

**ANALISIS PENGARUH *SAND CONTENT* TERHADAP  
KENAIKAN TEKANAN HIDROLIK PADA POMPA HPU**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*

Oleh

**AKRAM ADLIANDA**

**NPM 143210265**

**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN**

**UNIVERSITAS ISLAM RIAU**

**PEKANBARU**

**2019**

## KATA PENGANTAR

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

1. Bapak Ir. H. Ali Musnal, M.T. selaku dosen pembimbing 1 dan ibu Dr. Mursyidah., Msc selaku dosen pembimbing 2, yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk memberi masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Bapak Dr. Eng. Muslim, M.T. selaku ketua prodi dan Ibu Novrianti S.T., M.T. selaku sekretaris prodi Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.
3. Bapak M. Ariyon, S.T., M.T selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasehat, penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau.
4. Bapak dan Ibu Dosen, Staf pengajar yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
5. Pihak BOB PT. BSP – PERTAMINA HULU khususnya pembimbing lapangan saya bapak Rahmat Purba, bapak Hendri, bapak Fuad yang telah memberikan kesempatan untuk pengambilan data dan membimbing tugas akhir saya.
6. Bapak Muslihan beserta keluarga saya yang memberikan dukungan penuh material maupun moral.

7. Teman seperjuangan kelas 14 B, angkatan 2014, senior dan junior Teknik Perminyakan UIR.

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, .....

Penulis

Akram Adlianda

## DAFTAR ISI

HALAMAN SAMPUL DEPAN	
HALAMAN SAMPUL DALAM .....	i
HALAMAN PENGESAHAN .....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR .....	iii
KATA PENGANTAR .....	iv
DAFTAR ISI .....	vi
DAFTAR GAMBAR .....	ix
DAFTAR TABEL .....	x
DAFTAR LAMPIRAN .....	xi
DAFTAR SINGKATAN .....	xii
DAFTAR SIMBOL .....	xiii
ABSTRAK .....	xiv
ABSTRACT .....	xv
<b>BAB I PENDAHULUAN .....</b>	<b>1</b>
1.1 LATAR BELAKANG .....	1
1.2 TUJUAN PENELITIAN .....	2
1.3 BATASAN MASALAH .....	2
1.4 METODOLOGI PENELITIAN .....	3
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA .....</b>	<b>5</b>
2.1 <i>HYDRAULIC PUMPING UNIT (HPU)</i> .....	5
2.1.1 Keuntungan dari <i>Hydraulic Pumping Unit (HPU)</i> .....	6
2.1.2 Kerugian dari <i>Hydraulic Pumping Unit (HPU)</i> .....	6
2.1.3 Prinsip kerja dari <i>Hydraulic Pumping Unit (HPU)</i> .....	7
2.1.4 Komponen Utama Peralatan <i>Hydraulic Pumping Unit (HPU)</i> .....	8
2.1.4.1 <i>Power Pack</i> .....	8
2.1.4.2 <i>Hydraulic Jack</i> .....	10
2.1.4.3 Peralatan Pompa dibawah Permukaan .....	10

2.1.5 Penentuan Total <i>Load</i> dan Tekanan Hidrolik Pada Pompa HPU.....	16
2.2 MASALAH-MASALAH PADA POMPA HPU.....	18
2.2.1 Masalah Kepasiran.....	18
2.2.2 Beban Fluida.....	19
2.3 <i>INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP</i> (IPR).....	20
2.3.1 Metode Vogel.....	22
2.4 PERHITUNGAN EFISIENSI VOLUMETRIS <i>HYDRAULIC PUMP UNIT</i> (HPU).....	23
<b>BAB III TINJAUAN LAPANGAN</b> .....	25
3.1 SEJARAH UMUM LAPANGAN A.....	25
3.2 LINGKUP KERJA PERUSAHAAN .....	26
3.2.1 Wilayah Kerja.....	26
3.3 KEADAAN GEOLOGI.....	27
3.3.1 Struktur Geologi.....	27
3.3.2 Stratigrafi Regional.....	28
3.3.3 Struktur Reservoir.....	31
3.4 KARAKTERISTIK LAPANGAN A .....	32
3.4.1 Lingkungan Pengendapan .....	32
3.4.2 Karakteristik Fluida .....	32
3.5 SKEMATIK SUMUR LAPANGAN A.....	33
3.6 DATA PRODUKSI LAPANGAN A.....	33
3.7 MEKANISME PENDORONG RESERVOIR.....	34
<b>BAB IV PEMBAHASAN PENELITIAN</b> .....	35
4.1 PENGARUH TOTAL <i>LOAD</i> DI SUMUR A#54 PADA KONDISI <i>PUMP STUCK</i> DAN <i>LOW PRODUCTION</i> TERHADAP KENAIKAN TEKanan HIDROLIK.....	35
4.2 PENGARUH GAYA GESEKAN AKIBAT <i>SAND CONTENT</i> PADA <i>PLUNGER</i> DAN <i>PUMP BARREL</i> , SERTA PENAMBAHAN BEBAN <i>POLISHED ROD</i> DI SUMUR A#54 PADA KONDISI <i>PUMP STUCK</i> DAN <i>LOW PRODUCTION</i> .....	37

4.3 PENGARUH <i>SAND CONTENT</i> TERHADAP KENAIKAN TEKANAN HIDROLIK DI SUMUR A#54 PADA KONDISI <i>PUMP STUCK</i> DAN <i>LOW PRODUCTION</i> .....	38
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN</b> .....	42
5.1 KESIMPULAN.....	42
5.2 SARAN.....	42
<b>DAFTAR PUSTAKA</b> .....	43
<b>LAMPIRAN</b> .....	46



## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 1.1</b>	Bagian Alur Penelitian .....	4
<b>Gambar 2.1</b>	Komponen HPU diatas Permukaan.....	5
<b>Gambar 2.2</b>	<i>The Pumping cycle up stroke and down stroke</i> .....	8
<b>Gambar 3.1</b>	Peta Lokasi Reservoir Lapangan A.....	26
<b>Gambar 3.2</b>	Peta Sumur Produksi Lapangan A .....	27
<b>Gambar 3.3</b>	Tatanan Geologi Regional Cekungan Sumatera Tengah.....	28
<b>Gambar 3.4</b>	Stratigrafi Cekungan Sumatra Tengah .....	29
<b>Gambar 3.5</b>	Struktur Reservoir Lapangan A .....	31
<b>Gambar 4.1</b>	Total <i>load</i> vs Tekanan Hidrolik sumur A#54 .....	36
<b>Gambar 4.2</b>	Beban <i>polished rod</i> maksimum vs Tekanan Hidrolik.....	40
<b>Gambar 4.3</b>	Grafik Perbandingan Tekanan Hidrolik Perhitungan dengan Tekanan Hidrolik sumur A#54.....	41

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 2.1</b>	Data <i>Tubing</i> .....	12
<b>Tabel 2.2</b>	Data <i>Plunger</i> Pompa .....	13
<b>Tabel 2.3</b>	Data <i>Sucker Rod</i> .....	15
<b>Tabel 2.4</b>	Data <i>Rod</i> dan Pompa.....	15
<b>Tabel 3.1</b>	Karakteristik Fluida.....	32
<b>Tabel 4.1</b>	Hasil perhitungan total <i>load</i> dan tekanan hidrolik A#54 .....	36
<b>Tabel 4.2</b>	Hasil perhitungan beban gesekan dan beban <i>polished rod</i> maksimum sumur A#54 .....	38
<b>Tabel 4.3</b>	Hasil perhitungan beban <i>polished rod</i> maksimum dan tekanan hidrolik sumur A#54.....	39
<b>Tabel 4.4</b>	Hasil tekanan hidrolik perhitungan dengan tekanan hidrolik pada sumur A#54.....	40



## DAFTAR LAMPIRAN

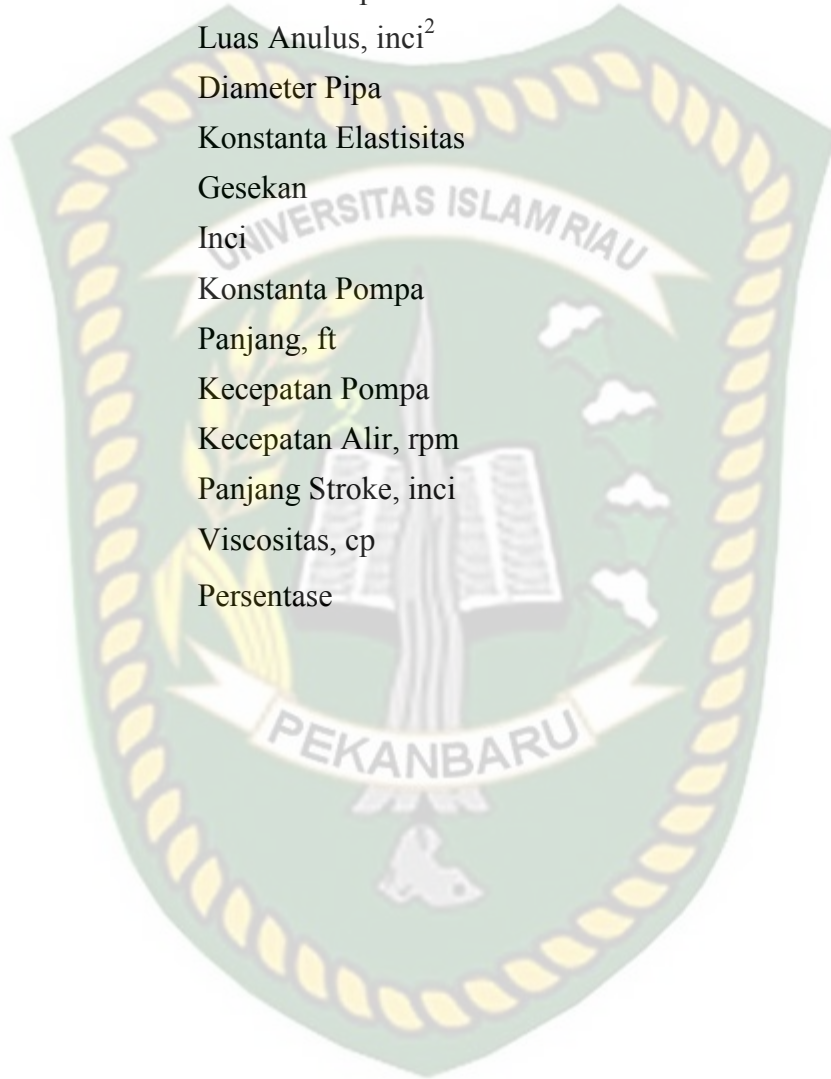
<b>LAMPIRAN I</b>	Data sumur pompa A#54 .....	46
<b>LAMPIRAN II</b>	Data pompa A#54 .....	47
<b>LAMPIRAN III</b>	Data beban gesekan pada pompa sumur A#54 .....	48
<b>LAMPIRAN IV</b>	Perhitungan sumur A#54 .....	49
<b>LAMPIRAN V</b>	Hasil perhitungan pompa A#54 .....	61
<b>LAMPIRAN VI</b>	Skematik Sumur A#54 .....	62
<b>LAMPIRAN VII</b>	Post Martem <i>pull out</i> PDD#54 <i>low rate</i> .....	63
<b>LAMPIRAN VIII</b>	Post Martem <i>pull out</i> PDD#54 <i>pump stuck</i> .....	65
<b>LAMPIRAN IX</b>	Data produksi lapangan A.....	67
<b>LAMPIRAN X</b>	Mekanisme pendorong reservoir lapangan A .....	68
<b>LAMPIRAN XI</b>	Data spesifikasi Hidrolik.....	69

## DAFTAR SINGKATAN

Ap	Luas <i>Plunger</i>
Ar	Luas <i>Sucker Rod</i>
BOB	Badan Operasi Bersama
BOPD	<i>Barrel Oil Per Day</i>
BFPD	<i>Barrel Fluid Per Day</i>
BSP	Bumi Siak Pusako
BWPD	<i>Barrel Water Per Day</i>
Ev	Efisiensi Volumetris
Ft	<i>Feet</i>
Gf	Gradient Tekanan Fluida
HPU	<i>Hydraulic Pump Unit</i>
ID	Diameter Dalam <i>Tubing Silinder Jack</i>
IPR	<i>Inflow Performance Relationship</i>
Jts	<i>Joint Tubing String</i>
Lb	<i>Pound</i>
OD	Diameter Luar <i>Rod</i>
Sg	<i>Spesific Gravity</i>
Sgf	<i>Spesific Gravity Fluida</i>
Pr	Tekanan Reservoir
Pwf	Tekanan Alir Dasar Sumur
Qo	Laju Produksi
Q Max	Laju Alir Maksimum
Sfl	<i>Statik Fluid Level</i>
SI	Panjang Langkah Pompa
Sp	<i>Efectif Plunger Stroke</i>
Wc	<i>Water Cut</i>
Wfl	<i>Walking Fluid Level</i>
Wr	<i>Weight Rod</i>

## DAFTAR SIMBOL

a	Faktor Percepatan
A	Luas Anulus, inci <sup>2</sup>
D	Diameter Pipa
E	Konstanta Elastisitas
F	Gesekan
Inch	Inci
K	Konstanta Pompa
L	Panjang, ft
N	Kecepatan Pompa
Q	Kecepatan Alir, rpm
S	Panjang Stroke, inci
$\mu$	Viscositas, cp
%	Persentase



# ANALISIS PENGARUH *SAND CONTENT* TERHADAP KENAIKAN TEKANAN HIDROLIK PADA POMPA HPU

AKRAM ADLIANDA

143210265

## ABSTRAK

Sumur A#54 di lapangan A mengalami masalah dalam hal memproduksi fluida karena pompa tiba-tiba mati (*pump stuck*) dan produksi lambat (*low production*) pada pompa *Hydraulic Pumping Unit* yang terpasang. Hal ini dapat menyebabkan penurunan produktifitas dari pompa yang bermasalah, sehingga akan menyebabkan tidak berproduksinya pompa secara maksimal serta akan menjadi masalah pada keekonomian sumur jika masalah ini terjadi secara terus menerus.

Beberapa cara dilakukan untuk mengidentifikasi terjadinya *pump stuck* dan *low production*, yaitu pertama menghitung total *load* pada sumur, kedua menghitung pengaruh gaya gesekan akibat *sand content* pada *plunger* serta penambahan beban *polish rod* dan ketiga menghitung penambahan total *load* dan gaya gesekan terhadap kenaikan tekanan hidrolik.

Berdasarkan analisis *sand content* yang dilakukan telah didapatkan untuk sumur A#54 memiliki nilai total *load* pada kondisi *pump stuck* = 2089 lb, *low production* = 2122 lb dan nilai tekanan hidrolik pada kondisi *pump stuck* = 588 psi dan *low production* = 597 psi. Kedua, nilai pengaruh gaya gesekan akibat *sand content* pada kondisi *pump stuck* = 55.2 lb, *low production* = 254.8 lb dan penambahan beban *polished rod* maksimum pada kondisi *pump stuck* = 2158 lb, *low production* = 2392 lb. Ketiga, nilai penambahan total *load* dan gaya gesekan terhadap kenaikan tekanan hidrolik pada kondisi *pump stuck* = 607 psi dan *low production* = 673 psi. Dari hasil analisis diperoleh total *load* pompa HPU naik dari = 2089 lb menjadi = 2158 lb pada kondisi *pump stuck* yang disebabkan oleh gaya gesekan akibat pengaruh *sand content* sebesar = 55.2 lb dan tekanan hidrolik mengalami kenaikan dari = 588 psi menjadi = 607 psi. Lalu kenaikan total *load* dari = 2122 lb menjadi = 2392 lb pada kondisi *low production* yang disebabkan oleh gaya gesekan akibat pengaruh *sand content* sebesar = 254.8 lb dan tekanan hidrolik mengalami kenaikan dari = 597 psi menjadi = 673 psi.

**Kata kunci** : *Hydraulic pumping unit, Sand content, Total load, Tekanan hidrolik*

## ***ANALYSIS OF THE EFFECT OF SAND CONTENT ON INCREASING HYDRAULIC PRESSURE IN HPU PUMP***

**AKRAM ADLIANDA**

**143210265**

### ***ABSTRACT***

A # 54 well on field A has a problem in producing fluid because the pump suddenly dies (pump stuck) and production is slow (low production) on the pump Hydraulic Pumping Unit installed. This can cause a decrease in the productivity of the pump that is problematic, so it will cause the pump not to produce optimally and it will be a problem in the economy of the well if this problem occurs continuously.

Several methods are used to identify pumping stuck and low production, which is first calculating the total load on the well, second calculating the effect of friction due to sand content on the plunger and adding the polish rod load and third calculating the addition of total load and friction force on the increase in hydraulic pressure.

Based on the sand content analysis performed, it has been obtained for A # 54 wells to have a total load value of pump stuck condition = 2089 lb, low production = 2122 lb and the hydraulic pressure value at pump stuck condition = 588 psi and low production = 597 psi. Second, the value of the effect of friction force due to sand content on pump stuck condition = 55.2 lb, low production = 254.8 lb and the addition of maximum polished rod load at pump stuck condition = 2158 lb, low production = 2392 lb. Third, the value of adding total load and friction force to the increase in hydraulic pressure at pump stuck condition = 607 psi and low production = 673 psi. From the analysis results, the HPU pump total load increased from = 2089 lb to = 2158 lb in pump stuck conditions caused by friction force due to the effect of sand content of = 55.2 lb and hydraulic pressure increased from = 588 psi to = 607 psi. Then the increase in total load from = 2122 lb to = 2392 lb in low production conditions caused by friction force due to the effect of sand content is = 254.8 lb and the hydraulic pressure has increased from = 597 psi to = 673 psi.

**Keywords:** *Hydraulic pumping unit, Sand content, Total load, Hydraulic pressure*

## BAB 1

### PENDAHULUAN

#### 1.1 Latar Belakang

Metode pengangkatan buatan (*artificial lift*) merupakan metode untuk pengangkatan minyak kepermukaan dengan menggunakan pompa. *Artificial lift* mempunyai banyak jenis. Salah satu jenisnya yaitu *Hydraulic Pumping Unit* (HPU) dengan mekanisme *insert pump*, cara kerja pompa ini menggunakan sistem hidrolik yang mana tenaga yang diberikan oleh *power pack* disalurkan ke piston pada *cylinder jack* untuk mengangkat beban yang ada di dalam sumur. Beban yang diangkat pada pompa HPU yaitu beban *rod* dan beban fluida. Dengan melihat parameter pada tekanan hidrolik kita dapat mengetahui berapa beban yang diangkat pada pompa HPU.

Total *load* pada pompa HPU didapatkan dari penjumlahan *load rod* dan *load fluida*. *Load rod* merupakan beban yang terdapat pada *rod*. Nilainya berdasarkan jumlah *rod* yang digunakan pada pompa HPU, sedangkan *load fluida* nilainya berdasarkan volume *plunger* dan gradien fluida yang terdapat pada *plunger* (Arini, 2014).

Pada saat terjadi *upstroke* di *working barrel* maka akan terisi oleh fluida antara *standing valve* dan *traveling valve*, pada saat terjadi *downstroke* maka *traveling valve* akan segera terbuka dan *standing valve* akan tertutup. Pada saat *traveling valve* terbuka, beban fluida berpindah dari *plunger* ke *standing valve* (Takacs, 1993).

Pada lapangan A juga tidak terlepas dari timbulnya permasalahan pada pompa HPU (*pump stuck*) dan (*low production*) yang akan dilakukan analisis. Tingginya kenaikan tekanan hidrolik yang melebihi standar operasi dapat disebabkan karena beberapa masalah yang mengganggu kinerja pada pompa HPU. Oleh karena itu akan dianalisis pengaruh *sand content* terhadap kenaikan tekanan

hidrolik pada pompa HPU. Hal ini perlu dianalisis agar permasalahan yang ada di dalam sumur dapat diketahui kemudian dapat ditanggulangi dengan cepat dan tepat.

Gerakan batang hisap yang mengalami gesekan berlebihan akibat adanya *scale*, *paraffin*, dan *problem* kepasiran yang akan mengakibatkan getaran pada *pumping unit*, Jika dibiarkan terus menerus tubing akan bocor dan rusak karena batang hisap menggesek tubing (Pertamina, 2013).

## 1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini sebagai berikut :

1. Mengetahui pengaruh total *load* di sumur A#54 pada kondisi *pump stuck* dan *low production* terhadap kenaikan tekanan hidrolik.
2. Mengetahui pengaruh gaya gesekan akibat *sand content* pada *plunger* dan *pump barrel*, serta penambahan beban *polished rod* di sumur A#54 pada kondisi *pump stuck* dan *low production*.
3. Mengetahui pengaruh *sand content* terhadap kenaikan tekanan hidrolik di sumur A#54 pada kondisi *pump stuck* dan *low production*.

## 1.3 Batasan Masalah

Supaya tugas akhir ini makin terarah dan tidak menyimpang dari tujuan yang dimaksud diatas, maka penulis memberikan batasan dalam masalah yang akan di bahas peneliti selanjutnya, disini penulis memberikan batasan masalah yaitu tugas akhir ini dilakukan untuk menganalisis pengaruh *sand content* terhadap tekanan hidrolik pompa HPU di sumur A#54 pada kondisi *pump stuck* dan *low production*.

#### 1.4 Metodologi Penelitian

Penelitian dilakukan dengan pengumpulan data diperusahaan BOB PT.BSP-PERTAMINA HULU. Data yang diperlukan yakni kedalaman pompa, kedalaman perforasi, *water cut*, tekanan hidrolik lapangan dan beberapa referensi atau literatur yang terkait pada penelitian ini. Setelah hasil didapat, dilakukan interpretasi data dan diskusi dengan pembimbing yang membawa pada kesimpulan yang merupakan tujuan dari penelitian ini.







**Gambar 1.1** Bagan Alir Penelitian

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1. *Hydraulic Pumping Unit (HPU)*

*Hydraulic Pumping Unit (HPU)* merupakan salah satu metode *artificial lift* dimana sistem pengangkatan cairan dengan pompa hidrolik memanfaatkan cairan bertekanan tinggi (*power fluid*) sebagai sumber tenaga untuk menggerakkan pompa dibawah permukaan. Pada umumnya pompa HPU digunakan pada sumur yang dalam. Pemasangan HPU ditunjukkan pada sumur-sumur pompa yang mempunyai aliran yang rendah dengan ciri-ciri reservoir permeabilitas dan tekanan rendah, tetapi memiliki *oil cut* yang masih tinggi.



**Gambar 2.1** Komponen HPU di atas Permukaan (Dokumen BOB,2018)

HPU memiliki keunggulan dibandingkan jenis pengangkatan buatan lainnya, karena kapasitas terangkatnya fluida bisa disesuaikan kapan saja sesuai dengan kondisi reservoir. Keunggulan lainnya adalah mudah dalam pemasangan, pemeliharaan, serta bisa di pindah-pindah dari satu sumur kesumur lainnya tanpa harus membongkar *unit* permukaannya. (Fitrianti, 2013)

### 2.1.1 Keuntungan dari *Hydraulic Pumping Unit* (HPU)

Keuntungan dari penggunaan HPU adalah sebagai berikut:

- a. Tidak memerlukan pondasi, sehingga gampang untuk menggerakkan dari sumur ke tempat lain dan sederhana dalam teknis penyetelannya.
- b. Penentuan SPM (*Stroke per minute*) dan panjang langkah (*Stroke length*) makin gampang, karena tidak memerlukan penggantian *pulley* serta tidak memerlukan alat berat untuk menggeser *crank pin* dalam penentuan *stroke length* seperti pada pompa angguk / *pump jack*.
- c. Pengoptimasian sumur dengan HPU dapat dilakukan dengan lebih mudah dan tepat karena ukuran kecepatan dan *stroke length* dapat dilakukan dengan waktu yang lebih efisien, agar kehilangan produksi bisa diminimalisir.
- d. Setingan langkah (*Stroke length*) pada HPU lebih gampang dilakukan karena dapat dilakukan hanya dengan mengatur kembali *setting* hidrolis.
- e. Hemat energi listrik jika dibandingkan dengan pompa angguk.
- f. Dapat meminimalkan kehilangan produksi karena perpindahan dan settingan HPU bisa dilakukan dengan lebih efisien.
- g. Meminimalisir resiko kebocoran pada *stuffing box* karena setingan *hydraulic jack* lebih *center*.
- h. Biaya sewa lebih terjangkau jika membandingkan dengan biaya sewa pompa angguk / *pump jack*

### 2.1.2 Kerugian dari *Hydraulic Pumping Unit* (HPU)

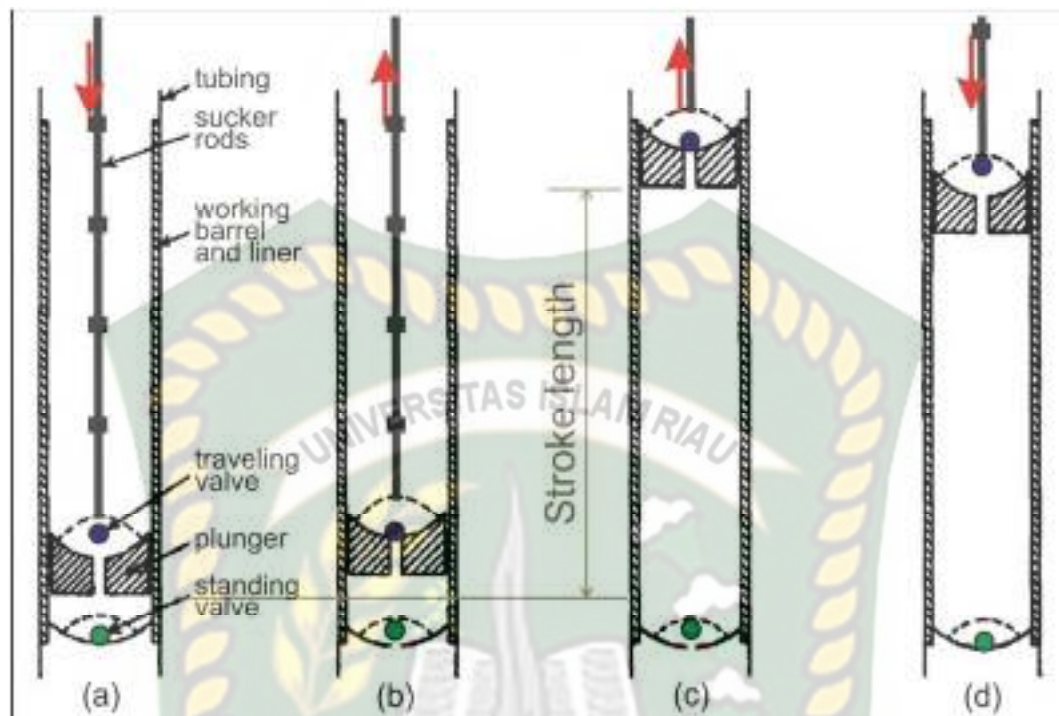
Kerugian dari penggunaan HPU seperti berikut:

- a. Kurang bagus untuk produksi dalam jumlah banyak
- b. Tidak tepat untuk sumur *horizontal* dan lepas pantai (*offshore*)

### 2.1.3 Prinsip kerja dari HPU

Prinsip kerja dari panel HPU yaitu:

- a. *Hydraulic oil* bertekanan tinggi yang berasal dari *power pack* dipompakan ke *hydraulic jack* untuk mentransmisikan *pressure* dari *hydraulic fluid* mengalami gerakan naik turun pada *hydraulic jack*
- b. Dari pergerakan hidrolik sebelumnya lalu dilanjutkan oleh *polished rod* ke *sucker rod plunger*, sehingga *plunger* mengalami naik turun (gerakan dari *pump*).
- c. Jika *plunger* berpindah ke atas (*upstroke*), lalu di bawah *plunger* kemudian terjadi *down pressure*, yang membuat dasar sumur menjadi lebih tinggi dari *pressure* dalam *pump*. Maka *standing valve* akan membuka dan fluida bergerak ke dalam *pump*.
- d. Kemudian saat *stroke up* selesai, fluida di bawah *plunger* telah *full* oleh fluida kemudian *plunger* menuju ke bawah (*downstroke*), *standing valve* kemudian menutup akibat *plunger* menekan cairan, lalu pada waktu yang sama cairan itu kemudian menekan *traveling valve*, sehingga *fluid* masuk ke *tubing* keluar dari *plunger*.
- e. *Process* ini akan terus berlaku berulang kali, akibatnya *fluid* di dalam *tubing* mengalami pergerakan menuju ke permukaan lalu dialirkan ke separator di dalam *flow line*.



**Gambar 2.2** *The Pumping cycle up stroke and down stroke* (Brown, K.E 1984)

#### 2.1.4 Komponen Utama Peralatan *Hydraulic Pumping Unit* (HPU)

Komponen utama peralatan *Hydraulic Pumping Unit* (HPU) adalah *power pack*, *hydraulic jack* dan rangkaian *sub surface*. Komponen tersebut terbagi lagi dari beberapa peralatan diantaranya sebagai berikut:

##### 2.1.4.1 *Power pack*

*Power pack* berkerja untuk mentransmisikan *hydraulic fluid* ke *hydraulic jack*, yang komponennya sebagai berikut:

- Electrical control box*, sebagai *main control* dari sebagian besar kelistrikan HPU, bagian komponen listrik terdiri dari sebuah motor strater, motor *overload protectore* dan sebuah *programmable logic controller*.
- Pressure switch*, merupakan pengontrol motor guna membatasi tekanan dari program.
- Hand pump*, jikalau ada gangguan listrik *hand pump* dipakai agar sistem terus berfungsi agar cairan tidak kosong di *setting hydraulic jack*, klep

kemudian digerakkan lalu dengan manual memompa *hand pump* hingga *barrier* kemudian menutup lajur cairan. *Pump* manual agar bisa dipakai sewaktu proses dalam kondisi emergensi dan kemudian membutuhkan lebih banyak siklus untuk mengangkat penghalang standar.

- d. *Pressure gauge*, memperlihatkan sistem tekanan HPU seperti aktual. Standar operasi mesti tidak lebih dari 2000 Psi.
- e. *Accumulator*, merupakan suatu alat resevoir tekanan supaya menyimpan cairan yang diberikan *pressure*.
- f. *Pump* disambungkan dengan *electric motor* dan memenuhi *pressure* pompa untuk mengisi *accumulator*.
- g. *Electric motor*, berfungsi sebagai penggerak pompa hidrolik
- h. *EFO valve* serta *coil emergency fast operation (EFO)*, *flow* diteruskan ke *valve* dari *main control circuit* dan mengakibatkan sistem memberikan *full flow* saat *high pressure*. Sistem ini berfungsi agar menggerakkan penghalang (*barrier*) dalam waktu yang cepat, seperti saat terjadi *maintenance* yang ringan.
- i. *Base filter assembly* berfungsi menyaring zat pencemar dari minyak *hydraulic* sewaktu alat bekerja.
- j. *Directional control valve*, mengoperasi katup pada operasi normal. Meneruskan fluida agar menghalangi penghalang (*barrier*)
- k. *Cabinet* melindungi rangkaian *hydraulic pump* apakah sudah bagus dan terkunci.

#### 2.1.4.2 Hydraulic Jack

*Hydraulic jack* berguna untuk mengalirkan tekanan dari *hydraulic fluid* agar mengangkat komponen *sucker rod* yang terdiri dari rangkaian sebagai berikut:

- a. Sensor pengantar *stroke length (S)*, berguna untuk merubah *setting* langkah *stroke* sesuai desain yang diinginkan.
- b. Tangga berguna agar memudahkan sewaktu *setting* rangkaian yang terletak di atas *hydraulic jack*.
- c. Menara untuk pondasi *polished rod* disaat beroperasi agar tahan dan makin *center* sehingga kebocoran di *stuffing box* dapat dielakkan.
- d. *Stroke* berguna untuk menerima hasil transmisi *hydraulic* fluida *pressure* tinggi *hydraulic jack unit*. *Hose* berukuran luas berguna untuk mentransmisikan *high pressure fluid* dari *power pack* akibatnya kemudian meningkatkan *stroke* pada *hydraulic jack (up-stroke)*. *Hose* berukuran minim berguna mentransmisikan *hydraulic* fluida *high pressure hydraulic jack* ke *power pack*. *Process* ini kemudian terus terjadi sehingga *fluid* pada sumur dapat diproduksi.

#### 2.1.4.3 Peralatan Pompa dibawah Permukaan

Komponen *sucker rod pump* pada sumur adalah agar membantu mentransmisikan cairan sumur hingga ke *surface* dari *tubing*. Unit *sucker rod pump* seperti di bawah ini:

- a. *Tubing*, merupakan pipa untuk produksi lalu untuk digerakkan atau ditukar lain hal dari pada *casing*. *Tubing* berguna untuk tempat mentransmisikan *fluid production* hingga kepermukaan. Kemudian *artificial lifting* merupakan untuk tempat mengantungnya *pump*. Pada sumur pompa, *tubing* akan digunakan untuk mengikatkan *pump* atau rumah pompa seperti *working barrel*. Pada tabel 2.1. Menunjukkan data *tubing* yang digunakan.

- 1) Pada penggunaan *Tubing* mempunyai keuntungan yaitu:
    - a). *Tubing* yang berukuran besar dan dengan *barrel* dalam diameter biasanya hanya  $\frac{1}{4}$  in. Lebih kecil dari *tubing*. Semakin lebar *barrel* semakin banyak volume fluida yang terproduksi.
    - b). Pompa *tubing* biasanya lebih murah dari *rod* pompa.
    - c). Konstruksi pompa yang kuat, maka *barrel* yang terhubung pada *tubing* dengan demikian dapat menahan beban tinggi.
  - 2) Penggunaan *Tubing* juga mempunyai kerugian yaitu:
    - a) Pada proses *workover* biasanya memerlukan *tubing* untuk diangkat ke atas, biaya perbaikan pompa tinggi adalah kerugian terbesar dalam penggunaan pompa *tubing*.
    - b) Pompa *tubing* berkinerja buruk di sumur gas.
    - c) Kedalaman pengangkatan dapat dibatasi oleh beban fluida besar yang terkait dengan area *plunger*, dan penggunaan pengangkatan berkekuatan tinggi diperlukan, pada kedalaman yang lebih besar (Takacs, 1993).
- b. Pompa, adalah *main tool* di *sucker rod pump*, *pump* diletakkan pada ujung *sucker rod* yang diletakkan di dalam *tubing*. *Pump* di dalam sumur terdiri dari beberapa rangkaian, sebagai berikut:
- 1) *Working barrel*, adalah bagian dimana *plunger* bisa berjalan *up and down* serasi dengan *stroke* pemompaan dan menampung *fluid* ketika ditransmisikan dengan *plunger* disaat *up-stroke*.
  - 2) *Plunger*, adalah torak yang mana tangkai pompa berada di *working barrel*, jika *plunger* tertarik ke atas (*up-stroke*) akibatnya *fluid* masuk ke dalam *working barrel* melewati *standing valve*, lalu diwaktu *plunger* turun (*down-stroke*) *fluid* mulai bergerak ke atas melewati *traveling valve*. Di *plunger* ini ada berupa *ball* dan *seat* yang berguna sebagai katup (Rowlan, 2015).



Tabel 2.1 Data *Tubing*

<i>Tubing Size</i> (Inch)	<i>Outside Diameter</i> (Inch)	<i>Inside Diameter</i> (Inch)	<i>Luas Area</i> (Inch <sup>2</sup> )
1.900	1.9	1.61	2.03
2 3/8	2.375	1.995	3.12
2 7/8	2.875	2.441	4.68
3 1/2	3.500	2.992	7.03
4	4	3.476	9.48
4 1/2	4.5	3.958	12.30

Sumber : (Brown, K.E 1984)

Kecepatan pompa menimbulkan adanya percepatan pada pergerakan *plunger* sehingga terjadi pemanjangan dari *plunger* yang besarnya ditentukan oleh Marsh dan Coberly sebagai berikut (Brown, K.E 1984) :

$$E_p = \frac{40.8 \times L^2 \times \alpha}{E} \dots\dots\dots (1)$$

Harga  $\alpha$  ini di dapat dari persamaan (Brown, K.E 1984) :

$$\alpha = \frac{S \times N^2}{70500} \dots\dots\dots (2)$$

Akibat adanya perpanjangan dari *rod* dan *tubing* serta adanya *plunger over travel*, maka panjang *polished rod stroke* di permukaan akan sama dengan panjang pergerakan *plunger* dalam pompa. Besarnya didapat dengan persamaan (Brown, K.E. 1984) :

$$SP = S + E_p - (e_t + e_t) \dots\dots\dots (3)$$

Harga Sp ini menentukan besarnya *pump displacement* disamping harga-harga N dan konstanta pompa berdasarkan diameter *plunger* pada tabel 2.3.

**Tabel 2.2** Data *Plunger* Pompa

<b>Diameter (Inch)</b>	<b>Luas, Ap (Inch<sup>2</sup>)</b>	<b>Konstanta Pompa (bbl/inch/spm)</b>
1	0.785	0.117
1 1/6	0.88	0.132
1 1/4	1.227	0.182
1 1/2	1.767	0.262
1 3/4	2.405	0.357
2	3.142	0.466
2 1/4	3.976	0.590
2 1/2	4.909	0.728
2 3/4	5.940	0.881
3 3/4	11.045	1.640
4 3/4	17.721	2.630

Sumber : (Brown, K.E 1984)

- 3) *Standing valve*, adalah katup yang berada di bagian bawah *working barrel* dan berguna memberikan jalur masuk untuk *fluid* dari sumur bergerak ke *working barrel* disaat *plunger* berjalan ke bawah (disaat *down-stroke*, *standing valve* mulai tertutup). *Standing valve* tersusun dari sebungkah bola besi lalu tempat dudukannya (*Ball and Seat*).
- 4) *Travelling valve*, adalah bola besi dan seat yang berada dibagian bawah *plunger* dan bila ikut berjalan *up stroke* dan *down stroke* menurut pergerakan *plunger*, kegunaannya sebagai berikut:

- a) Menyalurkan atau menggerakkan *fluid* di *working barrel* masuk ke dalam *plunger*, perihal ini terjadi saat *plunger* berjalan ke bawah.
- b) Mencegah *fluid* disaat *plunger* berjalan ke atas akibatnya *fluid* tersebut bisa dialirkan ke *tubing* untuk berikutnya disalurkan ke permukaan.

Pada saat *upstroke*, *traveling valve* akan tertutup dan beban ditanggung sepenuhnya oleh *rod*, sehingga mengakibatkan perpanjangan (*elongation*) pada *rod string* yang besarnya didapat dari persamaan berikut (Brown, K.E 1984) :

$$e_r = \frac{5.2 \times A_p \times SG_F \times WFL \times L}{E \times A_r} \dots\dots\dots (4)$$

Sedang ketika terjadi *downstroke* *traveling valve* akan membuka, sedangkan *standing valve* menutup dan pemindahan beban dari *rod* ke *tubing* menimbulkan perpanjangan *tubing*, sebesar :

$$e_t = \frac{5.2 \times A_p \times G \times L \times D}{E \times A_t} \dots\dots\dots (5)$$

Harga  $A_t$  untuk berbagai macam ukuran nominal *tubing* dapat diketahui dari tabel 2.2.

- 5) *Anchor* adalah rangkaian yang terpasang pada bawah pompa, yang berguna:
  - a) Tujuan memisahkan gas dan minyak untuk gas itu tidak terikut masuk ke dalam *pump* bersamaan dengan minyak karena keberadaan gas akan mengurangi keefisienan *pump* yang digunakan gas *anchor*.
  - b) Agar menghindari terakumulasinya pasir atau padatan ke dalam *pump* maka dipakai mud *anchor*.
  - c) Meminimalisir atau menghindarkan terjadinya *tubing stretch* maka digunakan *tubing anchor*.

- c. *Sucker rod string* ditransmisikan dari peralatan permukaan ke *plunger* melewati *Sucker rod string*. *Rod* terbuat dari 90% lebih besi beserta campuran *Carbon* (agar tahan). *Mangan* dan *silica* (mencegah *feoksida*), *Nikel* (anti karat), *Molebdenum* (lebih kuat), *Cuprun* (anti karat). Ukuran *sucker rod* umumnya adalah 5/8, 3/4, 7/8, 1, dan 1 1/8. *Rod* memberikan efek besar dari semua pergerakan dan kinerja semua rangkaian HPU.

**Tabel 2.3** Data *Sucker Rod*

Ukuran (Inch)	Luas (Inch <sup>2</sup> )	Berat (lb/ft)
5/8	0.307	1.16
3/4	0.447	1.63
7/8	0.601	2.16
1	0.785	2.88
1/8	0.998	2.64

Sumber : (Brown, K.E 1984)

**Tabel 2.4** Data *Rod* dan Pompa

<i>Rod no</i>	<i>Plunger diameter in</i>	<i>Rod weight lb/ft</i>	<i>Elastic constant in/lb ft</i>	<i>Frequency factor</i>	<i>Rod string 3/4</i>
65	1.25	1.321	1.127x10 <sup>-6</sup>	1.104	37.3
65	1.50	1.343	1.110 x10 <sup>-6</sup>	1.110	41.8
65	1.75	1.369	1.090 x10 <sup>-6</sup>	1.114	46.9
65	2.00	1.394	1.070 x10 <sup>-6</sup>	1.114	52.0
65	2.25	1.426	1.045 x10 <sup>-6</sup>	1.110	58.4

Sumber : (Brown,K.E, 1980)

- d. *Pony rod*, adalah *rod* yang memiliki panjang yang sangat pendek dari pada panjang *rod* biasanya kecil dari 25 ft. Berguna agar menambah panjang pada *sucker rod*, jika belum mencapai panjang yang diinginkan ukurannya adalah : 2,4,6,8,12 ft.

### 2.1.5 Penentuan Total Load dan Hydraulic Pressure Pada Pompa HPU

Total *load* pada pompa HPU didapatkan dari penjumlahan *load rod* dan *load fluida*. *Load rod* merupakan beban yang terdapat pada *rod*. Nilainya berdasarkan jumlah *rod* yang digunakan pada pompa HPU, sedangkan *load fluida* nilainya berdasarkan volume *plunger* dan gradien fluida yang terdapat pada *plunger*. Persamaan yang digunakan untuk menghitung total *load* dilihat di bawah berikut (Arini, 2014):

1. Menentukan *Load rod* ( $W_r$ )

$$W_r = M \times L \dots\dots\dots (6)$$

Keterangan

$W_r$  : *Load Rod* (lb)

$M$  : Berat *Rod* (lb/Ft)

$L$  : Panjang *Rod* (Ft)

2. Menentukan *Load Fluida* ( $W_f$ )

$$W_f = 0.433 \times SG \times \{(L \times A_p) - (0.294 \times W_r)\} \dots\dots\dots (7)$$

Keterangan

$W_f$  : *Load Fluida* (lb)

0.433 : Konstanta (Psi/Ft)

$SG$  : *Specific Gravity Fluid*

$L$  : Kedalaman Pompa (Ft)

$A_p$  : Luas *Plunger* (Inch<sup>3</sup>)

0.294 : Konstanta (Inch<sup>3</sup>/lb)

$W_r$  : Berat *Rod* (lb)

3. Menentukan Total *Load*

$$\text{Total Load} = W_r + W_f \dots\dots\dots (8)$$

Keterangan

$W_r$  : Berat *Rod* (lb)

$W_f$  : *Load* Fluida (lb)

*Sumber* : (Pertamina, 2013)

4. Menentukan Luas *Cylinder*

$$\text{Luas Cylinder} = (3.14 \times ID \times ID)/4 \dots\dots\dots (9)$$

Keterangan

3.14 : Phi

ID : *Inside* Diameter (Inch)

5. Menentukan Luas *Rod* (Inch<sup>2</sup>)

$$\text{Luas Rod} = (3.14 \times OD \times OD)/4 \dots\dots\dots (10)$$

Keterangan

3.14 : Phi

OD : *Outside* Diameter (Inch)

6. Menentukan *Cylinder Factor* (Inch<sup>2</sup>)

$$\text{Cylinder Factor} = \text{Luas ID Cylinder} - \text{Luas OD Rod} \dots\dots\dots (11)$$

*Sumber* : (Pertamina, 2013)

7. *Hydraulic Pressure* (Psi)

$$\text{Hydraulic Pressure} = \frac{\text{Total Load}}{\text{Cylinder Factor}} \dots\dots\dots (12)$$

*Sumber* : (Pleasant. S.E, 2013)

## 2.2 MASALAH-MASALAH PADA POMPA HPU

### 2.2.1 Masalah Kepasiran

Di dalam produksi hidrokarbon yang terdapat pada reservoir selalu ditemui berupa masalah-masalah dalam produksi, timbulnya masalah-masalah tersebut diantaranya adalah masalah kepasiran. Adanya masalah tersebut karena berkaitan dpada karakteristik reservoirnya, akibatnya identifikasi agar supaya membatasi dan penanggulangnya harus melihat sifat batuan, sifat fluida dan kondisi reservoirnya.

Hanya ada satu parameter fundamental “kekuatan formasi” yang bertanggung jawab untuk produksi pasir di ladang minyak. Biasanya, masalah produksi pasir terjadi dalam formasi dangkal yang memiliki tingkat kohesi yang sangat rendah antara butiran pasir, tetapi di beberapa ladang minyak, produksi pasir dapat terjadi pada kedalaman yang sangat tinggi.

Formasi padat atau pasir mengendap didekat lubang sumur yang menyebabkan *plunging* aliran cairan formasi yang membuat produksi menjadi tidak ekonomis. Formasi padat ini ketika terproduksi dapat mengikis dan merusak peralatan pompa yang menyebabkan masalah produksi yang parah. Untuk mengendalikan produksi pasir ini melibatkan pemaksimalan dan pemeliharaan produksi pada *revenue* dalam jumlah besar dinvestasikan setiap tahun untuk pencegahan produksi pasir dan masalah lain terkait dengannya, yang mempengaruhi keuntungan ekonomi industri secara signifikan.

Aliran pasir dari formasi yang tidak terkonsolidaasi dikendalikan melalui cara kimia atau mekanis untuk mencegah atau memperbaiki berbagai masalah, yang paling umum adalah kegagalan prematur peralatan *artificial lift*. Masalah lain yang berpotensi serius dan mahal termasuk kerugian produksi karena adanya jembatan pasir di *casing*, *tubing*, dan *flowline*, kegagalan *casing* atau *liners* dari penghapusan formasi di sekitarnya, pemadatan, erosi, abrasi peralatan *downhole* dan permukaan, serta pembuangan bahan formasi yang dihasilkan (Ellis, Richard C.,1983).

### 2.2.2 Beban Fluida

Pada saat terjadi *upstroke* di *working barrel* maka akan terisi oleh fluida antara *standing valve* dan *traveling valve*, pada saat terjadi *downstroke* maka *traveling valve* lalu segera membuka dan *standing valve* lalu menutup. Pada saat *traveling valve* terbuka, beban fluida berpindah dari *plunger* ke *standing valve* (Takacs, 1993).

Desain mekanis dari *rod* merupakan hal sangat sulit dikarenakan beban yang ditanggung pada *rod*. Beban yang akan terdapat selama proses pemompaan dapat dilihat seperti dibawah ini (Takacs, 2015)

1. Berat *rod* di udara, berdasarkan panjang *rod* pada string
2. Gaya apung, berat *rod* dan pengaruh *rod* yang masuk ke dalam *fluid*
3. Beban fluida, beban fluida dalam *plunger* yang bergerak dari bawah ke atas (*upstroke*).
4. Beban dinamis, hasil perubahan percepatan dari pergerakan massa (*rod* dalam fluida).
5. Gaya gesek, gesekan fluida antara *rod* dan fluida produksi dan gesek mekanis antara *rod* dan *tubing string*.

Gaya yang disebabkan oleh beban *fluid* yang terjadi karena berupa perbedaan tekanan sepanjang *plunger* dan bekerja pada luas permukaan  $A_p$  adalah:

1. Gaya gesekan (F) dinyatakan dalam Lb, penampang (A) dinyatakan dalam in<sup>2</sup>  

$$F = \Delta p \times A_p \dots\dots\dots (13)$$
2. Perbedaan tekanan (*delta P*) pada saat *plunger* adalah tekanan kolom fluida dengan *specific gravity* G, sepanjang L (kedalaman sumur)  

$$\Delta p = 0.433 G L \dots\dots\dots (14)$$
3. Perbedaan tekanan (*delta P*) disaat *plunger* merupakan tekanan kolom *fluid* dan *specific gravity* G, di sepanjang D (kedalaman pompa)



$$\Delta p = 0.433 G D \dots\dots\dots(15)$$

4. Merupakan sesuatu perihal umum *walking fluid level* berada di kedalaman D, tekanan C di bawah *plunger* yang diakibatkan oleh kolom fluida dalam *casing* setinggi (L-D) mesti diperhitungkan.

$$\Delta p = 0.433 G L - 0.433 G D \dots\dots\dots(16)$$

Sumber : (Pleasant. S.E, 2013)

Beban fluida yang berfungsi dalam perhitungan beban *polished rod* merupakan berat kolom *fluid* yang ditahan dengan *plunger*, volume dari kolom *fluid* dari *plunger* dan setinggi *rod string*.

Beban Fluida

$$W_f = 0.433 \times SG \times (L \times A_p - 0.294 \times W_r) \dots\dots\dots(17)$$

Beban *fluid* itu hanya berlaku pada *polished rod* sewaktu *upstroke*. Kemudian beban gesekan tidak dapat diturunkan secara matematis, tetapi beban ini dapat diperkirakan secara empiris dengan *dynamometer test*. Sedangkan untuk keperluan desain, gesekan ini bisa dinyatakan sebagai +F, ketika *upstroke* dan -F pada waktu *downstroke*.

Beban *polished rod* maksimum yang terjadi ketika *upstroke*

$$W_{max} = W_f + W_f + W_r \alpha + F \dots\dots\dots(18)$$

Beban *polished rod* minimum yang terjadi pada waktu *downstroke*

$$W_{min} = W_f - W_f - \alpha - 0.127 W_r G + F \dots\dots\dots(19)$$

### 2.3 INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP (IPR)

Selaras dengan penambahan waktu produksi, disetiap reservoir hendak mengalami penurunan *pressure*. Hal ini akan menyebabkan terjadinya perugantian sifat fisik *fluid* ataupun batuan reservoir, seperti viskositas, faktor volume formasi dan jumlah kelarutan gas dalam minyak. Dari pada itu, penurunan tekanan reservoir lalu peningkatan produksi kumulatif menyebabkan peningkatan nilai

saturasi air akibatnya berpengaruh pada harga permeabilitas *relative* minyak. Beserta adanya pergantian tersebut maka terjadi seperti perubahan kinerja aliran *fluid* reservoir dari formasi produktif mengalir ke lubang sumur akibatnya kinerja produksi untuk suatu sumur berlaku keseluruhannya akan berganti. Perubahan yang terjadi di dalam kelakuan produksi ini bisa diprediksi dengan membuat kurva IPR masa datang (Sukarno, 2001)

Di dalam sumur *artificial lift* kebanyakan tekanan lubang sumur berada di bawah tekanan *bubblepoint*, dengan demikian dalam fase gas yang ada di reservoir dekat sumur bor dan asumsi yang digunakan untuk mengembangkan persamaan PI tidak lagi *valid*. Penyebab utama bentuk kurva kinerja aliran masuk adalah pembebasan gas larutan karena penurunan tekanan di sekitar lubang sumur. Efek ini menciptakan profil saturasi gas yang meningkat menuju sumur dan secara bersamaan menurunkan permeabilitas efektif terhadap cairan. Laju cair menurun sesuai dengan kondisi *fase* tunggal, dan sumur menghasilkan lebih sedikit cairan dari pada yang ditunjukkan oleh PI garis lurus. Oleh karena itu, konsep PI konstan tidak dapat digunakan untuk memproduksi sumur dibawah tekanan *bubblepoint*. Sumur-sumur itu dicirikan oleh *inflow performance relationship* atau kurva IPR (A.P.Szilas, 1975)

Kurva IPR ini sangat penting, antara lain digunakan untuk:

1. Memprediksi atau memperkirakan laju alir suatu sumur produksi dan merupakan sarana optimasi memproduksi sumur-sumur sembur alam maupun sumur dengan pengangkatan buatan.
2. Hubungan ini menggambarkan kemampuan suatu sumur untuk mengangkat fluida formasi ke permukaan dan menentukan potensi dari sumur produksi.

Sebelum pembuatan kurva IPR harus diketahui terlebih dahulu nilai *specific gravity fluida* ( $SG_f$ ), gradien tekanan fluida ( $G_f$ ), tekanan alir dasar sumur ( $P_{wf}$ ) dan tekanan reservoir ( $P_t$ ) dengan persamaan berikut:

1. Penentuan *specific gravity* fluida ( $SG_f$ )  
 $SG_f = ((WC \times SG_w) + ((1 - WC) \times SG_o)) \dots \dots \dots (20)$
2. Penentuan gradien tekanan fluida ( $G_f$ )  
 $G_f = (0.433 \times SG_f) \dots \dots \dots (21)$
3. Penentuan tekanan alir dasar sumur ( $P_{wf}$ )  
 $PWF = ((D - WFL) \times G_f) \dots \dots \dots (22)$
4. Penentuan tekanan reservoir ( $P_r$ )  
 $PS = ((D - SFL) \times G_f) \dots \dots \dots (23)$

### 2.3.1 Metode Vogel

Metode vogel dari hasil *study* digunakan untuk model reservoir untuk menghitung IPR untuk sumur minyak dari saturasi reservoir, *hypotical* reservoir termasuk perbedaan karakter *oil*, perbedaan karakteristik permeabilitas dan jarak sumur (Beggs, 2003).

Metode vogel dikembangkan dengan model reservoir yang dikembangkan oleh Weller berdasarkan perbandingan antara *dimensionless pressure* dan *dimensionless flow rate*. Secara empiris vogel menyatakan bentuk dasar kurva IPR sebagai berikut:

Untuk *oil* :

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \dots \dots \dots (24)$$

Untuk *water* :

$$\frac{q_w}{q_{w\max}} = 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \dots \dots \dots (25)$$

$q_o$  = Laju produksi, STB/D

$q_{\max}$  = Laju alir maksimum (minyak dan air) pada saat  $P_{wf} = 0$ , STB/D

$P_{wf}$  = Tekanan alir dasar sumur, Psi

$P_s$  = Tekanan statik dasar sumur, Psi

## 2.4 PERHITUNGAN EFISIENSI VOLUMETRIS *HYDRAULIC PUMPING UNIT* (HPU)

Efisiensi volumetris pompa didefinisikan sebagai perbandingan antara banyaknya laju produksi sebenarnya dan volume pemompaan (*pump displacement*) supaya memberikan efisiensi volumetris lebih dari 70%. Besarnya harga efisiensi volumetris ( $E_v$ ) ini memberikan gambaran akan tingkat keberhasilan suatu instalasi pompa.

Efisiensi pompa yang rendah bisa mengakibatkan *damage* pada rangkaian *pump* akibatnya mengganggu target produksi yang diinginkan. Untuk masing-masing sumur dapat menghitung efisiensi dari pompa yang digunakan untuk mengangkat fluida keatas permukaan.

Evaluasi efisiensi volumetris dimaksudkan untuk mengontrol produksi sumur pada suatu lapangan untuk mengetahui penyebab penurunan produksi. Penurunan tekanan dan adanya permasalahan pada sumur yang dapat menyebabkan penurunan laju produksi terhadap kapasitas pompa yang mengakibatkan rendahnya efisiensi volumetris pompa. Dengan demikian perlu dilakukan perubahan kondisi operasi pompa untuk peningkatan laju produksi.

Secara garis besar prosedur perhitungan dalam evaluasi efisiensi volumetris pompa *sucker rod* adalah sebagai berikut:

1. Menghitung faktor percepatan ( $\alpha$ ).
2. Menghitung panjang efektif *plunger stroke* ( $S_p$ ).
3. Menghitung *pump displacement* ( $V$ ).
4. Menghitung efisiensi volumetris pompa ( $E_v$ ).

**Langka Perhitungan :**

1. Menghitung
- Specific gravity (SG)*
- fluida dan
- gradient*
- fluida (GF)

$$SG_{fluid} = (Wc \times SG_{water}) + (WC \times SG_{oil}) \dots\dots\dots (26)$$

$$GF = SG_{fluid} \times 0,433 \dots\dots\dots (27)$$

2. Menghitung luas
- plunger (Ap)*

$$Ap = 0,25 \times \pi \times (dp)^2, in^2 \dots\dots\dots (28)$$

3. Menghitung luas
- top rod (Ar)*

$$Ar = 0,25 \times \pi \times (dr)^2, in^2 \dots\dots\dots (29)$$

4. Menghitung luas
- tubing (At)*

$$At = 0,25 \times \pi \times (dt)^2, in^2 \dots\dots\dots (30)$$

5. Menghitung faktor percepatan (
- $\alpha$
- )

$$\alpha = \frac{S \times N^2}{70500} \dots\dots\dots (31)$$

6. Menghitung
- plunger over travel (ep)*

$$Ep = \frac{46,5 \times L^2 \times \alpha}{E}, in \dots\dots\dots (32)$$

7. Menghitung perpanjangan
- tubing (et)*
- dan
- Rod String (er)*

$$et = \frac{5,20 \times SG_{fluid} \times DFL \times Ap \times L}{E \times At}, in \dots\dots\dots (33)$$

$$er = \frac{5,20 \times SG_{fluid} \times DFL \times Ap \times L}{E \times Ar}, in \dots\dots\dots (34)$$

8. Menghitung efektif
- plunger stroke (Sp)*

$$Sp = S + ep - (et + er), in \dots\dots\dots (35)$$

9. Menghitung konstanta pompa (K)

$$K = 0,1484 \times Ap \dots\dots\dots (36)$$

- 10.
- Pump Displacement (V)*
- .

$$V = K \times Sp \times N, Bpd \dots\dots\dots (37)$$

11. Menghitung efisiensi volumetris pompa (Ev)

$$EV = \frac{Qt}{V} \times 100\% \dots\dots\dots (38)$$

## BAB III

### TINJAUAN LAPANGAN

#### 3.1 Sejarah Umum Lapangan A

Lapangan A merupakan salah satu lapangan yang dikelola oleh Badan Operasi Bersama (BOB) PT.BSP (Bumi Siak Pusako) dan Pertamina Hulu. dengan sistem bagi hasil (*Production Sharing*) dengan pemerintah Indonesia. Lapangan ini merupakan salah satu aset lapangan di dalam blok milik BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Sebelumnya, dalam upaya pencarian minyak Sumatera bagian tengah operasi Pedada dimulai pada tahun 1976 yang minyaknya pertama kali dikirim ke *refinery* (kilang minyak) sungai Pakning. Produksi minyak pada saat itu rata-rata 40.000 BOPD dan pada tahun 1994 pengiriman melalui Pakning dihentikan. Pada saat sekarang ini pengirimannya dari Zamrud menuju Minas (PT.CPI) dan selanjutnya ke Dumai. tahun 2002 kontrak dengan CPI berakhir dan kemudian dikelola oleh BOB PT. BSP- Pertamina Hulu sampai saat ini.

Daerah operasional CPP Blok diresmikan pada tanggal 9 Agustus 2002 oleh Bupati Siak Sri Indrapura, Arwin As. Kewenangan pengelolaan blok ini diserahkan kepada BOB dari pemerintah dalam pengawasan usaha MIGAS di Indonesia melalui BP MIGAS, merupakan badan resmi pemerintah dalam pengawasan usaha MIGAS di Indonesia pada 6 Agustus 2002 setelah ditandatanganinya perjanjian *Product Sharing Contract for Oil* (PSC).

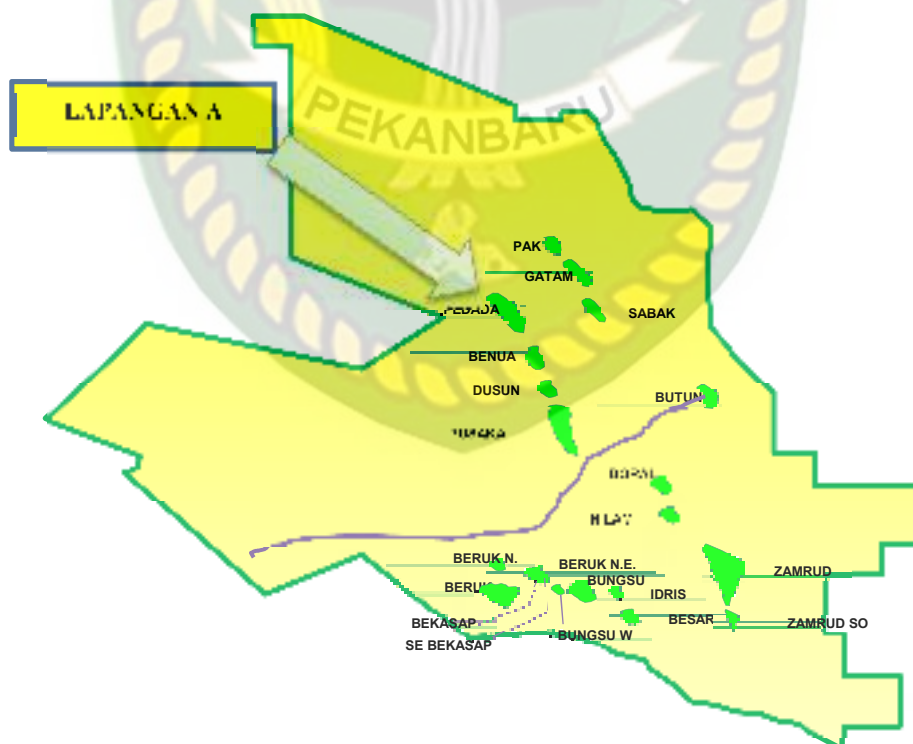
Badan Operasi Bersama (BOB) yang dibentuk oleh Pertamina, perusahaan Minyak dan Gas Negara, serta PT. Bumi Siak Pusako – merupakan perusahaan minyak daerah, sebuah badan pelaksana operasional pengelolaan *Coastal Plain* Pekanbaru (CPP) Blok yang mampu menghasilkan 40.000 *Barrel Oil Per Day* (BOPD). Salah satu bentuk nyata pelaksanaan operasional yang dilakukan oleh BOB adalah menjalankan seluruh pekerjaan perminyakan secara aman dan efisien seperti standar prinsip-prinsip pelestarian dan pengelolaan internasional.

## 3.2 Lingkup Kerja Perusahaan

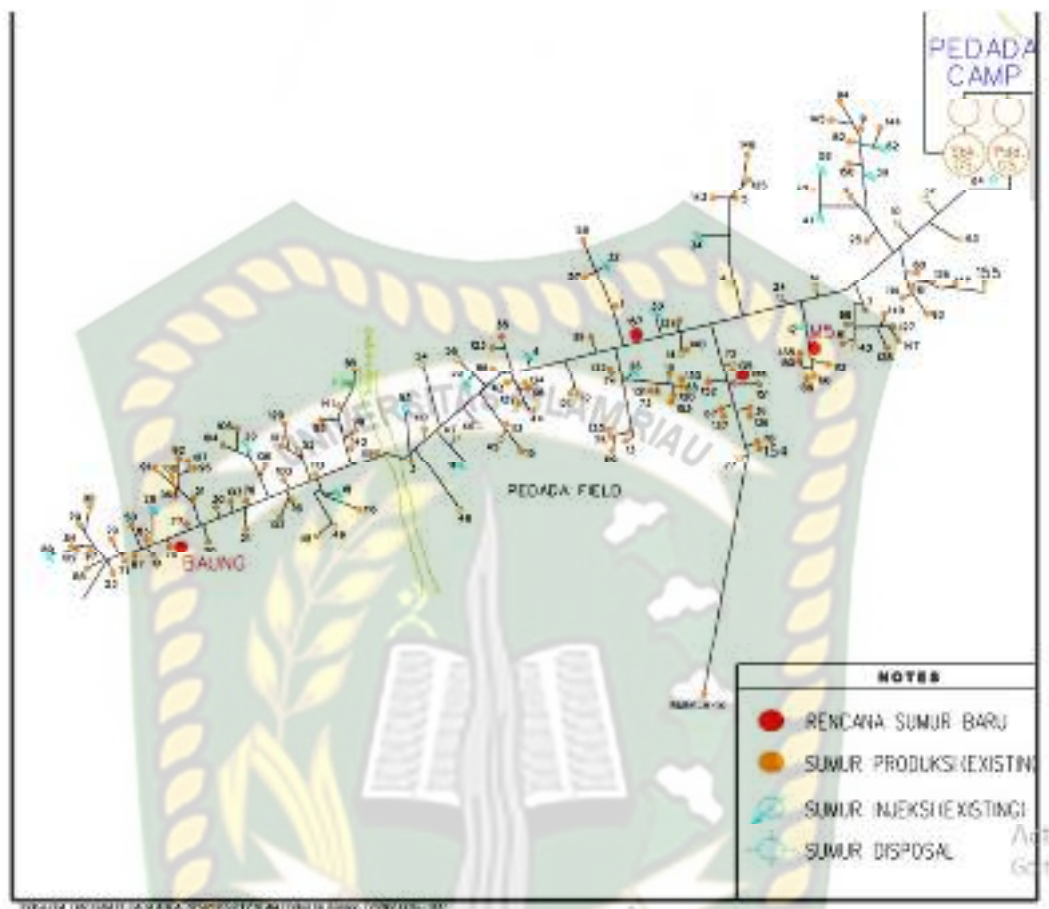
### 3.2.1 Wilayah Kerja

Wilayah kerja CPP Blok meliputi 5 wilayah kabupaten di Provinsi Riau, yaitu Pelalawan, Siak, Bengkalis, Kampar, Rokan Hilir dan Rokan Hulu yang terbagi kedalam 3 (tiga) lapangan besar, yaitu : Zamrud, Pedada dan West Area dengan produksi minyak sebesar 34.700 BOPD (15 November 2003).

Wilayah kerja Pedada area meliputi 2 wilayah kerja yaitu *North* Pedada Area dengan struktur penghasil minyak bumi Pak, Gatam, Sabak dan Pedada. Sedangkan *South* Pedada Area dengan struktur penghasil minyak bumi Benua, Pusaka, Dusun, *North* Doral, Doral dan Butun. Sesuai dengan *Euphoria* Undang-Undang No 25 Tahun 1999 maka wilayah kerja Pedada Area meliputi 2 Kabupaten yaitu Siak (Kecamatan Sungai Apit) dan Bengkalis (Kecamatan Siak Kecil). Peta lokasi reservoir dan peta lokasi sumur Lapangan A dapat dilihat pada Gambar 3.1 dan Gambar 3.2



**Gambar 3.1** Peta Lokasi Reservoir Lapangan A (BOB PT.BSP Field)



Gambar 3.2 Peta Sumur Produksi Lapangan A (BOB PT. BSP Field)

### 3.3 Keadaan Geologi

#### 3.3.1 Struktur Geologi

Secara umum tatanan geologi regional, Lapangan A terletak pada cekungan sumatera tengah. cekungan cumatera tengah terbentuk pada daerah bagian sisi Barat dari sayap lempeng Sunda dibatasi oleh tinggian asahan di bagian utara, bagian Barat dibatasi oleh pegunungan barisan yang berumur *Miosen* Akhir hingga sekarang berupa *geoanticlinal uplift* dan *volcanic arc*, bagian selatan dibatasi oleh tinggian tiga puluh-Kampar, dan bagian Timur dibatasi oleh paparan sunda. Gambar 3.3 memperlihatkan tatanan geologi regional cekungan sumatera tengah.



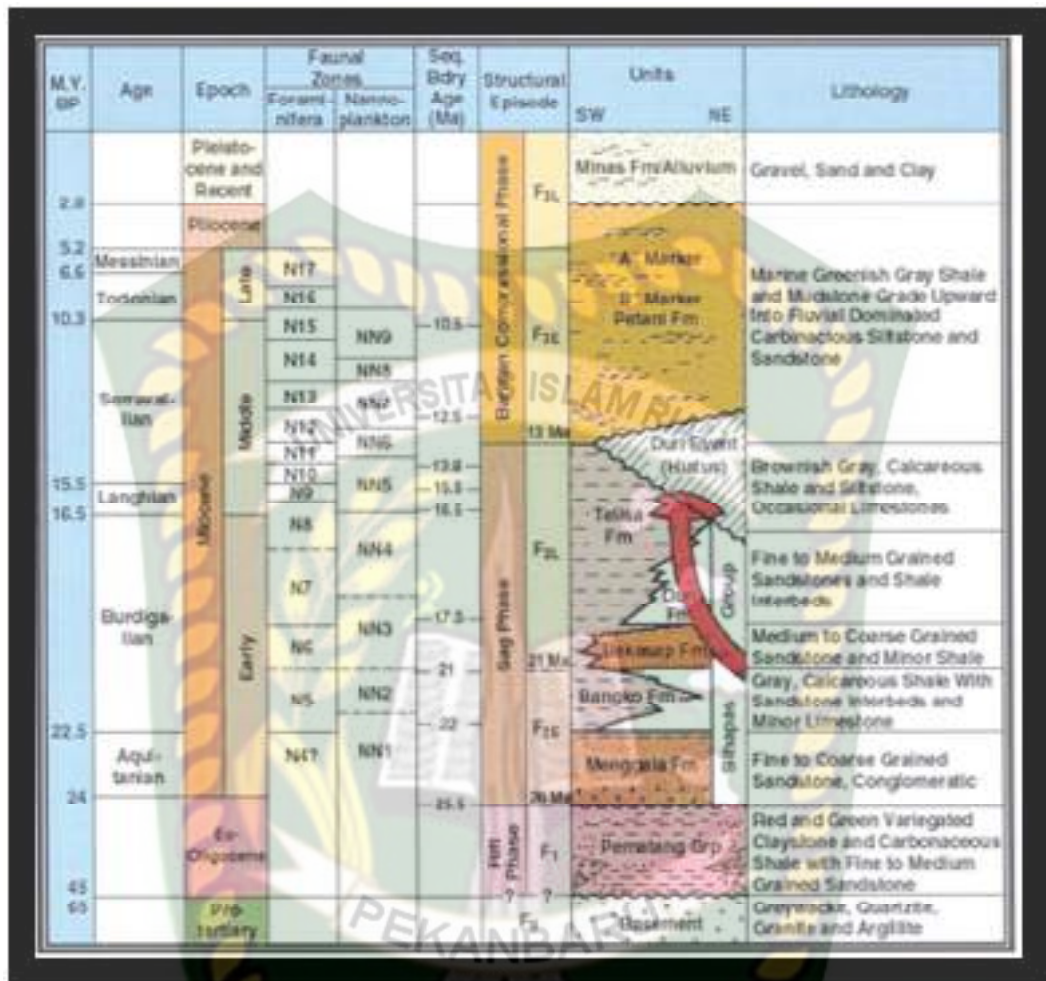


**Gambar 3.3** Tatanan Geologi Regional Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick & Aulia, 1993)

### 3.3.2 Statigrafi Regional

Stratigrafi cekungan sumatera tengah dipengaruhi oleh sejarah tektonik, yang merupakan pengontrol utama pengendapan cekungan dibandingkan faktor lainnya. Batuan dasar di cekungan sumatera tengah terdapat empat satuan litologi berumur *Paleozoik* hingga *Mesozoik*, terdiri dari kelompok *Mutus* yang berasal dari *ofiolit*, metasedimen lalu sedimen berumur *Trias*, kelompok *Malaka* berasal dari *kuarsit*, *filit* dan *intrusi granodiorit*, kelompok *Mergui* dari *graywacke* berumur *Kapur*, *kuarsit* dan batu lempung kerikilan lalu kelompok *Tapanuli* terdiri dari batu *sabak*, metasedimen dan *filit* yang dipadatkan di atas batu gamping *shelf* berumur *Devon-Karbon*.

Menurut Mertosono dan Nayoan, 1974 (dalam Heidrick and Aulia,1993) unit statigrafi tersier regional cekungan sumatera tengah dibagikan untuk lima unit, berumur dari kala *Paleogen* hingga *kuarter*. Kelima unit stratigrafi tersebut yaitu kelompok Pematang, kelompok Sihapas, formasi Telisa, formasi Petani, dan terakhir formasi Minas (Gambar 3.4).



Gambar 3.4 Stratigrafi cekungan sumatra tengah (Heidrick dan Aulia, 1993)

a. Kelompok sihapas

Kelompok sihapas terendapkan secara tidak sama di atas kelompok pematang pada kala *oligosen* terakhir hingga *miosen* lalu berubah *sikuentransgresif* yang menghalus ke atas. Kedua kelompok itu berhubungan seperti genetik. Kelompok ini dikuasai oleh endapan batu pasir dan serpih. Kelompok sihapas sangat luas keseluruhannya lalu ditutupi oleh sedimen laut pada bagian atas (Formasi Telisa) yang menunjukkan puncak proses *transgresi*. Kelompok sihapas dibagi seperti empat formasi, untuk bagian bawah seperti :

#### 1. Formasi Menggala

Formasi ini adalah bagian yang bawah dan tertua didalam golongan Sihapas. Litologi formasi tersebut disusun oleh batu pasir halus hingga kasar yang bersifat *konglomeratan* dan berseilangan dengan batupasir halus sampai sedang dan terendapkan di *fluvial channel*.

#### 2. Formasi Bangko

Formasi ini terendapkan seperti sejajar di atas formasi Menggala. Litologi batuan ini terstruktur dengan serpih abu – abu yang bersifat gampingan dan berselang – seling dengan batu pasir halus hingga sedang.

#### 3. Formasi Bekasap

Formasi Bekasap tersusun oleh litologi batupasir halus hingga kasar, bersifat *massif* dan bersilangan pada serpih tipis.

#### 4. Formasi Duri

Formasi ini adalah formasi teratas pada kelompok Sihapas. Cirinya formasi ini adalah kehadiran batupasir berbutir halus hingga menengah yang seperti *lateral* terbentuk batupasir lalu adanya batu gamping.

#### b. Formasi Telisa

Formasi Telisa mempunyai litologi tersusun formasi Telisa merupakan *marine shale* lalu lanau sedikit gampingan. Formasi ini bersusun dari batuan sedimen yang terdominasi dengan serpih oleh sisipan batu gamping lalu batu pasir *glaukonitik* berbutir halus seperti menunjukkan lingkungan endapan *litoral* luar dan dalam.

#### c. Formasi Petani

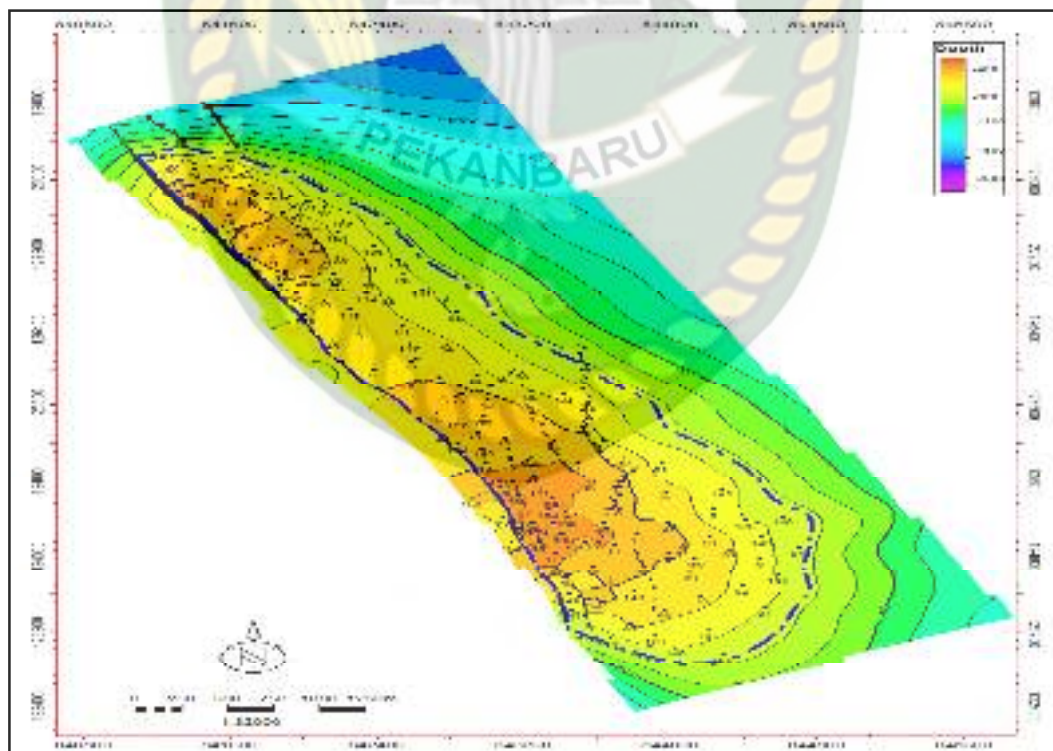
Formasi Petani disusun dengan *sekuen* monoton serpih - *mudstone* lalu batu pasir *minor* lalu batu lanau yang mengarah ke atas memperlihatkan pendangkalan lingkungan endapan dan penyusutan pengaruh laut.

d. Formasi Minas

Formasi Minas adalah pengendapan *kuarter* yang tertimbun secara tidak selaras di atas formasi Petani. Formasi tersebut disusun dengan struktur lapisan tipis kerikil, pasir lalu lempung yang dicirikan pengendapan *alluvial*. Proses endapan formasi Minas masih berlangsung hingga sekarang.

### 3.3.3 Struktur Reservoir

Secara struktural reservoir lapangan A merupakan *against fault structure* yang dibatasi oleh sesar berarah barat laut–tenggara di bagian Barat. Dasar interpretasi struktur sebagian besar diperoleh dari cerminan seismik dan dikenali sebagai formasi Bekasap. Interpretasi seismik memperlihatkan bahwa lapangan A sepuluh *fault*, dengan satu *major fault* dan sisanya adalah *minor fault*. Gambar 3.5 memperlihatkan struktur reservoir A.



**Gambar 3.5** Struktur Reservoir Lapangan A (BOB PT. BSP Field)

### 3.4 Karakteristik Lapangan A

#### 3.4.1 Lingkungan Pengendapan

Analisis lingkungan pengendapan sangat penting untuk diketahui dalam menentukan karakteristik reservoir karena berhubungan dengan distribusi, kekontinyuan, dan heterogenitas batuan reservoir. Lapisan Bekasap terdiri dari seri sedimen dimulai dari lingkungan transisi, laut terbuka dan *delta*. Litologinya tersusun dari batu pasir berukuran sedang hingga kasar, sedikit *shale* dan batu gamping, merupakan formasi yang bagus untuk menjadi reservoir.

Lapangan A merupakan reservoir batu pasir hasil pengendapan *delta* yang terdiri dari *channel* dan *bar*. Lingkungan pengendapan *delta* adalah hasil pengendapan yang terjadi dimana sungai menyalurkan bahan-bahan sedimennya ke dalam suatu wadah air yang besar, biasanya laut. Pada saat bahan sedimen bergerak dari sungai ke laut, terjadi pengendapan beberapa batuan karena pengaruh arus sehingga terbentuk *channel* dan *bar*.

#### 3.4.2 Karakteristik Fluida

Sampel fluida lapangan A diperoleh karakteristik fluida reservoir seperti terdapat pada tabel 3.1 Dari data fluida tersebut terlihat bahwa tekanan pada titik gelembung (*bubble point pressure*) rendah yaitu pada 235 psia, GOR yang rendah yaitu 30 scf/STB, dan juga °API sebesar 30, sehingga menunjukkan bahwa fluida reservoir lapangan A adalah *black oil*.

Harga GOR yang rendah mengindikasikan bahwa gas yang terkandung di dalam fluida reservoir lapangan A sangat sedikit, sehingga dalam beberapa kasus dapat diabaikan.

**Tabel 3.1.** Karakteristik Fluida

No	Minyak	Nilai	Ket.
1	Tekanan Gelembung ( $P_b$ )	235	Psia
2	GOR	30	scf/STB
3	API pada 60 °F	30	°API

No	Minyak	Nilai	Ket.
4	Faktor Volume Formasi pada $P_b$ ( $B_o$ )	1.027	resbbl/STB
5	Viskositas pada $P_b$	4.244	Cp
6	$R_s$ pada $P_b$	31.7	cuft/STB

Sumber : BOB PT. BSP Pertamina Hulu (2014)

### 3.5 Skematik Sumur Lapangan A

Pada lapangan A, rata-rata sumurnya memiliki jenis pemboran *vertical drilling*. Pada sumur A#54 tersebut perforasinya berada pada kedalaman 470 ft–690 ft. Pada lapisan *sand* nya terletak di CS@705' MD. Di sumur N1071 tersebut perforasinya terletak di kedalaman 470 ft–690 ft.

Sumur *vertical* banyak dijumpai pada Pedada Area, area ini merupakan sumur–sumur yang dangkal. Target *Depth* di Pedada Area sekitar antara 450 ft sampai 700 ft MD. *Payzone* Pedada Area terdapat pada lapisan Bekasap, karena mayoritas *sandstone* ada pada lapisan Bekasap.

### 3.6 Data Produksi Lapangan A

Pada lapangan A ini memiliki luas reservoir hingga 4,845 *acres* dengan volume reservoir 274,076 ACFT. Mekanisme pendorong di lapangan ini berupa *water drive*. Porositas pada lapangan ini sebesar 24% dengan permeabilitas sebesar 280 MD. Pada lapangan Z ini memiliki tekanan reservoir sebesar 284 psig.

Jumlah sumur sebanyak 157 sumur, sumur produksi 137 sumur dan sumur injeksi sebanyak 21 sumur. *Cumulative* produksi sebanyak 137 MMSTB, *Cumulative* air 356 MMSTB, dan *Cumulative* injeksi air 243 MMSTB. Di sumur ini rata-rata setiap sumurnya memakai pompa HPU. *Water cut* pada sumur sebesar 90%.

### 3.7 Mekanisme Pendorong Reservoir

Berdasarkan bentuk struktur reservoir lapangan A, dimana sebelah barat dibatasi oleh *fault* utama (*main fault*) sepanjang reservoir dan sebelah timur dibatasi oleh *edge aquifer*, maka tenaga pendorong reservoir ini berupa tenaga dorong air yang berasal dari sekeliling reservoir (*edge water drive*).



## BAB IV

### PEMBAHASAN PENELITIAN

**HPU (*Hydraulic Pumping Unit*)** merupakan salah satu *artificial lift* yang dipakai agar memproduksi fluida dari dalam sumur menggunakan sistem hidrolik yang berada di atas permukaan (*surface equipment*). Di permukaan sistem hidrolik ini bekerja dengan adanya *oil* yang ada di dalam *tank oil*, dan *power pack* sebagai sumber tenaga pendorong ke piston di dalam *cylinder jack* sehingga seperti gerakan naik turun guna mengangkat *sucker rod* di bawah permukaan yang terhubung langsung dengan *plunger*.

Pada unit di bawah permukaan prinsip kerjanya sama dengan prinsip pompa angguk, dimana pada waktu *upstroke* ruangan jarak antara *standing valve* dan *travelling valve* akan bertambah panjang dan hal ini akan mengakibatkan kurangnya tekanan di dalam pompa sehingga fluida masuk melalui *standing valve* yang terbuka disebabkan tekanan dari fluida di luar pompa dengan hisapan *plunger* (Fitrianti, 2013).

Pada sumur A#54 yang akan dilakukan analisis tekanan hidrolik pada pompa HPU, Untuk lebih lanjut dapat dilihat di bawah berikut:

#### **4.1 PENGARUH TOTAL *LOAD* DI SUMUR A#54 PADA KONDISI *PUMP STUCK* DAN *LOW PRODUCTION* TERHADAP KENAIKAN TEKANAN HIDROLIK**

Besar kecilnya nilai tekanan hidrolik dipengaruhi oleh total *load* atau beban didalam sumur, beban disini adalah beban *sucker rod* dan beban fluida, setiap sumur memiliki jumlah *sucker rod*, ukuran *sucker rod*, ukuran *plunger* dan kedalaman pompa yang berbeda, sehingga menyebabkan pembebanan pada setiap sumur juga berbeda. Untuk perhitungan total *load* dan tekanan hidrolik pada sumur dapat dilihat pada tabel 4.1

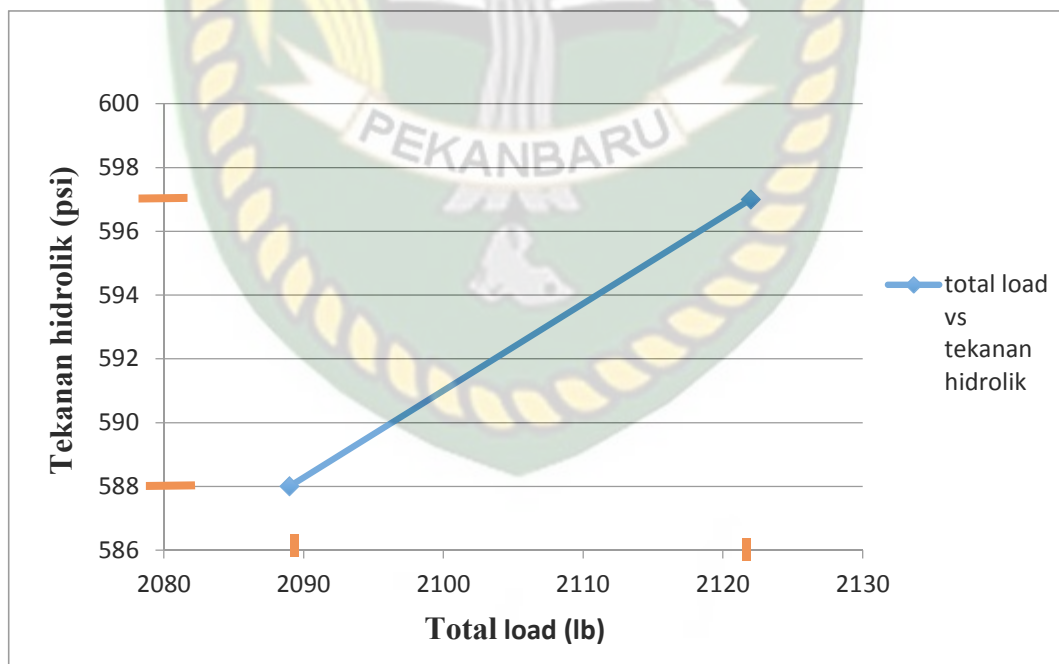


**Tabel 4.1** Hasil perhitungan total *load* dan tekanan hidrolis A#54

Sumur A#54 Parameter	Total load (lb)	Tekanan Hidrolis (Psi)
<i>Pump stuck</i>	2089 lb	588 Psi
<i>Low production</i>	2122 lb	597 Psi

Berdasarkan tabel, semakin bertambahnya total *load* maka tekanan hidrolis akan mengalami kenaikan, karena tenaga yang dibutuhkan oleh pompa HPU juga semakin besar, dapat dilihat pada grafik dibawah ini tekanan hidrolis berbanding lurus dengan total *load*.

*Fluid load* adalah tekanan yang terkonsentrasi pada bawah *string* hanya selama posisi *upstroke*, dan seimbang dengan tekanan hidrostatis selama fluida terangkat, gerakan yang terjadi pada *area pump plunger*. Itu akan selalu *positive* (Tacas, 2015)

**Gambar 4.1** Total *load* vs Tekanan Hidrolis sumur A#54

Berdasarkan gambar 4.1 hubungan total *load* terhadap tekanan hidrolis dari sumur A#54 berbanding lurus pada kenaikan total *load*.

#### 4.2 PENGARUH GAYA GESEKAN AKIBAT *SAND CONTENT* PADA *PLUNGER* DAN *PUMP BARREL*, SERTA PENAMBAHAN BEBAN *POLISHED ROD* DI SUMUR A#54 PADA KONDISI *PUMP STUCK* DAN *LOW PRODUCTION*

Gaya gesekan ada 2 jenis: (1) Gesekan *fluid* dan (2) gesekan mekanik. *Fluid* bergerak pada *rod* selama *upstroke* dan *rod* menekan *fluid* selama proses *downstroke* (Takas, 2015).

Pompa batang penghisap adalah salah satu peralatan penting dalam produksi minyak, namun demikian juga banyak sumur minyak yang mengandung sejumlah partikel padat seperti masalah sumur berpasir yang menyebabkan keausan *plunger* pompa *rod* jika pasir masuk kedalam *pump barrel* dan menyebabkan pompa macet dan menjadi rusak (Hangxin, 2017).

Beban pada gesekan pada *plunger* serta beban *polished rod* pada posisi *upstroke* terjadi karena adanya gaya yang disebabkan dengan beban *fluid* yang mengakibatkan perbedaan tekanan sepanjang *plunger* dan bekerja pada luas permukaan Ap, adanya perbedaan tekanan yang disebabkan oleh gaya gesek karena *plunger* telah memproduksi pasir melalui *pump barrel*, Pasir yang masuk melalui *standing valve* akan berada di dalam *pump barrel* dan seiring waktu akan semakin banyak terproduksi dan terendapkan disekitar dinding *pump barrel*.

Timbulnya masalah pada *standing valve* ini mengakibatkan *pump* tidak bisa terpenuhi pada kondisi *downstroke*, sumber masalah di *standing valve* ini adalah adanya pasir yang ikut masuk ke dalam *pump* mengakibatkan *standing valvenya* terganjal (Hendra. H, 2014).

Beban *fluid* itu bisa bekerja pada *polished rod* pada saat *upstroke*, dikarenakan berat kolom *fluid* yang ditahan dengan *plunger*, volume dari kolom *fluid* dari *plunger* dan setinggi *rod string*. Saat *plunger* diposisi *upstroke*, pasir akan menimbulkan gaya gesekan antara *plunger* dengan *pump barrel*.

Gerakan batang hisap yang terjadi gesekan berlebihan akibat adanya *scale*, *paraffin*, dan *problem* kepasiran yang akan mengakibatkan getaran pada *pumping unit*, Jika dibiarkan terus menerus *tubing* akan bocor dan rusak karena batang hisap menggesek *tubing* (Pertamina, 2013).

Berdasarkan hasil data sumur yang telah didapat maka nilai beban gesekan *plunger* dan beban *polished rod* maksimum yang terjadi selama *upstroke* pada sumur A#54 yang mengalami *pump stuck* sebesar 2158 lb dan sumur yang mengalami *low production* sebesar 2195 lb, dengan nilai beban gesekan tersebut pompa HPU dapat mengakibatkan kenaikan tekanan hidrolik pada pompa.

**Tabel 4.2** Hasil perhitungan beban gesekan dan beban *polished rod* maksimum sumur A#54

Sumur A#54 Parameter	Beban Gesekan Pasir pada luas <i>plunger</i>	Beban <i>polished rod</i> maksimum
<i>Pump stuck</i>	55.2 F	2158 lb
<i>Low Production</i>	254.8 F	2392 lb

Pengaruh beban gesekan pasir yang terjadi karena perbedaan tekanan ( $\Delta P$ ) disepanjang kedalaman sumur dan pompa pada *plunger* dan lebih tepatnya terjadi pada *polished rod*, menyebabkan kenaikan total *load* yang akan mengakibatkan bertambahnya beban tekanan hidrolik dan gaya gesek pada *plunger* yang menyebabkan tekanan hidrolik menjadi meningkat seiring dengan bertambahnya total *load*.

#### 4.3 PENGARUH *SAND CONTENT* TERHADAP KENAIKAN TEKANAN HIDROLIK DI SUMUR A#54 PADA KONDISI *PUMP STUCK* DAN *LOW PRODUCTION*

Gesekan pada pompa yang beroperasi pada *hydraulic pump* tergantung pada jenis pompa, persentase kecepatan pompa (spm), dan kekuatan viskositas fluida (Brown, K. E 1984).

Setelah dilakukan perhitungan beban gesekan *polished rod* pada posisi *upstroke*, dapat diketahui bahwa beban gesekan yang timbul pada *polished rod* yang terjadi di *plunger* pada saat *upstroke* terjadi karena adanya pasir yang ikut terproduksi bersamaan dengan beban fluida yang berada pada *plunger*.

Masalah ini jika tidak segera diatasi maka akan mengakibatkan pompa mati (*pump stuck*) karena pasir telah banyak terendapkan pada *pump barrel* dan gesekan yang ditimbulkan oleh pasir akan mengakibatkan kapasitas kemampuan tekanan hidrolis yang akan mengalami kenaikan akibat terjadi gesekan secara berkala. Untuk itu perlu dilakukan penanggulangan setelah pompa mengalami indikasi penurunan produksi yang berlebihan.

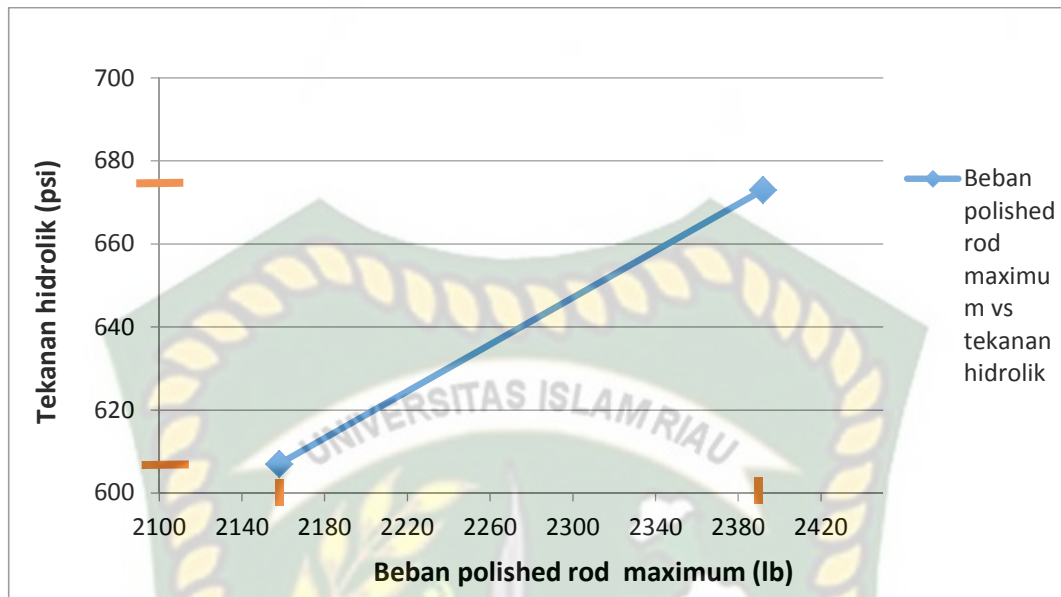
*Low production* pada pompa dan efisiensi pompa terlalu rendah disebabkan oleh adanya *valve* tertutup *scale*, *paraffin* dan pasir, untuk itu perlu di perbaiki dan hambatan pada pipa di hilangkan (Pertamina, 2013).

Untuk hasil perhitungan beban *polished rod* maksimum dan tekanan hidrolis pada sumur dapat dilihat pada tabel 4.3

**Tabel 4.3** Hasil perhitungan beban *polished rod* maksimum dan tekanan hidrolis sumur A#54

Sumur A#54 Parameter	Beban <i>polished rod</i> maksimum	Tekanan Hidrolis (Psi)
<i>Pump stuck</i>	2158 lb	607 Psi
<i>Low Production</i>	2392 lb	673 Psi

Berdasarkan tabel, semakin besar beban *polished rod* karena penambahan beban karena gesekan maka semakin besar tekanan hidrolis, karena tenaga yang dibutuhkan oleh pompa HPU juga semakin besar, dapat dilihat pada grafik di bawah ini tekanan hidrolis berbanding lurus dengan beban *polished rod*.

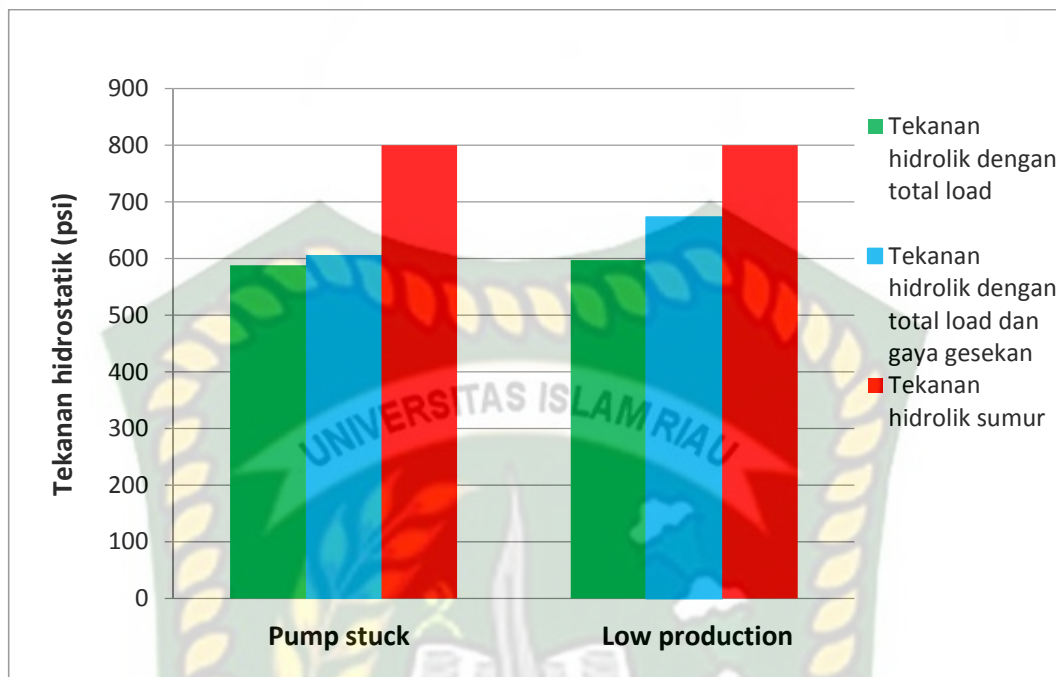


**Gambar 4.2** Beban *polished rod* maksimum vs tekanan hidrolik

Berdasarkan gambar 4.2 hubungan Beban *polished rod* maksimum terhadap tekanan hidrolik dari sumur A#54 berbanding lurus.

**Tabel 4.4** Hasil tekanan hidrolik perhitungan dengan tekanan hidrolik pada sumur A#54

Sumur A#54 Parameter	Tekanan Hidrolik vs Total load (Psi)	Tekanan Hidrolik vs Total load dan Gesekan (Psi)	Tekanan Hidrolik Sumur (Psi)
Pump stuck	588	607	800
Low production	597	673	800



**Gambar 4.3** Grafik Perbandingan Tekanan Hidrolik Perhitungan dengan Tekanan Hidrolik sumur A#54

Berdasarkan perbandingan tekanan hidrolik perhitungan dan tekanan hidrolik sumur, nilai tekanan hidrolik perhitungan selalu lebih rendah dibanding dengan tekanan hidrolik sumur, hal ini dikarenakan nilai tekanan hidrolik perhitungan dipengaruhi oleh nilai *total load* yang meliputi berat *rod* dan berat *fluid* dan beban gesekan pasir di sepanjang *plunger*, sedangkan tekanan hidrolik sumur dipengaruhi oleh berat kandungan pasir yang terdapat pada seluruh *pump* dan perbedaan *horse power* pompa.

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1 KESIMPULAN

Berdasarkan pengolahan data yang telah dilakukan dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Nilai total *load* pada kondisi *pump stuck* = 2089 lb dan *low production* = 2122 lb dan nilai tekanan hidrolik pada kondisi pada kondisi *pump stuck* = 588 psi dan *low production* = 597 psi, Semakin bertambahnya total *load* maka tekanan hidrolik akan semakin meningkat.
2. Nilai pengaruh gaya gesekan akibat *sand content* pada kondisi *pump stuck* = 55.2 lb dan *low production* = 254.8 lb serta penambahan beban *polished rod* maksimum pada kondisi *pump stuck* = 2158 lb dan beban *polished rod* maksimum pada kondisi *low production* = 2392 lb.
3. Dari hasil perhitungan telah didapat nilai penambahan tekanan hidrolik disebabkan oleh gaya gesekan akibat pengaruh *sand content* pada kondisi *pump stuck* mengalami kenaikan dari = 588 psi menjadi = 607 psi dan *low production* dari = 597 psi menjadi = 673 psi. Hal ini dapat disimpulkan bahwa penambahan total *load* karena gaya gesekan akibat pengaruh *sand content* dapat meningkatkan tekanan hidrolik.

#### 5.2 SARAN

Untuk penelitian selanjutnya guna menyelesaikan tugas akhir disarankan untuk menganalisa kenaikan tekanan hidrolik karena pengaruh *scale*.

## DAFTAR PUSTAKA

- Arini, D., Arie, .A. T. & Prabu, A.U. (2014). J.T, Pertambangan, J, T.,F Desain sucker rod pump untuk optimasi produksi sumur sembur alam 1,5-x di Pertamina EP asset 2 field limau.
- Beggs, H., Dale. (2003). *Production Optimization Using Nodal Analysis*. (Vol.2) Tulsa, Okhlahoma: OGCI and Petroskills.
- Buntoro, Aris & Yasutra, Amega. (2007). Penerapan metoda wiggins untuk perhitungan potensi sumur water cut tinggi di lapangan Tanjung. Simposium national IATMI, Yogyakarta.
- Brown, K.E. (1980). *The Technology of Artificial Lift Method*. (Vol. 2a). Tulsa, Oklahoma: Penn Well Publishing Company.
- Brown, K.E (1984). *The Technology Of Artificial Lift Methods Vol.2a*, Tulsa, Oklahoma: Penwell Publishing Company.
- Craft-Holden. (1962). *Well Design Drilling and Production*. Prentice Hall, Inc., Englewood Cliffs, New York.
- Eubank, R.T. dan Makki, A.C., (1981). Structural Geology of the Central Sumatra Back-Arc Basin, procceding indonesian association 10th annual conventional, Jakarta.
- Faiz, Syahrinal. Djoko Sulistyanto. & Samsol. (2015). *Studi Optimasi Kinerja Sucker Rod Pump Pada Sumur A-1, A-2, Z-1 Dan Z-2 Menggunakan Perangkat Lunak Prosper*. Universitas Trisakti.



- Fitrianti. (2013). *Perencanaan Pengangkatan Buatan Dengan Sistem Pemompaan Berdasarkan Data Karakteristik Reservoir*. Jurnal Of Earth Energy Engineering.
- Gabor, T (1947). *Modern Sucker – Rod Pumping*. Tulsa: South Sheridan Road.
- H, Henra, Hartono., Ibrahim, Eddy & Yusup, Maulana.(2014). *Evaluasi Penggunaan sucker rod pump pada sumur RB-36 RB-91 dan RB-135 dengan menggunakan data sonolog dan dynamometer untuk meningkatkan produksi di Pt. Pertamina EP asset 1 field ramba*
- Heidrick, T.L dan Aulia, K., (1993) A Structural and Tectonic Model of the Coastal Plains Block, Central Sumatera Basin Indonesia, Proceeding Indonesian Petroleum Association 23rd Annual Convention.
- Hassouna, Mohamed. (2013). *Plunger lift application challenges and economics*. paper presented at the north africa technical conference & exhibition, Cairo, 15-17 april.
- James, W. J. (2012). *The Design Of Sucker Rod Pump System*. Paper Society of Petroleum Engineers 20152. Texas A&M University.
- KSO Pertamina-EP Samudra Energy BWPMeruap. (1994). *AMDAL*. Sarolangun, Jambi
- Musnal Ali. (2015). *Optimasi Perhitungan Laju Alir Minyak Dengan Meningkatkan Kinerja Pompa Hydraulic pada Sumur Di Lapangan PT. KSO Pertamina Sarolangun Jambi*. Jurnal of Earth Energy Engineering.
- Pertamina. (2003). Penentuan potensi sumur minyak vertikal dengan IPR.
- Pertamina (2003). *Perencanaan dan Troubleshooting Sumur Pompa Angguk*.
- Pertamina (2003). *Perencanaan dan Analisa Ulang Sumur Pompa Angguk*.

- Purwaka, Edi. (2018). *Perencanaan Ulang Sucker Rod Pump Pada Sumur "X" Lapangan "Y"*. Jurnal OFFSHORE, Volume 2.
- PT Expertest. (2000). *HPU Manual Book*.
- Pleasant. S.E, (2013). *Hydraulic system operating and maintainace manual*. Department of Public Works Infrastructure Services Division, City of Milwaukee, Wiscounsin,
- Rohmat, Ali, Ahmad. (2012). *Evaluasi dan Optimasi Sucker Rod Pump Dengan Penggerak Tipe Hidraulic Pumping Unit di Lapangan Meruap*. UPN Vetral Yogyakarta.
- Rowlan, O.L & McCoy, J.N (2015). Pump card reference load lines used for analysis and troubleshooting. Paper presented at the 2015 SPE international production and operations symposium, Oklahoma, USA, 1-15 march.
- Sudaryadi, Hary, Maiky., Amin, M. & Abro, M. Akib. (2014). *Peningkatan produksi sucker rod pump (SRP) dengan mengacu pada break event point (BEP) sumur JRK-X di Pt. pertamina EP region sumatera field pendopo*. Universitas sriwijaya Palembang.
- Sukarno, Pudjo. (2001). Pengembangan peramalan kurva IPR dua fasa secara Analistis. Simpisiium national IATMI, Yogyakarta, 3-5 oktober.
- Szilas. A.P., (1975). *Production and Transport of oil and gas*. Elsevier Scientific Publishing Company, Amsterdam.
- Takacs, Gabor & Gajha, Mihaly. (2016). An enhanced model for the design of tapered sucker rod string. Paper presented at the 2012 SPE international technical conference & exhibition, Amsterdam, 27-29 october.



# UNIVERSITAS ISLAM RIAU

## FAKULTAS TEKNIK

### الْجَامِعَةُ الْإِسْلَامِيَّةُ الرَّيُّوْنِيَّةُ

Alamat: Jalan Kaharuddin Nasution No. 113, Marpoyan, Pekanbaru, Riau, Indonesia - 28284  
 Telp. +62 761 674674 Fax: +62761 674834 Email: teknik@uir.ac.id Website: www.uir.ac.id

#### SURAT KETERANGAN BEBAS PLAGIARISME

Nomor: 0039/A-UIR/5-T/2019.

Fakultas Teknik Universitas Islam Riau menerangkan bahwa Mahasiswa dengan identitas berikut:

NAMA	AKRAM ADLIANDA.
NPM	14 321 0265.
PROGRAM STUDI	PERMINYAKAN.

Judul Skripsi:

ANALISIS PENGARUH SAND CONTENT TERHADAP KENAIKAN  
 TEKANAN HIDROLIK PADA POMPA HPU.

Dinyatakan bebas plagiat karena hasil menunjukkan angka *similarity index* < 30% pada setiap subbab naskah skripsi yang disusun. Surat keterangan ini digunakan sebagai persyaratan untuk pengurusan surat keterangan bebas pustaka.

Pekanbaru, 4 April 2019.

Wakil Dekan

Bid. Akademik FT-UIR.



Dr. Kurnia Hastuti, ST., MT

NPK: 99 05 02 281