

**PENENTUAN PERFORMA INJEKSI AIR SEBELUM DAN
SESUDAH *BREAKTHROUGH TIME* MENGGUNAKAN
METODE BUCKLEY LEVERETT DAN WELGE PADA
SUMUR AG-01 DI LAPANGAN X**

TUGAS AKHIR

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik
Universitas Islam Riau*

Oleh :

**ANGGA NURVIA PUTRA
NPM : 123210159**

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

2019

KATA PENGANTAR

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

1. Dr. Eng. Muslim, MT selaku dosen pembimbing 1 dan Novrianti, ST. MT selaku dosen Pembimbing 2, yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Pihak BOB PT BSP yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan bimbingan untuk tugas akhir saya.
3. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu
4. Orang tua dan keluarga yang memberikan dukungan penuh material maupun moral
5. Sabahat terbaik saya yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini

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

Pekanbaru,

Angga Nurvia Putra

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	vi
DAFTAR TABEL.....	vii
DAFTAR LAMPIRAN	viii
DAFTAR SINGKATAN DAN SIMBOL	ix
ABSTRAK	xi
ABSTRACT	xii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1.LATAR BELAKANG	1
1.2. TUJUAN PENELITIAN	3
1.3. BATASAN MASALAH.....	3
1.4. METODOLOGI PENELITIAN	3
BAB II. TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1. PENGERTIAN INJEKSI AIR	5
2.2. PENENTUAN PERFORMA INJEKSI AIR	7
2.2.1. Pada Saat <i>Breakthrough Time</i>	7
2.2.2. Pada Saat Setelah <i>Breakthrough Time</i>	9
BAB III. TINJAUAN UMUM LAPANGAN X	15
BAB IV. HASIL DAN PEMBAHASAN.....	20
BAB V. KESIMPULAN DAN SARAN	38
DAFTAR PUSTAKA	35
LAMPIRAN	43

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Rasio Permeabilitas Relatif.....	8
Gambar 3.1 Peta Lokasi Lapangan X.....	15
Gambar 3.2 Peta Persebaran Sumur pada Lapangan X.....	17
Gambar 3.3 Interpretasi Struktur dan Peta Struktur Kedalaman.....	19
Gambar 4.1 Grafik Penurunan Produksi Sumur AG-06.....	20
Gambar 4.2 Kurva Permeabilitas Relatif dan Saturasi Air.....	22
Gambar 4.3 Penentuan Konstanta a dan b.....	25
Gambar 4.4 Kurva fw dan dsf/dsw.....	27
Gambar 4.5 Performa Produksi Setelah <i>Breakthrough Time</i>	36

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1 Data Reservoir Sumur AG-01	21
Tabel 4.2 Data Permeabilitas Relatif dan Saturasi Air	22
Tabel 4.3 Hasil Perhitungan Fraksi Aliran	24
Tabel 4.4 Hasil Penentuan Konstanta	26
Tabel 4.5 Hasil Perhitungan fw dan dfw/dsw	27
Tabel 4.6 Hasil Perhitungan Buckley Leverett	30
Tabel 4.7 Data Perhitungan Welge	31
Tabel 4.8 Hasil Perhitungan Metode Welge setelah <i>Breakthrough Time</i>	35



DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I	Penentuan Konstanta dan Kurva antara Saturasi Air vs <i>Fractional Flow</i>	43
	Perhitungan Metode Welge	49



DAFTAR SIMBOL dan SINGKATAN

Kro	Permeabilitas relatif minyak
Krw	Permeabilitas relatif air
A	Konstanta
b	Konstanta
Sw	Saturasi air
Fw	<i>Fractional flow</i>
μ_w	Viskositas air, cp
μ_o	Viskositas minyak, cp
$\frac{df_w}{dS_w}$	Slope kurva <i>fractional flow</i>
x	Jarak, ft
ϕ	Porositas, fraksi (%)
Iw	Laju injeksi, <i>bbl/day</i>
t	Waktu, <i>day</i>
A	Luas, ft ²
L	Panjang, ft
tBt	Waktu <i>breakthrough</i> , <i>day</i>
Wibt	Jumlah air injeksi saat <i>breakthrough time</i> , bbl
OOIP	<i>Original Oil In Place</i> , bbl
WOR	<i>Water Oil Ratio</i>
Bo	Faktor volume formasi minyak, bbl/STB
Bw	Faktor volume formasi air, bbl/STB
Sw2ave	Saturasi air rata – rata setelah <i>breakthrough time</i>
Ed	Efisiensi pendesakan
Np	Kumulatif produksi minyak, bbl
Qi	<i>Pore volume</i> air injeksi
Winj	Kumulatif air injeksi, bbl
Qt	Waktu injeksi air, <i>day</i>
Wp	Kumulatif produksi air, bbl

Qo	Laju alir minyak, <i>bbl/day</i>
Qw	Laju alir air, <i>bbl/day</i>
RF	<i>Recovery Factor, %</i>
Sw	<i>Saturation water</i>
Ft	<i>Feet</i>
Bbl	<i>Barrel</i>
STB	<i>Stock Tank Barrel</i>
Swc	<i>Connate water saturation</i>
Swi	<i>Initial water saturation</i>
Sor	<i>Residual oil saturation</i>
Fw	<i>Frcational flow</i>
PV	<i>Pore Volume</i>
OOIP	<i>Original Oil In Place</i>
WOR	<i>Water Oil Ratio</i>
Ed	<i>Efficiency displacement</i>
Winj	<i>Water injection</i>
RF	<i>Recovery Factor</i>



**PENENTUAN PERFORMA INJEKSI AIR SEBELUM DAN SETELAH
BREAKTHROUGH TIME MENGGUNAKAN METODE BUCKLEY
LEVERETT DAN WELGE PADA SUMUR AG-01 DI LAPANGAN X**

**ANGGA NURVIA PUTRA
NPM : 123210159**

ABSTRAK

Seiring dengan bertambahnya waktu produksi suatu reservoir minyak, maka produksi akan semakin berkurang bersamaan dengan semakin turunnya tekanan reservoir. Oleh karena itu perlu dilakukan suatu usaha meningkatkan atau mempertahankan tekanan reservoir sehingga laju produksi minyak dapat ditingkatkan. Usaha untuk meningkatkan perolehan minyak ini dapat dilakukan dengan menginjeksikan air, yaitu dengan pengonversian sumur produksi yang tidak ekonomis lagi menjadi sumur injeksi.

Penentuan performa injeksi air sebelum *breakthrough time* pada reservoir minyak pada lapangan X sumur AG-01 ini menggunakan metode Buckley-Leverett dan setelah *breakthrough time* menggunakan metode Welge, karena dengan menggunakan metode Welge ini dapat menggambarkan distribusi perilaku saturasi air (S_w) terhadap jarak setelah *breakthrough* yang lebih baik dari pada menggunakan metode Buckley-Leverett

Performa reservoir di sumur AG-01 pada saat *breakthrough time*, di mana laju produksi minyak sebesar 176 bbl/day dan dengan WOR sebesar 4,44 dengan rentang waktu penginjeksian air selama 689 hari. Performa injeksi air setelah *breakthrough time* menggunakan metode Welge, di mana nilai laju produksi minyak akhir yang di peroleh sebesar 22 bbl/day, laju air 972 bbl/day dengan WOR sebesar 42,49, kumulatif produksi minyak sebanyak 394976,4 STB, RF sebesar 45,7%. Berdasarkan hasil di atas dapat disimpulkan bahwa pengonversian sumur AG-01 dari sumur produksi menjadi sumur injeksi merupakan solusi yang bagus untuk meningkatkan perolehan minyak, yang mana seiring berjalannya waktu penginjeksian dapat meningkatkan kumulatif produksi minyak sebanyak 394976,4 STB dan menaikkan RF sebesar 45,7 %.

Kata Kunci : Injeksi Air, Buckley-Leverett, Welge, Saturasi Air, *Fractional flow*

**DETERMINATION PERFORMANCE OF WATER INJECTION BEFORE
AND AFTER BREAKTHROUGH TIME USING BUCKLEY LEVERETT
AND WELGE METHODS IN AG-01 WELL IN X FIELD**

**ANGGA NURVIA PUTRA
NPM : 123210159**

ABSTRACT

Along with the increasing production time of an oil reservoir, production will decrease as the reservoir pressure drops. Therefore an effort must be made to increase or maintain reservoir pressure so that the rate of oil production can be increased. The effort to increase the acquisition of oil can be done by injecting water, that is by converting non-economical production wells into injection wells.

Determination of water injection performance before the breakthrough time in the oil reservoir on the X AG-01 well using the Buckley-Leverett method and after the breakthrough time using the Welge method, because using the Welge method can describe the distribution of water saturation behavior (S_w) to distance after breakthrough which is better than using the Buckley-Leverett method.

Reservoir performance at AG-01 well at breakthrough time, where oil production rate is 176 bbl / day and with WOR at 4.44 with 689 days of water injection. Water injection performance after breakthrough time uses the Welge method, where the value of the final oil production rate is 22 bbl / day, the water rate is 972 bbl / day with WOR of 42.49, cumulative oil production is 394976.4 STB, RF is 45.7%. Based on the above results it can be concluded that the conversion of AG-01 wells from production wells to injection wells is a good solution to increase oil recovery, which over time the injection time can increase the cumulative oil production by 394976.4 STB and increase RF by 45, 7%.

Keywords: Water Injection, Buckley-Leverett, Welge, Water Saturation, Fractional flow

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Seiring dengan bertambahnya waktu produksi suatu reservoir minyak, maka produksi akan semakin berkurang bersamaan dengan semakin turunnya tekanan reservoir. Oleh karena itu perlu dilakukan suatu usaha meningkatkan atau mempertahankan tekanan reservoir sehingga laju produksi minyak dapat ditingkatkan. Usaha untuk meningkatkan perolehan minyak ini dilakukan dengan menginjeksikan fluida, dapat berupa air atau gas yang tidak bercampur dengan minyak, yang secara alami telah ada di dalam reservoir (*secondary recovery*) atau polimer, surfaktan, gas CO₂ dan lainnya (*Enhanced Oil Recovery*) (Lake, 1989).

Cara yang biasa digunakan dalam usaha meningkatkan perolehan minyak, di mana tenaga dorong alamiah reservoir minyak tersebut tidak mampu lagi untuk memproduksi minyak adalah dengan menginjeksikan air ke dalam reservoir sehingga minyak dapat di desak ke sumur produksi. Tiga alasan digunakannya air sebagai fluida injeksi, adalah air cenderung lebih mudah diperoleh, kemampuan air untuk menyebar melalui *oil bearing formation*, dan air cukup efektif menggantikan posisi minyak dalam reservoir (Green & Willhite, 1998)

Lapangan X merupakan lapangan yang telah diproduksi sejak tahun 1979 sampai tahun 2016 dan telah dilakukan pemboran 9 sumur pada lapangan ini, dimana pada tahun 2016 hanya terdapat 2 sumur aktif di Lapangan X yaitu sumur AG-06 dan AG-07. Cadangan minyak pada lapangan ini adalah sebesar 6,43 juta barrel dengan total minyak yang telah di diproduksi adalah 3,23 juta barrel (BOB PT. BSP – Pertamina Hulu, 2002).

Upaya meningkatkan produksi minyak lapangan X maka dilakukan injeksi dengan cara konversi sumur yang tidak aktif menjadi sumur injeksi. Karena sumur injeksi yang ada merupakan hasil konversi dari sumur produksi, maka untuk lapangan X ini sendiri, tidak terbentuk pola yang teratur dari sumur injeksi-produksi. Ketidakteraturan pola sumur injeksi-produksi menyebabkan hasil

analisis dari masing-masing sumur dapat berbeda-beda. Jadi untuk melakukan analisis dipilih sumur AG-01 untuk dijadikan sumur injeksi karena sumur ini terletak lebih dekat dengan dengan sumur AG-06.

Penentuan performa injeksi air pada reservoir minyak pada lapangan X sumur AG-01 ini menggunakan metode Buckley-Leverett untuk performa reservoir sebelum *breakthrough* dan menggunakan metode Welge dalam menentukan performa reservoir setelah *breakthrough*. Metode penentuan performa *waterflood* lain adalah dengan menggunakan Metode Dykstra-Parson, Metode Stiles ataupun menggunakan Simulasi Reservoir. Peneliti lebih fokus melakukan analisis atau prediksi performa *waterflood* atau injeksi air pada lapangan X berdasarkan kurva permeabilitas relatif dan data reservoir sumur , maka metode Buckley-Leverett dan metode Welge lebih cocok digunakan dari pada metode Dykstra-Parson dan Metode Stiles. Sementara itu menggunakan simulasi reservoir membutuhkan studi yang sangat kompleks (Smith, J.T. and Cobb, 1990)

1.2. Tujuan Penelitian

Penelitian ini bertujuan:

1. Menentukan performa injeksi air sebelum mencapai sumur produksi (*breakthrough time*) menggunakan metode Buckley-Leverett pada sumur AG-01.
2. Mengetahui performa injeksi setelah *breakthrough time* dan kelayakan sumur AG-01 setelah di konversi menjadi sumu injeksi air menggunakan metode Welge.

1.3 Batasan Masalah

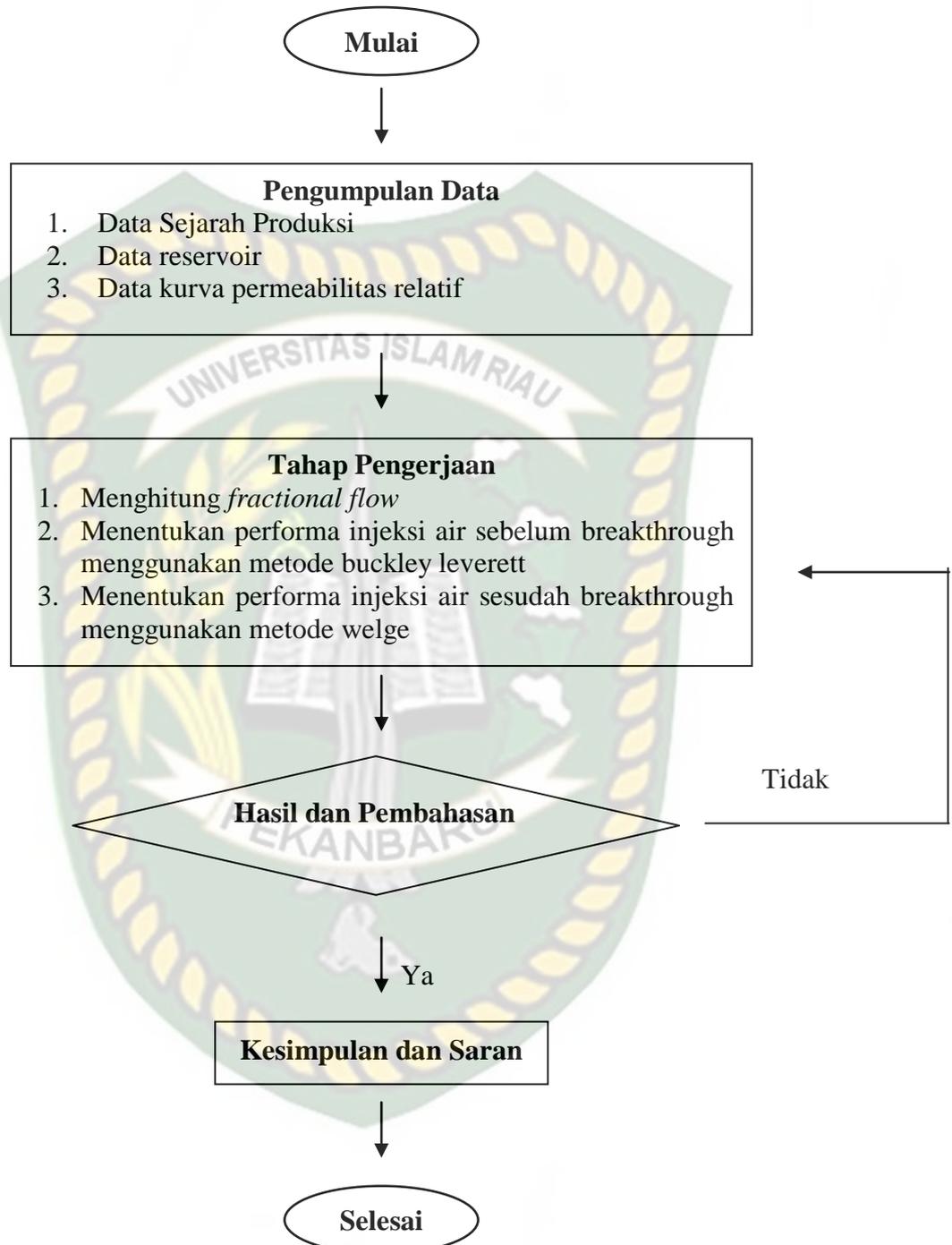
Adapun batasan masalah pada Tugas Akhir ini adalah:

1. Peneliti tidak melakukan perancangan suatu bentuk atau pola *waterflood* yang akan digunakan pada sumur AG-01.
2. Menggunakan satu sumur “AG-01” pada lapangan ”X”.
3. Penentuan performa injeksi sebelum *breakthrough time* menggunakan metode Buckley-Leverett dan setelah *breakthrough time* menggunakan metode Welge.

1.4. Metodologi Penelitian

Metodologi penelitian Tugas Akhir ini meliputi :

1. Penelitian Tugas Akhir ini dilakukan pada sumur injeksi AG-01 yang terdapat pada Lapangan Osam wilayah Kerja BOB PT. BSP – Pertamina Hulu Indonesia.
2. Metode penelitian yang di gunakan adalah *field research*
3. Teknik Pengumpulan data
 1. Data sekunder, diperoleh dengan cara pengumpulan data langsung dari BOB PT. BSP – Pertamina Hulu Indonesia, yaitu : data reservoir, kurva permeabilitas relatif. Peneliti menggunakan literatur buku Tarek Ahmed (2001), Larry W. Lake (1989) dan Green & Willhite (1998) serta jurnal atau *paper* dan hasil diskusi.

Flow Chart

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Pembentukan minyak bumi dari bahan organik ini ternyata telah disebutkan di dalam Al-Quran dalam surat Al-A'la ayat 4 dan 5. Al-Quran memberikan isyarat tentang proses terbentuknya minyak bumi.

وَالَّذِي أَخْرَجَ الْمَرْعَىٰ

[87:4] dan yang menumbuhkan rumput-rumputan,

فَجَعَلَهُ غُثَاءً أَحْوَىٰ

[87:5] lalu dijadikan-Nya (rumput-rumput) itu kering kehitam-hitaman.

QS Al-A'la [87:5] tersebut terdapat kata (غُثَاءً) *Ghutsaa-an*, menurut Lane (1984) di dalam *Arabic-English Lane's Lexicon Ghutsaa-an* berarti "kumpulan dari partikel-partikel sampah atau daun yang sudah busuk dan bercampur dengan sampah, sedangkan menurut tafsir Departemen Agama RI tahun 2009 (غُثَاءً) *Ghutsaa-an* bersifat seperti buih yaitu menindihnya sesuatu pada sesuatu yang lain. (أَحْوَىٰ) *Ahwa* berarti gelap atau hitam kehijauan. Apabila dihubungkan dengan ayat sebelumnya yaitu QS Al-A'la [87:4] menunjukkan bahwa Allah yang menumbuhkan rumput-rumputan, lalu rumput-rumputan bercampur dengan daun dan sampah yang busuk. Sisa-sisa dari rerumputan yang bercampur daun dan sampah yang busuk tersebut kemudian mengendap di dasar bumi dan lama kelamaan tertutup lumpur. Lumpur tersebut lambat laun berubah menjadi batuan karena pengaruh dari tekanan lapisan di atasnya. Sementara dengan meningkatnya suhu dan tekanan, bakteri anaerob menguraikan sisa-sisa jasad renik itu menjadi minyak dan gas. Minyak bumi yang terbentuk berwarna hitam gelap kehijauan.

2.1. Pengertian Injeksi Air

Injeksi air merupakan metode tahap kedua, dimana air diinjeksikan ke dalam *reservoir* untuk mendapatkan perolehan minyak agar dapat bergerak dari *reservoir* menuju sumur produksi setelah *reservoir* tersebut mendekati batas

ekonomis produktif melalui perolehan tahap pertama (Tris et al., 2013). Penginjeksian air yang dimaksud disini merupakan penambahan energi ke dalam *reservoir* melalui sumur – sumur injeksi. Air akan mendesak minyak mengikuti jalur – jalur arus (*stream line*) yang dimulai sumur dari injeksi dan berakhir pada sumur produksi (Ahmed, 2001).

Metode injeksi air adalah salah satu metode penginjeksian fluida ke dalam reservoir, dimana air sebagai media injeksi akan diinjeksikan ke dalam reservoir sehingga diharapkan air akan mendorong minyak yang ada pada lapisan reservoir untuk sampai ke sumur produksi dan sampai ke permukaan. Metode injeksi air dikembangkan oleh beberapa peneliti seperti Buckley-Leverett (1942) untuk menghitung RF, Welge (1952) mengusulkan metode konstruksi bersinggungan untuk melengkapi Buckley-Leverett untuk memperkirakan saturasi air, fraksi air pada *front* air dan RF minyak. Stiles (1949) menyelidiki perpindahan reservoir multilayer dengan asumsi kecepatan perpindahan dalam lapisan menjadi sebanding dengan permeabilitas *absolute*. Dykstra et al (1950) mengembangkan model multi-permeabilitas untuk lapisan tidak terhubung tanpa *cross-flow*. Hearn (1971) mengembangkan hubungan permeabilitas relatif antara lapisan reservoir (El-Khatib, 2001). Alasan diterapkannya metode injeksi air di lapangan yaitu sebagai berikut (Subagya, 2012):

1. Mobilitas yang cukup rendah
2. Air mudah didapatkan
3. Pengadaan air cukup murah
4. Berat kolom air dalam sumur injeksi turut memberikan tekanan, sehingga cukup banyak mengurangi tekanan injeksi yang perlu diberikan di permukaan
5. Mudah tersebar ke daerah *reservoir*, sehingga efisiensi penyapuannya cukup tinggi
6. Memiliki efisiensi pendesakan yang sangat baik

Menurut (Silva, Correia, Cunha, Santos, & Lima, 2017) dengan mempertimbangkan penyederhanaan operasional dan investasi pemilihan injeksi air merupakan langkah yang tepat. Untuk meningkatkan efektivitas laju produksi

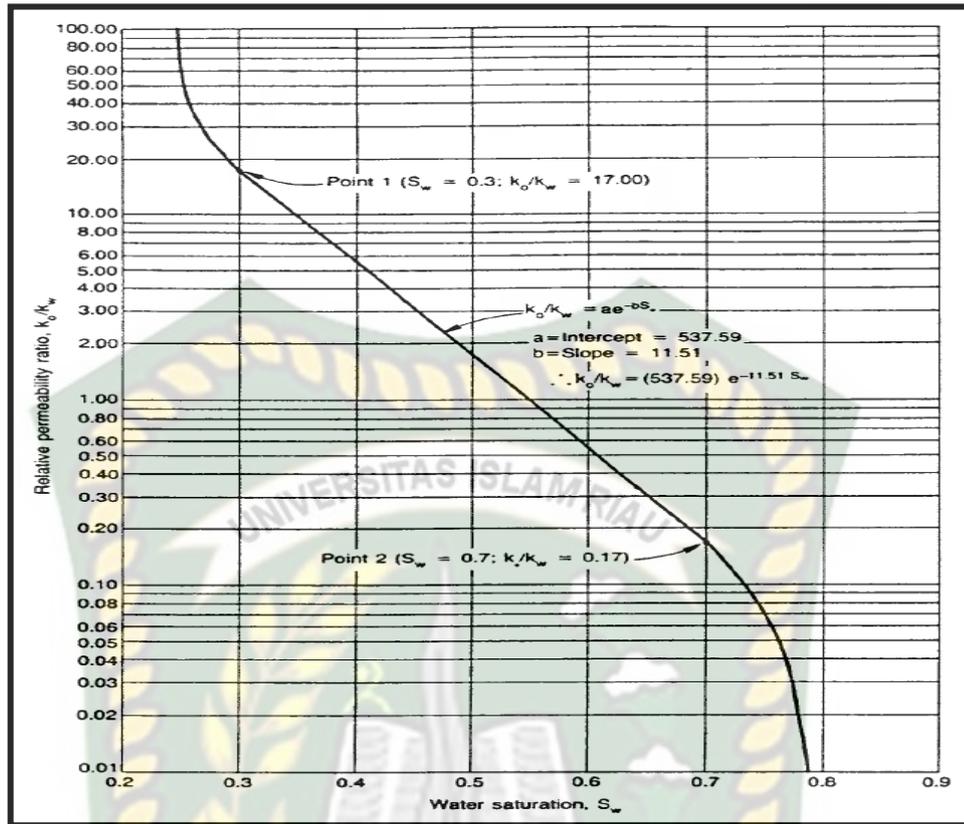
lapangan X dilakukan injeksi air dengan cara melakukan konversi sumur produksi yang tidak aktif menjadi sumur injeksi (Jr, 2007). Menurut (Sayyafzadeh & Pourafshary, 2010) terdapat 3 parameter atau syarat untuk melakukan konversi pada sumur produksi menjadi sumur injeksi meliputi sejarah produksi sumur yang sudah tidak optimal, jarak sumur yang akan dikonversi dan sumur produksi idealnya 250 acre, dan korelasi antara sumur injeksi dan sumur produksi yang harus pada satu lapisan.

2.2. Penentuan Performa Injeksi Air

2.1.1. Pada Saat *Breakthrough Time*

Tahapan-tahapan prediksi performa injeksi air berdasarkan data permeabilitas relatif dengan metode (Buckley & Leverett, 1941) adalah sebagai berikut :

1. Melakukan plot terhadap rasio kurva permeabilitas relatif (K_{ro}/K_{rw}). Dengan rasio kurva permeabilitas relatif dalam skala log, sehingga nantinya akan didapatkan persamaan matematika hubungan antara saturasi air dengan kurva permeabilitas relatif seperti pada gambar 2.1 berikut ini.



Gambar 2.1 Rasio Permeabilitas Relatif (Smith, J.T. and Cobb, 1990)

Berdasarkan gambar 2.1 tersebut didapatkan persamaan di bawah ini. Persamaan ini didapatkan dengan cara mengeluarkan *equation trendline* yang terdapat di dalam *microsoft excel* :

$$\frac{K_{ro}}{K_{rw}} = ae^{-bS_w} \dots\dots\dots(1)$$

- Menentukan nilai *fractional flow* setelah mendapatkan konstanta a dan b.

$$f_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) ae^{bS_w}} \dots\dots\dots(2)$$

- Penentuan nilai slope kurva *fractional flow* dengan menggunakan persamaan berikut ini.

$$\frac{df_w}{dS_w} = \frac{\left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) abe^{bS_w}}{\left[1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) ae^{bS_w}\right]^2} \dots\dots\dots(3)$$

4. Menentukan *pore volume*, menggunakan persamaan berikut.

$$PV = \left(\frac{\phi AL}{I_w} \right) \dots \dots \dots (4)$$

5. Menentukan waktu dari *breakthrough* dengan persamaan berikut.

$$t_{Bt} = \left(\frac{PV}{I_w} \right) \left(\frac{1}{\frac{df_w}{dsw}} \right) \dots \dots \dots (5)$$

6. Menentukan jumlah air injeksi saat *breakthrough time*.

$$W_{iBt} = I_w \times t_{Bt} \dots \dots \dots (6)$$

7. Menentukan nilai OOIP.

$$OOIP = \left(\frac{PV (1 - S_{wi})}{B_o} \right) \dots \dots \dots (7)$$

8. Menentukan nilai WOR sebelum *breakthrough*.

$$WOR = \frac{B_o f_w}{B_w (1 - f_w)} \dots \dots \dots (8)$$

9. Menentukan kumulatif produksi minyak (N_p)

$$N_p = \frac{W_{ibt}}{B_o} \dots \dots \dots (9)$$

10. Menentukan laju alir minyak (Q_o)

$$Q_o = \frac{I_w}{(B_o + (WOR \times B_w))} \dots \dots \dots (10)$$

12. Menentukan laju alir air produksi (Q_w)

$$Q_w = WOR \times Q_o \dots \dots \dots (11)$$

13. Menentukan mobilitas ratio

$$M = \frac{K_{rwbt} \times \mu_o}{K_{robt} \times \mu_w} \dots \dots \dots (12)$$

2.1.2 Pada Saat Setelah *Breakthrough Time*

Setelah *breakthrough time*, (Welge, 1952) mendemonstrasikan bahwa parameter-parameter yang bisa dihitung dari kurva *fractional* untuk menentukan performa injeksi air adalah sebagai berikut :

1. *Water cut* permukaan, f_w
2. Saturasi air rata-rata di reservoir, Sw_2
3. Kumulatif air injeksi, Q_i

Prinsip-prinsip Welge (Ahmed, 2001) adalah sebagai berikut berikut :

1. Menentukan nilai saturasi air (Sw_2) pada sumur produksi setelah *breakthrough time* hingga keadaan Sw_c .
2. Menentukan *fractional flow* setelah *breakthrough time* (Fw_2).

$$f_w = \frac{1}{1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) a e^{b S_w}} \dots\dots\dots(13)$$

3. Menentukan slop *fractional flow* setelah *breakthrough time* (df_w/ds_w)

$$\frac{df_w}{ds_w} = - \frac{\left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) a b e^{b S_w}}{1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) a e^{b S_w}} \dots\dots\dots(14)$$

4. Menentukan saturasi air rata-rata di reservoir setelah *breakthrough time* (Sw_{2ave}), menggunakan persamaan.

$$Sw_{2ave} = Sw_2 + \frac{1 - f_w^2}{\frac{df_w}{ds_w}} \dots\dots\dots(15)$$

5. Menentukan efisiensi pendesakan (E_d)

$$E_d = \frac{Sw_{2ave} - Sw_2}{1 - Sw_2} \dots\dots\dots(16)$$

6. Menentukan areal efisiensi (E_a)

$$E_a = 0,54602036 + \frac{0,03170817}{M} + \frac{0,30222997}{e^M} - 0,00509693M \dots\dots(17)$$

7. Menentukan kumulatif produksi minyak (N_p)

$$N_p = OOIP \times E_d \times E_a \times E_v \dots \dots \dots (18)$$

8. Menentukan *pore volume* dari air yang diinjeksikan

$$Q_i = \frac{1}{\frac{dfw_2}{dSw}} \dots \dots \dots (19)$$

9. Menentukan kumulatif air injeksi

$$W_{inj} = PV \times Q_i \dots \dots \dots (18)$$

10. Menentukan waktu untuk injeksi air

$$Q_t = \frac{W_{inj}}{I_w} \dots \dots \dots (20)$$

11. Menentukan kumulatif produksi air

$$W_p = \frac{W_{inj} - (Sw_{2ave} - Sw_2) \times PV \times E_d}{B_w} \dots \dots \dots (21)$$

12. Menentukan WOR di permukaan

$$WOR_s = \frac{B_o}{B_w \times \left(\frac{1}{f_{w2}} - 1 \right)} \dots \dots \dots (22)$$

13. Menentukan laju alir minyak (Q_o)

$$Q_o = \frac{I_w}{B_o + (B_w \times WOR_s)} \dots \dots \dots (23)$$

14. Menentukan laju alir air (Q_w)

$$Q_w = Q_o \times WOR \dots \dots \dots (24)$$

15. Menentukan RF

$$RF = \frac{N_p}{OOIP} \dots \dots \dots (25)$$

2.2. Penelitian Terdahulu

Penelitian injeksi air menggunakan metode Buckley Leverett dalam upaya peningkatan produksi bukan pertama kali dilakukan. Pada tahun 2015, Marisa dan kawan kawan melakukan penelitian pada sumur MT - 02 lapangan X yang mana sumur MT - 02 mengalami penurunan perolehan minyak secara perlahan. Kajian metode Buckley Leverett yang merupakan metode prediksi yang klasik dipakai untuk memprediksi peningkatan perolehan minyak pada sumur minyak MT-02. Buckley-Leverett membagi prediksi kinerja injeksi air tersebut menjadi 2 periode yaitu periode *prior* hingga *breakthrough* dan periode *after breakthrough*.

Berdasarkan hasil perhitungan awal, diperoleh harga RF sebelum injeksi air atau *primary* RF sebesar 14 % dari cadangan awal minyak di tempat dan cadangan minyak sisa yang dapat diambil dengan injeksi air sebesar 592.295 MSTB. Dengan menggunakan laju injeksi air sebesar 220 BBL/hari, maka, diprediksikan waktu *breakthrough* adalah 3,9 tahun dan total waktu yang diperlukan sampai injeksi berakhir yaitu 12 tahun terhitung sejak injeksi air dimulai. Adapun dengan perencanaan injeksi air di sumur minyak MT-02 maka prediksi peningkatan perolehan minyak yang diperoleh adalah senilai 278.705 MSTB dengan nilai *Efficiency* RF melalui injeksi air di sumur tersebut sebesar 40,47 % dari cadangan awal minyak di tempat. Selanjutnya, dengan menjumlahkan harga *Primary* RF dengan *Efficiency* RF maka didapatkan harga *Final* RF sebesar 54,47 % yang merupakan keseluruhan faktor perolehan minyak yang diperoleh melalui *primary recovery* dan injeksi air di sumur minyak MT-02 (Thomas, Nuraeni, & Setiati, 2015).

Penelitian selanjutnya tentang injeksi air dilakukan oleh Indah tris dan kawan kawan. Mereka melakukan penelitian injeksi air dengan menggunakan metode Buckley Leverett dan Craig Geffen Morse. Pada penelitiannya, mereka melakukan perbandingan antara metode Buckley Leverett dan Craig Geffen Morse. Tahap awal dalam perhitungan metode Buckley Leverett ini ialah tahap awal sampai *fill up* dimana pada ini

bertujuan untuk menghitung nilai mobilitas ratio, efisiensi pendesakan, jumlah air injeksi, volume area tidak tersapu dan waktu selama *fill up*. Dari hasil perhitungan didapat nilai mobilitas ratio sebesar 0,235 atau kurang dari 1 yang berarti fluida injeksi berada dibelakang *front* minyak dan akan mendorong minyak untuk sampai ke sumur produksi tanpa menerobos minyak. Nilai efisiensi pendesakan sampai *breakthrough* ialah 0,91 atau kurang dari 1 yang berarti fluida pendesak berada dibelakang fluida yang akan didesak. Jumlah air yang akan diinjeksi pada tahap ini ialah 15.051 barel dengan waktu selama *fill up* yaitu 9 hari.

Tahap kedua yaitu tahap *fill up* sampai *breakthrough* dimana pada tahap ini fluida injeksi akan menyeret minyak sampai ke sumur produksi dan minyak mulai terproduksi. Pada tahap kedua ini akan diketahui nilai jumlah air injeksi, waktu yang diperlukan dan produksi kumulatif sampai *breakthrough*. Jumlah air injeksi pada tahap ini ialah 465.029 barel, dengan waktu 144 hari dan produksi kumulatif sampai *breakthrough* sebesar 379.679 barel. Tahap selanjutnya yaitu tahap *after breakthrough* ialah tahap akhir sampai air injeksi kembali terproduksi. Pada tahap ini akan didapat nilai *recovery factor*, *water cut* dan waktu yang dibutuhkan sampai air mulai terproduksi. *Recovery factor* hasil perhitungan ialah 36% sampai 88% sesuai dengan asumsi saturasi dari 0,47 sampai 0,60. Nilai *water cut* yang diperoleh dari hasil perhitungan sampai pada tahap *after breakthrough* ialah 91% dengan waktu untuk sampai pada tahap ini selama 1.014 hari atau 2,78 tahun.

Selanjutnya mencari performa injeksi air menggunakan metode Craig geffen morse. Tahap pertama yaitu tahap *fill up* sampai *breakthrough* yang merupakan indikasi mulainya produksi minyak pada sumur produksi. Tujuan perhitungan pada tahap ini untuk mengetahui jumlah air injeksi, laju produksi dan *recovery factor* sampai tahap *breakthrough*. Hasil perhitungan tahap *fill up* sampai *breakthrough* didapat nilai *recovery factor* sampai 24% dengan jumlah air injeksi sebesar 323.543 barel dengan laju produksi sebesar 170 bopd.

Tahap selanjutnya yaitu tahap *after breakthrough* yang diperhitungkan untuk mengetahui laju produksi air, minyak, nilai *water cut* dan waktu yang dibutuhkan hingga minyak habis terproduksi. Hasil perhitungan didapat nilai *water cut* sebesar 0,66 dan waktu total sampai tahap *after breakthrough* ialah 2.405 hari. Dari hasil perhitungan prediksi kedua metode dapat dipilih metode yang efektif yaitu metode *Craig Geffen Morse* dengan penurunan laju produksi yang tidak tajam yaitu dari 317 bopd sampai 202 bopd dengan nilai *water cut* 66%. Berdasarkan asumsi kedua metode, asumsi yang paling mendekati keadaan sebenarnya sumur injeksi adalah metode *Craig Geffen Morse*.

Setelah Injeksi METODA BUCKLEY LEVERETT		METODA CRAIG GEFFEN MORSE	
Hasil	Nilai	Hasil	Nilai
<i>Estimated Ultimate Recovery, STB</i>	455.673	<i>Estimated Ultimate Recovery, STB</i>	759.026
Cadangan Sisa, STB	7.548	Cadangan Sisa, STB	5.329

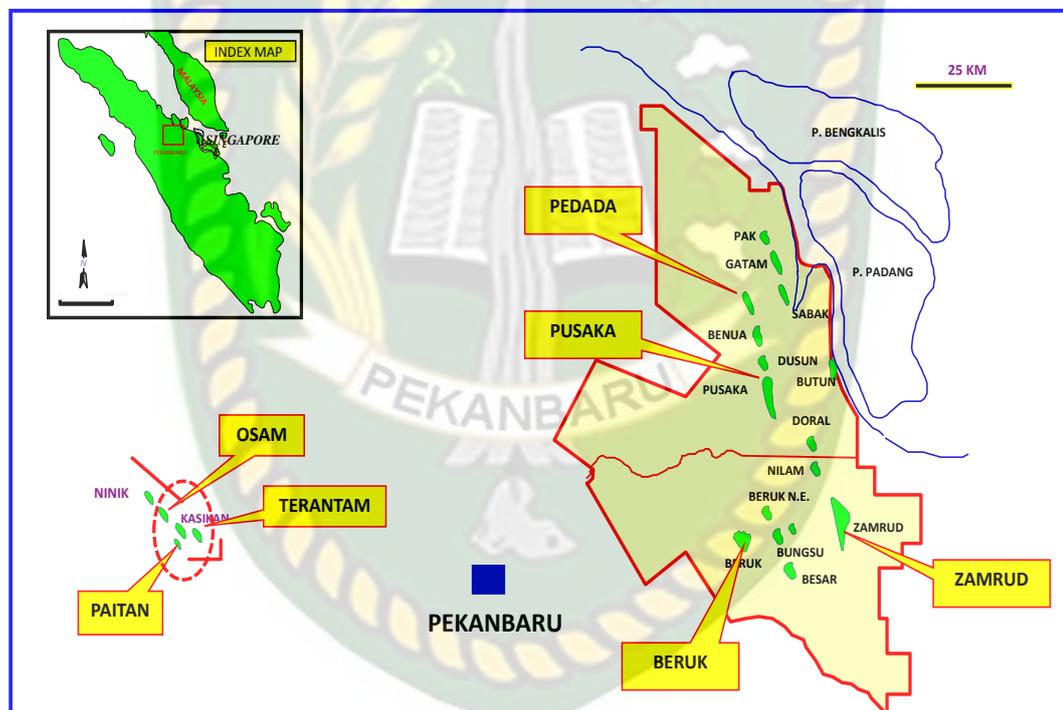
Dari hasil perhitungan didapat nilai cadangan sisa dengan metode Buckley Leverett sebesar 7.548 barel sedangkan dengan metode Craig Geffen Morse didapat cadangan sisa sebesar 5.329 barel. Hal ini dapat menggambarkan bahwa metode perhitungan perencanaan injeksi air yang efektif ialah dengan metode Craig Geffen Morse. Selain hasil sisa cadangan yang lebih sedikit, asumsi metode Craig Geffen Morse juga lebih detail dan lebih menggambarkan keadaan sebenarnya sehingga dipilihlah metode yang efektif yaitu metode Craig Geffen Morse (Tris et al., 2013).

BAB III

TINJAUAN LAPANGAN

3.1 Sejarah Lapangan X

Lapangan X merupakan salah satu lapangan yang terletak di Blok *Coastal Plains* Pekanbaru (CPP). Saat ini lapangan X dioperasikan oleh Badan Operasi Bersama PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu (BOB) semenjak 9 Agustus 2002. Secara geografis, Lapangan X terletak \pm 30 km Barat Laut kota Pekanbaru, Riau, (Gambar 3.1). Ditemukan pada tahun 1969 oleh PT. Caltex melalui sumur OSM-01.



Gambar 3.1 Peta Lokasi Lapangan X (BOB PT. BSP – Pertamina Hulu, 2002)

Lapisan produktif di lapangan X dinamakan Bekasap Sd, yang termasuk di dalam Sihapas Group, terdapat pada kedalaman 700 ft s/d 760 ft. Ketebalan lapisan Bekasap ini berkisar antara 10 ft s/d 130 ft dengan porositas rata-rata

sebesar 22 % dan Sw rata-rata 40 %. Lapangan X di Bekasap Sd., terbagi dalam 4 zona, yang masing masing zona terpisahkan oleh adanya *flooding surface (FS)*.

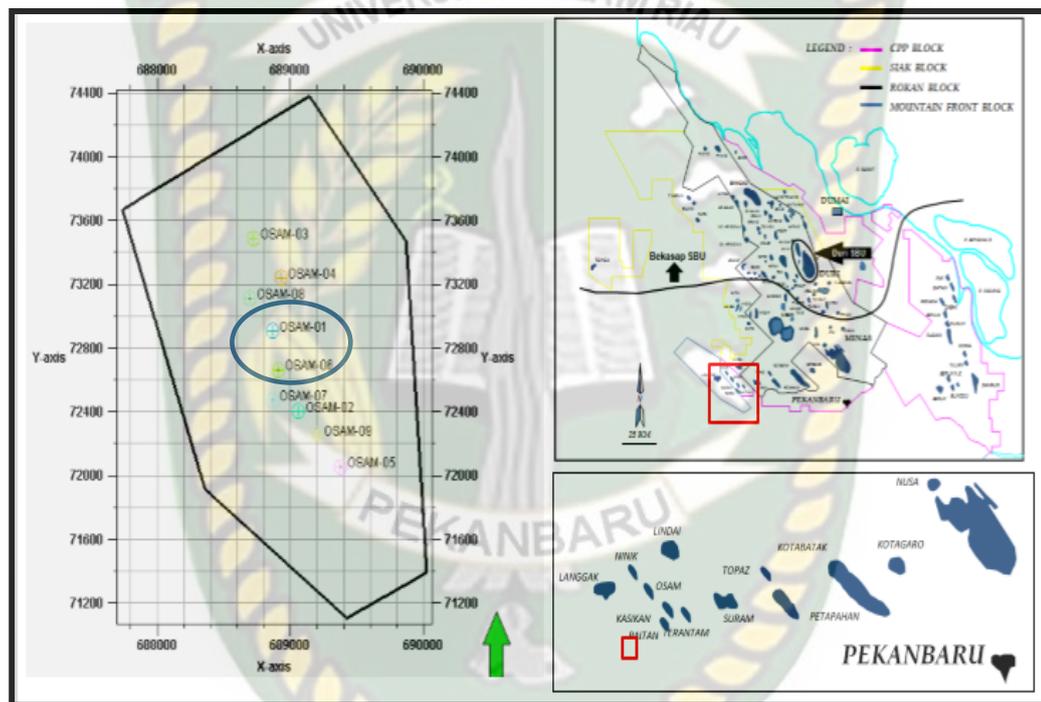
Struktur Lapangan X memanjang relatif dari Utara – Selatan dan dibatasi oleh patahan normal sepanjang Utara sampai Selatan. Akuisisi Seismik 3D telah dilakukan pada tahun 2004 untuk mengenal lebih detail struktur dan karakter reservoir di lapangan X. Diperkirakan kandungan awal isi minyak ditempat (OOIP) adalah sebesar $\pm 6,43$ MMSTB. Produksi di lapangan X telah di mulai semenjak bulan Januari 1979 yang diproduksi oleh PT. Caltex Pacific Indonesia (PT. CPI) sampai tahun 2001 dan diproduksi oleh Badan Operasi Bersama PT. Bumi Siak Pusako – Pertamina Hulu (BOB) semenjak 9 Agustus 2002 sampai sekarang. Hampir seluruh bagian dari struktur X telah dieksploitasi dan sebagai lapangan tua, lapangan X sudah memasuki periode *Secondary Recovery*. Hingga saat ini lapangan X berproduksi dengan *Water Cut (WC)* yang sangat tinggi mencapai lebih dari 98%. Kumulatif produksi minyak hingga Desember 2016 adalah $\pm 3,23$ MMSTB atau dengan faktor perolehan minyak (RFo) sebesar 50,23 % dan dengan laju produksi minyak sebesar $\pm (20 - 100)$ BOPD di lapisan sand 600 ft dan sebesar $\pm (100 - 350)$ BOPD di lapisan sand 640 ft. Pada 1 Januari 2017 jumlah sumur di lapangan X sebanyak 9 sumur, dengan status 2 sumur berproduksi (OSM-06 dan OSM-07), sehingga total yang tidak berproduksi ada 7 sumur (OSM-01, OSM-02, OSM-03, OSM-04, OSM-05, OSM-08, OSM-09).

3.2 Geological Findings and Reviews

3.2.1. Geologi Regional

Lapangan X berada pada Cekungan Sumatera Tengah yang umumnya memiliki batuan reservoir berupa batupasir. Reservoir batu pasir tersebut termasuk dalam Kelompok Sihapas dengan ciri memiliki efisiensi *recovery factor* yang cukup rendah yaitu sekitar 16,96 %. Hal ini disebabkan oleh beberapa hal yaitu *API gravity* yang kecil, *driving* solusi yang rendah dan heterogenitas reservoir. Tubuh batu pasir pada Lapangan X merupakan *multistories channel* yang berada pada lingkungan yang di pengaruhi oleh pasang surut (*tidal*).

Pada bagian bawah ditemukan sedimen yang terutama diendapkan pada lingkungan *fluviatil* dan *lacustrine* dengan adanya pengerosian dibagian dasar sehingga menjadi batas sekuen. Endapan inilah yang menjadi batuan induk pada Lapangan X yaitu pada Kelompok Pematang. Kelompok Sihapas merupakan endapan batupasir *fluvial- tidal channel* hingga ke *tidal channel* dan adanya fase transgressif menyebabkan semakin ke atas terjadi perubahan tipe endapan yang semakin kearah laut. Adapun peta persebaran sumur di lapangan X dapat dilihat pada gambar 3.2 di bawah ini:



Gambar 3.2 Peta Persebaran Sumur pada Lapangan X (BOB PT. BSP – Pertamina Hulu, 2002)

3.2.2 Potensi Hidrokarbon dan Sedimentasi

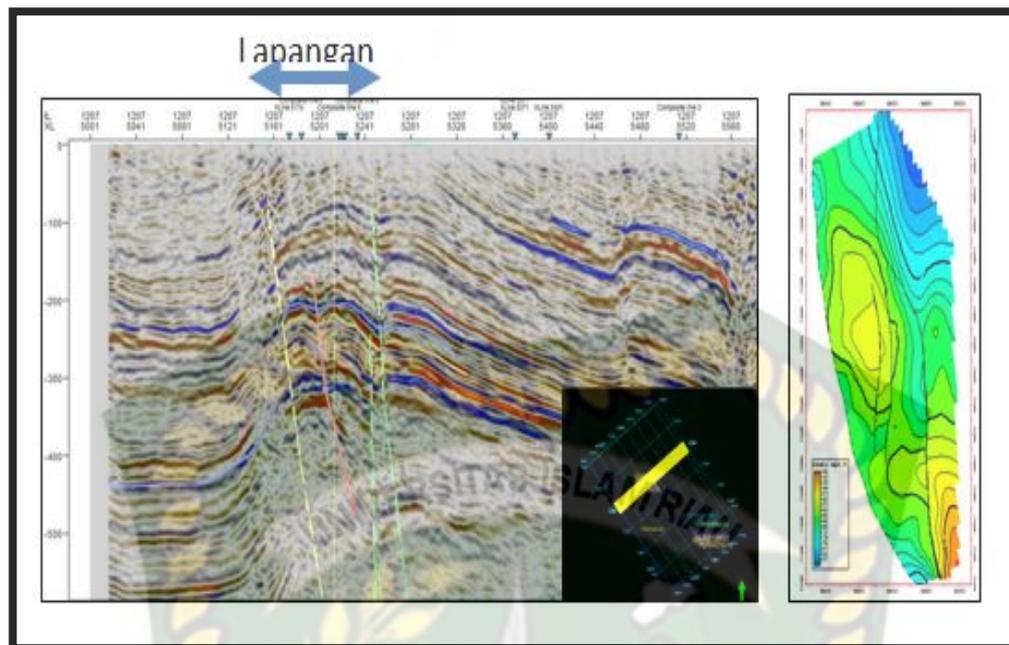
Potensi reservoir pada Lapangan X dikembangkan dengan pembuatan model reservoir yang dibatasi oleh kondisi geologi dan proses *upscaling model* yang digunakan dalam simulasi reservoir. Hal tersebut bergantung pada pendefinisian atribut geometri reservoir dan distribusi fasies reservoir yang mejadi target.

Heterogenitas reservoir ditentukan dengan menggunakan aspek fisik dari reservoir berupa tipe butiran, sortasi, struktur sedimen dan proses pengendapannya. Namun adanya keterbatasan data batuan inti pada Lapangan X, maka aspek fisik ini diperoleh dengan menggunakan data batuan inti dari Sumur pada Lapangan yang terdekat dengan Lapangan X yaitu Lapangan Kasikan. Lingkungan pengendapan Estuarine yang dipengaruhi oleh tidal menyebabkan menyebabkan geometri reservoir batu pasir pada lapangan ini menjadi rumit sehingga diperlukan analogi yang digunakan untuk melakukan pemodelan reservoir.

3.3 Geologi Lapangan X

3.3.1 Analisis Struktur

Berdasarkan hasil studi regional, Lapangan X berada pada daerah Tinggian yang dikenal sebagai Tinggian X. Pemetaan Struktur pada Seismik 3D yang di kontrol oleh data sumur menunjukkan area studi berada pada tinggian yang relatif berarah Baratlaut – Tenggara. Gambar Interpretasi Struktur dan Peta Struktur Kedalaman Lapangan X yang memperlihatkan struktur yang berkembang di lapangan ini dapat di lihat pada gambar 3.4.



Gambar 3.3 Interpretasi Struktur dan Peta Struktur Kedalaman Lapangan X
(BOB PT. BSP – Pertamina Hulu, 2002)

Struktur – struktur geologi yang berkembang pada Lapangan X terlihat pada penampang seismik berarah NE - SW yang memperlihatkan adanya 2 struktur utama yaitu:

1. Sesar Naik yang berarah NW – SE
2. Sesar Normal yang berarah N – S hingga NNW – SSE

Sesar – sesar tersebut merupakan hasil inversi dari Periode Tektonik pada Fase F3 yang merupakan Fase Kompresi yang terjadi pada Miosen Akhir hingga Plio – Plistosen. Selain itu terdapat juga 2 sesar minor yang merupakan antitetik dari sesar utama. Arah Sesar minor tersebut yaitu N – S hingga NNE – SSW. Pola tektonik dan stratigrafi pada Lapangan X masih mengikuti Pola Regional yaitu pada Fase F1 (*Syn-rift*) hingga Fase F3 (*Post Rift*). Berdasarkan Mark Log Sumur HS-01 di peroleh stratigrafi Lapangan X yaitu: Basement, Kelompok Pematang, Kelompok Sihapas. Keterdapatn Kelompok Pematang yang berfungsi sebagai batuan induk, Kelompok Sihapas Sebagai Batuan Reservoir dan Penutup (*sealing*), serta proses tektonik yang membentuk perangkat dan migrasi yang

tepat pada Lapangan X menyebabkan Lapangan X memiliki Sistem Petroleum yang lengkap dan menjadikannya berpotensi memiliki kandungan hidrokarbon.

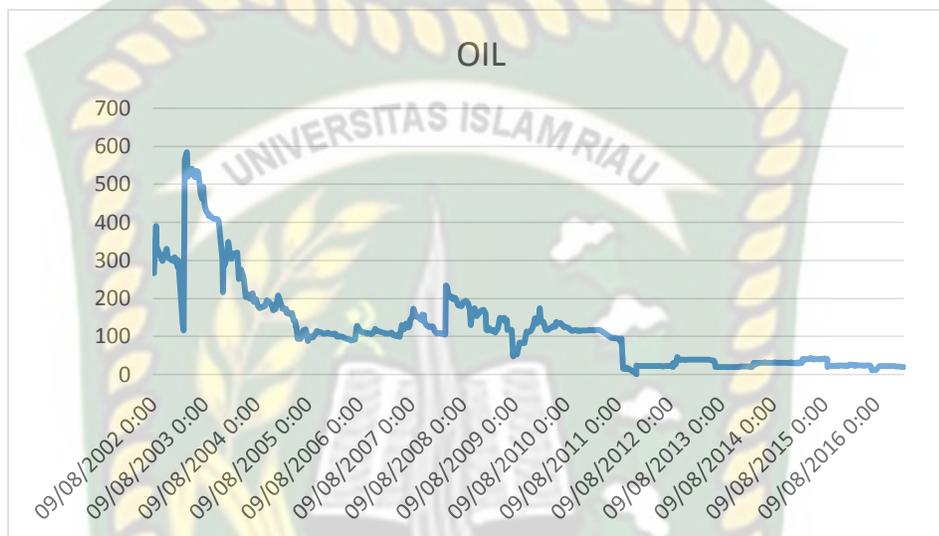


Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB IV

ANALISIS DATA DAN PERHITUNGAN

Analisis Data Reservoir Minyak Sumur AG-01



16/11/2016 0:00	21,92
27/11/2016 0:00	21,74
07/12/2016 0:00	21,92
15/12/2016 0:00	21,66
23/12/2016 0:00	21,44

Gambar 4.1 Grafik Penurunan Produksi Sumur AG-06

Seiring bertambahnya waktu produksi minyak pada sumur AG-06, terjadi penurunan produksi minyak, maka diperlukannya usaha untuk meningkatkan laju produksi minyak yang menurun tersebut. Sumur AG-01 merupakan sumur minyak yang sudah tidak aktif yang berada pada lapangan X dan merupakan sumur yang akan dijadikan atau di alih fungsikan menjadi sumur injeksi.

Dalam Tugas Akhir ini peneliti melakukan analisis kinerja injeksi air pada satu sumur AG-01, dengan luas area yang akan di kuras dengan injeksi air adalah 33.500 ft² dengan panjang 900 ft, dengan ketebalan reservoir 30 ft, dimana porositas reservoir di daerah sekitar sumur AG-01 adalah 0,24 dan laju injeksi air yang akan digunakan adalah 1.000 bbl/day.

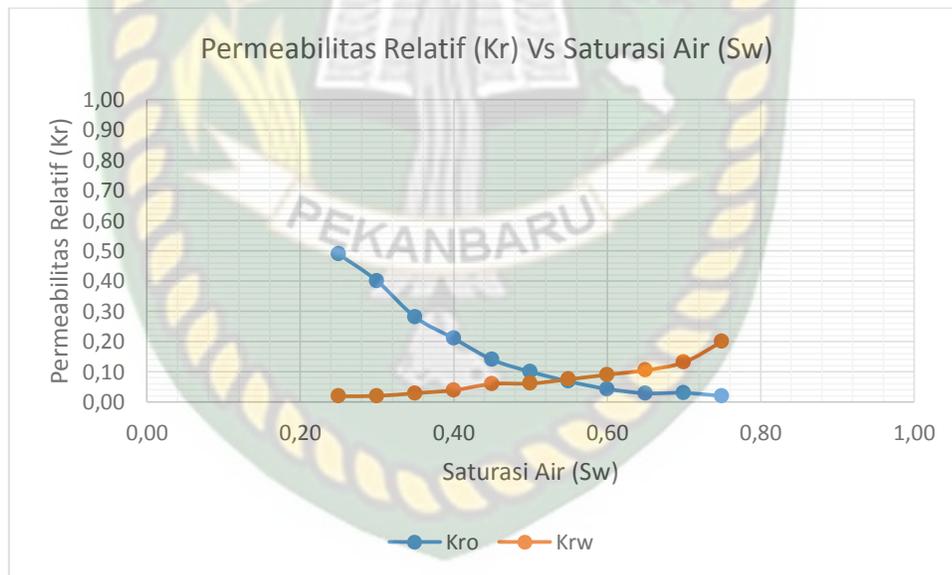
Faktor volume formasi minyak (B_o) pada sumur ini adalah 1,22 dan faktor volume formasi air (B_w) adalah 1. Data reservoir dan data permeabilitas relatif sumur AG-01 dapat di lihat pada tabel 4.1 dan tabel 4.2 dibawah ini :

Tabel 4.1 Data Reservoir Sumur AG-01 (BOB PT BSP, 2002)

Data	Nilai	Satuan
B_o	1,22	bbl/STB
B_w	1	bbl/STB
H	32	ft
A	33.500	ft ²
ϕ	0,24	
Iw	1.000	bbl/day
L	900	ft
μ_o	2,16	cp
μ_w	1,10	cp
Swc	0,20	
Swi	0,20	
Sor	0,20	
Kro @ Swc	0,55	
Krw @ Sor	0,23	

Tabel 4.2 Data Permeabilitas Relatif dan Saturasi Air

Sw	Kro	Krw
0,25	0,49	0,02
0,30	0,40	0,02
0,35	0,28	0,03
0,40	0,21	0,04
0,45	0,14	0,06
0,50	0,10	0,06
0,55	0,07	0,08
0,60	0,04	0,09
0,65	0,03	0,11
0,70	0,03	0,13
0,75	0,02	0,20

**Gambar 4.2** Kurva Permeabilitas Relatif dan Saturasi Air

Data permeabilitas relatif yang telah didapatkan dari analisis *core* pada tabel 4.2 di atas dapat digunakan untuk menentukan nilai *fractional flow* dari reservoir pada sumur AG-01. Data dari kurva permeabilitas relatif dan saturasi pada gambar 4.1 di

atas didapatkan bahwa perpotongan kurva permeabilitas air dan minyak berada pada angka 0,55 dan ini menunjukkan reservoir pada sumur AG-01 adalah *water wet*, hal ini dikarenakan sumur AG-01 merupakan sumur yang sudah tidak aktif karena *water cut* yang sudah sangat besar pada sumur ini. Karena itu sumur AG-01 dipilih untuk dijadikan sumur injeksi (El-Khatib, 2001).

Penentuan Konstanta dan Kurva antara Saturasi Air vs *Fractional Flow*

1. Penentuan Perbandingan Kro/Krw dan Konstanta a b.

Sebelum menentukan performa injeksi air sumur AG-01, maka diperlukan data dari hasil perbandingan permeabilitas relatif minyak (Kro) dan permeabilitas relatif air (Krw) untuk menentukan konstanta a dan b yang berguna untuk menentukan aliran fraksi atau *fractional flow*. Hasil perhitungan perbandingan antara Kro dengan Krw dapat di lihat pada tabel 4.3 di bawah ini. (Lanjutan di lampiran I)

a. Perhitungan Kro/Krw @ sw 0,25

Data :

$$Kro: 0,49$$

$$Krw: 0,02$$

Perhitungan :

$$Kro/Krw = \frac{Kro}{Krw}$$

$$Kro/Krw = \frac{0,49}{0,02}$$

$$Kro/Krw = 25,74$$

b. Perhitungan Kro/Krw @ sw 0,30

Data :

$$Kro: 0,40$$

$$Krw: 0,02$$

Perhitungan :

$$Kro/Krw = \frac{Kro}{Krw}$$

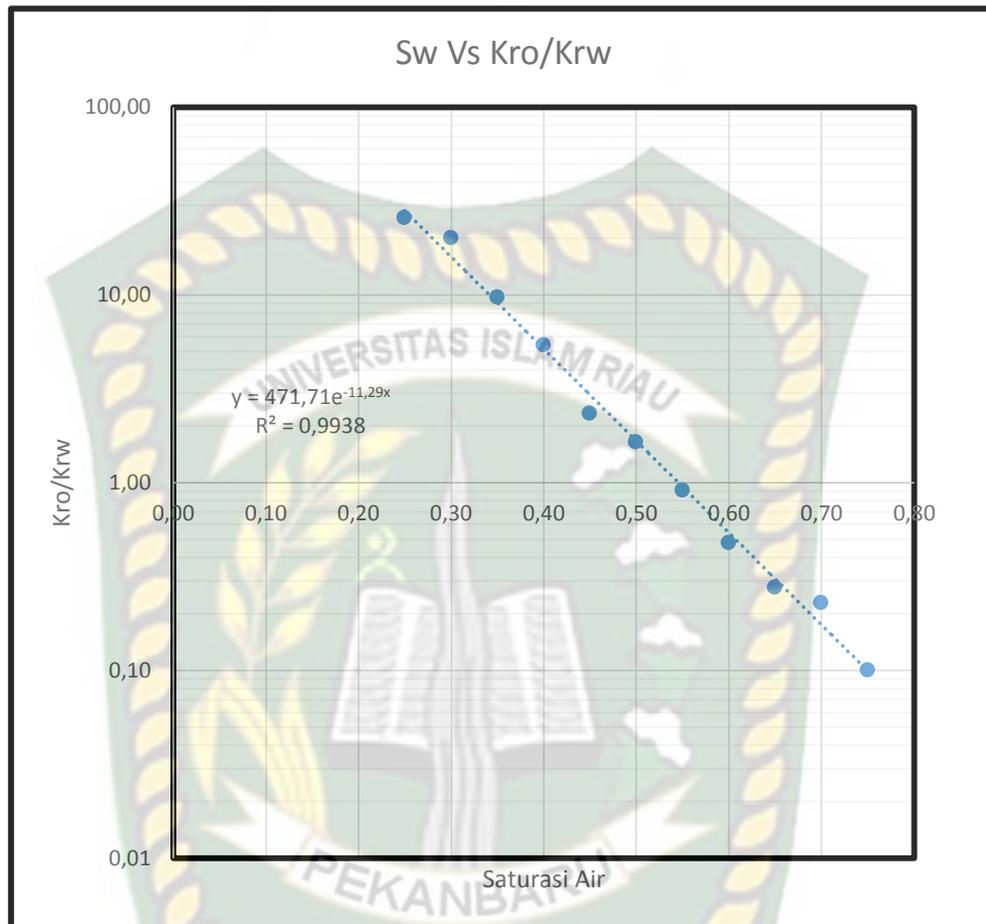
$$Kro/Krw = \frac{0,40}{0,02}$$

$$Kro/Krw = 20,00$$

Tabel 4.3 Hasil Perhitungan Fraksi Aliran

Sw	Kro	Krw	Kro/Krw
0,25	0,49	0,02	25,74
0,30	0,40	0,02	20,00
0,35	0,28	0,03	9,66
0,40	0,21	0,04	5,38
0,45	0,14	0,06	2,33
0,50	0,10	0,06	1,64
0,55	0,07	0,08	0,91
0,60	0,04	0,09	0,48
0,65	0,03	0,11	0,28
0,70	0,03	0,13	0,23
0,75	0,02	0,20	0,10

Berdasarkan tabel 4.3 hasil perhitungan antara Kro dengan Krw di atas dapat dibuat suatu hubungan antara saturasi air dengan Kro/Krw, sehingga nantinya akan didapatkan konstanta a dan b yang dapat dilihat pada gambar 4.2 berikut ini.



Gambar 4.3 Penentuan Konstanta a dan b

Berdasarkan gambar 4.2 tersebut dapat ditentukan nilai konstanta a dan b yang akan digunakan dalam penentuan kurva *fractional flow* dan penentuan antara saturasi air dengan *fractional flow* (dfw/dsw). Nilai konstanta a dan b tersebut didapatkan dengan cara mengeluarkan *equation* pada *trendline* di dalam *microsoft excel*, sehingga nilai a dan b dapat ditentukan dengan memenuhi persamaan $\frac{Kro}{Krw} = a x e^{-b}$.

Tabel 4.4 Hasil Penentuan Konstanta

Konstanta	Nilai
A	471,71
B	-11,29

Tabel 4.4 di atas merupakan hasil penentuan konstanta a dan b yang memenuhi persamaan $\frac{K_{ro}}{K_{rw}} = a x e^{-b}$ adalah konstanta a sebesar 471,71 dan konstanta b sebesar -11,29.

2. Penentuan *Fractional Flow* dan dfw/dsw

Setelah mendapatkan nilai konstanta a dan b, maka kita dapat menentukan nilai *fractional flow*. Hasil perhitungan penentuan *fractional flow* dengan dfw/dsw dapat dilihat pada Tabel 4.5 di bawah ini. (Lanjutan di lampiran I)

1. Perhitungan fw @ sw 0,25

$$fw = \frac{1}{1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) a e^{b s_w}}$$

$$fw = \frac{1}{1 + \left(\frac{1,1}{2,16}\right) 471,71 e^{-11,29 \times 0,25}}$$

$$fw = 0,06$$

2. Perhitungan dfw/dsw @ sw 0,25

$$\frac{dfw}{dsw} = - \frac{\left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) a b e^{b s_w}}{1 + \left(\left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) a e^{b s_w}\right)^2}$$

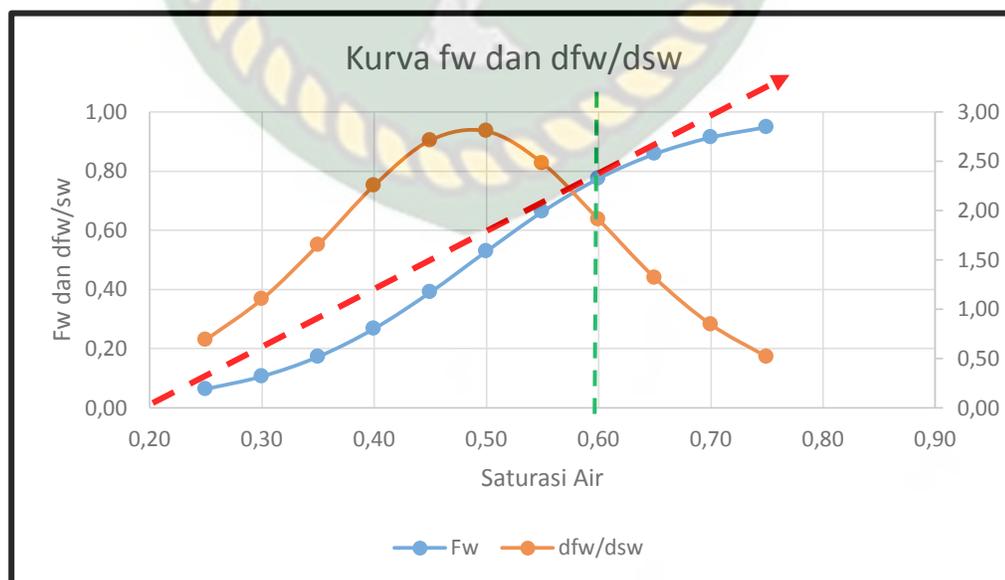
$$\frac{dfw}{dsw} = - \frac{\left(\frac{1,1}{2,16}\right) 471,71 \times 11,29 \times e^{-11,29 \times 0,25}}{1 + \left(\left(\frac{1,1}{2,16}\right) 471,71 e^{-11,29 \times 0,25}\right)^2}$$

$$\frac{dfw}{dsw} = 0,69$$

Tabel 4.5 Hasil Perhitungan fw dan dfw/dsw

Sw	Kro	Krw	Kro/Krw	Fw	Dfw/Dsw
0,25	0,49	0,02	25,74	0,06	0,69
0,30	0,40	0,02	20,00	0,10	1,10
0,35	0,28	0,03	9,66	0,17	1,65
0,40	0,21	0,04	5,38	0,26	2,25
0,45	0,14	0,06	2,33	0,39	2,71
0,50	0,10	0,06	1,64	0,52	2,80
0,55	0,07	0,08	0,91	0,66	2,47
0,60	0,04	0,09	0,48	0,78	1,91
0,65	0,03	0,11	0,28	0,85	1,31
0,70	0,03	0,13	0,23	0,91	0,84
0,75	0,02	0,20	0,10	0,94	0,51

Tabel hasil perhitungan *fractional flow* di atas dapat kita buat kurva nya antara *fractional flow* dengan dfw/dsw terhadap saturasi air seperti gambar di bawah ini.



Gambar 4.4 Kurva fw dan dfw/dsw

Gambar 4.4 di atas merupakan kurva *fractional flow* dan dfw/dsw terhadap saturasi air. Saturasi air di tunjukan pada garis putus-putus merah yang mana terus bertambah seiring bertambahnya waktu. *Fractional flow* ditunjukan pada garis biru. Nilai fw terus meningkat yang mana karena fw merupakan fungsi dari saturasi air. Sw pada saat *breakthrough time* adalah 0,60 yang mana diketahui dari perpotongan antara garis merah putus-putus sw dengan garis biru fw (Dake, 1998)

Penentuan Performa Injeksi Air Sebelum *Breakthrough Time* Menggunakan Metode Buckley Leverett

Dengan menggunakan metode Buckley Leverett, kita akan menentukan performa air injeksi sebelum *breakthrough time*. Berikut adalah perhitungan untuk menentukan performa air injeksi menggunakan metode Buckley Leverett pada sumur AG-01.

1. Menentukan *pore volume*

$$PV = \frac{\phi AL}{5,615}$$

$$PV = \frac{0,24 \times 33.500 \times 900}{5,615}$$

$$PV = 1.315.539 \text{ bbl}$$

2. Menentukan waktu dari *breakthrough*

$$tBt = \left[\frac{1.315.539}{1000} \right] \left(\frac{1}{1,91} \right)$$

$$tBt = 689 \text{ hari}$$

3. Menentukan nilai sisa cadangan minyak sumur

$$OOIP = \left[\frac{PV (1-Sw)}{Bo} \right]$$

$$OOIP = \left[\frac{1.315.539 (1-0,2)}{1,22} \right]$$

$$OOIP = 862.648 \text{ bbl}$$

4. Menentukan jumlah air injeksi saat *breakthrough time* ($Wibt$)

$$Wibt = Iw \times tBt$$

$$Wibt = 1.000 \times 689$$

$$Wibt = 689.000 \text{ bbl}$$

5. Menentukan nilai WOR

$$WOR = \left[\frac{Bo \times Fw}{Bw (1-Fw)} \right]$$

$$WOR = \left[\frac{1,22 \times 0,78}{1 (1-0,78)} \right]$$

$$WOR = 4,4$$

6. Menentukan kumulatif produksi minyak (Np)

$$Np = \frac{Wibt}{Bo}$$

$$Np = \frac{689.000}{1,22}$$

$$Np = 565.061 \text{ STB}$$

7. Menentukan laju alir minyak (Qo)

$$Qo = \frac{Iw}{(Bo + (WOR \times Bw))}$$

$$Qo = \frac{1.000}{(1,22 + (4,4 \times 1))}$$

$$Qo = 176 \text{ Bbl}$$

8. Menentukan laju alir air produksi (Qw)

$$Qw = WOR \times Qo$$

$$Qw = 4,4 \times 176$$

$$Qw = 784 \text{ Bbl}$$

9. Menentukan mobilitas ratio

$$M = \frac{Krwbt \times \mu_o}{Krobt \times \mu_w}$$

$$M = \frac{0,09 \times 2,16}{0,04 \times 1,10}$$

$$M = 4,10$$

Tabel 4.6 Hasil Perhitungan Buckley Leverett

Parameter	Nilai	Satuan
PV	1.315.539	Bbl
tBT	689	Day
M	4,10	
OOIP	862.648	Bbl
Wibt	689.000	Bbl
WOR	4,4	Bbl
NP	565.061	STB
Qo	176	Bbl
Qw	784	Bbl

Tabel 4.6 di atas merupakan hasil perhitungan performa injeksi air pada saat *breakthrough time*. Dari perhitungan yang dilakukan, didapatkan *pore volume* yang besar dan sisa cadangan minyak sumur yang besar juga seperti yang ditunjukkan tabel di atas, itu membuktikan bahwa fluida yang ada pada area tersebut masih banyak. Kumulatif produksi yang didapatkan dari injeksi air juga menunjukkan hasil yang besar yaitu 565.061 STB dan laju produksi minyak juga mengalami peningkatan yang besar yaitu 176 bbl per hari hanya dengan rentang waktu injeksi kurang lebih 1,9 tahun. Ini menunjukkan bahwa injeksi air yang dilakukan berhasil dengan menaikkan laju produksi minyak sumur yang menurun. Hasil perhitungan menggunakan metode Buckley Leverett di atas dapat digunakan untuk menentukan performa air injeksi setelah *breakthrough time* menggunakan metode Welge.

Penentuan Performa Injeksi Air Setelah *Breakthrough Time* Menggunakan Metode Welge

Penentuan performa injeksi air setelah *breakthrough time* lebih baik menggunakan metode Welge, adapun data yang digunakan dalam menentukan performa injeksi air setelah *breakthrough time* adalah sebagai berikut.

Tabel 4.7 Data Perhitungan Welge

Parameter	Nilai	Satuan
Sw	0,60	
Fw	0,78	
dfw/dsw at BT	1,91	
Np	565061	STB
WiBT	689374	Bbl
tBT	689	Hari
WOR	4,4	
M	4,10	

Berikut adalah hasil perhitungan performa air injeksi menggunakan metode Welge.

1. Menentukan *fractional flow* setelah *breakthrough time* (Fw2).

$$f_{w2} = \frac{1}{1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) a e^{b S_w}}$$

$$f_{w2} = \frac{1}{1 + \left(\frac{1,1}{2,16}\right) 471,71 e^{-11,29 \times 0,60}}$$

$$f_{w2} = 0,78$$

2. Menentukan slop *fractional flow* setelah *breakthrough time* (dfw/dsw)

$$\frac{df_w}{dS_w} = - \frac{\left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) a b e^{b S_w}}{1 + \left(\frac{\mu_w}{\mu_o}\right) a e^{b S_w}}^2$$

$$\frac{dfw}{dsw} = - \frac{\left(\frac{1,1}{2,16}\right) 471,71 \times 11,29 \times e^{-11,29 \times 0,60}}{1 + \left(\left(\frac{1,1}{2,16}\right) 471,71 e^{-11,29 \times 0,60}\right)^2}$$

$$\frac{dfw}{dsw} = 1,91$$

3. Menentukan saturasi air rata-rata di reservoir setelah *breakthrough time* (Sw_{2ave}), menggunakan persamaan.

$$Sw_{2ave} = Sw_2 + \frac{1-fw_2}{\frac{dfw}{dSw}}$$

$$Sw_{2ave} = 0,60 + \frac{1-0,78}{1,91}$$

$$Sw_{2ave} = 0,71$$

4. Menentukan efisiensi pendesakan (Ed)

$$Ed = \frac{Sw_{2ave} - Sw_i}{1 - Sw_i}$$

$$Ed = \frac{0,71 - 0,2}{1 - 0,2}$$

$$Ed = 0,64$$

5. Menentukan areal efisiensi (Ea)

$$Ea = 0,54602036 + \frac{0,03170817}{M} + \frac{0,30222997}{e^M} - 0,00509693M$$

$$Ea = 0,54602036 + \frac{0,03170817}{4,10} + \frac{0,30222997}{e^{4,10}} - 0,00509693 \times 4,10$$

$$Ea = 0,53$$

6. Menentukan kumulatif produksi minyak (N_p)

$$N_p = OOIP \times Ed \times Ea \times Ev$$

$$N_p = 862648,35 \times 0,64 \times 0,53 \times 1,0 \text{ (asumsi)}$$

$$N_p = 292.610 \text{ bbl}$$

5. Menentukan *pore volume* dari air yang diinjeksikan

$$Q_i = \frac{1}{\frac{dfw_2}{dSw}}$$

$$Q_i = \frac{1}{1,91}$$

$$Q_i = 0,52$$

6. Menentukan kumulatif air injeksi

$$Winj = PV \times Q_i$$

$$Winj = 1315539 \times 0,52$$

$$Winj = 689374 \text{ bbl}$$

7. Menentukan waktu untuk injeksi air

$$Qt = \frac{Winj}{Iw}$$

$$Qt = \frac{689374 \text{ bbl}}{1000 \text{ bbl/day}}$$

$$Qt = 689 \text{ day}$$

8. Menentukan kumulatif produksi air

$$Wp = \frac{Winj - ((Sw_{2ave} - Sw_i) \times Ed)}{Bo_i}$$

$$Wp = \frac{689374 - ((0,71 - 0,2) \times 0,64)}{1}$$

$$Wp = 689374 \text{ bbl}$$

9. Menentukan WOR dipermukaan

$$WORs = \frac{Bo}{Bw \times \left(\frac{1}{f_{w2}} - 1\right)}$$

$$WORs = \frac{1,22}{1 \times \left(\frac{1}{0,78} - 1\right)}$$

$$WORs = 4,4$$

10. Menentukan laju alir minyak (Q_o)

$$Q_o = \frac{Iw}{Bo + (Bw \times WORs)}$$

$$Q_o = \frac{1000}{1,22 + (1 \times 4,44)}$$

$$Q_o = 176 \text{ bbl/day}$$

11. Menentukan laju alir air produksi (Q_w)

$$Q_w = Q_o \times \text{WORs}$$

$$Q_w = 176 \times 4,44$$

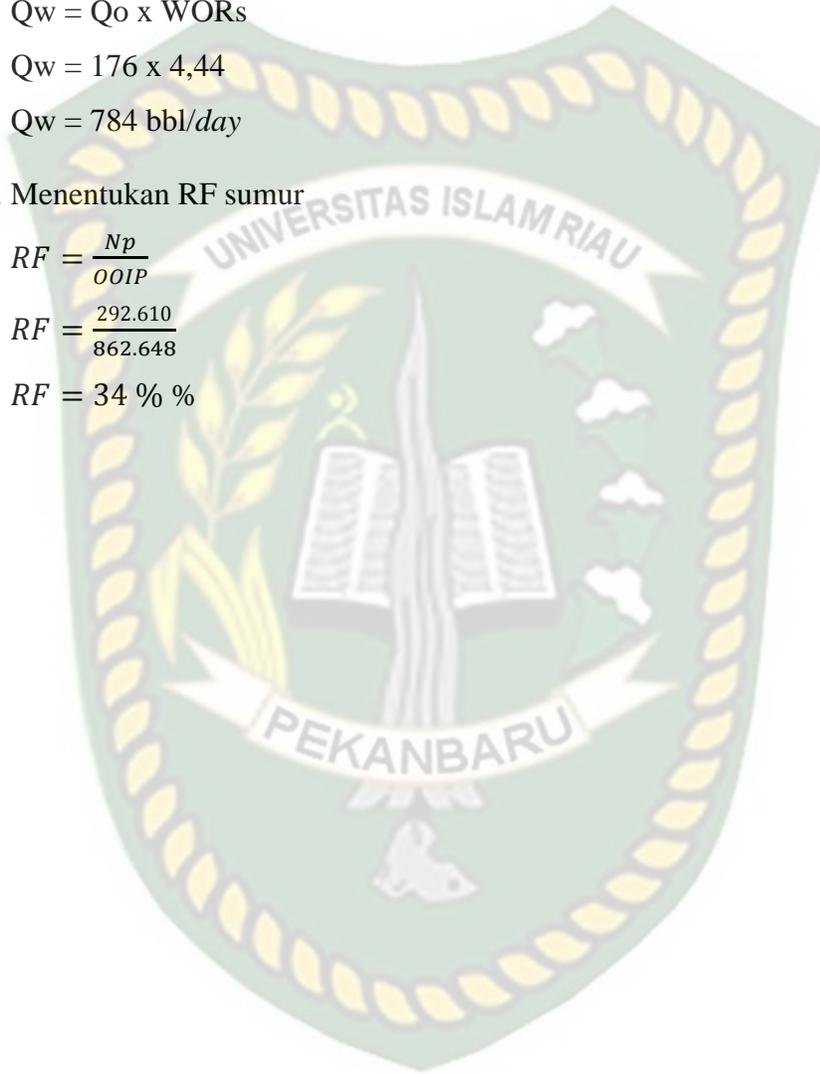
$$Q_w = 784 \text{ bbl/day}$$

12. Menentukan RF sumur

$$RF = \frac{N_p}{OOIP}$$

$$RF = \frac{292.610}{862.648}$$

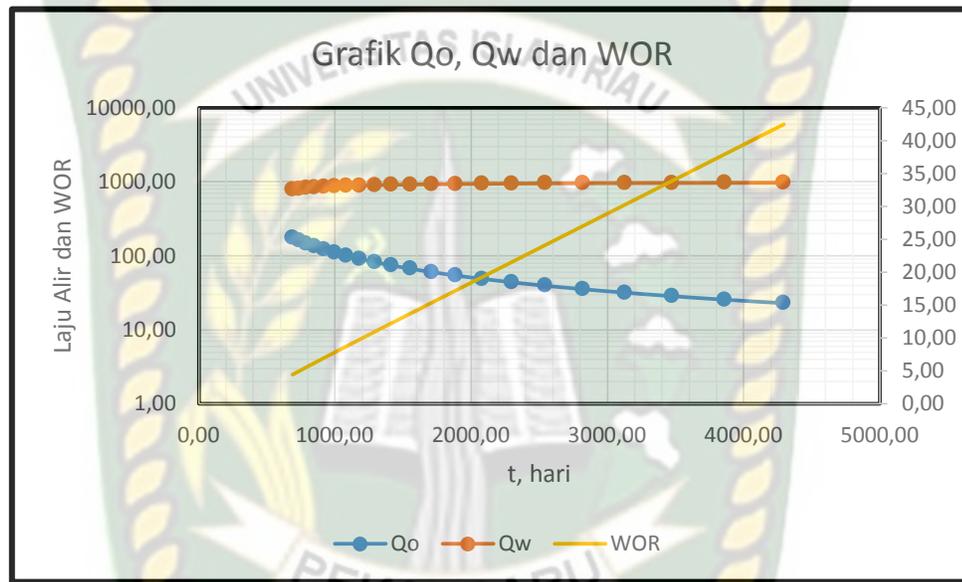
$$RF = 34 \% \%$$





Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

Berdasarkan hasil perhitungan performa menggunakan metode Welge di atas dapat kita buat grafik performa injeksi air setelah *breakthrough time* seperti grafik di bawah ini.



Gambar 4.5 Performa Produksi setelah *Breakthrough Time*

Dari gambar 4.5 di atas yang merupakan hasil dari injeksi air, jika kita bandingkan dengan gambar 4.1 yang merupakan hasil tanpa injeksi air, maka dapat saya simpulkan bahwa penginjeksian air dibidang berhasil. Dikatakan berhasil, karena dapat meningkatkan laju alir minyak sebesar 44% yang mana saya lakukan dengan membandingkan laju alir minyak tanpa injeksi dan dengan injeksi air dengan rentang waktu beroperasi selama lebih kurang 12 tahun (Ahmed, 2006).

Berdasarkan dari seluruh perhitungan yang dilakukan dapat diketahui bahwa sisa cadangan sumur yang dapat diproduksi pada sumur AG-01 sebesar 862.648 bbl. Ini membuktikan bahwa masih banyaknya fluida yang terdapat pada area tersebut. Laju alir minyak bernilai konstan yaitu sebesar 176 bbl per hari dan pada

saat *breakthrough* laju alir minyak mengalami penurunan menjadi 161 bbl dikarenakan air juga ikut terproduksi pada saat *breakthrough*. Kumulatif produksi yang dihasilkan setelah terjadinya *breakthrough* juga menunjukkan hasil yang memuaskan yakni sebesar 565.061 STB dengan rentang waktu *breakthrough* 1,9 tahun. Setelah *breakthrough*, penurunan laju alir minyak terus terjadi hingga *economic limit*. Ini terjadi karena sisa cadangan minyak yang ada di area tersebut terus menurun dan air yang menggantikan minyak dibatukan juga ikut terproduksi sehingga membuat Sw2 terus meningkat (Ahmed, 2001). Penelitian ini dinyatakan berhasil karena berhasil meningkatkan produksi sumur AG-06 yang terus menurun.

Gambar 4.5 merupakan grafik dari seluruh perhitungan. Dapat dilihat dari gambar bahwa seiring berjalannya waktu injeksi dan waktu produksi sumur, laju alir minyak terus menurun dan sebaliknya laju produksi air terus meningkat. Tidak lupa pula WOR dan kumulatif produksi sumur juga terus meningkat, itu terjadi karena produksi air yang juga terus meningkat (Thomas, Nuraeni, & Setiati, 2015).



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau



Dokumen ini adalah Arsip Milik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau



Dokumen ini adalah Arsip Milik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Dari analisis data yang telah dilakukan pada bab-bab sebelumnya, didapatkan beberapa kesimpulan :

1. Performa injeksi air di sumur AG-01 pada saat *breakthrough time* dengan menggunakan metode Buckley Levrett menunjukkan performa yang bagus, dimana dari perhitungan yang dilakukan diketahui *pore volume* pada area AG-01 yang besar yakni 1.315.539 bbl dan sisa cadangan minyak yang berada di sumur yaitu 862.648 bbl. Laju alir minyak juga konstan yakni 176 bbl per hari, pada saat ini air belum ikut terproduksi. Setelah *breakthrough*, laju alir minyak menurun menjadi 161 dikarenakan air injeksi yang ikut terproduksi. Kumulatif produksi yang dihasilkan pada saat *breakthrough* juga menunjukkan hasil yang memuaskan yakni sebesar 565.061 STB selama 1,9 tahun.
2. Performa injeksi air setelah *breakthrough time* menggunakan metode Welge. Berdasarkan hasil perhitungan yang telah dilakukan pada sumur AG-01 setelah dikonversi menjadi sumur injeksi dan setelah *breakthrough* diperoleh hasil minyak akhir sebesar 22 bbl per hari dan laju produksi air 972 bbl per hari. Kumulatif produksi minyak mengalami penurunan yakni sebesar 394.976 STB dan RF yang diperoleh yakni 45.7 %. Ini terjadi karena area penyapuan (E_a) semakin membesar yang membuat minyak di area sumur ikut tersapu dan tergantikan oleh air. Dari seluruh hasil perhitungan yang dilakukan dapat dikatakan bahwa perencanaan menjadikan sumur AG-01 menjadi sumur injeksi sangatlah tepat karena dapat meningkatkan laju produksi minyak sumur AG-06 yang masih beroperasi.

5.2 Saran

Saran dari penulis yaitu penelitian selanjutnya untuk performa injeksi cobalah untuk menggunakan metode simulasi dan menggunakan *chemical treatment* supaya mendapatkan laju produksi yang maksimal.



DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, T. (2001). *Tarek Ahmed - Reservoir Engineering Handbook Sec Edition*.
- Ahmed, T. (2006). Fundamentals of Reservoir Fluid Flow. *Working Guide to Reservoir Rock Properties and Fluid Flow*, 117–246.
<https://doi.org/10.1016/b978-1-85617-825-9.00003-x>
- Benyamin. (2016). Log Characteristics Of Carbonate Reservoir Due To Diagenesis Effect. Society of Petroleum Engineers.
- Buckley, S. E., & Leverett, M. C. (1941). Mechanism of Fluid Displacement in Sands. *Transactions of the AIME*, 146(01), 107–116.
<https://doi.org/10.2118/942107-g>
- Clark, R. A., Karami, H., Al-Ajmi, M. F., & Lantz, J. R. (2007). *Pattern Balancing and Waterflood Optimization of a Super Giant: Sabiriyah Field, North Kuwait, a Case Study*. International Petroleum Technology Conference. doi:10.2523/IPTC-11395-MS
- Dake, L. P. (1998). *Fundamental Of Reservoir Engineer*.
<https://doi.org/10.1016/j.specom.2015.03.001>
- El-Khatib, N. A. F. (2001). The Application of Buckley-Leverett Displacement to Waterflooding in Non-Communicating Stratified Reservoirs. *SPE Middle East Oil Show*. <https://doi.org/10.2118/68076-MS>
- Erfando, T., Rita, N., & Marliaty, T. (2017). Optimasi Laju Injeksi Pada Sumur Kandidat *Convert to Injection (CTI)* di Area X Lapangan Y. UIR, Riau
- Green, D.W. & Willhite, G.P. (1998). *Enhanced Oil Recovery*. Texas : Richardson
- Jr, R. A. (2007). *IPTC 11395 Pattern Balancing and Waterflood Optimization of a Super Giant : Sabiriyah Field , North Kuwait , a Case Study*. 1–10.

- Kaichun Yu, Kuang Li, Qianru Li, Keman Li, & Feng Yang (2017). A Method to Calculate Reasonable Water Injection Rate for M Oilfield. *J. Petrol. Explor. Prod. Technol.* 7, 1003-1010. doi: 10.1007/s13202-017-0356-9
- Lake, L.W. (1989). *Enhanced Oil Recovery*. New Jersey : Prentice Hall.
- Morsy, S., Gomaa, A., & Sheng, J.J., (2014). Imbibition Characteristics of Marcellus Shale Formation. Society of Petroleum Engineers.
- Muhartono, E. (2014). Pemanfaatan dan Konservasi Sumber Daya Alam. UIN Syarif Hidayatullah, Jakarta
- Overview Field File* (2002). BOB PT Bumi Siak Pusako – Pertamina Siak Hulu; Siak.
- Silva, G., Correia, B., Cunha, A., Santos, B., & Lima, A. (2017). *Water Injection for Oil Recovery by using Reservoir Simulation via CFD*. 11(1), 83–96.
- Smith, J.T. and Cobb, W. M. (1990). *Waterflooding*. 584 pp.
- Subagya, Agus. 2012. Blog “Basic Enhanced Oil Recovery”. 17 Oktober 2014 : <http://oilgas-training.blogspot.com/2012/09/dasar-dasar-enhanced-oil-recovery-eor.html>
- Sayyafzadeh, M., & Pourafshary, P. (2010). *SPE 132125 Increasing Ultimate Oil Recovery by Infill Drilling and Converting Weak Production Wells to Injection Wells Using Streamline Simulation*.
- Thomas, M. M., Nuraeni, S., & Setiati, R. (2015). *Perolehan Minyak Di Sumur Mt-02 Lapangan X*. 243–251.
- Tris, I., Lubis, W., Arief, I. A. T., Ubaidillah, I., Prabu, A., & Inderalaya, P. K. M. (2013). *Prediksi Buckley Leverett Dan Craig Geffen Morse Pada Sumur Injeksi I Di Lapisan W3 Struktur Niru Pt Pertamina Ep Asset 2 Field Limau Waterflooding Injection Plan With Prediction Methods of Buckley Leverett and Craig Geffen Morse At I Injection Well At W3*.
- Tsutomu, S., Yoshitaka, Y., & Norio, T. (2017). Characteristics of Bubbly Flows in Perforated Pipe. Society of Petroleum Engineers.
- Wardani, I.W., Arief, A.T., & Prabu, U.A. (2006). Perencanaan Injeksi *Waterflooding* Dengan Metode Prediksi Buckley Leverett Dan Craig Geffen

Morse Pada Sumur Injeksi di Lapangan W3 Struktur Niru PT Pertamina EP *Asset 2 Field* Limau. Prabumulih : Universitas Sriwijaya

Welge, H. J. (1952). A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Water Drive Introduction and Theoretical Background. *Petroleum Transactions AIME*, 195(13), 91–98. Retrieved from <https://www.onepetro.org/download/journal-paper/SPE-124-G?id=journal-paper%2FSPE-124-G>

Well File. (2002). BOB PT Bumi Siak Pusako – Pertamina Siak Hulu; Siak.

Yu, S.W., & Baojun, B. (2009). *Efficient Simulation for Low-Salinity Waterflooding in Porous and Fractured Reservoir*. Society of Petroleum Engineers.

