

**ANALISIS KEEKONOMIAN *ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP*
(ESP) SEBAGAI POMPA INJEKSI UNTUK
WATERFLOODING METODE PREDIKSI *BUCKLEY*
LEVERETT DI SUMUR R LAPANGAN A**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

RAJA ASMAN

143210180

PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN

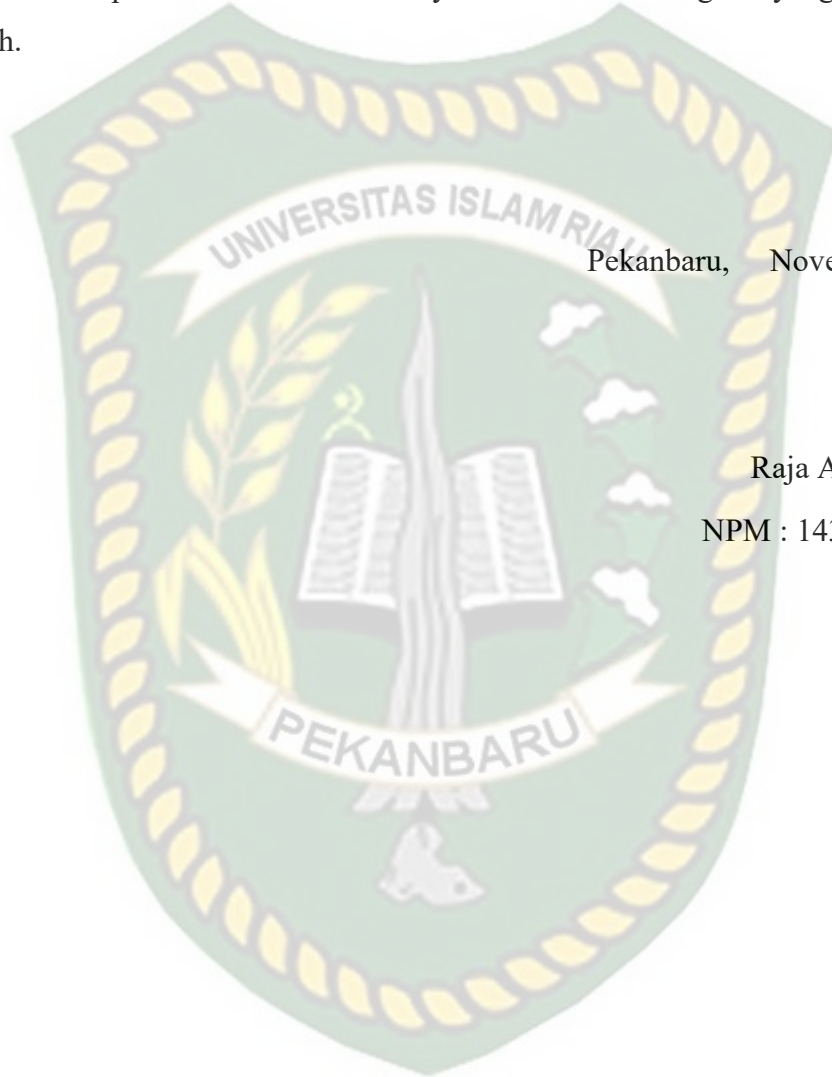
UNIVERSITAS ISLAM RIAU

PEKANBARU

2021

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 atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh.



Pekanbaru, November 2021

Raja Asman

NPM : 143210180

KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Tuhan Yang Maha Esa karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Bapak Ir. H. Ali Musnal, M.T selaku dosen pembimbing saya yang telah menyediakan waktu dan pikiran untuk memberikan masukan dan mengoreksi penyusunan tugas akhir ini.
2. Bapak M. Ariyon, S.T., M.T dan Ibu Novia Rita, ST., M.T selaku dosen penguji saya yang telah menyediakan waktu dan pikiran untuk membantu memberikan solusi dalam perkuliahan.
3. Orang tua dan keluarga yang memberikan dukungan penuh material maupun moral.

Teriring doa saya, semoga Allah memberi balasan atas kebaikan semua pihak yang membantu. Semoga tugas akhir membawa manfaat bagi ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, November 2021

Raja Asman

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	i
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR	ii
KATA PENGANTAR.....	iii
DAFTAR ISI.....	iv
DAFTAR GAMBAR.....	vi
DAFTAR TABEL	vii
DAFTAR SIMBOL	viii
DAFTAR SINGKATAN.....	ix
DAFTAR LAMPIRAN.....	x
ABSTRAK	xi
<i>ABSTRACT</i>	xiii
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Tujuan Peneletian	2
1.3 Manfaat Penelitian.....	2
1.4 Batasan Masalah	2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	3
2.1 <i>Waterflooding</i>	3
2.1.1 Pola Sumur Injeksi – Produksi	4
2.1.2 Analisis <i>Waterflooding</i> Metode Buckley-Leverett.....	6
2.2 Analisis Keekonomian.....	10
2.3 Indikator Keekonomian	12
2.3.1 Net present Value (NPV).....	12
2.3.2 <i>Internal Rate of Return</i> (IRR).....	12
2.3.3 <i>Pay Out Time</i> (POT).....	12
2.4 <i>State Of The Art</i>	13
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	15
3.1 Metode Penelitian	15
3.1.1 Studi Literatur.....	15
3.1.2 Metode Orientasi Lapangan.....	15
3.1.3 <i>Flow Chart</i>	15

3.2	Tempat Penelitian	16
3.3	Jadwal Penelitian	17
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN		18
4.1	Perhitungan Buckley-Leverett	20
4.1.1	Perhitungan Periode <i>Prior</i> Hingga <i>Breakthrough</i>	21
4.1.2	Perhitungan Periode Sesudah <i>Breakthrough</i>	24
4.1.3	Perhitungan <i>Efficiency Recovery Factor</i> Injeksi Air	28
4.2	Analisis Keekonomian Pompa ESP Untuk <i>Waterflooding</i>	29
4.3	Indikator Keekonomian	31
BAB V PENUTUP		32
5.1	Kesimpulan	32
5.2	Saran	32
DAFTAR PUSTAKA		33
LAMPIRAN		36

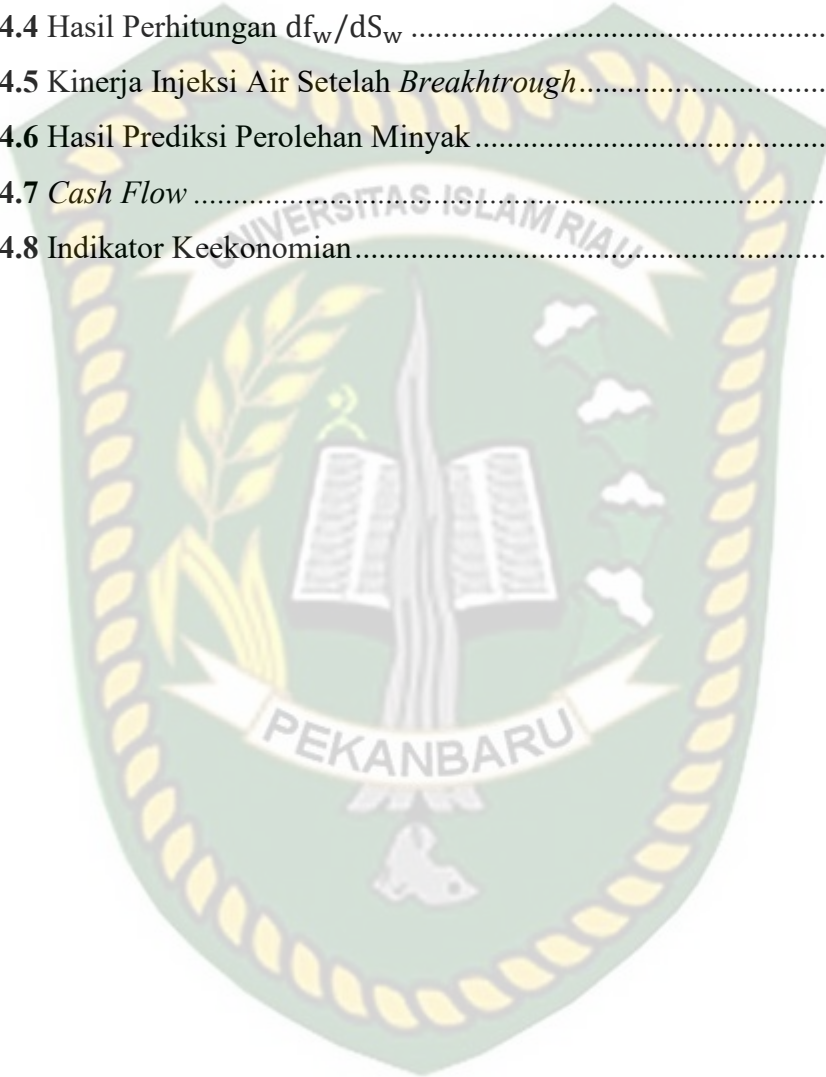
DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Pola <i>Peripheral Waterflood</i>	5
Gambar 3.1 <i>Operation Map</i> BOB	15
Gambar 4.1 Kurva Fraksi Aliran (f_w VS S_w).....	19



DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Jadwal Penelitian.....	16
Tabel 4.1 Data Lapangan.....	17
Tabel 4.2 Data Karakteristik Batuan	18
Tabel 4.3 Hasil Perhitungan Periode <i>Prior</i> Sampai <i>Breakthrough</i>	22
Tabel 4.4 Hasil Perhitungan df_w/dS_w	23
Tabel 4.5 Kinerja Injeksi Air Setelah <i>Breakthrough</i>	26
Tabel 4.6 Hasil Prediksi Perolehan Minyak.....	27
Tabel 4.7 <i>Cash Flow</i>	29
Tabel 4.8 Indikator Keekonomian.....	30



DAFTAR SIMBOL

Q_o	= laju produksi air, scf/hari
S_w	= saturasi air
ρ_w	= densitas air, pcf
f_w	= fraksi aliran air
Q_w	= laju produksi minyak, stb/hari
t_{BT}	= waktu <i>breakthrough</i>
$\overline{S_{wf}}$	= saturasi air front rata - rata
B_o	= FVF minyak
A	= luas area, ft ²
\emptyset	= porositas
L	= panjang sistem, ft
S_{wc}	= saturasi air <i>connate</i>
B_w	= FVF air, bbl/stb
S_{or}	= saturasi minyak sisa
E_d	= <i>Effisiensi Displacement</i>
N_p	= produksi minyak kumulatif, STB
W_i	= kumulatif air injeksi, bbl

DAFTAR SINGKATAN

ESP	= <i>Electric Submersible Pump</i>
PSC	= Production Sharing Contract
Permen ESDM	= Peraturan Menteri Energi dan Sumber Daya Mineral
POD	= Plant of Devolepment
POFD	= Plant of Further Development
ICP	= Indonesian Crude Price



DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I	Perhitungan <i>Waterflooding</i>
LAMPIRAN II	Perhitungan Keekonomian



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

**ANALISIS KEEKONOMIAN *ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP*
(ESP) SEBAGAI POMPA INJEKSI UNTUK
WATERFLOODING METODE PREDIKSI *BUCKLEY*
LEVERETT DI SUMUR R LAPANGAN A**

RAJA ASMAN

143210180

ABSTRAK

Seiring dengan berjalanya produksi dari waktu ke waktu pada suatu lapangan minyak akan mengalami penurunan produksi akibat terjadinya penurunan tekanan *reservoir*. Injeksi air (*waterflooding*) adalah salah satu cara agar dapat meningkatkan laju produksi pada lapangan tersebut. Injeksi air bekerja dengan cara menginjeksikan air kedalam formasi sehingga diharapkan minyak yang masih tersisa dalam pori – pori batuan akan didesak dan dapat diproduksi kepermukaan. Dalam melaksanakan kegiatan *waterflooding* diperlukan pompa untuk dapat menginjeksikan air ke formasi, pompa yang digunakan untuk dapat menginjeksikan air adalah pompa *Electric Sumbmersibel Pump*.

Analisis peramalan performa *reservoir* untuk aplikasi injeksi air pada sumur R lapangan A didasarkan konsep Buckley-Leverett dengan metode pendesakan *front*. Parameter yang dihitung adalah *efficiency displacement*, produksi minyak, kumulatif air injeksi, waktu, baik itu pada saat *breakthrough* maupun setelah *breakthrough*. Sedangkan untuk analisis keekonomian bertujuan melihat seberapa besar manfaat yang diterima bagi perusahaan dari proyek yang dilaksanakan.

Berdasarkan analisis metode Buckley-Leverett menunjukkan bahwa kinerja injeksi air telah berhasil meningkatkan produksi minyak senilai 278,705 MSTB dengan 61,1 % keseluruhan perolehan minyak yang diperoleh. Sedangkan untuk analisis keekonomian menunjukkan nilai *Net Present Value* (NPV) sebesar 69344 US\$, *Pay Out Time* (POT) 0,35 tahun, PI sebesar 15,41 dan IRR 499,09 %. Dari

hasil tersebut proyek ini dikatakan ekonomis karena sudah memenuhi beberapa faktor.

Kata Kunci: Keekonomian, *Waterflooding*, *Breakthrough*, *reservoir*, *efficiency displacement*



ECONOMIC ANALYSIS OF ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP (ESP) AS INJECTION PUMP FOR WATERFLOODING BUCKLEY LEVERETT PREDICTION METHOD IN WELL R FIELD A

RAJA ASMAN

143210180

ABSTRACT

As production progresses from time to time, an oil field will experience a decrease in production due to a decrease in reservoir pressure. Water injection (waterflooding) is one way to increase the production rate in the field. Water injection works by injecting water into the formation so that it is hoped that the remaining oil in the pores of the rock will be squeezed and can be produced to the surface. In carrying out waterflooding activities, a pump is needed to be able to inject water into the formation, the pump used to be able to inject water is the Electric Sumbmersibel Pump.

Reservoir performance forecasting analysis for water injection applications in well R field A is based on the Bucley-Leverett concept with the front pressing method. The parameters calculated are efficiency displacement, oil production, cumulative water injection, time, both during breakthrough and after breakthrough. Meanwhile, the economic analysis aims to see how much benefit the company receives from the project being implemented.

Based on the analysis of the Bucley-Leverett method, it shows that the performance of water injection has succeeded in increasing oil production by 278.705 MSTB with 61.1% of the overall oil recovery obtained. Meanwhile, the economic analysis shows that the Net Present Value (NPV) is 69344 US\$ M, Pay Out Time (POT) is 0.35 years, the PI is 15.41 and the IRR is 499.09%. From these results, this project is said to be economical because it has fulfilled several factors.

Keywords: *Economy, Waterflooding, Breakhtrough, reservoir, effeciency displacement*



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Sebuah reservoir akan terjadi kehilangan tekanan selama masa sumur bekerja, berkurangnya tekanan akan mengakibatkan keluarnya gas dari hidrokarbon. Gelembung gas akan membentuk fasa yang berkesinambungan dan mengalir ke arah sumur – sumur produksi. Terproduksinya gas ini akan mengurangi energi yang tersedia secara alami untuk memproduksi minyak, sehingga jumlah minyak yang dapat diproduksi (*recovery*) secara alami dapat berkurang, secara umum dapat dikatakan bahwa penurunan tekanan yang tidak terkontrol memberi kontribusi terhadap pengurangan *recovery* (Iqbal, Sugiarto, & Pratiwi, 2017).

Injeksi air kedalam reservoir merupakan metode yang dapat digunakan untuk meningkatkan perolehan minyak dari suatu reservoir dengan cara melakukan injeksi air, injeksi air akan digunakan pada saat tekanan reservoir sudah tidak mampu lagi mengalirkan hidrokarbon dengan tenaga alaminya pada saat laju produksinya sudah menurun sehingga injeksi air dapat mendesak minyak yang masih tertinggal dalam reservoir.

Mengetahui apakah penginjeksian air berjalan optimal ada beberapa metode. Dalam penelitian ini metode yang digunakan yaitu metode Buckley Leverett. Metode injeksi air dengan Buckley-Leverett dibagi tiga kelompok yaitu tahap awal injeksi sampai *fill-up*, *fill-up* sampai *breakthrough*, dan *breakthrough* sampai *after Breakthrough*.

Untuk penginjeksian air ke reservoir diperlukan sebuah tenaga pendorong agar air dapat mendesak minyak menuju sumur produksi. Tenaga pendorong bisa menggunakan pompa, salah satunya yaitu pompa *electric submersible pump*. Pompa ESP selain digunakan sebagai pompa produksi juga bisa digunakan sebagai pompa injeksi.

Apakah penggunaan pompa ekonomis digunakan dilapangan A dilakukan perhitungan keekonomian berdasarkan indikator – indikator seperti *Pay Out Time*,

Rate of Return, Discounted Profitability Indeks, dan Net Present Value. Dari hasil indikator tersebut dapat mengetahui sebuah proyek tersebut ekonomis dilaksanakan.

1.2 Tujuan Penelitian

Penulisan dalam tugas akhir ini dimaksudkan untuk mengkaji lebih lanjut terhadap analisis keekonomian *electric submersible pump* (ESP) sebagai pompa injeksi *waterflooding* dengan metode Buckley Leverett pada sumur yang mengalami penurunan laju alir. Tujuannya :

- 1 Mengetahui keberhasilan *waterflooding* berdasarkan metode Buckley Leverett.
- 2 Menghitung keekonomian pompa ESP sebagai pompa injeksi.

1.3 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat penelitian ini adalah :

1. Mengetahui apakah pompa *Electric submersible Pump* (ESP) ekonomis untuk digunakan sebagai pompa injeksi air di lapangan A .
2. Dapat dijadikan rujukan bagi upaya pengembangan ilmu dalam perminyakan.
3. Dapat dijadikan referensi bagi mahasiswa/i untuk melakukan penelitian selanjutnya

1.4 Batasan Masalah

Agar penelitian ini dapat berjalan dengan baik, sistematis, dan tidak menyimpang dari tujuan awal maka penelitian ini memiliki batasan masalah sebagai berikut:

- 1 Penelitian hanya pada sumur R pada Lapangan A.
- 2 Penelitian hanya mengacu terhadap metode Buckley-Leverett dalam memprediksi keberhasilan *waterflooding* di lapangan A.
- 3 Penelitian hanya melihat keekonomian penggunaan ESP sebagai pompa injeksi untuk *waterflooding*.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Allah SWT telah menciptakan sumber daya alam yang dapat diperbarui misalnya barang tambang dan mineral, termasuk minyak dan gas bumi. Sumber daya minyak dan gas bumi dapat habis dan punah apabila dieksploitasi terus – menerus. Al-Qur'an sebagai sumber hukum islam telah menjelaskan secara tegas hal tersebut dalam QS. AL-Ma'idah ayat 17 yang artinya “Kepunyaan Allah lah langit dan bumi dan apa yang ada diantara keduanya. Dan Allah maha kuasa atas segala sesuatu”. Oleh karena itu, pemanfaatan harus bijaksana dan memperhatikan lingkungan.

2.1 *Waterflooding*

Injeksi air merupakan salah satu metode *secondary recovery* yang menggunakan air sebagai fluida pendesaknya. Cara ini dilakukan dengan menginjeksikan air ke dalam reservoir dengan tekanan tertentu yang diharapkan air dapat mendorong minyak secara efektif. Injeksi air (*waterflooding*) ini banyak digunakan dalam industri perminyakan, karena memiliki keuntungan diantaranya yaitu:

1. Air mudah diperoleh.
2. Air relatif mudah diinjeksikan.
3. Pengadaan air cukup murah.
4. Air mampu menyebar melalui formasi, sehingga menghasilkan efisiensi penyapuan yang tinggi.
5. Massa kolom air dalam sumur injeksi menekan, sehingga banyak mengurangi besarnya tekanan injeksi yang perlu diberikan di permukaan, jika dibandingkan dengan injeksi gas.

Injeksi air yang dilakukan pada suatu lapangan minyak bertujuan untuk meningkatkan perolehan minyaknya. Sehingga dengan adanya injeksi air ke dalam reservoir akan dapat menguras minyak sisa dan meningkatkan laju produksinya yang pada akhirnya dapat meningkatkan kumulatif produksinya dibanding perolehan minyak tahap primer.

Kegiatan *waterflooding* akan terus dilakukan sampai perbandingan produksi

minyak dengan air sudah sangat tinggi, sehingga apabila dilihat secara keekonomian sudah tidak menguntungkan. Kegiatan yang dilakukan dalam keberhasilan *waterflooding* yaitu diantaranya pengawasan (*monitoring*) dan evaluasi kinerja injeksi air (*performance waterflooding*) tersebut. Faktor yang mempengaruhi *waterflooding*:

- a. Kedalaman Reservoir
- b. Geometri Reservoir
- c. Air untuk Injeksi
- d. Lithologi Batuan
- e. Sifat fisik Batuan Reservoir
- f. Sifat fisik Fluida Reservoir

2.1.1 Pola Sumur Injeksi – Produksi

Menurut M. Latil pemilihan pola sumur injeksi-produksi sangat bergantung pada mekanisme pendorong reservoir serta volume hidrokarbon dan kemiringan lapisan batuan yang akan didesak oleh air. Berdasarkan pertimbangan diatas maka tata letak sumur injeksi-produksi dapat dibagi menjadi dua macam, yaitu:

A. *Pattern Flooding* (Pola Teratur)

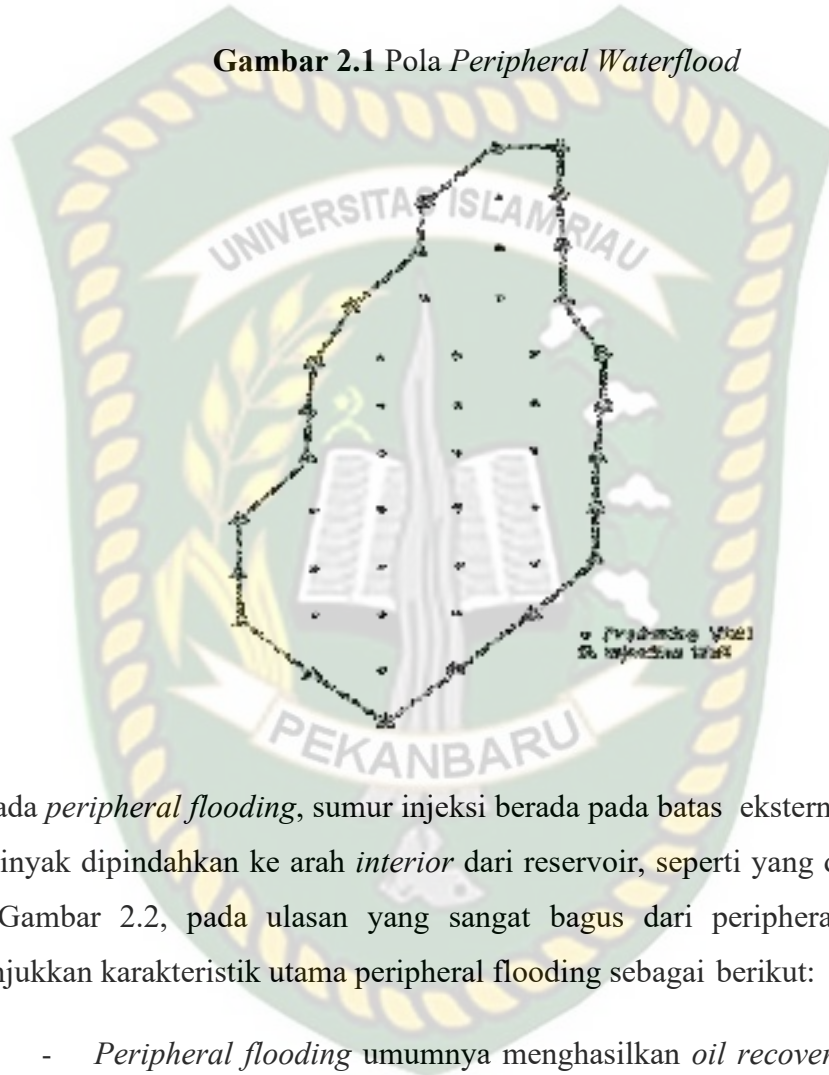
Injeksi dengan pola yang teratur dibedakan atas *normal pattern flooding* dimana sumur-sumur produksi dikelilingi oleh sumur-sumur injeksi dan *inverted pattern flooding* yaitu sumur-sumur injeksi dikelilingi oleh sumur-sumur produksi. Injeksi berpola teratur umumnya diterapkan pada reservoir yang mempunyai kemiringan (*dip*) kecil dengan daerah permukaan reservoir yang cukup luas. Efisiensi penyapuan yang merata didapatkan dengan cara menempatkan sumur-sumur injeksi diantara sumur-sumur produksi. Jenis-jenis pola sumur injeksi antara lain, dalah : *direct line drive*, *staggered line drive*, *five spot*, *seven spot*, *nine spot* dan lain-lain.

B. *Peripheral Flooding dan Pattern & Balance* (Pola Tidak Teratur)

Willhite (1986) menunjukkan bahwa topologi permukaan atau bawah permukaan dan atau penggunaan teknik pengeboran *slant-hole* dapat mengakibatkan letak sumur produksi atau sumur injeksi yang tidak seragam. Dalam situasi ini, daerah yang terkena dampak dari sumur injeksi dapat berbeda

untuk setiap sumur injeksi. Beberapa reservoir kecil yang dikembangkan untuk produksi primer dengan sejumlah sumur dan saat ekonomi marjinal, mungkin hanya beberapa sumur produksi yang dikonversi menjadi sumur injeksi pada pola yang tidak seragam. Patahan dan variasi lokal pada porositas atau permeabilitas mungkin juga menyebabkan pola yang tidak teratur.

Gambar 2.1 Pola *Peripheral Waterflood*



Pada *peripheral flooding*, sumur injeksi berada pada batas eksternal reservoir dan minyak dipindahkan ke arah *interior* dari reservoir, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.2, pada ulasan yang sangat bagus dari *peripheral flooding*, menunjukkan karakteristik utama *peripheral flooding* sebagai berikut:

- *Peripheral flooding* umumnya menghasilkan *oil recovery* yang maksimum dengan minimumnya air yang dihasilkan.
- Produksi dengan jumlah yang signifikan dari air dapat ditunda sampai baris terakhir dari sumur produksi yang ada.
- Karena jumlah yang sangat kecil dibandingkan dengan sumur injeksi sejumlah sumur produksi, dibutuhkan waktu yang lama untuk penginjeksian air untuk mengisi ruang gas pada reservoir. Hasilnya adalah keterlambatan pada respon lapangan pada pola ini.

- Untuk keberhasilan *peripheral flooding*, *permeabilitas* formasi harus cukup besar untuk memungkinkan pergerakan penginjeksian air pada tingkat jarak yang diinginkan baik jarak dari injeksi sumur ke baris terakhir dari sumur produksi.
- Untuk menjaga sumur injeksi sedekat mungkin dengan *waterflood front* tanpa melewati setiap minyak yang bergerak, *watered-out* sumur produksi dapat diubah menjadi sumur injeksi. Namun memindahkan lokasi dari sumur injeksi sering membutuhkan fasilitas permukaan yang akan menambahkan biaya.
- Laju injeksi air umumnya menyebabkan masalah karena sumur injeksi terus menerus mendorong air ke jarak yang lebih besar.

2.1.2 Analisis *Waterflooding* Metode Buckley-Leverett

Metode Buckley-Leverett adalah sebuah metode prediksi. Metode ini tidak menggunakan simulator dan perhitungannya dibuat sesingkat mungkin dengan menggunakan kalkulator. Langkah-langkah perhitungan metode *Buckley-Leverett* untuk memprediksi peningkatan perolehan minyak antara lain perhitungan dan membuat kurva fraksi aliran, perhitungan periode *prior* hingga *breakthrough*, dan perhitungan periode *after breakthrough*. Berikut adalah penjelasan tentang prosedur perhitungan tersebut.

A Prosedur Perhitungan Periode *Prior – Breakthrough*

Dalam periode *prior* hingga *breakthrough*, air akan mendorong minyak sampai ke sumur produksi dan pada saat *breakthrough* air akan terproduksi di sumur produksi. Parameter yang dihitung pada periode ini antara lain M , E_{ABT} , W_{iBT} , t_{BT} , N_{pBT} , Q_{oBT} , WOR_s , Q_w , dan W_p . Berikut adalah langkah-langkah perhitungan untuk periode *prior* sampai dengan *breakthrough*.

Langkah 1 : Menghitung harga *Mobility ratio* (M) saat *breakthrough* sesuai dengan persamaan berikut :

$$M = \frac{\left(\frac{k_{rw}}{\mu_w}\right)_{BT}}{\left(\frac{k_{ro}}{\mu_o}\right)_{BT}} \quad (2.1)$$

Langkah 2 : Menghitung harga efisiensi penyapuan areal saat *breakthrough* (E_{ABT}) dengan persamaan

$$E_{Abt} = 0,54602036 + \frac{0,03170817}{M} + \frac{0,30222997}{e^M} - 0,00509693M \quad (2.2)$$

Langkah 3 : Menghitung jumlah air yang diinjeksikan pada saat *breakthrough* (W_{iBT}) dengan persamaan

$$W_{ibt} = V_p [E_{Abt} (\overline{S_{Wbt}} - S_{wi})] \quad (2.3)$$

Langkah 4 : Asumsikan beberapa harga W_i hingga mencapai harga W_{ibt}

Langkah 5 : Menghitung waktu injeksi (t) untuk setiap asumsi W_i dari *prior* sampai dengan sebelum *breakthrough* dengan persamaan berikut

$$t = \frac{W_i}{i_w} \quad (2.4)$$

Adapun waktu injeksi pada saat *breakthrough* (t_{tb}) dihitung dengan persamaan sebagai berikut :

$$t_{tb} = \frac{W_{ibt}}{i_w} \quad (2.5)$$

Langkah 6 : Hitung jumlah kumulatif minyak yang didesak dari kondisi *prior* sampai kondisi *breakthrough* sesuai rumus berikut :

$$N_p = \frac{\Delta W_i}{B_o} \quad (2.6)$$

Langkah 7 : Hitung *surface water – oil ratio* (WOR_s) pada saat *breakthrough* dengan persamaan berikut :

$$E = \frac{S_{w2BT} - S_{wi}}{E_{Abt} - (\overline{S_{w2bt}} - S_{wi})} \quad (2.7)$$

$$\lambda = 0,2749 \times \left(\frac{W_{iBT}}{W_i} \right) \quad (2.8)$$

$$\Delta N_{pNEW} = E \lambda \quad (2.9)$$

$$WOR_s = \left[\frac{f_{w2} [1 - (\Delta N_{pNEW})]}{1 - [f_{w2} [1 - (\Delta N_{pNEW})]]} \right] \times \left(\frac{B_o}{B_w} \right) \quad (2.10)$$

Langkah 8 : Hitung laju alir minyak dari kondisi awal sampai sebelum *breakthrough* menggunakan persamaan sebagai berikut :

$$Q_o = \frac{i_w}{B_o} \quad (2.11)$$

Adapun laju alir minyak pada kondisi *breakthrough* dihitung dengan persamaan berikut :

$$Q_{oBT} = \frac{i_w}{B_o + (B_w + WOR_s)} \quad (2.12)$$

Langkah 9 : Hitung laju alir air pada saat *prior* hingga *breakthrough* (Q_w) menggunakan rumus berikut :

$$Q_w = Q_o \times WOR_s \quad (2.13)$$

Langkah 10 : Hitung produksi kumulatif air (W_p) pada kondisi awal hingga *breakthrough*. Pada saat kondisi awal (*prior*) hingga sebelum *breakthrough*, produksi kumulatif air bernilai sama dengan nol. Hal ini dikarenakan pada kondisi tersebut, *water bank* berada di belakang *oil bank* untuk mendorong minyak ke sumur produksi. Dengan demikian, pada kondisi awal hingga sebelum *breakthrough* tidak ada air yang terproduksi. Pada saat *breakthrough*, air akan terproduksi di sumur produksi. Produksi kumulatif air (W_p) pada saat *breakthrough* dihitung dengan persamaan berikut :

$$W_{pBT} = \frac{W_i - [(S_w - S_{wi}) \times V_p \times E_{ABT}]}{B_w} \quad (2.14)$$

B Prosedur Perhitungan Periode *After Breakthrough*

Periode kedua dalam kinerja injeksi air adalah periode *after breakthrough*. Dalam periode ini, parameter yang dihitung antara lain $W_i, t, E_A, E_{DBT}, N_p, W_p, WOR_s, Q_o$ dan Q_w

Untuk melakukan perhitungan kinerja pendesakan injeksi air *after breakthrough*, maka terlebih dahulu dilakukan penentuan dan perhitungan harga beberapa parameter seperti $S_{w2}, f_{w2}, \frac{d_{fw}}{dS_w}$, dan Q_i sesuai langkah-langkah berikut :

Langkah 1 : Asumsikan beberapa harga S_w setelah *breakthrough* (S_{w2}) dari saturasi *front* pada saat saturasi *breakthrough* (S_{wfBT}) sampai 100 % mengisi air (S_{wmax}) dengan *range* tertentu.

Langkah 2 : Gunakan kurva fraksi aliran (*fractional flow*) untuk menentukan harga f_{w2} dan \bar{S}_w dari setiap harga S_{w2} .

Langkah 3 : Hitung harga $\frac{d_{fw}}{dS_w}$ menggunakan persamaan berikut :

$$d_{fw}/dS_w = \frac{1-f_{w2}}{S_w-S_{w2}} \quad (2.15)$$

Langkah 4 : Hitung harga fraksi volume pori dari air yang diinjeksikan (Q_i) pada setiap harga S_{w2} menggunakan persamaan berikut

$$Q_i = \frac{1}{d_{fw}/dS_w} \quad (2.16)$$

Langkah 5 : Hitung jumlah air yang diinjeksikan *after breakthrough* dalam satuan barel pada setiap harga S_{w2} dengan persamaan berikut

$$W_i = V_p \times Q_i \quad (2.17)$$

Langkah 6 : Hitung waktu (t) injeksi air setelah *breakthrough* pada setiap harga c dengan persamaan berikut

$$t = \frac{W_i}{i_w} \quad (2.18)$$

Langkah 7 : Hitung efisiensi penyapuan areal (E_A) setelah *breakthrough* pada setiap harga S_{w2} menggunakan persamaan berikut

$$E_A = E_{ABT} + \left[0,2749 \times \ln \left(\frac{W_i}{W_{iBT}} \right) \right] \quad (2.19)$$

Langkah 8 : Hitung efisiensi *displacement* (E_D) setelah *breakthrough* pada setiap harga S_{w2} dengan rumus berikut :

$$E_D = \frac{\bar{S}_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (2.20)$$

Langkah 9 : Hitung kumulatif produksi minyak (N_p) dalam satuan STB setelah *breakthrough* pada setiap harga S_{w2} dengan persamaan berikut :

$$N_p = N \times E_A \times E_y \times E_D = N \times E_v \times E_D = N \times E_R \quad (2.21)$$

Langkah 10 : Hitung kumulatif produksi air (W_p) dalam satuan STB setelah *breakthrough* pada setiap harga S_{w2} dengan persamaan berikut :

$$W_p = \frac{W_i - [(\bar{S}_w - S_{wi}) \times V_p \times E_A]}{B_w} \quad (2.22)$$

Langkah 11 : Hitung *surface water-oil ratio* (WOR_s) setelah *breakthrough* pada setiap harga S_{w2} sesuai dengan persamaan (2.10)

Langkah 12 : Hitung laju produksi minyak (Q_o) setelah *breakthrough* pada setiap harga S_{w2} dengan persamaan berikut

$$Q_o = \frac{i_w}{B_o + (B_w \times WOR_s)} \quad (2.23)$$

Langkah 13 : Hitung laju air yang terproduksi (Q_w) setelah *breakthrough* pada setiap harga S_{w2} dengan persamaan berikut

$$Q_w = Q_o \times WOR_s \quad (2.24)$$

C Prosedur Perhitungan *Efficiency Recovery Factor* Injeksi Air

Berikut adalah prosedur perhitungan *efficiency recovery factor* ($(RF_{Eff})_{WF}$) dan *final recovery factor* (RF_f) yaitu

Langkah 1 : Hitung faktor peningkatan perolehan minyak injeksi air atau *Efficiency Recovery Factor* ($(RF_{Eff})_{WF}$) pada saat *prior* hingga *breakthrough* ($S_w = S_{wBT}$) dan *after breakthrough* ($S_{w2} = 1 - S_{or}$) sesuai persamaan berikut

$$(RF_{Eff})_{WF} = \frac{N_p}{RR} \times 100\% \quad (2.25)$$

Langkah 2 : Hitung keseluruhan faktor perolehan minyak sebelum dan setelah injeksi air atau *Final Recovery Factor* (RF_f) pada saat *prior* hingga *breakthrough* ($S_w = S_{wBT}$) dan *after breakthrough* ($S_w = S_{wBT}$) sesuai persamaan berikut :

$$RF_f = RF_{primary} + (RF_{Eff})_{WF} \quad (2.26)$$

2.2 Analisis Keekonomian

Industri migas merupakan industri yang memiliki modal besar (*high cost*), teknologi canggih (*high technology*) dan resiko tinggi (*high risk*) (Ariyon,2017b). Dibalik itu semua industri migas merupakan bisnis yang banyak diminati oleh pengusaha di dunia karena bisnis migas merupakan bisnis yang menjanjikan keuntungan, baik untuk kontraktor maupun negara.

Sehingga negara mengatur migas dalam undang – undang No. 22 pasal 4 ayat 1 tentang minyak dan gas bumi menyatakan bahwa minyak dan gas bumi sebagai sumber daya alam strategis tak terbarukan yang terkandung di Wilayah Hukum Pertambangan Indonesia merupakan kekayaan nasional yang dikuasai oleh Negara (Presiden Republik Indonesia, 2001). Sehingga dalam usaha migas juga merupakan suatu kepentingan negara, baik kegiatan hulu maupun kegiatan hilir migas.

Analisis keekonomian minyak dan gas bertujuan melihat seberapa besar keuntungan yang di terima perusahaan dari proyek yang di laksanakan. Hasil dari keekonomian merupakan indikator dari model yang diinvestasikan, yaitu perbandingan total keuntungan yang diterima dengan total pengeluaran selama proyek masih ekonomis (Nandasari & Priadytharma, 2016).

Dalam proyek ini menggunakan jenis kontrak *Production Sharing Contract* (PSC) dimana PSC merupakan kontrak kerja sama yang berlandaskan Undang – undang no. 22 tahun 2001 tentang minyak dan gas bumi. Salah satu bentuk kontrak pembagian keuntungan produksi yang dipakai di Indonesia adalah PSC *Cost Recovery*. Apabila KKKS memperoleh minyak dan gas bumi, perolehan tersebut masih berupa pendapatan kotor (*Gross Revenue*).

Untuk masing - masing badan, pembagian pertama diperoleh dari FTP (*First Tranche Petroleum*) yang jumlahnya maksimal adalah 20% dari *gross revenue* selama 1 tahun tersebut. Kemudian pendapatan akan dikurangi dengan biaya investasi yang dikeluarkan oleh KKKS, ini yang disebut dengan *Cost Recovery*. Lalu sisa perolehan tersebut akan dibagi antara KKKS dan pemerintah yang disebut dengan *Equity to be Split*. Untuk FTP dan ETP, bagi hasil dilakukan berdasarkan *split* yang sudah disepakati antara badan pelaksana dan KKKS.

Menurut (Ariyanto & Nuraeni,2015) prosedur yang digunakan dalam perhitungan *cash flow* kontrak PSC adalah sebagai berikut :

$$1 \quad Revenue \text{ GR} = \text{Produksi} \times \text{Harga minyak} \quad (2.27)$$

$$2 \quad \text{FTP} = (\text{FTP} \%) \times \text{Revenue} \quad (2.28)$$

$$3 \quad \text{Operation cost} = \text{Produksi} \times \text{Biaya produksi} \quad (2.29)$$

$$4 \quad \text{Invesment credit} = 20\% \times \text{Capital} \quad (2.30)$$

$$5 \quad \text{Recovery} = \text{cost recovery} \times \text{invesment credit} \quad (2.31)$$

$$6 \quad \text{ETS} = \text{revenue} - \text{recovery} \quad (2.32)$$

$$7 \quad \text{Contractor share} = 15\% / (1 - 48\%) \times \text{ETS} \quad (2.33)$$

$$8 \quad \text{DDMO} = 25\% (15\% / (1 - 48\%) \times 0,9 \times \text{revenue}) \quad (2.34)$$

$$9 \quad \text{Net Contractor Share} = (\text{kontraktor share} + \text{Investment credit} - \text{DDMO} \times (1 - \text{tax})) \quad (2.35)$$

$$10 \quad \text{Total Contractor share} = \text{Net Contr. Share} + \text{Recovery} + \text{Investment} \quad (2.36)$$

$$11 \quad \text{Cash flow} = \text{total kontraktor share} - \text{EXP} \quad (2.37)$$

2.3 Indikator Keekonomian

2.3.1 Net present Value (NPV)

Sebuah proyek layak dikerjakan jika NPV bernilai positif, jika nilai NPV suatu proyek bernilai negative maka suatu proyek tersebut tidak layak untuk dikerjakan karena mengalami kerugian (Widjajono, 2002). Nilai NPV suatu proyek bernilai nol maka besarnya pengeluaran sama dengan besarnya penerimaan sehingga suatu proyek tidak menghasilkan. Bentuk umum NPV adalah:

$$NPV = \sum_{t=1}^n CF_t + \frac{CF_n}{(1+i)^n} \quad (2.38)$$

Dimana :

CF_0 = Cash flow pada awal investasi

CF_n = Cash flow pada bulan ke-n

i = Discount rate

n = Bulan ke-n

2.3.2 Internal Rate of Return (IRR)

Suatu proyek dianggap layak apabila IRR besar dari bunga bank atau lebih besar dari MARR. Bentuk umum persamaan IRR adalah :

$$IRR = i_1 + \left(\frac{NPV_1}{NPV_1 - NPV_2} \right) \times (i_2 - i_1) \quad (2.39)$$

Dimana

NPV_1 = Net Present Value (+)

NPV_2 = Net Present Value (-)

i_1 = Discount rate yang menghasilkan NPV (+)

i_2 = Discount rate yang menghasilkan NPV (-)

2.3.3 Pay Out Time (POT)

Pay Out Time atau Pay Back Period adalah kapan waktu lamanya diperlukan modal yang digunakan di dapatkan kembali

$$POT = T_1 + \left(\frac{CF_1}{CF_1 + CF_2} \right) (T_2 - T_1) \quad (2.40)$$

2.4 State Of The Art

No	Deskripsi	
1.	<i>Autors</i>	Rahim Aulia (2016)
	<i>Objective</i>	Analisa peramalan peforma reservoir yang akan datang diinjeksikan air dengan menggunakan konsep Buckley-Leverett pada sumur R1 lapangan BNR
	Metodelogi	Penelitian ini menggunakan data sekunder, informasi yang diperoleh dari teori-teori dan jurnal-jurnal serta data perusahaan yang berkaitan dengan penelitian
	Parameter	Analisa data reservoir, laju alir
	<i>Result</i>	Berdasarkan hasil perhitungan peramalan produksi minyak sumur R1 lapangan BNR menggunakan analisa <i>decline curve</i> diperoleh <i>ultimate recovery</i> sebesar 2.102.297,37 STB dengan laju alir 20 BOPD
2.	<i>Autors</i>	Afdhol Rizki (2016)
	<i>Objective</i>	Perencanaan injeksi air menggunakan metode <i>dumppflood</i> dan produksi perolehan minyak menggunakan MBAL <i>simulation</i> serta analisa keekonomian
	Metodelogi	Penelitian ini menggunakan referensi dari berbagai buku acuan, dan literatur serta data yang diperoleh dari perusahaan
	Parameter	
	<i>Result</i>	Hasil peramalan yang dilakukan maka terjadi peningkatan tekanan reservoir sebesar 793 Psi Berdasarkan perhitungan keekonomian didapatkan NPV = 124 US\$, IRR = 19%, POT = 2,79 Tahun, DPIR = 1,3.
3.	<i>Autors</i>	Muhammad Taufandi (2018)
	<i>Objective</i>	Desain Electrical Submersible Pump Sebagai Pompa Injeksi Air Serta Desain Pipa Alir Injeksi Sumur 07 Dan 60 Menggunakan Simulator Pipesim Pada Lapangan Mt
	Metodelogi	Penelitian ini menggunakan data-data perusahaan yang berhubungan dengan penelitian, buku serta jurnal-jurnal yang terkait
	Parameter	Laju alir air, Laju alir minyak, Main line, Flow line

	<i>Result</i>	Besarnya laju alir air yang diinjeksikan melalui pompa ESP sebesar 9.500 BWPD. Ketinggian air pada tangki untuk mendapatkan laju alir 500 BWPD adalah 4,11 ft. Air akan diinjeksikan menggunakan pompa ESP dengan jumlah stage 22.
--	---------------	--



BAB III METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Metode Penelitian

Pada penelitian ini dilakukan dengan cara menelaah literatur yang berhubungan dan bersesuaian dari perusahaan maupun dari luar perusahaan, wawancara, dan bertukar pikiran secara langsung.

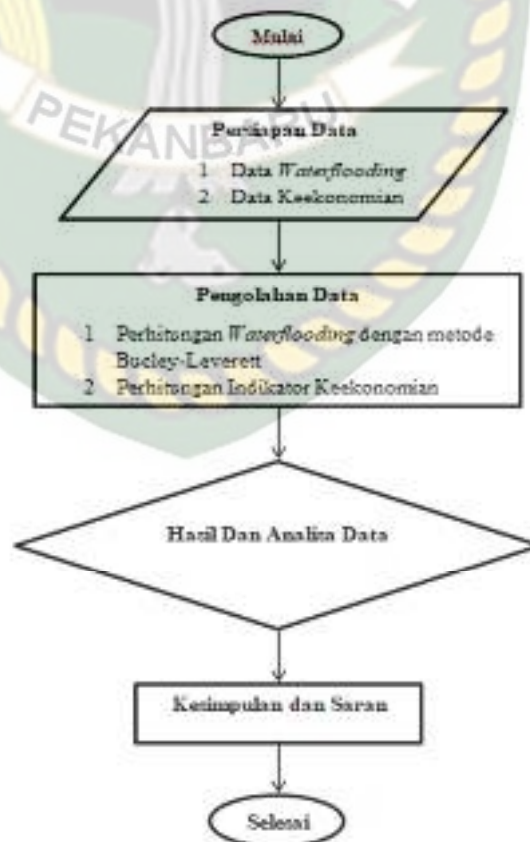
3.1.1 Studi Literatur

Merupakan data yang diperoleh dari buku-buku, jurnal, artikel serta refensi yang relevan sebagai bahan tambahan untuk menjawab tujuan penelitian berdasarkan tema yang diambil.

3.1.2 Metode Orientasi Lapangan

Dimana data diperoleh dari pembelajaran secara langsung tentang “Analisis keekonomian pompa *electric submersible pump* sebagai pompa injeksi untuk *waterflooding* metode prediksi Buckley-Leverett di sumur R lapangan A”. Berdasarkan hal itulah penulis mendapatkan sumber data dalam pembuatan laporan. Seperti data latar belakang lapangan, lingkup pekerjaan, tata waktu, parameter keekonomian, data sumur, dan laju produksi

3.1.3 Flow Chart



3.2 Tempat Penelitian

Lokasi pelaksanaan penelitian tugas akhir ini, mulai dari proses pengambilan data lapangan dan kegiatan dilakukan di Badan Operasi Bersama (BOB) PT. Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu.

Gambar 3.1 Operation Map BOB



Badan Operasi Bersama (BOB) PT. Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu adalah warisan dari PT, dan juga merupakan peninggalan dari PT. Caltex Pacific Indonesia yang bermula di Kasikan pada tahun 1972. Selanjutnya, baru ditemukan sumur minyak di Pedada (1973), kemudian ditemukan sumur minyak di kawasan Zamrud (1975), dan minyak tersebut dimanfaatkan di segala bidang PT Badan Operasi Bersama (BOB). Terbentuknya Bumi Siak Pusako (BSP) - Pertamina Hulu bermula dari munculnya keinginan yang bertujuan untuk mendapatkan peran yang seimbang kepada pemerintah daerah dalam memanfaatkan serta mengolah hasil sumber daya alam (SDA). PT. Bumi Siak Pusako (BSP) diberikan kewenangan untuk mengelola sumber daya alam tersebut.

Menurut catatan geografis, lapangan minyak berada di belahan timur cekungan tersier di Pulau Sumatera. Lempeng tektonik Sumatera adalah pusat magmatik yang terhubung dengan lempeng Indo-Australia menghadap lempeng Eurasia pada arah N 6 °. Wilayah kerja BOB PT Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu meliputi wilayah seluas 9.135,06 km² yang terletak di Provinsi Riau dan dicakup oleh Kabupaten Siak, Bengkalis, dan Kampar Rokan Hulu.

3.3 Jadwal Penelitian

Penelitian ini dilakukan selama 3 bulan yang dimulai dari bulan April s/d Juni 2021. Penelitian ini dilakukan dengan metode studi lapangan atau *case study*. Setelah peneliti mendapatkan data-data yang dibutuhkan, penelitian selanjutnya dilakukan di Universitas Islam Riau.

Tabel 3.1 Jadwal Peneliti

No	Jenis Kegiatan	April 2021				Mei 2021				Juni 2021			
		1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
1	Analisis Sistem												
2	Pengumpulan Data												
3	Pengolahan Data												
4	Analisis												
5	Pengolahan Hasil												

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Sumur R merupakan sumur yang terletak dilapangan A dan memproduksi minyak, dimana sumur ini mengalami penurunan perolehan minyak. Sehingga dilakukanlah *waterflooding* pada sumur tersebut, proses penginjeksian air dilakukan dengan menggunakan pompa ESP sebagai pompa injeksinya. Melalui tugas akhir ini dilakukanlah analisis keekonomian pompa ESP dan keberhasilan *waterflooding* dengan metode Buckley-Leverett

Adapun data yang tersedia dilapangan adalah sebagai berikut :

Tabel 4.1 Data Lapangan

Parameter	Harga	Satuan
Luas Area	47	Acre
Tebal Lapisan Produktif (h)	20	Ft
Permeabilitas (k)	264	mD
Porositas(\emptyset)	22,5	%
Viskositas Minyak (μ_o)	0,429	Cp
Viskositas Air (μ_w)	0,21	Cp
Tekanan Awal Reservoir (P_i)	2850	Psi
Tekanan <i>Buble Point</i> (P_b)	2405	Psi
Tekanan Reservoir (P_r)	2814	Psi
Faktor Volume Formasi Minyak Awal (B_{oi})	1,585	BBL/STB
Faktor Volume Formasi Minyak (B_o)	1,647	BBL/STB
Faktor Volume Formasi Air (B_w)	1,055	BBL/STB
Kumulatif Produksi Minyak Sumur (N_p)	96,366	STB
Jari – jari Sumur (r_w)	0,29	Ft
Jari – jari Pengurasan (r_e)	820	Ft
Interval Perforasi Sumur Injeksi (h_p)	20	Ft
Depth Sumurr (TVD)	6200	Ft

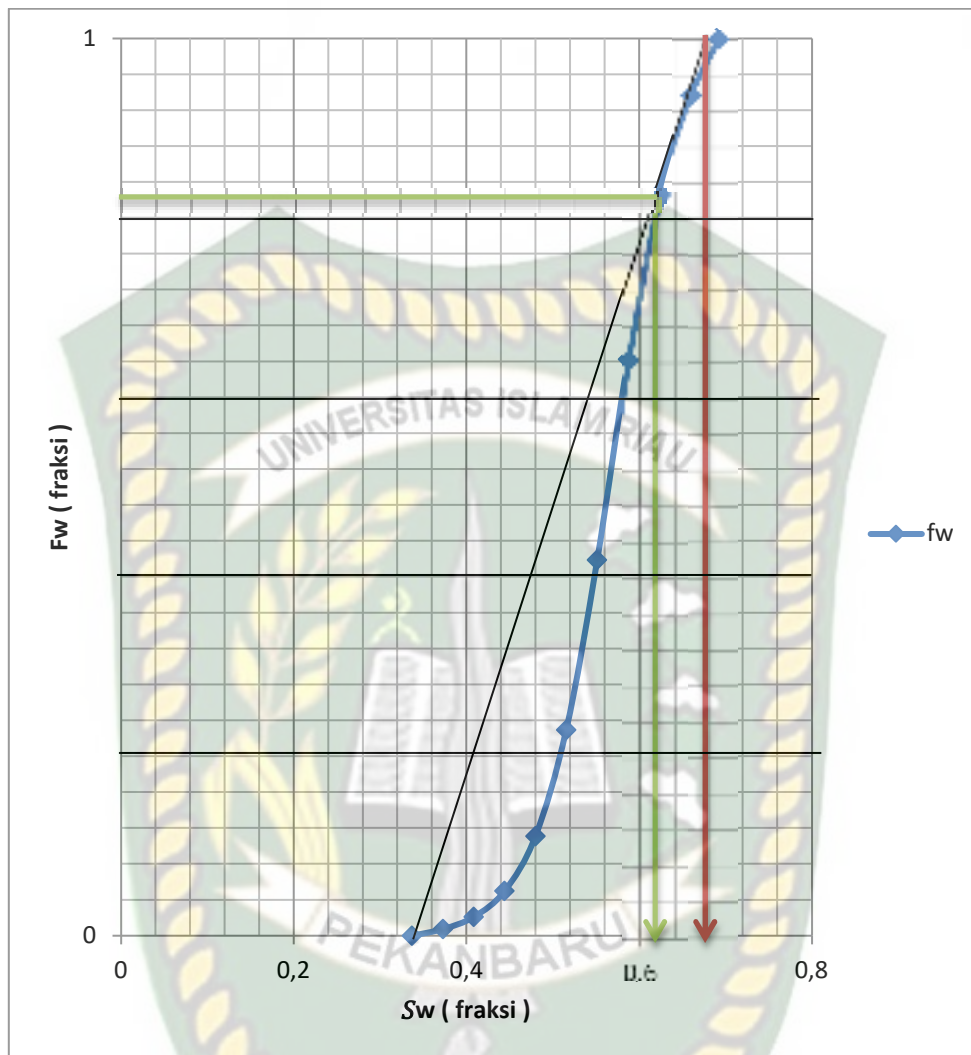
Skin (S)	0	-
Saturasi Gas Awal (S_{gi})	0	Fraksi
Volume Pori (V_p)	1,65	MMBBL
Cadangan Awal Minyak (OOIP)	688,661	M STB
P_{in}	2804,7	Psia
Depit Injeksi Air (i_w)	220	BBL / Hari

Selain data diatas juga terdapat data karakteristik batuan reservoir berupa saturasi air, permeabilitas minyak serta air dan fraksi alir air, sebagai berikut :

Tabel 4.2 Data Karakteristik Batuan

S_w	K_{ro}	K_{rw}	f_w
0,3370	0,9993	0,0000	0,000
0,3727	0,6916	0,0025	0,0074
0,4085	0,4681	0,0048	0,0211
0,4442	0,3076	0,0077	0,0499
0,4799	0,1949	0,0116	0,1109
0,5156	0,1182	0,0167	0,2293
0,5513	0,0682	0,0234	0,4188
0,5870	0,0371	0,0317	0,6423
0,6227	0,0184	0,0420	0,8273
0,6585	0,0076	0,0546	0,9381
0,69	0,0032	0,0703	1,000
0,7	0,0000	0,0734	-

Dari data karakteristik batuan plot nilai harga f_w terhadap nilai S_w , sehingga dihasilkan grafik sebagai berikut

Gambar 4.1 Kurva Fraksi Aliran (f_w VS S_w)

Berdasarkan kurva fraksi aliran didapatkan harga saturasi air dibelakang *front* saat *breakthrough* (S_{wfBT}), harga fraksi air saat S_{wfBT} (f_{wfBT}), dan saturasi air rata – rata di belakang *front* pada saat *breakthrough* ($\overline{S_{wBT}}$). Berikut adalah nilai dari masing – masing harga saturasi yang didapatkan $S_{wfBT} = 0,62$, $f_{wfBT} = 0,83$ dan $\overline{S_{wBT}} = 0,68$.

4.1 Perhitungan Buckley-Leverett

Perhitungan dengan metode Buckley-Leverett mengasumsikan aliran fluida linier dalam 1 dimensi, jenis aliran mantap (*steady state*), fluida tidak termampatkan, pendesakan tidak tercampur, laju aliran total konstan dan kesetimbangan vertikaln *single layer homogeneous reservoir*, tekanan kapiler diabaikan, tidak ada saturasi gas di reservoir dan distribusi fluida awal seragam di seluruh reservoir.

Dalam perhitungan dengan metode prediksi Buckley-Leverett diantaranya yaitu perhitungan prediksi periode *prior* hingga *breakthrough*, perhitungan prediksi periode *after breakthrough*, dan perhitungan efisiensi *recovery* injeksi air.

Perhitungan *recovery factor* sebagai berikut

$$V_p = 7758 \times A \times h \times \phi = 7758 \times 47 \times 20 \times 0,225$$

$$V_p = 1.646.430 \text{ BBL} = 1.646 \text{ MBBL}$$

Perhitungan cadangan awal minyak

$$OOIP = \frac{V_p \times (1 - S_{wi})}{B_{oi}} = \frac{1.646.430 \times (1 - 0,337)}{1,585}$$

$$OOIP = 688.661 \text{ STB} = 688,661 \text{ M STB}$$

Selanjutnya *Recovery Factor* sebelum injeksi air

$$RF_{primary} = \frac{N_{pmax}}{OOIP} \times 100\% = \frac{96.366 \text{ M STB}}{688.661 \text{ M STB}} \times 100\% = 14 \%$$

Selanjutnya menghitung cadangan minyak sisa yang dapat diambil

$$RR = OOIP - N_{pmax} = 688.661 - 96.366 = 592.295 \text{ STB} = 592,295 \text{ M STB}$$

4.1.1 Perhitungan Periode *Prior* Hingga *Breakthrough*

Dalam periode ini ada beberapa parameter yang dihitung, yaitu sebagai berikut:

Langkah 1 menghitung *mobility ratio* (M) saat *breakthrough* sebagai berikut :

$$\begin{aligned} k_{rwBT} &= 1,093 S_w^3 - 1,113 S_w^2 + 0,437 S_w - 0,062 \\ &= 1,093 (0,62)^3 - 1,113 (0,62)^2 + 0,437 (0,62) - 0,062 = 0,04 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} k_{roBT} &= -33,66 S_w^3 + 64,07 S_w^2 - 40,93 S_w + 8,798 \\ &= -33,66(0,62)^3 + 64,07(0,62)^2 - 40,93(0,62) + 8,798 \\ &= 0,027 \end{aligned}$$

$$M = \frac{k_{rwBT} \times \mu_o}{k_{roBT} \times \mu_w} = \frac{0,04 \times 0,439}{0,027 \times 0,21} = 3,2$$

Langkah 2 hitung harga efisiensi penyapuan areal saat *breakthrough* (E_{ABT}) sebagai berikut :

$$\begin{aligned} E_{ABT} &= 0,54602036 + \frac{0,03170917}{M} + \frac{0,30222997}{e^m} - 0,0509693M \\ &= 0,5402036 + \frac{0,03170917}{3,2} + \frac{0,30222997}{e^{3,2}} - 0,00509693(3,2) \end{aligned}$$

$$= 0,55$$

Langkah 3 hitung kumulatif air yang diinjeksikan pada saat *breakthrough* sebagai berikut :

$$\begin{aligned} W_{i_{bt}} &= Vp[E_{ABT}(\overline{S_{w_{BT}}} - S_{wc})] \\ W_{i_{bt}} &= 1.646.430[0,55x(0,68 - 0,337)] \\ &= 311.642 \text{ BBL} = 311,642 \text{ MBBL} \end{aligned}$$

Langkah 4 asumsikan harga W_i hingga mencapai harga $W_{i_{bt}}$, misalkan W_i mulai dari 0 sampai dengan 311,642 dengan jarak 50.000 bbl

Langkah 5 hitung waktu injeksi untuk setiap asumsi dari sebelum sampai dengan sebelum *breakthrough*, dengan asumsi W_i sebesar 50.000 bbl dan laju injeksi 220 bbl/hari maka

$$t = \frac{W_i}{i_w} = \frac{50.000 \text{ bbl}}{220 \text{ bbl/hari}} = 227 \text{ hari}$$

Adapun waktu injeksi pada saat *breakthrough* sebagai berikut :

$$t_{BT} = \frac{W_{i_{BT}}}{i_w} = \frac{311.642 \text{ bbl}}{220 \text{ bbl/hari}} = 1.417 \text{ hari}$$

Langkah 6 hitung kumulatif minyak yang diproduksi dari kondisi awal sampai dengan *breakthrough*

$$N_{p_{BT}} = \frac{W_{i_{BT}}}{B_o} = \frac{311.642 \text{ bbl}}{1,647 \text{ bbl/STB}} = 189.218 \text{ STB}$$

Langkah 7 hitung *surface water oil ratio* saat *breakthrough*, adapun harga *surface water oil ratio* pada saat *prior* bernilai sama dengan nol karena saat ini air belum sampai ikut terproduksi.

$$E = \frac{S_{w_{2BT}} - S_{wi}}{E_{ABT} - (S_{w_{2BT}} - S_{wi})} = \frac{0,62 - 0,337}{0,55 - (0,68 - 0,337)} = 1,5$$

$$\lambda = 0,2743x \left(\frac{W_{i_{BT}}}{i_w} \right) = 0,2743x \left(\frac{311.642}{311.642} \right) = 0,2749$$

$$\Delta N_{p_{NEW}} = E \lambda = 1,5 x 0,2749 = 0,41$$

$$WOR_s = \left[\frac{f_{w2}[1 - (\Delta N_{p_{NEW}})]}{1 - [f_{w2}[1 - (\Delta N_{p_{NEW}})]]} \right] x \left(\frac{B_o}{B_w} \right)$$

$$WOR_s = \left[\frac{0,83x[1 - 0,41]}{1 - [0,83x(1 - 0,41)]} \right] x \left(\frac{1,647}{1,055} \right) = 1,5$$

Langkah 8 hitung laju alir minyak yang di produksikan dari kondisi awal sampai dengan sebelum *breakthrough*

$$Q_o = i_w / B_o = \frac{220 \text{ bbl/hari}}{1,647 \text{ bbl/STB}} = 133,58 \frac{\text{STB}}{\text{hari}}$$

Adapun nilai Q_o saat *breakthrough* sebagai berikut :

$$Q_{oBT} = \frac{i_w}{B_o + (B_w \times WOR_s)} = \frac{220}{1,647 + (1,055 \times 1,8)} = 68,95 \text{ STB/hari}$$

Langkah 9 hitung air terproduksi pada saat sebelum sampai *breakthrough* sebagai berikut:

$$Q_{wBT} = Q_{oBT} \times WOR_s = 68,95 \text{ STB/hari} \times 1,5 = 100,9 \text{ STB/hari}$$

Langkah 10 hitung produksi kumulatif air pada kondisi awal hingga *breakthrough*, dimana pada kondisi tersebut kumulatif produksi air bernilai sama dengan nol.

$$W_{pBT} = \frac{W_{iBT} - [(S_{wBT} - S_{wi}) \times V_p \times E_{ABT}]}{B_w}$$

$$W_{pBT} = \frac{311.643 - [(0,68 - 0,337) \times 1.646.430 \times 0,55]}{1,055} = 989 \text{ STB}$$

Adapun hasil perhitungan periode sebelum hingga *breakthrough* di tampilkan pada tabel 4.1

Tabel 4.3 Hasil Perhitungan Periode *Prior* Sampai *Breakthrough*

W_i M BBL	T Hari	N_p M STB	Q_o STB/Hari	WOR_s <i>dimensionless</i>	Q_w STB/Hari	W_p STB
0	0	0	0	0	0	0
50	227	30,358	133,58	0	0	0
100	455	60,716	133,58	0	0	0
150	682	91,075	133,58	0	0	0
200	909	121,433	133,58	0	0	0
250	1136	151,791	133,58	0	0	0
300	1364	182,149	133,58	0	0	0
311,643	1417	189,218	68,95	1,5	100,9	989

4.1.2 Perhitungan Periode Sesudah *Breakthrough*

Selanjutnya dilakukan perhitungan sesudah terjadinya *breakthrough* sesuai langkah – langkah berikut

Langkah 1 asumsi berapa harga S_w setelah *breakthrough* dari saturasi *front* pada saat saturasi sampai 100% mengisi air dengan *range* tertentu.

$$\text{Asumsi } range S_{w2} = 0,01$$

$$S_{w2} = 0,62 + 0,01 = 0,63$$

Langkah 2 gunakan kurva fraksi aliran untuk menentukan harga f_{w2} dan \bar{S}_w dari setiap asumsi S_{w2} . Sebagai contoh pada saat *breakthrough* $S_{wBT} = 0,62$ maka harga $f_{w2} = 0,83$ dan $\bar{S}_w = 0,68$ nilai didapat dari kurva fraksi aliran.

Langkah 3 hitung df_w/dS_w pada saat *breakthrough*

$$\frac{df_w}{dS_w} = \frac{1 - f_{w2}}{\bar{S}_w - S_{w2}} = \frac{1 - 0,83}{0,68 - 0,62} = 2,833$$

Langkah 4 hitung harga volume pori dari air yang diinjeksikan

$$Q_i = \frac{1}{\frac{df_w}{dS_w}} = \frac{1}{2,833} = 0,353$$

Selanjutnya untuk menghitung harga Q_i pada setiap S_{w2} asumsi lainnya, sehingga didapatkan hasil dibawah tabel 4.4

Tabel 4.4 Hasil Perhitungan df_w/dS_w

S_{w2}	f_{w2}	\bar{S}_w	df_w/dS_w	Q_i
0,62	0,830	0,680	2,833	0,353
0,63	0,850	0,684	2,788	0,360
0,64	0,890	0,686	2,391	0,418
0,65	0,910	0,688	2,368	0,422
0,66	0,940	0,690	2,000	0,500
0,67	0,960	0,692	1,818	0,550
0,68	0,975	0,694	1,786	0,560
0,69	0,990	0,696	1,667	0,600

Selanjutnya dengan perhitungan prediksi kinerja injeksi air *after breakthrough* sebagai berikut :

Langkah 1 hitung jumlah air yang diinjeksikan *after breakthrough*

$$W_i = V_p \times Q_i = 1.646.430 \times 0,360 = 592.715 \text{ bbl} = 592,715 \text{ mbbl}$$

Lanjutkan dengan asumsi lainnya

Langkah 2 menghitung waktu injeksi air setelah *breakthrough*

$$t = \frac{W_i}{i_w} = \frac{592,715 \text{ bbl}}{220 \text{ bbl/hari}} = 2694 \text{ hari}$$

Lanjutkan dengan asumsi lainnya

Langkah 3 hitung efisiensi penyapuan areal setelah *breakthrough*

$$\begin{aligned} E_A &= E_{ABT} + \left[0,2749 \times \ln \left(\frac{W_i}{W_{i_{BT}}} \right) \right] \\ &= 0,55 + \left[0,2749 \times \ln \left(\frac{592.715}{311.642} \right) \right] = 0,729 \end{aligned}$$

Lanjutkan dengan asumsi lainnya

Langkah 4 hitung efisiensi *displacement* setelah *breakthrough*

$$E_D = \frac{\bar{S}_w - S_{wi}}{1 - S_{wi}} = \frac{0,684 - 0,337}{1 - 0,337} = 0,523$$

Lanjutkan dengan asumsi lainnya

Langkah 5 menghitung kumulatif produksi minyak setelah *breakthrough*

$$\begin{aligned} N_p &= RR \times E_A \times E_y \times E_D \\ &= 592.295 \times 0,729 \times 1 \times 0,523 \\ &= 225.859 \text{ STB} = 225,859 \text{ MSTB} \end{aligned}$$

Lanjutkan dengan asumsi lainnya

Langkah 6 menghitung kumulatif produksi air

$$\begin{aligned} W_p &= \frac{W_i - [(\bar{S}_w - S_{wi}) \times V_p \times E_A]}{B_w} \\ W_p &= \frac{592.715 - [(0,684 - 0,337) \times 1,646 \times 0,729]}{1,055} \\ &= 167.284 \text{ STB} = 167,284 \text{ MSTB} \end{aligned}$$

Lanjutkan dengan asumsi lainnya

Langkah 7 menghitung *surface oil ratio*

$$E = \frac{S_{w2} - S_{wi}}{E_A - (\bar{S}_w - S_{wi})} = \frac{0,3 - 0,337}{0,729 - (0,684 - 0,337)} = 1,16$$

$$\lambda = 0,2749x \left(\frac{W_{iBT}}{i_w} \right) = 0,2749x \left(\frac{311.642}{592.715} \right) = 0,147$$

$$\Delta N_{p_{NEW}} = E \lambda = 1,5 x 0,147 = 0,17$$

$$WOR_s = \left[\frac{f_{w2}[1 - (\Delta N_{p_{NEW}})]}{1 - [f_{w2}[1 - (\Delta N_{p_{NEW}})]]} \right] x \left(\frac{B_o}{B_w} \right)$$

$$WOR_s = \left[\frac{0,85x[1 - 0,17]}{1 - [0,85x(1 - 0,17)]} \right] x \left(\frac{1,647}{1,055} \right) = 3,74$$

Lanjutkan dengan asumsi lainnya

Langkah 8 menghitung laju produksi minyak

$$Q_o = \frac{i_w}{B_o + (B_w x WOR_s)} = \frac{220}{1,647 + (1,055 x 3,74)} = 39 \text{ STB/hari}$$

Lanjutkan dengan asumsi lainnya

Langkah 9 menghitung laju air yang terproduksi

$$Q_w = Q_o x WOR_s = 39 x 3,74 = 147 \text{ STB/hari}$$

Lanjutkan dengan asumsi lainnya

Adapun hasil perhitungan kinerja injeksi air periode *breakthrough* hingga *after breakthrough* pada tabel 4.5

Tabel 4.5 Kinerja Injeksi Air Setelah *Breakthrough*

S_{w2}	W_i	T		E_A	E_D	N_p	W_p	WOR_s	Q_o	Q_w
Fraksi	M BBL	Hari	Tahun	Fraksi	Fraksi	M STB	M STB	<i>dimensionless</i>	STB/D	STB/D
0,62	311,643	1417	3,9	0,55	0,5173	189,218	0,989	1,5	68,95	101
0,63	592.719	2694	7,4	0,729	0,5234	225,859	167,284	3,74	39	147
0,64	688,507	3130	8,6	0,77	0,5264	240	233,38	5	32	159
0,65	695,160	3160	8,7	0,772	0,5294	242,205	235,835	5,5	30	162
0,66	823,215	3742	10,3	0,819	0,5324	258,242	329,201	7,6	23	173
0,67	905,537	4116	11,3	0,845	0,5354	268,017	390,161	9,4	19	179
0,68	922,001	4191	11,5	0,85	0,5384	271,104	400,370	10,6	17	182
0,69	987,859	4490	12	0,869	0,5415	278,705	449,515	12,8	15	186

4.1.3 Perhitungan *Efficiency Recovery Factor* Injeksi Air

Setelah dilakukan perhitungan kumulatif produksi minyak dengan metode Buckley Leverett sehingga dapat memprediksi peningkatan perolehan minyak, selanjutnya lakukan perhitungan faktor peningkatan perolehan minyak melalui injeksi air, adapun langkah – langkah perhitungannya sebagai berikut :

Langkah 1 menghitung *Efficiency Recovery Factor* periode *prior* hingga *breakthrough* dan periode *after breakthrough*

$$\left[(RF_{Eff})_{WF} \right]_{BT} = \frac{N_{pBT}}{RR} \times 100\% = \frac{189,218 \text{ MSTB}}{592,295 \text{ MSTB}} \times 100\% = 31,95\%$$

Selanjutnya menghitung harga *Efficiency Recovery Factor* injeksi air menggunakan cara yang sama seperti diatas.

Langkah 2 menghitung *Final Recovery Factor* pada periode *prior* hingga *breakthrough* dan periode *after breakthrough*.

$$\left[RF_f \right]_{BT} = RF_{primary} + \left[(RF_{Eff})_{WF} \right]_{BT} = 14 \% + 31,95 \% = 49,95 \%$$

Adapun hasil prediksi kinerja injeksi air di sumur minyak MT-02 dengan perhitungan Buckley Leverett untuk periode *prior* hingga *breakthrough* dan periode *after breakthrough* ditampilkan dalam bentuk grafik

Tabel 4.6 Hasil Prediksi Perolehan Minyak

t		N_p (M STB)	$(RF_{eff})_{WF}$ (%)	RF_f (%)
(Hari)	(Tahun)			
0	0	0	0	14
227	0,62	303,58	5,13	19,13
455	1,25	607,16	10,5	24,25
682	1,87	910,75	15,38	29,38
909	2,49	121,433	20,50	34,50
1136	3,11	151,791	25,63	39,63
1364	3,74	182,149	30,75	44,75
1409	3,86	188,221	31,78	45,78
1417	3,9	189,218	31,95	45,95
2694	7,4	225,859	38,13	52,13
3130	8,6	240	40,52	54,52

3160	8,7	242,205	40,89	54,89
3742	10,3	258,4	43,60	57,60
4116	11,3	268,017	45,25	59,25
4190	11,5	71,104	45,77	59,77
4490	12	278,705	47,10	61,10

4.2 Analisis Keekonomian Pompa ESP Untuk *Waterflooding*

Sebuah proyek tingkat kelayakannya tidak hanya dilihat dari aspek teknis saja, tetapi juga dilihat dari aspek ekonominya. Karena sebuah proyek kemungkinan gagal bisa terjadi maka diperlukannya kontrak kerjasama antara pemerintah dengan kontraktor. Kontrak yang digunakan dalam proyek ini adalah *Production Sharing Contrac* (PSC) dimana menerapkan sistem kontrak jasa. Instalasi, barang, peralatan dan jasa, semuanya dari kontraktor, sehingga semua biaya dalam proyek ini masuk kedalam kategori *capital* dan biaya akan di *recovery* oleh Negara.

Dalam proyek *waterflooding* dengan menggunakan pompa ESP sebagai pompa injeksinya biaya yang di keluarkan adalah sebesar = US\$ 4500 dengan jumlah sumur injeksi berjumlah 4 dengan nilai *Capital* = US\$ 4100 *Non Capital* = US\$ 400 . Dari peramalan metode Buckley Leverett dapat dilihat laju produksi minyak untuk 12 tahun.

Tabel 4.7 Cash Flow

Tahun	Prod	Total Capex	Cap	Non Cap	Oil Price	Lifting Oil	GR	FTP	GR after FTP	Dep	OC	CR	ETS	Cont. FTP Rev	Cont. ETS Rev	EBIT	Tax	Cont. Share	CF
2008	133,58	4500	4100	400	99,67	15	13313,92	2662,784	10651,13488	820	2003,7	3223,7	7427,435	614,57	1714,25	2328,82	-1117,84	1210,99	-2069,01
2009	133,58				61,95	15	8275,281	1655,056	6620,2248	820	2003,7	2823,7	3796,525	381,99	876,24	1258,22	-603,95	654,28	1474,28
2010	133,58				79,48	15	10616,94	2123,388	8493,55072	820	2003,7	2823,7	5669,851	490,08	1308,60	1798,68	-863,37	935,31	1755,31
2011	133,58				94,88	15	12674,07	2534,814	10139,25632	820	2003,7	2823,7	7315,556	585,04	1688,43	2273,47	-1091,26	1182,20	2002,20
2012	133,58				94,05	15	12563,2	2512,64	10050,5592	820	2003,7	2823,7	7226,859	579,92	1667,96	2247,88	-1078,98	1168,90	1988,90
2013	133,58				97,98	15	13088,17	2617,634	10470,53472		2003,7	2003,7	8466,835	604,15	1954,15	2558,30	-1227,98	1330,31	1330,31
2014	68,95				93,17	15	6424,072	1284,814	5139,2572		1034,25	1034,25	4105,007	296,54	947,44	1243,97	-597,11	646,86	646,86
2015	39				48,66	15	1897,74	379,548	1518,192		585	585	933,192	87,60	215,38	302,98	-145,43	157,55	157,55
2016	32				43,29	15	1385,28	277,056	1108,224		480	480	628,224	63,94	144,99	208,94	-100,29	108,65	108,65
2017	30				50,8	15	1524	304,8	1219,2		450	450	769,2	70,35	177,53	247,88	-118,98	128,90	128,90
2018	23				65,23	15	1500,29	300,058	1200,232		345	345	855,232	69,25	197,39	266,64	-127,98	138,65	138,65
2019	19				56,99	15	1082,81	216,562	866,248		285	285	581,248	49,98	134,15	184,13	-88,39	95,75	95,75
2020	17				37,28	15	633,76	126,752	507,008		255	255	252,008	29,25	58,16	87,42	-41,96	45,46	45,46
2021	15				32	15	480	96	384		225	225	159	22,16	36,70	58,85	-28,25	30,60	30,60

4.3 Indikator Keekonomian

Indikator diperlukan sebagai parameter pengambilan keputusan investasi. Untuk menilai keekonomian suatu proyek harus dilihat dari semua aspek, baik dari pengeluaran maupun pemasukan selama proyek berlangsung. Adapun hasil indikator keekonomian proyek ini sebagai berikut

Tabel 4.8 Indikator Keekonomian

NPV 10%	5072,36US\$
IRR	76,88 %
POT	1,4 Tahun

Pada tabel 4.6 menunjukkan profil cash flow PSC pada lapangan A. Setelah dilakukan cash flow hingga diakhiri dengan perhitungan indikator keekonomian, diperoleh besar indikator keekonomian lapangan A pada tabel 4.7. Net present value (NPV) dengan discount rate 10% diperoleh sebesar 5072,36 US\$ yang menandakan bahwa proyek ini menguntungkan. Kemudian lamanya pengambilan biaya investasi atau *pay out time* (POT) adalah 1,4 tahun setelah proyek *waterflooding* dimulai. Kemudian *internal rate return* (IRR) diperoleh 76,88 %. Dilihat dari masing – masing indikator keekonomian lapangan A proyek *waterflooding* ini ekonomis untuk dilanjutkan.

BAB V PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan analisis kinerja pompa ESP sebagai pompa injeksi *waterflooding* pada lapangan A, maka kesimpulan penelitian ini yaitu :

- 1 Kinerja *waterflooding* di lapangan ini berhasil dilakukan. Dengan melakukan *waterflooding* perolehan peningkatan minyak disumur R senilai 278,705 MSTB dengan 61,1 % keseluruhan perolehan minyak yang diperoleh.
- 2 Analisis keekonomian dari proyek penggunaan pompa ESP sebagai pompa injeksi dengan membandingkan dengan laju alir dari peramalan *waterflooding* dengan metode Buckley-Leverett ini menunjukkan nilai *Net Present Value* (NPV) diperoleh sebesar 5072,36 US\$, *Pay Out Time* (POT) 1,4 tahun, dan IRR diperoleh 76,88 %. Dari hasil tersebut penggunaan pompa ini ekonomis.

5.2 Saran

Untuk penelitian selanjutnya penulis menyarankan menggunakan metode – metode lain untuk menganalisis kinerja *waterflooding*

DAFTAR PUSTAKA

- Andalucia. Sefilra. (2012). *Evaluasi dan Perencanaan Ulang Electric Submersible Pump Pada Sumur X Lapangan Y*. Volume V Nomor 1. UPN "Veteran" Yogyakarta.
- Anjani, B. R., & Baihaqi, I. (2018). Comparative analysis of financial Production Sharing Contract (PSC) cost recovery with PSC gross split: Case study in one of the contractor SKK Migas. *Journal of Administrative and Business Studies*, 4(2), 65-80.
- Ariyati, E. S. (2010). Analisis Ketentuan-Ketentuan di Production Sharing Contract Indonesia Dalam Kaitannya Dengan Penerimaan Negara Minyak dan Gas Bumi. Jakarta: Universitas Indonesia.
- Arnold. Kent, Stewart. Mourice. (2008). *Surface Production Operation*. Volume I Edition 3. United State of Amerika.
- Ariyon, M. (2015). *Regulasi dan Lingkungan Migas*. Pekanbaru: UIR Press.
- Ariyon, M., & Dewi, E. K. (2018). Studi Perbandingan Keekonomian Pengembangan Lapangan Minyak Marjinal Menggunakan Production Sharing Contract dan Gross Split. Seminar Nasional Teknologi dan Rekayasa (SENTRA), 23-29.
- Atmanegara, A, H. (2010). *Perancangan Pemasangan Electric Submersible Pump (ESP) Pada Suatu Lapangan dengan Menggunakan Simulator PIPESIM*.
- BOB PT Bumi Siak Pusako - Pertamina Hulu. (2007). *Sejarah Lapangan dan Letak Geografis*.
- Brakley, Howard, B. (1987). *Petroleum Engineering Handbook*. United State of America, Society of Petroleum Engineers.
- Brown, KE., "The Technology of Artificial Lift Methods", Volume 1, Petroleum Publishing Company, Tulsa Oklahoma, 1977.

Brown, KE., “*The Technology of Artificial Lift Methods*”, Volume 2A, Petroleum Publishing Company, Tulsa Oklahoma, 1980.

Brown, KE., “*The Technology of Artificial Lift Methods*”, Volume 4, Petroleum Publishing Company, Tulsa Oklahoma, 1984.

Catalog Electric Submersible Pump. Schlumberger
Jaya, Patra, A. Rahman, dan Wenny Herlina. (2014). Evaluasi Pompa *Electric Submersible Pump (ESP)* Untuk Optimasi produksi pada Sumur P-028 Dan P-029 Di PT. Pertamina EP Asset 2 Podopo Field. Teknik Pertambangan Unsri

Kasmungin, Sugiatmo. Pengantar Enhanced Oil Recovery, Universitas Trisakti, 1995.

<https://iatnismmigas.wordpress.com/2012/06/07/pengantar-studi-water-flood/>

Kumar, S. (2003). *Design of An Electric Submersible Pump*. Paper International Journal of Scientific & Engineering Research. Volume 4.

Lubis, Indah Tris Wardani, A. Taufik Arief, Urbaidillah Anwar Prabu. "Perencanaan Injeksi *Waterflooding* Dengan Metode Prediksi *Bucley Leverett* dan *Craig Geffen Morse* Pada Sumur Injeksi I di Lapangan W3 Struktur Niru PT. Pertamina EP Asset 2 *Field* Limau". Palembang: Universitas Sriwijaya

Lee, J., "Water Flooding Industri", Petroleum Engineering Department, A and M University, Texas

Nidiarti, Lestari Said, Onnie Ridaliani. 2018 "Analisa Injeksi Air Dengan Metode *Bucley Leverett*". Jakarta: Universitas Trisakti

Nurdianti, Savitri. *Analisa Keberhasilan Pelaksanaan Injeksi Air Pada Lapangan "Z"*. Tugas Akhir Jurusan Teknik Perminyakan. Jakarta. Universitas Trisakti. 2009

Partowidagdo, W. *Manajemen dan Ekonomi Migas*. Program Pascasarjana Studi Pembangunan ITB. Bandung. 2002.

Pradana. Agung Adhisi, dkk. (2015). *Optimasi Lifting Menggunakan Electric Submersible Pump dan Analisa Keekonomian Pada Sumur X Lapangan Y*.

Takacs, Gabor. (1947). *Electrical Submersible Pumps Manual, Design, and Maintenance*. Abu Dhabi, Gulf Equipment Guides.

Taufan. M, dkk. (2005). *Electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESPCP) Application in Kulin Horizontal Wells*. P.T. Caltex Pacific Indonesia.

Wahono ,P, A., Komar, S., and Suwardi, F. (2015). *Evaluasi Pompa ESP Terpasang Untuk Optimasi Produksi minyak PT. Pertamina Asset 1 Field Ramba*. Universitas Sriwijaya.

Wicaksana, Satya. (2011). *Evaluasi dan Perencanaan Ulang Electric Submersible Pump Pada Sumur X Lapangan Y*. Tugas Akhir. UPN "Veteran" Yogyakarta..