

**EVALUASI *TUBING LEAK* PADA SUMUR *DIRECTIONAL SAI*  
LAPANGAN CM DENGAN *ARTIFICIAL LIFT PROGRESSIVE*  
*CAVITY PUMP***

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi Syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*

**Oleh :**

**SANOBI AGUNG IRAWAN**

**143210462**



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

**2021**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh

Nama : Sanobi Agung Irawan  
NPM : 143210462  
Program Studi : Teknik Perminyakan  
Judul Skripsi : Evaluasi *Tubing Leak* Pada Sumur *Directional*  
SAI Lapangan CM Dengan *Artificial Lift*  
*Progressive Cavity Pump*

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

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Novrianti, S.T, M.T. ( )  
Penguji I : Ir.H.Ali Musnal, MT ( )  
Penguji II : Hj. Fitrianti, ST.,MT ( )

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal :

**Disahkan Oleh:**

**DEKAN  
FAKULTAS TEKNIK**

**KETUA PROGRAM STUDI  
TEKNIK PERMINYAKAN**

**Dr. Eng. Muslim**

**Novia Rita, S.T., M.T.**

## 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 diperoleh.

Pekanbaru, 18 Januari 2021

Sanobi Agung Irawan  
143210462

## KATA PENGANTAR

Puji syukur saya ucapkan kepada Allah Subhanahu wa Ta'ala karena atas Rahmat dan curahan ilmu dari-Nya, saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Saya menyadari penulisan tugas akhir ini tak luput dari kekurangan. Telah banyak pihak yang membantu saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini. Ucapan terima kasih ini termasuk syarat dari mencapai gelar sarjana di Teknik Perminyakan Universitas Islam Riau. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terima kasih kepada:

1. Ibu Novrianti, ST. MT selaku dosen pembimbing sekaligus pembimbing akademik saya yang telah menyediakan waktu dan pikiran untuk memberikan masukan dan mengoreksi penyusunan tugas akhir ini.
2. Ibu Novia Rita, S.T., M.T. dan Tomi Erfando, S.T., M.T. selaku 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.
3. Bapak Rizky Kurniawan, ST sebagai mentor yang selalu membantu dalam penelitian ini
4. Orang tua dan keluarga yang memberikan dukungan penuh material maupun moral.
5. Teman-Teman dan Anak-Anak bude yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

Semoga Allah memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu saya dalam mengerjakan tugas akhir ini. Semoga tugas akhir ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, Januari 2021

## DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN .....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	v
DAFTAR GAMBAR.....	viii
DAFTAR TABEL .....	x
DAFTAR SIMBOL.....	xi
DAFTAR SINGKATAN.....	xii
ABSTRAK.....	xiii
ABSTRACT .....	xiv
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>1</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>	<b>4</b>
2.1 <i>ARTIFICIAL LIFT</i> .....	4
2.2 <i>PROGRESSIVE CAVITY PUMP(PCP)</i> .....	5
2.2.1 Prinsip Kerja <i>Progressive Cavity Pump</i> .....	7
2.3 Tubing .....	9
2.4 <i>Tubing Leak</i> .....	9
2.5 <i>Sucker Rod String</i> .....	11
2.6 <i>Rod Centralizer</i> .....	12

2.7 <i>Inflow Performance Relationship(IPR)</i> .....	13
2.8 <i>Rod/Tubing Contact Load</i> .....	14
2.9 <i>Pump Efficiency</i> .....	15
2.10 <i>State of The Art</i> .....	16
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN</b> .....	<b>18</b>
3.1 METODOLOGI PENELITIAN.....	18
3.2 DIAGRAM ALIR PENELITIAN .....	19
3.3 STUDI LAPANGAN .....	20
3.3.1 Sejarah Lapangan.....	20
3.3.2 Aspek Geologi Lapangan CM .....	22
3.3.3 <i>Well Sketch dan Well Performance Grafik</i> .....	22
<b>BAB IV PEMBAHASAN</b> .....	<b>24</b>
4.1 DATA <i>HISTORY</i> SUMUR SAI.....	24
4.2 <i>INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP</i> SEBELUM TERJADINYA <i>TUBING LEAK(IPR)</i> .....	27
4.3 EVALUASI PERMASALAHAN <i>TUBING LEAK</i> PADA SUMUR SAI.....	30
4.4 EVALUASI DESAIN <i>ROD STRING</i> POMPA PCP DALAM PERMASALAHAN <i>TUBING LEAK</i> .....	33
4.4.1 Evaluasi Desain <i>Rod String</i> Pompa PCP Sebelum Terjadinya <i>Tubing Leak</i> .....	35
4.4.2 Evaluasi Desain <i>Rod String</i> Pompa PCP Sesudah Terjadinya <i>Tubing Leak</i> .....	39
4.5 <i>INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP</i> SETELAH TERJADINYA <i>TUBING LEAK(IPR)</i> .....	47
<b>BAB V PENUTUP</b> .....	<b>55</b>
5.1 KESIMPULAN .....	55
5.2 SARAN.....	55

<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>	<b>56</b>
<b>LAMPIRAN I.....</b>	<b>58</b>
<b>LAMPIRAN II .....</b>	<b>59</b>
<b>LAMPIRAN III.....</b>	<b>63</b>
<b>LAMPIRAN IV .....</b>	<b>67</b>
<b>LAMPIRAN V .....</b>	<b>68</b>
<b>LAMPIRAN VI.....</b>	<b>69</b>



Dokumen ini adalah Arsip Milik :  
**Perpustakaan Universitas Islam Riau**

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2.1</b> Komponen Sitem PCP .....	6
<b>Gambar 2.2</b> Stator dan Rotor .....	7
<b>Gambar 2.3</b> Posisi Rotor didalam Stator .....	8
<b>Gambar 2.4</b> Rongga-Rongga Atau <i>Cavity</i> Yang Berpindah Akibat Berputarnya Rotor .....	8
<b>Gambar 2.5</b> Tubing.....	9
<b>Gambar 2.6</b> Tipe <i>Contact Load</i> .....	10
<b>Gambar 2.7</b> Kontak Yang Disebabkan Kemiringan Sumur .....	11
<b>Gambar 2.8</b> <i>Sucker Rod</i> .....	12
<b>Gambar 2.9</b> <i>Centralizer</i> .....	12
<b>Gambar 2.10</b> Grafik <i>Contact Load</i> .....	15
<b>Gambar 2.11</b> <i>Catalog Pump 16E1200</i> .....	16
<b>Gambar 3.1</b> Diagram Alir Penelitian.....	19
<b>Gambar 3.2</b> Luas Daerah Blok Tungkal.....	21
<b>Gambar 3.3</b> Peta Lokasi Lapangan CM .....	21
<b>Gambar 3.4</b> <i>Well Schematic</i> Sumur SAI .....	23
<b>Gambar 4.1</b> Kurva <i>Pump Performance</i> Sumur SAI.....	26
<b>Gambar 4.2</b> Kurva IPR pada sumur SAI .....	29
<b>Gambar 4.3</b> Kondisi <i>Rotor</i> Sumur SAI .....	30
<b>Gambar 4.4</b> Kondisi <i>Tubing Leak</i> pada <i>Joint 53</i> dari <i>Tubing Hanger</i> .....	31
<b>Gambar 4.5</b> Kondisi <i>Tubing Leak</i> pada <i>Joint 99</i> dari <i>Tubing Hanger</i> .....	31
<b>Gambar 4.6</b> Rangkaian <i>Tubing</i> dan <i>Rod String</i> Sebelum Terjadinya <i>Tubing leak</i> .....	35



<b>Gambar 4.7</b> Spesifikasi <i>Rod</i> yang digunakan .....	36
<b>Gambar 4.8</b> Spesifikasi <i>Tubing</i> yang digunakan .....	37
<b>Gambar 4.9</b> Grafik <i>Tubing Contact Load</i> Sumur SAI Sebelum Terjadinya <i>Tubing Leak</i> .....	38
<b>Gambar 4.10</b> Rangkaian <i>Tubing</i> dan <i>Rod String</i> Sesudah Terjadinya <i>Tubing Leak</i> .....	39
<b>Gambar 4.11</b> Grafik <i>Tubing Contact Load</i> Sumur SAI Sesudah Terjadinya <i>Tubing Leak</i> .....	41
<b>Gambar 4.12</b> Perbandingan Grafik <i>Rod/Tubing Contact Loads</i> sumur SAI sebelum dan sesudah terjadinya <i>Tubing Leak</i> pada <i>software C- FER</i> .....	43
<b>Gambar 4.13</b> <i>Wellbore Geometry Chart</i> .....	46
<b>Gambar 4.14</b> <i>Type of Contact Load</i> .....	46
<b>Gambar 4.15</b> Kurva IPR Sumur Setelah Terjadinya <i>Tubing Leak</i> .....	50
<b>Gambar 4.16</b> Perbandingan Tingkat Kekerasan .....	52
<b>Gambar 4.17</b> <i>EndureAlloy Tubing</i> .....	52
<b>Gambar 4.18</b> <i>Tubing Rotator</i> .....	53
<b>Gambar 4.19</b> Cara Kerja <i>Tubing Rotator</i> .....	53
<b>Gambar 4.20</b> Pompa ESPCP.....	54

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 2.1</b> Karakteristik <i>Artificial Lift</i> Pada Parameter Operasi.....	5
<b>Tabel 4.1</b> Data History Sumur SAI.....	24
<b>Tabel 4.2</b> Hasil perhitungan menentukan <i>Sgfluid</i> , <i>Gradient Fluida</i> , Pr dan Pwf.....	27
<b>Tabel 4.3</b> Laju alir maksimal di sumur SAI .....	27
<b>Tabel 4.4</b> Hasil perubahan tekanan alir dasar sumur terhadap laju alir sumur SAI.....	28
<b>Tabel 4.5</b> Perbandingan Parameter Pompa.....	32
<b>Tabel 4.6</b> Data sumur SAI.....	33
<b>Tabel 4.7</b> <i>Spesification</i> Pompa PCP Terpasang Pada Sumur SAI.....	34
<b>Tabel 4.8</b> <i>Equipment</i> PCP Sebelum Terjadinya <i>Tubing Leak</i> .....	37
<b>Tabel 4.9</b> <i>Equipment</i> PCP Sesudah Terjadinya <i>Tubing Leak</i> .....	40
<b>Tabel 4.10</b> Perbandingan Jumlah Rangkaian <i>Rod String</i> sebelum dan sesudah terjadinya <i>Tubing Leak</i> .....	44
<b>Tabel 4.11</b> Data Produksi Setelah Terjadinya <i>Tubing Leak</i> .....	47
<b>Tabel 4.12</b> Data Sumur Setelah Terjadinya <i>Tubing Leak</i> .....	47
<b>Tabel 4.13</b> Hasil perhitungan menentukan <i>Sgfluid</i> , <i>Gradient Fluida</i> , Pr dan Pwf.....	48
<b>Tabel 4.14</b> Laju alir maksimal di sumur SAI .....	48
<b>Tabel 4.15</b> Hasil perubahan tekanan alir dasar sumur terhadap laju alir sumur SAI.....	49

## DAFTAR SIMBOL

°	Derajat
%	Persen
“	Inch
Lbs	Pound

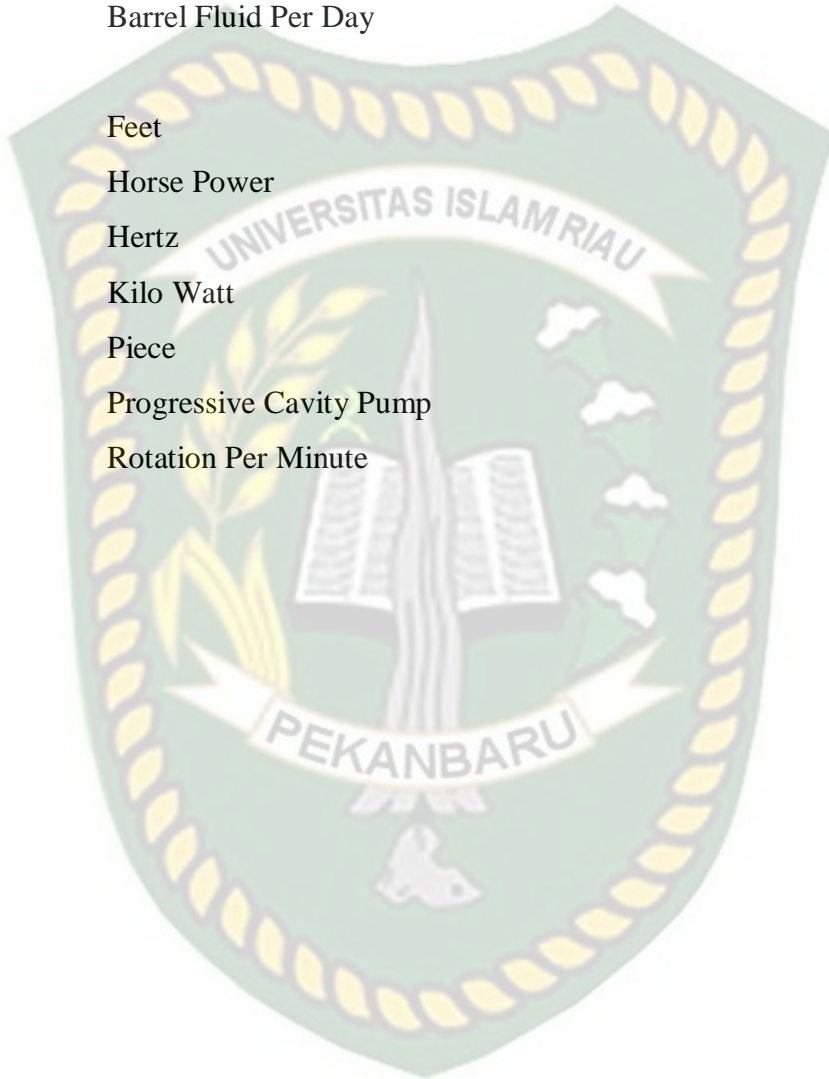


Dokumen ini adalah Arsip Miiik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

## DAFTAR SINGKATAN

AMP	Ampere
BFPD	Barrel Fluid Per Day
DGFL	
Ft	Feet
HP	Horse Power
Hz	Hertz
Kw	Kilo Watt
Pcs	Piece
PCP	Progressive Cavity Pump
RPM	Rotation Per Minute



**EVALUASI TUBING LEAK PADA DIRECTIONAL WELL YANG  
MENGUNAKAN ARTIFICIAL LIFT PROGRESSIVE CAVITY PUMP  
PADA SUMUR SAI LAPANGAN CM**

**SANOBI AGUNG IRAWAN**

**143210462**

**ABSTRAK**

Proses produksi merupakan suatu tahapan pengambilan cadangan minyak yang ada di reservoir dimana Prosesnya dibantu oleh *Artificial Lift* apabila reservoir tersebut sudah tidak bisa menggunakan *Natural Flow* nya lagi. Sumur CM merupakan sumur *Directional* dengan sudut *Inclination* hingga 30° yang menggunakan *Artificial Lift* berupa *Progressive Cavity Pump*. Sumur CM terindikasi terjadinya *Tubing Leak* yang mengakibatkan pompa tidak dapat mensirkulasikan *fluida* ke permukaan sehingga sumur menjadi tidak produktif, pada awalnya sumur tidak mengeluarkan *fluida* pada *Sample Point Valve* lalu dilakukan *Pull Out Rod String* dan *Tubing String* yang mana ditemukannya kerusakan pada tubing yang berada pada 53 *joints* dan 99 *joints* dari *Tubing Hanger*. Evaluasi *Tubing Leak* pada *Directional Well* yang menggunakan *Artificial Lift Progressive Cavity Pump* dilakukan untuk mengetahui penyebab terjadinya *Tubing Leak* pada sumur SAI dan mencegah *Tubing Leak* terjadi lagi dengan memberikan *Improvement* dan *Recommendation*. Berdasarkan hasil evaluasi diketahui bahwa terjadinya *Tubing Leak* pada sumur SAI karena adanya *Rod/Tubing Contact Load* atau terjadinya kontak antara *Rod String* dan *Tubing* secara terus menerus sehingga mengikis *Tubing*. Nilai *Rod/Tubing Contact Load* Sumur SAI yang didapat dari *Software C-FER* saat sebelum terjadinya *Tubing Leak* berada di atas 100lbf pada kedalaman sekitar 710ft – 1100ft dan 1910ft – 2250ft. Berdasarkan aturan dari perusahaan, nilai dari *Rod/Tubing Contact Load* tidak boleh melebihi dari 100lbf untuk menghindari terjadinya *Tubing Leak*. Oleh karena itu dilakukan desain ulang rangkaian *Rod String* pada *Software C-FER* untuk mengurangi *Rod/Tubing Contact Load*. Setelah mengetahui penyebab dari terjadinya *Tubing Leak* pada sumur SAI, maka Engineer mendesain ulang rangkaian *Rod String* pada *Software C-FER* dengan mengganti jumlah *Sucker Rod*, *Pony Rod*, dan *Centralizer*. Jumlah *Sucker Rod* sebelumnya adalah 136 *joints* menjadi 92 *joints*, *Pony Rod* sebelumnya 6 *joints* menjadi 121 *joints*, *Centralizer* sebelumnya 54 pcs menjadi 165 pcs. Dengan adanya perubahan rangkaian *Rod String* maka terdapat perubahan pada nilai *Rod/Tubing Contact Load*, dimana nilai *Rod/Tubing Contact Load* rangkaian ini berada dibawah 100lbf dengan nilai paling tinggi hanya 78lbf.

Kata Kunci: *Progressive cavity pump, tubing leak, artificial lift, rod string, rod/tubing contact load.*

**EVALUATION OF LEAK TUBING IN DIRECTIONAL WELL USING  
ARTIFICIAL LIFT PROGRESSIVE CAVITY PUMP IN WELL SAI FIELD  
CM**

**SANOBI AGUNG IRAWAN**

**143210462**

**ABSTRACT**

*The production process is a stage of taking oil reserves in a reservoir where the process of taking oil reserves in a reservoir is assisted by an Artificial Lift if the reservoir is no longer able to Natural Flow. The CM well is a Directional well with an Inclination angle of up to 30° that uses an Artificial Lift in the form of a Progressive Cavity Pump. The CM well indicated Tubing Leak which caused the pump to not be able to circulate the surface fluid so that the well became unproductive, at first the well did not release the fluid on the Sample Point Valve then performed Pull Out Rod String and Tubing String which found damage to the tubing located at 53 joints and 99 joints from Tubing Hanger. Evaluation of Tubing Leak in Directional Well using Artificial Lift Progressive Cavity Pump is conducted to determine the cause of Tubing Leak in SAI wells and prevent Tubing Leak from happening again by giving Improvement and Recommendation. Based on the evaluation results it is known that the occurrence of Tubing Leak in SAI wells is due to Rod / Tubing Contact Load or contact between Rod String and Tubing continuously so that it erodes Tubing. This Rod / Tubing Contact Load occurs because of an error when the engineer designs the Rod String circuit in the C-FER Software, the SAI Well Rod / Tubing Contact Load value obtained from the C-FER Software when before the Tubing Leak is above 100lbf at a depth of around 710ft - 1100ft and 1910ft - 2250ft. Based on company regulations, the value of the Rod / Tubing Contact Load must not exceed 100lbf to avoid Tubing Leak. Therefore a redesign of the Rod String series was performed on the C-FER Software to reduce the Rod / Tubing Contact Load. After knowing the cause of the Tubing Leak in the SAI well, the Engineer redesigned the Rod String series in the C-FER Software by replacing the number of Sucker Rods, Pony Rods, and Centralizers. The previous number of Sucker Rods was 136joints to 92joints, Pony Rod was previously 6joints to 121joints, Centralizer was previously 54pcs to 165pcs. With the change of the Rod String series, there is a change in the value of the Rod / Tubing Contact Load, where the value of the Rod / Tubing Contact Load of this series is under 100lbf with the highest value of only 78lbf.*

*Keywords: Progressive cavity pump, tubing leak, artificial lift, rod string, rod/tubing contact load.*

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Metoda produksi minyak dari dalam sumur produksi dibagi menjadi dua, yaitu sembur alam (*natural flow*) dan pengangkat buatan (*artificial lift*). Sembur alam merupakan metoda mengalirnya fluida dari zona perforasi ke permukaan sumur secara alamiah, hal ini disebabkan tekanan reservoir yang mendorong fluida naik ke permukaan masih tinggi. Seiring dengan waktu berproduksi, maka terjadi penurunan tekanan reservoir dan keadaan ini menyebabkan berkurangnya produksi sumur tersebut. Untuk mengatasi masalah ini dapat dilakukan dengan cara pengangkatan buatan (*artificial lift*).

*Artificial lift* adalah metode yang digunakan untuk menghasilkan tekanan hisap sehingga reservoir dapat merespon dan menghasilkan laju produksi fluida yang diinginkan. *Progressive Cavity Pump* (PCP) adalah salah satu alat yang digunakan dalam metoda *artificial lift*. PCP sangat baik di aplikasikan pada sumur yang mengandung pasir, mampu mengatasi problem minyak parafin dan cocok untuk pengangkatan minyak berat. *Progressive Cavity Pump* (PCP) merupakan jenis pompa putar (*rotary pump*) yang terdiri dari dua komponen utama yaitu rotor dan stator.

Sumur SAI lapangan CM merupakan Sumur *Directional* yang menggunakan *artificial lift Progressive Cavity Pump* (PCP) yang telah dipasang sejak bulan Mei tahun 2015 telah mengalami beberapa *failure* selama beroperasi, *failure* yang ditemukan pada Sumur SAI lapangan CM yaitu terjadinya *tubing leak*, *tubing leak* terjadi dikarenakan terjadinya kontak gesekan antara *Rod String* dan *Tubing* sehingga menyebabkan dinding bagian dalam *Tubing* terkikis dan lama kelamaan menjadi bocor. *Failure* membuat produksi sumur tersebut menurun dari 62BFPD hingga tidak dapat mensirkulasikan *fluida* sama sekali ke permukaan.

Masalah ini biasanya diatasi dengan beberapa cara salah satunya umum dengan mengganti *Tubing* dan mendesain ulang rangkaian *Rod String*, lalu bisa juga dengan meningkatkan kualitas peralatan yang digunakan.

Penelitian akan mengevaluasi yang dibahas dalam penelitian ini adalah mengevaluasi penyebab terjadinya *tubing leak* pada sumur SAI lapangan CM serta solusi dengan mendesain ulang rangkaian *Rod String*. Harapannya, desain rod string ini berhasil mengatasi permasalahan tubing leak dan mengembalikan laju alir sumur SAI

## 1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan penelitian dari tugas akhir ini sebagai berikut :

1. Menentukan penyebab terjadinya *failure tubing leak* pada *Progressive Cavity Pump* yang terpasang pada sumur SAI lapangan CM.
2. Menganalisis parameter pompa PCP yang terpasang pada sumur saat sebelum dan setelah terjadinya *Tubing Leak*.
3. Membandingkan nilai laju alir produksi minyak sebelum dan sesudah terjadinya *Tubing Leak*.

## 1.3 Manfaat Penelitian

Manfaat yang diharapkan dari penelitian yang dilakukan ini adalah :

1. Mengetahui penyebab terjadinya *Tubing Leak* pada pompa PCP di sumur *Directional Well* dan cara mengatasinya.
2. Dapat dijadikan rujukan bagi upaya pengembangan ilmu dalam perminyakan..
3. Dapat dijadikan referensi bagi mahasiswa/i untuk melakukan penelitian selanjutnya..

## 1.4 Batasan Masalah

Agar penulisan tidak keluar dari tujuan yang diharapkan, maka penelitiannya membahas :



1. Menganalisis parameter pompa PCP berdasarkan data produksi yang terjadi *failure* dan evaluasi permasalahan *Tubing Leak*.
2. Desain ulang hanya dilakukan pada rangkaian *Rod String* menggunakan *Software C-FER*
3. Hanya menggunakan Metode *Wiggins* dalam menghitung IPR



Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

Selain untuk beribadah kepada Allah SWT, manusia diciptakan sebagai khalifah di muka bumi. Sebagai khalifah, manusia memiliki tugas untuk memanfaatkan, mengelola, dan memelihara alam semesta. Allah SWT telah menciptakan alam semesta untuk kepentingan dan kesejahteraan semua makhluk-Nya, khususnya manusia. Sumber daya alam adalah segala sesuatu yang diciptakan Allah SWT di bumi yang dapat dimanfaatkan oleh manusia untuk kebutuhan hidupnya tercukupi dan sejahtera.

Sumber daya alam yang terdapat dimana saja seperti di tanah, air, udara dan sebagainya. Sebagaimana yang telah dijelaskan oleh Allah SWT dalam firman-Nya Q.S Al-Jasiyah(45) : 13. Dan dia telah menundukkan untukmu apa yang di langit dan apa yang ada di bumi semuanya, (sebagai rahmat) daripadanya. Sesungguhnya pada yang demikian itu benar-benar terdapat tanda-tanda (kekuasaan Allah) bagi kaum yang berfikir.

#### 2.1 *ARTIFICIAL LIFT*

*Artificial lift* merupakan metode yang paling banyak (> 90%) digunakan untuk memproduksi minyak dan gas bumi umumnya sumur ini berada pada lapangan tua, atau disebut *brown fields*. *Artificial lift* diterapkan apabila *Reservoir* tidak mampu mendorong fluida ke permukaan secara alami, untuk memproduksi minyak dan gas ke permukaan (Modahi, 2012).

Pemilihan sistem pengangkatan harus melibatkan evaluasi dari data *Reservoir*, seperti: temperatur, tekanan, sifat fisik fluida dan data sumur lainnya. Untuk menentukan jenis *artificial lift* yang akan digunakan, maka karakteristik dari sumur harus diketahui terlebih dahulu dan dicocokkan dengan karakteristik jenis *artificial lift* nya. Adapun karakteristik dari *artificial lift* tergambar dari Tabel 2.1

**Tabel 2.1** Karakteristik *Artificial Lift* Pada Parameter Operasi

<i>Operating Parameters</i>	<i>Positive Displacement Pumps</i>			<i>Dynamic Displacement Pumps</i>		<i>Gas Lift</i>
	<i>Rod Pump</i>	<i>PCP</i>	<i>HPU</i>	<i>ESP</i>	<i>Hydraulic Jet</i>	
<i>Max Typical Operating Depth (TVD)</i>	16000 ft	6000 ft	15000 to 20000 ft	15000 ft	5000 to 10000 ft	15000 ft
<i>Maximum</i>	6000BFPD	4500 BFPD	4000 BFPD	40000 BFPD	> 15000 BFPD	30000
<i>typical Operating Volume</i>	5 to 1500 BFPD	5 to 2200 BFPD	50 - 500 BFPD	100-30000 BFPD	300 - 4000 BFPD	100 - 10000 BFPD
<i>Corrosion Handling</i>	<i>Excellent</i>	<i>Fair</i>	<i>Good</i>	<i>Good</i>	<i>Excellent</i>	<i>Good to excellent</i>
<i>Gas Handling</i>	<i>Fair to Good</i>	<i>Good</i>	<i>Fair</i>	<i>Fair</i>	<i>Good</i>	<i>Excellent</i>
<i>Solids handling</i>	<i>Fair to Good</i>	<i>Excellent</i>	<i>Poor</i>	<i>Fair</i>	<i>Good</i>	<i>Good</i>
<i>Fluid Gravity</i>	> 8 API	>35 API	> 8 API	>10 API	> 8 API	> 15 API
<i>High GOR</i>	<i>Fair</i>	<i>Fair</i>	<i>Fair</i>	<i>Fair</i>		<i>Excellent</i>
<i>Paraffin</i>	<i>Poor</i>		<i>Good</i>	<i>Good</i>		<i>Poor</i>
<i>Scale</i>	<i>Good</i>		<i>Fair</i>	<i>Poor</i>		<i>Fair</i>
<i>Depth</i>	<i>Fair</i>		<i>Excellent</i>	<i>Fair</i>		<i>Good</i>

Sumber: (Modahi, 2012)

## 2.2 Progressive Cavity Pump(PCP)

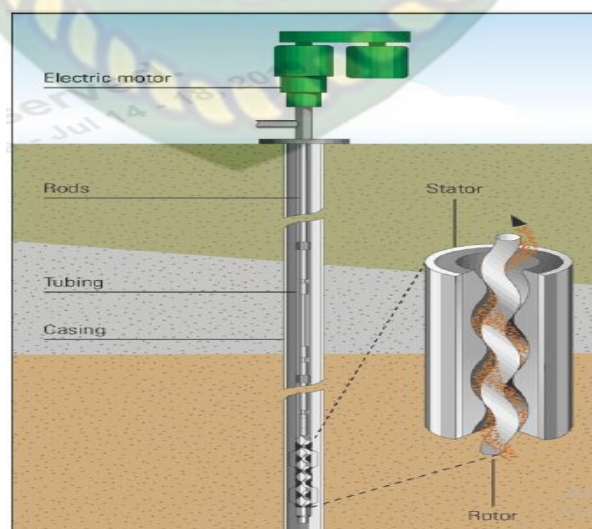
*Progressive Cavity Pump(PCP)* merupakan salah satu alat yang digunakan untuk melakukan *lifting* minyak dari sumur-sumur produksi. *Progressive Cavity Pump(PCP)* adalah salah satu alat yang digunakan dalam metoda *artificial lift*. PCP sangat baik diaplikasikan pada sumur yang mengandung pasir, mampu mengatasi problem minyak parafin dan tidak menyebabkan *gas lock* pada sumur produksi, tetapi pompa PCP tidak dapat digunakan pada sumur yang dalam dengan kedalaman maksimal 4000ft tergantung pada kualitas pompa juga, lalu

tidak dapat digunakan pada sumur yang aromatic dan mengandung gas H<sub>2</sub>S. *Progressive Cavity Pump* (PCP) merupakan jenis pompa putar (*Rotary Pump*) yang terdiri dari dua komponen utama yaitu *Rotor* dan *Stator* (Kermit Brown, 1980).

*Rotor* yang berbentuk ulir bergerak berputar dan digerakan oleh *prime mover* (penggerak mula) melalui *sucker rod* yang dihubungkan ke *drive head*. *Stator* adalah bagian yang diam dari pompa dan dirangkai menjadi satu dengan rangkaian tubing. Penggerak mula yang umum digunakan adalah *electric motor* yang dihubungkan ke *drive assembly* melalui *perantaraan V-belt*.

*Electric motor* ini dirangkai menjadi satu komponen utama dipermukaan bersama *drive head assembly* dan dipasang di atas *well head*. Untuk meneruskan putaran dari motor penggeraknya digunakan *V-belt* yang memutar *drive shaft* yang memutar rotor melalui rangkaian *sucker rod*. *Back stop break assembly* atau anti *back spin* digunakan sebagai alat pengaman bila terjadi torsi putaran balik. (Diktat Teknik Produksi, 2013).

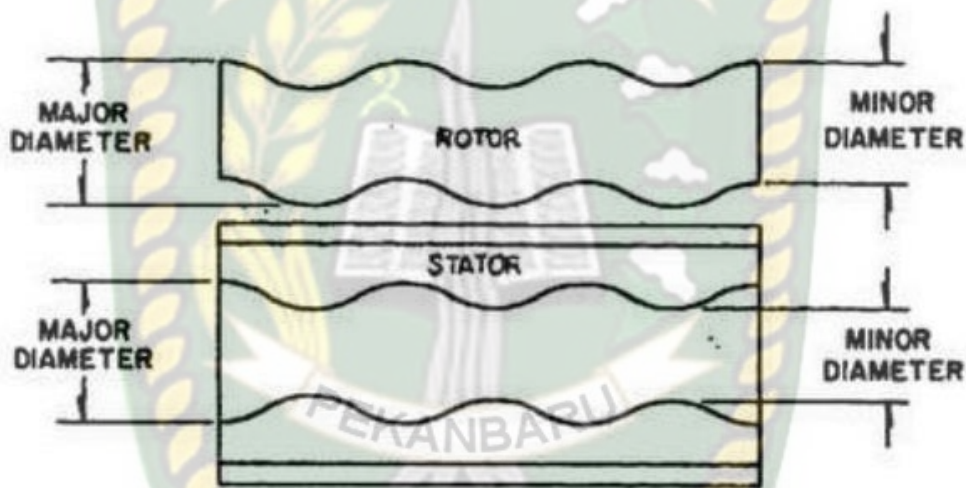
*Flow rate* PCP hanya sekitar 4500 BFPD, dan kedalaman maksimumnya hanya 6000 ft, tetapi mampu mengangkat hampir semua jenis *oil* (>35 API) dan sangat baik diaplikasikan pada sumur yang mengandung pasir, mampu mengatasi problem minyak parafin dan tidak menyebabkan *gas lock* pada sumur produksi (Modahi, 2012).



**Gambar 2.1** Komponen sistem PCP (NExT, 2015)

### 2.2.1 Prinsip Kerja *Progressive Cavity Pump*

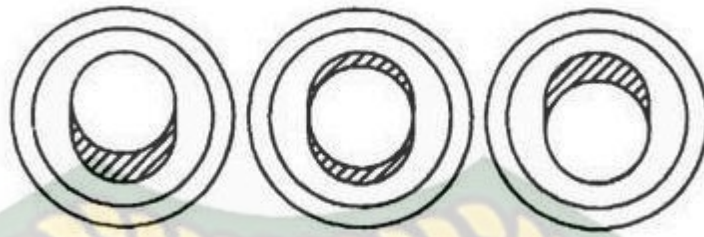
*Progressive Cavity Pump* adalah pengembangan dari pompa jenis ulir. Pompa ini terdiri atas sebuah *rotor* yang berbentuk spiral, serta *stator* yang juga berbentuk spiral didalamnya (Kermit Brown, 1980). Sesuai dengan namanya, pompa PCP memiliki prinsip kerja dimana ruang atau *cavity* yang berpindah sepanjang stator dengan membawa cairan. PCP mempunyai dua komponen utama, yaitu rotor yang berbentuk *single helix* yang berputar didalam stator berbentuk *double helix* dengan ukuran diameter minor yang sama, seperti yang ditunjukkan oleh Gambar dibawah ini (Ganjar Hermadi, 2019).



**Gambar 2.2** Stator dan Rotor (Ganjar Hermadi, 2019).

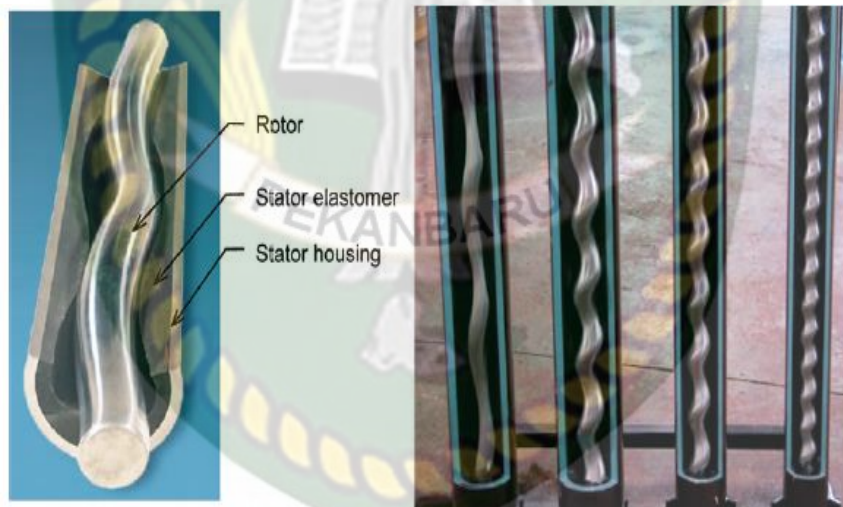
Perpaduan dari bentuk *single helix* rotor dan *double helix* stator tersebut akan membentuk suatu rongga kosong atau *cavity* diantara keduanya. Pada waktu rotor berputar secara eksentris didalam stator, rongga-rongga yang terbentuk seolah-olah bergerak naik dari ujung masuk (*suction*) dan ujung keluar (*discharge*) dari pompa. Aliran fluida yang terjadi bersifat *non pulsating* dan secara kontinyu pada laju yang konstan (Ganjar Hermadi, 2019).

Hal ini disebabkan ketika rongga yang satu mengecil, rongga berikutnya akan terbentuk dengan volume (rate) yang sama dengan rongga yang mengecil sebelumnya. Volume yang terbentuk atau luas penampang rongga (*cavity*) selalu sama walaupun posisi rotor dalam stator berbeda-beda, seperti ditunjukkan pada Gambar 2.3.



**Gambar 2.3** Posisi Rotor didalam Stator(Ganjar Hermadi,2019).

Putaran yang berasal dari motor dipermukaan diteruskan melalui rod (stang) ke rotor yang berputar dalam stator. Dengan putaran ini, maka terbentuk rongga-rongga atau cavity. Cavity ini bergerak ke atas dengan membawa cairan dari ujung masuk ke ujung keluar pompa. Gambar 2.4 berikut memperlihatkan rongga-rongga atau cavity yang berpindah akibat berputarnya rotor didalam stator(Ganjar Hermadi,2019). .



**Gambar 2.4** Rongga-rongga atau cavity yang berpindah akibat berputarnya rotor didalam stator(Petroleum Engineering Handbook Volume 4 ,2007).

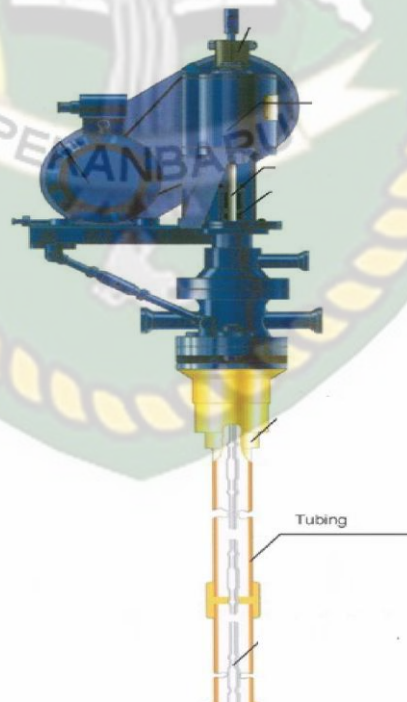
Sekat-sekat yang terbentuk antara rotor dan stator membuat laju fluida yang terangkat menjadi konstan, dengan demikian penambahan laju fluida sesuai dengan kecepatan putaran rotor.

PCP dapat digunakan pada berbagai macam jenis fluida, dari fluida yang encer, sampai dengan fluida berviskositas tinggi. Untuk operasionalnya pompa ini perlu dilakukan proses pengisian awal (*priming*) serta pembuangan udara yang

terperangkap (*venting*) didalamnya sebelum operasi. Hal ini bertujuan untuk memperpanjang umur pompa(Diktat Teknik Produksi,2013).

### 2.3 Tubing

Merupakan pipa produksi yang berfungsi mengalirkan fluida dari dasar sumur menuju permukaan. Untuk memilih ukuran diameter tubing yang tepat dapat dievaluasi berdasarkan nilai kemampuan berproduksi suatu sumur migas atau dikenal sebagai indeks produktivitas (*productivity index*). Kesalahan dalam pemilihan ukuran diameter tubing dapat menyebabkan terjadinya penurunan laju produksi yang lebih cepat pada sumur migas. Hal ini dapat disebabkan adanya scale yang terbentuk karena pemilihan ukuran tubing terlalu besar sedangkan apabila ukuran tubing yang digunakan terlalu kecil dapat menimbulkan kerusakan formasi akibat pasir didalam fluida terjatuh kembali dan menyumbat pori-pori dari formasi tersebut(*formation damage*)(PudjoSukarno,Phase 3).



**Gambar 2.5** Tubing(PudjoSukarno,Phase 3)

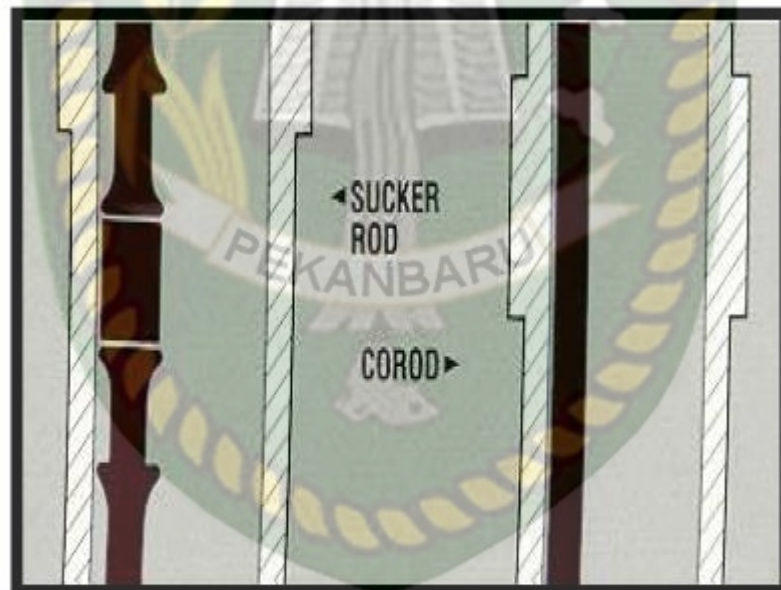
### 2.4 *Tubing Leak*

*Tubing Leak* adalah kebocoran yang terjadi pada tubing yang berada dibawah permukaan, kebocoran ini terjadi karena adanya gesekan antara *Rod*

*String* dan *Tubing* yang secara terus menerus, gesekan antara *Rod String* dan *Tubing* disebut juga dengan *Contact Load*. Dengan adanya gesekan antara *Rod String* dan *Tubing* yang secara terus menerus menyebabkan dinding *tubing* bagian dalam terkikis sehingga lama kelamaan menyebabkan kebocoran yang dapat menghambat kerja pompa untuk mengalir ke permukaan.

Kasus *Tubing Leak* sering ditemui pada *Artificial Lift* terutama *Progressive Cavity Pump* yang digunakan pada sumur *Directional* maupun *horizontal*. Hal ini dikarenakan adanya derajat kemiringan sumur yang menyebabkan *Rod String* berputar dan mengenai sisi dalam *Tubing*. *Contact Load* mempunyai 2 type yaitu:

1. *Contact Load* yang terkonsentrasi pada *Coupling*
2. *Contact Load* yang tersebar pada badan *Rod*



Concentrated on  
the Coupling

Distribute Over  
the Body of the  
Rod

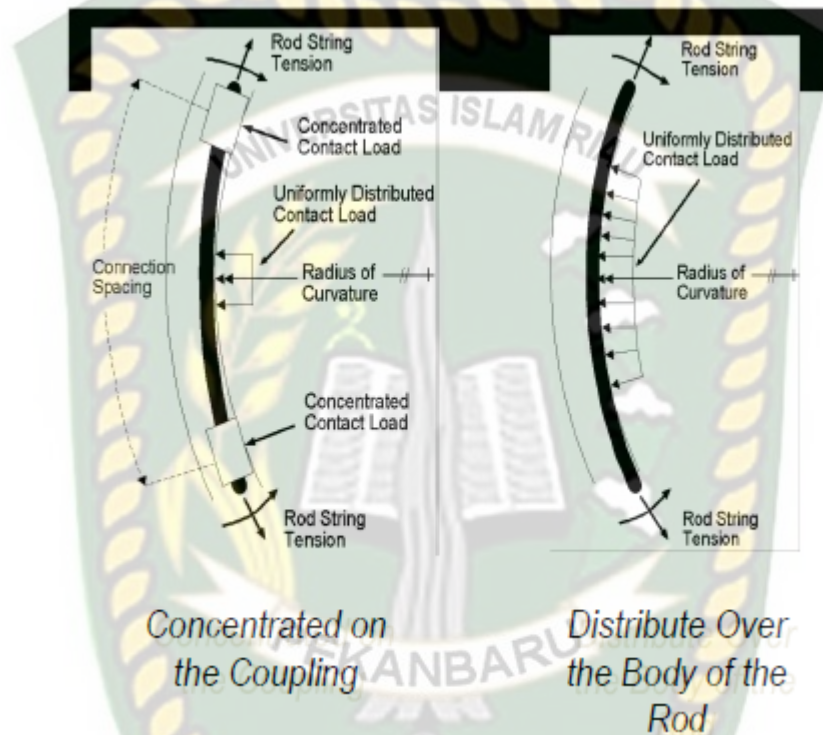
**Gambar 2.6** Tipe *Contact Load*

Tipe *Contact Load* yang terkonsentrasi pada *Coupling* terjadi hanya antara *Tubing* dan *Coupling* yang terdapat pada rangkaian *Rod String* dengan saja



berbeda dengan tipe *Contact Load* yang tersebar pada badan *Rod* yang dimana adanya *Contact Load* terjadi antara badan *Rod* dengan sisi dalam *Tubing*.

Lalu apabila dilihat dari kontak yang disebabkan oleh kemiringan sumur berdasarkan dari tipe *Contact Load* tadi memiliki kontak ke tubing yang berbeda seperti gambar dibawah ini:



**Gambar 2.7** Kontak Yang Disebabkan Kemiringan Sumur

Dari gambar tersebut diketahui bahwa *Contact Load* yang terjadi pada tipe terkonsentrasi di *Coupling* memiliki radius kontak yang lebih kecil tetapi terdapat 3 daerah yang terkontak, berbeda dengan tipe *Contact Load* yang tersebar di badan *Rod*, dimana radius kontaknya lebih luas dan hanya 1 daerah saja.

## 2.5 Sucker Rod String

*Sucker Rod String* merupakan penghubung antara peralatan pompa di permukaan dengan peralatan pompa yang ada dibawah sumur (Hojjatiand Lukasiewicz, 2005; Vicki and Paul, 2002). Dan itu merupakan bagian yang vital dalam sebuah system perpompaan, karena desain *Sucker Rod* yang tepat akan memiliki dampak besar pada efisiensi system.

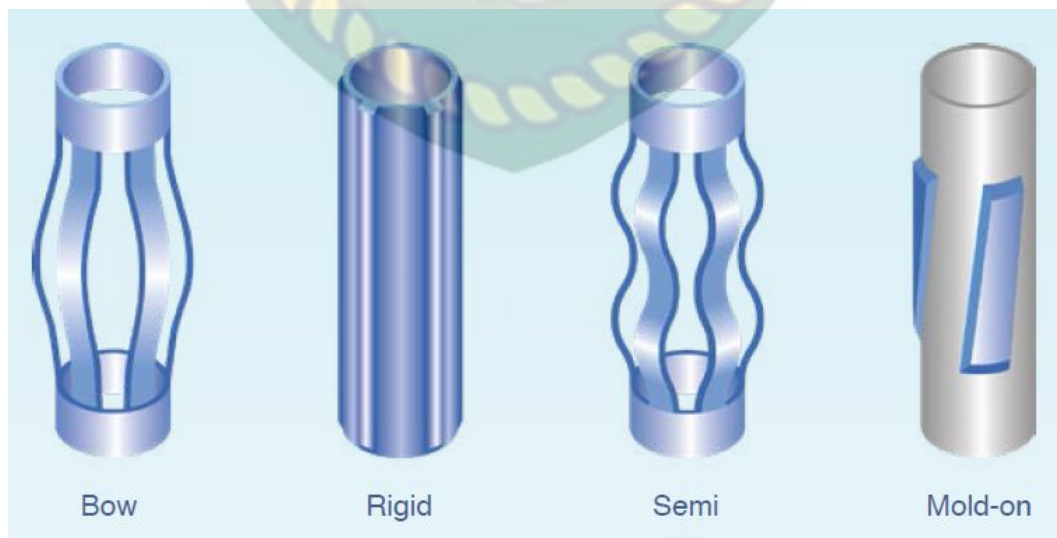
*Sucker Rod String* sangat berhubungan dengan *Contact Load* dan Tubing Leak karena *Sucker Rod* lah yang menyebabkan *Contact Load* tersebut. Apabila *Sucker Rod String* terlalu banyak *Rod* dan sedikit menggunakan *Pony Rod* maka lentingan yang dihasilkan akan tinggi dan memicu *Contact Load* pada Sumur *Directional*.



**Gambar 2.8** Sucker Rod (Alberta Oil Tools)

## 2.6 Rod Centralizer

*Rod centralizer* adalah peralatan yang berupa batang pendek atau kapsul rotasional yang digunakan dalam tubing, *Rod centralizer* yang berada pada *sucker rod* berfungsi sebagai pencegah *Rod* agar stabil tetap ditengah. *Rod Centralizer* dilihat pada di bawah ini (PudjoSukarno, Phase 3).



**Gambar 2.9** Centralizer (Pegasus Vertex, Inc. 2014)

## 2.7 Inflow Performance Relationship (IPR)

Productivity Index (PI) merupakan gambaran secara kualitatif tentang kemampuan suatu sumur untuk memproduksi. Harga PI dinyatakan dalam bentuk grafis yang disebut kurva Inflow Performance Relationship (IPR) (Brown, 1977). Untuk menentukan kurva IPR dibutuhkan data Q, Ps dan Pwf yang diperoleh dari hasil uji sumur. Kurva IPR dua fasa dengan metode Wiggins yang ditentukan.

Metode Wiggins merupakan pengembangan dari metode Vogel yang dalam pengembangannya Wiggins menyetarakan metode dua fasa dari Vogel dengan metode tiga fasa, sehingga mendapatkan suatu metode tiga fasa yang lebih sederhana dari metode tiga fasa yang sudah ada. Dalam metode Wiggins (penyetaraan IPR tiga fasa) mengasumsikan bahwa setiap fase dapat diperlakukan secara terpisah, sehingga antara rate minyak ( $Q_o$ ) dan rate air ( $Q_w$ ) dapat dihitung sendiri - sendiri. Produksi sumur-sumur di lapangan CM saat ini pada umumnya water cut sudah sangat tinggi, rata-rata 85%, sehingga untuk evaluasi potensi sumur digunakan metoda yang tepat pada kondisi tersebut, yaitu metoda Wiggins sebagai berikut (Aris Buntoro – UPNVY, 2007) :

Penentuan *Specific Gravity* Fluida

$$SG_{fluida} = (1-W_c) \times SG_{oil} + (W_c \times SG_{water}) \dots \dots \dots 1$$

Penentuan *Gradient* dari Fluida

$$G_f = 0,433 \times SG_{fluida} \dots \dots \dots 2$$

Tekanan Reservoir

$$P_r = (mid \text{ perforasi-SFL}) \times Gradient \text{ Fluida} \dots \dots \dots 3$$

Tekanan Alir Dasar Sumur

$$P_{wf} = (mid \text{ perforasi-WFL}) \times Gradient \text{ Fluida} \dots \dots \dots 4$$

Menghitung Laju Alir Maksimum ( $Q_{max}$ ) Untuk minyak:

$$Q_{o, max} = \frac{Q_o}{1 - 0.519167 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.481092 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2} \dots \dots \dots 5$$

Menghitung Laju Alir Maksimum ( $Q_{max}$ ) Untuk air :

$$Q_{w, max} = \frac{Q_w}{1 - 0.722235 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right) - 0.284777 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2} \dots \dots \dots 6$$

Keterangan :

$Q_{Max}$  = Laju Produksi Maksimum (bfpd),

$Q$  = Laju Produksi Aktual (bfpd),

$P_s$  = Tekanan *Reservoir*/Statik (psi),

$P_{wf}$  = Tekanan Alir Dasar Sumur (psi).

$q$  = laju alir fluida produksi (bbl/day),

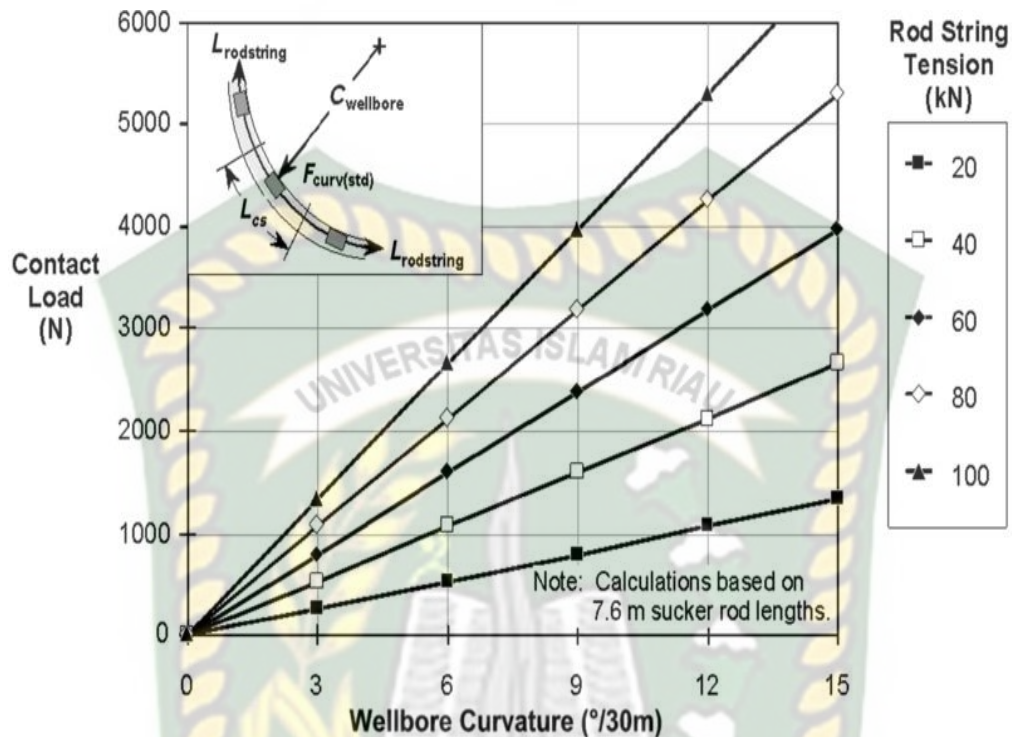
$q_o$  = laju produksi minyak (bbl/day),

$q_w$  = laju produksi air (bbl/day),

## 2.8 *Rod/Tubing Contact Load*

*Rod/Tubing Contact Load* adalah suatu peristiwa dimana *Rod* yang berada di dalam tubing mengalami gesekan atau *Contact* dengan dinding bagian dalam tubing saat pompa sedang beroperasi. Gesekan ini terjadi karena adanya kemiringan sumur sehingga *Rod* yang berputar akan bergesekan dengan tubing dan lama kelamaan akan menggerus bagian dalam tubing sehingga dapat terjadi kebocoran tubing. *Rod/Tubing Contact Load* biasanya memiliki standar nilai yang telah ditetapkan oleh setiap perusahaan pompa dengan satuan lbf, yang mana *Rod/Tubing Contact Load* disajikan dalam bentuk grafik yang didapatkan dari *Software* penunjang seperti C-FER.

Adapun cara manualnya dengan menggunakan grafik seperti dibawah ini:



**Gambar 2.10** Grafik *Contact Load* (*Petroleum Engineering Handbook vol IV*)

Pada grafik ini untuk mendapatkan Contact Load dengan menggunakan data wellbore curvature dan rod string tension, tetapi yang digunakan oleh software C-FER belum tahu menggunakan grafik ini atau tidak.

## 2.9 Pump Efficiency

*Pump Efficiency* adalah keefisiensi sebuah pompa yang dipasang pada suatu sumur terhadap fluida yang di produksikannya. Pada penelitian ini menggunakan jenis pompa PCP dengan jenis 16E1200, dimana pompa ini mempunyai *Validated Capacity* sebesar 0,9 bpd/rpm. Sehingga untuk mencari *Pump Efficiency* dari pompa tersebut dengan data produksi menggunakan persamaan ini:

$$\text{Validated Capacity} = \frac{0,9 \text{ bpd}}{\text{rpm}} \times \text{pump speed}$$

$$\text{Pump Efficiency} = \left( \frac{\text{gross rate}}{\text{Validated capacity}} \right) \times 100\%$$

Specifications		16E1200
<b>Performance</b>		
Nominal capacity	0.17 m <sup>3</sup> /d/rpm	1.1 bpd/rpm
Validated capacity	0.15 m <sup>3</sup> /d/rpm	0.9 bpd/rpm
Pressure rating	120 bars	1800 PSI
Pressure per cavity	6.7 bars	100 PSI
Number of engaged cavities	18	
Minimum and maximum speed	50/500 rpm	Depending on application
Maximum pump intake free gas	50%	99% with HRPCP
<b>Stator Specifications</b>		
End Connection	2"3/8 EUE	Pin / Pin
Stator Outside Diameter	71 mm	2.80 "
Number of elements	3	
Stator length	5.404 m	17 ' 9 "
Stator weight	115 kg	253 lbs
<b>Rotor Specifications</b>		
End Connection	3/4"	Pin
Total length	5.900 m	19 ' 4.5 "
Length of helix	5.701 m	18 ' 8.7 "
Rotor weight	36 kg	79 lbs
Rotor major diameter	36.8 mm	1.45 "
Rotor minor diameter	30.0 mm	1.18 "
Head diameter	38.0 mm	1.50 "
Rotor coating type	Chromium	
Rotor coating thickness		Information upon request
<b>Compatibility guidelines</b>		
Minimum tubing size	2"3/8	
Recommended pup joint	2"7/8	Smaller Pup Joint under conditions
Minimum casing size	5"1/2	

Gambar 2.11 Catalog Pump PCP 16E1200

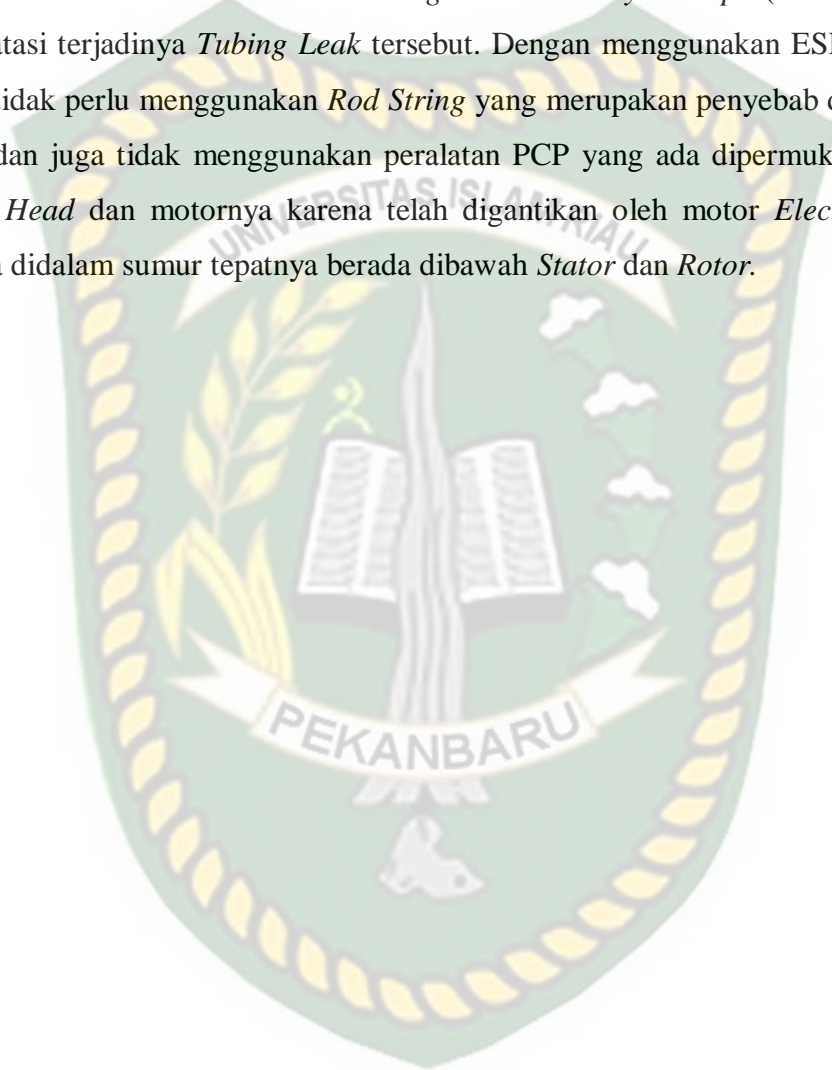
## 2.10 State of The Art

Permasalahan *Tubing Leak* pernah terjadi pada sumur yang menggunakan *Artificial Lift Progressive Cavity Pump* dengan kemiringan sumur hingga 54° dilapangan Dina Terciarios Negara Kolombia. Permasalahan pada lapangan tersebut diatasi dengan memasang *Tubing Rotator* pada permukaan yang berfungsi untuk memutar tubing dalam waktu tertentu sehingga *Contact Load* tidak terjadi hanya pada satu sisi *Tubing* saja dan penambahan *Centralizer* pada daerah yang

rawan akan terjadinya *Tubing Leak*. Begitu juga permasalahan *Tubing Leak* yang terjadi pada sumur kulin yang terletak pada lapangan Duri, dimana pada lapangan tersebut menggunakan *Artificial Lift Progressive Cavity Pump* lalu diubah menjadi *Electrical Submersible Progressive Cavity Pump* (ESPCP) untuk mengatasi terjadinya *Tubing Leak* tersebut. Dengan menggunakan ESPCP sumur kulin tidak perlu menggunakan *Rod String* yang merupakan penyebab dari *Tubing Leak* dan juga tidak menggunakan peralatan PCP yang ada dipermukaan seperti *Drive Head* dan motornya karena telah digantikan oleh motor *Electrical* yang berada didalam sumur tepatnya berada dibawah *Stator* dan *Rotor*.

Dokumen ini adalah Arsip Miik :

Perpustakaan Universitas Islam Riau



## BAB III

### METODOLOGI PENELITIAN

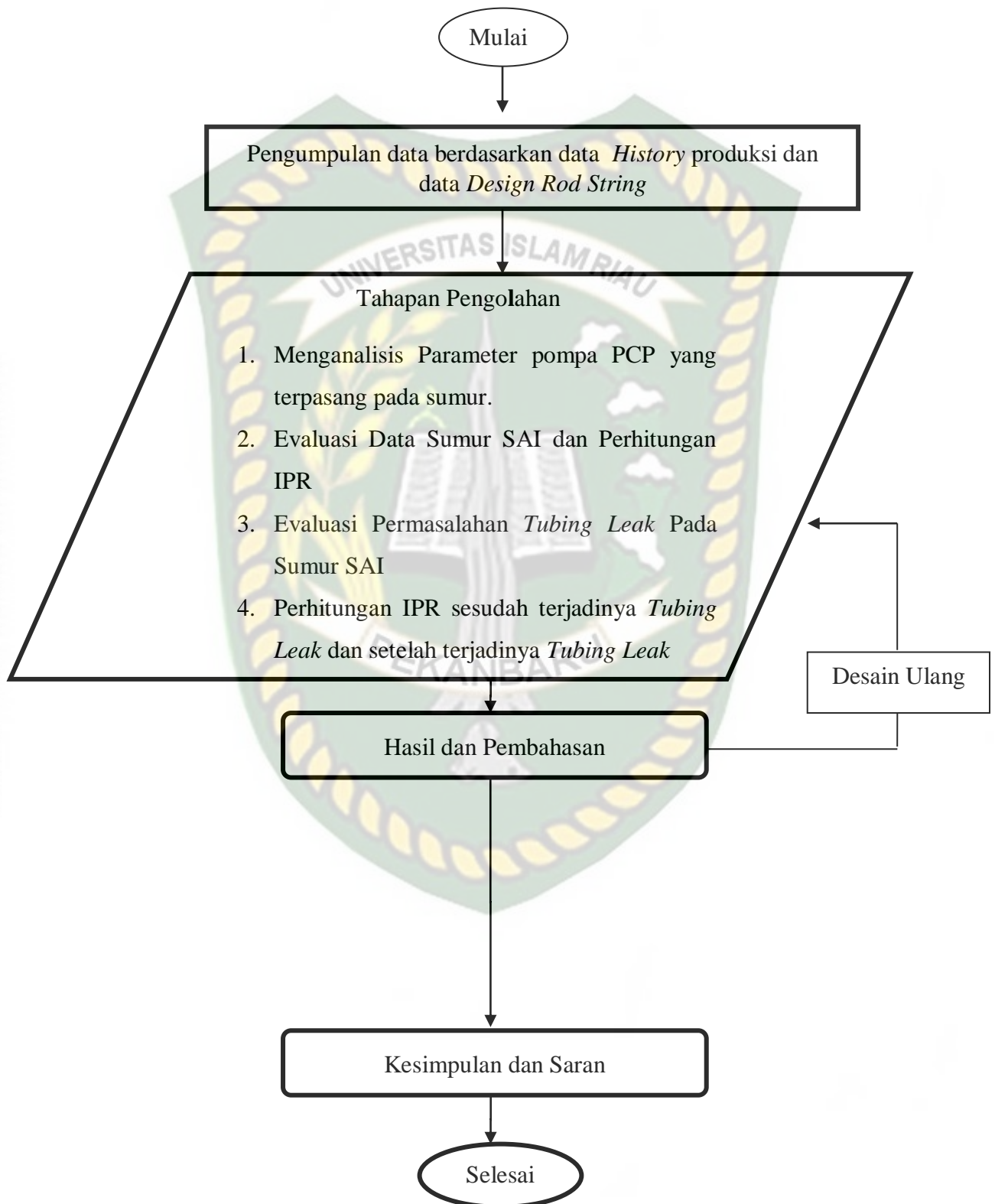
#### 3.1 Metodologi Penelitian

Adapun metodologi dalam penelitian Tugas Akhir ini sebagai berikut :

1. Lokasi : Sumur SAI Lapangan CM
2. Metode penelitian : *Field Research*
3. Data sekunder, yaitu menggunakan data produksi sumur dari tahun 2015 sampai 2017, data *C-FER* software, buku pegangan pelajaran teknik perminyakan, *paper* , pembimbing lapangan, pendapat pakar, prinsip dan teori dari literatur.



### 3.2 Diagram Alir Penelitian



Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian

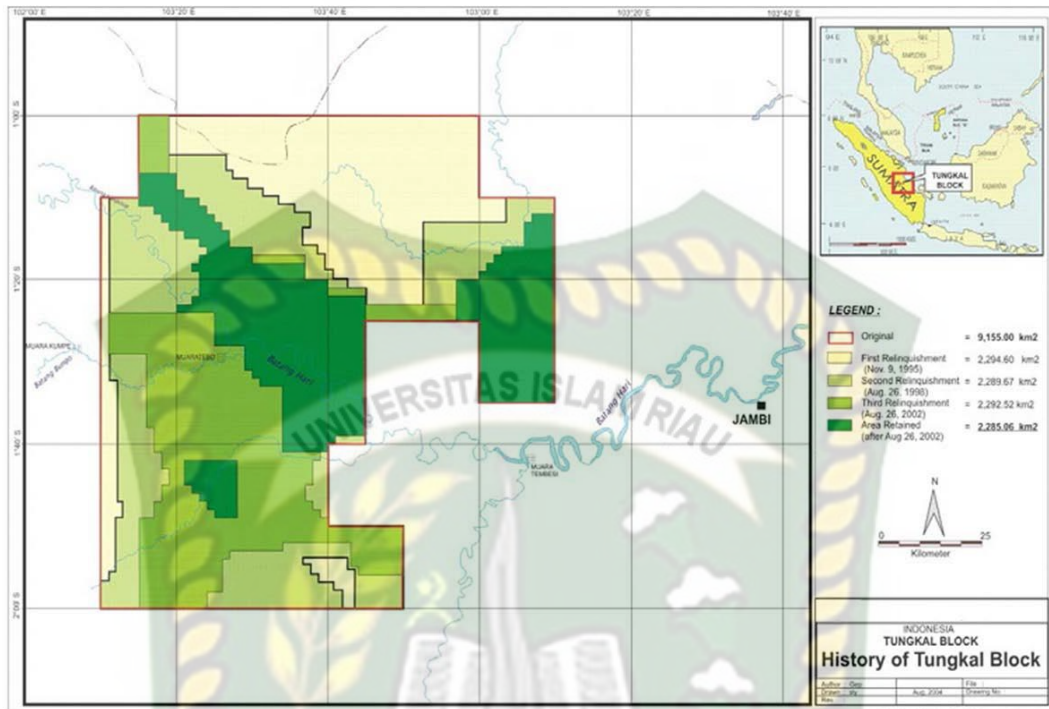
### 3.3 Studi Lapangan

Blok Tungkal terdiri dari tiga area (barat, tengah dan timur), dimana struktur lapangan CM berada di bagian tengah dari blok Tungkal Kabupaten Tanjung Jabung Barat, Provinsi Jambi.

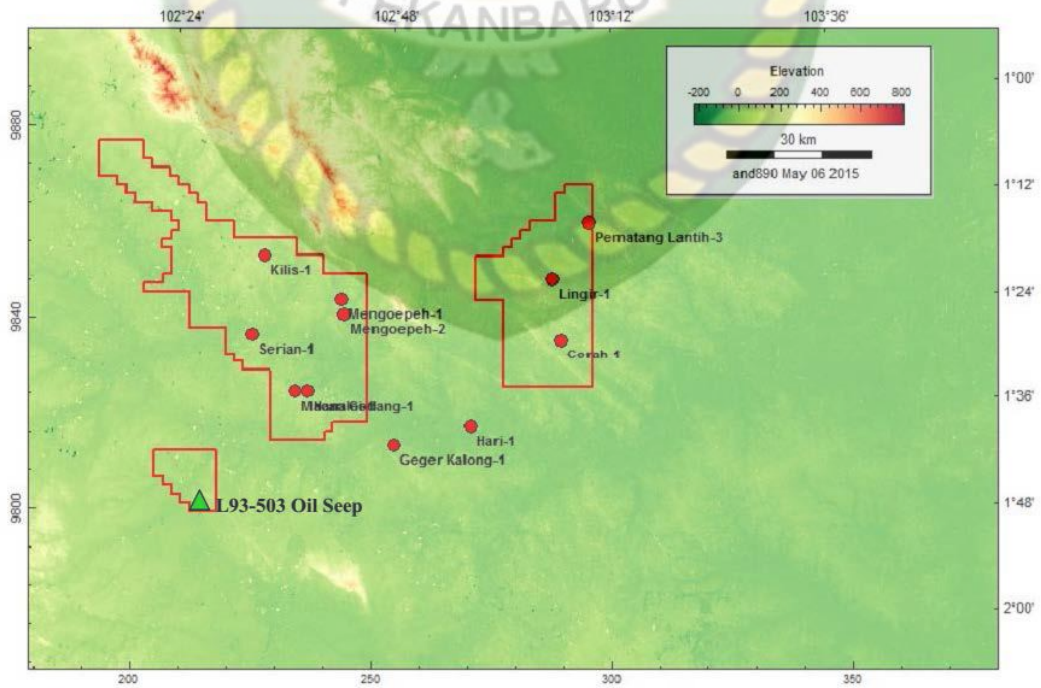
#### 3.3.1 Sejarah Lapangan

Secara administrasi lapangan CM berada di Kabupaten Tanjung Jabung Barat, Provinsi Jambi. *Production Sharing Contract* (PSC) untuk blok Tungkal ditandatangani oleh Asamera (Tungkal) sebagai pemegang 100% dan Operator pada tanggal 26 Agustus 1992. Asamera kemudian menjadi bagian dari Conoco Phillips Ltd. pada September 2002 dan POD pertama untuk lapangan CM diajukan ke BPMIGAS dan disetujui pada tahun 2003. Revisi pertama untuk POD tersebut disetujui oleh BPMIGAS pada April 2005. Sehubungan dengan disetujuinya POD pertama untuk lapangan CM, umur efektif PSC Tungkal diperpanjang sampai tanggal 25 Agustus 2022. POD lapangan Mengoepeh yang diajukan ini merupakan POD pertama.

Pada Desember 2003 Pearl Energy Pte. Ltd mengakuisisi 100% saham Conoco Phillips Ltd (Tungkal) yang kemudian berganti nama menjadi Pearl Oil (Tungkal) Ltd. Pada tanggal 13 Mei 2011 Pearl Oil di akuisisi 100% oleh MontD'Or Oil Tungkal Ltd. Luas awal blok Tungkal adalah sebesar 9,155 Km persegi yang mencakup wilayah darat. Penyisihan pertama dilakukan pada tahun 1995, yang kedua dilakukan pada tahun 1998 dan yang ketiga tahun 2002, sisa area yang dipertahankan saat ini adalah sebesar 20% dari luas awal atau sekitar 2,285.5 km<sup>2</sup>.



Gambar 3.2 Luas Daerah Blok Tungkang



Gambar 3.3 Peta Lokasi Lapangan CM

### 3.3.2 Aspek Geologi Lapangan CM

Cekungan Sumatera Selatan merupakan salah satu *back arc basin* dari tektonik regional Sumatera. Cekungan Sumatera Selatan memiliki luas 117,000 km<sup>2</sup>. Cekungan ini dibatasi oleh Pegunungan Barisan di sebelah baratdaya dan Paparan Sunda di sebelah timurlaut (de Coster, 1974). Bahasan mengenai Geologi Regional di bawah ini meliputi tatanan tektonik yang berhubungan dengan pembentukan tutupan di Daerah Sumatera Selatan dan stratigrafi regional yang berhubungan dengan lapisan reservoir dan batuan sumber hidrokarbon di lapangan tersebut.

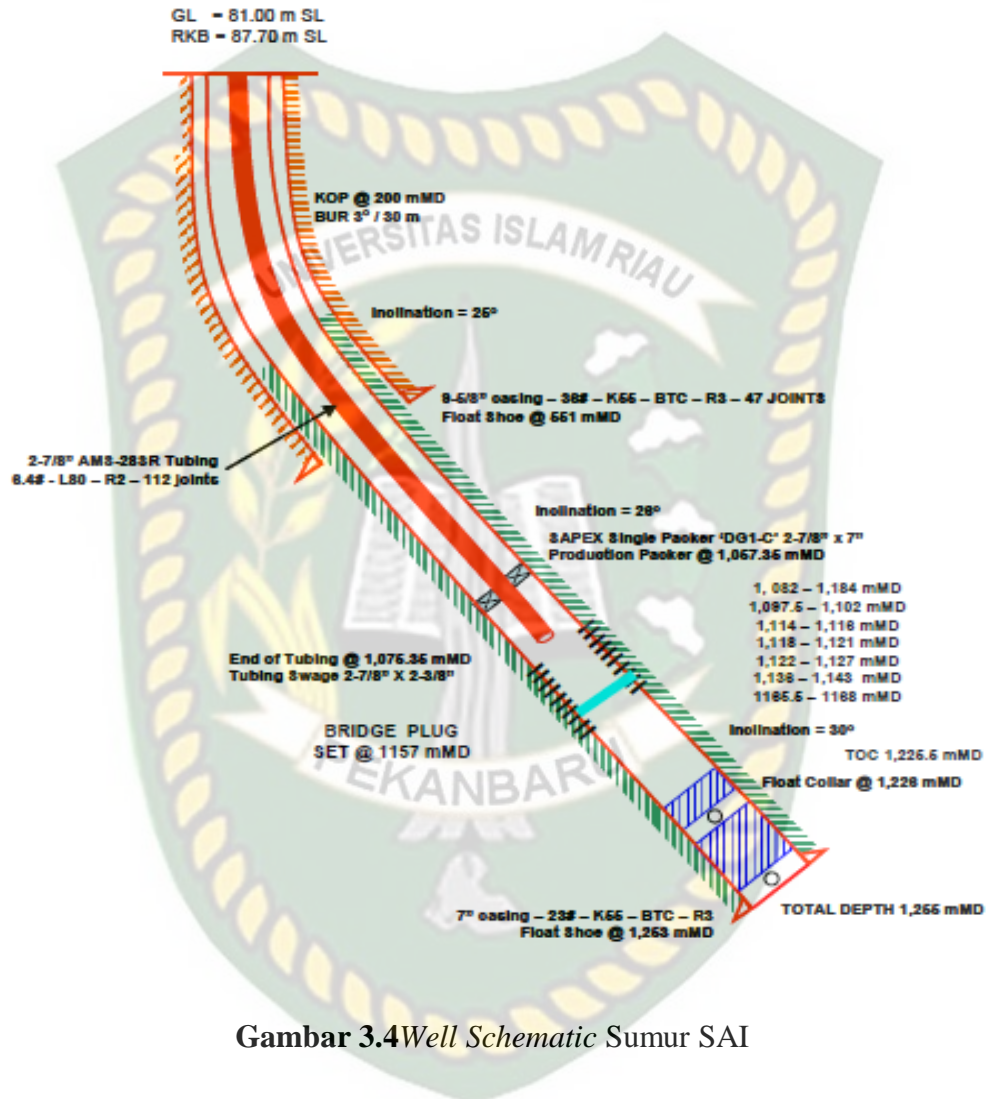
Struktur lapangan CM merupakan suatu bentukan antiklin 4 arah yang merupakan formasi Batupasir Talang Akar berumur Miosen. Perangkap yang terbentuk di area lapangan CM untuk reservoir tua maupun muda di dominasi perangkap struktural yang umumnya berupa antiklin yang dibatasi patahan dengan arah relatif utara-selatan dengan tidak mengesampingkan perangkap stratigrafi yang berkembang pada area tersebut.

Berdasarkan informasi yang didapat dari *Engineer*, Sumur SAI yang berada di Lapangan CM dilakukan pengeboran *Directional* dikarenakan untuk mengejar target zona produksi dan jarak tiap sumur agar dapat berada dalam 1 *Pad*, apabila sumur tersebut tidak dilakukan pengeboran *Directional* maka sumur tersebut tidak dapat berada dalam satu 1 *Pad*, dimana 1 *Pad* terdapat beberapa sumur.

### 3.3.3 Well Sketch

Sumur SAI dipasang pompa pada bulan Mai 2015 dengan kedalaman TD (*True Depth*) 1255meter. Serta sumur SAI dipasang Artificial lift dengan Jenis pompa *Progressive cavity Pump* (PCP). *Wellschematic* sumur SAIdan Graphic Pump Performance tahun 2016 – 2017 dapat dilihat dibawah berikut:

## WELL SKETCH MGH # 12ST



Gambar 3.4 Well Schematic Sumur SAI

Well Schematic diatas menjelaskan *Total Depth* dari sumur SAI yaitu 1255 m / 4117,45 ft dan mempunyai sudut *inclination* dari 26° sampai 30°.

## BAB IV

### HASIL DAN PEMBAHASAN PENELITIAN

Pada bab ini akan membahas analisis terjadinya *Tubing Leak* yang terjadi pada Sumur SAI yang merupakan *Directional Well* yang menggunakan *Artificial Lift Progressive Cavity Pump*(PCP) yang terjadi pada lapangan CM PT. Pearl Oil (Tungkal) Limited pada tanggal produksi 26 November 2015 sampai dengan tanggal 17 Maret 2016, sumur yang dikaji adalah sumur *Directional Well* dengan derajat *inclination* sampai 30° dan merupakan formasi *Unconsolidated*, yang mana sumur yang mengalami *Tubing Leak* tersebut menggunakan *Tubing* sebanyak 109 *joints* dengan *Outside Diameter*(OD) 2-7/8". Sumur ini dilakukan pengeboran *Directional* dikarenakan untuk mendapatkan target zona produksi dan jarak tiap sumur, apabila tidak melakukan pengeboran *Directional* sumur tidak dapat berada dalam 1 *Pad*.

#### 4.1. Data Sumur SAI

Pompa *Artificial Lift Progressive Cavity Pump*(PCP) yang terpasang pada sumur SAI beroperasi selama 113 hari lalu ditemukannya indikasi masalah yang mana tidak ada fluida yang keluar dari *Sample Fluid Valve* dan naiknya *Fluid Level*. Data *History* sumur SAI dapat dilihat di tabel berikut:

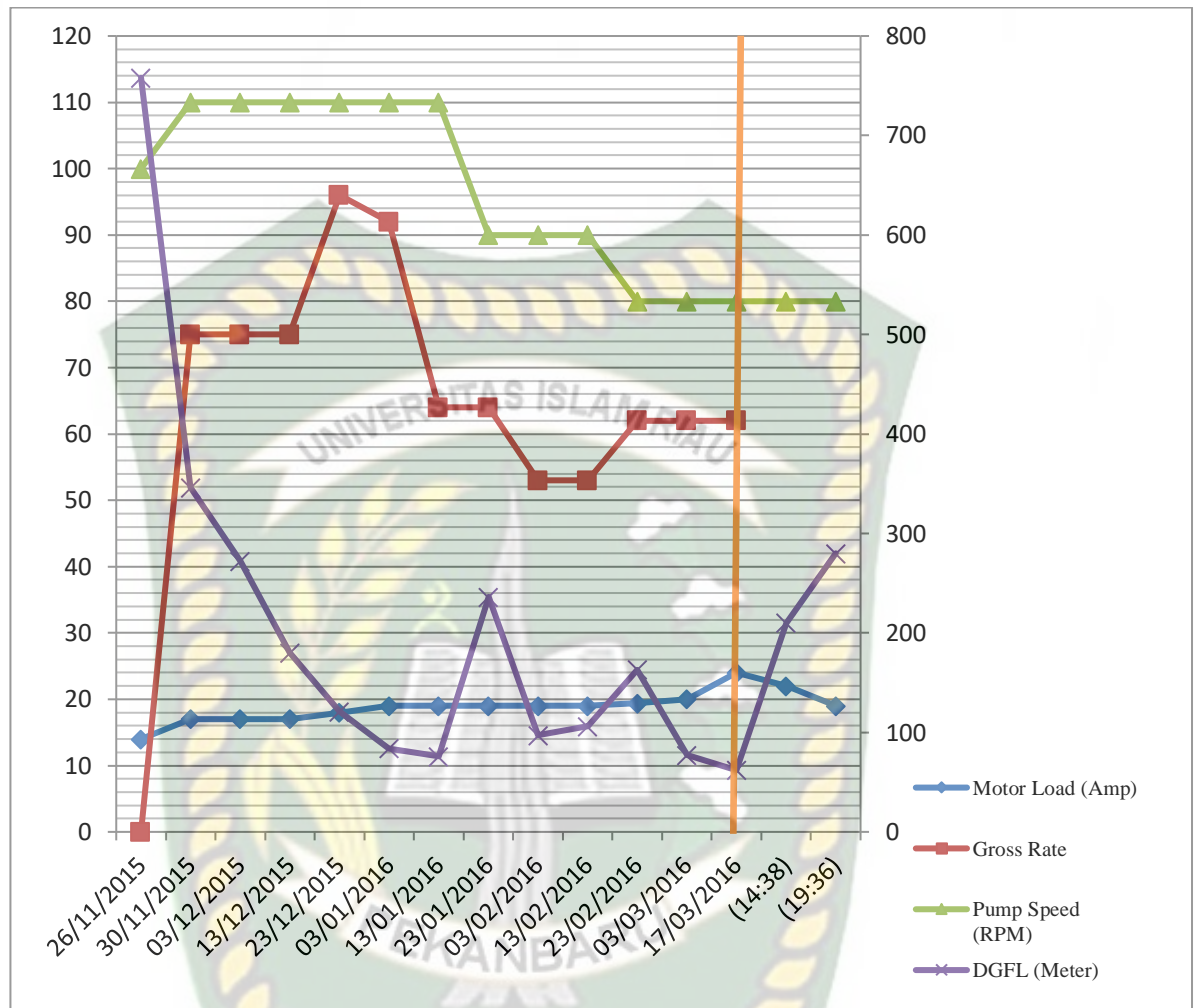
**Tabel 4.1** Data History Sumur SAI

<i>Date</i>	<i>Time</i>	<i>WHP</i> ( <i>PSI</i> )	<i>Gross Rate</i> ( <i>BFPD</i> )	<i>Motor</i> <i>Load</i> ( <i>Amp</i> )	<i>Pump</i> <i>Speed</i> ( <i>RPM</i> )	<i>DGFL</i> ( <i>Meter</i> )
26/11/2015	7:05	32	0	14	100	758
30/11/2015	8:47	30	75	17	110	346
03/12/2015	8:08	30	75	17	110	272
13/12/2015	9:28	32	75	17	110	180
23/12/2015	8:21	30	96	18	110	121
03/01/2016	7:45	34	92	19	110	84
13/01/2016	8:21	32	64	19	110	76
23/01/2016	7:58	32	64	19	90	236

03/02/2016	8:24	34	53	19	90	97
13/02/2016	9:30	34	53	19	90	106
23/02/2016	8:24	32	62	19,4	80	163
03/03/2016	9:01	32	62	20	80	77
17/03/2016	8:10	32	62	24	80	62
	14:38	0				210
	19:36	0		19	80	280

Dari data sumur SAI diatas dimulai dari tanggal 26 November 2015 saat pertama kali pompa PCP dipasang semua berjalan normal sampai pada tanggal 23 Februari 2016 pompa mulai mengalami kenaikan *Motor Load (Amp)* sampai 24 *Amp* pada tanggal 17 Maret 2016 dan langsung turun ke 19 *Amp* yang artinya pompa kehilangan beban seketika, dimana berdasarkan standard dari perusahaan atau *SOP* untuk motor 15Kw memiliki nilai maksimal *Motor Load* sampai dengan 32 *Amp* dan dalam pengoperasiannya diatur range nilainya setengah dari nilai maksimal jadi sekitar 15 - 19.

Berdasarkan informasi yang didapat dari *Engineer* bahwa nilai *Motor Load* dapat mengalami kenaikan dikarenakan kondisi sumur seperti adanya gas yang ikut terpompa. Pada *Fluid Level* terjadi kenaikan pada nilai 280 meter dari 62 meter yang artinya *fluida* yang disirkulasikan oleh pompa tidak sampai ke permukaan dengan kondisi pompa masih bekerja, dimana berdasarkan standard dari perusahaan atau *SOP* untuk nilai *Fluid Level* yang aman berada dalam kisaran 50 meter dan sumur ini masih memiliki *Pump Efficiency* yang baik yaitu dengan nilai 89%



**Gambar 4.1** Kurva *Pump Performance* Sumur SAI

Berdasarkan kurva *Pump Performance* dari sumur SAI diatas diketahui bahwa disaat belum terjadinya *Tubing Leak* yakni dari tanggal 26 November 2015 sampai 16 Maret 2016 nilai ketinggian DGFL atau FAP masih berada diangka yang aman begitu pula dengan *Gross Rate*. Pada tanggal 17 Maret 2016 ditemukan tidak adanya keluar fluida dari *Sample Point Valve* lalu pada saat jam 14:38 terjadi peningkatan DGFL ke nilai 210 dan juga saat jam 19:36 terjadi peningkatan nilai DGFL ke 280 dan AMP mengalami penurunan menjadi 19. Dengan demikian diketahui bahwa pompa sudah tidak dapat mensirkulasikan fluida ke permukaan sehingga DGFL naik.



#### 4.2 *Inflow Performance Relationship* Sebelum Terjadinya *Tubing Leak(Ipr)*

Setelah mengetahui desain pompa PCP maka selanjutnya dilakukan penentuan performa sumur serta laju alir maksimal( $Q_{max}$ ). Metode yang digunakan dalam penentuan  $Q_{max}$  adalah metode Wiggins. Sebelum menentukan  $Q_{max}$  dengan metode Wiggins, langkah awal yang dilakukan menentukan *specific gravity* fluida( $Sg_{Fluid}$ ). *Gradient* fluida (GF), Tekanan reservoir (Pr) dan tekanan alir dasar sumur (Pwf) berdasarkan data produksi. Dari hasil perhitungan yang terdapat pada lampiran I, maka di peroleh data pada tabel 4.2 berikut.

**Tabel 4.2** Hasil perhitungan menentukan  $Sg_{fluid}$  , *Gradient* Fluida , Pr dan Pwf

Sumur	<i>Specific gravity</i> fluida( $Sg_{Fluid}$ ).	<i>Gradient</i> fluida (Gf)	Tekanan reservoir (Pr)	Tekanan alir dasar sumur (Pwf).
SAI	0,867	0,3754	1274,48	1230,9366

Setelah mendapatkan  $Sg_{fluid}$  , *Gradient* fluida , Pr dan Pwf maka dilakukan perhitungan metode Wiggins pada lampiran I untuk mendapatkan laju alir maksimal ( $Q_{max}$ ) sebagai berikut.

**Tabel 4.3** Laju alir maksimal di sumurSAI

Sumur	Laju alir fluida ( $Q_t$ ) BBL/D	Laju alir minyak ( $Q_o$ )	Laju alir maksimal ( $Q_{o_{max}}$ ) BBL/D	Laju Alir Air ( $q_w$ )	Laju Alir Max ( $Q_{wmax}$ )	WC %
SAI	62	9.3	186.372	52,7	1431,2	85

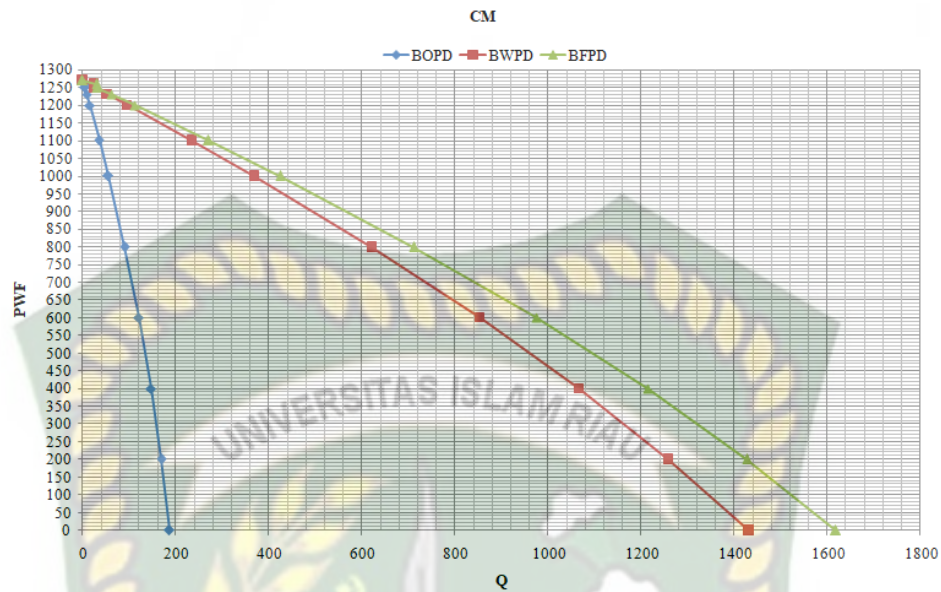
Setelah mengetahui laju alir fluida ( $Q_t$ ), laju alir minyak ( $Q_o$ ), laju alir maksimal ( $Q_{max}$ ) pada sumur SAI lalu dengan menggunakan kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*) untuk menggambarkan perubahan-perubahan dari harga tekanan alir dasar sumur (Pwf) versus laju alir ( $Q$ ) yang dihasilkan. Maka

didapat hasil perubahan tekanan dasar sumur terhadap laju alir pada tabel 4.4 berikut ini.

**Tabel 4.4** Hasil perubahan tekanan alir dasar sumur terhadap laju alir sumur SAI

Sumur	$P_{wf}$ (psi)	$Q_o$ , (Bopd)	$Q_w$ (Bwpd)	$Q_t$ (Bfpd)
SAI	1270	0	0	0
	1100	3,25	14,21	17,46
	950	5,80	26,21	32,01
	750	8,86	41,15	50,01
	650	10,24	48,17	58,41
	582.62	9,3	52,7	62
	500	12,13	58,12	70,25
	350	13,79	67,40	81,19
	200	15,22	75,99	91,21
	100	16,06	81,34	97,4
	50	16,44	83,90	100,34
	0	16,79	86,39	103,18

Setelah mendapatkan  $P_{wf}$  terhadap  $Q$  dengan mengasumsikan  $P_{wf}$  pada tabel 4.4 maka bisa dilakukan Plot kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*) terhadap sumur SAI.



**Gambar 4.2** Kurva IPR pada sumur SAI

Dari kurva IPR dapat dilihat bahwa sumur SAI memiliki  $Q_{maks}$  1614,572 bfpd dan laju alir fluida ( $Q_t$ ) 62 bfpd dengan *water cut*(WC) 85%, jadi Sumur SAI sebelum terjadinya *Tubing Leak* masih beroperasi dengan normal dan masih ekonomis untuk diproduksi dan saat terjadinya *Tubing Leak* sumur SAI tidak dapat memproduksi fluida kepermukaan sehingga membutuhkan perbaikan agar kembali aktif memproduksi fluida.

### 4.3 Evaluasi Permasalahan *Tubing Leak* Pada Sumur SAI

Permasalahan *Tubing Leak* yang terjadi pada sumur SAI seringkali dijumpai pada sumur yang menggunakan *Artificial Lift Progressive Cavity Pump* terutama pada *Directional Well*. *Tubing Leak* ini terjadi karena adanya gesekan antara *Sucker Rod* dan *Tubing*, gesekan antara *Sucker Rod* dan *Tubing* menyebabkan *Tubing* terkikis dan lama kelamaan dapat menyebabkan kebocoran *Tubing* atau *Tubing Leak*.

Dari data yang didapat sumur SAI mengalami penurunan produksi pada tanggal 3 Januari 2016 sampai tanggal 17 Maret 2016, saat tanggal 17 Maret 2016 berdasarkan laporan *Pull Out Analysis* sumur SAI tidak ada ditemukannya fluida saat *Sample Point Valve* dibuka dan *Fluid Level* mengalami kenaikan dari 210 meter menjadi 280 meter. Disaat *Sample Point Valve* tidak mengeluarkan fluida, maka dilakukan *Build Up Pressure Test* selama 1 jam pada sumur tetapi *Well Head Pressure* masih menunjukkan angka 0, lalu *Pump Speed* juga dinaikkan ke 120RPM tetapi masih belum juga adanya *Fluida* yang keluar.

Pada tanggal 18 Maret 2016 mulai dilakukan *Workover* yaitu melakukan *Pull Out Rotor String* dan *Rotor* ditemukan masih dengan kondisi yang baik.



**Gambar 4.3** Kondisi *Rotor* Sumur SAI

Saat tidak ditemukannya masalah pada *Rotor* tersebut maka pada tanggal 19 Maret 2016 dilakukan *Pullout Tubing String* beserta dengan *Stator*. Setelah *Stator* dipermukaan, *Stator* dibersihkan dengan air dan mencoba memutar *Rotor* di dalam *Stator* untuk mengetahui keadaan *Stator*, dan hasilnya *Stator* masih dalam keadaan yang baik.

Setelah mengetahui keadaan *Stator* dan *Rotor* dalam kondisi yang baik, lalu dilakukanlah *Tubing Integrity Test* dengan memberikan tekanan kedalam *Tubing* yang terpasang pada sumur SAI dan ditemukan adanya kebocoran *Tubing* pada *Joint 53* dan *Joint 99* dari *Tubing Hanger*.



**Gambar 4.4** Kondisi *Tubing Leak* pada *Joint 53* dari *Tubing Hanger*.



**Gambar 4.5** Kondisi *Tubing Leak* pada *Joint 99* dari *Tubing Hanger*.

Berdasarkan data dari sumur SAI pada tabel 4.1, berikut adalah perbandingan parameter pompa disaat sebelum terjadinya *Tubing Leak* dan disaat terjadinya *Tubing Leak*.

**Tabel 4.5** Perbandingan Parameter Pompa

Parameter	Pompa Saat Normal	Pompa Saat Terjadinya <i>Tubing Leak</i>
<i>Pump Speed (RPM)</i>	80	80
<i>Ampere (Amp)</i>	24	19
<i>DGFL</i>	±62	280
<i>WHP (PSI)</i>	32	0

Dari Tabel 4.5 diketahui bahwa saat terjadinya *Tubing Leak*, *Ampere* dari Pompa terjadinya penurunan akibat tidak adanya beban mengalirkan fluida seperti saat pompa beroperasi normal, *DGFL* mengalami peningkatan karena tidak adanya fluida yang dialirkan dan juga *Well Head Pressure* menjadi 0 dikarenakan hilangnya tekanan ditubing sehingga pompa tidak dapat mengalirkan fluida.

#### 4.4 Evaluasi Desain *Rod String* Pompa PCP Dalam Permasalahan *Tubing Leak*

*Progressive Cavity Pump*(PCP) digunakan untuk mengangkat fluida dari reservoir ke permukaan pada laju produksi tertentu. *Progressive Cavity Pump*(PCP) dipasang pada sumur yang memiliki tingkat *Sand Content* atau *Parrafin* yang tinggi agar dapat mengalirkan fluida ke permukaan. Suatu sumur minyak yang diproduksi secara terus menerus dapat dipastikan akan mengalami penurunan produksi yang diakibatkan banyak hal, salah satunya adalah menurunnya tekanan reservoir.

Berikut adalah contoh perhitungan laju alir produksi dari sumur SAI sebelum terjadinya *Tubing Leak*, Laju alir maksimal produksi sumur dapat di representasikan dengan membuat kurva *inflow performance relationship* (IPR) dengan menggunakan metode Wiggins. Pompa yang terpasang adalah PCM 16E1200 dan data yang digunakan untuk perhitungan ulang desain pompa diambil pada tanggal 26 November 2015.

**Tabel 4.6** Data sumur SAI.

<i>Water-Cut</i> (WC)	85%
<b>Laju Alir Minyak (Qo)</b>	9.3 BOPD
<b>Laju Alir total (Ql)</b>	62 BFPD
<i>Water Specific Gravity</i> (SGw)	1.02
<i>Oil Specific Gravity</i> (SGo)	0.85
<i>Static Fluid Level</i> (SFL)	275 ft
<i>Working Fluid level</i> (WFL)	375 ft
<b>Tekanan Tubing</b>	120 psi
<b>ID Tubing</b>	2.441 inch
<b>Kedalaman Sumur (TVD)</b>	3783,66 ft
<b>Mid Perforasi (TVD)</b>	3654 ft

<i>Pump Setting Depth (TVD)</i>	3544.95 ft
---------------------------------	------------

<b>Jenis Pompa</b>	<b>16E1200</b>
<i>Drive Head</i>	60Hp(8T)
<b>Motor</b>	15Kw
<i>Power Supply Frequency</i>	50Hz
<i>Pressure Rating</i>	1800Psi
<i>Minimum and Maximum Speed</i>	50/500Rpm
<i>Stator OD</i>	2.80"
<i>Rotor Major Diameter</i>	1.45"
<i>Rotor Minor Diameter</i>	1.18"

**Tabel 4.7** *Spesification Pompa PCP Terpasang Pada Sumur SAI*



**4.4.1 Evaluasi Design Rod String Pompa PCP Sebelum Terjadinya Tubing Leak**

Pompa PCP yang digunakan pada sumur SAI yang diteliti sebelum terjadinya Tubing Leak memiliki design rangkaian Tubing dan Rod String seperti di bawah ini:

PCM MOINEAU OILFIELD PCP COMPLETION							Company: MontD'or Oil Tungkal LTD Country: INDONESIA Field: MGH Well: MGH#12 Date: 26-Nov-15						
Drawing by: Darius-													
TUBING & STATOR STRING							RODS & ROTOR STRING						
SKETCH	DESCRIPTION	QTY	OD Inch	ID Inch	LENGTH (ft)	DEPTH (m)	SKETCH	DESCRIPTION	QTY	OD Inch	LENGTH (FT)	DEPTH (FT)	
	Tubing 2-7/8" EU box x pin	109 Jts	2-7/8"					Elevation			21.98		
								BOP + Flange Reducer				4	
									Polished Rod 1-1/4" 22 ft length, 7/8" Threads	1 ea.	1.25	18	35.98
									Coupling Polished Rod to Sucker Rod 7/8" box x box	1 ea.	1.96		
									Pony Rod 7/8" c/w Coupling		0.87	14	49.98
									Pony Rod 7/8" (6'+6'+6'+6')		0.87	24	73.98
									Sucker Rods c/w Coupling 7/8", 25 ft length	136 Jts	0.87	3400	3473.98
		Cross Over 2-7/8" NU box x 2-3/8" NU box	1 ea.		2.78	0.52			Rod Centralizers 7/8" pin x pin for 2-7/8" tubing	54 ea.	2.79	36.00	3509.98
		Stator 16E1200 (159)	1 ea.	2-3/8"	NA	17.73		1080 mMD 3545.7 ftMD	Pony Rod c/w Coupling 3/4", 10 ft	1 ea.	0.87	12	3521.98
		Stop Bushing / Landing Nipple 2-3/8" NU box x 3-1/2" EUE Pin	1 ea.	4.48	2	1.2			Coupling Pony Rod to Rotor 7/8" box x 7/8" box Provide By PCM	1 ea.	1.96		
	Torque Anchor for 7" casing, 3-1/2" EU box x pin Provide By PCM	1 set.	6.50	2.99	1.8	1080.95 mMD	Rotor 16E1200 3/4" pin Rotor head connection Size 13	1 ea.	0.75	19.36 ftMD	3541.34 mMD		
	Tall Pipe 2-7/8"	3 Jts			92.52								
	Gas Separator				32.81	1122.90 mMD							

**Gambar 4.6** Rangkaian Tubing dan Rod String Sebelum Terjadinya Tubing leak

Rangkaian *Tubing* sumur SAI sebelum terjadinya *Tubing Leak* menggunakan *Tubing* sebanyak 109 *joints* dengan ukuran OD 2-7/8", *Cross Over* 1 *pcs* dengan ID 2.78" dan panjang 0,52ft, Stator 16E1200 dengan OD 2-3/8" dengan panjang 17.73 ft, *Stop bushing* dengan OD 4.48" ID 2" dan panjang 1,2 ft, *Torque Anchor* dengan OD 6.50" ID 2.99" dan panjang 1.8ft, *Tall Pipe* 3 *joints* dengan panjang 92,52ft, dan *Gas Separator* dengan panjang 32,81ft.

Rod size	Maximum recommended torque (ft-lbs)	
	Grade D. Alloy (78)	Grade D. Alloy (75)
3/4"	460	470 *
7/8"	735	750 *
1"	1 100	1 100 *
1" with 7/8" pins	1 100	1 100 *
1 1/8"	1 570 *	1 590 *
1 1/4" with 1" pins	2 000 *	2 100

**Gambar 4.7** Spesifikasi *Rod* yang digunakan

Rangkaian *Rod String* sumur SAI menggunakan *Elevation* dengan panjang 21,98ft, *IBOP + Flange Reducer* sepanjang 4ft, *Polished Rod* dengan OD 1.25" dan panjang 18ft, *Coupling Polished Rod to Sucker Rod* dengan OD 1,96", *Pony Rod 7/8" c/w Coupling* dengan OD 0,87" dan panjang 14ft, *Pony Rod 7/8" (6'+6'+6'+6')* dengan OD 0,87 dan panjang 24ft, *Sucker Rods c/w Coupling* sebanyak 136 *joints* dengan OD 0,87" dan panjang 3400ft, *Rod Centralizers* sebanyak 54 *pcs* dengan OD 2.79" dan panjang 36ft, *Pony Rod c/w Coupling* dengan OD 0,87" dan panjang 12 ft, *Coupling Pony Rod to Rotor* dengan OD 1,96", *Rotor* 16E1200 dengan OD 0,75" dengan panjang 19,36ft.

## API Tubing Table



Tubing Size		Nominal Weight		Grade	Wall Thickness In.	Inside Dia. In.	Threaded Coupling			Col-lap-se Resistance psi	Internal Yield Pressure psi	Joint Yield Strength		Capacity Table		
Nom. In.	OD In.	T & C Non-Upset lb/ft	T & C Upset lb/ft				Drift Dia. In.	Non-Upset In.	Upset Reg. In.			Upset Spec. In.	T & C Non-Upset lb	T & C Upset lb	Barrels per Linear ft	Linear ft per Barrel
3/4	1.05	1.14	1.20	H-40	0.113	0.824	0.730	1.313	1.560	7,200	7,530	6,350	13,300	0.0007	1516.13	
		C-75	12,250	14,120						11,520	24,940					
		N-80	12,710	15,070						12,710	26,510					
1	1.315	1.700	1.800	H-40	0.113	1.049	0.955	1.660	1.900	6,820	7,080	10,960	19,760	0.0011	935.49	
		C-75	8,860	9,730						15,060	27,160					
		N-80	11,590	13,270						20,540	37,040					
1 1/4	1.660	2.300	2.400	H-40	0.125	1.410	1.286	2.054	2.200	5,220	5,270	15,530	26,740	0.0019	517.79	
		C-75	6,790	6,900						19,530	34,550					
		N-80	7,530	8,120						21,360	36,770					
1 1/2	1.900	2.750	2.900	H-40	0.125	1.610	1.516	2.200	2.500	5,790	5,790	16,250	28,140	0.0025	376.11	
		C-75	6,870	6,870						19,120	33,560					
		N-80	8,990	10,020						25,250	43,970					
2 1/16	2.062	2.662	2.750	H-40	0.145	1.510	1.455	2.000	2.500	5,220	5,220	15,530	26,740	0.0025	397.14	
		C-75	6,820	6,820						19,120	33,560					
		N-80	8,910	9,920						25,250	43,970					
2 3/8	2.375	4.00	4.00	H-40	0.167	2.041	1.947	2.875	3.053	2.910	4,880	4,900	30,130	52,170	0.0040	247.12
		4.60	4.70	H-40							5,520	5,600	35,960	58,650		
		4.00	4.70	J-55							6,340	6,770	41,430	67,510		
		4.60	4.70	J-55							7,180	7,760	49,460	77,730		
		4.00	4.70	C-75							8,150	9,230	56,500	90,040		
		4.60	4.70	C-75							9,380	10,500	67,430	103,930		
		5.80	5.95	C-75							12,180	14,040	96,580	150,340		
		4.00	4.70	N-80							6,660	9,940	60,260	95,040		
		4.60	4.70	N-80							9,940	11,200	71,930	104,340		
		5.80	5.95	N-80							12,890	14,970	102,990	135,400		
		4.60	4.70	P-105							13,250	14,700	106,410	138,940		
		5.80	5.95	P-105							17,190	19,650	135,180	177,710		
2 7/8	2.875	6.40	6.50	H-40	0.217	2.441	2.347	3.500	3.668	3.460	5,230	5,280	52,780	72,480	0.0058	172.76
		6.40	6.50	J-55							6,800	7,260	72,580	99,660		
		6.40	6.50	C-75							8,900	9,910	98,970	135,900		
		6.40	6.50	C-75							12,320	14,050	149,330	185,290		
		6.40	6.50	N-80							9,420	10,570	105,570	144,960		
		8.60	8.70	N-80							12,920	15,000	159,310	198,710		
		6.40	6.50	P-105							13,960	15,970	139,550	190,260		
		8.60	8.70	P-105							17,220	19,690	205,100	260,810		
		6.40	6.50	L-80							13,960	15,970	139,550	190,260		
		8.60	8.70	L-80							17,220	19,690	205,100	260,810		

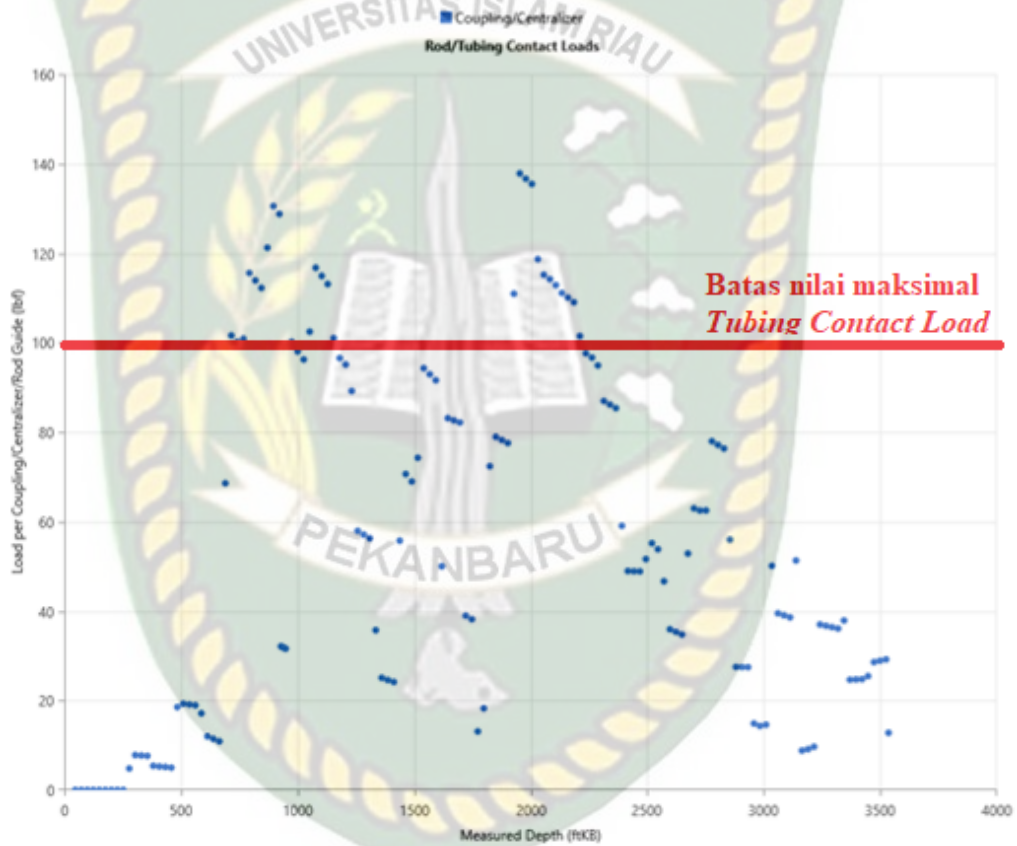
Gambar 4.8 Spesifikasi Tubing yang digunakan

Dari data yang dimiliki sumur SAI memiliki *Pump Setting Depth* pada kedalaman 3544,95ft dengan menggunakan pompa 16E1200 dengan *Surface Equipment Drive head* dengan beban 8 ton dan 60 Hp, motor listrik dengan daya 15kw, dan *Power Supply Frequency* 50hz.

<b>Surface Equipment</b>	<b>Spesification</b>
<b>Drive Head</b>	60Hp (8ton)
<b>Motor Listrik</b>	15Kw
<b>Power Supply Frequency</b>	50Hz
<b>I-BOP</b>	3-1/8" x 7-1/16",3000 Psi
<b>Downhole Equipment</b>	<b>Quantity</b>
<b>Sucker Rod</b>	136joints
<b>Pony Rod</b>	6pcs
<b>Centralizers</b>	54pcs
<b>Rotor</b>	1
<b>Tubing</b>	109joints
<b>Stator</b>	1

Tabel 4.8 Equipment PCP Sebelum Terjadinya Tubing Leak

Pada saat mendesign rangkaian *Rod String*, *Engineer* menggunakan software C-FERR PUMP yang mana dari hasil design *Rod String* tersebut akan mempunyai nilai *Tubing Contact Load* yang dikeluarkan oleh program tersebut yang berupa dalam bentuk Grafik, dimana aturan dari perusahaan penyedia pompa pcp menyarankan bahwa nilai dari *Tubing Load Contact* tidak boleh lebih dari 100lbf. Berikut merupakan grafik dari rangakain *Rod string* sebelum terjadinya *Tubing Leak*.



**Gambar 4.9** Grafik *Tubing Contact Load* Sumur SAI Sebelum Terjadinya *Tubing Leak*

Gambar diatas menunjukkan bahwa rangkaian *Rod String* sumur SAI sebelum terjadinya *Tubing Leak* memiliki titik yang berada diatas 100lbf pada kedalaman sekitar 710ft – 1100ft dan 1910ft – 2250ft.

**4.4.2 Evaluasi Desain Rod String Pompa PCP Sesudah Terjadinya Tubing Leak**

Pompa PCP yang digunakan pada sumur SAI yang diteliti sesudah terjadinya *Tubing Leak* memiliki *design* rangkaian *Tubing* dan *Rod String* seperti di bawah ini:

PCM MOINEAU OILFIELD PCP COMPLETION							Company <i>MontD'or Oil Tungkal LTD</i> Country: <i>INDONESIA</i> Field: <i>MGH</i> Well: <i>MGH#12</i> Date: <i>7-Apr-16</i>						
Drawing by: : Darus-													
TUBING & STATOR STRING							RODS & ROTOR STRING						
SKETCH	DESCRIPTION	QTY	OD Inch	ID Inch	LENGTH (ft)	DEPTH (M)	SKETCH	DESCRIPTION	QTY	OD Inch	LENGTH ( FT )	DEPTH (FT)	
	Centralizer Tubing 2-7/8"EUE for Casing 7"							Elevation			21.98		
	Tubing 2-7/8" EU box x pin	Jls	2.87	2.44				IBOP+Flange Reducer			4		
								Polished rod 1-1/4",22 ft length , 7/8" Threads	1 ea.	1.25	22		
	Cross Over 3-1/2"EUE x 2-7/8"EUEbox	1 ea.			2.78	0.52			Coupling Polished Rod to Sucker Rod 7/8"box x box	1 ea.	1.96		
									Pony Rod 7/8" c/w Coupling	121	0.87	1294.7	
	Stator 16E1200 (159) 2-7/8" EU pin x pin Provide By PCM	1 ea.		2-3/8"	N/A	17.73			Pony Rod 7/8"(6"6"6"6")			0.87	24
									Sucker Rods c/w Coupling 7/8", 25 ft length	92Jls	0.86	2330.8	
	Stop Bushing / Landing Nipple 2-7/8" EUbox x 3-1/2" Eupin Provide By PCM	1 ea.		4.48	2	1.2			Rod Centralizers 7/8" pin x pin for 2-7/8" tubing	165 ea.	2.28		
	Torque Anchor for 7" casing, 3-1/2" EU box x pin Provide By PCM	1 set.		6.50	2.99	1.8			Pony Rod c/w Coupling 7/8", 10 ft	1 ea.	0.86	10	
	Tail Pipe 2-7/8"	3 Jts				28.2			Coupling Pony Rod to Rotor 7/8"box x 7/8"box Provide By PCM	1 ea.	2		
Gas Separator	1 Jts				32.81		Rotor 16E1200-HR 7/8" pin Rotor head connection Size 13	1 ea.	1.73	13.1568	3658.00		
						TA Set 1115.m-MD							

**Gambar 4.10** Rangkaian *Tubing* dan *Rod String* Sesudah Terjadinya *Tubing Leak*

Rangkaian *Tubing* sumur SAI sesudah terjadinya *Tubing Leak* menggunakan *Tubing* sebanyak 110 *joints* dengan ukuran OD 2-7/8", *Cross Over* 1 *pcs* dengan ID 2.78" dan panjang 0,52ft, *Stator* 16E1200 dengan OD 2-3/8" dengan panjang 17.73 ft, *Stop bushing* dengan OD 4.48" ID 2" dan panjang 1,2 ft, *Torque Anchor* dengan OD 6.50" ID 2.99" dan panjang 1.8ft, *Tall Pipe* 3 *joints* dengan panjang 92,52ft, dan *Gas Separator* dengan panjang 32,81ft.

Rangkain *Rod String* sumur SAI sesudah terjadinya *Tubing Leak* menggunakan *Elevation* dengan panjang 21,98ft, *IBOP + Flange Reducer* sepanjang 4ft, *Polished Rod* dengan OD 1.25” dan panjang 18ft, *Coupling Polished Rod to Sucker Rod* dengan OD 1,96”, *Pony Rod 7/8" c/w Coupling* sebanyak 121 *joints* dengan OD 0,87”, *Pony Rod 7/8" (6'+6'+6'+6')* dengan OD 0,87 dan panjang 24ft, *Sucker Rods c/w Coupling* sebanyak 92 *joints* dengan OD 0,87” dan , *Rod Centralizers* sebanyak 165 *pcs* dengan OD 2.79”, *Pony Rod c/w Coupling* dengan OD 0,87” dan panjang 12 ft, *Coupling Pony Rod to Rotor* dengan OD 1,96”, *Rotor 16E1200* dengan OD 0,75” dengan panjang 19,36ft.

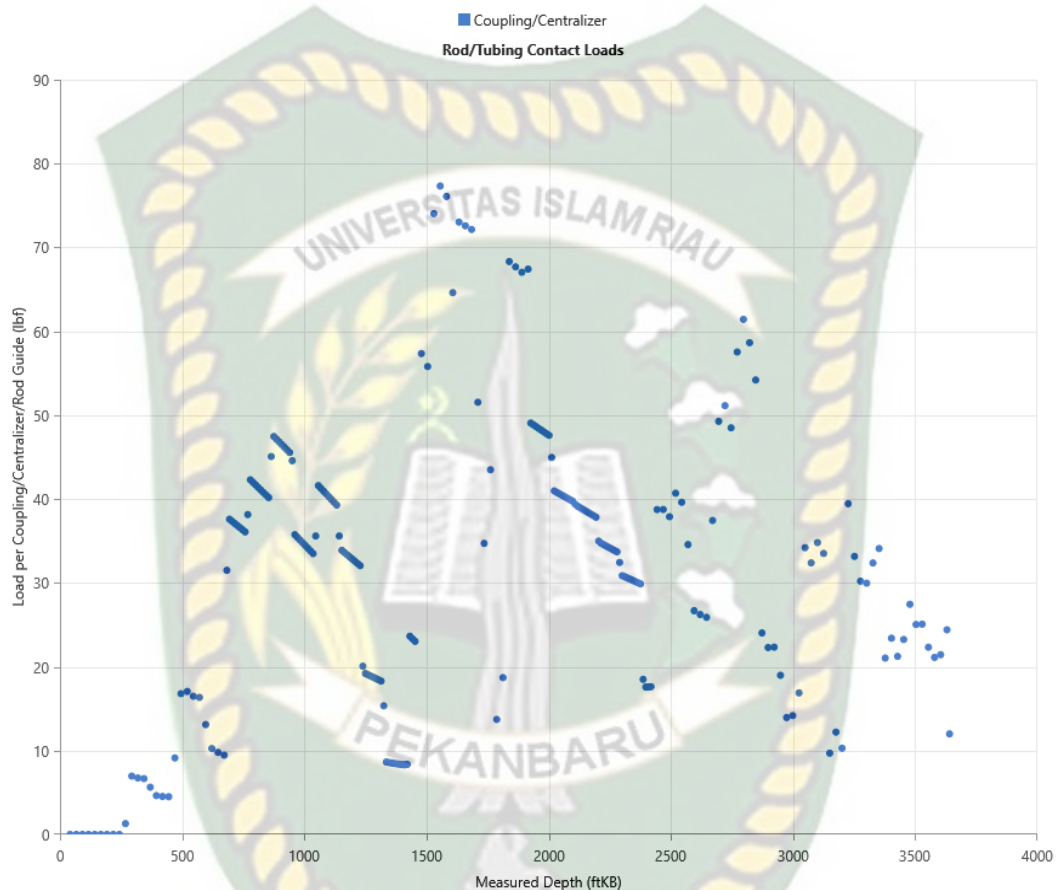
Dari data yang dimiliki sumur SAI sesudah terjadinya *Tubing Leak* memiliki *Pump Setting Depth* pada kedalaman 3658ft dengan menggunakan pompa 16E1200 dengan *Surface Equipment Drive head* dengan beban 8 ton dan 60 Hp, motor listrik dengan daya 15kw, dan *Power Supply Frequency* 50hz.

<i>Surface Equipment</i>	<i>Spesification</i>
<i>Drive Head</i>	60Hp (8ton)
<i>Motor Listrik</i>	15Kw
<i>Power Supply Frequency</i>	50Hz
<i>I-BOP</i>	3-1/8” x 7-1/16”, 3000 Psi
<i>Downhole Equipment</i>	<i>Quantity</i>
<i>Sucker Rod</i>	92 <i>joints</i>
<i>Pony Rod</i>	121 <i>pcs</i>
<i>Centralizers</i>	165 <i>pcs</i>
<i>Rotor</i>	1
<i>Tubing</i>	110 <i>joints</i>
<i>Stator</i>	1

**Tabel 4.9** *Equipment PCP* Sesudah Terjadinya *Tubing Leak*

Pada saat mendesign rangkaian *Rod String*, *Engineer* menggunakan software C-FERR PUMP yang mana dari hasil design *Rod String* tersebut akan mempunyai nilai *Tubing Contact Load* yang dikeluarkan oleh program tersebut yang berupa dalam bentuk Grafik, yang mana aturan dari perusahaan penyedia pompa pcp menyarankan bahwa nilai dari *Tubing Load Contact* tidak boleh lebih

dari 100lbf. Berikut merupakan grafik dari rangkaian *Rod string* sesudah terjadinya *Tubing Leak*.



**Gambar 4.11** Grafik *Tubing Contact Load* Sumur SAI Sesudah Terjadinya *Tubing Leak*

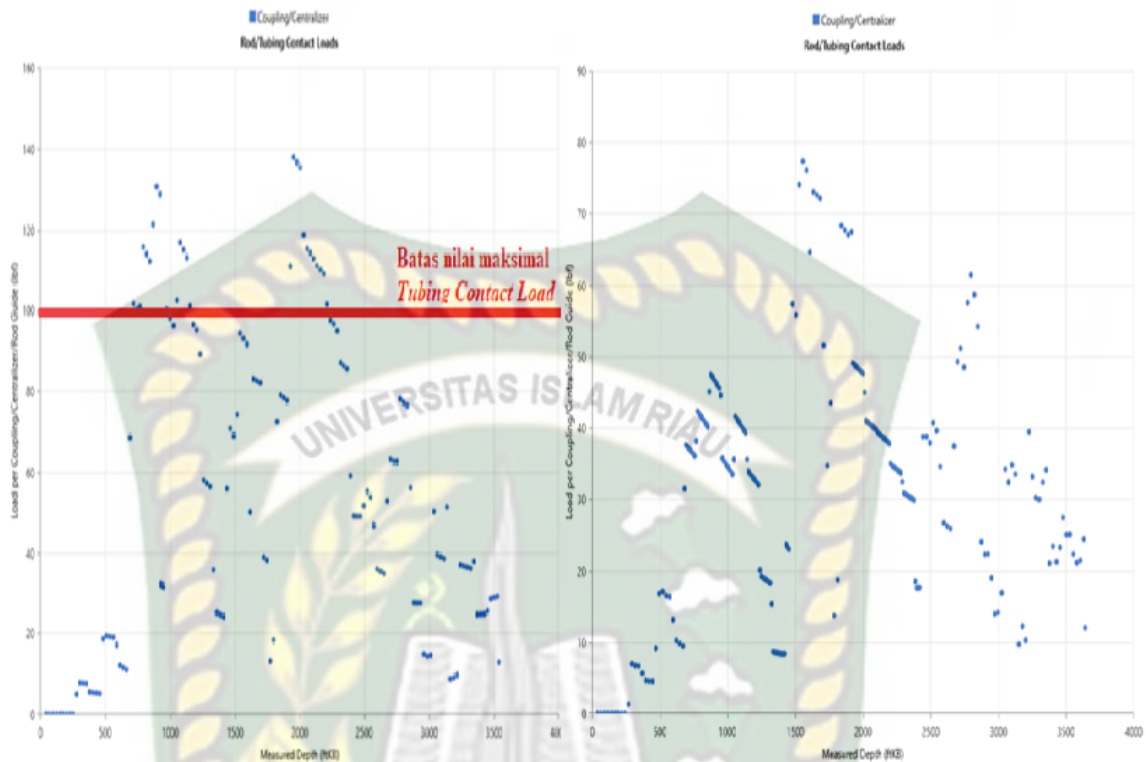
Gambar diatas menunjukkan bahwa rangkaian *Rod String* sumur SAI sesudah terjadinya *Tubing Leak* memiliki titik yang berada dibawah 100lbf, yang mana titi tertingginya hanya sampai 78lbf sehingga sangat baik untuk meminimalisirkan terjadinya *Tubing Leak*

Berdasarkan penelitian yang dilakukan, *Tubing Leak* terjadi karena beberapa hal yaitu :

1. Kesalahan dalam mendesain rangkaian *Rod String*

Disaat data sudah diserahkan ke perusahaan *Pump Service*, para *engineer* pompa akan mendesain rangkaian *Rod String* hingga pompa yang akan digunakan pada sumur tersebut menggunakan *Software C-FER*, dimana *Engineer* memasukkan data sumur yang diperlukan ke dalam *Software* tersebut dan mendesain rangkaian *Rod String* hingga pompa yang akan digunakan. Setelah selesai dalam tahap design *Software* tersebut akan mengeluarkan jendela baru yang mana berisikan grafik *Rod/Tubing Contact Load*, yang mana grafik ini terdapat data *Load Per Coupling/Centralizer (lbf)* terhadap *Measured Depth (m)*. Grafik ini menayangkan beban dari *Sucker Rod* yang terkontak dengan *Tubing* pada tiap kedalaman dari sumur. Berdasarkan dari *Software C-FER* yang mengacu pada peraturan perusahaan *Rod/Tubing Contact Load* tidak boleh melebihi dari 100(lbf) dan apabila semakin rendah akan semakin baik untuk menghindari terjadinya *Tubing Leak*. Berikut adalah perbandingan grafik *Rod/Tubing Contact Load* pada saat sebelum dan setelah terjadinya *Tubing Leak*:





**Gambar 4.12** Perbandingan Grafik *Rod/Tubing Contact Loads* sumur SAI sebelum dan sesudah terjadinya *Tubing Leak* pada *software C-FER*

Dari perbandingan grafik *Rod/Tubing Contact Load* pada sumur SAI diatas diketahui bahwa *Load Per Coupling/Centralizer* pada sebelum terjadinya *Tubing Leak* mempunyai nilai *Contact Load* yang besar pada kedalaman sekitar 703ft hingga 1200ft, dan juga pada kedalaman 1900ft sampai 2200ft. Berbeda dengan grafik *Rod/Tubing Contact Load* pada sumur SAI saat sesudah terjadinya *Tubing Leak* dimana nilai *Load Per Coupling/Centralizer* berada dibawah nilai 100lbf pada semua kedalaman, dimana nilai *Rod/Tubing Contact Load* paling tinggi hanya 78lbf.

Nilai *Load Per Coupling/Centralizer* sesudah terjadinya *Tubing Leak* terjadi penurunan dikarenakan telah terjadi perubahan desain dalam rangkaian *Rod String* dimana pada rangkaian tersebut terdapat perubahan dalam jumlah *Sucker Rod*, *Pony Rod*, dan *Centralizer*. Berikut merupakan

tabel Perbandingan jumlah *Sucker Rod*, *Pony Rod*, dan *Centralizer* pada sumur SAI saat sebelum dan sesudah terjadinya *Tubing Leak*:

Sebelum		Sesudah	
<i>Downhole Equipment</i>	<i>Quantity</i>	<i>Downhole Equipment</i>	<i>Quantity</i>
<i>Sucker Rod</i>	136joints	<i>Sucker Rod</i>	92joints
<i>Pony Rod</i>	6pcs	<i>Pony Rod</i>	121pcs
<i>Centralizers</i>	54pcs	<i>Centralizers</i>	165pcs
<i>Rotor</i>	1	<i>Rotor</i>	1
<i>Tubing</i>	109joints	<i>Tubing</i>	110joints
<i>Stator</i>	1	<i>Stator</i>	1

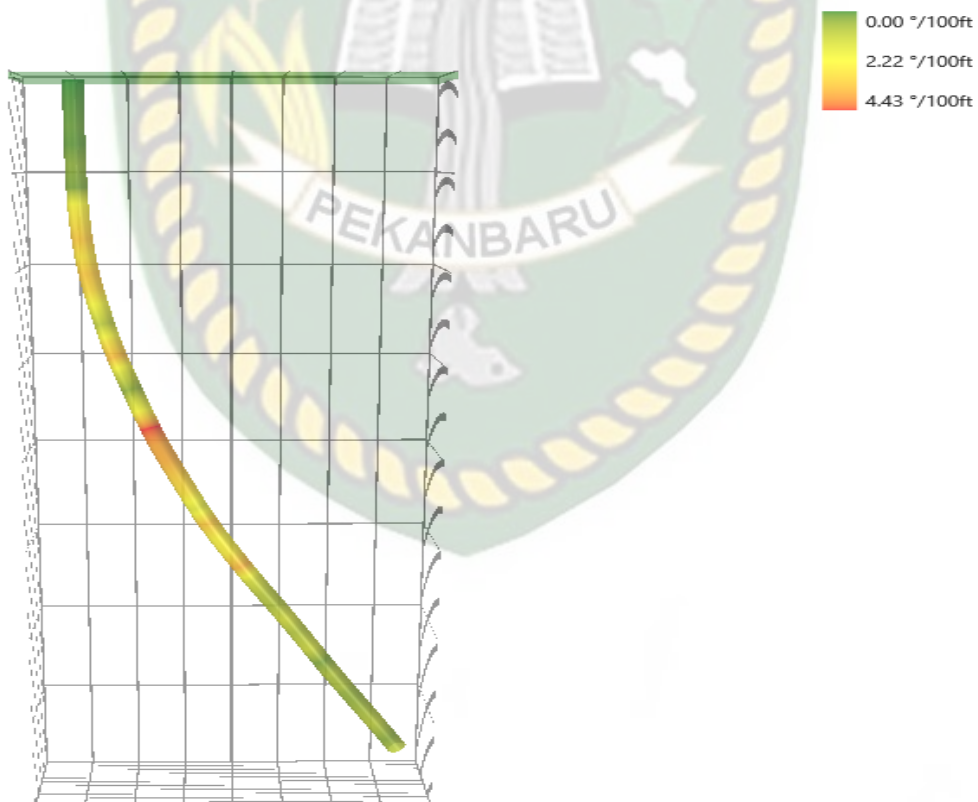
**Tabel 4.10** Perbandingan Jumlah Rangkaian *Rod String* sebelum dan sesudah terjadinya *Tubing Leak*

Dari tabel diatas diketahui bahwa terdapat perbedaan jumlah *Sucker Rod*, *Pony Rod*, dan *Centralizer* yang digunakan pada saat sebelum dan sesudah terjadinya *Tubing Leak*. Rangkaian *Rod String* disaat sebelum terjadinya *Tubing Leak* menggunakan *Sucker Rod* berjumlah 136joints, *Pony Rod* 6joints, dan *Centralizer* 54pcs. Rangkaian *Rod String* sesudah terjadinya *Tubing Leak* diubah dengan menggunakan *Sucker Rod* berjumlah 92joints, *Pony Rod* 121joints, dan *Centralizer* 165pcs. Dari perbandingan tersebut diketahui bahwa pada rangkaian *Rod String* sesudah terjadinya *Tubing Leak* terdapat pengurangan pada *Sucker Rod* dan penambahan pada *Pony Rod* juga *Centralizer*, dimana pengurangan *Sucker Rod* dan penambahan *Pony Rod* dapat mengurangi nilai *Rod/Tubing Contact Load*. Begitu juga dengan penambahan *Centralizer* untuk mengurangi nilai *Rod/Tubing Contact Load* sehingga dapat meminimalisir terjadinya *Tubing Leak*. Perhitungan mengenai jumlah penggunaan *Rod String* pada sumur ini dibahas pada lampiran.

## 2. Derajat Kemiringan sumur

Derajat kemiringan sumur sangat menentukan dalam terjadinya *Tubing Leak*, sumur *Directional* yang memiliki derajat kemiringan yang tinggi akan lebih mudah terjadinya *Contact Load* antara *Sucker Rod* dan *Tubing* itu sendiri, yang mana semakin besar derajat kemiringan sumur maka akan besar pula nilai dari *Contact load*.

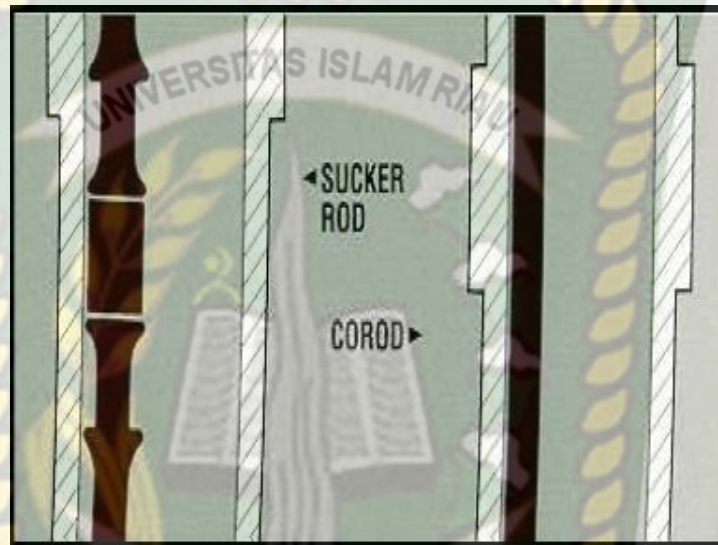
Sumur SAI memiliki kemiringan sumur hingga  $30^\circ$  dimana semakin tinggi sudut tersebut semakin besar kemungkinan *Contact load* itu terjadi, sehingga perlu ditambahkan *Pony Rod* didaerah dengan sudut kemiringan yang tinggi atau mengganti *Sucker Rod* berada di daerah sudut kemiringan tinggi dengan *Pony Rod*, dan juga menambahkan *Centralizer* didaerah tersebut



**Gambar 4.13** *Wellbore Geometry Chart*

Gambar 4.13 diatas merupakan *Wellbore Geometry Chart* yaitu *Chart* yang menunjukkan letak derajat kemiringan sudut yang ada pada

sumur SAI, dari gambar tersebut diperlihatkan bahwa derajat sudut akan meningkat mulai dari hijau yang masih tergolong aman hingga berwarna merah yang termasuk rawan. Di *Chart* diketahui bahwa sumur SAI mempunyai zona rawan terjadinya *Contact load* sehingga didaerah merah tersebut harus ditambah *Pony Rod* dan juga *Centralizer* untuk mengurangi atau mencegah terjadinya *Contact Load*.



**Gambar 4.14** *Type of Contact Load*

Pada gambar 4.14 dimana *Sucker Rod* menempel pada *Tubing* yang disebabkan karena adanya kemiringan dari sumur tersebut.

### 3. Kualitas dari *Tubing* yang digunakan

*Tubing* yang digunakan juga bisa menjadi potensi atas terjadinya *Tubing Leak* dikarenakan *Tubing* yang dipasang pada sumur SAI berdasarkan informasi dari perusahaan tidak semua *Tubing* adalah *Tubing* baru, sebagian merupakan *Tubing* bekas pakai sehingga kualitas *Tubing* tersebut sudah menurun, yang mana ketahanan *Tubing* terhadap *Contact Load* yang terjadi sudah menurun sehingga dapat terjadinya *Tubing Leak*

#### 4.5. *INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP* SETELAH TERJADINYA *TUBING LEAK*(IPR)

Setelah terjadinya *Tubing Leak* pada sumur SAI dan telah mengalami perbaikan terutama perubahan pada rangkaian *Rod String*, maka kita menghitung kembali IPR pada sumur SAI untuk mengetahui perubahan yang terjadi setelah mengubah rangkaian *Rod String* pada sumur SAI tersebut. Berikut merupakan data sumur SAI setelah terjadinya *Tubing Leak* dan telah mengalami perubahan pada rangkaian *Rod String*.

<i>Date</i>	<i>Time</i>	<i>WHP</i> ( <i>PSI</i> )	<i>Gross Rate</i> ( <i>BFPD</i> )	<i>Motor Load</i> ( <i>Amp</i> )	<i>Pump Speed</i> ( <i>RPM</i> )	<i>DGFL</i> ( <i>Meter</i> )
21/03/2016	16:09	32	70	28	80	611
22/03/2016	09:01	32	70	28	90	521
23/03/2016	07:56	32	70	28	90	354
24/03/2016	10:00	34	70	28	90	299
25/03/2016	08:05	36	70	28	90	256
26/03/2016	07:42	32	70	28	90	222
27/03/2016	08:09	34	70	28	90	211
28/03/2016	08:24	34	70	28	90	149
29/03/2016	20:45	32	70	28	90	104

**Tabel 4.11** Data Produksi Setelah Terjadinya *Tubing Leak*

<i>Water-Cut (WC)</i>	90%
<i>Laju Alir Minyak (Qo)</i>	7 BOPD
<i>Laju Alir total (Ql)</i>	70 BFPD
<i>Water Specific Gravity (SGw)</i>	1.02
<i>Oil Specific Gravity (SGo)</i>	0.85
<i>Static Fluid Level (SFL)</i>	275 ft
<i>Working Fluid level (WFL)</i>	375 ft

**Tabel 4.12** Data Sumur Setelah Terjadinya *Tubing Leak*

Metode yang digunakan dalam penentuan  $Q_{max}$  adalah metode Wiggins. Sebelum menentukan  $Q_{max}$  dengan metode Wiggins, langkah awal yang dilakukan menentukan *specific gravity* fluida ( $Sg_{Fluid}$ ). *Gradient* fluida (GF), Tekanan reservoir ( $P_r$ ) dan tekanan alir dasar sumur ( $P_{wf}$ ) berdasarkan data produksi. Dari hasil perhitungan yang terdapat pada lampiran III, maka di peroleh data pada tabel 4.13 berikut.

**Tabel 4.13** Hasil perhitungan menentukan  $Sg_{fluid}$ , *Gradient* Fluida,  $P_r$  dan  $P_{wf}$

Sumur	<i>Specific gravity</i> fluida ( $Sg_{Fluid}$ ).	<i>Gradient</i> fluida (Gf)	Tekanan reservoir ( $P_r$ )	Tekanan alir dasar sumur ( $P_{wf}$ ).
SAI	1.0035	0.4345	1471,217	1431,677

Setelah mendapatkan  $Sg_{fluid}$ , *Gradient* fluida,  $P_r$  dan  $P_{wf}$  maka dilakukan perhitungan metode Wiggins pada lampiran III untuk mendapatkan laju alir maksimal ( $Q_{max}$ ) sebagai berikut.

**Tabel 4.14** Laju alir maksimal di sumur SAI

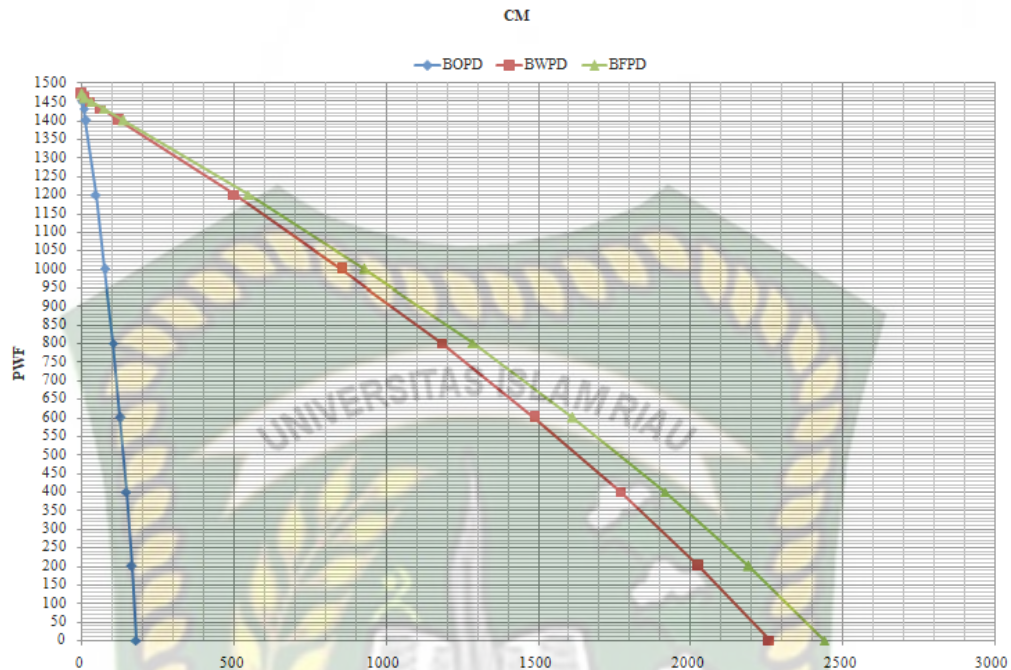
Sumur	Laju alir fluida ( $Q_t$ ) BBL/D	Laju alir minyak ( $Q_o$ )	Laju alir maksimal ( $Q_{o_{max}}$ ) BBL/D	Laju Alir Air ( $q_w$ )	Laju Alir Max ( $Q_{w_{max}}$ )	WC %
SAI	70	7	178,54	63	2260,25	90

Setelah mengetahui laju alir fluida ( $Q_t$ ), laju alir minyak ( $Q_o$ ), laju alir maksimal ( $Q_{max}$ ) pada sumur SAI lalu dengan menggunakan kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*) untuk menggambarkan perubahan-perubahan dari harga tekanan alir dasar sumur ( $P_{wf}$ ) versus laju alir ( $Q$ ) yang dihasilkan. Maka didapat hasil perubahan tekanan dasar sumur terhadap laju alir pada tabel 4.15 berikut ini.

**Tabel 4.15** Hasil perubahan tekanan alir dasar sumur terhadap laju alir sumur SAI

Sumur	$P_{wf}$ (psi)	$Q_o$ , (Bopd)	$Q_w$ (Bwpd)	$Q_t$ (Bfpd)
SAI	1470	0	0	0
	1100	3,63	31,02	34,65
	950	4,92	42,78	47,7
	750	6,46	57,52	63,98
	700	6,82	61,04	67,86
	670,43	7	63	70
	500	8,14	74,42	82,56
	350	9,002	83,748	92,75
	200	9,75	92,46	102,21
	100	10,2	97,93	108,13
	50	10,38	100,56	110,94
	0	10,6	103,13	113,73

Setelah mendapatkan  $P_{wf}$  terhadap  $Q$  dengan mengasumsikan  $P_{wf}$  pada tabel 4.15 maka bisa dilakukan Plot kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*) terhadap sumur SAI.



**Gambar 4.15** Kurva IPR Sumur Setelah Terjadinya *Tubing Leak*

Diketahui dari gambar grafik diatas bahwa nilai  $Q_0$  menurun dari hasil grafik sebelumnya dikarenakan meningkatnya *Watercut* menjadi 90%, tetapi dengan demikian sumur masih bisa diproduksi kembali seperti normalnya dan nilai dari *Pump Efficiency* masih baik yaitu dengan nilai 86%.

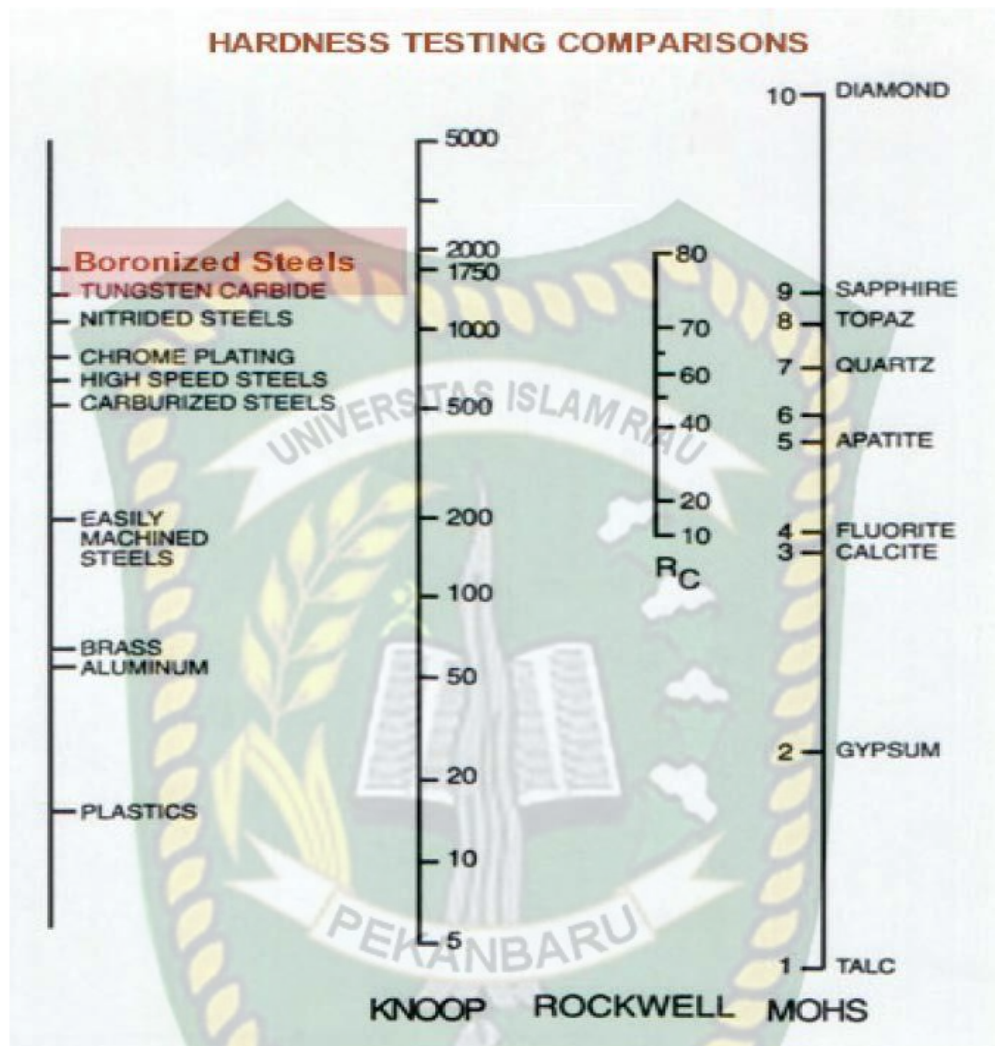
#### 4.6. *Improvement dan Recommendation* Pada Sumur SAI Yang Mengalami *Tubing Leak*

Berikut merupakan *Improvement* dan *Recommendation* berdasarkan penelitian yang telah dilakukan:

- Mengganti *Sucker Rod* pada area yang terjadinya dengan *Pony Rod* dan menambahkan *Centralizer* pada area tersebut untuk mengurangi *Contact Load* yang terjadi pada daerah tersebut.
- Mengganti *Tubing* yang rusak dengan *Tubing* baru.
- Direkomendasikan untuk melakukan *Gyro Survey* untuk mendapatkan posisi *Centralizer* yang lebih akurat.



- d. Sebelum melakukan pemasangan pompa kembali, disarankan untuk melakukan tes *Tubing Integrity* yang berupaya untuk mengetahui kondisi kelayakan *Tubing* yang digunakan.
- e. Direkomendasikan untuk selalu *Maintain Pump Submergence* minimum 150 meter untuk mengurangi torsi pompa.
- f. Menggunakan *Tubing* yang lebih berkualitas dalam segi ketahanan seperti *Tubing EndureAlloy* agar dapat mencegah terjadinya *Tubing Leak* dan memperpanjang usia dari *Tubing*. *Tubing Endure Alloy* memiliki kelebihan dari *Tubing* biasanya yaitu tingkat kekerasannya memiliki nilai 1600 – 1850 HK0,1 (*Knoop Hardness determined at 100-g load in accordance to ASTM E384-10*) yang mana *Tubing* biasanya memiliki tingkat kekerasan 160 – 180 HK0,1 (Carbon Steel J55), dapat bertahan pada suhu hingga 400° C, dan juga dapat lebih tahan lama terhadap pada lingkungan yang tinggi akan CO2 dan H2s



Gambar 4.16 Perbandingan Tingkat Kekerasan.

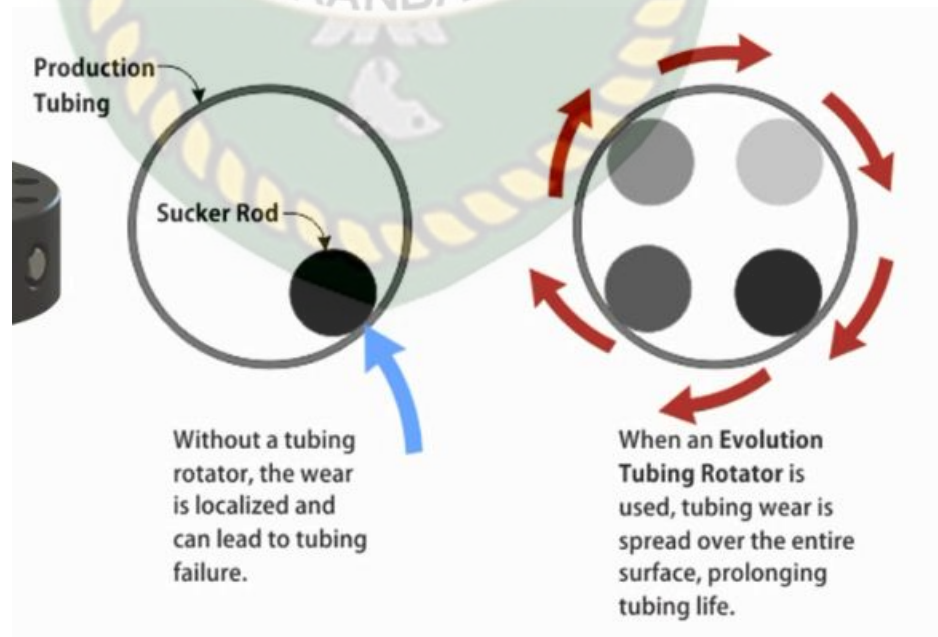


Gambar 4.17 EndureAlloy Tubing

- g. Menggunakan *Tubing Rotator* untuk mencegah terjadinya *Tubing Leak*. *Tubing Rotator* merupakan sebuah alat tambahan dimana *Tubing Rotator* terpasang diatas permukaan yang terdiri dari *Rotator* yaitu sebuah *Gear* yang berputar meneruskan gaya dari *Motor* ke *Tubing* dan *Motor* yaitu alat penghasil gerak yang dihasilkan dari dinamo yang menggunakan daya 12V untuk memutar *Rotator*, *Tubing Rotator* berfungsi untuk memutar *Tubing* searah jarum jam seperti pada gambar dibawah



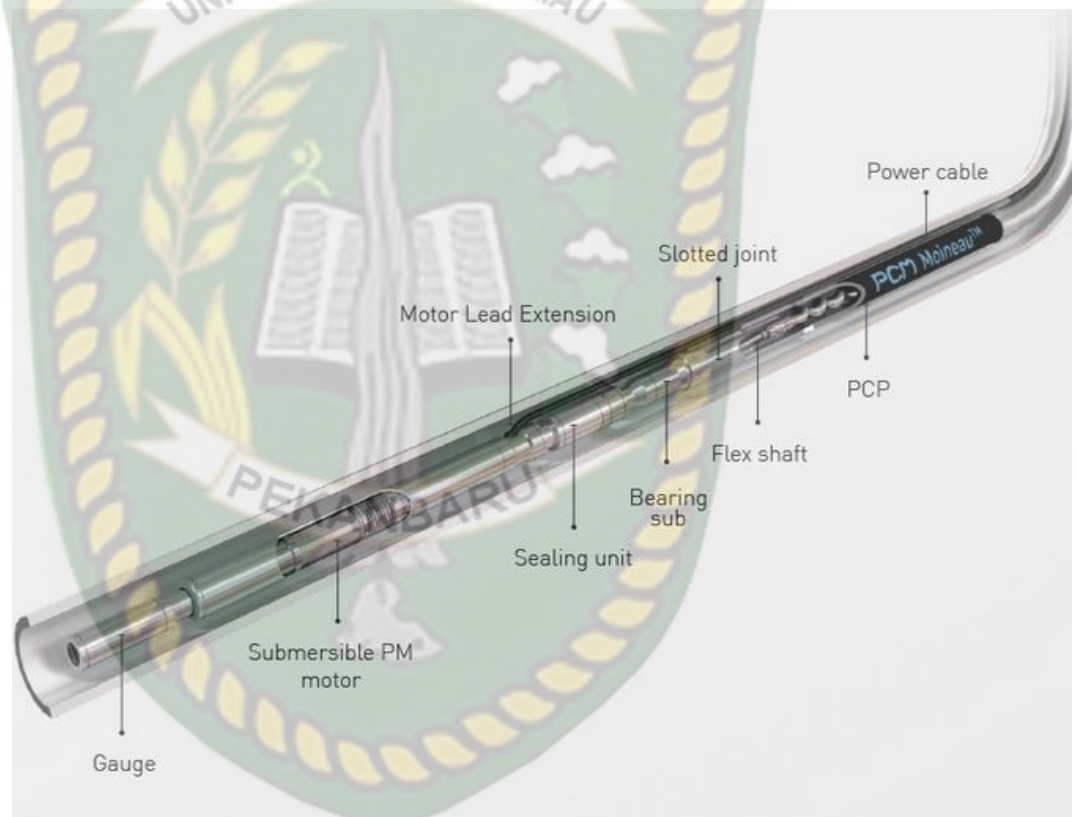
Gambar 4.18 *Tubing Rotator*



Gambar 4.19 Cara Kerja *Tubing Rotator*

*Tubing* akan diputar searah jarum jam, sehingga *Rod String* yang tersandar di *Tubing* tidak hanya bersandar pada satu sisi *Tubing* saja yang mana dapat mengurangi *Contact Load* pada *Tubing* serta mencegah terjadinya *Tubing Leak*.

- h. Mengganti pompa *Progressive Cavity Pump (PCP)* dengan pompa *Electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESPCP)*, yang mana pompa ini tidak menggunakan rangkaian *Rod String* sehingga dapat menghilangkan terjadinya *Tubing Leak*.



**Gambar 4.20** Pompa ESPCP

Pompa ESPCP menggunakan motor yang terletak didasar sumur yang terendam langsung dengan fluida yang mana tidak menggunakan *Gearbox* di permukaan seperti PCP. Pompa ESPCP ini menggunakan *Flexible Shaft* yang berfungsi untuk meneruskan gaya gerak putar dari pompa ke batang rotor dan juga menggunakan kabel sebagai pemasok listrik ke motor.

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1 Kesimpulan

Dari hasil penelitian yang telah dilakukan, maka diperoleh kesimpulan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Berdasarkan penelitian yang dilakukan, penyebabnya karena nilai *Contact Load* dari rangkaian *Rod String* sebelum terjadinya *Tubing Leak* melebihi dari 100lbf yaitu 132lbf dan 139lbf pada beberapa titik.
2. Berdasarkan hasil analisis data perbandingan parameter pompa diketahui pada parameter *Pump Speed* tidak terjadi perubahan masih dengan angka 80, pada nilai *Motor Load* terjadi penurunan dari 24Amp menjadi 19 Amp dikarenakan pompa tidak memiliki beban karena adanya bocor pada *Tubing*, nilai DGFL mengalami penambahan dari 62Meter menjadi 280Meter karena tidak ada fluida yang dialirkan ke permukaan, dan juga nilai *WHP* menjadi 0 dari sebelumnya 32, ini dikarenakan karena terdapatnya kebocoran pada tubing sehingga tekanan hilang melalui tubing tersebut.
3. Nilai laju alir produksi fluida pada saat sebelum *Tubing Leak* adalah 62BBl/day dan setelah pergantian *Tubing* serta rangkaian *Rod String* nilai alir fluidanya 70BBl/day.

#### 5.2 Saran

Ada beberapa hal yang disarankan untuk penelitian selanjutnya, yaitu:

1. Menentukan keekonomisan terhadap perubahan desain *Rod String* yang dilakukan.

## DAFTAR PUSTAKA

- A Schlumberger Company, NEXT. (2015). *Artificial Lift Technology Progressive Cavity Pump*. Texas.
- Beggs, M. (2012). *Reducing Tubing Failures in Wolfberry Wells*
- Brown, Kermit E. (1980). *The Technology Of Artificial Lift Methods* (Vol.2b).Oklahoma: Petroleum Publishing Company.
- Brown, Kermit E. (1984). *The Technology Of Artificial Lift Methods* (Vol.4).Oklahoma: Petroleum Publishing Company.
- Buntoro, A., Amega, Y., & Anas Puji, S. (2007). Penerapan Metoda Wiggins Untuk Perhitungan Potensi Sumur Dengan *Water Cut* Tinggi Di Lapangan Tanjung. Yogyakarta.
- Correa, S., Weatherford, C., & Gustavo, P. (2013). *Succesful PCP Applications in High Deviated Wells: Breaking Away the Paradigm Of PCP Only for Vertical or Low Deviated Wells in Colombia*. Colombia.
- Diktat Teknik Produksi (2013). Sistem Pengangkatan Buatan. Perencanaan dan *Troubleshooting Progressive Cavity Pump*.
- Endurance Technologies, Inc. (2012). *Production Tubing & Casing – Technical Spesification*
- Evolution Oil and Tools, Inc. (2013) *CTR Tubing Rotators Near Maintenance – Free Production Tubing Life Extension*. USA
- Evolution Oil and Tools, Inc. (2014) *E-Plus Tubing Rotator Extend The Life Of Production Tubing*. USA
- Garza, S. Albert., Larry, H., & Johnny, B. (2009) *Extending Tubing Life With Endurealloy Tubing*
- Hart, E. Philip. (2003). *Manual Tubing Rotation Reduces Rod Pumping Failures by 76%*. Oklahoma.
- Hermadi, G. (2013). Optimasi Pompa PCP Dengan Menggunakan Analisa Sistem Nodal.

- Hojjati, M.H., & Lukasiewicz, S.A. (2005). *Modeling of sucker rod string*. *Journal of Canadian Petroleum Technology* , 44(12): 55-58. DOI: 10.2118/05-12-02.
- Lacy, R.D. (1992). *The Rotating Tubing Hanger System: A Unique New System Designed To Extend the Run Time of Rod Pumped Wells*. Texas.
- Lake, Larry W. (2007), *Petroleum Engineering Handbook Volume 4*. USA
- Matthews, C.M. and Dunn, L.J. 1993. Drilling and Production Practices To Mitigate Sucker-Rod/Tubing-Wear-Related Failures in Directional Wells. *SPE Prod & Oper* 8 (4): 251-259. SPE-22852-PA.
- Modahi, M. H. (2012). *The Importance of Electrical Submersible Pumps ( ESPs ) In Maximizing Oil Recovery*.Halifax, Nova Scotia: Author (Thesis).
- Monasterlo, A. Emmanuel., Weatherford, P., & Gusberti. (2015) *Progressing Cavity Pumps in Horizontal Wells and 2,000,000 cp Viscosity*. Brazil.
- Nurmohamed, D., H. Chin A, L., & S, Kisoensingh. (2015). *Reducing Tubing Failures In The Tambaredjo Field*, Suriname. Spain.
- Oilfield, PCM Moineau. *Sucker rods & Polished rods Data Sheet*. France.
- Pamungkas, J. (2004). *Pengantar Teknik Pemboran*. Yogyakarta.
- Pcmals.com. *Electrical submersible pump (ESPCP)*. Diakses pada 25 September 2019, dari <https://www.pcmals.com/artificial-lift-equipment/innovative-artificial-lift-solutions/electrical-submersible-pump>.
- Pegasus Vertex, Inc. (2014). *Casing Centralizers: Are We Using Too Many or Too Few?*. Houston
- Taufan, M., R, Adriansyah., & D, Satriana. (2005). *Electrical Submersible Progressive Cavity Pump (ESPCP) Application in Kulin Horizontal Wells*. Jakarta.
- Wincy, Putra A., Machmud, Hasjim., & Ubaidillah, Anwar P. Analisis Kinerja *Progressive Cavity Pump (Pcp)* Pada Sumur Kas 273, Lapangan Kenali Asam Pt Pertamina Ep Asset I Jambi