

**EVALUASI PENYEBAB KEGAGALAN *SUCKER ROD PUMP*
(SRP) DAN PENYELESAIANNYA DI LAPANGAN *XXY*
MENGUNAKAN DATA *DISMANTLE INSPECTION*
*FAILURE ANALYSIS (DIFA)***

TUGAS AKHIR

Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan

Oleh

INDAH PRIMA SARI M

NPM 143210693



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

2021

PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum di dalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Jika terdapat unsur penipuan atau pemalsuan data maka saya bersedia dicabut gelar yang telah saya peroleh.

Pekanbaru 7 Desember 2021



Indah Prima Sari M
143210693

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. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik. Oleh karena itu, saya ingin mengucapkan terima kasih kepada :

1. Ibu Richa Melysa, S.T., M.T selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga serta masukan selama penyusunan tugas akhir ini.
2. Fitrianti, S.T., M.T selaku pembimbing akademik saya, yang telah memberikan arahan, nasehat serta semangat selama perkuliahan di Teknik Perminyakan.
3. Zul Effendy selaku pembimbing lapangan yang telah memberikan banyak masukan dan ilmu yang bermanfaat serta telah memberikan kesempatan untuk mengambil data untuk tugas akhir saya.
4. Ketua dan sekretasi prodi serta dosen-dosen yang sangat membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
5. Kedua Orang Tua saya serta saudara saya atas segala doa dan kasih sayang, dukungan moril dan materil yang diberikan sampai penyelesaian tugas akhir.
6. MAPEDALLIMA HANG TUAH FT-UIR yang telah memberikan saya pengalaman yang luar biasa.

7. Teman-teman saya di Kelas E serta angkatan 2014 yang telah memberikan masukan dan saran serta dukungan selama perkuliahan.

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, 7 Desember 2021



Indah Prima Sari M



DAFTAR ISI

| | |
|--------------------------------------------------------|-----------|
| HALAMAN PENGESAHAN | ii |
| PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR | iii |
| KATA PENGANTAR..... | iv |
| DAFTAR GAMBAR..... | viii |
| DAFTAR TABEL | ix |
| DAFTAR SIMBOL | x |
| DAFTAR SINGKATAN..... | xi |
| ABSTRAK | xii |
| ABSTRACT | xiii |
| BAB I PENDAHULUAN..... | 1 |
| 1.1 Latar Belakang | 1 |
| 1.2 Tujuan Penelitian..... | 2 |
| 1.3 Manfaat Penelitian..... | 2 |
| 1.4 Batasan Masalah..... | 2 |
| BAB II TINJAUAN PUSTAKA | 3 |
| 2.1 <i>State of The Art (SOTA)</i> | 3 |
| 2.2 Sucker Rod Pump (SRP) | 4 |
| 2.3 Komponen Utama <i>Sucker Rod Pump</i> (SRP) | 6 |
| 2.4 Prinsip Kerja <i>Sucker Rod Pump</i> (SRP) | 8 |
| 2.5 Perhitungan <i>Pump Efficiency</i> | 11 |
| 2.6 Kelebihan dan Kekurangan Sucker Rod Pump | 12 |
| 2.7 Permasalahan Pompa..... | 13 |
| 2.8 <i>Dismantle Inspection Failure Analysis</i> | 15 |
| BAB III METODOLOGI PENELITIAN..... | 19 |
| 3.1 <i>Literature Review</i> | 20 |
| 3.2 Tempat Penelitian..... | 20 |
| 3.3 Jadwal Penelitian | 20 |
| 3.4 Jenis Data | 21 |
| 3.5 Prosedur Penelitian..... | 21 |

| | |
|--------------------------------------------------------------------|-----------|
| BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN..... | 22 |
| 4.1 SKEMA <i>MAINTANANCE</i> SRP..... | 22 |
| 4.1.1 Perhitungan Pump Efficiency dan grafik laju alir fluida..... | 23 |
| 4.1.2 <i>Well Test</i> | 27 |
| 4.1.3 <i>Well Analyzer</i> | 28 |
| 4.1.4 <i>Dismantle Inspection Failure Analysis (DIFA)</i> | 31 |
| 4.2 Klasterisasi DIFA di Lapangan XYX..... | 36 |
| 4.2.1 Evaluasi Masalah <i>Chemical</i> | 37 |
| 4.2.2 Evaluasi Masalah Kepasiran | 38 |
| 4.2.3 Evaluasi Masalah <i>Scale</i> | 39 |
| 4.2.4 Evaluasi Masalah <i>Mechanical</i> | 41 |
| 4.2.5 Evaluasi Masalah Gas | 42 |
| 4.3 Pembahasan | 43 |
| BAB V PENUTUP | 45 |
| 5.1 Kesimpulan..... | 45 |
| 5.2 Saran..... | 46 |
| DAFTAR PUSTAKA | 47 |
| LAMPIRAN I | 50 |
| Klasterisasi Dismantle Inspection Failure Analysis..... | 50 |

DAFTAR GAMBAR

| | |
|--------------------------------------------------------------------------------------|----|
| Gambar 2 1 <i>Sucker Rod Pump</i> | 6 |
| Gambar 2 2 <i>Gerak Bola Travelling Valve dan Standing Valve</i> | 10 |
| Gambar 2 3 <i>Sucker Rod Pump Spesification</i> | 10 |
| Gambar 2 4 Skema Difa..... | 15 |
| Gambar 2 5 Contoh <i>Pump Card</i> | 17 |
| Gambar 3 1 <i>Diagran Alir Penelitian</i> | 19 |
| Gambar 4. 1 Skema <i>maintanance SRP</i> | 22 |
| Gambar 4. 2 Grafik produksi sumur A | 24 |
| Gambar 4. 3 Grafik produksi sumur B..... | 25 |
| Gambar 4. 4 Grafik produksi sumur C..... | 25 |
| Gambar 4. 5 Grafik produksi sumur D..... | 26 |
| Gambar 4. 6 Grafik produksi sumur E | 26 |
| Gambar 4. 7 Sonolog Test Sumur X..... | 29 |
| Gambar 4. 8 <i>Dyna Card</i> Sumur Y <i>travelling and standing valve</i> bocor..... | 30 |
| Gambar 4. 9 <i>Dyna Card</i> Sumur X normal | 30 |
| Gambar 4. 10 <i>Root Cause Mechanical Problem</i> | 31 |
| Gambar 4. 11 <i>Root Cause Gas Problem</i> | 32 |
| Gambar 4. 12 <i>Root Cause Chemical Problem</i> | 33 |
| Gambar 4. 13 <i>Root Cause Sand Problem</i> | 34 |
| Gambar 4. 14 <i>Root Cause Scale Problem</i> | 35 |
| Gambar 4. 15 Persentase penyebab kerusakan SRP di Lapangan XYX..... | 37 |
| Gambar 4. 16 <i>Ball seat</i> yang terkikis akibat H ₂ S | 38 |
| Gambar 4. 17 Unit pompa yang mengalami masalah sand | 39 |
| Gambar 4. 18 Unit pompa yang mengalami masalah scale | 41 |
| Gambar 4. 19 Top cage terlepas dari pompa saat beroperasi | 42 |
| Gambar 4. 20 Unit pompa yang mengalami masalah gas | 43 |

DAFTAR TABEL

| | |
|-----------------------------------------------------------------|----|
| Tabel 2 1 Kelebihan dan Kekurangan <i>Sucker Rod Pump</i> | 12 |
| Tabel 3 1 Jadwal Penelitian..... | 20 |
| Tabel 4. 1 Penyebab kerusakan pompa SRP di Lapangan XYX | 36 |



Dokumen ini adalah Arsip Miik :
Perpustakaan Universitas Islam Riau

DAFTAR SIMBOL

| | |
|------------|------------------------------|
| BF | Faktor volume formasi fluida |
| BO | Faktor volume formasi minyak |
| CP | <i>Capacity Pump</i> |
| D | Diameter pompa |
| Fac. Error | 0,95 |
| Fac. Pump | $1\frac{3}{4} = 0,357$ |
| | $2\frac{1}{4} = 0,59$ |
| | $2\frac{3}{4} = 0,881$ |
| Fac. Tank | 0,297898 |
| PE | <i>Pump Efficiency</i> |
| SL | <i>Stroke Length</i> |
| SPM | <i>Stroke per minute</i> |
| WC | <i>Water Cut</i> |
| WOC | <i>Water Oil Contact</i> |

DAFTAR SINGKATAN

| | |
|------|----------------------------------------------|
| AC | <i>Alternating Current</i> |
| API | <i>American Petroleum Institute</i> |
| CP | <i>Centi Poise</i> |
| BDJ | <i>Bump Down Job</i> |
| DIFA | <i>Dismantle Inspection Failure Analysis</i> |
| ESP | <i>Electric Submercible Pumo</i> |
| HPU | <i>Hydraulic Pumping Unit</i> |
| IC | <i>Internal Combustion</i> |
| PCP | <i>Progressive Cavity Pump</i> |
| PE | <i>Petroleum Engineer</i> |
| RCFA | <i>Root Cause Failure Analysis</i> |
| SOTA | <i>State of The Art</i> |
| SRP | <i>Sucker Rod Pump</i> |
| TWM | <i>Total Well Management</i> |

**EVALUASI PENYEBAB KEGAGALAN *SUCKER ROD PUMP*
(SRP) DAN PENYELESAIANNYA DI LAPANGAN *XYX*
MENGUNAKAN DATA *DISMANTLE INSPECTION*
*FAILURE ANALYSIS (DIFA)***

INDAH PRIMA SARI M

NPM 143210693

ABSTRAK

Pada Lapangan *XYX* minyak ditemukan pada kedalaman antara 300-700 ft ketika *steamflood* pertama dibor pada tahun 1941. Produksi minyak Lapangan *XYX* mengalami hambatan karena sifat-sifat fisik antara lain kondisi awal dengan densitas hingga 22.4° API dan viscositas 118cp. Berdasarkan kondisi ini maka minyak Lapangan *XYX* termasuk pada golongan *heavy oil*. Oleh karena itu, eksploitasi dilakukan dengan menggunakan bantuan injeksi uap. Formasi batuan Lapangan *XYX* merupakan formasi *sandstone (unconsolidated)* yang menyebabkan pasir dapat terproduksi bersama fluida formasi. Difa merupakan salah satu metoda yang dapat membuktikan kerusakan yang terjadi pada pompa tersebut diakibatkan oleh permasalahan teknis (dari pompa itu sendiri) atau disebabkan oleh karakteristik formasi reservoir. Setelah rangkaian pompa di angkat ke permukaan dan dikirim ke *Tubing Pump Repair Shop* maka akan diketahui *root cause* yang terjadi pada pompa SRP sehingga didapatkan rekomendasi terhadap penyelesaian masalah untuk tahapan kompleksi berikutnya. Sehingga masalah akan dikelompokkan menjadi data berdasarkan faktor kerusakan dan menghitung *capacity pump*. Lalu dilakukan evaluasi penyebab kegagalan SRP dengan menggunakan *Dismantle Inspection Failure Analysis (DIFA)*. Kasus yang paling sering terjadi pada lapangan ini ialah permasalahan sand dengan jumlah persentasi 61%, diikuti dengan problem mechanical 18%, scale 13%, gas 5% dan chemical 3%. masalah *chemical* menyebabkan terkikisnya rangkaian pompa seperti *seat ball valve* tidak bulat lagi sehingga menyebabkan *traveling valve* dan *standing valve* bocor. Masalah *sand* menyebabkan plunger tergores dan lebih parahnya lagi stuck sehingga produksi terhenti. *Scale* yang terbentuk didalam pompa akan menghambat masuknya fluida sehingga terjadinya penurunan produksi. Masalah gas dapat menyebabkan *gas lock* atau *gas ponding* pada pompa, untuk mengatasi permasalahan ini dapat memasang gas anchor dibawah *seating nipple*.

Kata kunci: *Chemical Problem, Scale Problem, SRP, DIFA, RCFA*

**EVALUATION OF THE CAUSES OF SUCKER ROD PUMP
(SRP) FAILED AND THE SOLUTION IN XYX FIELD
USING DISMANTLE INSPECTION FAILURE ANALYSIS
(DIFA) DATA**

INDAH PRIMA SARI M

NPM 143210693

ABSTRACT

In the XYX Field oil was found at depths between 300-700 ft when the first steamflood was drilled in 1941. The XYX Field oil production was hampered due to physical properties including initial conditions with a density of up to 22.4° API and a viscosity of 118cp. Based on this condition, XYX Field oil is included in the heavy oil category. Therefore, exploitation is carried out using the help of steam injection. The XYX Field rock formation is a sandstone formation (unconsolidated) which causes sand to be produced along with the formation fluid. Difa is one method that can prove that the damage to the pump is caused by technical problems (from the pump itself) or caused by the characteristics of the reservoir formation. After the series of pumps are lifted to the surface and sent to the Tubing Pump Repair Shop, the root cause of the SRP pump will be known so that recommendations are obtained for problem solving for the next completion stage. So the problem will be grouped into data based on the damage factor and calculate the pump capacity. Then evaluate the cause of SRP failure using Dismantle Inspection Failure Analysis (DIFA). The most frequent cases in this field are sand problems with a percentage of 61%, followed by mechanical problems 18%, scale 13%, gas 5% and chemical 3%. chemical problems cause the pump circuit to erode such as the seat ball valve is no longer round, causing the traveling valve and standing valve to leak. The sand problem caused the plunger to be scratched and even worse to be stuck so that production stopped. The scale formed in the pump will inhibit the entry of fluid, resulting in a decrease in production. Gas problems can cause gas lock or gas ponding on the pump, to overcome this problem you can install a gas anchor under the seating nipple.

Keyword : Chemical Problem, Scale Problem, SRP, DIFA, RCFA

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pada Lapangan XYX minyak ditemukan pada kedalaman antara 300-700 ft ketika steamflood pertama dibor pada tahun 1941. Produksi minyak Lapangan XYX mengalami hambatan karena sifat-sifat fisik antara lain kondisi awal dengan densitas hingga 22.4° API dan viscositas 118cp. Berdasarkan kondisi ini maka minyak Lapangan XYX termasuk pada golongan *heavy oil*. Oleh karena itu, eksploitasi dilakukan dengan menggunakan bantuan injeksi uap. Formasi batuan Lapangan XYX merupakan formasi *sandstone (unconsolidated)* yang menyebabkan pasir dapat terproduksi bersama fluida formasi sehingga dapat mengurangi produksi minyak, merusak peralatan atau akhirnya well harus diservice atau ditutup.

Penelitian yang dilakukan oleh S.G. Lapi dkk mengenai “*Artificial Lift Perfomance Enhancements by applying Root Cause Failure*” Proses RCFA (*Root Cause Failure Analysis*) dilakukan bertujuan untuk mengevaluasi setiap sistem pompa yang mengalami kegagalan untuk menentukan alasan terjadinya kegagalan, mengidentifikasi faktor-faktor yang terkait. Proses RCFA mengevaluasi kinerja pompa, riwayat pengujian sumur, riwayat intervensi sumur dan desain *artificial lift*. Aspek kunci lain dari proses RCFA adalah mengevaluasi informasi pembongkaran peralatan atau *dismantle inspection failure analysis* (DIFA) (Lapi, Johnson, & Arisman, 2014)

Difa merupakan salah satu metoda yang dapat membuktikan kerusakan yang terjadi pada pompa tersebut diakibatkan oleh permasalahan teknis (dari pompa itu sendiri) atau disebabkan oleh karakteristik formasi reservoir. Setelah rangkaian pompa di angkat ke permukaan dan dikirim ke *Tubing Pump Repair Shop* maka akan diketahui *root cause* yang terjadi pada pompa SRP sehingga didapatkan rekomendasi terhadap penyelesaian masalah untuk tahapan kompleksi berikutnya.

1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Mengelompokkan data berdasarkan faktor kerusakan dan menghitung *capacity pump*.
2. Mengevaluasi penyebab kegagalan SRP dengan menggunakan *Dismantle Inspection Failure Analysis* (DIFA)

1.3 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Dapat mengetahui persentase kegagalan yang terjadi pada pompa SRP dan nilai *capacity pump*
2. Mengetahui evaluasi yang dilakukan pada pompa SRP yang bermasalah

1.4 Batasan Masalah

Agar penelitian ini berjalan dengan baik dan sistematis serta tidak menyimpang dari tujuan awal penelitian, maka dalam penelitian ini hanya membatasi mengenai beberapa hal berikut:

1. Hanya membahas dan menjelaskan tentang aspek – aspek yang berhubungan dengan SRP dan permasalahan yang terjadi pada SRP saat beroperasi.
2. Hanya dibatasi pada bentuk evaluasi terhadap permasalahan SRP dan penanggulangannya.

BAB II

TINJAUAN PUSTAKA

Pada kandungan ayat suci Al-quran tepatnya didalam Surat Al-Baqarah Ayat 164. Sesungguhnya dalam penciptaan langit dan bumi, silih bergantinya malam dan siang, bahtera yang berlayar di laut membawa apa yang berguna bagi manusia, dan apa yang Allah turunkan dari langit berupa air, lalu dengan air itu Dia hidupan bumi sesudah mati (kering)-nya dan Dia sebarkan di bumi itu segala jenis hewan, dan pengisaran angin dan awan yang dikendalikan antara langit dan bumi; sungguh (terdapat) tanda-tanda (keesaan dan kebesaran Allah) bagi kaum yang memikirkan.

Selanjutnya pada kandungan ayat suci Al-quran tepatnya didalam Surat Al-Mulk Ayat 15. Dialah yang menjadikan bumi untuk kamu yang mudah dijelajahi, maka jelajahilah di segala penjurunya dan makanlah sebagian dari rezeqi-Nya. Dan hanya kepada-Nyalah kamu (kembali setelah) dibangkitkan

2.1 *State of The Art (SOTA)*

Salah satu penelitian yang dilakukan oleh Ahmed R. Al Zahrani SPE, Saudi Aramco dkk mengenai “Case Study: First Successful Offshore ESP Project in Saudi Arabia“ sejauh ini, 41% sistem operasi sebenarnya dari ESP sistem dapat dioperasikan lebih dari 4 tahun dan 20% dapat beroperasi dalam jangka waktu 3-4 tahun. Rata-rata panjang umur operasi sistem ESP sekitar 2.7 tahun dan kegagalan esp pada 1.7 tahun. Untuk mempertahankan target produksi yang dibutuhkan, pergantian program esp yang efektif adalah elemen inti pada strategi lapangan produksi. Karena itu, beberapa tindakan seperti pergantian sistem esp yang berkinerja buruk dan peningkatan ukuran pompa telah dilakukan. Dan juga, *Dismantle inspection and failure analysis (DIFA)* dari pencabutan rangkaian ESP dilakukan untuk mengevaluasi akar permasalahan penyebab dan perbaikan merupakan tindakan yang dilakukan untuk mencegah kejadian yang sama dimasa depan (Al Zahrani, Al-Nasser, Collen, & Khade, 2009).

Kemudian penelitian yang dilakukan oleh S.G. Lapi dkk mengenai “*Artificial Lift Performance Enhancements by applying Root Cause Failure*” Proses RCFA (*Root Cause Failure Analysis*) dilakukan bertujuan untuk mengevaluasi setiap sistem pompa yang mengalami kegagalan untuk menentukan alasan terjadinya kegagalan, mengidentifikasi faktor-faktor yang terkait dan memantau tren. Proses RCFA mengevaluasi kinerja pompa, riwayat pengujian sumur, riwayat intervensi sumur dan desain *artificial lift*. Aspek kunci lain dari proses RCFA adalah mengevaluasi informasi pembongkaran peralatan atau *dismantle inspection failure analysis* (DIFA) (Lapi, Johnson, & Arisman, 2014).

2.2 Sucker Rod Pump (SRP)

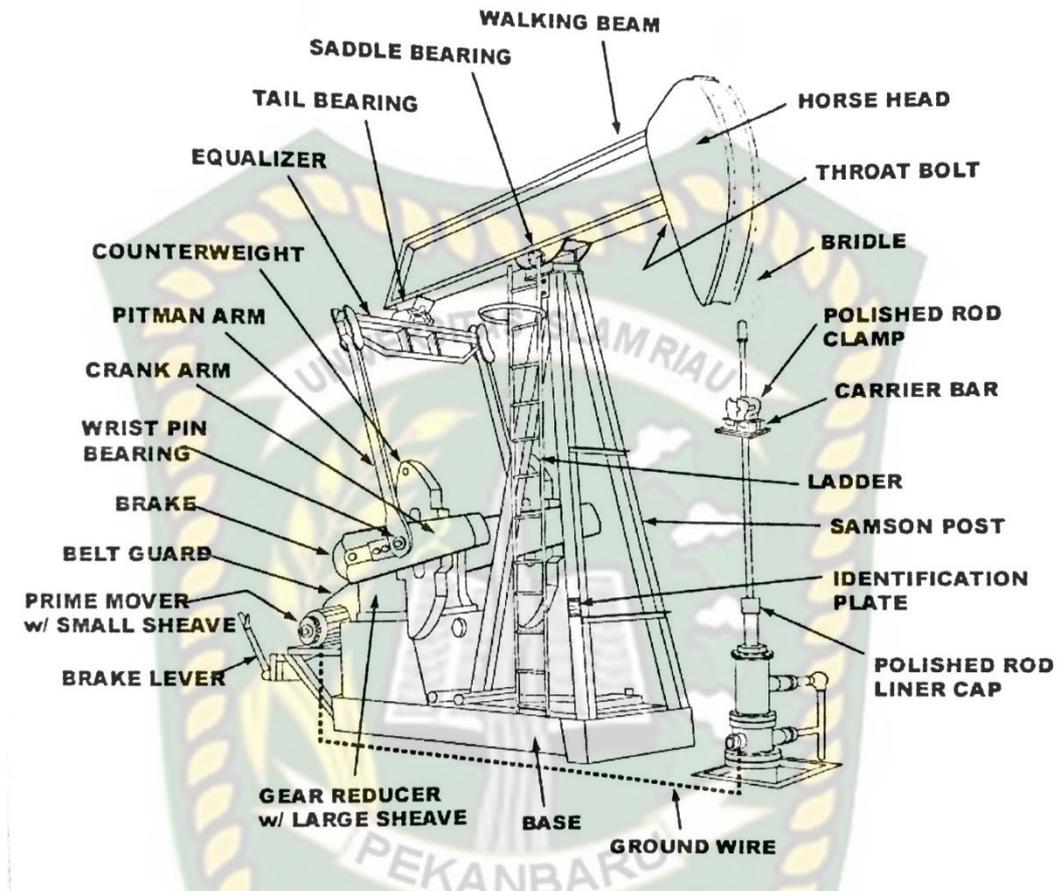
Pada dasarnya sumur minyak akan berproduksi secara ilmiah atau dapat disebut juga dengan (*natural flow*) dengan syarat tekanan reservoir pada formasi lebih besar daripada tekanan hidrostatik sumur sehingga fluida dalam sumur tersebut dapat naik ke permukaan dengan kemampuan sendiri secara alamiah dalam jumlah dan tekanan yang memadai (Sudaryadi, Amin, & Abro, 2014). Karena sumur tidak mampu lagi berproduksi sendiri maka masuk ke tahap selanjutnya yaitu *secondary recovery*. Pada lapangan minyak yang sudah dalam tahapan *secondary recovery* dilakukan berbagai macam metode pengangkatan buatan, karena setiap lapangan yang memiliki sumur minyak kondisinya selalu berubah-ubah terutama disebabkan karena penurunan tekanan dasar sumur yang mengakibatkan fluida tidak dapat naik ke permukaan sedangkan pada saat yang bersamaan produktivitas sumur masih cukup tinggi. Berbagai macam cara dilakukan agar fluida yang ada didalam sumur dapat diangkat ke permukaan, diantaranya dengan menggunakan alat bantu pompa. Alat bantu tersebut dalam industri perminyakan lebih dikenal dengan istilah metode pengangkatan buatan diantaranya yaitu *Sucker Rod Pump* (SRP) (Purwaka, 2018).

Pemilihan jenis pompa yang akan dipasangkan selalu diusahakan sesuai dengan kondisi dan karakteristik fluida reservoir yang diproduksi. Tetapi seiring berjalannya waktu akan banyak ditemukan aspek-aspek permasalahan yang terjadi pada unit pompa sehingga produksi minyak akan menurun bahkan bisa

menyebabkan produksi terhenti. Sucker Rod Pump adalah salah satu jenis dari *artificial lift* yang paling banyak digunakan salah satunya di Indonesia karena biayanya yang relatif lebih murah dan dapat dioperasikan pada flow rate yang jangkauannya besar dengan fluida yang berbeda komposisi dan viskosisitas (Olivia, H.L.C, Costa, P.R.D, A.L, & C.W.S.P, 2020). Pengoperasiannya juga fleksibel karena kecepatan pompa dan *stroke length* dapat disesuaikan sesuai dengan kondisi di lapangan. Kerusakan pada pompa SRP diantaranya dapat disebabkan oleh ikut terproduksinya pasir yang ada dibawah permukaan dan terbentuknya scale didalam unit pompa.

Pompa SRP yang dikenal juga dengan pompa angguk merupakan suatu metode yang memanfaatkan sumber tenaga berupa listrik atau gas dari primemover untuk menggerakkan pompa sehingga fluida dapat naik ke permukaan.Keunggulan daripenggunaan pompa SRP ini dibandingkan dengan metode *artificial lift* lainnya adalah mudah dalam pengoperasian di lapangan. Selain itu umur alatnya lebih lama, sehingga jika sudah dipakai pada suatu sumur (produksinya berakhir), maka dapat dipindahkan ke sumur lain dengan biaya yang relatif rendah.Guna memperoleh produksi yang optimum dalam perencanaan pompa SRP, standarisasinya adalah kapasitas pemompaan (*pump displacement*) (Suyono, Suherman, & Herlina, 2018).

2.3 Komponen Utama *Sucker Rod Pump*(SRP)



Gambar 2 1 Sucker Rod Pump (PT Chevron Pacific Indonesia, 2011)

Komponen-komponen utama *sucker rod pump* terdiri oleh beberapa bagian, diantaranya sebagai berikut (PT Chevron Pacific Indonesia, 2011)

1. *Prime Mover*

Alat penggerak (*Prime mover*) yang dipakai untuk menggerakkan pumping unit adalah sebuah IC (*Internal Combustion*) engine atau AC (*Alternating Current*) motor. Jika suatu sumur menghasilkan banyak gas atau belum ada power dari *powerline*, IC engine biasanya dipakai untuk penggerak *pumping* unit. Pada umumnya CPI menggunakan AC motor untuk penggerak *pumping* unit. AC motor dapat diatur untuk hidup dan mati secara otomatis disamping secara manual.

Kecepatan berputar dari *prime mover* antara 800-1200rpm, sedangkan tenaga yang dihasilkan satuannya disebut *horse power*.

2. *Gear Reducer*

Pompa biasanya beroperasi dengan kecepatan antara 8-20 stroke permenit (SPM). Sedangkan putaran driver sampai mencapai 1200 putaran permenit (RPM). Untuk mengurangi putaran yang dihasilkan oleh driver agar sesuai dengan kecepatan beroperasinya panjang unit maka digunakan peralatan '*Gear Reducer*'.

3. *Crank*

Crank disambungkan pada sumbu putaran rendah yang keluar dari *gearbox* yang berputar 360 derajat. Pada *crank* terdapat beberapa lubang (3 atau 4) dimana *pitman* akan disambungkan pada salah satu lubang tersebut. Disamping itu pada beberapa *pumping* unit adakalanya dipasang *counter weight* pada *crank*.

4. *Pitman*

Pitman berfungsi sebagai *connecting road* pada engine, yang menghubungkan *crank* dengan *walking beam*. Kerja sama antara *pitman* dan *crank* dapat merubah gerakan berputar dari *prime mover* menjadi gerakan turun naik pada *walking beam* ditempat dimana *pitman* disambungkan. Panjangnya langka pemompaan (S.L) pada *pumping* unit umumnya dapat dirubah dengan memindahkan tempat sambungan *pitman* pada lubang yang ada pada *crank*. Kalua sambungannya dipindahkan kearah sumbu *gearbox* (*in board*), maka *stroke length* akan menjadi lebih pendek. Sebaliknya kalua sambungannya dipindahkan kelubang menjauhi sumbu *gear box* (*out board*). Maka *stroke length* akan menjadi lebih panjang.

5. *Walking Beam*

Kalua unit sudah hidup, *walking beam* bergerak keatas dan kebawah. *Walking beam* ditompang oleh *samson post* dan *saddle bearing* atau *center bearing*.

Pitman disambungkan ke *walking beam* melalui *equalizer bearing*, dan ujung *walking beam* yang satu lagi disambungkan dengan *polish road*. *Counter weight* bisa juga dipasang pada *walking beam* seperti di *crank*.

6. *Horse Head*

Horse head dipasang pada *walking beam* dengan memakai engsel. Sebuah sling dari *horse head* disambungkan ke *polish rod* dan menggerakkannya keatas dan kebawah dengan keatas – kebawahnya *beam*.

Sambungan engsel atau *hinged connection* merupakan tempat melepas *horse head* dari *walking beam* bila diperlukan diwaktu mencabut *sucker rod* atau tubing *string*.

7. *Carrier Bar/Hanger*

Pada bagian bawah dari *bridle* terdapat *carrier bar* yang berfungsi sebagai alat untuk menggantungkan *polish rod* dengan menggunakan *polish rod clamp*, agar dapat digerakkan turun naik oleh *horse head*.

8. *Counter Weight*

Counter weight pada sebagian *pumping* unit dipasang pada *crank* dan adapula yang dipasang pada *walking beam*. Ia berfungsi untuk menyeimbangkan power yang dibutuhkan *prime mover* pada waktu *up stroke*. Dengan kata lain *counter weight* dapat memperkecil ukuran *horse power driver* yang digunakan.

9. *Brake* (Rem)

Apabila *pumping* unit sudah dimatikan di *central* panelnya, maka posisinya kepala kuda bisa diputar dengan memasang rem-nya dan juga berguna sekali pada saat kita mau mengganti *stroke length*, memperbaiki *pumping* unit sendiri dan mereparasi lubang sumur dan lainlain

2.4 Prinsip Kerja *Sucker Rod Pump* (SRP)

Cara kerja SRP terbagi atas surface dan pompa (*tubing pump*)

(PT Chevron Pacific Indonesia, 2011)

1. Cara kerja *surface facilities*

- a. Motor dihubungkan ke *gear box* (*gear reducer*) melalui *drive sheave* dan *belt*.
- b. *Gear box* berfungsi untuk menurunkan putaran (RPM) melalui *sheave* motor ke *drive sheave gear box* dengan menggunakan *sheave motor* yang

lebih kecil. Selanjutnya putaran diturunkan lagi sesuai dengan yang dibutuhkan melalui *gear reducer*. Angka inilah yang menjadi kecepatan langkah pompa atau yang disebut *stroke per minute* (SPM).

- c. Kemudian, gerakan berputar diubah menjadi gerakan lurus ke atas melalui *crank*, *wrist pin*, *pitman arm* dan *equalizer*.
- d. Gerakan lurus ke atas *pitman arm* dihubungkan dengan *walking beam* melalui *equalizer* dan *tail bearing* menjadi gerakan naik turun.
- e. Untuk mengubah gerakan naik turun *walking beam* menjadi gerakan tegak lurus *polished rod* (*vertical reciprocating*), dipasang *horse head* yang memiliki bentuk 1/8 lingkaran. *Horse head* dilengkapi dengan *bridle* dan *carrier bar* yang berfungsi sebagai gantungan *polished rod*. *Polished rod* dengan rangkaian *sucker rod* akan menggerakkan *down hole pump* (*sucker rod pump*).

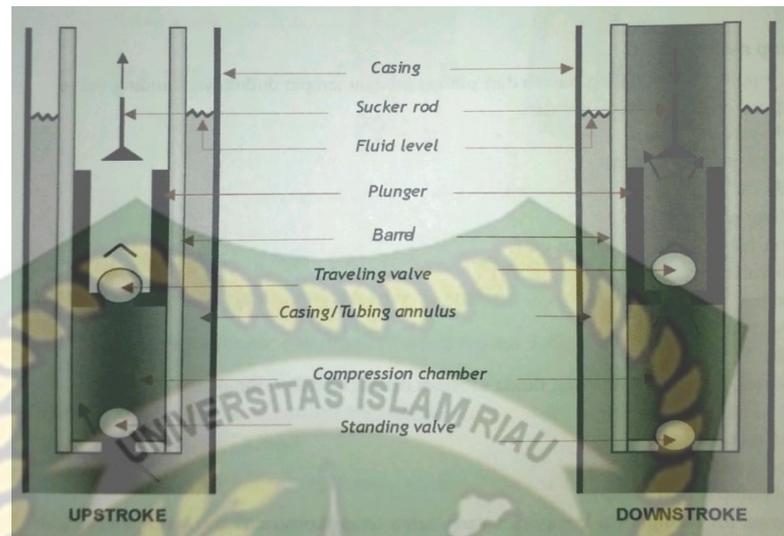
2. Cara kerja pompa

a. *Up-Stroke*

Pada saat *plunger* bergerak ke atas, *traveling valve* akan menutup karena mendapat tekanan dari fluida yang di atasnya, sehingga fluida yang terperangkap akan memasuki rangkaian pipa. Pada saat yang sama, tekanan di dalam barrel akan berkurang (*vacuum*), sehingga tekanan formasi akan mendorong *standing valve* sampai terbuka dan fluida masuk ke dalam *barrel*.

b. *Down Stroke*

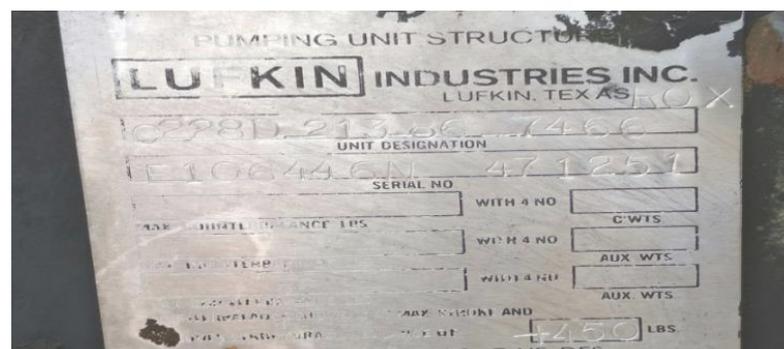
Pada saat *down stroke*, *standing valve* menutup karena tekanan fluida yang di atasnya dan pengaruh berat *ball valve* sendiri. Sedangkan *traveling valve* akan membuka terdorong oleh fluida yang ada dalam *barrel*, kemudian fluida tersebut mengisi pipa. Proses ini akan berlanjut sampai pipa penuh berisi fluida dan bergerak menuju permukaan.



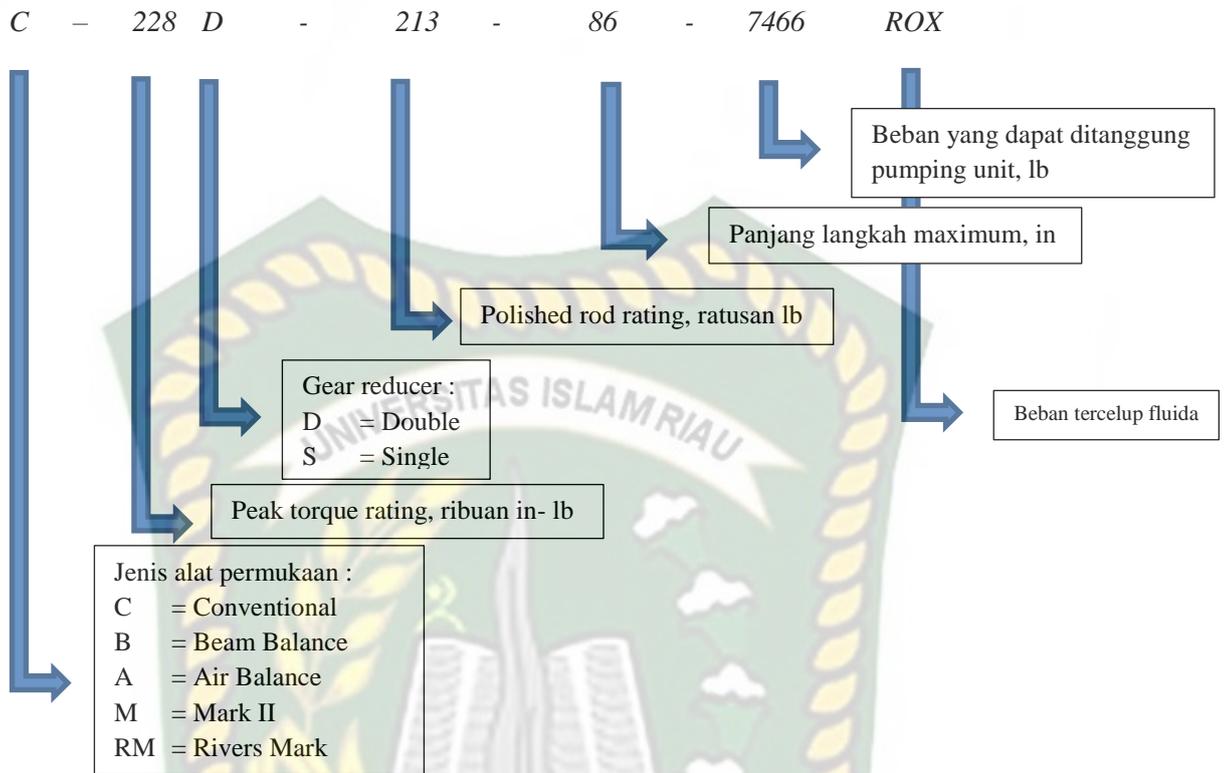
Gambar 2.2 Gerak Bola Travelling Valve dan Standing Valve (PT Chevron Pacific Indonesia, 2011)

Untuk kecepatan fluida memasuki barrel tergantung pengaturan “*Stroke Per Minute*” (SPM) dari pumping unit dan untuk panjang langkah *travelling valve* ditentukan oleh “*Stroke Length*” (SL) *pumping unit*. Volume minyak yang dipompa setiap *stroke* tidak hanya tergantung pada panjang *polished rod stroke* permukaan, tetapi juga tergantung pada gerakan *plunger relative* terhadap *working barrelnya*. Dari gerakan pompa naik-turun, maka tertutup/terbukanya *standing valve* memberikan efek perpindahan beban dari *rod* ke tubing dan sebaliknya sehingga menimbulkan *stretch* atau perpanjangan pada kedua beban. *Rod* juga memiliki percepatan yang menimbulkan langkah yang lebih panjang dari gerakan pada *polished rod* permukaan, hal ini disebut *over travel* (Arini, Arief, & Prabu, 2015)

TP memiliki spesifikasi khusus untuk mempermudah Engineer mengenali pompa TP. Contoh spesifikasi :



Gambar 2.3 Sucker Rod Pump Spesifikasi (PT XYA Duri)



Dalam *Spesification list* di atas terdapat kode spesifikasi dengan kode C228D-213-86. Huruf “C” menyatakan bahwa SRP ini berjenis *Conventional*. Angka “228” menunjukkan bahwa *Peak Torque Rating* atau *Reducer Rating* sebesar 228.000 in-lb. Angka “213” menunjukkan bahwa *Structure Capacity* atau *Polished Rod Load* sebesar 21.300 lb. Angka “86” menunjukkan bahwa *Maximum Stroke Length* sebesar 86 inch.

2.5 Perhitungan Pump Efficiency

a. Perhitungan Capacity Pump

$$CP = SL \times SPM \times \text{fac. Pump} \dots\dots\dots (1)$$

atau

$$CP = 0.1166 \times D^2 \times SL \times SPM \dots\dots\dots (2)$$

$$BF = \frac{1440}{t} \times \text{top fluid level} \times \text{fac. tank} \times \text{fac. error} \dots\dots\dots (3)$$

$$WC = \left(\frac{WOC}{\text{top fluid level}} \right) \times 100\% \dots\dots\dots (4)$$

$$BO = BF - \frac{BF \times WC}{100} \dots\dots\dots (5)$$

b. Perhitungan Pump Efficiency

$$PE = \frac{BF}{CP} \times 100\% \dots\dots\dots (6)$$

2.6 Kelebihan dan Kekurangan Sucker Rod Pump

Tabel 2 1 Kelebihan dan Kekurangan Sucker Rod Pump

| KELEBIHAN | KEKURANGAN |
|----------------------------------------------------------------------------------|-----------------------------------------------------------------------------------|
| - Memiliki komponen yang sederhana, mudah dioperasikan dan diperbaiki | - Friksi berlebihan pada sumur miring |
| - Sesuai untuk sumur bertekanan rendah, viskositas tinggi, dan temperatur tinggi | - Efisiensi rendah pada sumur gas |
| - Kerusakan mudah dideteksi | - Keterbatasan kedalaman |
| - Harganya relatif murah | - Butuh tempat yang luas, sehingga jarang digunakan untuk operasi <i>offshore</i> |
| - Masih bisa digunakan untuk mengangkat fluida pada sumur yang mengandung pasir | - Rentan terhadap <i>free gas</i> |
| - Fleksibel karena kecepatan pompa dan stroke length dapat disesuaikan | - Perlu sering dilakukan pemeliharaan |
| - Dapat digunakan pada berbagai ukuran tubing | - Rentan terhadap korosi |
| - Dapat menggunakan gas atau listrik sebagai sumber tenaga penggerak | - |
| - <i>Slim Hole</i> | - |

2.7 Permasalahan Pompa

Mempelajari *trouble shooting* dari *artificial lift*, dalam menjalankan operasi sehari-hari, operator sering menjumpai permasalahan dimana pompa tidak berjalan normal atau gagal (off) maka operator harus mempunyai pengalaman dan pengetahuan untuk mengatasi permasalahan yang dihadapi. Hal ini sangat penting karena keputusan yang diambil oleh PE untuk mencabut dan mengganti pompa adalah berdasarkan temuan di lapangan (PT Chevron Pacific Indonesia, 2011).

Permasalahan ini biasa terbagi atas 4, yaitu :

1. *Power source problem*

Gangguan ini disebabkan karena pasokan sumber tenaga (listrik, gas) yang lebih rendah dari pada yang dibutuhkan atau tidak ada sama sekali karena adanya gangguan pada jaringan listrik/gas atau fasilitas pendukung.

2. *Mechanical problem*

Terjadi akibat bocornya rangkaian pompa, rusaknya sistem pada fasilitas di permukaan dan peralatan dasar sumur, seperti :

- Sambungan rangkaian tubing/sucker rod lepas atau putus, bila rangkaian tubing maupun sucker rod putus atau lepas, fluida tidak keluar dari wellhead disaat *up-stroke* maupun *down-stroke*. Tekanan / *pressure* di *wellhead* tetap, baik dalam keadaan pompa hidup/mati. Jika kecepatan pada saat *up-stroke* bertambah dan *load motor* sangat kecil, maka bisa dipastikan *sucker rod* putus.
- Tubing bocor, jika kebocoran tubing lebih besar dari pada *liquid* yang dipompakan, maka fluida di atas *travelling valve* akan masuk kembali ke annulus.

3. *Reservoir problem*

Kerusakan atau kegagalan yang ditimbulkan atau berkaitan dengan sifat dan kandungan dari fluida reservoir, seperti:

- Kepasiran, pasir ikut terproduksi kepermukaan. Pasir yang terproduksi akan menyebabkan hilangnya hari produksi karena lifetime produksi sumur kecil, mud anchor dan barrel pompa penuh pasir sehingga sumur akan sering dirawat, peralatan pompa bawah tanah akan tergores dan akan

membutuhkan biaya untuk rekondisi dan produksi sumur akan terganggu (efisiensi pompa menurun) (Adriansah, 2007). Juga dapat mengakibatkan kebocoran pada *travelling valve* karena terganjal oleh pasir maka fluida di atas *travelling valve* akan mengalir kembali ke bawah pada posisi *up-stroke*.

- Scale adalah endapan yang terbentuk dari proses kristalisasi dan pengendapan mineral yang terkandung dalam air formasi. Pembentukan scale biasanya terjadi bidang-bidang yang secara fisik bersentuhan langsung dengan air formasi selama proses produksi, seperti halnya matrik dan rekahan formasi, lubang sumur, rangkaian pompa dalam sumur (*downhole pump*), pipa produksi, pipa selubung, pipa alir, serta peralatan produksi di permukaan (*surface facilities*). Pengendapan scale akan menghambat aliran fluida baik dalam formasi, lubang sumur maupun pada pipa-pipa di permukaan. Pada matriks batuan formasi, endapan scale akan menyumbat aliran dan menurunkan permeabilitas batuan. Sedangkan pada pipa-pipa, hambatan aliran terjadi karena adanya penyempitan volume alir fluida serta penambahan kekasaran permukaan pipa bagian dalam.
- Korosi merupakan proses kerusakan material akibat berinteraksi dengan lingkungan yang korosif. Korosi logam merupakan masalah utama di bidang konstruksi mesin yang berbahan baku logam. Hal ini disebabkan, karena bertambahnya aktivitas industri, sehingga menghasilkan gas buang yang menyebabkan lingkungan menjadi korosif. Akibat korosi logam dapat menyebabkan penurunan kekuatan, perubahan warna, mudah terjadi keretakan, dan dapat menyebabkan polusi bagi lingkungan (Subiyanto & Ngatin, 2015). Korosi dapat di akibatkan karena terkontaminasi oleh air formasi.

4. *Weather problem*

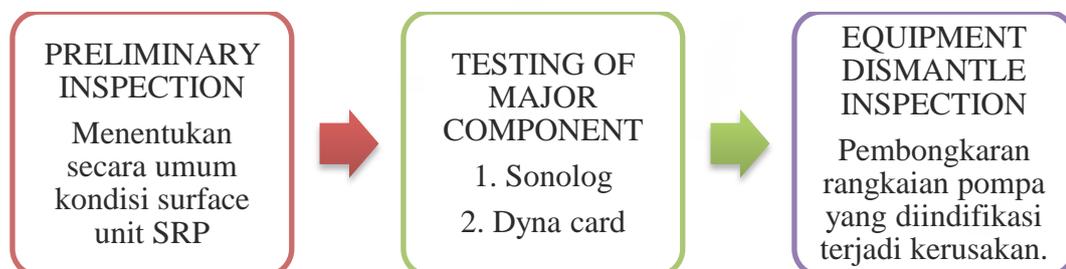
Faktor cuaca sangat mempengaruhi kinerja dari pompa. Hujan akan membuat aliran pada jaringan pipa menjadi beku sedangkan petir akan mengganggu jaringan listrik. Kedua kondisi ini akan mempengaruhi kinerja dari sistem.

2.8 Dismantle Inspection Failure Analysis

Dalam menganalisa kegagalan dalam operasi unit salah satu prosedur yang dilakukan untuk menganalisa kegagalan tersebut dengan menggunakan metoda pembokaran dan menganalisa bagian per bagian dari unit yang mengalami kerusakan dalam istilah lain metoda ini dinamakan metoda DIFA (*Dismantle Inspection Failure Analysis*).

Pemeriksaan dan analisa terhadap komponen SRP setelah diangkat ke atas permukaan merupakan hal yang sangat penting dalam operasi SRP. Melalui pemeriksaan dan analisa komponen SRP satu persatu memungkinkan untuk mengetahui penyebab dari kegagalan pompa SRP beroperasi sehingga dapat menentukan desain SRP yang tepat yang akan digunakan untuk sumur tersebut dikemudian hari.

Ketika mencabut unit pompa SRP sebagai tindakan terakhir yang harus dilakukan jika unit pompa SRP mengalami kegagalan beroperasi tentunya bisa dilihat dengan jelas bagian yang rusak setelah dilakukan pembongkaran unit SRP, seperti terdapat *scale* dalam *pump barrel*, *standing/traveling valve* bocor, rangkaian pipa yang bocor, terjadi ekspansi gas dalam *pump barrel*, rangkaian *sucker rod* yang terlepas dan lain-lain. Akan tetapi tatap saja penyebab dari kegagalan tetap saja tidak terlihat dengan jelas atau dengan kata lain mungkin sangat sulit untuk ditentukan. Dalam pelaksanaan analisa kerusakan SRP dengan cara pmbongkaran unit SRP tersebut ada beberapa hal yang terlebih dahulu dilakukan, yaitu (Moises, Andrade, Bicharra, & Ferreira, 2010):



Gambar 2 4 Skema Difa

1. Pemeriksaan Awal (preliminary inspection)

Pemeriksaan awal dari unit SRP yang mengalami kegagalan beroperasi dilakukan untuk menentukan secara umum kondisi dari keseluruhan unit SRP yang telah dicabut dari sumur serta untuk mengetahui kerusakan yang jelas seperti kerusakan pada bagian luar Unit SRP seperti terdapat korosi pada alat, motor yang rusak, desain *counter weight* yang belum tepat dll, guna melakukan pengujian terhadap komponent SRP tersebut.

Pada setiap kegagalan SRP yang mengharuskan untuk dilakukan pemeriksaan penyebab kerusakan dengan cara membongkar unit yang dicabut tersebut. Tidak semua bagian SRP tersebut harus dibongkar. Tapi hanya merupakan bagian-bagian tertentu saja.

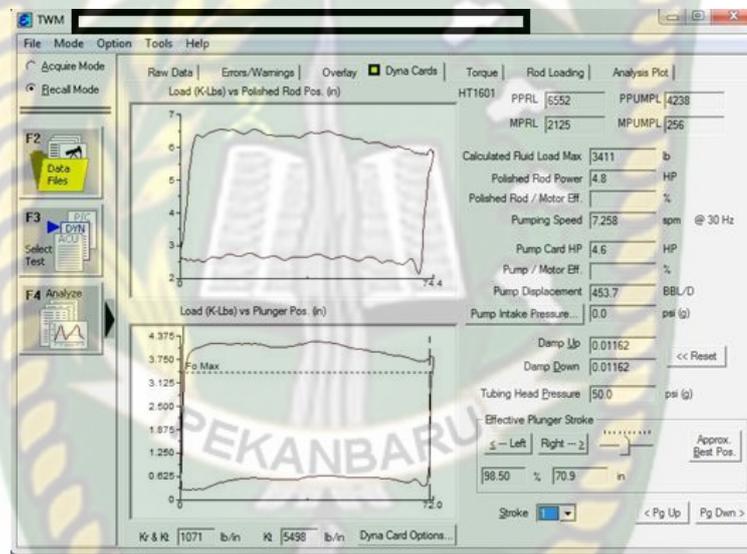
Langkah pertama dari pemeriksaan awal ini adalah mencatat semua informasi spesifikasi seluruh unit SRP yang telah dicabut, kondisi luar SRP, kemudian semua informasi kondisi awal tersebut dicatat, dan unit SRP dikemas dengan baik untuk dibawa ke shop untuk dilakukan pengujian awal.

2. Pengujian Komponen Utama dari Unit SRP (*Testing of Major Component*)

Dalam mengoperasikan sucker rod pump, ketinggian fluida di dalam sumur perlu dipantau untuk mengetahui kemampuan sumur dalam memproduksi fluida. Sonolog atau acoustic well analyzer merupakan peralatan yang menggunakan gas gun untuk menentukan ketinggian level cairan suatu sumur. Sonolog digunakan untuk mengevaluasi sumur pompa baik dari segi reservoir maupun metode penaikan fluidanya. Level cairan tersebut berupa static fluid level untuk sumur yang tidak memproduksi dan dinamic fluid level untuk sumur yang memproduksi (Anisa, Yusuf, & Prabu, 2014).

Metode Sonolog Tes menggunakan alat *Total Well Managemen (TWM)* sebagai *Well Analyzer* yang digunakan untuk memperoleh data keperluan analisa *perfomance* sumur. Informasi tentang data sumur ini dapat diperoleh dengan menggunakan gas gun sebagai sumber gelombang bunyi yang ditembakkan ke sumur, hasil refleksi dari dalam sumur direkam dalam bentuk grafik yang direkam di komputer (Taryana, 2014).

Dari alat TWM ini dapat juga dilihat data Dynamometer berupa pump card dan surface card digunakan untuk mencatat beban dari *sucker rod string* dan beban lainnya. Dynamometer juga dapat digunakan untuk mengetahui adanya kerusakan sistem pompa didalam sumur yaitu berdasarkan pada penyimpangan terhadap beban (lebih besar atau lebih kecil) dari yang seharusnya diderita oleh *polished rod* (Hartono H, Ibrahim, & Yusuf, 2014). Dynamometer pada prinsipnya adalah alat pengukur beban aktual polished rod di lapangan yang merupakan batang paling atas dari rangkaian pompa (Melysa, Musnal, & Irsyahadi, 2019).



Gambar 2 5 Contoh Pump Card (PT XYA Duri)

3. Pemeriksaan Hasil Pembongkaran Unit SRP (*Equipment Dismantle Inspection*)

Dalam penerapannya bagian-bagian yang akan dianalisa dan diperiksa meliputi :

a. Sambungan rangkaian tubing/*sucker rod* lepas/putus

Bila rangkaian tubing maupun *sucker rod* putus atau lepas, fluida tidak keluar dari *wellhead* disaat *up-stroke* maupun *down-stroke*. Tekanan atau *pressure* di *wellhead* tetap, baik dalam keadaan pompa hidup atau mati. Jika kecepatan pada saat *up-stroke* bertambah dan *load motor* sangat kecil, maka bisa dipastikan *sucker rod* putus.

b. Tubing bocor

Jika kebocoran tubing lebih besar daripada *liquid* yang dipompakan, maka fluida di atas *travelling valve* akan masuk kembali ke annulus. Fluida hanya tersirkulasi didalam sumur tanpa terangkat ke permukaan atau *wellhead* dan tekanan dipermukaan akan tetap ada *up-stroke* maupun *down-stroke*.

c. *Travelling valve* tidak set

Bila *travelling valve* bocor (karena terganjal pasir, *scale*, *ball valve* tidak bulat lagi) maka fluida di atas *travelling valve* akan mengalir kembali ke bawah pada posisi *up-stroke*.

d. *Standing valve* tidak set

Bila *standing valve* bocor, sebagian atau seluruh fluida dalam *barrel* akan kembali ke annulus pada posisi *down-stroke*.

e. Plunger rusak (*scratch*)

Bila *plunger* rusak atau tergores, maka fluida di atas *plunger* akan mengalir ke bawah di saat *up-stroke*. *Plunger* tergores karena fluida yang dipompakan mengandung lumpur atau pasir.

Setelah dilakukan analisa yang menyebabkan kegagalan pompa RSP beroperasi hasilnya dapat digunakan untuk menentukan langkah selanjutnya dalam menetapkan desain yang tepat untuk masa yang akan datang.

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

Metodologi penelitian merupakan suatu susunan kegiatan yang dijalankan oleh peneliti yang terdiri dari studi literatur sampai dengan penarikan kesimpulan yang membentuk sebuah alur yang sistematis. Tahapan-tahapan penelitian tersebut dapat di paparkan melalui sebuah *flowchart* adapun *flowchart* tersebut adalah :



Gambar 3 1 *Diagran Alir Penelitian*

3.1 *Literature Review*

Studi Literatur yang dilakukan dengan teknik pengumpulan data yaitu data sekunder didapatkan dari hasil wawancara, buku referensi, jurnal, makalah yang sesuai dengan topik penelitian. Metode penelitian yang digunakan adalah *Field Reasearch* atau penelitian dengan metode pengumpulan data yang kompleks karena melibatkan berbagai faktor dalam pelaksanaannya. Metode ini juga dapat merekam berbagai fenomena yang terjadi dan teknik pengumpulan data yang digunakan untuk penelitian ini adalah mempelajari proses kerja dan gejala-gejala alam yang terjadi selama proses penelitian.

3.2 **Tempat Penelitian**

Tempat penelitian berlokasi di PT. XYA, Duri, Ibukota Kecamatan Mandau, Kabupaten Bengkalis, Riau, Indonesia.

3.3 **Jadwal Penelitian**

Penelitian ini mulai dilaksanakan pada September – November 2021 untuk mengevaluasi kegagalan dan penyelesaiannya pada lapangan XYX.

Tabel 3 1 Jadwal Penelitian

| Kegiatan | September | | | | Oktober | | | | November | | | |
|---------------------------|-----------|---|---|---|---------|---|---|---|----------|---|---|---|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 | 1 | 2 | 3 | 4 |
| Pengumpulan data | | | | | | | | | | | | |
| Pengolahan data | | | | | | | | | | | | |
| Hasil dan perhitungan | | | | | | | | | | | | |
| Pembahasan dan kesimpulan | | | | | | | | | | | | |
| Peyelesaian Tugas Akhir | | | | | | | | | | | | |

3.4 Jenis Data

Data dalam penelitian ini adalah data sekunder yang dikumpulkan dari beberapa data DIFA sumur SRP dengan tambahan referensi dari buku-buku, paper atau jurnal dan diskusi dengan berbagai narasumber berpengalaman dilapangan maupun dengan dosen pembimbing.

3.5 Prosedur Penelitian

a. Tahap Persiapan

Pada tahap persiapan ini peneliti pengumpulkan informasi yang berkaitan dengan topik yang akan dibahas. Informasi ini dapat diperoleh dari berbagai sumber baik itu buku, jurnal atau paper, diskusi langsung dengan dosen pembimbing ataupun orang-orang lapangan yang paham mengenai materi yang akan di bahas tersebut.

b. Pengolahan Data

Pada tahap pengolahan data ini peneliti mengolah data DIFA yang telah diperoleh dan dari data tersebut peneliti mengevaluasi penyebab terjadinya permasalahan pompa SRP pada lapangan tersebut.

c. Evaluasi Hasil Penelitian

Evaluasi hasil penelitian ini merupakan tahap dimana dari penelitian dilakukan hasil yang diperoleh oleh penelitian tersebut apakah aspek – aspek penyebab terjadinya kerusakan pompa dan penyelesaian permasalahan pada lapangan tersebut.

d. Pembahasan

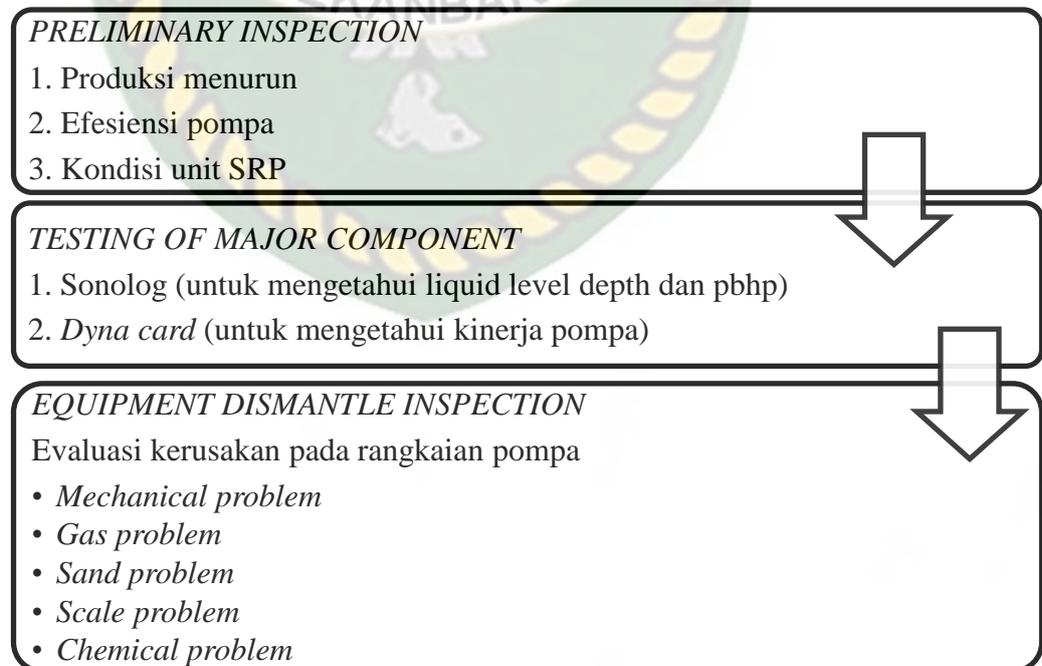
Pada tahap pembahasan ini merupakan tahap akhir dari penelitian ini dimana pada tahap ini merupakan hasil akhir yang akan disimpulkan dari evaluasi yang telah di lakukan sehingga nanti dapat disimpulkan hasil-hasil yang telah diperoleh selama penelitian berlangsung.

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada lapangan XYX salah satu jenis pengangkatan buatan yang digunakan adalah pompa SRP. Kegagalan kinerja dari pompa SRP menyebabkan perlu dilakukannya evaluasi permasalahan yang terjadi pada pompa. Evaluasi permasalahan penyebab kegagalan pompa SRP pada saat beroperasi merupakan suatu pengamatan lebih lanjut yang dilakukan pada sumur sumur yang pompa SRP nya gagal beroperasi. Evaluasi yang dilakukan tentunya berdasarkan data-data dan informasi operasi dari pompa yang mengalami kegagalan. Metode yang digunakan untuk mengevaluasi pompa SRP pada penelitian ini merupakan metode Difa, dimana setelah di lakukan evaluasi pada data ini kita dapat membuktikan kerusakan yang terjadi pada pompa tersebut diakibatkan oleh permasalahan teknis (dari pompa itu sendiri) atau disebabkan oleh karakteristik formasi reservoir.

4.1 SKEMA MAINTANANCE SRP



Gambar 4. 1Skema maintanance SRP

Setelah terjadinya penurunan *pump efficiency* pada pompa SRP, maka akan dilakukan pemeriksaan awal dari unit SRP. Seperti melakukan *Well Test* dan pengecekan secara berkala terhadap unit pompa pada peralatan rangkaian permukaan berjalan secara normal atau tidak. Setelah itu akan dilakukan *Well Analyzer* menggunakan alat *Total Well Management (TWM)*. Setelah diketahui bahwa pompa SRP tidak beroperasi secara normal maka perlu dilakukan pembongkaran unit SRP atau bisa juga disebut *Dismantle Inspection Failure Analysis (DIFA)*. Tidak menutup kemungkinan bahwa hasil test dari well analyzer adalah terbukti benar untuk itu perlu dilakukan pembongkaran untuk membuktikan apa yang sebenarnya terjadi pada rangkaian pompa di reservoir.

4.1.1 Perhitungan Pump Efficiency dan grafik laju alir fluida

Normal efisiensi pompa

$$BF = \frac{1440}{30} \times 210,5 \times 0.297898 \times 0.95$$

$$BF = 2859,4633 \text{ bbl}$$

$$CP = SL \times SPM \times \text{Fac. Pump}$$

$$CP = 74 \times 6.25 \times 0.357$$

$$CP = 165.1125$$

$$PE = \frac{BF}{CP} \times 100\%$$

$$PE = \frac{2859,46}{165,1125} \times 100\%$$

$$PE = 17,3182\%$$

Penurunan efisiensi pompa setelah terjadi masalah pada rangkaian pompa (produksi B, gambar 4.3)

$$BF = \frac{1440}{30} \times 61.6 \times 0.297898 \times 0.95$$

$$BF = 836.78 \text{ bbl}$$

$$CP = SL \times SPM \times \text{Fac. Pump}$$

$$CP = 74 \times 6.25 \times 0.357$$

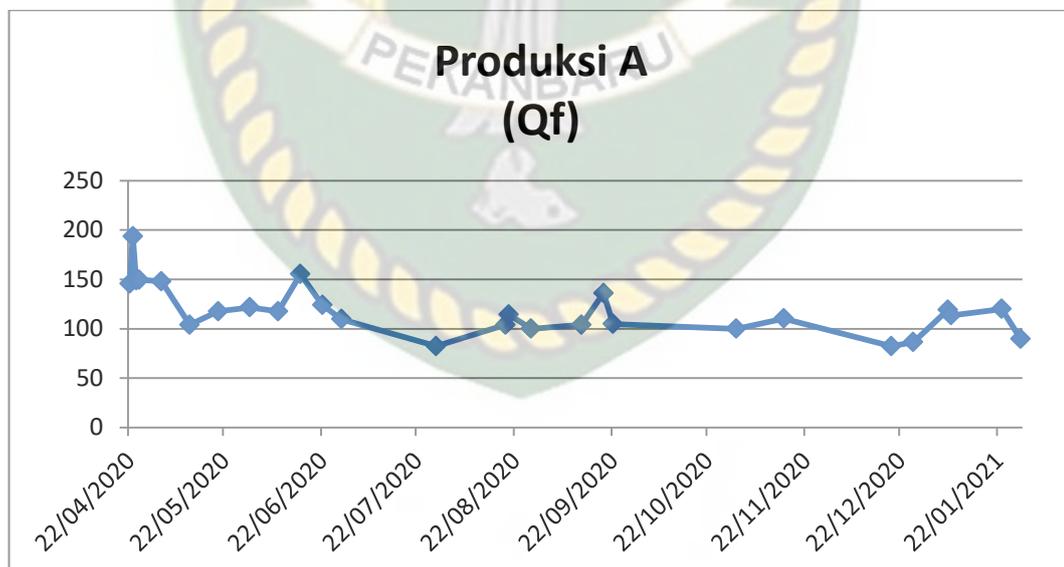
$$CP = 165.1125$$

$$PE = \frac{BF}{CP} \times 100\%$$

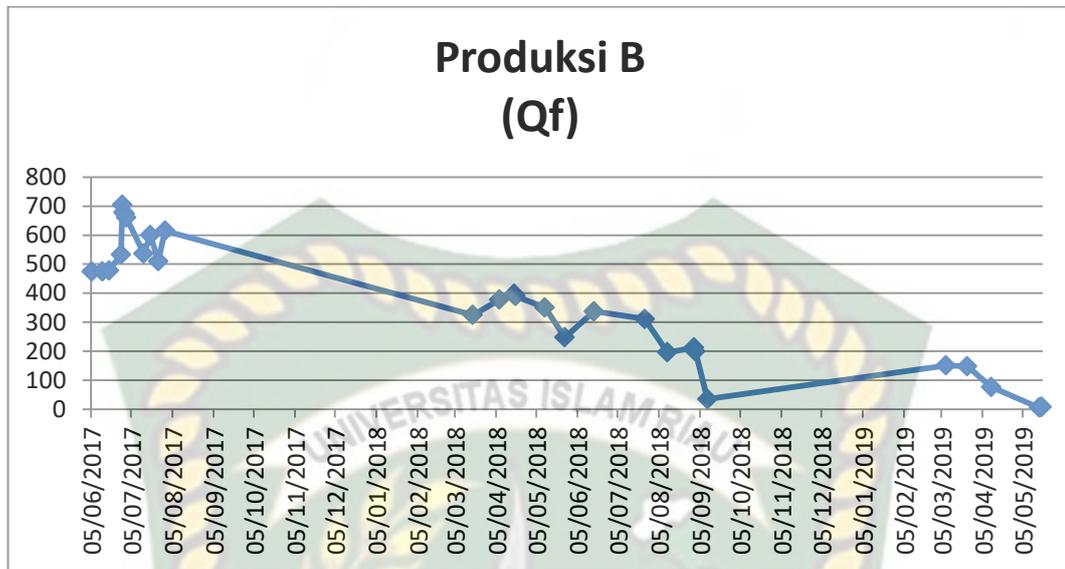
$$PE = \frac{836,78}{165,1125} \times 100\%$$

$$PE = 5.067\%$$

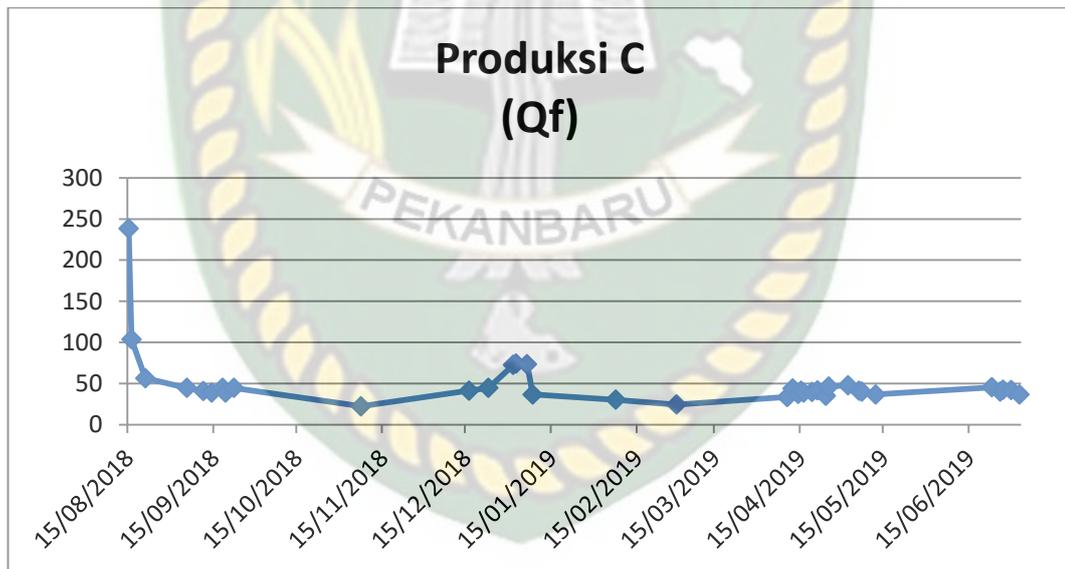
Diketahui penurunan *pump efficiency* sebesar 12,25%. kemudian dapat dianalisa penyebab dari turunnya Pump Efisiensi pada Unit SRP tersebut. Karena nilai *pump efficiency* dan lajur alir fluida digunakan sebagai penilaian awal hal-hal yang kemungkinan terjadi pada pompa SRP.



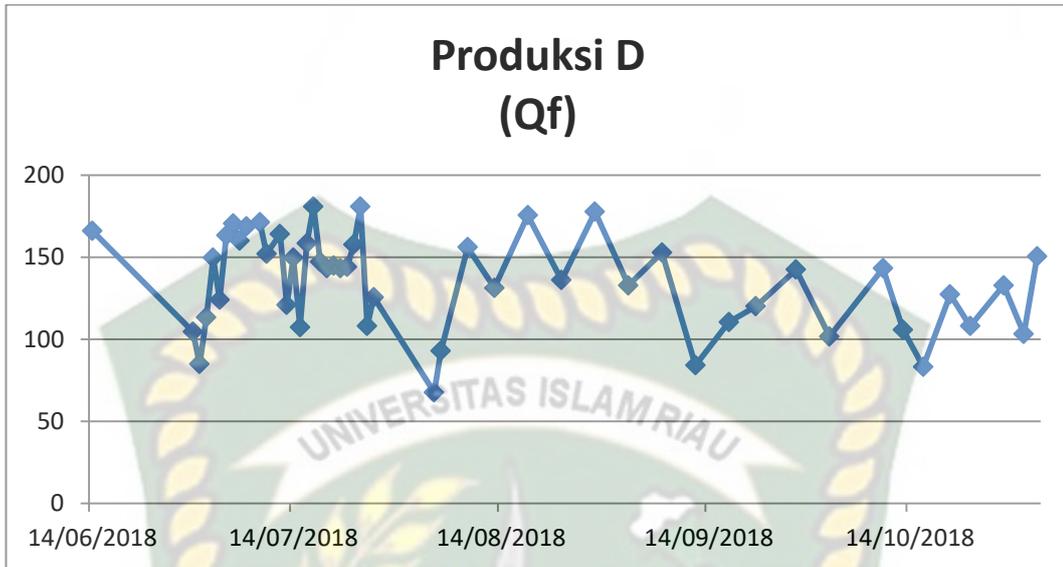
Gambar 4. 2 Grafik produksi sumur A (PT XYA, Duri)



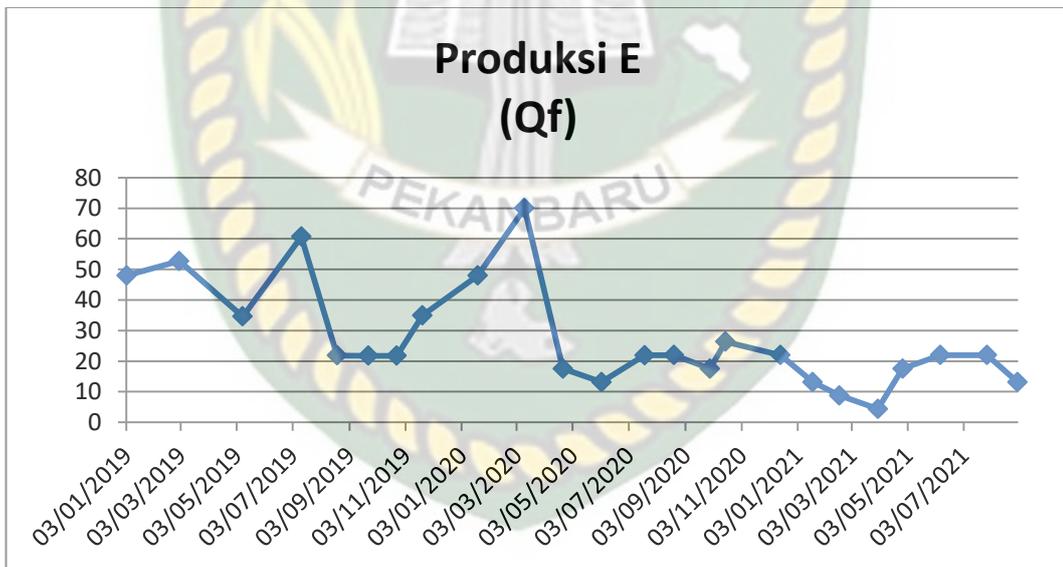
Gambar 4. 3 Grafik produksi sumur B (PT XYA, Duri)



Gambar 4. 4 Grafik produksi sumur C (PT XYA, Duri)



Gambar 4. 5 Grafik produksi sumur D (PT XYA, Duri)



Gambar 4. 6 Grafik produksi sumur E (PT XYA, Duri)

4.1.2 Well Test

Well Test yang dilakukan adalah mencari laju aliran fluida terhadap waktu yang ditentukan. Langkah pengerjaan *Well Test* pasangkan L bow sebagai penyambung dari *spulse test* ke *fleksible hose* yang mana *fleksible hose* digunakan sebagai penyalur fluida produksi ke *test tank*. Lalu buka *gate valve* pada *spulse test* lalu tutup *gate valve* pada *flow line* kemudian biarkan fluida mengalir sampai batas waktu yang ditentukan dan setelah itu *gate valve* pada *flow line* di buka kembali dan *gate valve* di *spulse test* di tutup. Setelah itu, dilakukan *settling time* sampai batas waktu yang di tentukan.

Setelah *settling time* telah terpenuhi, dilakukan pengukuran WOC dan TOP *Fluid Level* dengan menggunakan penggaris, toluene dan pasta (pasta khusus yang bisa memperlihatkan batas air dan minyak) yang di celupkan ke dalam test tank. Setelah didapatkan hasil WOC dan TOP *Fluid Level* maka dapat dilakukan perhitungan.

Contoh *well test* dilakukan pada sumur-X didapatkan data :

| | |
|-----------------|-----------|
| Top Fluid Level | = 61.6 cm |
| WOC | = 59.8 cm |
| t (waktu) | = 30 min |

maka, dapat dilakukan perhitungan :

- $$BF = \frac{1440}{30} \times 61.6 \times 0.297898 \times 0.95$$

$$BF = 836.78 \text{ bbl}$$
- $$WC = \frac{59.8}{61.6} \times 100\%$$

$$WC = 97.07\%$$
- $$Bo = 836.78 \times \left(\frac{836.78 \times 97.07}{100} \right)$$

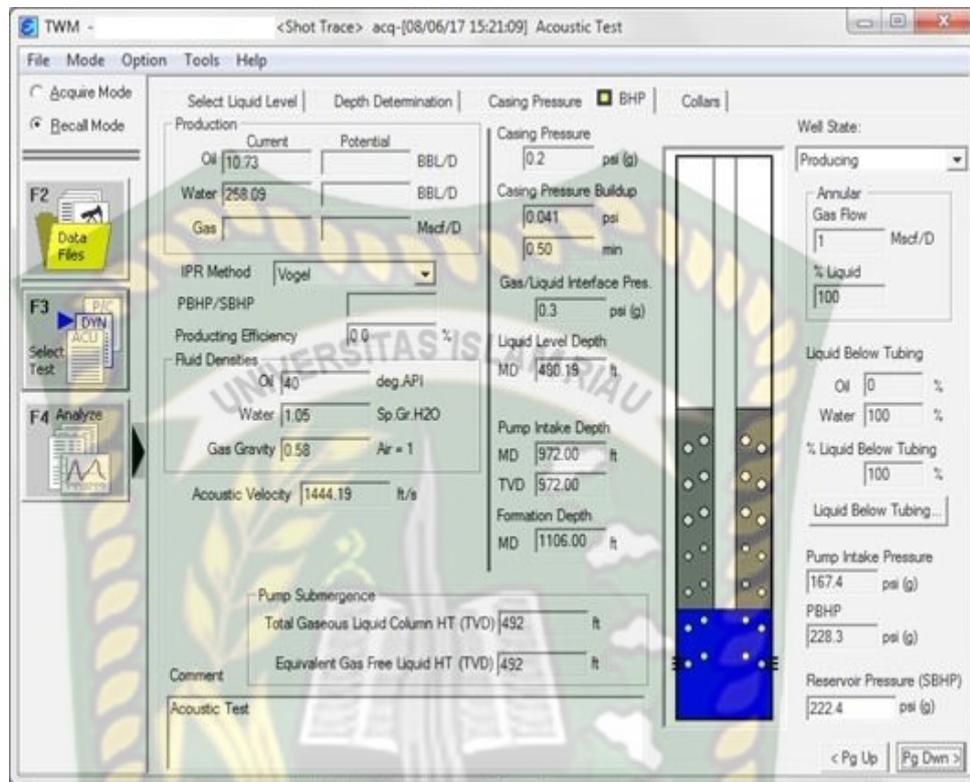
$$Bo = 24.52 \text{ bbl}$$

4.1.3 Well Analyzer

Tujuan utama dari *Well Analyzer* adalah untuk membantu operator menganalisa kinerja (*performance* sumur) menggunakan semua data yang dianggap perlu. Sasaran ini dapat terpenuhi dengan menggunakan kombinasi perangkat keras dan perangkat lunak yang secara khusus digunakan untuk pengukuran tertentu dengan system Konfigurasi secara umum dari *Well Analyzer* System di jelaskan dengan skematik blok diagram, Pada pompa SRP hasil test yang akan digunakan yaitu *Sonolog Test* dan *Dynamometer*.

- Sonolog Test

Sonolog merupakan suatu pekerjaan pada sumur – sumur minyak untuk mengetahui ketinggian fluida atau *fluid level* dengan peralatan *acoustic* atau peralatan yang menghasilkan gelombang suara, ekspansi gas dari volume chamber atau tabung kesumur menghasilkan gelombang *acoustic*. Prinsip kerjanya dengan mengirimkan getaran kedalam sumur yang berasal dari gas N₂, N₂ yang telah dimampatkan dan terkandung didalam volume chamber akan memberi beban tekanan lebih besar daripada tekanan sumur. Perjalanan gelombang suara melalui gas pada casing annulus dan perubahan *cross sectional* sebagai refleksi dari tubing collar, tubing anchor, casing perforasi dll. Sisa energy gelombang kemudian direfleksikan dengan gas atau *liquid interfase* pada kedalaman liquid level. Pantulan gelombang sinyal yang kembali kepermukaan sumur dideteksi oleh microphone dan terbaca oleh grafik chart khusus atau pada peralatan digital langsung terlihat pada layar laptop. Jenis peralatan yang digunakan adalah echometer (tipe M).



Gambar 4. 7 Sonolog Test Sumur X (PT XYA, Duri)

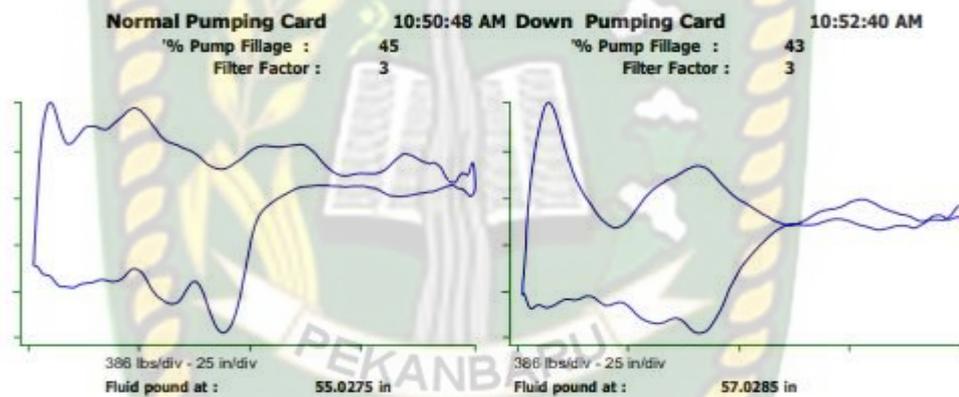
- *Dynamometer Card*

Dynamometer adalah suatu pekerjaan untuk mengetahui kinerja pompa angguk atau sucker rod pump dengan peralatan yang disebut dynamometer. Dynamometer sendiri pada prinsipnya adalah pengukuran atau perkiraan beban rod pada berbagai variasi sepanjang stroke secara lengkap. Beban biasanya di tunjukkan dengan satuan pound dan posisi biasanya di tunjukkan dalam satuan inch. Beban di polished rod di catat sebagai grafik sebagai fungsi travel di perlihatkan pada chart yang merepresentasikan system kerja pompa di unit permukaan untuk setiap langkah pompa (*upstroke/down stroke*).

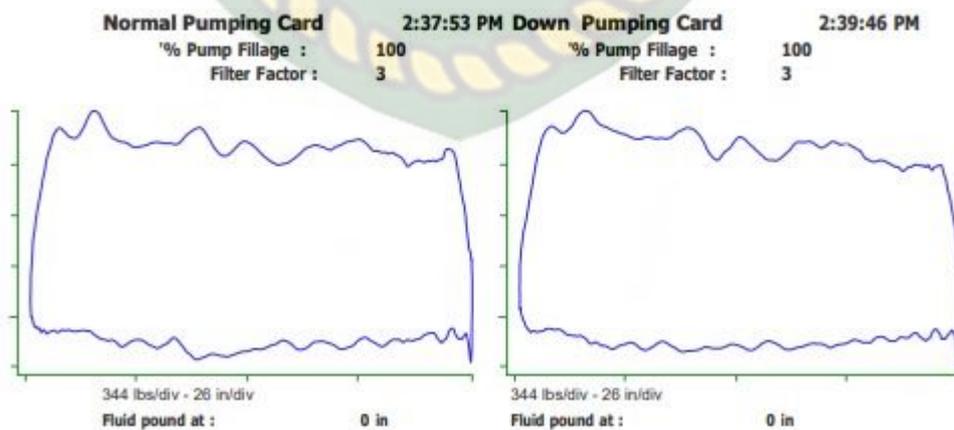
Dynamometer card adalah plot dari perhitungan beban pada berbagai posisi pump stroke dan mewakili beban pompa yang ada sampai bagian bawah rod string. Salah satu kegunaan *pump dynamometer card* adalah untuk melihat bagaimana kinerja pompa dan analisis masalah

bawah permukaan. *Dynamometer card* mendiagnosa sistem pompa Sucker Rod.

Peralatan digital yang umum digunakan adalah product echometer dengan transducer yang dipasang dan dikoneksikan ke laptop sehingga hasil dapat terukur dan terbaca langsung pada layar. Polished rod surface dynamometer cards tidak selalu bisa mendiagnosa secara lengkap kinerja sucker rod lift system. Pengukuran surface dynamometer card adalah penilaian untuk diagnose rod, structural, dan beban torsi pada unit dan prime mover.



Gambar 4. 8 Dyna Card Sumur Y travelling and standing valve bocor (PT XYA, Duri)



Gambar 4. 9 Dyna Card Sumur X normal (PT XYA, Duri)

4.1.4 Dismantle Inspection Failure Analysis (DIFA)

Setelah melalui beberapa tahap pemeliharaan dan pengujian, apabila pompa tidak berkerja secara normal dan dinyatakan gagal beroperasi, maka perlu dilakukan pembongkaran dan penggantian dari Unit SRP. Pembongkaran dan menganalisa terhadap kegagalan dari Unit SRP ini dengan menggunakan metoda DIFA.

A. Mechanical problem

| DISMANTLE INSPECTION FAILURE ANALYSIS | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------|
| MAINTENANCE SUPPORT SERVICES DISMANTLE INSPECTION FAILURE ANALYSIS | |
| Shop : TUBING PUMP REPAIR | |
| PRELIMINARY FAILURE DESCRIPTION / REASON OF FAILURE | |
| Not pumping | |
| SHOP FINDINGS | |
| 1. A little fine sand found at inside of pump | |
| 2. Top cage unscrew from connector plunger | |
| 3. Inside of barrel worn out | |
| 4. Plunger found heavy scratched | |
| SHOP INSPECTION/TESTING | |
| Perform vacuum test at (25 inch/Hg) between ball and seat, Brass ring and nipple seating of standing valve assembly (3-5 second) refer to API 11 AX | Leakage |
| Check straightness of barrel by run the plunger into inside of barrel | Good |
| Test connection of pump by air pressure test at (60 psi) | Good |
| SUPPORTING PICTURES | |
|  |  |
|  |  |
| ROOT CAUSES ANALYSIS | |
| Major Causes | Category of Root Causes |
| Based on fact finding inspection and testing in our shop, suspected not pumping occurred due to top cage unscrew from connector plunger ✓ | High vibration ✓ |
| Recommendation : - make sure tightening accordance with the torque ✓ | |

Gambar 4. 10 Root Cause Mechanical Problem (PT XYA, Duri)

Dilakukan DIFA pada pompa A karena adanya indikasi *zero tubing pressure* dan tidak ada fluida yang keluar diakibatkan oleh rangkaian plunger terputus. Dari evaluasi yang dilakukan kemungkinan yang terjadi pada rangkaian pompa A hal ini disebabkan akibat pemasangan ikat torsi pada top cage dan plunger tidak sesuai. Sehingga pada saat rangkaian sucker rod beroperasi

terjadinya vibration secara terus menerus mengakibatkan rangkaian pompanya terputus. Untuk itu pada saat pemasangan rangkaian pompa kembali pastikan torsi yang digunakan sudah sesuai dengan ketentuan yang ditetapkan.

B. Gas Problem

| DISMANTLE INSPECTION FAILURE ANALYSIS | |
|---------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|----------------------------------------------------------------|
| MAINTENANCE SUPPORT SERVICES DISMANTLE INSPECTION FAILURE ANALYSIS | |
| Shop : TUBING PUMP REPAIR | |
| PRELIMINARY FAILURE DESCRIPTION / REASON OF FAILURE Not pumping normal | |
| SHOP FINDING 1 Found a little oil mixed with fine sand in the pump 2 Several parts of standing valve damaged due to gas 3 Plunger, travelling valve ball and inside barrel worn condition 4 Pump used ferr plunger | |
| SHOP INSPECTION/TESTING | |
| 1 vacuum test(25 inch/Hg) standing valve assembly after cleaning | Leakage |
| 2 Run plunger (Length 16') after cleaning | smooth |
| 3 Vacuum test(25 inch/Hg) travelling valve ball and seat after cleaning | Leakage |
| SUPPORTING PICTURES | |
| | |
| ROOT CAUSES ANALYSIS | |
| Major Causes | Recommendation |
| Standing valve, traveling valve leakage due to gas and sand | Applied gas separator system for preventive gas come into pump |

Gambar 4. 11 Root Cause Gas Problem (PT XYA, Duri)

Dilakukan DIFA pada pompa B akibat terjadinya kebocoran pada *standing valve* dan *traveling valve*. Indikasi awal yang ditemukan yaitu *dynamometer chart* menunjukkan terjadinya tabrakan antar plunger dengan *compressed steam* atau gas level dalam barel pada saat *down stroke*. Hal ini menyebabkan pump barrel berisi gas yang terkompresi. Gas terakumulasi dibawah seating nipple sehingga fluid level tertekan kebawah yang menyebabkan *fluid overpump* tidak tercapai. Hal yang harus dilakukan untuk *workover* selanjutnya yaitu dengan memasang *gas separator system* untuk mencegah gas masuk kedalam plunger atau pompa.

C. *Chemical Problem*

| DISMANTLE INSPECTION/FAILURE ANALYSIS | |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------|
| MAINTENANCE SUPPORT SERVICES | |
| DISMANTLE INSPECTION FAILURE ANALYSIS | |
| Shop : TUBING PUMP REPAIR | |
| PRELIMINARY FAILURE DESCRIPTION / REASON OF FAILURE | |
| Not pumping normal | |
| SHOP FINDING | |
| 1 Found a lot of fine sand in the pump | |
| 2 Plunger and ball light scratch | |
| 3 Barrel heavy scratch | |
| SHOP INSPECTION/TESTING | |
| 1 vacuum test(25 inch/Hg) standing valve assembly after cleaning | Leakage |
| 2 Run plunger (Length 16') after cleaning | smooth |
| 3 Air pressure test (60 psi) | Good |
| 4 vacuum test(25 inch/Hg) travelling valve ball and seat | Leakage |
| SUPPORTING PICTURES | |
|  <p>Ball & Seat condition</p> | |
| Major Causes | Recommendation |
| Chemical problem, Several part of tubing pump chipped due to chemical. The valve wasn't close perfectly due to seat chipped | Study corrosive acid in hole Check H ₂ S |

Gambar 4. 12 Root Cause Chemical Problem (PT XYA, Duri)

Dilakukan DIFA pada pompa C akibat adanya indikasi tidak ada fluida yang keluar. Hal ini disebabkan oleh traveling valve dan standing valve yang bocor akibat zat H₂S yang terproduksi menyebabkan rangkaian pompa terkorosi, seperti yang terlihat dari hasil DIFA di atas kondisi dudukan ball seat tidak bulat lagi.

D. Sand Problem

| DISMANTLE INSPECTION FAILURE ANALYSIS | |
|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------|
| MAINTENANCE SUPPORT SERVICES | |
| DISMANTLE INSPECTION FAILURE ANALYSIS | |
| Shop : TUBING PUMP REPAIR | |
| PRELIMINARY FAILURE DESCRIPTION / REASON OF FAILURE | |
| Not pumping | |
| SHOP FINDING | |
| 1 Too much coarse sand found at inside of pump | |
| 2 Plunger found heavy scratched | |
| 3 Inside of barrel found light scratched | |
| SHOP INSPECTION/TESTING | |
| RESULT | |
| 1 Perform vacuum test at (25 inch/Hg) between ball and seat, Brass ring and nipple seating of standing valve assembly (3-5 second) refer to API 11 AX | Leakage |
| 2 Perform Vacuum test at (25 inch/Hg) seat of travelling valve (3-5 second) refer to API 11 AX | Leakage |
| 3 Check straightness of barrel by run the plunger into inside of barrel | Good |
| 4 Test connection of pump by air pressure test at (60 psi) | Good |
| SUPPORTING PICTURES | |
|  | |
| ROOT CAUSES ANALYSIS | |
| Major Causes | Category of Root Causes |
| based on fact finding inspection and testing in our shop, not pumping occurred because of too much coarse sand came into pump | Sand problem (well condition) |
| Recommendation : <ul style="list-style-type: none"> - To avoid re occurrence failure, prevent sand enter to pump - Check top of sand and build up sand before installing new pump | |

Gambar 4. 13Root Cause Sand Problem (PT XYA, Duri)

Dilakukan DIFA pada pompa D karena dynamometer card menunjukkan keadaan travelling valve yang bocor. Hal ini terjadi akibat traveling valve bocor karena rangkaian pompa yang terisi pasir sehingga menyebabkan ball valve tidak tertutup dengan rapat yang menyebabkan fluida yang seharusnya terproduksi sebagian akan kembali ke dalam sumur. Untuk mengontrol pasir formasi masuk ke dalam sumur maka dipasang screen liner atau slotted liner

E. Scale Problem

| DISMANTLE INSPECTION FAILURE ANALYSIS | |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------|
| MAINTENANCE SUPPORT SERVICES DISMANTLE INSPECTION FAILURE ANALYSIS | |
| Shop : TUBING PUMP REPAIR | |
| PRELIMINARY FAILURE DESCRIPTION / REASON OF FAILURE Pump stuck normal | |
| SHOP FINDING 1 Full of scale inside the pump 2 Plunger stuck in the barrel, used hydraulic jack to pull out 3 Inside of barrel was light scratched | |
| SHOP INSPECTION/TESTING | |
| 1 Vacuum test(25 inch/Hg) standing valve assembly after cleaning | Leakage |
| 2 Run plunger (Length 16') after cleaning | Can't be done due to full of scale in barrel |
| 3 Air pressure test (60 psi) | Can't be done due to full of scale in barrel |
| 4 Vacuum test(25 inch/Hg) travelling valve ball and seat after cleaning | Leakage |
| SUPPORTING PICTURES | |
| | |
| ROOT CAUSES ANALYSIS | |
| Major Causes | Recommendation |
| Plunger stuck in barrel due to full of scale inside the pump | Analyze type of scale at PE.Lab and perform scale treatment as required |

Gambar 4. 14 Root Cause Scale Problem (PT XYA, Duri)

Dilakukan DIFA pada pompa E karena kondisi pompa tetap beroperasi tetapi tidak ada fluida yang keluar. Hal ini kemungkinan terjadi akibat plunger stuck didalam barrel. Setelah dilakukan pembongkaran dapat dilihat bahwa scale yang menutupi rangkaian dalam pompa. Scale inhibitor adalah cara terbaik untuk mencegah terjadinya scale.

4.2 Klasterisasi DIFA di Lapangan XYX

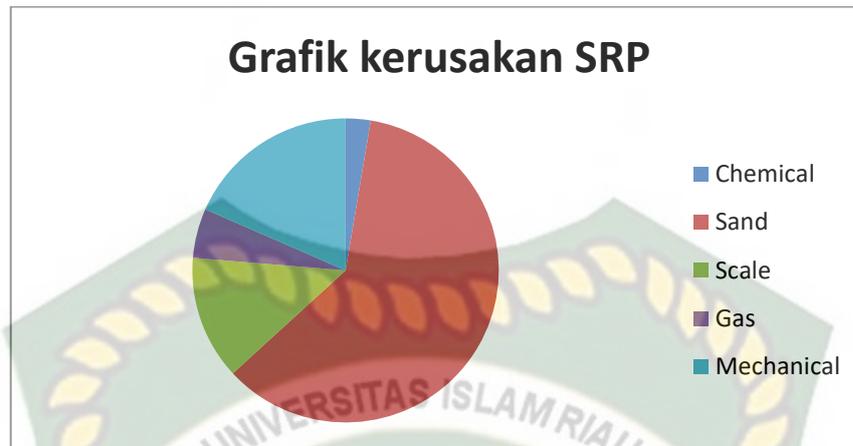
Dalam mengevaluasi permasalahan pompa SRP historical data tentang operasi dan desain pompa yang dipergunakan sebelumnya juga harus dilihat sebagai bahan pertimbangan dalam rangka menentukan kondisi-kondisi pompa yang mana saja yang beroperasi sebelum mengalami kerusakan.

Evaluasi kegagalan pompa SRP ini dilakukan di lapangan XYX dengan jumlah total pompa pada lapangan XYX adalah 72 sumur dan jumlah pompa yang menggunakan SRP adalah 38 sumur.. Dari evaluasi kerusakan yang dilakukan akan dibuat pengelompokan terhadap permasalahan yang terjadi, pada lapangan tersebut sehingga diketahui kegagalan apa yang sering terjadi pada pompa SRP berdasarkan jenis permasalahan yang ditemukan dan dihitung persentase.

Evaluasi kegagalan pompa SRP yang akan dilakukan meliputi *chemical problem* , masalah kepasiran, masalah gas, masalah peralatan dan masalah scale, dan untuk lapangan XYX yang akan di evaluasi adalah 38 sumur SRP, didapatkan jumlah penyebab kerusakan pompa SRP yaitu:

Tabel 4. 1 Penyebab kerusakan pompa SRP di Lapangan XYX

| Masalah | Jumlah |
|-----------------|---------------|
| <i>Chemical</i> | 1 |
| Sand | 23 |
| Scale | 5 |
| Gas | 2 |
| Mechanical | 7 |
| Jumlah | 38 |



Gambar 4. 15 Persentase penyebab kerusakan SRP di Lapangan YXX

Dari hal-hal yang menyebabkan kerusakan pompa SRP dilapangan tersebut didapatkan bahwa kasus yang paling sering terjadi adalah permasalahan sand dengan jumlah persentasi 61%, diikuti dengan problem mechanical 18%, scale 13%, gas 5% dan chemical 3% kasus terjadi dilapangan YXX terdapat pada area YXX ini bisa dilihat pada gambar 4.1

4.2.1 Evaluasi Masalah Chemical

Masalah chemical yang terjadi pada unit SRP lapangan ini sebanyak 3%. Permasalahan *chemical* terjadi akibat terjadi kebocoran pada rangkaian peralatan dasar sumur. Terjadinya kebocoran zat kimia (bisa jadi gas dari reservoir itu sendiri) pada pompa akan menyebabkan pompa mengalami korosi. Proses korosi dalam industri migas merupakan peristiwa yang terjadi secara alami, dimana potensi untuk terjadi korosi tersebut relative besar (W, Bahruddin, & Zultiniar, 2014). Zat-zat yang menyebabkan peralatan menjadi korosi salah satunya yaitu zat H₂S. Gas H₂S yang berasal dari reservoir larut dalam air akan membentuk asam yang lebih lemah dari asam karbonat, tetapi gas H₂s memiliki tingkat kelarutan yang lebih tinggi dibandingkan dengan CO₂, yang bisa meningkatkan kecepatan korosi dan dapat mengakibatkan kerusakan pada peralatan dasar sumur maupun *surface facilities* (Halimatuddahlia, 2003)

Untuk menghindari masalah korosi, pemilihan material yang tepat harus digunakan. Ini termasuk kompatibilitas logam, bahan tahan korosi, dan pengganti logam bila diperlukan. Deteksi dini korosi juga sangat penting dalam mengurangi dampak keseluruhan dari cairan korosif.



Gambar 4.16 Ball seat yang terkikis akibat H₂S (PT XYA, Duri)

4.2.2 Evaluasi Masalah Kepasiran

Masalah kepasiran yang terjadi pada unit pompa SRP lapangan XYX adalah sebanyak 61%. Problem kepasiran terjadi akibat rusaknya kestabilan ikatan dari butir-butir pasir yang disebabkan oleh adanya gaya gesekan serta tumbukan yang ditimbulkan oleh suatu aliran dari fluida dimana laju aliran yang terjadi melampaui batas maksimum dari laju aliran kritis yang diperbolehkan, sehingga butiran-butiran pasir akan ikut terproduksi bersama-sama dengan minyak ke permukaan.

Untuk sumur-sumur minyak yang menggunakan pompa SRP masalah kepasiran merupakan masalah yang sering ditemui. Proses terjadinya masalah kepasiran ini meliputi pasir yang ikut terproduksi masuk ke pompa bawah permukaan menyebabkan pompa rusak bahkan mengalami *stuck/plunger* terjepit di dalam *barrel*. Dari data perawatan sumur, pasir tersebut mungkin berupa pasir formasi atau pasir *frac* yang terlepas akibat proses produksi. Untuk menghadapi masalah kepasiran ini banyak hal yang bisa dilakukan diantaranya Dengan menggunakan gravel pack atau dengan menggunakan screen liner pada formasi yang mana akan mengurangi atau akan mengeliminasi terproduksinya pasir, dan

hal ini juga akan mencegah kesalahan instalasi pompa untuk yang berikutnya sehingga juga akan mencegah terjadinya kegagalan pompa diakibatkan masalah yang sama. Atau dengan pemasangan alat *sandtrap downhole desender* (SDD). SDD merupakan alat tambahan pada pompa bawah permukaan yang menggantikan posisi *perforated pup joint* atau *gas anchor* pada konfigurasi lifting SRP.



Gambar 4. 17Unit pompa yang mengalami masalah sand (PT XYA, Duri)

4.2.3 Evaluasi Masalah Scale

Masalah scale pada unit pompa SRP terjadi sebanyak 13%. Pada unit SRP masalah scale umumnya terjadi pada plunger. Dimana scale mengendap di dalam pompa yang menyebabkan plunger stuck in barrel. Hal inilah yang menyebabkan turunnya kinerja pompa SRP. Scale yang mengumpul dan mengendap pada bagian ball seat akan menghambat proses upstroke dan downstroke dan akan menyebabkan pompa berhenti dan untuk scale yang mengendap pada bagian pump barrel tentunya akan menghambat fluida untuk masuk kedalam pompa dan juga akan menaikkan beban pada unit surface, tentunya hal ini akan menyebabkan pompa berhenti peroperasi dan juga merusak unit lain dari rangkaian pompa SRP itu sendiri. Masalah scale dapat ditanggulangi dengan membersihkan sumur sebelum pemasangan instalasi dan meleakukan chemical well treatment untuk mengontrol scale.

Program penanganan masalah scale berdasarkan pada data hasil identifikasi mekanisme dan kondisi pembentukan, lokasi terbentuknya scale serta komposisi endapan yang terbentuk.

Penanganan terhadap masalah scale dapat dikategorikan menjadi 2 macam, yaitu tindakan preventif yang berupa pencegahan terhadap pembentukan scale serta upaya untuk mengatasi setelah scale terbentuk dan menjadi gangguan terhadap proses produksi.

Pencegahan terbentuknya scale adalah usaha preventif yang dilakukan sebelum terbentuknya endapan scale. Pada kenyataannya proses pembentukan scale sama sekali tidak dapat dicegah, sehingga upaya yang dilakukan semata-mata hanyalah meminimalisasi pembentukan dan terutama pengendapan scale, sehingga permasalahan yang terjadi sebagai akibat dari pengendapan tersebut dapat dicegah (Friadi, 2015)

Metode yang dapat digunakan dalam upaya pencegahan terbentuknya scale adalah dengan menginjeksikan zat kimia pengontrol scale (*scale inhibitor*). Prinsip utama zat kimia pengontrol scale adalah dengan cara menjaga kation-kation pembentuk scale tetap berada dalam larutannya.

Jenis-jenis metode penginjeksian scale inhibitor adalah sebagai berikut :

- Squeeze Treatment
Merupakan metode injeksi yang dilakukan dengan kondisi tekanan injeksi dibawah tekanan rekah formasi dan diatas tekanan formasi.
- Batch Treatment
Merupakan metode injeksi dengan menempatkan scale inhibitor ke dalam sumur melalui tubing dalam jumlah yang hampir sama dengan jumlah air yang diproduksi per hari.

Dengan adanya aliran fluida dari reservoir yang mengalir ke lubang sumur, maka fluida akan bercampur dengan scale inhibitor yang ada. Akibatnya scale inhibitor bercampur dengan fluida produksi dan selanjutnya akan terbawa ke atas melalui peralatan-peralatan produksi.

- Continous Treatment

Dilakukan dengan menginjeksikan scale inhibitor ke dalam sumur melalui annulus. Dengan cara tersebut dapat menyebabkan zat kimia tersebut menyembur ke bawah (ke dasar sumur) dan dengan segera dapat menjaga kelarutan. Untuk memenuhi kebutuhan di atas diperlukan kecepatan injeksi yang didasarkan pada jumlah produksi fluida total dan bahan kimianya harus dipompakan sedemikian rupa, sehingga konsentrasinya tidak kurang dari batas minimum yang diijinkan.



Gambar 4. 18 Unit pompa yang mengalami masalah scale (PT XYA, Duri)

4.2.4 Evaluasi Masalah *Mechanical*

Permasalahan mekanis yang terjadi pada unit SRP lapangan XYX sebanyak 18%. Hal ini dapat disebabkan oleh banyak faktor seperti ukuran pompa yang kebesaran, putus nya rangkaian dalam pompa karena pemasangan torsi yang tidak tepat saat melakukan operasi BDJ. BDJ atau Bump Down Job adalah suatu pekerjaan terhadap sumur produksi tanpa menggunakan Rig, dengan cara menset ulang posisi standing valve atau plunger tubing pump sehingga produksi kembali normal.

Permasalahan mekanis yang sering terjadi pada lapangan ini diakibatkan oleh rangkaian pompa yang tidak terpasang dengan sempurna ketika dilakukan operasi BDJ. Sehingga seiring berjalannya waktu akibat pemasangan rangkaian alat yang tidak sesuai dengan torsi yang ditetapkan terjadi getaran kuat pada

rangkaian pompa secara terus menerus menyebabkan rangkaian pompa seperti sucker rod terputus. Untuk itu perlu dilakukan pekerjaan BDJ yang lebih hati-hati.



Gambar 4. 19 Top cage terlepas dari pompa saat beroperasi (PT XYA, Duri)

4.2.5 Evaluasi Masalah Gas

Masalah gas yang terjadi pada unit SRP lapangan XYX sebanyak 5%. Ada dua hal yang terjadi akibat terproduksinya gas yaitu *gas locking* dan *gas pound*. *Gas locking* kondisi dimana pada saat *upstroke* dan *downstroke* menyebabkan gas yang terkandung di dalam *lower chamber* akan terkompresi sehingga *standing valve* akan tertutup yang mengakibatkan tidak ada fluida yang memasuki pompa. Sedangkan untuk *gas pound* kondisi dimana ketika proses *upstroke*, liquid masuk dari bawah *standing valve* ke dalam barrel apabila liquid yang masuk tidak mencapai ujung bawah plunger, maka akan terdapat ruang kosong yang diisi oleh gas. Pada posisi *downstroke*, gas akan terkompresi sehingga tekanan hanya mampu membuka *travelling valve* secara perlahan. Keadaan dimana *compression chamber* lebih banyak terisi oleh *compressed fluid* (gas) menyebabkan *travelling valve* tidak langsung terbuka. Kedua hal ini dapat menyebabkan seluruh rangkaian pompa mengalami *overheat* karena tidak ada fluida yang dipompakan.

Untuk mengatasi problem ini biasanya dengan menempatkan intake di bawah zona produksi. Hal ini memungkinkan tubing-casing annulus untuk bertindak sebagai pemisah dan karena gas memiliki densitas yang lebih rendah, ia akan naik ke atas



Gambar 4. 20Unit pompa yang mengalami masalah gas (PT XYA, Duri)

4.3 Pembahasan

Dari penjelasan diatas dapat diambil pembahasan bahwa setelah Unit SRP mengalami penurunan Pump Efficiency, maka perlu dilakukan pengujian komponen utama dari Unit SRP. pengujian ini dilakukan dengan menggunakan metoda Sonolog Test dengan alat *Total Well Management (TWM)*. Maka kita akan mendapatkan berupa data dan informasi yang menggambarkan kinerja dari peralatan didalam sumur Unit SRP, yang nantinya akan dianalisa dan disimpulkan langkah apa yang akan diambil untuk Unit SRP tersebut, hingga nantinya akan dilakukan penggantian Unit Pump dan Analisa dengan metode DIFA.

Setelah dilakukan pengangkatan dan penggantian rangkaian Unit SRP, maka akan dilakukan Analisa apa yang terjadi pada Unit SRP tersebut. Mulai dari melepaskan rangkaian satu persatu hingga dilakukan Analisa terhadap tiap rangkaian. Disini kita bisa melihat dengan jelas dan membandingkan hasil dari Sonolog Test terhadap kondisi Unit SRP yang sebenarnya. Seperti dari data yang ditampilkan pada gambar 4.4 Menunjukkan bahwa Root Cause Mechanical Problem, gambar 4.5 menunjukan bahwa Root Cause Gas Problem, gambar 4.6 menunjukan bahwa Root Cause Chemical Problem, gambar 4.7 menunjukan bahwa Root Cause Sand Problem dan gambar 4.8 menunjukan bahwa Root Cause Scale Problem.

Dari data DIFA diatas yang ditampilkan, ada beberapa faktor penyebab terjadinya kegagalan pada Unit SRP. Seperti salah satunya pada pompa yang terbukti mengalami permasalahan *sand* setelah dilakukan Analisa menggunakan data difa, dimana apabila akan dilakukan *well service/workover* maka kita bisa mengatasi masalah kepasiran tersebut dengan menaikkan posisi *pump set* dari data sebelumnya. Data Difa dapat dijadikan sebagai parameter pertimbangan apabila pada well tersebut akan dilakukan *well service/ workover*.



BAB V

PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Dari evaluasi Factor kegagalan Unit SRP diatas dapat disimpulkan bahwa :

1. Dari data yang diperoleh, diketahui jumlah pompa SRP yang digunakan pada lapangan XYX berjumlah 38 pompa. Dari 38 pompa yang dilakukan DIFA didapatkan bahwa kasus yang paling sering terjadi pada lapangan ini ialah permasalahan sand dengan jumlah persentasi 61%, diikuti dengan problem mechanical 18%, scale 13%, gas 5% dan chemical 3%. Dari hasil data DIFA inilah petroleum engineer dapat menentukan operasi selanjutnya atau sebagai referensi workover selanjutnya. Dari data yang diperoleh, dapat dilihat penurunan nilai *pump* effeciency pada unit SRP sebesar 12.25%.
2. Setelah dilakukan pengangkatan rangkaian Unit SRP untuk dilakukan analisa dengan menggunakan metode DIFA pada lapangan XYX. Maka dapat dilihat bahwa terdapatnya masalah *chemical* menyebabkan terkikisnya rangkaian pompa seperti *seat ball valve* tidak bulat lagi sehingga menyebabkan *traveling valve* dan *standing valve* bocor. Masalah sand menyebabkan plunger tergores dan lebih parahnya lagi stuck sehingga produksi terhenti. *Scale* yang terbentuk didalam pompa akan menghambat masuknya fluida sehingga terjadinya penurunan produksi. Masalah gas dapat menyebabkan gas lock atau gas ponding pada pompa, untuk mengatasi permasalahan ini dapat memasang gas anchor dibawah seating nipple.

5.2 Saran

Untuk penelitian selanjutnya diharapkan dapat menganalisa Dynamometer Card lebih lanjut untuk mengevaluasi kegagalan yang terjadi pada pompa SRP. Dikarenakan proses *dismantle inspection failure analysis* itu sendiri selalu menjadi hal terakhir yang dilakukan karena proses operasinya yang mahal dan pada umumnya hanya dilakukan pada perusahaan besar. Karena kurangnya data pada penelitian ini agak sulit untuk mendapatkan hasil yang lebih optimal untuk mewakili satu lapangan, diharapkan untuk penelitian selanjutnya peneliti dapat kelapangan dan melakukan survei langsung sehingga didapatkan hasil yang lebih optimal.

DAFTAR PUSTAKA

- Adriansah, S. (2007). Penanggulangan Kepasiran Pada Sumur Produksi di Lapangan Sangatta. *Proceeding Simposium Nasional IATMI*, 1-2.
- Al Zahrani, A. R., Al-Nasser, R. H., Collen, T. W., & Khade, S. (2009). Case Study: First Successful Offshore ESP Project in Saudi Arabia. *SPE 126066*, 1.
- Anisa, H. A., Yusuf, M., & Prabu, U. A. (2014). Optimasi Produksi Hasil Perencanaan Sucker Rod Pump Terpasang Pada Sumur TMT-Y di TAC-Pertamina EP Golwater TMT. *Jurnal Ilmu Teknik*, 2.
- Arini, D., Arief, A. T., & Prabu, U. A. (2015). Desain Sucker Rod Pump Untuk Optimasi Produksi Sumur Sembur Alam L5A-X di Pertamina EP Asset 2 Field Limau. *Jurnal ilmu teknik*, 4.
- Dave, M. K., & Mustafa, M. G. (2017). Performance Evaluations of the different sucker rod artificial Lift System. *SPE 189231 MS*.
- Faiz, S., Sulistyanto, D., & Samsol. (2015). Studi optimasi kinerja sucker rod pump pada sumur A-1, A-2, Z-1 dan Z-2 Menggunakan Perangkat lunak prosper. *Seminar nasional cendekiawan*.
- Friadi, R. (2015). Evaluasi Penanggulangan Scale Dengan Metode Inject Scale Inhibitor Pada Sumur X di PT Pertamina EP Asset 2 Field Limau.
- Gusti, B. (2011). Sucker Rod Pump. *Jurnal teknik perminyakan JTM*.
- Halimatuddahlia. (2003). Pencegahan korosi dan scale pada proses produksi minyak bumi. *Jurnal Universitas Sumatra Utara*.
- Hartono H, H., Ibrahim, E., & Yusuf, M. (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. 9.
- Lake, L. W. (2007). *Petroleum engineering handbook*. Society of Petroleum Engineers.
- Langbauer, C. (2020). Development and Efficiency testing of sucker rod pump downhole desanders. *SPE*.

- Langbauer, C., Antretter, T., & Leoben, M. (2017). Finite element based optimization and improvement of the sucker rod pumping system. *SPE 188249 MS*.
- Lapi, S., Johnson, M., & Arisman, B. (2014). Artificial Lift Performance Enhancements by applying Root Cause Failure Analysis. *IPTC 17230*.
- Melysa, R., Musnal, A., & Irsyahadi. (2019). Analisa Kerusakan Rangkaian Sucker Rod Akibat Kelebihan Stress Pada Artificial Lift Sucker Rod Pump Sumur IR-01 Lapangan Talang Akar Pendopo. *Journal Renewable Energy & Mechanics (REM)*, 2.
- Moises, G., Andrade, S., Bicharra, A., & Ferreira, Y. (2010). Sucker-Rod Pumping Failures Diagnostic System. *SPE 134975*.
- Olivia, G., H.L.C, G., Costa, R., P.R.D, C., A.L, M., & C.W.S.P, M. (2020). Development of a Control Strategy for a Smart Sucker Rod Pump. *SPE Production & Operation*, 1.
- PT Chevron Pacific Indonesia. (2011). *Mencerdaskan Anak Bangsa, Wellwork & Completion*. Duri: P.T. Chevron Pacific Indonesia.
- Purwaka, E. (2018). Perencanaan Ulang Sucker Rod Pump Pada Sumur 'X' Lapangan 'Y'. *ISSN : 2549-8681*, 1.
- R, Q., F, M., H, D., & Sierra, T. (2015). sucker rod pump design modification to avoid pump floating phenomena in heavy-oil, low API wells to enhance the production rate. *SPE 175369 MS*.
- Subiyanto, G., & Ngatin, A. (2015). Carbon Steel Corrosion in The Atmosphere, Cooling Water System, and Hot Water. *urnal Fluida Volume 11*, 2.
- Sudaryadi, H. M., Amin, M., & Abro, M. A. (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. *ISSN: 2338-7459*, 2.
- Suyono, A., Suherman, A., & Herlina, W. (2018). Kajian Jenis Pompa SRP Untuk Optimalisasi Produksi Sumur AS-100 di Job Pertamina-Jadestone Energy (Ogan Komering) LTD, Air Serdang Field. *ISSN 2549-1008*, 2.

- Taryana, N. (2014). Sonolog Test Sumur Minyak Menggunakan Alat Total Well Management Echometer sebagai Well Analyzer Sumur di Pertamina EP Subang. *Jurnal Elkomika*, 1.
- W, R., Bahruddin, & Zultiniar. (2014). Proses Absorpsi Gas H₂S Menggunakan Metildietanolamin. 2.

