at, 18 Februari 2022	Revisi skripsi Bab V	Penambahan referensi pada tugas akhir dan perbaikan pada lampiran tugas akhir	(P)
8	Rabu, 23 Februari 2022	Diskusi bab IV dan V serta tanya jawab	Menjelaskan semua data yang sudah siap dan tugas akhir di setujui	(P)

Pekanbaru, 24 Februari 2022
 Wakil Dekan I/Ketua Departemen/Ketua Prodi



Mursidah, M.Sc)

Catatan :

1. Lama bimbingan Tugas Akhir/ Skripsi maksimal 2 semester sejak TMT SK Pembimbing diterbitkan
2. Kartu ini harus dibawa setiap kali berkonsultasi dengan pembimbing dan HARUS dicetak kembali setiap memasuki semester baru melalui SIKAD
3. Saran dan koreksi dari pembimbing harus ditulis dan diparaf oleh pembimbing
4. Setelah skripsi disetujui (ACC) oleh pembimbing, kartu ini harus ditandatangani oleh Wakil Dekan I/ Kepala departemen/Ketua prodi
5. Kartu kendali bimbingan asli yang telah ditandatangani diserahkan kepada Ketua Program Studi dan kopiannya dilampirkan pada skripsi.
6. Jika jumlah pertemuan pada kartu bimbingan tidak cukup dalam satu halaman, kartu bimbingan ini dapat di download kembali melalui SIKAD



MTUZM.JEWNZQW



YAYASAN LEMBAGA PENDIDIKAN ISLAM (YLPI) RIAU

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

FAKULTAS TEKNIK

PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

Jalan Kaharuddin Nasution No. 113 P. Marpoyan Pekanbaru Riau Indonesia – Kode Pos: 28284

Telp. +62 761 674674 Website: www.eng.uir.ac.id Email: fakultas_teknik@uir.ac.id

BERITA ACARA UJIAN SKRIPSI

Berdasarkan Surat Keputusan Dekan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, Pekanbaru, tanggal 4 April 2022, Nomor: 0147/KPTS/FT-UIR/2022, maka pada hari Rabu, tanggal 6 April 2022, telah dilaksanakan Ujian Skripsi Program Studi Teknik Perminyakan Fakultas Teknik Universitas Islam Riau, Jenjang Studi S1, Tahun Akademik 2021/2022 berikut ini.

- | | | |
|-----------------------------|---|---|
| 1. Nama | : | Darul Hidayat Syam |
| 2. NPM | : | 153210740 |
| 3. Judul Skripsi | : | Analisis Waterflood Surveillance Skala Sumur dan Pattern Flood pada Reservoir Sandstone Lapangan Marpoyan Damai |
| 4. Waktu Ujian | : | 11.00 s.d. 12.00 WIB |
| 5. Tempat Pelaksanaan Ujian | : | Online |

Dengan keputusan Hasil Ujian Skripsi:

Lulus*/ Lulus dengan Perbaikan*/ Tidak Lulus*

* Coret yang tidak perlu.

Nilai Ujian:

Nilai Ujian Angka = ...82.33.. Nilai Huruf = ...A-.....

Tim Pengaji Skripsi.

No	Nama	Jabatan	Tanda Tangan
1	Richa Melysa, S.T., M.T.	Ketua	1.
2	Hj. Fitrianti, S.T., M.T.	Anggota	2.
3	Neneng Purnamawati, S.T., M.Eng.	Anggota	3.

Panitia Ujian
Ketua,

Richa Melysa, S.T., M.T.
NIDN. 1021088201

Pekanbaru, 6 April 2022

Mengetahui,

Dekan Fakultas Teknik

Dr. Eng. Muslim, S.T., M.T.

NIDN. 1016047901



YAYASAN LEMBAGA PENDIDIKAN ISLAM (YLPI) RIAU

UNIVERSITAS ISLAM RIAU

FAKULTAS TEKNIK

PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

Jalan Kaharuddin Nasution No. 113 P. Marpoyan Pekanbaru Riau Indonesia – Kode Pos: 28284

Telp. +62 761 674674 Fax. +62 761 674834 Website: www.uir.ac.id Email: info@uir.ac.id

SURAT KETERANGAN

PERSETUJUAN JILID TUGAS AKHIR

Yang bertanda tangan di bawah ini, pembimbing dan penguji tugas akhir menerangkan bahwa mahasiswa yang tertera di berikut ini:

Nama	:	Darul Hidayat Syam
NPM	:	153210740
Fakultas	:	Teknik
Program Studi	:	Teknik Perminyakan
Judul Tugas Akhir	:	Analisis Waterflood Surveillance Skala Sumur Dan Pattern Flood Pada Reservoir Sandstone Lapangan Marpoyan Damai

Telah menyelesaikan dan menyempurnakan tugas akhir ini, sesuai dengan berita acara sidang tugas akhir dan selanjutnya telah disetujui untuk dijilid.

Demikian surat keterangan ini dibuat dengan sebenarnya, untuk dapat digunakan sebagaimana mestinya.

Pekanbaru, 07 April 2023
Pembimbing

Richa Melyssa, S.T., M.T

Penguji I

Hj. Fitrianti, S.T., M.T

Penguji II

Neneng Purnamawati, S.T., M.Eng

APPROVED
NENENG, 13:38:35, 05/04/2023

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh ;

Nama : Darul Hidayat Syam
NPM : 153210740
Program Studi : Teknik Perminyakan
Judul Skripsi : Analisis *Waterflood Surveillance* Skala Sumur
Dan *Pattern Flood* Pada Reservoir Sandstone
Lapangan Marpoyan Damai

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

Pembimbing : Richa Melyssa, ST., MT (.....) 
Pengaji : Hj.Fitrianti,S.T.,M.T (.....) 
Pengaji : Neneng Purnamawati, S.T.,M.Eng (.....) 

Diterapkan di : Pekanbaru
Tanggal : Maret 2022

Disahkan Oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI
TEKNIK PERMINYAKAN**

Novia Rita, S.T., M.T



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

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



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Tuhan Yang Maha Esa 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. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. **Richa Melyssa, ST., MT** selaku dosen pembimbing yang telah memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini, memberikan nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
2. Kedua orang tua bapak **Syamsuddin (Alm)** dan ibu **Suryati** dan saudara saya **Syamsurizal Syam, Sri Wahyuni Syam, Syaidatun Fatimah Syam, Liza Kanafati Syam, dan Siti Zahara Syam** dan **Syarifatul Hayati S.,Si** yang tidak henti memberikan semangat dan mengirimkan doa serta memberikan bimbingan moral.
3. Teman – teman yang tidak dapat saya sebutkan satu persatu atas segala dukungan serta memberikan motivasi dalam penyelesaian tugas akhir.
Teriring doa saya, semoga Allah memberi balasan atas kebaikan semua pihak yang membantu. Semoga tugas akhir membawa manfaat bagi ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, Maret 2022

Darul Hidayat Syam

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR	vii
DAFTAR TABEL.....	viii
DAFTAR LAMPIRAN	ix
DAFTAR SIMBOL	x
DAFTAR SINGKATAN.....	xi
ABSTRAK	xii
ABSTRAK	xiii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 LATAR BELAKANG	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN.....	2
1.3 MANFAAT PENELITIAN.....	3
1.4 BATASAN MASALAH	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 LITERATURE REVIEW	4
BAB III METODELOGI PENELITIAN.....	12
3.1 WATERFLOOD SURVEILLANCE	12
3.1.1 Production Curve.....	12
3.1.2 Water Oil Ratio Vs Cumulative Production	14
3.1.3 X Versus Cumulative Production.....	17
3.1.4 Oil Cut Vs Cumulative Production	19
3.1.5 Hall Method of Analysing Injection Well Behaviour	19
3.1.6 Pattern Balancing	21
3.1.7 Injection Profile	23
3.1.8 Voidage Replacement Ratio (VRR)	28
3.1.9 Sweep Efficiency	28
3.2 TEMPAT DAN JENIS PENELITIAN.....	28
3.3 FLOWCHART	29
3.4 TINJAUAN LAPANGAN	30

3.4.1	<i>PRODUCTION HISTORY</i>	30
3.4.2	<i>INJECTION DATA</i>	37
3.5	JADWAL PENELITIAN	38
	BAB IV PEMBAHASAN.....	39
4.1	<i>PATTERN FLOOD ANALYSIS</i>	39
4.1.1	ANALISIS VRR TERHADAP <i>PATTERN BALANCING</i>	41
4.2	ANALISIS PERFORMA RESERVOIR SKALA SUMUR.....	44
4.2.1	ANALISIS TEKANAN SUMUR.....	44
4.2.2	<i>DIAGNOSTIC PLOT</i>	45
4.2.3	<i>FRACTIONAL FLOW VS OIL CUMMULATIVE</i>	47
4.2.4	ANALISIS <i>OIL CUT</i>	48
4.2.5	<i>HETEROGEINITY INDEX</i>	51
4.3	ANALISIS TREND PRODUKSI MINYAK.....	52
	BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	57
5.1	KESIMPULAN.....	57
5.2	SARAN	57
	DAFTAR PUSTAKA	58
	LAMPIRAN.....	61



DAFTAR GAMBAR

Gambar 3.1 Jenis <i>decline curve</i> (Ahmed , 2006).....	13
Gambar 3.2 <i>Oil cut vs cumulative oil recovery</i> (Bauer & O'Dell, 2011)	14
Gambar 3.3 WOR terhadap HCVP (Edwin, Luis, Delfín, & Hector, 2018)	15
Gambar 3.4 <i>Water coning and channelling WOR comparison</i> (Chan, 1995).....	15
Gambar 3.5 Perbandingan WOR dan WOR derivative pada <i>multi-layer channelling</i> (Chan, 1995)	16
Gambar 3.6 Pengaruh <i>bottom-water coning</i> terhadap WOR dan WOR derivatives (Chan, 1995).....	16
Gambar 3.7 Pengaruh <i>bottom-water coning</i> dan <i>late channelling</i> terhadap WOR dan WOR derivatives (Chan, 1995).....	17
Gambar 3.8 <i>X plot vs cumulative production</i> (Yang, 2017).....	18
Gambar 3.9 <i>Cut versus cumulative oil</i> (Smith & Cobb, 1997).....	19
Gambar 3.10 <i>Hall plot</i> (Thakur, 1991)	21
Gambar 3.11 <i>Theoretical water injection rate and pattern balancing</i> (Smith & Cobb, 1997).....	22
Gambar 3.12 <i>Water injection into a stratified system base on zone horizontal permeability</i> (Smith & Cobb, 1997).....	24
Gambar 3.13 <i>Water injection into a stratified system base on pore volume</i> (Smith & Cobb, 1997)	24
Gambar 3.14 <i>Radial water and oil bank</i> (Smith & Cobb, 1997).....	25
Gambar 3.15 <i>Flood front</i> pada berbagai zona reservoir (Smith & Cobb, 1997). ..	26
Gambar 3.16 <i>Bubble map of produced and Injected</i> (Yao C. , Rueda, Bernal, & Bastidas, 2020)	26
Gambar 3.17 Skema pengujian <i>fracture pressure</i> (Smith & Cobb, 1997)	27
Gambar 3.18 <i>Pie chart</i> (Smith & Cobb, 1997)	28
Gambar 3.19 Skema penelitian	29
Gambar 3.20 Lokasi lapangan Marpoyan Damai (PT. Bumi Siak Pusako - Pertamina Hulu, 2021)	30
Gambar 3.21 Profil laju alir minyak dan air sumur #26	31
Gambar 3.22 Perbandingan kumulatif minyak terhadap persentase <i>water cut</i> pada sumur #26	31

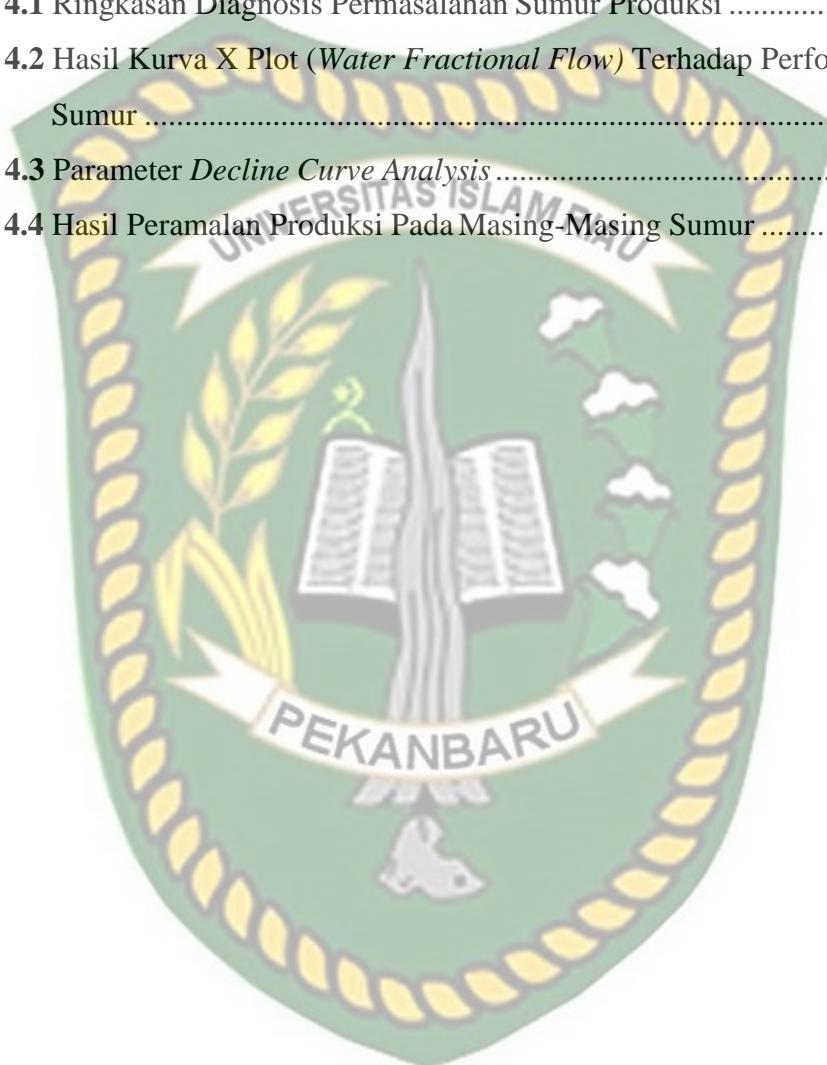
Gambar 3.23 Profil laju alir minyak dan air sumur #33	32
Gambar 3.24 Perbandingan kumulatif minyak terhadap persentase <i>water cut</i> pada sumur #33	32
Gambar 3.25 Profil laju alir minyak dan air sumur #34	33
Gambar 3.26 Perbandingan kumulatif minyak terhadap persentase <i>water cut</i> pada sumur #34	33
Gambar 3.27 Profil laju alir minyak dan air sumur #53	34
Gambar 3.28 Perbandingan kumulatif minyak terhadap persentase <i>water cut</i> pada sumur #53	34
Gambar 3.29 Profil laju alir minyak dan air sumur #151	35
Gambar 3.30 Perbandingan kumulatif minyak terhadap persentase <i>water cut</i> pada sumur #151	35
Gambar 3.31 Profil laju alir minyak dan air sumur #158	36
Gambar 3.32 Perbandingan kumulatif minyak terhadap persentase <i>water cut</i> pada sumur #158	36
Gambar 3.33 Profil laju injeksi air untuk meningkatkan performa 6 sumur produksi	37
Gambar 4.1 2D map lokasi sumur produksi dan injeksi lapangan Marpoyan Damai dan pola <i>pattern flood</i> (PT. Bumi Siak Pusako - Pertamina Hulu, 2021)	39
Gambar 4.2 Perbandingan data histori produksi dari 6 sumur produksi dan 2 sumur injeksi	40
Gambar 4.3 Perbandingan kumulatif injeksi dan produksi	40
Gambar 4.4 Rasio perbandingan injeksi dan produksi (VRR)	41
Gambar 4.5 Pola <i>irregular pattern flood</i> yang terdiri dari Easter (merah) Western (biru)	42
Gambar 4.6 Perbandingan injeksi dan produksi (Eastern)	42
Gambar 4.7 Perbandingan injeksi dan produksi (Western)	43
Gambar 4.8 Hall plot	44
Gambar 4.9 Diagnostic plot pada masing-masing sumur	45
Gambar 4.10 X plot pada masing-masing sumur	47
Gambar 4.11 Oil cut pada masing-masing sumur	49
Gambar 4.12 Heterogeneity index	51

Gambar 4.13	Peramalan produksi dengan <i>decline curve analysis</i> Well#26.....	53
Gambar 4.14	Peramalan produksi dengan <i>decline curve analysis</i> Well#33	53
Gambar 4.15	Peramalan produksi dengan <i>decline curve analysis</i> Well#34.....	54
Gambar 4.16	Peramalan produksi dengan <i>decline curve analysis</i> Well#53.....	54
Gambar 4.17	Peramalan produksi dengan <i>decline curve analysis</i> Well#151	54
Gambar 4.18	Peramalan produksi dengan <i>decline curve analysis</i> Well#158	55



DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Waterflooding Project Review.....	4
Tabel 2.2 State of The Art.....	6
Tabel 3.2 Jadwal Penelitian	38
Tabel 4.1 Ringkasan Diagnosis Permasalahan Sumur Produksi	46
Tabel 4.2 Hasil Kurva X Plot (<i>Water Fractional Flow</i>) Terhadap Performa Sumur	48
Tabel 4.3 Parameter Decline Curve Analysis	52
Tabel 4.4 Hasil Peramalan Produksi Pada Masing-Masing Sumur	55



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I *Water Fractional Flow Vs Cummulative Oil*

LAMPIRAN II *Heterogeneity Index*

LAMPIRAN III *Injection Profile*



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SIMBOL

- q_i = *Initial production rate at t = 0 BOPD*
D = *Exponential decline (1/year), fraction*
q_t = *Production rate time, BOPD*
t = *Time star of decline, years*
b = *Arps coefficient, Dimensionless*
D_i = *Initial decline rate, 1/year*
f_w = *fractional flow, fraction*
q_w = *Water rate, BWPD*
q_o = *Oil rate, BOPD*
k_o = *Oil relative permeability, fraction*
k_w = *water relative permeability, fraction*
 μ_w = *Water viscosity, cp*
 μ_o = *Oil viscosity, cp*
k_h = *Horizontal permeability, mD*
P_{wi} = *Well injection pressure, psi*
 \bar{P} = *Average reservoir pressure, psi*
 μ = *Viscosity, cp*
r_e = *Radius reservoir, ft*
r_w = *Wellbore radius, ft*
S = *Skin factor*
V_D = *Displaceable pore volume, bbl*
V_p = *Pore volume, bbl*
 ΔVS_D = *Displaceable saturation (1 - S_{wir} - S_{or}), fraction*
S_{wir} = *Irreducible connate water saturation, fraction*
S_{or} = *Residual oil saturation, fraction*
V_{Dp} = *Pattern displaceable pore volume, bbl*
V_{Df} = *Field displaceable pore volume, bbl*
I_{wf} = *Target field injection rate, bbl*
 ϕ = *Effective porosity, fraction*
h = *Effective layer thickness, ft*

ΔS_w	= Average water saturation, fraction
r_{ob}	= Radius of oil bank, ft
S_g	= Gas saturation at start of injection, fraction
W_i	= Cumulative water injected, bbl
E_{inj}	= Layer injection efficiency
r_{wb}	= Radius of water bank, ft
\bar{S}_{wbt}	= Average water saturation behind front, fraction
S_{wc}	= Connate water saturation, fraction



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

DAFTAR SINGKATAN

BWPD = *Barel water per day*

BOPD = *Barel water per day*

MSTBO = *Million Stock Tank Barel Oil*

EUR = *Estimate Ultimate Recovery*

EOR = *Enhance Oil Recovery*



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

ANALISIS WATERFLOOD SURVEILLANCE SKALA SUMUR DAN PATTERN FLOOD PADA RESERVOIR SANDSTONE LAPANGAN MARPOYAN DAMAI

**DARUL HIDAYAT SYAM
NPM 153210740**

ABSTRAK

Pada penelitian ini dilakukan di lapangan Zamrud, Riau, Indonesia yang dikelola oleh PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu lapangan ini sudah memasuki tahap *secondary recovery* sejak tahun 1993 sampai sekarang. Namun akan tetapi *waterflooding* yang dilakukan belum membawa hasil yang maksimal. Selama dilakukan *project waterflood* sumur produksi memberikan respon yang beragam secara garis besar ada yang memberikan respon positif dan negatif (*oil gain/loss*). Terkait dengan variasi respon yang terjadi pada sumur produksi tidak lepas dari karakteristik reservoir dan sumur yang berbeda. Maka oleh sebab itu dilakukan kegiatan *surveillance* untuk memonitoring permasalahan yang terjadi berdasarkan performa sumur produksi (*oil loss*). Pada penelitian ini ditargetkan pada reservoir utama yaitu pada lapisan 2830' sand dan 2900' sand yang terdiri dari 6 sumur produksi dan 2 injeksi. Adapun tujuan dari penelitian ini untuk mengetahui permasalahan apa yang sedang terjadi pada sumur injeksi maupun sumur produksi dengan *diagnostic plot*, kemudian untuk mengetahui pengaruh laju injeksi terhadap variasi permeabilitas dengan harapan dapat mencegah terjadinya *channelling* terutama pada sumur *multizonal completion*. Berdasarkan hasil yang diperoleh dengan melakukan komparasi laju injeksi dan produksi diperoleh VRR rata-rata sama dengan 1 dengan respon sumur produksi yang beragam terdapat 2 sumur produksi dengan produktifitas tinggi (*high oil, high water*), 3 sumur *low productivity* (*low oil, low water*) dan 1 sumur *high oil low water*. Jika dilihat dari WOR dan WOR' terdapat 5 sumur yang terdiagnosis mengalami *coning with late time channelling* dan satu sumur mengalami *multi-layer channelling*, Adapun kumulatif minyak diperoleh di lapangan Marpoyan Damai selama *project water flooding* adalah sebesar 8964.4 MSTBO, sisa cadangan dengan metode DCA masih tersisa sebesar 230.4 MSTBO maka dapat diperoleh EUR sebesar 9194.8 MSTBO dan secara rata-rata sumur produksi akan berhenti diproduksi sampai pada *economic limit* ($Q_{el} = 5 \text{ BOPD}$) selama kurun waktu 5.6 tahun kedepan.

Kata Kunci: *Waterflood Surveillance, WOR, Oil Cut, X Plot, Hall Plot, VRR, Pattern Balancing.*

WATERFLOOD SURVEILLANCE ANALYSIS OF WELL SCALE AND PATTERN FLOOD ON SANDSTONE RESERVOIR MARPOYAN DAMAI FIELD

**DARUL HIDAYAT SYAM
NPM 153210740**

ABSTRACT

This research was conducted in the Zamrud field, Riau, Indonesia which is managed by PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu. This field has entered the secondary recovery stage since 1993 until now. However, the waterflooding has not produced maximum results. During the waterflood project, production wells gave various responses, in general, some gave positive and negative responses (oil gain/loss). Associated with the variation of response that occurs in production wells cannot be separated from the characteristics of the reservoir and wells are different. Therefore, monitoring activities are carried out to monitor problems that occur based on the performance of production wells (oil loss). In this study, the main reservoir is targeted at the 2830' sand and 2900' sand layers which consist of 6 production wells and 2 injection wells. The purpose of this study is to find out what problems are happening in injection wells and production wells with diagnostic plots, then to determine the effect of the injection rate on permeability variations in the hope of preventing distribution, especially in the completion of multizonal wells. Based on the results obtained by comparing the injection and production rates, the average VRR is equal to 1 with various production well responses, there are 2 production wells with high productivity (high oil, high water), 3 wells low productivity (low oil, low water), and 1 well high oil low water. If we look at the WOR and WOR, there are 5 wells diagnosed as having coning with late time channeling and one multi-layer channeling well. The origin of production in the Marpoyan Damai field during the water flooding project was 8964.4 MSTBO, the remaining 230.4 MSTBO, it can be obtained EUR of 9194.8 MSTBO and on average production will stop producing to the economic limit ($Q_{el} = 5$ BOPD) over the next 5.6 years.

Kata Kunci: *Waterflood Surveillance, WOR, Oil Cut, X Plot, Hall Plot, VRR, Pattern Balancing.*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 LATAR BELAKANG

Adapun dampak dari aktifitas produksi sumur minyak mengakibatkan penurunan tekanan reservoir sehingga dapat menyebabkan produktifitas sumur menurun. Oleh sebab itu untuk menjaga performa produksi dilakukan *waterflooding* sebagai *pressure maintenance* yang bertujuan untuk memulihkan kembali energi reservoir sehingga mampu mendorong fluida reservoir menuju sumur produksi (Erfando, Rita, & Marlatty, 2017). Namun pada kenyataannya *waterflooding* yang dilakukan tidak berjalan sesuai dengan yang diharapkan dan tidak memberikan sinergi positif pada kenaikan laju produksi minyak.

Waterflood surveillance merupakan *tools* dan serangkaian teknik dalam mendukung keberhasilan perencanaan selama berlangsungnya *waterflooding* sehingga secara kontinu performa injeksi dapat tercapai dan terus terjaga (Terrado, Yudono, & Thakur, 2006). Sebelum melakukan *waterflooding* maka harus dipastikan terlebih dahulu seberapa besar sisa cadangan yang ada sehingga dapat dijadikan patokan nilai keekonomisan suatu *project*.

Penelitian ini dilakukan di PT. Bumi Siak Pusako tepatnya di lapangan Marpoyan Damai. Lapangan ini sudah memasuki tahap *secondary recovery* sejak tahun 1993 sampai sekarang. Dalam perencanaannya injeksi *waterflooding* ditargetkan pada reservoir utama (2830' sand dan 2900' sand). Selama dilakukan *project waterflood* sumur produksi memberikan respon yang beragam secara garis besar ada yang memberikan respon positif dan negatif (*oil gain/loss*) (PT. Bumi Siak Pusako - Pertamina Hulu, 2021). Terkait dengan variasi respon yang terjadi pada sumur produksi tidak lepas dari karakteristik reservoir dan sumur yang berbeda. Maka oleh sebab itu dilakukan kegiatan *surveillance* untuk memonitoring permasalahan yang terjadi berdasarkan performa sumur produksi (*oil loss*).

Berdasarkan pada hasil yang diperoleh sangat erat kaitannya dengan properti reservoir terutama permeabilitas yang merupakan besaran fungsi aliran fluida reservoir. Maka perlu dilakukan korelasi antara *oil cut* terhadap *water oil ratio* dengan cara ini maka dapat diperoleh informasi *fractional flow* (f_w vs

cumulative oil) pada tiap-tiap sumur produksi (Zechner, 2008). Parameter ini sangat berguna sebagai indikator untuk mengkorelasikan data geologi seperti penyebaran permeabilitas dan *rock continuity* dan menjadi acuan untuk mengetahui pola aliran *waterflooding (flow path of water injection)* (McLachlan & Ershaghi, 2005). Selama proses injeksi berlangsung maka harus dipastikan tekanan injeksi harus dibawah *fracture pressure* dengan harapan *waterflooding* dapat memberikan respon yang positif terhadap sumur produksi yang ditandai dengan kenaikan tekanan *bottom-hole pressure* dan peningkatan laju alir produksi (Al Henshiri & Tariq, 2012). Selain itu respon sumur injeksi juga dapat mengidentifikasi adanya *skin* atau *fracture* yang terbentuk selama berlangsungnya *waterflooding* dengan metode Hall plot (Talash, 1998). Kemudian berdasarkan pola injeksi *waterflood* dengan *staggered line drive* maka harus dipastikan volume air yang diinjeksikan mencapai kesetimbangan dengan kata lain penyebaran air injeksi tersebar merata dengan pola radial sehingga *pattern balancing* dapat tercapai. *Pattern balancing* merupakan parameter yang dapat mengontrol dan mencegah terjadinya *early water breakthrough*, mencegah terjadinya *water channelling* dan meminimalisir *remaining oil bank* (Smith & Cobb, 1997).

Secara objektif tujuan dari penelitian ini hanya mencakup skala sumur dan *pattern flood* (2 sumur injeksi dan 6 sumur produksi) dalam analisis skala sumur mengacu pada *diagnostic plot* (*WOR and oil cut vs cumulative production*, *X plot*, *Hall plot*) sedangkan analisis pada skala *pattern flood* meliputi *VRR*, *flood front* dan *pattern balancing*.

1.2 TUJUAN PENELITIAN

Berdasarkan permasalahan yang terjadi maka tujuan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Analisis performa produksi terhadap profil sumur injeksi (*diagnostic plot*).
2. Analisis laju injeksi yang optimal untuk menghindari masalah *channelling* pada *multizonal completion*.
3. Melakukan peramalan sisa cadangan dengan metode *decline curve analysis*.

1.3 MANFAAT PENELITIAN

Adapun manfaat dari penelitian ini sebagai berikut:

1. Dapat dijadikan referensi untuk penelitian tahap lanjut.
2. Dapat dijadikan publikasi ilmiah yang berskala nasional maupun internasional.
3. Sebagai bahan pertimbangan serta acuan dalam monitoring *waterflooding project*.

1.4 BATASAN MASALAH

Berdasarkan pada tujuan penelitian maka penulis membatasi kajian penelitian dengan maksud dan tujuan agar penelitian lebih terarah dan dapat menjawab tujuan penelitian. Berikut batasan masalah dalam penelitian ini;

1. Analisis *waterflood surveillance* hanya mencakup skala sumur dan *pattern scope* dengan 2 sumur injeksi.
2. Analisis dilakukan hanya pada reservoir utama yaitu 2830' sand dan 2900' sand yang berada di lapangan Zamrud.
3. Tidak membahas aspek keekonomisan.
4. Tidak menganalisis *water treatment process*.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Dalam aspek kehidupan agama islam mewajibkan untuk terus belajar dan menuntut ilmu sebagai bekal di dunia dan akhirat. Terkait dengan menuntut ilmu Allah SWT berfirman dalam surat Al-Jasiyah ayat 29 yang artinya;

Inilah Kitab (catatan) Kami yang menuturkan kepadaMu dengan sebenar-benarnya. Sesungguhnya Kami telah menyuruh mencatat apa yang telah kamu kerjakan” (QS Al-Jasiyah Ayat 29).

Maka berdasarkan ayat di atas secara tegas kita diperintahkan mencatat apa yang sedang kita kerjakan tentu hal ini Allah SWT maha mengetahui kelemahan hamba-hambanya. Seperti sifat pelupa yang kita miliki, maka dengan mencatat apa yang kita kerjakan kelemahan ini dapat diatasi.

2.1 LITERATURE REVIEW

Berdasarkan pada penelitian Terrado, Yudono, & Thakur (2006) yang terdapat pada tabel 2.1 mengenai penerapan *waterflooding* yang dilakukan di 3 lapangan yang berbeda. Ke-3 lapangan tersebut memiliki properti reservoir yang beragam seperti perbedaan permeabilitas, porositas, *drive mechanism* dan lain-lain namun memiliki batuan reservoir yang sama yaitu berupa *sandstone*.

Tabel 2.1 Waterflooding Project Review

<i>Field name</i>	El Trapial	Bangko	Meren
<i>Country</i>	ARGENTINA	INDONESIA	NIGERIA
<i>Onshore/Offshore</i>	<i>Onshore</i>	<i>Onshore</i>	<i>Offshore</i>
<i>Geologic Description</i>	<i>Sandstones</i>	<i>Sandstones</i>	<i>Sandstones</i>
<i>Natural Drive Mechanism</i>	<i>Solution Gas Drive</i>	<i>Aquifer</i>	<i>Some Aquifer - Gas Cap</i>
<i>Permeability, mD</i>	75	530	700 - 10,000
<i>Porosity, %</i>	15-18	25	20 - 37
<i>Oil Gravity, API</i>	37	34	27
<i>Oil Viscosity, cP</i>	1.1	4.2	1.5 - 2.2

<i>Initial Pressure, psi</i>	950	770	2,200 - 2,600
<i>OOIP, MMbbl</i>	990	1,630	2,400
<i>Current Production Data</i>			
<i>Data Date</i>	Jan-06	Sep-05	Nov-05
<i>Oil Rate, bopd</i>	41,800	40,000	69,000
<i>Cumulative Oil, MMbbl</i>	178	550	970
<i>Water Injection Rate, bpd</i>	434,000	415,000	175,000
<i>Watercut, %</i>	88	94	45
<i>No. of Active Producers</i>	380	210	78
<i>No. of Active Injectors</i>	250	30	15
<i>I/P Ratio</i>	1.9 : 1.0	4.4 : 1.0	6.8 : 1.0
<i>Injection Scheme</i>	<i>Inverted 7-Spot</i>	<i>Peripheral</i>	<i>Peripheral</i>

Sumber: Terrado, Yudono, & Thakur, (2006)

Pada tabel 2.1 skema injeksi yang diterapkan berupa *inverted 7-Spot* dan *peripheral* berdasarkan pola injeksinya jika dihubungkan dengan rasio antara injeksi dan produksi (*I/P Ratio*) dan juga jumlah sumur injeksi maka diperoleh kesimpulan *I/P ratio* akan semakin besar jika jumlah sumur injeksinya sedikit. Hal ini sangat erat kaitannya dengan konsep *material balance* yang mana volume yang diinjeksikan harus sama dengan volume yang terproduksi atau sering disebut dengan *voidage replacement ratio* (Zechner, 2008). Oleh sebab itulah nilai *I/P ratio* akan selalu lebih besar dari 1 ($I/P \ ratio \geq 1$) sebab air yang diinjeksikan berfungsi sebagai penyeimbang sehingga tekanan reservoir akan selalu terjaga (Thakur, 1991).

Tabel 2.2 State of The Art

		Untuk skenario penelitian berupa <i>five-spot pattern</i> dan <i>direct-line</i>
	Parameter	<p>Adapun parameter yang diamati berupa:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Net Pressure Value</i> (NVP) 2. <i>Cumulative production</i> 3. <i>Water breakthrough</i> 4. Laju injeksi dan laju produksi 5. <i>Bottom-hole pressure (injector and producer)</i>
	Results	<p>Berdasarkan hasil yang diperoleh dampak dari heterogenitas vertikal reservoir sangat sulit dilakukan analisis yang disebabkan adanya efek <i>bearing system</i> dan <i>transmissibility</i> sehingga sangat susah melakukan proyeksi arah aliran (<i>flow path</i>) sumur injeksi ke sumur produksi.</p> <p>Pada ratio k_v/k_h yang tinggi menimbulkan <i>vertical cross-flow</i> diantara layer reservoir menjadi rendah kejadian ini terdapat pada permeabilitas yang tinggi dengan tingkat heterogenitas layer yang rendah. Akan tetapi jika dilihat secara kenaikan tekanan terjadi kenaikan sehingga mampu memperbaiki kondisi tekanan reservoir dan meningkatkan perolehan minyak.</p> <p>Pertimbangan pemilihan pola injeksi didasarkan pada <i>water-cut</i> yang rendah dan <i>water breakthrough time</i> yang lama. Maka dalam kasus ini <i>direct-line pattern</i> yang mampu memenuhi persyaratan tersebut sehingga sangat baik untuk diaplikasikan.</p>
2.	Authors	Dalimunthe, Hanifah , & Setiati, (2019)
	Title	<i>Application Hall Plot Method For Surveillance Waterflood In Oil Reservoir</i>
	Objective	Analisis efektifitas performa <i>waterflood</i> selama proses injeksi dengan metode Hall plot

	Metodologi	Penelitian dilakukan di Prabumulih <i>field</i> . Pola injeksi yang diterapkan di lapangan ini <i>irregular inverted 5-spot</i> . Analisis metode berdasarkan pada dua variabel yaitu kumulatif injeksi terhadap kenaikan tekanan sumur injeksi. Setiap bentuk grafik yang dihasilkan memberikan informasi apa yang sedang terjadi di reservoir seperti adanya indikasi <i>skin</i> , yang dapat dideteksi dengan kenaikan tekanan sumur injeksi secara signifikan dan tidak linear dengan bertambahnya kumulatif injeksi.
	Parameter	Parameter yang diamati: <ol style="list-style-type: none"> 1. <i>Injection rate</i> 2. <i>Cumulative water injection</i> 3. Tekanan injeksi 4. Tekanan rata-rata reservoir 5. <i>Slope</i>
	Results	Secara teoritis hasil yang diperoleh mengidentifikasi adanya <i>skin</i> yang terbentuk pada analisis Hall <i>plot</i> sebab terdapat kenaikan <i>slop</i> yang sangat curam dimana perbedaan tekanan yang dihasilkan tidak berbanding lurus dengan kumulatif air yang diinjeksi kan Namun pada kenyataannya hal ini bisa terjadi karena pada sumur injeksi Z-227 menggunakan kompleksi <i>multilayer packer</i> (MLP) sebagai pengontrol laju injeksi yang sudah direncanakan. Setelah instalasi MLP sumur beroperasi pada kondisi normal dan tidak menunjukkan adanya <i>skin</i> selama proses injeksi.
3.	<i>Author</i>	Rafiei, (2014)
	<i>Title</i>	<i>Improved Oil Production and Waterflood Performance by Water Allocation Management</i>

	<i>Objective</i>	Menentukan jumlah optimum air yang diinjeksi kan ke dalam reservoir dan mengoptimalkan jarak lokasi antara <i>injector</i> yang berbeda berdasarkan histori injeksi dan produksi.
	Metodologi	<p>Jenis penelitian ini berupa <i>simulation research</i> data yang digunakan berdasarkan data histori produksi dan injeksi. Pendekatan yang digunakan dalam penelitian ini, untuk mengukur optimum <i>water allocation factor</i> berdasarkan pada <i>inter-well connectivity</i> antara <i>injector</i> dan <i>producer</i>. Kompleksi sumur dalam penelitian ini berupa <i>intelligent well</i> dengan <i>multilateral well</i> pengontrolan aliran menggunakan <i>inflow control device</i> (ICD) dan <i>inflow control valve</i> (ICV)</p> <p>Pengukuran konektifitas antara sumur injeksi dan produksi menggunakan metode <i>spearman rank correlation</i>, <i>multi-linear regression</i> (MLR) and <i>capacitive resistive model</i> (CRM).</p> <p>Untuk mengoptimasi injeksi air agar tepat sasaran maka digunakan teknik <i>water allocation management</i> yang dapat mengarahkan injeksi air sehingga dapat memberikan <i>support</i> pada performa sumur produksi.</p>
	Parameter	<ol style="list-style-type: none"> 1. Reservoir pore volume 2. Production and injection time 3. Oil and water production rate 4. Cumulative oil production 5. Cumulative oil production 6. Connate water saturation 7. Average water saturation 8. Wellbore radius 9. Permeability ratio constants 10. Relative permeability ratio of water to oil 11. etc.

	<i>Results</i>	<p>Monitoring performa <i>waterflooding</i> dapat dilakukan dengan metode <i>cut-cum plot</i>, <i>WOR plot</i>, <i>X-plot</i> dan <i>Hall plot</i>. <i>Hall plot</i> dapat memonitor perubahan kondisi sumur injeksi serta memberikan informasi <i>future oil reserve</i> dan <i>recovery factor</i>. Untuk meningkatkan performa <i>waterflood</i> maka harus ditentukan tekanan minimum reservoir dan <i>time breakthrough</i> berdasarkan parameter <i>reservoir voidage management</i> (RVM).</p> <p>Berdasarkan metode pengukuran konektifitas <i>injector – producer</i> metode <i>spearman rank correlation coefficient</i> tidak efektif diaplikasikan sebab korelasi yang digunakan tidak sesuai dan tidak dapat mendefinisikan konektifitas diantara sumur. Akan tetapi metode ini dapat diaplikasikan pada <i>single well</i> yang relatif memiliki radius yang kecil.</p> <p>Adapun metode yang paling mendekati dalam pengukuran konektifitas antara sumur yaitu kombinasi WAM dan CRM yang melibatkan banyak parameter seperti PI dengan menghitung konstanta waktu yang terkait dengan waktu keterlambatan antara <i>injector and producer</i>.</p>
4.	<i>Authors</i>	<p><i>Problem Indikator</i></p> <p>Baker, (1998)</p> <p><i>Channeling or gravity segregation</i></p> <p>Adapun indikator terjadinya <i>channeling</i> pada reservoir yang heterogen yaitu sebagai berikut:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Laju alir minyak memiliki <i>low peak response</i>. 2. Recovery total rendah. 3. <i>High slope</i> yang diperoleh dari <i>plot WOR vs N_P</i> 4. <i>Early breakover point in the % recovery versus pore volume injected curve</i>. 5. Dykstra-Parsons coefficient memiliki nilai lebih dari 0.7. 6. <i>Fast gas collapse (< 0.05 HCPVI of water)</i>

	<p>7. Terjadi kenaikan WOR pada tiap sumur.</p> <p><i>Poor reservoir continuity</i></p> <p>Apabila kontinuitas reservoir rendah akan memberikan indikasi sebagai berikut:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Hasil perhitungan OOIP dengan <i>material balance</i> akan menjadi lebih kecil dari OOIP menggunakan metode <i>volumetric</i>. 2. very poor peak oil rate response. 3. Hampir tidak ada gas collapse tetapi GOR yang tertinggal tinggi. 4. Perbedaan tekanan antara sumur sangat besar terutama pada sumur injeksi dan produksi. 5. Hampir tidak ada air yang ikut berproduksi pada plot WOR vs N_p bahkan setelah >25% HCPVI injeksi air 6. <i>Poor injectivity</i>. <p><i>Poor displacement efficiency</i></p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Laju alir minyak memiliki <i>low peak response</i>. 2. Recovery total rendah. 3. Penurunan laju alir minyak yang cepat. 4. Laju produksi air sangat cepat dan tinggi. <p><i>Time breakthrough</i> sangat cepat pada plot RF versus HCPVI.</p>
--	---

BAB III

METODELOGI PENELITIAN

3.1 WATERFLOOD SURVEILLANCE

Waterflood surveillance merupakan suatu aspek kajian yang meliputi evaluasi *project profitability* dengan monitoring performa injeksi aktual reservoir kemudian dihubungkan terhadap aspek keekonomisan sebuah *project waterflood*. Pada dasarnya performa aktual reservoir tidak selalu representatif terhadap *predict performance*, ketidaksamaan ini disebabkan penggunaan data yang diambil berdasarkan nilai rata-rata terutama pada data geologi dan *geophysics* seperti nilai porositas, permeabilitas, S_w , S_o , S_g dan lain-lain (Edwin, et al, 2018 & AlOtaibi, et al, 2019). Oleh karena dilakukan analisis performa sumur produksi dan performa injeksi. Adapun *surveillance program* bertujuan untuk memaksimalkan *recovery factor* dengan meminimalisir WOR dan meningkatkan *volumetric sweep efficiency* dengan volume injeksi serendah mungkin.

3.1.1 Production Curve

Berdasarkan profil produksi sumur dapat dilakukan monitoring dan mendeteksi perubahan performa reservoir. Oleh sebab itu sebelum melakukan *waterflood* perlu diketahui seberapa banyak sisa cadangan minyak yang tertinggal (Baker R. , 1997). Kalkulasi ini dapat dilakukan dengan metode *decline curve analysis* (DCA). Dari hasil tersebut dapat dideskripsikan *drive mechanism* reservoir. Pada gambar 3.1 dapat diperoleh persamaan sebagai berikut:

1. Exponential Decline

Dimana:

q_i = Initial production rate at $t = 0$ BOPD

D = Exponential decline (1/year), fraction

q_t = Production rate time, BOPD

t = Time start of decline, years

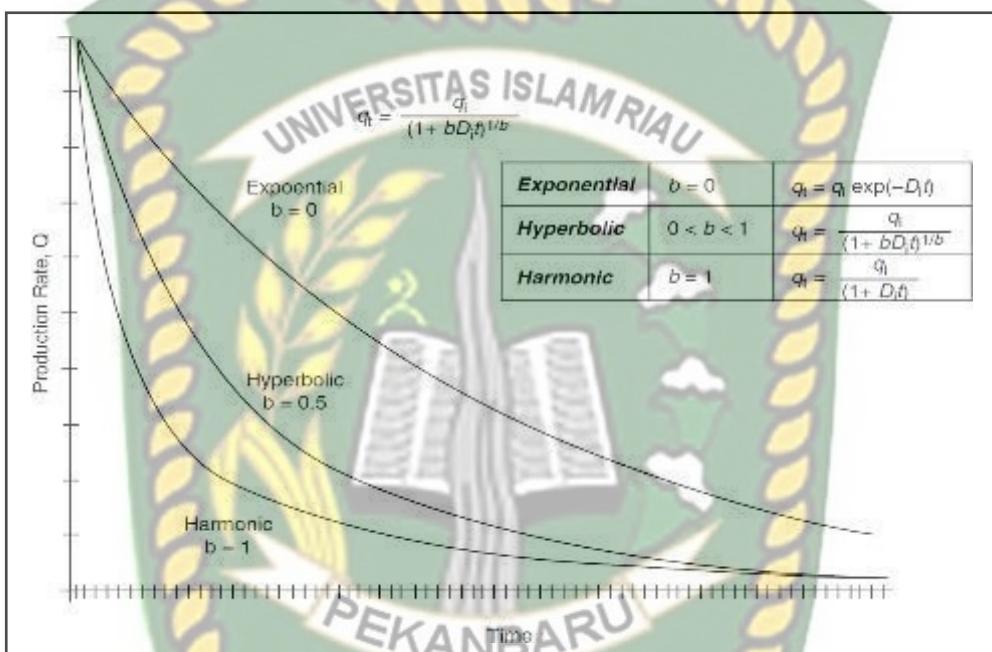
2. Hyperbolic

Dimana:

b = Arps coefficient, Dimensionless

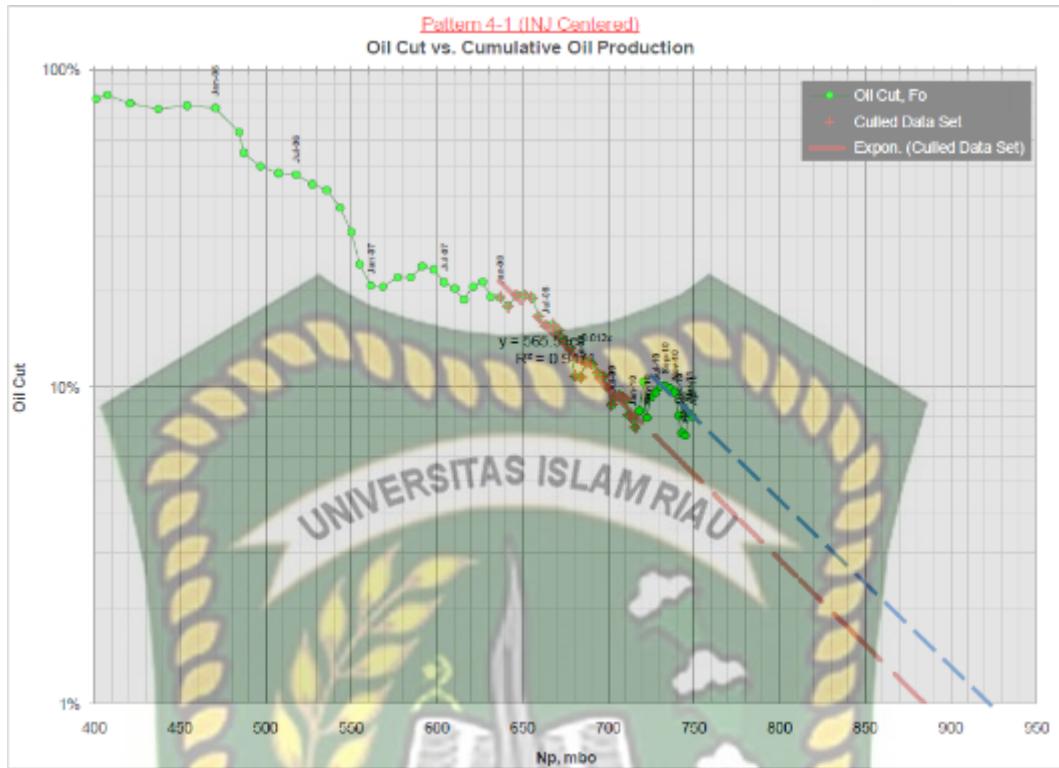
D_i = Initial decline rate, 1/year

3. Harmonic



Gambar 3.1 Jenis decline curve (Ahmed , 2006)

Adapun manfaat penerapan metode DCA selain menghitung cadangan minyak, dapat juga diperoleh *oil produced stream* dengan batas *economic limit* seperti yang ditunjukkan pada gambar 3.1 yang mana dapat diperoleh hubungan antara *oil cut* terhadap *ultimate recovery*.



Gambar 3.2 Oil cut vs cumulative oil recovery (Bauer & O'Dell, 2011)

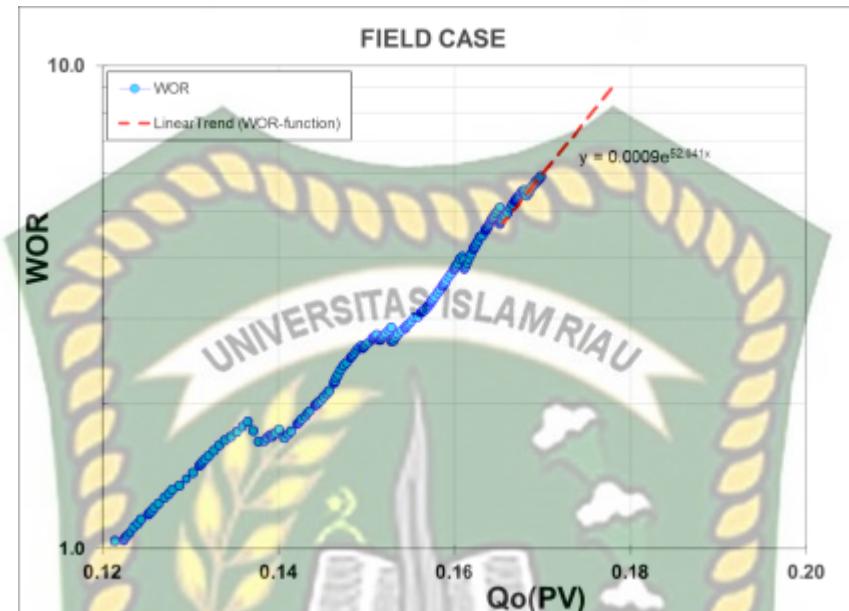
Setelah mengetahui sisa cadangan minyak maka dilakukan analisis lebih lanjut seperti *pressure decline*, *water cut* dan *GOR*. Menurut Othman, et al., (2003) *pressure maintenance* dilakukan pada waktu dimulainya *pressure decline*. Dengan demikian injeksi air dapat dilakukan tepat pada waktunya sehingga air yang diinjeksi kan diharapkan mampu menahan turunnya tekanan reservoir dan menjaga produktifitas sumur.

3.1.2 Water Oil Ratio Vs Cumulative Production

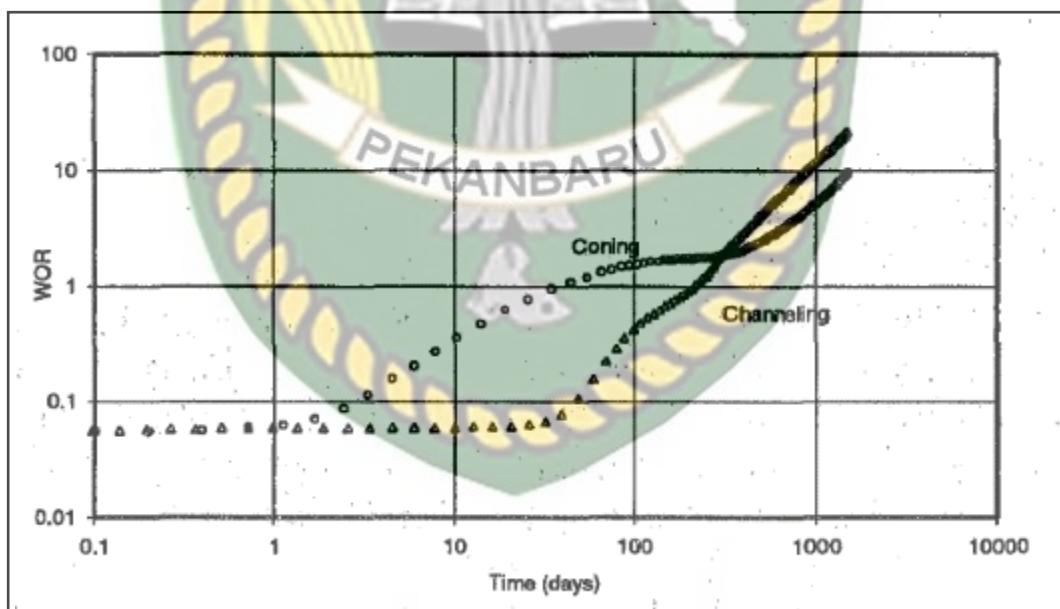
Water oil ratio merupakan parameter yang merepresentasikan rasio volume injeksi dan perolehan minyak yang diperoleh (Smith & Cobb, 1997). Pada bagian ini dilakukan analisis *straight line* antara kurva *water oil ratio* dan *cumulative oil recovery*. Dari kurva yang diperoleh dihubungkan dengan batas *economic limit*. Gambar 3.4 memperlihatkan Pada garis kurva WOR yang dibatasi dengan *economic limit* maka dapat diperoleh *cumulative oil*. Berdasarkan kurva yang diperoleh dapat memberikan informasi sebagai berikut (Chan, 1995):

1. Mengetahui seberapa banyak *cumulative oil* yang diperoleh
2. Dapat memproyeksikan performa injeksi pada *multiple layer injection*

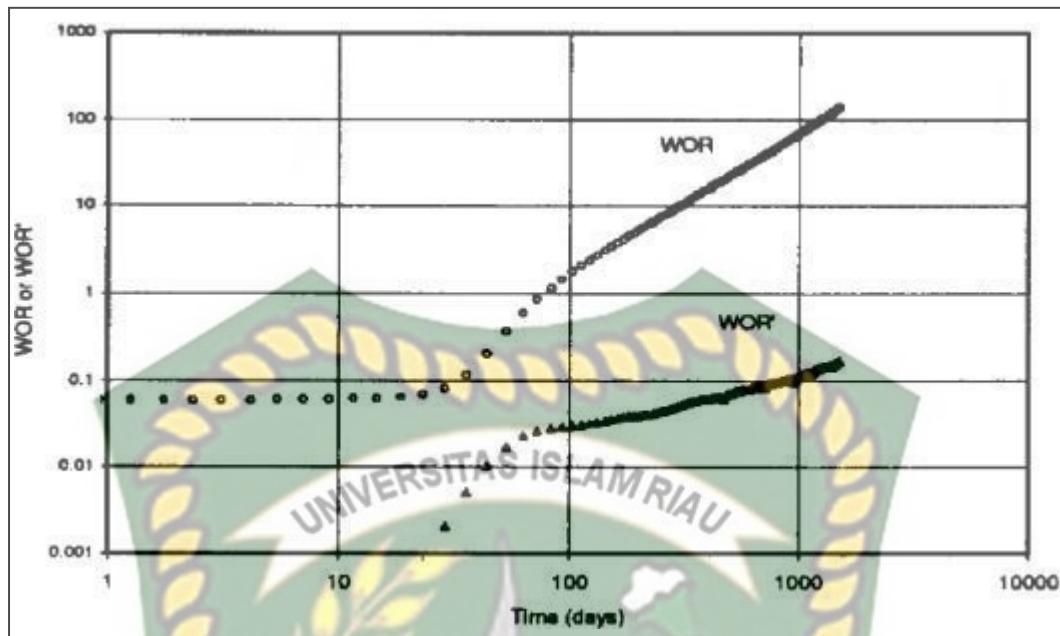
3. Dapat digunakan sebagai validasi data geologi terutama mengukur heterogenitas dengan melihat *displacement efficiency* dengan data ini dapat diminimalisir terjadinya *fingering* dan *channelling*.



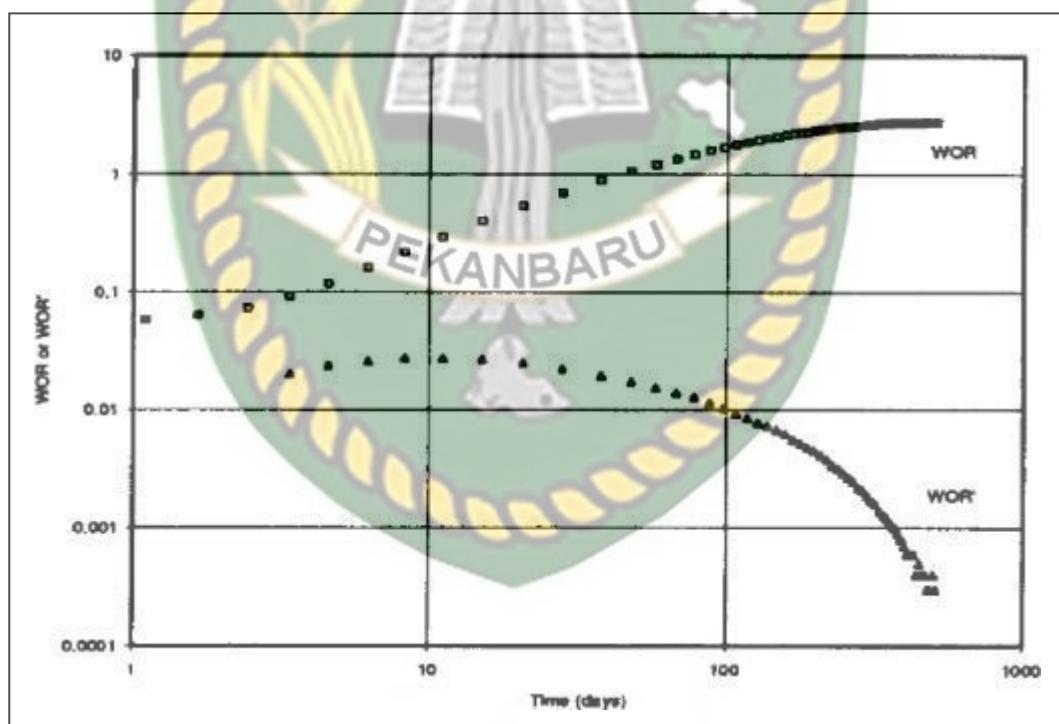
Gambar 3.3 WOR terhadap HCVP (Edwin, Luis, Delfín, & Hector, 2018)



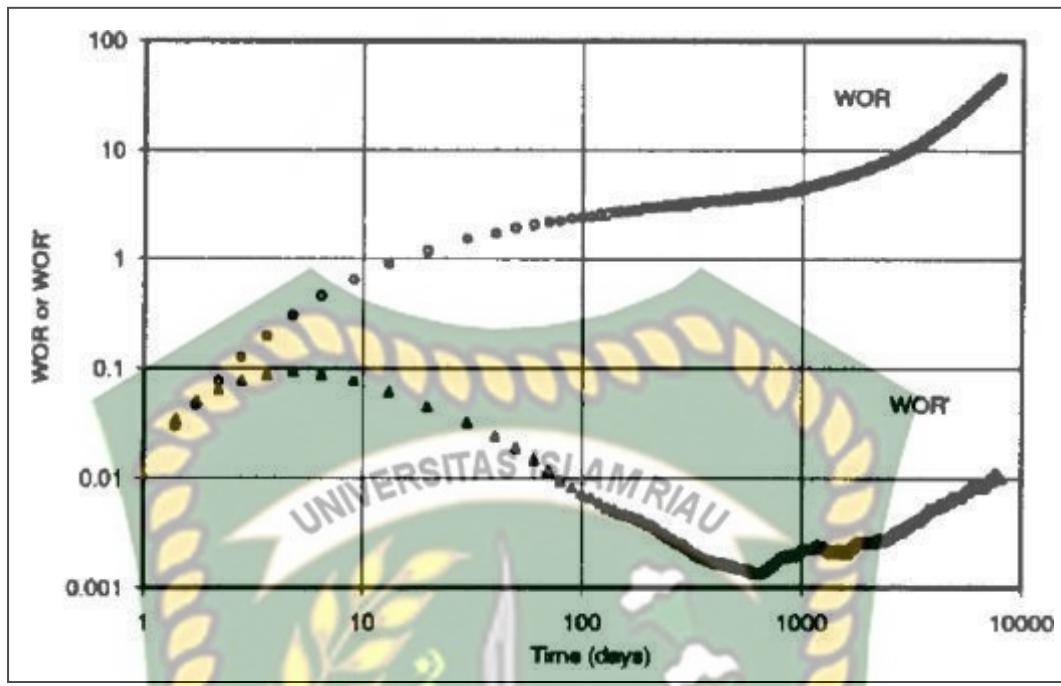
Gambar 3.4 Water coning and channelling WOR comparison (Chan, 1995)



Gambar 3.5 Perbandingan WOR dan WOR derivative pada *multi-layer channelling* (Chan, 1995)



Gambar 3.6 Pengaruh *bottom-water coning* terhadap WOR dan WOR derivatives (Chan, 1995)



Gambar 3.7 Pengaruh *bottom-water coning* dan *late channelling* terhadap WOR dan WOR derivatives (Chan, 1995)

3.1.3 X Versus Cumulative Production

Ershaghi & Omorigie, (1978) mempresentasikan salah satu alternatif untuk memonitoring performa *waterflood* dapat diketahui berdasarkan kurva *fractional flow* yang digambarkan dalam kurva X plot. Kurva X dapat diperoleh dengan persamaan:

Dimana:

f_w = fractional flow, fraction

q_w ≡ Water rate, BWPD

q_o = Oil rate, BOPD

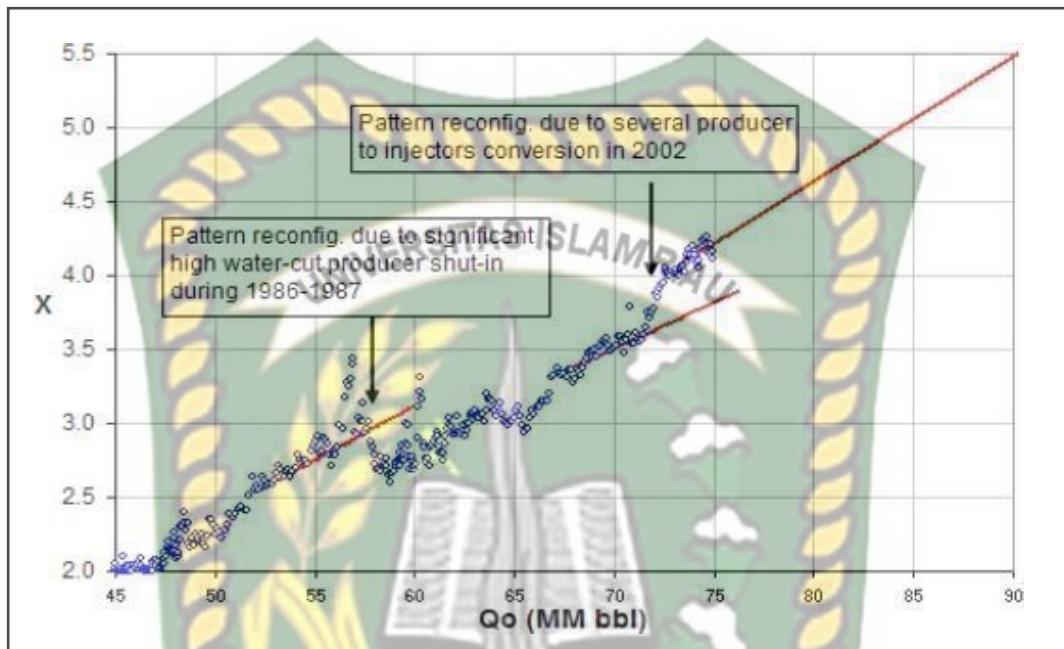
k_o = Oil relative permeability, fraction

k_w = water relative permeability, fraction

μ_w = Water viscosity, cp

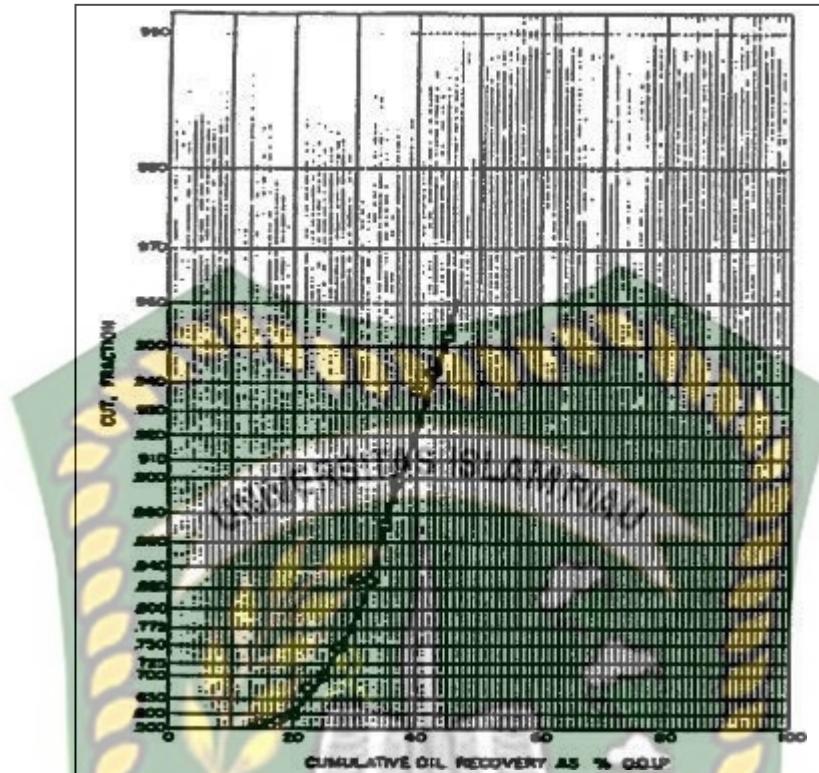
μ_o = Oil viscosity, cp

Pada persamaan (4) dan (5) secara aktual kurva *fractional flow* (f_w) apabila nilainya lebih dari 0.5 maka diasumsikan sebagai linear *relationship* dan apabila kurang dari 0.5 maka *ultimate recovery* diasumsikan sebagai *overly optimistic* (Smith & Cobb, 1997).



Gambar 3.8 X plot vs cumulative production (Yang, 2017)

Selain pendekatan *X plot* dapat juga digunakan pendekatan secara langsung yaitu dengan pendekatan *cut* versus *cumulative recovery* dengan kata lain tanpa dikonversi ke-*X plot* seperti yang diperlihatkan pada gambar 3.6.



Gambar 3.9 Cut versus cumulative oil (Smith & Cobb, 1997)

3.1.4 Oil Cut Vs Cumulative Production

Metode ini dapat difungsikan sebagai *coordinate graph* yang mana dapat memberikan informasi sumur-sumur yang potensial menghasilkan minyak selain itu juga dapat monitoring zona-zona yang produktif maupun zona non-produktif (Smith & Cobb, 1997).

3.1.5 Hall Method of Analysing Injection Well Behaviour

Hall 1963 mengemukakan metode teknik interpretasi pengaruh sumur injeksi terhadap *skin effect*. Metode ini membutuhkan data yang mencakup *bottom hole pressure*, *well head injection pressure*, *average reservoir pressure* dan *injection volume* (Smith & Cobb, 1997). *Injection rate* dalam metode ini diasumsikan *steady-state injection* yang dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut:

$$i_w = \frac{0.00707 kh (P_{wi} - P)}{\mu [\ln r - \frac{r_w}{r} - 0.75 + S]} \quad (6)$$

Dimana:

kh = *Horizontal permeability*, mD

Pwi = Well injection pressure, psi

\bar{P} = Average reservoir pressure, psi

= Viscosity, cp

r_e = Radius reservoir, ft

r_w = Wellbore radius, ft

$S = \text{Skin factor}$

S = Skin factor

Pada persamaan 6 diasumsikan nilai k , h , μ , r_w dan S kontan, sehingga dapat ditulis persamaan 7 menjadi:

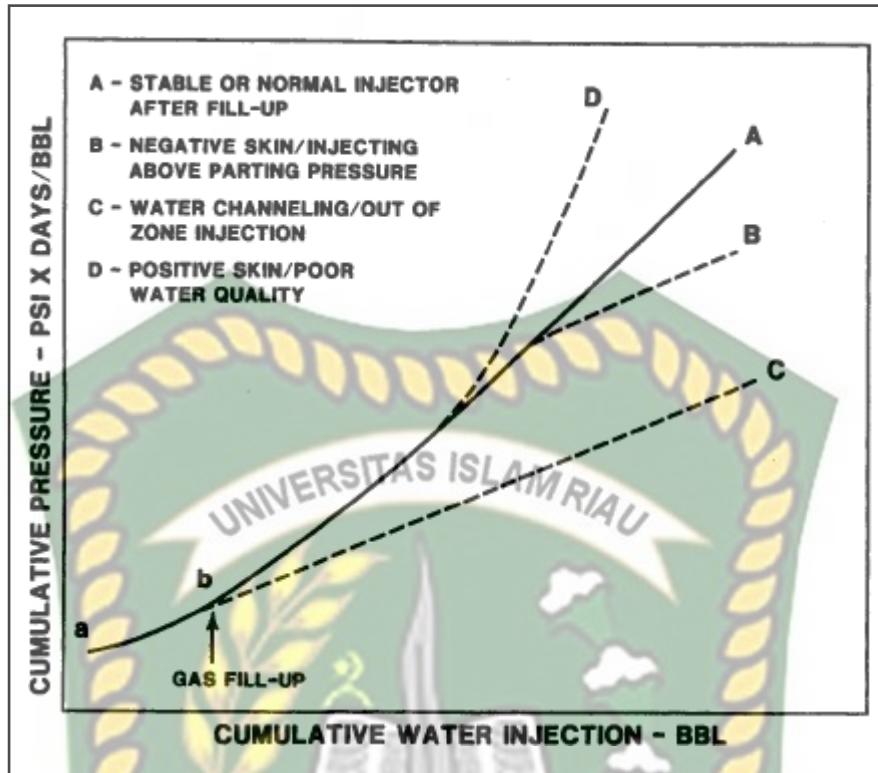
Dimana A adalah:

Atau dapat ditulis ulang pada persamaan 7 menjadi:

Maka dapat diintegralkan menjadi:

Dimana ΔP adalah:

Pada gambar 3.7 menggambarkan kondisi sumur injeksi dengan metode Hall *plot*. Hall *plot* menggambarkan peningkatan dan penurunan tekanan secara gradual yang berpengaruh terhadap nilai *skin* (*S*). Apabila secara gradual nilai *skin* meningkat maka nilai Hall *plot* akan meningkat dan apabila terjadi penurunan nilai *skin* dapat mengidentifikasi adanya *fracture* atau tekanan injeksi yang diberikan melebihi *fracture pressure* (Rahman, et al., 2012). Secara rinci dapat dilihat pada gambar 3.7.



Gambar 3.10 Hall plot (Thakur, 1991)

Adapun tantangan yang dihadapi dalam mengembangkan metode Hall plot yaitu kesulitan integrasi fungsi tekanan. Maka untuk memvalidasi metode tersebut digunakan pendekatan korelasi data *wellhead injection pressure* dan estimasi periode kenaikan tekanan rata-rata reservoir.

3.1.6 Pattern Balancing

Menurut Yao, et al., (2020) jumlah *pattern* yang banyak secara signifikan dapat meningkatkan efisiensi *waterflood* sebab air yang diinjeksikan dengan laju injeksi tertentu mudah untuk dimonitor berdasarkan penyebarannya pada setiap *pattern*. Kesetimbangan antara laju injeksi air dan laju produksi secara substansial dapat mengurangi terjadinya produksi air (*reduce water cut*), *improve long-term production rate and enhance ultimate recovery*. Maka dapat dirumuskan bahwa maksimum *oil recovery* pada minimum WOR dapat tercapai ketika injeksi air dapat mendorong fluida reservoir (*displaceable pore volume* V_D).

$$V_D = V_p \Delta V S_D \dots \quad (12)$$

Dimana:

V_D = Displaceable pore volume, bbl

V_p = Pore volume, bbl

ΔVS_D = Displaceable saturation ($1 - S_{wir} - S_{or}$), fraction

S_{wir} = Irreducible connate water saturation, fraction

S_{or} = Residual oil saturation, fraction

Secara konseptual apabila diasumsikan bahwa reservoir homogen air yang diinjeksikan akan menyebar merata ke segala arah, dengan membentuk pola radial maka dari gambar 3.8 dapat disimpulkan bahwa air yang diinjeksi akan sampai pada masing-masing sumur produksi sebanyak satu per empat bagian ($1/4$) dari jumlah yang diinjeksikan. Maka *volume of balancing* dapat dihitung dengan persamaan 13.

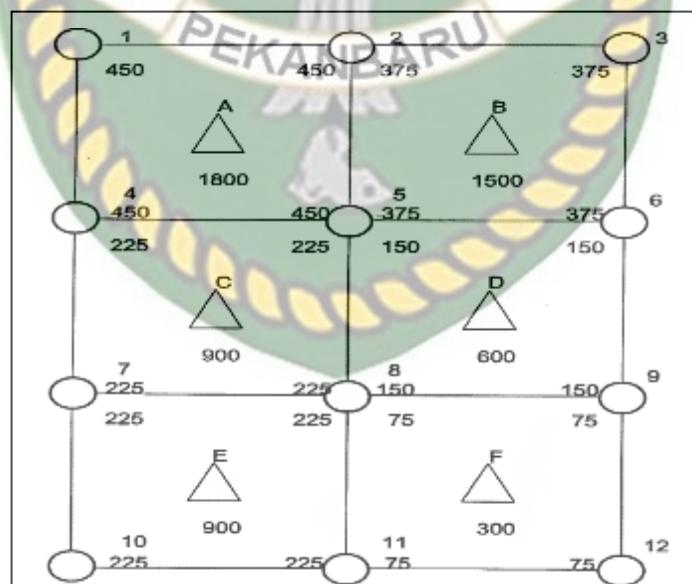
$$(I_w)_{\text{with pattern}} = \frac{V_{Dp}}{V_{Df}} * i_{wf} \quad (13)$$

Dimana:

V_{Dp} = Pattern displaceable pore volume, bbl

V_{Df} = Field displaceable pore volume, bbl

I_{wf} = Target field injection rate, bbl



Gambar 3.11 Theoretical water injection rate and pattern balancing (Smith & Cobb, 1997)

3.1.7 Injection Profile

Pada umumnya reservoir memiliki karakteristik yang berbeda diantara tiap lapisan, secara natural karakteristik reservoir yang homogen dapat terbentuk pada *single layer* (AlOtaibi, Cinar, & AlShehri, 2019). Hal ini tentu dapat menimbulkan permasalahan *low vertical sweep efficiency* (Weijermars, Harmelen, & Zuo, 2015). Secara ideal laju injeksi pada tiap *layer* dapat dihitung dengan persamaan 14. Akan tetapi pendekatan ΔS_w diasumsikan konstan pada tiap *layer*.

$$(\text{Injection Rate})_{i\text{-layer}} = \frac{(\emptyset h \Delta S_w)_{i\text{-layer}}}{\sum (\emptyset h \Delta S_w)_{\text{all layers}}} \quad \dots \quad (14)$$

Dimana:

\emptyset = Effective porosity, fraction

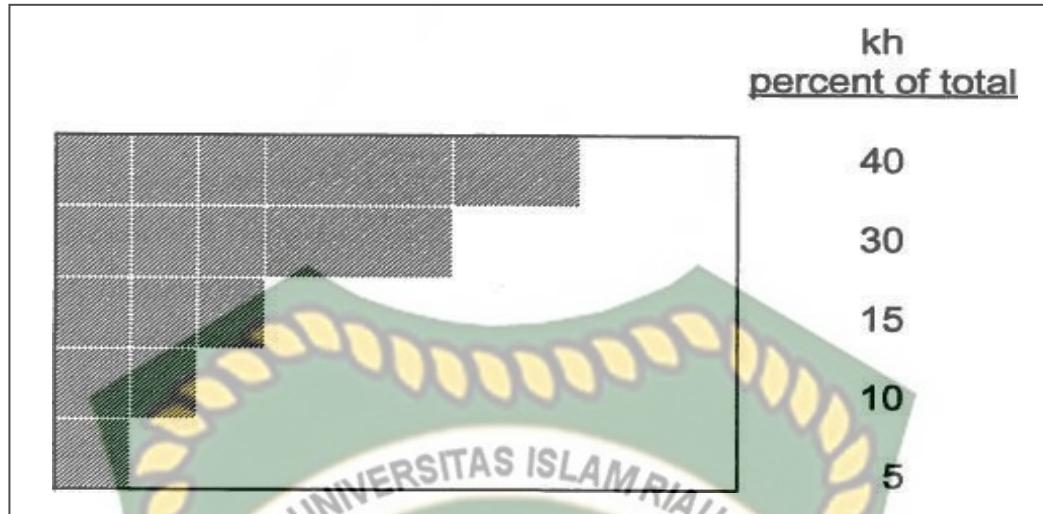
h = Effective layer thickness, ft

ΔS_w = Average water saturation, fraction

Akan tetapi pendekatan ΔS_w diasumsikan konstan pada tiap *layer* namun kenyataannya pada *thigh reservoir low permeability* dengan S_w yang tinggi yang terdapat pada zona transisi, *capillary pressure* memiliki hubungan yang sangat berpengaruh terhadap perbedaan kurva *fractional flow*. Maka persamaan 14 dapat dituliskan menjadi:

$$(Injection\ Rate)_{i-layer} = \frac{(\phi h)_{i-layer}}{\sum(\phi h)_{all-layers}} \dots \quad (15)$$

Gambar 3.9 merupakan skema pengaruh laju injeksi terhadap permeabilitas horizontal pada beberapa lapisan reservoir.



Gambar 3.12 Water injection into a stratified system base on zone horizontal permeability (Smith & Cobb, 1997)



Gambar 3.13 Water injection into a stratified system base on pore volume (Smith & Cobb, 1997)

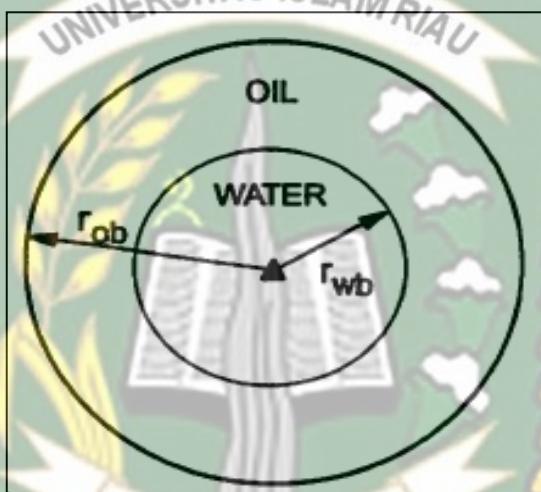
Waterflood surveillance merupakan *tools* untuk memonitoring kelakuan injeksi air dalam mendorong fluida hidrokarbon (*flood front*). Seperti pada gambar 3.11 merupakan bentuk visual penyapuan minyak oleh air injeksi yang membentuk pola radial. Untuk mengetahui seberapa jauh radius *oil bank* yang terbentuk maka dapat dihitung dengan persamaan 16.

$$r_{ob} = \left(\frac{5615 W_{inj}^2}{\pi h \phi S_g} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (16)$$

Dimana:

- r_{ob} = Radius of oil bank, ft
 S_g = Gas saturation at start of injection, fraction
 W_i = Cummulative water injected, bbl
 E_{inj} = Layer injection efficiency

Pada metode Craig-Geffen-Morse (CGM) melakukan pendekatan dengan data geologi seperti ketebalan reservoir dapat direpresentasikan kumulatif injeksi air sehingga efisiensi performa lapisan yang diinjeksikan dapat lebih terukur (Wu, 1998).



Gambar 3.14 Radial water and oil bank (Smith & Cobb, 1997)

Apabila injeksi air diasumsikan sebagai *remain within water bank* maka radiusnya dapat dihitung dengan persamaan 17.

$$r_{wb} = r_{ob} \left(\frac{S_g}{\bar{S}_{wb} - S_{wc}} \right)^{\frac{1}{2}} \quad (17)$$

Dimana:

- r_{wb} = Radius of water bank, ft
 \bar{S}_{wb} = Avarage water saturation behind front, fraction
 S_{wc} = Connate water saturation, fraction

Pengukuran radius *oil and water bank* dengan persamaan 16 dan 17 menggunakan pendekan nilai S_g dikarenakan pengukuran S_g memiliki tingkat keakuratan yang rendah maka dapat ditulis kembali menjadi:

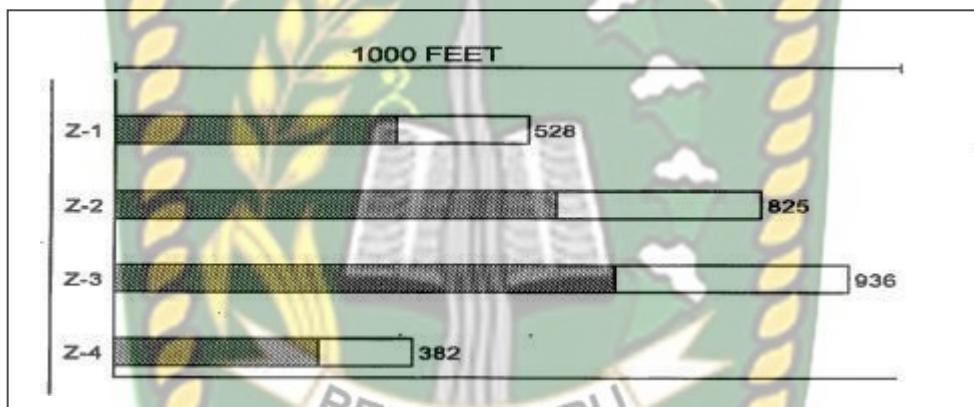
Dimana:

S_{orw} = Residual oil saturation to water injection, fraction

Untuk $\zeta_{wbt} \approx 1.0 - S_{orw}$:

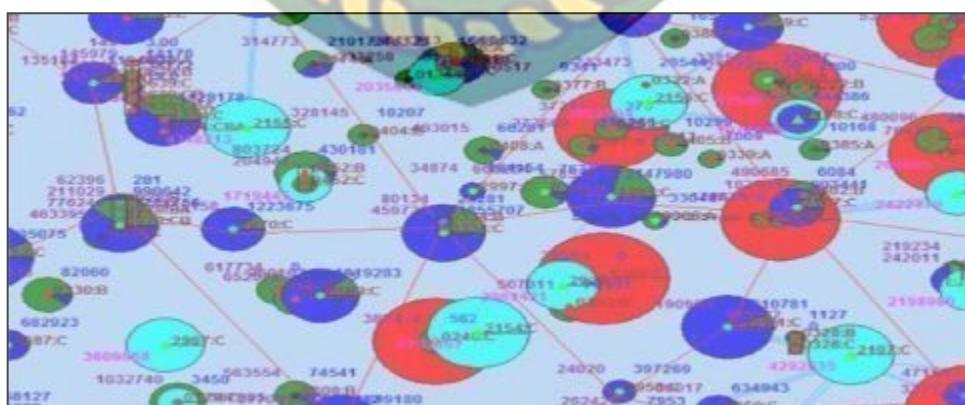
$$r_{wb} = \left(\frac{5.615 W \cdot E^{\text{inj}}}{\pi h \phi (1 - S_{\text{orw}} - S_{\text{wc}})} \right)^2 \dots \quad (19)$$

Sehingga dari persamaan 17 dan 18 dapat diilustrasikan seperti gambar 3.12 yang memberikan informasi *flood front* pada berbagai zona reservoir.



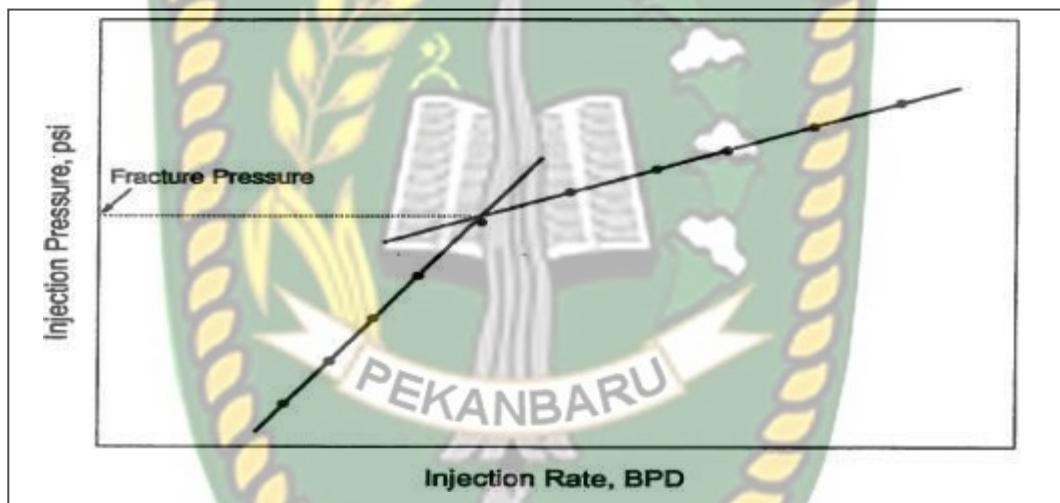
Gambar 3.15 *Flood front* pada berbagai zona reservoir (Smith & Cobb, 1997)

Berdasarkan komulatif produksi dan injeksi yang diperoleh dapat dibuat bubble map seperti gambar 3.13.



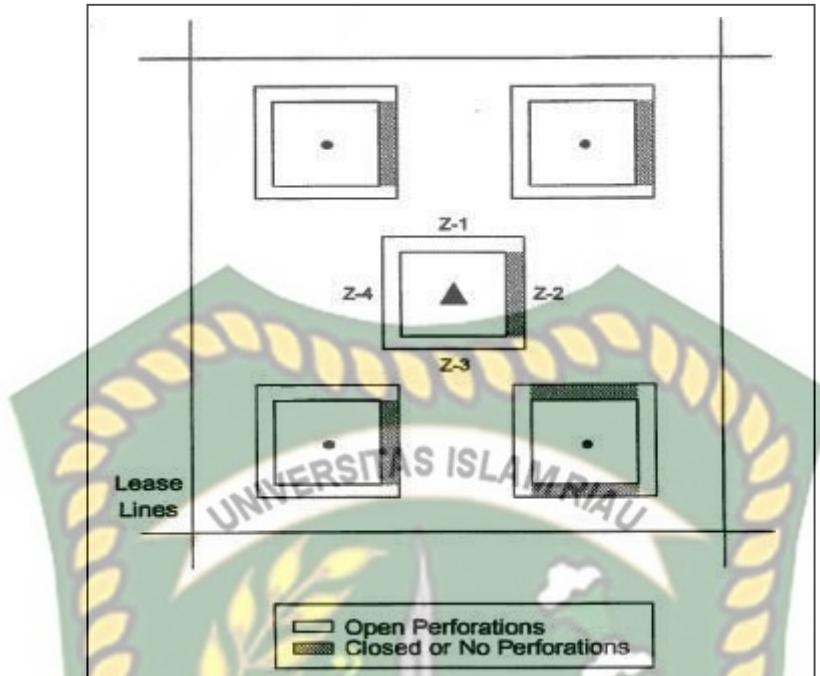
Gambar 3.16 Bubble map of produced and Injected (Yao C. , Rueda, Bernal, & Bastidas, 2020)

Setelah mengetahui seberapa besar laju injeksi yang dibutuhkan maka dilakukan pengukuran *fracture pressure*. Menurut Pedroso, Marques, Paixão, Pires, & Junior, (2009) Pengukuran ini untuk memastikan bahwa besaran laju injeksi air yang diinjeksikan tidak menyebabkan terjadinya rekahan. Sehingga dapat ditentukan batas maksimum laju injeksi (*safe injection pressure*). Adapun pengujian *fracture pressure* dilakukan dengan metode *step rate test* (SRT) dengan mekanisme SRT yaitu injeksi air secara bertahap dan laju injeksi konstan pada tiap rentang waktu tertentu (Smith & Cobb, 1997). Kemudian plot kurva laju injeksi dan tekanan injeksi. Pada gambar 3.14 merupakan skematik terjadinya *fracture pressure*, dari kurva tersebut apabila terjadi kenaikan laju injeksi dan tidak diikuti kenaikan tekanan injeksi maka hal itu menandakan telah terbentuknya rekahan.



Gambar 3.17 Skema pengujian *fracture pressure* (Smith & Cobb, 1997)

Untuk lebih mudah memetakan zona-zona yang dilakukan injeksi penggunaan *pie chart* sangat direkomendasikan seperti pada gambar 3.15 dapat diketahui korelasi zona yang dilakukan perforasi antara sumur injeksi dan produksi sehingga, injeksi air yang dilakukan dapat dipastikan berada dalam satu zona yang sama antara injeksi dan produksi.



Gambar 3.18 Pie chart (Smith & Cobb, 1997)

3.1.8 Voidage Replacement Ratio (VRR)

Kesetimbangan antara laju injeksi dan produksi merupakan parameter yang sangat penting dengan parameter VRR dapat dikalkulasikan perbandingan antara volume injeksi terhadap volume produksi yang dapat digambarkan dalam persamaan 20 (Zechner, 2008).

$$VRR = \frac{\text{Injected Reservoir Volume}}{\text{Produced Reservoir Volume}} \quad (20)$$

3.1.9 Sweep Efficiency

Setelah menganalisis beberapa parameter diatas maka hal yang sangat penting adalah menghitung seberapa besar kumulatif minyak yang terproduksi pada *project waterflood*.

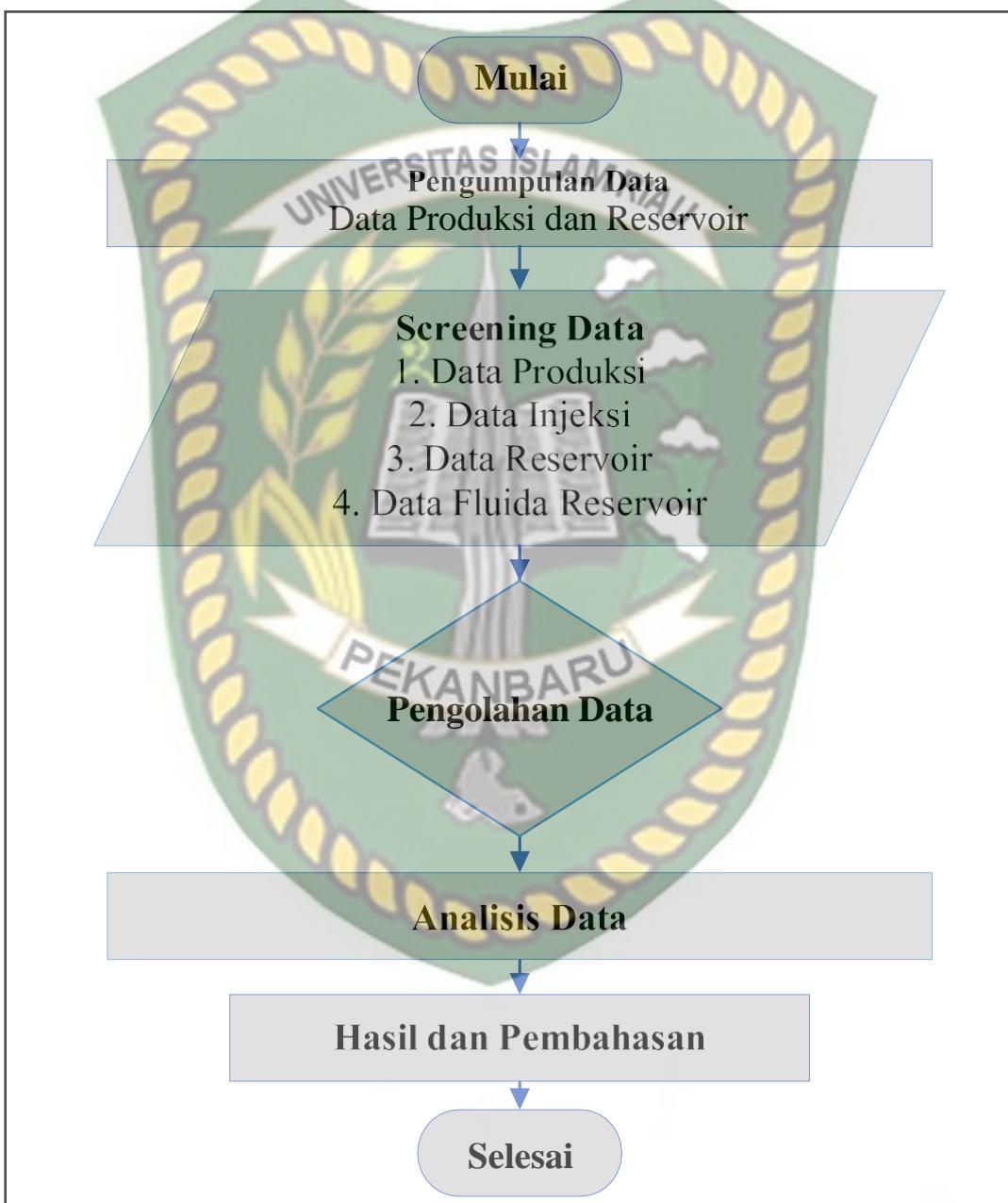
$$E_{vw} = \frac{1 + \frac{N_p B_o}{V_p} - S_o - S_{wc}}{S_w - S_{wc}} \dots \quad (21)$$

3.2 TEMPAT DAN JENIS PENELITIAN

Penelitian ini bertempat di BOB CPP Blok yang dikelola oleh PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu. Jenis penelitiannya bersifat *field experiment*. Lapangan ini terletak di Provinsi Riau, Sumatra, Indonesia. Perusahaan ini memiliki

5 Lapangan yaitu Zamrud, Beruk, Pusak, Pedada dan Benua. Pada penelitian ini dilakukan di lapangan Zamrud yang mana produksi lapangan ini dilakukan sejak tahun 1984 kemudian pada tahun 1993 dilakukan *waterflooding* sampai sekarang (Tjengdrawira, et. al, 2017 & PT. Bumi Siak Pusako - Pertamina Hulu, 2021).

3.3 FLOWCHART



Gambar 3.19 Skema penelitian

3.4 TINJAUAN LAPANGAN

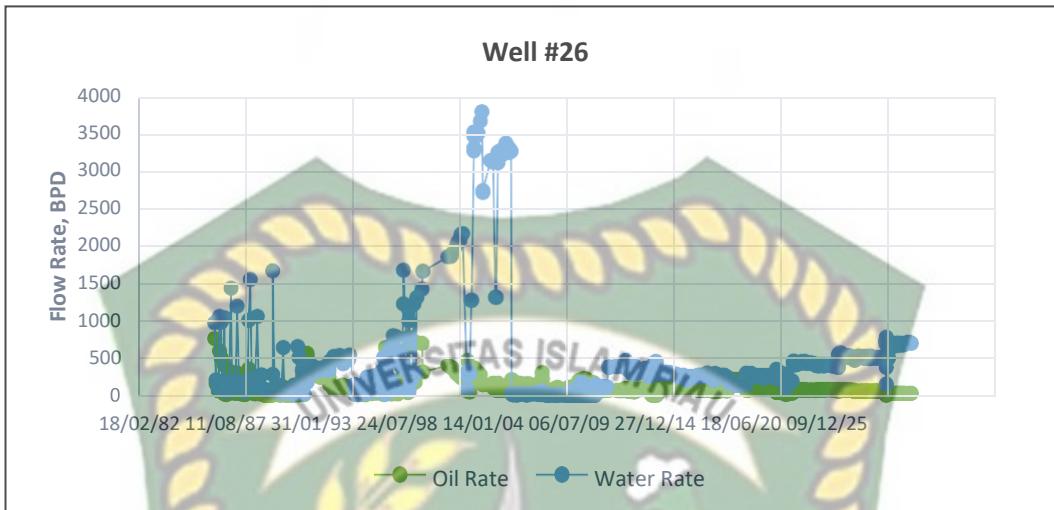
Lapangan Marpoyan Damai terletak di Pekanbaru, Provinsi Riau, Indonesia. Lapangan ini di kelola oleh BOB PT. Bumi Siak Pusako - Pertamina Hulu. Berikut pada gambar 3.17 merupakan peta lapangan Marpoyan damai.



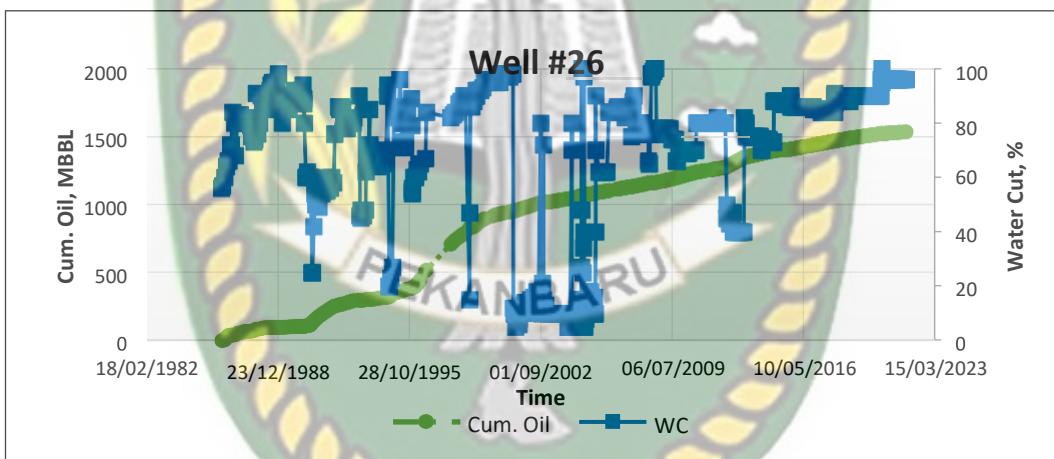
Gambar 3.20 Lokasi lapangan Marpoyan Damai (PT. Bumi Siak Pusako - Pertamina Hulu, 2021)

3.4.1 PRODUCTION HISTORY

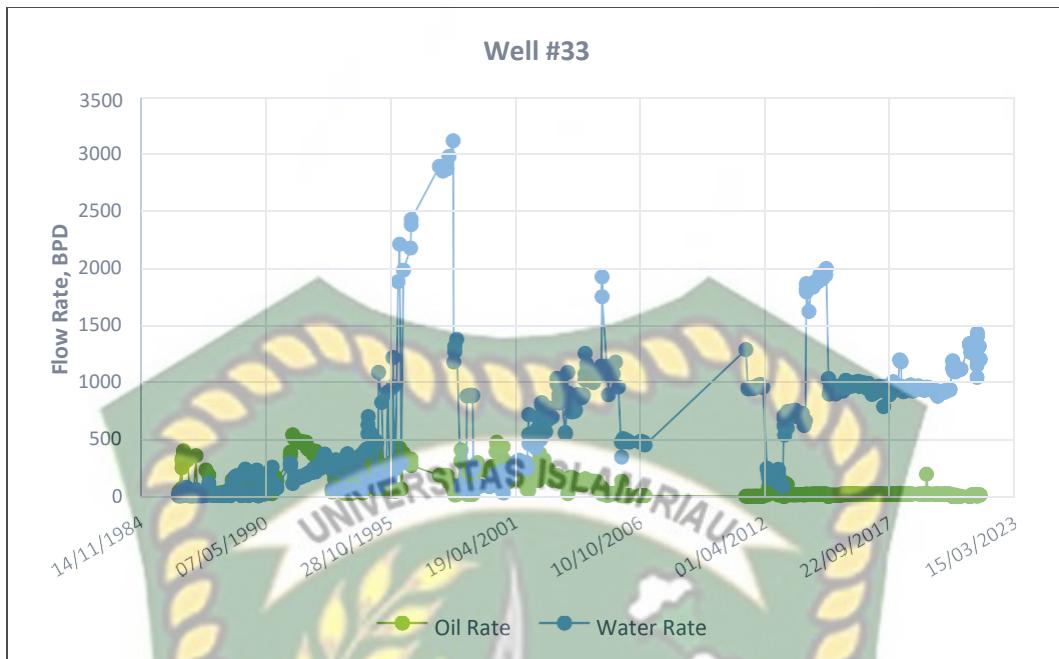
Lapangan Marpoyan Damai mulai diproduksikan pada tahun 1986. Pada bab ini penulis tidak menjabarkan *trend* penurunan ataupun kenaikan laju produksi pada tiap sumur, akan tetapi akan dibahas pada bab pembahasan. Adapun batasan dalam penelitian ini hanya akan melakukan analisis pada ke-6 sumur produksi yaitu well#26, well#33, well#34, well#53, well#151 dan well#153. Secara garis besar pada awal produksi dari ke-6 sumur produksi diketahui bahwa reservoir memiliki penyebaran saturasi air yang bervariasi hal ini ditandai dengan adanya produksi air yang diperoleh masing – masing sumur berbeda mulai dari 0 – 60% dengan *initial oil cut* 40 - 100%. Berikut data laju produksi pada masing – masing sumur.



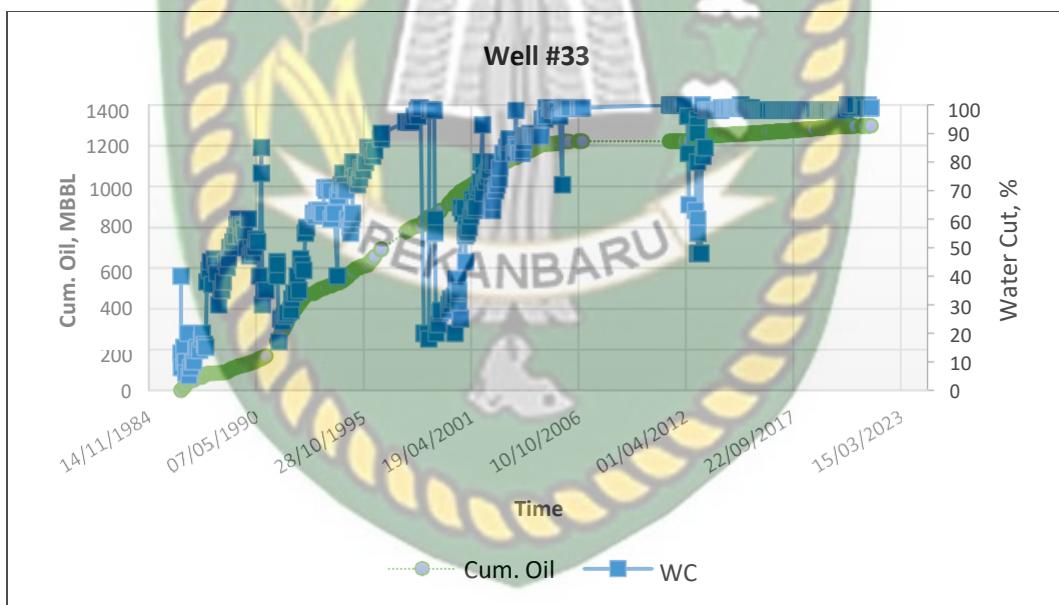
Gambar 3.21 Profil laju alir minyak dan air sumur #26



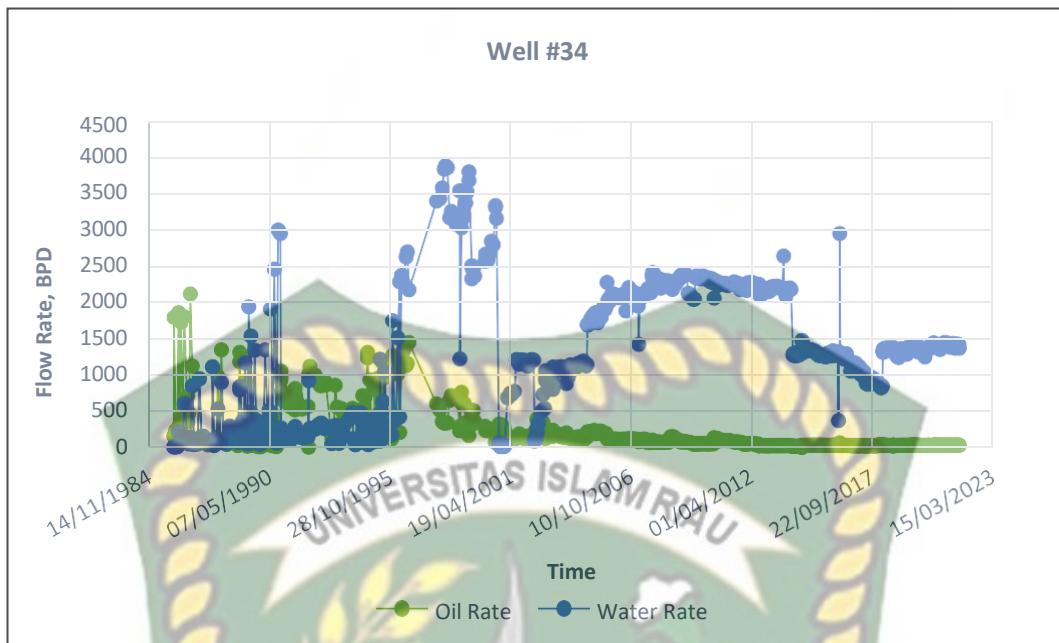
Gambar 3.22 Perbandingan kumulatif minyak terhadap persentase water cut pada sumur #26



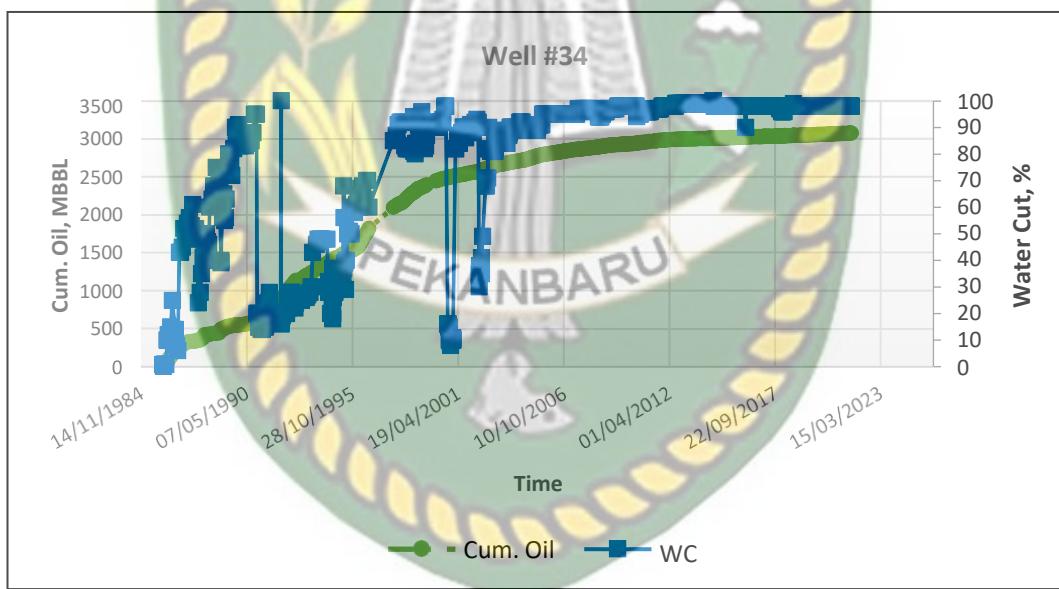
Gambar 3.23 Profil laju alir minyak dan air sumur #33



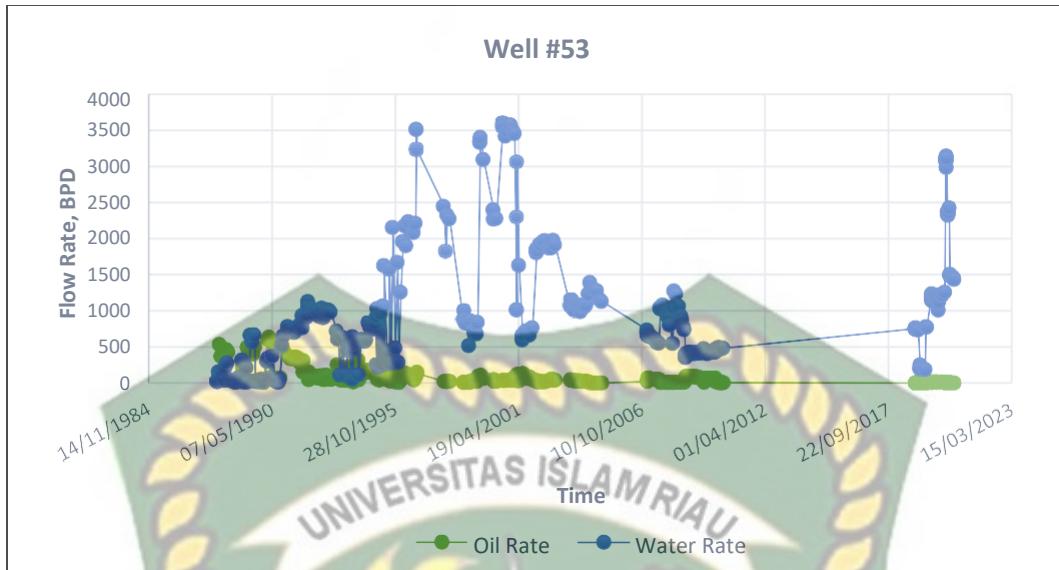
Gambar 3.24 Perbandingan kumulatif minyak terhadap persentase *water cut* pada sumur #33



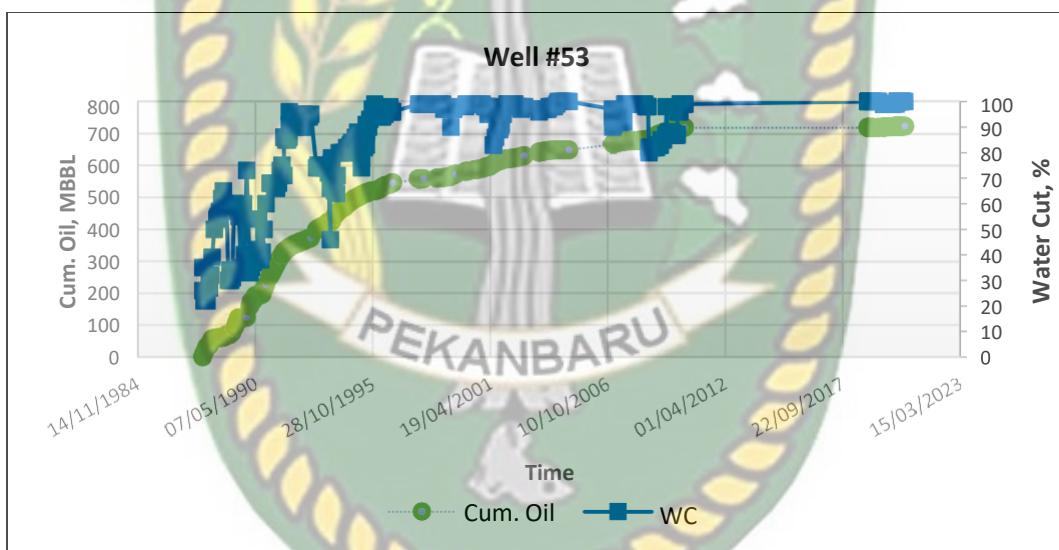
Gambar 3.25 Profil laju alir minyak dan air sumur #34



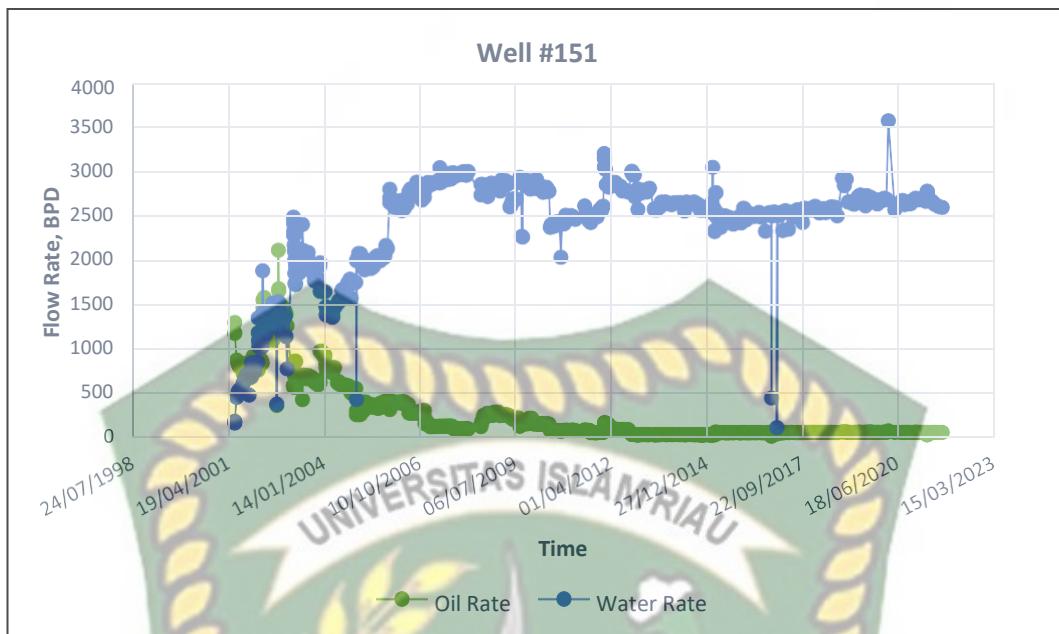
Gambar 3.26 Perbandingan kumulatif minyak terhadap persentase *water cut* pada sumur #34



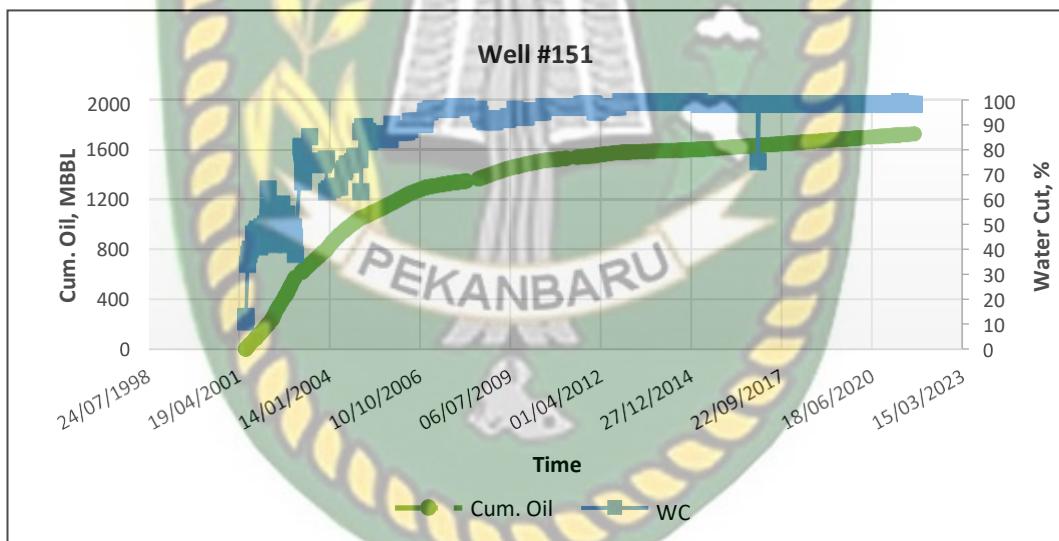
Gambar 3.27 Profil laju alir minyak dan air sumur #53



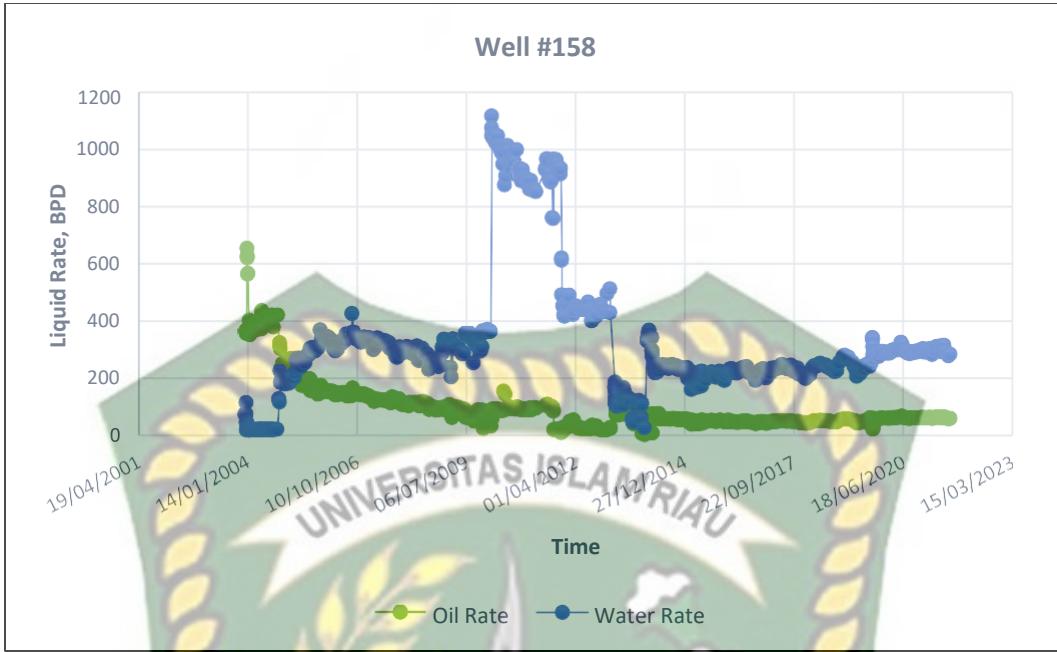
Gambar 3.28 Perbandingan kumulatif minyak terhadap persentase water cut pada sumur #53



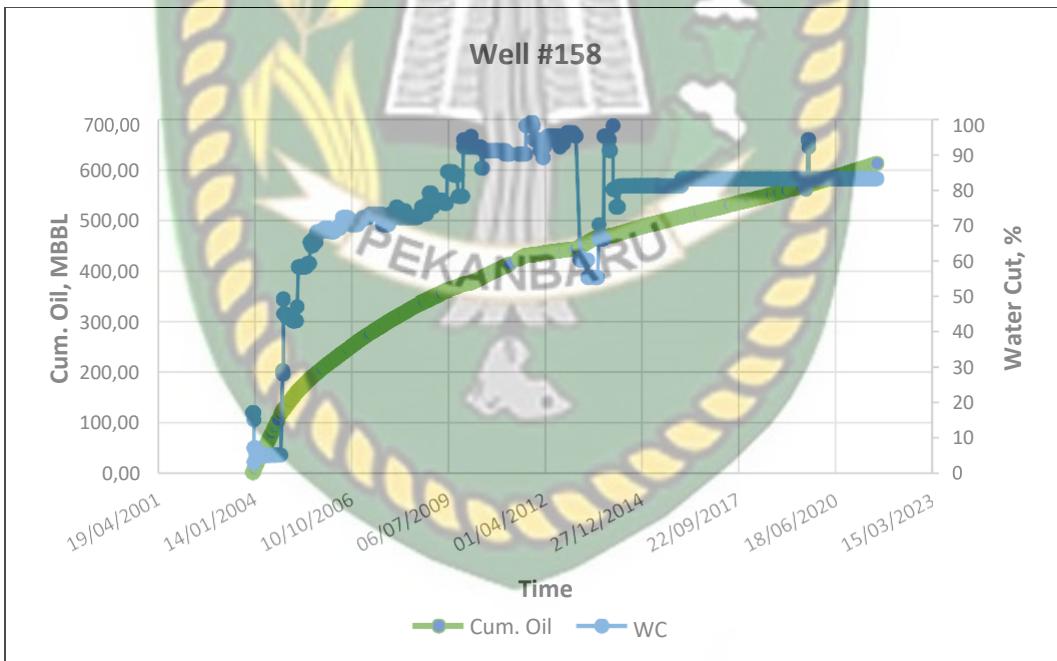
Gambar 3.29 Profil laju alir minyak dan air sumur #151



Gambar 3.30 Perbandingan kumulatif minyak terhadap persentase *water cut* pada sumur #151



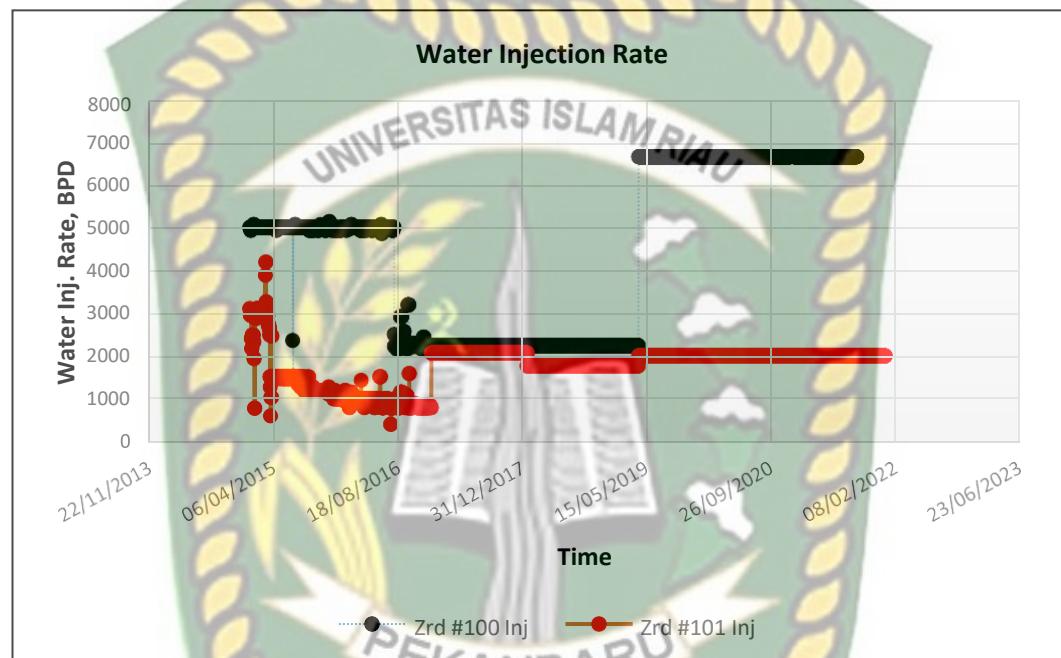
Gambar 3.31 Profil laju alir minyak dan air sumur #158



Gambar 3.32 Perbandingan kumulatif minyak terhadap persentase *water cut* pada sumur #158

3.4.2 INJECTION DATA

Berdasarkan informasi yang diperoleh dimana *water flooding* sudah dilakukan sejak tahun 1993. Namun pada penelitian ini peneliti hanya akan dilakukan analisis performa *waterflooding* dimulai dari tahun 2015 – 2021. Hal ini dikarenakan keterbatasan data yang diperoleh ketika melakukan penelitian. Berikut pada gambar 3.30 merupakan laju injeksi air pada sumur Zrd#100 dan Zrd#101.



Gambar 3.33 Profil laju injeksi air untuk meningkatkan performa 6 sumur produksi

3.5 JADWAL PENELITIAN

Adapun *schedule* penelitian ini secara detail dapat dilihat pada tabel 3.1

Tabel 3.1 Jadwal Penelitian

No	Jenis Kegiatan	Desember, 2021				Januari, 2022				Februari, 2022			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Analisis Sistem												
2	Pengumpulan Data												
3	Pengolahan Data												
4	Interpretasi												
5	Pengolahan Hasil												



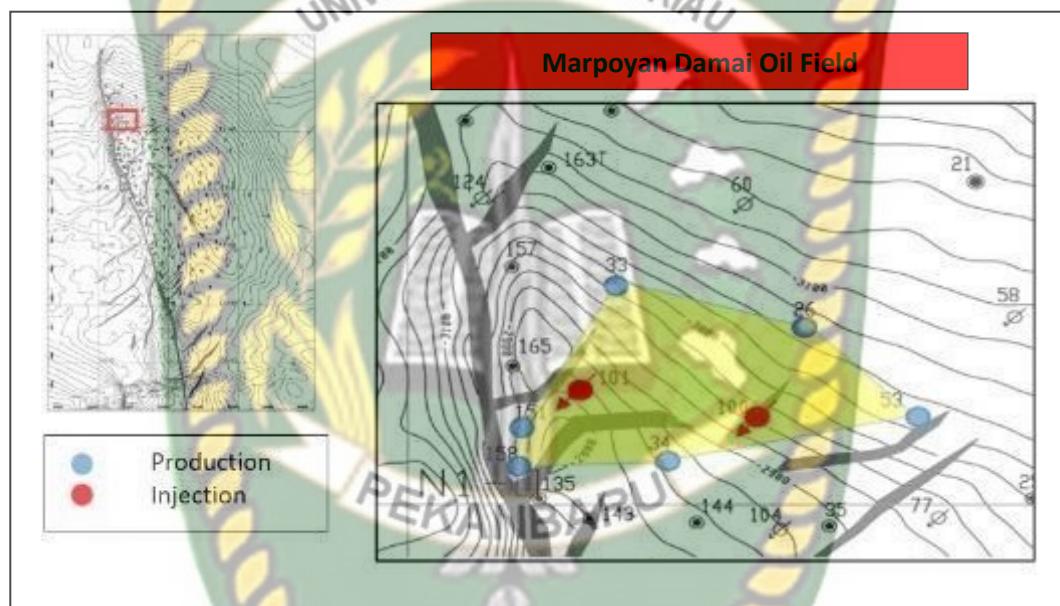
Dokumen ini adalah Arsip Milik :

BAB IV

PEMBAHASAN

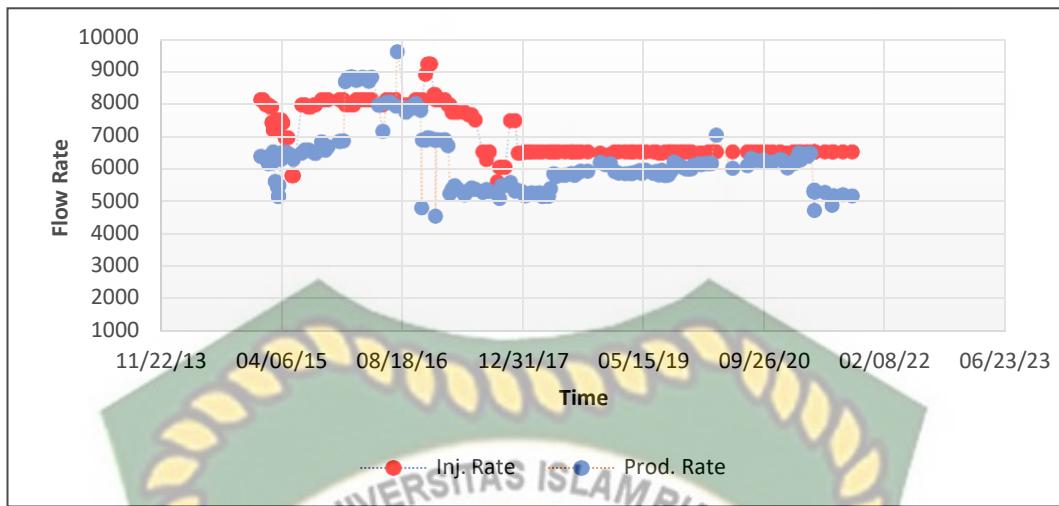
4.1 PATTERN FLOOD ANALYSIS

Lapangan Marpoyan Damai terdiri dari 175 sumur produksi dan 45 sumur injeksi. Akan tetapi pada penelitian akan dilakukan analisis pada skala *pattern* dan skala sumur. Berdasarkan pola letak penyebaran sumur dapat dilihat pada gambar 4.1, dimana daerah yang diarsir berwarna kuning merupakan sumur yang akan dilakukan analisis.



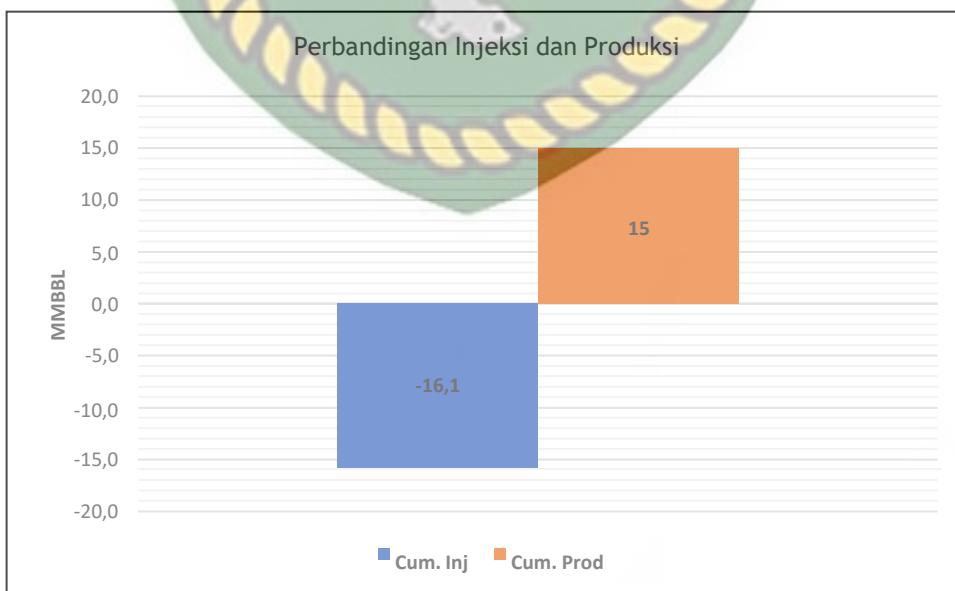
Gambar 4.1 2D *map* lokasi sumur produksi dan injeksi lapangan Marpoyan Damai dan pola *pattern flood* (PT. Bumi Siak Pusako - Pertamina Hulu, 2021)

Gambar 4.1 memperlihatkan pola *pattern flood* dimana lokasi sumur injeksi berada di tengah atau dengan nama lain pola seperti ini dapat disebut *irregular pattern flood* dengan 6 sumur produksi dan 2 injeksi. Berdasarkan map 2D reservoir terdapat *main fault* yang berada ditengah reservoir dan juga terdapat *fault* yang kecil.



Gambar 4.2 Perbandingan data histori produksi dari 6 sumur produksi dan 2 sumur injeksi

Adanya limitasi data yang diperoleh pada saat penelitian dimana data laju injeksi hanya tersedia dari bulan Januari tahun 2015. Maka peneliti hanya melakukan komparasi perbandingan data produksi dan injeksi pada waktu yang sama. Hal ini bertujuan untuk melihat kesetimbangan antara injeksi dan produksi pada skala *pattern flood*. Gambar 4.2 merupakan perbandingan secara kumulatif antara laju injeksi dan produksi yang menunjukkan bahwa secara rata-rata laju injeksi lebih besar dibandingkan laju produksi yang berarti laju injeksi air yang diberikan sudah seimbang dengan.

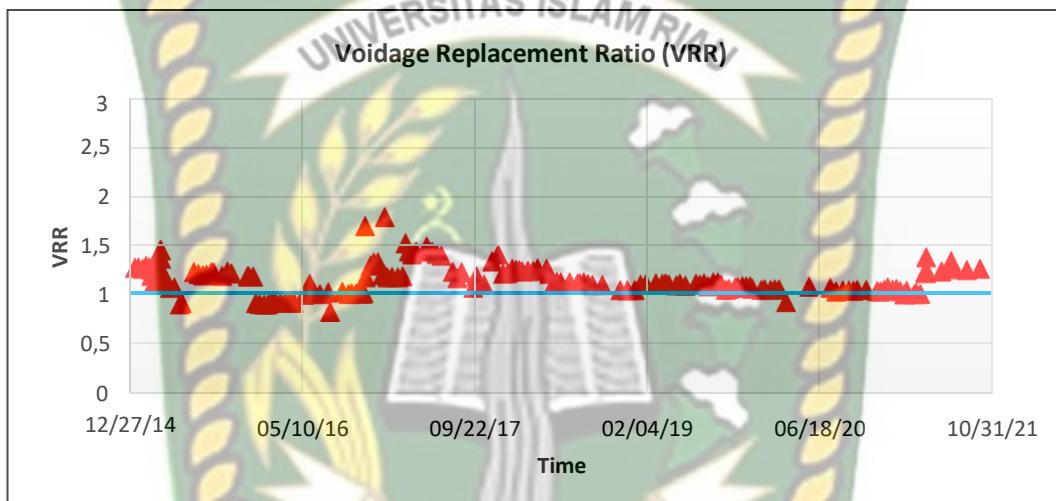


Gambar 4.3 Perbandingan kumulatif injeksi dan produksi.

Adapun perbandingan secara kumulatif dapat diperoleh rasio injeksi dan produksi sebesar 1.07 yang artinya kumulatif injeksi lebih besar dibandingkan kumulatif produksi hal ini bertujuan untuk meminimalisir penyimpangan aliran injeksi.

4.1.1 ANALISIS VRR TERHADAP PATTERN BALANCING

Produktifitas sebuah sumur sangat tergantung pada tekanan reservoir oleh sebab itu untuk menjaga tekanan reservoir agar tidak menurun maka laju injeksi harus sama dengan laju produksi ($Q_{\text{inj}} \geq Q_{\text{prod}}$).

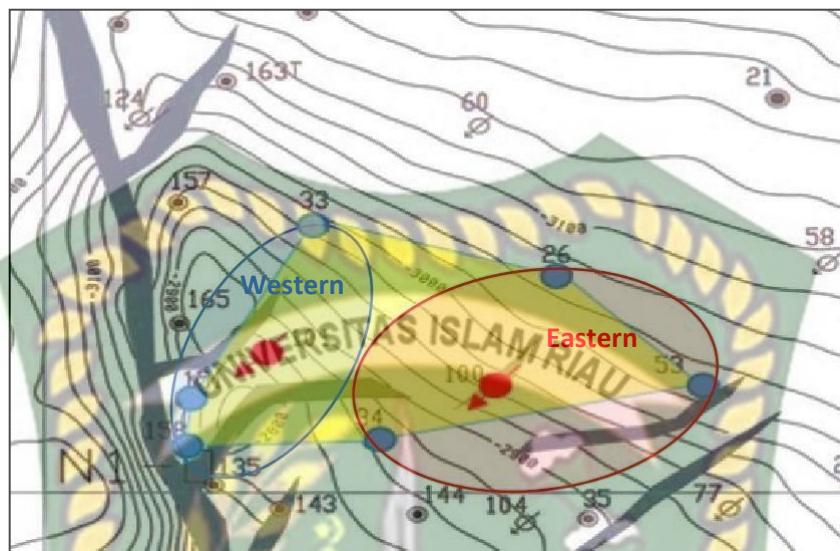


Gambar 4.4 Rasio perbandingan injeksi dan produksi (VRR)

Gambar 4.4 memperlihatkan rasio injeksi dan produksi. VRR yang diharapkan pada *project waterflooding* adalah 1 dengan kata lain jumlah injeksi sama dengan jumlah produksi namun pada kenyataannya untuk mencapai $VRR=1$ terdapat beberapa kendala pada sumur injeksi seperti adanya *skin* yang dapat menurunkan permeabilitas dan menurunkan laju injeksi. Secara rata-rata VRR lapangan Marpoyan Damai sudah cukup optimal ($VRR=1$). Akan tetapi pada awal tahun 2017 terjadi peningkatan VRR mencapai 1.8 berdasarkan data produksi yang diperoleh menandakan adanya rekahan yang terbentuk. Namun untuk memastikan hal tersebut diperlukan analisis lebih lanjut dengan analisis skala sumur.

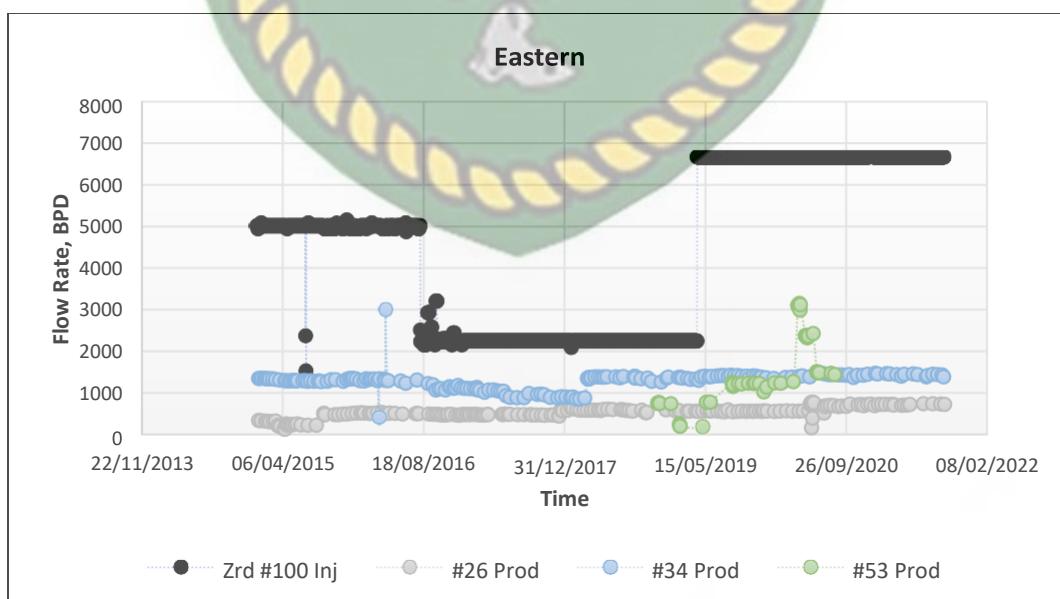
Untuk mendapatkan hasil yang lebih objektif maka dilakukan analisis VRR skala sumur. Gambar 4.5 merupakan peta 2D reservoir dan lokasi sumur.

Berdasarkan pola dan struktur reservoir peneliti membagi menjadi dua kategori Western dan Easter hal ini dilakukan untuk mempermudah analisis.



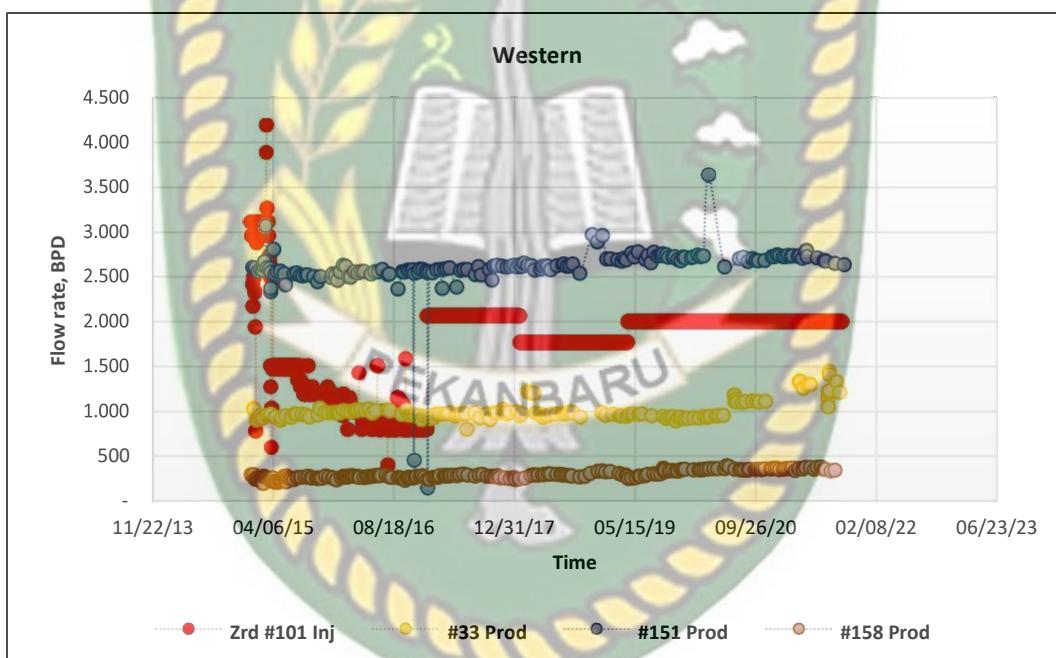
Gambar 4.5 Pola *irregular pattern flood* yang terdiri dari Easter (merah) Western (biru)

Bentuk pola yang peneliti buat berdasarkan sumur yang terdekat antara injeksi dan produksi. Adapun sumur yang masuk kategori Eastern terdiri dari 1 injeksi (Zrd#100) 3 produksi (Well#26, Well53 & Well#34) sedangkan sumur di Western 1 injeksi (Zrd#101) dan 3 produksi (Well#33, Well#151 & Well#158).



Gambar 4.6 Perbandingan injeksi dan produksi (Eastern)

Apabila dilihat dari data laju injeksi dan produksi pada gambar 4.6 menunjukan bahwa laju injeksi air yang diberikan sudah seimbang dimana $Q_{\text{inj}} > Q_{\text{prod}}$. Dari ke-3 sumur produksi terdapat dua sumur yang memberikan respon positif yaitu Well#34 dan Well#33 yang teridentifikasi adanya peningkatan laju produksi. Setelah dilakukan injeksi air jika dilihat dari kenaikan produksi pada tiap sumur, untuk meningkatkan produksi pada Well#34 dibutuhkan 3.25 tahun injeksi dengan kenaikan produksi rata-rata dari 895 BFPD menjadi 1350 BFPD. Pada Well#53 dibutuhkan waktu 5 bulan dari sumur di buka kembali yaitu pada bulan November tahun 2018, dimana sumur ini awalnya sudah ditutup sejak Mei tahun 2010. Adapun laju produksi pada Mei tahun 2010 sebesar 485 BFPD, setelah dilakukan *waterflooding* sebesar 753 BFPD.



Gambar 4.7 Perbandingan injeksi dan produksi (Western)

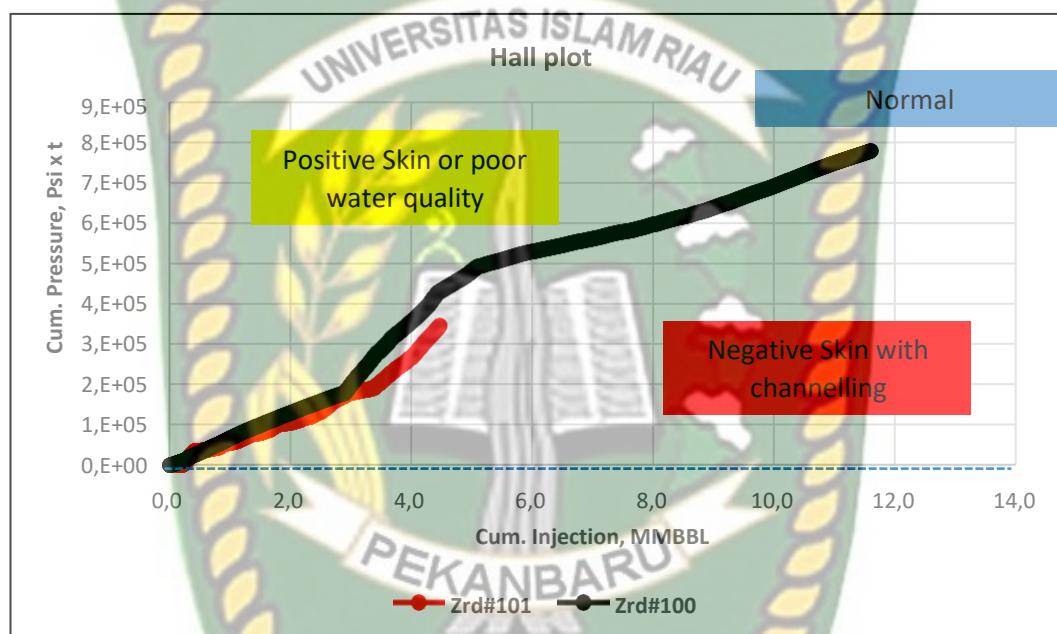
Adapun perbandingan injeksi dan produksi kategori Western dapat dilihat pada gambar 4.7 dimana laju injeksi yang diberikan tidak seimbang terhadap produksi sumur, akan tetapi laju produksi yang diperoleh pada Well#33 memberikan dampak peningkatan produksi pada bulan Mei 2020 dengan kenaikan dari 950 BFPD menjadi 1120 BFPD. Jika dilihat dari Well#151 dan Well#158 tidak menunjukan kenaikan yang signifikan tentu hal ini diakibatkan adanya tenaga pendorong dari *bottom-water drive*. Dari hasil komparasi yang diperoleh antara

injeksi dan produksi penulis menyarankan untuk menjaga tekanan reservoir perlu dilakukan evaluasi laju injeksi ($VRR=1$).

4.2 ANALISIS PERFORMA RESERVOIR SKALA SUMUR

4.2.1 ANALISIS TEKANAN SUMUR

Hall plot bertujuan untuk mencerminkan keadaan sumur injeksi dan kondisi reservoir berikut gambar 4.8 plot antara kumulatif injeksi terhadap kumulatif tekanan (Hall plot).

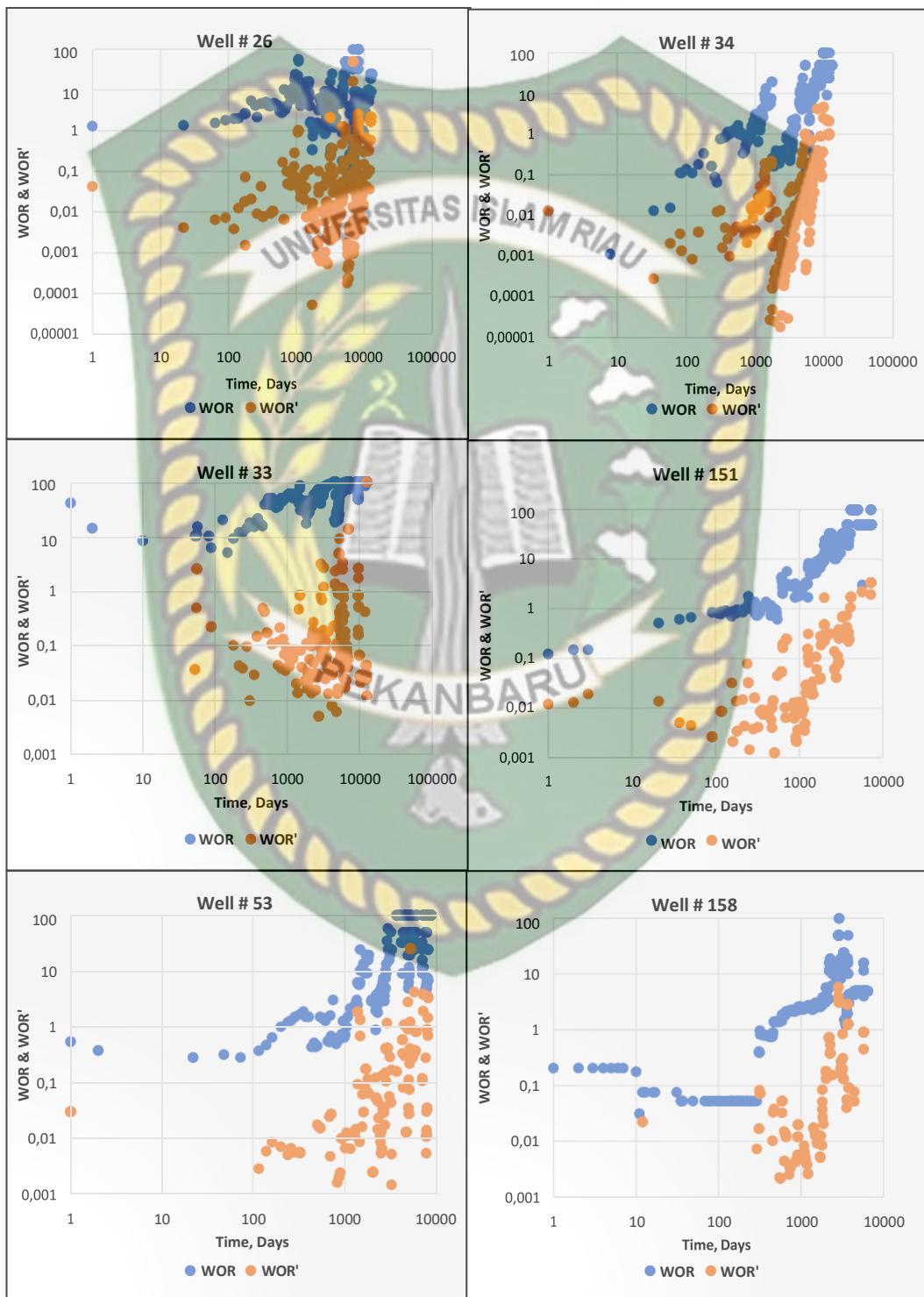


Gambar 4.8 Hall plot

Garis putus-putus warna biru pada gambar 4.8 merupakan garis yang menandakan keadaan sumur dan reservoir pada kondisi ideal. Berdasarkan kumulatif injeksi sumur Zrd#101 memiliki kumulatif injeksi yang lebih kecil dibandingkan sumur Zrd#100. Pada awal injeksi ke-2 sumur injeksi menujukan keadaan yang normal hal ini tidak berlangsung lama dikarenakan ke-2 sumur mengalami kerusakan formasi (*positive skin*) yang ditandai adanya kenaikan kumulatif tekanan yang tidak berbanding lurus dengan kenaikan injeksi. Adanya kenaikan tekanan ini akibat adanya kerusakan formasi sehingga permeabilitas menurun dan memberikan hambatan yang besar terhadap laju injeksi. Kenaikan tekanan ini juga dapat terjadi jika kualitas air yang diinjeksi kan tidak baik dan dapat menyumbat pori-pori batuan reservoir.

4.2.2 DIAGNOSTIC PLOT

Berikut pada gambar 4.9 merupakan *plot* antara WOR dan WOR' terhadap waktu. Dari *plot* ini dapat memberikan informasi apakah sumur mengalami *coning* atau *channeling*.



Gambar 4.9 Diagnostic plot pada masing-masing sumur

Untuk menentukan permasalahan apakah suatu sumur mengalami masalah *coning* atau *channeling* maka dilakukan analisis WOR dan WOR'. Adapun hasil diagnosis dari gambar 4.9 dapat dilihat pada tabel 4.1. Dimana dari ke-6 sumur produksi terdapat 5 sumur yang mengalami masalah *coning* dengan *late time channeling* dan 1 sumur *multi-layer channeling*.

Tabel 4.1 Ringkasan Diagnosis Permasalahan Sumur Produksi

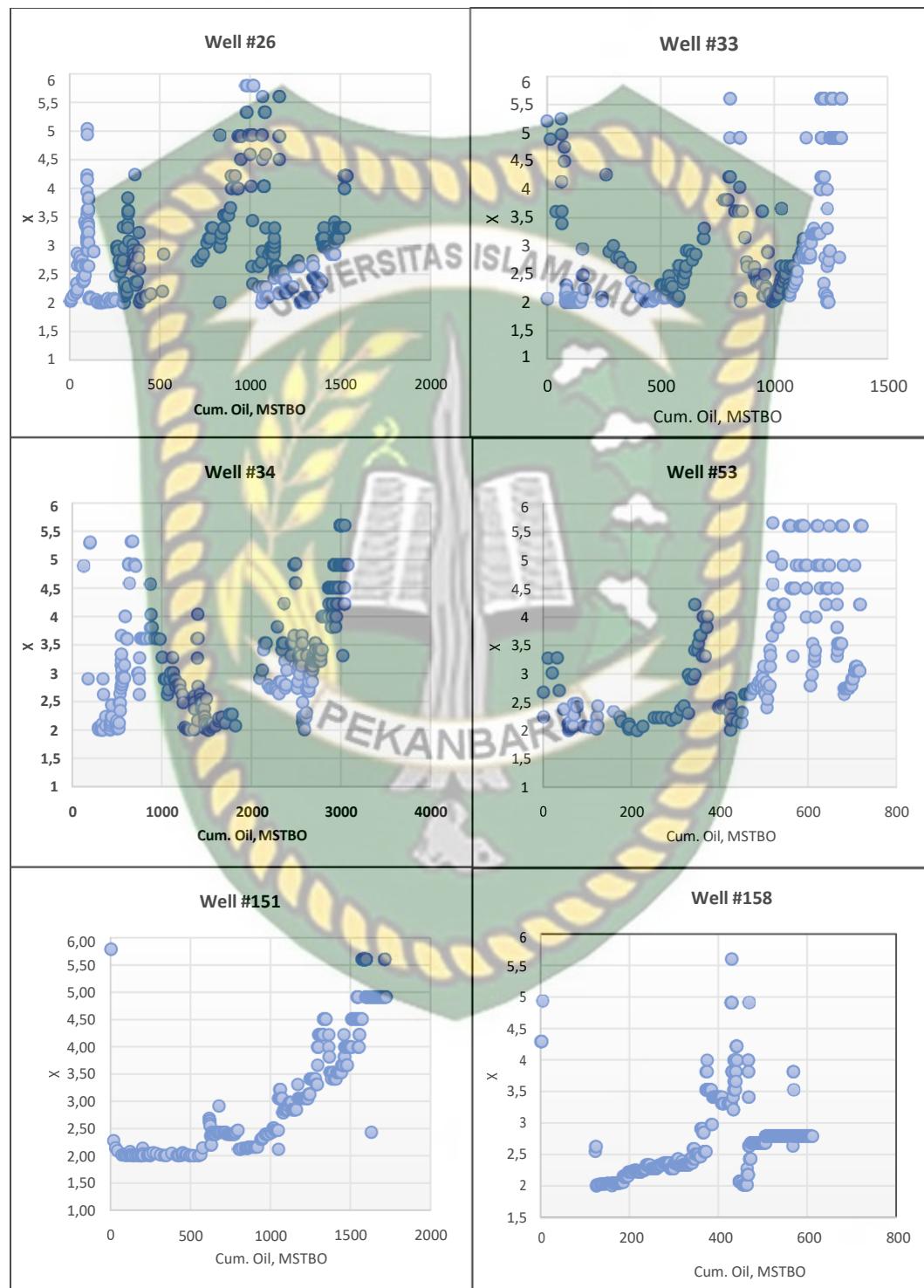
Well Name	Diagnosis
Well#26	<i>Coning & late time channeling</i>
Well#33	<i>Coning & late time channeling</i>
Well#34	<i>Coning & late time channeling</i>
Well#53	<i>Multi-layer channeling</i>
Well#151	<i>Coning & late time channeling</i>
Well#153	<i>Coning & late time channeling</i>

Hasil yang diperoleh pada tabel 4.1 diambil berdasarkan pola penurunan dan peningkatan WOR dan WOR' berdasarkan pada pencocokan grafik yang diperoleh (*matching*) dengan referensi bersumber dari (Chan, 1995 & Alexis, 2010).

Terbentuknya *coning* diawal masa waktu produksi dikarenakan reservoir bertenaga pendorong berupa *water drive*, sedangkan disusul oleh terbentuknya *channeling* menandakan bahwa reservoir memiliki tingkat heterogenitas yang tinggi dan ketika dilakukan injeksi air mengakibatkan pembentukan *flow path* atau jalur aliran yang mengikuti permeabilitas yang besar. Pada Well#53 terdapat permasalahan tersendiri dimana kenaikan WOR dan WOR' yang signifikan menandakan *transmissibility* antara lapisan sand 2830' dan sand 2900' sangat baik. Adanya konektivitas yang tinggi diantara kedua lapisan mengakibatkan aliran *aquifer* secara vertikal menuju ke lapisan produktif dan membentuk *water coning* hal ini tercermin dari WOR well#53 meningkat signifikan.

4.2.3 FRACTIONAL FLOW VS OIL CUMMULATIVE

Setelah dilakukan perhitungan X plot dengan persamaan (4 dan 5) maka dapat diperoleh hubungan antara kurva X dengan kumulatif minyak.



Gambar 4.10 X plot pada masing-masing sumur

Kurva X pada gambar 4.10 merupakan hubungan yang menggambarkan fraksi air terhadap akumulasi produksi minyak yang diperoleh, sehingga dengan grafik ini dapat dipastikan bahwa air yang di injeksikan pada suatu lapisan dapat mendorong minyak menuju ke sumur produksi. Berikut ringkasan hasil gambar 4.10 yang dapat dilihat pada tabel 4.2.

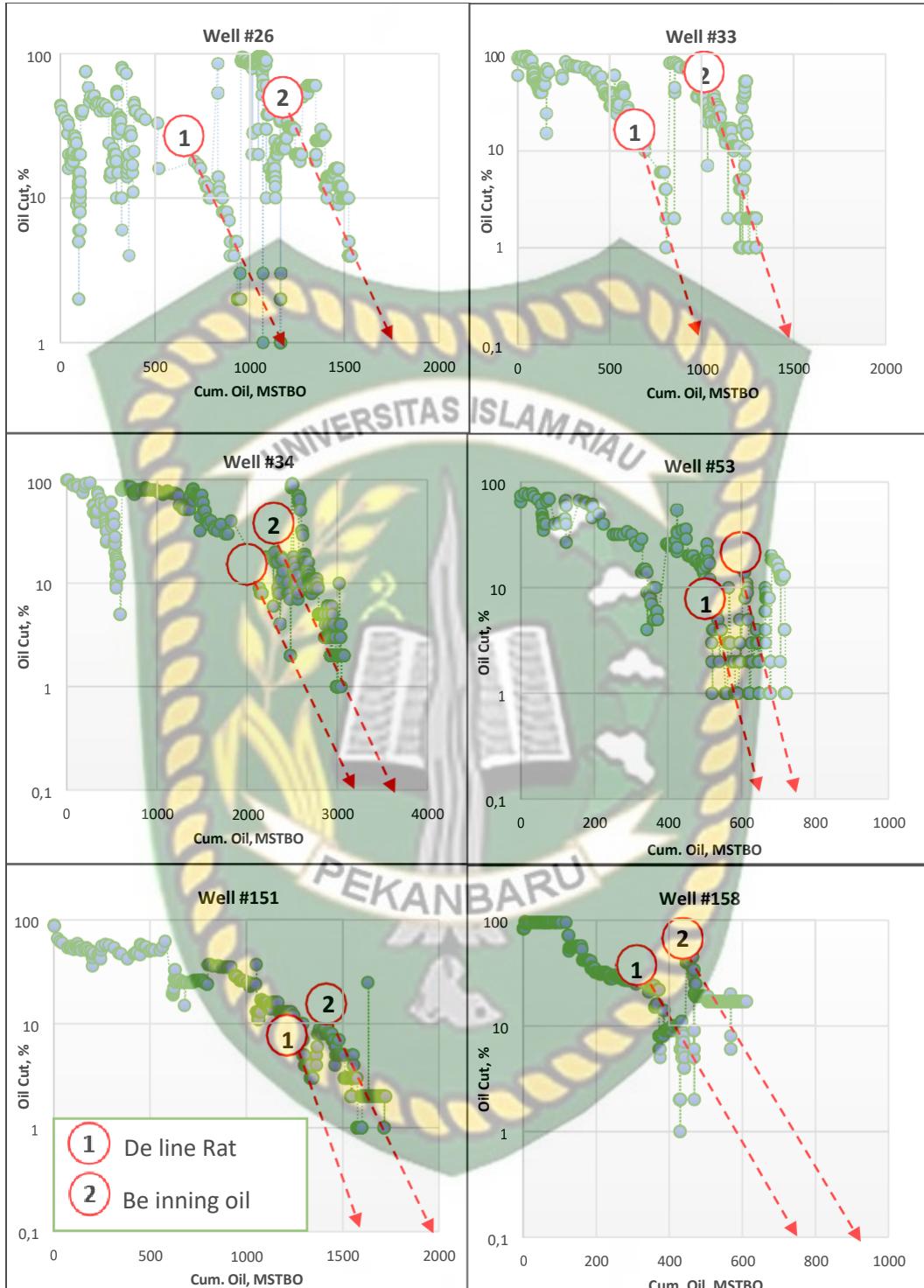
Tabel 4.2 Hasil Kurva X Plot (*Water Fractional Flow*) Terhadap Performa Sumur

Well Name	Keterangan
Well#26	<i>Low oil gain late time high water</i>
Well#33	<i>Low oil gain late time high water</i>
Well#34	<i>High oil gain</i>
Well#53	<i>High water cut</i>
Well#151	<i>High oil gain</i>
Well#158	<i>Low oil gain late time high water</i>

X plot merupakan kurva yang dapat memetakan arah aliran sumur injeksi menuju sumur produksi dimana dicirikan dengan adanya *oil gain* dan penurunan kurva X. Seperti halnya well#26 yang hanya memproduksikan lapisan sand 2830' terlihat dari kenaikan produksi tidak begitu signifikan dibandingkan Well#151. Untuk memperoleh hasil yang maksimal maka diperlukan korelasi dengan beberapa metode seperti *oil cut*, WOR dan *water cut*.

4.2.4 ANALISIS *OIL CUT*

Untuk mengetahui performa *waterflooding* pada masing-masing sumur digunakan pendekatan semilog *plot* antara *oil cut* terhadap kumulatif minyak (Np) seperti yang terlihat pada gambar 4.11.



Gambar 4.11 *Oil cut* pada masing-masing sumur

Analisis *oil cut* terhadap kumulatif minyak dapat memberikan informasi konektifitas antara injeksi dan produksi, memberikan estimasi waktu yang dibutuhkan sumur injeksi untuk mendorong minyak sampai ke sumur produksi. Gambar 4.11 memperlihatkan hubungan antara *oil cut* terhadap kumulatif minyak.

Pada Well#26 terlihat dua penurunan *trend* produksi pada *trend* ke-1 sumur mengalami penurunan laju produksi minyak yang cukup signifikan hal ini disebabkan adanya *water coning* yang menembus lapisan sand 2830' yang terjadi pada bulan September 1999. Akan tetapi berdasarkan data *logging* lapisan tersebut masih memiliki potensi yang sangat besar. Oleh karena itu dilakukan injeksi air pada sand 2830'. Setelah 7 tahun injeksi yang dilakukan di sumur Zrd#100 dan Zrd#101 minyak yang ada lapisan sand 2830' tersebut tersapu dan mengarah ke Well#26 oleh sebab itu dilakukan pekerjaan *work over* dengan melakukan *drill out cement* untuk membuka lapisan sand 2830'. Kemudian terjadi peningkatan produksi minyak seperti yang terlihat pada *trend* ke-2.

Karakter Well#33 memperlihatkan peningkatan *oil cut* yang terjadi pada bulan Juni 1999. Ini berati untuk mencapai *beginning oil* dibutuhkan waktu 6 tahun *water flooding*. Jika dilihat dari *incremental* yang diperoleh yaitu sebesar 500 MSTBO. Sumur ini dikompleksikan dengan membuka dua lapisan (sand 2830' & sand 2900') secara bersamaan.

Pada well#34 penurunan *oil cut* terjadi sangat signifikan seperti pada *trend* ke-1, kemudian laju produksinya dapat bertahan dengan *oil cut* 11% sebelum akhirnya kembali menurun. Perilaku reservoir pada Well#34 hampir sama dengan Well#26. Dimana, pada bulan Juni 1999 *water cut* sumur ini sebesar 99% dan dilakukan *squeeze cementing*. Kemudian berdasarkan data *logging* pada bulan Maret 2001 terdapat saturasi minyak yang tinggi di lapisan sand 2830' dan sand 2900' hal ini menandakan adanya konektifitas antara sumur injeksi Zrd#100 dengan Well#34 yang dibuktikan dengan adanya peningkatan saturasi minyak yang mengarah ke sumur produksi (Well#34). Pembukaan lapisan sand 2830' pada bulan maret 2001 memberikan dampak yang baik hingga dapat mempertahankan produksi sumur.

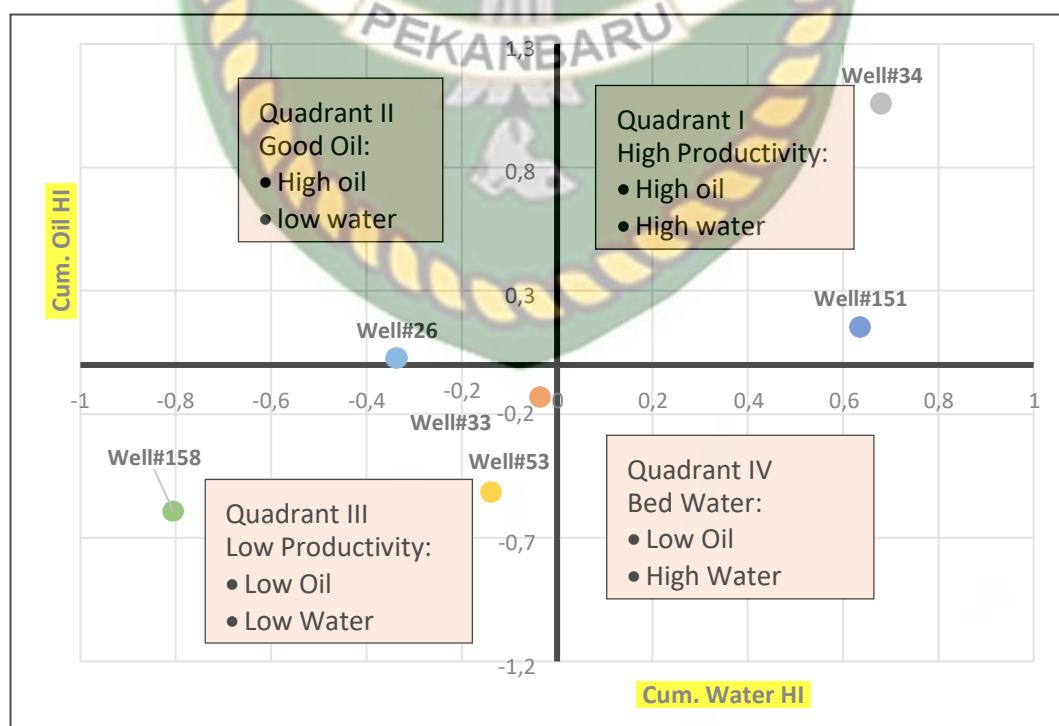
Pada Well#53 teridentifikasi adanya *water cross flow* akibat kebocoran pada *casing*. Pada lapisan sand 2830' setelah dilakukan penutupan dengan penyemenan juga tidak dapat mengatasi masalah tersebut sebab jika dihubungkan dengan WOR dan WOR' sumur ini mengalami masalah *multi-layer water channelling*. Selain itu lokasi Well#34 sangat dekat dengan patahan.

Apabila dilihat pada Well#151 perilaku sumur ini memberikan informasi yang ideal sebab tidak ada perubahan kompleksi sumur tetapi terjadi kenaikan *oil cut* pada saat akhir waktu berproduksi. Ini menandakan bahwa *moveable oil saturation* di lapisan sand 2830' dan 2930' sudah tersapu dengan besaran volume mencapai 900 MSTBO. Berdasarkan lokasinya Well#151 berdekatan dengan sumur injeksi Zrd#101. Jika dilihat dari kenaikan *oil cut* dibutuhkan waktu 7 tahun untuk mencapai *beginning oil*.

Adapun *oil cut* Well#158 menunjukan adanya kenaikan *oil cut* ini terjadi karena adanya penutupan beberapa interval perforasi yang memiliki saturasi air yang tinggi sehingga perolehan *oil cut* menjadi meningkat. Kasus Well#158 sangat sulit dilakukan analisis mengenai penyebab terjadinya peningkatan *oil cut* peneliti menyarankan untuk menggunakan metode simulasi reservoir agar dapat menjawab persoalan Well#158.

4.2.5 HETEROGENEITY INDEX

Berdasarkan kumulatif minyak dan air yang diperoleh maka dapat diperoleh informasi heterogenitas produksi masing-masing sumur, seperti yang ditelihat pada gambar 4.12 berikut.



Gambar 4.12 Heterogeneity index

Seperti yang terlihat pada gambar 4.12 terdapat 3 sumur yang masuk kategori *quadrant III*, 1 sumur *quadrant II*, dan 2 sumur *quadrant I*. Maka dapat dikatakan bahwa dari 6 sumur produksi dengan 2 sumur injeksi hanya terdapat 3 sumur produksi yang *oil gain*.

Adapun sumur yang masuk Kategori *quadrant I* yaitu Well#34 dan Well#151 yang berarti dua sumur ini memiliki produktifitas yang tinggi (*high oil and high water*) ini berarti koneksi sumur tersebut sangat baik untuk analisis lebih lanjut perlu dilakukan analisis karakteristik batuan reservoir dengan metode simulasi reservoir. Berdasarkan posisinya sangat berdekatan dengan sumur injeksi, dimana Well#34 berdekatan dengan sumur Zrd#100 dan Well#151 dengan Zrd#100. Kategori *quadrant II* hanya terdapat satu sumur yaitu Well#26 akan tetapi sumur ini hampir masuk kategori *quadrant II* hal ini disebabkan penurunan produksi minyak yang signifikan diakhir waktu produksi. Kategori *quadrant III* terdapat 3 sumur yaitu Well#33, Well#53 dan Well#158 yang berarti produktifitas sumur ini sangat rendah (*low oil and low water*) oleh sebab itu untuk meningkatkan performa ke-3 sumur ini peneliti menyarankan merubah pola injeksi atau dengan mengkonversikan sumur produksi menjadi injeksi. Untuk melakukan hal ini diperlukan evaluasi lebih lanjut dengan melakukan pendekatan metode yang lain seperti simulasi reservoir.

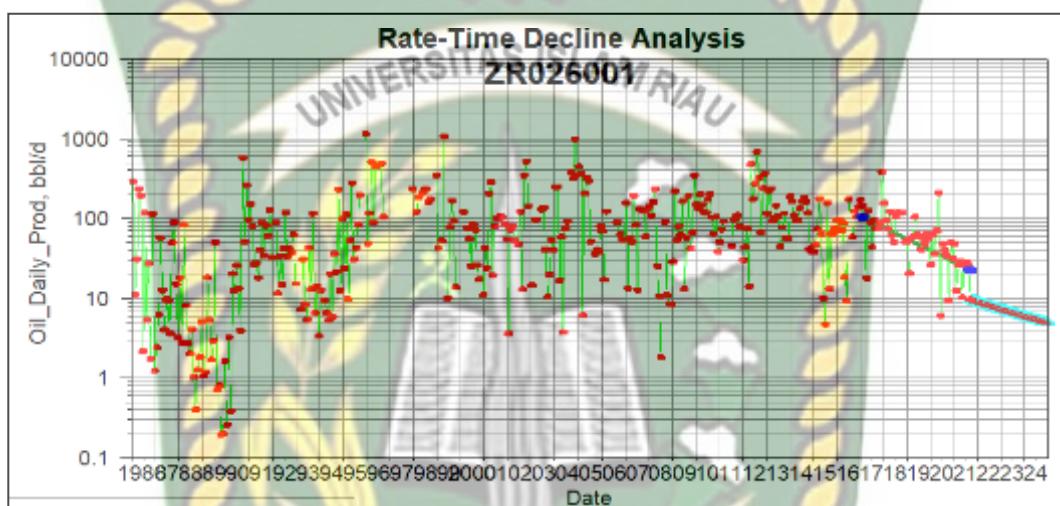
4.3 ANALISIS TREND PRODUKSI MINYAK

Setelah mengetahui karakteristik produksi sumur maka dilakukan peramalan laju produksi minyak untuk menghitung estimasi cadangan yang dapat diproduksikan secara ekonomis. Berikut pada tabel 4.3 merupakan parameter yang digunakan untuk prediksi peramalan produksi minyak yang akan datang.

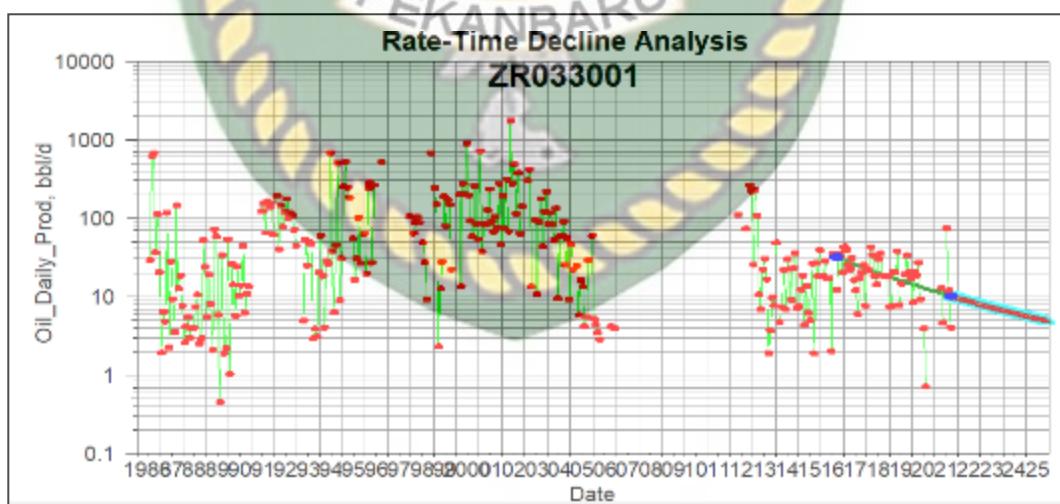
Tabel 4.3 Parameter Decline Curve Analysis

Well Name	Curve Type	b Value	Di, M.n	ti
Well#26	Hyperbolic	0.3	0.019	09/30/2021
Well#33	Hyperbolic	0.3	0.017	09/30/2021
Well#34	Exponential	0	0.09	08/31/2020
Well#53	Hyperbolic	0.3	0.18	03/31/2020
Well#151	Hyperbolic	0.3	0.014	09/30/2021
Well#158	Hyperbolic	0.3	0.025	08/31/2021

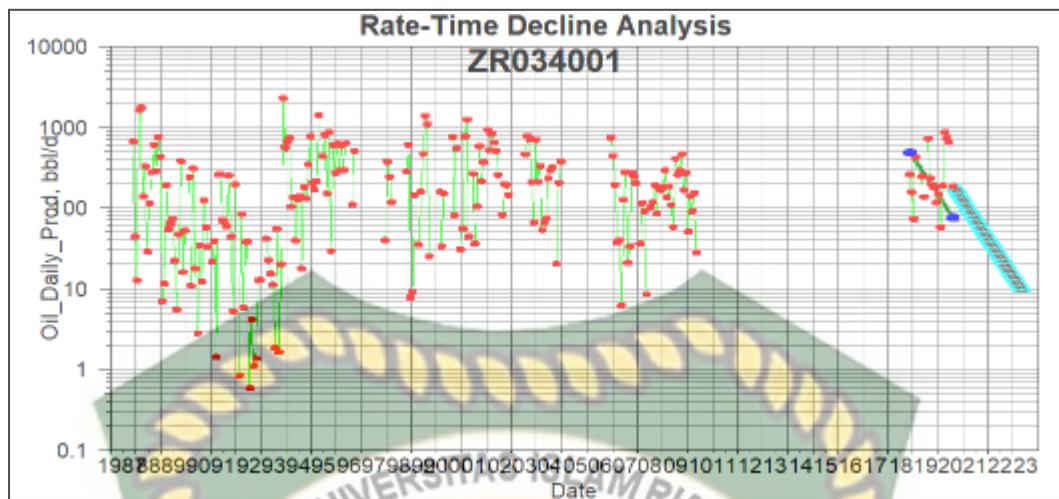
Prediksi peramalan produksi dilakukan berdasarkan penurunan laju produksi minyak per hari. Dengan asumsi apabila kurva yang dihasilkan berupa *hyperbolic* maka nilai $b = 0.3$ dimana menurut Ahmed , (2006) apabila reservoir dengan *drive mechanism* berupa *water drive* maka nilai $b = 0.3$. Jika dilihat dari data produksi reservoir lapangan Marpoyan Damai memiliki tenaga pendorong berupa *water drive*. Berikut hasil *decline curve analysis* yang diperoleh pada masing-masing sumur.



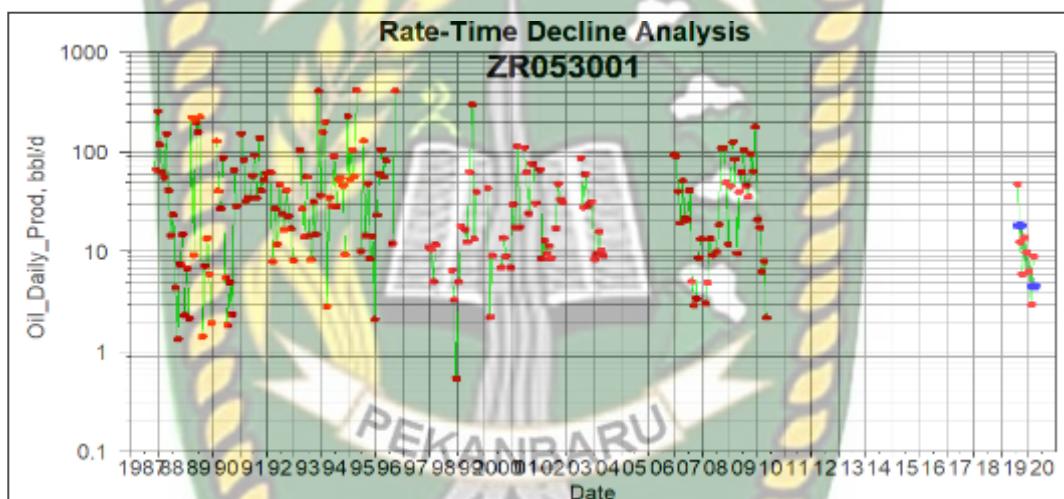
Gambar 4.13 Peramalan produksi dengan *decline curve analysis* Well#26



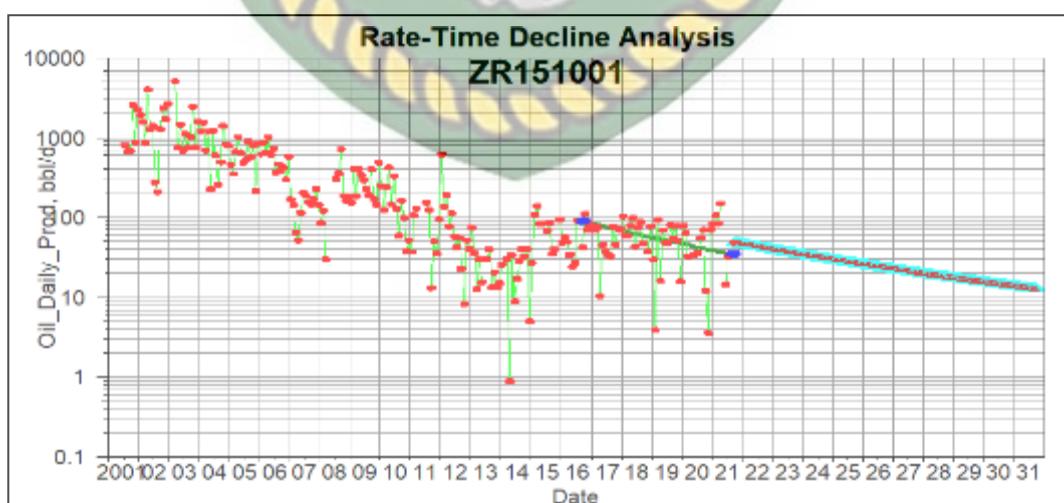
Gambar 4.14 Peramalan produksi dengan *decline curve analysis* Well#33



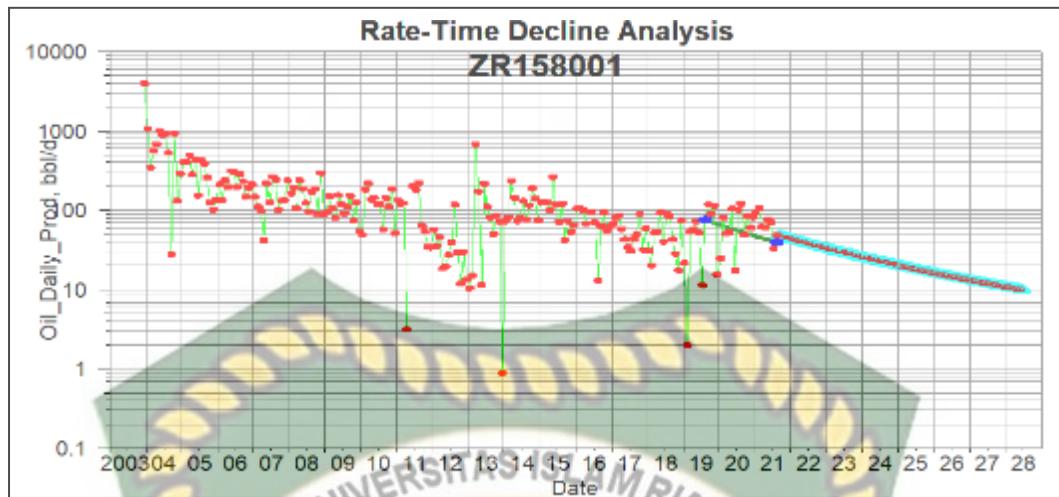
Gambar 4.15 Peramalan produksi dengan *decline curve analysis* Well#34



Gambar 4.16 Peramalan produksi dengan *decline curve analysis* Well#53



Gambar 4.17 Peramalan produksi dengan *decline curve analysis* Well#151



Gambar 4.18 Peramalan produksi dengan *decline curve analysis* Well#158

Adapun hasil peramalan produksi yang diperoleh dari *decline curve analysis* (DCA) dapat dilihat pada tabel 4.4 berikut.

Tabel 4.4 Hasil Peramalan Produksi Pada Masing-Masing Sumur

Well Name	Np, MSTBO	EUR, MSTBO	Remaining Reserves, MSTBO	Reserve Type	Life Time, Years	te
Well#26	1536.5	1544.8	8.3	Proven Devoleped	3.3	12/31/24
Well#33	1297.2	1308.1	10.9		4.2	11/30/25
Well#34	3074.8	3134.2	59.4		3.3	05/31/23
Well#53	721.9	721.9	0		-	N/A
Well#151	1722.7	1817.3	94.6		10.0	09/30/31
Well#158	611.4	668.6	57.2		7.2	06/30/28
Total	8964.4	9194.8	230.4		-	-

Berdasarkan tabel 4.4 dapat diketahui bahwa sisa cadangan lapangan Marpoyan Damai dengan *economic limit* 5 BOPD adalah sebesar 230.4 MSTBO, *well life time* rata-rata selama 5.6 tahun. Pada Well#53 semua sisa cadangan minyak sudah terkuras dimana jika dilihat dari posisi sumur area pengurasannya sangat kecil dan dekat dengan patahan sehingga sangat memungkinkan sumur tersebut terkoneksi dengan patahan dan menyebabkan penerobosan air dari *aquifer* lalu membentuk *oil blocking*.

Berdasarkan informasi yang diperoleh total *recovery factor* lapangan ini sebesar 43% (PT. Bumi Siak Pusako - Pertamina Hulu, 2021). Oleh sebab itu untuk meningkatkan serta mempertahankan produksi lapangan ini diperlukan *treatment*

tingkat lanjut seperti penerapan teknologi *production enhancement* dan *enhance oil recovery* (EOR) hal ini dilakukan mengingat sisa cadangan masih tersisa sebesar 57%.



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB V

KESIMPULAN DANSARAN

5.1 KESIMPULAN

Setelah dilakukan serangkaian analisis pada *project waterflooding* di lapangan Marpoyan Damai maka dapat diperoleh kesimpulan sebagai berikut:

1. Berdasarkan *heterogeneity index* dari ke-6 sumur produksi terdapat 2 sumur yang dengan produktifitas yang tinggi (*high oil and water production*) yaitu Well#34 dan Well#151, kemudian terdapat 1 sumur yaitu Well#26 dengan *high oil* dan *low water production*, dan terdapat 3 sumur dengan produktifitas yang rendah yaitu Well#33, Well#53 dan Well#158. Berdasarkan jarak antara injeksi dan produksi sangat mempengaruhi besaran produktifitas yang diperoleh.
2. Berdasarkan analisis *oil cut*, *water fractional flow*, *WOR* dan *WOR'* terdapat 5 sumur produksi yaitu (Well#26, Well#33, Well#34, Well#151 dan Well#158) yang mengalami permasalahan *coning with late time channelling*. Sedangkan Well#53 mengalami *multi-layer channelling*. Jika dilihat dari rata-rata VRR yang diperoleh sebesar 1, yang artinya sudah terjadi kesetimbangan antara injeksi dan produksi. Maka untuk meminimalisir masalah ini perlu dilakukan perubahan pola injeksi yaitu dengan melakukan metode CTI pada Well#53 dengan harapan dapat men-suport Well#26.
3. Adapun kumulatif minyak diperoleh di lapangan Marpoyan Damai selama *project water flooding* adalah sebesar 8964.4 MSTBO, sisa cadangan dengan metode DCA masih tersisa sebesar 230.4 MSTBO maka dapat diperoleh EUR sebesar 9194.8 MSTBO dan secara rata-rata sumur produksi akan berhenti diproduksi sampai pada *economic limit* ($Q_{el} = 5$ BOPD) selama kurun waktu 5.6 tahun ke depan.

5.2 SARAN

Berdasarkan hasil yang diperoleh menggunakan metode *analytic* maka untuk mendapatkan hasil yang optimal perlu dilakukan simulasi reservoir sehingga pemetaan saturasi air dapat terlihat secara visual.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed , T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook Third Edition*. Jordan Hill: Gulf Professional Publishing is an imprint of Elsevier.
- Al Henshiri, Y. M., & Tariq, S. (2012). Application of Advanced Analysis Techniques for Waterflood Management: A Case Study in a Large Heterogeneous Carbonate Reservoir. *Society of Petroleum Engineering*, 1-13.
- Alexis, E.-A. O. (2010). *Diagnostic Plots for Analysis of Water Production and Reservoir Performance (Case Study)*. Abuja - Nigeria: African University of Science and Technology.
- AlOtaibi, S., Cinar, Y., & AlShehri, D. (2019). Analysis of Water/Oil Ratio in Complex Carbonate Reservoirs Under Water-Flood. *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference held in Manama*, 1-17.
- Baker, R. (1997). Reservoir Management for Waterfloods. *The Jurnal of Canadian Petroleum Technology*, 20-24.
- Baker, R. (1998). Reservoir Management for Waterflood - Part II. *The Journal of Canadian Petroleum Technology*, 12-17.
- Bauer, B., & O'Dell, R. (2011). Field Experience from a Biotechnology Approach to Water Flood Improvement Improvement. *SPE Enhanced Oil Recovery Conference held in Kuala Lumpur, Malaysia*, 1-10.
- Chan, K. (1995). Water Control Diagnostic Plots. *SPE Annual Technical Conference &Exhibition held in Dallas, U.S.A*, 755-763.
- Dalimunthe, Y., Hanifah , A., & Setiati, R. (2019). Application Hall Plot Method For Surveillance Waterflood In Oil Reservoir. *Journal of Physics: Conference Series*, 1-6.
- Edwin, T., Luis, M. J., Delfín, G., & Hector, Z. (2018). Unstable Waterflood Performance Diagnostic Methods. *SPE Improved Oil Recovery Conference held in Tulsa, Oklahoma, USA*, 1-29.
- Erfando, T., Rita, N., & Marlatty, T. (2017). Optimasi Laju Injeksi Pada Sumur Kandidat Convert to Injection (CTI) di Area X Lapangan Y. *JEEE Jurnal of Earth Energy Engineering*, 25-35.
- Ershaghi, I., & Omorigie, O. (1978). A Method for Extrapolation of Cut vs Recovery Curves. *Society of Petroleum Engineers of AIME*, 203-204.
- McLachlan, K., & Ershaghi, I. (2005). A Method for Reservoir Management of Waterfloods. *SPE Eastern Regional Meeting held in*, 1-7.
- Othman, M., Salleh, Z., Redmond, J., Jakobsson, N., Yunus, A. R., & Abu, A. K. (2003). Angsi Waterflood Management and Surveillance - An Integrated Team Approach. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition held in Jakarta*, 1-10.
- Pedroso, C. A., Marques, L. C., Paixão, L. C., Pires, P. R., & Junior, E. B. (2009). Analysis of Fracture Growth Induced by the Injection of Water Above the

Fracture Pressure in Nonconsolidated Sandstones and Soft Carbonates - Deviations from the Linear Elastic Elastic Model or Why Can't I Inject Even Above the Fracture Pressure? *SPE European Formation Damage Conference held in Scheveningen, The Netherlands*, 1-25.

Precious, O. (2016). *An Approach To Waterflood Optimization: Case Study*. Abuja, Nigeria: African University of Science and Technology.

PT. Bumi Siak Pusako - Pertamina Hulu. (2021). *Field Review*. Pekanbaru, Riau, Indonesia: PT. Bumi Siak Pusako - Pertamina Hulu.

Rafiei, Y. (2014). *Improved Oil Production and Waterflood Performance by Water Allocation Management*. Scotland, UK: Heriot-Watt University.

Rahman, B. A., Al-Naqi, M., Rajan, S., Ameen, A., Oyemakinde, S., Al-Zadjali, M., . . . Ali, Z. (2012). An Integrated Solution to Effective Waterflood Surveillance and Pressure Maintenance: A KOC Pilot Project of Greater Burgan Field, Kuwait. *SPE Improved Oil Recovery Symposium held in Tulsa, Oklahoma, USA*, 1-10.

Smith, J. T., & Cobb, W. M. (1997). *Waterflooding*. Dallas, TX.

Talash, A. (1998). An Overview of Waterflood Surveillance and Monitoring. *SPE Distinguished*, 1539 - 1543.

Terrado, M., Yudono, S., & Thakur, G. (2006). Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles Into Practice. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition held in San Antonio, Texas, U.S.A*, 1-10.

Thakur, G. (1991). Waterflood Surveillance Techniques-A Reservoir Management Approach. *SPE*, 1180-1188.

Tjengdrawira, M. A., Khaksar, A., Ong, S. H., Sjari'at, R. I., & Suhadi, A. (2017). Geomechanical Study at An Onshore Central Sumatra Field: The Investigation of Casing Restriction and Deformation in Shallow Sand Formation. *SPE/IATMI Asia Pacific Oil & Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia*, 1-19.

Weijermars, R., Harmelen, A. v., & Zuo, L. (2015). Controlling flood displacement fronts using a parallel analytical streamline simulator. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 23-42.

Wu, C. (1998). Waterflood Performance Projection Using Classical Waterflood Models. *SPE Production Technology Symposium, held in Hobbs, New Mexico*, 1-12.

Yang, Z. (2017). Clarifying and Improving the Application of Waterflood Analytical Methods in X-plot Conditions – from Empirical Approach to Analytical Approach. *SPE Western Regional Meeting held in Bakersfield, California, USA*, 1-13.

Yao, C., Rueda, A., Bernal, M. C., & Bastidas, L. (2020). Reservoir Surveillance Adds Values to LCI Waterflood Oil Field in Colombia. *SPE Annual Technical Conference & Exhibition originally scheduled to be held in Denver, Colorado, USA*, 1-12.

- Yao, C., Rueda, A., Bernal, M., Bastidas, L., Blanco, W., Rueda, L., & Duran, A. C. (2020). Reservoir Surveillance Adds Values to LCI Waterflood Oil Field in Colombia. *SPE Annual Technical Conference & Exhibition originally scheduled to be held in Denver, Colorado, USA*, 1-12.
- Zechner, M. (2008). *Methods of Monitoring Flow Paths In The Gaiselberg-Field With A Special Focus On Tracers*. Leoben: MONTAN UNIVERSITAT.



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau