

**ANALISIS KINERJA WATERFLOOD SURVEILLANCE
PADA SUMUR INJEKSI Y DENGAN METODE VOIDAGE
REPLACEMENT RATIO PADA RESERVOIR SANDSTONE
DILAPANGAN Z**

TUGAS AKHIR

Diajukan Guna Penyusunan Tugas Akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

YOGI RAHMAD DESANDI

NPM 153210193



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN
FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS ISLAM RIAU PEKANBARU
2022**

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Yogi Rahmad Desandi

NPM : 153210193

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Tugas Akhir : Analisis Kinerja *Waterflood Surveillance* Pada Sumur Injeksi Y Dengan Metode *Voidage Replacement Ratio* Pada *Reservoir Sandstone* Dilapangan Z

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Hj. Fitianti, S.T., M.T. (

Penguji : Dr. Eng. Adi Novriansyah, S.T., M.T. (

Penguji : Agus Dahlia, S.Si., M.Si (

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 25 Juli 2022

Disahkan oleh

KETUA PROGRAM STUDI

TEKNIK PERMINYAKAN



NOVIA RITA, S.T., M.T.

SURAT PERNYATAAN

Saya yang bertandatangan dibawah ini:

Nama : Yogi Rahmad Desandi

NPM : 153210193

Program Studi : Teknik Perminyakan (S1)

Judul Tugas Akhir : Analisis Kinerja *Waterflood Surveillance* Pada Sumur Injeksi Y Dengan Metode *Voidage Replacement Ratio* Pada *Reservoir Sandstone* Dilapangan Z


Menyatakan dengan sebenear benarnya bahwa penulisan tugas akhir ini adalah hasil penelitian, pemikiran, dan pemaparan asli dari karya ilmiah saya sendiri, baik dari naskah laporan maupun data data yang tercantum pada tugas akhir ini. Jika terdapat karya ilmiah ini milik orang lain, saya akan mencantumkan sumber dengan jelas pada daftar pustaka.

Surat pernyataan ini saya buat sesungguhnya dan apabila dikemudian hari terdapat penyimpangan serta tidak benar dalam pernyataan ini, maka saya bersedia mengakuinya dan menerima sanksi sesuai dengan ketentuan yang berlaku di Universitas Islam Riau.

Demikian surat pernyataan ini saya buat dalam keadaan baik baik saja dan tanpa paksaan dari pihak manapun.

Pekanbaru, 25 Juli 2022




Yogi Rahmad Desandi
NPM: 153210193

KATA PENGANTAR

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

1. Fitrianti, ST., MT., selaku dosen pembimbing yang telah memberikan petunjuk, bimbingan setiap waktu serta arahan selama penulisan tugas akhir.
2. Dr. Mursyidah, M.Sc., selaku Dosen Pembimbing Akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Norahmansyah, ST, MT., selaku *EOR Specialist* di PT. BOB BSP Pertamina Hulu sekaligus mentor lapangan Tugas Akhir yang telah memberikan kesempatan untuk mengambil data dan bimbingan Tugas Akhir akhir saya.
4. Kepada kedua orang tua saya dan keluarga saya yang telah memberikan dukungan penuh material dan moral.
5. Kepada rekan-rekan mahasiswa sahabat terbaik yang membantu menyelesaikan tugas akhir ini.

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

Pekanbaru. Rabu, 29 Juni 2022

(Yogi Rahmad Desandi)

**ANALISIS KINERJA WATERFLOOD SURVEILLANCE PADA SUMUR
INJEKSI Y DENGAN METODE VOIDAGE REPLACEMENT RATIO
PADA RESERVOIR SANDSTONE DILAPANGAN Z**

YOGI RAHMAD DESANDI

153210193

ABSTRAK

Waterflooding adalah metode untuk meningkatkan produksi minyak pada tahap ekstraksi sekunder. Injeksi air diklasifikasikan menjadi 3 jenis yaitu, *Water Removal* (digunakan untuk menginjeksikan air formasi ke lapisan yang tidak produktif), *Pressure Maintenance* (digunakan untuk mempertahankan tekanan *Reservoir*), dan *Waterflood* (tekan air injeksi dengan pola tertentu untuk menekan minyak dari dalam *reservoir* sampai minyak ditekan ke sumur produksi). Di lapangan Marpoyan. Analisis kinerja *waterflood* dilakukan dengan menggunakan metode *Voidage Replacement Ratio*. VRR (*Voidage Replacement Ratio*) merupakan perbandingan antara besarnya air terproduksi yang diinjeksikan ke dalam *reservoir* terhadap kumulatif fluida yang telah diproduksi. Metode ini digunakan untuk mengetahui respon tekanan *reservoir* akibat injeksi, membantu menentukan strategi optimalisasi produksi, dan menentukan performa injeksi (*withdrawal balance*). Analisis VRR ini diawali dengan pengelompokan area sumur injeksi dan sumur pantau produksi berdasarkan pengamatan data performansi produksi, performansi injeksi, dan performansi tekanan *reservoir*.

Kata Kunci: *Waterflooding, Surveillance, Voidage Replacement Ratio*.

**PERFORMANCE ANALYSIS OF WATERFLOOD SURVEILLANCE ON
INJECTION WELL Y WITH VOIDAGE REPLACEMENT RATIO METHOD
ON RESERVOIR SANDSTONE IN FIELD Z**

YOGI RAHMAD DESANDI

153210193

ABSTRACT

Waterflooding is a method to increase oil production in the secondary extraction stage. Water injection is classified into 3 types, namely, Water Removal (used to inject formation water into unproductive layers), Pressure Maintenance (used to maintain reservoir pressure), and Waterflood (press injection water with a certain pattern to press oil from the reservoir to the oil). pressed into the production well). In the Marpoyan field. Waterflood performance analysis was carried out using the Voidage Replacement Ratio method. VRR (Voidage Replacement Ratio) is the ratio between the amount of produced water that is injected into the reservoir to the cumulative fluid that has been produced. This method is used to determine the reservoir pressure response due to injection, help determine production optimization strategies, and determine injection performance (withdrawal balance). This VRR analysis begins with grouping the area of injection wells and production monitoring wells based on observations of production performance data, injection performance, and reservoir pressure performance.

Keywords: Waterflooding, Surveillance, Voidage Replacement Ratio.

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	i
KATA PENGANTAR.....	ii
ABSTRAK.....	iv
ABSTRACT.....	v
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL.....	x
DAFTAR SINGKATAN.....	xi
BAB 1 PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	2
1.3 Manfaat Penelitian	2
1.4 Batasan Masalah	3
BAB 2 TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 Enhanced Oil Recovery (EOR)	4
2.1.1 <i>Primary Oil Recovery</i>	4
2.1.2 <i>Secondary Recovery</i>	5
2.1.3 <i>Tertiary Oil Recovery</i>	5
2.2 Waterflood	5
2.3 Pengertian Waterflood	6
2.4 Sejarah Waterflood	7
2.5 Waterflood surveillance	9
2.6 Voidage replacement ratio (VRR)	9
2.7 Reservoir Sandstone	11

2.7.1	<i>Orthoquartzites</i>	12
2.7.2	<i>Greywacke</i>	12
2.7.3	<i>Arkose</i>	12
2.8	Analisis Produktivitas dan Peramalan Sumur Dimasa Depan	13
2.9	<i>State Of The Art</i>	13
BAB 3	METODOLOGI PENELITIAN	16
3.1	Metode Penelitian	16
3.2	Jenis Penelitian	16
3.3	Alur Penelitian	18
3.4	Waktu Penelitian	19
BAB 4	HASIL DAN PEMBAHASAN	20
4.1	Analisis Radius Sumur Injeksi	20
4.2	Analisis Pengaruh Sumur Injeksi Terhadap Sumur Produksi	21
4.3	Analisis VRR (<i>Voidage replacement ratio</i>)	46
BAB 5	SARAN DAN KESIMPULAN	49
5.1	Kesimpulan	49
5.2	Saran	49
	DAFTAR PUSTAKA	51
	LAMPIRAN	54

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Waterflood Konsep.....	7
Gambar 3.1 Peta Lapangan Z	17
Gambar 3.2 Alur Penelitian	18
Gambar 4.1 <i>Liquid Rate</i> Sumur Produksi Y1.....	21
Gambar 4.2 <i>Water rate</i> Sumur Produksi Y1	22
Gambar 4.3 <i>Oil rate</i> Sumur Produksi Y1	23
Gambar 4.4 <i>Water cut</i> Sumur Produksi Y1	24
Gambar 4.5 <i>Liquid Rate</i> Sumur Produksi Y2.....	24
Gambar 4.6 <i>Oil rate</i> Sumur Produksi Y2.....	25
Gambar 4.7 <i>Water rate</i> Sumur Produksi Y2	26
Gambar 4.8 <i>Water cut</i> Sumur Produksi Y2.....	26
Gambar 4.9 <i>Liquid Rate</i> Sumur Produksi Y3.....	27
Gambar 4.10 <i>Oil rate</i> Sumur Produksi Y3	28
Gambar 4.11 <i>Water rate</i> Sumur Produksi Y3	29
Gambar 4.12 <i>Water cut</i> Sumur Produksi Y3.....	30
Gambar 4.13 <i>Liquid Rate</i> Sumur Produksi Y4.....	30
Gambar 4.14 <i>Oil rate</i> Sumur Produksi Y4.....	31
Gambar 4.15 <i>Water rate</i> Sumur Produksi Y4	32
Gambar 4.16 <i>Water cut</i> Sumur Produksi Y4.....	32
Gambar 4.17 <i>Liquid Rate</i> Produksi Y5	33
Gambar 4.18 <i>Oil rate</i> Sumur Produksi Y5.....	34
Gambar 4.19 <i>Water rate</i> Sumur Produksi Y5	35
Gambar 4.20 <i>Water cut</i> Sumur Produksi Y5.....	35
Gambar 4.21 <i>Liquid Rate</i> Sumur Produksi Y6.....	36
Gambar 4.22 <i>Oil rate</i> Sumur Produksi Y6.....	37
Gambar 4.23 <i>Water rate</i> Sumur Produksi Y6	38
Gambar 4.24 <i>Water cut</i> Sumur Produksi Y6.....	38
Gambar 4.25 <i>Liquid Rate</i> Sumur Produksi Y7.....	39
Gambar 4.26 <i>Oil rate</i> Sumur Produksi Y7	40
Gambar 4.27 <i>Water rate</i> Sumur Produksi Y7	41
Gambar 4.28 <i>Water cut</i> Sumur Produksi Y7.....	42

Gambar 4.29 <i>Liquid Rate</i> Sumur Produksi Y8.....	42
Gambar 4.30 <i>Oil rate</i> Sumur Produksi Y8.....	43
Gambar 4.31 <i>Water rate</i> Sumur Produksi Y8.....	44
Gambar 4.32 <i>Water cut</i> Sumur Produksi Y8.....	45
Gambar 4.33 Prod Rate vs Inject Rate Y10.....	45
Gambar 4.34 Prod Rate vs Inject Rate Y20.....	46
Gambar 4.35 VRR Lapangan Z Sumur Injeksi Y10.....	47
Gambar 4.36 VRR Lapangan Z Sumur Injeksi Y20.....	48



DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 State Of The Art 13



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SINGKATAN

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



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Minyak dan gas bumi merupakan sumber daya alam yang sangat penting bagi keberlangsungan hidup umat manusia dan merupakan pemasok kebutuhan bahan bakar dalam suatu negeri khususnya Indonesia dan juga sebagai suatu andalan pendapatan ekonomi Negara. Namun seringkali terjadi kegiatan eksploitasi, tentu saja mengakibatkan produksi minyak dan gas bumi di Indonesia semakin menurun. Dengan demikian, maka di perlukan adanya investasi baru yang di harapkan dapat meningkatkan kembali jumlah produksi minyak dan gas dalam negeri. Dalam suatu industri migas nilai dari suatu keuntungan adalah produksinya, sehingga perlu dilakukan berbagai pengembangan ilmu yang dilakukan untuk meningkatkan suatu nilai produksi yang terkadang harus mengeluarkan biaya-biaya tambahan dan juga pertimbangan resiko-resiko yang akan terjadi di masa yang akan datang.

Banyak hal yang dapat menyebabkan turunnya laju produksi seperti adanya kerusakan formasi produktif, rendahnya permeabilitas *reservoir*, tingginya viskositas, tersumbatnya tubing maupun penurunan tekanan pada *reservoir* (Musnal, 2013). Bagi suatu perusahaan, peningkatan suatu produksi merupakan suatu program yang harus dilakukan, dengan kata lain tidak dapat diabaikan. Salah satu bentuk usaha yang dapat dilakukan untuk mempertahankan suatu produksi adalah dengan cara menjaga produksi sumur tersebut agar tidak terjadi penurunan. Permasalahan utama yang dihadapi pada proses produksi migas, yaitu terjadinya penurunan laju produksi.

Sekitar 50% dari semua *reservoir* minyak bumi adalah *reservoir* sandstone. Sifat dari *reservoir* yang paling penting adalah porositas dan permeabilitas, tetapi geometri pori dan sifat pembasahan permukaan mineral juga dapat mempengaruhi produksi minyak bumi. *Reservoir* sandstone menyediakan *reservoir* untuk minyak dan gas, tetapi juga air.

Metode produksi minyak tahap kedua setelah suatu *reservoir* mendekati batas ekonomis melalui perolehan tahap pertama disebut secondary oil recovery.

Cara peningkatan perolehan cadangan tahap kedua yaitu dengan menginjeksikan air (water flooding) untuk menambah energi dan meningkatkan perolehan minyak. Cara menginjeksikan air kedalam *reservoir* memenuhi pori batuan *reservoir* yang ditinggalkan minyak karena minyak tersebut diproduksi (*reservoir voidage*) dan kemudian mendorong minyak yang tersisa di pori batuan *reservoir* sehingga produksi dapat ditingkatkan. Pelaksanaan *waterflooding* memerlukan peramalan laju injeksi air kedalam *reservoir* melalui sumur injeksi sehingga injeksi air dapat meningkatkan tingkat penyapuan (sweep efficiency) terhadap saturasi minyak yang tersisa sehingga perlu dilakukan monitor kinerja dari *waterflooding*.

Monitoring kinerja *waterflood* diantaranya adalah menggunakan metode *Voidage replacement ratio* (VRR). Metode VRR dilakukan dengan mengamati perbandingan air yang diinjeksikan terhadap fluida yang terproduksi.

Adapun tujuan dari penelitian ini diantaranya adalah untuk mengevaluasi data *reservoir* dan mengelolah data injeksi air untuk mendapatkan nilai radius injeksi air, melakukan analisis sumur *water injection* terhadap performance sumur produksi, dan melakukan analisis dan perhitungan *Voidage replacement ratio* pada suatu segmen *reservoir* yang dilakukan injeksi air.

1.2 Tujuan Penelitian

1. Menganalisis data *reservoir* dan mengolah data injeksi air untuk mendapatkan nilai radius injeksi air.
2. Melakukan analisis sumur *water injection* terhadap performance sumur produksi.
3. Melakukan analisis dan perhitungan *Voidage replacement ratio* pada suatu segmen *reservoir* yang dilakukan injeksi air.

1.3 Manfaat Penelitian

1. Meningkatkan suatu kapasitas dan kualitas pendidikan dengan melibatkan tenaga yang terampil dari lapangan Z.
2. Menciptakan kerjasama yang saling menguntungkan dan bermanfaat antara kedua pihak.
3. Laporan ini dapat dijadikan sebagai acuan untuk penelitian selanjutnya.

1.4 Batasan Masalah

Agar penelitian lebih terarah sesuai dengan tujuan, yaitu:

1. Studi ini melakukan analisis kinerja pada sumur injeksi yang sudah ada dan yang telah dioperasikan sebelumnya.
2. Data yang digunakan adalah data sekunder.
3. Analisis keberhasilan injeksi menggunakan metode VRR (*Voidage replacement ratio*).
4. Penelitian ini tidak menggunakan software simulasi 5 Peneliti tidak membahas analisis keekonomian.



BAB 2

TINJAUAN PUSTAKA

Minyak dan gas bumi merupakan sumber daya alam yang tidak dapat diperbaharui sehingga dapat punah atau habis. Hal ini disebabkan oleh proses pembentukan minyak bumi yang memakan waktu cukup lama. Sebagaimana firman Allah SWT dalam Al-Qur'an Surat Al-Jatsiyah ayat 29 yang artinya:

“(Allah berfirman), “Inilah Kitab (catatan) Kami yang menuturkan kepadamu dengan sebenar-benarnya. Sesungguhnya Kami telah menyuruh mencatat apa yang telah kamu kerjakan”

2.1 *Enhanced Oil Recovery (EOR)*

Enhanced Oil Recovery merupakan salah satu cara untuk meningkatkan cadangan minyak dengan cara menguras *volume* minyak yang sebelumnya tidak dapat diproduksi (Putra & Kiono, 2021).

EOR atau *Enhanced Oil Recovery* merupakan bagian dari IOR (*Improved Oil Recovery*) yaitu metode yang ditujukan untuk meningkatkan nilai dari perolehan minyak dengan cara apapun (Makky & Kasmungin, 2019). Untuk mengoptimalkan produksi minyak, perlu memobilisasi lebih banyak minyak menggunakan *enhanced oil recovery (EOR)*.

Penggunaan stimulasi ultrasonik di *reservoir* adalah inovasi langka dalam literatur. Ini kurang berisiko dan membantu mengatasi tegangan antar muka antara minyak dan air, mengurangi tekanan kapiler dan membantu memobilisasi minyak (Abdulfatah, 2018). Terdapat tiga terdapat tiga tahapan proses *oil recovery* yang dapat diterapkan, tahapan tersebut terdiri dari *primary oil recovery*, *secondary oil recovery*, dan *tertiary (enchaned) oil recovery*.

2.1.1 *Primary Oil Recovery*

Proses pengendapan selama *primary oil recovery* berbeda meskipun beberapa upaya telah dilakukan untuk memodelkan dan mensimulasikan pengendapan di *reservoir* minyak selama *primary oil recovery* (Tytler, 2002).

Primary recovery adalah suatu cara memproduksi suatu sumur secara alamiah dengan tekanan *reservoir* yang ada dan menggunakan pompa dengan tujuan agar kolom fluida lebih ringan sehingga minyak bisa mengalir (Wang, 2000). Tahap pertama *Oil Recovery* biasanya kurang efisien selama periode waktu tertentu dan menghasilkan produksi minyak yang relatif rendah. Berkurangnya perolehan minyak disebabkan oleh turunnya tekanan di *reservoir*, sehingga minyak yang ada tidak dapat didorong keluar menuju permukaan.

2.1.2 *Secondary Recovery*

Pada fase sekunder (*secondary recovery*) dilakukan dengan cara injeksi cairan (*pressure maintenance* atau *water flooding*) atau bisa juga menggunakan gas (*immiscible gas flooding*) yang diinjeksikan ke dalam *reservoir* yang bertujuan sebagai pendorong yang akan mendorong minyak mengalir ke sumur produksi (SKK Migas, 2015). Pada *secondary recovery*, air lebih sering diinjeksikan atau disebut *waterflooding*, karena memiliki ketersediaan yang tinggi dan juga modal yang jauh lebih sedikit dibandingkan dengan injeksi gas.

2.1.3 *Tertiary Oil Recovery*

Tertiary oil recovery merupakan suatu proses pengurusan secara tertier pada saat terjadinya produksi minyak yang tidak dapat diproduksi lagi baik secara maupun sekunder (Witasta, 2020). *Tertiary oil recovery* dilakukan untuk lebih meningkatkan jumlah produksi yang ada. *Tertiary* adalah *recovery* tambahan dan memiliki hasil produksi di atas dari metode *primary recovery* dan *secondary recovery*. Tetapi biasanya EOR dilakukan setelah injeksi air atau *waterflooding* dilakukan. Pada *tertiary recovery* atau EOR terdapat beberapa metode yang dapat diaplikasikan seperti *chemical*, *miscible*, dan *thermal injection*.

2.2 *Waterflood*

Laju produksi sumur minyak akan menurun karena penurunan tekanan *reservoir* (P_r) dan juga karena kerusakan formasi produktif (Musnal, 2013). *Water injection* adalah metode yang digunakan untuk meningkatkan produksi minyak dalam tahap *secondary recovery*. *Water injection* digolongkan menjadi 3 jenis yaitu, *water disposal* (digunakan untuk menginjeksikan air formasi ke lapisan yang

tidak produktif sehingga tidak meningkatkan produksi minyak), *pressure maintenance* (digunakan untuk mempertahankan tekanan *reservoir* agar tetap tinggi bila kemungkinan masih diatas tekanan gelembung) dan *waterflood* (pendorongan air injeksi dengan pola tertentu untuk mendorong minyak didalam *reservoir* hingga minyak terdorong menuju ke sumur produksi) (Juliansyah & Alida, 2016).

2.3 Pengertian *Waterflood*

Waterflooding adalah suatu metode penginjeksian air ke dalam batuan *reservoir*, sehingga air mengisi pori-pori batuan *reservoir* dan menekan minyak di dalam *reservoir* sehingga menyebabkan minyak dapat keluar ke permukaan. Injeksi air dimaksudkan untuk memberikan energi tambahan ke *reservoir*. Selama proses pendesakan, air memaksa minyak mengikuti jalur aliran dari sumur injeksi ke sumur produksi. Air yang diinjeksikan biasanya menggunakan air formasi yang juga terproduksi (Nidiarti et al., 2018). Pada lapangan yang telah melampaui batas *primary recovery*, optimalisasi produksi akan dilakukan, misalnya dengan cara injeksi air (*waterflood*) atau untuk memastikan terpeliharanya tekanan *reservoir* (*maintenance of the pressure*).

Ada beberapa alasan mengapa injeksi air sangat banyak dilakukan, diantaranya:

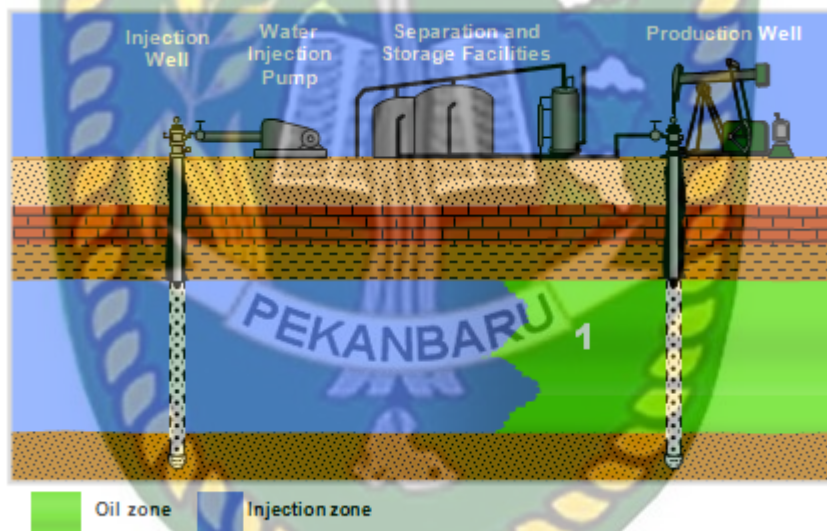
1. Mobilitasnya yang cukup rendah
2. Air yang digunakan sangat mudah didapatkan
3. Memiliki efisiensi pendesakan yang sangat baik
4. Pengadaan air untuk proses *waterflood* cukup murah

Perencanaan *waterflooding* didasarkan pada pertimbangan teknis dan ekonomis. Analisis ekonomi tergantung pada perkiraan kinerja dari proses *waterflood* itu sendiri. Perkiraan ini bisa baik atau buruk tergantung pada kebutuhan spesifik proyek. Lima langkah terpenting dalam perencanaan *waterflood* adalah:

1. Penilaian lapangan meliputi hasil produksi dari *primary recovery*.
2. Pemilihan *waterflood* yang akan digunakan.
3. Perkiraan laju injeksi dan produksi.

4. Proyeksi produksi minyak untuk setiap perencanaan proyek *waterflood*.
5. Identifikasi variabel yang menyebabkan ketidaktepatan analisis teknis analisis teknik produksi *waterflood* dilakukan dengan memperkirakan volume dan kecepatan aliran.

Perkiraan di atas juga berguna untuk menyesuaikan atau memilih peralatan dan sistem pemeliharaan (*treatment*) fluida. Dalam operasi *waterflood*, sumur injeksi dan sumur produksi umumnya terbentuk dalam pola tertentu yang teratur, seperti pola garis lurus, empat titik, lima titik, tujuh titik, dan lain-lain. Besarnya aliran injeksi tergantung pada perbedaan tekanan injeksi di dasar lubang dan tekanan *reservoir*. Bentuk persamaan dikembangkan dari persamaan Darcy sesuai dengan pola sumur injeksi produksi. Laju injeksi cairan dengan mobilitas yang sama ($M=1$), karena *reservoir* minyak hanya diisi dengan cairan.



Gambar 2.1 Waterflood Konsep

2.4 Sejarah Waterflood

Minyak mentah pertama kali di temukan di Titusville oleh Edwin L. Drake pada tahun 1859, dimana merupakan titik mulainya era industry minyak bumi sampai sekarang. Penggunaan minyak bumi sangat cepat meluas sehingga membuat orang berfikir untuk meningkatkan produksi minyak bumi. Hingga tepatnya pada awal tahun 1880-an, J.F. Carll memberikan pendapatnya bahwa perolehan minyak bumi dapat saja ditingkatkan dengan cara melakukan

penginjeksian air dari suatu sumur injeksi yang bertujuan untuk mendorong minyak bumi menuju ke sumur produksi dengan jumlah yang sangat besar.

Eksperimen *waterflood* pertama kali dilakukan pada tahun 1880-an pada lapangan Bradford, Pennsylvania. Pada eksperimen yang pertama, didapatkan kesimpulan bahwa program *waterflood* akan dapat meningkatkan produksi minyak bumi. Setelah eksperimen yang dilakukan pada tahun 1880, maka pada awal tahun 1890 dimulailah penerapan *waterflood* pada beberapa lapangan di Amerika Serikat. Pada tahun 1907 ditemukanlah metode-metode baru untuk pengaplikasian *Waterflood*, metode yang ditemukan adalah metode lingkaran (*circular method*) yang diterapkan pada lapangan Bradford, Pennsylvania. Metode ini sukses tercatat sebagai metode yang digunakan untuk pengaplikasian *flooding pattern* pertama. Namun, karena adanya regulasi dari pemerintah yang melarang penerapan *waterflood* pada masa itu, maka proyek tersebut dilakukan secara sembunyi-sembunyi hingga pada tahun 1921, larangan tersebut dicabut.

Dengan dicabutnya larangan tersebut, maka penerapan *waterflood* pada lapangan minyak bumi mengalami peningkatan. Kemudian, pada tahun 1928 ditemukanlah *five spot* dan kemudian diterapkan secara meluas pada lapangan minyak bumi. Pengoperasian *waterflood* ini juga dilakukan di Oklahoma pada tahun 1931, di Kansas pada tahun 1935, dan juga di Texas pada tahun 1936. Pada tahun 1940, banyak sumur produksi minyak yang mulai mengalami pencapaian batasan ekonomis (*economic limit*) yang memaksa sejumlah operator harus berfikir cara untuk meningkatkan *producable reserves* dari sumur-sumur produksi. Kemudian pada tahun 1955, pengoperasian *waterflood* telah memberikan kontribusi pada produksi lebih dari 750000 BPOD dari total produksi 6600000 BPOD di Amerika Serikat. Pada masa ini, kontribusi *waterflood* mencapai lebih dari 50% dari total produksi minyak di Amerika Serikat.

Industri perminyakan telah berubah secara signifikan dengan kemajuan teknologi bidang digital, yang terutama bergantung pada instrumentasi di tempat dan otomatisasi operasi lapangan. Banyak teknologi telah diadaptasi untuk

mengumpulkan data dalam jumlah besar selama periode waktu yang jauh lebih singkat. (Artun, 2016).

2.5 *Waterflood surveillance*

Dalam operasi *waterflooding*, penting untuk memantau kinerja sumur injeksi agar perolehan minyak optimal seperti yang direncanakan. Kehilangan injektivitas dapat menyebabkan berbagai masalah dan akan berdampak negatif pada instalasi permukaan dan bawah permukaan (Ratnaningsih & Danny, 2018).

Salah satu kunci keberhasilan *waterflood* adalah pemantauan injeksi air atau biasa disebut dengan *waterflood surveillance*. *Surveillance* dilakukan untuk mengetahui efektifitas dari injeksi air yang dilakukan. Program ini disesuaikan dengan bidang atau proyek masing-masing, karena setiap proyek *waterflood* memiliki karakter yang berbeda. Ada beberapa cara untuk mengontrol injeksi air, antara lain adalah analisis *voidage replacement ratio* dan *hall plot*.

2.6 *Voidage replacement ratio (VRR)*

Voidage replacement ratio adalah rasio volume cairan yang diinjeksikan dengan volume cairan yang dihasilkan. (Cornelius et al., 2020). VRR memberikan indikasi bahwa jumlah fluida yang diinjeksikan ke dalam *reservoir* relatif terhadap jumlah fluida yang yang diproduksi (Merina, 2021).

Penentuan lokasi sumur yang optimal selama banjir memberikan kontribusi yang signifikan terhadap pengelolaan *reservoir* yang efisien. *Voidage replacement ratio* (VRR) sering menjadi indikator kinerja proyek *waterflood* (Awotunde & Sibaweih, 2014)

Penerapan konsep VRR yang cermat adalah memberikan informasi tentang respon *Reservoir* terhadap *Waterflood Response, Through Fill-Up, Sweep, Pressure Increase*, dan lain-lain. Ini juga membantu untuk pencocokan *PatternBalancing, Midcourse Corrections*, dan pemecahan masalah saluran potensial. (Rahman et al., 2012). Analisis ini dilakukan untuk mengetahui efektifitas injeksi yang dilakukan. Secara matematis, VRR dapat dinyatakan dengan persamaan:

$$VRR = \frac{\text{Injected Reservoir Volume}}{\text{Produces Reservoir Volume}}$$

$$VRR = \frac{Bw (Iw)}{Bo (Qo) + Bw (Qw) + Qo (GOR - Rs) Bg}$$

Dimana:

- VRR : *Voidage replacement ratio*
- Bw : Faktor Volume Formasi Air Injeksi, Rb/STB
- Bo : Faktor Volume Formasi Minyak, Rb/STB
- Bg : Faktor Volume Formasi Gas Injeksi, Rb/SCF
- Qw : Laju Alir Air
- Qo : Laju Alir Minyak
- Iw : Laju Injeksi Air
- Rs : Kelarutan Gas Dalam Minyak (STF/STB)
- GOR : *Gas Oil Ratio* (SCF/STB)

Suatu nilai VRR apabila kurang dari 1 ($VRR < 1$) maka laju alir injeksi belum mendapatkan nilai yang optimal, dan harus ditingkatkan lagi guna untuk optimasi produksinya. Namun apabila hasil perhitungan menunjukkan kumulatif VRR lebih dari 1 ($VRR > 1$) maka laju injeksi sudah cukup optimal sehingga minyak dapat dengan optimasi untuk ditingkatkan. (Rosario et al., 2017). Semakin mendekati nilai VRR dengan 1 maka injeksi akan semakin efektif, sedangkan jika nilai VRR kurang dari 1 maka injeksi tidak berpengaruh signifikan terhadap produktivitas sumur produksi.

2.7 *Reservoir Sandstone*

Reservoir sanstone terdiri dari batuan sedimen, yaitu batu pasir dan karbonat (sedimen klastik) dan batuan *shale* (sedimen non-klastik), atau terkadang batuan vulkanik. Pada umumnya batuan *reservoir* sangat berpengaruh pada besarnya suatu porositas yang merupakan perbandingan volume pori batuan dengan permeabilitas yang merupakan kemampuan dari suatu media untuk kandungan suatu batuan dimana hal ini dapat mengakibatkan batuan *reservoir* mempunyai cadangan penyimpanan dan dapat melepaskan minyak. Mineral adalah zat yang tersusun dari komposisi kimia tertentu yang dinyatakan dalam bentuk rumus yang menunjukkan jenis unsur dan jumlah yang dikandung mineral tersebut. Dalam penelitian ini, jenis batuan dalam endapannya adalah batuan berpasir (*sandstone*).

Sandstone adalah batuan sedimen yang sebagian besar terdiri dari mineral ukuran pasir atau butiran batuan. Sebagian besar batu pasir terbuat dari kuarsa atau *feldspar*, karena mineral ini lebih umum di kerak bumi. Seperti pasir, batu pasir bisa datang dalam berbagai warna dan warna umum adalah coklat muda, coklat, kuning, merah, abu-abu, dan putih. Karena lapisan batu pasir sering membentuk karang atau fitur topografi tinggi lainnya, warna batu pasir tertentu dapat diidentifikasi dengan area tertentu.

Batuan *sandstone* terbentuk karena adanya sedimentasi yang terjadi ketika pasir terlepas dari suspensi yang mengakibatkan batuan terseret hingga terakumulasi yang mengakibatkan pasir berubah menjadi batuan pasir yang berkompaksi dengan tekanan dan endapan sertam disementasi oleh presipitasi mineral didalam pori-pori antar butiran (Reggy & Saputry, 2021). *Sandstone* merupakan batuan yang paling sering ditemukan di lapangan sebagai batuan *reservoir*. *Sandstone* merupakan hasil proses sedimentasi mekanis, yang berasal dari proses alterasi dan disintegrasi, yang kemudian diangkut dan mengalami proses pemadatan dan pengendapan. Pori-pori pada batupasir terutama terbentuk bersamaan dengan proses pengendapan. Setelah pengendapan dapat terjadi perubahan pori-pori batupasir yang merupakan akibat dari penyemenan, pelarutan dan proses sekunder lainnya, sehingga porositas batupasir bersifat intergranular. *Sandstone* dibagi menjadi tiga kelompok: *orthoquartzite*,

graywacke, dan *arkose*. Klasifikasi ini didasarkan pada kandungan mineral. Kandungan mineral dan komposisi kimia batuan *reservoir* memiliki pengaruh yang besar terhadap klasifikasi yang dapat mempengaruhi ukuran pori batuan *reservoir*.

2.7.1 *Orthoquartzites*

Orthoquartzites adalah jenis batuan sedimen yang terbentuk dari proses sedimentasi yang menghasilkan unsur-unsur dengan kandungan silika yang tinggi tanpa melalui metaformasi dan pematatan, yang terutama terdiri dari kuarsa dan mineral stabil lainnya (Pamungkas, 2004). Proses metamorfosa adalah proses perubahan mineral batuan akibat kondisi yang berbeda dengan kondisi awal. Pengikat (semen) terutama terdiri dari karbonat dan silika. *Orthoquartzites* adalah batuan sedimen yang relatif bersih yang tidak mengandung komponen *shale* dan *clay*.

2.7.2 *Greywacke*

Greywacke adalah jenis batupasir yang terdiri dari unsur mineral berbutir besar yaitu kuarsa, *fragmen phyllite*, *fragmen* batuan beku, *feldspar* dan mineral lainnya berupa *clay* dan *carbonate*. Batu pasir *greywacke* mengandung mineral *feldspar* yang dominan, dimana tidak terdapat semen pada batupasir *greywacke* (Septiliana & Mayasari, 2018).

Indikator yang dapat mengidentifikasi jenis batuan ini adalah adanya mineral ilit. Sangat penting bahwa *greywacke* memiliki matriks dan dengan demikian mengurangi porositasnya. Klasifikasinya juga tidak bagus, jadi sebagai batuan *reservoir greywacke* tidak terlalu bagus.

2.7.3 *Arkose*

Batupasir *arkose* adalah batu pasir yang memiliki 25% atau lebih kandungan *feldspar*. Sedimen yang menjadi asal mula dari *arkose* ini biasanya hanya mengalami sedikit perubahan secara kimia (Vienastra & Febriarta, 2019).

sandstone yang umumnya terdiri dari kuarsa sebagai mineral dominan, meskipun mineral *arkose feldspar* ($mgalsi_3o_8$) lebih umum dari pada kuarsa. Tidak hanya mengandung dua mineral utama, tetapi juga mineral yang kurang stabil

seperti, microline (KAISi_3O_8), Biotite ($\text{K}(\text{Mg}, \text{Fe})_3$), Clay ($\text{Al}_4\text{Si}_4\text{O}_{10}$) (OH)₂ dan plagioklas (Ca, Na) (AlSi) AlSi_2O_8 . Biasanya cukup bersih tetapi kebulatan butirannya tidak terlalu bagus karena sudut dan gradasinya tidak terlalu bagus. *Akrosis* biasanya diperoleh dengan pelapukan *granit*. Contohnya adalah *granit wash* di Pendopo, Sumatera Selatan, yang biasanya berfungsi sebagai batuan *reservoir*.

2.8 Analisis Produktivitas dan Peramalan Sumur Dimasa Depan

Dalam studi ini, peneliti juga akan membahas analisis produktivitas sumur Y selama periode waktu tertentu dengan menggunakan hasil data produksi yang ada selama proyek *waterflooding* untuk melihat apakah produksi sumur ini mengalami peningkatan atau penurunan. Selain itu, studi ini juga memprediksi produksi sumur Y di masa depan, seperti yang telah kita ketahui bahwa aliran produksi akan berkurang seiring waktu produksi. Jika sumur mengalami penurunan produksi kurang dari 10 bbl/hari, maka sumur tersebut harus berhenti berproduksi karena telah mencapai batas ekonomis sumur. (Mohamed et al., 2013).

2.9 State Of The Art

Tabel 2.1 State Of The Art

Peneliti	Korelasi Penelitian
(Juliansyah & Alida, 2016)	(Juliansyah & Alida, 2016) Peneliti melakukan analisis kinerja <i>waterflooding</i> dengan metode <i>voidage replacement ratio</i> pada lapangan Akihabara. Metode ini digunakan peneliti untuk mengetahui respon tekanan <i>reservoir</i> akibat adanya injeksi, membantu menentukan strategi optimasi produksi dan mengetahui performa injeksi (<i>withdrawal balance</i>). Analisis VRR yang di lakukan peneliti dimulai dengan pengelompokan area sumur injeksi dan sumur monitor produksinya berdasarkan pengamatan terhadap data performa produksi, performa injeksi dan performa tekanan <i>reservoir</i> .

<p>(Grover et al., 2019)</p>	<p>(Grover et al., 2019)</p> <p>Peneliti melakukan analisis <i>reservoir</i> pada sumur injeksi dengan menggunakan metode <i>voidage replacement ratio</i>. Peneliti berpendapat bahwa <i>efficient pattern flood management</i> yang efisien sangat penting untuk mengoptimalkan produksi di setiap <i>waterflood</i> atau <i>polymer flood project</i>. Dari penelitian yang dilakukan peneliti, di dapatkan kesimpulan bahwa metode VRR dapat diterapkan di mana mekanisme penggerak yang dominan adalah penggerak air atau <i>waterflood</i>. Selanjutnya, pergerakan fluida hidrokarbon melintasi pola dapat diabaikan hanya jika semua pola berada pada injeksi terus menerus. Jika tidak, volume produksi tidak akan mengalami perubahan dalam HCPV.</p>
<p>(Rosario et al., 2017)</p>	<p>(Rosario et al., 2017)</p> <p>Peneliti melakukan analisis terhadap <i>reservoir</i> yang hampir mengalami masa kritis dan hasil produksi yang sudah tidak sesuai dengan menggunakan metode <i>voidage replacement ratio</i> (VRR). Model ekuivalen yang digunakan peneliti menggunakan perhitungan simulasi <i>numerical reservoir simulation calculation</i>. Peneliti menyarankan agar alur kerja yang mempertimbangkan adanya persamaan keadaan dan analisis PVT untuk perhitungan pada volume <i>reservoir</i> dengan integrasi korelasi PVT yang sesuai dengan jenis <i>fluida</i> yang dihasilkan.</p>

<p>(Delamaide, 2017)</p>	<p>(Delamaide, 2017)</p> <p>Peneliti melakukan investigasi dampak dari <i>voidage replacement ratio</i> dan parameter lainnya terhadap kinerja <i>polymer flood</i> pada <i>heavy oil based</i> berdasarkan data lapangan peneliti. Peneliti melakukan perhitungan dengan menggunakan <i>reservoir</i> actual dan data produksi. Peneliti memberikan panduan kepada <i>engineers</i> yang merancang <i>polymer floods</i> di lapangan minyak bagian barat dan memungkinkan untuk menyesuaikan beberapa parameter desain untuk meningkatkan respon lapangan. Hasil yang didapatkan peneliti juga dapat digunakan untuk <i>benchmark</i> hasil simulasi <i>reservoir</i> yang seingkali terlalu optimis atau untuk membandingkan kinerja proyek sebagai percontohan di bidang lain.</p>
<p>(Vittoratos et al., 2011)</p>	<p>(Vittoratos et al., 2011)</p> <p>Peneliti membahas tentang <i>voidage replacement ratio</i> pada minyak berat. Peneliti mendapatkan hasil awal dari program laboratorium untuk menguji respon optimal dari manajemen <i>reservoir</i> terhadap pembentukan jalur komunikasi tersebut jika terjadi <i>waterflood</i> pada minyak yang berat.</p>

BAB 3 METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

Data yang digunakan dalam penelitian ini merupakan data sekunder atau data yang berasal dari perusahaan. Data yang digunakan penelitian ini menggunakan data-data seperti data sumur produksi, data sumur injeksi seperti rate dan tekanan injeksi, dan juga data *history* sumur. Penelitian ini melakukan perhitungan dengan menggunakan *Microsoft Excel*. Adapun beberapa langkahlangkah proses pengerjaan penelitian ini, yaitu:

1. Pengumpulan dan pengolahan data-data dari sumur produksi dan sumur injeksi untuk menentukan suatu keberhasilan *waterflood*.
2. Analisis laju alir produksi dari-data yang telah diberikan perusahaan.
3. Penentuan performa pada masa yang akan datang dari data yang telah dijabarkan yang ditampilkan dalam bentuk grafik.

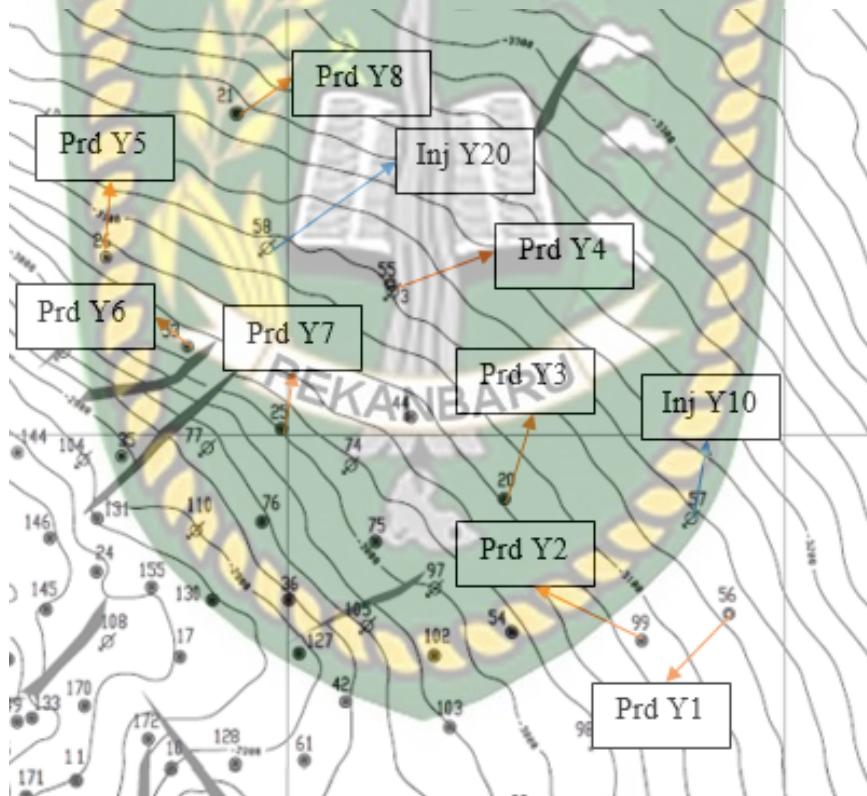
3.2 Jenis Penelitian

Penelitian ini lakukan atau dilaksanakan di Fakultas Teknik Universitas Islam Riau dengan melakukan analisis dan mempelajari data-data yang sudah ada. Penelitian ini merupakan suatu studi kasus lapangan dengan menggunakan data lapangan yang telah diberikan pada lapangan Z yang telah lama dilakukan *waterflood* pada sumur tersebut. Penelitian akan diolah dan dianalisis menggunakan Ms. Excel dan akan melihat nilai yang di dapat dari respon *reservoir* yang telah dilakukan penginjeksian.

Lapangan Z merupakan salah satu lapangan minyak yang terletak dalam *Block Coastal Plains* Pekanbaru (CPP) di Propinsi Riau terletak lebih kurang 90 km sebelah Timur dari Pekanbaru. Lapangan ini ditemukan oleh PT. Caltex Pacific Indonesia (CPI) dalam bulan September 1975 atas berhasilnya pemboran sumur ZRD#01. Produksi komersial lapangan ini telah dimulai sejak Maret 1982 dan puncak produksi dicapai pada bulan September 1983 dengan produksi minyak sebesar 40.000 BOPD. Sejak itu produksi minyaknya telah menurun terus dan mencapai 13.500 BOPD pada April 1993.

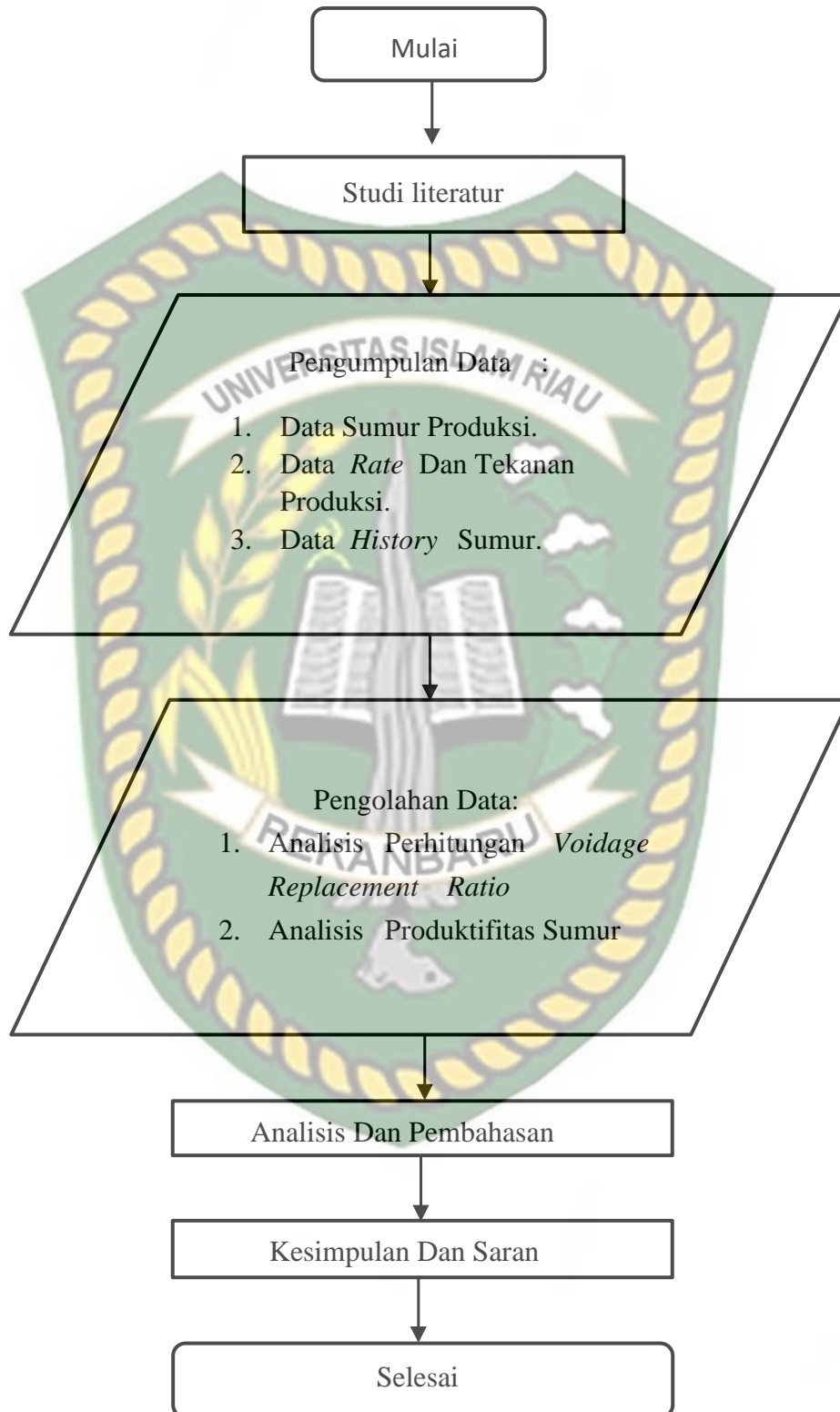
Kandungan Awal Minyak (OOIP) Lapangan Z diperkirakan sebesar 670.2 MMBL yang merupakan hasil studi PPPTMGB “LEMIGAS” yang dilakukan dalam tahun 2000, terkandung dalam 6 (enam) lapisan yang dinamakan lapisan 2800 Sand, 2830 Sand, 2900 Sand, 2970 Sand, 3050 Sand dan 3120 Sand. Sekitar 76 % dari OOIP tersebut terdapat dalam lapisan 2830 Sand dan 2900 Sand.

Adapun lapangan Z memiliki 10 jumlah sumur, yang terdiri dari 8 sumur produksi dan 2 sumur injeksi. Adapun 2 sumur injeksi tersebut diantaranya Y10 dan Y20. Sedangkan sumur produksi diantaranya Y1, Y2, Y3, Y4, Y5, Y6, Y7 dan Y8. Pada dua sumur injeksi memiliki target masing – masing yakni sumur injeksi Y10 menarget sumur produksi Y1, Y2 dan Y3. Sedangkan sumur produksi Y20 menarget langsung sumur produksi Y4, Y5, Y6, Y7 dan Y8.



Gambar 3.1 Peta Lapangan Z

3.3 Alur Penelitian



Gambar 3.2 Alur Penelitian

Lapangan Z telah berproduksi sejak tahun 1984, tahap awal dimulainya kembali produksi adalah sekitar 9 tahun. Sampai dengan tahun 2021 telah dilakukan pemboran 175 sumur dan sekitar 90 sumur produksi, 45 sumur injeksi dan sisanya ditutup untuk sumur non ekonomi ke tangki utama, yang memiliki karakteristik berbeda untuk setiap sumur. Sumur-sumur yang akan dibahas dalam penelitian ini adalah sumur Y, yang menganalisis hasil pekerjaan proyek *waterflooding*, selain itu juga untuk mengkaji efektivitas produksi dan peramalan sumur Y pada masa yang akan datang dengan menggunakan metode *voidage replacement ratio*.

3.4 Waktu Penelitian

Penelitian ini akan dilakukan selama 3 bulan. Dimulai dari bulan April 2022 sampai dengan Juni 2022.

No	Jenis Kegiatan	April 2022				Mei 2022				Juni 2022			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Studi Literatur	■											
2	Pengumpulan Data					■							
3	Pengolahan Data							■					
4	Analisis Hasil									■	■		
5	Hasil dan Pembahasan											■	■

BAB 4

HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada penelitian ini akan dilakukan pada lapangan Z yang telah berproduksi sejak tahun 1982 dengan menggunakan *primary recovery* atau dengan menggunakan tenaga alami *reservoir*. Sementara itu, produksi minyak yang diperoleh pada lapangan Z kian hari semakin menurun terhitung sejak memperoleh produksi puncaknya yaitu pada tahun 1983. Maka dari itu perusahaan memutuskan untuk melakukan proyek waterflood pada lapangan Z pada tahun 1993. Maka dari itu peneliti mencoba melakukan penelitian *surveillance* pada injeksi air (*waterflood*) dengan menggunakan metode VRR (*Voidage replacement ratio*) untuk melihat seberapa respon sumur produksi ketika telah dilakukan penginjeksian.

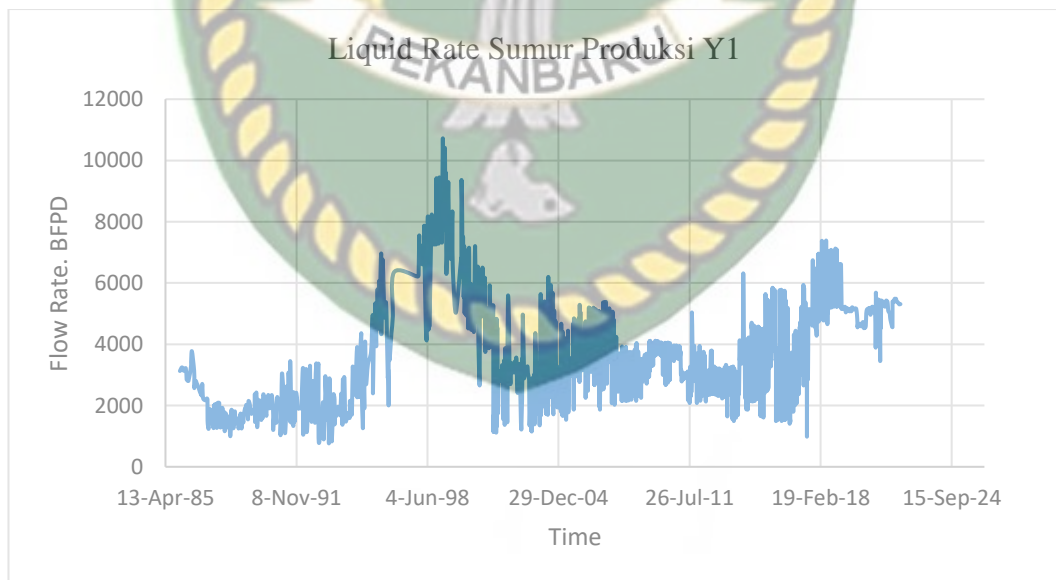
Adapun pada lapangan Z yang akan diteliti terdapat 2 sumur injeksi air (*waterflood*) dan terdapat 9 sumur produksi diantaranya ialah sumur injeksi Y10 dengan target sumur produksi Y1, Y2, dan Y3 dan sumur injeksi Y20 dengan target sumur produksi Y4, Y5, Y6, Y7, Y8 dan Y9.

4.1 Analisis Radius Sumur Injeksi

Pada sumur injeksi lapangan kamboja terlebih dahulu dilakukan identifikasi berdasarkan radius injeksi yang mana bertujuan untuk mengetahui apakah *swept radius* (jari – jari pendesakan) sudah mencapai sumur produksi. Berdasarkan analisis perhitungan radius injeksi melalui peta map kedalaman dan posisi letak sumur injeksi dengan sumur produksi maka didapatkan hasil bahwasannya sumur injeksi Y10 dan Y20 untuk *swept radius* sudah mencapai sumur produksi dimana besar radius injeksi sudah melebihi jarak antara sumur injeksi dengan sumur produksi. Hal tersebut ditunjukkan dengan pada letak kedalaman sumur injeksi dan produksi berada pada kedalaman *reservoir* yang berkisar diantara 2900 – 2975 ft. Namun kedua sumur injeksi tersebut memiliki target sumur injeksi masing – masing diantaranya sumur injeksi Y10 mentarget langsung sumur produksi Y1, Y2, dan Y3, sedangkan sumur injeksi Y20 dengan target sumur produksi Y4, Y5, Y6, Y7 dan Y8.

4.2 Analisis Pengaruh Sumur Injeksi Terhadap Sumur Produksi

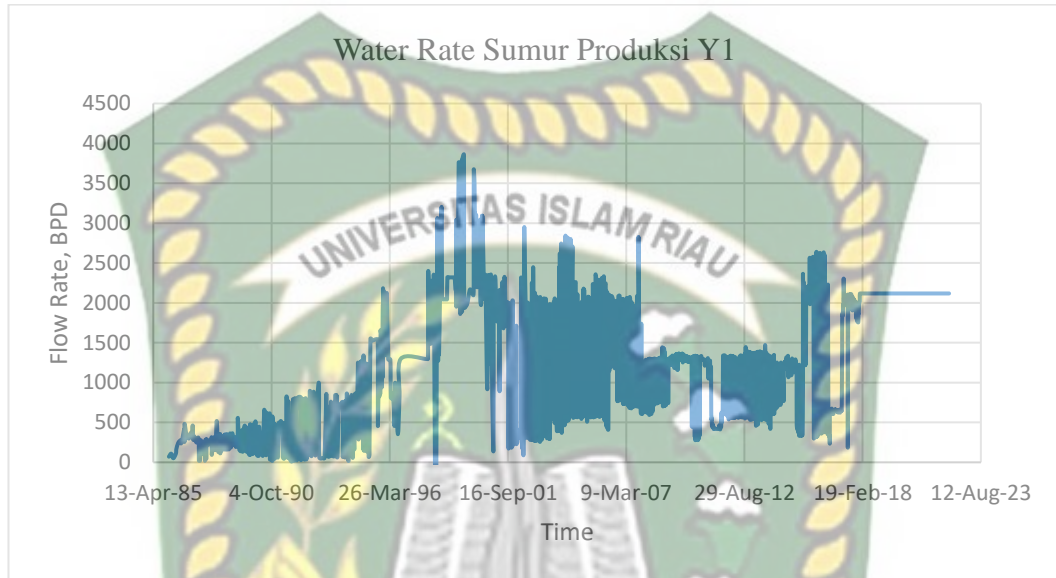
Berdasarkan analisis yang dilakukan pada sumur injeksi air (*waterflood*) dan sumur produksi minyak di lapangan Kamboja yang dilihat berdasarkan kurva trend performa produksi yang diikuti dengan performa laju injeksi air, maka terdapat pula beberapa sumur produksi yang dipengaruhi oleh injeksi air. Adapun sumur injeksi Y10 yang diperkirakan berpengaruh terhadap sumur produksi yang ada disekitarnya yakni sumur Y1, Y2, dan Y3. Begitu pula dengan sumur injeksi Y20 yang diperkirakan berpengaruh terhadap sumur produksi Y4, Y5, Y6, Y7 dan Y8. Hal ini terlihat pada pengaruh injeksi air terhadap trend kurva laju produksi minyak pada kelima sumur produksi tersebut. Dimana sumur injeksi Y10 beroperasi dilapisan 2900' – 2975' sand begitu juga dengan sumur injeksi Y10 yang beroperasi pada lapisan yang sama. Sehingga kedua sumur injeksi dan kedelapan sumur produksi beroperasi pada lapisan yang sama. Jika tidak berada pada 1 layer yang sama maka sumur injeksi diperkirakan tidak dapat memberikan kontribusi sebagai *waterflood* yang memberikan energi tambahan berupa tekanan di dalam *reservoir*. Agar hasil pembahasan pengaruh sumur injeksi terhadap sumur produksi dapat lebih mudah difahami maka hasil analisis data alir produksi dan injeksi akan di plot menjadi grafik.



Gambar 4.1 *Liquid Rate* Sumur Produksi Y1

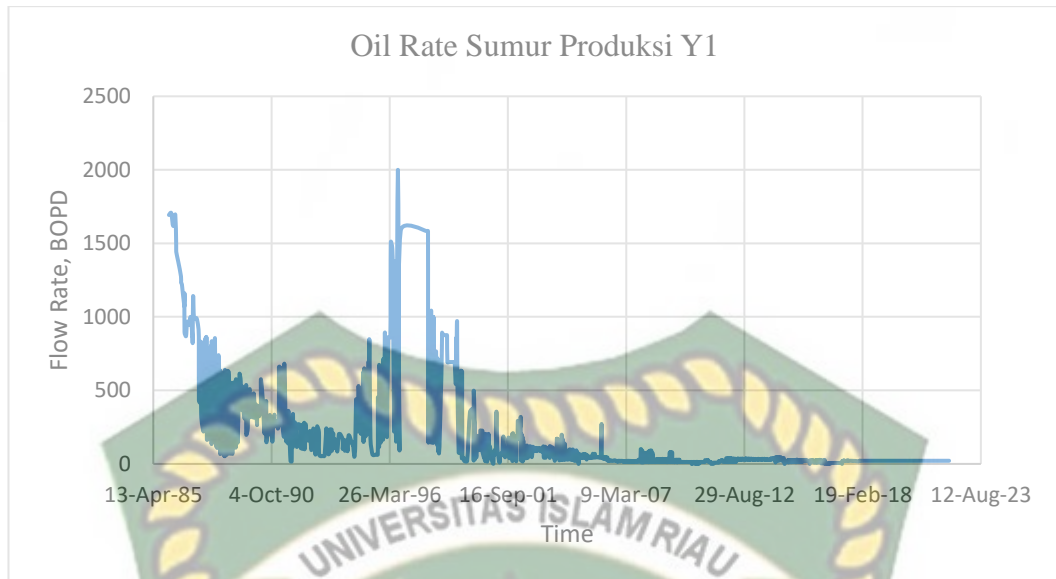
Pada Gambar 4.1 merupakan kurva *Liquid Rate* sumur produksi Y1. Terlihat pada kurva tersebut pada awal produksi sebelum menggunakan *waterflood* yakni dengan menggunakan tenaga alami *reservoir* didapatkan 3.514 bfpd hingga sampai

pada produksi puncaknya yakni 3.772 bfpd. Dan setelah itu mengalami penurunan hingga produksi mencapai 829 bfpd di tahun 1992. Maa dilakukan proyek waterflood pada tahun 1993. Pada saat itu, produksi meningkat hingga mencapai 10.723 bfpd di tahun 1999. Hingga setelah itu produksi menurun hingga sampai saat ini.



Gambar 4.2 Water rate Sumur Produksi Y1

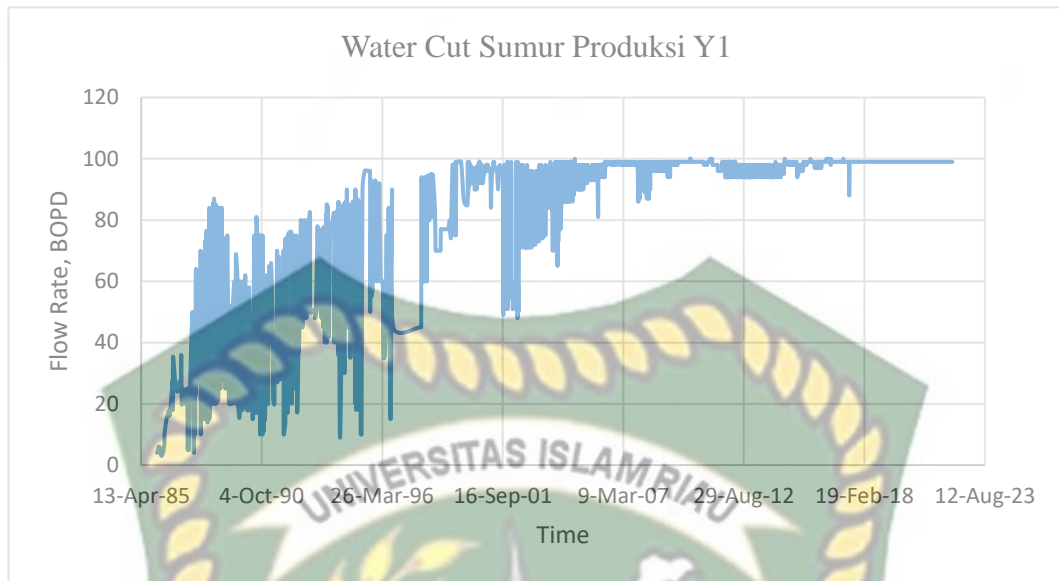
Pada gambar 4.2 merupakan kurva *water rate* sumur produksi Y1. Terlihat pada awal produksi yang hanya menggunakan tenaga pendorong alami *reservoir* produksi water berkisar antara 90 – 796 bwpd. Hingga semenjak dilakukan proyek waterflood produksi air meningkat yakni produksi berkisar antara 79 – 3.855 bwpd. Hal tersebut membuktikan adanya respon sumur produksi ketika dilakukan proyek waterflood. Namun dengan kondisi seperti ini kurang dikatakan menguntungkan karena produksi air lebih banyak dibandingkan dengan produksi minyak.



Gambar 4.3 Oil rate Sumur Produksi Y1

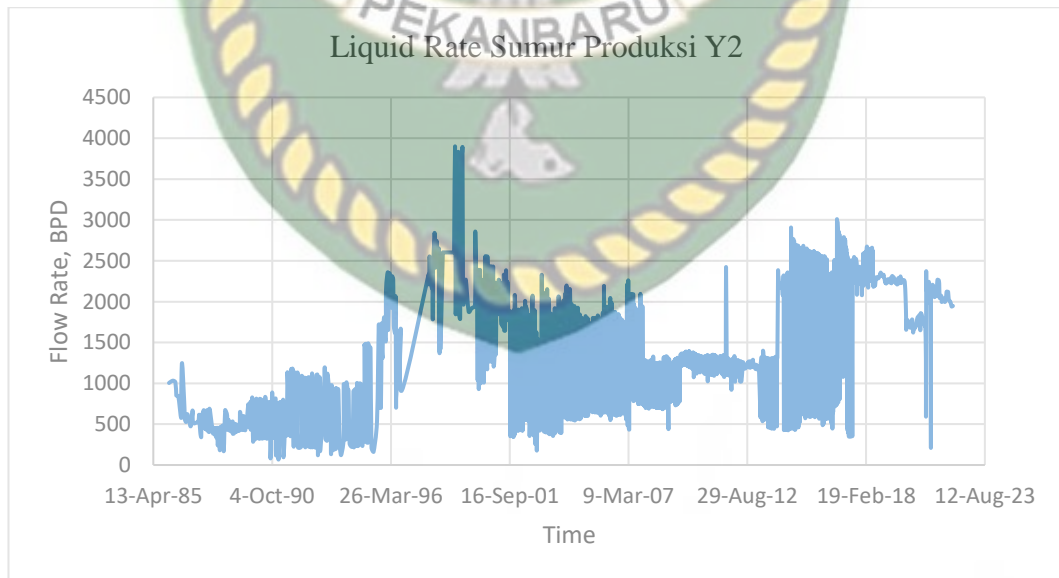
Pada gambar 4.3 merupakan kurva *Oil rate* sumur produksi Y1. Terlihat pada kurva tersebut minyak yang didapatkan ketika menggunakan tenaga alami *reservoir* yaitu sebesar 1.693 bopd. Produksi minyak yang didapatkan pada saat menggunakan tenaga alami *reservoir* adalah berkisar antara 54 – 1.693 bopd. Hingga pada tahun 1993 dilakukan proyek waterflood dikarenakan pada saat itu terjadinya penurunan tekanan hingga produksi pun menurun. Ketika proyek waterflood dilakukan terjadi peningkatan produksi minyak yaitu mencapai produksi puncak sebesar 2.000 bopd. Dan hingga pada saat ini produksi minyak terus menurun. Melihat kondisi produksi minyak pada sumur produksi Y1 pada saat ini dikatakan kurang memberikan respon yang cukup terhadap adanya sumur injeksi.

Pada sumur ini kondisi rate produksi minyak dikatakan naik turun.



Gambar 4.4 *Water cut* Sumur Produksi Y1

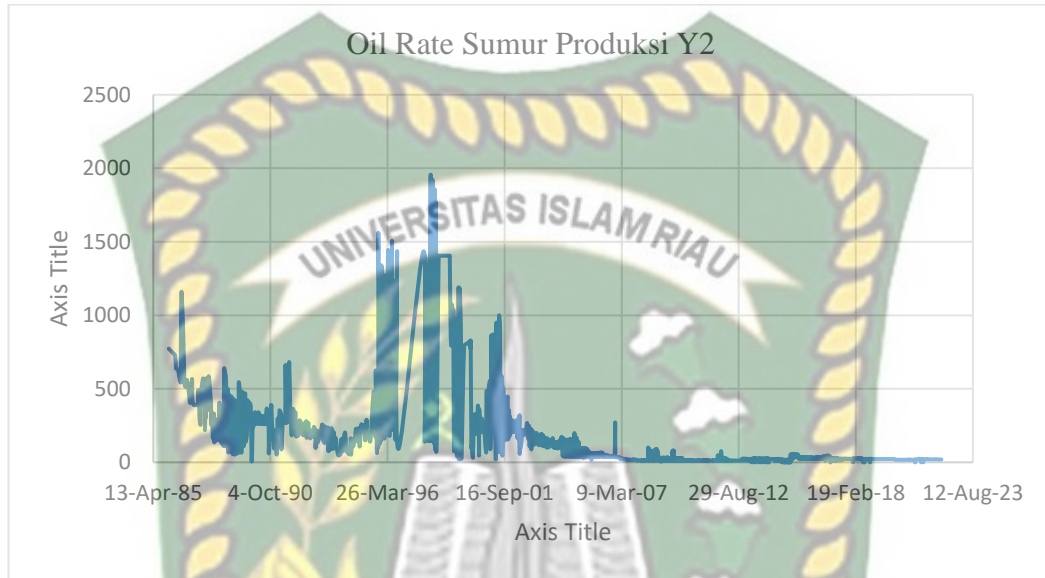
Pada gambar 4.4 merupakan kurva watercut pada sumur Y1. Terlihat pada kurva tersebut nilai *water cut* pada saat menggunakan tenaga alamiah *reservoir* dikatakan rendah yakni sebesar 3% hingga naik sebelum dilakukan proyek waterflood yakni sebesar 84%. Hingga pada saat dilakukan waterflood watercut kembali naik dan pada saat ini watercut mencapai 99%.



Gambar 4.5 *Liquid Rate* Sumur Produksi Y2

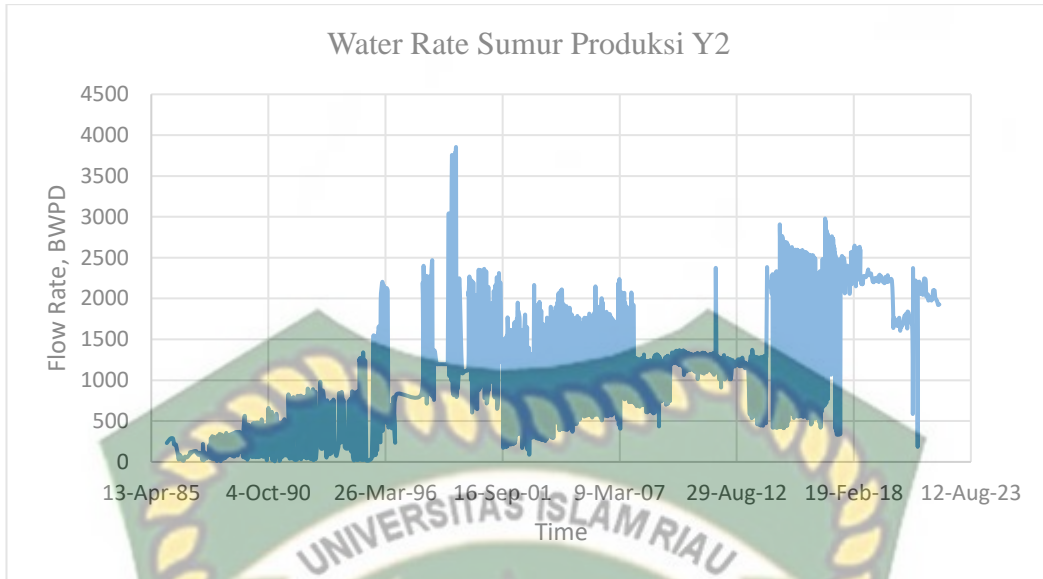
Pada Gambar 4.5 merupakan kurva *Liquid Rate* sumur produksi Y2. Terlihat pada kurva tersebut pada awal produksi sebelum menggunakan waterflood yakni

dengan menggunakan tenaga alami *reservoir* didapatkan 1.000 bfpd hingga sampai pada produksi puncaknya yakni 1.272 bfpd. Dan setelah itu mengalami penurunan hingga produksi mencapai 66 bfpd di tahun 1990. Maa dilakukan proyek waterflood pada tahun 1993. Pada saat itu, produksi meningkat hingga mencapai 3.723 bfpd di tahun 1999. Hingga setelah itu produksi menurun hingga sampai saat ini.



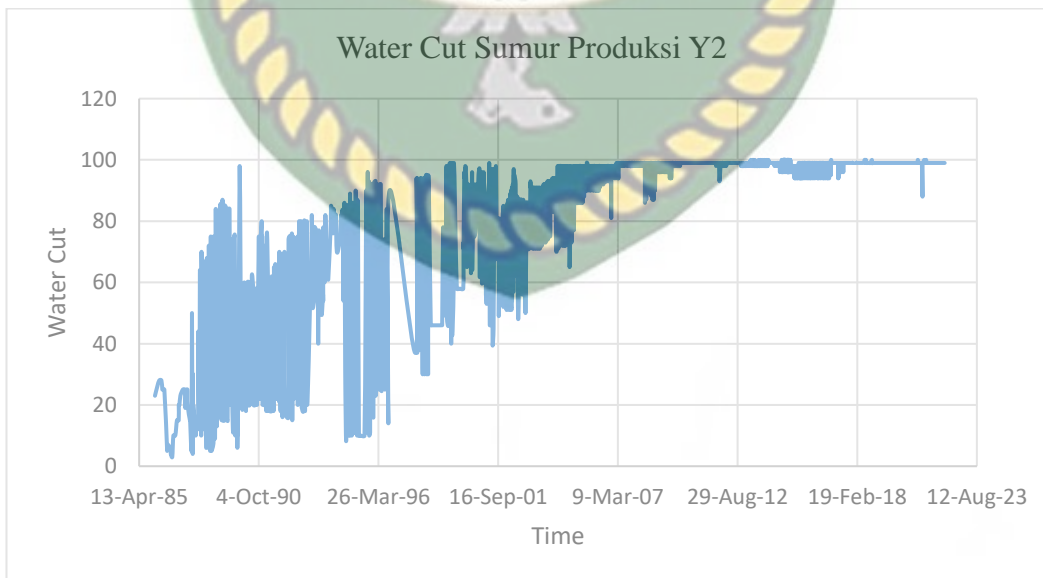
Gambar 4.6 *Oil rate* Sumur Produksi Y2

Pada gambar 4.6 merupakan kurva *Oil rate* sumur produksi Y1. Terlihat pada kurva tersebut minyak yang didapatkan ketika menggunakan tenaga alami *reservoir* yaitu sebesar 1.693 bopd. Produksi minyak yang didapatkan pada saat menggunakan tenaga alami *reservoir* adalah berkisar antara 54 – 1.693 bopd. Hingga pada tahun 1993 dilakukan proyek waterflood dikarenakan pada saat itu terjadinya penurunan tekanan hingga produksi pun menurun. Ketika proyek waterflood dilakukan terjadi peningkatan produksi minyak yaitu mencapai produksi puncak sebesar 2.000 bopd. Dan hingga pada saat ini produksi minyak terus menurun. Melihat kondisi produksi minyak pada sumur produksi Y1 pada saat ini dikatakan kurang memberikan respon yan cukup terhadap adanya sumur injeksi. Pada sumur ini kondisi rate produksi minyak dikatakan naik turun.



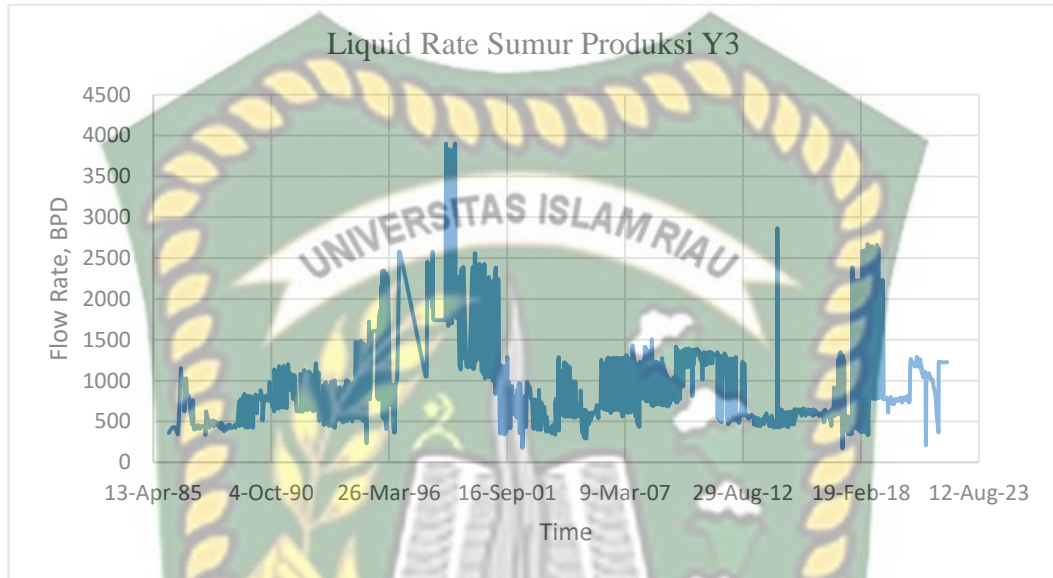
Gambar 4.7 Water rate Sumur Produksi Y2

Pada gambar 4.7 merupakan kurva *water rate* sumur produksi Y2. Terlihat pada awal produksi yang hanya menggunakan tenaga pendorong alami *reservoir* produksi water berkisar antara 69 – 976 bwpd. Hingga semenjak dilakukan proyek waterflood produksi air meningkat yakni produksi berkisar antara 79 – 3.575 bwpd. Hal tersebut membuktikan adanya respon sumur produksi ketika dilakukan proyek waterflood. Namun dengan kondisi seperti ini kurang dikatakan menguntungkan karena produksi air lebih banyak dibandingkan dengan produksi minyak.



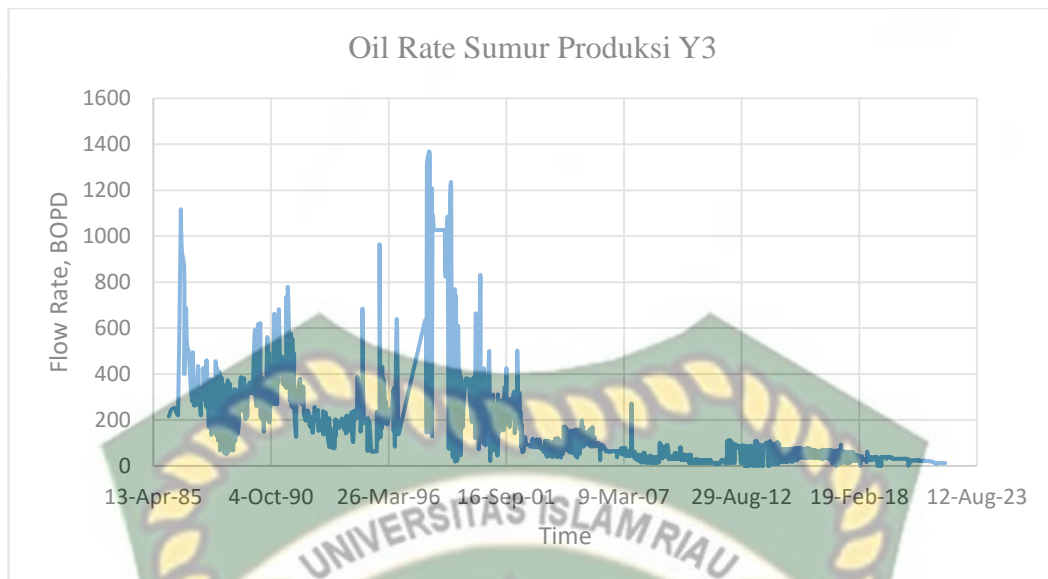
Gambar 4.8 Water cut Sumur Produksi Y2

Pada gambar 4.8 merupakan kurva watercut pada sumur Y2. Terlihat pada kurva tersebut nilai *water cut* pada saat menggunakan tenaga alamiah *reservoir* dikatakan rendah yakni sebesar 22% hingga naik sebelum dilakukan proyek waterflood yakni sebesar 84%. Hingga pada saat dilakukan waterflood watercut kembali naik dan pada saat ini watercut mencapai 99%.



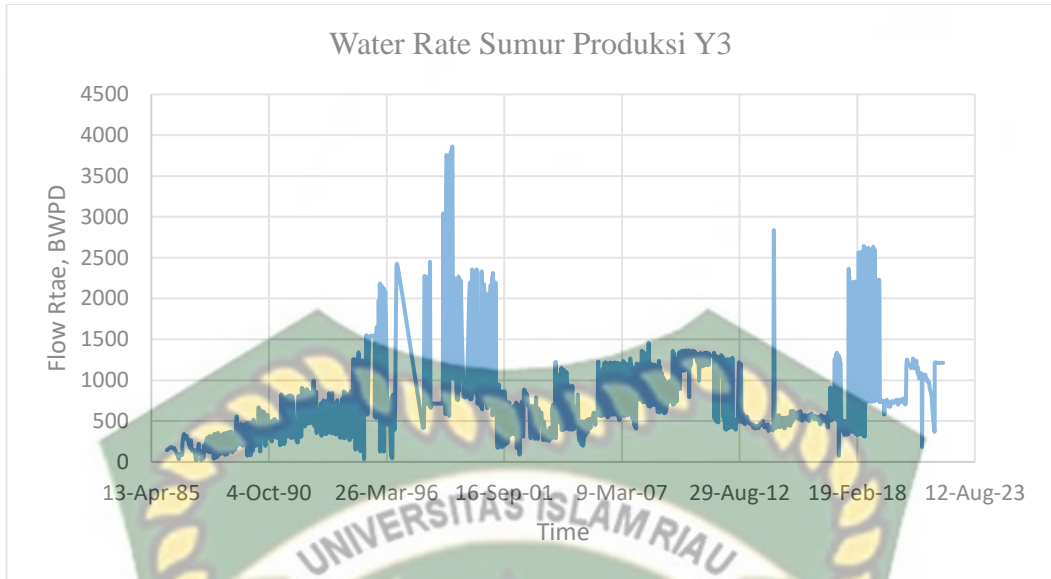
Gambar 4.9 *Liquid Rate* Sumur Produksi Y3

Pada Gambar 4.9 merupakan kurva *Liquid Rate* sumur produksi Y3. Terlihat pada kurva tersebut pada awal produksi sebelum menggunakan waterflood yakni dengan menggunakan tenaga alami *reservoir* didapatkan 1.152 bfpd hingga sampai pada produksi puncaknya yakni 1.272 bfpd. Dan setelah itu mengalami penurunan hingga produksi mencapai 440 bfpd di tahun 1992. Maka dilakukan proyek waterflood pada tahun 1993. Pada saat itu, produksi meningkat hingga mencapai 3.840 bfpd di tahun 1999. Hingga setelah itu produksi menurun hingga sampai saat ini.



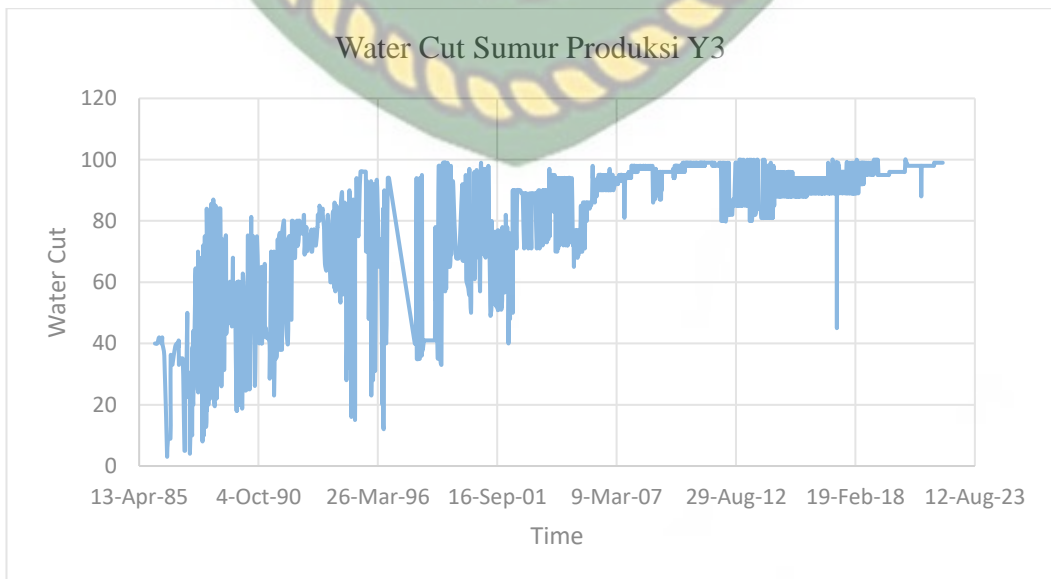
Gambar 4.10 *Oil rate* Sumur Produksi Y3

Pada gambar 4.10 merupakan kurva *Oil rate* sumur produksi Y3. Terlihat pada kurva tersebut minyak yang didapatkan ketika menggunakan tenaga alami *reservoir* yaitu sebesar 1.117 bopd. Produksi minyak yang didapatkan pada saat menggunakan tenaga alami *reservoir* adalah berkisar antara 62 – 1.117 bopd. Hingga pada tahun 1993 dilakukan proyek waterflood dikarenakan pada saat itu terjadinya penurunan tekanan hingga produksi pun menurun. Ketika proyek waterflood dilakukan terjadi peningkatan produksi minyak yaitu mencapai produksi puncak sebesar 1.353 bopd. Dan hingga pada saat ini produksi minyak terus menurun. Melihat kondisi produksi minyak pada sumur produksi Y3 pada saat ini dikatakan kurang memberikan respon yang cukup terhadap adanya sumur injeksi. Pada sumur ini kondisi rate produksi minyak dikatakan naik turun.



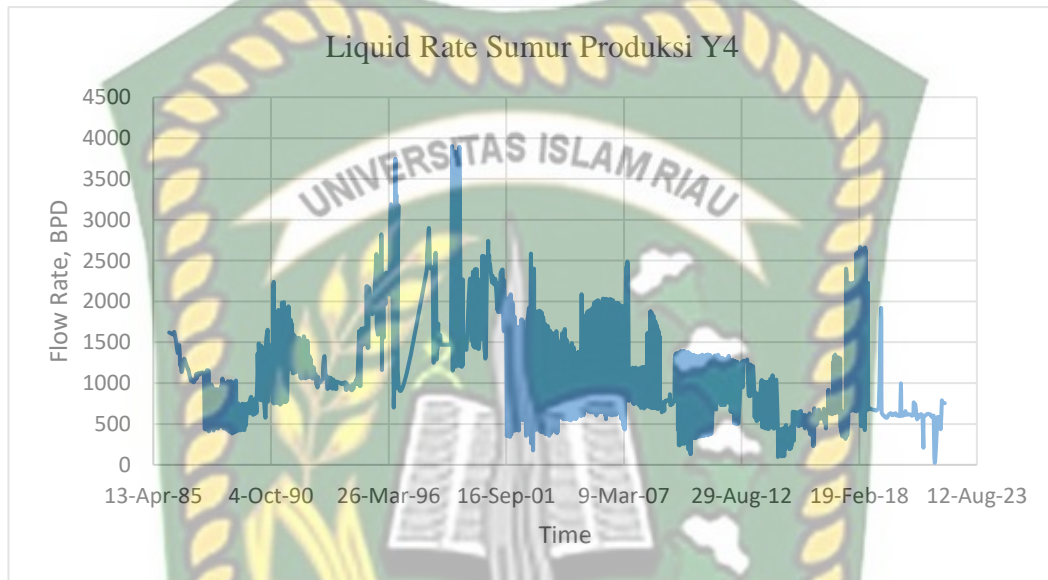
Gambar 4.11 *Water rate* Sumur Produksi Y3

Pada gambar 4.11 merupakan kurva *water rate* sumur produksi Y3. Terlihat pada awal produksi yang hanya menggunakan tenaga pendorong alami *reservoir* produksi water berkisar antara 23 – 998 bwpd. Hingga semenjak dilakukan proyek waterflood produksi air meningkat yakni produksi berkisar antara 252– 3.855 bwpd. Hal tersebut membuktikan adanya respon sumur produksi ketika dilakukan proyek waterflood. Namun dengan kondisi seperti ini kurang dikatakan menguntungkan karena produksi air lebih banyak dibandingkan dengan produksi minyak.



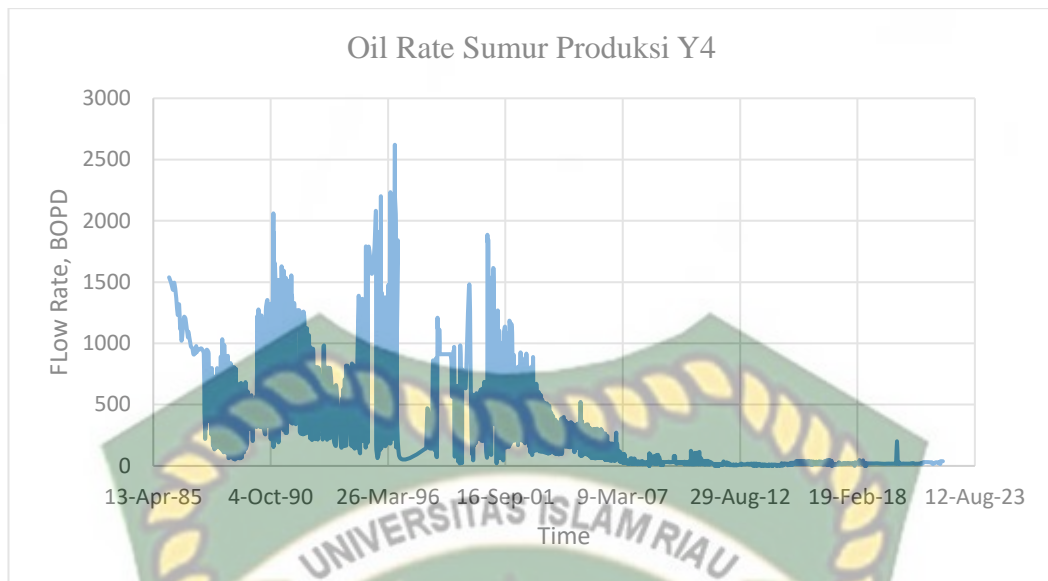
Gambar 4.12 *Water cut* Sumur Produksi Y3

Pada gambar 4.12 merupakan kurva *water cut* pada sumur Y3. Terlihat pada kurva tersebut nilai *water cut* pada saat menggunakan tenaga alamiah *reservoir* dikatakan rendah yakni sebesar 3% hingga naik sebelum dilakukan proyek *waterflood* yakni sebesar 85%. Hingga pada saat dilakukan *waterflood* *water cut* kembali naik dan pada saat ini *water cut* mencapai 99%.



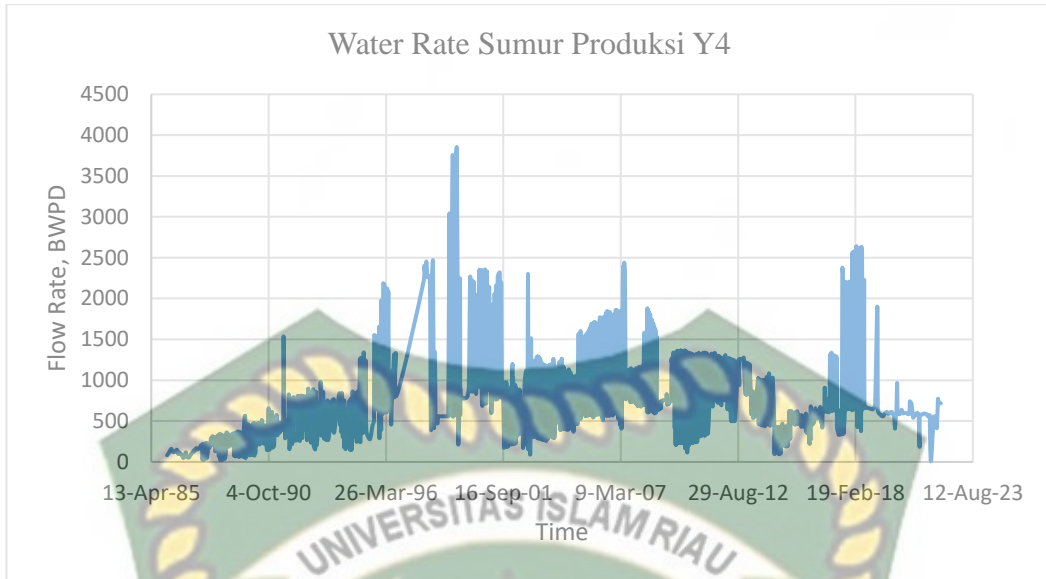
Gambar 4.13 *Liquid Rate* Sumur Produksi Y4

Pada **Gambar 4.13** merupakan kurva *Liquid Rate* sumur produksi Y4. Terlihat pada kurva tersebut pada awal produksi sebelum menggunakan *waterflood* yakni dengan menggunakan tenaga alami *reservoir* didapatkan 1.624 bfpd hingga sampai pada produksi puncaknya yakni 2.240 bfpd. Dan setelah itu mengalami penurunan hingga produksi mencapai 940 bfpd di tahun 1992. Maa dilakukan proyek *waterflood* pada tahun 1993. Pada saat itu, produksi meningkat hingga mencapai 3.901 bfpd di tahun 1999. Hingga setelah itu produksi menurun hingga sampai saat ini.



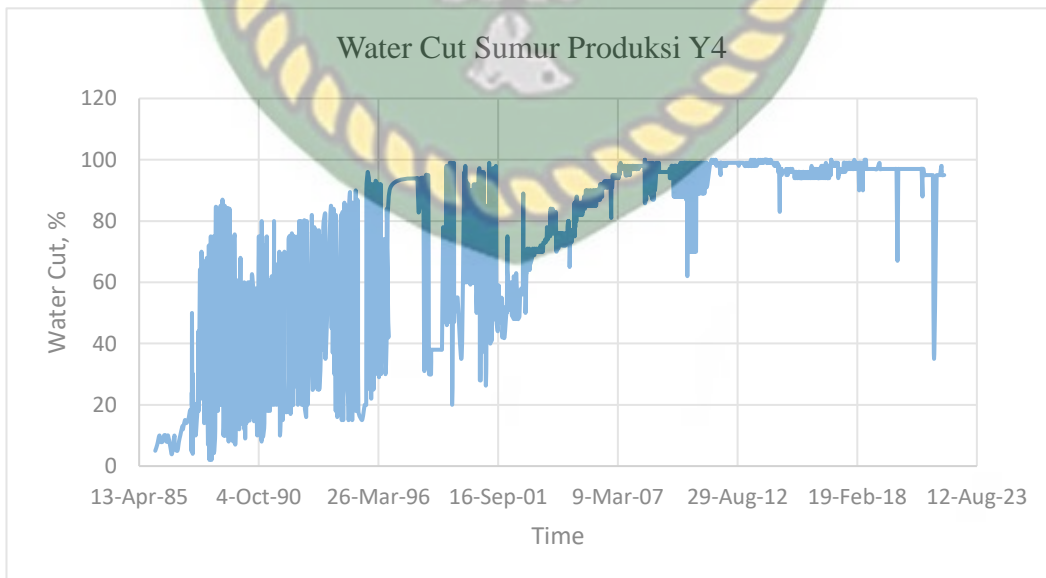
Gambar 4.14 Oil rate Sumur Produksi Y4

Pada gambar 4.14 merupakan kurva *Oil rate* sumur produksi Y4. Terlihat pada kurva tersebut minyak yang didapatkan ketika menggunakan tenaga alami *reservoir* yaitu sebesar 1.539 bopd. Produksi minyak yang didapatkan pada saat menggunakan tenaga alami *reservoir* adalah berkisar antara 69 – 2.061 bopd. Hingga pada tahun 1993 dilakukan proyek waterflood dikarenakan pada saat itu terjadinya penurunan tekanan hingga produksi pun menurun. Ketika proyek waterflood dilakukan terjadi peningkatan produksi minyak yaitu mencapai produksi puncak sebesar 2.521 bopd. Dan hingga pada saat ini produksi minyak terus menurun. Melihat kondisi produksi minyak pada sumur produksi Y4 pada saat ini dikatakan kurang memberikan respon yang cukup terhadap adanya sumur injeksi. Pada sumur ini kondisi rate produksi minyak dikatakan naik turun.



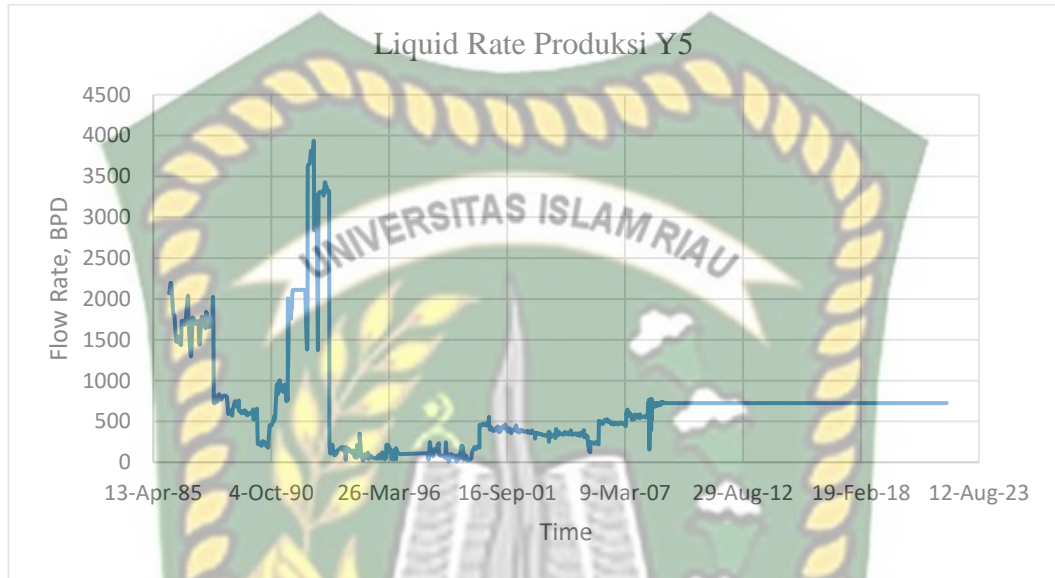
Gambar 4.15 *Water rate* Sumur Produksi Y4

Pada gambar 4.15 merupakan kurva *water rate* sumur produksi Y4. Terlihat pada awal produksi yang hanya menggunakan tenaga pendorong alami *reservoir* produksi water berkisar antara 90 – 1.536 bwpd. Hingga semenjak dilakukan proyek waterflood produksi air meningkat yakni produksi berkisar antara 79 – 3.791 bwpd. Hal tersebut membuktikan adanya respon sumur produksi ketika dilakukan proyek waterflood. Namun dengan kondisi seperti ini kurang dikatakan menguntungkan karena produksi air lebih banyak dibandingkan dengan produksi minyak.



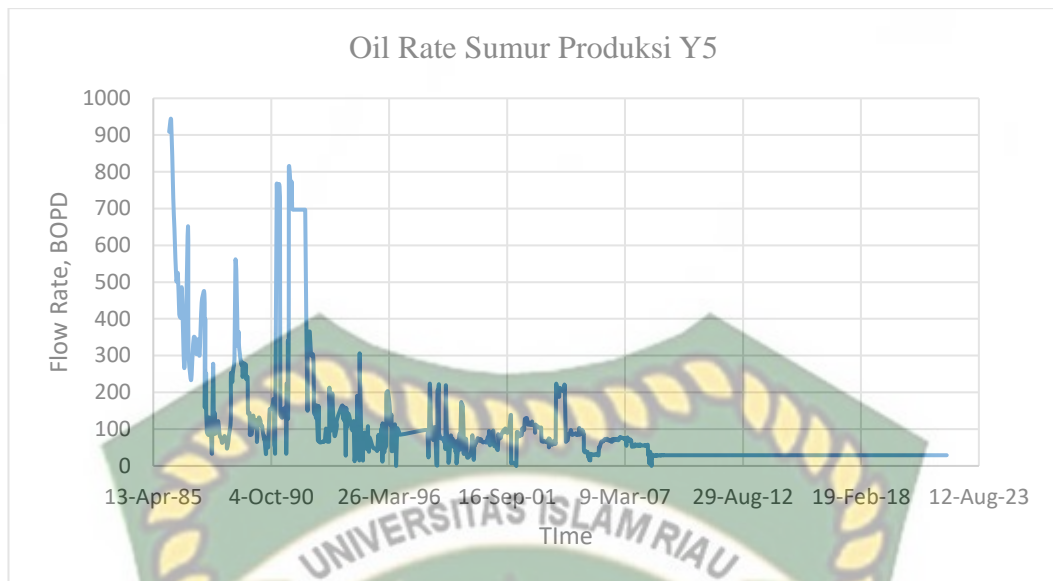
Gambar 4.16 *Water cut* Sumur Produksi Y4

Pada gambar 4.16 merupakan kurva watercut pada sumur Y4. Terlihat pada kurva tersebut nilai *water cut* pada saat menggunakan tenaga alamiah *reservoir* dikatakan rendah yakni sebesar 5% hingga naik sebelum dilakukan proyek waterflood yakni sebesar 87%. Hingga pada saat dilakukan waterflood watercut kembali naik dan pada saat ini watercut mencapai 99%.



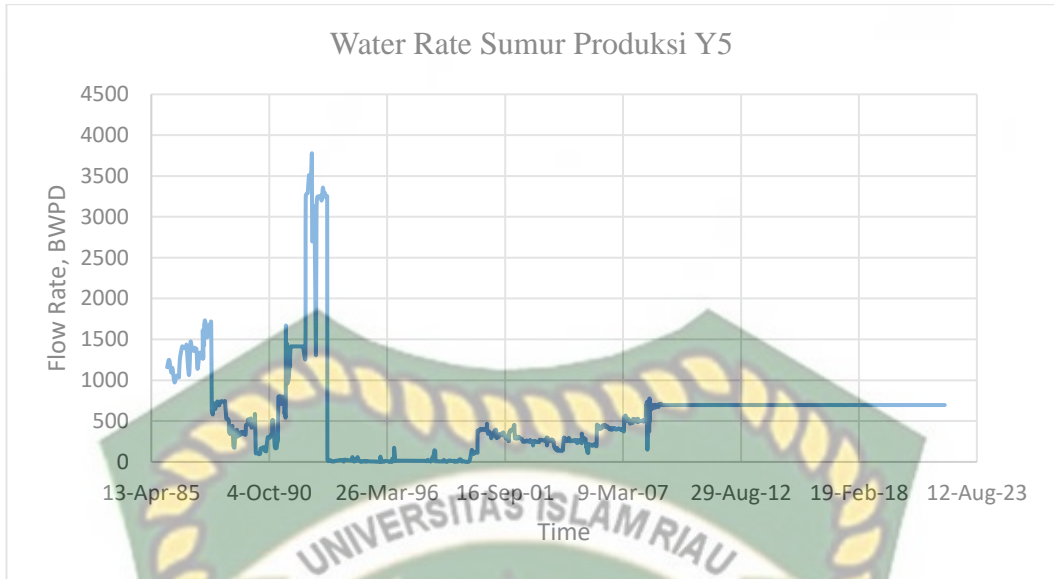
Gambar 4.17 *Liquid Rate* Produksi Y5

Pada Gambar 4.17 merupakan kurva *Liquid Rate* sumur produksi Y5. Terlihat pada kurva tersebut pada awal produksi sebelum menggunakan waterflood yakni dengan menggunakan tenaga alami *reservoir* didapatkan 3.068 bfpd hingga sampai pada produksi puncaknya yakni 3.929 bfpd. Dan setelah itu mengalami penurunan hingga produksi mencapai 829 bfpd di tahun 1992. Maka dilakukan proyek waterflood pada tahun 1993. Pada saat itu, produksi meningkat hingga mencapai 729 bfpd di tahun 1999. Hingga setelah itu produksi menurun hingga sampai saat ini.



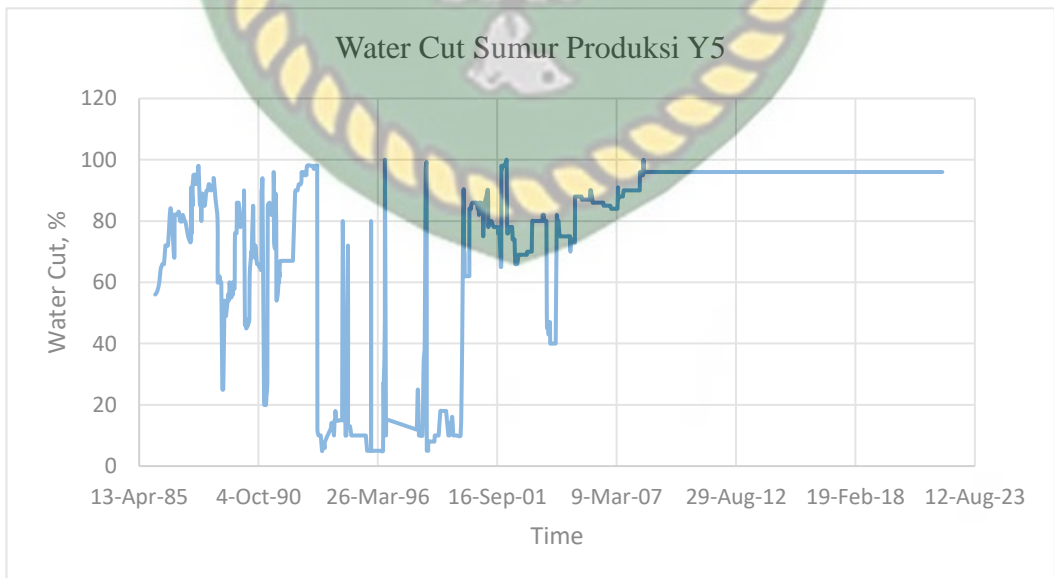
Gambar 4.18 Oil rate Sumur Produksi Y5

Pada gambar 4.3 merupakan kurva *Oil rate* sumur produksi Y1. Terlihat pada kurva tersebut minyak yang didapatkan ketika menggunakan tenaga alami *reservoir* yaitu sebesar 1.693 bopd. Produksi minyak yang didapatkan pada saat menggunakan tenaga alami *reservoir* adalah berkisar antara 54 – 1.693 bopd. Hingga pada tahun 1993 dilakukan proyek waterflood dikarenakan pada saat itu terjadinya penurunan tekanan hingga produksi pun menurun. Ketika proyek waterflood dilakukan terjadi peningkatan produksi minyak yaitu mencapai produksi puncak sebesar 2.000 bopd. Dan hingga pada saat ini produksi minyak terus menurun. Melihat kondisi produksi minyak pada sumur produksi Y1 pada saat ini dikatakan kurang memberikan respon yang cukup terhadap adanya sumur injeksi. Pada sumur ini kondisi rate produksi minyak dikatakan naik turun.



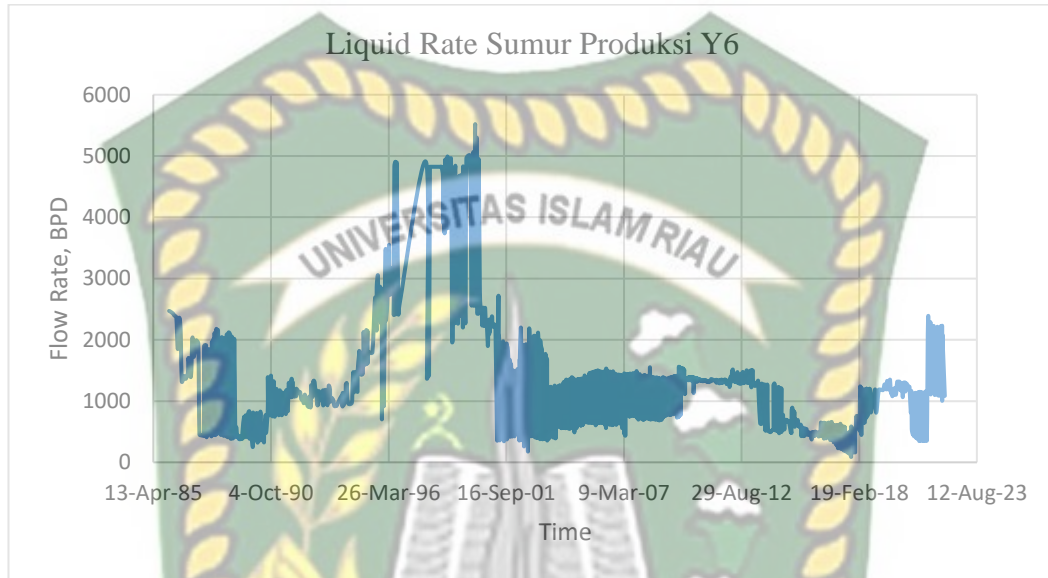
Gambar 4.19 *Water rate* Sumur Produksi Y5

Pada gambar 4.19 merupakan kurva *water rate* sumur produksi Y5. Terlihat pada awal produksi yang hanya menggunakan tenaga pendorong alami *reservoir* produksi water berkisar antara 103 – 1.715 bwpd. Hingga semenjak dilakukan proyek waterflood produksi air meningkat yakni produksi berkisar antara 79 – 3.855 bwpd. Hal tersebut membuktikan adanya respon sumur produksi ketika dilakukan proyek waterflood. Namun dengan kondisi seperti ini kurang dikatakan menguntungkan karena produksi air lebih banyak dibandingkan dengan produksi minyak.



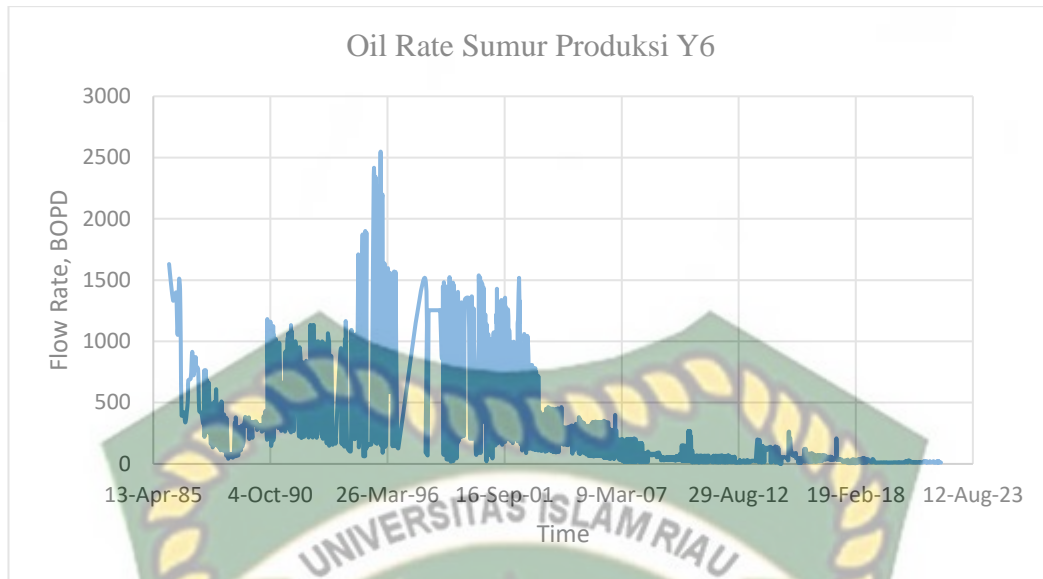
Gambar 4.20 *Water cut* Sumur Produksi Y5

Pada gambar 4.20 merupakan kurva watercut pada sumur Y5. Terlihat pada kurva tersebut nilai *water cut* pada saat menggunakan tenaga alamiah *reservoir* dikatakan tinggi yakni sebesar 56% hingga naik sebelum dilakukan proyek waterflood yakni sebesar 84%. Hingga pada saat dilakukan waterflood watercut kembali naik dan pada saat ini watercut mencapai 99%.



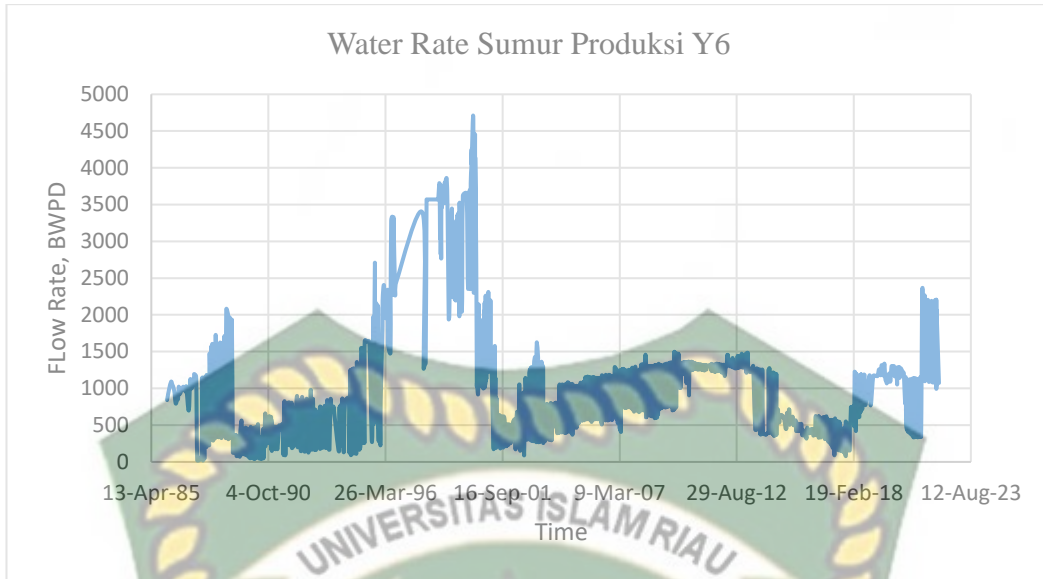
Gambar 4.21 *Liquid Rate* Sumur Produksi Y6

Pada Gambar 4.21 merupakan kurva *Liquid Rate* sumur produksi Y6. Terlihat pada kurva tersebut pada awal produksi sebelum menggunakan waterflood yakni dengan menggunakan tenaga alami *reservoir* didapatkan 2.453 bfpd dan sampai pada produksi puncaknya yakni 2.453 bfpd. Dan setelah itu mengalami penurunan hingga produksi mencapai 928 bfpd di tahun 1992. Maka dilakukan proyek waterflood pada tahun 1993. Pada saat itu, produksi meningkat hingga mencapai 5.520 bfpd di tahun 2000. Hingga setelah itu produksi menurun hingga sampai saat ini.



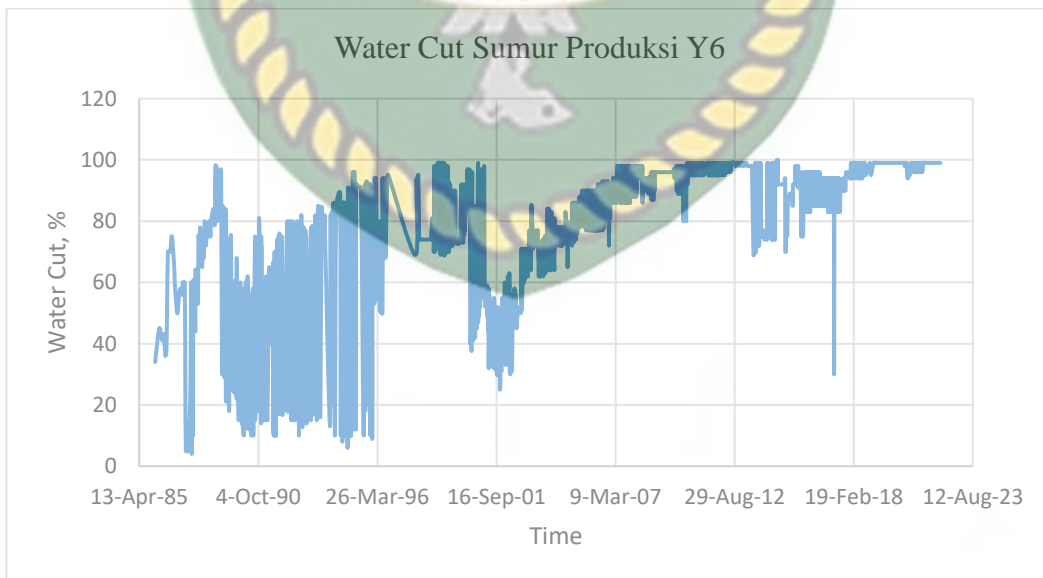
Gambar 4.22 Oil rate Sumur Produksi Y6

Pada gambar 4.22 merupakan kurva *Oil rate* sumur produksi Y6. Terlihat pada kurva tersebut minyak yang didapatkan ketika menggunakan tenaga alami *reservoir* yaitu sebesar 1.634 bopd. Produksi minyak yang didapatkan pada saat menggunakan tenaga alami *reservoir* adalah berkisar antara 52 – 1.634 bopd. Hingga pada tahun 1993 dilakukan proyek waterflood dikarenakan pada saat itu terjadinya penurunan tekanan hingga produksi pun menurun. Ketika proyek waterflood dilakukan terjadi peningkatan produksi minyak yaitu mencapai produksi puncak sebesar 2.549 bopd. Dan hingga pada saat ini produksi minyak terus menurun. Melihat kondisi produksi minyak pada sumur produksi Y6 pada saat ini dikatakan kurang memberikan respon yang cukup terhadap adanya sumur injeksi. Pada sumur ini kondisi rate produksi minyak dikatakan naik turun.



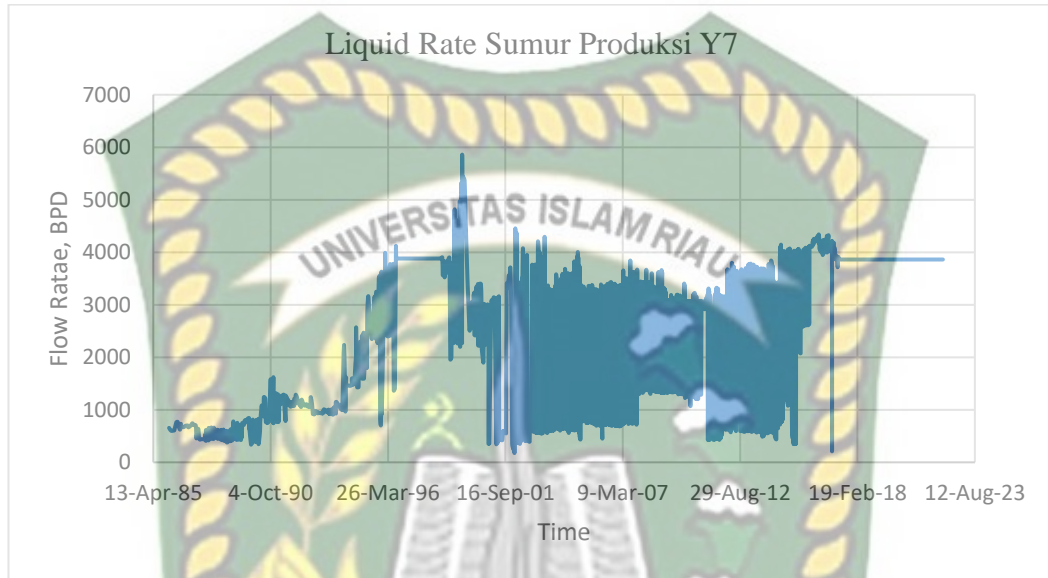
Gambar 4.23 *Water rate* Sumur Produksi Y6

Pada gambar 4.23 merupakan kurva *water rate* sumur produksi Y6. Terlihat pada awal produksi yang hanya menggunakan tenaga pendorong alami *reservoir* produksi water berkisar antara 18 – 2070 bwpd. Hingga semenjak dilakukan proyek waterflood produksi air meningkat yakni produksi berkisar antara 44 – 4.651 bwpd. Hal tersebut membuktikan adanya respon sumur produksi ketika dilakukan proyek waterflood. Namun dengan kondisi seperti ini kurang dikatakan menguntungkan karena produksi air lebih banyak dibandingkan dengan produksi minyak.



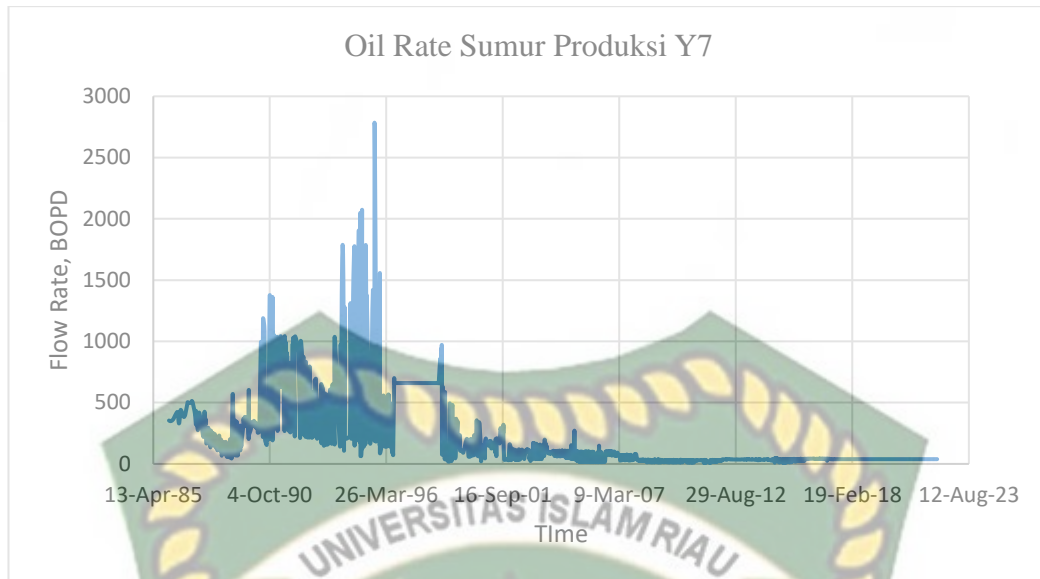
Gambar 4.24 *Water cut* Sumur Produksi Y6

Pada gambar 4.24 merupakan kurva watercut pada sumur Y6. Terlihat pada kurva tersebut nilai *water cut* pada saat menggunakan tenaga alamiah *reservoir* dikatakan tinggi yakni sebesar 34% hingga naik sebelum dilakukan proyek waterflood yakni sebesar 84%. Hingga pada saat dilakukan waterflood watercut kembali naik dan pada saat ini watercut mencapai 99%.



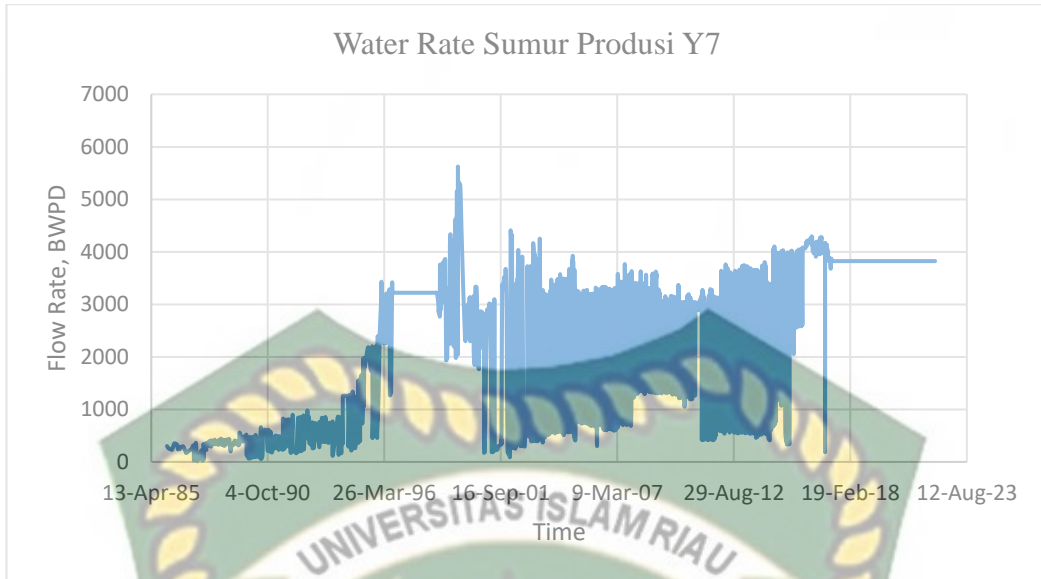
Gambar 4.25 *Liquid Rate* Sumur Produksi Y7

Pada Gambar 4.25 merupakan kurva *Liquid Rate* sumur produksi Y7. Terlihat pada kurva tersebut pada awal produksi sebelum menggunakan waterflood yakni dengan menggunakan tenaga alami *reservoir* didapatkan 602 bfpd hingga sampai pada produksi puncaknya yakni 1.585 bfpd. Dan setelah itu mengalami penurunan hingga produksi mencapai 932 bfpd di tahun 1992. Maka dilakukan proyek waterflood pada tahun 1993. Pada saat itu, produksi meningkat hingga mencapai 5.860 bfpd di tahun 1999. Hingga setelah itu produksi menurun hingga sampai saat ini.



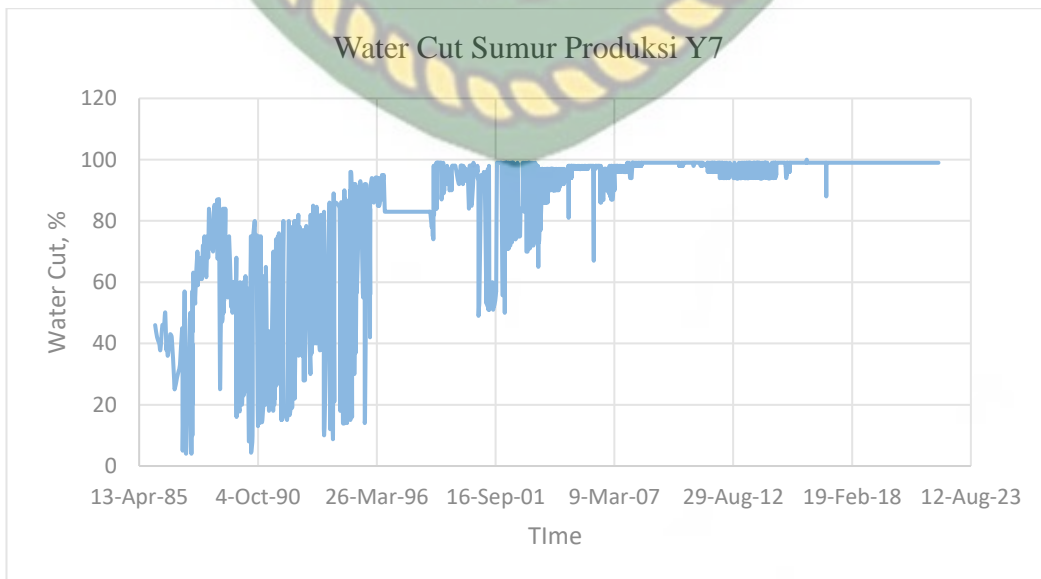
Gambar 4.26 Oil rate Sumur Produksi Y7

Pada gambar 4.26 merupakan kurva *Oil rate* sumur produksi Y7. Terlihat pada kurva tersebut minyak yang didapatkan ketika menggunakan tenaga alami *reservoir* yaitu sebesar 349 bopd. Produksi minyak yang didapatkan pada saat menggunakan tenaga alami *reservoir* adalah berkisar antara 62 – 1.362 bopd. Hingga pada tahun 1993 dilakukan proyek waterflood dikarenakan pada saat itu terjadinya penurunan tekanan hingga produksi pun menurun. Ketika proyek waterflood dilakukan terjadi peningkatan produksi minyak yaitu mencapai produksi puncak sebesar 2.785 bopd. Dan hingga pada saat ini produksi minyak terus menurun. Melihat kondisi produksi minyak pada sumur produksi Y7 pada saat ini dikatakan kurang memberikan respon yang cukup terhadap adanya sumur injeksi. Pada sumur ini kondisi rate produksi minyak dikatakan naik turun.



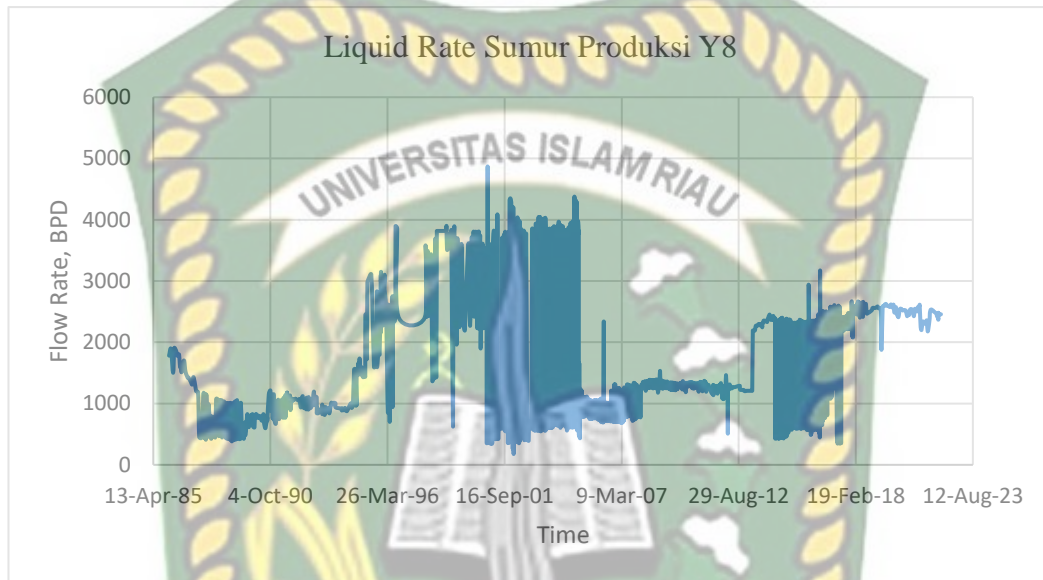
Gambar 4.27 Water rate Sumur Produksi Y7

Pada gambar 4.27 merupakan kurva *water rate* sumur produksi Y7. Terlihat pada awal produksi yang hanya menggunakan tenaga pendorong alami *reservoir* produksi water berkisar antara 253 – 981 bwpd. Hingga semenjak dilakukan proyek waterflood produksi air meningkat yakni produksi berkisar antara 173 – 5.625 bwpd. Hal tersebut membuktikan adanya respon sumur produksi ketika dilakukan proyek waterflood. Namun dengan kondisi seperti ini kurang dikatakan menguntungkan karena produksi air lebih banyak dibandingkan dengan produksi minyak.



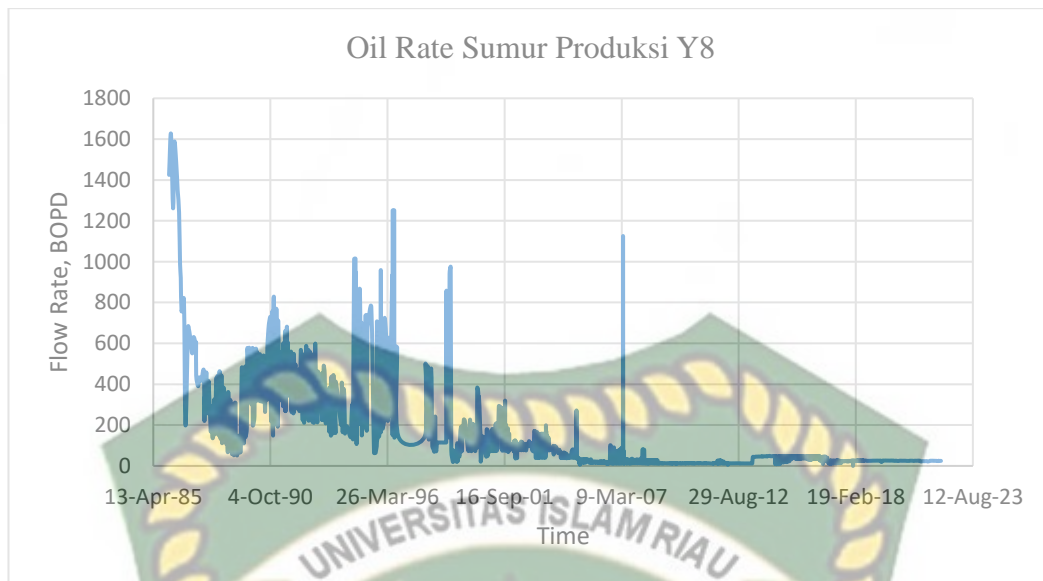
Gambar 4.28 *Water cut* Sumur Produksi Y7

Pada gambar 4.28 merupakan kurva watercut pada sumur Y7. Terlihat pada kurva tersebut nilai *water cut* pada saat menggunakan tenaga alamiah *reservoir* dikatakan rendah yakni sebesar 46% hingga naik sebelum dilakukan proyek waterflood yakni sebesar 85%. Hingga pada saat dilakukan waterflood watercut kembali naik dan pada saat ini watercut mencapai 99%.



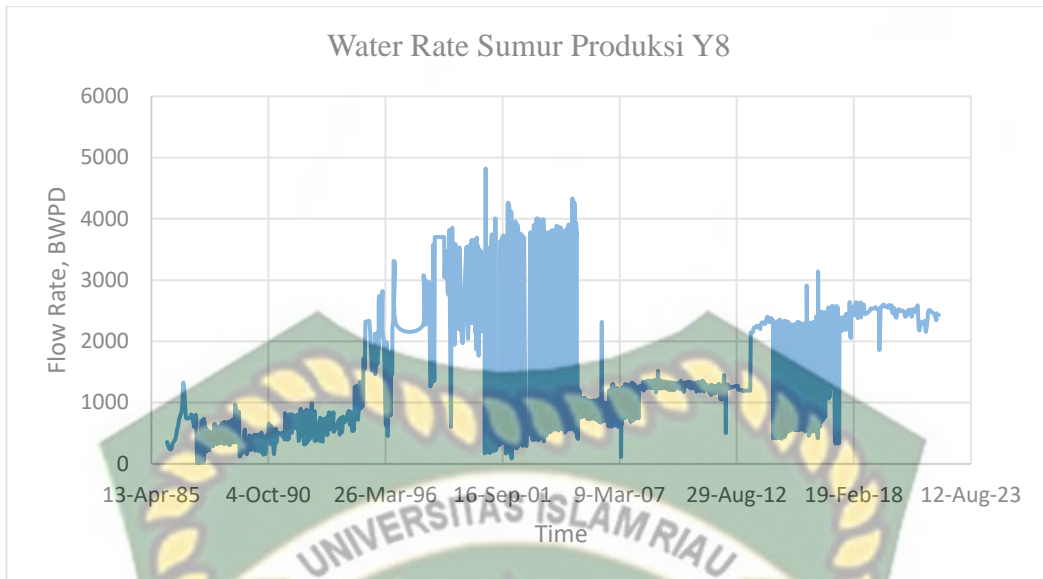
Gambar 4.29 *Liquid Rate* Sumur Produksi Y8

Pada Gambar 4.29 merupakan kurva *Liquid Rate* sumur produksi Y8. Terlihat pada kurva tersebut pada awal produksi sebelum menggunakan waterflood yakni dengan menggunakan tenaga alami *reservoir* didapatkan 1.858 bfpd hingga sampai pada produksi puncaknya yakni 1.858.772 bfpd. Dan setelah itu mengalami penurunan hingga produksi mencapai 905 bfpd di tahun 1992. Maka dilakukan proyek waterflood pada tahun 1993. Pada saat itu, produksi meningkat hingga mencapai 4.870 bfpd di tahun 1999. Hingga setelah itu produksi menurun hingga sampai saat ini.



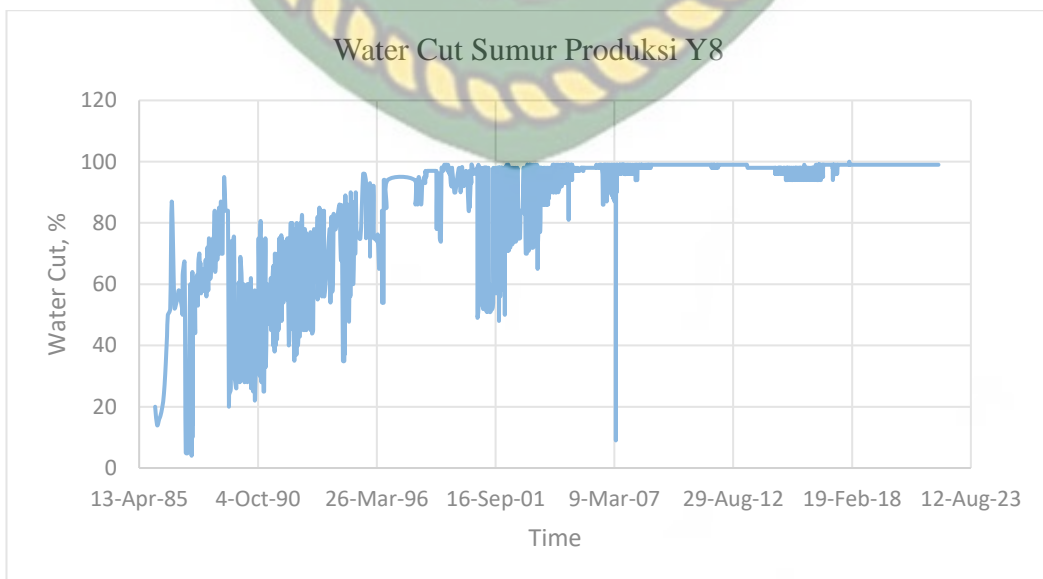
Gambar 4.30 Oil rate Sumur Produksi Y8

Pada gambar 4.30 merupakan kurva *Oil rate* sumur produksi Y8. Terlihat pada kurva tersebut minyak yang didapatkan ketika menggunakan tenaga alami *reservoir* yaitu sebesar 1.693 bopd. Produksi minyak yang didapatkan pada saat menggunakan tenaga alami *reservoir* adalah berkisar antara 54 – 1.693 bopd. Hingga pada tahun 1993 dilakukan proyek waterflood dikarenakan pada saat itu terjadinya penurunan tekanan hingga produksi pun menurun. Ketika proyek waterflood dilakukan minyak yaitu mencapai produksi puncak sebesar 2.000 bopd. Dan hingga pada saat ini produksi minyak terus menurun. Melihat kondisi produksi minyak pada sumur produksi Y1 pada saat ini dikatakan kurang memberikan respon yang cukup terhadap adanya sumur injeksi. Pada sumur ini kondisi rate produksi minyak dikatakan naik turun.



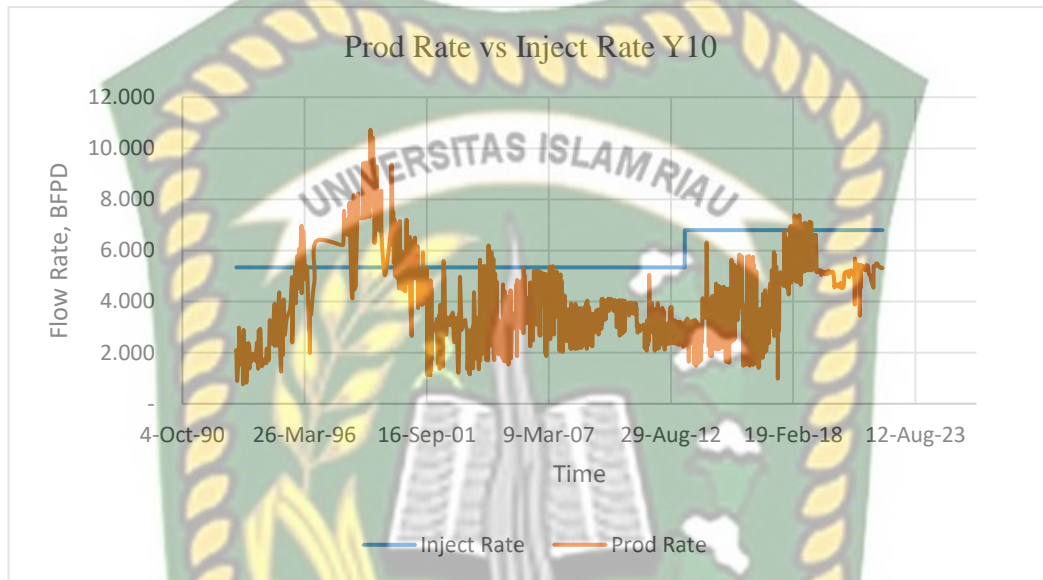
Gambar 4.31 *Water rate* Sumur Produksi Y8

Pada gambar 4.31 merupakan kurva *water rate* sumur produksi Y8. Terlihat pada awal produksi yang hanya menggunakan tenaga pendorong alami *reservoir* produksi water berkisar antara 324 – 1.326 bwpd. Hingga semenjak dilakukan proyek waterflood produksi air meningkat yakni produksi berkisar antara 79 – 4.821 bwpd. Hal tersebut membuktikan adanya respon sumur produksi ketika dilakukan proyek waterflood. Namun dengan kondisi seperti ini kurang dikatakan menguntungkan karena produksi air lebih banyak dibandingkan dengan produksi minyak.



Gambar 4.32 *Water cut* Sumur Produksi Y8

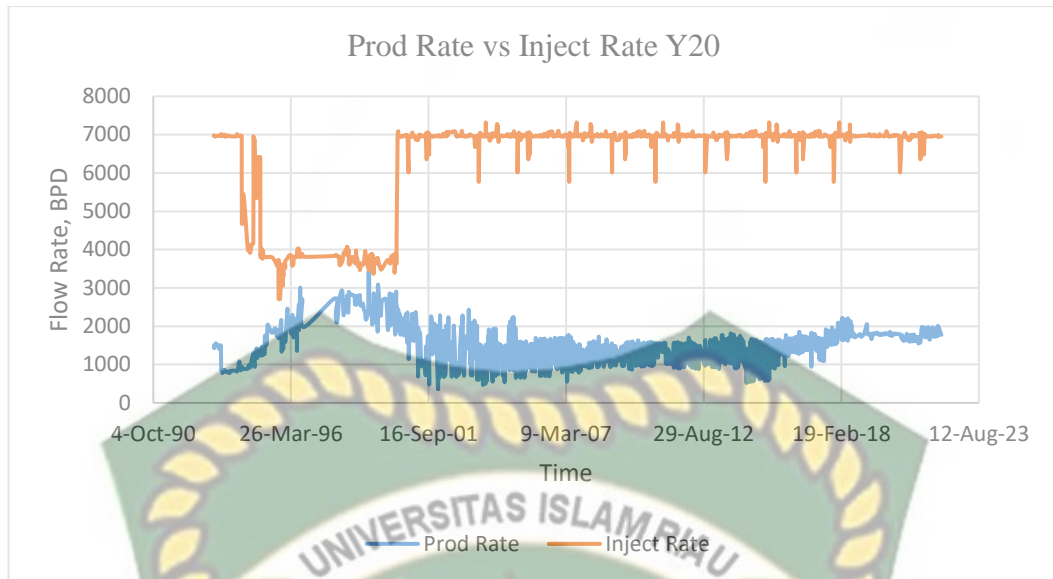
Pada gambar 4.32 merupakan kurva *water cut* pada sumur Y8. Terlihat pada kurva tersebut nilai *water cut* pada saat menggunakan tenaga alamiah *reservoir* dikatakan rendah yakni sebesar 16% hingga naik sebelum dilakukan proyek *waterflood* yakni sebesar 95%. Hingga pada saat dilakukan *waterflood* *water cut* kembali naik dan pada saat ini *water cut* mencapai 99%.



Gambar 4.33 Prod Rate vs Inject Rate Y10

Pada Gambar 4.17 merupakan kurva *rate injection* pada sumur Y10 yang langsung mentarget ke 3 sumur produksi yaitu Y1, Y2, dan Y3.

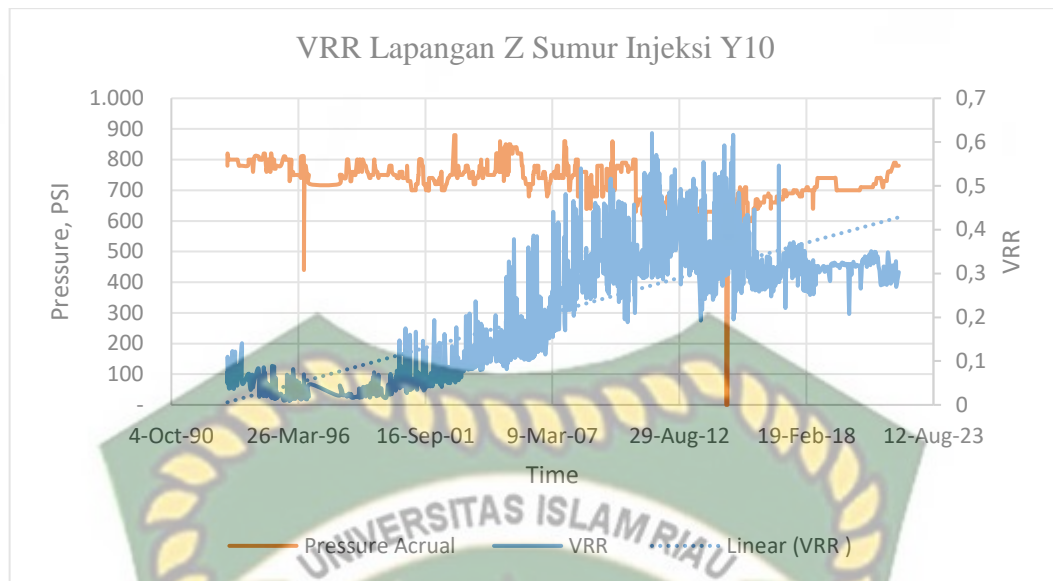
Pada kurva tersebut terlihat besar injeksi air yang di injeksikan sebagai tenaga dorong yakni sebesar 5.340 bwpd dari awal dilakukannya injeksi air pada tahun 1993. Hingga tahun 2013 *rate* yang di injeksikan dinaikkan sebesar 6.798. Dari injeksi water yang diinjeksikan tersebut maka menghasilkan produksi rata – rata dari 764 – 10.723 bfpd. Dan terlihat pula pada grafik kenaikan produksi bertahap perhatikan dengan jelas pada *trand* kurva di tahun 1993 pada awal dilakukannya proyek *waterflood* produksi yang di peroleh hanya sebesar 764 bfpd hingga di tahun 1999 produksi naik menjadi 10.723 bfpd. Pada kondisi yang seperti ini adalah kondisi yang sering terjadi ketikan dilakukan proyek *waterflood*. Dan seiring berjalannya waktu produksi terus mengalami penurunan hingga saat ini.



Gambar 4.34 Prod Rate vs Inject Rate Y20

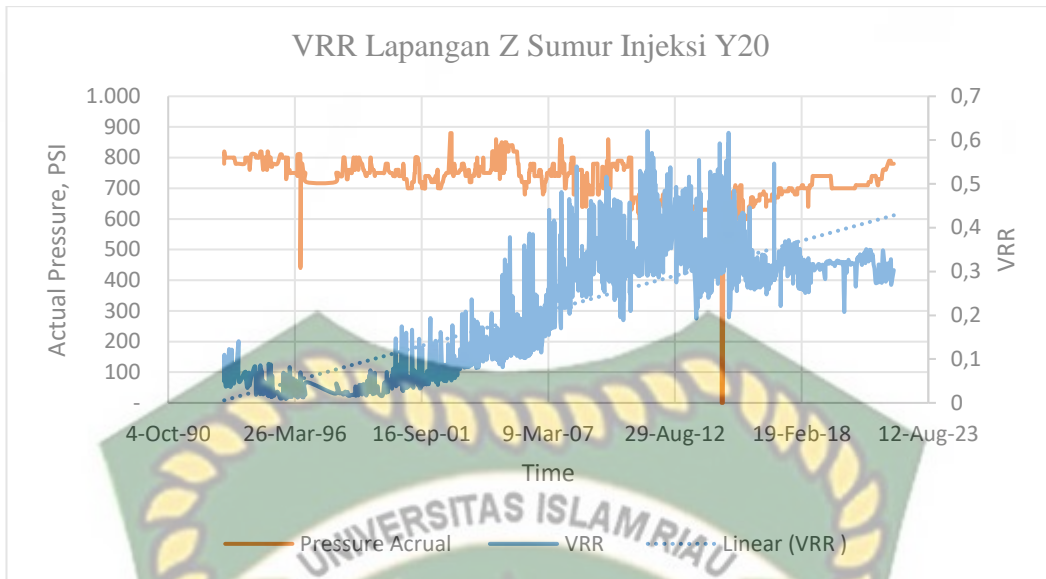
Pada Gambar 4.34 merupakan kurva rate injection pada sumur Y20 yang langsung mentarget ke 5 sumur produksi yaitu Y4, Y5, Y6, Y7 dan Y8. Pada kurva tersebut terlihat besar injeksi air yang diinjeksikan sebagai tenaga dorong yakni berkisar antara 2.714 – 7.319 bwpd. Pada sumur injeksi Y20 rate injeksi berbeda dengan sumur injeksi Y10 yang terlihat sedikit konstan pada saat menginjeksikan air, namun pada sumur injeksi Y20 pada awal tahun 1993 air yang diinjeksikan itu sebesar 7000 bwpd hingga sampai tahun 1999 diinjeksikan sebesar 3.493 bwpd hingga sampai tahun 2014 diinjeksikan sebesar 7.027 bwpd dan hingga pada saat ini penginjeksian konstan pada rate sebesar 7.000 – 7.319 bwpd. Dari injeksi water yang diinjeksikan melalui sumur injeksi Y20 maka menghasilkan produksi rata – rata dari 780 – 3.365 bfpd. Pada kondisi ini terlihat jelas bahwa jumlah yang diinjeksikan lebih banyak ketimbang jumlah yang telah diproduksi hal tersebut menunjukkan ketidak efektifan dalam penginjeksian air.

4.3 Analisis VRR (*Voidage replacement ratio*)



Gambar 4.35 VRR Lapangan Z Sumur Injeksi Y10

Pada lapangan Z terdapat dua sumur injeksi yang mana memiliki sumur targeted produksi yang berbeda, maka dari itu dilakukan analisis VRR berdasarkan perhitungan tentang perbandingan antara besarnya air terproduksi yang diinjeksikan ke dalam *reservoir* terhadap fluida yang telah diproduksi, adapun tujuannya yaitu untuk mengetahui respon laju produksi dan tekanan *reservoir* akibat adanya injeksi air yang dilakukan. Pada kurva untuk melihat respon sumur produksi Y1, Y2 dan Y3 terhadap adanya injeksi Y10. Tampak pada kurva tersebut terlihat nilai VRR pada awal dilakukannya injeksi air (*waterflood*) pada tahun 1993 hingga sampai saat ini tidak mencapai 1, hal tersebut mengartikan bahwa sumur produksi tidak memberikan respon yang baik meskipun sudah dilakukan penginjeksian air. Hal tersebut juga sudah diperkuat dengan adanya laju alir minyak yang didapatkan dari tiap – tiap sumur produksi yang jumlahnya sedikit, ditambah lagi dengan perbandingan antara fluida yang terproduksi dengan yang diinjeksikan tersebut lebih banyak jumlah fluida yang diinjeksikan dari pada jumlah yang terproduksi. Dengan kondisi ini maka dapat disimpulkan sumur produksi Y1, Y2 dan Y3 tidak memberikan respon yang baik.



Gambar 4.36 VRR Lapangan Z Sumur Injeksi Y20

Pada gambar 4.36 merupakan kurva VRR lapangan Z dari sumur injeksi Y20 untuk melihat respon sumur produksi yang sudah menjadi target yaitu sumur produksi Y4, Y5, Y6, Y7 dan Y8. Pada kurva tersebut juga tampak nilai VRR tidak melebihi 1 atau kesil dari 1. Hal tersebut dapat disimpulkan respon sumur produksi Y4, Y5, Y6, Y7 dan Y8 juga kurang baik.

BAB 5

SARAN DAN KESIMPULAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan maka dapat ditarik kesimpulan sebagai berikut:

1. Berdasarkan analisis perhitungan radius injeksi melalui peta map kedalaman dan posisi letak sumur injeksi dengan sumur produksi maka didapatkan hasil bahwasannya sumur injeksi Y10 dan Y20 untuk swept radius sudah mencapai sumur produksi dimana besar radius injeksi sudah melebihi jarak antara sumur injeksi dengan sumur produksi. Hal tersebut ditunjukkan dengan pada letak kedalaman sumur injeksi dan produksi berada pada kedalaman *reservoir* yang berkisar diantara 2900 – 2975 ft.
2. Berdasarkan analisis performa injeksi terhadap performa produksi maka dapat disimpulkan bahwasannya kedua sumur injeksi pada lapangan Z tidak cukup memberikan performa terbaiknya dikarenakan sumur produksi tidak memberikan performa yang baik yaitu memberikan produksi yang lebih besar jumlahnya.
3. Berdasarkan analisis yang telah dilakukan adalah bahwasannya pengaruh sumur injeksi terhadap sumur produksi dikatakan tidak baik, dapat dilihat bahwa nilai VRR tidak lebih dari 1 atau lebih kecil dari 1. Hal tersebut mengartikan bahwa sumur injeksi Y10 & Y20 tidak terlalu memberikan pengaruh yang besar terhadap sumur produksi Y1, Y2, Y3, Y4, Y5, Y6, Y7 dan Y8 dapat dibuktikan dengan adanya rate produksi yang sedikit jumlahnya

5.2 Saran

1. Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan maka peneliti memberikan saran yaitu alangkah baiknya sumur produksi lapangan Z dilakukan studi analisis performa produksi dimasa akan datang agar diketahui seberapa bertahan proyek waterflood mampu mempertahankan tekanan yang tujuannya agar produksi minyak tetap dikatakan layak secara ekonomi.

2. selanjutnya alangkah baiknya pada lapangan Z untuk diberikan sumur injeksi tambahan tenaga dorong guna untuk membantu kedua sumur injeksi yang sudah ada di lapangan Z.
3. Diharapkan untuk peneliti selanjutnya ketika ingin melakukan studi analisis untuk melihat respon sumur produksi terhadap dilakukannya penginjeksian air (*waterflood*) untuk dapat menambahkan metode lain agar hasil yang di dapatkan lebih baik lagi.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR PUSTAKA

- Abdulfatah, H. K. (2018). Application of ultrasonic waves in enhancing oil recovery in secondary recovery phase. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2018-Septe*, 1–8. <https://doi.org/10.2118/194031stu>
- Artun, E. (2016). Characterizing *reservoir* connectivity and forecasting waterflood performance using data-driven and reduced-physics models. *Society of Petroleum Engineers - SPE Western Regional Meeting*.
- Awotunde, A. A., & Sibaweih, N. (2014). Consideration of voidage-replacement ratio in well-placement optimization. *SPE Economics and Management*, 6(1), 40–54. <https://doi.org/10.2118/163354-PA>
- Cornelius, Kasmungin, S., Fattahanisa, A., Tuanaya, I., & Fatturahman, Z. I. (2020). *Evaluasi Kinerja Reservoir Injeksi Air Pada Lapisan "X" Lapangan "Y."* 1–7.
- Delamaide, E. (2017). Investigation on the Impact of *Voidage replacement ratio* and Other Parameters on the Performances of Polymer Flood in Heavy Oil Based on Field Data. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, 0. <https://doi.org/10.2118/185574-ms>
- Grover, K., Kolay, J., Kumar, R., Ghosh, P., Shekhar, S., Agrawal, N., & Das, J. (2019). Application of pseudo voidage replacement ratio pseudo VRR concept to optimize 5 spot polymer flood: A Mangala field case study. *Society of Petroleum Engineers - SPE Oil and Gas India Conference and Exhibition 2019, OGIC 2019*, 1–11. <https://doi.org/10.2118/194580-ms>
- Juliansyah, O., & Alida, R. (2016). Analisis Kinerja Injeksi Air Dengan Metode Voidage Replacement Ratio Di Pt. Pertamina Ep Asset 1 Field Ramba. *Jurnal Teknik Patra Akademika*, 7(1), 41–48.

- Makky, H., & Kasmungin, S. (2019). Peningkatan Perolehan Minyak Dengan Optimalisasi Proyek Cyclic Steam Stimulation Menggunakan Metode Simulasi Reservoir Di Lapangan-X, Sentral Sumatera. *Journal of Chemical Information and Modeling*, 53(9), 1689–1699.
- Merina, R. (2021). *Prediksi Kinerja Injeksi Air Pada Reservoir Karbonat Menggunakan Metode Hall Plot dan Metode Voidage Replacement Ratio (VRR)*. 1(1), 1–6.
- Mohamed, H., Rahuma, K. M., Hissein, N., & Giama, S. (2013). *Prediction of Reservoir Performance Applying Decline Curve Analysis*. 4(2), 74–77. <https://doi.org/10.7763/IJCEA.2013.V4.266>
- Musnal, A. (2013). Mengatasi Kerusakan Formasi Dengan Metoda Pengasaman Yang Kompetibel Pada Sumur Minyak Dilapangan X. *Journal of Earth Energy Engineering*, 2(2), 1–7. <https://doi.org/10.22549/jeee.v2i2.933>
- Nidiarti, Said, L., & Ridaliani, O. (2018). Analisis Injeksi Air Dengan Metodologi Buckley-Leverett. In *Prosiding Seminar Nasional Cendekiawan*, 543–547.
- Pamungkas, J. (2004). Pengantar Teknik Reservoir Migas & Pabum. In *Jurusan Teknik Perminyakan, UPN "Veteran."*
- Putra, B. P., & Kiono, B. F. T. (2021). Mengenal *Enhanced Oil Recovery* (EOR) Sebagai Solusi Meningkatkan Produksi Minyak Indonesia. *Jurnal Energi Baru Dan Terbarukan*, 2(2), 84–100. <https://doi.org/10.14710/jebt.2021.11152>
- Rahman, B. A., Rajan, S., Ameen, A., Oyemakinde, S., & Ali, Z. (2012). *SPE 154009 An Integrated Solution to Effective Waterflood surveillance and Pressure Maintenance : A KOC Pilot Project of Greater Burgan Field , Kuwait*.
- Ratnaningsih, D. R., & Danny, I. L. (2018). Waterflooding surveillance: Real time injector performance analysis using Hall plot method & derivative. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 212(1). <https://doi.org/10.1088/1755-1315/212/1/012074>

- Reggy, A., & Saputry, C. (2021). *Analisa Reservoir Batupasir Menggunakan Metode Atribut Root Mean Square (Rms) Di Analisa Reservoir Batupasir Menggunakan Atribut Root Mean Square (Rms) Di Cekungan.*
- Rosario, O., Hernandez, J. C. F., Korabelnikov, A. I., & Albornett, L. (2017). Analytical method for voidage replacement ratio calculation in reservoirs with quasicritical fluids. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 0*. <https://doi.org/10.2118/187331-ms>
- Septiliana, Z., & Mayasari, E. D. (2018). *Studi Provenance Batupasir Formasi Mengkarang, Desa Air Batu, Kabupaten Sarolangun Provinsi Jambi. September*, 823–829.
- SKK Migas. (2015). *Peningkatan Recovery Factor Melalui Kegiatan Pilot Tertiary Recovery*. <https://www.skkmigas.go.id>
- Tytler, R. (2002). Reproduced with permission of the copyright owner . Further reproduction prohibited without. *Australian Science Teachers' Journal*, 48(4), 30–35. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jaci.2012.05.050>
- Vienastra, S., & Febriarta, E. (2019). *Karakteristik Airtanah di Pulau Yebeu , Kabupaten Raja Ampat , Papua Barat. November 2018.*
- Vittoratos, E. S., Coates, R., & West, C. C. (2011). Optimal voidage replacement ratio for communicating heavy oil waterflood wells. *Society of Petroleum Engineers - SPE International Heavy Oil Conference and Exhibition 2011*, 629–643. <https://doi.org/10.2118/150576-ms>
- Wang, S. (2000). *Simulation of asphaltene deposition in petroleum reservoirs during primary oil recovery*. 153.
- Witasta, N. (2020). Electrical Enhanced Oil Recovery , Meningkatkan Produksi Minyak Menggunakan Metoda Direct Current. *Jurnal Teknik, Volume 21*, 1–