

**PENENTUAN PERFORMA DAN KEEKONOMIAN PEKERJAAN  
BULLHEAD ACIDIZING, SHORT CYCLIC STIMULATION  
DAN REGULAR CYCLIC STIMULATION PADA LAPANGAN  
HEAVY OIL DENGAN MENGGUNAKAN METODE DECLINE  
CURVE ANALYSIS**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*

Oleh

**FAJAR MANFALUTHI**

**153210861**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2020**

**PENENTUAN PERFORMA DAN KEEKONOMIAN PEKERJAAN  
BULLHEAD ACIDIZING, SHORT CYCLIC STIMULATION  
DAN REGULAR CYCLIC STIMULATION PADA LAPANGAN  
HEAVY OIL DENGAN MENGGUNAKAN METODE DECLINE  
CURVE ANALYSIS**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*

Oleh

**FAJAR MANFALUTHI**

**153210861**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2020**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Fajar Manfaluthi

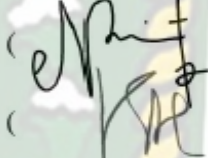
NPM : 153210861


Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Tugas Akhir : **PENENTUAN PERFORMA DAN KEEKONOMIAN PEKERJAAN BULLHEAD ACIDIZING, SHORT CYCLIC STIMULATION DAN REGULAR CYCLIC STIMULATION PADA LAPANGAN HEAVY OIL DENGAN MENGGUNAKAN METODE DECLINE CURVE ANALYSIS**

Telah berhasil dipertahankan dihadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai salah satu syarat guna memperoleh gelar Sarjana Teknik pada Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Novia Rita, ST., MT (  )

Penguji I : Fiki Hidayat, M. Eng (  )

Penguji II : Novrianti, ST., MT (  )

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 23 November 2020

Disahkan oleh:

**KETUA PROGRAM STUDI  
TEKNIK PERMINYAKAN**

**DOSEN PEMBIMBING  
TUGAS AKHIR**

  
(Novia Rita., ST., MT)

NIDN.1006118301

  
(Novia Rita., ST., MT)

NIDN.1006118301

## 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,.....

Materai 6000

Fajar Manfaluthi

NPM 153210861



## KATA PENGANTAR

*Assalamu'alaikumWarahmatullahiWabarakatuh,*

Rasa syukur disampaikan kepada Allah Subhanna wa ta'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmunya dari-nya saya dapat menyelesaikan tugas akhr 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 medorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Ibu Novia Rita, S.T., M.T. selaku dosen pembimbing yang sangat membantu dalam penyusunan tugas akhir ini
2. Bapak Ariyon S.T., M.T selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat dan semangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan
3. Pihak PT. Chevron Pasific Indonesia yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan terimakasih kepada Tiffany C Mayer selaku pembimbing perusahaan dan suluruh anggota tim AOT Drainage HO PT. Chevron Pasific Indonesia.
4. Ketua dan sekretaris prodi serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu persatu.
5. Orangtua dan keluarga tercinta atas kasih sayang dan segala dukungan berupa moril maupun materil dan do'a -do'a yang tidak ada batasnya.
6. Sahabat terbaik saya yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

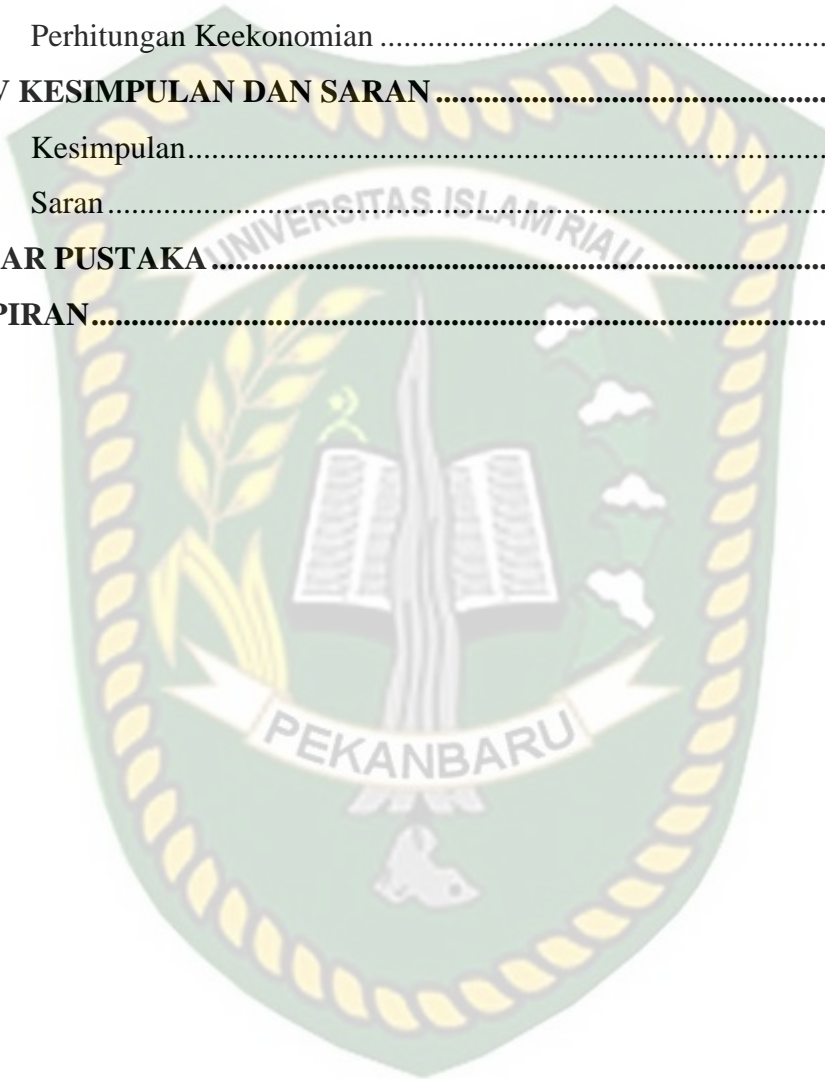
Teriring doa saya, semoga Allah memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga Skripsi ini membawa mamfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

*WassalamualiakumWarrahmatullahiWabarakatuh*

## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL .....	i
HALAMAN PENGESAHAN .....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	iii
DAFTAR GAMBAR.....	v
DAFTAR TABEL.....	vi
DAFTAR LAMPIRAN .....	Error! Bookmark not defined.
DAFTAR SINGKATAN.....	ii
DAFTAR SIMBOL .....	iii
ABSTRAK .....	iv
ABSTRACT .....	v
<b>BAB I PENDAHULUAN .....</b>	<b>2</b>
1.1. Latar Belakang.....	2
1.2. Tujuan Penelitian.....	3
1.3. Manfaat Penelitian.....	3
1.4. Batasan Masalah.....	3
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....</b>	<b>5</b>
2.1 Pekerjaan Stimulasi Sumur.....	5
2.2 Decline Curve analysis .....	6
2.2.1. Penentuan Tipe Kurva.....	7
2.2.2. Hasil <i>Decline Curve Analysis</i> .....	8
2.2.3. Perhitungan Umur Produksi.....	8
2.3 Perhitungan Keekonomian .....	9
2.4 <i>State of the art decline curve analysis</i> .....	10
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....</b>	<b>12</b>
3.1. Jenis Penelitian .....	12
3.2. Metodologi Penelitian .....	12
3.3. Tinjauan Lapangan F area M.....	12
3.4. Sifat Fisik Fluida dan Batuan Lapangan F Area M.....	14
3.5. Flow Chart.....	15

3.6.	Jadwal Penelitian.....	16
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN.....</b>		<b>17</b>
4.1.	Penentuan Tipe Kurva Decline.....	17
4.2.	Hasil Decline Curve Analysis .....	17
4.3.	Umur Produksi.....	19
4.4.	Perhitungan Keekonomian .....	20
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....</b>		<b>21</b>
5.1.	Kesimpulan.....	22
5.2.	Saran.....	22
<b>DAFTAR PUSTAKA.....</b>		<b>23</b>
<b>LAMPIRAN.....</b>		<b>27</b>



## DAFTAR GAMBAR

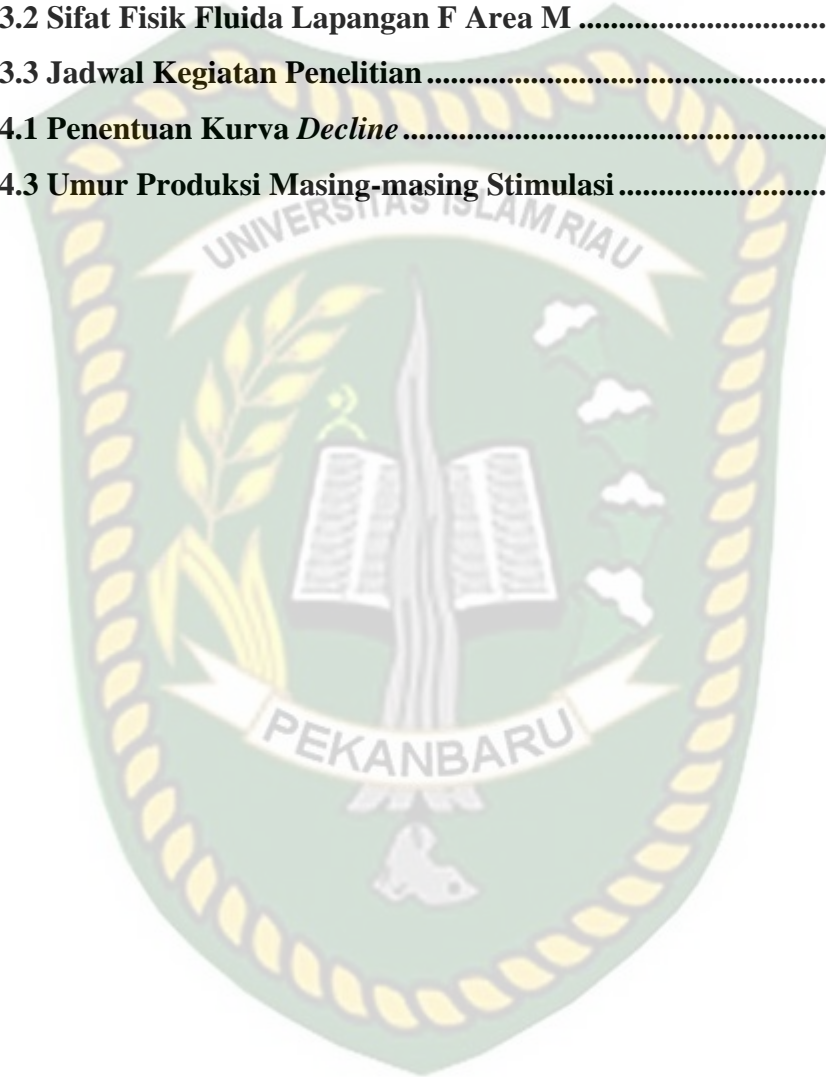
Gambar 3.1 Peta Lapangan F .....	13
Gambar 3.2 Peta Area M.....	13
Gambar 3.3 Flow Chart.....	15
Gambar 4.1 Bullhead acidizing decline curve analysis .....	18
Gambar 4.2 Short Cyclic stimulation decline curve analysis.....	18
Gambar 4.3 Regular cyclic stimulation decline curve analysis .....	19





## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 State of the art decline curve analysis .....	10
Tabel 3.1 Sifat Fisik Batuan Lapangan F Area M .....	14
Tabel 3.2 Sifat Fisik Fluida Lapangan F Area M .....	14
Tabel 3.3 Jadwal Kegiatan Penelitian .....	16
Tabel 4.1 Penentuan Kurva <i>Decline</i> .....	17
Tabel 4.3 Umur Produksi Masing-masing Stimulasi .....	20



## DAFTAR SINGKATAN

API	<i>American Petroleum Institute</i>
DCA	<i>Decline Curve Analysis</i>
Cp	<i>Centipoise</i>
B/C	<i>Benefit to Cost</i>
POT	<i>Pay Out Time</i>
HCl	<i>Hydrogen Chloride</i>
MMscf	<i>Milion standard cubic feet</i>
bbI	<i>barrel</i>
Bscf	<i>Bilion standard cubic feet</i>
EUR	<i>Estimate ultimate recovery</i>
mD	<i>milli darcy</i>



## DAFTAR SIMBOL

b	<i>exponent decline</i>
Di	<i>Decline rate</i>
fi	Data laju produksi observasi
FI	Data laju produksi <i>forecast</i>
q	laju alir
t	waktu
B	Keuntungan
C	Pengeluaran
PHIE	Porositas efektif
SW	Saturasi air efektif
K	Permeabilitas
VSH	Volume Shale



**PENENTUAN PERFORMA DAN KEEKONOMIAN  
PEKERJAAN BULLHEAD ACIDIZING, SHORT CYCLIC  
STIMULATION DAN REGULAR CYCLIC STIMULATION  
PADA LAPANGAN HEAVY OIL DENGAN MENGGUNAKAN  
METODE DECLINE CURVE ANALYSIS**

**FAJAR MANFALUTHI**

**153210861**

**ABSTRAK**

Lapangan F area M telah dilakukan berbagai macam jenis pekerjaan stimulasi sumur, diantaranya *bullhead acidizing*, *short cyclic stimulation* dan *regular cyclic stimulation*. Dari beberapa pekerjaan tersebut perlu dilakukan analisis untuk melihat stimulasi sumur yang paling ekonomis untuk diterapkan di lapangan tersebut.

Dalam menentukan performa stimulasi Lapangan F area M pada penelitian ini, peneliti menggunakan metode *decline curve analysis* dimana metode ini dapat digunakan untuk melihat tingkat perolehan minyak masing-masing metode stimulasi yang diterapkan. Selain itu penentuan tingkat keekonomian menjadi prioritas utama dalam kesuksesan suatu aplikasi stimulasi yang dilakukan.

Dari *decline curve analysis* dan perhitungan keekonomian diperoleh hasil untuk masing-masing pekerjaan stimulasi dimana *bullhead acidizing* memiliki perolehan minyak rata-rata untuk setiap pekerjaan sebesar 218 bbl dengan *benefit to cost* senilai 2.7 dan *pay out time* 0.2 bulan, sedangkan untuk *short cyclic stimulation* memiliki perolehan minyak rata-rata untuk setiap pekerjaan sebesar -329 bbl dengan *benefit to cost* -21 dan untuk *regular cyclic stimulation* memiliki perolehan minyak rata-rata untuk setiap pekerjaan sebesar 167 bbl dengan *benefit to cost* sebesar 5.2 dan *pay out time* 0.03 bulan. Dari *decline curve analysis* dan perhitungan keekonomian tersebut dapat dilihat bahwa *regular cyclic stimulation* merupakan stimulasi yang paling ekonomis yang dilakukan di lapangan F area M.

**Kata Kunci:** Stimulasi sumur, *Decline Curve analysis*, *bullhead acidizing*, *short cyclic stimulation*, *regular cyclic stimulation*



# PERFORMANCE AND ECONOMIC DETERMINATION OF BULLHEAD ACIDIZING, SHORT CYCLIC STIMULATION AND REGULAR CYCLIC STIMULATION IN HEAVY OIL FIELD USING DECLINE CURVE ANALYSIS METHOD

FAJAR MANFALUTHI

153210861

## ABSTRACT

F Field area M has carried out various types of well stimulation work, including bullhead acidizing, short cyclic stimulation and regular cyclic stimulation. From some of these works, it is necessary to carry out an analysis to see which well stimulation is the most economical to be applied in the field.

In order to determining the performance of stimulation in F field area M, the researcher used the decline curve analysis method where this method can be used to see the oil recovery for each of the stimulation methods applied. In addition, determining the economic value is the priority in the success of a stimulation application that is held in this field.

From the decline curve analysis and economic calculations, the results obtained for each stimulation work where bullhead acidizing has an average oil gain for each job of 218 bbl with a benefit to cost of 2.7 and a pay out time of 0.2 months, while for short cyclic stimulation has an average oil gain for each job of -329 bbl with a benefit to cost -21 and for regular cyclic stimulation has an average oil recovery for each job of 167 bbl with a benefit to cost of 5.2 and a pay out time of 0.03 months. From the decline curve analysis and economic calculations, it can be seen that regular cyclic stimulation is the most economical stimulation carried out in the F field area M.

**Keywords:** *Well Stimulation, Decline Curve Analysis, bullhead acidizing, short cyclic stimulation, regular cyclic stimulation*

## BAB I PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang

Dari 9 triliun barel minyak yang diperkirakan merupakan cadangan dunia, 6 triliun adalah *heavy oil* (Weinheber, 2009). Ada berbagai definisi dari *heavy oil* yang berkembang di dunia. *Heavy oil* dapat didefinisikan berdasarkan *API gravity* atau dapat didefinisikan berdasarkan viskositasnya, definisi *heavy oil* berdasarkan viskositasnya adalah minyak yang memiliki viskositas diatas 100cp (Veil et al., 2009). Berdasarkan *API gravity*, *heavy oil* adalah minyak yang memiliki nilai *API gravity* dibawah 22 (Saadawi, 2012).

Lapangan minyak F adalah salah satu lapangan minyak yang memproduksi minyak berat. Tantangan dalam memproduksi minyak berat cukup besar karena viskositas minyak berat tinggi pada kondisi reservoir, sehingga membutuhkan energi pendorong yang kuat. Teknik produksi primer biasanya hanya dapat mengurangi 10 hingga 15% dari *original oil in place* (Delamaide, 2017).

Pada tahun 1975, lapangan *heavy oil* di Indonesia yang di Kelola oleh PT Caltex Pacific Indonesia (Sekarang Chevron Pacific Indonesia) melakukan dua pilot proyek. Kedua metode itu adalah injeksi *caustic* dan *steamflood*, dan pada tahun 1979 injeksi *caustic* dihentikan karena gagal dalam meningkatkan *oil recovery* (Abdurrahman et al., 2016). Menurut Green dan Willhite (1998) Salah satu metode yang digunakan dalam meningkatkan perolehan minyak berat (*heavy oil*) adalah metode *steamflood*.

Seiring berjalannya proses *steamflood* pada Lapangan F Area M ini, telah banyak dilakukan beberapa pekerjaan stimulasi sumur antara lain *bullhead acidizing*, *short cyclic stimulation* dan *regular cyclic stimulation* yang bertujuan untuk meningkatkan perolehan minyak pada lapangan ini. Dalam melihat keberhasilan dari setiap pekerjaan yang dilakukan pada lapangan tersebut maka peneliti ingin menganalisis performa serta keekonomian dari masing-masing pekerjaan stimulasi yang dilakukan menggunakan metode *decline curve analysis* (DCA).

Kenaikan produksi dari hasil optimasi berupa stimulasi yang dilakukan tidak selalu menjadi indikator keberhasilan. Dalam industri minyak dan gas bumi keuntungan adalah faktor yang paling diperhitungkan dalam menerapkan suatu kegiatan optimasi produksi, maka dalam penelitian ini juga dilakukan perhitungan keekonomian untuk menentukan besarnya *Benefit to cost (B/C)* dan *Pay out time (POT)* (Ariyon & Dewi, 2018).

## 1.2. Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini antara lain sebagai berikut:

- a. Menentukan performa dari metode stimulasi *bullhead acidizing*, *short cyclic stimulation* dan *regular cyclic stimulation* dalam meningkatkan perolehan minyak pada Lapangan F Area M menggunakan metode *Decline Curve Analysis*.
- b. Menentukan tingkat keekonomian dari metode stimulasi *bullhead acidizing*, *short cyclic stimulation* dan *regular cyclic stimulation* pada Lapangan F Area M.

## 1.3. Manfaat Penelitian

Berdasarkan penelitian yang dilakukan, diharapkan dapat memberi manfaat diantaranya yaitu:

- a. Dapat menjadi referensi untuk penelitian lanjutan mengenai tingkat keekonomian dan performa stimulasi sumur pada lapangan *steamflood*.
- b. Dapat dijadikan *paper* ataupun poster yang dipublikasikan dalam konferensi nasional ataupun internasional.

## 1.4. Batasan Masalah

Agar penelitian ini tidak keluar dari tujuan yang diharapkan, maka dalam penelitian ini dibatasi pada beberapa hal antara lain sebagai berikut:

- a. Stimulasi pada Lapangan F Area M hanya menggunakan metode *bullhead acidizing*, *Short cyclic stimulation* dan *regular cyclic stimulation*.

- b. Metode yang digunakan untuk menganalisis performa produksi dari 3 metode stimulasi yang dilakukan adalah metode *decline curve*  $X^2$  *Chisquare*.
- c. Penelitian ini tidak membahas efek dari stimulasi terhadap perubahan sifat fisik fluida dan sifat fisik batuan reservoir Lapangan F Area M.
- d. Perhitungan tingkat keekonomian hanya menghitung 2 parameter yaitu: *B/C* dan *POT*.



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau



## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1 Pekerjaan Stimulasi Sumur

*Cyclic steam stimulation* terbukti dapat menaikkan produksi minyak pada lapangan yang menggunakan metode *steamflood* karena membantu proses pemanasan *reservoir*. Ketika *cyclic steam injection* telah selesai, proses *steamflood* akan dilakukan lagi untuk meningkatkan *sweep efficiency* minyak ke sumur produksi (Alikhlalov & Dindoruk, 2011).

Pada penelitian yang lain, *cyclic steam stimulation* juga terbukti digunakan untuk mengoptimasi lapangan yang menggunakan metode *steamflood*. Performa dari sumur yang di lakukan pekerjaan *cyclic steam stimulation* menunjukkan respon yang sangat bagus dalam kenaikan produksi (Tewari et al., 2011).

Penggunaan metode *bullhead acidizing* pada lapangan *steamflood* telah menunjukkan keberhasilan dalam menghilangkan endapan *scale* di sekitar *wellbore*. Pada penelitian ini didapati hasil bahwa 28% *HCl Pill* dapat menghilangkan endapan *scale* yang menyumbat (Thornton et al., 2018).

Selain 3 metode diatas, ada beberapa metode lain yang dapat mengoptimasi kinerja dari lapangan minyak yang menggunakan metode *steamflood* dalam pengoperasiannya. Berikut pemaparan beberapa stimulasi yang biasa di lakukan di lapangan migas:

*Revise liner job* dilakukan ketika produksi pasir ke permukaan sudah terlalu banyak atau penyumbatan pada *screen liner* juga menjadi pertimbangan untuk dilakukanya *revise liner job* (Underdown & Chan, 2006). *Steam injection* juga dapat mempengaruhi kerusakan *liner* (Butcher, 2001).

Peneliti Leyva dan Babadagli., (2011) melakukan penelitian tentang penggunaan injeksi *solvent* yang digabungkan dengan injeksi uap di lapangan *heavy oil*. Dari hasil yang didapat injeksi *solvent* yang digabungkan dengan injeksi uap menunjukkan bahwa *solvent* dalam bentuk gas dapat mengurangi *asphaltene* dan meningkatkan produksi minyak.

Peneliti Abdullah F et al., (2009) melakukan penelitian tentang metode *hot water injection* di salah satu reservoir *sandstone* yang terletak di timur tengah. Dari penelitian ini didapati hasil bahwa injeksi air panas yang dilakukan setelah penginjeksian air biasa dapat meningkatkan *oil recovery* dengan sangat baik.

## 2.2 Decline Curve analysis

*Decline curve analysis* (DCA) adalah latihan dalam melihat, memahami dan memprediksi reservoir dan dinamika operasional. Seorang praktisi harus mahir membuat grafik dari mana ia dapat mengidentifikasi dinamika reservoir, mengenali tren produksi setepat mungkin dan ini mengantisipasi kemungkinan penurunan produksi di masa depan (Purvis, 2016).

Peneliti Darwis et al (2009) menjabarkan perkembangan metode DCA, DCA didasarkan pada persamaan Arps (Arps, 1945) dan ada banyak jurnal yang membahas tentang DCA. Spivey (1986) mempresentasikan algoritma untuk pemasangan *hyperbolic decline curve* berdasarkan ekspansi binomial dan Taylor. Fetkovich. Et al (1996) mengembangkan konsep DCA dan memberikan dasar teoritis untuk persamaan arps. Li dan Horne (2003) mengembangkan DCA berdasarkan mekanisme aliran fluida dan membahas aplikasinya pada lapangan kern (Reyes et al., 2004). Mattar dan Anderson (2003) menyoroti kelebihan dan keterbatasan metode DCA yang dikenalkan Arps dalam metodologi komprehensif untuk analisis data produksi. DCA juga digunakan dalam analisis kinerja sumur pada sistem *multiwell* (Marhaendrajana & Blasingame, 2001). Cheng, Wang, Mcvay dan Lee (2005) menggunakan pendekatan stokastik untuk mengevaluasi ketidakpastian DCA dalam menentukan estimasi cadangan. Peramalan cadangan stokastik menggunakan simulasi Monte Carlo untuk mendapatkan distribusi cadangan telah dibahas dalam penelitian Jochen dan Spivey (1996).

Ada tiga tipe *decline curve*, yaitu: *exponential*, *hyperbolic* dan *harmonic* (Gentry, 1972). *Exponential type curve* adalah jenis *decline curve* yang memiliki nilai *exponent decline* ( $b$ ) sama dengan 0, *hyperbolic type curve* adalah jenis *decline curve* yang memiliki nilai  $b$  lebih dari 0 dan kurang dari 1 dan *harmonic type curve* adalah jenis *decline curve* yang memiliki nilai  $b$  sama dengan 1 (Ahmed, 2010).

Tujuan utama dilakukanya DCA adalah untuk mengetahui perbandingan laju alir jika dilakukan stimulasi dan jika tidak dilakukan stimulasi pada lapangan ini. berikut adalah tahapan melakukan DCA yang peneliti kutip dari jurnal yang di teliti oleh Meriandriani (2015) dan Ugoni (1995) .

### 2.2.1. Penentuan Tipe Kurva

salah satu cara untuk menentukan kurva *decline* adalah dengan metode *trial error and X<sup>2</sup> chisquare test*, metode ini mengasumsikan nilai *eksponen decline* (b) mulai dari 0 sampai 1. Nilai b ini lah yang menentukan tipe kurva penurunanya. Metode ini prinsipnya adalah mencari nilai *error* terkecil dari nilai kumulatif X<sup>2</sup>. Prosedur perhitunganya adalah sebagai berikut:

1. Membuat tabulasi yang meliputi: waktu (t), q<sub>actual</sub>, kemudian q<sub>forecast</sub> serta D<sub>i</sub> dengan berbagai harga b, dan terakhir adalah nilai X<sup>2</sup>.
2. Asumsikan harga b mulai 0 sampai 1 (b=0 untuk *exponential*, b=0.1-0.9 untuk *hyperbolic*, b=1 untuk *harmonic*).
3. Menghitung D<sub>i</sub> dengan persamaan:

- Untuk b=0,  $D_i = \frac{\ln \left( \frac{q_i}{q_t} \right)}{t_t}$  (1)

- Untuk b= 0.1-0.9,  $D_i = \frac{\left( \frac{q_i}{q_t} \right)^b - 1}{b \cdot t_t}$  (2)

- Untuk b=1,  $D_i = \frac{\left( \frac{q_i}{q_t} \right) - 1}{t_t}$  (3)

4. Menghitung q<sub>forecast</sub> yaitu dengan persamaan:

- Pada b=0,  $q_{forecast} = q_i e^{-D_i \cdot t}$  (4)

- Pada b=0.1-0.9,  $q_{forecast} = q_i (1 + b D_i \cdot t)^{-\frac{1}{b}}$  (5)

- Pada b=1,  $q_{forecast} = q_i (1 + D_i \cdot t)^{-1}$  (6)

5. Menghitung X<sup>2</sup> dengan menggunakan rumus *chi square* untuk semua nilai b, seperti persamaan dibawah ini:

- $X^2 = \left| \frac{(f_i - F_i)^2}{F_i} \right|$  (7)



Keterangan:  $f_i$  = Data laju produksi observasi (actual)

$F_i$  = Data laju produksi *forecast*

6. Mengulangi prosedur perhitungan pada Langkah 3 sampai langkah 5 untuk masing-masing nilai  $b$ .
7. Menentukan nilai kumulatif  $X^2$  yang paling kecil. Nilai kumulatif  $X^2$  yang paling kecil menunjukkan kurva yang paling baik untuk lapangan ini.

### 2.2.2. Hasil *Decline Curve Analysis*

Setelah menemukan tipe kurva yang baik, langkah selanjutnya adalah melakukan *forecasting* dengan menggunakan metode *decline curve analysis*, berikut adalah tahapan dalam melakukan *decline curve analysis*:

1. Membuat plot  $q_{\text{actual}}$  vs  $t$  pada grafik semi-log.
2. Tambahkan *exponential trendline* pada grafik tersebut.
3. Dari grafik tersebut, dapat diartikan bila  $q$  atau laju alir minyak setelah dilakukan stimulasi berada di atas *trendline* itu berarti stimulasi tersebut dapat dikatakan berhasil.
4. Untuk melihat perolehan minyak yang didapatkan dari stimulasi, dapat menggunakan persamaan berikut:
  - $\text{perolehan minyak} = q_{\text{actual}} - q_{\text{forecast}}$  (8)
5. Karena jenis kurva penurunan yang dipakai adalah kurva penurunan *exponential* rumus untuk mencari  $q_{\text{forecast}}$  adalah sebagai berikut:
  - $q_{\text{forecast}} = q_i \exp(-D_i \cdot t)$  (9)
6. Ulangi langkah diatas untuk 3 stimulasi yang ada, yaitu *bullhead acidizing*, *short cyclic stimulation* dan *regular cyclic stimulation*.

### 2.2.3. Perhitungan Umur Produksi

Berdasarkan evaluasi pemilihan jenis kurva secara  $\chi^2$  *chisquare*, maka penentuan umur produksi menggunakan *exponential decline curve*. Untuk mendapatkan nilai umur produksi ini kita akan melakukan perhitungan dengan memasukkan nilai  $q_{\text{limit}}$  sebagai  $q$  dan  $q_i$  adalah



besarnya waktu produksi pada akhir waktu produksi. Persamaan yang digunakan untuk menentukan umur produksi adalah sebagai berikut:

$$t = \frac{\ln\left(\frac{q_i}{q}\right)}{D} \quad (10)$$

### 2.3 Perhitungan Keekonomian

Untuk mengetahui apakah stimulasi yang dilakukan menguntungkan atau tidak maka perlu dilakukan perhitungan keekonomian, parameter keekonomian yang digunakan adalah *benefit to cost (B/C)* dan *pay out time (POT)*. Berikut adalah langkah-langkah untuk melakukan perhitungan keekonomian yang peneliti kutip dari peneliti Ariyon (2013).

1. Data lapangan yang digunakan dalam perhitungan keekonomian ini antara lain seperti:
  - Harga minyak : \$ 61,5 /bbl
  - Biaya pengangkatan minyak : \$ 0.76 /bbl
  - Biaya stimulasi *bullhead acidizing* : \$ 3,172 /job
  - Biaya stimulasi *short cyclic* : \$ 400 /job
  - Biaya stimulasi *regular cyclic* : \$ 400 /job
2. Menghitung pengeluaran (*cost*) yang di habiskan untuk satu aktivitas stimulasi tiap bulan dengan rumus:
  - $Cost = Biaya\ stimulasi + Biaya\ pengangkatan$  (11)
3. Menghitung pendapatan (*benefit*) yang dihasilkan untuk satu aktivitas stimulasi tiap bulan dengan rumus:
  - $Benefit = Harga\ minyak \times Perolehan\ minyak$  (12)

Rumus yang digunakan untuk mengetahui perolehan minyak adalah sebagai berikut:

  - $Perolehan\ minyak = q_{actual} - q_{forecast}$  (13)
4. Membuat tabel *cash flow* atau aliran dana dari bulan ke-0 (bulan eksekusi stimulasi) sampai bulan ke-2 setelah dilakukan stimulasi
5. Menghitung *B/C* dengan rumus:
  - $B/C = \frac{B}{C}$  (14)

Dimana: B = *Benefit* atau keuntungan

C = Cost atau pengeluaran

6. Menghitung *pay out time* atau *POT* dengan menginterpolasi periode pengembalian dari suatu stimulasi, periode pengembalian adalah periode dimana sudah dalam kondisi aliran dana dari suatu stimulasi bernilai positif.
7. Mengulangi langkah-langkah diatas untuk tiap-tiap stimulasi.

#### 2.4 *State of the art decline curve analysis*

Berikut adalah rangkuman *state of the art decline curve analysis* yang penulis sajikan dalam bentuk tabel.

**Tabel 2.1** State of the art decline curve analysis

No	Judul Penelitian	Lapangan	Objek Penelitian	Hasil
1	<i>Use of Decline Curve Analysis for Application of Production Enhancement Treatments in Heavy Oil Reservoirs</i> (Castro, 2017)	Lapangan V	Penentuan performa <i>chemical stimulation</i>	Dengan menggunakan <i>decline curve analysis</i> , diperoleh hasil bahwa <i>chemical stimulation</i> pada lapangan V berhasil menghilangkan emulsi
2	<i>Shale-Gas Reserves Estimation: Multiple Decline-Curve-Analysis Model</i> (Denney, 2012)	Lapangan W	Penentuan cadangan pada lapangan <i>shale gas</i>	Dengan menggunakan <i>hyperbolic decline curve analysis</i> didapati hasil cadangan pada lapangan X adalah 0.62 Bscf.
3	<i>Unconventional Reservoir</i>	Lapangan X	<i>Unconventional Reservoirs</i>	Dengan menggunakan <i>exponential decline</i>

	<i>Probabilistic Reserve Estimation Using Decline Curve</i> (Minin et al., 2011)		<i>reserve estimation</i>	<i>curve analysis</i> didapati hasil maximum rate untuk beberapa skenario adalah 7000-8200 MMscf/month
4	<i>Prediction of Reservoir Performance Applying Decline Curve Analysis</i> (Rahuma et al., 2013)	Lapangan Y	Penentuan <i>Remaining Reserve</i>	Dengan menggunakan <i>hyperbolic decline curve analysis</i> didapati hasil bahwa lapangan ini memiliki <i>remaining reserve</i> sebesar 325,369 bbl
5	<i>A New Approach to Reserves Estimation in Shale Gas Reservoirs Using Multiple Decline Curve Analysis Models</i> (Mishra, 2012)	Macellus shale	Penentuan <i>reserve</i>	Dengan menggunakan <i>Arps hyperbolic decline curve</i> didapati hasil bahwa lapangan ini mempunyai laju alir 27.1 MSCF/d setelah di produksi selama 30 tahun.
6	<i>Reserves Estimation in Unconventional Reservoirs Using Production Decline Model</i> (Ali et al., 2014)	Lapangan Z	Penentuan <i>reserves unconventional tight shale gas reservoir</i>	Dengan menggunakan <i>decline curve analysis</i> didapati hasil bahwa laju alir setelah di produksikan selama 30 tahun adalah 785 MSCF/d dengan EUR setelah 3 tahun adalah 13.97 BSCF

## BAB III METODOLOGI PENELITIAN

### 3.1. Jenis Penelitian

Penelitian ini dilakukan di Main Office PT Chevron Pacific Indonesia (CPI) Rumbai Provinsi Riau. Metode yang digunakan adalah studi lapangan. Adapun data yang diperoleh merupakan data sekunder. Data tersebut sebagai berikut:

1. Data Produksi, berupa data laju alir minyak pada lapangan F area M.
2. Data stimulasi, berupa data perolehan minyak yang didapat dari masing-masing pekerjaan, data biaya yang dibutuhkan untuk melakukan suatu stimulasi.

### 3.2. Metodologi Penelitian

Peneliti mengambil 66 sumur yang telah dilakukan stimulasi sebagai sampel dalam penelitian kali ini, dan dalam pelaksanaan alur kerja *decline curve analysis*, peneliti merujuk pada penelitian yang dilakukan oleh peneliti Meriandini, Ugoni dan Ariyon yang telah dikutip pada bab tinjauan Pustaka, berikut adalah tahapan penelitian yang peneliti telah rangkum menjadi beberapa tahapan:

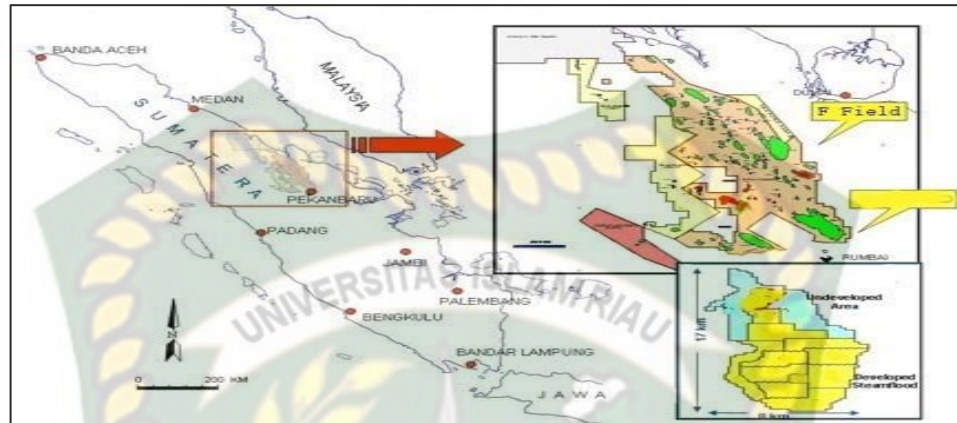
1. Menentukan tipe kurva yang paling baik untuk lapangan ini dengan menggunakan persamaan 1 sampai 7.
2. Menghitung perolehan minyak masing-masing stimulasi sumur dengan menggunakan persamaan 8 dan 9.
3. Menghitung umur produksi masing-masing stimulasi dengan menggunakan persamaan 10.
4. Melakukan perhitungan tingkat keekonomian dengan menggunakan persamaan 11 sampai 14.

### 3.3. Tinjauan Lapangan F area M

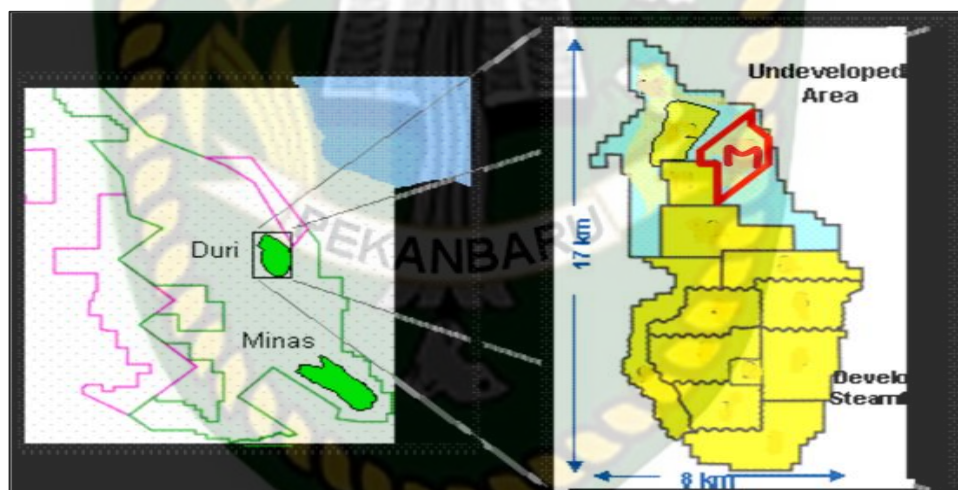
*Central Sumatra Basin* adalah salah satu dari 3 cekungan sedimen utama yang memproduksi minyak dan gas bumi di Indonesia. Lapangan F terletak di *central sumatra basin*. Lapangan ini ditemukan pada tahun 1941 dan memulai produksi sejak tahun 1958. Lapangan ini memiliki jenis minyak *heavy oil*, dan lapangan ini memulai dikembangkan dengan metode *steamflood* semenjak tahun



1985, dan sekarang lapangan ini adalah salah satu lapangan minyak terbesar di dunia yang beroperasi dengan metode *steamflood*.



Gambar 3.1 Peta Lapangan F



Gambar 3.2 Peta Area M

Lapangan ini memiliki 13 proyek area, dan fokus penelitian ini berada di Area m. Area M mulai dikembangkan pada tahun 2013 dengan metode *steamflood* dengan total 145 patterns. *Well Patterns* dikembangkan dengan metode *inverted seven sPOT* dengan spasi 5.5 acres.

Area M terletak di bagian utara lapangan F, dengan target utama untuk area ini adalah kangen *sand*. Kangen *sand* adalah reservoir dangkal di lapangan F dengan kedalaman 300-500 ft TVDSS, kangen *sand* adalah *unconsolidated sandstone reservoir* yang terdeposit dari *estuarine subtidal channel fill*. Kangen *sand* reservoir adalah reservoir heterogen dan karakteristiknya adalah *thin sand* reservoir (30-40 feet) dengan permeabil yang memiliki range dari 700-2100 mD.

#### 3.4. Sifat Fisik Fluida dan Batuan Lapangan F Area M

Pada Lapangan F area M, terdapat 2 lapisan yang di diproduksi yaitu L1 dan L5, berikut adalah beberapa sifat fisik batuan dari masing-masing lapisan dan sifat fisik fluida dari Lapangan F area M.

**Tabel 3.1** Sifat Fisik Batuan Lapangan F Area M

Reservoir Properties	L1	L5
PHIE	0.31 - 0.40	0.36 - 0.46
SWE	0.31 - 0.51	0.29 - 0.75
K	1100 - 1900 mD	700 - 2100 mD
VSH	0.09 - 0.20	0.16 - 0.55

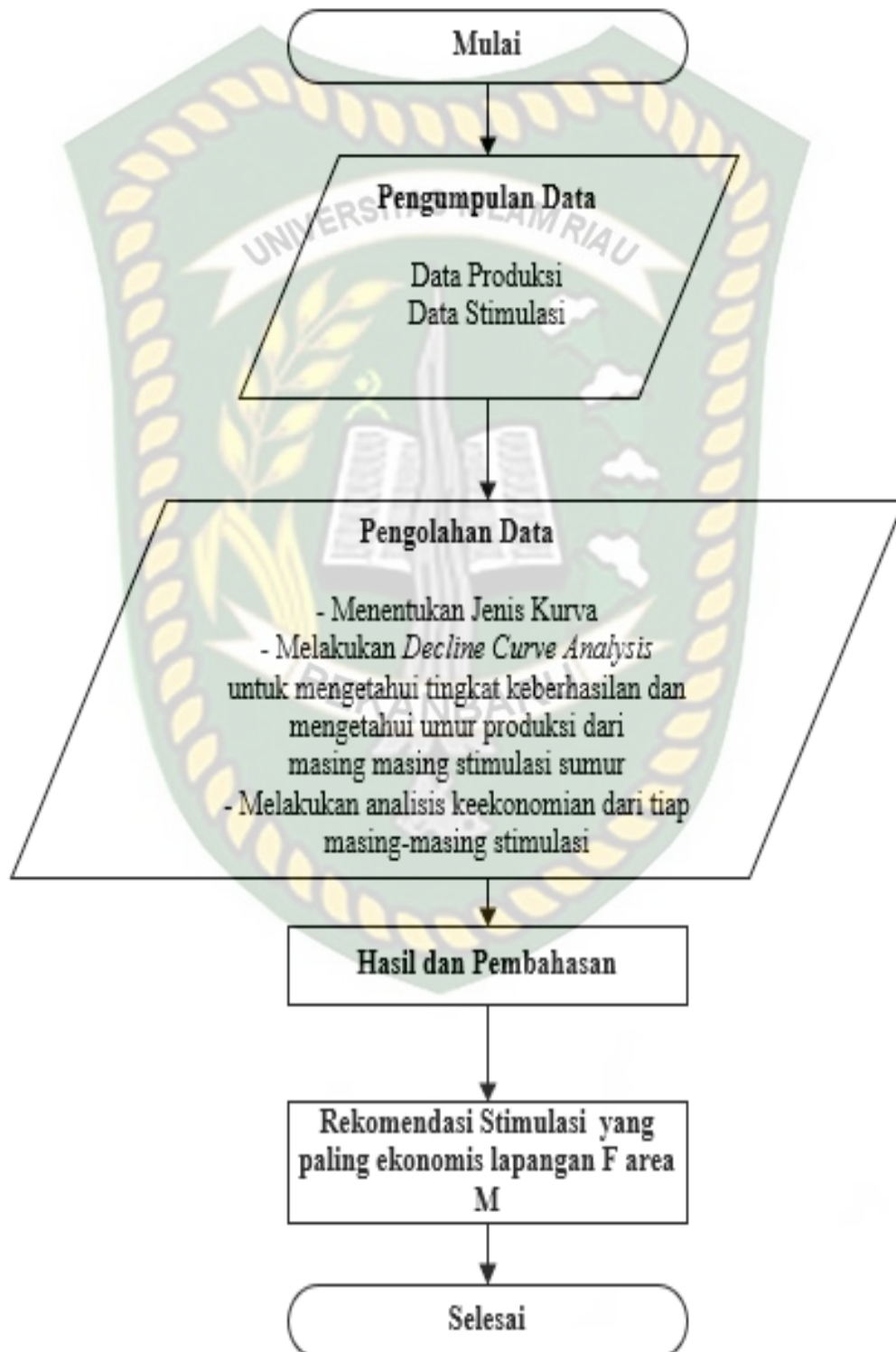
**Tabel 3.2** Sifat Fisik Fluida Lapangan F Area M

Fluid Properties	Value
Scale Index	0.99 - 2.70
pH	7.20 - 8.70
TDS	600 - 2600
Colloidal Instability Index (CII)	0.67 - 1.38

### 3.5. Flow Chart

Berikut adalah alur penelitian yang peneliti sajikan dalam bentuk *flow chart*

Gambar 3.3 Flow Chart



### 3.6. Jadwal Penelitian

Penelitian ini dilakukan dari tahun 2020, adapun Jadwal penelitian dapat dilihat pada tabel 3.3 berikut:

**Tabel 3.3** Jadwal Kegiatan Penelitian

No	Deskripsi Kegiatan	2020									
		Maret	April	Mei	Juni	Juli	Agustus	September	Oktober	November	
1	Pelaksanaan Tugas Akhir di PT Chevron Pacific Indonesia										
2	Penyusunan Proposal Penelitian										
3	Seminar Proposal										
4	Penyusunan Tugas Akhir										
5	Sidang Tugas Akhir										



## BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

### 4.1. Penentuan Tipe Kurva Decline

Dengan menggunakan persamaan 1 sampai 7 pada bab tinjauan pustaka, maka didapati hasil perhitungan yang disajikan dalam tabel 4.1 dan hasil perhitungan secara keseluruhan terdapat pada lampiran III.

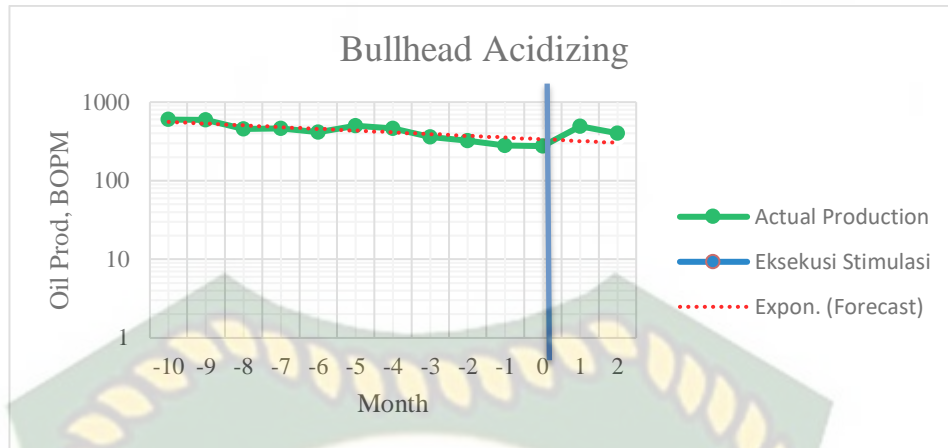
**Tabel 4.1** Penentuan Kurva *Decline*

Waktu	Bulan	Aktual q <sub>o</sub> ,BOPM	b=0		b=0.1	
			Di	0,0239	Di	0,0241
			q <sub>o</sub> ,BOPM	X <sup>2</sup>	q <sub>o</sub> ,BOPM	X <sup>2</sup>
0	Jul-18	970	970,4	0,0	970,4	0,00
1	Aug-18	1158	947,5	46,6	947,4	46,64
2	Sep-18	1053	925,1	17,7	925,0	17,73
3	Oct-18	1106	903,3	45,3	903,1	45,42
4	Nov-18	1052	881,9	32,9	881,8	32,97
5	Dec-18	861	861,1	0,0	861,1	0,00
Kumulatif			142,55		142,77	

Dari tabel hasil 4.1 dapat dilihat nilai kumulatif  $X^2$  paling kecil terdapat pada kolom  $b = 0$ , dengan nilai kumulatif  $X^2 = 142,55$ . Nilai tersebut memiliki tingkat *error* lebih kecil dari  $b$  yang lain (Lampiran III). Maka dari itu jenis kurva *decline* yang digunakan adalah *exponential decline curve*.

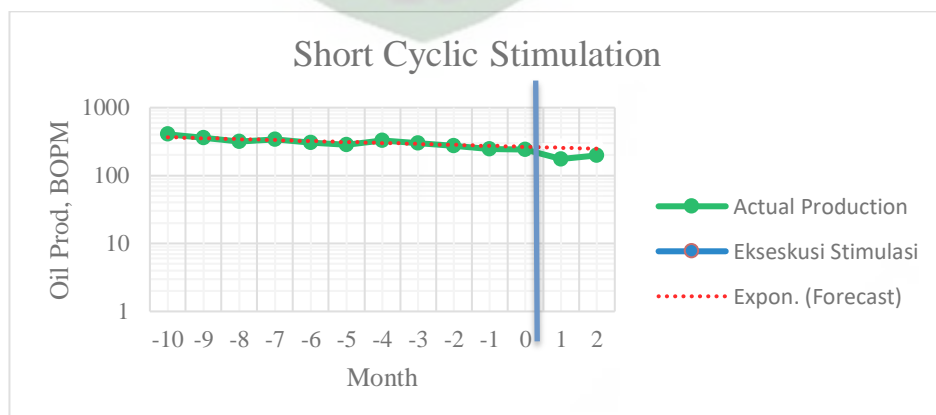
### 4.2. Hasil Decline Curve Analysis

Setelah menemukan tipe kurva yang sesuai dengan data yang diperoleh, langkah selanjutnya adalah melakukan peramalan produksi menggunakan persamaan 8 dan 9 pada bab tinjauan pustaka, dan untuk hasil perhitungan secara lengkap dapat dilihat pada lampiran IV. Hasil peramalan laju alir dapat dilihat pada gambar 4.1, 4.2 dan gambar 4.3:



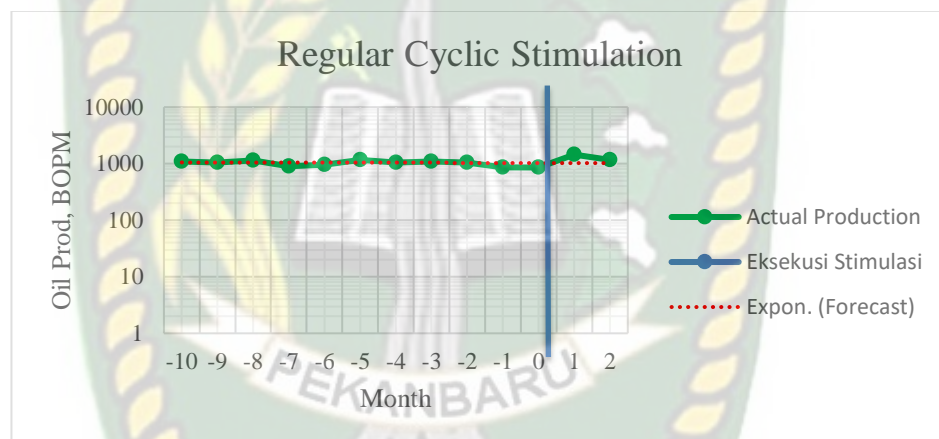
**Gambar 4.1** Bullhead acidizing decline curve analysis

Dari gambar 4.1 dapat dilihat, garis *actual production* berada diatas garis *forecast production*, hal tersebut mengartikan bahwa *bullhead acidizing* dapat meningkatkan *oil recovery* untuk lapangan F area M. Merujuk pada data produksi pada Lampiran I, *bullhead acidizing* berhasil mendapatkan perolehan minyak sebesar 7 BOPD per sumur (14 sumur) dengan persentasi kenaikan produksi sebesar 140%. Dari hasil tersebut *bullhead acidizing* terbukti dapat meningkatkan perolehan minyak pada lapangan *heavy oil*, dimana pada umumnya sumur *heavy oil* memiliki permasalahan *scale* pada sekitar *wellbore*, sehingga dengan menginjeksikan zat asam pada pekerjaan *bullhead acidizing* maka *scale* tersebut akan luruh dan minyak dapat mengalir tanpa ada hambatan *scale* sehingga produksi meningkat. Hal ini merujuk dari penelitian yang dilakukan Thornton (2018) yang telah meneliti pengaplikasian metode *bullhead acidizing* pada lapangan *heavy oil* yang dapat meningkatkan produksi minyak pada lapangan *heavy oil*.



**Gambar 4.2** Short Cyclic stimulation decline curve analysis

Dari gambar 4.2 dapat dilihat, garis *actual production* berada dibawah garis *forecast production*, hal tersebut mengartikan bahwa *short cyclic stimulation* tidak dapat menaikkan perolehan minyak untuk lapangan F area M. Merujuk dari data produksi pada Lampiran I, *short cyclic stimulation* mengalami penurunan produksi sebesar 11 BOPD per sumur (7 sumur) dengan persentasi penurunan produksi sebesar 34%. Dari hasil tersebut *short cyclic stimulation* tidak dapat meningkatkan perolehan minyak pada lapangan *heavy oil*, hal ini dikarenakan kondisi lapangan F area M belum *mature*, sehingga pekerjaan *short cyclic stimulation* tidak optimal dilakukan pada lapangan F area M. Pernyataan bahwa Lapangan F area M adalah lapangan yang belum *mature* peneliti kutip dari penelitian yang dilakukan oleh Pasaribu (2017).



**Gambar 4.3** Regular cyclic stimulation decline curve analysis

Dari gambar 4.3 dapat dilihat, garis *actual production* berada diatas garis *forecast production*, hal tersebut mengartikan bahwa *regular cyclic stimulation* berhasil meningkatkan perolehan minyak untuk lapangan F area M. Merujuk pada data produksi pada Lampiran I, *regular cyclic stimulation* berhasil mendapatkan perolehan minyak sebesar 6 BOPD per sumur (45 sumur) dengan persentasi kenaikan produksi sebesar 136%. Dari hasil tersebut *regular cyclic stimulation* terbukti dapat meningkatkan perolehan minyak pada lapangan *heavy oil*, dimana pekerjaan *regular cyclic stimulation* ini dilakukan dengan menginjeksikan uap panas pada sumur produksi. Uap panas yang diinjeksikan pada sumur produksi dapat memanaskan *reservoir* di sekitaran sumur produksi sehingga minyak yang berada di sekitar sumur produksi mengalami penurunan viskositas dan akan lebih mudah mengalir ke permukaan. Hal ini merujuk dari penelitian yang dilakukan

Tewari (2011) yang telah meneliti keberhasilan pengaplikasian metode *regular cyclic stimulation* pada lapangan *heavy oil* yang menggunakan metode *steamflood* untuk meningkatkan produksi minyak.

#### 4.3. Umur Produksi

Setelah melakukan tahap peramalan laju produksi, langkah selanjutnya adalah menentukan umur produksi masing-masing stimulasi dengan menggunakan persamaan 10 pada bab tinjauan pustaka, dan untuk proses perhitungan dapat dilihat pada lampiran IV. Hasil perhitungan umur produksi dapat dilihat tabel 4.3 berikut:

**Tabel 4.3** Umur Produksi Masing-masing Stimulasi

Parameter	Stimulasi		
	Bullhead Acidizing	Short Cyclic Stimulation	Regular Cyclic Stimulation
q initial	863 BOPD	855 BOPD	771 BOPD
Umur Produksi	216 Bulan	215 Bulan	211 Bulan

Dengan *decline rate* dianggap sama yaitu sebesar 0,02 untuk masing-masing stimulasi, *Bullhead acidizing* memiliki umur produksi paling lama dikarenakan produksi inisial dari *bullhead acidizing* lebih tinggi dibandingkan dengan stimulasi lainnya, sehingga *short cyclic stimulation* dan *regular cyclic stimulation* akan lebih cepat mencapai *economic limit rate* sebesar 5 BOPD bila dibandingkan dengan *bullhead acidizing*.

#### 4.4. Perhitungan Keekonomian

Setelah selesai melakukan rangkaian *decline curve analysis* langkah terakhir adalah dengan melakukan perhitungan keekonomian untuk mengetahui stimulasi mana yang paling banyak memberi keuntungan, prosedur perhitungan keekonomian ini dilakukan dengan menggunakan persamaan 11 sampai 14 pada bab tinjauan pustaka, dan untuk proses perhitungan dapat dilihat pada lampiran V. Hasil perhitungan keekonomian dapat dilihat pada tabel 4.4 berikut ini:



Tabel 4.4 Hasil Perhitungan Keekonomian

Parameter	Stimulasi		
	Bullhead Acidizing	Short Cyclic Stimulation	Regular Cyclic Stimulation
<i>B/C</i>	2,7	-21,7	5,2
<i>POT</i>	0,2 Bulan	Tidak Ada	0,03

Dari hasil perhitungan keekonomian dapat dilihat bahwa *regular cyclic stimulation* adalah stimulasi paling ekonomis karena memiliki nilai *B/C* paling besar dan *POT* paling cepat dibandingkan dengan *bullhead acidizing* dan *short cyclic stimulation*.

## BAB V KESIMPULAN DAN SARAN

### 5.1. Kesimpulan

Dari hasil dan pembahasan penelitian yang sudah di paparkan pada bab sebelumnya, maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Metode stimulasi sumur *bullhead acidizing* dan *regular cyclic stimulation* berhasil menaikkan *oil recovery* pada lapangan ini dengan persentase kenaikan produksi minyak untuk pekerjaan *bullhead acidizing* sebesar 140% dan *regular cyclic* sebesar 136%. Untuk metode *short cyclic stimulation* tidak berhasil menaikkan *oil recovery* dengan persentase penurunan produksi sebesar 34%, sehingga dapat dinyatakan bahwa metode *short cyclic stimulation* gagal untuk lapangan ini.
2. Dari perhitungan keekonomian diperoleh hasil stimulasi *bullhead acidizing* memiliki *B/C* 2,7 dan *POT* 0,2 bulan, untuk *short cyclic stimulation* memiliki *B/C* -21,7 dan tidak memiliki *POT* karena tidak ada keuntungan untuk stimulasi ini, dan untuk *regular cyclic stimulation* memiliki *B/C* 5,2 dan *POT* 0,03 bulan. Dari hasil analisis *decline curve* dan perhitungan keekonomian yang dilakukan, *regular cyclic stimulation* merupakan stimulasi yang paling baik untuk lapangan F area M.

### 5.2. Saran

Penelitian ini dapat dilanjutkan dengan membandingkan perhitungan keekonomian menggunakan *production sharing contract* dan *gross split*.

## DAFTAR PUSTAKA

- Abdurrahman, M., Bae, W., Novriansyah, A., & Khalid, I. (2016). *ENHANCED OIL RECOVERY (EOR) CHALLENGES AND ITS FUTURE IN INDONESIA*.
- Ahmed, T. (2010). *Reservoir Engineering Handbook*. Elsevier Science. [https://books.google.co.id/books?id=LXJcG\\_jwTHAC](https://books.google.co.id/books?id=LXJcG_jwTHAC)
- Alajmi, A. F. F., Algharaib, M. K., & Gharbi, R. C. (2009). Experimental Evaluation of Heavy Oil Recovery by Hot Water Injection in a Middle Eastern Reservoir. In *SPE Middle East Oil and Gas Show and Conference* (p. 15). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/120089-MS>
- Ali, T., Sheng, J., & Watson, M. (2014). Reserves Estimation in Unconventional Reservoirs Using Production-Divide Model. In *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference* (p. 16). Unconventional Resources Technology Conference. <https://doi.org/10.15530/URTEC-2014-1922914>
- Alikhlalov, K., & Dindoruk, B. (2011). Conversion of Cyclic Steam Injection to Continuous Steam Injection. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (p. 16). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/146612-MS>
- Ariyon, M. (2013). Analisis Ekonomi Pemilihan Electric Submersible Pump Pada Beberapa Vendor. *JOURNAL OF EARTH ENERGY ENGINEERING, Vol 2 No 2 (2013): OCTOBER*, 8–18. <http://journal.uir.ac.id/index.php/JEEE/article/view/928>
- Ariyon, M., & Dewi, E. K. (2018). Studi Perbandingan Keekonomian Pengembangan Lapangan Minyak Marjinal Menggunakan Production Sharing Contract. *Seminar Nasional Teknologi Dan Rekayasa*, 23–29.
- Arps, J. J. (1945). Analysis of Decline Curves. *Transactions of the AIME*, 160(01), 228–247. <https://doi.org/10.2118/945228-G>
- Butcher, J. R. (2001). New Area Development Strategy for Duri Field: Evaluation of Gravel Pack / Frac Pack. In *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition* (p. 10). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/68633-MS>
- Castro, L. (2017). Use of Decline Curve Analysis for Application of Production Enhancement Treatments in Heavy Oil Reservoirs. In *SPE Western Regional Meeting* (p. 9). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/185742-MS>



- Cheng, Y., Wang, Y., McVay, D. A., & Lee, W. J. (2005). Practical Application of Probabilistic Approach To Estimate Reserves Using Production-Decline Data. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (p. 13). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/95974-MS>
- Darwis, S., Ruchjana, B., & Permadi, A. (2009). ROBUST DECLINE CURVE ANALYSIS. *Journal of the Indonesian Mathematical Society*, 15, 105–111. <https://doi.org/10.22342/jims.15.2.50.105-111>
- Delamaide, E. (2017). Comparison of Steam and Polymer Injection for the Recovery of Heavy Oil. In *SPE Western Regional Meeting* (p. 26). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/185728-MS>
- Denney, D. (2012). Shale-Gas Reserves Estimation: Multiple Decline-Curve-Analysis Models. *Journal of Petroleum Technology*, 64(11), 144–148. <https://doi.org/10.2118/1112-0144-JPT>
- Fetkovich, M. J., Fetkovich, E. J., & Fetkovich, M. D. (1996). Useful Concepts for Decline Curve Forecasting, Reserve Estimation, and Analysis. *SPE Reservoir Engineering*, 11(01), 13–22. <https://doi.org/10.2118/28628-PA>
- Gentry, R. W. (1972). Decline-Curve Analysis. *Journal of Petroleum Technology*, 24(01), 38–41. <https://doi.org/10.2118/3356-PA>
- Green, D. W., & Willhite, G. P. (1998). *Enhanced Oil Recovery*. Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers. <https://books.google.co.id/books?id=0cUWAAAACAAJ>
- Jochen, V. A., & Spivey, J. P. (1996). Probabilistic Reserves Estimation Using Decline Curve Analysis with the Bootstrap Method. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (p. 8). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/36633-MS>
- Leyva, H., & Babadagli, T. (2011). Optimal Application Conditions for Heavy-oil/Bitumen Recovery by Solvent Injection at Elevated Temperatures. In *SPE Heavy Oil Conference and Exhibition* (p. 11). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/150315-MS>
- Li, K., & Horne, R. (2003). A Decline Curve Analysis Model Based on Fluid Flow Mechanisms. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 8. <https://doi.org/10.2118/83470-MS>
- Marhaendrajana, T., & Blasingame, T. (2001). Decline Curve Analysis Using Type Curves - Evaluation of Well Performance Behavior in a Multiwell Reservoir System. *Proceedings - SPE Annual Technical Conference and Exhibition*. <https://doi.org/10.2118/71517-MS>
- Mattar, L., & Anderson, D. M. (2003). A Systematic and Comprehensive Methodology for Advanced Analysis of Production Data. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (p. 14). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/84472-MS>



- meriandriani taufik; herlina, weny, meriandriani; arief. (2015). EVALUASI CADANGAN MINYAK SISA BERDASARKAN DECLINE CURVE DENGAN METODE LOSS RATIO DAN TRIAL ERROR & X<sup>2</sup>-CHISQUARE TEST PADA LAPISAN B PT PERTAMINA EP ASSET 1 FIELD JAMBI. *Jurnal Ilmu Teknik, Vol 3, No 2 (2015): Jurnal Ilmu Teknik*. <http://jit.unsri.ac.id/index.php/jit/article/view/151>
- Minin, A., Guerra, L., & Colombo, I. (2011). Unconventional Reservoirs Probabilistic Reserve Estimation Using Decline Curves. In *International Petroleum Technology Conference* (p. 18). International Petroleum Technology Conference. <https://doi.org/10.2523/IPTC-14801-MS>
- Mishra, S. (2012). A New Approach to Reserves Estimation in Shale Gas Reservoirs Using Multiple Decline Curve Analysis Models. In *SPE Eastern Regional Meeting* (p. 14). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/161092-MS>
- Purvis, D. C. (2016). The Practice of Decline Curve Analysis. In *SPE/IAEE Hydrocarbon Economics and Evaluation Symposium* (p. 27). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/179979-MS>
- Rahuma, K. M., Mohamed, H., Hissein, N., & Giuma, S. (2013). Prediction of Reservoir Performance Applying Decline Curve Analysis. *International Journal of Chemical Engineering and Applications*, 4(2), 74–77. <https://doi.org/10.7763/ijcea.2013.v4.266>
- Reyes, J. L. P., Li, K., & Horne, R. N. (2004). Application of a New Mechanistic Decline Curve Method to Kern County Oil Fields. In *SPE Annual Technical Conference and Exhibition* (p. 10). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/90212-MS>
- Saadawi, H. N. H. (2012). Multiphase Pumping in Heavy Oil Applications. In *North Africa Technical Conference and Exhibition* (p. 8). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/151726-MS>
- Spivey, J. P. (1986). A New Algorithm for Hyperbolic Decline Curve Fitting. In *Petroleum Industry Application of Microcomputers* (p. 12). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/15293-MS>
- Tewari, R. D., Abdalla, F., Lutfi, H. G., Keqiang, Y., Faroug, A., Bakri, H., & Guocheng, L. (2011). Successful Cyclic Steam Stimulation Pilot in Heavy Oilfield of Sudan. In *SPE Enhanced Oil Recovery Conference* (p. 10). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/144638-MS>
- Thornton, A., Belhimer, Y., Smith, I., & Subramaniyan, A. (2018). Recent Experience in Squeeze Treating Huff and Puff Wells for Control of Steamflood Generated Calcium Carbonate Scale. In *SPE International Oilfield Scale Conference and Exhibition* (p. 18). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/190701-MS>

- Ugoni, A., & Walker, B. (1995). The Chi square test: an introduction. *COMSIG Review / COMSIG, Chiropractors and Osteopaths Musculo-Skeletal Interest Group*, 4, 61–64.
- Underdown, D. R., & Chan, H. (2006). A Critical Evaluation of Sand Control Completions in the Duri Steam Flood, Sumatra, Indonesia. In *International Oil & Gas Conference and Exhibition in China* (p. 7). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/103821-MS>
- Veil, J. A., Quinn, J. J., & Garcia, J. (2009). Water Issues Relating to Heavy Oil Production. In *SPE Americas E&P Environmental and Safety Conference* (p. 11). Society of Petroleum Engineers. <https://doi.org/10.2118/120630-MS>
- Weinheber, P. J. (2009). Heavy Oil Sampling with Wireline Formation Testers - A Global Perspective. In *International Petroleum Technology Conference* (p. 7). International Petroleum Technology Conference. <https://doi.org/10.2523/IPTC-13917-MS>