

**ANALISA PENGARUH KURVA PERMEABILITAS RELATIF
TERHADAP KINERJA INJEKSI AIR POLA IRREGULAR
PADA LAPANGAN LIMUNO**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

MESSY PERMAI SELA

NPM 173210415



Perpustakaan Universitas Islam Riau

Dokumen ini adalah Arsip Miik :

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

2022

**ANALISA PENGARUH KURVA PERMEABILITAS RELATIF
TERHADAP KINERJA INJEKSI AIR POLA IRREGULAR
PADA LAPANGAN LIMUNO**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

MESSY PERMAI SELA

NPM 173210415



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

2022

HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Messy Permai Sela

NPM : 173210415

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Tugas Akhir : Analisa Pengaruh Kurva Permeabilitas Relatif Terhadap Kinerja Injeksi Air Pola Irregular Pada Lapangan Limuno

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 I : Richa Melyssa, S.T., M.T (.....)

Penguji I : Idham Khalid, S.T., M.T (.....)

Penguji II : Novia Rita, S.T., M.T (.....)

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 28 Juli 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 didalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atas pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh.

Pekanbaru, 28 Juli 2022



Messy Permai Sela

173210415

Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

KATA PENGANTAR

Assalammualaikum Warahmatullahi Wabarakatuh,

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

1. Ibu Richa Melyssa, S.T., M.T selaku dosen pembimbing yang telah meluangkan waktu untuk memberikan arahan, dan memberikan masukan pada tugas akhir ini
2. Bapak Ir. Ali Musnal, MT selaku pembimbing akademik yang telah meluangkan waktu untuk memberikan arahan dan nasihat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Bapak Dr. Eng. Adi Novriansyah, S.T., M.T yang telah membantu saya dan meluangkan waktu untuk memberikan arahan, sumbangan pemikiran dan memberikan masukan dalam menyelesaikan tugas akhir ini.
4. Pihak PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan bimbingan untuk tugas akhir saya.
5. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu persatu.
6. Orang tua saya yang selalu memberikan dukungan penuh material maupun moral dan yang selalu menyemangati dan mendoakan saya.
7. Teman seperjuangan, sahabat, dan orang-orang terdekat yang ikut membantu serta mendukung saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

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

Pekanbaru, 18 Juli 2022

Messy Permai Sela



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	
HALAMAN PENGESAHAN.....	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	ii
KATA PENGANTAR.....	iii
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vii
DAFTAR TABEL	viii
DAFTAR LAMPIRAN.....	ix
DAFTAR SINGKATAN.....	x
DAFTAR SIMBOL	xi
ABSTRAK	xii
<i>ABSTRACT</i>	xiii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian.....	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	3
1.4 Batasan Masalah.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	4
2.1 <i>State Of The Art</i>	4
2.2 Injeksi Air.....	8
2.3 Permeabilitas Relatif	9
2.4 Pola Sumur Injeksi-Produksi.....	12
2.4.1 Pola Injeksi <i>Irregular</i>	12
2.4.2 Pola Injeksi <i>Peripheral</i>	13
2.4.3 Pola Injeksi <i>Regular</i>	14

2.4.4	Pola Injeksi <i>Crestal</i> dan <i>Basal</i>	15
2.5	Pengawasan Kegiatan Injeksi Air (<i>Reservoir Surveillance</i>)	16
2.6	<i>Hall Plot</i>	17
2.7	<i>Voidage Replacement Ratio (VRR)</i>	20
BAB III METODOLOGI PENELITIAN		22
3.1	Metode Penelitian	22
3.2	Jenis Penelitian	22
3.2.1	Data	25
3.3	Tempat Penelitian/Pengambilan Data	26
3.4	Alur Penelitian	27
3.5	Jadwal Penelitian	28
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		29
4.1	Analisa Kurva Permeabilitas Relatif Pada Metode <i>Hall Plot</i>	29
4.2	Analisa Kurva Permeabilitas Relatif Pada Metode <i>VRR</i>	33
4.2.1	<i>Water Cut</i>	39
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN		43
5.1	Kesimpulan	43
5.2	Saran	43
DAFTAR PUSTAKA		44
LAMPIRAN		

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Mekanisme Injeksi Air	8
Gambar 2. 2 Kurva Permeabilitas Relatif Minyak-Air.....	11
Gambar 2. 3 Kurva Permeabilitas Relatif Gas-Minyak.....	12
Gambar 2. 4 Pola Injeksi Air Irregular	13
Gambar 2. 5 Pola Injeksi Air Peripheral.....	13
Gambar 2. 6 Pola Injeksi Air Regular	15
Gambar 2. 7 Pola Injeksi Air Crestal dan Basal.....	16
Gambar 2. 8 Waterflood Injection System	17
Gambar 2. 9 Type Curve Hall Plot.....	19
Gambar 3. 1 Model cartesian grid dan lokasi sumur.....	23
Gambar 3. 2 Kurva Hubungan Kr vs Sw (Oil wet)	24
Gambar 3. 3 Kurva Hubungan Kr vs Sw (Water wet).....	25
Gambar 3. 4 Peta Lokasi Lapangan Limuno	26
Gambar 3. 5 Diagram Alir Proposal Penelitian	27
Gambar 4. 1 Kurva Hall Plot Sumur Limuno Injeksi-1 (<i>Oil wet</i>)	29
Gambar 4. 2 Kurva Hall Plot Sumur Limuno Injeksi-1 (<i>Water wet</i>)	30
Gambar 4. 3 Perbandingan Kurva Hall Plot <i>Oil wet</i> dan <i>Water wet</i>	30
Gambar 4. 4 Kurva Hall Plot Sumur Limuno Injeksi-2 (<i>Oil wet</i>)	31
Gambar 4. 5 Kurva Hall Plot Sumur Limuno Injeksi-2 (<i>Water wet</i>)	32
Gambar 4. 6 Perbandingan Kurva Hall Plot <i>Oil wet</i> dan <i>Water wet</i>	32
Gambar 4. 7 Kurva VRR Sumur Limuno P-1	34
Gambar 4. 8 Kurva VRR Sumur Limuno P-2	35
Gambar 4. 9 Kurva VRR Sumur Limuno P-3	36
Gambar 4. 10 Kurva VRR Sumur Limuno P-4	37
Gambar 4. 11 Kurva VRR Sumur Limuno P-5	38
Gambar 4. 12 Water cut (<i>Oil wet & Water wet</i>).....	39
Gambar 4. 13 Water cut (<i>Oil wet & Water wet</i>).....	40
Gambar 4. 14 Water cut (<i>Oil wet & Water wet</i>).....	40
Gambar 4. 15 Water cut (<i>Oil wet & Water wet</i>).....	41
Gambar 4. 16 Water cut (<i>Oil wet & Water wet</i>).....	42

DAFTAR TABEL

Tabel 3. 1 Model Properties	22
Tabel 3. 2 Permeabilitas Relatif	23
Tabel 3. 3 Permeabilitas Relatif	24
Tabel 3. 4 Data Karakteristik Reservoir Lapangan Limuno.....	25
Tabel 3. 5 Jadwal Penelitian.....	28



DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I. Langkah Perhitungan Hall Plot

LAMPIRAN II. Langkah Perhitungan VRR



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SINGKATAN

VRR	=	<i>Voidage Replacement Ratio</i>
CMG	=	<i>Computer Modelling Group</i>
bbl	=	<i>Barrel</i>
bbl/day	=	<i>Barrel/day</i>
cp	=	<i>Centi-poise</i>
ft	=	<i>Feet</i>
mD	=	<i>milliDarcy</i>
psi	=	<i>Pounds per square inch</i>
Kr	=	<i>Relative Permeability</i>
Krw	=	<i>Relative Permeability for water</i>
Kri	=	<i>Relative Permeability for oil</i>
Krg	=	<i>Relative Permeability for gas</i>
Sw	=	<i>Water Saturation</i>



DAFTAR SIMBOL

$B_{w_{inj}}$	=	Injected Water FVF, bbl/stb
$I_{w_{inj}}$	=	Water Injection Rate, bbl/day
B_o	=	Oil FVF, bbl/stb
q_o	=	Oil Rate, bbl/day
B_w	=	Water FVF, bbl/stb
q_w	=	Water Rate, bbl/day
GOR	=	Gas-Oil Ratio, scf/stb
R_s	=	Solution Gas-Oil Ratio, scf/stb
B_g	=	Gas FVF, cu.ft/scf
Δp	=	Pressure Increment, psi
Δt	=	Time Increment, days
K_r	=	Relative Permeability, mD
K_{rw}	=	Relative Permeability for water, mD
K_{ro}	=	Relative Permeability for oil, mD
K_{rg}	=	Relative Permeability for gas, mD
S_w	=	Water Saturation, fraksi
μ	=	Viscositas, cp

ANALISA PENGARUH KURVA PERMEABILITAS RELATIF TERHADAP KINERJA INJEKSI AIR POLA IRREGULAR PADA LAPANGAN LIMUNO

MESSY PERMAI SELA
173210415

ABSTRAK

Lapangan Migas yang telah dilakukan produksi secara terus-menerus mengakibatkan terjadinya penurunan laju alir produksi dan penurunan tekanan *reservoir*. Oleh karena itu, diperlukan aplikasi *waterflood* atau injeksi air. Injeksi air memiliki tujuan untuk meningkatkan perolehan minyak pada sumur produksi. Kunci utama kesuksesan dalam pekerjaan *waterflood* terletak pada perencanaan, pelaksanaan dan program pengawasan (*monitoring*) pada sumur. Salah satu parameter yang berpengaruh pada proses injeksi air adalah permeabilitas relatif. Hubungan permeabilitas relatif terhadap saturasi air dapat menunjukkan apakah batuan *reservoir* tersebut bersifat *water wet* atau *oil wet*. Sifat ini dapat dilihat dari perpotongan kurva permeabilitas minyak dan kurva permeabilitas air. Adanya perbedaan *water wet* dan *oil wet* ini dapat berpengaruh pada kinerja injeksi air yang dapat dilihat dari profil kurva Hall Plot dan VRR (*Voidage Replacement Ratio*). Melalui penelitian ini, pengaruh sifat kebasahan batuan (*water wet* dan *oil wet*) terhadap kinerja injeksi air akan di observasi. Penelitian ini menggunakan metode simulasi dengan menggunakan model lapangan yang bersifat hipotetik. Simulasi ini menggunakan *software* CMG (*Computer Modelling Group*) dengan memanfaatkan data-data yang ada di Lapangan Limuno. Data yang didapat dari pemodelan tersebut diolah menggunakan perhitungan excel untuk melihat bagaimana pengaruhnya terhadap kurva Hall Plot dan VRR. Hasil analisa kurva Hall Plot dan VRR memperlihatkan adanya perbedaan kinerja injeksi air untuk *reservoir water wet* dan *oil wet*, dimana perbedaan ini dapat terlihat jelas pada Limuno I-1. Kondisi *oil wet* dan *water wet* ini juga mempengaruhi profil kurva VRR. Pada sumur Limuno P-2 dan P-5 kecenderungan stabil yaitu memiliki nilai $VRR > 1$, ini berarti laju injeksi sudah optimal di sumur tersebut dan optimasi produksi telah dapat dilakukan. Hal ini dikarenakan letak sumur P-2 dan P-5 berada jauh dari sumur injeksinya.

Kata Kunci: Injeksi Air (*Waterflood*), *Reservoir Surveillance*, Permeabilitas Relatif, *Hall Plot*, *Voidage Replacement Ratio*.

ANALYSIS OF THE EFFECT RELATIVE PERMEABILITY CURVES ON IRREGULAR PATTERN WATER INJECTION PERFORMANCE IN LIMUNO FIELD

**MESSY PERMAI SELA
173210415**

ABSTRACT

Oil and gas fields that have been producing continuously have resulted in a decrease in the production flow rate and a decrease in reservoir pressure. Therefore, it is necessary to apply waterflood or water injection. Water injection has the aim of increasing oil recovery in production wells. The main key to success in waterflood work lies in the planning, implementation and monitoring program of the well. One of the parameters that affect the water injection process is the relative permeability. The relationship between relative permeability and water saturation can indicate whether the reservoir rock is water wet or oil wet. This property can be seen from the intersection of the oil permeability curve and the water permeability curve. The difference between water wet and oil wet can affect the performance of water injection which can be seen from the Hall Plot curve profile and VRR (Voidage Replacement Ratio). Through this research, the effect of rock wetness (water wet and oil wet) on water injection performance will be observed. This study uses a simulation method using a hypothetical field model. This simulation uses CMG (Computer Modeling Group) software by utilizing existing data in the Limuno Field. The data obtained from the modeling is processed using excel calculations to see how it affects the Hall Plot and VRR curves. The results of the Hall Plot and VRR curve analysis show that there are differences in water injection performance for water wet and oil wet reservoirs, where this difference can be clearly seen in Limuno I-1. These oil wet and water wet conditions also affect the VRR curve profile. In the Limuno P-2 and P-5 wells, the tendency is stable, which has a value of VRR >1, this means that the injection rate is optimal in that well and production optimization has been carried out. This is because the P-2 and P-5 wells are located far from the injection wells.

Keywords: *Water Injection (Waterflood), Reservoir Surveillance, Relative Permeability, Hall Plot, Voidage Replacement Ratio.*

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Lapangan Limuno mulai diproduksi sejak tahun 1984 hingga saat ini. Produksi minyak yang terus menerus dilakukan akan mengakibatkan menurunnya tekanan *reservoir* sehingga akan menyebabkan turunnya produksi minyak. Tekanan *reservoir* yang menurun dapat membuat minyak yang berada di *reservoir* sulit untuk muncul ke permukaan. Oleh sebab itu, dikarenakan tekanan *reservoir* yang mengalami penurunan maka perlu dilakukan metode yang dapat menjaga tekanan *reservoir* tersebut (Malik, 2019).

Tekanan *reservoir* memiliki peran penting dalam mendorong fluida keluar dari *reservoir* dan menuju ke permukaan (Musnal, 2014). Pada kasus ini, tekanan *reservoir* terus menurun karena sumur minyak yang telah beroperasi sangat lama dengan cadangan yang sedikit, dan keadaan sumur yang tidak dapat lagi mengangkat minyak secara alami dengan tekanan *reservoir* yang ada, untuk meningkatkan perolehan minyak dari sumur produksi, perlu dilakukan peningkatan produksi minyak dengan metode *Waterflooding* yang berupaya untuk mendorong minyak agar bisa sampai ke permukaan. Metode *waterflooding* ini dipilih karena sesuai dengan kondisi lapangan (Dake, 2001).

Injeksi air yakni injeksi yang paling banyak digunakan untuk meningkatkan minyak secara bertahap, meskipun banyak karakteristik *reservoir* yang menguntungkan dan ada juga beberapa karakteristik *reservoir* yang merugikan (Mursyidah et al., 2020). Keberhasilan suatu proyek injeksi air (*waterflooding*) diperlukan sebuah perencanaan, pengawasan, serta monitoring pada sumur dikarenakan setiap proyek *waterflood* tidak memiliki karakter yang sama. Untuk itu perlu penyesuaian program yang ada dengan lapangan atau proyek yang akan dikerjakan (Andalucia & Ariansyah, 2016).

Secara garis besar ada beberapa sifat batuan dan fluida yang mempengaruhi proses pendesakan yakni seperti *relative permeability* batuan, viskositas, tekanan kapiler, mobilitas fluida, dan saturasi fluida (Sopha, 2016). Pada penelitian ini, peneliti cukup berfokus pada satu parameter saja yakni permeabilitas relatif. Permeabilitas relatif sangat erat kaitannya dengan proses pendesakan, dimana

permeabilitas relatif mempengaruhi besar dan kecilnya laju produksi minyak dan air. Kurva hubungan permeabilitas relatif saturasi air dapat menunjukkan apakah batuan *reservoir* tersebut bersifat *water wet* atau *oil wet* yakni dari perpotongan kurvanya dimana apabila perpotongan kurva permeabilitas relatif minyak dan permeabilitas air berada pada saturasi air lebih dari 50% maka batuan *reservoir* tersebut dapat dikatakan bersifat *water wet*. Sedangkan apabila perpotongan kurva permeabilitas relatif minyak dan permeabilitas air berada pada saturasi air kurang dari 50% maka batuan *reservoir* tersebut dapat dikatakan bersifat *oil wet* (Merina, 2021). *Oil wet* merupakan salah satu permasalahan yang dapat menghambat efisiensi dari injeksi air dikarenakan air yang diinjeksikan tersebut tidak dapat mendesak seluruh minyak yang ada pada pori-pori batuan sehingga mengakibatkan minyak tertinggal didalam pori-pori batuan tersebut (Djumentara et al., 2020). Dari beberapa penelitian sebelumnya banyak yang membahas permeabilitas relatif ini, akan tetapi tidak ada yang membahas pengaruh kurva permeabilitas relatif terhadap injeksi air yang dapat dilihat melalui profil kurva *Hall Plot* dan *VRR*. Penelitian ini dilakukan pada Lapangan Limuno menggunakan *software* CMG (*Computer Modeling Group*) dalam membuat pemodelan *reservoir* untuk mendapatkan parameter seperti *water rate*, *oil rate*, *gas rate*, *gas oil ratio* yang dibutuhkan dalam perhitungan *Hall Plot* dan *VRR*. Kemudian dilanjutkan dengan menganalisis bagaimana pengaruh parameter permeabilitas relatif terhadap kinerja injeksi air yang dapat dilihat melalui profil kurva *Hall Plot* dan *VRR* (*Voidage Replacement Ratio*).

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari pelaksanaan penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Mengetahui pengaruh kurva permeabilitas relatif terhadap profil kurva *Hall Plot* dalam menganalisis kinerja injeksi air.
2. Menganalisa pengaruh kurva permeabilitas relatif pola irregular dengan profil kurva *VRR*.
3. Menganalisa profil kurva *VRR* terhadap kurva *water cut* sumur produksi.

1.3 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat dari pelaksanaan penelitian ini yakni sebagai berikut:

1. Mahasiswa memperoleh pengetahuan serta dapat memperdalam wawasan mengenai injeksi air.
2. Mahasiswa dapat mengetahui lebih jauh bagaimana gambaran *monitoring* proses injeksi air di lapangan.
4. Bisa dijadikan sebagai referensi bagi mahasiswa yang membutuhkan dan ingin memperoleh informasi mengenai pengaruh kurva permeabilitas relatif terhadap kinerja injeksi air.

1.4 Batasan Masalah

Agar penelitian ini tetap fokus dan tidak menyimpang dari tujuannya, ada batasan-batasan sebagai berikut:

1. Pemodelan *reservoir* menggunakan *software* CMG.
2. Hanya untuk sumur produksi dengan pola irregular.
3. Dilakukan pada Lapangan Limuno
4. Hanya membahas tentang permeabilitas relatif.
5. Analisa pengaruh kurva permeabilitas relatif terhadap profil kurva *Hall Plot* dan *VRR* dalam menganalisis kinerja injeksi air.
6. Tidak mempertimbangkan aspek keekonomian.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Dalam Islam, sumber daya seperti minyak bumi sudah dijelaskan di dalam Al – Qur’an yakni terdapat dalam surah An-Nahl ayat 13, dimana Allah SWT berfirman yang terjemahannya: “*dan (Dia juga mengendalikan) apa yang dia ciptakan untukmu di bumi ini dengan berbagai jenis dan macam warnanya. Sungguh, pada yang demikian itu benar-benar terdapat tanda (kebesaran Allah) bagi kaum yang mengambil pelajaran*”. Dalam hal ini, Allah SWT mengisyaratkan bahwa berbagai hal di bumi yang salah satu diantaranya yaitu minyak bumi diciptakan oleh-Nya untuk memudahkan kehidupan manusia, yang mana bisa dimanfaatkan oleh manusia agar dapat mempertahankan hidupnya dan menikmati kehidupan dunia.

2.1 *State Of The Art*

Pembahasan dalam penelitian ini terinspirasi dari beberapa referensi diantaranya adalah oleh Gunawan et al., (2018) yang berjudul “Skenario Optimasi *Rate* Injeksi *Waterflood* dengan Menggunakan Simulator CMG pada Lapangan N”. Penelitian ini bertujuan untuk menambah perolehan minyak pada lapangan N dengan melakukan optimasi *rate* injeksi. Oleh karena itu, diperlukan melakukan pemodelan pada simulasi *reservoir* CMG. Pada penelitian terdahulu, didapat kesimpulan bahwa, terdapat perbedaan antara perhitungan OOIP pada metode volumetric dengan *software* CMG. Kemudian didapat hasil sensitivitas *rate* injeksi pada setiap skenario I, II, dan III. Pada skenario II dapat meningkatkan *rate* produksi secara optimum di bandingkan dengan kedua skenario lainnya.

Dalam penelitian yang sudah dilakukan oleh (Gunawan et al., 2018) terdapat persamaan dan juga perbedaan dengan penelitian yang baru akan dilakukan ini. Persamaan dengan penelitian yang baru akan dilakukan yakni sama-sama menggunakan metode dengan pemodelan *reservoir* (CMG) dalam kasus injeksi air dan juga sama-sama melakukan optimasi untuk *rate* injeksi yang mana dapat dilihat dengan parameter permeabilitas relatif nya. Sedangkan untuk perbedaannya yakni jika pada penelitian terdahulu hanya membahas tentang optimasi *rate* injeksi pada *waterflood* dengan melihat parameter permeabilitas relatif dengan data yang

disediakan, maka penelitian yang akan dilakukan ini yakni menganalisis bagaimana pengaruh parameter permeabilitas relatif terhadap profil kurva *Hall Plot* dan *VRR* (*Voidage Replacement Ratio*) dalam menganalisis kinerja injeksi air (*waterflood*). Selain itu juga terdapat perbedaan lokasi penelitian dimana pada penelitian terdahulu lokasi penelitian berada di Lapangan N, sedangkan untuk penelitian yang akan dilakukan berada di Lapangan Limuno, Tengah Hutan Taman Nasional yang dikelola oleh PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu.

Selanjutnya untuk sumber penelitian terdahulu yang kedua yakni pada penelitian yang telah dilakukan oleh Akbar et al., (2015) yang berjudul “Peramalan Produksi Sumur "X" di Lapisan *Reservoir* "Y" dengan Simulasi *Reservoir*”. Penelitian ini memiliki tujuan yakni dapat memprediksi atau memberikan gambaran kinerja *reservoir* di berbagai model operasi produksi. Oleh karena itu, diperlukan metodologi pemodelan *reservoir* menggunakan *software* CMG, dimana pada pemodelan ini juga akan melihat salah satu parameter yakni dari kurva permeabilitas relatif nya. Dari kesimpulan yang didapatkan pada penelitian ini, pemodelan *software* CMG dapat mempresentasikan kondisi di *reservoir*, sehingga dengan adanya presentasi kondisi *reservoir* tersebut, maka skenario perencanaan untuk penyelesaian sumur dapat diimplementasikan untuk mencapai tingkat produksi dengan factor perolehan yang besar. Kemudian juga didapatkan bahwa pengaruh dari tekanan kapiler sangat penting untuk distribusi dan kesetimbangan saturasi fluida di *reservoir*, dan ini terkait dengan *unsteady state relatif permeability system* minyak dan air, sehingga performa laju alir produksi lebih mendekati data sebenarnya.

Dalam penelitian yang sudah dilakukan atau penelitian sebelumnya, terdapat persamaan maupun perbedaan dengan penelitian yang baru akan dilakukan ini. Hal yang sama dari penelitian terdahulu dengan penelitian yang baru akan dilakukan yakni sama-sama menggunakan menggunakan metode dengan pemodelan *reservoir* (CMG) dalam meramalkan kondisi *reservoir* dan melihat parameter permeabilitas relatif didalamnya, hanya saja terdapat perbedaan diantara penelitian sebelumnya dengan yang akan dilakukan, dimana pada penelitian yang akan dilakukan ini terfokus dalam kinerja injeksi air (*waterflooding*). Pada kasus ini, akan dilakukan penelitian yang memiliki tujuan agar dapat mengetahui

pengaruh parameter permeabilitas relatif terhadap profil kurva *Hall Plot* dan *VRR* (*Voidage Replacement Ratio*) dalam menganalisis kinerja injeksi air (*waterflood*).

Selanjutnya pada penelitian terdahulu yang telah dilakukan oleh Rita et al., (2015) dengan judul “Rekonstruksi dan Validasi Data Permeabilitas Relatif Untuk Proses *History matching* Dalam Simulasi *Reservoir* Pengembangan Lapangan X” terdapat persamaan dimana sama-sama menggunakan parameter permeabilitas relatif. Akan tetapi, terdapat perbedaan diantara penelitian ini dengan penelitian sebelumnya yakni pada penelitian ini parameter kurva permeabilitas relatif digunakan untuk melihat pengaruh kurva permeabilitas relatif terhadap profil kurva *Hall Plot* dan *VRR* dalam menganalisis kinerja injeksi air. Berbeda dengan penelitian terdahulu, parameter kurva permeabilitas relatif ini digunakan untuk proses *history matching* dimana akan ada rekonstruksi dan validasi data permeabilitas relatif nya. Hasil dari penelitian terdahulu ini ialah akan mengetahui apakah *history matching* dari kurva permeabilitas relatif dari hasil rekonstruksi itu sudah baik atau belum. Dari penelitian yang sudah dilakukan, pertama hasil dari *history matching* minyak belum baik, kemudian dilakukan metode corey untuk rekonstruksi ulang kurva permeabilitas relatif sehingga hasilnya *matching* antara volume minyak *actual* dengan simulasi.

Dalam penelitian yang pernah dilakukan oleh Yunita (2017) berjudul “Pengembangan Lapangan “Y” Menggunakan Simulasi *Reservoir*”. Penelitian sebelumnya ini dilakukan berdasarkan pikiran untuk mengembangkan lapangan demi tercapainya peningkatan *Recovery Factor*. Penelitian tersebut dilakukan dengan menggunakan simulasi *reservoir*. Ada beberapa tahapan yang dilakukan dalam menggunakan simulasi *reservoir* ini antara lain *history matching*. Pada proses *history matching* apabila hasil grafik simulasi yang di dapat tidak *matching* dengan grafik *actual*, maka perlu dilakukan penyesuaian antara keduanya. Pada penelitian ini kurva permeabilitas relatif digunakan sebagai parameter yang dapat dimodifikasi untuk penyesuaian laju produksi. Proses *running* dalam *history matching* dilakukan selama 3 tahun produksi. Hasil dari *history matching* tersebut menghasilkan keselerasan yang cukup baik. Sama halnya dengan penelitian sebelumnya, penelitian yang akan dilakukan juga menggunakan simulasi *reservoir*, akan tetapi ada perbedaan antara keduanya. Pada penelitian ini, parameter kurva

permeabilitas relatif hanya digunakan untuk melihat pengaruh kurva permeabilitas relatif terhadap profil kurva *Hall Plot* dan *VRR* dalam menganalisis kinerja injeksi air tidak melakukan *history matching* atau keselarasan.

Penelitian sebelumnya pernah dilakukan oleh Furqan et al., (2015) dengan judul “Optimasi Produksi Lapangan “ X ” dengan Menggunakan Simulasi *Reservoir*”. Sesuai dengan nama judul nya, penelitian ini dilakukan untuk mengoptimasikan produksi minyak pada lapangan X yang telah lama berhenti berproduksi dengan cara menambahkan sumur yang dibuat skenario dan memilih diantara skenario-skenario tersebut mana yang terbaik. Dalam penelitian sebelumnya ini digunakan simulasi *reservoir*. Dalam validasi data, salah satu proses yang digunakan yakni *history matching*. Tahapan *history matching* dilakukan untuk menguji validitas model yang dibuat apakah sudah mempresentasikan kondisi *reservoir* yang sebenarnya. Selanjutnya nanti model ini akan digunakan untuk melakukan *forecasting* produksi dengan berbagai skenario sehingga didapatkan hasilnya. Untuk persamaan penelitian sebelumnya dengan penelitian yang akan dilakukan ini yakni sam-sama menggunakan simulasi *reservoir*, akan tetapi ada perbedaan antara keduanya. Pada penelitian ini, parameter kurva permeabilitas relatif hanya digunakan untuk melihat pengaruh kurva permeabilitas relatif terhadap profil kurva *Hall Plot* dan *VRR* dalam menganalisis kinerja injeksi air tidak melakukan *history matching* atau keselarasan bahkan tidak dilakukan untuk mengoptimasi produksinya.

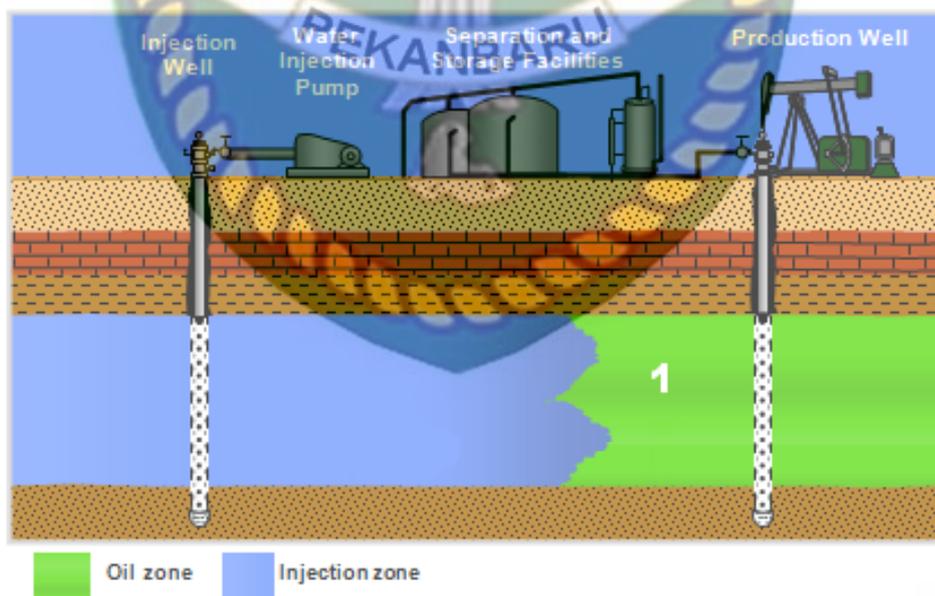
Penelitian terdahulu juga dilakukan oleh Purwaka & Ariadji (2010) dengan judul “Kuantifikasi Ketidakpastian Pengembangan Lapangan Secara Terintegrasi *Surface* dan *Sub-surface* dengan Menggunakan Desain Eksperimental”. Studi ini dilakukan untuk mengkuantifikasi tingkat ketidakpastian parameter geology dan *reservoir* terhadap faktor perolehan minyak. Hal ini perlu dikaji karena kurangnya data mengenai karakteristik batuan dan fluida sehingga mungkin akan terjadi perubahan data-data tersebut di kemudian hari. Salah satu parameter yang di kaji pengaruhnya terhadap RF dalam studi terdahulu ini yakni Permeabilitas Relatif baik itu minyak maupun air. Hasil yang didapatkan dalam studi ini, permeabilitas relatif merupakan parameter paling terakhir yang dapat mempengaruhi RF. Persamaan penelitian sebelumnya dengan yang akan dilakukan yakni sama-sama

menggunakan parameter permeabilitas relatif, hanya saja pada penelitian yang akan dilakukan ini, parameter kurva permeabilitas relatif tidak digunakan untuk melihat pengaruhnya terhadap RF tetapi digunakan untuk melihat pengaruh kurva permeabilitas relatif terhadap profil kurva *Hall Plot* dan *VRR* dalam menganalisis kinerja injeksi air.

2.2 Injeksi Air

Setelah penerapan tahap *primary recovery* mendekati batas ekonomis, maka metode pengurusan minyak tahap lanjut yang dapat diterapkan untuk peningkatan perolehan cadangan yakni dengan memanfaatkan air sebagai media injeksi (Lubis et al., 2013).

Injeksi air yakni salah satu cara untuk dapat meningkatkan produksi minyak dan menjaga tekanan *reservoir* (*pressure maintenance*). Injeksi air termasuk kedalam tahap *secondary recovery*. Gambar 2.1 merupakan mekanisme dari injeksi air, dimana mekanismenya yakni dengan menginjeksikan air kedalam formasi yang mana dalam hal ini bertujuan agar minyak yang tersimpan di batuan *reservoir* dapat naik ke permukaan melalui sumur produksi tanpa harus mengubah sifat fisik batuan *reservoir* itu sendiri (Nugroho et al., 2020).



Gambar 2.1 Mekanisme Injeksi Air (Alida, 2016)

Pelaksanaan proyek *waterflood* dapat dibagi kedalam 2 bagian yaitu pemeliharaan tekanan (*pressure maintenance*) dan pemulihan sekunder (*secondary*

recovery). Pemeliharaan tekanan dilakukan ketika energi penggerak *reservoir* masih cukup tinggi untuk memungkinkan minyak mengalir ke permukaan dan laju produksi juga masih tinggi. Hal ini dilakukan untuk menjaga tekanan *reservoir* tetap tinggi sebagai energi penggerak. Berbeda dengan *pressure maintenance*, dalam kasus *secondary recovery*, injeksi air terjadi ketika tekanan *reservoir* tidak bisa menggerakkan minyak dengan tenaga alaminya dan produksi sudah sedikit. Hal ini dilakukan pada tahap awal produksi untuk menambah cadangan minyak yang tersisa di *reservoir* (Yohana et al., 2020).

Menurut Iqbal et al., (2017), beberapa alasan dilakukannya injeksi air antara lain sebagai berikut:

1. Air sebagai fluida yang mendesak mudah tersebar di dalam *reservoir*.
2. Mobilitas pendesakan yang cukup rendah sehingga dapat menguntungkan.
3. Berat kolom air di dalam sumur mengurangi tekanan injeksi.
4. Efisiensi pendesakan baik.

Keberhasilan suatu proyek injeksi air memerlukan efisiensi yang setinggi-tingginya dalam menyapu area dari *reservoir*, dengan demikian untuk mencapai hal tersebut perlu ditentukan pola penyapuan/*flood pattern* dari *reservoir* yang heterogen. Pola ini harus diterapkan secara ekonomis untuk sumur injeksi atau sumur produksi. *Mobility ratio* adalah kunci untuk mempengaruhi efisiensi sapuan dan kapasitas injeksi atau produksi (Iqbal et al., 2017).

Beberapa faktor penting yang perlu diperhatikan untuk memastikan keberhasilan proses injeksi air yakni sifat-sifat petrofisik, kemiringan, kedalaman *reservoir*, viskositas minyak, tingkat heterogenitas *reservoir*, saturasi minyak sisa, cadangan minyak sisa, dan mekanisme pendorong (Saputri et al., 2015).

2.3 Permeabilitas Relatif

Salah satu parameter yang perlu diperhatikan dalam injeksi air yakni permeabilitas relatif. Permeabilitas merupakan suatu ukuran yang menyatakan kemampuan batuan untuk dapat meloloskan fluida. Permeabilitas batuan yakni fungsi dari derajat kontak antara pori-pori batuan (Sopha, 2016). Permeabilitas batuan *reservoir* dibagi menjadi tiga bagian, antara lain sebagai berikut (Sopha, 2016):

1. Permeabilitas Absolut, yakni dimana hanya fluida satu fasa yang mengalir.
2. Permeabilitas Efektif, yakni ketika fluida yang mengalir terdiri dari beberapa fasa atau lebih dari satu fasa.
3. Permeabilitas Relatif, merupakan perbandingan antara permeabilitas efektif dengan permeabilitas absolut.

Dalam prakteknya, aliran satu fasa jarang terjadi di *reservoir*, dan aliran yang biasanya terjadi itu yakni terdiri dari beberapa fasa (dua fasa atau tiga fasa). Oleh karena itu, konsep permeabilitas relatif dan permeabilitas efektif dikembangkan (Sopha, 2016).

Hubungan permeabilitas relatif di presentasikan dalam buku (Ezekwe, 2011) dalam persamaan (1) sebagai berikut:

$$k_{ri} = \frac{k_i}{k_a} \quad (1)$$

Dimana:

k_{ri} Permeabilitas relatif media berpori terhadap fluida i

k_i Permeabilitas efektif media berpori untuk fluida i

k_a Permeabilitas mutlak media berpori

Permeabilitas relatif media berpori terhadap minyak dinyatakan dalam bentuk yang mirip dengan persamaan diatas, yakni dapat dilihat pada persamaan (2) sebagai berikut:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k_a} \quad (2)$$

k_{ro} Permeabilitas relatif media berpori terhadap minyak

k_o Permeabilitas efektif media berpori terhadap minyak

k_a Permeabilitas absolut media berpori

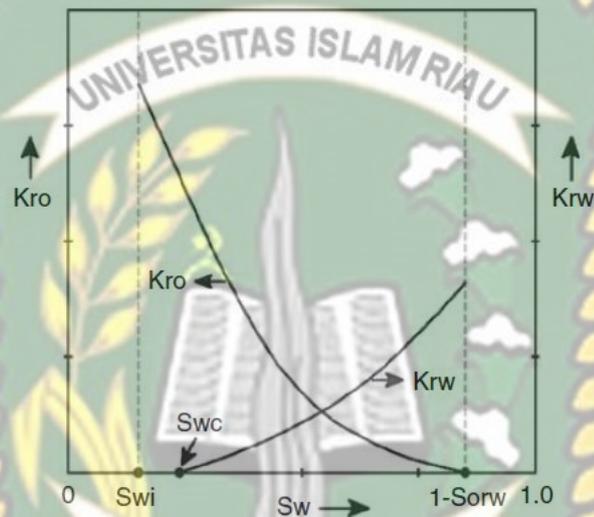
Demikian pula permeabilitas relatif dari media berpori untuk air dan gas dinyatakan dalam persamaan (3) dan (4) masing-masing sebagai berikut (Ahmed, 2010):

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k_a} \quad (3)$$

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k_a} \quad (4)$$

- k_{rw} : Permeabilitas relatif media berpori terhadap air
 k_w : Permeabilitas efektif media berpori terhadap air
 k_{rg} : Permeabilitas absolut media berpori terhadap gas
 k_g : Permeabilitas efektif media berpori terhadap gas

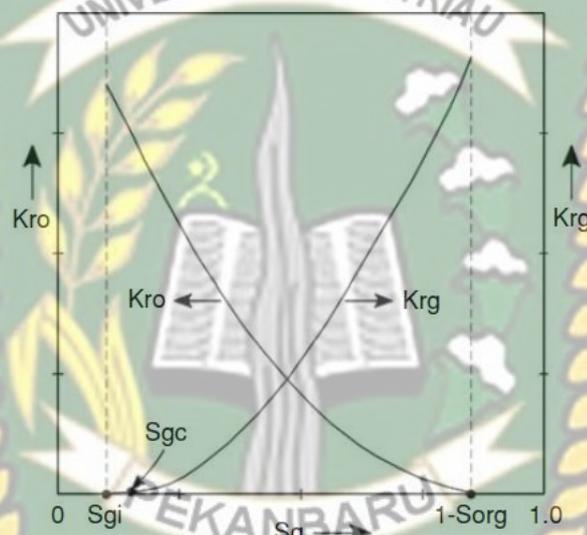
Data permeabilitas relatif dapat disajikan secara grafis dalam plot yang disebut kurva permeabilitas relatif. Tipikal kurva permeabilitas relatif untuk sistem minyak-air ditunjukkan pada gambar 2.2 (Ezekwe, 2011).



Gambar 2. 2 Kurva Permeabilitas Relatif Minyak-Air (Ezekwe, 2011)

Pada gambar 2.2, kisaran saturasi air adalah dari saturasi air awal (S_{wi}) hingga saturasi air pada saturasi minyak sisa, $1 - S_{orw}$. Permeabilitas relatif minyak (k_{ro}) tertinggi pada S_{wi} dan menurun ke nol pada $1 - S_{orw}$. Permeabilitas relatif air (k_{rw}) meningkat dari nol pada S_{wi} ke nilai tertingginya pada $1 - S_{orw}$. Gambar 2.2 menunjukkan lokasi kejenuhan air kritis (S_{wc}). Saturasi air kritis adalah tingkat kejenuhan air saat air mulai mengalir di *reservoir*. Kurva permeabilitas relatif untuk sistem gas-minyak ditunjukkan pada gambar 2.3. Kisaran saturasi gas adalah dari saturasi gas awal (S_{gi}) hingga saturasi gas pada saturasi minyak residu, $1 - S_{org}$. Permeabilitas relatif minyak (k_{ro}) tertinggi pada S_{gi} dan menurun ke nol pada $1 - S_{org}$. Permeabilitas relatif gas (k_{rg}) meningkat dari nol pada S_{gi} ke nilai tertinggi pada $1 - S_{org}$. Saturasi gas kritis (S_{gc}) adalah tingkat saturasi gas di mana gas mulai mengalir di *reservoir* (Ezekwe, 2011).

Permeabilitas relatif fluida dalam sistem multi-fluida adalah fungsi dari tingkat kejenuhan fluida seperti yang ditunjukkan pada gambar 2.2 dan 2.3. Namun, banyak distribusi fluida yang mungkin pada tingkat kejenuhan yang sama, tergantung pada keterbasahan dan arah perubahan saturasi (atau riwayat kejenuhan) dari media berpori. Untuk alasan ini, data permeabilitas diukur untuk perpindahan *drainase* (penurunan saturasi fase pembahasan) biasanya berbeda dari data permeabilitas yang diukur untuk perpindahan imbibisi (peningkatan saturasi fase pembahasan). Perbedaan ini digambarkan sebagai *hysteresis* dari kurva permeabilitas (Ezekwe, 2011).



Gambar 2. 3 Kurva Permeabilitas Relatif Gas-Minyak (Ezekwe, 2011)

2.4 Pola Sumur Injeksi-Produksi

Hal penting yang perlu dilakukan dalam memaksimalkan perolehan minyak akhir dan meningkatkan pengembalian ekonomi dari pekerjaan *waterflooding* yakni dengan mencari pola desain terbaik dan jarak optimal untuk sumur injeksi dan produksi (Temizel et al., 2017).

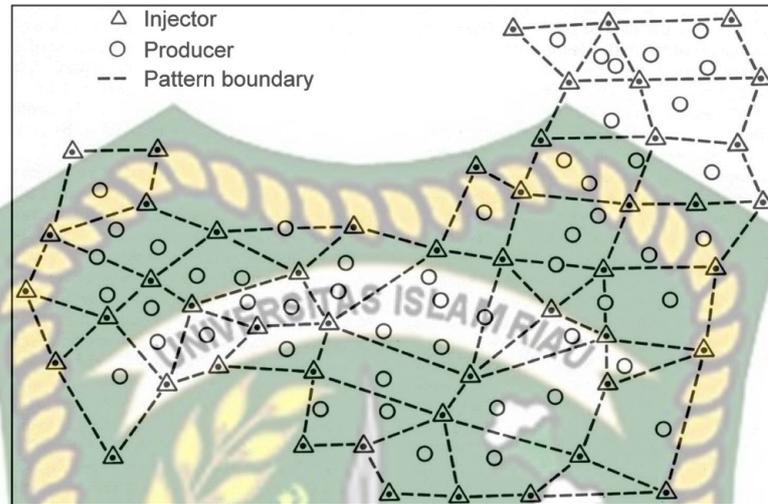
Ada empat jenis sumur yang cocok untuk pekerjaan proyek injeksi air antara lain; Pola Injeksi *Irregular*, Pola Injeksi *Peripheral*, Pola Injeksi *Regular*, Pola Injeksi *Crestal* dan *Basal* (Hartono, 2016).

2.4.1 Pola Injeksi *Irregular*

Menurut Willhite, lokasi produksi dan sumur injeksi bisa menjadi heterogen karena penggunaan teknik pemboran dengan topologi dan deviasi permukaan dan

bawah permukaan. Selain itu, adanya patahan (*fault*) dan fluktuasi lokal pada porositas dan permeabilitas adalah salah satu penyebab *irregular pattern injection*.

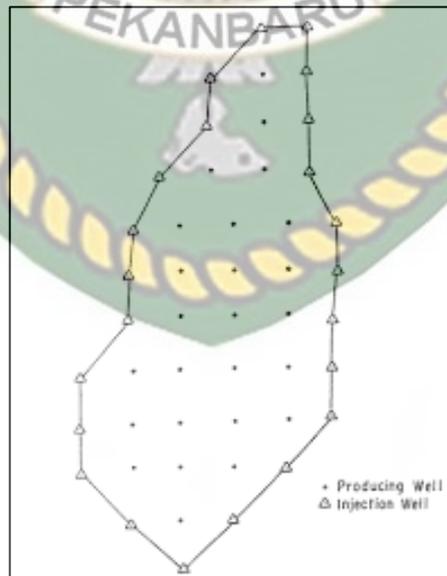
Pola injeksi air *irregular* dapat dilihat pada gambar 2.4 dibawah ini.



Gambar 2. 4 Pola Injeksi Air *Irregular* (*Waterflood Design - PetroWiki, n.d.*)

2.4.2 Pola Injeksi *Peripheral*

Pada *peripheral flooding*, sumur injeksi terletak pada batas luar formasi dan minyak bergerak ke dalam formasi. Dibawah ini merupakan gambar dari pola injeksi air *peripheral* yang ditunjukkan pada gambar 2.5.



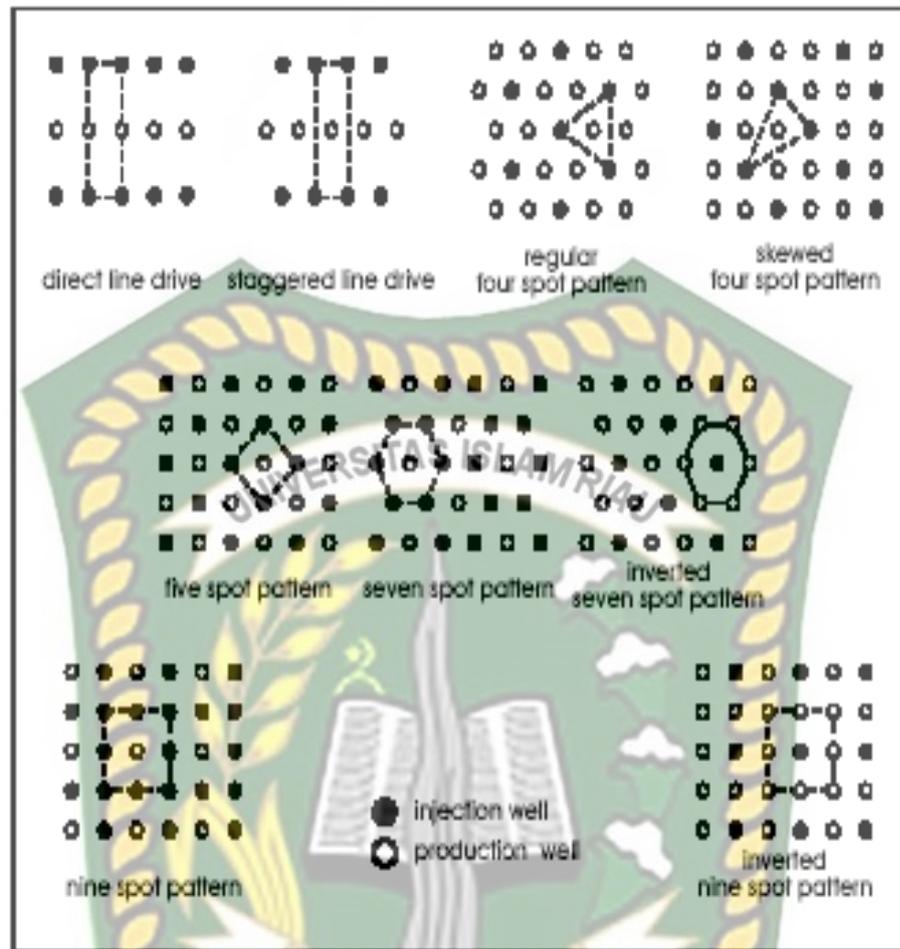
Gambar 2. 5 Pola Injeksi Air *Peripheral* (Hartono, 2016)

2.4.3 Pola Injeksi *Regular*

Injeksi pola teratur dibedakan atas normal *pattern flooding* dan *inverted pattern flooding*. Normal *pattern flooding* yakni ketika sumur produksi dikelilingi oleh sumur injeksi (Djumentara et al., 2020). Sedangkan *Inverted pattern flooding* yaitu sumur injeksi dikelilingi oleh sumur produksi (Smith & Cobb, 1997). Jenis pola sumur injeksi yaitu *direct line spot*, *straggered line drive*, *regular 4-spot*, *skewed 4-spot*, *inverted 5-spot*, *7-spot*, dan *inverted 7-spot*, dan *normal 9-spot* (Dicgorry et al., 2015).

- 1) *Direct line drive*, dimana sumur injeksi dan sumur produksi membentuk garis konstan dan saling berhadapan. Ada dua hal penting yang perlu diperhatikan, yakni jarak antara sumur yang sama dan jarak antara sumur berbeda.
- 2) *Straggered line drive*, yang merupakan sumur dimana sumur injeksi dan sumur produksi membentuk garis tertentu yang terletak saling berhadapan pada jarak yang sama.
- 3) *Four spot*, yaitu terdiri dari tiga jenis sumur injeksi, membentuk segitiga dengan sumur produksi di tengahnya.
- 4) *Five spot*, yaitu pola yang dikenal sebagai *waterflooding* dimana sumur injeksi menempatkan sumur produksi di tengah.
- 5) *Seven spot*, sumur injeksi berada di sudut hexagonal dan sumur produksi berada di tengah.
- 6) *Nine spot*, memiliki pola yang hampir sama dengan *five spot* hanya saja *nine spot* memiliki sumur injeksi tambahan. Intinya, pola injeksi ini memiliki delapan buah *injector* yang mengelilingi sebuah *producer*.

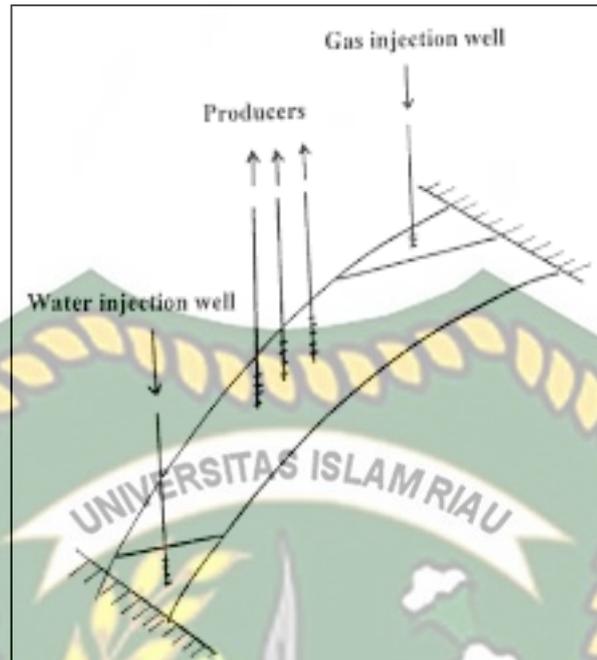
Gambar dari macam-macam *regular pattern* ini dapat dilihat pada gambar 2.6 dibawah ini.



Gambar 2. 6 Pola Injeksi Air Regular (Hartono, 2016)

2.4.4 Pola Injeksi *Crestal* dan *Basal*

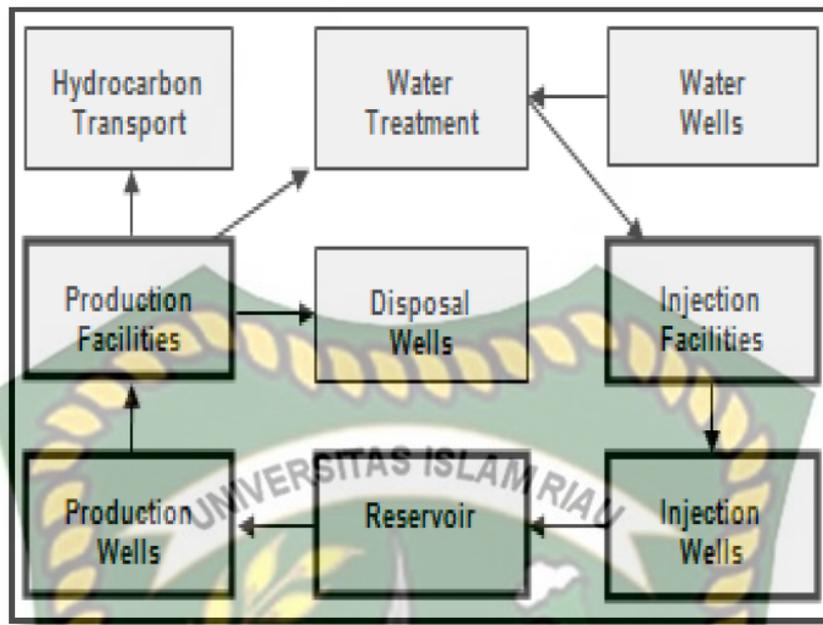
Gambar 2.7 merupakan pola injeksi *crestal* dan *basal*, untuk injeksi *crestal* dilakukan melalui sumur yang terletak di bagian atas struktur, biasanya ini digunakan pada proyek injeksi gas. Untuk injeksi *basal*, fluida diinjeksikan di bagian bawah struktur yang mana ini banyak digunakan pada proyek injeksi air.



Gambar 2. 7 Pola Injeksi Air *Crestal dan Basal* (Hartono, 2016)

2.5 Pengawasan Kegiatan Injeksi Air (*Reservoir Surveillance*)

Perencanaan serta pelaksanaan program pengawasan dan monitoring pada sumur adalah kunci kesuksesan dari proyek *waterflood*. Untuk itu perlu disesuaikan program yang ada dengan lapangan atau proyek yang akan dikerjakan karena setiap proyek *waterflood* memiliki karakter yang berbeda-beda. Gambar 2.8 menunjukkan sistem injeksi *waterflood*. Awalnya proyek *waterflood* hanya berfokus pada injeksi dan produksi, tetapi dengan perkembangan dan pengetahuan manajemen *reservoir* modern, proyek ini telah berkembang menjadi praktik *industry* untuk menjadikan sumur, fasilitas, *water system*, dan kondisi pengoperasian menjadi program *Surveillance* secara komprehensif (Andalucia & Ariansyah, 2016).



Gambar 2. 8 *Waterflood Injection System* (Andalucia & Ariansyah, 2016)

2.6 *Hall Plot*

Pada tahun 1963 analisis *Hall Plot* dikenalkan oleh Hall untuk yang pertama kalinya. Hall melakukan studi untuk memonitoring kinerja injeksi air dengan membuat plot antara tekanan kumulatif sumur dengan kumulatif air yang telah diinjeksikan. Dari sumur tersebut dapat diketahui apakah sumur injeksi yang digunakan efektif menginjeksikan air atau adanya indikasi faktor lain (Ginting et al., 2021).

Hall menggunakan teknik ini untuk menginterpretasikan data injeksi sumur yang dikumpulkan secara teratur untuk menarik kesimpulan tentang dampak *skin* pada lubang bor dan kinerja injektivitas rata-rata. Data yang diperlukan dalam analisis *Hall Plot* antara lain; BHP (rata-rata bulanan), rata-rata tekanan *reservoir*, jumlah injeksi air (bulanan), dan jumlah hari injeksi dalam 1 bulan (Alfredo & Sulistyanto, 2015).

Hall Plot pada dasarnya merupakan integral dari selisih tekanan kepala sumur (P_{wh}) dengan tekanan *reservoir* (P_r) terhadap waktu yang di plot dengan kumulatif injeksi air. Metode Hall mengasumsikan injeksi untuk aliran stabil sehingga laju injeksi dapat dinyatakan sebagai:

$$I_w = \frac{0.00707kh(P_{wi} - P_{avg})}{\mu \left[\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right]} \quad (5)$$

Dimana:

k = Permeabilitas

h = Ketebalan *Reservoir*

P_{wi} = Tekanan Kepala Sumur Yang Mengalir

P_{avg} = Tekanan *Reservoir* Rata-Rata

μ = Viskositas Fluida

r_e = Radius Efektif *Reservoir*

r_w = Radius Lubang Sumur

S = Skin

Dengan mengasumsikan bahwa k , h , μ , r_e , r_w , dan S adalah konstan. Oleh karena itu, persamaan diatas menjadi:

$$I_w = C(P_{wi} - P_{avg}) \quad (6)$$

Dimana

$$C = \frac{0.00707kh}{\mu \left[\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right]} \quad (7)$$

Menata ulang persamaan 6 menghasilkan sebagai berikut:

$$(P_{wi} - P_{avg}) = \frac{i_w}{C} \quad (8)$$

Mengintegrasikan kedua sisi persamaan 8 terhadap waktu, maka:

$$\int_0^t (P_{wi} - P_{avg}) dt = \frac{1}{C} \int_0^t i_w dt \quad (9)$$

Integral di ruas kanan persamaan 9 diatas adalah *cumulative water injected*, sehingga persamaan 9 dapat representasikan sebagai:

$$\int_0^t (P_{wi} - P_{avg}) dt = \frac{W_i}{C} \quad (10)$$

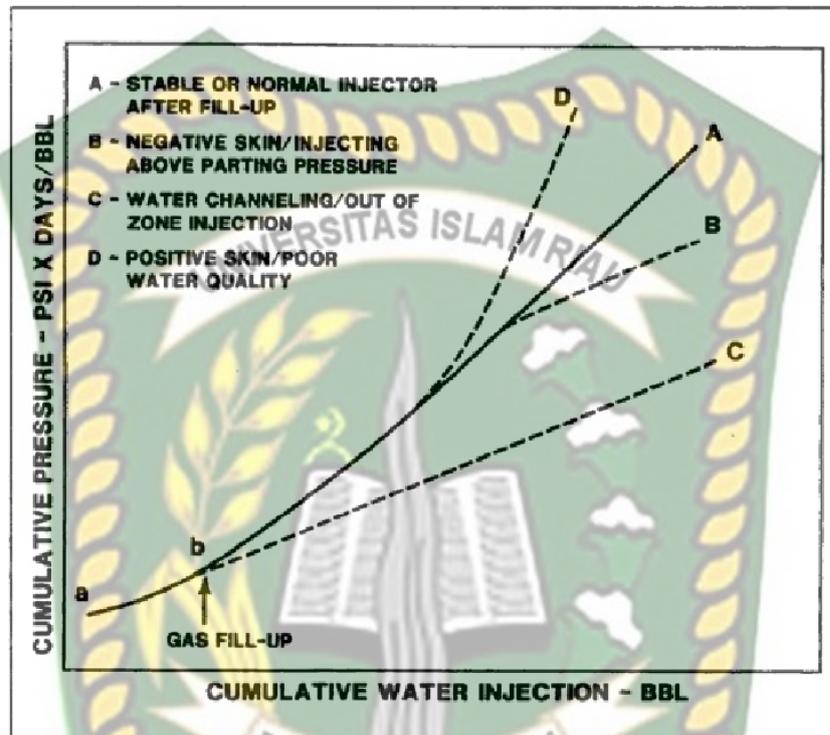
Dimana:

W_i = Volume kumulatif air yang diinjeksikan pada waktu t , bbls

Persamaan 10 menunjukkan bahwa grafik koordinat sisi kiri versus kanan harus membentuk garis lurus dengan kemiringan $1/C$. Grafik jenis ini disebut Hall Plot. Jika h , μ , r_e , r_w , dan S konstan, maka dari persamaan 7, nilai C konstan.

Namun, jika parameter berubah, C berubah, dan dengan demikian kemiringan Hall Plot berubah, di situlah letak nilai diagnostic plot.

Perubahan kondisi injeksi dapat dicatat dari Hall Plot yang dapat dilihat pada gambar 2.9 dibawah ini untuk berbagai kondisi sumur injeksi.



Gambar 2. 9 Type Curve Hall Plot

Gambar 2.9 diatas merupakan tipe hasil analisis *Hall Plot* yang dimana dalam kondisi normal, *Hall Plot* menampilkan garis lurus yang dimulai dengan kurva kecil yang mewakili proses pengisian atau disebut juga sebagai *fill up*. Analisa *Hall Plot* memungkinkan kita untuk menyimpulkan apakah sumur menginjeksi air secara efektif. Penyimpangan atau masalah yang dapat dianalisis dari *Hall Plot* yakni adanya indikasi *positive skin* ataupun *negative skin*, dan adanya *water channeling*. Pembuatan kurva dilakukan *overlay* dengan *type curve Hall Plot* untuk mempermudah analisa *Hall Plot* (Hamdi, 2015).

Jika diasumsikan P_{wi} dan P_{avg} adalah rata-rata untuk bulan tersebut, maka secara matematis rumus *Hall Plot* dinyatakan dalam persamaan (11) sebagai berikut (Merina, 2021):

$$\int_0^t (P_{wi} - P_{avg}) dt = \sum \Delta p \times \Delta t \quad (11)$$

Dimana:

$$\Delta p = P_{wi} - P_{avg}$$

$$\Delta t = \text{jumlah hari injeksi perbulan}$$

Metode *Hall Plot* juga memiliki beberapa keuntungan yakni dalam proses penggunaan *Hall Plot* tidak memerlukan prosedur yang rumit, dan dari segi faktor biaya tidak ada pengeluaran karena data yang dibutuhkan adalah data umum (Amedu & Nwokolo, 2013).

2.7 *Voidage Replacement Ratio (VRR)*

Pada dasarnya, *VRR* adalah rasio antara volume fluida yang diinjeksikan dan volume fluida yang diproduksi. (Hamdi, 2015).

Ketidakseimbangan antara jumlah fluida yang dihasilkan dari *reservoir* dan jumlah yang diinjeksikan dapat menyebabkan masalah lingkungan dikarenakan gangguan pada sistem alam. Dalam meminimalisir ketidakseimbangan tekanan tersebut, maka harus memastikan *VRR* selalu mendekati angka 1 sepanjang tahap produksi ((Awotunde, 2012);(Kim & Kovscek, 2015); (Rosario & Hernandez, 2017)).

VRR adalah kunci dari proses penggantian fluida *reservoir*. Selain untuk menjaga tekanan *reservoir*, *VRR* juga dapat memitigasi terjadinya penurunan permukaan. Monitoring pergantian fluida yang diinjeksikan dan fluida yang terproduksi merupakan tantangan dalam pengelolaan *reservoir* yang berguna dan realistis untuk mengoptimalkan produksi (Termizel, 2016). Secara matematis, perhitungan untuk analisa *VRR* dinyatakan dalam persamaan (12), (13), dan masing-masing sebagai berikut (Alida & Juliansyah, 2016):

$$VRR = \frac{\text{injected reservoir volume}}{\text{produced reservoir volume}} \quad (12)$$

$$VRR = \frac{B_{w_{inj}}(I_{w_{inj}})}{B_o(q_o) + B_w(q_w) + q_o(GOR - Rs)B_g} \quad (13)$$

Dimana:

$$VRR = \text{Voidage Replacement Ratio}$$

B_{w_inj} = Injected Water FVF, bbl/stb, bbl/stb

I_{w_inj} = Water Injection Rate, bbl/day

B_o = Oil FVF, bbl/stb

q_o = Oil Rate, bbl/day

B_w = Water FVF, bbl/stb

q_w = Water Rate, bbl/day

GOR = Gas-Oil Ratio, scf/stb

R_s = Solution Gas-Oil Ratio, scf/stb

B_g = Gas FVF, cu.ft/scf

Berdasarkan perhitungan nilai VRR tersebut dapat ditentukan keefektifan injeksi air (Cornelius et al., 2020).

Apabila nilai $VRR < 1$, berarti *injection rate* belum optimal dan harus ditingkatkan untuk mengoptimalkan produksi. Berbeda hal, apabila hasil menunjukkan $VRR > 1$, berarti *injection rate* sudah cukup optimal, sehingga laju produksi minyak dapat di optimasi untuk ditingkatkan (Alida & Juliansyah, 2016).

BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

Metode Penelitian ini dilakukan dimulai dengan pengumpulan data dan kemudian dibuat pemodelan *reservoir* untuk mendapatkan parameter seperti *water rate*, *oil rate*, *gas rate*, *gas oil ratio* yang dibutuhkan dalam perhitungan *Hall Plot* dan *VRR*. Setelah itu, data yang didapat dari pemodelan tersebut dilakukan pengerjaan *Hall Plot & VRR* yang kemudian dianalisa bagaimana pengaruh parameter permeabilitas relatif terhadap kinerja injeksi air yang dapat dilihat melalui profil kurva *Hall Plot* dan *VRR* tersebut.

3.2 Jenis Penelitian

Penelitian ini melakukan pembuatan model menggunakan simulator CMG (*Computer Modelling Group*). Tabel 3.1 menunjukkan model properties yang digunakan dalam pemodelan ini. Sedangkan model grid dan lokasi sumur ditunjukkan pada gambar 3.1.

Tabel 3. 1 Model *Properties*

No	Model Properties	Nilai
1	Tipe <i>grid</i>	<i>Cartesian</i>
2	No. <i>Grid</i> pada arah X,Y,Z	33 x 20 x 50
3	Ketebalan <i>grid</i>	10 ft
4	<i>Layer</i>	50



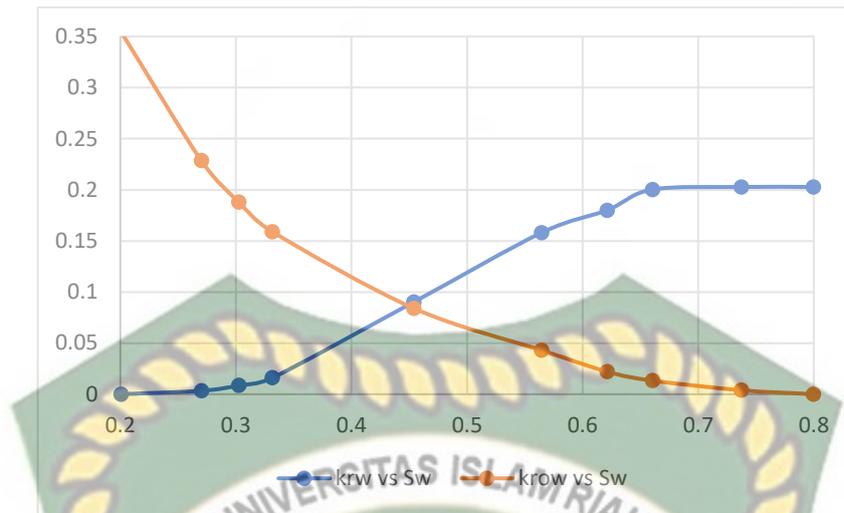
Gambar 3. 1 Model *cartesian grid* dan lokasi sumur

Pada model ini nilai permeabilitas relatif dari data *Special Core Analysis* (SCAL) dapat dilihat pada tabel 3.2 dibawah ini.

Tabel 3. 2 Permeabilitas Relatif

Sw	krw	krow
0.2005	0	0.3548
0.2701	0.0033	0.2285
0.3025	0.0085	0.188
0.3315	0.016	0.159
0.4539	0.0902	0.084
0.5644	0.158	0.043
0.6211	0.18	0.0221
0.6603	0.2003	0.0133
0.7373	0.20278	0.00388
0.7995	0.20280	0

Dari korelasi data tabel 3.2 menghasilkan kurva Kr vs Sw seperti yang ditunjukkan pada gambar 3.2.



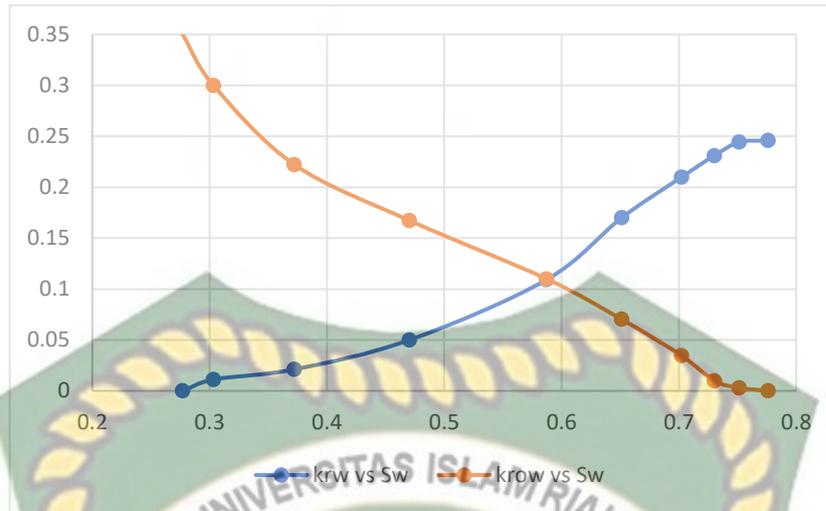
Gambar 3. 2 Kurva Hubungan Kr vs Sw (*Oil wet*)

Gambar 3.2 diatas merupakan kurva hubungan permeabilitas relatif saturasi air yang menunjukkan batuan *reservoir* tersebut besifat *oil wet* dikarenakan perpotongan kurvanya kurang dari 50% (Merina, 2021).

Pada model yang sama di masukkan nilai permeabilitas relatif yang berbeda yakni ditampilkan pada tabel 3.3 dan akan menghasilkan kurva perpotongan lebih dari 50% atau yang bersifat *water wet* pada gambar 3.3.

Tabel 3. 3 Permeabilitas Relatif

Sw	krw	krow
0.277	0	0.3501
0.3033	0.0112	0.30009
0.3722	0.0211	0.2222
0.4704	0.05	0.16731
0.5872	0.1092	0.11
0.6512	0.17	0.07026
0.7023	0.21	0.03453
0.7301	0.23102	0.01
0.7513	0.2443	0.00301
0.7759	0.2459	0



Gambar 3. 3 Kurva Hubungan Kr vs Sw (*Water wet*)

3.2.1 Data

Pada penelitian ini memerlukan data lapangan seperti data produksi umur, data fluida *reservoir*, dan data sifat fisik batuan *reservoir*.

Untuk metode Hall Plot memerlukan data sebagai berikut:

- Tekanan dasar sumur (Pinj)
- Tekanan alir di kepala sumur (Pwh)
- Tekanan rata-rata *reservoir*
- Volume injeksi air perbulan

Untuk metode VRR memerlukan beberapa parameter yang dihitung antara lain; *Water cut*, *Volume oil reservoir*, *Volume water reservoir*, *Volume gas reservoir*, *Reservoir water injection*, *Voidage replacement ratio*, R_s , B_o , B_g , B_w .

Tabel 3. 4 Data Karakteristik *Reservoir* Lapangan Limuno

Parameter	Value	Unit
B_o	1.07	RB/STB
B_w	1.02	RB/STB
B_g	0.00761	RB/SCF
R_s	56	SCF/STB

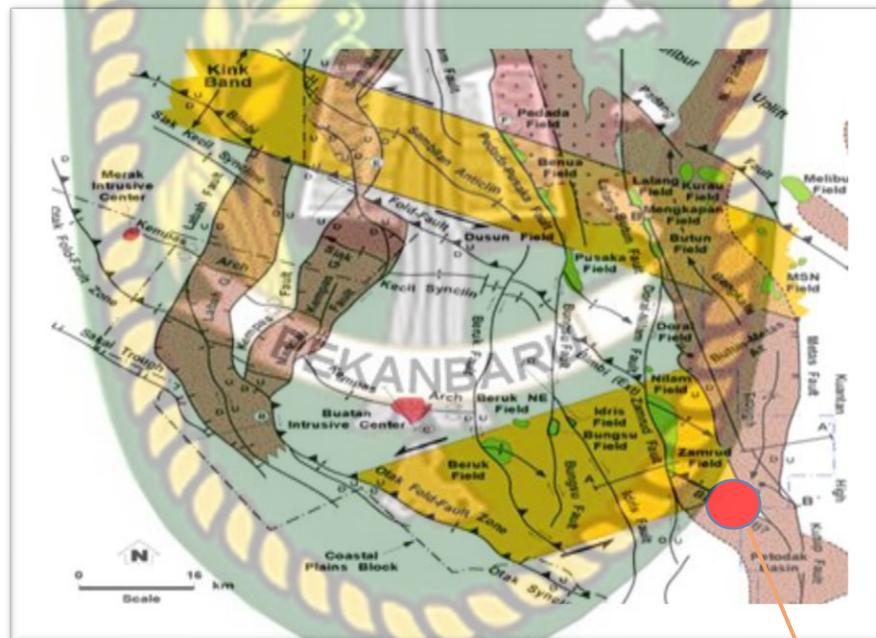
Data pada tabel 3.4 diatas merupakan data yang akan digunakan dan dihitung pada saat menentukan nilai VRR.

3.3 Tempat Penelitian/Pengambilan Data

Penelitian ini dilaksanakan di Lapangan Limuno yang berada di Tengah Hutan Taman Nasional. Lapangan ini dikelola oleh PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu. Lapangan ini mulai di produksikan sejak tahun 1984 dengan tahapan yang dilakukan yakni masih *primary recovery* selama kurang lebih 9 atau 10 tahunan. Hingga 2021 telah di bor sebanyak 175 sumur yakni pada sumur *producer* sekitar kurang lebih 90 an, sedangkan *injector* sekitar 45 sumur, dan sisanya *Shut-in due to Not Economic Well*.

Pada tahun 1993, mulai dilakukan proses *secondary recovery* yakni *waterflooding* dan masih terus dilakukan hingga saat sekarang (2021).

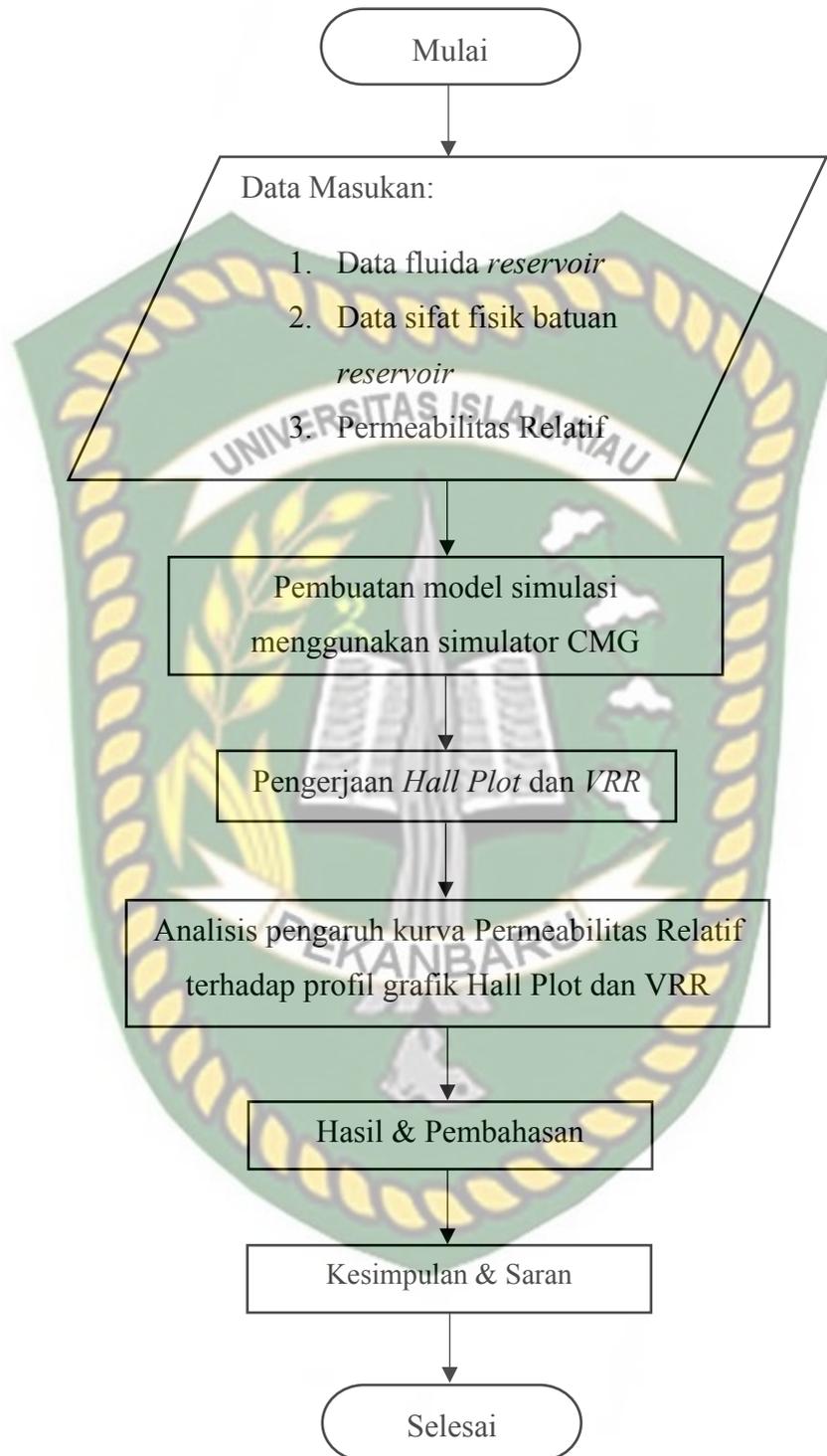
Peta lokasi lapangan Limuno dapat dilihat pada gambar 3.4 dibawah ini.



Lapangan Limuno

Gambar 3. 4 Peta Lokasi Lapangan Limuno

3.4 Alur Penelitian



Gambar 3.5 Diagram Alir Proposal Penelitian

3.5 Jadwal Penelitian

Tabel 3.3 dibawah ini merupakan jadwal penelitian yang menjelaskan secara terperinci kegiatan dan kapan dilakukannya kegiatan tersebut.

Tabel 3. 5 Jadwal Penelitian

No	Kegiatan	Tahun 2022											
		April			Mei			Juni			Juli		
1	Studi Literatur	■	■	■									
2	Pembuatan Proposal	■	■	■									
3	Pengumpulan & Perolehan Data	■	■	■	■	■	■						
4	Pembuatan Model				■	■	■	■	■	■			
5	Perhitungan							■	■	■	■	■	■
6	Analisa dan Pembahasan										■	■	■
7	Sidang Tugas Akhir												■

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Analisa Kurva Permeabilitas Relatif Pada Metode Hall Plot

Pada penelitian ini akan dilakukan analisa kurva permeabilitas relatif terhadap kinerja injeksi air pada lapangan Limuno. Pertama, akan dilihat terlebih dahulu bagaimana analisisnya terhadap metode Hall Plot yakni dengan menganalisa di sumur injeksinya. Lapangan Limuno memiliki 2 sumur injeksi yang akan dianalisa dengan menggunakan metode Hall Plot yaitu Limuno I-1 dan Limuno I-2.

Pembuatan kurva hall plot membutuhkan data tekanan kepala sumur (P_{wh}) yang didapat dari data lapangan, data tekanan injeksi (P_{inj}), data tekanan rata-rata *reservoir* dan volume injeksi perbulan. Kemudian data tersebut di *cumulative* kan dan di plot untuk menghasilkan kurva hall plot.

1. Sumur Injeksi (Limuno I-1) pada kondisi batuan *reservoir* yang bersifat *oil wet*



Gambar 4. 1 Kurva Hall Plot Sumur Limuno Injeksi-1 (*Oil wet*)

Gambar 4.1 diatas merupakan hasil dari plot an antara integral dari selisih tekanan kepala sumur (P_{wh}) dengan tekanan *reservoir* (P_r) terhadap waktu dan *cumulative injection water* dari batuan *reservoir* yang bersifat *oil wet*. Setelah dilakukan pencocokan terhadap kurva hall plot, pada *reservoir* yang bersifat *oil wet*,

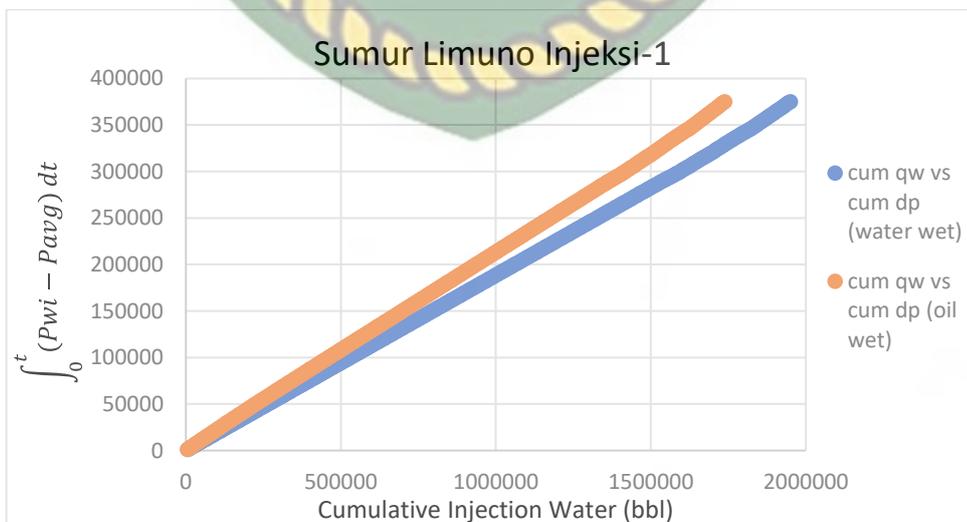
kurva hall plot mengarah ke titik A yang berarti bahwa sumur Limuno I-1 (*oil wet*) berada pada kondisi normal.

2. Sumur Injeksi (Limuno I-1) pada kondisi batuan *reservoir* yang bersifat *water wet*



Gambar 4. 2 Kurva Hall Plot Sumur Limuno Injeksi-1 (*Water wet*)

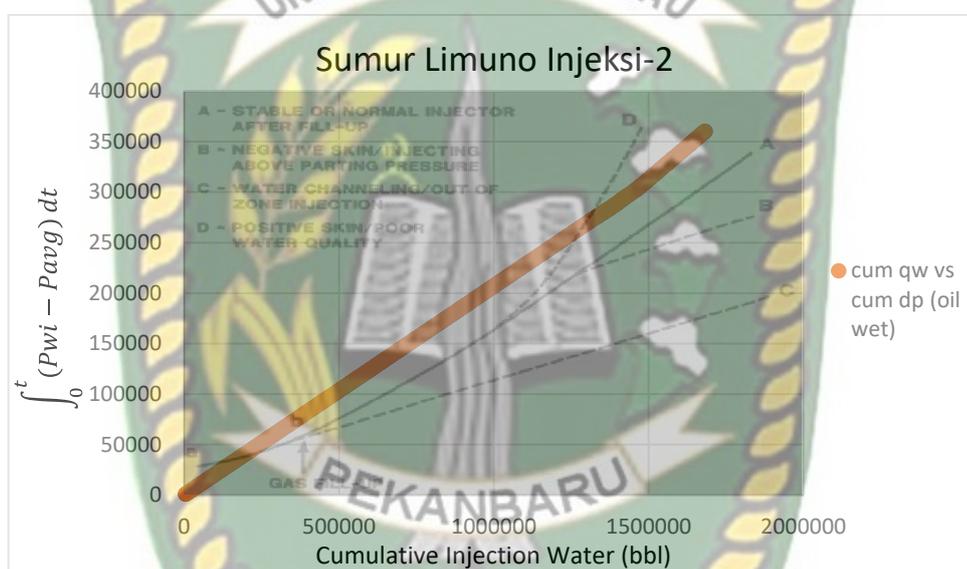
Gambar 4.2 diatas merupakan hasil dari plot an antara integral dari selisih tekanan kepala sumur (P_{wh}) dengan tekanan *reservoir* (P_r) terhadap waktu dan *cumulative injection water* dari batuan *reservoir* yang bersifat *water wet*. Setelah dilakukan pencocokan terhadap kurva hall plot, pada *reservoir* yang bersifat *water wet* dapat dilihat gambar 4.2 diatas menunjukkan kurva hall plot mengarah ke titik A, ini berarti bahwa sumur Limuno I-1 (*water wet*) berada pada kondisi normal.



Gambar 4. 3 Perbandingan Kurva Hall Plot *Oil wet* dan *Water wet*

Gambar 4.3 diatas merupakan gabungan hasil plot an antara integral dari selisih tekanan kepala sumur (P_{wh}) dengan tekanan *reservoir* (P_r) terhadap waktu dan *cumulative injection water* dari batuan *reservoir* yang bersifat *oil wet* maupun *water wet*. Dari gambar di atas sudah jelas terlihat perbedaan kurva hall plot yang bersifat *oil wet* dengan kurva hall plot yang bersifat *water wet*. Ini berarti bahwa kurva permeabilitas relatif berpengaruh terhadap profil kurva Hall Plot di sumur Limuno injeksi-1.

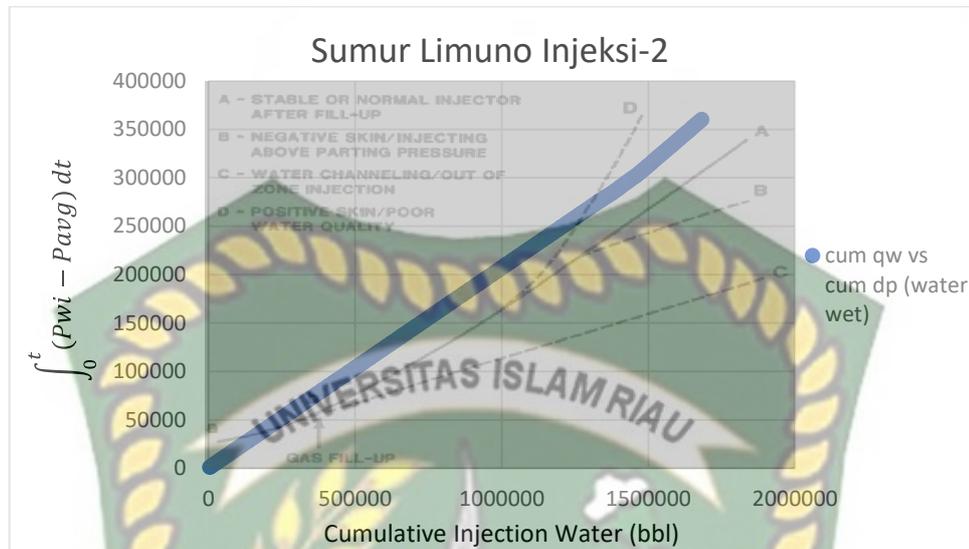
3. Sumur Injeksi (Limuno I-2) pada kondisi batuan *reservoir* yang bersifat *oil wet*



Gambar 4. 4 Kurva Hall Plot Sumur Limuno Injeksi-2 (*Oil wet*)

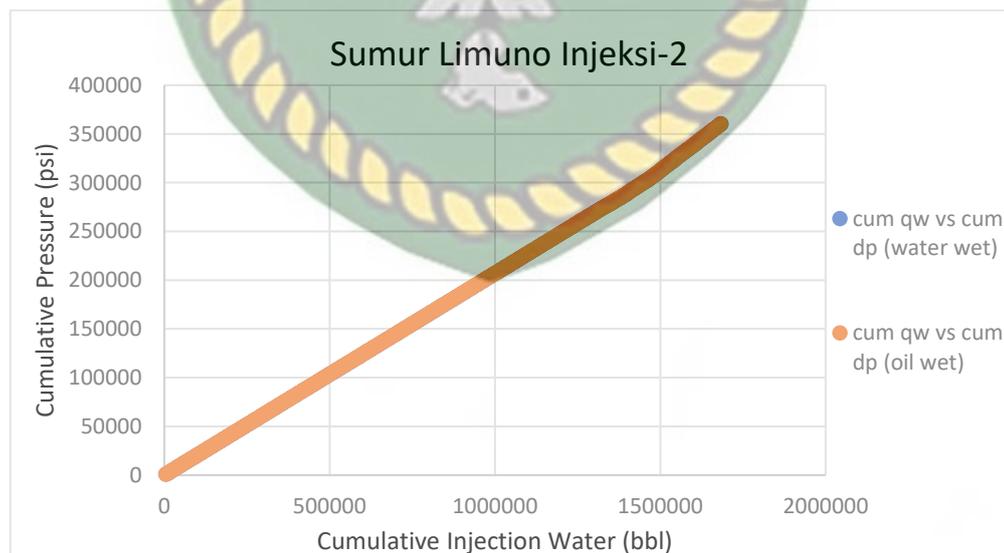
Gambar 4.4 diatas merupakan hasil dari plot an antara integral dari selisih tekanan kepala sumur (P_{wh}) dengan tekanan *reservoir* (P_r) terhadap waktu dan *cumulative injection water* dari batuan *reservoir* yang bersifat *oil wet*. Setelah dilakukan pencocokan terhadap kurva hall plot, dapat dilihat bahwa gambar 4.3 kurva mengarah ke titik D yang menunjukkan bahwa sumur Limuno I-2 (*oil wet*) mengalami masalah positif skin.

4. Sumur Injeksi (Limuno I-2) pada kondisi batuan *reservoir* yang bersifat *water wet*



Gambar 4. 5 Kurva Hall Plot Sumur Limuno Injeksi-2 (*Water wet*)

Gambar 4.5 diatas merupakan hasil dari plot an antara integral dari selisih tekanan kepala sumur (P_{wh}) dengan tekanan *reservoir* (P_r) terhadap waktu dan *cumulative injection water* dari batuan *reservoir* yang bersifat *water wet*. Setelah dilakukan pencocokan terhadap kurva hall plot, dapat dilihat bahwa gambar 4.4 kurva mengarah ke titik D yang menunjukkan bahwa sumur Limuno I-2 (*water wet*) mengalami masalah *positif skin*.



Gambar 4. 6 Perbandingan Kurva Hall Plot *Oil wet* dan *Water wet*

Gambar 4.6 diatas merupakan gabungan hasil plot an antara integral dari selisih tekanan kepala sumur (P_{wh}) dengan tekanan *reservoir* (P_r) terhadap waktu dan *cumulative injection water* dari batuan *reservoir* yang bersifat *oil wet* maupun *water wet*. Dari gambar di atas, parameter kurva permeabilitas relatif terhadap profil kurva hall plot di sumur injeksi-2 ini tidak terlalu terlihat signifikan perbedaannya, dikarenakan selisih nilai dari *cumulative* injeksi *water* yang *oil wet* dan *water wet* itu hanya berkisar ratusan yakni tergolong masih kecil.

4.2 Analisa Kurva Permeabilitas Relatif Pada Metode VRR

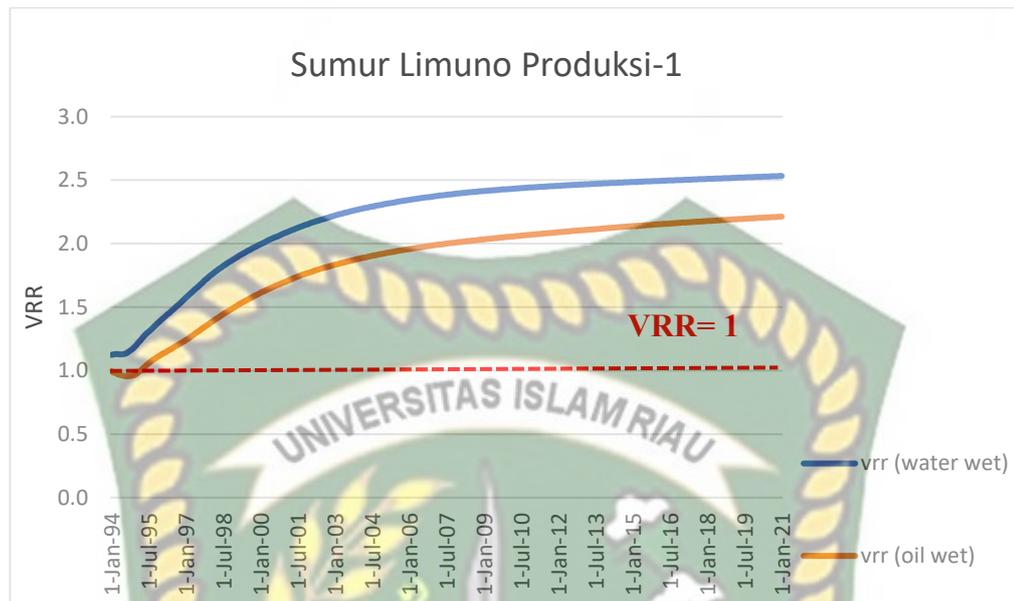
Pada penelitian ini akan dilakukan analisa kurva permeabilitas relatif terhadap kinerja injeksi air pada lapangan Limuno. Pada kali ini akan dilihat bagaimana analisisnya terhadap metode VRR yakni dengan menganalisa di sumur produksinya. Lapangan Limuno ini memiliki 5 sumur produksi yang akan dianalisa dengan menggunakan metode *Voidage Replacement Ratio* yaitu Limuno P-1, Limuno P-2, Limuno P-3, Limuno P-4, dan Limuno P-5.

Sebelum melakukan pembuatan kurva *Voidage Replacement Ratio* perlu dilakukan perhitungan terlebih dahulu terhadap beberapa parameter antara lain; *Water cut*, *Volume oil reservoir*, *Volume water reservoir*, *Volume gas reservoir*, *Reservoir water injection*, *Voidage replacement ratio*, R_s , B_o , B_g , B_w (terlampir).

Analisa dari hasil plot an VRR ini yakni apabila nilai yang didapat pada bulan tertentu sama dengan atau lebih besar dari 1, maka penginjeksian yang dilakukan bisa dikatakan efektif dimana sudah dapat memberikan peningkatan tekanan *reservoir*. Berbeda hal jika VRR kecil dari 1, ini berarti bahwa tekanan *reservoir* mengalami penurunan dan injeksi yang dilakukan belum dapat memberikan pengaruh besar bagi produktivitas sumur-sumur produksi yang ada.

Berikut merupakan plot kurva VRR dengan kondisi permeabilitas relatif *oil wet* dan *water wet* yang di gabung agar terlihat apakah ada perbedaan antara kurva tersebut dengan kondisi permeabilitas relatif yang berbeda.

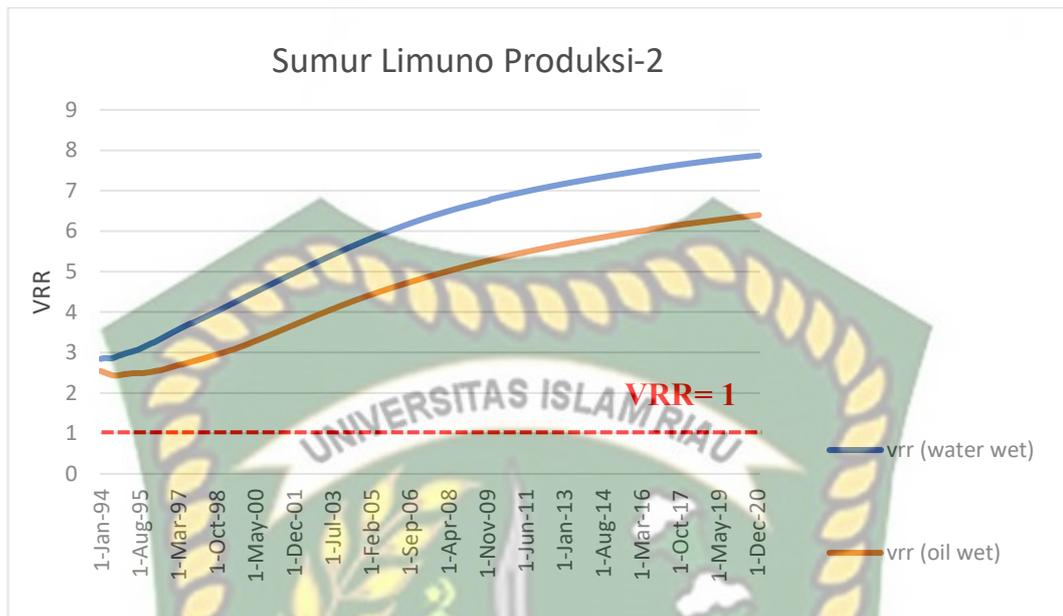
1. Sumur Produksi (Limuno P-1)



Gambar 4. 7 Kurva VRR Sumur Limuno P-1

Pada gambar 4.7 diatas jelas terlihat perbedaan kurva VRR untuk grafik *oil wet* dan *water wet*. Pada gambar setelah dilakukannya injeksi air yang dimulai pada bulan januari 1994 dengan nilai VRR sebesar 0.99343 pada kondisi *oil wet* ($VRR < 1$) dan 1.12361 pada kondisi *water wet* ($VRR > 1$). Artinya, pada kondisi *water wet* laju injeksi sudah optimal yang mana telah terjadi peningkatan tekanan *reservoir* pada bulan tersebut, sedangkan pada kondisi *oil wet* belum terpenuhinya tekanan *reservoir* pada bulan Januari sehingga perlu dilakukan peningkatan laju injeksi yang bertujuan agar tetap terjaga tekanan *reservoir* pada sumur ini yang kemudian diharapkan dapat memberikan kenaikan tekanan. Pada bulan-bulan berikutnya untuk kondisi *water wet* nilai VRR tetap lebih besar dari 1 bahkan sampai bernilai 2 yang berarti bahwa tekanan *reservoir* untuk kondisi *water wet* ini tetap terjaga pada bulan-bulan berikutnya. Pada kondisi batuan *reservoir* yang bersifat *oil wet*, nilai VRR yang besar dari 1 itu dimulai pada bulan April 1995 yang berarti laju injeksi sudah optimal sehingga terjadi peningkatan tekanan *reservoir* pada bulan tersebut. Dari bulan April 1995 ini sampai akhirnya pada bulan Januari 2021 nilai VRR nya stabil di 1 atau bahkan lebih besar dari 1. Ini berarti bahwa pada bulan-bulan tersebut tekanan *reservoir* nya tetap terjaga.

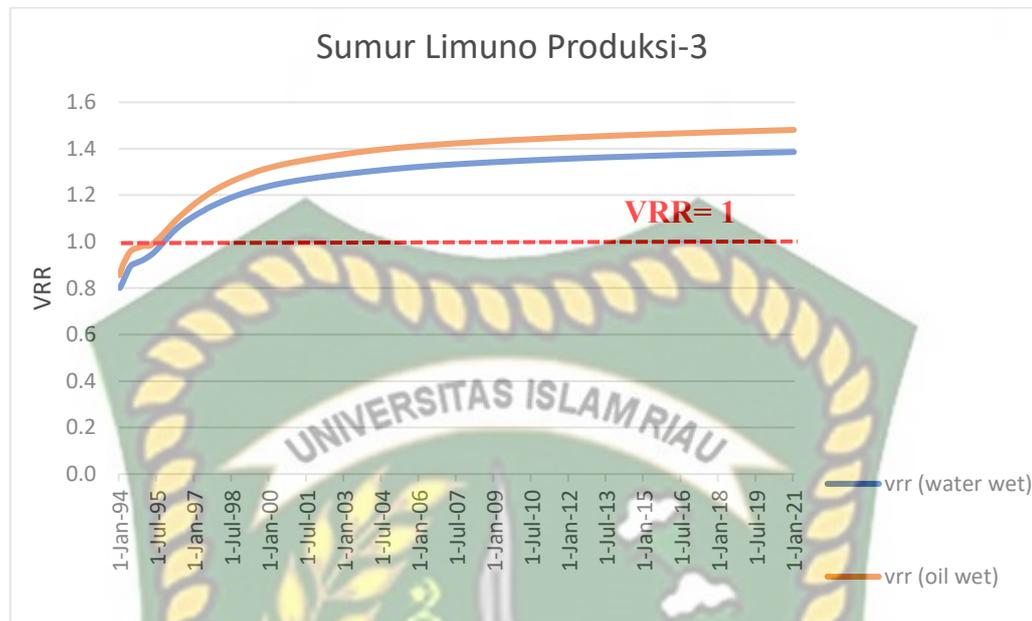
2. Sumur Produksi (Limuno P-2)



Gambar 4.8 Kurva VRR Sumur Limuno P-2

Pada gambar 4.8 diatas jelas terlihat perbedaan kurva VRR untuk grafik *oil wet* dan *water wet*. Pada gambar setelah dilakukannya injeksi air yang dimulai pada bulan januari 1994 dengan nilai VRR lebih besar dari 1 yakni 2.54077 pada kondisi *oil wet* dan 2.84174 pada kondisi *water wet*. Hal ini berarti bahwa laju injeksi sudah optimal untuk kedua kondisi batuan reservoir tersebut sehingga tekanan *reservoir* pada bulan itu meningkat. Selanjutnya untuk bulan-bulan berikutnya hingga Januari 2021 hasil perhitungan VRR pada sumur Limuno P-2 ini baik yang batuan *reservoir*nya bersifat *water wet* maupun yang bersifat *oil wet* sama-sama menunjukkan hasil perhitungan VRR lebih besar dari 1 yang artinya tekanan *reservoir* pada bulan-bulan berikutnya tetap terjaga.

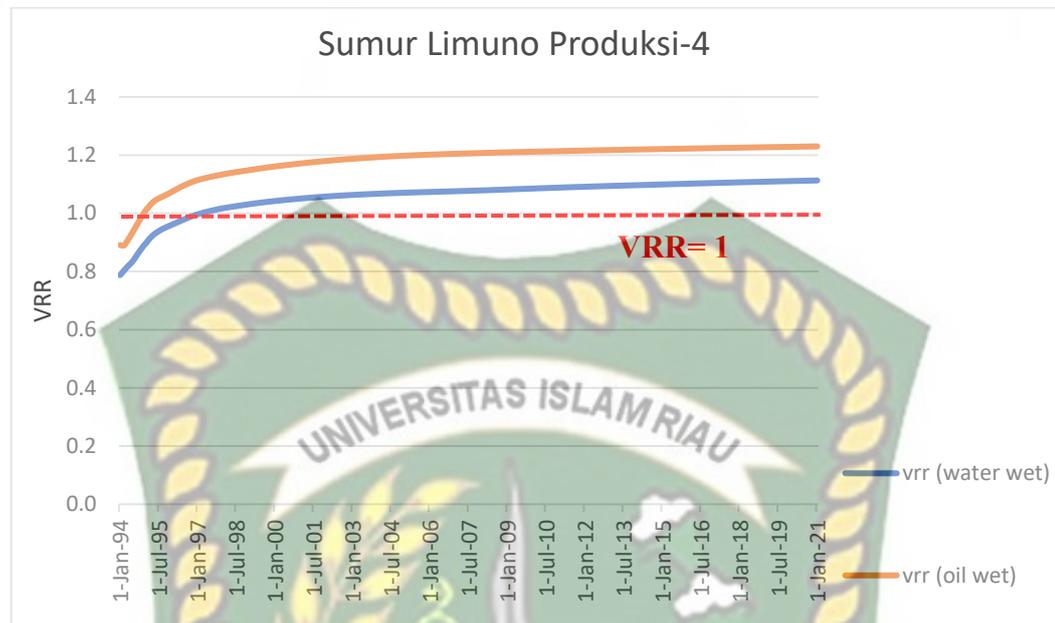
3. Sumur Produksi (Limuno P-3)



Gambar 4.9 Kurva VRR Sumur Limuno P-3

Pada gambar 4.9 diatas jelas terlihat perbedaan kurva VRR untuk grafik *oil wet* dan *water wet*. Pada gambar setelah dilakukannya injeksi air yang dimulai pada bulan januari 1994 dengan nilai VRR 0.85590 pada kondisi *oil wet* dan 0.80079 pada kondisi *water wet*. Nilai $VRR < 1$ tersebut berarti bahwa pada Januari 1994 laju injeksi di sumur ini belum optimal sehingga perlu dilakukan peningkatan laju injeksi yang bertujuan agar tetap terjaga tekanan *reservoir* pada sumur ini yang kemudian diharapkan dapat memberikan kenaikan tekanan. Pada bulan November 1995, kondisi batuan *reservoir* yang bersifat *water wet* memiliki nilai $VRR > 1$ yakni sebesar 1.00701 artinya pada bulan November 1995 ini tekanan *reservoir*nya meningkat hingga sampai bulan Januari 2021 dimana nilai *VRR* nya terus bertambah, ini berarti bahwa tekanan *reservoir* pada bulan-bulan tersebut tetap terjaga. Sedangkan pada kondisi batuan *reservoir* yang bersifat *oil wet*, nilai *VRR* yang besar dari 1 itu dimulai pada bulan Juli 1995 sebesar 1.00713 yang berarti laju injeksi sudah optimal sehingga terjadi peningkatan tekanan *reservoir* pada bulan tersebut. Dari bulan Juli 1995 ini sampai akhirnya pada bulan Januari 2021 nilai *VRR* nya stabil di 1 atau bahkan lebih besar dari 1. Ini berarti bahwa pada bulan-bulan tersebut tekanan *reservoir* nya tetap terjaga.

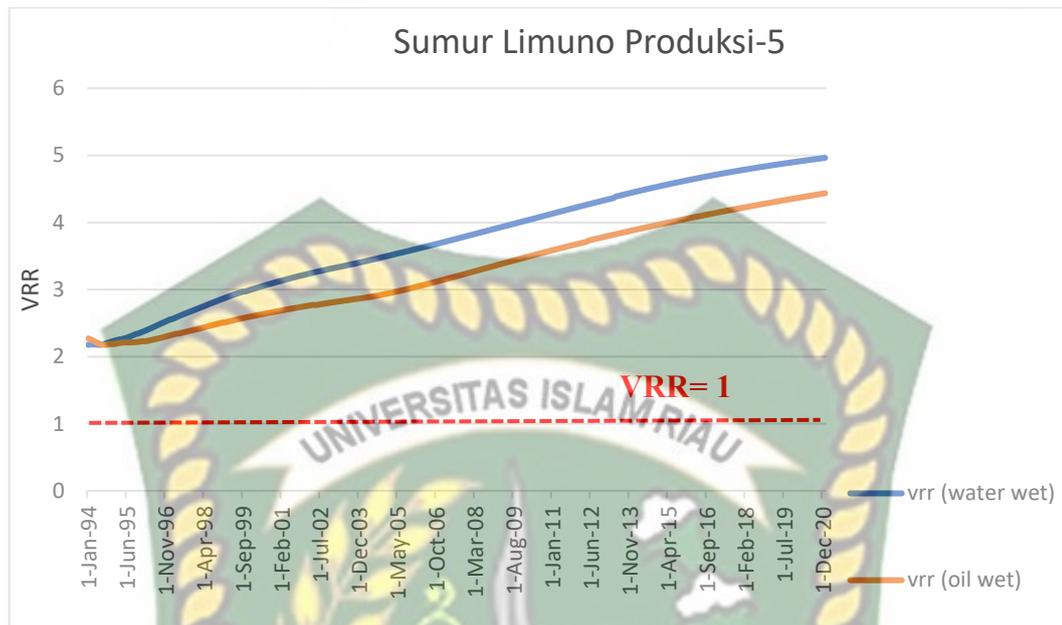
4. Sumur Produksi (Limuno P-4)



Gambar 4.10 Kurva VRR Sumur Limuno P-4

Pada gambar 4.10 diatas jelas terlihat perbedaan kurva VRR untuk grafik *oil wet* dan *water wet*. Pada gambar diatas setelah dilakukannya injeksi air yang dimulai pada bulan januari 1994 dengan nilai $VRR < 1$ yakni sebesar 0.89102 pada kondisi *oil wet* dan 0.78743 pada kondisi *water wet*. Nilai tersebut berarti bahwa pada Januari 1994 laju injeksi di sumur ini belum optimal sehingga perlu dilakukan peningkatan laju injeksi yang bertujuan agar tetap terjaga tekanan *reservoir* pada sumur ini yang kemudian diharapkan dapat memberikan kenaikan tekanan. Pada bulan Januari 1995, nilai VRR pada kondisi batuan *reservoir* yang bersifat *oil wet* terjadi peningkatan dimana hasil *VRR* nya lebih besar dari 1 yakni sebesar 1.01093 hingga bulan Januari 2021 dimana nilai *VRR* nya terus bertambah, ini berarti bahwa laju injeksi sudah optimal sehingga tekanan *reservoir* pada bulan-bulan meningkat dan tetap terjaga hingga Januari 2021. Sedangkan pada kondisi *water wet*, nilai $VRR > 1$ atau meningkatnya tekanan terjadi pada bulan Maret 1997 yakni sebesar 1.00065 hingga sampai bulan Januari 2021 dimana nilai *VRR* nya terus bertambah, ini berarti bahwa laju injeksi sudah optimal sehingga tekanan *reservoir* pada bulan-bulan tersebut meningkat dan tetap terjaga.

5. Sumur Produksi (Limuno P-5)



Gambar 4.11 Kurva VRR Sumur Limuno P-5

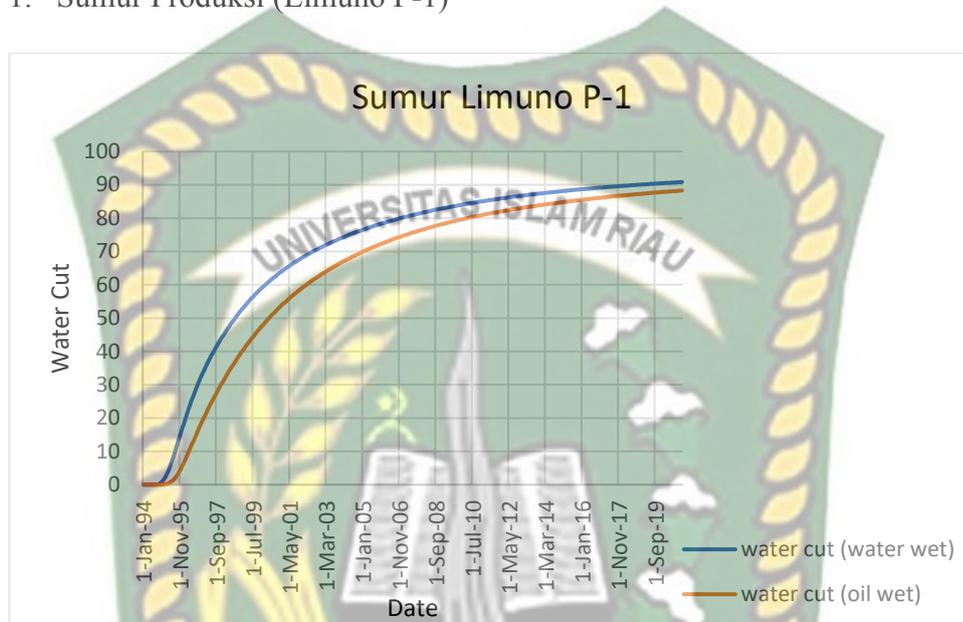
Pada gambar 4.11 diatas jelas terlihat perbedaan kurva VRR untuk grafik *oil wet* dan *water wet*. Pada gambar diatas setelah dilakukannya injeksi air yang dimulai pada bulan Januari 1994 dengan nilai $VRR > 1$ yakni sebesar 2.27190 pada kondisi *oil wet* dan 2.17481 pada kondisi *water wet*. Hal ini berarti bahwa laju injeksi sudah optimal sehingga tekanan *reservoir* pada bulan tersebut meningkat. Selanjutnya untuk bulan-bulan berikutnya hingga Januari 2021 hasil *VRR* pada sumur Limuno P-2 ini baik yang batuan *reservoir*nya bersifat *water wet* maupun yang bersifat *oil wet* sama-sama menunjukkan hasil *VRR* lebih besar dari 1 yang artinya tekanan *reservoir* pada bulan-bulan berikutnya tetap terjaga.

Dari kelima gambar sumur diatas terlihat bahwa sumur Limuno P-2 dan P-5 dari awal setelah dilakukannya injeksi air yakni Januari 1994 sudah memiliki *VRR* lebih besar dari 1 ($VRR > 1$) bahkan di angka 2 (dua), yang mana nilai tersebut terus meningkat hingga Januari 2021. Hal ini dikarenakan *oil rate*/bln atau volume produksi minyak perbulan dari kedua sumur ini lebih kecil dibandingkan sumur yang lainnya. Selain itu volume air di *reservoir* dari kedua sumur ini pun lebih kecil daripada ketiga sumur lainnya. Ini bisa terjadi dikarenakan sumur Limuno P-2 dan P-5 ini berada jauh dari sumur injeksi dan letak perforasi sumur limuno P-2 dan P-5 berada jauh dari perforasi sumur injeksinya.

4.2.1 Water Cut

Berikut merupakan plot an hasil dari perhitungan *water cut* dengan kondisi permeabilitas relatif *oil wet* dan *water wet* yang di gabung agar terlihat apakah ada perbedaan antara kurva tersebut dengan kondisi permeabilitas relatif yang berbeda.

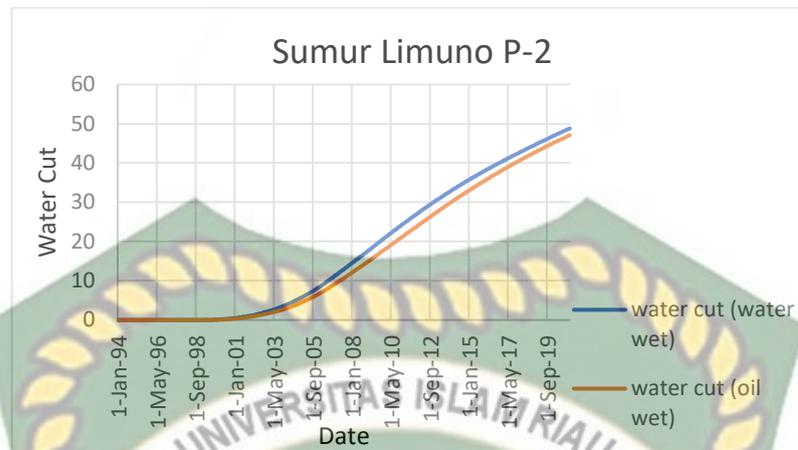
1. Sumur Produksi (Limuno P-1)



Gambar 4.12 *Water cut (Oil wet & Water wet)*

Pada gambar 4.12 diatas jelas terlihat perbedaan grafik *water cut* untuk *oil wet* dan *water wet*. Pada kondisi *oil wet*, *water cut* pada bulan Januari 1994 sampai dengan April 1995 masih bernilai 0. Kemudian *water cut* muncul pada Mei 1995 yakni sebesar 1% dan terus meningkat hingga Januari 2021 yakni tercatat sebesar 88%. Kemudian untuk kondisi *water wet*, *water cut* pada bulan Januari 1994 sampai dengan November 1994 masih bernilai 0. Kemudian *water cut* muncul pada Desember 1994 yakni sebesar 1% dan terus meningkat hingga Januari 2021 yakni tercatat sebesar 91%. Dari penjelasan ini dapat diketahui bahwa kondisi *water wet* memiliki *water cut* yang lebih besar dibandingkan pada saat kondisi *oil wet*.

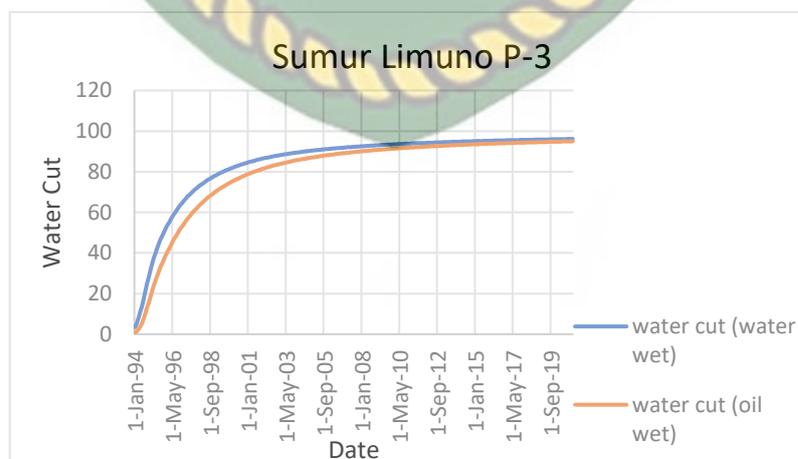
2. Sumur Produksi (Limuno P-2)



Gambar 4.13 *Water cut (Oil wet & Water wet)*

Pada gambar 4.13 diatas jelas terlihat perbedaan grafik *water cut* untuk *oil wet* dan *water wet*. Pada kondisi *oil wet*, *water cut* pada bulan Januari 1994 sampai dengan Mei 2001 masih bernilai 0. Kemudian *water cut* muncul pada Juni 2001 yakni sebesar 1% dan terus meningkat hingga Januari 2021 yakni tercatat sebesar 47%. Kemudian untuk kondisi *water wet*, *water cut* pada bulan Januari 1994 sampai dengan Januari 2001 masih bernilai 0. Kemudian *water cut* muncul pada Februari 2001 yakni sebesar 1% dan terus meningkat hingga Januari 2021 yakni tercatat sebesar 49%. Dari penjelasan ini dapat diketahui bahwa kondisi *water wet* memiliki *water cut* yang lebih besar dibandingkan pada saat kondisi *oil wet*.

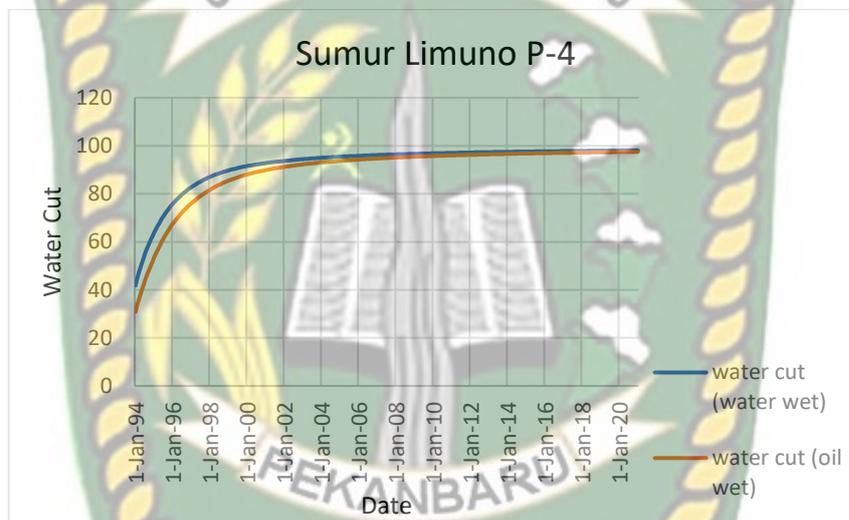
3. Sumur Produksi (Limuno P-3)



Gambar 4.14 *Water cut (Oil wet & Water wet)*

Pada gambar 4.14 diatas jelas terlihat perbedaan grafik *water cut* untuk *oil wet* dan *water wet*. Pada kondisi *oil wet*, *water cut* pada bulan Januari 1994 tercatat sebesar 1%. Kemudian *water cut* naik terus menerus hingga Januari 2021 yakni *water cut* tercatat sebesar 95%. Kemudian untuk kondisi *water wet*, *water cut* pada bulan Januari 1994 yakni tercatat sebesar 3% dan terus meningkat hingga Januari 2021 yakni tercatat sebesar 96%. Dari penjelasan ini dapat diketahui bahwa kondisi *water wet* memiliki *water cut* yang lebih besar dibandingkan pada saat kondisi *oil wet*.

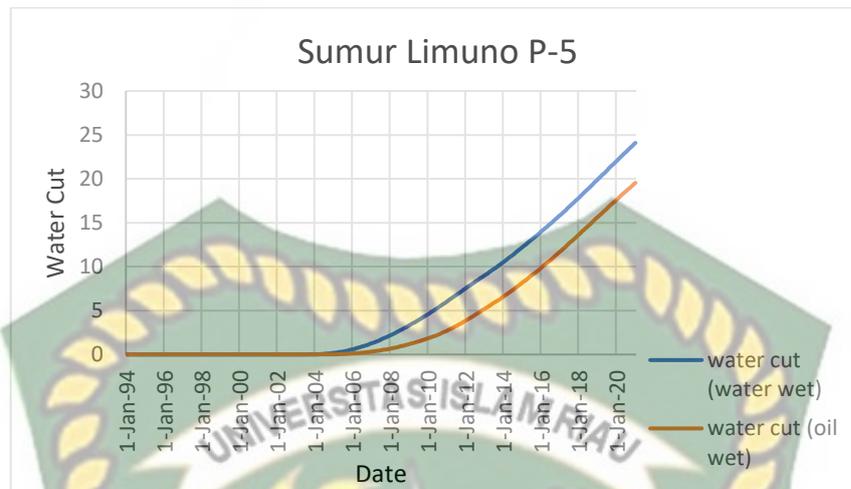
4. Sumur Produksi (Limuno P-4)



Gambar 4. 15 *Water cut (Oil wet & Water wet)*

Pada gambar 4.15 diatas jelas terlihat perbedaan grafik *water cut* untuk *oil wet* dan *water wet*. Pada kondisi *oil wet*, *water cut* pada periode awal produksi yakni bulan Januari 1994 tercatat sebesar 31%. Kemudian *water cut* naik terus menerus hingga Januari 2021 yakni *water cut* tercatat sebesar 97%. Kemudian untuk kondisi *water wet*, *water cut* pada periode awal produksi yakni pada bulan Januari 1994 tercatat sebesar 42% dan terus meningkat hingga Januari 2021 yakni tercatat sebesar 98%. Dari penjelasan ini dapat diketahui bahwa kondisi *water wet* memiliki *water cut* yang lebih besar dibandingkan pada saat kondisi *oil wet*.

5. Sumur Produksi (Limuno P-5)



Gambar 4.16 *Water cut (Oil wet & Water wet)*

Pada gambar 4.16 diatas jelas terlihat perbedaan grafik *water cut* untuk *oil wet* dan *water wet*. Pada kondisi *oil wet*, *water cut* pada bulan Januari 1994 sampai dengan Juli 2007 masih bernilai 0. Kemudian *water cut* muncul pada Agustus 2007 yakni sebesar 1% dan terus meningkat hingga Januari 2021 yakni tercatat sebesar 20%. Kemudian untuk kondisi *water wet*, *water cut* pada bulan Januari 1994 sampai dengan Oktober 2005 masih bernilai 0. Kemudian *water cut* muncul pada November 2005 yakni sebesar 1% dan terus meningkat hingga Januari 2021 yakni tercatat sebesar 24%. Dari penjelasan ini dapat diketahui bahwa kondisi *water wet* memiliki *water cut* yang lebih besar dibandingkan pada saat kondisi *oil wet*.

Dari gambar 4.12, 4.13, 4.14, 4.15, dan 4.16 diatas dapat diketahui bahwa sumur yang memiliki *water cut* tertinggi yakni pada sumur Limuno P-4. *Water rate* pada sumur Limuno P-4 ini lebih besar dari sumur yang lain, tercatat pada awal produksinya yakni sebesar 1468 bbl/day pada kondisi *water wet* dan sebesar 883 bbl/day pada kondisi *oil wet*. Hal ini dikarenakan perforasi sumur limuno P-4 dekat dengan perforasi sumur injeksinya. Kemudian untuk sumur Limuno P-2 dan Limuno P-5 dapat dilihat pada gambar 4.13 dan gambar 4.16 dimana kedua sumur ini memiliki bentuk grafik yang berbeda dari sumur lainnya dikarenakan sumur ini memiliki nilai *water cut* yang lebih kecil dibanding sumur yang lainnya. Hal ini disebabkan sumur Limuno P-2 dan P-5 ini memiliki jarak yang jauh dari sumur injeksi dan perforasi sumur limuno P-2 dan P-5 berada jauh dari perforasi sumur injeksinya.

BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil dari Analisa kurva permeabilitas relatif terhadap kinerja injeksi air yakni pada metode Hall Plot dan VRR yang telah dilakukan, maka beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Pada profil kurva hall plot terlihat perbedaan kinerja injeksi air untuk *reservoir water wet* dan *oil wet*. Pada sumur injeksi limuno I-1 untuk kurva dengan kondisi *oil wet* dan *water wet* sama-sama mengarah pada titik A yakni menunjukkan keadaan normal.
2. Hasil analisa dari perhitungan dan plot an VRR dapat diketahui bahwa parameter permeabilitas relative berpengaruh terhadap metode VRR dilihat dari bentuk kurva *oil wet* dan *water wet* yang terlihat berbeda. Dari kelima sumur, sumur Limuno P-2 dan P-5 yang kecenderungan stabil yaitu memiliki nilai $VRR > 1$, ini berarti laju injeksi sudah optimal di sumur tersebut dan optimasi produksi telah dapat dilakukan. Hal ini dikarenakan letak sumur P-2 dan P-5 berada jauh dari sumur injeksinya dan juga dikarenakan letak perforasi sumur limuno P-2 dan P-5 berada jauh dari perforasi sumur injeksinya.
3. Nilai *water cut* yang paling tinggi yakni pada sumur Limuno P-4. Hal ini dikarenakan perforasi sumur limuno P-4 dekat dengan perforasi sumur injeksinya. Untuk sumur Limuno P-2 dan Limuno P-5, kedua sumur ini memiliki bentuk grafik yang berbeda dari sumur lainnya dikarenakan sumur ini memiliki nilai *water cut* yang lebih kecil dibanding sumur yang lainnya. Hal ini disebabkan sumur Limuno P-2 dan P-5 ini memiliki jarak yang jauh dari sumur injeksi dan juga dikarenakan letak perforasi sumur limuno P-2 dan P-5 berada jauh dari perforasi sumur injeksinya.

5.2 Saran

Pada penelitian selanjutnya diharapkan dapat menganalisis parameter lainnya pada kinerja injeksi air seperti viskositas, tekanan kapiler, dan mobilitas fluida.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, T. (2010). *Reservoir Engineering Handbook* (4th ed.). Elsevier Inc.
- Akbar, D. P., Tamsil, M. P., & Feni, S. (2015). Peramalan Produksi Sumur “X” di Lapisan Reservoir “Y” dengan Simulasi Reservoir. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 288–301.
- Alfredo, & Sulistyanto, D. (2015). Analisis Sifat Patahan (Sealing-Leaking) Berdasarkan Data Tekanan, Decline Curve, dan Connectivity Injection pada Lapangan Dima. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 116–125.
- 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. *SPE* 167602.
- Andalucia, S., & Ariansyah, H. F. (2016). Analisis Hall Plot untuk Mengidentifikasi Formation Damage dan Performance Injeksi pada Kegiatan Waterflooding di Lapangan North Rifa PT. Pertamina EP Asset 1 Field Ramba. *Jurnal Teknik Patra Akademika*, 7(2), 24–37.
- Awotunde, S. (2012). Consideration of Voidage Replacement Ratio in Well Placement Optimization. *King Fahd University of Petroleum & Minerals, SPE*163354.
- Cornelius, Kasmungin, S., Fattahanisa, A., & Tuanaya, I. (2020). Evaluasi Kinerja Reservoir Injeksi Air pada Lapisan “X” Lapangan “Y.” *Prosiding Seminar Nasional Pakar Ke 3*.
- Dake. (2001). Development in Petroleum Science. In *The Practice of Reservoir Engineering*.
- Dicgorry, N., Fathaddin, M. T., & Huda, S. (2015). Analisa Efektifitas Pola Injeksi Air Antara Normal dan Inverted Five Spot Simulasi Reservoir Lapangan DNT. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 324–334.
- Djumantara, M., Rantan, & Samsol. (2020). Pemilihan Pola Injeksi Air Dengan Menggunakan Simulasi Reservoir Untuk Optimasi Produksi Lapangan ‘R.’ *PETRO:Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, 9(2), 81.
- Ezekwe, N. (2011). *Petroleum Reservoir Engineering Practice*. Pearson Education, Inc.
- Furqan, M. B., Ridaliani, O., & Kustono, B. (2015). *Optimasi Produksi Lapangan “X” dengan Menggunakan Simulasi Reservoir*. 576–581.
- Ginting, M., Ziad, & Rezi, C. (2021). Surveillance dan Monitoring Injeksi Air di

Lapangan “X.” *Jurnal Petro*, X(1), 39–46.

Gunawan, N. P., Kasmungin, S., & Samsol. (2018). Skenario Optimasi Rate Injeksi Waterflood dengan Menggunakan Simulator CMG pada Lapangan N. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 559–563.

Hamdi, R. (2015). Evaluasi Waterflood Zona 560 Dan Zona 660 Lapangan “ X ” Menggunakan Ofm Pada Tahun 1984-2005. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 422–429.

Hartono, K. C. H. (2016). *Perencanaan dan Optimalisasi Waterflooding pada Lapangan “X” Menggunakan Simulasi Reservoir*.

Iqbal, A., Kasmungin, I. S., & Pratiwi, R. (2017). Evaluasi Kinerja Reservoir dengan Injeksi Air pada Pattren 8 Lapangan “ TQL .” *In Prosiding Seminar Nasional Cendekiawan*, 13–18.

Kim, V., & Kovscek. (2015). An Experimental Investigation of Viscous-Oil Recovery Efficiency as a Function of Voidage- Replacement Ratio. *SPE* 174032.

Lubis, I. T. W., Arief, I. A. T., & Prabu, I. U. A. (2013). *Perencanaan Injeksi Waterflooding dengan Metode Prediksi Buckley Leverett Dan Craig Geffen Morse pada Sumur Injeksi di Lapisan W3 Struktur Niru PT Pertamina Ep Asset 2 Field Limau*.

Malik, D. B. (2019). *Analisis Kerusakan Formasi pada Sumur Injeksi Waterflood Dalam Upaya Peningkatan Produksi dengan Metode Hall Plot di Lapangan Bentayan Blok Barat PT. Pertamina EP Asset 1 Field Ramba*.

Merina, R. (2021). Prediksi Kinerja Injeksi Air pada Reservoir Karbonat Menggunakan Metode Hall Plot dan Metode Voidage Replacement Ratio (VRR). *Kocenin Serial Konferensi*.

Mursyidah, Putra, D., & Lazuardhy, F. (2020). Re-Design Waterflood Pattern by Utilizing The Tracers Test Technique and Interwell Streamline Simulator. *AIP Conference Proceedings*, 2230(May).

Musnal, A. (2014). Perhitungan Laju Aliran Fluida Kritis Untuk Mempertahankan Tekanan Reservoir Pada Sumur Ratu Di Lapangan Kinantan. *Journal of Earth Energy Engineering*, 3(1), 1–8.

Nugroho, M. R., Julianto, C., Priambodo, A., & Tulloh, H. (2020). Pengaruh Low Salinity Waterflooding dalam Meningkatkan Perolehan Minyak pada Reservoir Batupasir dan Karbonat. *Seminar Nasional Sains Dan Teknologi Terapan VIII, December*, 383–388.

Purwaka, Z. S., & Ariadji, T. (2010). *Kuantifikasi Ketidakpastian Pengembangan Lapangan Secara Terintegrasi Surface dan Sub-surface dengan Menggunakan Desain Eksperimental*.

Rita, N., Putra, A. P., & Erfando, T. (2015). Rekonstruksi dan Validasi Data Permeabilitas Relatif Untuk Proses History Matching Dalam Simulasi Reservoir Pengembangan Lapangan X. *Journal of Earth Energy Engineering*,

4(2), 44–52.

- Rosario, & Hernandez. (2017). Analytical Method for Voidage Replacement Ratio Calculation in Reservoirs With Quasicritical Fluids. *SPE-187331-MS*.
- Saputri, D. D., Kasmungin, S., & Kartika. (2015). Evaluasi Pelaksanaan Injeksi Air dengan Menggunakan Data Penurunan Produksi Metode Decline Curve pada Lapangan “X.” *Seminar Nasional Cendekiawan*, 316–323.
- Smith, J. T., & Cobb, W. M. (1997). *Waterflooding*. Midwest Office of The Petroleum Technology Transfer Council.
- Sophan, A. R. (2016). *Analisis Sumur Injeksi Menggunakan Metode Buckley Leverett, Hall Plot, dan Fall Off Test pada Sumur X-223 Lapangan Z*.
- Temizel, C., Energy, A., Nabizadeh, M., Kadkhodaei, N., Ranjith, R., Suhag, A., Balaji, K., & Dhannoon, D. (2017). Data-Driven Optimization of Injection/Production in Waterflood Operations. *Society of Petroleum Engineers - SPE Intelligent Oil and Gas Symposium 2017, May*.
- Termizel. (2016). Production Optimization Through Voidage Replacement Using Triggers for Production Rate. *Society of Petroleum Engineer, SPE-184131-MS*.
- Waterflood Design - PetroWiki*. (n.d.). Retrieved September 19, 2021, from https://petrowiki.spe.org/Waterflood_design
- Yohana, E., Utomo, M. S. K. T. S., Yulianto, M. E., & Adhiriva, K. N. (2020). Analisis Tekanan dan Jumlah Pompa untuk Menginjeksi 35000 BWPD di Echo Flow Station Milik Pertamina Hulu Energy Offshore North West Java (ONWJ). *22(3)*, 194–200.
- Yunita, L. (2017). Pengembangan Lapangan “Y” Menggunakan Simulasi Reservoir. *Jurnal Offshore: Oil, Production Facilities and Renewable Energy*, *1(1)*, 31–35.