

**OPTIMASI KINERJA POMPA SUCKER ROD DENGAN  
PENGUNAAN ROD PUMP OPTIMIZATION CONTROLLER  
TERHADAP WELL WELL POUNDING DAN INTERMITTEN**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*

Oleh

**ADI SAPUTRA**

**133210694**



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

**2020**

## KATA PENGANTAR

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

1. Kedua orang (Alm) Drs Anwar dan Wan sulita S.pd, atas dukungan serta kasih sayang selama penyelesaian tugas akhir ini.
2. Bapak Idham Khalid, ST.,MT selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
3. Bapak Dani Parulina Akbar selaku mentor di lapangan, yang telah membantu dan memberikan masukan dalam menyelesaikan kendala dalam penyusunan tugas akhir ini.
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 per satu
5. Teruntuk teman perjuangan angkatan 2013 yang senantiasa memberikan semangat dalam berbagai bentuk untuk penyelesaian tugas akhir saya.

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, 08 Juli 2020

Adi Saputra

## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	
HALAMAN PENGESAHAN.....	i
PERNYATAAN KEASLIAN.....	ii
KATA PENGANTAR.....	iii
DAFTAR ISI.....	iv
DAFTAR GAMBAR.....	vi
DAFTAR GRAFIK.....	vii
DAFTAR TABEL.....	viii
DAFTAR SINGKATAN.....	ix
ABSTRAK .....	x
<b>BAB I PENDAHULUAN</b>	
1.1. LATAR BELAKANG .....	1
1.2. TUJUAN PENELITIAN.....	2
1.3. MANFAAT PENELITIAN .....	2
1.4. BATASAN MASALAH.....	2
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA</b>	
2.1. <i>SUCKER ROD PUMP</i> .....	3
2.1.1. Peralatan <i>Sucker Rod Pump</i> .....	6
2.1.2. Prinsip Kerja <i>Sucker Rod Pump</i> .....	15
2.1.3. Analisa Peralatan <i>Sucker Rod Pump</i> .....	16
2.1.3.1. Gerakan <i>Rod Analysis</i> .....	16
2.1.3.2. Batang <i>Sucker Rod</i> .....	17
2.1.3.3. Stroke pemompaan <i>effective</i> .....	17
2.1.3.4. <i>Pump velocity</i> .....	22
2.2. <i>ROD PUMP OPTIMIZATION CONTROLLER (RPOC)</i> .....	23
<b>BAB III METODE PENELITIAN</b>	
3.1 METODE PENELITIAN.....	26

3.2 ALUR PENELITIAN .....	27
3.3 TEMPAT PENELITIAN .....	28
3.4 JADWAL PENELITIAN .....	28
3.5. TINJAUAN LAPANGAN.....	28
3.5.1 Sejarah Lapangan Duri .....	30
3.5.2 Pembagian Area .....	30
3.5.3 Struktur Geologi.....	32
3.5.4 Karakteristik Reservoir .....	32
3.5.5 Stratigrafi Lapangan Duri .....	33
<b>BAB IV HASIL Dan PEMBAHASAN</b>	
4.1 EVALUASI DATA <i>ROD PUMP OPTIMIZATION CONTROLLER</i> SUMUR ADS .....	36
4.2 OPTIMALISASI KINERJA DARI PADA <i>SUCKER PUMP</i> BERDASARKAN DATA <i>ROD PUMP OPTIMIZATION CONTROLLER</i> SUMUR ADS .....	39
<b>BAB V KESIMPULAN.....</b>	41
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	42

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1. Sistim batang pumping unit.....	4
Gambar 2.2 Jenis conventional .....	5
Gambar 2.3 Jenis mark II.....	5
Gambar 2.4 Jenis air balanced .....	6
Gambar 2.5 Fasilitas pompa sucker rod didalam sumur.....	9
Gambar 2.6 Poorman type.....	10
Gambar 2.7 Packer type .....	11
Gambar 2.8 Batang sucker rod pump.....	12
Gambar 2.9 Pembagian pompa sucker rod .....	13
Gambar 2.10 Mekanisme sucker rod .....	16
Gambar 2.11. Proyeksi pergerakan sucker rod. ....	17
Gambar 2.12. Tekanan vs tinggi fluida didalam annulus.....	19
Gambar 2.13. Getaran Yang terjadi pada Batang Rod.....	22
Gambar 3.1. Gambar Lapangan Duri (DSF) .....	29
Gambar 3.2. Peta Lapangan Duri (PT. CPI Tahun 2007) .....	29
Gambar 3.3. Peta pembagian area (PT. CPI Tahun 2007).....	31
Gambar 3.4. Statigrafi Cekungan Sumatra Tengah (PT. CPI Tahun 2007).....	35
Gambar 4.1 Skematik sumur ADS.....	37

## DAFTAR GRAFIK

Grafik 4.1 Dyno card up stroke dan down stroke .....39

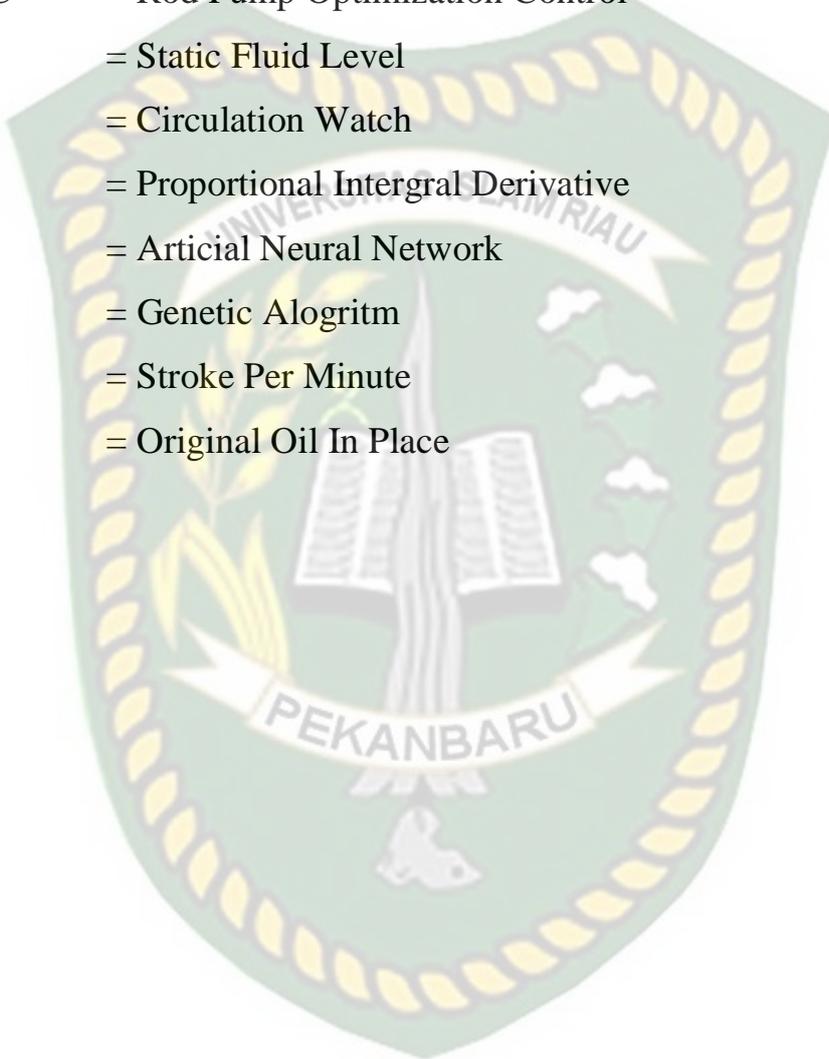


## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1. Jenis dan Ukuran Maksimum Pompa.....	14
Tabel 2.2. Klasifikasi Pompa <i>Sucker Rod Under Surface</i> Berdasarkan API.....	15
Tabel 2.3 Kombinasi Ukuran Untuk <i>Sucker Rod</i> .....	18
Tabel 2.4 Data ukuran sucker rod .....	19
Tabel 2.5 Data ukuran tubing.....	20
Tabel 2.6 Data Ukuran Plunger Pompa.....	20
Tabel 2.7 Data Ukuran Rod dan Plunger .....	21
Tabel 3.1 Perencanaan jadwal penelitian .....	28
Tabel 4.1 Data tekanan dan temperature sumur ADS .....	36
Tabel 4.2 Hasil well test sumur ADS setelah optimalisasi dengan sistim RPOC.....	39

## DAFTAR SINGKATAN

RPOC	= Rod Pump Optimization Control
SFL	= Static Fluid Level
CW	= Circulation Watch
PID	= Proportional Intergral Derivative
ANN	= Articial Neural Network
GA	= Genetic Alogritm
SPM	= Stroke Per Minute
OOIP	= Original Oil In Place



# OPTIMASI KINERJA POMPA SUCKER ROD DENGAN PENGUNAAN ROD PUMP OPTIMIZATION CONTROLLER TERHADAP WELL WELL POUNDING DAN INTERMITTEN

ADI SAPUTRA  
133210699

## ABSTRAK

Untuk mengoptimalkan produksi minyak dilapangan X, agar umur pompa (*running life*) lebih lama digunakan metode *Rod Pump Optimization Controller* adalah metode pengontrolan dan *monitoring sucker rod pump* dengan penggunaan sensor bawah sumur bertujuan untuk memonitor tekanan dan temperatur dasar sumur secara terus menerus dengan adanya pengontrolan ini optimasi terhadap kinerja dari pompa *sucker rod* dapat dilakukan. Metode penelitian yang digunakan adalah studi literatur yang berhubungan dengan optimasi kinerja dari pada *sucker rod pump* dengan sistim *rod pump optimization controller* (RPOC) untuk memaksimalkan produksi minyak di sumur X pada *sucker rod pump* yang terpasang dan melakukan observasi lapangan sehingga didapatkan data primer serta data sekunder. Kemudian dilakukan analisa terhadap data *monitoring (dynamo card)* untuk mendapatkan informasi mengenai tingkah laku dari pada *sucker rod pump* berupa tekanan dan temperatur fluida Dari hasil tersebut maka dapat ditentukan langkah apa yang perlu dilakukan untuk untuk mengoptimalkan kinerja dari pada pompa *sucker rod*. Kemudian dilakukan evaluasi pompa yang terpasang dan melakukan optimasi produksi yang menghasilkan efisiensi volumetris lebih dari 70%. Optimalisasi terhadap kinerja dari *sucker rod pump* di sumur ADS berhasil dilakukan dapat dilihat dengan adanya peningkatan produksi fluida dari 73,95 bfpd pada 27 mei 2019 menjadi 87,05 bfpd pada 25 oktober 2019 dan 153,48 bfpd pada 18 februari 2020

Kata kunci: *Running life, Rod pump optimization controller, Sucker rod pump, Dynamo card, Kinerja, Evaluasi*

# **OPTIMASI KINERJA POMPA SUCKER ROD DENGAN PENGUNAAN ROD PUMP OPTIMIZATION CONTROLLER TERHADAP WELL WELL POUNDING DAN INTERMITTEN**

**ADI SAPUTRA  
133210699**

## ***ABSTRACT***

To optimize oil production in the field X, so that the lifespan of the pump (running life) is longer used the Rod Pump Optimization Controller method is a method of controlling and monitoring sucker rod pump with the use of sensors under the well aims to monitor the pressure and temperature of the well bottom continuously with the presence of this control optimization of the performance of the sucker rod pump can be done. The research method used is a literature study related to performance optimization of the sucker rod pump with the rod pump optimization controller (RPOC) system to maximize oil production in well X on the installed sucker rod pump and conduct field observations so that primary data and secondary data are obtained . Then an analysis of the monitoring data (dynamo card) is carried out to obtain information about the behavior of the sucker rod pump in the form of fluid pressure and temperature. From these results it can be determined what steps need to be taken to optimize the performance of the sucker rod pump. Then an evaluation of the installed pump is carried out and production optimization is carried out resulting in a volumetric efficiency of more than 70%. Optimization of the performance of the sucker rod pump in the ADS well was successfully carried out by an increase in fluid production from 73.95 bfpd on 27 May 2019 to 87.05 bfpd on 25 October 2019 and 153.48 bfpd on 18 February 2020

**Keywords:** Running life, Rod pump optimization controller, Sucker rod pump, Dynamo card, Performance, Evaluation.

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 LATAR BELAKANG

Suatu keadaan dimana kurangnya tekanan dari dalam formasi untuk mendorong *formation fluid* pada keadaan aliran yang masih mampu maka sistim pengangkatan buatan adalah solusi terbaik yang akan di aplikasikan untuk dapat membantu memproduksi fluida ke permukaan. Dengan keadaan formasi yang yang mudah runtuh *sucker rod pump* merupakan pengangkatan buatan yang diterapkan pada lapangan X. Dimana pada prinsipnya cara kerja pompa *sucker rod* adalah kesatuan pergerakan peralatan baik dipermukaan dan bawah permukaan. *Sucker rod pump* adalah metode pengangkatan buatan yang paling umum dan sebagian besar diterapkan pada marginal lapangan minyak didarat, sistim pompa *sucker rod* terdiri dari unit peralatan dipermukaan yang akan menginduksi gerakan *alternative* dari batang *sucker rod pump* yang dihubungkan dengan *piston* dibawah permukaan yang berada didasar sumur. Untuk profil sumur yang lebih tinggi dilengkapi dengan sebuah *sucker rod pump* yang menggunakan sistim *automatic monitoring* dan *control* dari sumur dan pompa, namun sistim ini mengandalkan algoritma sebagai ganti dari waktu sebenarnya kondisi dibawah sumur.

Untuk mengoptimalkan produksi minyak dilapangan X, agar umur pompa (*running life*) pompa lebih lama digunakan metode *Rod Pump Optimization Controller* adalah metode pengontrolan dan *monitoring sucker rod pump* dengan penggunaan sensor diatas sumur bertujuan untuk memonitor kinerja dari pada *sucker rod pump* secara terus menerus dengan adanya pengontrolan ini optimasi terhadap kinerja dari pompa *sucker rod* dapat dilakukan.

Metode *Rod Pump Optimization Controller* adalah pengontrolan atau monitoring yang dilakukan terhadap kinerja dari pada pompa *sucker rod* dengan

menggunakan pemasangan sensor diatas sumur, dimana sensor ini akan merekam atau me record segala tingkah laku *rod pump* selama produksi berbentuk *card* atau disebut *dyanamo card* dan dari card ini dapat ditentukan tindakan apa yang perlu dilakukan terhadap *sucker rod pump* agar *running life* pompa *sucker rod* dapat dijaga atau dipertahankan.

### **1.2 Tujuan Penelitian**

Tujuan dari penelitian tugas akhir ini adalah:

1. Evaluasi hasil *monitoring record* dari metode *Rod Pump Optimization Controller* untuk menentukan kondisi pompa *sucker rod* pada saat produksi.
2. Optimalisasi kinerja dari pada *sucker pump* berdasarkan hasil *monitoring* berupa *dynamo card* untuk memaksimalkan produksi minyak dilapangan X.

### **1.3 Manfaat penelitian**

Dengan melakukan penelitian masalah monitoring kinerja dari pada pompa *sucker rod*, penulis menjadi tahu bahwasanya kondisi yang bagai mana dikatakan *sucker rod pump* dalam keadaan baik (dalam performanya) dan keadaan kurang baik (performa menurun) berdasarkan hasil *monitoring* berupa *dynamo card* dan mengetahui perbedaan pompa *sucker rod* dengan *artificial lift* yang lain.

### **1.4 Batasan Masalah**

Pembatasan masalah yang dibahas pada penelitian ini adalah Optimasi Kinerja Pompa *Sucker Rod* Dengan Penggunaan RPOC Terhadap *Well Well Pounding* Dan *Intermitten*, dan permasalahan dititik beratkan kepada Evaluasi hasil *monitoring* kinerja *sucker rod pump* di sumur X, Optimasi kinerja *sucker rod pump* di sumur X dan Pengaruh optimasi kinerja *sucker rod pump* di sumur X terhadap produksi minyak.

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

Indonesia merupakan salah satu negara berkembang yang mayoritas penduduknya muslim terbesar di dunia, memiliki sumber daya alam yang luar biasa, baik di darat maupun di laut. Hal ini membuat banyaknya ilmu terapan dan teknologi dikembangkan untuk mengelola kekayaan sumber daya alam tersebut. Contohnya seperti ilmu terapan dalam perminyakan. Melakukan eksplorasi minyak dan gas bumi untuk mengambil dan mengolah migas bumi yang berada dibawah permukaan bumi dengan menggunakan teknologi pemboran.

Menurut pandangan islam tindakan ini tentu saja sudah ada tertuang jelas dalam Al-Quran. Sebagaimana firman Allah SWT dalam Al-Quran surat Al Hadid ayat 4 yakni :

هُوَ الَّذِي خَلَقَ السَّمَوَاتِ وَالْأَرْضَ فِي سِتَّةِ أَيَّامٍ ثُمَّ اسْتَوَىٰ عَلَى الْعَرْشِ يَعْلَمُ مَا يَلِجُ فِي الْأَرْضِ وَمَا يَخْرُجُ مِنْهَا وَمَا يَنْزِلُ مِنَ السَّمَاءِ وَمَا يَرْجِعُ فِيهَا وَهُوَ مَعَكُمْ أَيْنَ مَا كُنْتُمْ وَاللَّهُ بِمَا تَعْمَلُونَ بَصِيرٌ ﴿٤﴾

**Artinya:** Dialah yang menciptakan langit dan bumi dalam enam masa: Kemudian Dia bersemayam di atas 'Arsy. Dia mengetahui apa yang masuk ke dalam bumi dan apa yang keluar daripadanya dan apa yang turun dari langit dan apa yang naik kepada-Nya. Dan Dia bersama kamu di mana saja kamu berada. Dan Allah Maha Melihat apa yang kamu kerjakan(Q.S Al Hadid (57) : 4).

Pada ayat ini sudah terlihat jelas bahwa Allah SWT sudah menggambarkan penggunaan teknologi pemboran untuk mengeluarkan gas dan minyak dari dalam bumi bahkan jauh sebelum teknologi ini ditemukan. Apapun yang dilakukan manusia, baik mengelola sumber daya alam, pola kehidupan, politik, ekonomi, dan teknologi tak lepas dari pedoman dan petunjuk yang tertuang dalam Al-

Quran.

Sebagaimana Sabda Nabi Muhammad SAW :

الْقُرْآنُ حِجَّةٌ لَكَ أَوْ عَلَيْكَ

*Dan Al-Qur`an itu bisa menjadi hujjah (kenikmatan bagimu) atau bisa menjadi malapetaka bagimu.*

Islam sebagai Din sempurna yang memiliki seperangkat aturan yang khas terutama dalam pengelolaan sumber daya alam. Dalam konsepsi ekonomi Islam sumber daya alam yang termasuk milik umum seperti air, api, padang rumput, hutan dan barang tambang harus dikelola hanya oleh negara yang hasil dari pengelolaan sumberdaya alam tersebut harus dikembalikan untuk kesejahteraan rakyat. Islam memandang bahwasanya pengelolaan minyak dan gas bumi termasuk kepemilikan umum yang didasarkan pada sebuah hadis Nabi Muhammad SAW :

الْمُسْلِمُونَ شُرَكَاءُ فِي ثَلَاثٍ فِي الْمَاءِ وَالْكَلا وَالنَّارِ

*Kaum muslim berserikat pada tiga hal : air, padang rumput dan api " ( HR., Ibnu Majah )*

Dalam kegiatan usaha minyak dan gas bumi terdapat dua sektor pengaturan yakni kegiatan hulu dan hilir. Sektor hulu mencakup penanganan eksplorasi dan eksploitasi (kontrak kerjasama). Sedangkan sektor hilir mencakup pengolahan, pengangkutan, penyimpanan dan niaga (izin usaha). Penyelenggaraan kegiatan usaha hilir dilakukan melalui mekanisme persaingan usaha yang wajar, sehat dan transparan (UU 22 tahun 2001, pasal 7 ayat 2).

## **2.1. SUCKER ROD PUMP**

Pada saat dilakukan produksi minyak, ada dua teknik yang dapat digunakan. Yang pertama yaitu menggunakan aliran natural itu sendiri (*natural flow*) serta pengangkatan buatan (*artificial lift*). Teknik *natural flow* dapat dijalankan jika tekanan *reservoir* cukup tinggi sehingga mendeksak fluida keluar dengan sendirinya, sedangkan pengangkatan buatan lebih kearah menggunakan peralatan buatan untuk pengangkatan fluida. Pengangkatan buatan umumnya dilakukan ketika tekanan formasi tidak mampu lagi untuk mendorong *formation*

*fluid* keluar ke permukaan, salah satu contohnya yaitu menggunakan *sucker rod pump*.

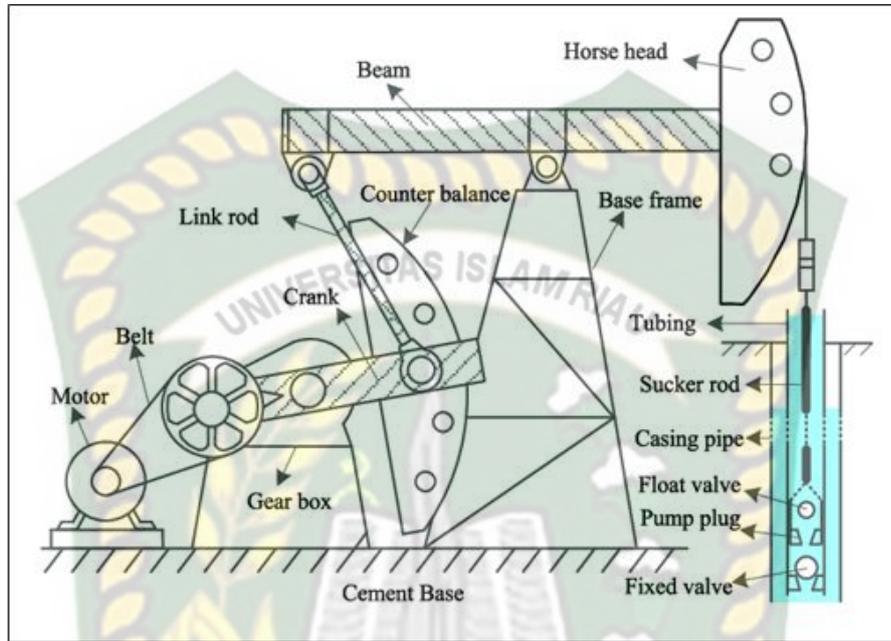
Penggunaan sucker rod pump adalah salah satu metode pengangkatan pada sumur-sumur yang kedalamannya relatif dangkal dan juga produksi gas yang rendah dan tidak ada. Dalam pengoperasian nya memiliki beberapa problem diantaranya ; laju alir minyak tidak akan sesuai antara perencanaan dan aktual nya. dimana hal ini terjadi dikarenakan adanya bocor pada pipa produksi, kebocoran pada *standing valve*, adanya *plunger sticking*, *plunger over travel* maupun *over travel*, *fluid pound*, *gas lock* dan terjadinya gesekan berlebih.

Pada saat mendesain pompa *sucker rod pump*, diperlukan beberapa data seperti *static fluid level* yang dibutuhkan untuk menentukan setting pompa yang akan digunakan. Dalam menentukan *static fluid level* digunakan suatu alat bernama *sonolog*, cara kerjanya yaitu gelombang suara yang dipancarkan kedalam sumur akan dibaca kembali berupa data SFL yang digunakan untuk penentuan laju alir optimum yang akan diterapkan pada sumur tersebut.

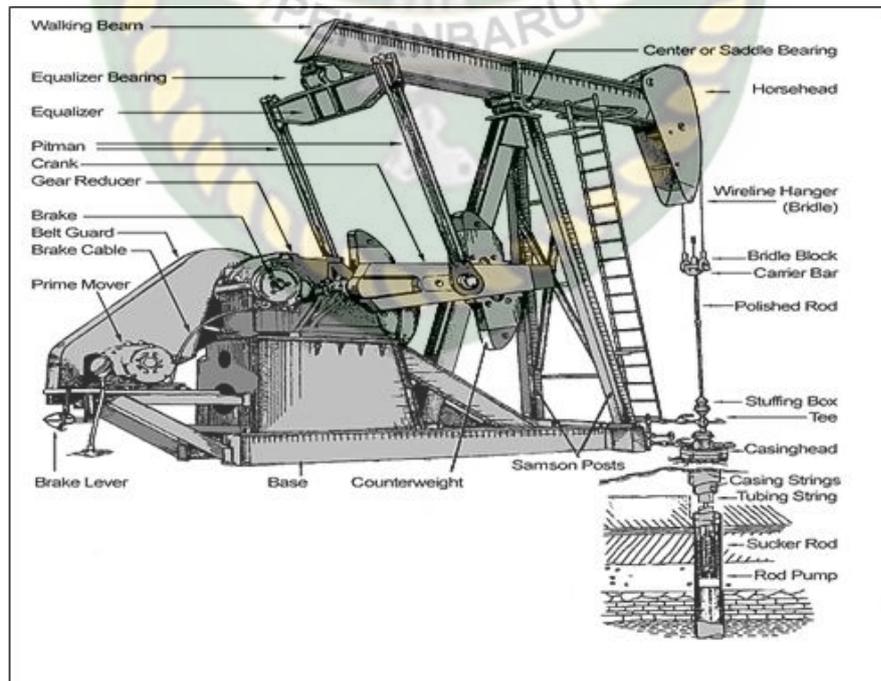
*Sucker Rod Pump*, adalah sebuah pompa berupa yang memiliki arah pemompaan naik dan turun menggunakan sebuah plunger yang mendesak cairan keluar dari sumur. Pompa yang digunakan menggunakan klarsifikasi berstandar API dan memiliki kode berupa C-160-173-63CW. Untuk huruf C memiliki arti *Conventional*, angka 160 adalah batasan torsi pompa, angka 173 (173 ratusan pound) adalah beban maksimal polished rod, angka 64 adalah panjang langkah pada pompa (maksimum 64 inci) dan CW (*Circulation Watch*) merupakan arah putaran pompa.

*Sucker Rod Pump* terbagi menjadi 3 macam yang terdiri dari tipe *Conventional*, tipe *Mark II* dan tipe *Air Balance*. Tipe *Conventional* merupakan tipe pompa yang kebanyakan dipakai dalam industry migas yang memiliki kapasitas mencapai 100 HP. Untuk jenis *Mark II* biasanya dipergunakan untuk sumur dalam dan memiliki produksi yang lebih besar, pompa ini memiliki kekuatan mencapai 125 HP. Pompa jenis *Air Balance Unit* memiliki kapasitas

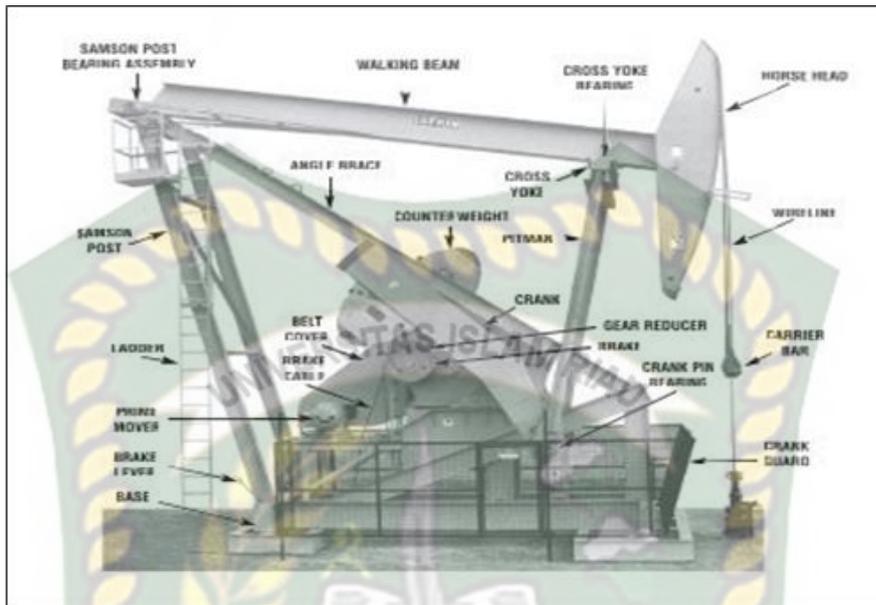
mencapai 150 HP dengan ukuran yang lebih kecil dan juga lebih ringan dibandingkan dua jenis pompa sebelumnya.



Gambar 2.1. Sistem Batang Pumping Unit



Gambar 2.2 jenis *Conventional*



Gambar 2.3 jenis Mark II



Gambar 2.4 jenis Air balanced

### 2.1.1. Fasilitas *Sucker Rod Pump*

Berdasarkan fungsinya pompa sucker rod terbagi dua bagian, yaitu fasilitas diatas permukaan dan fasilitas bawah permukaan.

#### A. Fasilitas di atas Permukaan

Fasilitas di atas permukaan memiliki fungsi sebagai pemindah energi dari penggerak utama ke batang *sucker rod* dengan cara mengkonversi gerakan rotasi menjadi gerakan naik turun.

##### a. *Prime Mover*

Merupakan sumber tenaga penggerak utama dari pompa. Fungsinya yaitu mengubah gerakan rotasi menjadi gerakan naik dan turun pada *rod string* yang kemudian ditransfer kedalam sumur. Penggerak utama bisa berupa mesin bertenaga *gasoline*, *diesel* maupun tenaga listrik.

##### b. *V-Belt*

Merupakan komponen berupa sabuk yang berfungsi sebagai pemindah gaya dari *prime mover* menuju *gear reducer*.

##### c. *Gear Reducer*

Merupakan Komponen berupa transmisi yang merubah kecepatan putaran dari *prime mover* menjadi langkah pemompaan.

##### d. *Crank Shaft*

Merupakan komponen yang berfungsi sebagai batang poros *Crank* dan *gear reducer*.

##### e. *Crank*

Komponen berupa sepasang batang yang memiliki fungsi sebagai penghubung *crankshaft* pada *gear reducer* dengan *pitman*. Komponen ini memengaruhi panjang langkah dan *stroke* pompa.

##### f. *Counterbalance*

Merupakan komponen berupa pemberat yang berfungsi sebagai:

Pennyimpan tenaga penggerak utama ketika *down-stroke* ketika *counterbalance* bergerak keatas. Dan juga menyuplai tenaga ketika *up-stroke* sebesar tenaga potensialnya, karena kerja terberat *prime mover* adalah ketika *up-stroke*.

**g. Pitman**

Berfungsi sebagai penyambung *walking beam* pada *equalizer bearing* terhadap *crank*.

**h. Walking Beam**

Berfungsi sebagai penerus *pitman* yang mengakibatkan pergerakan *horse head* menjadi naik-turun.

**i. Horse Head**

Berfungsi sebagai penerus gerakan dari *walking beam* ke unit pompa yang berada di dalam sumur melewati *bridle*, *polish rod*, dan *sucker rod*.

**j. Bridle**

Merupakan sepasang *steel wire* yang disatukan pada *carrier bar*.

**k. Carrier Bar**

Berfungsi sebagai penggantung dari rangkaian *rod* dan *polished rod*.

**l. Polished Rod Clamp**

Merupakan komponen yang bertumpu pada *carrier bar* guna menyatukan *polished rod* di *carrier bar*.

**m. Polished Rod**

Salah satu komponen paling atas pada *rod string*. Fungsinya sebagai konektor antara rangkaian *rod* dalam sumur dengan peralatan yang ada di permukaan.

**n. Stuffing Box**

Alat ini dipasang di atas kepala sumur (*casing atau tubing head*) berfungsi untuk mencegah dan menahan minyak agar tidak keluar bersama pada saat naik dan turunnya *polish rod*.

**o. Sampson Post**

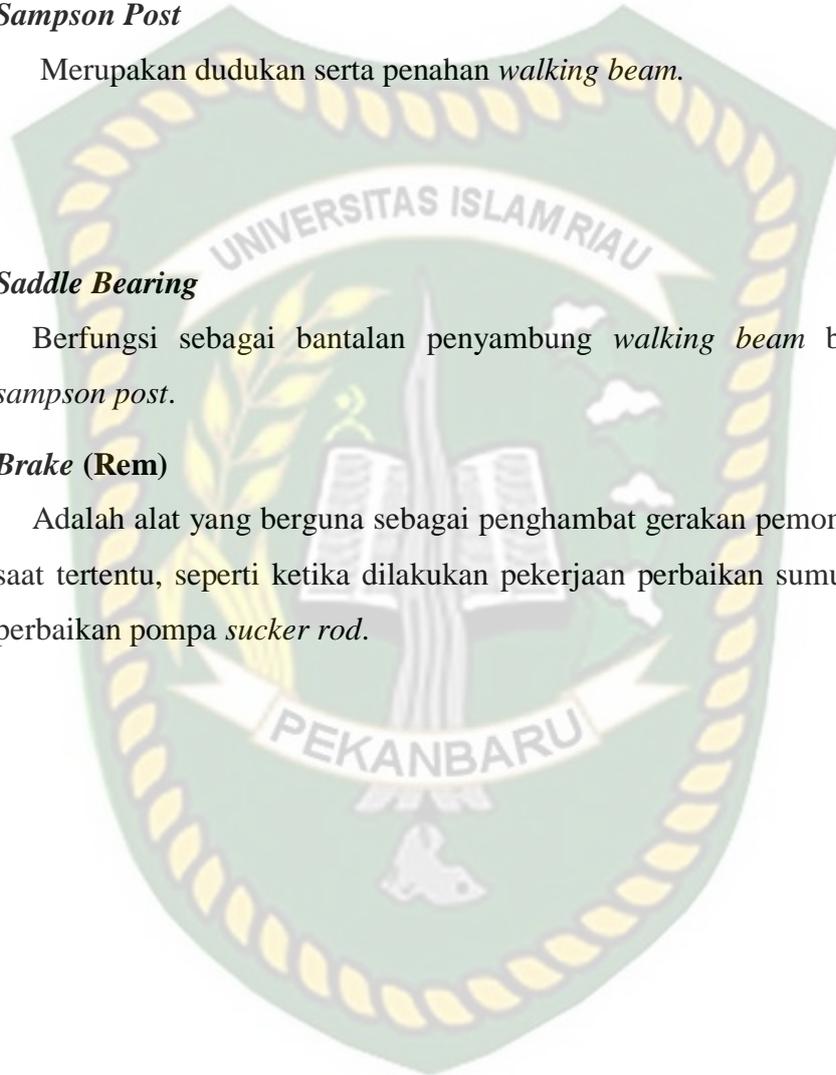
Merupakan dudukan serta penahan *walking beam*.

**p. Saddle Bearing**

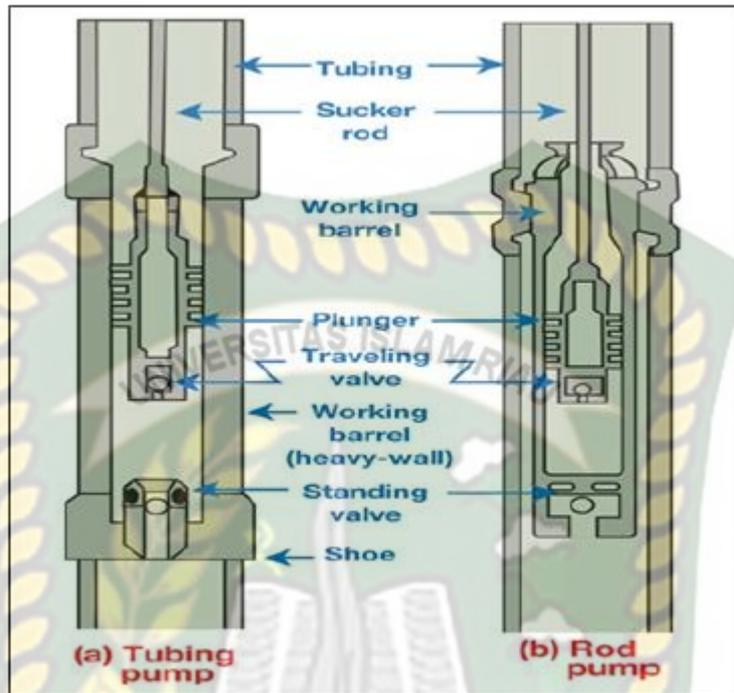
Berfungsi sebagai bantalan penyambung *walking beam* bagian atas *sampson post*.

**q. Brake (Rem)**

Adalah alat yang berguna sebagai penghambat gerakan pemompaan pada saat tertentu, seperti ketika dilakukan pekerjaan perbaikan sumur atau pun perbaikan pompa *sucker rod*.



## B. Fasilitas di bawah sumur



Gambar 2.5 fasilitas pompa *sucker rod* di dalam sumur

Fasilitas pompa di dalam sumur terdiri dari berbagai komponen utama, yaitu:

### a. *Pump Barrel*

Berfungsi sebagai kedudukan *plunger* untuk berpindah keatas dan kebawah.

### b. *Plunger*

Adalah peralatan yang merupakan bagian dari working barrel yang bergerak naik dan turun, gunanya adalah untuk menyedot minyak dari dalam sumur, lalu masuk ke working barrel kemudian menghantar ke permukaan melalui tubing sebagai pipa penyalur.

### c. *Pipa produksi*

Berfungsi sebagai penyaluran fluida dari dalam sumur ke permukaan.

### d. *Standing Valve*

Merupakan katup berupa bola-bola yang bermanfaat untuk mengangkat fluida dari dalam sumur kedalam *working barrel*.

**e. Travelling Valve**

Berupa *valve* yang berbentuk bola yang ikut bergerak keatas dan keying bawah berfungsi untuk mengalirkan fluida minyak dari *working barrel* ke dalam *plunger*.

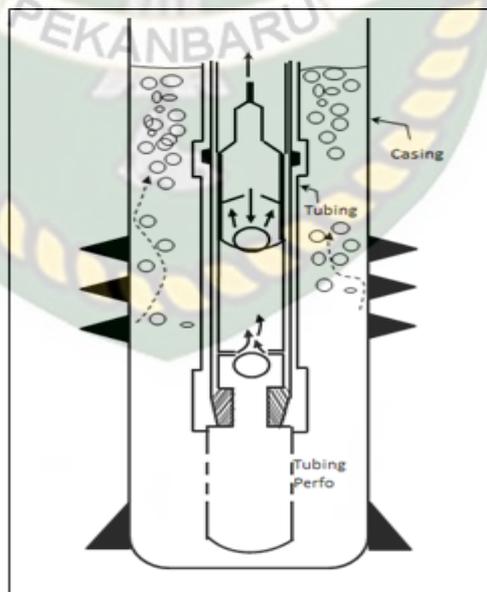
**f. Gas Anchor**

Adalah bagian pompa yang dipasangkan pada bagian bawah pompa sebagai pemisah antara gas dan fluida.

Gas anchor terbagi menjadi dua tipe, yaitu:

- *Poorman type*

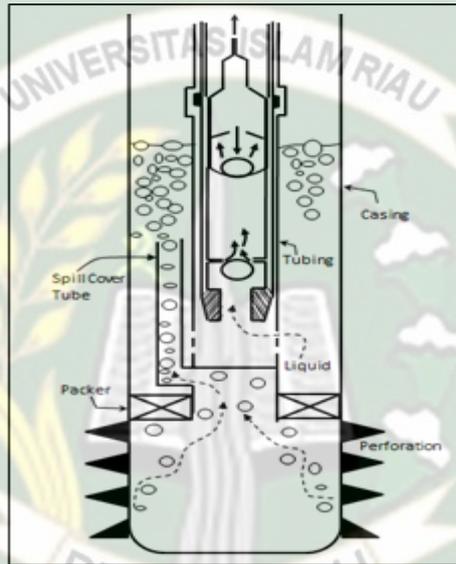
Cara kerjanya yaitu gas yang terlarut dalam minyak akan memasuki anchor dan mengalami pemisahan dari larutan (*bouyancy effect*). Minyak akan masuk kedalam barrel dan melewati *suction pipe*, sedangkan gas yang terpisah akan dialirkan melalui *annulus*.



Gambar 2.6 *Poorman type*

- Packer Type

Pada packer type, fluida yang masuk melalui tempat antara dinding *anchor* dan *suction pipe* akan masuk menuju ruang yang berada diantara *casing* dan *gas anchor* dan tertahan oleh *packer*, kemudian fluida yang masuk melalui *suction pipe*. Pada tahap ini fluida yang masuk ke dalam diantara *casing* dan *gas anchor* sudah terpisah dari pompa.

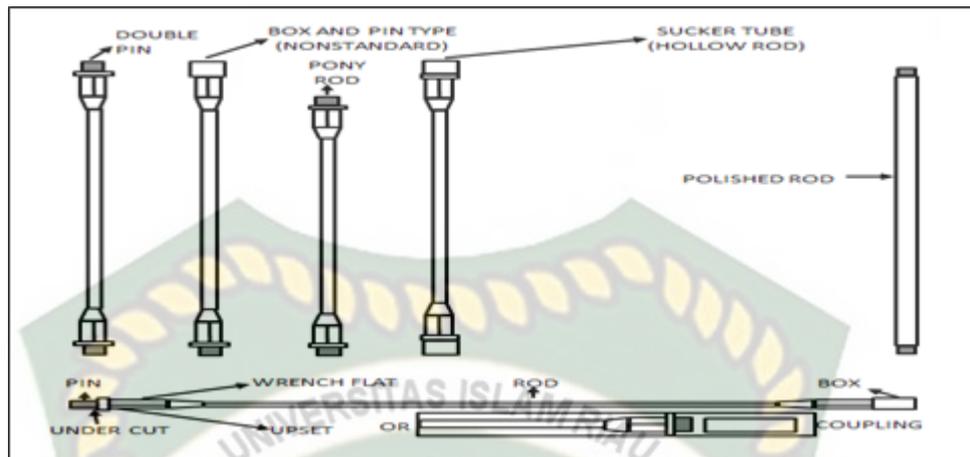


Gambar 2.7 Packer type

**g. Sucker Rod Pump String**

Sucker rod pump terdiri dari:

1. *Polished Rod*
2. *Pony Rod*
3. *Sucker rod*



Gambar 2.8 Batang *Sucker Rod Pump*

### 1. Batang *Sucker Rod String*

Berfungsi Sebagai penerus gerakan keatas dan kebawah dari kepala kuda ke *plunger*. Dimana menurut bentuknya, *rod string* terbagi dua, yaitu:

- a. *Box-pin end*
- b. *Pin-Pin End*

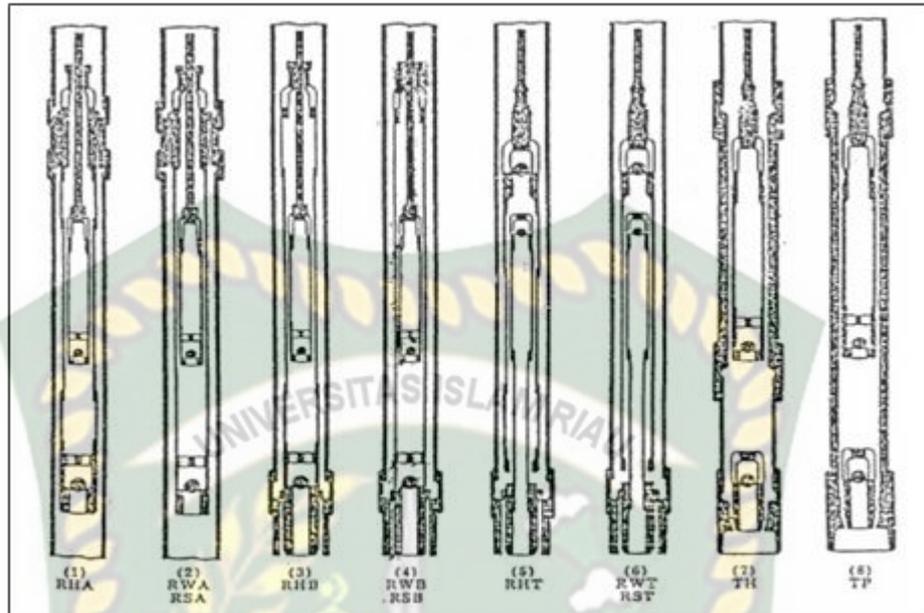
Sebagai penghubung antara *sucker rod* yang satu dengan *sucker rod* yang lain menggunakan sebuah sebuah *coupling*. Yang pada umumnya digunakan dilapangan sepanjang 20-30 *ft*. Untuk ukuran lainnya bisa melihat standar API.

### 2. *Poni Rod*

Adalah *rod string* yang memiliki ukuran Panjang lebih pendek dari pada ukuran panjang *rod* (25 feet) yang berfungsi sebagai penambah panjang dari pada *sucker rod*. Dimana ukurannya adalah : 2, 4, 6, 8, 12 feet

### 3. *Polished Rod*

Merupakan bagian dari *rod string* yang berfungsi sebagai penghubung *sucker rod* dengan *carrier bar*. Ukuran ID dari pada *stuffing box* lebih besar dari pada OD *sucker rod*, yaitu sebesar 1-1/8", 1-1/4", 1-1/2", dan 1-3/4". Dengan panjang 8, 11, 16, 22 *feet*.



Gambar 2.9 Pembagian pompa sucker rod

Berdasarkan gambar diatas merupakan pembagian pompa berdasarkan standar API (*American Petroleum Institute*). Gambar 1 s/d 7 merupakan pompa jenis *rod*, sedangkan gambar 7 dan 8 adalah pompa jenis *tubing*.

**Tabel 2.1. Jenis dan Ukuran Maksimum Pompa**

Pump Type	Pipe Tubing Size, in			
	1,900	2,375	2,875	3,5
TW	1,50	1,75	2,25	2,75
TH	1,5	1,75	2,25	2,75
TL		1,75	2,25	2,75
RW	1,25	1,25	2	2,5
RH	1,0625	1,25	1,75	2,25
RL		1¼	1¾	2¼

Tabel 2.2. Klasifikasi Pompa *Sucker Rod Under Surface* Berdasarkan API

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Letter Designation				
Type of Pump	Metal Plunger Pumps		Soft-Packed Plunger Pumps	
	Heavy-Wall Barrel	Thin-Wall Barrel	Heavy-Wall Barrel	Thin-Wall Barrel
Rod Pumps				
Stationary Barrel, Top Anchor	RHA	RWA	—	RSA
Stationary Barrel, Bottom Anchor	RHB	RWB	—	RSB
Traveling Barrel, Bottom Anchor	RHT	RWT	—	RST
Tubing Pumps	TH	—	TP	—

The diagram illustrates the components of a pump designation code. The code is shown as **XX - XXX X X X X X - X - X**. Arrows point from various boxes to specific characters in the code:

- Tubing size:** 15 [1.900 in. (48.3 mm) OD], 20 [2<sup>9</sup>/<sub>16</sub> in. (60.3 mm) OD], 25 [2<sup>7</sup>/<sub>16</sub> in. (73.0 mm) OD], 30 [3<sup>1</sup>/<sub>2</sub> in. (88.9 mm) OD], 40 [4<sup>1</sup>/<sub>2</sub> in. (114.3 mm) OD]. Points to the first 'X'.
- Pump bore (basic):** 125 [1<sup>1</sup>/<sub>4</sub> in. (31.8 mm)], 150 [1<sup>1</sup>/<sub>2</sub> in. (38.1 mm)], 175 [1<sup>3</sup>/<sub>4</sub> in. (44.5 mm)], 178 [1<sup>25</sup>/<sub>32</sub> in. (45.2 mm)], 200 [2 in. (50.8 mm)], 225 [2<sup>1</sup>/<sub>4</sub> in. (57.2 mm)], 250 [2<sup>1</sup>/<sub>2</sub> in. (63.5 mm)], 275 [2<sup>3</sup>/<sub>4</sub> in. (69.9 mm)], 375 [3<sup>3</sup>/<sub>4</sub> in. (95.3 mm)]. Points to the second 'X'.
- Type pump:** R (rod), T (tubing). Points to the third 'X'.
- Type barrel:** H (heavy wall for metal plunger pumps), W (thin wall for metal plunger pumps), P (heavy wall for soft-packed plunger pumps), S (thin wall for soft-packed plunger pumps). Points to the fourth 'X'.
- Location of seating assembly:** A (top), B (bottom), T (bottom, traveling barrel). Points to the fifth 'X'.
- Type seating assembly:** C (cup), M (mechanical). Points to the sixth 'X'.
- Barrel length in feet:** Points to the seventh 'X'.
- Nominal plunger length in feet:** Points to the eighth 'X'.
- Total length of extensions in whole feet:** Points to the ninth 'X'.

### 2.1.2 Dasar-dasar kerja dari *sucker rod pump*

Pada dasarnya dasar-dasar kerja dari sucker rod pump secara gamblangnya dapat dijelaskan sebagai berikut:

Saat kerja pompa *stroke* kebawah, katup *travelling* yang mendekati katub yang diam menyebabkan tekanan didalam *pump barrel* meningkat sehingga menyebabkan bola-bola pada *standing valve* akan terdorong kebawah. Ketika proses *upstroke* terjadi, bola-bola tersebut akan terdorong keatas menyebabkan *valve* terbuka dan *fluida* mengalir kedalam *plunger* sehingga *fluida* dapat terpompa ke permukaan.



Gambar 2.10 Mekanisme Kerja *Sucker Rod*

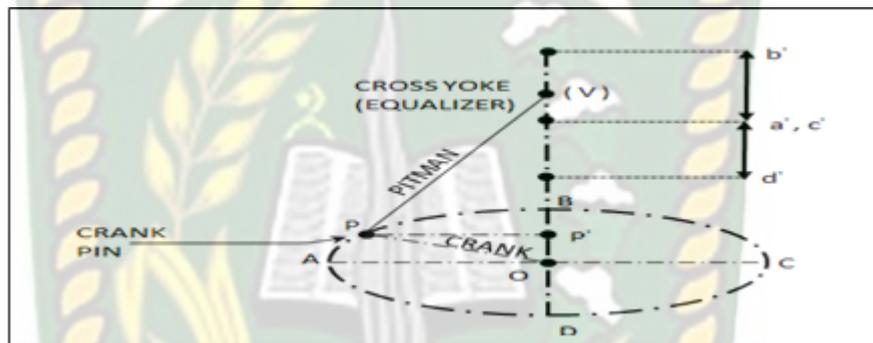
### 2.1.3. Perlengkapan pompa

Bagian-bagian perlengkapan *sucker rod pump* merupakan suatu rangkaian yang kompli, yang saling berhubungan satu sama yang lain.

### 2.1.3.1. Gerakan *rod string*

Bila rangkaian *sucker rod* disambungkan ke *polished rod* dan bergerak keatas dan kebawah dengan kecepatan konstan, dengan ini gaya yang bekerja di *sucker rod* adalah gaya yang dihasilkan berat dari pada *sucker rod* itu sendiri.

Suatu studi menunjukkan bahwa gerakan yang dihasilkan oleh rankaian *sucker rod* adalah gerakan yang sederhana dan dapat sebagai suatu proyeksi yang bergerak melingkar.



Gambar 2.11. Proyeksi Pergerakan *Sucker Rod*.

Bila gambar diatas dihubungkan dengan rangkaian sucker rod:

1. Diameter lingkaran merupakan Panjang langkah.
2. Dimana waktu untuk satu kali putaran lingkaran sama dengan waktu sekali pemompaan.

Kecepatan maksimum terjadi pada awal pemompaan naik dan turun. Dikarenakan saat itu terjadi pada proyeksi yang jauh dari pusat gerakan.

### 2.1.3.2. Batang *sucker rod*

Rangkaian *Sucker rod* biasanya dapat dijumpai di sumur yang memiliki kedalaman lebih. dan yang terdiri dari berbagai macam ukuran (kombinasi), tetapi terbentuk dalam berbagai ukuran yang semakin ketas semakin besar dan bebannya semakin berat.

### 2.1.3.3 *Stroke* pemompaan efektif (*Sp*)

Banyaknya minyak yang didapat selama proses pemompaan tidak dipengaruhi oleh panjang dari pada *polished rod* itu sendiri, tetapi dipengaruhi oleh relative gerakan plunger terhadap *working barrel*.

**Tabel 2.3 Kombinasi Ukuran Untuk *Sucker Rod***

Rod Size (in)	R merupakan fungsi dari Ap Note: R1 adalah terendah
0,625 – 0,750	R1 = 0,759 – 0,0896 Ap R2 = 0,241 + 0,0896 Ap
0,75 – 0,875	R1 = 0,786 – 0,0566 Ap R2 = 0,214 + 0,0566 Ap
0,875 – 1,00	R1 = 0,814 – 0,0375 Ap R2 = 0,186 + 0,0375 Ap
0,625 – 0,750- 0,875	R1 = 0,627 – 0,1393 Ap R2 = 0,199 + 0,0737 Ap R3 = 0,175 + 0,0655 Ap
0,750 – 0,875 – 1,00	R1 = 0,644 – 0,0894 Ap R2 = 0,181 + 0,0478 Ap R3 = 0,155 + 0,0146 Ap
0,750- 0,875 – 1,00 – 1,125	R1 = 0,582 – 0,1110 Ap R2 = 0,159 + 0,0421 Ap R3 = 0,137 + 0,0364 Ap R4 = 0,123 + 0,0325 Ap

Ketika proses *stroke* kebawah, *valve* yang diam akan menutup dan *valve* yang berjalan akan terbuka sehingga beban fluida akan memberikan efek kepada beban tubing yang mengakibatkan *elongasi* pada *tubing*.

Ketika pertama kali melakukan *stroke* keatas, *valve* berjalan akan menutup, mengakibatkan *rod* menjadi panjang dan *valve* yang diam terbuka akan

mengakibatkan *tubing* mengalami *stretch*. Saat *tubing* mulai kembali menjadi panjang awal, *working barrel* akan bergeser ke atas.



Gambar 2.12. Tekanan vs tinggi fluida di dalam annulus

**Tabel 2.4 Data rod size**

Ukuran Rod (in)	Luas Penampang (in <sup>2</sup> )	Berat rod di udara (lb/ft)	Elastic Constant (in/lb ft)
0,50	0,196	0,72	1,990 x 10 <sup>-6</sup>
0,625	0,307	1,13	1,270 x 10 <sup>-6</sup>
0,750	0,442	1,63	0,883 x 10
0,825	0,601	2,22	0,649 x 10 <sup>-6</sup>
1,00	0,785	2,90	0,497 x 10 <sup>-6</sup>
1,125	0,994	3,67	0,390 x 10 <sup>-6</sup>

**Tabel 2.5 Data ukuran tubing**

<b>Tubing Size (in)</b>	<b>Outside Diameter (in)</b>	<b>Inside Diameter (in)</b>	<b>Metal Area (sq-in)</b>
1.900	1.900	1.610	0.800
23/8	2.375	1.995	1.304
27/8	2.875	2.441	1.812
3½	3.500	2.992	2.590
4	4.000	3.476	3.077
4½	4.500	3.958	3.601

**Tabel 2.6 Data Ukuran Plunger Pompa**

<b>Plunger Diameter in</b>	<b>Area of Plunger (Ap) sq-in</b>	<b>Constant (K)</b>
1	0.785	0.117
1 1/16	0.886	0.132
1 ¼	1.227	0.182
1 ½	1.767	0.262
1 ¾	2.405	0.357
1 25/32	2.448	0.370
2	3.142	0.466
2 ¼	3.976	0.590
2 ½	4.909	0.728
2 ¾	5.940	0.881
3 ¾	11.045	1.640
4 ¾	17.721	2.630

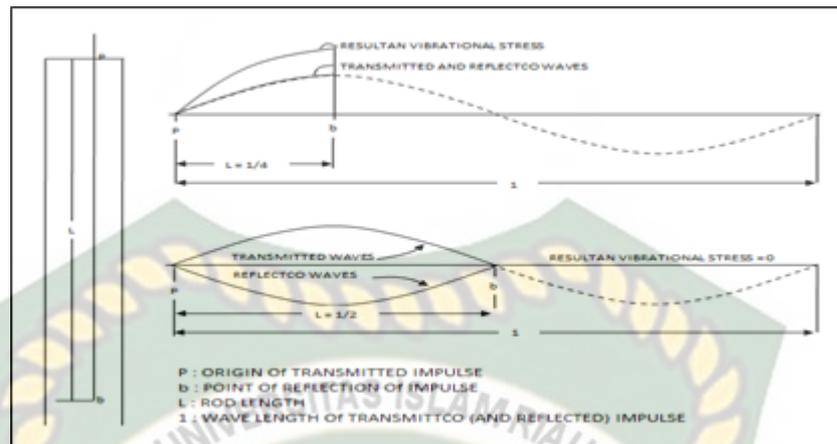
Tabel 2.7 Data Ukuran Rod dan Plunger

Rod no.	Plunger diameter (in)	Rod weight (lb/ft)	Elastic constant (in/lb.ft)	Frequency Factor	Rod sting, % of each size					
					1-1/8	1	7/8	3/4	5/8	1/2
44	All	0,726	$1,990 \times 10^{-6}$	1,000						100
54	1,06	0,908	$1,668 \times 10^{-6}$	1,138					44,6	55,4
54	1,25	0,929	$1,663 \times 10^{-6}$	1,14					49,5	50,5
54	1,50	0,957	$1,584 \times 10^{-6}$	1,137					56,4	43,6
54	1,75	0,99	$1,525 \times 10^{-6}$	1,122					64,6	35,4
54	2,00	1,027	$1,460 \times 10^{-6}$	1,095					73,7	26,3
54	2,25	1,067	$1,391 \times 10^{-6}$	1,061					83,4	16,6
54	2,50	1,208	$1,318 \times 10^{-6}$	1,023					93,5	6,5
55	All	1,135	$1,270 \times 10^{-6}$	1,000					100,0	
64	1,06	1,164	$1,382 \times 10^{-6}$	1,229				33,3	33,1	33,5
64	1,25	1,211	$1,319 \times 10^{-6}$	1,215				37,2	35,9	26,9
64	1,50	1,275	$1,232 \times 10^{-6}$	1,184				42,3	40,4	17,3
64	1,75	1,341	$1,141 \times 10^{-6}$	1,145				47,4	45,2	7,4
65	1,06	1,307	$1,138 \times 10^{-6}$	1,098				34,4	65,6	
65	1,25	1,321	$1,127 \times 10^{-6}$	1,104				37,3	62,7	
65	1,50	1,343	$1,110 \times 10^{-6}$	1,110				41,8	58,2	
65	1,75	1,369	$1,090 \times 10^{-6}$	1,114				46,9	53,1	
65	2,00	1,394	$1,070 \times 10^{-6}$	1,114				52,0	48,0	
65	2,25	1,426	$1,045 \times 10^{-6}$	1,110				58,4	41,6	
65	2,50	1,460	$1,018 \times 10^{-6}$	1,099				65,2	34,8	
65	2,75	1,497	$0,990 \times 10^{-6}$	1,082				72,5	27,5	
65	3,25	1,574	$0,930 \times 10^{-6}$	1,037				88,1	11,9	
66,0	All	1,634	$0,883 \times 10^{-6}$	1,000				100,0		

#### 2.1.3.4 Pump velocity

Setiap melakukan pemompaan akan menimbulkan getaran pada pada sucker rod, getaran ini merupakan getaran yang sesungguhnya (transmitted wave) dengan getaran yang di pantulkan kembali (reflected wave).

Perlu diketahui pada saat melakukan pemompaan, setiap saat tidak boleh ada yang menimbulkan getaran besar, untuk itu diusahakan agar getaran getaran yang di timbulkan sekecil mungkin.



Gambar 2.13. Getaran Yang terjadi pada Batang Rod.

## 2.2 ROD PUMP OPTIMIZATION CONTROLLER (RPOC)

Memperpanjang umur pompa akan memaksimalkan produksi minyak adalah tujuan dari semua operator pompa *sucker rod*, tanpa membuat pompa *starving* dan menyebabkan kerusakan yang lebih besar dari pada komponen pompa. Selama bertahun-tahun operator mencari cara yang handal dan akurat untuk mengontrol pompa *sucker rod* dan meningkatkan produksi minyak. Beberapa cara yang dicapai adalah dengan menggunakan *rod pump optimization controller* (RPOC) atau *dynamo card*.

Cara yang terbaik bagi operator untuk mengambil suatu keputusan yang proaktif dalam memonitor dan mengontrol *sucker pump* adalah melalui penggunaan sensor diatas sumur yang dapat memonitor atau mengontrol pompa secara terus menerus dengan cara:

1. Memiliki *real time* informasi mengenai level fluida didalam sumur.
2. Standar API sebagai dasar dari memproduksi fluida, yang dimana dapat dikonversi dengan mudah dari real time yang ada pada tekanan dan temperature dasar sumur yang terbaca dipermukaan.
3. Mengontrol kecepatan putar dari motor, menggunakan *propotional integral derivative* (PID) untuk mengontrol laju produksi pompa.

Hanya dengan informasi dan pengontrolan seperti yang dijelaskan diatas operator dapat memaksimalkan produksi minyak.

Westerman dalam studinya menjelaskan beberapa metode tradisional dalam mendeteksi pump off menggunakan berbagai sensor dalam pengukuran level fluida, aliran, getaran, arus motor dan beban rod.

Gibs menjelaskan beberapa metode untuk mendeteksi kondisi pump off salah satunya menggunakan pump dynamometer. Metode ini disarankan untuk digunakan secara bersamaan dengan metode lainnya untuk menjamin kontrol hasil yang baik. Pengenalan pola juga digunakan untuk mendiagnosa kondisi pompa. Metode pengenalan pola memerlukan latihan dengan beberapa set data.

Sebagai tambahan dari tradisional pump off controller, penelitian/pekerjaan yang terbaru menggunakan berbagai macam metode dalam mengontrol dan mendiagnosa performa pompa. Ghareeb menunjukkan peningkatan produksi yang signifikan menggunakan automatic pump controller dengan memanfaatkan sensor tekanan bawah permukaan dan control algoritma. Ahmed dan nabil, dalam studinya menjelaskan bahwa *smart rod-pump controller* biasa digunakan untuk menentukan lajur produksi secara akurat dan menghitung *bottomhole pressure* yang dipadukan dengan Teknik pengukuran tradisional. Ehimeakhe, mengembangkan sebuah algoritma yang terdiri dari 4 metode untuk menentukan kapasitas pompa dari pump dynamometer dengan tujuan untuk mengontrol unit pompa. Sebuah penelitian menunjukkan bahwa penerapan algoritma ini pada sumur dengan masalah slugging, dapat mengurangi kerusakan pada peralatan dan memaksimalkan produksi dengan mengontrol kecepatan stroke. Sanchez, menunjukkan keunggulan dari sistem kontrol otomatis rod pump seperti penghematan energi, optimasi produksi, pengurangan biaya dan pemanfaatan sumber daya manusia yang baik.

Lapangan produksi biasanya dilengkapi dengan SCADA yang mengumpulkan data dari masing-masing sumur ke pusat data. Sistem ini biasa disebut dengan *expert system* karena pada sistem ini bisa digunakan untuk dapat mendiagnosa, merekomendasi dan pada beberapa kasus dapat menjalankan tindakan yang bahkan ahli *artificial lift* akan lakukan. Expert system biasanya menggunakan rantai aturan dasar berbasis logika untuk merekomendasikan suatu tindakan. *Artificial Neural Networks* (ANN) dan *Genetic Alogirtm* (GA) juga

digunakan dalam *expert system* untuk mediagnosa kondisi pompa dan menentukan konfigurasi pompa. SCADA juga terdiri dari close loop yang menyesuaikan beberapa variable seperti *Stroke Per Minute* (SPM) dan juga laju injeksi yang dihasilkan pompa. Vanqueze dan Fernandes melakukan optimasi kepada system model menggunakan *wave equation* untuk menentukan SPM yang optimal. Optimalisasi terhadap RPM motor juga dilakukan terhadap *single pump stroke* dengan tujuan untuk memaksimalkan produksi dengan bergantung terhadap beban maksimum peralatan.

Literatur ini menunjukkan bahwa sistem kontrol otomatis pada rod pump sangat menguntungkan dari segi produksi. Walaupun dengan pengembangan beberapa model dasar untuk sistem *rod pump controller*, model ini jarang digunakan pada *rod pump controller*. Dua aplikasi yang penulis sadar/tahu adalah sebagai berikut:

1. Vazquez dan Fernandes menggunakan simulasi *wave equation* untuk menentukan SPM yang optimal.
2. Palka dan Cyzy dalam studinya menggunakan simulasi *wave equation* yang sama untuk menentukan RPM motor terhadap *single stroke* untuk memaksimalkan SPM.

Kedua peneliti diatas menggunakan *shooting method* dengan menjalankan beberapa simulasi secara bertahap. Pada Penelitian ini, penulis akan memperluas aplikasi dari pemodelan prinsip dasar pada *rod pump controller* dengan mengkombinasikan *rod string*, sumur dan model *reservoir* dalam bentuk simulasi dan optimasi dalam skala besar.

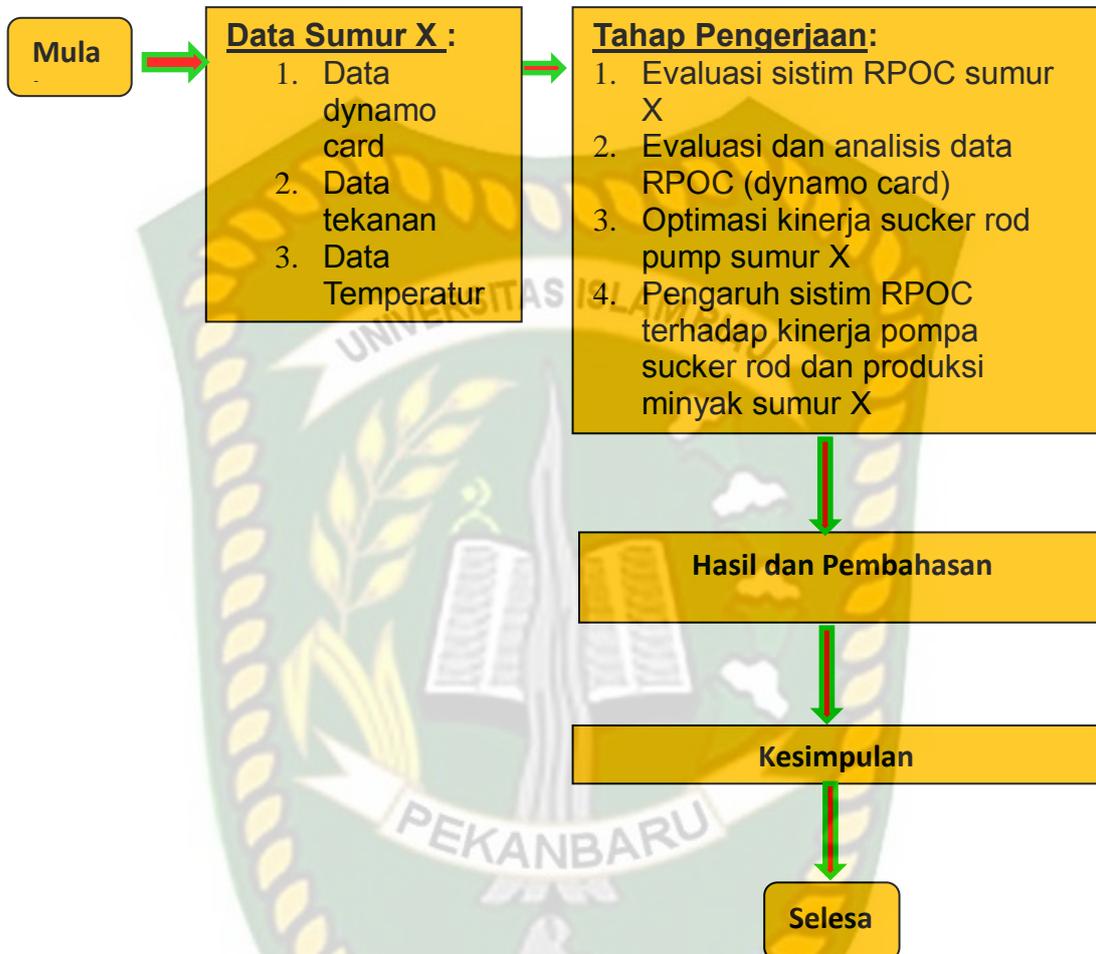
## BAB III METODE PENELITIAN

### 3.1 METODE PENELITIAN

Metode penelitian yang digunakan adalah studi literatur yang berhubungan dengan optimasi kinerja dari pada *sucker rod pump* dengan sistem *rod pump off control* (RPOC) untuk memaksimalkan produksi minyak di sumur X pada *sucker rod pump* yang terpasang dan melakukan observasi lapangan sehingga didapatkan data primer serta data sekunder. Kemudian dilakukan analisa terhadap data *monitoring (dynamo card)* untuk mendapatkan informasi mengenai tingkah laku dari pada *sucker rod pump* berupa tekanan dan temperatur fluida. Dari hasil tersebut maka dapat ditentukan langkah apa yang perlu dilakukan untuk mengoptimalkan kinerja dari pada pompa *sucker rod*. Kemudian dilakukan evaluasi pompa yang terpasang dan melakukan optimasi produksi yang menghasilkan efisiensi volumetris lebih dari 70%. Data primer terdiri dari tekanan dan temperatur fluida sedangkan data sekunder terdiri dari kedalaman perforasi, *pump setting depth*, diameter *plunger* dan diameter *tubing*, laju produksi *oil* dan *water*, *API oil*, *submergence static*, ukuran *rod*, *stroke length* dan kecepatan pompa.

Metode ini sangat memberikan dampak baik terhadap optimasi kinerja dari *sucker rod pump* dalam memaksimalkan produksi minyak di sumur X, dimana dengan menggunakan sensor dibawah sumur dapat memberikan hal yang terbaik bagi operator pompa dan suatu keputusan dapat diambil langsung secara proaktif dilapangan mengenai hal-hal apa saja yang terjadi pada kinerja pompa *sucker rod* dilapangan X, dan keadaan pompa sehari-harinya dapat termonitor secara terus-menerus dengan baik.

### 3.2 ALUR PENELITIAN



### 3.3 TEMPAT PENELITIAN

Dalam penulisan proposal tugas akhir ini penulis melakukan penelitian di PT. Chevron Pacific Indonesia (CPI) yang beralamat di Duri – Riau dimana perusahaan ini merupakan oil company yang bergerak di bidang migas dan membawahi beberapa bisnis partner yang mengerjakan sumur-sumur ladang minyak Negara dan sekaligus melakukan produksi terhadap sumur-sumur tersebut menggunakan artificial lift, salah satunya adalah *sucker rod pump*.

### 3.4 JADWAL PENELITIAN

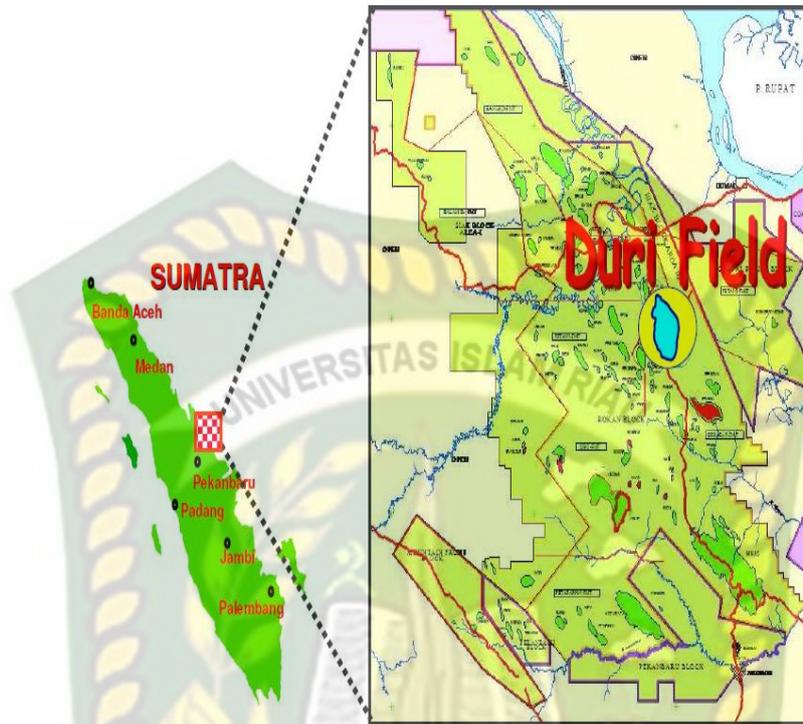
Adapun jadwal penelitian yang akan dilakukan pada penelitian ini adalah terdapat pada tabel 3.1.

Tabel 3.1 Perencanaan jadwal penelitian

No	Uraian Kegiatan	November		Desember				Januari				Februari	
		Minggu ke											
		3	4	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2
1	Studi Literatur												
2	Pengajuan Proposal TA												
3	Berkunjung ke PT CPI												
4	Pengumpulan data dan verifikasi												
5	BAB I												
6	BAB II												
7	BAB III												
8	BAB IV												
9	Kesimpulan												
10	Bimbingan dan revisi												
11	Selesai												

### 3.5 TINJAUAN LAPANGAN

Lapangan minyak Duri yang dioperasikan oleh PT. Chevron Pacific Indonesia terletak di Provinsi Riau kurang lebih 120 km ke utara kota Pekanbaru dan 5 km ke arah selatan kota administrasi Dumai. Lapangan minyak Duri berbentuk memanjang dari arah utara ke selatan agak simetris dengan lebar kira-kira 8 km dan panjang sekitar 18 km. (gambar 3.1).



Gambar 3.1. Gambar Lapangan Duri (DSF)



Gambar 3.2. Peta Lokasi Lapangan Duri (PT. Chevron Pacific Indonesia Tahun 2007)

### 3.5.1 Sejarah lapangan duri

lapangan ini ditemukan pada tahun 1941 dengan luas 34.730 hektar dan mulai beroperasi pada tahun 1958. minyak ditemukan pada kedalaman antara 300 – 700 ft ketika sumur duri # 1 dibor pada tahun 1941. dari total cadangan minyak yang ada dilapangan Duri, hanya 7,5 % saja yang dapat diproduksi pada tahap pengurasan primer (*primery recovery*).

Produksi minyak duri mengalami hambatan karena sifat-sifat fisik antara lain pada kondisi awal temperatur mempunyai densitas 22,4 ° API, dan viscositas 118 cp, karena minyak duri bersifat kental (*heavy oil*) maka kini eksploitasinya diusahakan dengan menggunakan sistem injeksi uap, sehingga lapangan ini disebut dengan Duri *Steam Flood*.

Duri *field* memiliki perangkat *antiklin* dengan 5.7 miliar *barrel Original Oil In Place* (OOIP), produksi kumulatif 1.9 miliar *barrel oil* dengan cadangan 1.3 miliar *barrel oil*. Duri *Steam Flood* terdiri dari 2 reservoir produksi utama yaitu Pertama / Kedua dan Rindu, serta memiliki 1 unit sekunder yaitu Baji/Jaga/ Dalam. Duri *Steam Flood* memproduksi 210.000 BOPD dengan 6600 sumur. Besar spesifik Gravity oil berkisar antara 18-22 API, minimal gas, melalui mekanisme *Gravity Drainage* untuk mencapai fasa *breakthrough* pada sumur produksinya.

Sebelum mencapai fasa *breakthrough* terlebih dahulu terjadi fasa *steam cheast* dimana panas sudah menyebar rata diatas *heavy oil*. Hal tersebut dapat mengurangi *Initial Oil Saturation*, yang diperkirakan 9 %. Uap yang diinjeksikan pada saat ini lebih kurang 1.04 MMBSPD.

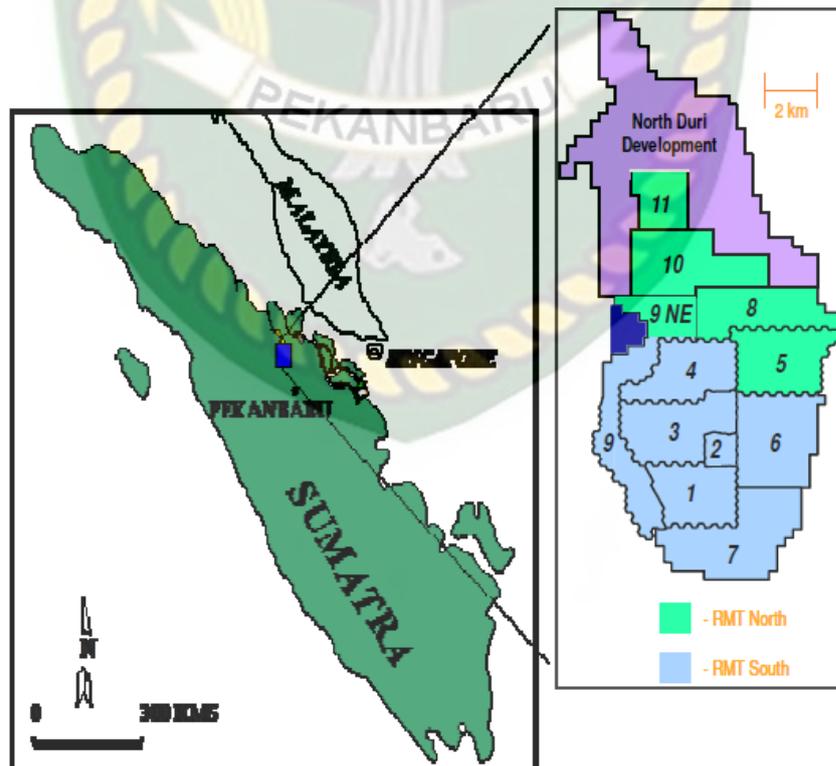
Unit *steamflood* menggambarkan *multizone flooding*, luas pattern, *maturity pattern*, dan *new immature area*.

### 3.5.2 Pembagian area

Pembagian proyek Duri *Steamflood* dibagi menjadi 13 area pengembangan. Pengembangan 13 area secara bertahap merupakan hasil studi pengembangan lapangan Duri yang dilakukan pada tahun 1980. sampai saat ini injeksi uap telah dilakukan di Area-1, Area-3, Area-4, Area-5, Area-6, Area-7,

Area-8 dan Area-9. injeksi uap pada Area-2 sudah dihentikan dan hanya menggunakan pompa sucker rod. Sedangkan sebagian Area-1 juga sudah dihentikan program *steamfloodnya*. Pada gambar 2, menunjukkan peta lokasi setiap *area* dan rencana pengembangan area serta jumlah pola yang digunakan.

Area 1,3,4, dan 5 dikerjakan dengan *pattern 7 spot inverted* yang memiliki luas area 11.625 hektar. Area 6, 7, 8, 9, 10, dan 11 menggunakan *pattern 9 spot inverted* dengan luas area 15.5 hektar. Tipe kompleksi yang digunakan bervariasi seperti perforasi *case hole completion* tetapi sebagian besar produksi diselesaikan dengan *open hole gravel packs completion*. *Injection completion* dilakukan dengan menyelesaikan  $\frac{1}{2}$  well dengan *comingle packer completion* dan  $\frac{1}{2}$  lagi diselesaikan dengan *slim hole injector*. Area "X" memiliki karakteristik reservoir dengan tekanan *reservoir* 150 psia, temperatur reservoir 98 °F, permeabilitas rata-rata 3-4 darcy, GOR = 0, *dip-angle* 0- 3 derajat, ketebalan rata-rata 650 ft, SG *oil* 21- 22 °API, *viscositas oil* 400 cp, Bo = 1.02.



Gambar 3.3. peta lokasi pembagian area  
(PT. Chevron Pacific Indonesia Tahun 2007)

Puncak produksi pada April 1995 mencapai hasil 296 MBOPD dengan 1200 MBSPD steam injection dari 7 area. Pada november 2004 dari *field* telah memproduksi 212.5 MBOPD dengan 1.035 MBSPD steam *injection*, *Recovery Factor* 39 %.

### 3.5.3 Struktur geologi

Struktur geologi dari lapangan duri adalah sebuah antiklin berarah Utara-Selatan dengan panjang 18 km dan lebar 8 km dengan relief puncak struktur reservoir kira-kira 300 kaki. Reservoir produktif utama terdapat pada kedalaman 300 ft sampai 700 ft. sisi timur lapangan umumnya homoklin dengan kemiringan 3 sampai 5 derajat, sedangkan sisi tengah sampai barat kemiringannya menjadi naik dan rumit, terdapat patahan.

### 3.5.4 Karakteristik reservoir

Sesar geser mendatar “Sebanga *Fault*” membatasi srtuktur duri sepanjang sisi barat. Sesar-sesar lapangan minyak duri mempunyai kemiringan yang curam (65 derajat sampai *vertical*) dengan pergeseran semu dari 10 sampai 100 ft. lapangan minyak duri merupakan struktur *antiklin* yang hampir *simetris*, membentang dari arah utara keselatan sepanjang 18 km dengan lebar 8 km. Patahan-patahan dengan arah Timur Laut – Barat Daya terdapat dibagian Utara, dan yang berarah Utara – Selatan dibagian selatan daerah lapangan minyak duri ini.

*Reservoir* minyak ditemukan pada lapisan-lapian batu pasir berumur “*Early Miocene*” pada kedalaman 300 sampai 700 ft, yaitu formasi-formasi Duri dan Bekasap dimana satu dengan yang lain dipisahkan dengan lapisan shale yang hamper menerus. Lapisan-lapisan batu pasir dari kedua formasi ini dapat dikelompokkan dalam tiga kelompok besar.

Kelompok paling atas adalah Rindu, pertama dan kedua yang merupakan kelompok terpenting karena mengandung sekitar dua pertiga dari seluruh cadangan minyak dilapangan minyak Duri. Kelompok yang paling bawah adalah

kelompok Baji, Jaga, dan Dalam yang penyebarannya hanya terdapat dibagian Selatan struktur Duri saja.

Ketebalan rata-rata dari gabungan seluruh lapisan anggota formasi Duri dan Bekasap adalah 140 feet. Jebakan *gas (Gas Cap)* ditemui pada lapisan-lapisan Rindu dan Pertama di beberapa daerah lapangan minyak Duri. Batas air-minyak (*Oil Water Contact*) pada lapisan-lapisan utama, pertama dan kedua mempunyai elevasi yang berlainan pada daerah yang berbeda. Data-data tentang sifat fisik batuan reservoir diperoleh dari analisa terhadap sejumlah 2200 *sample* batuan yang diambil secara konvensional pada waktu pemboran dan waktu logging. Sebagian besar dari jumlah data tersebut berasal dari lapisan pertama dan kedua.

Berdasarkan sifat-sifat lapisan duri serta jenis minyak yang terkandung, maka pendesaan uap untuk menaikkan perolehan minyak dilapangan minyak duri adalah sangat ideal karena reservoirnya tebal dan dangkal, jenis minyaknya berat dan kental dengan tekanan rendah.

### 3.5.5 *Statigrafi* lapangan duri

*Statigrafi regional* daerah duri terlihat pada gambar 3. Hasil studi *biostatigrafi* regional telah memetakan bagian *statigrafi* waktu dari umur Miosen ke tingkat local (*Abiratno, 1976*). Tingkatan ini menunjukkan perbedaan yang jelas antara unit-unit *statigrafi* batuan dan *statigrafi* waktu yang telah memberikan pengertian dari unit variasi sedimentasi lateral.

Lapangan minyak Duri mempunyai *statigrafi* dari bawah keatas, yaitu :

#### **Formasi pematang**

Formasi pematang merupakan formasi tertua yang tertembus oleh sumur-sumur pada lapangan Duri. Letaknya tidak bersesuaian dengan kompleks batuan dasar pra Tersier dengan litologi dan komposisi tanpa adanya fosil, aneka batuan lempung dari ukuran halus sampai kasar pada lapisan pasir shale yang kompak berasal dari batuan dasar.

#### **A. Formasi bangko**

Formasi ini disebut dengan formasi Dalam, mengandung *calcareous shale* dan batu pasir yang diselingi dengan *limestone*.

## **B. Formasi bekasap**

Pengendapan pada formasi bekasap terjadi selama tingkat transgesi paleogen yang dipengaruhi oleh inti benua. Bagian bawahnya terendapkan dalam dataran delta melalui celah pada fasies muka delta yang disebabkan oleh perpindahan saluran distribusi pada bagian atas formasi bekasap. Sebagai hasil perkembangan variasi fasies muka delta contohnya penyekatan garis pantai distribusi aliran pasir dan distribusi penyekat mulut delta. Ditinjau dari reservoirnya Formasi Bekasap dibagi menjadi dua zona produktif :

- Anggota bawah yang ditunjukkan oleh Baji, Jaga dan Dalam
- Anggota Atas yang ditunjukkan oleh zona Pertama dan Kedua

Aktifitas pembentukan sistem delta kearah selatan dan tenggara menghasilkan perubahan fasies yang sangat cepat, karena itu pengendapan dari sekat garis pantai dan distribusi mulut delta selalu diikuti dengan pengendapan dari batuanpasir kompak. Dalam beberapa area perluasan baris kearah atas telah berkembang tepat diatas top lapisan pasir Pertama dan Kedua. Proses terjadinya ini dapat dipengaruhi oleh energi yang tinggi dan pengendapan selama miosen.

## **C. Formasi duri**

Formasi duri menyesuaikan dengan formasi bekasap. Bagian bawah formasi ini ditunjukkan oleh lapisan pasir Rindu yang dibagi menjadi Rindu Pertama, Rindu Kedua, dan Rindu Ketiga. Biasanya lapisan pasir Rindu ditunjukkan sebagai sekat garis pantai dengan persamaan perkembangan dari distribusi terusan lapisan pasir. Lapisan *Shale Out* yang terletak pada rindu Kedua ternyata berkembang luas, bagian atas formasi ini mengandung lapisan batu pasir dan lapisan lempung.

## **D. Formasi petani**

Sedimen termuda yang ditemukan di lapangan Duri adalah Formasi Petani, berupa *sediment regresif* dari *shale* hijau keabu-abuan dari silt diantara lapisan-lapisan pasir. Formasi ini menerangkan sisi sebelah Barat *antiklin* lapangan Duri.

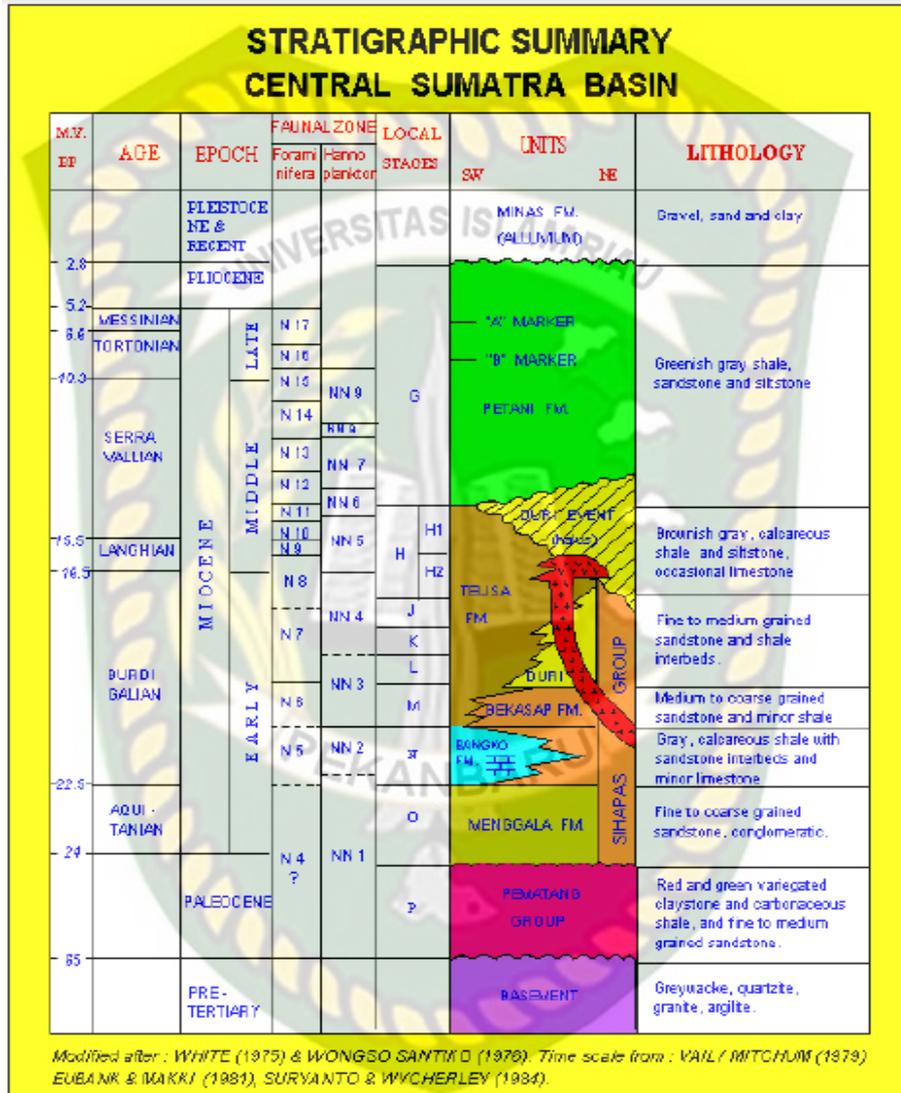
## **E. Formasi telisa**

Formasi ini mengandung *calcareous shale* dan *siltstone* kadang *limestone*.

**F. Formasi minas**

Formasi Minas mengandung batu pasir dan *clay*

**G. Formasi alluvium** Formasi ini mengandung batu pasir dan *clay*



Gambar 3.4. Statigrafi Cekungan Sumatra Tengah  
(PT. Chevron Pacific Indonesia Tahun 2007)

## BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN

Kendala yang terjadi di sumur ADS lapangan X adalah dimana kemampuan dari pada reservoir untuk mendorong fluida berupa *hydrocarbon* masuk kedalam sumur tidak baik lagi, sehingga kemampuan produksi dari sumur ini berkurang dan tidak efisien dikarenakan selama produksi fluida yang diangkat tidak sesuai lagi dengan desain *loadnya*. Hal ini yang menyebabkan terjadinya *pounding* karenan *tubing pressure* pada saat pengangkatan tidak seimbang dengan *tubing pressure* pada saat turun (*pressure up stroke* tidak seimbang dengan *pressure down stroke*) yang dipengaruhi oleh banyak fluida yang yang diangkat tidak cukup dari pada fluida yang masuk. Ini juga menggambarkan kasus yang terjadi adalah *intermitten* dimana fluida yang diangkat kadang-kadang ada dan kadang-kadang tidak. Untuk mengatasi ini perlu dilakukan alat untuk pengontrolan mati dan hidupnya pompa *sucker rod*, pada sumur ADS ini alat yang dipasang adalah RPOC yaitu berupa sensor yang dipasang diatas permukaan, yang bekerja sebagai alat yang membaca atau merecord berupa *card (dynamo card)*. Dari hasil *record* berupa *card* yang sudah terpasang di sumur ADS perlu dilakukan evaluasi terhadap hasil yang diperoleh untuk dilakukan optimalisasi terhadap kinerja dari pada sumur ADS seperti dibawah ini:

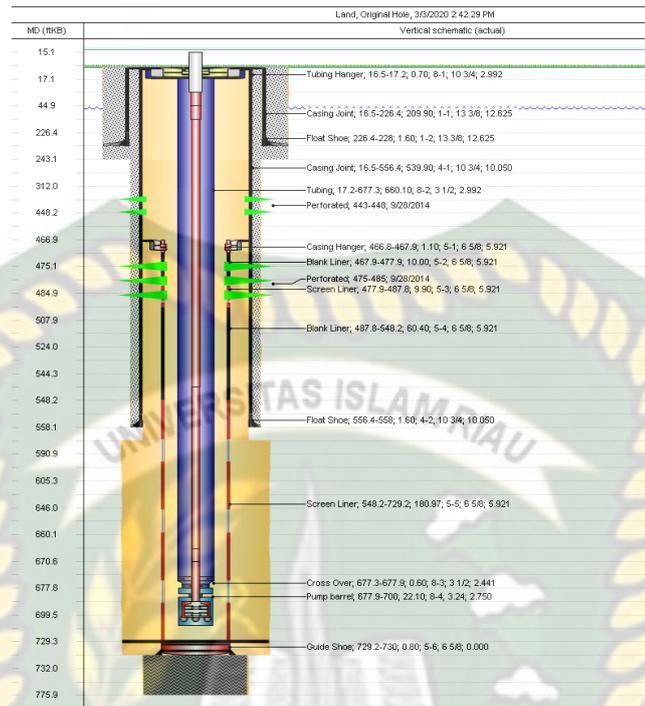
### 4.1 EVALUASI DATA *ROD PUMP OPTIMIZATION CONTROLLER* SUMUR ADS

Dari data produksi dapat dilihat bahwasanya kondisi *pounding* sering terjadi pada sumur ADS, dapat dilihat pada data produksi dibawah ini:

Tabel 4.1 Data tekanan dan temperature sumur ADS

Quadrant	Well	Date	Time	Tbg. Pres. s. Up	Tbg. Pres. s. Down	Tbg. Temp	Cs. g. Pres. s. Up	Csg. Pres. s. Down	Cs. g. Temp	Wh Temp	Hdr. Press	Source	Operator Id
A09SC	2Q34B	15-Mar-2019	00:00	50	0	215		6	238	215	38	ORDC	ZZBN
A09SC	2Q34B	16-Jan-2019	00:00	65	25	226		15	201	226	38	ORDC	SITS
A09SC	2Q34B	16-Jun-2019	00:00	55	5	190	5	5	182	190	40	ORDC	MCHY
A09SC	2Q34B	16-May-2019	00:00	55	20	210		7	180	210	42	ORDC	MCHY
A09SC	2Q34B	18-Feb-2019	00:00	80	40	210		6	196	210	40	ORDC	KKAP
A09SC	2Q34B	18-Jul-2019	00:00	50	5	190	5	5	181	190	40	ORDC	MCHY
A09SC	2Q34B	19-Aug-2019	00:00	20	10	195		8	175	195	39	ORDC	CEX2
A09SC	2Q34B	21-Apr-2019	00:00	40	5	205		5	164	205	42	ORDC	CEC2
A09SC	2Q34B	23-Nov-2019	00:00	50	5	202		8	196	202	39	ORDC	CEK5
A09SC	2Q34B	23-Oct-2019	00:00	65	10	204		10	186	204	38	ORDC	CEX5
A09SC	2Q34B	27-Sep-2019	00:00	45	5	191		10	190	191	39	ORDC	CEX2

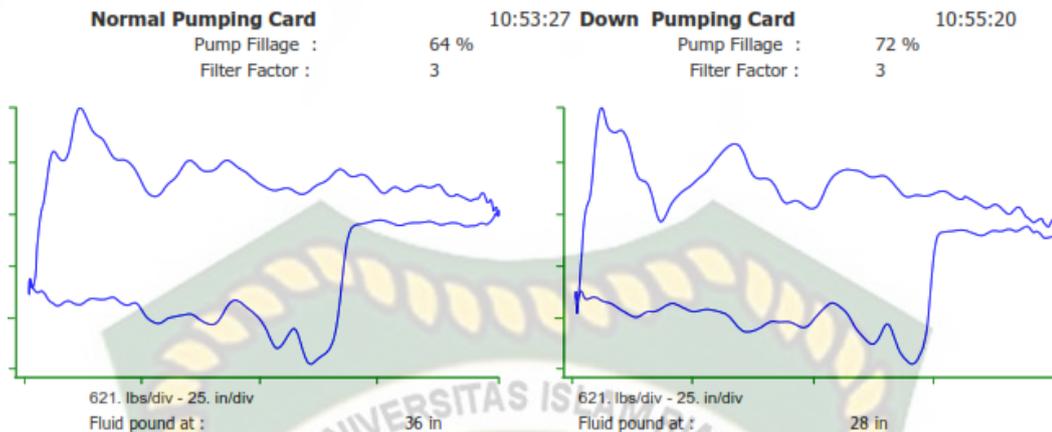
Dari data dapat dilihat perbedaan antara tekanan *up stroke* dan *down stroke* sangat jauh terlihat pada table yang diberi warna kuning, hal ini dikarenakan pemompaan yang kontiniu dan fluida yang di pompakan tidk mendukung menyebabkan tidak ada keseimbangan antara tekanan yang naik dengan tekanan turun *plunger* dan kondisi pemompaan yang terjadi selama 15 maret 2019 sampai dengan 27 september 2019 keadaan *pounding* sering terjadi, dengan kondisi ini makanya perlu dilakukan pengontrolan terhadap waktu pemompaan terhadap sucker rod agar keseimbangan tekanan terjadi antara *up stroke* dan *down stroke*.



Gambar 4.1 Skematik sumur ADS

**Data dyno card sumur ADS**

Well #	Drill #	Area Section			
2Q34B	D.8948	9SC			
Date	Jul-09-2019	Jun-27-2019	May-24-2019	Apr-01-2019	
Pump Size	2.75	2.75	2.75	2.75	INCHES
Pump Depth	700	700	700	700	FEET
Stroke Speed	9.20	9.20	9.10	9.20	SPM
Stroke Length	100.16	100.16	100.15	100.14	INCHES
Acceleration Factor	0.1202	0.1202	0.1176	0.1202	
Casing UpStream	6	8	10	10	PSI
Tubing Pressure U/D	64 / 0	80 / 5	65 / 5	50 / 0	PSI
Casing DownStream	6	8	10	10	PSI
Casing Temperature	181	166	156	162	F
Tubing Temperature	180	181	183	184	F
Pump Fillage	64	66	62	49	%
Pump Slip	3	3	3	3	%
Down Fillage	72	78	68	67	%
Fluid Over the Pump	N	N	N	N	
Gross Displacement	812	812	803	812	BPD
Net Displacement	495	511	473	373	BPD



Grafik 4.1 Dyno card up stroke dan down stroke

Dari hasil *pumping card* normal dapat dilihat *fluid pounding* terjadi pada *stroke length* 36 inch dan pada *down pumping card* *fluid pounding* terjadi pada *stroke length* 28 inch. *Fluid pounding* yang terjadi disebabkan pada saat pengangkatan (*up stroke*) di *stroke length* 36 inch *tubing pressure* yang terbentuk sebesar 50 s/d 80 psi mengalami kekosongan fluida sampai pada *stroke length* 100 inch dan hal ini juga yang menyebabkan pada saat *down stroke* sepanjang *stroke length* 100 inch *tubing pressure* mengalami penurunan sebesar 0 s/d 40 psi dan penurunan *casing pressure* terjadi berkisar 6 s/d 15 psi (lihat table 4.1) dengan *pounding* yang terjadi di *stroke length* 28 inch. Untuk itu perlu dilakukan pengontrolan terhadap mati dan hidupnya pompa *sucker rod* agar ada kesempatan dari pada *reservoir* untuk mengisi lubang sumur sesuai dengan kemampuan *reservoir* itu sendiri dimana kondisi mati hidupnya pompa ditentukan berdasarkan *timer* yang ditentukan disebut dengan sumur-sumur *intermitten*.

#### 4.2 OPTIMALISASI KINERJA DARI PADA *SUCKER PUMP* BERDASARKAN DATA *ROD PUMP OPTIMIZATION CONTROLLER* SUMUR ADS

Dengan dilakukannya pengontrolan terhadap hidup dan matinya pompa *sucker rod* sumur ADS berdasarkan setingan *timer* di alat RPOC, hal ini dapat meningkatkan kinerja dari pada *sucker rod* itu sendiri berdasarkan rate hasil produksi yang diperoleh, dimana dengan mengatur kapan pompa sumur ADS mati

dan kapan hidupnya memberikan hasil yang lebih baik dan mengoptimalkan kinerja dari sucker rod pump, hal ini dilihat adanya peningkatan produksi fluida dari 73,95 bfpd pada 27 mei 2019 menjadi 87,05 bfpd pada 25 oktober 2019 dan 153,48 bfpd pada 18 februari 2020, untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada tabel 4.2 hasil well testing yang dilakukan di sumur ADS.

Tabel 4.2 Hasil well test sumur ADS  
setelah optimalisasi dengan sistim RPOC

*Well Test report*

Well	Test Date	BOPD	BFPD	Water cut	Status
2Q34B-01	18-Feb-20	2.46	153.48	98.40	ACCEPTED
2Q34B-01	25-Oct-19	8.70	87.05	90.01	ACCEPTED
2Q34B-01	27-May-19	8.04	73.95	89.13	ACCEPTED

Dari hasil well test pada tabel 4.2 dapat dilihat adanya peningkatan perolehan fluida dan perbaikan dari pada kinerja dari pada sucker rod pump di sumur ADS, dimana dengan melakukan pengaturan terhadap waktu pemompaan menyebabkan level fluida yang masuk di sumur tetap terjaga dan fluida yang berada direservoir dapat mendukung selama proses pemompaan berlangsung selama waktu yang telah diatur.

Dengan adanya perbaikan kinerja dari pada sucker pump di sumur ADS ini akan berdampak terhadap penggunaan biaya produksi sumur yang akan lebih efisien dibandingkan sebelum diterapkan sistim RPOC, dimana dengan mematikan sumur pada saat kondisi terjadinya pouding akan menghemat biaya produksi dalam bentuk penggunaan arus listrik, sehingga kerugian dalam penggunaan arus listrik dalam proses pemompaan fluida yang kososng dapat di hindarkan dan dihentikan. Dengan demikian solusi untuk menghadapi masalah yang sering terjadi berupa sumur-sumur yang pouding dan intermitten dapat diatasi dengan menerapkan sistim RPOC.

### 4.3 PEMBAHASAN

RPOC adalah suatu metode yang digunakan pada sumur ADS untuk mengontrol pompa yang terpasang (pumping unit), dimana pada sumur ADS permasalahan produksi yang dihadapi adalah running life pompa yang tidak efisien, laju alir produksi minyak yang tidak memadai disebabkan karena pada saat pemompaan fluida oleh sucker rod pump, fluida yang terangkat kepermukaan tidak konstan hal ini disebabkan permasalahan yang ada pada sumur ADS adalah pouding dan intermitten. RPOC adalah solusi yang tepat dimana dapat mengontrol sucker rod pump pada saat tidak adanya keseimbangan antara tekanan up stroke dan downstroke sehingga tekanan pemompaan dapat terjaga dengan baik, kemudian dengan metode RPOC pemompaan yang intermitten dapat diatasi dengan waktu yang telah di atur pada sistim RPOC sehingga ada kesempatan pada formasi untuk menempatkan fluida didalam sumur pada static level yang diharapkan sehingga kekosongan fluida pada saat pemompaan tidak terjadi.

Penggunaan program ini (RPOC) pada sumur ADS adalah sangat cocok dibandingkan dengan dengan program atau metode lain (SCADA), dimana program ini terkhususnya didesain untuk sumur-sumur yang mengalami permasalahan produksi well pounding dan well intermitten.

Kelebihan dari sistim RPOC ini adalah sangat efisien digunakan pada sumur-sumur yang mengalami permasalahan produksi well pounding dan well intermitten dimana sistim bisa mengatur mati dan hidupnya pompa sumur (sucker pump) dengan waktu yang telah ditentukan sehingga keseimbangan antara tekanan formasi dan dasar sumur terjadi menyebabkan level fluida kembali pada normal nya dan terjadi keseimbangan tekanan pemompaan up stroke dan down stroke. Kekurangan dari sistim ini adalah tidak efisien digunakan untuk sumur-sumur dengan permasalahan produksi diluar dari pada well pounding dan well intermitten

## **BAB V**

### **KESIMPULAN**

#### **5.1 KESIMPULAN**

Dari hasil penelitian yang dilakukan di sumur minyak lapangan Z dapat di ambil beberapa kesimpulan sebagai berikut:

1. Kondisi pounding sering terjadi pada sumur ADS ditunjukkan dengan tidak seimbangya antara tekanan up stroke dan tekanan down stroke pada saat pemompaan.
2. Pounding pada saat up stroke terjadi pada stroke length 36 inch dan pada saat down stroke terjadi pada stroke length 28 inch.
3. Optimalisasi terhadap kinerja dari sucker rod pump di sumur ADS berhasil dilakukan dapat dilihat dengan adanya peningkatan produksi fluida dari 73,95 bfpd pada 27 mei 2019 menjadi 87,05 bfpd pada 25 oktober 2019 dan 153,48 bfpd pada 18 februari 2020.

#### **5.2 SARAN**

Berdasarkan hasil penelitian yang diperoleh pada sumur ADS dengan kondisi sumur yang mengalami pouding dan intermitten yang menyebabkan tidak adanya keseimbangan antara tekanan up stroke dan down stroke, sistim Rod Pump Optimization Controller (RPOC) adalah solusi yang tepat untuk mengatasi ketidak seimbangya laju produksi yang dihasilkan pada sumur ADS, dan sumur ini merupakan sebagai acuan untuk solusi pada sumur sumur lain yang memiliki permasalahan yang sama.

## DAFTAR PUSTAKA

- Brown, K.E, "The Technology of Artificial Lift Method", Vol.2A, , Tulsa, Oklahama,1980.
- Craft-H, "Well Design Drilling and Production", Prentice, New York1962.
- David K. Gold, Terry Treiberg, and Theta Enterprises. Implementation of Automated Expert Diagnostics to Provide Enhanced Rod Pump Surveillance at S. Belridge Field, CA. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition, number SPE 71527-MS in 10.2118/71527-MS, 2001.
- E. R. Martinez, W. J. Moreno, V. J. Castillo, and J. A. Moreno. Rod Pumping Expert System. In SPE Petroleum Computer Conference, volume SPE 26246, pages 201{208, 1993.
- Enyinnaya Orji, Janvier Lissanon, and Oluwole Omole. Sucker Rod Lift System Optimization of an Unconventional Well. In SPE North America Artificial Lift Conference and Exhibition, number October, pages 25{27, 2016.
- G. Wayne Westerman. Successful application of pump-o\_ controllers. In SPE Annual Fall Technical Conference and Exhibition, pages 1{ 10. Society of Petroleum Engineers, 1977.
- H. T. Nguyen and F. C. Del Mundo. Improving Artificial Lift Design Through Dynamic Simulation. In SPE North America Artificial Lift Conference and Exhibition, 2016.
- H.J. Derek, J.W. Jennings, and S.M. Morgan. Sucker Rod Pumping Unit Diagnostics Using an Expert System. In Permian Basin Oil and Gas Recovery, 1988.
- H, Imam, "Qualitative Analysis Of The dynamometer Diagram For Improving the pumping system", SPE Paper,Texas,1985.
- Iskandar, Z. (2003). *Diktat Kuliah Proses Pengolahan Lapangan Fakultas Teknik Jurusan Teknin Perminyakan*. Pekanbaru: Universitas Islam Riau.
- J.D. Rogers, C.G. Gu\_ey, and W.J.B. Oldham. Artificial neural networks for identification of beam pump dynamometer load cards. In Annual Technical Conference and Exhibition of the Society of Petroleum Engineers, New Orleans, LA., 1990
- Juan Pablo Sanchez, Diego Festini, and Oscar Bel. Beam Pumping System Optimization Through Automation. In Latin American and Caribbean Petroleum Engineering, number SPE 108112, 2007.
- James N. McCoy, Anthony L. Podio, Dieter Joseph Becker, and Gustavo Fernandez. Wireless Simultaneous Acquisition and Analysis of Dynamometer and Fluid Level Data for Real-Time Monitoring of Well Performance. In SPE Artificial Lift Conference - Americas, 2013.

- Krzysztof Pa lka and Jarosaw Czy\_z. Optimizing Downhole Fluid Production of Sucker Rod Pumps Using Variable Motor Speed. In SPE Production and Operations, number 02, 2009
- Mohamed Fouad Ibrahim Ahmed and Sadek Nael Nabil. Automatic Well Testing and PIP Calculations Using Smart Rod Pump Controllers. In North Africa Technical Conference and Exhibition, 2012.
- Mohamed Ghareeb, Nael Sadek, Ayham Sbeih, Abu Elfotouh, and Abdel Nasser. Improved Sucker Rod Pumping Systems Performance by Fully Automated Closed Loop and Control Solution. In SPE Middle East Arti\_cial Lift Conference and Exhibition.
- M. Vazquez and J. Fernandes. Rod-pumping optimization through surface and downhole parameter estimation and simulation. In SPE Mid-Continent Operations Symposium, Oklahoma City, OK, 1999.
- Manuel O. Vazquez. Real Time Expert System (R.T.E.S.) for Rod Pumping Optimization". In Petroleum Computer Conference, number SPE 30185, pages 53{60, 1995.
- McCoy, J.N., at all., "A Polished Rod Transducer For Quick and Easy Dynagraphs", paper, Texas.
- McCoy, J.N., at all., "Total Well Management A methodology For Maximizing Oil Production and Minimizing Operating Cost", paper SPE, Canada, 1995
- McCoy, J.N., at all., "Total Well Management II", paper SPE No.67273, Oklahoma, 2001.
- McCoy, J.N., at all, "Total Well Management – Sucker Rod Lift Case Study", paper SPE No.68864, California, 2001.
- P. Schirmer, J.C. Gay, and P. Toutain. Use of advanced patternrecognition and knowledge-based system in analyzing dynamometer cards. In SPE Petroleum Computer Conference, volume Spe 22305, pages 21{24, 1991.
- Rita, N., & Hadi, R. G. (2017). Evaluasi Efisiensi Proses *Crude oil* Dehydration Di CGS 5 Lapangan X. *Jurnal Mineral, Energi dan Lingkungan*.
- Sam G. Gibbs, K Nolen, F Morrow, and W.C. Lynch. Monitoring And Controlling Rod Pumped Wells Using Downhole Pump Cards. Annual Technical Meeting of The Petroleum Society of CIM, 1995.
- Tom Radzevicius and Fred Clarke. Optimisation of Beam Pump Wells Utilising Variable Speed Drives and Remote Monitoring Software. In SPE Intelligent Energy Conference and Exhibition, The Netherlands, 2012.
- Victoria Mallory Ehimeakhe. Calculating Pump Fillage for Well Control using Transfer Point Location. In SPE Eastern Regional Meeting. Society of Petroleum Engineers, 2010.
- William G Elmer and John B Elmer. Pump-Stroke Optimization : Case Study of Twenty-Well Pilot. In SPE North America Arti\_cial Lift Con- ference and Exhibition, number July 2016.
- Yunhua Yu, Haitao Shi, and Lifei Mi. Research on feature extraction of indicator card data for sucker-rod pump working condition diagnosis. *Journal of Control Science and Engineering*, 2013.