

**Analisis Kesuksesan Regular Cyclic Steam Stimulation
Menggunakan Metode Normalisasi Dalam Meningkatkan Oil
Gain Pada Lapangan LF**

TUGAS AKHIR

Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik

Oleh

LUPY FERDIANSYAH

143210082



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

2021

KATA PENGANTAR

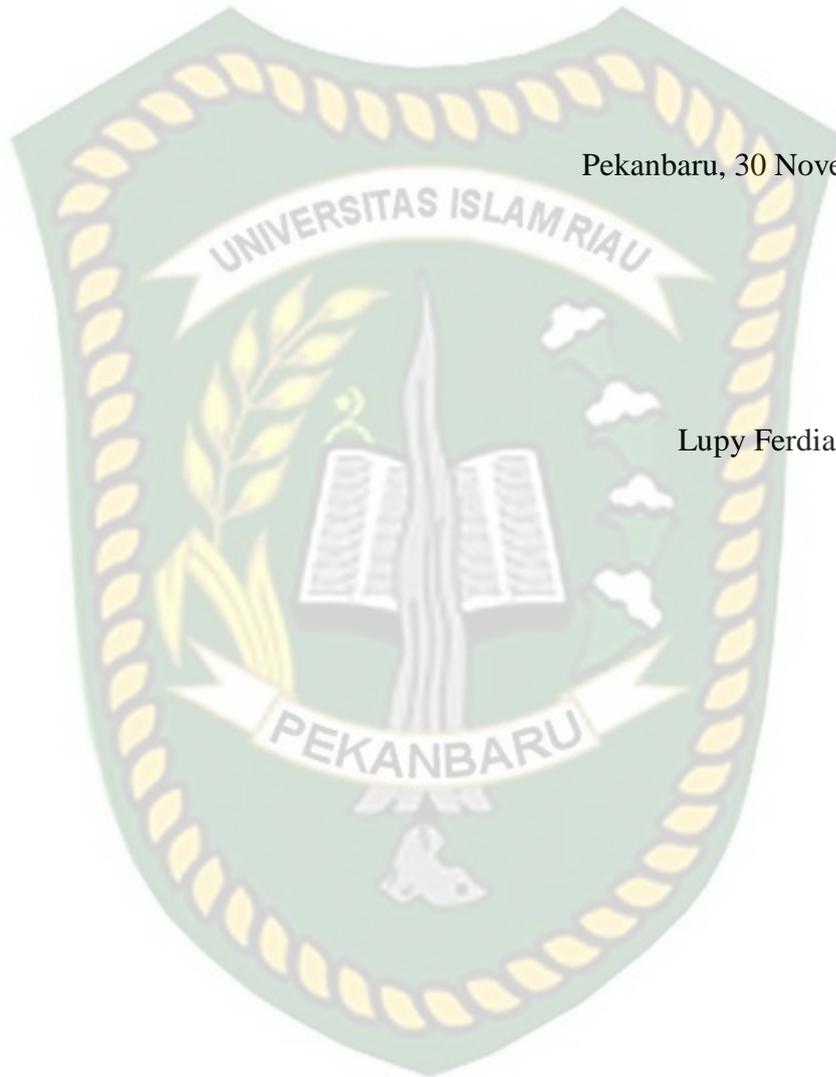
Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanna wa Ta'ala karena atas rahmat dan limpahan karunia dari-Nya, saya dapat menyelesaikan skripsi ini. Penelitian skripsi ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan skripsi ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Oleh karena itu, saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Kedua orang tua Mama Rosmarida dan Papa Chairil Anwar yang telah berdedikasi baik dari materi, tenaga, moral serta doa untuk terus mendukung saya dari kecil hingga saat ini.
2. Ibu Novia Rita, S.T., M.T selaku dosen pembimbing, yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan skripsi ini.
3. Bapak Adi Novriansyah ST., MT. selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.
4. Ketua prodi Ibu Novia Rita ST., MT dan sekretaris prodi Bapak Tomi Erfando, ST, MT serta seluruh dosen Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau yang sangat banyak membantu terkait dalam memberi ilmu pengetahuan perkuliahan.
5. PT. Chevron Pasific Indonesia terutama bpk. Adli, ST. Selaku mentor beserta jajaran yang telah memberikan kesempatan dalam pengambilan data dan menyediakan wadah untuk melaksanakan penelitian skripsi ini.
6. Istri Luci Fitriani, Anak Bilal, serta rekan seperjuangan saya angkatan 2014 yang membantu saya dalam berbagai bentuk dukungan.

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, 30 November 2021

Lupy Ferdiansyah



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN	ii
PERNYATAAN KEASLIAN SKRIPSI	iii
KATA PENGANTAR	iv
DAFTAR ISI	vi
DAFTAR GAMBAR	viii
DAFTAR TABEL	ix
DAFTAR LAMPIRAN	x
DAFTAR SINGKATAN	xi
ABSTARK	xii
ABSTRACT	xiii
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	2
1.3 Manfaat Penelitian	3
1.4 Batasan Masalah	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	5
2.1 Cyclic Steam Stimulation.....	5
2.2 Kinerja Cyclic Steam Stimulation.....	7
2.3 Siklus Cyclic Steam Stimulation.....	8
2.4 Parameter Cyclic Steam Stimultaion	10
2.5 State Of The Art.....	15
BAB III METODOLOGI PENELITIAN	17
3.1 Metode Pengumpulan Data	17

3.2 Metode Analisis Data.....	17
3.3 Alur Penelitian	18
3.4 Studi Lapangan	19
3.5 Tempat Penelitian	20
3.6 Jadwal Penelitian.....	20
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....	21
4.1 Menganalisis Hasil Dari Pekerjaan <i>Regular Cyclic Steam Stimulation</i> Dari Peningkatan Oil Gain Yang Diperoleh Berdasarkan Parameter – Parameter Yang Dianalisis Dengan Metode Normalisasi Pada Area 13 Lapangan LF	22
4.1.1 Review Reguler Cyclic Job Tahun 2017-2019.....	22
4.1.2 Normalisasi Produksi Dan S Curve Oil Gain	24
4.1.3 Analisis Hydrocarbon Pore Thicknes	26
4.1.4 Analisis Permeabilitas	29
4.1.5 Analisis Performa BTU Dan WHT Terhadap Oil Gain	30
4.2 Menentukan Nilai Nilai Yang Paling Berpengaruh Dari Beberapa Parameter Dalam Meningkatkan Oilgain Pada Pekerjaan Regular Cyclic Steam Stimulation Pada Lapangan LF.....	35
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN	37
5.1 Kesimpulan	37
5.2 Saran	37
DAFTAR PUSTAKA	38
LAMPIRAN.....	41

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 <i>Siklus Cyclic Steamstimulation</i>	8
Gambar 3.1 Gambaran Lapangan LF Area 13 PT. Chevron Pacific Indonesia...	19
Gambar 3.2 Gambaran Pembagian Area pada Lapangan LF	20
Gambar 4.1 Rata-rata produksi Reguler Cyclic Tahu 2017 -2019 Pada Lapangan LF Area 13	24
Gambar 4.2 Peta Persebaran Hidrokarbon Pore Thickness Case A,B,C,D,E,F,G,H Lapangan LF Area 13.....	26
Gambar 4.3 Peta Persebaran Hidrokarbon Pore Thickness Case I,J,K,L,M,N,O,P Lapangan LF Area 13.....	27
Gambar 4.4 Normalisasi Profil Produksi Pada Pekerjaan Reguler Cyclic Pada Case I,J,K,L Lapangan LF Area 13	29
Gambar 4.5 Peta Persebaran Permeabilitas pada lapangan LF area 13.....	30
Gambar 4.6 Performa WHT Dan BTU Terhadap Oil Gain Pada Case A,B,C,D	31
Gambar 4.7 Performa WHT Dan BTU Terhadap Oil Gain Pada Case E,F,G,H...	31
Gambar 4.8 Performa WHT Dan BTU Terhadap Oil Gain Pada Case I,J,K,L	32
Gambar 4.9 Performa WHT Dan BTU Terhadap Oil Gain Pada Case M,N,O,P	32

DAFTAR TABEL

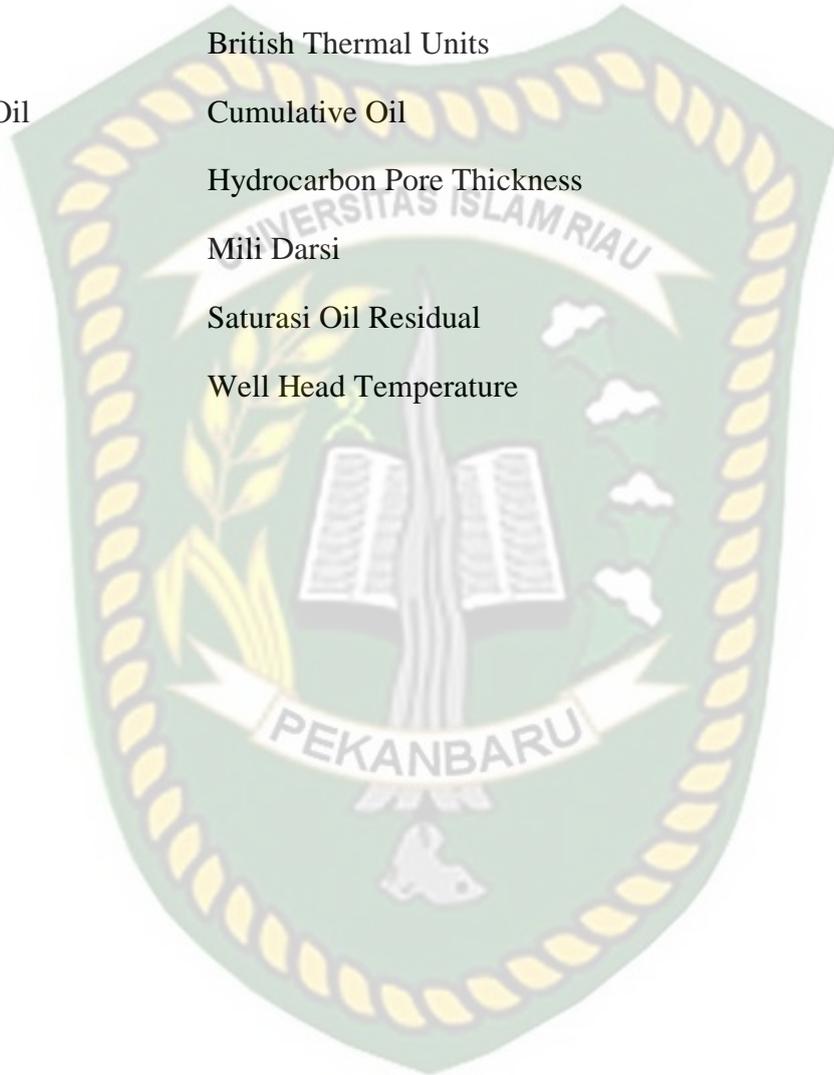
Tabel 2.1 <i>Screening Criteria</i> Metode EOR.....	10
Tabel 2.2 <i>Produksi CSS</i> dengan Durasi Soaking yang Berbeda di Sumur Herringbone.....	12
Tabel 2.3 State Of The Art	15
Tabel 3.1 Jadwal Penelitian.....	20
Tabel 4.1 Average Oil Gain Pekerjaan Reguler Cyclic Pada Tahun 2017- 2019 Pada Lapangan LF Area 13.....	25
Tabel 4.2 Average HPT Setiap Case Pada Lapangan LF Area 13 Tahun 2017- 2019	28
Tabel 4.3 Cumulative Probability Pada P50 Pekerjaan Reguler Cyclic Tahun 2017- 2019 Pada Lapangan LF Area 13.....	33
Tabel 4.4 Kumulatif Produksi Untuk Case A-P Lapangan LF Area 13.....	34
Tabel 4.5 Average Oil Gain Pekerjaan Reguler Cyclic Pada Tahun 2017- 2019 Pada Lapangan LF Area 13.....	35

DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I	Hasil Dari Normalisasi Produksi Pekerjaan Regular Cyclic Pada Tahun 2017-2019 Pada Lapangan LF Area 13	41
LAMPIRAN II	Menghitung Oil Gain Berdasarkan Data History Produksi	49
LAMPIRAN III	Nilai Kumulatif Produksi Lapangan LF Area 13 Pada Tahun 2017-2019	50
LAMPIRAN IV	Nilai Rata-Rata Permeabilitas Berdasarkan Tiap Case	51

DAFTAR SINGKATAN

BHT	Bottom Hole Temperature
BTU	British Thermal Units
Cum.Oil	Cumulative Oil
HPT	Hydrocarbon Pore Thickness
Md	Mili Darsi
SOR	Saturasi Oil Residual
WHT	Well Head Temperature



Analisis Kesuksesan Regular Cyclic Steam Stimulation Menggunakan Metode Normalisasi Dalam Meningkatkan Oil Gain Pada Lapangan LF

LUPY FERDIANSYAH

143210082

ABSTARK

Sejarah lapang LF ini ditemukan di Tahun 1941 dimana luasnya 34.730 hektar. Dimana minyak yang ditemukan di kedalaman 300-700 ft. Dan adapun hambatan produksi minyak yang terjadi di lapangan LF ini dikarenakan karakteristik fluida nya dimana pada 22,4 °API dan viskositas 220 cp yang merupakan kategori minyak berat.

Besarnya viskositas membuat minyak sulit untuk mengalir dan dengan metode regular cyclic steam stimulation merupakan proses injeksi yang dilakukan untuk meningkatkan temperatur pada reservoir, sehingga viskositas turun. Oleh sebab itu perlu dilakuka analisis parameter dari metode regular cyclic steam stimulation untuk menyuskeskan metode ini. Penelitian ini sangat penting karena dengan melakukan analisis ini maka akan memudahkan dalam mengetahui tingkat keberhasilan strategi regular cyclic steam stimulation pada lapangan LF.

Analisis metode regular cyclic steam stimulation berdasarkan parameter WHT, HPT, BTU, Oil Gain dan Cumulatif minyak didapatkan nilai injeksi yang bagus untuk performa oil gain pada lapangan LF. Hasil analisis yang diperoleh yakni dimana di peroleh performance injeksi yang bagus pada WHT <100 °C, 100-125 °C, dan >150 °C pada kapasitas panas injeksi di range 1 - 1.5 BTU dan pada WHT 125-150 °C nilai kapasitas panas injeksi yang terbaik dalam meningkatkan oil gain pada nilai >1,5 BTU.

Kata kunci: *Oil Gain, Regular Cyclic Steam Stimulation, BTU*

Success Analysis Of Regular Cyclic Steam Stimulation Using The Normalization Method In Increasing Oil Gain In The LF Field

LUPY FERDIANSYAH

143210082

ABSTRACT

History The LF field was discovered in 1941 where it covers an area of 34,730 hectares. Where the oil is found at a depth of 300-700 ft. And the bottleneck for oil production that occurs in the LF field is due to the characteristics of the fluid which is at 22.4 °API and a viscosity of 220 cp which is a heavy oil category.

The large viscosity makes it difficult for the oil to flow and with the regular cyclic steam stimulation method an injection process is carried out to increase the temperature in the reservoir, so that the viscosity decreases. Therefore, it is necessary to analyze the parameters of the regular cyclic steam stimulation method to make this method a success. This research is very important because by conducting this analysis it will be easier to determine the success rate of the regular cyclic steam stimulation strategy in the LF field.

The analysis of the regular cyclic steam stimulation method based on the parameters of WHT, HPT, BTU, Oil Gain and Cumulative oil obtained a good injection value for the performance of oil gain in the LF field. The results of the analysis obtained are where to obtain a good injection performance at WHT <100 °C, 100-125 °C, and >150 °C at injection heat capacity in the range of 1 - 1.5 BTU and at WHT 125-150 °C the best injection heat capacity value in increase oil get value >1.5 BTU.

Keywords: *Oil Gain, Cyclic Steam Stimulationl, BTU*

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Dilakukannya penerapan Enhanced oil recovery pada lapangan minyak bertujuan untuk meningkatkan produksi minyak pada tahap tersier, dimana minyak tidak dapat diproduksi lagi dengan tahap skunder ataupun primer, Metode produksi pada tahap tersier (EOR) terdiri dari yaitu pertama pendesakan injeksi kimia (*chemical flooding*), injeksi surfaktan-polimer (*polymer flooding*), kedua injeksi gas (*miscible gas injection or immiscible gas injection*) seperti injeksi CO₂ atau *inert gas*, ketiga metode panas (*thermal*) seperti steam stimulation atau yang disebut juga dengan *huff and puff*, *steam flood* (injeksi air panas) dan *in situ combustion*, dan terakhir MEOR (*Microbial Enhanced Oil Recovery*) yaitu dengan bantuan mikroba (Perera et al., 2016).

Pada suatu lapangan migas dilakukan steam bertujuan untuk menurunkan viskositas minyak dan biasanya diaplikasikan pada lapangan heavy oil (kental), injeksi steam dibagi beberapa jenis dan dalam penelitian ini membahas tentang Regular cyclic steam stimulaton dimana injeksi ini biasanya dapat dilakuan pada screening kriteria seperti Gravity 8-13,5 API, viskositas <200.000 cp dan lainnya seperti pada tabel 2.1

Perolehan minyak yang rendah di Duri disebabkan karena kentalnya minyak, serta tenaga dorong dari gas terlarut dan kompaksi juga sangat terbatas. Untuk meningkatkan produksi minyak Cyclic steam stimulation sudah terbukti mampu. Karena keberhasilan ini mendorong dilakukannya uji coba injeksi uap panas Tahun 1975. Setelah berhasilnya proyek uji coba ini menambah perolehan minyak sebanyak 30% maka pada Tahun 1985 proyek skala lapangan mulai dilakukan pada Area 1, hingga Saat ini pengembangan lapangan duri telah mencapai area 13 (Usman,2011).

Dalam penelitian ini membahas mengenai Steam Stimulation jenis Regular Cyclic Steam Stimulation yang bertujuan untuk meningkatkan produksi minyak

akibat turunnya temperatur di reservoir ser sumur produksi yang perludipanaskan kembali dengan injeksi uap sehingga minyak berat akan mengalir dengan seiring naiknya temperatur, sehingga dapat meningkatkan produksi minyak yang turun.

Tingkat pergantian cadangan yang dihasilkan oleh penemuan baru telah menurun secara signifikan beberapa Tahun terakhir. Oleh sebab itu, untuk memenuhi permintaan energi diTahun-Tahun mendatang yang terus meningkat, recovery faktor dari lapangan tua dibawah produksi *tertiary recovery* akan sangat penting untuk dilakukan (Alvarado & Manrique, 2010).

Metode EOR Sebelumnya telah banyak digunakan, dengan berbagai tingkat keberhasilan, untuk memproduksi minyak ringan dan berat pada lapisan *sandstone* maupun lapisan *shale*. Terutama Metode panas atau termal yang ditujukan untuk minyak berat. Metode termal tampaknya solusi yang tepat untuk pengembangan reservoir minyak berat, karena viskositas yang tinggi dari minyak berat. Adapun proses termal memiliki tujuan untuk memberikan energi panas ke dalam reservoir dengan menurunkan viskositas minyak atau menguapkan minyak sehingga minyak lebih mobile dan lebih efektif untuk mengalir (Thomas, 2008).

Metode tahap lanjut dapat meningkatkan perolehan minyak yang sudah memiliki bukti dalam meningkatkan produksi minyak adalah *cyclic steam stimulation* (CSS) atau juga dikenal dengan metode *huff and puff* yang merupakan metode dengan menginjeksikan uap secara berkala dengan menggunakan satu sumur yang berfungsi sebagai sumur produksi dan sekaligus sumur injeksi (Alvarez & Han, 2013).

Dalam penelitian ini lapangan yang dianalisis merupakan salah satu lapangan heavy oil yang menerapkan tahap 3 yaitu injeksi uap,mentode injeksi Cyclic steam stimulation jenis regular cyclic steam stimulation, namun dari waktu ke waktu perlu dinalisis keberhasilan dari penerapan injeks regular cyclic steam stimulation ini dengan melihat paramaeter parameternya.

1.2 Tujuan Penelitian

Sesuai dengan latar belakang permasalahan maka tujuan dari peneltian ini

adalah :

1. Menganalisis hasil dari pekerjaan *regular cyclic steam stimulation* dari peningkatan oil gain yang diperoleh berdasarkan parameter – parameter yang dianalisis dengan metode normalisasi pada Area 13 Lapangan LF.
2. Menentukan nilai nilai yang paling berpengaruh dari beberapa parameter dalam meningkatkan oilgain pada pekerjaan rcss pada lapangan LF

1.3 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat yang diharapkan dalam penelitian ini dapat diuraikan sebagai berikut :

1. Penelitian ini diharapkan dapat menambah wawasan dan pengetahuan pada operasi *regular cyclic steam stimulation* dalam menganalisis parameter parameter yang digunakan untuk mendapatkan *oil gain*
2. Menjadikan sumber referensi bagi peneliti selanjutnya bagi yang membahas *regular cyclic steam stimulation*.

1.4 Batasan Masalah

Berikut hal yang dibatasi dalam penelitian ini mengenai:

1. Lapangan yang digunakan dalam penelitian ini merupakan Lapangan LF PT. CPI yang terletak di Provinsi Riau dimana penelitian menggunakan metode normalisasi.
2. Permasalahan yang akan dibahas dalam penelitian ini adalah untuk menganalisis dengan metode normalisasi dari kinerja *Regular Cyclic steam stimulation* yang meliputi nilai *Well Head Temperatur Of Producer, Hydrocarbon Pore Thickness, Repetitive Cycle, Dan Cumulative Oil*.
3. Injeksi yg digunakan *Regular Cyclic Steam Stimulation*, Data Yang Digunakan Berupa Data , Data *History* Produksi, Data *History WHT*, Data *History HPT*, Data *History BTU* Dan Data *History Cumulative Oil*

4. Tidak membahas mengenai Analisis keekonomisan, dan karakteristik reservoir akan tetapi membahas penambahan *oil gain* untuk masing – masing pekerjaan *Regular Cyclic*



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Tidak lupa ucapkan alhamdulillah telah diberi kesempatan oleh Allah SWT. Untuk menjalani kehidupan di bumi ini dengan segala rahmat dan nikmat rezekinya yang telah tersedia, sebagaimana Allah subhanahu wata'ala juga mencukupi sumber daya minyak dan gas bumi termasuk kedalam sumber daya yang tidak dapat diperbaharui. Dimana minyak dan gas bumi ini akan dapat habis dan punah jika di eksploitasi terus-menerus. Pemanfaatan minyak dan gas bumi tersebut harus dilakukan dengan bijaksana. sebagai mana Allah SWT telah berfirman dalam QS. Al-An biya ayat:107 yang artinya:” Dan tiadalah kami mengutus kamu, melainkan untuk menjadi rahmat bagi semesta alam.

Dari ayat tersebut mengisyaratkan bahwasanya allah telah menciptakan manusia di bumi untuk menjadi rahmat bagi alam, oleh karena itu harus mengolah sumber daya alam ini dengan berhati-hati dan penuh perhitungan agar tidak merusak alam. Sehingga alam yang telah disediakan oleh Allah juga mendatangkan rahmat serta nikmat yang besar bagi kehidupan manusia.

2.1 Cyclic Steam Stimulaion

Lebel menyebutkan *cyclic steam stimulation* merupakan proses injeksi yang dilakukan pada satu sumur yang terdiri dari tiga tahapan yang disebut dengan siklus dimana dapat dilakukan pada sumur terarah, horizontal dan vertical (Azad, Alnuaim, & Awotunde, 2013). Menurut Ezekwe siklus seperti ini harus dilakukan berulang-ulang sampai rasio minyak terproduksi oleh injeksi steam dan menurun sampai ke level tidak ekonomis lagi untuk diproduksi (Hama, 2014).

Roger M. Butter (1991) mengungkapkan peran uap untuk memanaskan minyak di seluruh reservoir sehingga membuatnya mengalir. Dan kedua, peran uap adalah untuk meningkatkan tingkat produksi dengan mengurangi hambatan aliran dilubang sumur. Dalam kasus yang sama, ketika efek injeksi uap menurun disebagian wilayah, maka kemudian area yang dingin dipanaskan kembali, dan hal itu perlu untuk mengulangi siklus injeksi. Di reservoir umumnya pemanasan perlu

dilakukan siklus berturut-turut untuk memanaskan reservoir jadi lebih tinggi temperaturnya dan yang lebih jauh dari sumur produksi (Elbaloula & Musa, 2018). Di Indonesia sejak Tahun 1967 Thermal Recovery telah diaplikasikan.

Thermal recovery merupakan metode EOR yang paling banyak digunakan karena dapat menyumbangkan sejumlah cadangan besar minyak . Sebagian besar cara meningkatkan produksi minyak dari metode *thermal recovery* berasal dari *cyclic steam stimulation* dan *steam flooding*. Proyek perdana dari injeksi panas adalah *huff& puff*, ini merupakan langkah awal dari *steam flooding* dimana memberi dampak hasil memperpanjang umur Duri Field hingga sampai saat ini. Tahun 1975 PT.Chevron Pacific Indonesia telah melakukan uji coba proyek metode EOR, yaitu menerapkan metode injeksi kaustik dan metode *steam flooding*. Tahun 1979, injeksi kaustik terpaksa dihentikan karena mengalami kegagalan dalam upaya peningkatan produksi minyak (Muslim Abdurrahman, Novriansyah, Khalid, & Bae, 2016). Salah satu metode *Enhanced Oil Recovery* yang dapat digunakan untuk meningkatkan *recovery* pada lapangan ini adalah *cyclic steam stimulation* atau disebut juga dengan *Huff & Puff* yang termasuk ke dalam metode *thermal*.

Skala proyek CSS dimulai dilapangan minyak berat di *United State* pada Tahun 1950 dan proyek CSS ini berhasil di Belanda dan Venezuela, *Cyclic seam simulaion* juga disebut *steam soak dan puff*, itu ditemukan secara tidak sengaja pada Tahun 1960 selama proyek pemulihan Venezuela, pemulihan dengan *Cyclic steam simulation* menggunakan sumur tunggal baik untuk kedua injeksi dan produksi, uap diinjeksikan ke dalam sumur selama beberapa hari , bulan atau lebih,dalam periode rendam, setelah ini, diproduksi dengan baik dan berulang-ulang, uap memanaskan batu dan cairan disekitar lubang sumur dan juga memberikan beberapa tekanan dorongan, pada saat uap kondensat dan air yang diproduksi (Larry W. Lake 1992).

Cylic Steam Stimulaion ditemukan sebagai metode produksi yang menjanjikan pada Tahun 1969, selama awal pengujian pendesakan uap di MeneGrande Tar Sands, Ketika uap meletus di permukaan karena kerusakan lapisan penutup, sumur injeksi yang kembali turun untuk meringankan tekananreservoir. Hal ini mengakibatkan tingkat produksi minyak yang tinggi, semua lebih

mengesankan karena reservoir bisa diproduksi dengan sarana utama. Disimpulkan bahwa injeksi uap dalam jumlah terbatas mungkin menjadi metode yang sangat efektif untuk stimulasi sumur minyak berat (Haan, Lookeren, 1969).

Uji coba stimulasi uap siklik (CSS) dengan uap basah membuat kesuksesan besar pada Tahun 1975. Sejauh ini, 80% nya Sumur telah dikonversi ke sumur produksi CSS. Untuk meningkatkan kinerja CSS, uji coba dari CSS dengan uap super panas dimulai pada Tahun 2006 dan itu menunjukkan hasil yang lebih baik dibandingkan dengan injeksi uap basah. Tingkat minyak rata-rata meningkat sebesar 61,9%, masa siklik produksi meningkat 90 hari, rata-rata watercut berkurang lebih dari 10% dan saturasi minyak sisa diminimalkan dengan 27,30%. (Gao et al., 2009; Zhao et al., 2010).

Analisis mekanisme dengan percobaan laboratorium dan simulasi numerik menunjukkan bahwa superheated injeksi uap memiliki keuntungan sebagai berikut:

1. Konversi *wettability* batuan dari *oil wet* ke *water wet* karena uap super panas
2. Entalpi super panas yang lebih spesifik (maka jumlah yang dibutuhkan lebih sedikit dengan menginjeksi entalpi panas yang sama, yang menghasilkan watercut yang lebih rendah dan tingkat minyak yang lebih tinggi)
3. Volume spesifik yang lebih besar dan panas laten penguapan uap super panas (Zhao et al., 2010; Li et al., 2012).

2.2 Kinerja *Cyclic steam stimulation*

Dalam proses *Cyclic steam stimulation* uap diinjeksikan ke dalam formasi pada tingkat tinggi untuk beberapa minggu melalui sumur vertikal. Sumur ini kemudian ditutup untuk jangka waktu tertentu waktu, yang disebut “rendam” periode. Uap mengembun dalam formasi, sehingga memanaskan batuan reservoir dan cairan di ser lubang sumur. Selama periode ini viskositas minyak dikurangi dengan berkali-kali. Jumlah minyak yang dihasilkan dalam proses cyclic steam stimulasi tergantung pada berapa banyak viskositas minyak berkurang, yang dikendalikan oleh jumlah panas yang ditransfer dari uap diinjekkan ke reservoir. Pada tahap pertama uap diinjeksikan ke dalam sumur berkisar antara 2 hari sampai

30 hari untuk memanaskan reservoir dekat lubang sumur untuk suhu yang mengalir di minyak 200-300 °C di bawah tekanan injeksi 1 Mpa (Alvarez & Han, 2013).

Uap diinjeksikan pada tahap ini biasanya uap basah. Kualitas uap di pintu keluar dari generator uap biasanya 75 sampai 80%, Namun, karena aliran-line kerugian panas kualitas uap di kepala sumur biasanya 65 sampai 70% (Scott GR 2002). Waktu injeksi dan tingkat injeksi adalah parameter operasi untuk tahap ini (Azad, Alnuim dan Awotunde, 2013).

2.3 Siklus *Cyclic steam stimulation*

Berikut merupakan tahapan-tahapan pada *cyclic steam stimulation* seperti yang telah ditunjukkan pada gambar 2.1 sebagai berikut :



Gambar 2. 1 Siklus Cyclic steam stimulation (Stark, 2011)

1. Tahap Injeksi

Roger M. Butter (1991) mengatakan, secara reservoir general, steam merupakan hal penting untuk mensukseskan siklus panas dalam reservoir, dimana dilakukan pengontrolan di sumur produksi (Elbaloula & Musa, 2018). Uap diinjeksikan ke dalam sumur produksi untuk membawa karakteristik uap tersebut pada reservoir. Nilai viskositas minyak berbanding terbalik dengan kenaikan temperatur, yang artinya kenaikan temperatur reservoir akan menyebabkan viskositas minyak menurun sehingga dapat membantu dalam mendapatkan laju alir

2. Tahap Soaking

Untuk mendapatkan penyebaran panas yang merata di reservoir, sumur akan ditutup selama beberapa hari. Waktu dari soaking merupakan fase sensitif dimana yang dipengaruhi oleh fluida dan ini juga merupakan pencapaian tahap injeksi. Seiring periode soaking menurun, rasio minyak yang dihasilkan terhadap cadangan minyak juga akan meningkat (Alvarez & Han, 2013). Densitas juga mempengaruhi letak komponen, dimana komponen yang ringan akan naik keatas dan komponen yang lebih berat akan turun ke bawah sementara uap yang lebih ringan akan mengapung di reservoir karena efek gravitasi. Secara logika, jika dilihat dari sisi perpindahan panas, pemisahan ini terjadi melalui proses konveksi antara dua cairan dengan kepadatan yang berbeda.

3. Tahap Produksi

Minyak akan lebih banyak diproduksi dan temperatur tinggi di zona panas akan menurun dan akan menyebabkan penurunan laju alir awal. Dimana dengan injeksi uap yang dipanaskan dan temperatur akan sangat mempengaruhi laju alir minyak awal yang akan meningkat. Kenaikan temperatur dan penurunan viskositas minyak akan menyebabkan laju produksi minyak meningkat dibandingkan dengan produksi tanpa menggunakan metode CSS. Dan juga untuk zona panas yang telah terbentuk selama tahap injeksi dan tahap *soaking* dengan peningkatan akan mengimbangi minyak yang terproduksi dan juga menggantikannya untuk menghemat energi reservoir tersebut.

Sebagai tambahan, *cyclic steam stimulation* juga memiliki tujuan lain yaitu sebagai berikut :

1. Menstimulasi secara mekanis pada sumur dengan productivity index yang rendah.
2. Mempercepat penambahan panas yaitu dengan memasukkan uap panas yang lebih banyak kedalam reservoir.
3. Mempercepat kesesuaian panas dengan pola injeksi terutama di bagian-bagian yang kurang terjangkau oleh injeksi panas (Abdullah, Suleiman, Abdesslam, & Sumaiya, 2016).

Berikut ditampilkan Tabel 2.1 menunjukkan *screening criteria* untuk berbagai macam metode EOR. Dari tabel tersebut terlihat bahwa untuk metode EOR dengan menggunakan *steam* memiliki kriteria *specific gravity* $> 8^\circ$ hingga 13.5° API, viskositas < 200.000 cp, *oil saturation* $> 40\%$, dengan jenis formasi *high-porosity sand* atau *sandstone*, ketebalan 20 ft, permeabilitas rata-rata > 200 md, dengan kedalaman sumur < 1350 ft. Artinya, lapangan minyak dengan parameter-parameter yang memenuhi kriteria tersebut dapat diproduksi tahap lanjut dengan metode *cyclic steam stimulation*.

Tabel 2. 1 Screening Criteria Metode EOR (Taber, Martin, & Seright, 1997)

SUMMARY OF SCREENING CRITERIA FOR EOR METHODS										
Oil Properties						Characteristics				
Detail Table in Ref. 16	EOR Method	Gravity ($^\circ$ API)	Viscosity (cp)	Composition	Oil Saturation (%PV)	Formation Type	Net Thickness (ft)	Average Permeability (md)	Depth (ft)	Temp ($^\circ$ F)
Thermal Or Mechanical										
1	Combustion	> 10	< 5000	Some asphaltic component	> 50	High-porosity sand/sandstone	> 10	> 50	< 3450	100 sd 135
2	Steam	8 to 13.5	< 200	NC	> 40	High Porosity Sandstone	> 20	> 200	< 1350	NC

NC = Non Critical

2.4 Parameter Cyclic steam stimulation

Ada beberapa parameter operasi yang dapat mempengaruhi performance dari *cyclic steam stimulation*. Parameter tersebut adalah sebagai berikut:

2.4.1 Volume Injeksi Uap

Dalam pengembangan *thermal recovery* minyak berat, parameter volumeinjeksi uap ini secara langsung juga memiliki efek dari CSS. Dengan batasan tertentu, minyak yang diproduksi dan siklus volume injeksi uap juga sesuai. Volume injeksi uap memiliki rentang yang optimal dalam reservoir minyak berattertentu. Produksi minyak akan rendah jika volume

injeksi uap terlalu kecil, dan semakin besar rentang pemanasannya maka semakin besar volume injeksi uap dan produksi minyak akan meningkat. Akan tetapi, jika volume injeksi uap terlalu besar, ini akan menyebabkan rasio uap minyak turun, minyak akan terdorong jauh dari dasar sumur dan mengakibatkan produksi minyak menurun (Cuiyu, Yuetian, Peiqing, Chunhong, & Jingli, 2013)

2.4.2 *Soaking Time*

Salah satu persyaratan CSS yaitu periode soaking, dimana soaking berguna untuk memperbaiki penyebaran panas ke reservoir, oleh karena itu periode soaking yang cukup singkat tidak cukup memberikan pemanfaatan uap yang baik. Akan tetapi, periode soaking yang lama juga tidak dianjurkan, karena dapat menunda produksi. Periode waktu yang panjang dalam soaking akan menyebabkan penurunan produksi air kumulatif dan produksi minyak kumulatif (Ali, Hassan, & Alkhider, 2015). Dalam efektifitas perolehan minyak, waktu periode soaking sangat penting. Namun waktu soaking yang sangat lama juga tidak akan memberikan efek dalam peningkatan faktor perolehan (Janiga, Czarnota, Stopa, & Wojnarowski, 2018).

Berikut ditampilkan tabel 2.2 yang merupakan contoh dari efek produksi CSS dengan durasi soaking yang berbeda pada sumur Herringbone. Tabel tersebut menunjukkan temperatur bottom hole akan berkurang secara signifikan dengan meningkatnya durasi soaking, dan produksi minyak kumulatif terus meningkat dan akan berkurang. Produksi minyak relatif kecil karena efek dari durasi soaking. Dimana, waktu yang baik untuk durasi soaking adalah 4 - 7 hari untuk meningkatkan temperatur bottom-hole dan waktu produksi yang lebih singkat.

Tabel 2.2 Produksi CSS dengan Durasi Soaking yang Berbeda di Sumur Herringbone (Cuiyu et al., 2013)

<i>Soak Time</i> (d)	<i>Cumulative Oil Production</i> (t)	<i>Oil-Steam Ratio</i> (t/t)	<i>Cumulative Steam Injection</i> (t)	<i>Bottom-hole Temperature</i> (C)
3	8359	1,19	7000	209
4	8685	1,24	7000	196
5	8701	1,24	7000	192
6	8712	1,24	7000	182
7	8740	1,25	7000	181
8	8737	1,25	7000	172

2.4.3 Number Of Cycle

Cycle merupakan tahapan dari injeksi, soaking, dan produksi yang dilakukan secara berulang-ulang. Untuk meningkatkan *recovery faktor* minyak, *cycle* yang bagus digunakan adalah 2 *cycle*. Yu, li & Sheng mengatakan di lapangan Jianguo, Monger & Coma pada Tahun 1988 saat evaluasi lapangan South Louisiana, dimana *oil rate* yang tinggi untuk 2 *cycle* dipengaruhi oleh tekanan yang tinggi. Untuk 3 *cycle*, tekanan nya ,lebih kecil. Oleh karena itu *oil rate* yang dihasilkan juga kecil (Yu, Li, & Sheng, 2016). Sedangkan untuk *cycle* berikutnya, tekanan pada *cycle* sudah tidak optimal untuk menghasilkan *oil rate* yang tinggi. Li et al (2016) mengatakan bahwa seiring *number of cycle* yang bertambah maka *incremental oil* tiap *cycle* akan menurun. Dan juga setelah mengulang siklus, tekanan maksimum pada proses *huff* akan turun dan tekanan minimum pada proses *puff* akan meningkat (Li, Sheng, & Sheng, 2016).

2.4.4 Temperatur Injeksi Uap

Temperatur laju injeksi dan tekanan uap memiliki hubungan satu sama lain, dimana jika temperatur dan tekan yang lebih tinggi dibawah kualitas konstan dan kecepatan injeksi, maka akan semakin tinggi pula produksi dan perolehan air. Ada beberapa efek dari temperatur uap pada minyak kumulatif yang hasilnya bernilai kecil, ini dikarenakan oleh sensitivitas temperatur uap

pada kualitas uap berbeda, tekanan yang tinggi memaksa minyak menghasilkan pada awal periode produksi, naiknya temperatur uap yang diinjeksikan yang membutuhkan tekanan tinggi, dan kerugian panas yang sangat sensitif terhadap temperatur uap (Ali et al.,2015).

2.4.5 Laju Injeksi Uap

Salah satu dampak dari kinerja CSS adalah laju injeksi uap. Dimana, jika laju injeksi rendah dapat menyebabkan kehilangan uap meningkat, kualitas uap sangat menurun, sehingga terjadi perbedaan antara kualitas uap dipermukaan dan di bottom hole. Efisiensi dari keseluruhan proses juga mempengaruhi penurunan kualitas uap. Oleh karena itu, untuk menghindari kehilangan panas, maka laju injeksi uap tidak boleh terlalu rendah. Akan tetapi, tingkat injeksi yang tinggi akan memerlukan tekanan injeksi tinggi yang dapat menyebabkan terbentuknya rekahan dan uap yang diinjeksikan akan masuk ke rekahan tersebut dan mengakibatkan kehilangan volume uap yang tinggi. Untuk menghindarinya yaitu dengan cara menyesuaikan nilai optimum dari injeksi tidak ada uap atau panas yang hilang (Ali et al., 2015). Laju injeksi uap juga tergantung pada viskositas minyak, ketebalan reservoir, tekanan injeksi, tekanan reservoir, dan daya serap uap reservoir (Cuiyu et al., 2013).

2.4.6 *Steam Dryness*

Salah satu faktor penting yang mempengaruhi CSS adalah steam dryness. Ini berdasarkan *simulasi numerik*, *simulasi physical*, dan produksi awal minyak. Dimana, *steam dryness* adalah indikator langsung terhadap entalpi uap, yang artinya semakin besar radius pemanasnya, maka semakin besar pula nilai entalpi panas yang dikandung oleh uap. Oleh sebab itu, jika semakin tinggi steam dryness maka semakin banyak hasil produksi dari suatu sumur. Apabila steam dryness cukup rendah, maka uap akan berubah menjadi air panas, dan juga merusak proses CSS. Dan apabila

steam dryness cukup tinggi, maka volume minyak yang dipanaskan oleh uap akan meningkat. Dan *steam dryness* yang tinggi juga akan memerlukan biaya tambahan untuk insulasi tabung agar mencegah kehilangan panas. Ini dikarenakan *steam dryness* sebagai kecepatan injeksi yang dibatasi oleh kapasitas *boiler* (Cuiyu et al., 2013).



2.5 State Of The Art

No	Judul Penelitian	Metode	Hasil
1.	<p>The Application of Cyclic Steam Stimulation in Heavy Oil Reservoir with a High Water Cut</p> <p>(Abdullah, A. S., Suleiman, A. H., Abdesslam, B., & Sumaiya, A. H.2016)</p>	<p>Metode yang digunakan dalam perancangan ini adalah dengan Menggunakan vacuum insulated tubing</p>	<p>Laju produksi minyak menunjukkan peningkatan yang cepat setelah stimulasi uap, Dan tingkat produksi dipertahankan untuk waktu yang lama yang menunjukkan bahwa perbaikan aliran produksi sumur sudah tercapai baik</p>
2.	<p>Optimization of cyclic steam stimulation (CSS) using (CMG) software to increase the recovery faktor</p> <p>(Ali, H. M. K., Hassan, M. A. A., & Alkhider, M.D. M. 2015)</p>	<p>Metode yang digunakan dalam perancangan ini adalah dengan melakukan simulasi untuk optimasi</p>	<p>CSS adalah tahap pertama untuk proyek pemulihan termal lainnya. yaitu sebelum steam flooding dan SAGD, implementasi CSS memberikan hasil yang memuaskan.</p> <p>Pada tahap akhir untuk meningkatkan recovery faktor setelah CSS tidak efektif lagi, disarankan untuk menggunakan cara thermal yang lain yaitu steam flooding, hasil yang diperoleh menguntungkan tetapi tidak mencapai faktor pemulihan yang diharapkan, hal ini karena mengacu pada ketidaksesuaian desain jarak sumur dengan steam flooding aslinya</p>

3.	<p>Current Overview of Cyclic Steam Injection Process</p> <p>(Alvarez, J., & Han, S. 2013)</p>	<p>Metode yang digunakan dalam perancangan ini adalah dengan melakukan penambahan chemical additives</p>	<p>Untuk meningkatkan efektivitas CSI, proses bervariasi selain penambahan bahan kimia untuk uap, terdapat penerapan sumur horizontal dan pengenalan rekahan hidrolik.</p> <p>Dengan teknologi modern tersebut, rata-rata 15% faktor pemulihan konvensional. Produksi metode CSI di Tahun 1980-an meningkat hingga kira-kira 40%. Metode ini menarik karena memberikan pembayaran yang cepat pada tingkat keberhasilan yang relatif tinggi</p>
----	--	--	--

BAB III

METODELOGI PENELITIAN

3.1 Metode Pengumpulan Data

Merupakan suatu tahapan kerja yang dilakukan untuk mempermudah suatu proses pengumpulan data yang diperlukan dalam suatu kegiatan analisis permasalahan yang terjadi di lapangan tersebut, sehingga dalam penelitian bisa lebih sistematis dan jelas. Adapun data yang didapatkan adalah data skunder yang diambil dan diolah di Main Office PT Chevron Pasifik Indonesia, Adapun data yang diambil dan diolah adalah sebagai berikut :

1. Data *History* Produksi
2. Data *History* WHT
3. Data *History* HPT
4. Data *History* BTU
5. Data *History* Cum.Oil

3.2 Metode Analisis Data

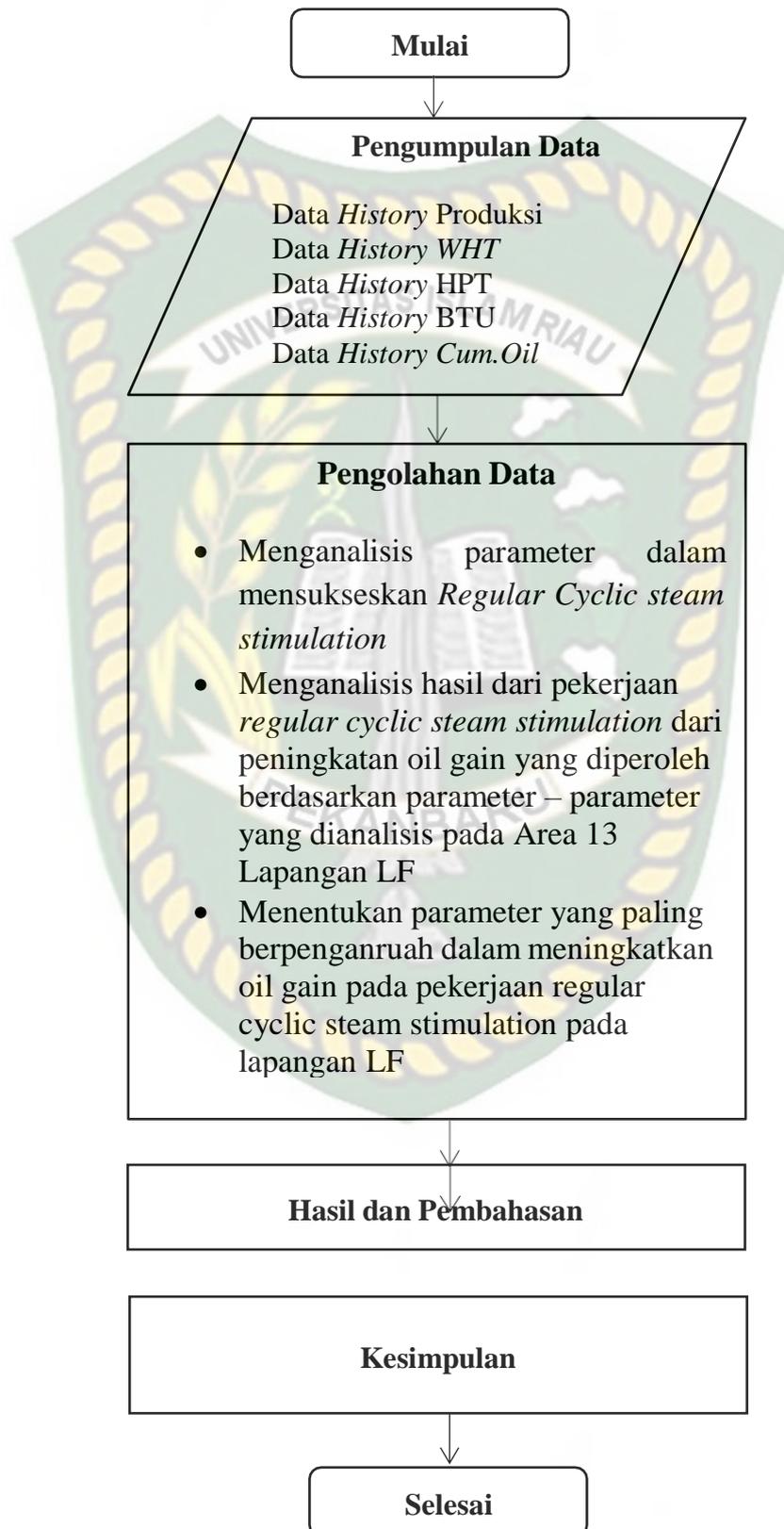
1. Pengolahan data

Pengolahan data dilakukan dengan cara Normalisasi Setiap Data dengan menggunakan *Microsoft Excell*.

2. Evaluasi data

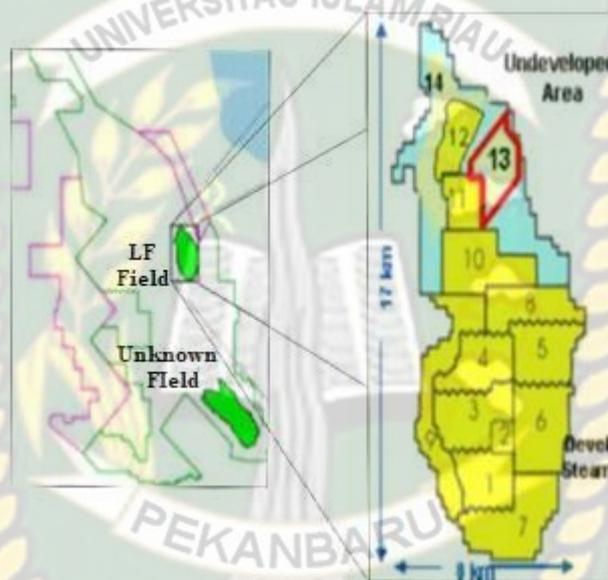
Evaluasi hasil dari pengolahan data dalam penelitian ini dilakukan dengan cara membandingkan hasil setiap profil berdasarkan data parameter yang telah diolah. Sehingga dapat diketahui bagaimana pengaruh parameter dalam meningkatkan *Oil Gain* dan Profil parameter yang seperti apa yang paling baik dalam meningkatkan *Oil Gain* pada lapangan LF PT. Chevron Pasifik Indonesia. .

3.3 Alur Penelitian



3.4 Studi Lapangan

Pada lapangan LF yang dikelola oleh PT.Chevron Pasific Indonesia yang berada di Provinsi Riau di posisi 120km dari Utara Kota Pekanbaru dan 5km ke arah selatan kota Dumai. Adapun bentuk lapangan minyak LF berbentuk memanjang dari arah utara ke selatan simetris dan estimasi dengan lebar 8km dan panjang ser 18km.



Gambar 3.1 Gambaran Lapangan LF Area 13 PT. Chevron Pacific Indonesia

Sejarah lapang LF ini ditemukan di Tahun 1941 dimana luasnya 34.730 hektar. Dimana minyak yang ditemukan di kedalaman 300-700 ft. Dan adapun hambatan produksi minyak yang terjadi di lapangan LF ini dikarenakan karakteristik fluida nya dimana pada 22,4 °API dan viskositas 220 cp. Dimana minyak ini merupakan jenis heavy oil, maka untuk proses eksploitasi minyaknya diperlukan metode steam.

Adapun Area dari lapangan LF ini di bagi menjadi 14 area pengembangan.. Sampai saat sekarang ini Injeksi Uap ini masih dilakukan di semua area yang ada pada lapangan LF, yaitu Area LF-2 – LF14. Sedangkan LF-1 sudah dihentikan program program *steam floodnya* karean sudah mencapai *Late Mature*.



Gambar 3.2 Gambaran Pembagian Area pada Lapangan LF (PT. ChevronPasific Indonesia)

3.5 Tempat Penelitian

Adapun penelitian ini berjudul “Analisis Kesuksesan Regular Cyclic Steam Stimulation Menggunakan Metode Normalisasi Dalam Meningkatkan Oil Gain Pada Lapangan LF” penelitian ini dikerjakan di *Main Office* PT. Chevron Pasific Indonesia Rumbai Provinsi Riau dan penelitian ini dilakukan dengan menganalisis data primer yang didapat dari sumber yang terpercaya,

3.6 Jadwal Penelitian

Tabel 3.1 Jadwal Penelitian

Kegiatan Dan Waktu Pelaksanaan	2021												
	September				Oktober				November				
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	
Studi Literatur	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
Pengumpulan Data				■	■	■	■	■					
Pengolahan Data				■	■	■	■	■	■				
Penyusunan Skripsi									■	■	■	■	
Presentasi Skripsi													■

BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada penelitian ini peneliti melakukan penelitian, terhadap parameter yang mempengaruhi metode cyclic steam stimulation yang dilakukan pada lapangan LF. Adapun data yang digunakan pada lapangan LF yaitu, data Primer, data *history* produksi, data *WHT*, data *HPT*, data BTU serta data *History Cumulative Oil*. Dalam melakukan analisis implementasi pekerjaan metode *cyclic steam stimulation*, peneliti melakukan analisis dengan metode normalisasi pada lapangan minyak LF dimana penelitian akan berorientasi pada keberhasilan pekerjaan *cyclic steam stimulation* dari beberapa parameter yang digunakan dalam meningkatkan oil gain.

Lapangan LF merupakan lapangan dengan karakteristik minyak berat (*heavy oil*), Minyak berat dapat didefinisikan sebagai cairan minyak bumi dengan API kurang dari 22 atau viskositas lebih dari 200 cp pada kondisi reservoirnya (Trevisan *et al.*, 2014) Kondisi minyak lapangan LF tersebut menuntut untuk dilakukannya suatu metode sehingga mempermudah proses produksi. Dalam memproduksi minyak berat terdapat berbagai macam metode yang dapat dilakukan dan salah satunya adalah Cyclic Steam Stimulation (CSS) atau dikenal juga sebagai metode Huff and Puff. Mekanisme yang dihasilkan oleh CSS tersebut berupa perforation dan wellbore cleaning, meningkatkan permeabilitas relatif minyak, mempengaruhi gravity drainage, serta menaikkan tekanan drawdown. Metode CSS pada Lapangan LF memiliki beberapa jenis yaitu short cyclic, regular cyclic, dan long cyclic. Regular Cyclic pada Lapangan LF merupakan suatu metode penginjeksian uap panas yang berguna meningkatkan temperatur pada reservoir serta meningkatkan drawdown pressure yang dilakukan selama lebih kurang 7-17 hari pengerjaan. Lebih kurang 260 pekerjaan Regular Cyclic telah dilakukan sejak Tahun 2017-2019 pada Lapangan LF dan metode tersebut terbukti mampu meningkatkan produksi pada Lapangan LF.

Namun demikian, akibat waktu pekerjaan yang dibutuhkan selama 7-17 hari maka dapat menimbulkan efek oil loss dimana minyak tidak diproduksi akibat dari proses *soaking*. Sehingga untuk mengatasi hal tersebut maka Regular Cyclic harus

di analisis berdasarkan parameter WHT,BTU,HPT, dan produksi kumulatif untuk mencapai kesuksesan dalam Cyclic Steam Stimulation.

Untuk mendapatkan hasil yang maksimal dengan menganalisis parameter tersebut sehingga memberikan improve oil gain yang baik, maka perlu dilakukan analisis terhadap pekerjaan Regular Cyclic pada lapangan LF khususnya Area 13 dengan melihat parameter-parameter yang berpengaruh terhadap kesuksesan pekerjaan Regular Cyclic sehingga dapat dilakukan suatu peningkatan pada proses pemilihan kandidat sumurnya.

Analisis data parameter Regular Cyclic yang dilakukan pada penelitian ini dengan menggunakan data pekerjaan Regular Cyclic pada 3 Tahun terakhir yaitu 2017, 2018, 2019 pada Area 13 di lapangan LF.

4.1 Menganalisis Hasil Dari Pekerjaan *Regular Cyclic Steam Stimulation* Dari Peningkatan Oil Gain Yang Diperoleh Berdasarkan Parameter – Parameter Yang Dianalisis Dengan Metode Normalisasi Pada Area 13 Lapangan LF

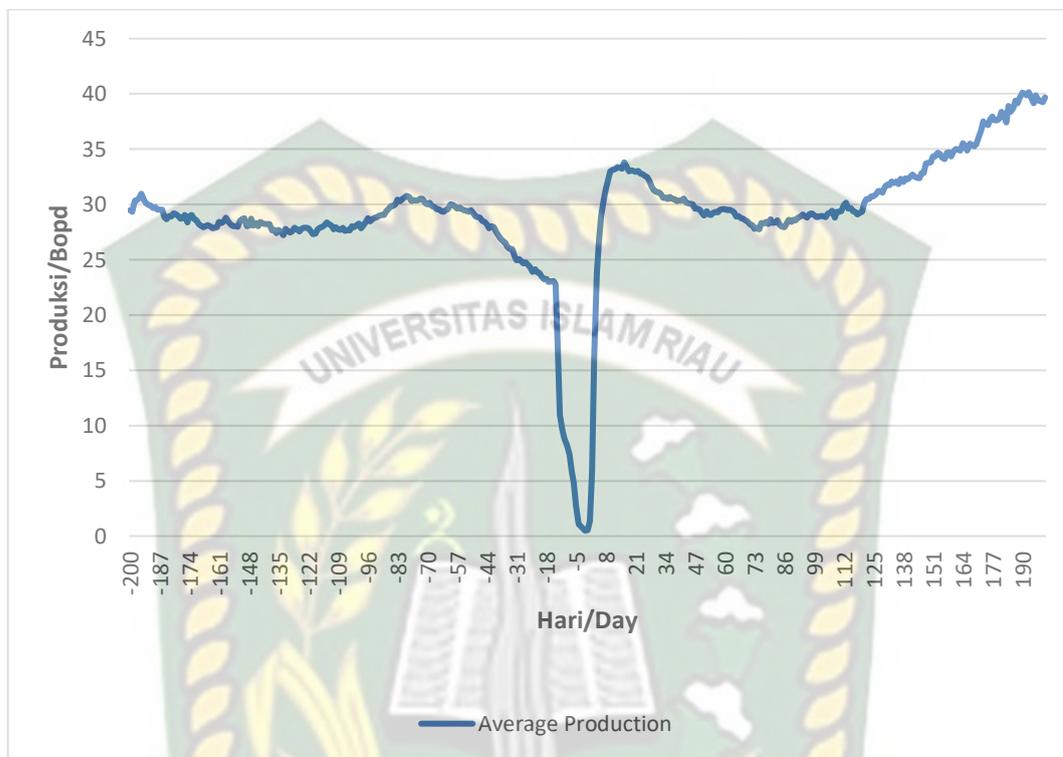
Sebelum peneliti melakukan analisis dari pekerjaan Regular cyclic steam stimulation pada Lapangan LF, maka terlebih dahulu peneliti mereview pekerjaan Regular Cyclic Tahun 2017-2019, Melakukan normalisasi produksi dan S curve oil gain, Menganalisis HPT, dan menganalisis performa BTU dan WHT terhadap oil gain. Adapun hal lainnya yang dapat menguatkan nilai injeksi yang dipilih dapat di hubungkan juga dengan review dari Permeabilitas Lapangan dan Performa WHT pada Tahun 2017-2019.

4.1.1 Review Reguler Cyclic Job Tahun 2017-2019

Pada saat melakukan suatu pekerjaan Cyclic dibutuhkan waktu injeksi dan soaking yang menyebabkan sumur tidak dapat melakukan aktifitas produksi pada

keadaan tersebut, sehingga kehilangan minyakpun terjadi. Regular Cyclic yang memiliki waktu pengerjaan selama 7-17 hari tentunya akan kehilangan minyak selama 7-17 hari tersebut, maka dibutuhkan metode yang dapat membantu memaksimalkan hasil dan kinerja dari metode tersebut. Analisis Regular Cyclic berdasarkan critical parameter sendiri dilakukan agar metode Cyclic Steam Stimulation tersebut dapat bekerja secara efisien. Keterbatasan standarisasi terhadap kriteria yang akan dilakukan pada Regular menyebabkan keterbatasan dalam melakukan prioritas pemilihan kandidat yang akan dieksekusi terlebih dahulu sehingga dibutuhkan analisis dari parameter yang tersedia untuk mengoptimalkan kinerja dari metode tersebut.

Sebelum melakukan analisis pengaruh parameter yang dapat menunjang kinerja Regular Cyclic, pada bagian ini akan ditinjau kilas balik terhadap pekerjaan-pekerjaan Regular Cyclic yang telah dilakukan selama 3 Tahun terakhir yaitu sejak Tahun 2017 hingga Tahun 2019. Pada tinjauan kilas balik ini akan dilihat secara statistik performa pekerjaan Regular cyclic yang meliputi rata-rata perolehan *Oil Gain* dari setiap pekerjaan yang dilakukan pada lapangan LF Area 13. Hasil yang diperoleh dapat dilihat pada gambar 4.1.



Gambar 4.1 Rata-rata produksi Reguler Cyclic Tahu 2017 -2019 Pada Lapangan LF Area 13

4.1.2 Normalisasi Produksi Dan S Curve Oil Gain

Performa produksi dari pekerjaan Reguler cyclic pada lapangan LF Area 13 dapat dilihat pada Gambar 4.1. Dimana pada grafik tersebut di plot antara laju produksi minyak Vs waktu. Adapun normalisasi waktu yang digunakan disini yaitu menggunakan data waktu 30 hari sebelum dilakukannya pekerjaan dan 30 hari setelah dilakukan pekerjaan, dimana titik 0 merupakan waktu pelaksanaan pekerjaan tersebut. Hasil dari normalisasi produksi pekerjaan Reguler Cyclic Pada Tahun 2017-2019 Pada Lapangan LF Area 13 dapat dilihat pada lampiran 1

Tabel 4.1 Average Oil Gain Pekerjaan Reguler Cyclic Pada Tahun 2017- 2019
Pada Lapangan LF Area 13

Case	Average Oil Gain
A	12
B	10
C	14
D	6
E	8
F	6
G	10
H	4
I	14
J	11
K	18
L	26
M	13
N	14
O	8
P	13

Secara analisis, grafik produksi minyak vs waktu normalisasi setelah dilakukannya pekerjaan reguler cyclic memperoleh tingkatan oil gain yang berbeda beda dari setiap casenya dalam kurun waktu produksi selama 30 hari setelah pekerjaan tersebut, untuk nilai oil gain itu sendiri diperoleh dari,

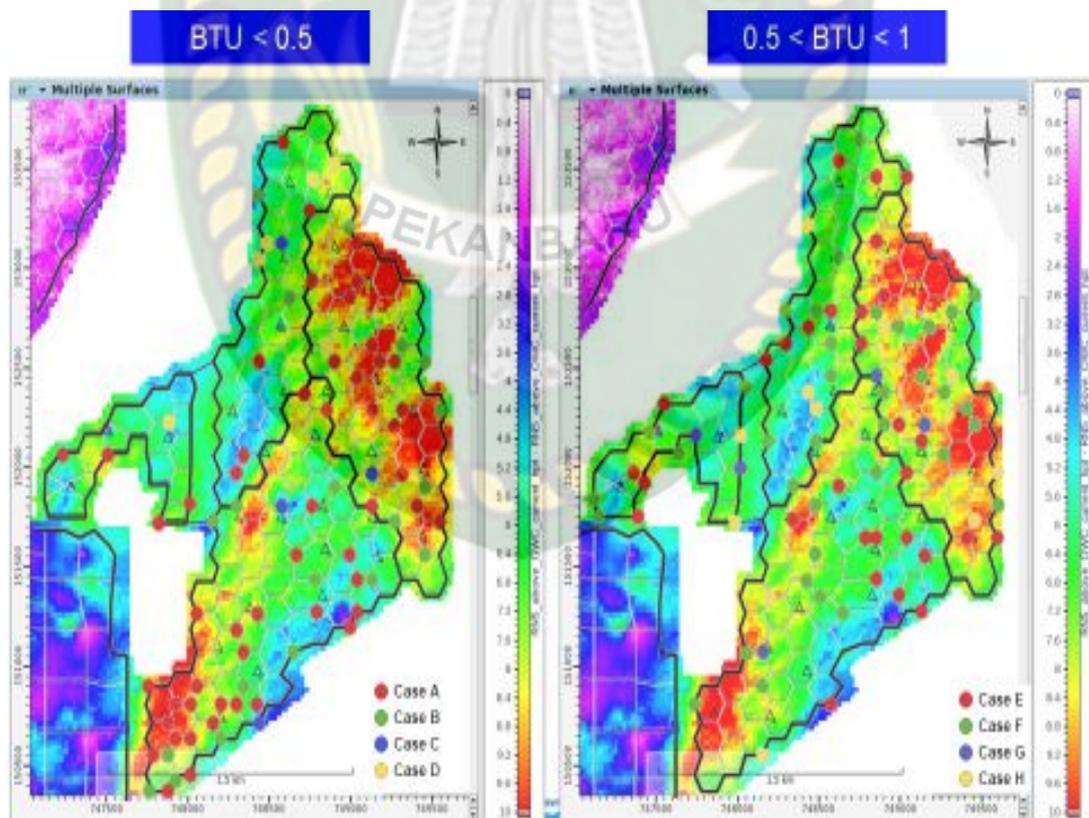
$$\text{Oil Gain} = \text{Average After Job} - \text{Average Before Job}$$

Dari hasil penentuan oil gain diperoleh nilai yang berbeda-beda, hal ini disebabkan nilai dari kumulatif produksi dari setiap case yang sebelumnya sudah tinggi, karena produksi yang sudah besar maka hal tersebut dibarengi dengan

declining yang lebih tajam diandingkan dengan produksi kumulatif yang masih kecil, hal ini juga tergantung dari Hydrocarbon Pore Thickness (HPT), karena jika nilai HPT dari case tersebut kecil, maka jumlah oil gain nya juga akan kecil dibandingkan dengan nilai HPT yang besar, Hasil perhitungan penentuan Oil Gain dapat dilihat pada Lampiran II.

4.1.3 Analisis Hydrocarbon Pore Thickness

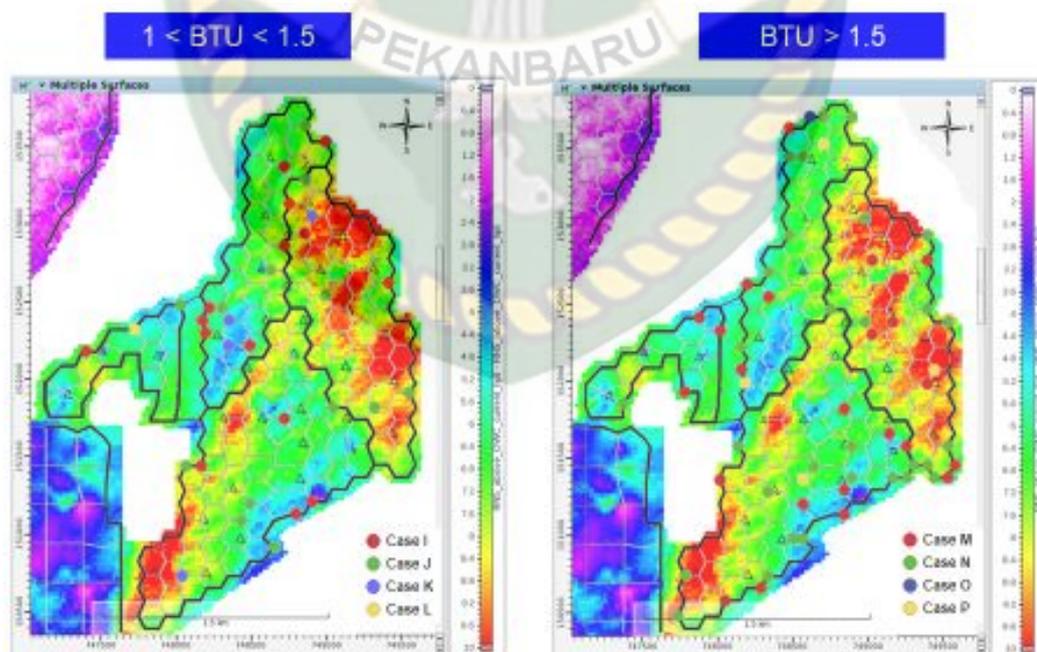
Ketebalan hidrokarbon yang terdapat pada reservoir dikenal dengan istilah HPT. Data HPT diperoleh dari data logging, dimana merupakan hasil pekalian antara Net Pay, porositas rata-rata, dan SOR. Ketebalan HPT yang terdapat pada lapangan LF Area 13 diperlihatkan pada gambar 4.2 dan gambar 4.3.



Gambar 4.2 Peta Persebaran Hidrokarbon Pore Thickness Case A,B,C,D,E,F,G,H Lapangan LF Area 13

Gambar 4.2 dan gambar 4.3 ini merupakan gambar persebaran nilai dari HPT untuk case A,B,C,D,E,F,G,H,I,J,K,L,M,N,O,P yang analisis performanya dari keseluruhan parameter yang pakai, pada lapangan LF Area 13. Dengan nilai tertinggi ditunjukkan dengan warna merah di range 8-10. Nilai HPT yang semakin tinggi menandakan bahwa lapisan itu tebal memiliki fluida minyak yang lebih besar. Sehingga sumur-sumur yang akan dilakukan stimulasi khususnya Regular Cyclic sangat baik dilakukan pada sumur yang memiliki HPT yang tebal .

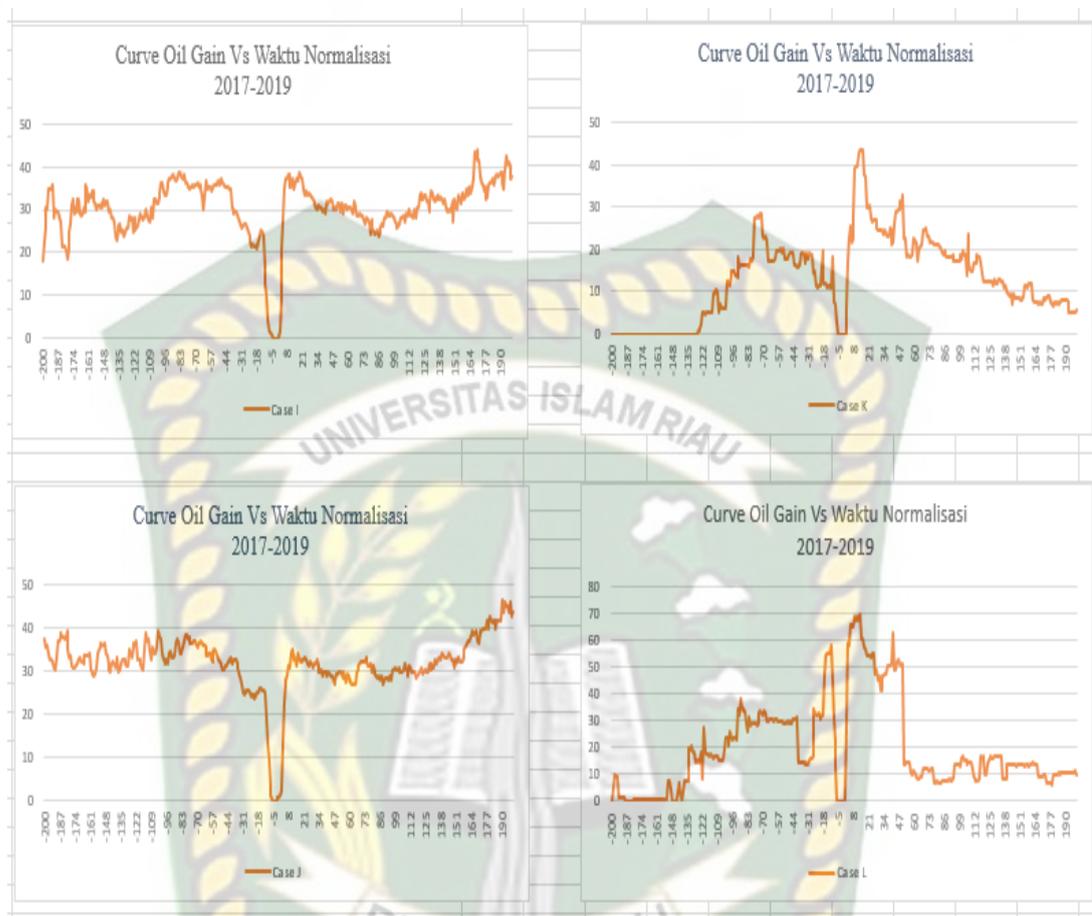
Dapat lihat normalisasi produksi minyak dari Regular Cyclic yang dihasilkan dari beberapa nilai HPT yang terdapat pada lapangan LF Area 13. Dapat dilihat pada gambar 4.4 terhadap sumur yang dilakukan Regular cyclic pada case I,J,K,L dan adapun nilai HPT di setaipa case yang analisa di range $HPT > 4$ maka perolehan Oil Gain akan bagus saja. Dan adapun perolehan Oil gain yang bagus performance nya itu itu diperoleh dari case I,J,K,L rata-rata produksi minyak selama 30 hari setelah pengerjaan dan 30 hari sebelum pengerjaan.maka diperoleh hasil Oil Gain dari HPT dapat dilihat pada Tabel 4.2



Gambar 4.3 Peta Persebaran Hidrokarbon Pore Thickness Case I,J,K,L,M,N,O,P Lapangan LF Area 13

Tabel 4.2 Average HPT Setiap Case Pada Lapangan LF Area 13
Tahun 2017- 2019

Case	HPT
A	6.6
B	9.9
C	8.9
D	8.9
E	7.8
F	8.1
G	7.6
H	9.1
I	6.9
J	7.6
K	8.6
L	7.6
M	6.7
N	6.9
O	8.7
P	7.2



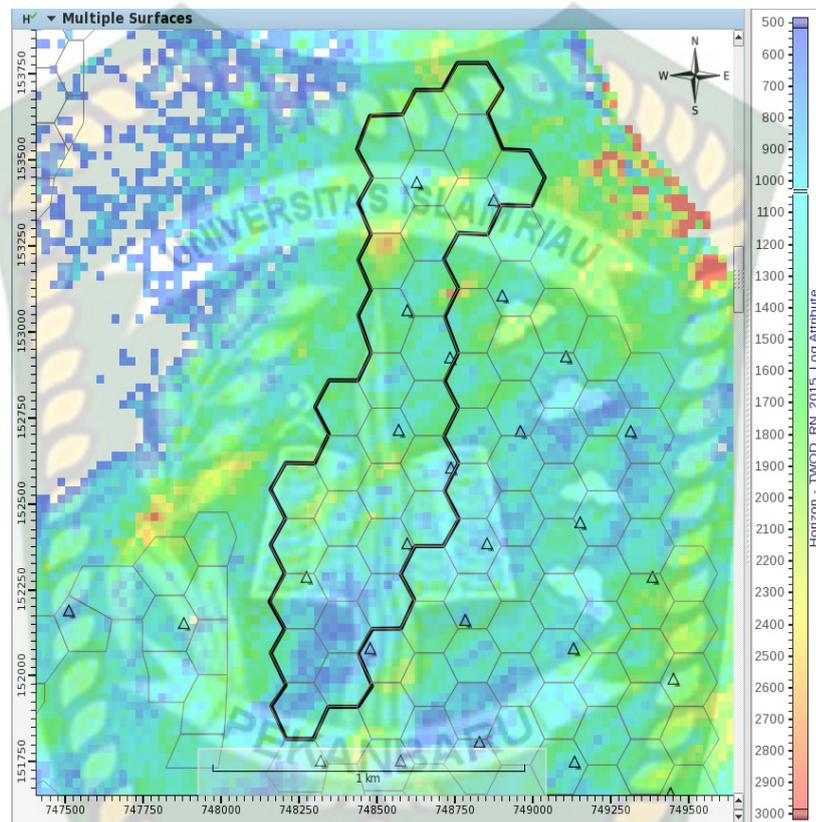
Gambar 4.4 Normalisasi Profil Produksi Pada Pekerjaan Reguler Cyclic Pada Case I,J,K,L Lapangan LF Area 13

4.1.4 Analisis Permeabilitas

Untuk analisis permeabilitas ,dimana permeabilitas di Lapangan LF Area 13 ini nilai permeabilitas lebih dikisaran $k= 1600$ mD dimana nilai permeabilitas ini sudah bagus untuk mengalirkan fluida, hasil dapat dilihat pada gambar 4.5

Gambar 4.5 merupakan persebaran nilai permeabilitas pada lapangan LF area 13 dengan nilai tertinggi ditunjukkan dengan warna merah dan untuk lapangan LF area 13 ini persebaran permeabilitas lebih dikisaran warna biru muda atau dengan kata lain permeabilitas di range ser 1900 kebawah. Nilai permeabilitas di range ini dikatakan sudah cukup untuk mengalirkan fluida karena dapat lihat dari

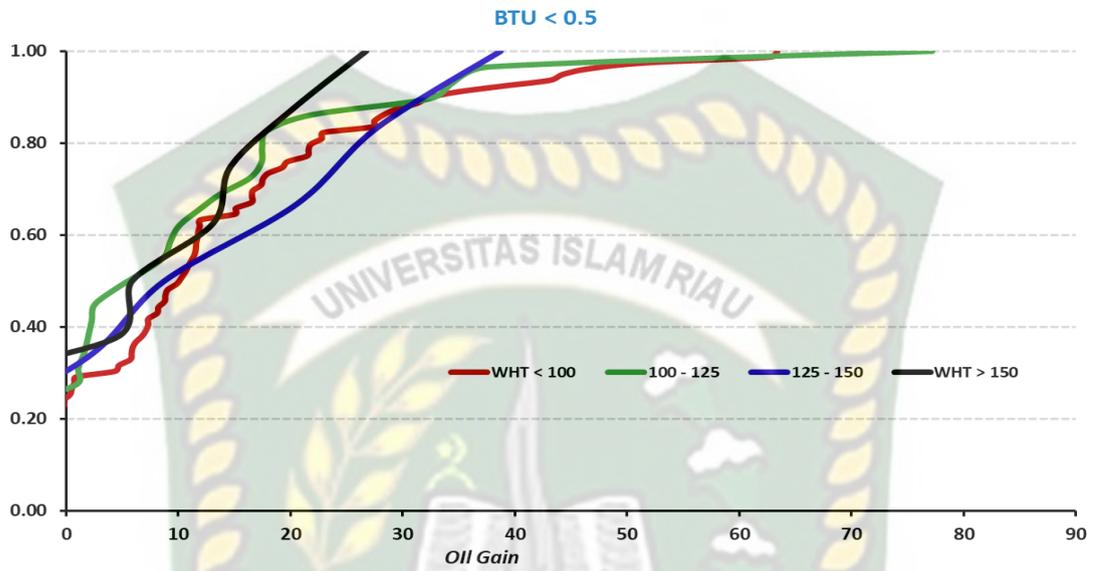
cumulative produksi sebelumnya bahwa tidak ada hambatan ataupun masalah dengan permeabilitas.



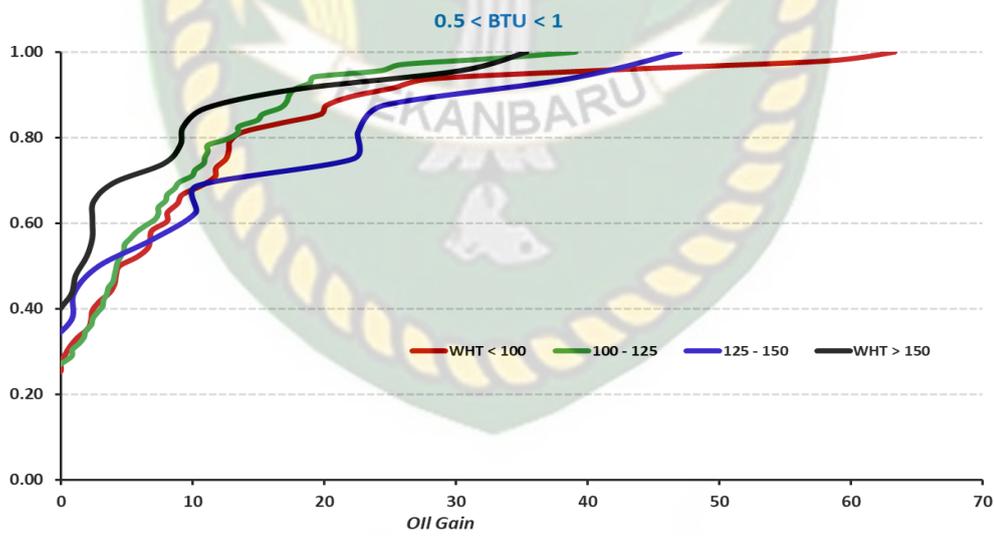
Gambar 4.5 Peta Persebaran Permeabilitas pada lapangan LF area 13

4.1.5 Analisis Performa BTU Dan WHT Terhadap Oil Gain

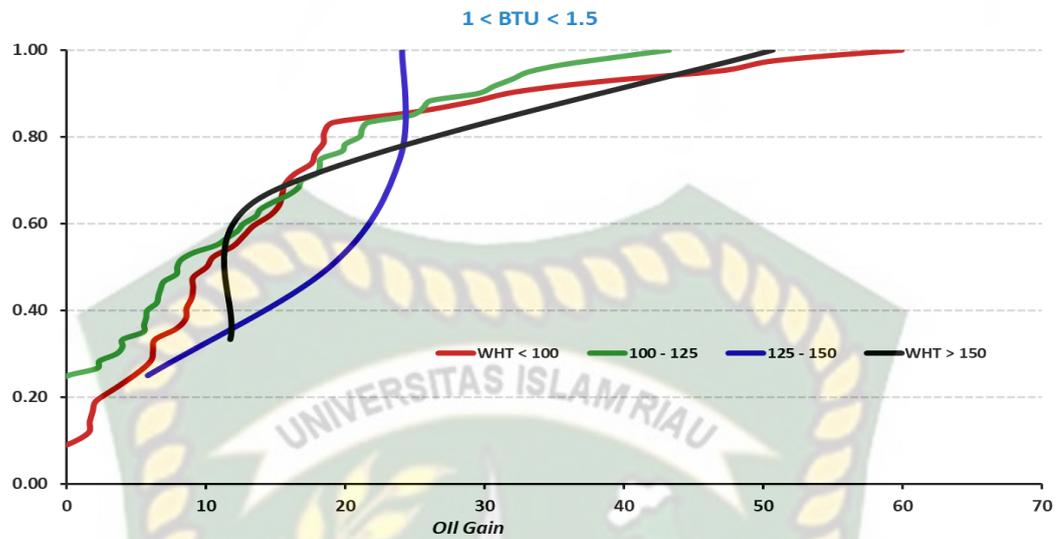
Untuk melihat performa produksi dari pekerjaan Regular Cyclic pada lapangan LF Area 13 ini pada Tahun 2017-2019 maka dapat dilihat pada gambar 4.6 sampai dengan gambar 4.9. Dimana gambar tersebut merupakan grafik S curve perolehan Oil Gain terhadap Cumulative Probability. Dari Grafik tersebut dapat melihat persentase kemungkinan didapatkannya Oil Gain tertentu secara statistik, dan mengetahui seperti apa pengaruh parameter WHT dan BTU terhadap Oil Gain pada pekerjaan Regular Cyclic



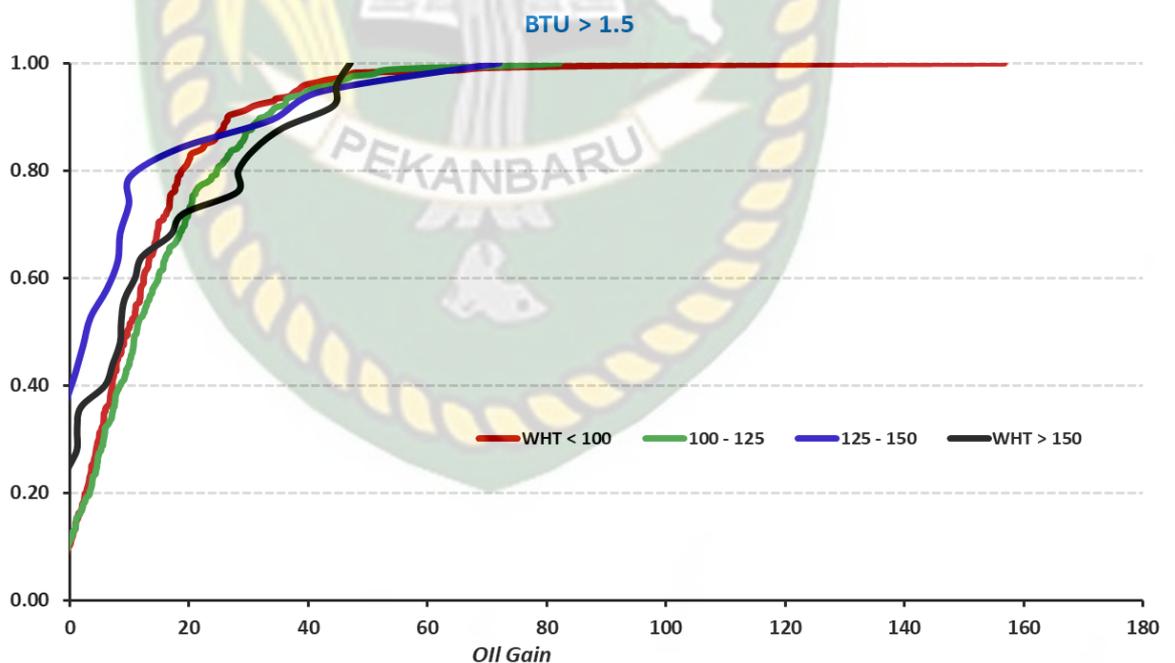
Gambar 4.6 Performa WHT Dan BTU Terhadap Oil Gain Pada Case A,B,C,D



Gambar 4.7 Performa WHT Dan BTU Terhadap Oil Gain Pada Case E,F,G,H



Gambar 4.8 Performa WHT Dan BTU Terhadap Oil Gain Pada Case I,J,K,L



Gambar 4.9 Performa WHT Dan BTU Terhadap Oil Gain Pada Case M,N,O,P

Dari data oil gain yang diplot ini merupakan data oil gain dari seluruh pekerjaan Regular cyclic yang telah dikelompokkan di lapangan LF Area 13 pada Tahun 2017 sampai dengan 2019. Dari grafik S curve tersebut, dapat mengambil

titik p50 untuk dianalisis. Nilai p50 merupakan singkatan dari percentile 50 yaitu nilai cumulative probability 0.5 pada sumbu y. Jika titik 0.5 tersebut ditarik kekanan dan berpotongan dengan garis S curve lalu ditarik kebawah maka akan diperoleh besarnya nilai percentile 50%.

Berdasarkan grafik S curve perolehan oil gain pada Reguler Cyclic , p50 juga biasanya dianggap sebagai nilai median dari data ataupun nilai rata-rata. Nilai p50 ini pada umumnya digunakan di PT.Chevron Pasific Indonesia dalam melakukan suatu analisis statistic apakah pekerjaan reguler cyclic itu bagus atau tidaknya performance statisticnya.

Dari Perolehan Oil Gain yang didapat berdasarkan analisis grafik S curve maka dapat melihat hasilnya bahwa perolehan minyak tambahan yang dihasilkan dari pekerjaan Reguler Cyclic yang paling tepat berdasarkan case yang dianalisis. Jadi berdasarkan analisis parameter WHT dan BTU yang digunakan untuk melihat kesuksesan dari Oil Gain pada gambar 4.6, 4.7, 4.8 4.9 dapat dilihat hasilnya dimana pada WHT 125 - 150 °F yang paling baik performancenya menggunakan jumlah Steam 1-1.5 BTU. Jika dilihat berdasarkan Grafik S curve pada masing - masing case di P50 maka diperoleh nilai Cumulative Probability pada case K atau pada kondisi WHT 125 - 150 °F dengan menggunakan Jumlah Steam 1-1.5 BTU sebagai berikut :

Tabel 4.3 Cumulative Probability Pada P50 Pekerjaan Reguler Cyclic Tahun 2017-2019 Pada Lapangan LF Area 13

Cumulative Probability	Oil Gain (Bopd)			
	Case I	Case J	Case K	Case L
P50	10.3	8.1	21.4	14.3

Dari masing masing case (case I,J,K,L) dapat dilihat bahwa case K memiliki nilai oil gain paling tinggi sebesar 21.4 BOPD dengan injeksi steam 1-1.5 BTU.

Adapun hal lain yang mempengaruhi Oil gain yaitu dapat dilihat berdasarkan nilai kumulatif produksinya di tiap case, ketika produksi kumulatif sudah besar maka otomatis semakin sedikit jumlah minyak yang tersisa di reservoir , Untuk nilai min,med,dan max dari kumulatif produksi ini dihitung dari Produksi Vs Kumulutid Probabiliti sehingga diperoleh nilai rangenya seperti pada lampiran 3.

Tabel 4.4 Kumulatif Produksi Untuk Case A-P Lapangan LF Area 13

Case	Average Cum Oil	Grading
Case A	41,022	Medium
Case B	38,766	Low
Case C	51,120	Medium
Case D	59,529	Medium
Case E	39,125	Low
Case F	48,896	Medium
Case G	51,769	Medium
Case H	46,288	Medium
Case I	41,862	Medium
Case J	38,391	Low
Case K	35,806	Low
Case L	42,522	Medium
Case M	31,168	Low
Case N	36,134	Low
Case O	39,344	Low
Case P	38,169	Low

4.2 Menentukan Nilai Nilai Yang Paling Berpengaruh Dari Beberapa Parameter Dalam Meningkatkan Oilgain Pada Pekerjaan Regular Cyclic Steam Stimulation Pada Lapangan LF

Pada Sub Bab sebelumnya dapat diketahui jumlah *oil gain* dan perolehan minyak pada Lapangan LF. Dari hasil yang diperoleh pada pekerjaan regular cyclic case L memiliki perolehan oil gain lebih tinggi dari pada case-case lainnya.

Tabel 4.5 Average Oil Gain Pekerjaan Regular Cyclic Pada Tahun 2017-2019 Pada Lapangan LF Area 13

CASE	WHT	Injeksi BTU	Average Cum Oil	Grade Cum Oil	HPT	Permeabilitas	Oil Gain
A	<100	<0.5 BTU	41,022	Med	6.6	1320	12
B	100-125	<0.5 BTU	38,766	Low	9.9	1465	10
C	125-150	<0.5 BTU	51,120	Med	8.9	1559	14
D	>150	<0.5 BTU	59,529	Med	8.9	1844	6
E	<100	0.5 BTU - 1 BTU	39,125	Low	7.8	1345	8
F	100-125	0.5 BTU - 1 BTU	48,896	Med	8.1	1407	6
G	125-150	0.5 BTU - 1 BTU	51,769	Med	7.6	1211	10
H	>150	0.5 BTU - 1 BTU	46,288	Med	9.1	1283	4
I	<100	1 BTU - 1.5 BTU	41,862	Med	6.9	1164	14
J	100-125	1 BTU - 1.5 BTU	38,391	Low	7.6	1290	11
K	125-150	1 BTU - 1.5 BTU	35,806	Low	8.6	1491	18
L	>150	1 BTU - 1.5 BTU	42,522	Med	7.6	1451	26
M	<100	>1.5 BTU	31,168	Low	6.7	1152	13
N	100-125	>1.5 BTU	36,134	Low	6.9	1310	14
O	125-150	>1.5 BTU	39,344	Low	8.7	1567	8
P	>150	>1.5 BTU	38,169	Low	7.2	1455	13

Pada tabel 4.5 dapat diketahui bahwa *Case L* memiliki perolehan minyak yang jauh lebih besar ketimbang *Case* lainnya. Dimana pada *Case L* ini memiliki rata-rata Oil Gain 28 Bopd. Hal tersebut disebabkan bahwa *Case L* pada lapangan LF memiliki ketebalan lapisan hidrokarbon yang besar (hpt) dan didukung injeksi panas 1-1,5 BTU dan pada temperatur dikepala sumur $>150^{\circ}\text{C}$, dan dengan ini pada lapangan LF lebih cocok menggunakan regular cyclic dengan injeksi 1-1,5 BTU. Karena rata-rata nilai oil gain yang diperoleh lebih besar dari injeksi panas yang lain. Namun pada injeksi $>1,5\text{BTU}$ memiliki perolehan Oil Gain tidak sebaik pada 1-1,5BTU, hal ini bisa saja disebabkan adanya kerusakan formasi, dan tipisnya lapisan hidrokarbon.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan diperoleh kesimpulan sebagai berikut :

1. Jumlah perolehan Oil Gain yang diperoleh pada masing-masing case sebagai berikut: Case A=12 Bopd, Case B=10 Bopd, Case C=14 Bopd, Case D=6 Bopd, Case E=8 Bopd, Case F=6 Bopd, Case G=10 Bopd, Case H=4 Bopd, Case I=14 Bopd, Case J=11 Bopd, Case K=18 Bopd, Case L=26 Bopd, Case M=13 Bopd, Case N=14 Bopd, Case O=8 Bopd, Case P=13 Bopd. Hasil oil gain terbesar pada case L.
2. Adapun analisis berdasarkan nilai-nilai yang paling berpengaruh dari beberapa parameter lapangan LF dengan metode Regular Cyclic Steam Stimulation (nilai BTU, WHT, HPT, Cumulative Oil, dan Oil Gain) dimana di peroleh performance injeksi yang bagus pada WHT <100°C, 125-150°C, dan >150°C pada kapasitas panas injeksi di range 1 - 1.5 BTU dan pada WHT 100-125 °C nilai kapasitas panas injeksi yang terbaik dalam meningkatkan oil gain pada nilai >1,5 BTU.

5.2 SARAN

Ada beberapa hal yang disarankan untuk peneliti selanjutnya, yaitu:

1. Melakukan reguler cyclic pada lapangan lain apakah hasil parameter WHT terhadap BTU ini akan sama dengan lapangan lain.
2. Menentukan kesuksesan berdasarkan parameter lainnya seperti surrounding dan dapat menganalisis pekerjaan regular cyclic steam stimulation menggunakan simulasi reservoir.
3. Melakukan perhitungan ke ekonomian terhadap pekerjaan regular cyclic steam stimulation.

DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, A. S., Suleiman, A. H., Abdesslam, B., & Sumaiya, A. H. (2016). The Application of Cyclic Steam Stimulation in Heavy Oil Reservoir with a High Water Cut. *SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia*, (Figure 1), 1–21. <https://doi.org/10.2118/179809-MS>
- Abdurrahman, M., Novriansyah, A., Khalid, I., & Bae, W. . (2016). Enhanced Oil Recovery (EOR) Challenges and Its Future in Indonesia. *The Ires 28th International Conference*, (February), 7–12.
- Abdurrahman, M., Permadi, A. K., Bae, W. ., & Masduki, A. (2017). EOR In Indonesia : Past , Present , And Future EOR In Indonesia : Past , Present , And Future, (January), 1–22. <https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2017.087024>
- Ali, H. M. K., Hassan, M. A. A., & Alkhider, M. D. M. (2015). Optimization Of Cyclic Steam Stimulation (CSS) Using (CMG) Software To Increase The Recovery Faktor. This Dissertation Is Submitted as a Partial Requirement of B.Sc. Degree (Honor) in Petroleum Engineering, (August)
- Alvarado, V., & Manrique, E. (2010). Enhanced Oil Recovery: An Update Review. *Energies*. <https://doi.org/10.3390/en3091529>
- Alvarez, J., & Han, S. (2013). Current Overview of Cyclic Steam Injection Process. *Journal of Petroleum Science Research*, 2(3), 116–127. <https://doi.org/10.1190/1.1444903>
- Azad, M. S., Alnuaim, S., & Awotunde, A. A. (2013). Stochastic Optimization of Cyclic Steam Stimulation in Heavy Oil Reservoirs. *SPE Kuwait Oil and Gas Show and Conference*. <https://doi.org/10.2118/167378-MS>
- Boon, J. A. (1984). *Chemistry In Enhanced Oil Recovery- An Overview*. *Journal of Canadian Petroleum Technology*, 23(01). doi:10.2118/84-01-08
- Cuiyu, M., Yuetian, L., Peiqing, L., Chunhong, W., & Jingli, L. (2013). Study on Steam Huff and Puff Injection Parameters of Herringbone Well in Shallow and Thin Heavy Oil Reservoir. *The Open Petroleum Engineering Journal*, 69–75. <https://doi.org/10.2174/1874834101306010069>

- Elbaloula, H. A., & Musa, T. A. (2018). The Challenges Of Cyclic Steam Stimulation (CSS) To Enhanced Oil Recovery (EOR) In Sudanese Oil Field. *Proceedings of the International Conference on Industrial Engineering and Operations Management, 2018 – March*, 186–197. <https://doi.org/10.3969/j.issn.1002-6819.2012.z1.012>
- Hama, M. Q. (2014). *Updated Screening Criteria for Steam Flooding Based on OilField Projects Data. SPE Heavy Oil Conference-Canada*. <https://doi.org/10.2118/170031-MS>
- Jamaloei, B. Y., Singh, A., & Solberg, A. (2014). Opportunities and Challenges of Cyclic Steam Stimulation (CSS) Development in Seal' s Cadotte Area. *SPE Heavy Oil Conference-Canada, 10-12 June, Calgary, Alberta, Canada*, 1–30.
- Janiga, D., Czarnota, R., Stopa, J., & Wojnarowski, P. (2018). Huff And Puff Process Optimization In Micro Scale By Coupling Laboratory Experiment And Numerical Simulation. *Fuel*, 224 (November 2017), 289–301. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.03.085>
- Lake, L. W. (2017). Enhanced Oil Recovery. *Enhanced Oil Recovery*, 600. <https://doi.org/10.1016/B978-1-85617-855-6.00016-4>
- Li, L., Sheng, J. J., & Sheng, J. (2016). Optimization of Huff-n-Puff Gas Injection to Enhance Oil Recovery in Shale. *SPE Symposium Held in Denver*
- Makky, H., & Kasmungin, S. (2015). Peningkatan Perolehan Minyak Dengan Optimasi Proyek Cyclic Steam Stimulation Menggunakan Metode Simulasi Reservoir Di Lapangan-X, Sentral Sumatera. In *Seminar Nasional Cedekiawan 2015* (pp. 464–472)
- Nwidee, L. N., Theophilus, S., Barifcani, A., Sarmadivaleh, M., & Iglauer, S. (2016). *Word's largest Science, Technology & Medicine Open Access book Publisher. EOR Processes, Opportunities and Technological Advancement*
- Perera, M. S. A., Gamage, R. P., Rathnaweera, T. D., Ranathunga, A. S., Koay, A., & Choi, X. (2016). A Review Of CO₂-Enhanced Oil Recovery With A Simulated Sensitivity Analysis. *Energies*, 9(7). <https://doi.org/10.3390/en9070481>
- Santos, R. G., Loh, W., Bannwart, A. C., & Trevisan, O. V. (2014). *An overview of heavy oil properties and its recovery and transportation methods. Brazilian Journal of Chemical Engineering*, 31(3), 571–590. doi:10.1590/01046632.20140313s00001853

- Stark, S. D. (2011). Increasing Cold Lake Recovery By Adapting Steamflood Principles To A Bitumen Reservoir. *Society of Petroleum Engineers - SPE Enhanced Oil Recovery Conference 2011, EORC 2011, 2*, 1503–1509. <https://doi.org/10.2118/145052-ms>
- Suranto, A. M., Permadi, A. K., & Bae, W. (2016). Smart Completion Design In Cyclic Steam Stimulation Process: An Alternative For Accelerating Heavy Oil Recovery. *International Journal of Oil, Gas and Coal Technology*, 11(2), 127. <https://doi.org/10.1504/IJOGCT.2016.074289>
- Taber, J. ., Martin, F. ., & Seright, R. . (1997). EOR Screening Criteria Revisited—Part 2: Applications and Impact of Oil Prices. *SPE Reservoir Engineering*, 12(3), 199–206. <https://doi.org/10.2118/39234-PA>
- Thomas, S. (2007). *Enhanced Oil Recovery - An Overview. Oil & Gas Science and Technology - Revue de l'IFP*, 63(1), 9–19. doi:10.2516/ogst:2007060
- Usman. (2011). *Potensi Pengembangan EOR untuk Peningkatan Produksi Minyak Indonesia*. Lembaran Publikasi Minyak dan Gas Bumi
- Yu, Y., Li, L., & Sheng, J. J. (2016). Further Discuss the Roles of Soaking Time and Pressure Depletion Rate in Gas Huff-n-Puff Process in Fractured Liquid- Rich Shale Reservoirs. *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, (April 2015), 1–17. <https://doi.org/10.2118/181471-MS>