

**ANALISIS PRODUKSI PADA SUMUR W DENGAN METODE  
WATERFLOOD SURVEILLANCE DAN PREDIKSI PERFORMA  
DIMASA DEPAN PADA RESERVOIR SANDSTONE DI  
LAPANGAN TAMPAN**

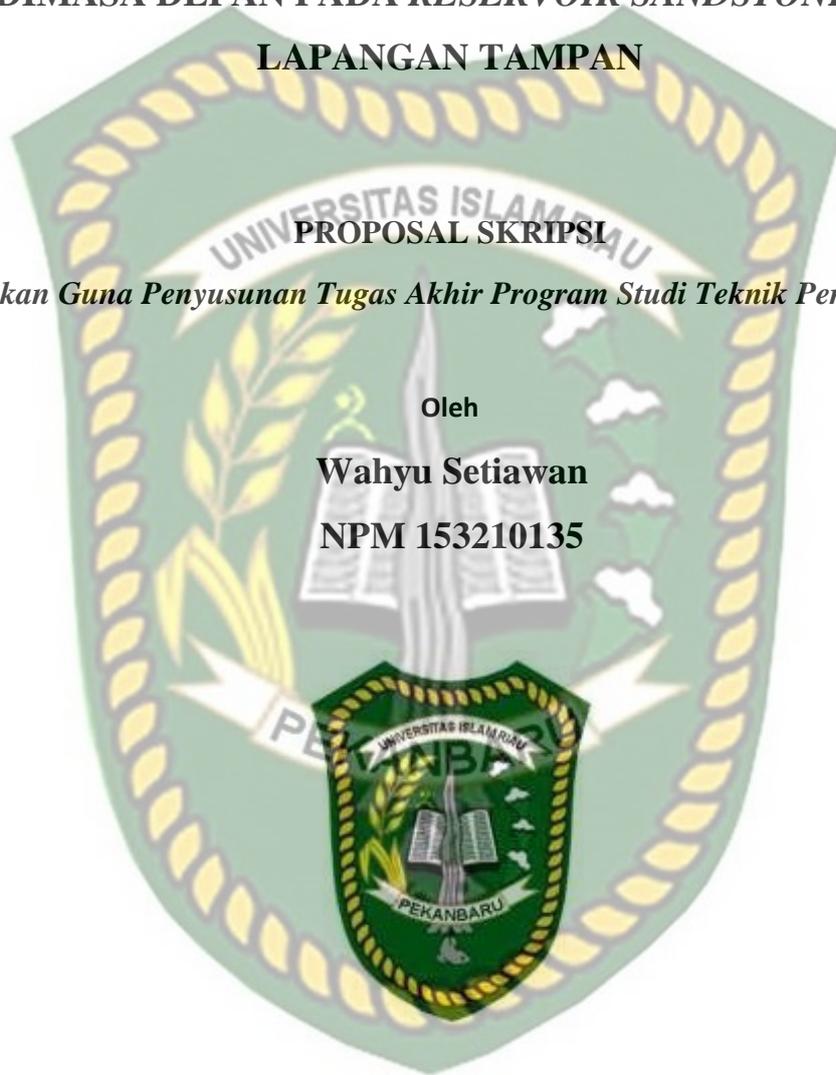
**PROPOSAL SKRIPSI**

*Diajukan Guna Penyusunan Tugas Akhir Program Studi Teknik Perminyakan*

Oleh

**Wahyu Setiawan**

**NPM 153210135**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2022**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Wahyu Setiawan

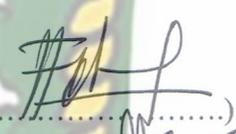
NPM : 153210135

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Skripsi : Analisa Poduksi Pada Sumur W Dengan Metode  
*Waterflood Survellance* dan Prediksi Performa Dimasa Depan Pada *Reservoir*  
*Sandstone* Di Lapangan Tampan

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 : Fitrianti, S.T., M.T. (.....)

Penguji : Richa Melysa S.T., M.T (.....)

Penguji : Novrianti S.T., M.T (.....)

Diterapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 11 April 2022

Disahkan Oleh:

KETUA PROGRAM STUDI  
TEKNIK PERMINYAKAN

  
Novia Rita S.T., M.T

## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum 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.



Pekanbaru, Senin 11 April 2022



(Wahyu Setiawan)

## KATA PEGANTAR

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. Richa Mellysa, ST., MT., selaku Dosen Pembimbing Akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan..
3. Norahmansyah, ST, MT., selaku *EOR Specialist* di PT. BOB BSP Pertamina Hulu sekaligus mentor lapangan Tugas Akhir yang telah memberikan kesempatan untuk mengambil data dan bimbingan Tugas Akhir akhir saya.
4. Kepada orang tua saya yang telah memberikan dukungan penuh material dan moral.
5. Rekan-rekan mahasiswa sahabat terbaik serta orang –orang terdekat yang membantu menyelesaikan tugas akhir ini.

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

Pekanbaru, Senin 11 April 2022

(Wahyu Setiawan)

**ANALISIS PRODUKSI PADA SUMUR W DENGAN METODE  
WATERFLOOD SURVEILLANCE DAN PREDIKSI PERFORMA DIMASA  
DEPAN PADA RESERVOIR SANDSTONE DI LAPANGAN TAMPAN.**

**WAHYU SETIAWAN**

**153210135**

**ABSTRAK**

*Waterflooding* adalah penginjeksian air ke dalam formasi yang berfungsi untuk mendesak minyak menuju sumur produksi sehingga akan meningkatkan produksi minyak. Setelah *waterflooding* dilakukan, diperlukan juga dilakukan *surveillance* (pengawasan) untuk menentukan hasil dari *waterflooding*. Keberhasilan *waterflooding* dapat dianalisis melalui analisis *Hall Plot*, dari hasil analisis dapat menentukan *performance* dan permasalahan yang terjadi. Pada penelitian kali ini dilakukan analisis terhadap beberapa sumur injeksi diantaranya sumur W#108 dan W#114 serta terdapat pula enam sumur produksi diantaranya adalah W#170, W#145, W#24, W#87, W#91 dan W#52. Dari analisis *Hall Plot* yang dilakukan pada sumur injeksi tersebut dapat disimpulkan pada sumur injeksi W#108 memiliki masalah *positive skin/plugging due to poor quality water* sedangkan sumur W#114 terjadi indikasi negatif *skin/injecting above parting pressure*. Dan dari hasil analisa konektivitas, pada sumur injeksi W#108 terkoneksi langsung dengan sumur produksi W#170, W#145, dan W#24. Sedangkan sumur injeksi W#114 terkoneksi langsung dengan sumur produksi W#87, W#91 dan W#52. Sedangkan dari hasil analisis prospek sumur produksi dimasa akan datang didapatkan hasil yaitu sumur produksi W#170 akan mencapai *limit economic* pada tahun 2099, sumur W#145 pada tahun 2090, sumur W#24 pada tahun 2089, sumur W#87 pada tahun 2084, sumur W#91 pada tahun 2075 dan sumur W#54 akan mencapai batas *limit economic* pada tahun 2076.

Kata Kunci : *waterflooding, surveillance, hall plot*

**PRODUCTION ANALYSIS AT W WELL USING WATERFLOOD  
SURVEILLANCE METHOD AND FUTURE PERFORMANCE  
PREDICTION ON SANDSTONE RESERVOIR IN TAMAN FIELD.**

**WAHYU SETIAWAN**

**153210135**

**ABSTRACT**

*Waterflooding is the injection of water into the formation which functions to push oil into production wells so that it will increase oil production. After the waterflooding is done, surveillance is also needed to determine the results of the waterflooding. The success of waterflooding can be analyzed through Hall Plot analysis, from the analysis results can determine performance and problems that occur. In this study, an analysis was carried out on several injection wells including wells W#108 and W#114 and there were also six production wells including W#170, W#145, W#24, W#87, W#91 and W#52 . From the Hall Plot analysis carried out on the injection well, it can be concluded that the W#108 injection well has a positive skin/plugging problem due to poor quality water, while the W#114 well has a negative skin/injecting above parting pressure indication. And from the results of the connectivity analysis, the W#108 injection well is directly connected to the W#170, W#145, and W#24 production wells. Meanwhile, the W#114 injection well is directly connected to the W#87, W#91 and W#52 production wells. Meanwhile, from the analysis of the prospect of future production wells, the results show that the W#170 production well will reach the economic limit in 2099, the W#145 well in 2090, the W#24 well in 2089, the W#87 well in 2084, well W#91 in 2075 and well W#54 will reach the economic limit in 2076.*

*Keywords: waterflooding, surveillance, hall plot*

## DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR .....	ii
KATA PEGANTAR.....	i
ABSTRAK .....	iv
ABSTRACT .....	v
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL .....	x
DAFTAR SIMBOL .....	xi
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang .....	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	3
1.3 Manfaat Penelitian.....	3
1.4 Batasan Masalah.....	3
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....</b>	<b>5</b>
2.1 Proses <i>Oil Recovery</i> Pada Sumur Minyak.....	5
2.1.1 Primary Oil Recovery .....	5
2.1.2 Secondary Oil Recovery .....	5
2.1.3 Tertiary Oil Recovery .....	6
2.2 <i>Waterflooding</i> .....	6
2.3 <i>Waterflood Surveillance</i> .....	7
2.3.1 Analisis <i>Hall Plot</i> .....	8
2.3.2 <i>Voidage Replacement Ratio</i> .....	10
2.4 <i>Reservoir Sandstone</i> .....	10
2.5 Analisis Produktivitas dan Peramalan Sumur Dimasa Depan.....	11
2.6 <i>State Of The Art</i> .....	12
<b>BAB III METODELOGI PENELITIAN.....</b>	<b>14</b>
3.1 Metode Penelitian.....	14
3.2 Jenis Penelitian .....	14
3.3 Studi Lapangan.....	16
3.4 Jadwal Penelitian .....	16
<b>BAB IV .....</b>	<b>17</b>

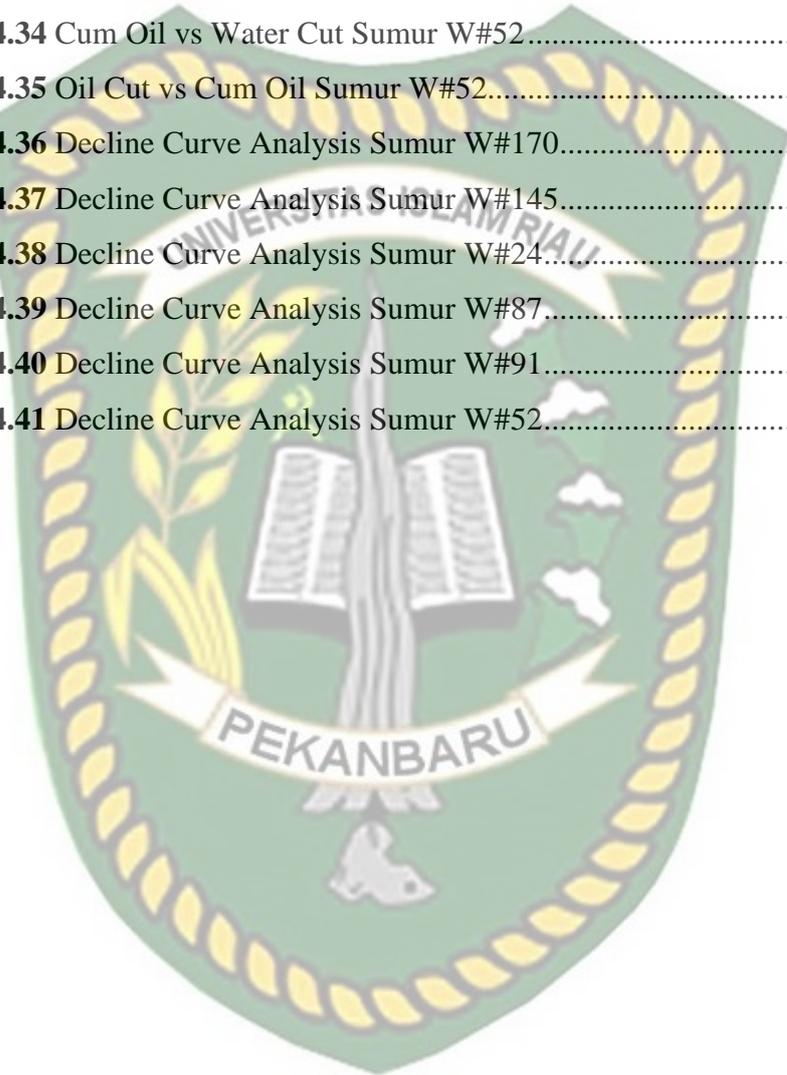
<b>HASIL DAN PEMBAHASAN .....</b>	<b>17</b>
<b>4.1 Hasil Analisis Menggunakan Metode <i>Hall Plot</i> .....</b>	<b>17</b>
4.1.1 Analisis Performa Sumur W#108 .....	17
4.1.2 Analisis Performa Sumur W#114 .....	19
<b>4.2 Analisis VRR dan Konektifitas .....</b>	<b>21</b>
<b>4.3 Produktifitas Sumur Produksi Berdasarkan Perolehan Minyak .....</b>	<b>25</b>
<b>4.4 Analisis Potensi Produksi di Masa Depan .....</b>	<b>44</b>
<b>BAB V.....</b>	<b>51</b>
<b>KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>	<b>51</b>
5.1 Kesimpulan.....	51
5.2 Saran.....	52
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>53</b>
<b>LAMPIRAN.....</b>	<b>56</b>



## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2.1</b>	Gambar <i>Type Curve Hall Plot</i> .....	9
<b>Gambar 4.1</b>	Grafik Injection Performance W#108 .....	17
<b>Gambar 4.2</b>	History Pressure W#108 .....	18
<b>Gambar 4.3</b>	Hall Plot W#108 .....	19
<b>Gambar 4.4</b>	Injection Performance W#114 .....	19
<b>Gambar 4.5</b>	History Pressure W#114 .....	20
<b>Gambar 4.6</b>	Hall Plot W#114 .....	20
<b>Gambar 4.7</b>	Konektifitas Sumur Injeksi 108 .....	21
<b>Gambar 4.8</b>	Inject Rate Sumur Injeksi .....	22
<b>Gambar 4.9</b>	Konektifitas dari Sumur Injeksi W#108 .....	23
<b>Gambar 4.10</b>	Konektifitas dari Sumur Injeksi W#114 .....	24
<b>Gambar 4.11</b>	VRR Lapangan Tampan .....	24
<b>Gambar 4.12</b>	Liquid Rate Sumur W#170 .....	26
<b>Gambar 4.13</b>	Oil Rate vs Water Rate Sumur W#170 .....	27
<b>Gambar 4.14</b>	Cum Oil vs WC Sumur W#170 .....	28
<b>Gambar 4.15</b>	CUM Oil vs Oil Cut W#170 .....	29
<b>Gambar 4.16</b>	Liquid Rate W#145 .....	29
<b>Gambar 4.17</b>	Oil Rate vs Water Rate W#145 .....	30
<b>Gambar 4.18</b>	Cum vs Water Cut Sumur W#145 .....	31
<b>Gambar 4.19</b>	Cum Oil vs Water Cut Sumur W#145 .....	32
<b>Gambar 4.20</b>	Liquid Rate Sumur W#24 .....	32
<b>Gambar 4.21</b>	Oil Rate vs Water Rate W#24 .....	33
<b>Gambar 4.22</b>	Cum Oil vs Water Cut Sumur W#24 .....	34
<b>Gambar 4.23</b>	Cum Oil vs Oil Cut Sumur W#24 .....	35
<b>Gambar 4.24</b>	Liquid Rate Sumur W#87 .....	35
<b>Gambar 4.25</b>	Oil Rate vs Water Rate W#87 .....	36
<b>Gambar 4.26</b>	Cum Oil vs Water Cut W#87 .....	37
<b>Gambar 4.27</b>	Oil Cut vs Cum Oil Sumur W#87 .....	38
<b>Gambar 4.28</b>	Liquid Rate Sumur W#91 .....	38

<b>Gambar 4.29</b> Oil Rate vs Water Rate Sumur W#91 .....	39
<b>Gambar 4.30</b> Cum Oil vs Water Cut Sumur W#91 .....	40
<b>Gambar 4.31</b> Oil Cut vs Cum Oil Sumur W#91.....	41
<b>Gambar 4.32</b> Liquid Rate Sumur W#52.....	41
<b>Gambar 4.33</b> Oil Rate vs Water Rate Sumur W#52.....	42
<b>Gambar 4.34</b> Cum Oil vs Water Cut Sumur W#52.....	43
<b>Gambar 4.35</b> Oil Cut vs Cum Oil Sumur W#52.....	44
<b>Gambar 4.36</b> Decline Curve Analysis Sumur W#170.....	45
<b>Gambar 4.37</b> Decline Curve Analysis Sumur W#145.....	46
<b>Gambar 4.38</b> Decline Curve Analysis Sumur W#24.....	47
<b>Gambar 4.39</b> Decline Curve Analysis Sumur W#87.....	48
<b>Gambar 4.40</b> Decline Curve Analysis Sumur W#91.....	49
<b>Gambar 4.41</b> Decline Curve Analysis Sumur W#52.....	50



## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 3.1 Waktu Pelaksanaan Tugas Akhir .....</b>	<b>16</b>
Tabel 4.1 Analisa Konektifitas Sumur Injeksi.....	24
Tabel 4.2 Analisa Produktifitas Sumur.....	42
Tabel 4.3 Analisa <i>Economic Limit</i> .....	49



Dokumen ini adalah Arsip Miik :  
Perpustakaan Universitas Islam Riau

## DAFTAR SIMBOL

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



# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Dengan terus menerus minyak diproduksi, akan menyebabkan laju alir produksi dan juga menurunnya tekanan *reservoir* sehingga menyebabkan sulitnya minyak naik ke permukaan dan menurunkan jumlah produksi. Penurunan tekanan *reservoir* yang terjadi dikarenakan akibat keadaan sumur yang telah sangat lama beroperasi dan cadangan minyak yang sedikit sehingga hilangnya fluida yang masuk ke pori-pori batuan, dan kondisi sumur yang sudah tidak mampu mengangkat minyak secara natural menggunakan tekanan *reservoir* yang ada (Kristanto & Santoso, 2007). Oleh sebab itu dibutuhkan cara untuk meningkatkan kembali produksi minyak, metode secondary recovery dapat diterapkan sebagai tahap selanjutnya sesuai dengan keadaan lapangan. Salah satu metode *Secondary Recovery* adalah metode *waterflooding* yang bertujuan mengangkat kembali minyak naik ke permukaan, sehingga minyak pada sumur produksi meningkat kembali (Alida & Juliansyah, 2016).

*Waterflooding* adalah metode menginjeksikan air menuju batuan *reservoir* sehingga kolom air akan mengisi pori-pori batuan *reservoir* dan mendorong minyak yang terdapat di *reservoir* dan menyebabkan kolom minyak kembali naik menuju ke permukaan. Penambahan sumur *waterflooding* ini diyakinkan dapat membantu menaikkan kembali tekanan produksi pada sumur produksi yang memiliki cadangan minyak cukup ekonomis untuk diproduksi. *Waterflooding* serta pengujian sumur dianalisis dengan metode *Hall Plot* menggunakan kurva yang dapat dipergunakan untuk menganalisis performa dari sumur injeksi menggunakan cara membuat kurva perbandingan tekanan yang dikalikan pada waktu tertentu dengan volume injeksi kumulatif yang diberikan kepada sumur (Silin et al., 2005).

Analisis *Hall Plot* merupakan analisis yang dilakukan di sumur injeksi agar mengetahui performa injeksi dan permasalahan yang terjadi pada sumur tersebut seperti kerusakan formasi *reservoir*. Dari hasil analisis *Hall Plot* akan mendapatkan hasil apakah sumur injeksi cukup baik dalam menginjeksikan air

atau tidak, dan masalah yang dapat dianalisis diantaranya adalah adanya indikasi *positive skin*, *negative skin* ataupun adanya kerusakan pada formasi *reservoir* (Hamdi, 2005). Perbedaan penggunaan metode *hall plot* dengan metode lainnya dalam *surveillance* adalah dapat mengetahui kerusakan pada formasi seperti *plugging* ataupun *channeling*, sedangkan pada VRR hanya dapat mengetahui efektivitas injeksi air dengan ditandai nilai  $VRR=1$ , pada *chan diagnostic* dapat mengetahui permasalahan *water coning*, dan pada analisa *conectivity* untuk mengetahui respon antara sumur injeksi dan sumur produksi.

Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui keberhasilan kinerja *waterflooding* pada sumur yang dikerjakan dan mengetahui *performance* sumur dimasa depan. Selain itu penelitian ini dilakukan untuk bahan pertimbangan perusahaan dalam evaluasi ataupun pengerjaan *waterflooding* di sumur lainnya.

Pada penelitian ini jenis batuan yang ada pada *reservoir* adalah batuan *sandstone*. Batupasir merupakan batuan sedimen utama yang tersusun dari mineral yang berukuran butiran atau biasa yang disebut dengan pasir yang berasal dari pecahan batuan lainnya. Batuan ini terbentuk akibat adanya sedimentasi yang terjadi pada saat pasir terlepas dari suspensi sehingga batuan terseret hingga terakumulasi. Ketika sudah berakumulasi, pasir berubah menjadi batu pasir yang kompaksi oleh tekanan dan endapan di atasnya serta disementasi oleh presipitasi mineral di dalam pori-pori antar batuan. Karakteristik dari batuan cukup berpengaruh dalam pengerjaan *waterflooding*.

Pada penelitian ini, peneliti akan menganalisis *waterflood* pada lapangan Tampan dan memprediksi *performance* hasil sumur dimasa depan sehingga kita dapat mencegah atau merencanakan strategi kembali agar jumlah produksi pada lapangan W tetap stabil. Lapangan tampan ini mulai diproduksi sejak tahun 1984 dan proses *recovery* secara *secondary* yaitu *waterflood* telah dimulai sejak tahun 1993 hingga saat ini.

## 1.2 Tujuan Penelitian

Berdasarkan latar belakang, tujuan penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Menganalisis tingkat keberhasilan suatu sumur injeksi dengan menggunakan metode *hall plot*.
2. Menentukan produktivitas produksi pada sumur W berdasarkan perolehan minyak.
3. Melakukan peramalan produksi di masa depan dengan metode Decline Curve Analysis.

## 1.3 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat dari penelitian ini adalah :

1. Memberikan pemahaman tentang keberhasilan suatu sumur injeksi dan peramalan produksi di masa depan.
2. Sebagai bahan publikasi ilmiah dalam bentuk jurnal atau paper yang berskala nasional sehingga dapat menjadi referensi dalam penelitian selanjutnya.
3. Dapat dijadikan pertimbangan untuk perusahaan dalam pengerjaan *waterflooding* pada sumur lainnya dan sebagai referensi perusahaan untuk evaluasi kinerja *waterflood* yang telah dilakukan.

## 1.4 Batasan Masalah

Agar penelitian ini dapat dilakukan dengan lebih fokus dan tidak menyimpang dari tujuan yang dimaksud, maka permasalahan yang ada pada tugas akhir ini akan dibatasi sebagai berikut :

1. Penelitian melakukan analisis kinerja pada sumur injeksi yang telah ada dan sudah beroperasi sebelumnya.
2. Metode yang digunakan untuk menganalisis keberhasilan injeksi hanya menggunakan metode *hall plot*
3. Data yang digunakan hanya data histori dari sumur injeksi dan produksi

4. Penelitian ini tidak menggunakan *software* simulasi dan menggunakan *Ms. Excel* untuk pengolahan data.
5. Tidak membahas analisis keekonomian.



## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1 Proses *Oil Recovery* Pada Sumur Minyak

Ilmu pengetahuan dan teknologi perminyakan berkembang setiap harinya, hal ini sesuai dengan isi surat Al Baqarah Ayat 164 yang berbunyi : Artinya :“Sesungguhnya dalam penciptaan langit dan bumi, silih bergantinya malam dan siang, bahtera yang berlayar di laut membawa apa yang berguna bagi manusia, dan apa yang Allah turunkan dari langit berupa air, lalu dengan air itu Dia hiduapkan bumi sesudah mati (kering)-nya dan Dia sebarkan di bumi itu segala jenis hewan, dan pengisaran angin dan awan yang dikendalikan antara langit dan bumi; sungguh (terdapat) tanda-tanda (keesaan dan kebesaran Allah) bagi kaum yang memikirkan”. Dari ayat ini kita tahu bahwa manusia selalu mengembangkan teknologi dan inovasi untuk membantu umat manusia.

Dalam proses *Oil Recovery* terdapat tiga tahapan yang dapat diterapkan, tahapan tersebut terdiri dari *Primary Oil Recovery*, *Secondary Oil Recovery*, dan *Tertiary (Enhanced) Oil Recovery*.

#### 2.1.1 *Primary Oil Recovery*

*Primary Oil Recovery* dapat digambarkan dengan produksi hidrokarbon secara penggerak natural yang terdapat pada *reservoir* tanpa bantuan tambahan dari fluida yang diinjeksikan seperti gas atau air (Ahmed, 2010). *Primary Recovery* memproduksi sumur secara alamiah dengan tekanan reservoir yang ada yang dibantu dengan pompa.

Tahapan pertama dari *Oil Recovery* ini biasanya dalam waktu tertentu akan kurang efektif dan menghasilkan perolehan minyak yang cukup rendah. Berkurangnya perolehan minyak dikarenakan berkurangnya tekanan yang ada pada *reservoir* sehingga tidak dapat mendorong minyak untuk naik ke permukaan.

#### 2.1.2 *Secondary Oil Recovery*

*Secondary Recovery* dilakukan apabila tahapan *primary* sudah tidak efektif lagi atau ingin menambah jumlah produksi. *Secondary Recovery* melibatkan

perpindahan tidak bercampur dengan menginjeksikan air atau gas ke dalam sumur injeksi (Vishnyakov et al., 2020). Dengan diinjeksikannya air atau gas diharapkan dapat menaikkan kembali jumlah produksi.

Dalam *Secondary Recovery*, yang paling umum diinjeksikan adalah air atau biasa disebut dengan *Waterflooding* karena memiliki ketersediaan yang banyak dan juga memiliki modal yang jauh lebih rendah dibanding dengan injeksi gas.

### 2.1.3 *Tertiary Oil Recovery*

*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* (John C, 1979). 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* (John C, 1979).

## 2.2 *Waterflooding*

Injeksi air atau *waterflooding* adalah metode yang dilakukan untuk menaikkan produksi minyak. *Waterflooding* dilaksanakan ketika tekanan *reservoir* tidak bisa lagi mendesak minyak dengan natural dan laju produksinya sudah rendah (Terrado et al., 2007). *Waterflooding* merupakan tahapan dari *secondary recovery* selain dari *Gas Injection*. *Waterflooding* adalah penginjeksian air menuju formasi yang bertujuan agar mendorong minyak ke sumur produksi sehingga akan menaikkan perolehan minyak. Beberapa faktor yang diperhatikan dalam pengerjaan *waterflooding* yaitu seperti permeabilitas, saturasi air, saturasi minyak yang tersisa, jenis batuan *reservoir*, debit penginjeksian air, dan jenis air yang diinjeksikan.

Alasan digunakannya *waterflooding* merupakan tahap lanjutan karena mobilitas pendorong yang cukup rendah, berat kolom air dalam sumur mampu membantu menekan sehingga menurunkan tekanan injeksi, fluida pendorong (air) mudah menyebar di dalam *reservoir*, dan efisiensi pendorong yang baik

(Iqbal et al., 2017). *Waterflooding* sangat lazim digunakan dalam *secondary recovery* karena biaya yang murah, ketersediaan air yang cukup melimpah, air mudah diinjeksikan, dan air juga efisien untuk mendesak minyak.

Faktor-Faktor yang perlu dipertimbangkan dalam menentukan kelayakan suatu calon *reservoir* untuk *waterflooding*, karakteristik yang harus diperhatikan adalah (Castro et al., 2014):

1. Geometri *Reservoir*
2. Sifat Fluida
3. Kedalaman *Reservoir*
4. Litologi dan Sifat Batuan
5. Saturasi Fluida
6. Mekanisme Penggerak *Reservoir*
7. Keseragaman *Reservoir* dan *Reservoir Continuity*

### 2.3 *Waterflood Surveillance*

Salah satu kunci keberhasilan dari *waterflood* adalah pengawasan dalam penginjeksian air tersebut atau biasa disebut *waterflood surveillance*. *Surveillance* dilakukan agar mengetahui gambaran dari keefektifan pada penginjeksian air yang sudah dilaksanakan. Upaya yang dapat dilakukan pada saat kegiatan *surveillance* (pengawasan) injeksi air merupakan mengidentifikasi sifat sumur injeksi, sumur produksi serta korelasi antara kedua sumur tersebut (Ginting et al., 2021). Keberhasilan injeksi *waterflood* sangat bergantung pada kontinuitas dan keseragaman transmisibilitas bentuk fluida dalam formasi batuan serta seberapa besar volume fluida *reservoir* yang kontak dengan fluida injeksi (Mursyidah et al., 2020).

Sifat fisik fluida dan batuan *reservoir* merupakan faktor-faktor yang berpengaruh dalam keberhasilan pelaksanaan injeksi air, diantaranya viskositas minyak, faktor volume formasi, saturasi fluida, rasio mobilitas, pola injeksi, kompreibilitas formasi, dan tekanan kapiler (Cornelius et al, 2020). Pelaksanaan proyek ini harus menyesuaikan dengan lapangan bersangkutan, karena setiap

pekerjaan *waterflood* memiliki karakteristik yang berbeda. Dalam pengawasan injeksi air terdapat beberapa cara yang dapat dilakukan, diantaranya adalah Analisis *Hall Plot* dan *Voidage Replacement Ratio*.

Ada beberapa pedoman yang harus diperhatikan dalam pelaksanaan *surveillance*. Pedoman yang harus diperhatikan dalam pelaksanaan *surveillance* adalah karakteristik *reservoir*, perikraan area mengandung minyak yang dapat dipulihkan, analisis performa *pattern*, pengumpulan data sumur injeksi dan produksi, *well testing* dan *reservoir pressure monitoring* (Thakur, 1991)

Banyak metode yang dilakukan untuk *surveillance*, seperti *hall plot*, *chan diganostic*, *VRR*, dan analisa konektivitas. *Surveillance* yang berarti adalah pengawasan, syarat suatu sumur dapat dilakukan *surveillance* adalah ketika suatu sumur masih dapat diinjeksikan atau masih aktif beroperasi dan sumur injeksi dapat mencapai ke masing-masing sumur produksi yang dituju (De et al., 2000). Maka dari pengawasan itulah dapat diketahui performa sumur injeksi.

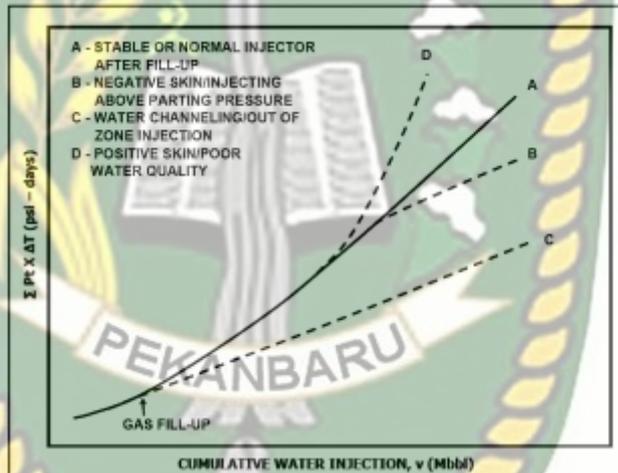
### 2.3.1 Analisis *Hall Plot*

Analisis *Hall plot* dapat mengetahui performa injeksi dan masalah yang mungkin akan terjadi pada sumur, analisis *hall plot* dilakukan pada sumur injeksi. Metode *Hall Plot* mulai dilaksanakan untuk menganalisis sumur injeksi air pada tahun 1963 (Seka et al., 2019). *Hall plot* mengasumsikan aliran stabil dan hanya membutuhkan data volume injeksi dan tekanan kepala sumur (Qi et al., 2017). Metode *Hall Plot* adalah metode yang paling lazim digunakan dalam *waterflood surveillance*.

Analisis *Hall Plot* dilakukan dengan membuat garis plot antara kumulatif injeksi air dengan kumulatif tekanan *reservoir* (Merina, 2021). *Hall Plot* adalah kurva yang dapat digunakan sebagai menganalisis performa dari sumur injeksi menggunakan kurva antara tekanan yang dikalikan pada waktu tertentu dengan volume injeksi kumulatif yang diberikan kepada sumur (Asmina & Anggraini, 2016). Pada dasarnya *hall Plot* adalah integral selisih tekanan kepala sumur ( $P_{wh}$ ) dengan tekanan *reservoir* ( $P_r$ ) terhadap waktu yang diplot dengan kumulatif injeksi air (Reswin 2015). Pada kondisi normal *Hall Plot* akan

membentuk garis lurus yang diawali dengan lengkungan kecil sebagai penanda proses *fill up* (Andalucia, Selfira, Fachri, 2016).

Selain digunakan untuk mengetahui atau mengidentifikasi adanya penurunan kemampuan injeksi, kurva *Hall Plot* juga dapat digunakan untuk mengetahui perawatan atau apa prosedur dan tahapan *workover* yang akan dilakukan pada sumur tersebut (Amedu & Nwokolo, 2013). Dari analisis *Hall Plot* juga dapat ditarik kesimpulan apakah sumur injeksi ini berjalan baik dengan tidak. Permasalahan yang dapat diketahui dari analisis ini adalah adanya indikasi *positive skin*, *negative skin*, dan *water channeling*. Untuk mempermudah analisis *Hall Plot*, kurva hasil plot dilakukan *overlay* dengan *type curve Hall Plot*. Di bawah ini adalah *type curve Hall Plot*.



**Gambar 2.1** Gambar *Type Curve Hall Plot* (Ginting et al., 2021)

Pada penelitian ini untuk mengawasi injeksi air peneliti menggunakan analisis *hall plot* untuk mengetahui keberhasilan dari waterflood atau untuk mengetahui masalah yang terjadi. Adapun Persamaan yang digunakan untuk menentukan gradient pada Hall Plot adalah fungsi yang berasal dari berbagai parameter reservoir yang mana permeability thickness (kapasitas) adalah yang paling penting.

Persamaannya adalah:

$$m = \frac{\mu_w B I_n \frac{r_e}{r_w}}{0,00707 k w h} \dots\dots\dots(2.1)$$

### 2.3.2 *Voidage Replacement Ratio*

Perhitungan VRR (*Voidage Replacement Ratio*) salah satu analisis yang perlu dilaksanakn agar mengetahui keberhasilan injeksi yang dilaksanakan. *Voidage Replacement Ratio* pada dasarnya adalah perbandingan antara volume fluida yang diinjeksikan dengan volume fluida yang diproduksi. Jika tidak seimbang antara jumlah fluida yang terproduksi dari reservoir dan jumlah yang diinjeksikan dapat menyebabkan permasalahan pada lingkungan. Dalam metode VRR mengabaikan, gerakan cairan melintasi patern, gerakan air yang disuntikkan sebelumnya, pergerakan air akuifer jika ada (Grover et al., 2019).

Nilai VRR harus tetap mendekati angka satu selama produksi sebagai tanda keberhasilan dan mengurangi ketidakseimbangan tekanan (Awotunde & Sibaweih, 2014). Nilai dari VRR harus berada dalam kisaran 0,5 hingga 0,9 yang optimal untuk perolehan minyak dibandingkan dengan nilai VRR=1 (Rosario et al., 2017).

### 2.4 *Reservoir Sandstone*

Batuan adalah terbentuk dari sekumpulan mineral-mineral, sedangkan suatu mineral terbentuk dari beberapa ikatan kimia. Umumnya besarnya porositas sangat berpengaruh terhadap batuan *reservoir* ini, porositas yang merupakan perbandingan antara volume pori terhadap keseluruhan atau volume batuan dan permeabilitas yang merupakan kemampuan dari media berongga untuk mengalirkan kandungan suatu batuan. Sehingga hal ini mengakibatkan batuan *reservoir* mempunyai kemampuan untuk menyimpan serta melepaskan minyak.

Terdapat beberapa jenis batuan *reservoir* diantaranya adalah batuan sedimen, yang berupa batupasir serta karbonat (sedimen klastik) dan batuan shale (sedimen non-klastik) atau sebagian ada yang vulkanik. Mineral adalah zat-zat yang terdiri dari komposisi kimia tertentu yang dinyatakan dalam bentuk rumus-rumus dimana menunjukkan macam unsur-unsur serta jumlahnya yang terdapat dalam mineral tersebut. Pada penelitian ini jenis batuan yang ada pada *reservoir* adalah batuan *sandstone*.

Batupasir merupakan batuan sedimen utama yang tersusun dari mineral yang berukuran butiran atau biasa yang disebut dengan pasir yang berasal dari pecahan batuan lainnya. Batuan ini terbentuk akibat adanya sedimentasi yang terjadi pada saat pasir terlepas dari suspensi sehingga batuan terseret hingga terakumulasi. Ketika sudah berakumulasi, pasir berubah menjadi batu pasir yang kompaksi oleh tekanan dan endapan di atasnya serta disementasi oleh presipitasi mineral di dalam pori-pori antar batuan.

Batupasir dibedakan menjadi 3 kelompok, yaitu :

1. *Orthoquartzites*, adalah jenis batuan sedimen yang terbentuk dari proses yang menghasilkan unsur silika yang tinggi, dengan tidak mengalami metamorfosa dan kepadatan, terutama pada mineral kuarsa atas (*quartz*) dan mineral lainnya yang stabil.
2. *Graywacke*, adalah jenis kelompok batu pasir yang terbentuk dari unsur mineral yang berbutir besar, terutama pada kuarsa dan *feldspar* serta fragmen-fragmen batuan.
3. *Arkose*, merupakan jenis kelompok batu pasir yang biasanya tersusun dari *quartz* sebagai mineral dominan.

## 2.5 Analisis Produktivitas dan Peramalan Sumur Dimasa Depan

Dalam penelitian ini peneliti juga akan membahas analisis produktivitas sumur W dalam jangka waktu yang telah ditentukan melihat dari hasil data produksi yang ada selama dilakukannya proyek waterflood, apakah sumur ini produksinya meningkat ataupun menurun.

Selain itu pada penelitian ini juga melakukan peramalan untuk produksi sumur dimasa depan. Seperti yang telah kita ketahui bahwa laju alir produksi akan mengalami penurunan seiring dengan waktu produksinya. Jika sumur mengalami penurunan produksi mencapai kurang dari 10 bbl/day, maka sumur tersebut harus berhenti berproduksi karena telah mencapai batasan ekonomis dari sumur tersebut (Rahuma et al., 2013)

## 2.6 State Of The Art

Peneliti	Korelasi Penelitian
(Hamdi, 2005)	<p>(Hamdi, 2005)</p> <p>Peneliti melakukan analisis plot antara integral tekanan kepala sumur dikalikan waktu dengan kumulatif air yang diinjeksikan. Kemudian hasil plot tersebut dicocokkan dengan type curve Hall Plot dan dapat disimpulkan masalah apa yang dimiliki pada sumur injeksi tersebut. Selain itu juga dilakukan perhitungan additional recovery factor untuk mengetahui besarnya perolehan minyak dari kegiatan tersebut.</p>
(Seka et al., 2019)	<p>(Seka et al., 2019)</p> <p>Peneliti membahas tentang jarak injeksi dan <i>injectivity index</i> di sumur injeksi, mengevaluasi pengaruh kinerja terhadap sumur produksi, mengavaluasi cara melakukan <i>screening</i> sumur berdasarkan <i>performance</i> dari sumur injeksi injeksi dan grafik <i>hall plot</i>.</p>
(Ginting et al., 2021)	<p>(Ginting et al., 2021)</p> <p>Peneliti membahas tentang cara <i>surveillance</i> dan <i>monitoring</i> dengan 4 cara yaitu, <i>Hall Plot</i>, <i>Chan Dagnostic Plot</i>, Konektivitas Sumur dan <i>Voidage Replacement Ratio (VRR)</i>.</p>
(Merina, 2021)	<p>(Merina, 2021)</p> <p>Peneliti membahas tentang mencari permasalahan yang terjadi pada proyek <i>waterflood</i> yang dilakukan dan menganalisis perubahan <i>slope</i> pada garis plot antara kumulatif injeksi dan kumulatif tekanan yang menampilkan adanya indikasi</p>

	<p><i>positive skin, negative skin</i> ataupun adanya <i>water channeling</i>. Sehingga dapat menuntukan optimasi yang akan dilakukan selanjutnya.</p>
--	--



Dokumen ini adalah Arsip Miik :  
**Perpustakaan Universitas Islam Riau**

## BAB III

### METODELOGI PENELITIAN

#### 3.1 Metode Penelitian

Data yang akan digunakan adalah data sekunder atau data yang diberikan oleh perusahaan. Dalam penelitian ini menggunakan data-data seperti data sumur produksi, data sumur injeksi seperti *rate* dan tekanan injeksi, dan data histori sumur. Penelitian ini melakukan perhitungan dengan menggunakan *Ms. Excel*, adapun langkah-langkah pengerjaan pada penelitian ini adalah:

1. Mengumpulkan dan mengolah data dari sumur injeksi dan sumur produksi untuk menentukan keberhasilan *waterflood*.
2. Menganalisis data laju alir produksi yang telah diberikan perusahaan.
3. Menentukan performa sumur dimasa depan dengan data yang ada dan dijabarkan melalui grafik.

Adapun data data yang di butuhkan dalam penelitian ini adalah antara lain yaitu data produksi tiap – tiap sumur dalam hal ini data tersebut dari sejak pertama dilakukannya produksipertama kali. Selanjutnya data injeksi masing – masing sumur injeksi, data sonolokg, dan data well compleksi.

#### 3.2 Jenis Penelitian

Penelitian ini dilakukan di Fakultas Teknik Universitas Islam Riau dengan mempelajari data yang ada. Penelitian ini merupakan studi kasus lapangan menggunakan data lapangan yang diberikan pada lapangan W. Penelitian ini akan diolah dan dianalisis menggunakan *Ms. Excel*.



### 3.3 Studi Lapangan

Lapangan Tampan mulai diproduksi sejak tahun 1984, tahapan produksi secara *primary recovery* lebih kurang sekitar 9 tahun. Hingga tahun 2021 telah di bor 175 sumur dan sekitar 90 diantaranya adalah sumur produksi, 45 sumur injeksi, dan sisanya *shut-in due to not economic well*. Proses *recovery* secara *secondary* tepatnya *waterflood* telah dimulai sejak tahun 1993 hingga sekarang, sampai saat ini sudah ada 45 sumur injeksi air dengan target injeksi ke *reservoir* utama yang memiliki karakteristik masing-masing sumur yang berbeda.

Adapun sumur yang dibahas pada penelitian ini adalah sumur W yang dimana akan dianalisis hasil kerja dari proyek *waterflooding* yang dilakukan. Selain itu juga akan dilakukan penelitian efektivitas produksi dan peramalan untuk dimasa depan pada sumur W.

### 3.4 Jadwal Penelitian

Penelitian ini dilakukan selama 2 bulan dimulai dari bulan Februari 2022 sampai dengan April 2022

**Tabel 3.1 Waktu Pelaksanaan Tugas Akhir**

No	Jenis Kegiatan	Feb 2022				Mar 2022				April 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 IV HASIL DAN PEMBAHASAN

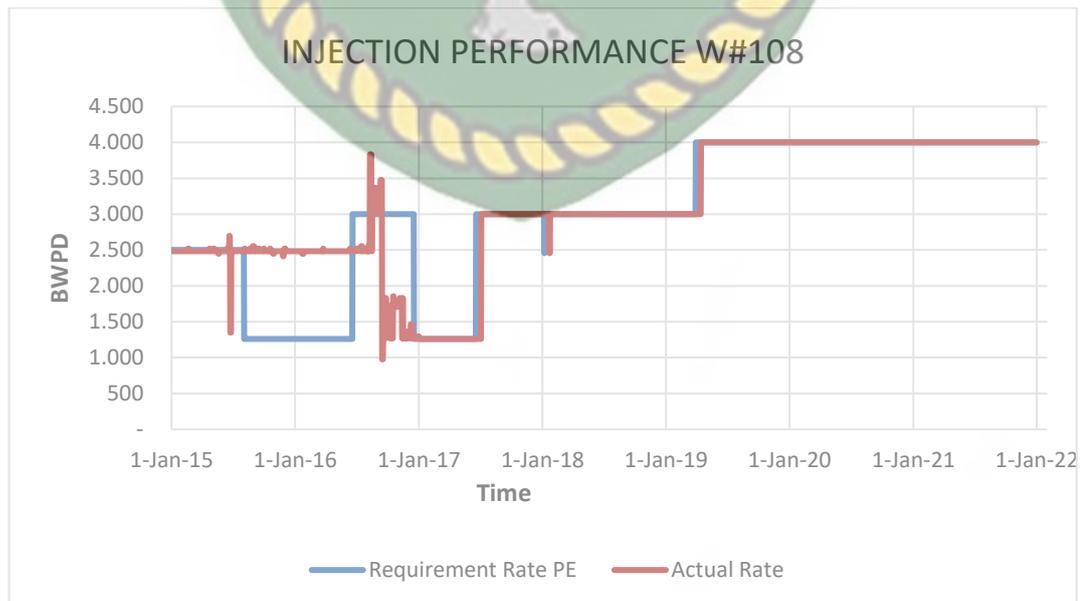
Dalam penelitian ini akan dilakukan analisis *surveillance* dengan metode *Hall Plot*, menentukan produktifitas dari sumur produksi dan melakukan peramalan produksi di masa depan dengan metode *Decline Curve Analysis* pada lapangan Tampan yang sejak tahun 1993 telah dilakukan injeksi *waterflood*. Lapangan Tampan sendiri dikelola oleh PT BOB Bumi Siak Pusako Pertamina Hulu yang mulai berproduksi dengan menggunakan tenaga alami reservoir sejak tahun 1986. Adapun pada lapangan Tampan terdapat dua sumur injeksi diantaranya sumur W#108 dan W#114. Sedangkan terdapat pula enam sumur produksi diantaranya adalah W#170, W#145, W#24, W#87, W#91 dan W#52. Adapaun berdasarkan hasil analisis data dengan menggunakan metode yang digunakan dalam penelitian ini maka didapatkan hasil sebagai berikut:

### 4.1 Hasil Analisis Menggunakan Metode *Hall Plot*

Berikut analisis data lapangan yang didapatkan dari perusahaan dengan sumur – sumur injeksi dan produksi yang telah diberikan oleh perusahaan.

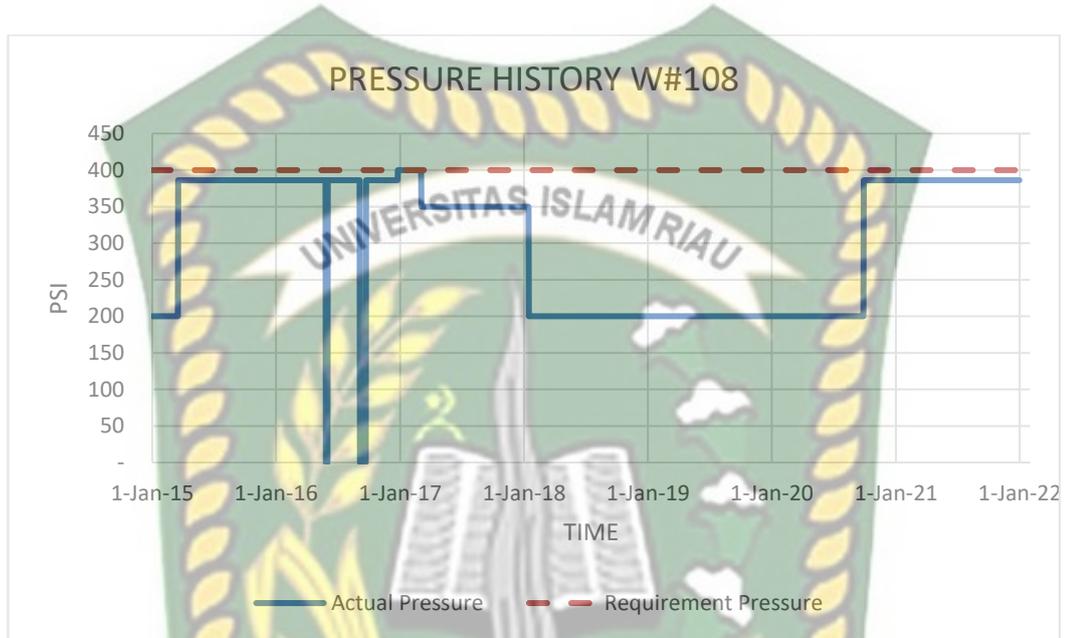
#### 4.1.1 Analisis Performa Sumur W#108

Berikut hasil analisis menggunakan metode Hall Plot pada sumur W#108.



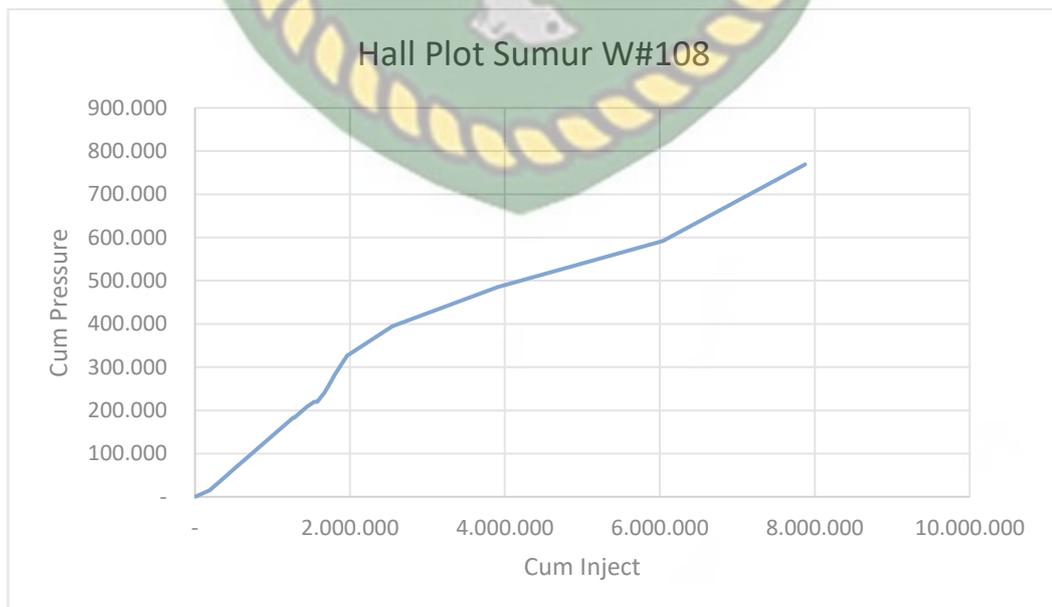
Gambar 4.1 Grafik Injection Performance W#108

Pada **Gambar 4.1** merupakan grafik laju alir air yang diinjeksikan melalui sumur W#108. Terlihat pada grafik tersebut pada akhir tahun 2015 hingga awal tahun 2017 terlihat perbedaan trand antara aktual rate dengan requirement rate. Dan seterusnya hingga sampai saat in trand dari grafik tersebut sebanding antara *requirement rate* dengan *actual rate*.



**Gambar 4.2** History Pressure W#108

Pada **Gambar 4.2** merupakan grafik *pressure* pada sumur injeksi W#108. Pada grafik tersebut terlihat *actual pressure* yang tidak stabil bahkan ditemukan *pressure* yang secara tiba – tiba hilang lalu normal kembali.

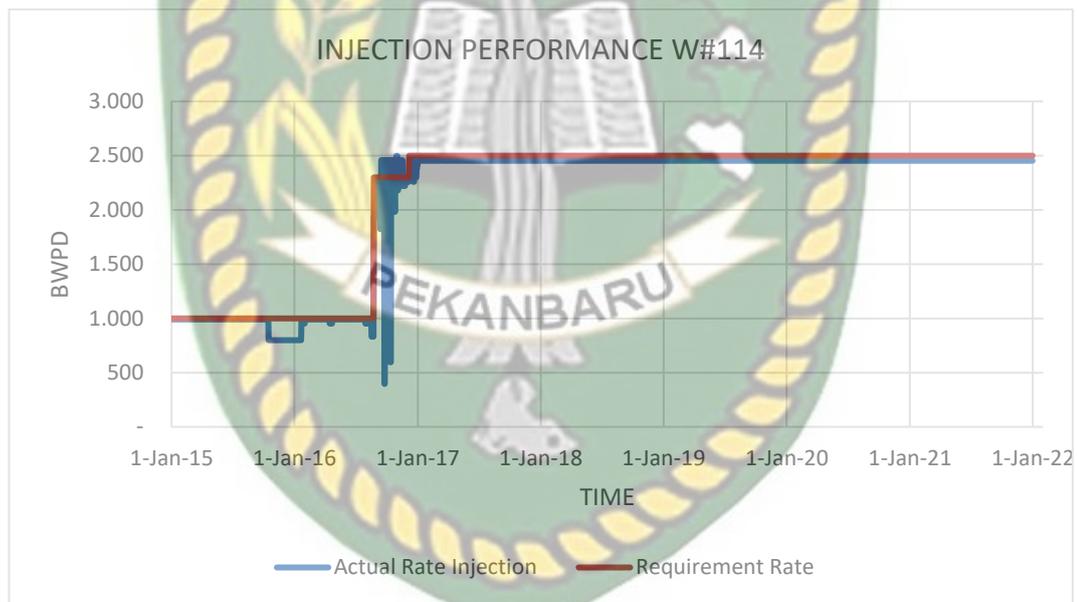


**Gambar 4.3** Hall Plot W#108

Pada Gambar 4.3 merupakan kurva *Hall plot* yang menunjukkan kondisi injeksi pada Sumur W#108 memiliki masalah *positive skin/plugging due to poor quality water* yang ditandai dengan kurva lurus yang diawali dengan lengkungan. Lengkungan pada bagian awal kurva menandakan terjadinya gas fill-up di dalam *reservoir*, yaitu air yang diinjeksikan belum dapat mendorong kolom fluida di dalam *reservoir* tetapi masih dalam proses resaturasi gas yang telah terekspansi untuk larut kembali ke dalam minyak lalu pada pertengahan kurva juga terjadi indikasi *negatif skin/injecting above parting pressure*.

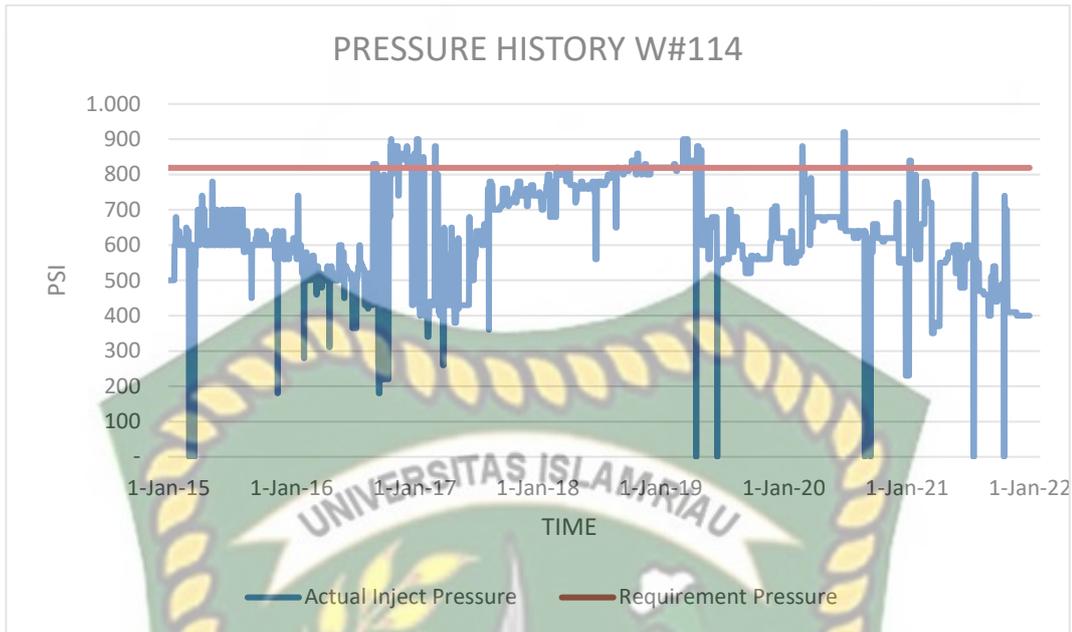
#### 4.1.2 Analisis Performa Sumur W#114

Berikut analisis data lapangan yang didapatkan dari perusahaan dengan sumur – sumur injeksi dan produksi yang telah diberikan oleh perusahaan.



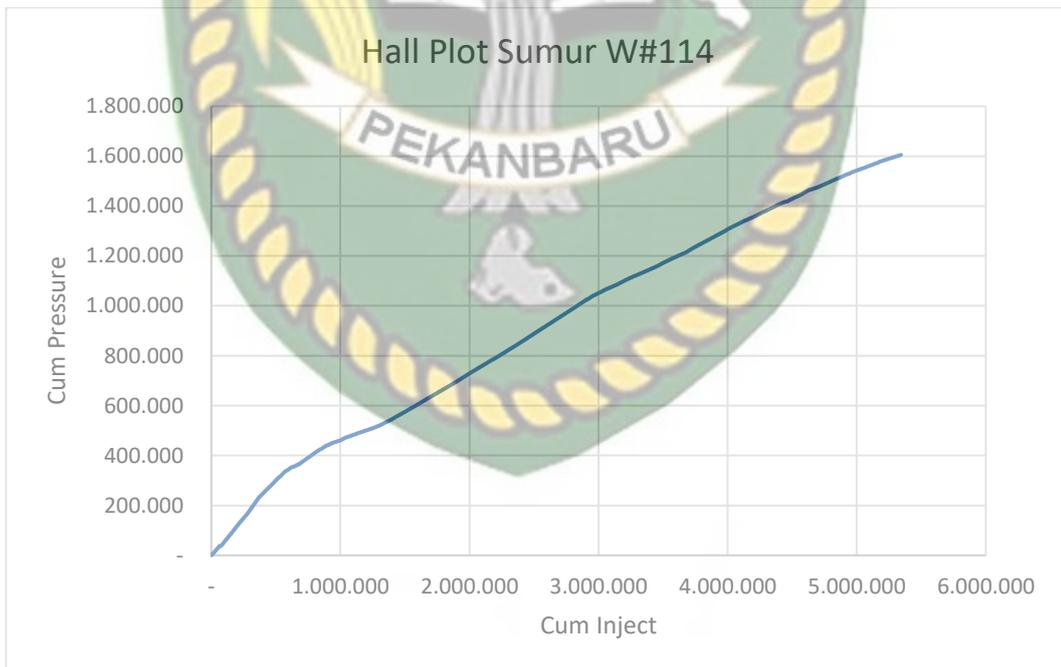
**Gambar 4.4** Injection Performance W#114

Pada **Gambar 4.1** merupakan kurva laju alir air yang diinjeksikan melalui sumur W#114. Terlihat pada grafik tersebut pada akhir tahun 2015 hingga awal tahun 2022 terlihat trend antara aktual rate dengan requirement rate sama.



**Gambar 4.5** History Pressure W#114

Pada **Gambar 4.5** merupakan kurva pressure pada sumur injeksi W#108. Pada kurva tersebut terlihat actual pressure yang tidak stabil bahkan ditemukan pressure yang secara tiba – tiba hilang lalu normal kembali.



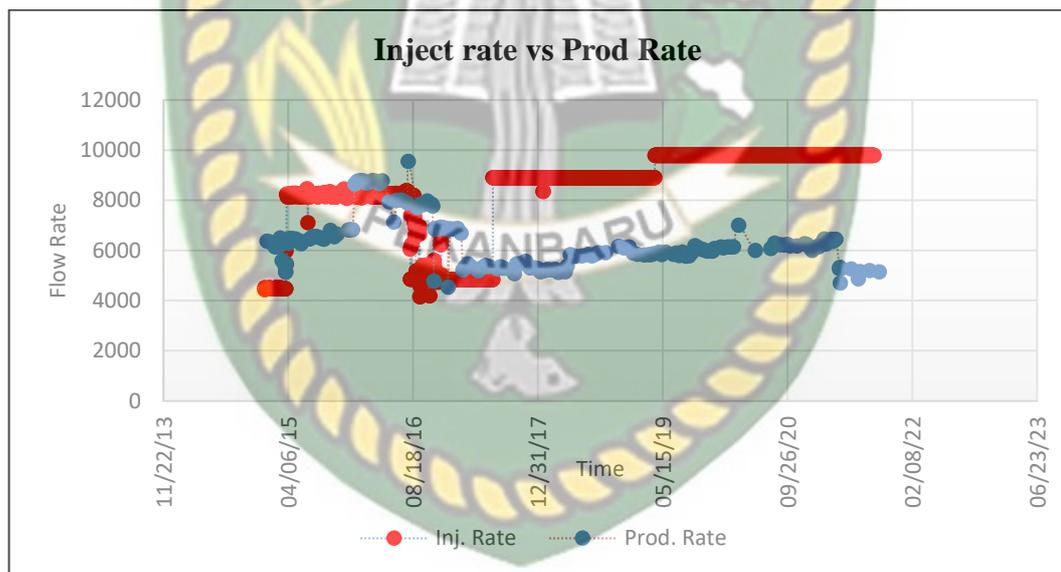
**Gambar 4.6** Hall Plot W#114

Pada Gambar 4.6 merupakan kurva Hall plot yang menunjukkan kondisi injeksi pada Sumur W#114. Lengkungan pada bagian awal kurva menandakan terjadinya gas *fill-up di dalam reservoir*, yaitu air yang diinjeksikan belum dapat

mendorong kolom fluida di dalam reservoir tetapi masih dalam proses resaturasi gas yang telah tereksansi untuk larut kembali ke dalam minyak. Pada sumur ini tidak mengindikasikan terjadinya positif skin tetapi pada sumur ini terjadi indikasi *negatif skin/injecting above parting pressure* hal tersebut dikarenakan tidak injeksi pressure melewati batas dari yang di tentukan.

#### 4.2 Analisis VRR dan Konektifitas

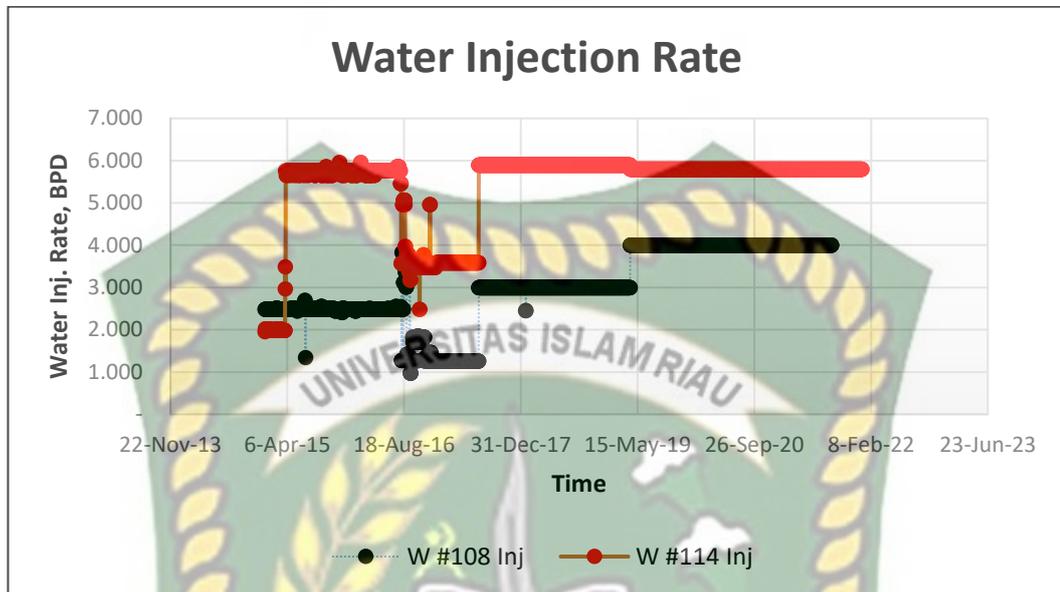
Pada analisa VRR dan konektivitas ini sumur injeksi dan produksi yang berdekatan dilakukan beberapa analisa *performance* produksi dan injeksinya. Analisa *performance* produksi injeksi tersebut dilakukan untuk mengetahui respon injeksi yang telah dilakukan pada sumur produksi disekitarnya. Analisa respon didasarkan pada analisa plot oil rate, *liquid rate*, water cut dan injection rate terhadap waktu. Respon terhadap injeksi tersebut dilihat dari kemiripan trend produksi liquid dan injeksi air.



Gambar 4.7 Konektifitas Sumur Injeksi W#108

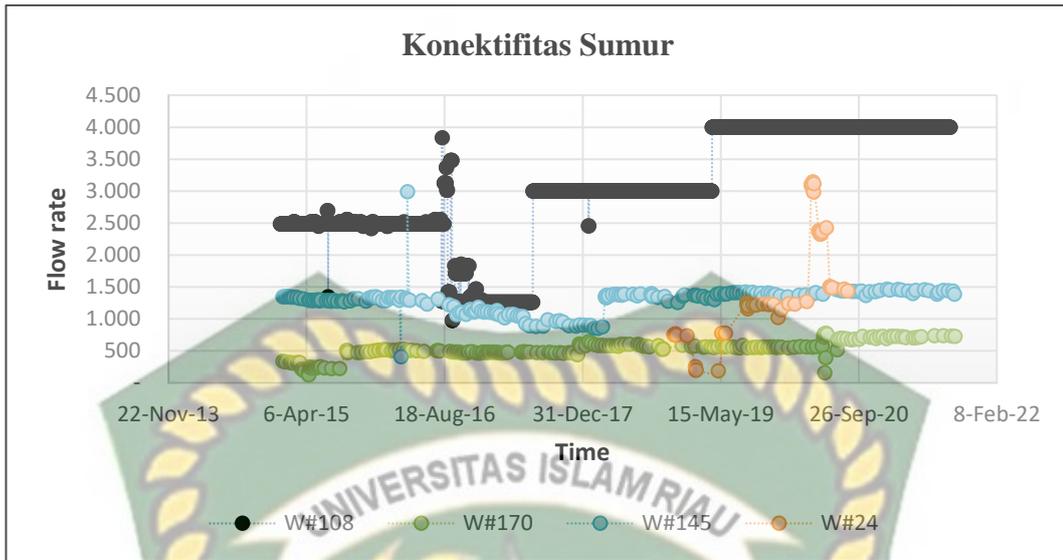
Pada **Gambar 4.7** merupakan rate injeksi dengan rate produksi. Tampak rentan awal injeksi berada pada 4.100 bwpd dan produksi rate didapatkan pula 4.300 bfpd. Pada awal tahun 2015 terlihat bahwa rate produksi bisa dikatakan tidak stabil. Di temukan pada kurva terjadi kenaikan bahkan sangat signifikan dan di temukan pula penurunan produksi yang juga sangat signifikan. Hingga pada

pertengahan tahun 2016 baru lah produksi tampak stabil pada rentang 4.000 – 4.500 bfpd.



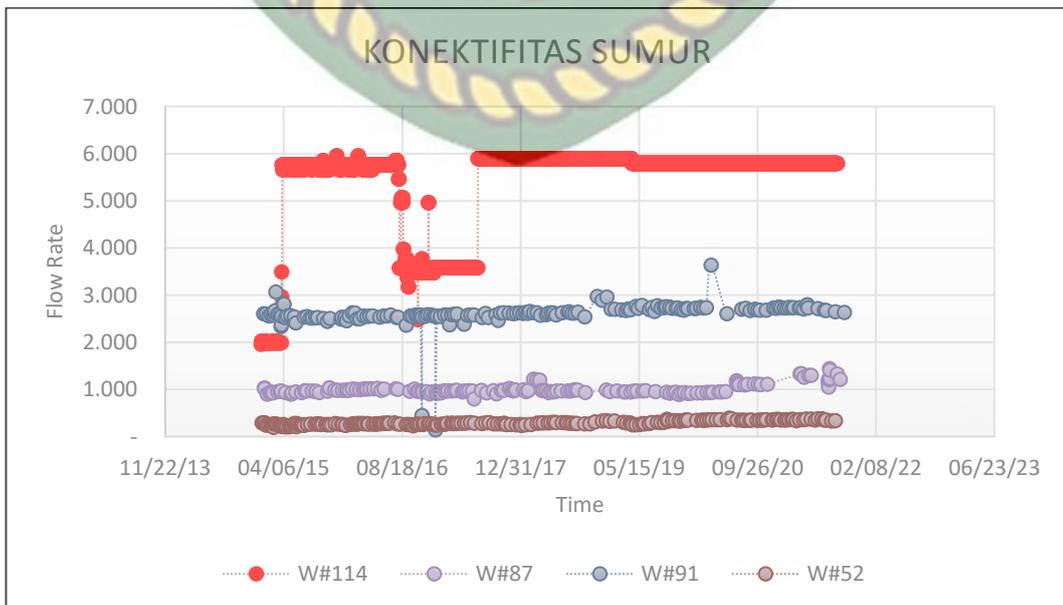
**Gambar 4.8** Inject Rate Sumur Injeksi

Pada **Gambar 4.8** merupakan grafik laju alir injeksi dari sumur injeksi diantaranya sumur injeksi W#108 & sumur injeksi W#114. Terlihat pada grafik tersebut adalah jumlah air yang diinjeksikan kedua sumur injeksi yaitu sumur W#108 & W#114. Dari nilai banyaknya air yang diinjeksikan maka sumur W#108 merupakan sumur dengan jumlah injeksi air terbanyak dibandingkan dengan sumur W#114. Hal tersebut dikarenakan untuk menjaga tekanan agar tetap sesuai pada kondisi yang diinginkan (*pressure maintenance*).



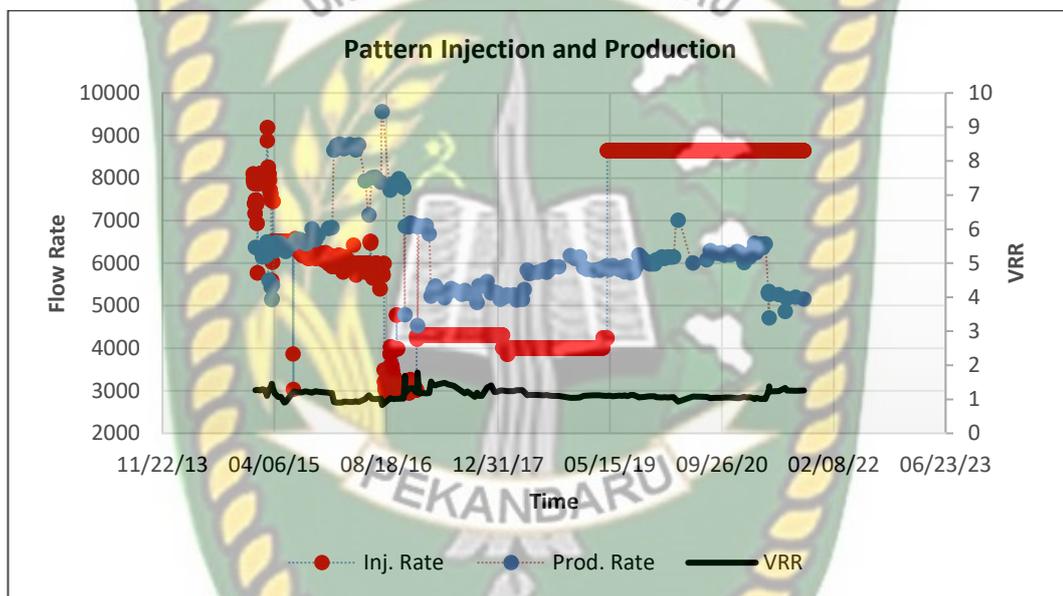
**Gambar 4.9** Konektifitas dari Sumur Injeksi W#108

Berdasarkan **Gambar 4.9** yang merupakan grafik sumur injeksi W#108 yang menargetkan langsung sumur produksi W#170, W#145 & W#24. Dari grafik tersebut menunjukkan bahwasannya setiap penginjeksian air bekisar antara 5.000 – 6.800 bwpd akan selalu menghasilkan minyak yang terproduksi berkisar antara 1.000 – 3.100 bopd. Hal tersebut dapat disimpulkan bahwasannya efektifitas dari penginjeksian dari sumur injeksi I1 dikatakan bagus, hal tersebut dibuktikan dengan respon sumur produksi terhadap adanya sumur produksi terlihat jelas dengan laju alir yang cukup konstan meskipun dalam grafik lama kelamaan terlihat melandai.



**Gambar 4.10** Konektifitas dari Sumur Injeksi W#114

Pada Gambar 4.10 merupakan kurva dari sumur injeksi 114 yang menargetkan langsung sumur produksi W#87, W#91 & W#52. Dari grafik tersebut menunjukkan bahwasannya setiap penginjeksian air bekisar antara 2.000 – 4.300 bwpd akan selalu menghasilkan minyak yang terproduksi berkisar antara 2.000 – 3.800 bopd. Hal tersebut dapat disimpulkan bahwasannya efektifitas dari penginjeksian dari sumur injeksi W#114 dikatakan bagus, hal tersebut dibuktikan dengan respon sumur produksi terhadap adanya sumur produksi terlihat jelas dengan laju alir yang cukup konstan meskipun dalam grafik lama kelamaan terlihat melandai.



**Gambar 4.11** VRR Lapangan Tampan

Pada **Gambar 4.26** merupakan grafik pattenrn Injeksi vs produksi & VRR. VRR (*Voidage Replacement Ratio*) adalah perbandingan antara volume fluida yang diinjeksikan dengan volume fluida yang diproduksi sehingga diketahui konektifitas sumur. Semakin nilai VRR mendekati 1, maka penginjeksian bisa dikatakan semakin efektif. Sedangkan jika nilai VRR lebih kecil dari 1, maka injeksi yang dilakukan belum dapat memberikan pengaruh yang besar bagi produktivitas sumursumur produksi. Maka dapat dijabarkan berdasarkan grafik diatas terlihat bahwa nilai VRR mencapai pada nilai 1. Maka dapat disimpulkan bahwasannya respon sumur produksi ketika diinjeksikan waterflood sangat baik serta terkoneksi dengan bagus pula.

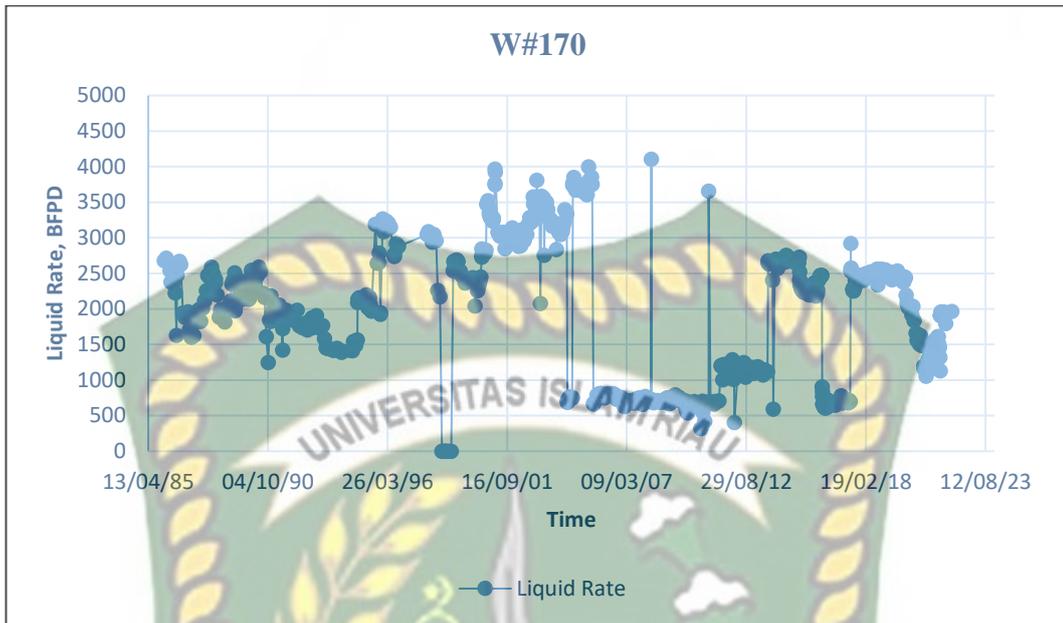
Berdasarkan hasil analisis data menggunakan data laju produksi minyak, laju produksi gross, injection volume, dan water cut, dengan periode waktu produksi maka didapatkan hasil bahwasannya sumur injeksi dan sumur produksi memiliki konektivitas yang bagus.

**Tabel 4.1** Analisa Konektivitas Sumur Injeksi

Sumur Injeksi	Sumur Produksi	Respon Waterflood		Keterangan
		Respon	Tidak respon	
W#108	W#170	Respon		Adanya kemiripan trend produksi liquid dan injeksi
	W#145	Respon		Adanya kemiripan trend produksi liquid dan injeksi
	W#24	Respon		Adanya kemiripan trend produksi liquid dan injeksi
W#114	W#87	Respon		Adanya kemiripan trend produksi liquid dan injeksi
	W#91	Respon		Adanya kemiripan trend produksi liquid dan injeksi
	W#52	Respon		Adanya kemiripan trend produksi liquid dan injeksi

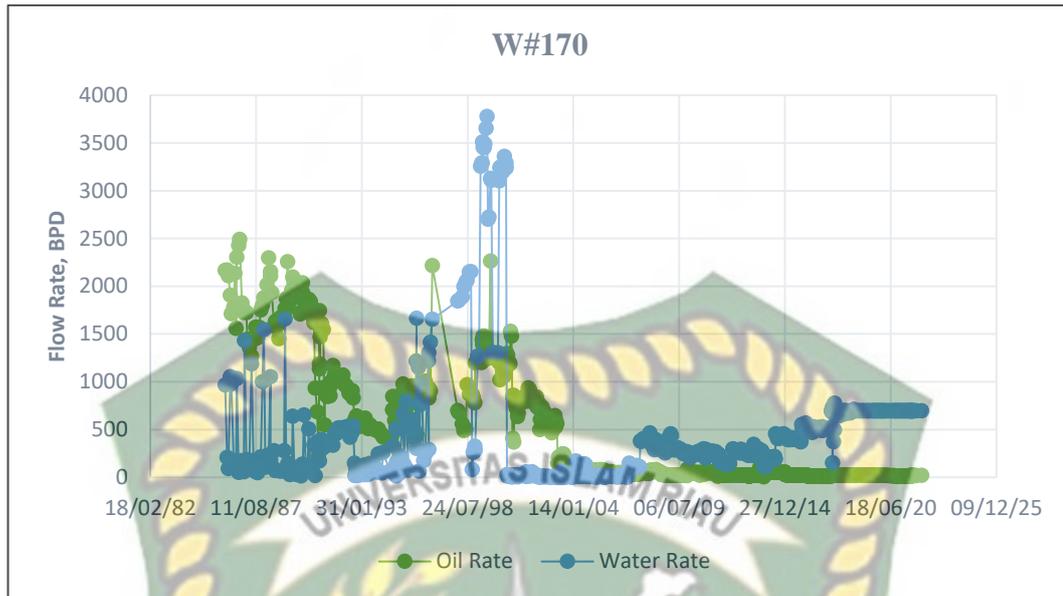
#### 4.3 Produktifitas Sumur Produksi Berdasarkan Perolehan Minyak

Produktifitas sumur produksi dapat dilihat dengan data produksi. Adapun tujuan pengamatan ini adalah untuk melihat sumur produksi mana yang lebih produktif memberikan laju alir minyak hingga kumulatif terbesar. Dalam kondisi lapangan hal ini sangat diperlukan dikarenakan untuk menjaga konsistensi sumur produksi memberikan produksi minyak perharinya dengan cara pengawasan/ surveillance.



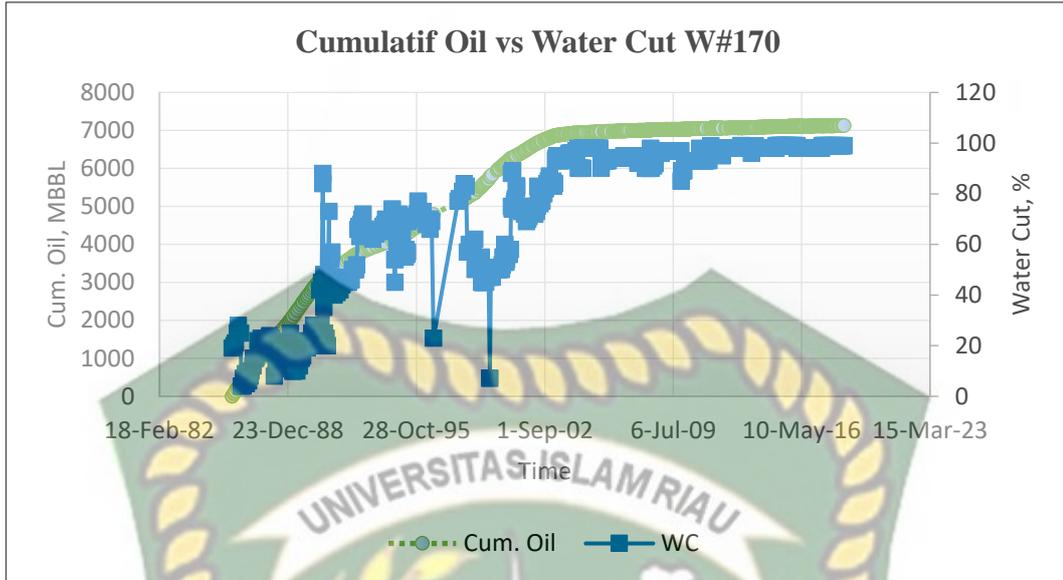
**Gambar 4.12** Liquid Rate Sumur W#170

Pada Gambar 4.12 merupakan kurva liquid rate pada sumur produksi W#170. Terlihat pada kurva tersebut di awala produksi dengan menggunakan tenaga dorong alami reservoir senilai 2.670 bfpd hingga pada 1992 mengalami penurunan diakibatkan hilangnya tekanan yang dikarenakan produksi terus menerus. Lalu pada tahun 1993 dilakukan injeksi air (waterflood) lalu terjadi kenaikan produksi maksimal mencapai 4110 bfpd. Hingga pada saat ini sumur produksi W#170 terus mengalami penurunan.



**Gambar 4.13** Oil Rate vs Water Rate Sumur W#170

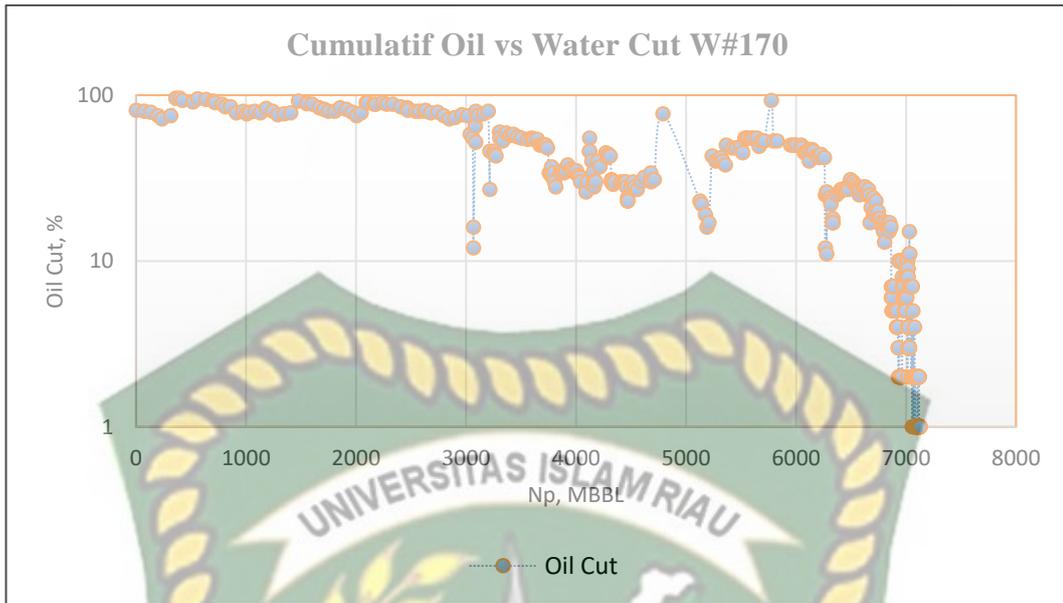
Pada gambar 4.13 merupakan kurva Oil Rate vs Water Rate Sumur W#170. Terlihat pada kurva tersebut bawasannya pada awal produksi dengan menggunakan tenaga alami reservoir tepatnya pada tahun 1986 produksi minyak mencapai 2500 bopd, hingga terjadi decline hingga tahun 1992 yaitu pada 332 bopd. Kemudian dengan kondisi ini pada tahun 1993 dilakukan injeksi air (waterflood) ketika diinjeksikan air (waterflood) produksi awal setelah dilakukannya waterflood naik hingga mencapai 1000 bopd. Lalu pada tahun 1999 terjadi kenaikan produksi maksimal mencapai 1.307 bopd hingga setelah itu terus menurun hingga saat ini.



**Gambar 4.14** Cum Oil vs WC Sumur W#170

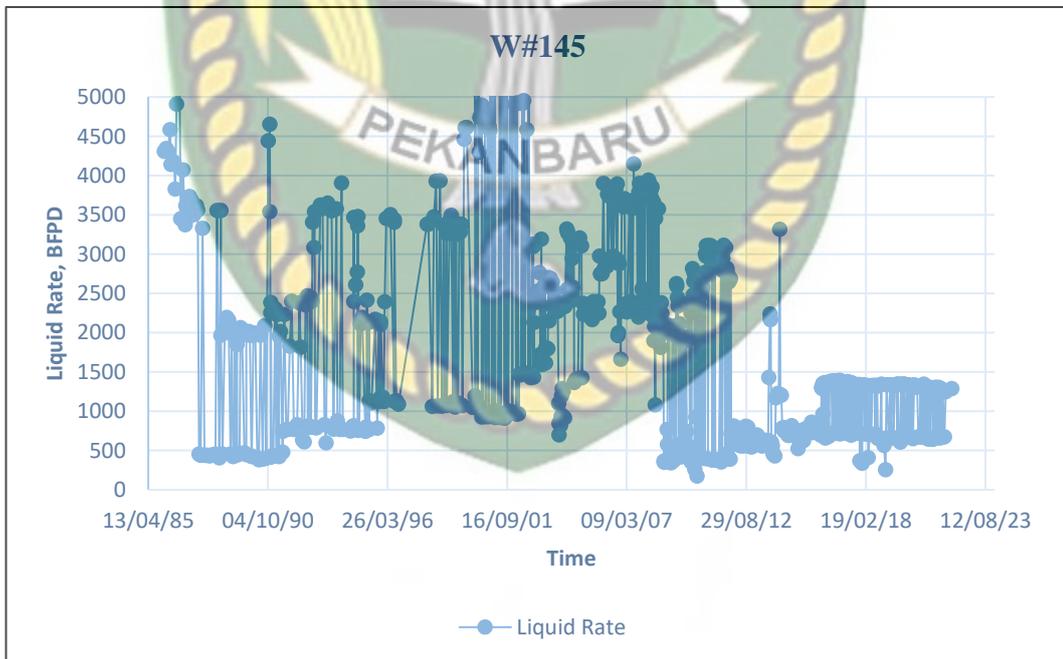
Pada Gambar 4.14 merupakan kurva kumulatif oil dan watercut pada sumur produksi W#170. Terlihat pada kurva tersebut kenaikan kumulatif dari tahun 1986 – 2002 ini cukup dikatakan trend lurus. Hal ini mengartikan bahwa sejak periode itu produksi minyak masih konstan dari 1.000 – 2500 bopd. Dan pada rentang tahun 2003 hingga saat ini kurva kumulatif menunjukkan trend mulai melandai hal tersebut dapat disimpulkan bahwa pada periode ini produksi minyak pada sumur produksi W#170 mengalami penurunan hingga produksi minyak berada pada rentang 50 – 500 bopd. Dan jumlah kumulatif minyak yang terdapat pada sumur W#170 adalah sebesar 7.127 mbbl.

Dan terlihat pula watercut pada sumur produksi W#170 pada awal produksi hanya sebesar 18%. Pada tahun 1986 – 2002 watercut tercatat pada rentang 21 – 85 %. Hingga pada saat ini watercut telah mencapai 99%



**Gambar 4.15** CUM Oil vs Oil Cut W#170

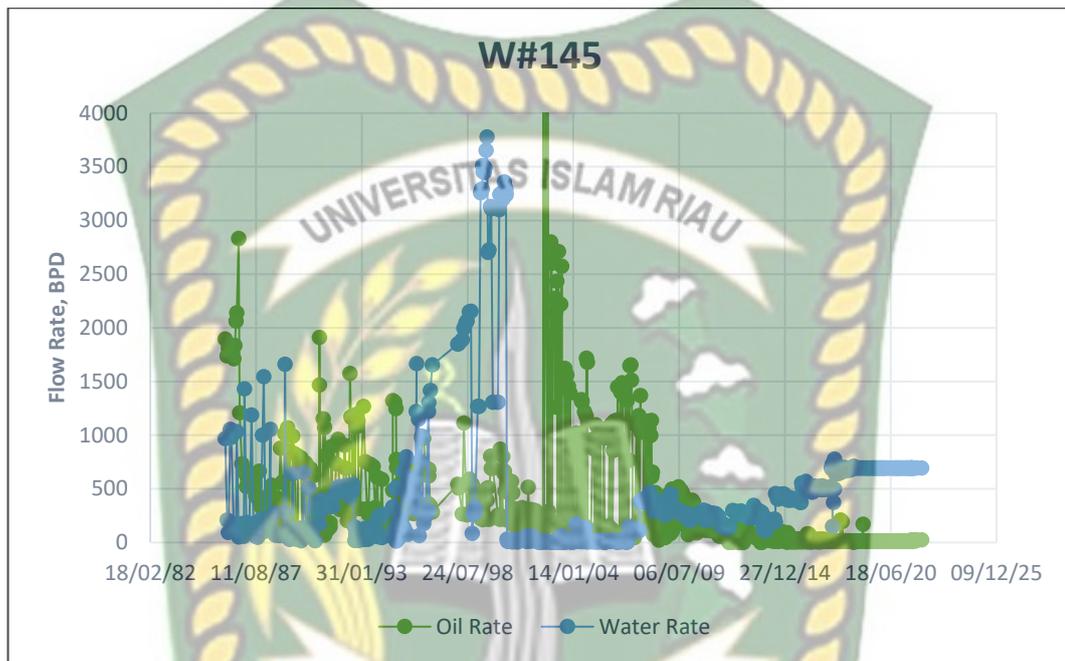
Pada gambar 4.15 merupakan kurva oil cut dan cum oil. Terlihat bahwa oil cut pada sumur produksi W#170 pada tahun 1986 - 2002 berada pada 79 - 15% hingga pada tahun 2003 hingga sekarang oilcut sebesar 1%



**Gambar 4.16** Liquid Rate W#145

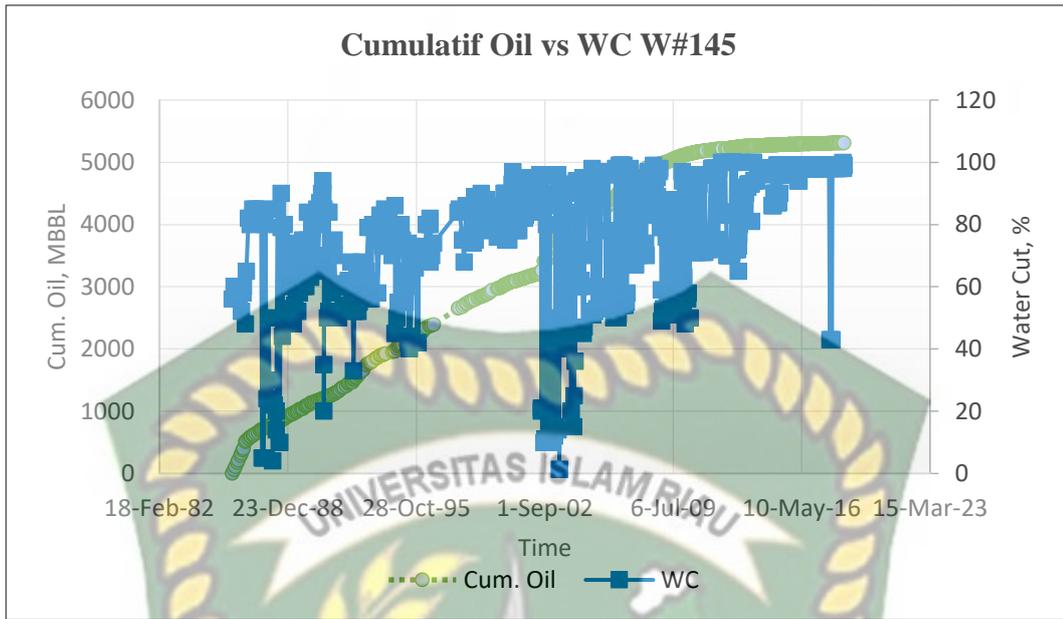
Pada Gambar 4.16 merupakan kurva liquid rate pada sumur produksi W#145. Terlihat pada kurva tersebut di awal produksi dengan menggunakan tenaga dorong alami reservoir senilai 4.970 bfpd hingga pada 1992 mengalami

penurunan diakibatkan hilangnya tekanan yang dikarenakan produksi terus menerus. Lalu pada tahun 1993 dilakukan injeksi air (waterflood) lalu terjadi kenaikan produksi maksimal mencapai 1900 bfpd. Hingga pada saat ini sumur produksi W#145 terus mengalami penurunan. Pada kurva ini juga menunjukkan bahwa produksi sumur W#145 mengalami naik turunnya fluida produksi.



**Gambar 4.17** Oil Rate vs Water Rate W#145

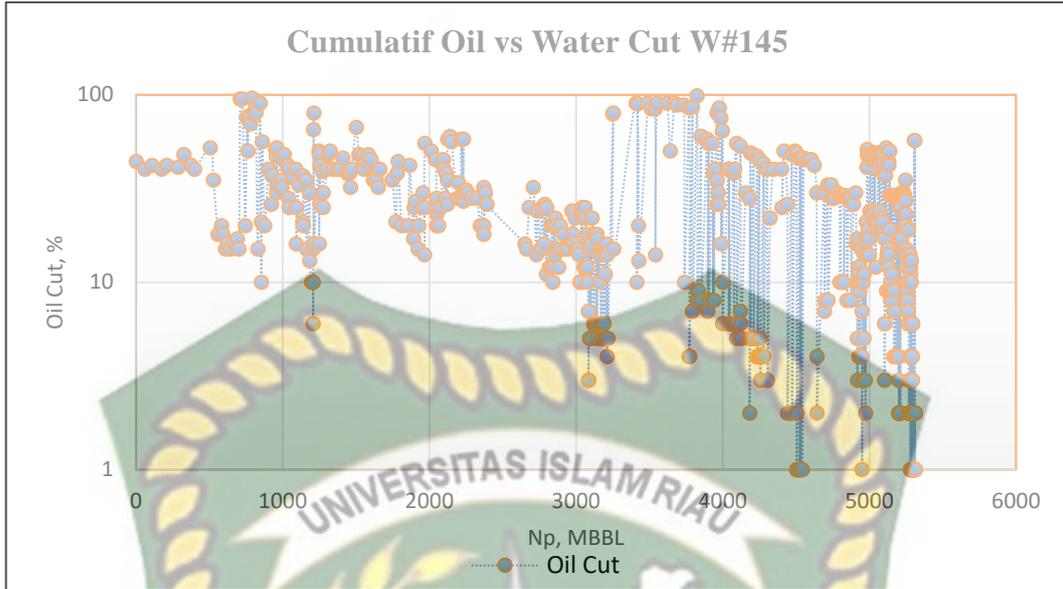
Pada gambar 4.17 merupakan kurva Oil Rate vs Water Rate Sumur Zrd#145. Terlihat pada kurva tersebut bawasannya pada awal produksi dengan menggunakan tenaga alami reservoir tepatnya pada tahun 1986 produksi minyak mencapai 2.832 bopd, hingga terjadi declin sehingga tahun 1992 yaitu pada 652 bopd. Kemudian dengan kondisi ini pada tahun 1993 dilakukan injeksi air (waterflood) ketika diinjeksikan air (waterflood) produksi awal setelah dilakukannya waterflood naik hingga mencapai 1000 bopd. Lalu pada tahun 1999 terjadi kenaikan produksi maksimal mencapai 4.000 bopd hingga setelah itu terus menurun hingga saat ini.



**Gambar 4.18** Cum vs Water Cut Sumur W#145

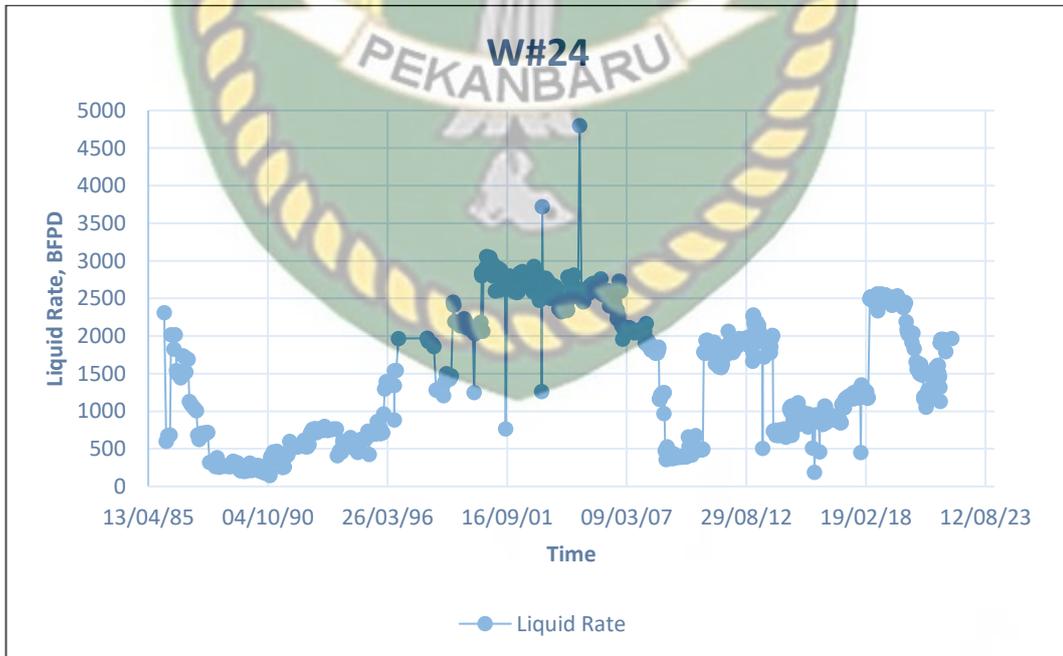
Pada Gambar 4.18 merupakan kurva cumulatif oil dan watercut pada sumur produksi W#145. Terlihat pada kurva tersebut kenaikan kumulatif dari tahun 1986 – 2009 ini cukup dikatakan trend lurus. Hal ini mengartikan bahwa sejak periode itu produksi minyak masih konstan dari 1.000 – 2500 bopd. Dan pada rentang tahun 2003 hingga saat ini kurva kumulatif menunjukkan trend mulai melandai hal tersebut dapat di simpulkan bahwa pada periode ini produksi minyak pada sumur produksi W#170 mengalami penurunan hingga produksi minyak berada pada rentang 50 – 500 bopd. Dan jumlah kumulatif minyak yang terdapat pada sumur W#145 adalah sebesar 5.313 mbbl.

Dan terlihat pula watercut pada sumur produksi W#145 pada awal produksi hanya sebesar 45%. Pada tahun 1986 – 2002 watercut tercatat pada rentang 45 – 85 %. Hingga pada saat ini watercut telah mencapai 99%



**Gambar 4.19** Cum Oil vs Water Cut Sumur W#145

Pada gambar 4.19 merupakan kurva oil cut dan cum oil. Terlihat bahwa oil cut pada sumur produksi W#145 pada tahun 1986 - 2002 berada pada 45 - 15% hingga pada tahun 2003 hingga sekarang oilcut sebesar 1%.



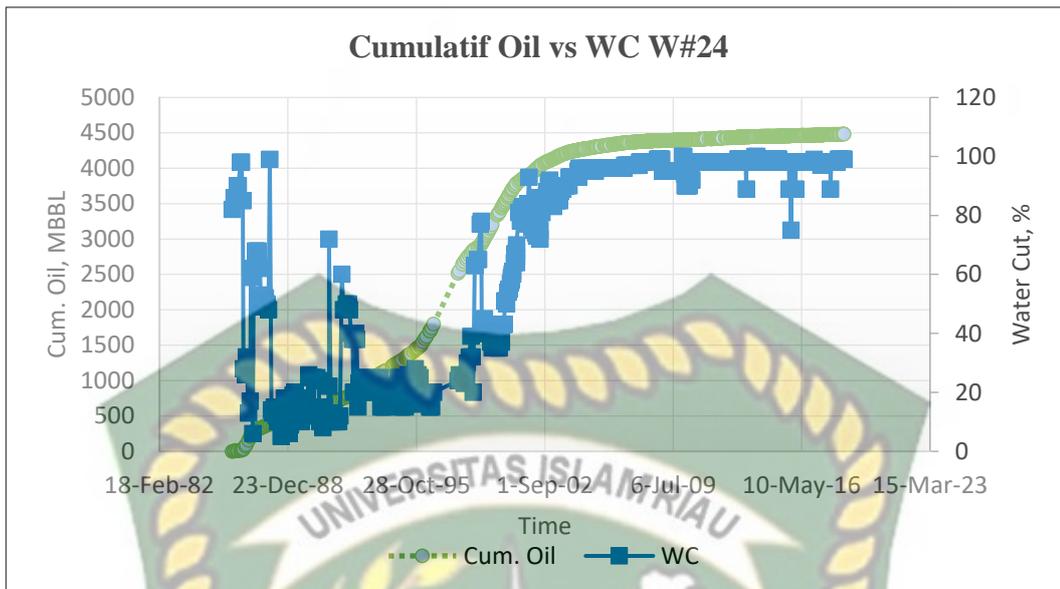
**Gambar 4.20** Liquid Rate Sumur W#24

Pada Gambar 4.20 merupakan kurva liquid rate pada sumur produksi W#24. Terlihat pada kurva tersebut di awala produksi dengan menggunakan tenaga dorong alami reservoir senilai 2.470 bfpd hingga pada 1992 mengalami penurunan diakibatkan hilangnya tekanan yang dikarenakan produksi terus menerus. Lalu pada tahun 1993 dilakukan injeksi air (waterflood) lalu terjadi kenaikan produksi maksimal mencapai 1.965 bfpd. Hingga pada saat ini sumur produksi W#24 terus mengalami penurunan.



**Gambar 4.21** Oil Rate vs Water Rate W#24

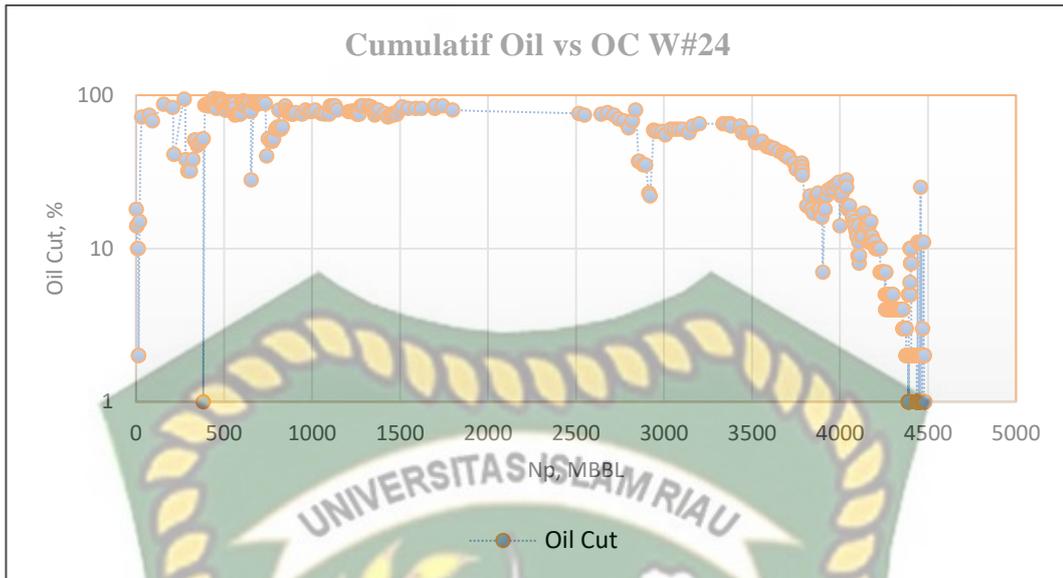
Pada gambar 4.21 merupakan kurva Oil Rate vs Water Rate Sumur W#24. Terlihat pada kurva tersebut bawasannya pada awal produksi dengan menggunakan tenaga alami reservoir tepatnya pada tahun 1986 produksi minyak mencapai 966 bopd, hingga terjadi decline hingga tahun 1992 yaitu pada 133 bopd. Kemudian dengan kondisi ini pada tahun 1993 dilakukan injeksi air (waterflood) ketika diinjeksikan air (waterflood) produksi awal setelah dilakukannya waterflood naik hingga mencapai 991 bopd. Lalu pada tahun 1999 terjadi kenaikan produksi maksimal mencapai 1.655 bopd hingga setelah itu terus menurun hingga saat ini.



**Gambar 4.22** Cum Oil vs Water Cut Sumur W#24

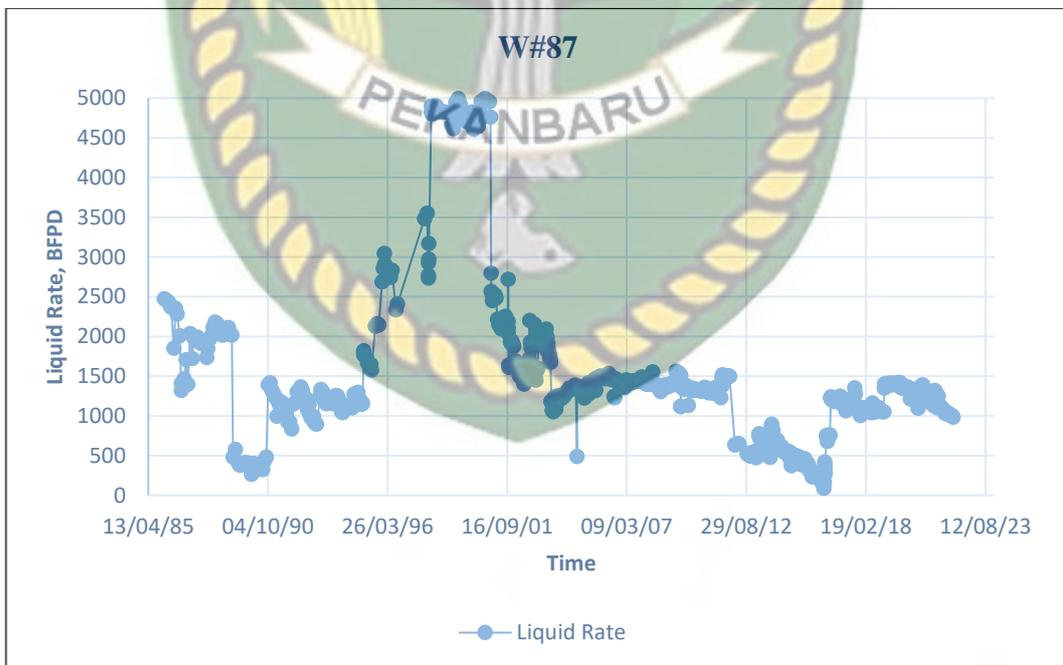
Pada Gambar 4.22 merupakan kurva cumulatif oil dan watercut pada sumur produksi W#24. Terlihat pada kurva tersebut kenaikan kumulatif dari tahun 1986 – 2002 ini cukup dikatakan trand lurus. Hal ini mengartikan bahwa sejakperiode itu produksi minyak masih konstan dari 1.000 – 2500 bopd. Dan pada rentang tahun 2003 hingga saat ini kurva kumulatif menunjukkan trand mulai melandai hal tersebut dapat di simpulkan bahwa pada periode ini produksi minyak pada sumur produksi W#24 mengalami penurunan hingga produksi minyak berada pada rentang 50 – 500 bopd. Dan jumlah kumulatif minyak yang terdapat pada sumur W#24 adalah sebesar 6.327 mbbl.

Dan terlihat pula watercut pada sumur produksi W#24 pada awal produksi hanya sebesar 18%. Pada tahun 1986 – 2002 watercut tercatat pada rentang 21 – 85 %. Hingga pada saat ini watercut telah mencapai 99%



**Gambar 4.23** Cum Oil vs Oil Cut Sumur W#24

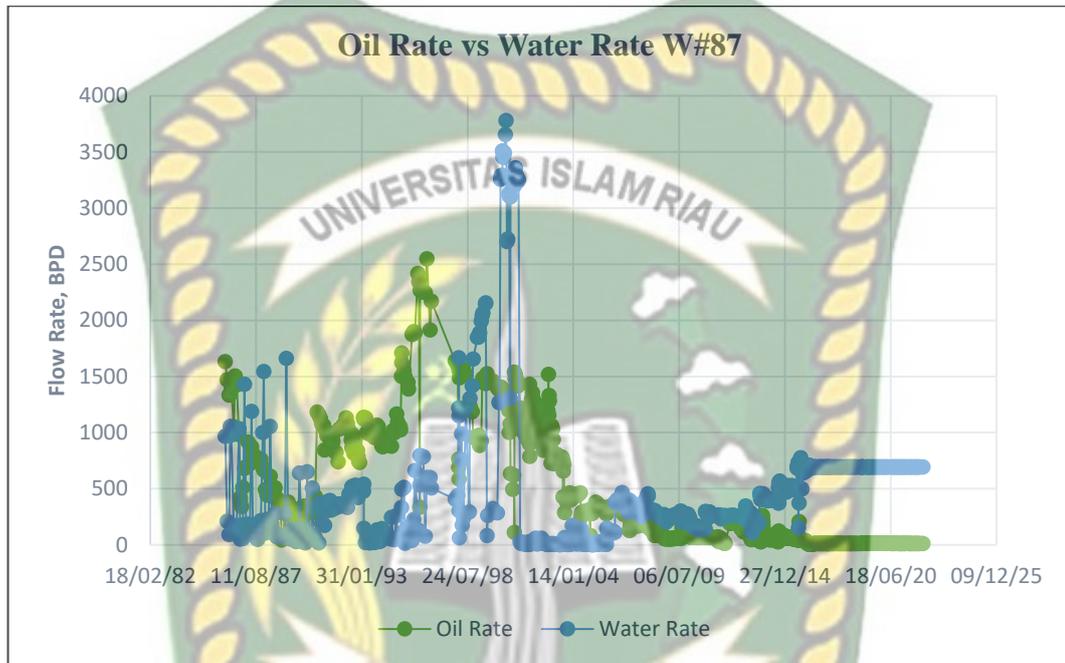
Pada gambar 4.23 merupakan kurva oil cut dan cum oil. Terlihat bahwa oil cut pada sumur produksi W#24 pada tahun 1986 - 2002 berada pada 79 - 15% hingga pada tahun 2003 hingga sekarang oilcut sebesar 1%



**Gambar 4.24** Liquid Rate Sumur W#87

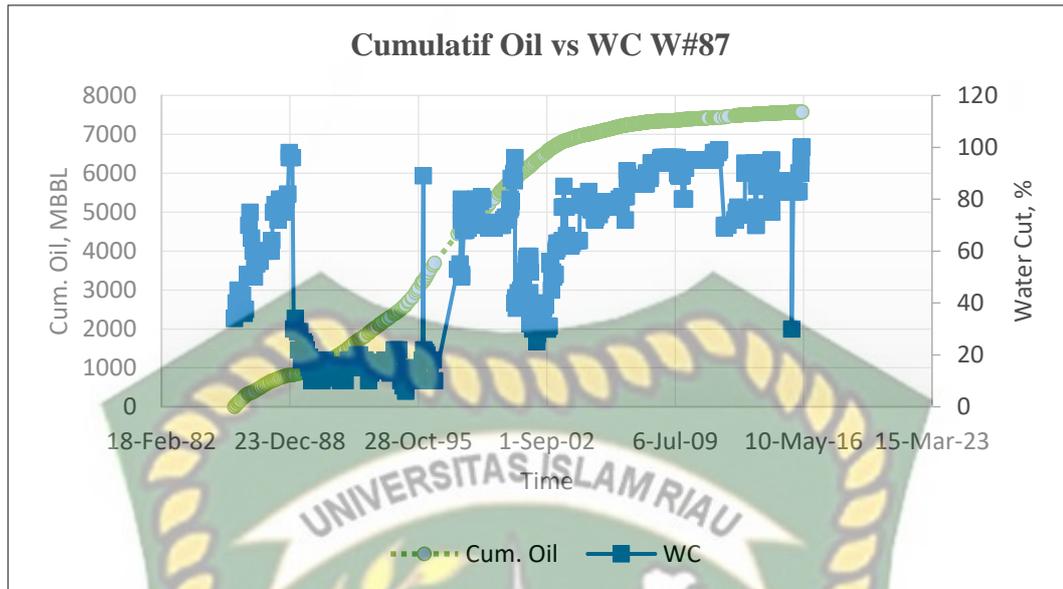
Pada Gambar 4.24 merupakan kurva liquid rate pada sumur produksi W#87. Terlihat pada kurva tersebut di awal produksi dengan menggunakan tenaga

dorong alami reservoir senilai 2.550 bfpd hingga pada 1992 mengalami penurunan diakibatkan hilangnya tekanan yang dikarenakan produksi terus menerus. Lalu pada tahun 1993 dilakukan injeksi air (waterflood) lalu terjadi kenaikan produksi maksimal mencapai 5000 bfpd. Hingga pada saat ini sumur produksi W#87 terus mengalami penurunan.



**Gambar 4.25** Oil Rate vs Water Rate W#87

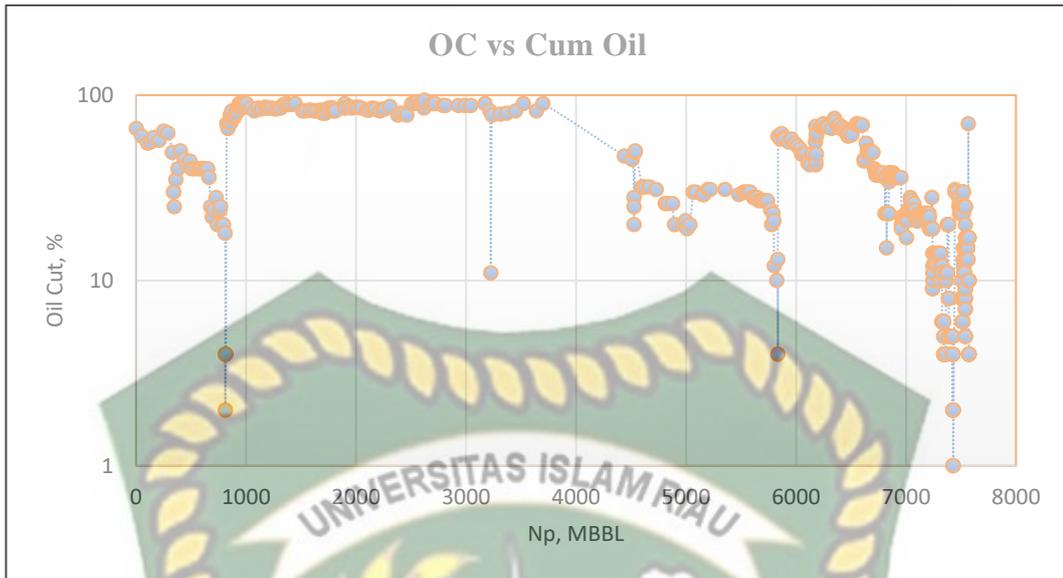
Pada Gambar 4.25 merupakan kurva liquid rate pada sumur produksi W#87. Terlihat pada kurva tersebut di awal produksi dengan menggunakan tenaga dorong alami reservoir senilai 1.631 bfpd hingga pada 1992 mengalami penurunan diakibatkan hilangnya tekanan yang dikarenakan produksi terus menerus. Lalu pada tahun 1993 dilakukan injeksi air (waterflood) lalu terjadi kenaikan produksi maksimal mencapai 2.549 bfpd. Hingga pada saat ini sumur produksi W#170 terus mengalami penurunan.



**Gambar 4.26** Cum Oil vs Water Cut Zrd#87

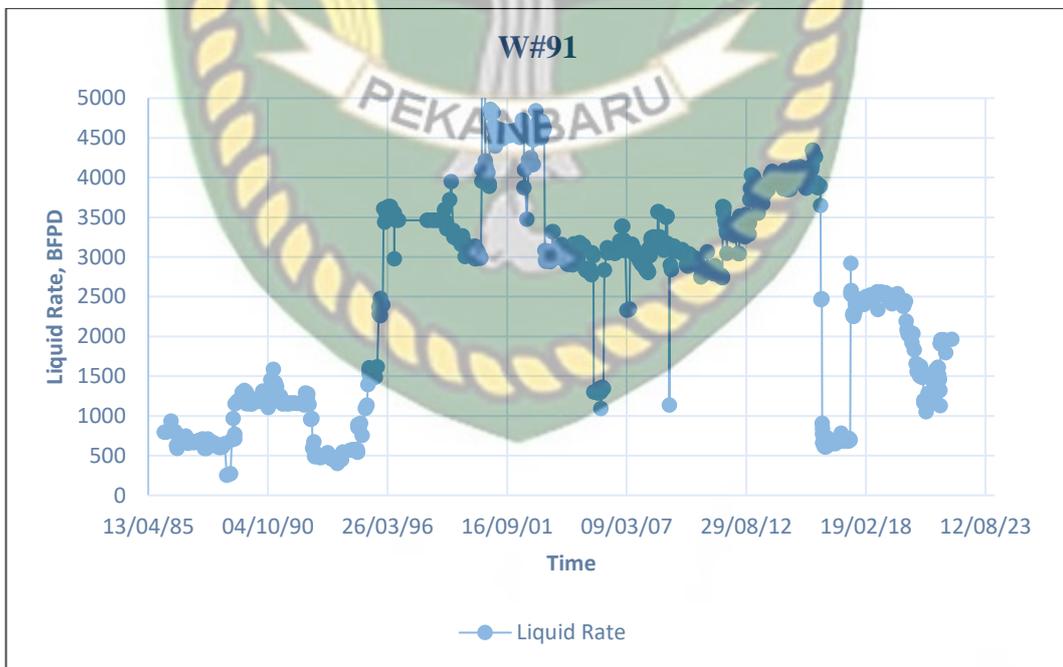
Pada Gambar 4.26 merupakan kurva cumulatif oil dan watercut pada sumur produksi W#87. Terlihat pada kurva tersebut kenaikan kumulatif dari tahun 1986 – 2002 ini cukup dikatakan trend lurus. Hal ini mengartikan bahwa sejak periode itu produksi minyak masih konstan dari 1.000 – 2500 bopd. Dan pada rentang tahun 2003 hingga saat ini kurva kumulatif menunjukkan trend mulai melandai hal tersebut dapat disimpulkan bahwa pada periode ini produksi minyak pada sumur produksi W#87 mengalami penurunan hingga produksi minyak berada pada rentang 50 – 500 bopd. Dan jumlah kumulatif minyak yang terdapat pada sumur W#87 adalah sebesar 7.572 mbbl.

Dan terlihat pula watercut pada sumur produksi W#87 pada awal produksi hanya sebesar 18%. Pada tahun 1986 – 2002 watercut tercatat pada rentang 21 – 85 %. Hingga pada saat ini watercut telah mencapai 99%.



**Gambar 4.27** Oil Cut vs Cum Oil Sumur W#87

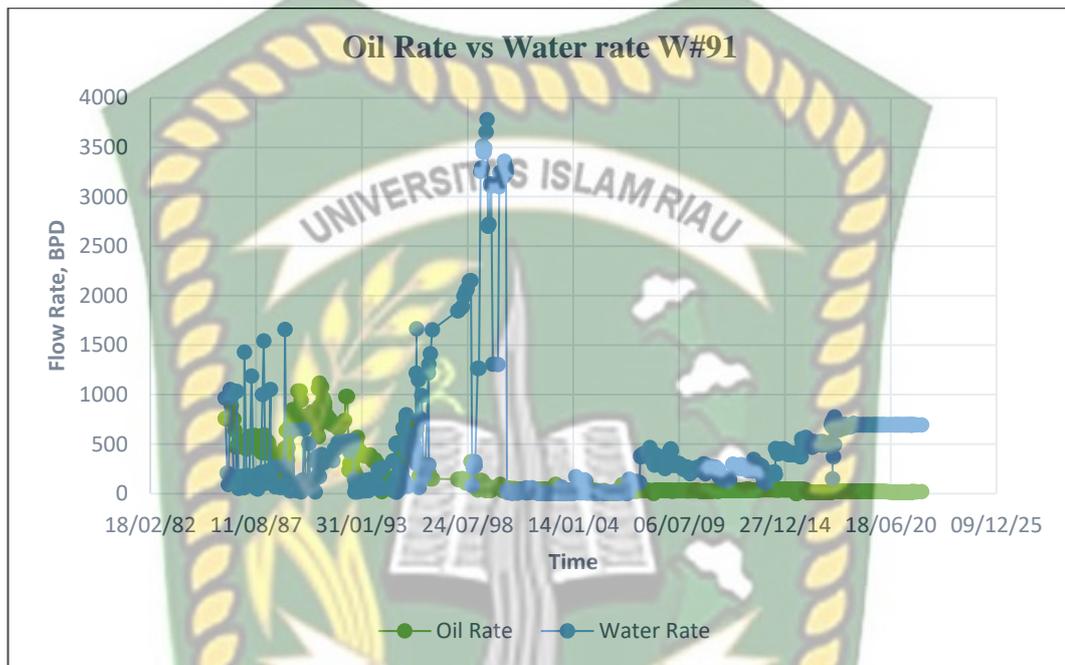
Pada gambar 4.27 merupakan kurva oil cut dan cum oil. Terlihat bahwa oil cut pada sumur produksi W#87 pada tahun 1986 - 2002 berada pada 79 - 15% hingga pada tahun 2003 hingga sekarang oilcut sebesar 1%.



**Gambar 4.28** Liquid Rate Sumur W#91

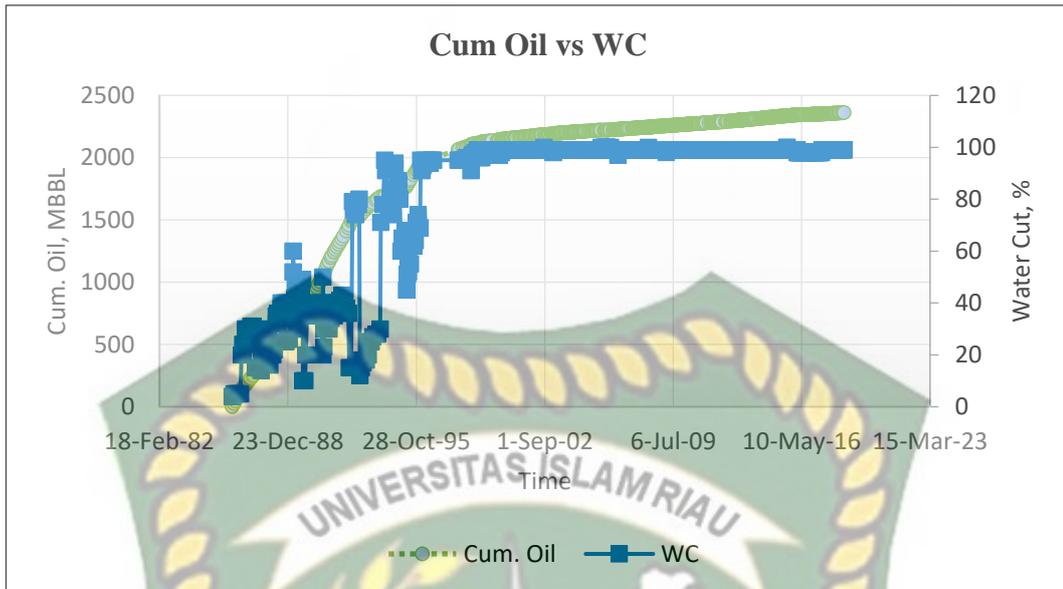
Pada Gambar 4.28 merupakan kurva liquid rate pada sumur produksi W#91. Terlihat pada kurva tersebut di awala produksi dengan menggunakan tenaga

dorong alami reservoir senilai 1.584 bfpd hingga pada 1992 mengalami penurunan diakibatkan hilangnya tekanan yang dikarenakan produksi terus menerus. Lalu pada tahun 1993 dilakukan injeksi air (waterflood) lalu terjadi kenaikan produksi maksimal mencapai 4.818 bfpd. Hingga pada saat ini sumur produksi W#91 terus mengalami penurunan.



**Gambar 4.29** Oil Rate vs Water Rate Sumur W#91

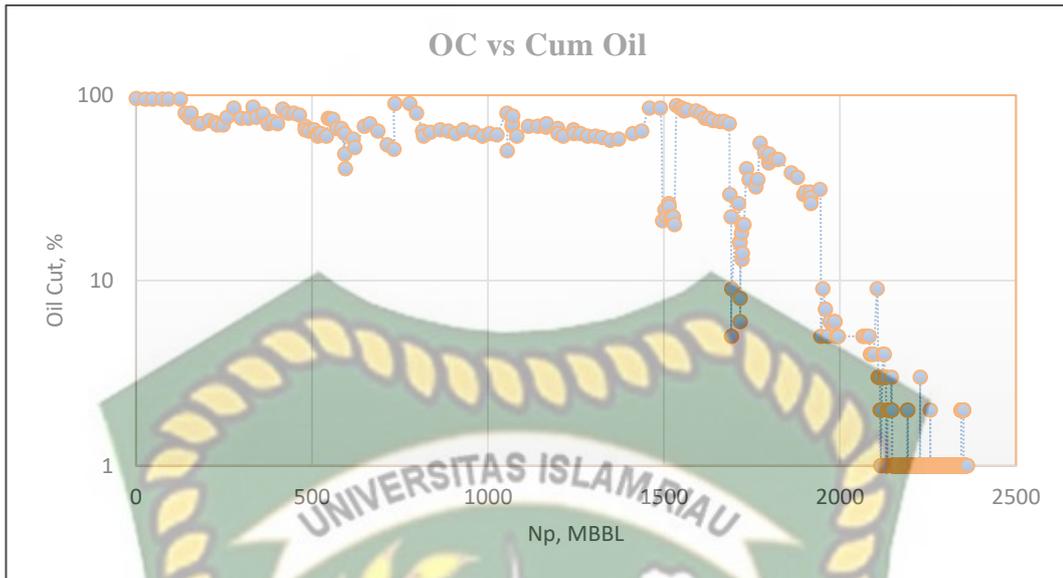
Pada gambar 4.29 merupakan kurva Oil Rate vs Water Rate Sumur W#91. Terlihat pada kurva tersebut bawasannya pada awal produksi dengan menggunakan tenaga alami reservoir tepatnya pada tahun 1986 produksi minyak mencapai 933 bopd, hingga terjadi declin sehingga tahun 1992 yaitu pada 332 bopd. Kemudian dengan kondisi ini pada tahun 1993 dilakukan injeksi air (waterflood) ketika diinjeksikan air (waterflood) produksi awal setelah dilakukannya waterflood naik hingga mencapai 1077 bopd. Lalu pada tahun 1999 terjadi kenaikan produksi maksimal mencapai 1.207 bopd hingga setelah itu terus menurun hingga saat ini.



**Gambar 4.30** Cum Oil vs Water Cut Sumur W#91

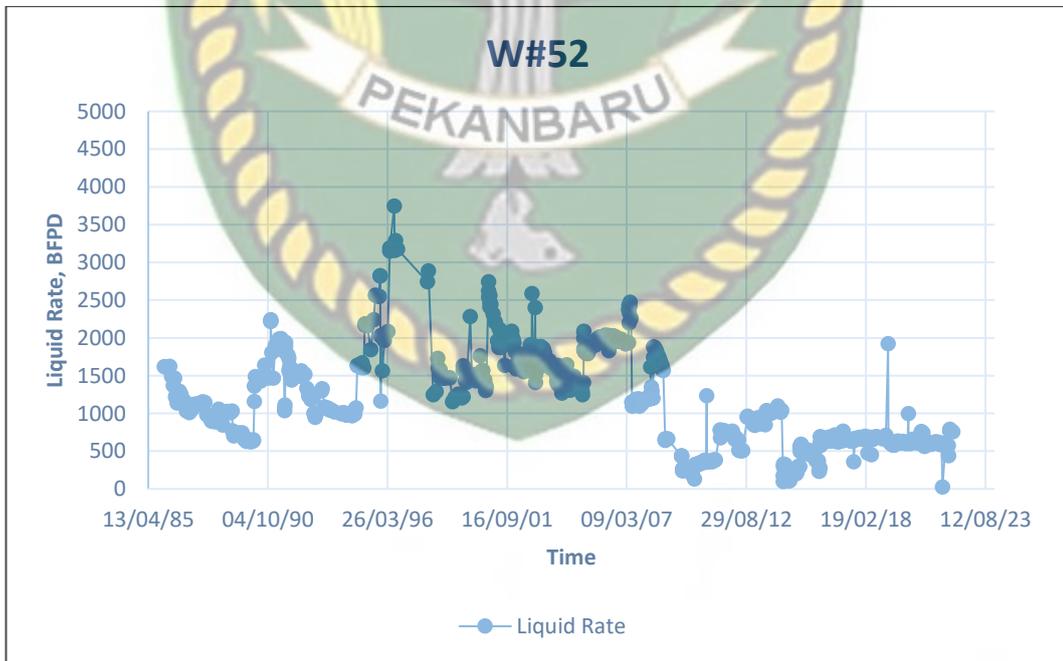
Pada Gambar 4.30 merupakan kurva kumulatif oil dan watercut pada sumur produksi W#91. Terlihat pada kurva tersebut kenaikan kumulatif dari tahun 1986 – 2002 ini cukup dikatakan trend lurus. Hal ini mengartikan bahwa sejak periode itu produksi minyak masih konstan dari 1.000 – 2500 bopd. Dan pada rentang tahun 2003 hingga saat ini kurva kumulatif menunjukkan trend mulai melandai hal tersebut dapat disimpulkan bahwa pada periode ini produksi minyak pada sumur produksi W#91 mengalami penurunan hingga produksi minyak berada pada rentang 50 – 500 bopd. Dan jumlah kumulatif minyak yang terdapat pada sumur W#91 adalah sebesar 2.361 mbbl.

Dan terlihat pula watercut pada sumur produksi W#91 pada awal produksi hanya sebesar 18%. Pada tahun 1986 – 2002 watercut tercatat pada rentang 21 – 85 %. Hingga pada saat ini watercut telah mencapai 99%



**Gambar 4.31** Oil Cut vs Cum Oil Sumur W#91

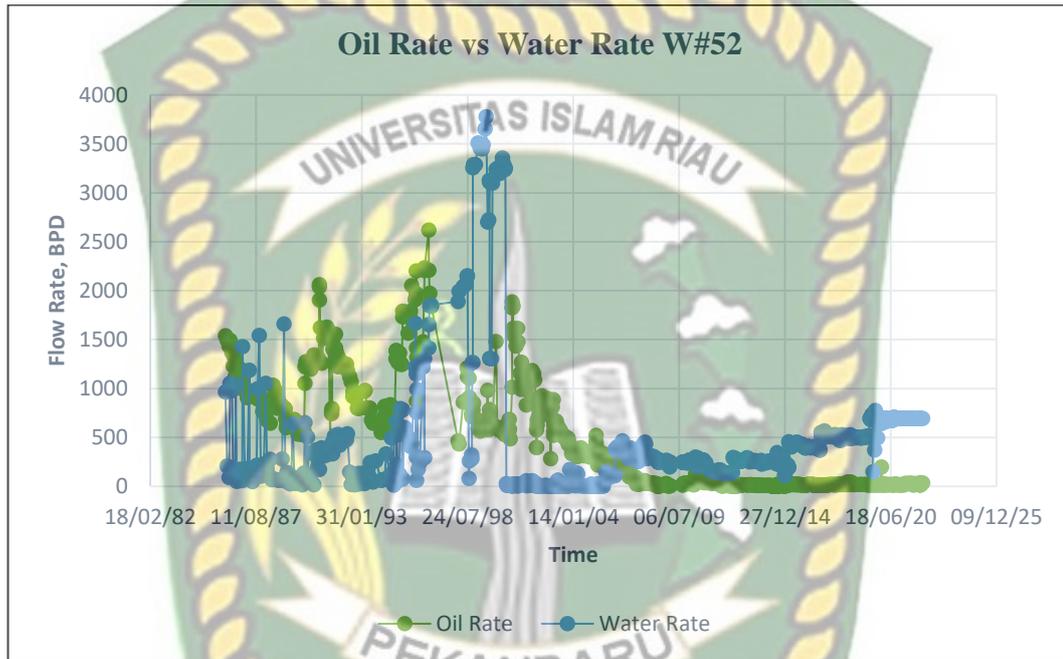
Pada gambar 4.31 merupakan kurva oil cut dan cum oil. Terlihat bahwa oil cut pada sumur produksi W#91 pada tahun 1986 - 2002 berada pada 79 - 15% hingga pada tahun 2003 hingga sekarang oilcut sebesar 1%



**Gambar 4.32** Liquid Rate Sumur W#52

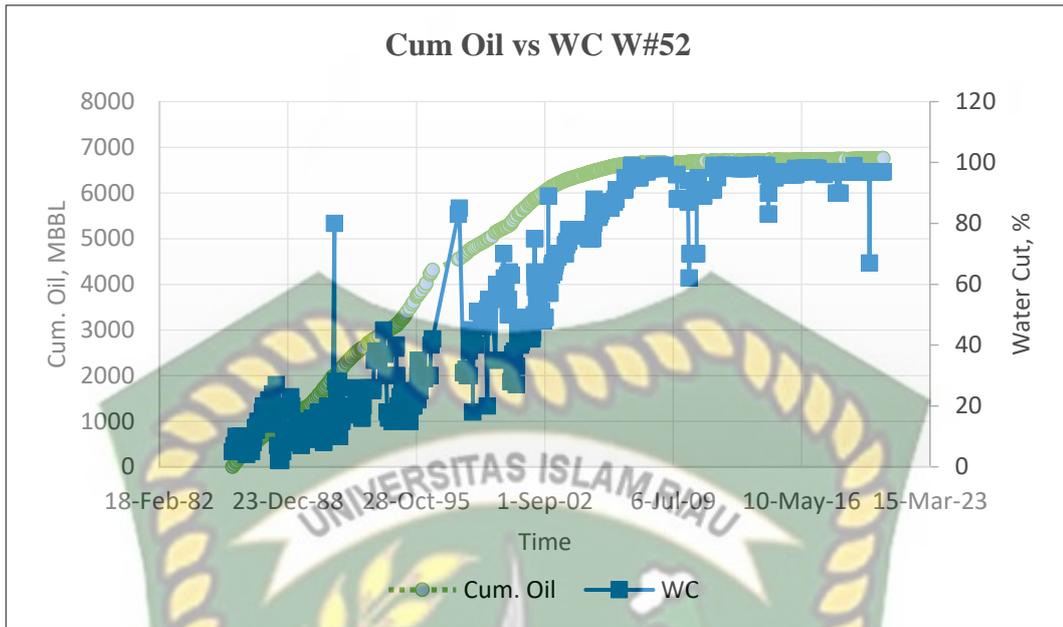
Pada Gambar 4.32 merupakan kurva liquid rate pada sumur produksi W#52. Terlihat pada kurva tersebut di awal produksi dengan menggunakan tenaga

dorong alami reservoir senilai 1.624 bfpd hingga pada 1992 mengalami penurunan diakibatkan hilangnya tekanan yang dikarenakan produksi terus menerus. Lalu pada tahun 1993 dilakukan injeksi air (waterflood) lalu terjadi kenaikan produksi maksimal mencapai 3744 bfpd. Hingga pada saat ini sumur produksi W#52 terus mengalami penurunan.



**Gambar 4.33** Oil Rate vs Water Rate Sumur W#52

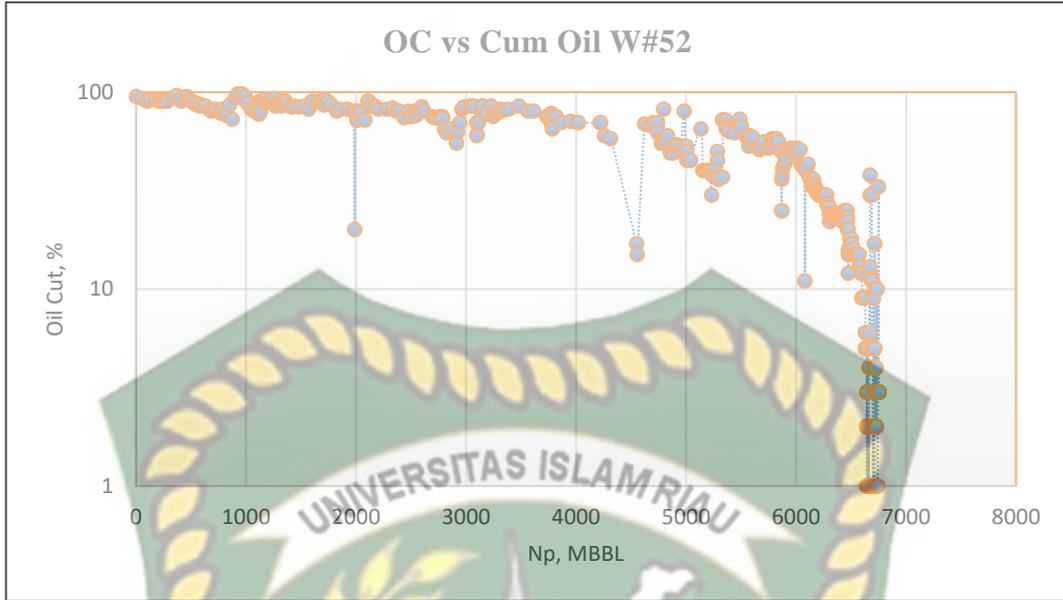
Pada gambar 4.33 merupakan kurva Oil Rate vs Water Rate Sumur W#52. Terlihat pada kurva tersebut bahwasannya pada awal produksi dengan menggunakan tenaga alami reservoir tepatnya pada tahun 1986 produksi minyak mencapai 1539 bopd, hingga terjadi decline hingga tahun 1992 yaitu pada 506 bopd. Kemudian dengan kondisi ini pada tahun 1993 dilakukan injeksi air (waterflood) ketika diinjeksikan air (waterflood) produksi awal setelah dilakukannya waterflood naik hingga mencapai 1666 bopd. Lalu pada tahun 1999 terjadi kenaikan produksi maksimal mencapai 2621 bopd hingga setelah itu terus menurun hingga saat ini.



**Gambar 4.34** Cum Oil vs Water Cut Sumur W#52

Pada Gambar 4.34 merupakan kurva kumulatif oil dan watercut pada sumur produksi W#52. Terlihat pada kurva tersebut kenaikan kumulatif dari tahun 1986 – 2002 ini cukup dikatakan trend lurus. Hal ini mengartikan bahwa sejak periode itu produksi minyak masih konstan dari 1.000 – 2500 bopd. Dan pada rentang tahun 2003 hingga saat ini kurva kumulatif menunjukkan trend mulai melandai hal tersebut dapat disimpulkan bahwa pada periode ini produksi minyak pada sumur produksi W#52 mengalami penurunan hingga produksi minyak berada pada rentang 50 – 500 bopd. Dan jumlah kumulatif minyak yang terdapat pada sumur W#52 adalah sebesar 6.756 mbbl.

Dan terlihat pula watercut pada sumur produksi W#52 pada awal produksi hanya sebesar 18%. Pada tahun 1986 – 2002 watercut tercatat pada rentang 21 – 85 %. Hingga pada saat ini watercut telah mencapai 99%



**Gambar 4.35** Oil Cut vs Cum Oil Sumur W#52

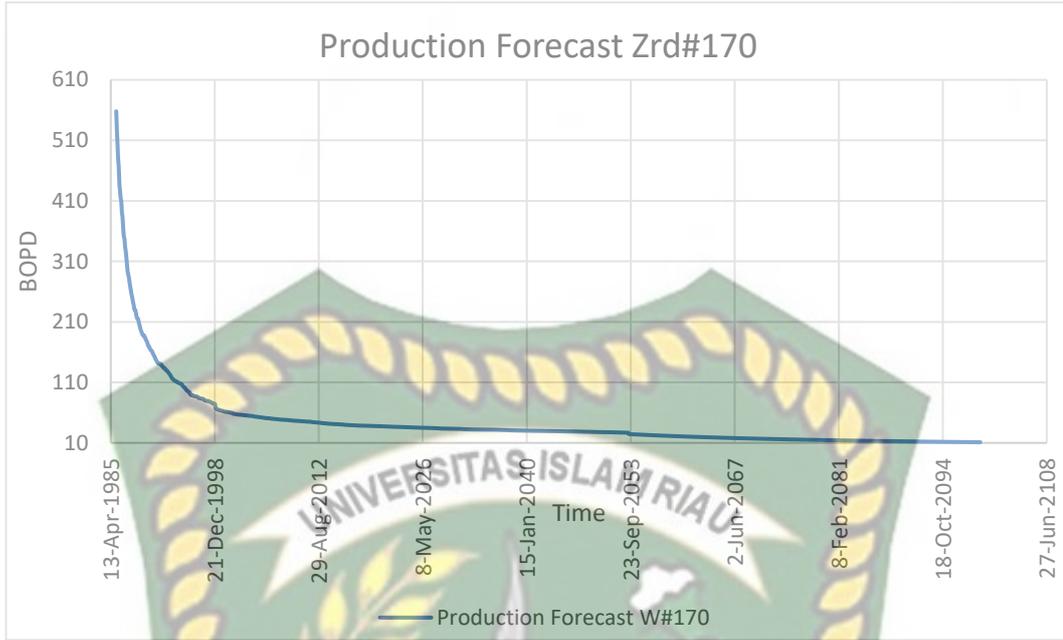
Pada gambar 4.35 merupakan kurva oil cut dan cum oil. Terlihat bahwa oil cut pada sumur produksi W#52 pada tahun 1986 - 2002 berada pada 79 - 15% hingga pada tahun 2003 hingga sekarang oilcut sebesar 1%

**Tabel 4.1** Produktifitas sumur produksi

Sumur Produksi	Cumulatif Oil Terproduksi
W#170	7.127 MBBL
W#145	5.313 MBBL
W#24	6.327 MBBL
W#87	7.572 MBBL
W#91	2.361 MBBL
W#52	6.756 MBBL

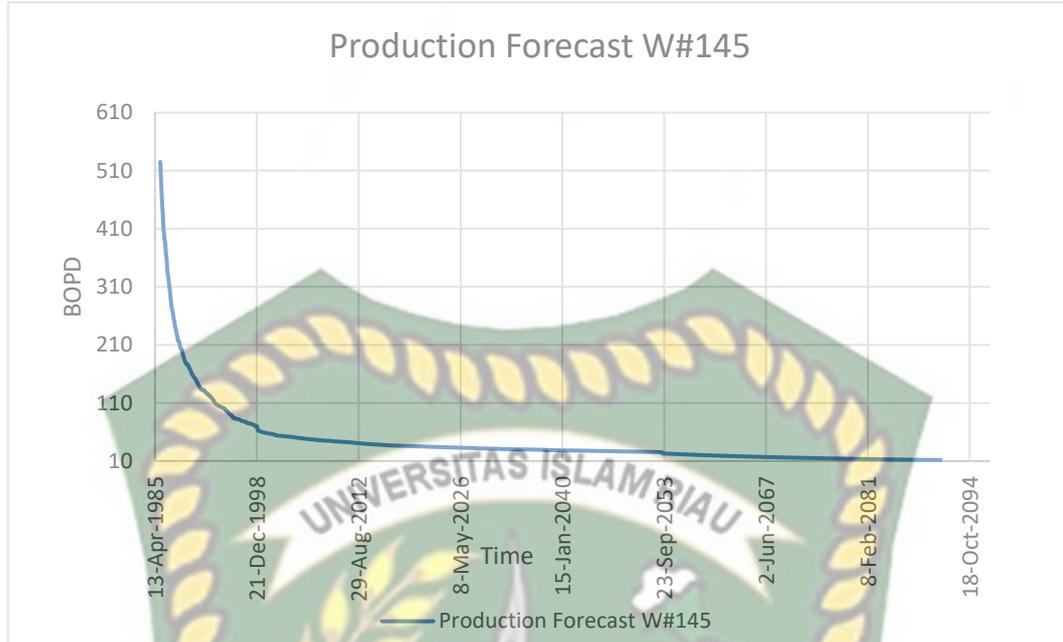
#### 4.4 Analisis Potensi Produksi di Masa Depan

Analisis potensi produksi minyak dimasa depan pada penelitian kali ini menggunakan metode *Decline Curve Analysis*. Pada tahap ini peneliti mencoba melakukan analisis pada setiap sumur produksi agar didapatkan hasil yang lebih efisien. Berikut adalah hasil dari analisis data produksi pada masing – masing sumur produksi.



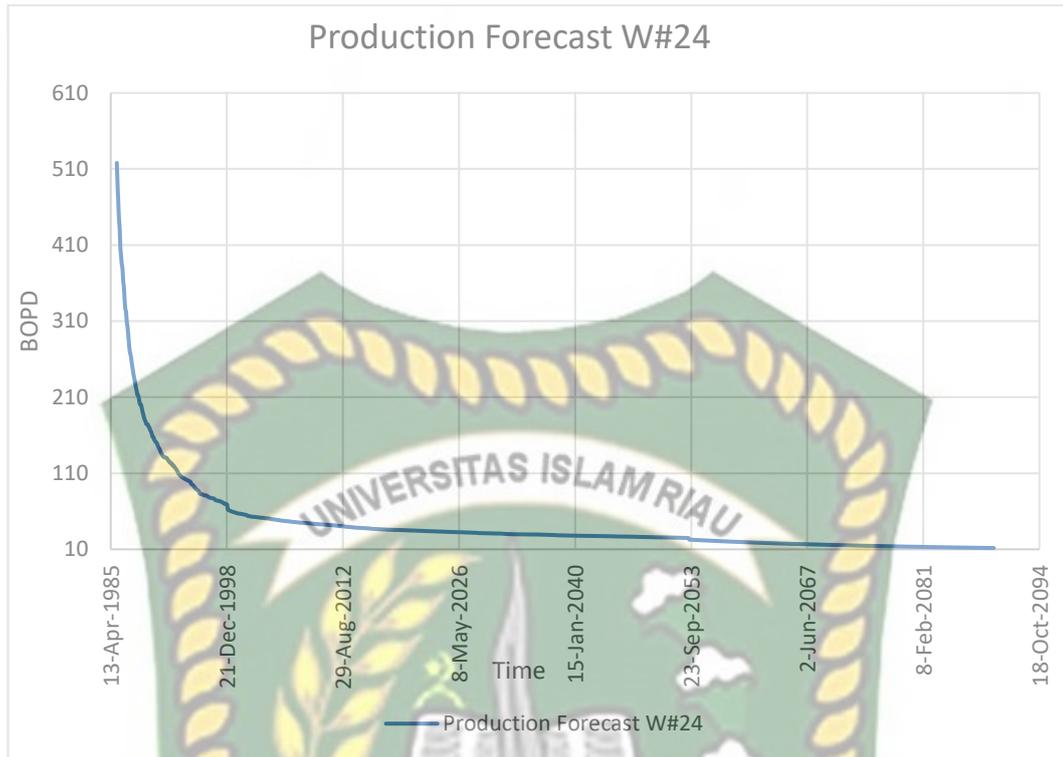
**Gambar 4.36** Decline Curve Analysis Sumur W#170

Pada gambar 4.36 merupakan production forecast pada sumur produksi W#170. Pada kurva decline analisis ini menggunakan type hiperbolik. Pada grafik tersebut juga tampak penurunan yang cukup signifikan itu terjadi pada tahun 1986 – 1998. Hingga terus melandai hingga mencapai economic limit yaitu 10 bopd pada tahun 2099. Hal tersebut memberikan kesimpulan bahwa untuk mencapai waktu economic limit atau sudah tidak layak untuk berproduksi itu terjadi pada tahun 2099.



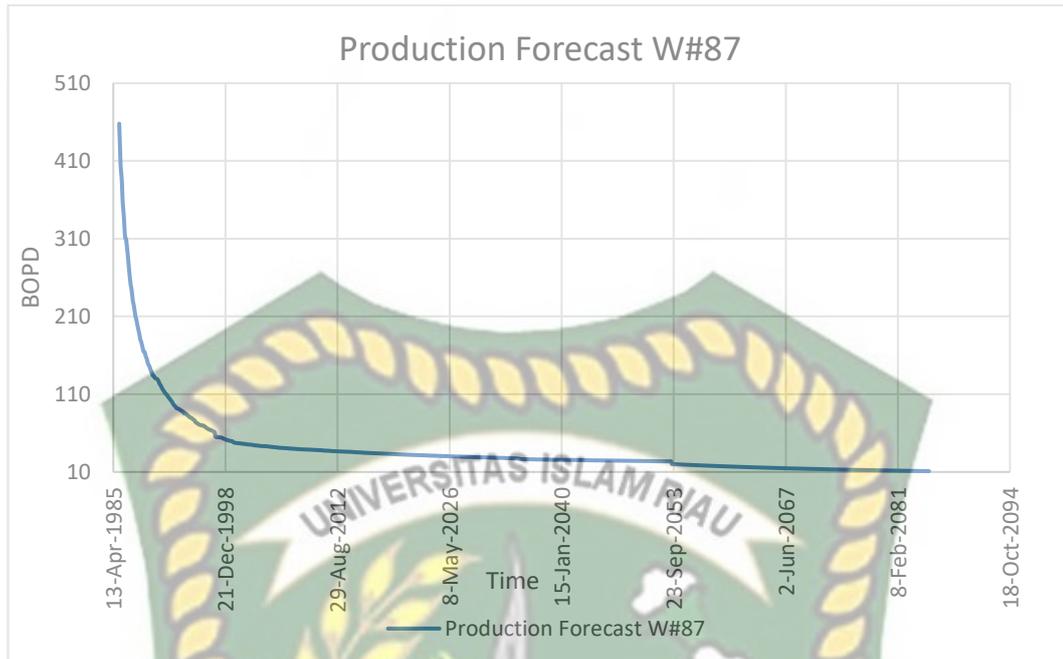
**Gambar 4.37** Decline Curve Analysis Sumur W#145

Pada gambar 4.37 merupakan production forecast pada sumur produksi W#145. Pada kurva decline analisis ini menggunakan type hiperbolik. Pada grafik tersebut juga tampak penurunan yang cukup signifikan itu terjadi pada tahun 1986 – 1998. Hingga terus melandai hingga mencapai economic limit yaitu 10 bopd pada tahun 2090. Hal tersebut memberikan kesimpulan bahwa untuk mencapai waktu economic limit atau sudah tidak layak untuk berproduksi itu terjadi pada tahun 2090.



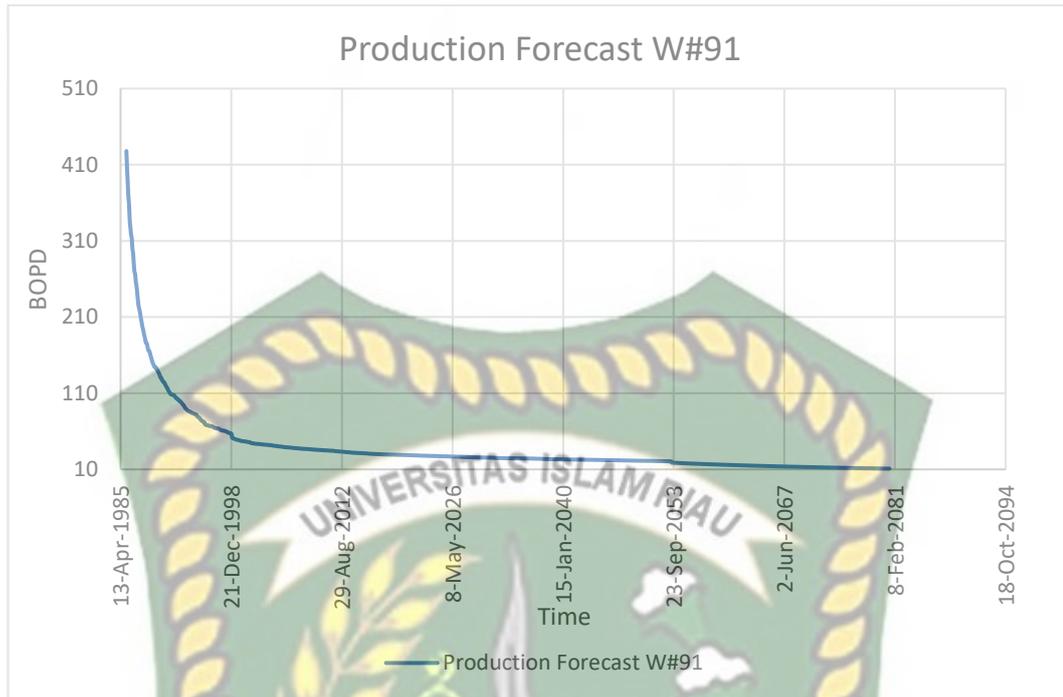
**Gambar 4.38** Decline Curve Analysis Sumur W#24

Pada gambar 4.38 merupakan production forecast pada sumur produksi W#24. Pada kurva decline analisis ini menggunakan type hiperbolik. Pada grafik tersebut juga tampak penurunan yang cukup signifikan itu terjadi pada tahun 1986 – 1998. Hingga terus melandai hingga mencapai economic limit yaitu 10 bopd pada tahun 2089. Hal tersebut memberikan kesimpulan bahwa untuk mencapai waktu economic limit atau sudah tidak layak untuk berproduksi itu terjadi pada tahun 2089.



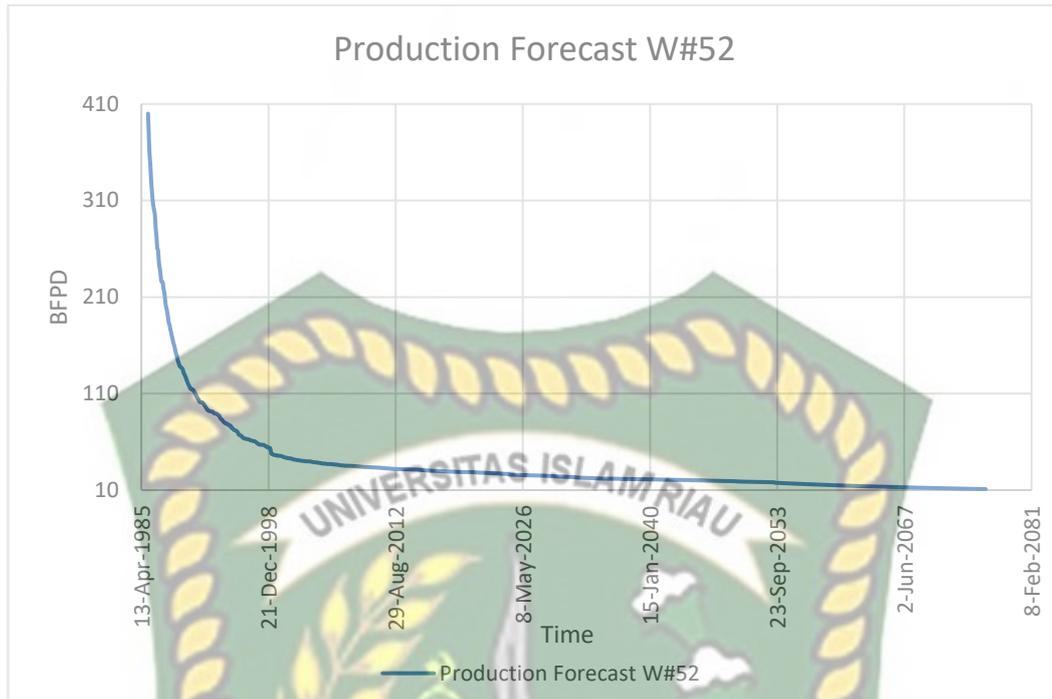
**Gambar 4.39** Decline Curve Analysis Sumur W#87

Pada gambar 4.39 merupakan production forecast pada sumur produksi W#87. Pada kurva decline analisis ini menggunakan type hiperbolik. Pada grafik tersebut juga tampak penurunan yang cukup signifikan itu terjadi pada tahun 1986 – 1999. Hingga terus melandai hingga mencapai economic limit yaitu 10 bopd pada tahun 2084. Hal tersebut memberikan kesimpulan bahwa untuk mencapai waktu economic limit atau sudah tidak layak untuk berproduksi itu terjadi pada tahun 2084.



**Gambar 4.40** Decline Curve Analysis Sumur W#91

Pada gambar 4.40 merupakan production forecast pada sumur produksi W#91. Pada kurva decline analisis ini menggunakan type hiperbolik. Pada grafik tersebut juga tampak penurunan yang cukup signifikan itu terjadi pada tahun 1986 – 2003. Hingga terus melandai hingga mencapai economic limit yaitu 10 bopd pada tahun 2080. Hal tersebut memberikan kesimpulan bahwa untuk mencapai waktu economic limit atau sudah tidak layak untuk berproduksi itu terjadi pada tahun 2080.



**Gambar 4.41** Decline Curve Analysis Sumur W#52

Pada gambar 4.41 merupakan production forecast pada sumur produksi W#52. Pada kurva decline analisis ini menggunakan type hiperbolik. Pada grafik tersebut juga tampak penurunan yang cukup signifikan itu terjadi pada tahun 1986 – 1999. Hingga terus melandai hingga mencapai economic limit yaitu 10 bopd pada tahun 2076. Hal tersebut memberikan kesimpulan bahwa untuk mencapai waktu economic limit atau sudah tidak layak untuk berproduksi itu terjadi pada tahun 2076.

**Tabel 4.3** *Economic Limit* Sumur Produksi Lapangan tampan

Sumur Produksi	Tahun Tidak Layak Produksi
W#170	2099
W#145	2098
W#24	2089
W#87	2084
W#91	2080
W#52	2076

## BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

### 5.1 Kesimpulan

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

1. Berdasarkan analisis menggunakan metode Hall Plot maka dapat disimpulkan bahwa kondisi injeksi Sumur W#108 memiliki masalah positive skin/plugging due to poor quality water yang ditandai dengan kurva lurus yang diawali dengan lengkungan keatas, agar proyek waterflood berhasil maka harus segera dilakukan treatment untuk mengatasi masalah tersebut. Sedangkan pada sumur injeksi W#114 sumur ini tidak mengindikasikan terjadinya positif skin tetapi pada sumur ini terjadi indikasi negatif skin/injecting above parting pressure.
2. Berdasarkan hasil analisis maka didapatkan hasil yaitu sumur produksi W#87 merupakan sumur produksi yang paling produktif diantara ke-5 sumur produksi lain dengan jumlah kumulatif produksi minyak yaitu 7.572 mbbl, diikuti oleh sumur produksi W#170 sebanyak 7.127 mbbl, W#52 sebanyak 6.756 mbbl, W#24 sebanyak 6.327 mbbl, W#145 sebanyak 5.313 mbbl dan sumur produksi W#91 sebanyak 2.361 mbbl.
3. Berdasarkan analisis menggunakan decline analysis curve didapatkan hasil masing – masing sumur produksi pada lapangan Tampan mencapai economic limit (tidak layak untuk diproduksi) yaitu untuk sumur produksi W#170 pada tahun 2099, W#145 pada tahun 2098, W#24 pada tahun 2089, W#87 pada tahun 2084, W#91 pada tahun 2080 dan sumur produksi W#52 pada tahun 2078.

## 5.2 Saran

1. Agar penelitian ini terus berkembang dengan metode – metode lain peneliti menyaraankan agar dapat dikembangkandengan metode yang lain untuk melihat performa injeksi, dan konektifitas sumur.
2. Sebelum proyek waterflood ini berakhir alangkah baiknya perusahaan melakukan study EOR.



## DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, T. (2010). Principles of Waterflooding. *Reservoir Engineering Handbook*, 909–1095. <https://doi.org/10.1016/b978-1-85617-803-7.50022-5>
- Alida, R., & Juliansyah, O. (2016). Analisa Kinerja Injeksi Air Dengan Metode Voidage Replacement Ratio Di Pt. Pertamina Ep Asset 1 Field Ramba. *Jurnal Teknik Patra Akademika*, 7(1), 41–48.
- Amedu, J., & Nwokolo, C. (2013). Improved well and reservoir production performance in waterflood reservoirs-revolutionizing the hall plot. *Society of Petroleum Engineers - 37th Nigeria Annual Int. Conf. and Exhibition, NAICE 2013 - To Grow Africa's Oil and Gas Production: Required Policy, Funding, Technol., Techniques and Capabilities*, 2, 1195–1204. <https://doi.org/10.2118/167602-ms>
- Andalucia, Selfira, Fachri, A. (2016). ANALISIS HALL PLOT UNTUK MENGIDENTIFIKASI FORMATION DAMAGE DAN PERFORMANCE INJEKSI PADA KEGIATAN WATERFLOODING DI LAPANGAN NORTH RIFA PT . PERTAMINA EP Ariansyah Al Hafidz Abstrak 24 | Analisis Hall Plot Formation Damage ( Sefilra Andalucia ) 25 | Analisi. 7(2), 24–37.
- Asmina, A., & Anggraini, I. (2016). Analisa Kerusakan Formasi Pada Sumur Injeksi dengan Menggunakan Metode Hall Plot Di Lapangan Ridosa A dan Ridosa B PT . Pertamina Ep Asset 1 Field Ramba. *Jurnal Teknik Patra Akademika*, 7(1), 33–40.
- 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>
- Castro, R., Maya, G., Mantilla, J., Diaz, V., Amaya, R., Lobo, A., Ordoñez, A., & Villar, A. (2014). Waterflooding in Colombia: Past, present, and future. *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference Proceedings*, 3, 2238–2245. <https://doi.org/10.2118/169459-sp>
- Cornelius et al, 2020. (2020). EVALUASI KINERJA RESERVOIR INJEKSI AIR

*PADA LAPISAN “X” LAPANGAN “Y.”* 1–7.

De, A., Silin, D. B., & Patzek, T. W. (2000). *Waterflood Surveillance and Supervisory Control*. 1–12. <https://doi.org/10.2118/59295-ms>

Ginting, M., Ziad, & Rezi, C. (2021). Surveillance dan Monitoring Injeksi Air di Lapangan “X.” *Jurnal Petro*, X(1), 39–46.

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>

Hamdi, R. (2005). Evaluasi Waterflood Zona 560 dan 660 Lapangan X Menggunakan OFM Pada Tahun 1984-2005. *Angewandte Chemie International Edition*, 6(11), 951–952., 8696(5), 5–24.

Iqbal, A., Sugiatmo, I., & Pratiwi, P. R. (2017). Evaluasi Kinerja Reservoir Dengan Injeksi Air Pada Pattren 8 LAPANGAN “ TQL .” *In PROSIDING SEMINAR NASIONAL CENDEKIAWAN*, 13–18.

John C, T. (1979). *Twofreds Field A Tertiary Oil Recovery Project*.

Kristanto, D., & Santoso, A. P. (2007). *Evaluasi Penggunaan Injeksi Air Untuk Pressure Maintenance Evaluasi Penggunaan Injeksi Air Untuk Pressure*. 20(2), 159–169. <http://eprints.upnyk.ac.id/15787/>

Merina, R. (2021). *Prediksi Kinerja Injeksi Air Pada Reservoir Karbonat Menggunakan Metode Hall Plot dan Metode Voidage Replacement Ratio (VRR)*. 1(1), 1–6.

Mursyidah, Putra, D., & Futur, L. (2020). Re-design waterflood pattern by utilizing the tracers test technique and interwell streamline simulator. *AIP Conference Proceedings*, 2230(May). <https://doi.org/10.1063/5.0002736>

Qi, Q., Pepin, S., AlJazzaf, A., & Ershaghi, I. (2017). Errors associated with waterflood monitoring using the hall plot for stacked reservoirs in the

- absence of profile surveys. *SPE Western Regional Meeting Proceedings, 2017-April(2006)*, 538–548. <https://doi.org/10.2118/185694-ms>
- Rahuma, K. M., Mohamed, H., Hissein, N., & Giama, S. (2013). Prediction of Reservoir Performance Applying Decline Curve Analysis. *International Journal of Chemical Engineering and Applications*, 4(2), 74–77. <https://doi.org/10.7763/ijcea.2013.v4.266>
- 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>
- Seka, O. A., Suherman, A., & Anwar, U. (2019). Evaluasi Performa Sumur Injeksi Menggunakan Metode Hall Plot Dan Mengetahui Proses Waterflood Terhadap Peningkatan Sumur Job Pertamina – Jadestone Energy ( Ok ) Ltd. *Jurnal Pertambangan*, 3(1), 17–25.
- Silin, D. B., Holtzman, R., Patzek, T. W., Brink, J. L., & Minner, M. L. (2005). Waterflood surveillance and control: Incorporating hall plot and slope analysis. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 1191–1205. <https://doi.org/10.2523/95685-ms>
- Terrado, M., Yudono, S., & Thakur, G. (2007). Waterflooding surveillance and monitoring: Putting principles into practice. *SPE Reservoir Evaluation and Engineering*, 10(5), 552–562. <https://doi.org/10.2118/102200-pa>
- Thakur, G. C. (1991). Waterflood surveillance techniques. A reservoir management approach. *JPT, Journal of Petroleum Technology*, 43(10), 1180–1188. <https://doi.org/10.2118/23471-PA>
- Vishnyakov, V., Suleimanov, B., Salmanov, A., & Zeynalov, E. (2020). Oil recovery stages and methods. *Primer on Enhanced Oil Recovery*, 53–63. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-817632-0.00007-4>