

**RE-DESIGN SUCKER ROD PUMP BERDASARKAN FLUID  
LEVEL UNTUK OPTIMASI PRODUKSI SUMUR X  
MENGUNAKAN SOFTWARE PROSPER**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna penyusunan tugas akhir Program Studi Teknik Perminyakan*

Oleh  
**AHZAN ZAMANI**  
**133210295**



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

**2020**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas akhir ini disusun oleh :

Nama : Ahzan Zamani

NPM : 133210295


Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Skripsi : *RE-DESIGN SUCKER ROD PUMP BERDASARKAN FLUID LEVEL UNTUK OPTIMASI PRODUKSI SUMUR X MENGGUNAKAN SOFTWARE PROSPER.*

**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.**

Pembimbing : Novrianti, ST, MT (  )

Penguji : Muhammad Ariyon, ST, MT (  )

Penguji : Richa Melysa, ST, MT (  )

Diterapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 18 November 2020

**Disahkan Oleh :**

**KETUA PROGRAM STUDI  
TEKNIK PERMINYAKAN**

**DOSEN PEMBIMBING  
MAHASISWA**



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



**Novrianti, 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 telah saya peroleh.



Pekanbaru, 04 Januari 2021



A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Ahzan Zamani', is written over the stamp.

Ahzan Zamani

133210295

## KATA PENGANTAR

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

1. Novrianti, ST. MT selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
2. Kedua orang tua atas dukungan serta kasih sayang selama penyelesaian tugas akhir ini.
3. 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.
4. Pasangan saya Rohanaya., A.Md yang telah memberikan dukungan dan semangat kepada saya, dan kepada sahabat terbaik saya yang telah membantu saya dalam menyelesaikan tugas akhir ini.

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

Pekanbaru, 04 Januari 2021



Ahzan Zamani



## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN JUDUL</b>	
<b>HALAMAN PENGESAHAN</b> .....	<b>ii</b>
<b>PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR</b> .....	<b>iii</b>
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	<b>iv</b>
<b>DAFTAR ISI</b> .....	<b>v</b>
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	<b>vii</b>
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	<b>viii</b>
<b>DAFTAR SINGKATAN</b> .....	<b>ix</b>
<b>DAFTAR SIMBOL</b> .....	<b>x</b>
<b>DAFTAR LAMPIRAN</b> .....	<b>xi</b>
<b>ABSTRAK</b> .....	<b>xii</b>
<b>ABSTRACT</b> .....	<b>xiii</b>
<b>BAB I PENDAHULUAN</b> .....	<b>1</b>
1.1    LATAR BELAKANG .....	1
1.2    TUJUAN PENULISAN.....	2
1.3    MANFAAT PENELITIAN .....	2
1.4    BATASAN MASALAH.....	2
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA</b> .....	<b>3</b>
2.1 <i>STATE OF THE ART</i> .....	3
2.2 <i>PRODUCTIVITY INDEX (PI)</i> .....	5
2.3 <i>INFLOW PERMORMANCE RELATIONSHIP (IPR)</i> .....	5
2.4 <i>OUTFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP (OPR)</i> .....	7
2.5 <i>ARTIFICIAL LIFT</i> .....	9
2.5.1    Pompa Angguk ( <i>Sucker Rod Pump</i> ) .....	10
2.5.2    Perhitungan Karakteristik Operasi <i>Sucker Rod Pump</i> .....	11
2.5.3    Kelebihan dan Kekurangan SRP .....	12
2.6    SIMULATOR (PROSPER) .....	12
2.7 <i>FLUID LEVEL</i> .....	13
2.8    Dignosis <i>of troubleshooting</i> .....	14

<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....</b>	<b>16</b>
3.1    METODE PENELITIAN.....	16
3.2    FLOW CHART.....	17
3.3    DATA INPUT.....	18
3.4    JADWAL PENELITIAN.....	20
<b>BAB IV PEMBAHASAN .....</b>	<b>21</b>
4.1 <i>Design</i> SRP .....	21
4.2    DIAGNOSIS PERMASALAHAN DESIGN SRP TERHADAP PERFORMA PRODUKSI .....	23
4.3    REDESIGN SRP.....	25
4.3.1    Rekomendasi <i>re-design</i> pompa SRP.....	28
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN.....</b>	<b>31</b>
5.1    KESIMPULAN.....	31
5.2    SARAN.....	31
<b>DAFTAR PUSTAKA.....</b>	<b>32</b>
<b>LAMPIRAN.....</b>	<b>35</b>



## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 2.1</b> Grafik IPR Metoda Vogel .....	6
<b>Gambar 2.2</b> Kurva <i>Outflow Performance Relationship</i> (Begg, 2003) .....	8
<b>Gambar 2.3</b> Hubungan IPR dan TPR pada laju produksi optimum (Guo, Lyons, & Ghalambor, 2007) .....	8
<b>Gambar 2.4</b> Kondisi Tidak Ada Aliran .....	9
<b>Gambar 2.5</b> Perubahan <i>fluid level</i> (Gribennikov, Balandin, & Astafev, 2018).....	14
<b>Gambar 2.6</b> Rod load (IPM, 2009) .....	15
<b>Gambar 3.1</b> <i>Flow chart</i> penelitian.....	17
<b>Gambar 3.2</b> Hubungan <i>pump setting depth</i> dan <i>pump displacement</i> (Pertamina, 2003) .....	19
<b>Gambar 4.1</b> Profil Sumur X .....	21
<b>Gambar 4.2</b> Kurva IPR dan TPR pada kondisi tekanan reservoir 1500 psi .....	22
<b>Gambar 4.3</b> <i>Rod Load design</i> .....	23
<b>Gambar 4.4</b> Torsi <i>plot design</i> .....	24
<b>Gambar 4.5</b> Kurva IPR dan TPR pada kondisi tekanan reservoir 1300 psi .....	24
<b>Gambar 4.6</b> <i>Pump setting depth</i> 3500 ft.....	26
<b>Gambar 4.7</b> Pengaruh <i>Pump Speed</i> terhadap kurva VFP .....	27
<b>Gambar 4.8</b> Pengaruh <i>surface stoke length</i> terhadap kurva VFP .....	27
<b>Gambar 4.9</b> <i>Rod Load re-design</i> .....	28
<b>Gambar 4.10</b> <i>Torsi plot re-design</i> .....	29
<b>Gambar 4.11</b> Plot IPR terhadap TPR ( <i>re-design SRP</i> ) .....	30

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 3.1</b> PVT data .....	18
<b>Tabel 3.2</b> Data profil sumur .....	18
<b>Tabel 3.3</b> <i>Downhole equipment</i> .....	18
<b>Tabel 3.4</b> Data reservoir .....	19
<b>Tabel 3.6</b> <i>Schedule Penelitian</i> .....	20
<b>Tabel 4.1</b> <i>Current Condition SRP</i> .....	22
<b>Tabel 4.2</b> Perbandingan Design dan <i>Current Condition</i> Terhadap Performa Sumur.....	23
<b>Tabel 4.3</b> Skenario <i>Re-design SRP</i> .....	25
<b>Tabel 4.4</b> Optimasi <i>Re-design SRP</i> .....	28
<b>Tabel 4.5</b> Optimasi Performa Produksi .....	30





## DAFTAR SINGKATAN

BFPD	Barel Fluid Per Day
OD	<i>Out Diameter</i>
ID	<i>In Diameter</i>
BHP	<i>Bottom Hole Pressure</i>
TVD	<i>True Vertical Depth</i>
MD	<i>Measured Depth</i>
TD	<i>True Depth</i>



## DAFTAR SIMBOL

<i>A</i>	luas batang upaman, in
<i>CBE</i>	<i>counterweight</i> , lb
<i>c</i>	konstanta kalibrasi beban, lb/in.
<i>Ci</i>	<i>counterbalance</i> ideal, lb
<i>D</i>	kedalaman <i>working level</i> fluida, ft (desain pompa)
<i>D</i>	diameter <i>plunger</i> , inch
<i>d</i>	diameter <i>engine sheave</i> , inch
<i>Dmax</i>	defleksi maksimum, in.
<i>Dmin</i>	defleksi minimum, in.
<i>ep</i>	<i>plunger</i> overtravel, in
<i>Er</i>	konstanta elastisitas batang upaman, inch/lb-ft
<i>Et</i>	konstanta elastisitas tubing, inch/lb-ft
<i>EBHP</i>	daya mesin terpakai
<i>Fo</i>	perbedaan beban fluida pada luas <i>Plunger</i> , lb
<i>MPRL</i>	minimum beban batang upaman, lb
<i>PD</i>	pengurusan pompa BPD
<i>PPRL</i>	beban batang upaman, lb
<i>PRHP</i>	daya batang upaman
<i>PT</i>	minimum beban batang upaman, lb
<i>RPM</i>	kecepatan mesin, RPM
<i>R</i>	pembandingan <i>gear box</i>
<i>S</i>	panjang langkah, inch, panjang <i>stroke</i> dari <i>polished rod</i>
<i>SF</i>	faktor perbaikan
<i>Skr</i>	beban agar batang upaman mulur sepanjang S
<i>Sp</i>	panjang efektif langkah pompa, in
<i>T</i>	torsi <i>crank</i> , lb-inch
<i>Tr</i>	minimum <i>tensile strength</i> batang upaman, Grade C= 90.000 psi.
<i>W</i>	beban, lb

## DAFTAR LAMPIRAN

<b>LAMPIRAN I</b>	Design SRP
<b>LAMPIRAN II</b>	Diagnosis Permasalahan
<b>LAMPIRAN III</b>	Re-design SRP



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

## ABSTRAK

Penurunan laju produksi minyak dapat disebabkan beberapa faktor seperti penurunan tekanan reservoir. Oleh sebab itu dibutuhkan *artifitial lift* (SRP) untuk mengangkat fluida ke permukaan, apabila terjadi penurunan tekanan reservoir tentu akan mempengaruhi masalah kinerja pompa SRP seperti pada sumur X terjadi penurunan *fluid level* sehingga menyebabkan pompa bekerja pada kondisi *undercounterbalance* pada SRP tersebut. Untuk meningkatkan laju alir produksi maka performa SRP harus ditingkatkan salah satunya dengan *re-design* SRP menggunakan *software* PROSPER. Penggunaan *software* dilakukan karena perhitungan *re-design* SRP memiliki tahapan yang panjang sehingga dapat menyebabkan kekeliruan selain itu juga dapat mempercepat waktu pengerjaan. Adapun tujuan penelitian ini analisis pengaruh penurunan *fluid level* terhadap kinerja pompa dan menganalisis performa produksi sebelum dan sesudah *re-design* pompa SRP. Setelah dilakukan *re-design* kemudian analisis kurva IPR menggunakan metode Vogel, dengan menghubungkan kurva IPR dan VLP didapatkan *operating point*. Pada saat Ps 1500 psi dan SFL 254,2 ft (*initial*) diperoleh laju produksi 260,5 STB/d, Ketika kondisi reservoir Ps 1300 psi dan SFL 684,3 ft (*current conditions*) diperoleh laju produksi sebesar 192,6 STB/d. Adanya penurunan ini disebabkan oleh kinerja pompa berada pada kondisi *undercounterbalnce*. Berdasarkan diagnosis *design* SRP pada sumur X mengalami beberapa permasalahan yaitu (1) penurunan *fluid level* menyebabkan *pump setting depth* yang tidak optimal oleh sebab itu dilakukan perubahan *pump setting depth* dari 3400 menjadi 3500 ft, (2) *pump speed* dari 12 menjadi 16 SPM dan (3) *stroke length* dari 48 menjadi 74 inch. Dengan merubah tiga parameter tersebut diperoleh *liquid rate* dari 192,6 STB/d menjadi 406,3 STB/d. Berdasarkan sensitivitas yang dilakukan memberikan gambaran setiap kenaikan laju produksi beriringan dengan bertambahnya kecepatan pompa dan *stoke length*.

**Kata Kunci;** SRP, *Fluid Level*, PROSPER, *Pump Setting Depth*, SPM, *Stroke Lenght*



## ABSTRACT

The decrease of oil production rate can be caused by several factors such as a decrease in reservoir pressure. Therefore an artificial lift (SRP) is needed to lift the surface fluid, a decrease in reservoir pressure will certainly affect the SRP pump performance problems such as in X well, a decrease in the fluid level causes the pump to work under conditions of undercounterbalance to the SRP. To increase the production flow rate, the SRP performance must be improved, one of which is by re-designing the SRP using PROSPER software. The use of software is carried out because the recalculation of the SRP design has a long stage so that it can cause mistakes and can also speed up processing time. The purpose of this study is to analyze the effect of fluid influence on pump performance and production performance before and after the SRP pump redesign. After redesigning the IPR curve analysis using the Vogel method, the IPR and VLP curves obtained the operating points. At the time of Ps 1500 psi and SFL 254.2 ft (initial), at the current condition a production rate of 192.6 STB/d was obtained. This decrease is due to the pump's performance being in an undercounterbalance condition. Based on the SRP design diagnosis at well X experienced several problems, namely (1) the decrease in the fluid level caused the depth of the pump setting which was not optimal, therefore the pump depth setting was changed from 3400 to 3500 ft, (2) the pump speed from 12 to 16 SPM and (3) stroke length from 48 to 74 inches. By changing these three parameters, the liquidity level is obtained from 192.6 STB/d to 406.3 STB/d. Based on the sensitivity which provides an overview of each increase in production rate along with increasing pump speed and duration of the stroke.

**Keywords;** SRP, *Fluid Level*, PROSPER, *Pump Setting Depth*, SPM, *Stroke Len*

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 LATAR BELAKANG

Penurunan laju produksi minyak di Indonesia tidak bisa kita interpretasikan sebagai cadangan minyak yang sudah habis (Musnal, 2015). Oleh sebab itu untuk memenuhi kebutuhan BBM di Indonesia perlu dilakukan optimalisasi produksi sumur yang sudah ada dengan melihat beberapa faktor penyebab penurunan produksi minyak. Secara alamiah Sumur minyak dapat diproduksi secara *natural flow* dengan kata lain tekanan reservoir mampu mendorong fluida sampai ke permukaan (Amin, 2013). Namun seiring dengan berjalannya waktu produksi, tekanan reservoir akan menurun tentu hal ini akan berdampak pada penurunan laju produksi minyak. Untuk mengatasi masalah tersebut maka dibutuhkan *artifisial lift* agar produksi tetap optimal (Musnal & Melisa, 2016).

*Artifisial lift* yang digunakan dalam penelitian kali ini berupa pompa *Sucker rod pump* (SRP), pada awalnya pompa SRP didesain berdasarkan ketinggian *fluid level*. Tekanan reservoir sangat berpengaruh terhadap ketinggian kolom fluida yang berada didalam tubing, dalam kasus ini penurunan tekanan reservoir menyebabkan penurunan *fluid level* sehingga kinerja SRP tidak maksimal maka dibutuhkan perencanaan ulang (*re-design*) SRP tersebut dengan tujuan untuk meningkatkan laju alir produksi.

Penerapan pengangkat buatan (*artificial lift*) bertujuan untuk membantu meningkatkan produksi minyak (Musnal, 2015), hal ini disebabkan oleh adanya tenaga yang dihasilkan dari peralatan tersebut diubah menjadi tenaga pendorong minyak ke permukaan sehingga dapat meningkatkan produksi (Faiz, Sulistyanto, & ST, 2015). Teknologi SRP tergolong teknologi yang sudah lama digunakan (Koncz, 2018). Akan tetapi teknologi ini masih banyak digunakan di industri perminyakan. Apabila pada sumur X mengalami penurunan tekanan, yang berpengaruh terhadap penurunan *fluid level* sehingga performa pompa tidak maksimal hal ini dapat diketahui berdasarkan analisis *rod load* (Torres & Schntman, 2013).

Sumur X merupakan sumur yang menggunakan *artificial lift* pompa SRP. Setelah 5 tahun terjadi penurunan tekanan reservoir dari 1500 psi menjadi 1300 psi yang mengakibatkan *fluid level* menurun dari 254,2 ft menjadi 684,3 ft yang mengakibatkan menurunnya efisiensi pompa karena bekerja pada kondisi *undercounterbalance* sehingga *pump setting depth* harus dilakukan pengaturan ulang dari 3400 ft menjadi 3500 ft. Berdasarkan permasalahan yang sudah di paparkan untuk meningkatkan laju alir produksi maka performa SRP harus ditingkatkan salah satunya dengan *re-design* SRP agar dapat bekerja dengan optimal. Untuk mempermudah pengerjaan penulis menggunakan *software* PROSPER. Penggunaan *software* ini dikarenakan ketersediaan fitur yang yang diperlukan dalam *design* maupun *re-design* SRP sehingga dapat meminimalisir kesalahan dalam tahapan perhitungan.

## 1.2 TUJUAN PENELITIAN

Adapun tujuan penelitian dari tugas akhir ini sebagai berikut :

1. Menentukan pengaruh penurunan *fluid level* terhadap kinerja pompa SRP sumur X
2. Menganalisis performa produksi sebelum dan sesudah *re-design* pompa SRP pada sumur X

## 1.3 MANFAAT PENELITIAN

Berdasarkan penelitian yang akan dilakukan dapat memberikan manfaat yaitu;

1. Dapat menjadi referensi bagi mahasiswa dalam penelitian selanjutnya mengenai desain SRP.
2. Diharapkan hasil dari penelitian ini dapat diaplikasikan pada sumur-sumur minyak yang memiliki kedalaman menengah (<10.000 ft atau >3048 ft) dengan laju produksi yang relatif tidak terlalu besar (<1.000 bfpd)

## 1.4 BATASAN MASALAH

Dalam penulisan Tugas Akhir ini penulis mengacu pada data yang sudah tersedia. Dalam tahap perencanaannya, kesuksesan *re-design* pompa SRP mengacu analisis kurva IPR dengan metode Vogel sesuai dengan ketersediaan fitur yang ada di *software* PROSPER.



## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

Hasil perkembangan teknologi merupakan buah dari pemikiran orang terdahulu, penerapan teknologi seperti yang kita gunakan pada saat ini merupakan bentuk pengaplikasian ilmu pengetahuan bersumber dari penelitian dan dibutuhkan kerja keras serta melibatkannya berbagai disiplin ilmu dan memakan waktu yang lama. Oleh sebab itu kita sekarang sedang menikmati hasil karya pada masing-masing bidang ilmu pengetahuan yang disebut dengan teknologi. Untuk itu kita diwajibkan untuk mempelajari serta melakukan inovasi terhadap teknologi tersebut seiring berkembangnya peradaban manusia. Sebagaimana firman Allah sebagai berikut;

Dan kalau kiranya pohon yang ada di bumi dijadikan pena, dan laut (dijadikan tinta) ditambah lagi sesudah itu dengan tujuh laut, belum habis perkataan Allah (yang akan dituliskan) sesungguhnya Allah itu Maha Kuasa dan Bijaksana (QS.Luqman 31 : 27).

Berdasarkan firman Allah tersebut dapat dianalogikan bahwa pengetahuan yang dimiliki manusia pada akhirnya tidak akan mampu mengungkap rahasia seluruh ilmu pengetahuan, akan tetapi kita sebagai seorang muslim diwajibkan menuntut ilmu karena hukumnya *fardu 'ain* selain itu Allah juga mengangkat derajat orang yang berilmu pengetahuan.

#### 2.1 STATE OF THE ART

Penelitian yang dilakukan oleh Faiz, Sulistyanto, & Samsol, (2015) mengenai optimasi kinerja SRP pada sumur A-1, A-2, Z-1 dan Z-2 untuk mempermudah analisis mereka menggunakan perangkat lunak berupa *software* PROSPER. Permasalahan yang terjadi pada sumur tersebut kurang optimalnya kinerja pompa SRP, kemudian mereka melakukan optimasi dengan mengganti beberapa parameter seperti kecepatan pompa, panjang langkah dan diameter pompa. Tujuan dari optimasi tersebut untuk mendapatkan *economic index* terendah dan *lift efficiency* terbesar. Laju alir produksi pada sumur A-1 dari 235 bbl/d menjadi 319 bbl/d, berdasarkan perubahan tersebut didapatkan *lift efficiency* sebesar 103% adanya perubahan ini



disebabkan penggantian diameter pompa 1,75 inch menjadi 2,25 inch dan menurunkan kecepatan pompa dari 12,75 SPM menjadi 11 SPM.

Penelitian yang dilakukan oleh Musnal, (2015) di sumur F-1, F-2, F-3 dan F-4, PT. KSO Pertamina Sarolangun Jambi bertujuan mengoptimasi laju alir minyak. *Artifitial lift* yang digunakan berupa kombinasi pompa SRP dan HPU pada lapangan tersebut diketahui ketidaksesuaian laju alir produksi yang diinginkan karena efisiensi volumetrik pompa yang rendah sehingga dilakukan evaluasi untuk mendapatkan produksi yang optimum. Pada kondisi awal diketahui efisiensi volumetrik pompa sumur F-1, F-2, F-3 dan F-4 berturut-turut sebesar 28,3, 26, 27,6 dan 45 % setelah optimasi didapatkan efisiensi volumetrik berturut-turut sebesar 73, 79, 57 dan 92 %. Apabila dilihat dari kenaikan laju produksi diperoleh pada tiap - tiap sumur F-1 sebesar 65 menjadi 106 Bfpd, sumur F-2 sebesar 76 menjadi 115 Bfpd, sumur F-3 78 menjadi 83 Bfpd dan sumur F-4 sebesar 110 menjadi 117 Bfpd. Berdasarkan hasil yang diperoleh dapat disimpulkan untuk untuk mendapatkan laju alir yang optimal maka pompa harus bekerja pada *range efficiency* sesuai dengan tipe pompa tersebut.

Penelitian yang dilakukan oleh Jaya, Rahman, & Herlina, (2014) di PT. Pertamina EP *asset 2 Pendopo field*, mengenai masalah penurunan laju produksi yang disebabkan oleh penurunan tekanan reservoir. Dalam penelitiannya mereka menggunakan pompa ESP yang sudah terinstalasi pada sumur P-028 dan P-029 dengan type IND 750 dan IND 650. Berdasarkan hasil analisis terbukti pompa tersebut tidak mampu mencapai target produksi yang diinginkan karena melebihi *range capacity optimum* yaitu sebesar 969,33 dan 793,23 bfpd. Oleh karena itu untuk mencapai target produksi yang diinginkan maka dilakukan penggantian type pompa pada masing – masing sumur yaitu IND 1000 dan IND 750.

Berdasarkan penelitian terdahulu penurunan laju produksi dapat diakibatkan faktor mekanis seperti kurangnya efisiensi volumetrik pompa dan faktor alamiah seperti penurunan tekanan reservoir. Maka dalam penelitian ini akan dilakukan *re-design* SRP terhadap penurunan *fluid level*.

## 2.2 PRODUCTIVITY INDEX (PI)

Sumur-sumur yang baru pada umumnya mempunyai tenaga pendorong alamiah yang dapat mengalirkan fluida hidrokarbon dari reservoir ke permukaan dengan tenaganya sendiri oleh sebab itu perlu diketahui seberapa besar kemampuan sumur tersebut untuk dapat memproduksi. Produktifitas formasi merupakan kemampuan suatu formasi untuk memproduksi fluida reservoir pada kondisi tekanan dan laju alir produksi tertentu, (Khalik, Elfistoni, & Zubir, 2020). Penurunan kemampuan produksi akan terjadi dengan berjalannya waktu produksi hal ini berlangsung secara liner apabila dihubungkan dengan tekanan reservoir (Guo, Lyons, & Ghaleb, 2007). Adapun parameter yang menyatakan produktivitas formasi adalah Index Produktivitas (PI) dan Inflow Performance Relationship (IPR) (Musnal, 2015).

PI merupakan indeks yang digunakan untuk menyatakan kemampuan suatu sumur untuk dapat memproduksi pada tiap waktu dan tekanan tertentu, pada suatu kondisi tertentu secara kualitatif secara definisi PI adalah perbandingan antara laju alir produksi ( $q$ ) suatu sumur pada suatu harga tekanan alir dasar sumur tertentu ( $P_{wf}$ ) dengan perbedaan tekanan statik sumur ( $P_s$ ) (Economides, Hill, & Economides, 1993).

$$(PI) = \frac{q}{P_s - P_{wf}} = \frac{q}{\text{drawdown}} \quad (1)$$

dimana  $q$  dalam STB/day,  $P_s$ ,  $P_{wf}$  dalam psia, dan PI dalam STB/day.psia.

## 2.3 INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP (IPR)

Menurut Fitrianti, Putra, & Cendra, (2018) IPR merupakan hubungan *bottom hole pressure* ( $P_{wf}$ ) dan laju alir ( $q$ ). Hubungan ini menggambarkan kemampuan suatu sumur untuk mengangkat fluida dari formasi ke tubing. Kegunaan kurva IPR untuk mengetahui suatu performa sumur dalam memaksimalkan produksi sumur tersebut (Novrianti & Erianto, 2016).

Model IPR Vogel ini ditulis dalam bentuk fraksi  $P_{wf}/P_s$  vs.  $q/q_{max}$ , yang dapat dilihat pada gambar 2.1. Metode ini digunakan pada aliran dua fasa (Guo, Lyons, & Ghalambor, 2007). Persamaan tersebut dapat ditulis sebagai berikut:

$$\frac{q}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0.8 \left( \frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \quad (2)$$



**Gambar 2.1** Grafik IPR Metoda Vogel

Adapun anggapan pada persamaan Vogel menurut (Ahmed, 2001) yaitu :

1. Reservoir bertenaga dorong *solution gas drive*
2. Skin sama dengan nol ( $S = 0$ )
3.  $P_r < P_b$

Persamaan Vogel dikembangkan dalam memperhitungkan kondisi dimana tekanan reservoir berada diatas tekanan saturasi. Pada kondisi ini kurva IPR terdiri dari dua bagian yaitu ( $P_{wf} > P_b$ ) yang membentuk kurva linier dan  $P_{wf} < P_b$  yang membentuk kurva tidak linier (Saputra, 2019). Pada bagian kurva yang linier, maka persamaan yang digunakan yaitu



$$q_o = J (P_s - P_{wf}) \quad (3)$$

Pada bagian kurva yang tidak linier ( $P_{wf} < P_b$ ), maka persamaan yang digunakan yaitu

$$q_o = q_b + (Q_{o\max} - Q_b) \left( 1 - 0.2 \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right) 0.8 \left( \left( \frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right) \right) \quad (4)$$

dimana :

$q_b$  = laju alir oil pada tekanan saturasi

$P_b$  = tekanan saturasi

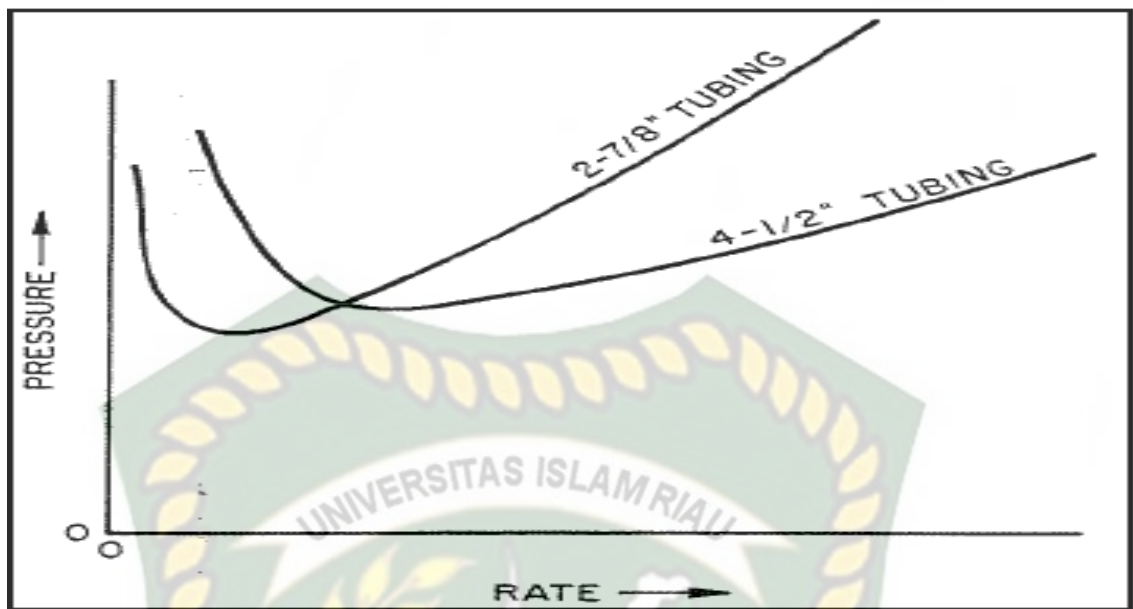
$Q_b = J (P_b/1.8)$

$J$  = Index Productivity

#### 2.4 ***OUTFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP (OPR)***

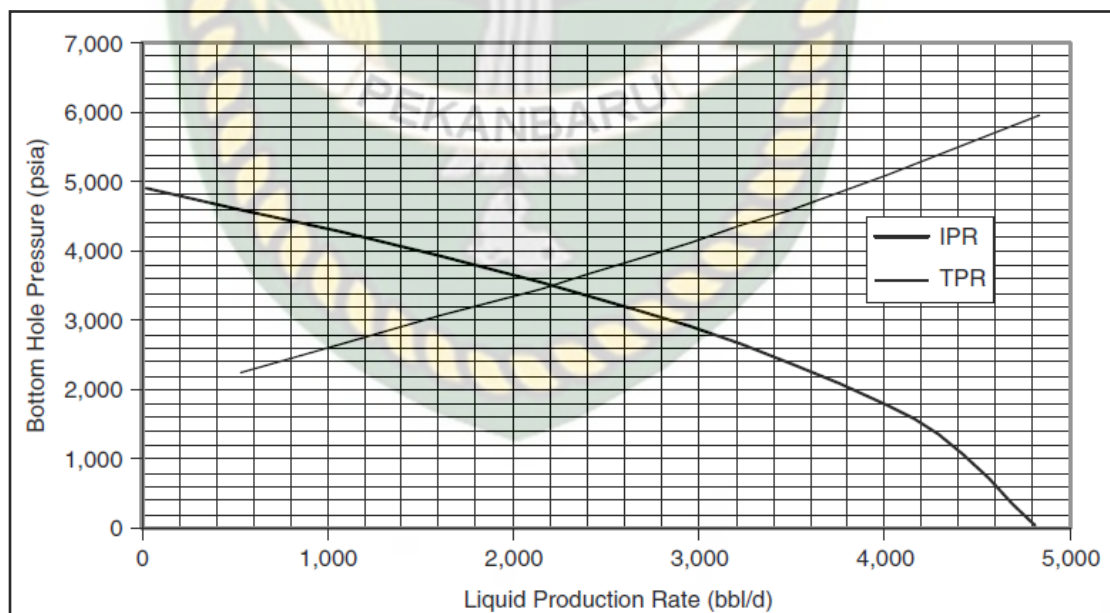
*Outflow Performance Relationship* mempunyai berbagai macam nama, ada yang menyebutnya dengan *Tubing Intake* atau *Vertical Lift Performance (VLP)* dan *tubing performance relationship* (Guo, Lyons, & Ghalambor, 2007). Fungsi VLP untuk mengetahui laju alir sumur pada tiap tekanan dari kurva ini juga kita dapat mengetahui titik optimum produksi (Begg, 2003). Dengan mengetahui kondisi VLP, dapat dilihat performa sumur pada beberapa ukuran tubing. Dengan menghubungkannya kurva IPR dan VLP maka akan didapat suatu performa sumur yang optimum yaitu berada pada titik pertemuan antara kedua kurva tersebut atau disebut dengan *operating point*, hal ini bertujuan agar tidak terjadi *pressure drop* yang signifikan akibat dari laju alir yang sangat besar. Salah satu penggunaan VLP adalah untuk mengetahui ukuran tubing yang tepat, ukuran *choke* serta tekanan pada *wellhead* yang cocok digunakan pada suatu sumur dengan keadaan IPR tertentu untuk mendapatkan laju produksi yang optimum. Adapun bentuk plot kurva VLP umumnya sebagai berikut.





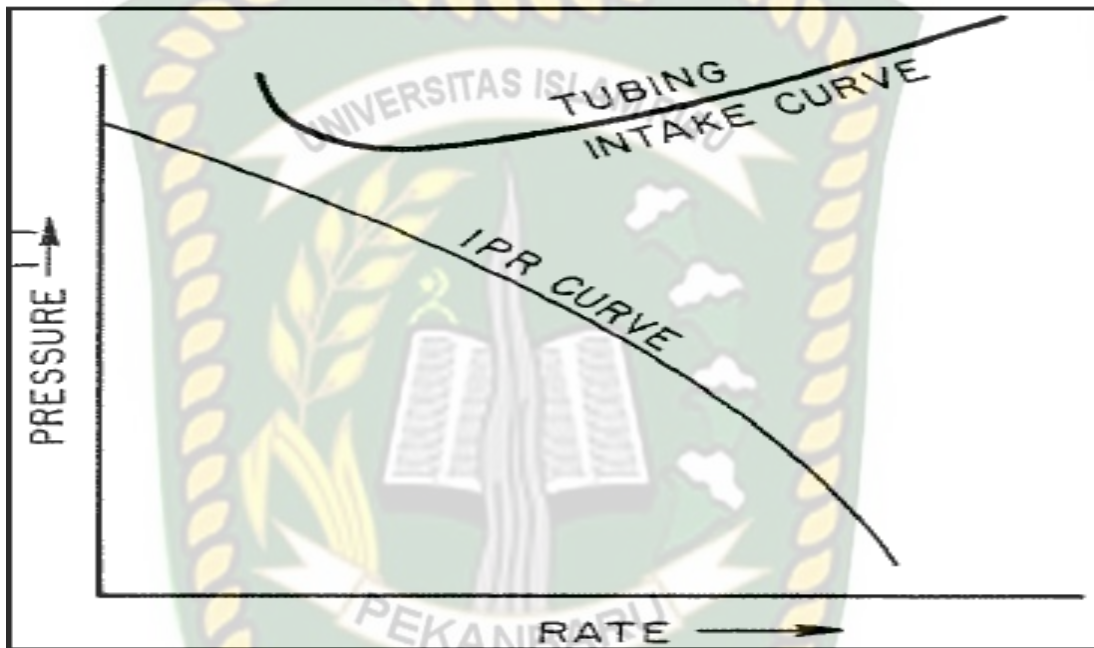
**Gambar 2.2** Kurva *Outflow Performance Relationship* (Begg, 2003)

Gambar 2.3 memperlihatkan hubungan kurva IPR dan TPR akan terlihat performa produktivitas suatu sumur. Untuk itulah kedua kurva ini sangat penting digunakan agar tidak terjadi kesalahan dalam pemilihan ukuran tubing yang digunakan pada suatu sumur.



**Gambar 2.3** Hubungan IPR dan TPR pada laju produksi optimum (Guo, Lyons, & Ghalambor, 2007)

Jika didapatkan kondisi seperti Gambar 2.4, maka dapat dikatakan bahwa sumur tersebut mati karena tidak ada fluida yang dapat terproduksi dari sumur tersebut. Pada keadaan seperti ini penyebabnya bisa jadi beberapa hal, misalnya ukuran tubing tidak sesuai dengan kondisi sumur atau sumur tersebut telah beberapa waktu berproduksi dan mengalami penurunan tekanan, sehingga kondisi dimana sebelumnya sumur dapat terproduksi dengan baik namun karena mengalami penurunan tekanan, fluida produksi tidak dapat naik ke permukaan.



**Gambar 2.4** Kondisi Tidak Ada Aliran

## 2.5 ARTIFICIAL LIFT

*Artificial Lift* merupakan metode pengangkatan yang digunakan ketika tekanan dari reservoir sudah tidak mampu untuk mengangkat minyak dari *subsurface* ke permukaan, dengan tujuan untuk meningkatkan produktivitas sumur produksi. Menurut (Naguib, Bayoumi, El-Emam, & El Battrawy, 2000) ada berbagai macam *Artificial Lift* seperti ESP PCP HPU *gas lift* dan SRP untuk pemilihan *artificial lift* tersebut tergantung dari beberapa parameter seperti tekanan reservoir, laju produksi terakhir, permasalahan sumur seperti (kepasiran, pafin dan sebagainya) dan sumber tenaga (gas, minyak, air dan listrik) namun pada penulisan penelitian ini, peneliti hanya akan menggunakan Pompa Angguk atau *Sucker Rod Pump* (SRP).

### 2.5.1 Pompa Angguk (*Sucker Rod Pump*)

*Sucker rod pump* merupakan salah satu metoda pengangkatan buatan, dimana untuk mengangkat minyak ke permukaan digunakan pompa dengan tangkai pompa (rod). Pompa ini digunakan pada sumur-sumur dengan viskositas rendah medium, tidak ada problem kepasiran, GOR sedang, sumur-sumur lurus dan fluid level tinggi. Menurut (Karassik, Messina, Cooper, & Heald, 2001) prinsip kerja dari pompa *sucker rod* dapat dijelaskan sebagai berikut: Gerak rotasi dari prime mover diubah menjadi gerak naik turun oleh pumping unit terutama oleh sistem *pitman crank assembly*. Kemudian gerak angguk (naik turun) ini oleh horse head dijadikan gerak lurus naik turun untuk menggerakkan plunger. Instalasi pumping unit di permukaan dihubungkan dengan pompa yang ada dalam sumur oleh sucker rod sehingga gerak lurus naik turun dari horse head dipindahkan ke plunger pompa dan plunger bergerak naik turun dalam barrel pompa.

Pada saat up-stroke, plunger bergerak ke atas, di bawah plunger terjadi penurunan tekanan. Karena tekanan dasar sumur lebih besar dari tekanan dalam pompa maka akibatnya standing valve terbuka dan minyak masuk ke dalam pompa. Pada saat down-stroke, *standing valve* tertutup karena tekanan dari minyak dalam barrel pompa, sedangkan pada bagian atasnya, yaitu traveling valve terbuka oleh tekanan minyak akibat dari turunnya *plunger*, selanjutnya minyak akan masuk ke dalam tubing.

Proses ini dilakukan secara berulang-ulang sehingga minyak akan sampai kepermukaan dan terus ke separator melalui flow line. Menurut Fitrianti & Haryono, (2018) komponen utama SRP *prime mover*, *surface unit*, *rod string* dan *downhole pump*.

### 2.5.2 Perhitungan Karakteristik Operasi *Sucker Rod Pump*

Komponen-komponen peralatan SRP merupakan suatu gabungan yang kompleks dan menyatu, artinya tiap peralatan akan saling ketergantungan satu dengan yang lain. Oleh karena itu penting dilakukannya analisa peralatan pompa untuk menjaga efisiensi pompa mengangkat fluida naik ke permukaan (Pertamina, 2003).

1. Kapasitas pompa (*Pump Displacement*)  
 $PD = K S_p N$  (bbl/hari).....(5)
2. *Peak polished rod load*  
 $PPRL = W_{rf} + (F_1/Sk_r \times Sk_r)$  (lbs).....(6)
3. Minimum *polished rod* (bebab polished minimum)  
 $MPRL = W_{rf} + (F_2 / Sk_r) \times Sk_r$  (lbs) .....(7)
4. *Peak torque* (torsi maksimum)  
 $PT = (2T/ S^2k_r) \times Sk_r \times T_a \times S/2$  (HP) .....(8)
5. *Polished rod HP* (daya kuda polished rod untuk konvensional)  
 $PRHT = (F_3/ Sk_r) \times Sk_r \times N \times 2.53 \times 10^{-8}$  (HP) .....(9)
6. *Index of torsional effectiviness* (indeks efektifitas torsi)  
 $ITE = [(100 \times 63025 \times PRHT) / (PT \times N)]$  (%) .....(10)
7. *Counterbalance* yang dibutuhkan  
 $CBE = 1.06 (W_{rf} + \frac{1}{2} F_o)$  (lbs).....(11)
8. *Stress* (max)  
 $Stress$  (max) =  $PPRL/A$  (psi) .....(12)  
 Catatan A = Luas rod teratas (terbesar)
9. *Stress* (min)  
 $Stress$  (min) =  $MPRL/A$  (psi).....(13)
10. *Stress max* yang diizinkan  
 $SF = (0.25 \times T) + (0.5625 \times stress$  (min) (psi) .....(14)
11. HP



$$HP = (L \times PD) / 135771 \text{ (HP)} \dots\dots\dots(15)$$

### 2.5.3 Kelebihan dan Kekurangan SRP

Menurut PT.Pertamina, (2003) Keuntungan menggunakan SRP adalah :

1. Efisien dan mudah dalam pengoperasian dilapangan
2. Masih bisa digunakan untuk mengangkat sumur yang mengandung pasir
3. Dapat digunakan pada sumur *directional*
4. Dapat digunakan untuk sumur yang memiliki tekanan renda
5. Fleksibel karena kecepatan pompa dan stoke length dapat disesuaikan
6. Dapat digunakan pada berbagai ukuran tubing
7. Dapat menggunakan listrik sebagai sumber penggerak
8. Tidak mudah rusak
9. Mudah diperbaiki dilapangan

Sedangkan kekurangannya adalah :

1. Kurang optimal pada sumur miring atau horizontal (butuh *Equipment* tambahan)
2. *Gas-Handling* yang terbatas
3. Membutuhkan tempat yang luas
4. Kedalaman sumur yang terbatas

### 2.6 SIMULATOR (PROSPER)

PROSPER merupakan program perangkat lunak yang dikeluarkan oleh PETEX, adapun kegunaan *software* ini dapat mendesign dan menganalisis pompa jenis SRP karena sudah tersedianya fitur untuk mempermudah analisis. PROSPER program yang digunakan untuk membuat konfigurasi model sumur, guna menganalisa dari aspek PVT, korelasi yang digunakan untuk menghitung *pressure loss* di tubing dan merupakan perhitungan terhadap *vertical lift performance* , serta dapat menentukan kurva IPR (Melysa, Masduki, & Khalid, 2017).

PROSPER dapat membantu *engineer* produksi atau reservoir untuk memprediksi hidrolika *tubing* dengan cepat dan akurat. Fitur perhitungan sensitivitas PROSPER memungkinkan untuk mendesain sumur yang ada untuk di optimalkan

dengan baik dan meramalkan efek atau perubahan parameternya di masa depan (IPM, 2009).

PROSPER dirancang untuk memungkinkan pengembangan model sumur yang handal dan konsisten, dengan kemampuan untuk menangani setiap aspek pemodelan dengan baik; PVT (karakteristik fluida), korelasi VLP (untuk perhitungan *flowline* dan *tubing pressure loss*) dan IPR (reservoir inflow). Dengan memodelkan setiap komponen sistem sumur produksi, Pengguna dapat memverifikasi setiap subsistem model dengan pencocokan kinerja atau *Matching*. Setelah sistem sumur telah di modelkan dan telah disesuaikan dengan data medan nyata, PROSPER dapat digunakan untuk memodelkan sumur dengan skenario yang berbeda dan membuat prediksi tekanan reservoir berdasarkan data produksi permukaan.

PROSPER menyediakan fitur *matching* yang dapat menyempurnakan data PVT, korelasi aliran multifasa dan IPR agar sesuai dengan data lapangan yang teruji, sehingga memungkinkan model yang konsisten dibuat sebelum digunakan dalam prediksi (sensitivitas atau desain angkat buatan).

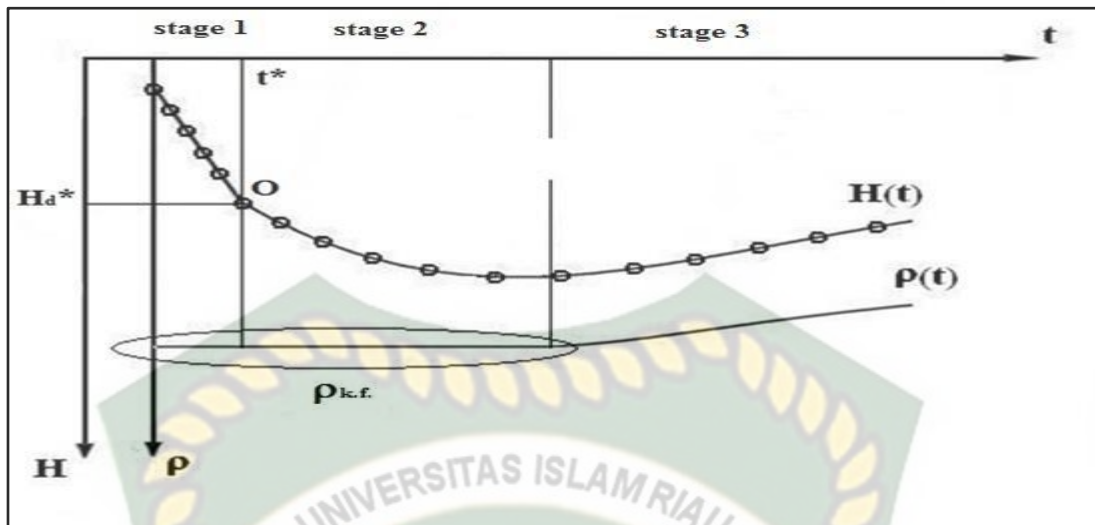
## 2.7 FLUID LEVEL

Tekanan reservoir merupakan parameter yang sangat berpengaruh terhadap ketinggian kolom fluida pada sebuah tubing, selain itu densitas fluida reservoir dan kedalaman sumur merupakan fungsi dari tekanan hidrostatik yang berada di dalam sumur yang digambarkan pada persamaan berikut;

$$SFL = Mid\ perf - \frac{Pr}{Fluid\ Gradient} \dots\dots\dots (16)$$

$$DFL = Mid\ perf - \frac{Pwf}{Fluid\ Gradient} \dots\dots\dots (17)$$

Apabila tekanan reservoir menurun tentu *fluid level* akan menurun akibat adanya pengaruh dari berat dan ketinggian kolom fluida seperti yang terlihat pada gambar 2.6 perubahan *fluid level* terhadap densitas (Gribennikov, Balandin, & Astafev, 2018).

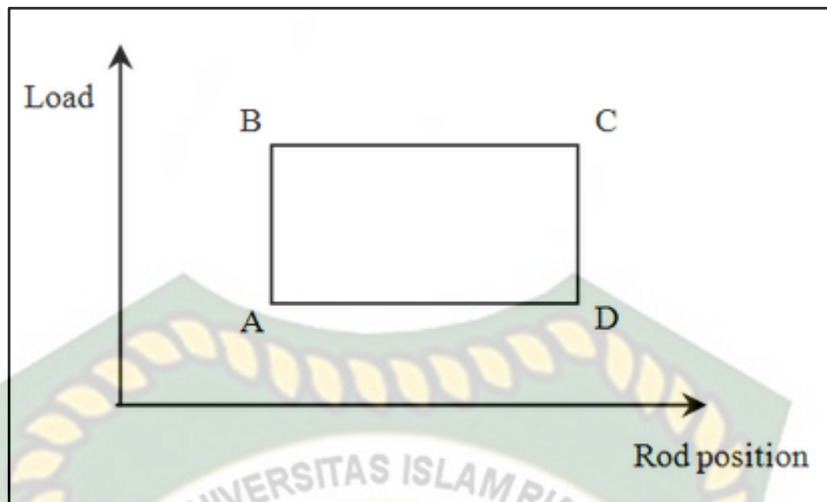


Gambar 2.5 Perubahan *fluid level* (Gribennikov, Balandin, & Astafev, 2018)

## 2.8 DIGNOSIS OF TROUBLESHOOTING

Analisis kinerja SRP berdasarkan pada *dynamometer card* yang berupa kurva *rod load plot* dan torsi yang dapat memberikan informasi performa SRP yang dapat mengukur variasi beban *rod* dengan menggunakan *dynamometer*. Sebagai contoh dapat dilihat pada gambar 2.7 memperlihatkan skema pergerakan *rod load*;

1. Titik A: *plunger* berada di titik terendah. Ini adalah titik awal pompa bergerak keatas.
2. A-B: Katup *traveling valve* menutup dan *standing valve* terbuka. Karena ini adalah kasus yang ideal, beban total fluida di atas *plunger* diambil alih oleh *sucker rod*.
3. B-C: *Plunger* bergerak sampai titik tertinggi, jarak antara titik B dan C mewakili panjang *stroke length*.
4. C-D: *traveling valve* terbuka dan *standing valve* menutup. Ini adalah titik awal gaya turun (*rod unloads*)
5. D-A: *Plunger* bergerak kembali ke titik terendah ke-titik A.



**Gambar 2.6** Rod load (IPM, 2009)



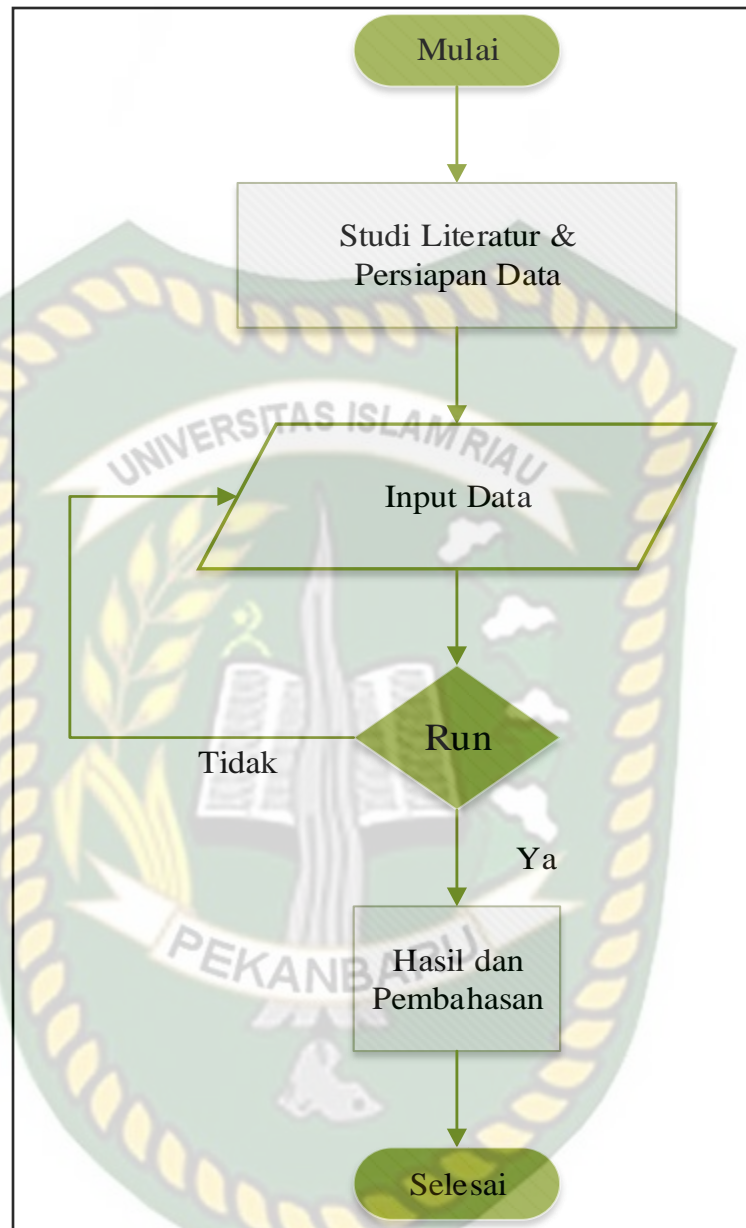
## BAB III METODOLOGI PENELITIAN

### 3.1 METODE PENELITIAN

Dalam penelitian ini metode yang digunakan yaitu berupa *simulation research* dengan bantuan *software* PROSPER. *Software* ini dipakai berdasarkan pada fitur yang tersedia dalam membantu pengerjaan *re-design* SRP dengan menggunakan data sekunder berupa data hipotetik.



### 3.2 FLOW CHART



Gambar 3.1 Flow chart penelitian

### 3.3 DATA INPUT

Adapun data yang digunakan dalam analisis SRP ini berupa data hipotetik yang didapat dari jurnal penelitian sebelumnya untuk memaksimalkan analisis maka digunakan bantuan *software* berikut data yang diperlukan dalam penelitian ini yang mana data ini bersumber dari peneliti terdahulu yaitu (Farhan, Nandi, & Jadhav, 2015). Adapun data yang dibutuhkan yaitu sebagai berikut;

1. PVT data
2. Data profil sumur
3. Data reservoir
4. Data SRP

**Tabel 3.1** PVT data

Parameter	Value
GOR, scf/stb	160
Oil Gravity, API	25
Water Salinity, ppm	80000
Pb, Psig	13000
Specific Gas Gravity, (Air = 1)	0,68
Bo, rb/stb	1,6
$\mu_o$ , cp	8,87

**Tabel 3.2** Data profil sumur

Measured Depth, ft	True Vertical Depth, ft
0	0
3500	3500

**Tabel 3.3** Downhole equipment

Equipment Type	Measured Depth, ft	Tubing ID, inc	Tubing OD, inc	Casing ID, inc
Xmas	0	-	-	-
Tubing	3500	2,441	0,0012	6,3

Tabel 3.4 Data reservoir

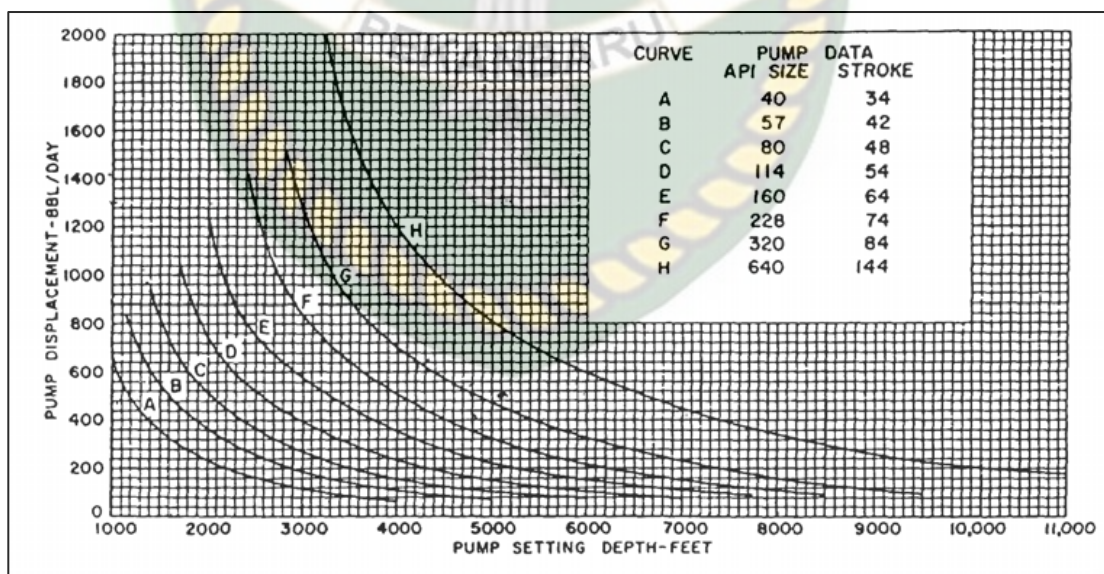
Parameter	Value
Reservoir Pressure, Psig	1500
Current Res. Pressure, Psig	1300
Reservoir Temperature, degF	130
Water Cut, %	80
Total GOR, scf/stb	160
PI, stb/d/psi	0,25

Permasalahan yang terjadi dalam penelitian ini yaitu terjadi penurunan *fluid level* sehingga *pump setting depth* harus di *re-design* oleh sebab itu dilakukan perhitungan tinggi kolom fluida menurut (Guo, Lyons, & Ghalambor, 2007) dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut.

$$FL = Depth \left( \frac{BHP - P_{tf}}{G_s} \right)$$

$$G_s = 0,433 SG_{oil}$$

Berdasarkan penelitian yang dipaparkan oleh Pertamina, (2003) *pump setting depth* juga sangat berpengaruh terhadap *pump displacement* yang terlihat pada gambar 3.1 semakin dalam *fluid level* akan selaras dengan *pump setting depth*.



Gambar 3.2 Hubungan *pump setting depth* dan *pump displacement* (Pertamina, 2003)



### 3.4 JADWAL PENELITIAN

Dalam penelitian ini peneliti melakukan penelitian dimulai pada bulan februari, langkah awal penelitian ini dimulai dengan mengumpulkan literature yang relefan untuk dijadikan referensi kemudian melakukan simulasi pada bulan maret. Simulasi ini ditargetkan akan selesai pada awal bulan maret dan dilanjutkan dengan analisis hasil simulasi berikut jadwal penelitian dapat dilihat pada tabel 3.6.

**Tabel 3.5** *Schedule* Penelitian

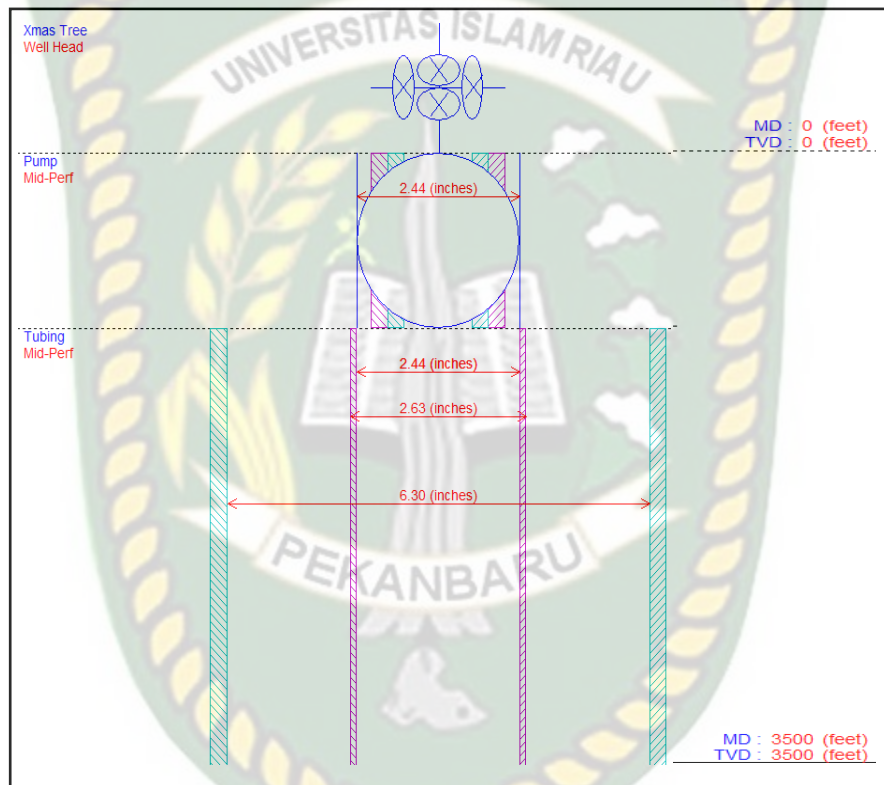
Jenis Kegiatan	Waktu Pelaksanaan (Minggu)			
	Agustus	September	Oktober	November
Studi Literatur				
Seminar Proposal				
Pengumpulan Data dan Riset Lapangan				
Hasil dan Pembahasan				

## BAB IV

### PEMBAHASAN

#### 4.1 DESIGN SRP

Konfigurasi sumur X terdiri dari tubing dengan ID sebesar 2,44 inch dan OD 2,63 inch. Sumur ini memiliki ID casing 6,30 inch, adapun titik tengah perforasi (Mid-perf) terletak pada kedalaman 3480 ft sedangkan kedalaman terukur MD sebesar 3500 ft secara rinci dapat diperlihatkan pada gambar 4.1



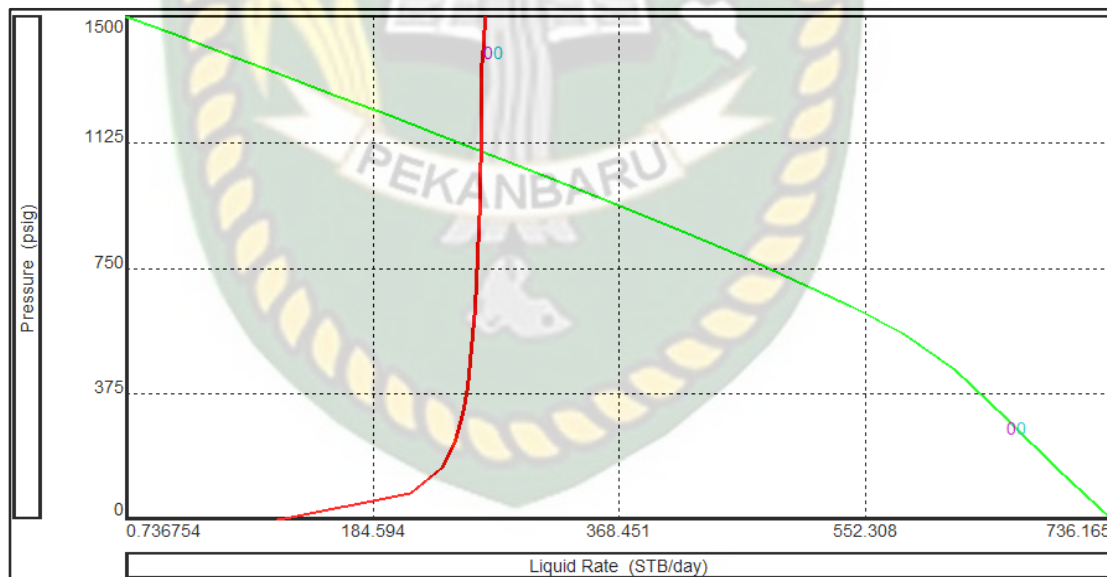
**Gambar 4.1** Profil Sumur X

Adapun parameter SRP yang digunakan pada kondisi sekarang diperlihatkan pada tabel 4.1 *pump setting depth* terletak pada kedalaman 3400 ft, diameter pompa yang digunakan adalah 2 inch dengan kecepatan pompa 8 SPM dan *Surface Stroke Length* 48 inch.

Tabel 4.1 *Current Condition SRP*

Parameter	Value
<i>Pump Depth</i> , ft	3400
<i>Pump Diameter</i> , inch	2
<i>Surface Stroke Length</i> , inch	48
<i>Pump Speed</i> , stk/min	12
<i>Mid Perforation Depth</i> , ft	3500
<i>Pump Volumetric Efficiency</i> , %	80
<i>Unit Efficiency</i> , %	75
<i>Bottom Hole Temperature</i> , degF	130
<i>Well Head Temperature</i> , degF	90
<i>Well Head Pressure</i> , Psig	100
<i>Reservoir Pressure</i> , psi	1500

Berdasarkan data *design SRP* seperti yang ditunjukkan pada gambar 4.2 diperoleh laju produksi minyak sebesar 52,1 STB/d, laju produksi gas sebesar 0,0083 MMscf/d dan laju produksi air sebesar 208,4 STB/d. Apabila dilihat dari kurva IPR dan TPR yang dihasilkan menunjukkan hasil yang belum optimal dari *design SRP* yang dilakukan.



Gambar 4.2 Kurva IPR dan TPR pada kondisi tekanan reservoir 1500 psi

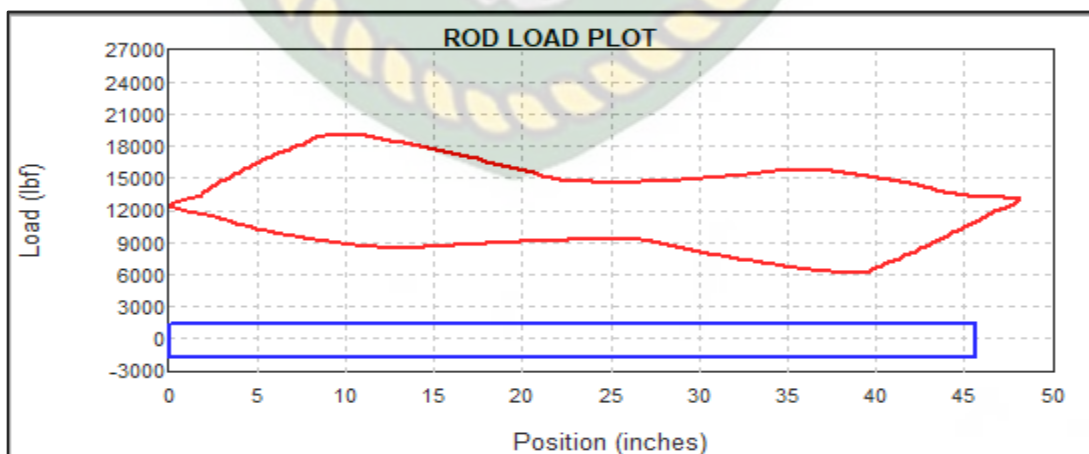
## 4.2 DIAGNOSIS PERMASALAHAN DESIGN SRP TERHADAP PERFORMA PRODUKSI

Dalam studi kasus tekanan reservoir menurun dari yang awalnya 1500 psi dan pada kondisi sekarang sebesar 1300 psi tentu ini menyebabkan perubahan *fluid level* dari yang awalnya 254,2 ft dan terjadi penurunan menjadi 684,3 ft. Tabel 4.2 memperlihatkan perubahan produksi akibat dari penurunan tekanan reservoir.

**Tabel 4.2** Perbandingan Design dan *Current Condition* Terhadap Performa Sumur

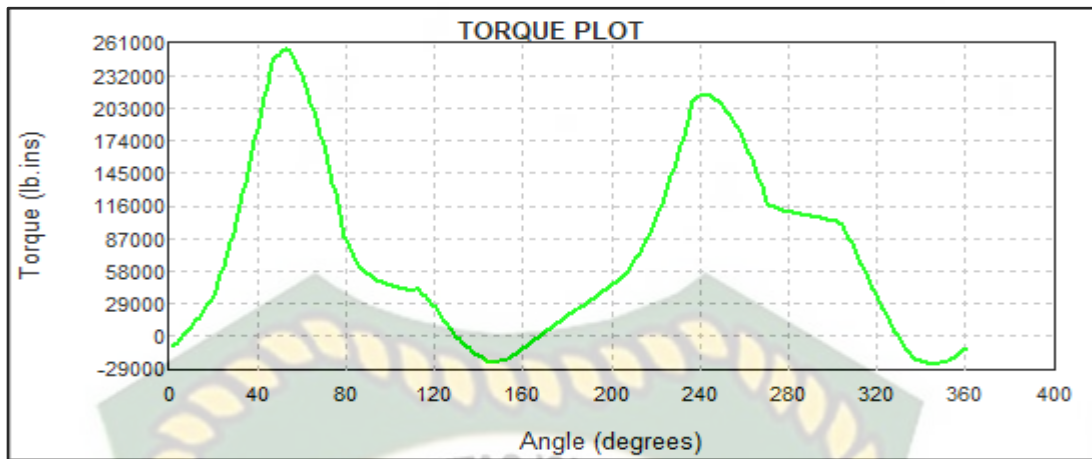
<i>Solution Details</i>	<i>Design @Ps 1500 psi</i>	<i>Current Condition @Ps 1300 psi</i>
<i>Liquid Rate, STB/d</i>	260,5	192,6
<i>Gas Rate, MMscf/d</i>	0,0083	0,0061
<i>Oil Rate, STB/d</i>	52,1	38,5
<i>Water Rate, STB/d</i>	208,4	154,1
<i>Solution Node Pressure, psig</i>	1107,26	1004,48

Berdasarkan *rod load plot* pada gambar 4.3 menunjukkan posisi garis merah tidak menyentuh garis biru maka dapat dikatakan tidak ada permasalahan pompa pada bagian *surface equipment*. Bentuk plot yang dihasilkan terlihat halus juga menandakan tidak ada permasalahan gas didalam sumur. Pada gambar 4.4 torsi plot yang dihasilkan menunjukan pompa mengalami kekurangan beban atau *undercounterbalance* hal ini dapat dapat diketahui dari *angel* 0-120 lebih besar dibandingkan *angel* 200-320 sedangkan *pump volumetric efficiency* yang dihasilkan sudah mencapai 80% artinya laju alir yang dihasilkan sudah cukup optimal.



**Gambar 4.3** Rod Load design



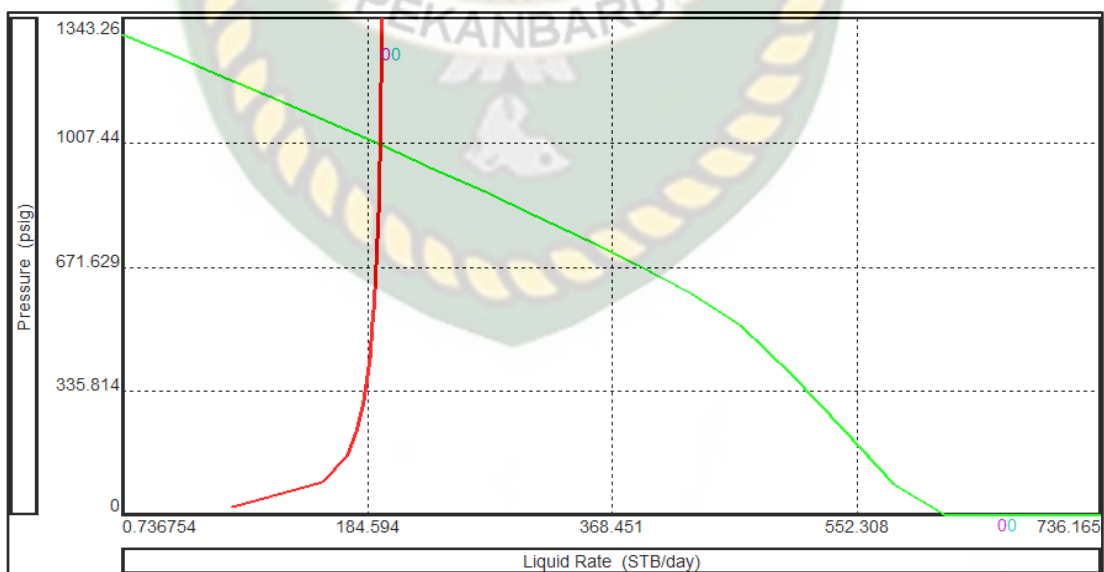


**Gambar 4.4** Torsi *plot design*

Berdasarkan laju alir produksi yang diperoleh pada gambar 4.5 dan analisis *rod load* dan torsi yang sudah dipaparkan maka terdapat tiga permasalahan yaitu;

1. *Pump setting depth*
2. *Pump speed*
3. *Surface Stroke Length*

Untuk mencegah pompa tidak bekerja pada kondisi *undercounterbalance* maka tindakan yang harus dilakukan yaitu dengan merubah *pump setting depth*, menaikkan kecepatan pompa dan *surface stroke length* (Prakoso, 2020).



**Gambar 4.5** Kurva IPR dan TPR pada kondisi tekanan reservoir 1300 psi

### 4.3 REDESIGN SRP

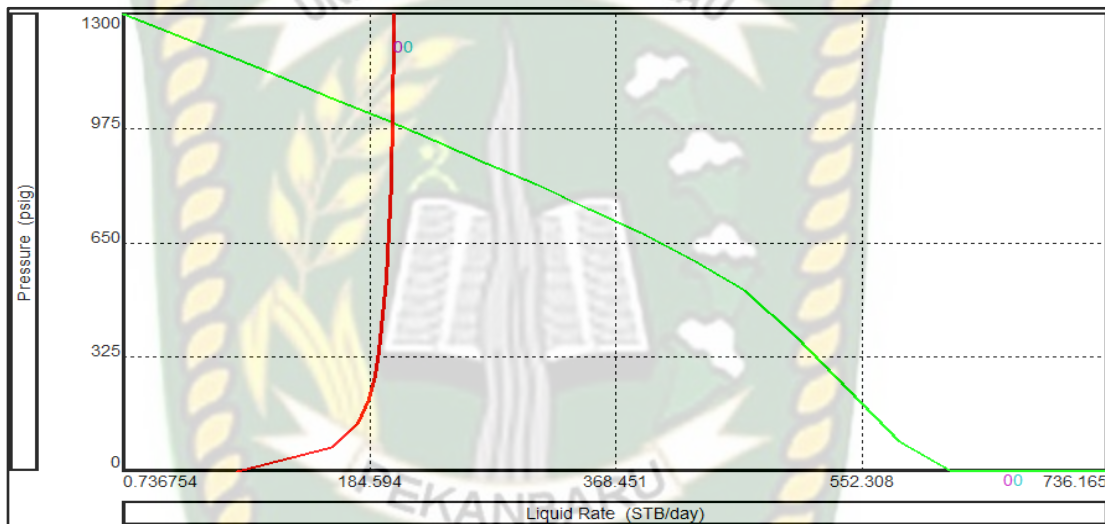
Adapun skenario yang dilakukan dalam *re-design* SRP ini terdapat 3 skenario seperti pada tabel 4.3 yaitu merubah *pump setting depth* dari yang awalnya 3400 ft menjadi 3500 ft, kemudian dilanjutkan dengan melihat pengaruh *pump speed* dan *surface stroke length* terhadap laju produksi. Adapun pengaruh dari beberapa parameter diatas dapat dilihat pada tabel 4.3 apabila dibandingkan dengan kondisi awal dengan merubah *pump setting depth* maka diperoleh kenaikan laju produksi yang tidak begitu signifikan akan tetapi terlihat dari pengaruh *pump speed* apabila kecepatan pompa dirubah maka laju produksi akan bertambah begitu juga dengan *surface stoke length* apabila diperpanjang akan terjadi peningkatan laju produksi. Oleh sebab itu dapat dikatakan *design* SRP tidak optimal karena adanya perubahan *fluid level*, kecepatan pompa yang terlalu rendah dan panjang langkah yang terlalu pendek.

**Tabel 4.3** Skenario *Re-design* SRP

Parameter	Value	Q Liquid, STB/d
<i>Design (Current Con. Ps 1300 Psi)</i>	-	192,6
<i>Pump Depth, ft</i>	3500	217,8
<i>Pump Speed, stk/min</i>	10	179,3
	12	185,2
	14	221,7
	16	258,2
	18	294,5
	<i>Surface Stroke Length, inch</i>	40
48		258,2
54		317,1
64		363,6
74		406,3

Tahapan awal dalam optimasi produksi dengan melakukan *re-design* pompa SRP yaitu melakukan perubahan *pump setting depth* menjadi 3500 ft diperoleh *liquid rate* 217,8 STB/d, *gas rate* 0,0069 MMscf/d, *oil rate* 43,6 STB/d dan *water rate* 174,3 STB/d.

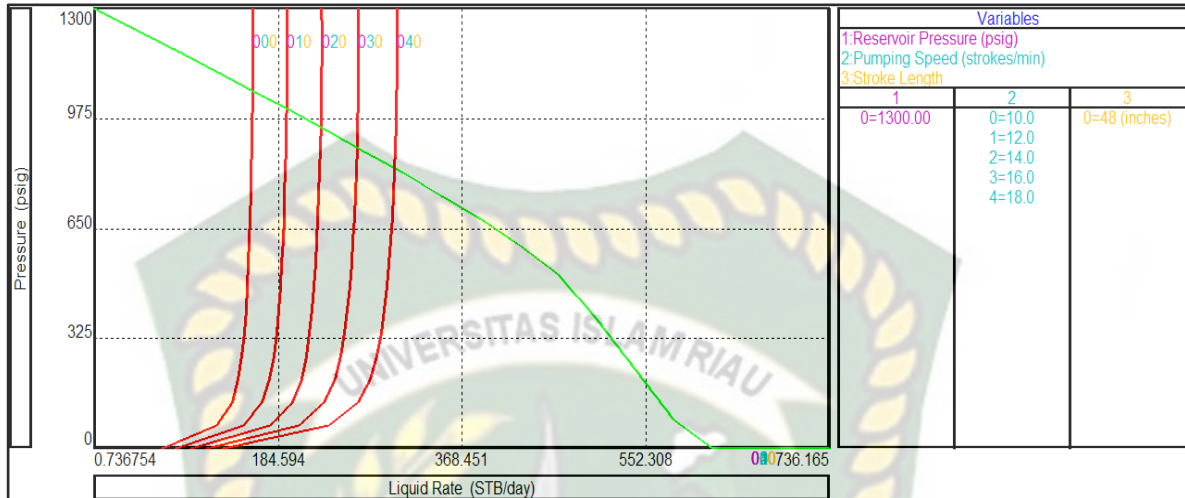
Adanya perubahan tekanan reservoir akan sangat berpengaruh terhadap ketinggian kolom fluida yang mengisi lubang sumur dimana tinggi kolom fluida berpengaruh terhadap tekanan hidrostatik statik sumur yang merupakan fungsi dari berat jenis fluida dan juga kedalaman suatu sumur. Berdasarkan hasil yang diperoleh yaitu pada gambar 4.6 menunjukkan peningkatan laju produksi yang tidak begitu signifikan. Pada *liquid rate* sebelum redesign diperoleh 192,6 STB/d dan setelah *pump setting depth* diturunkan menjadi 3500 ft diperoleh *liquid rate* sebesar 217,8 STB/d.



**Gambar 4.6** Pump setting depth 3500 ft

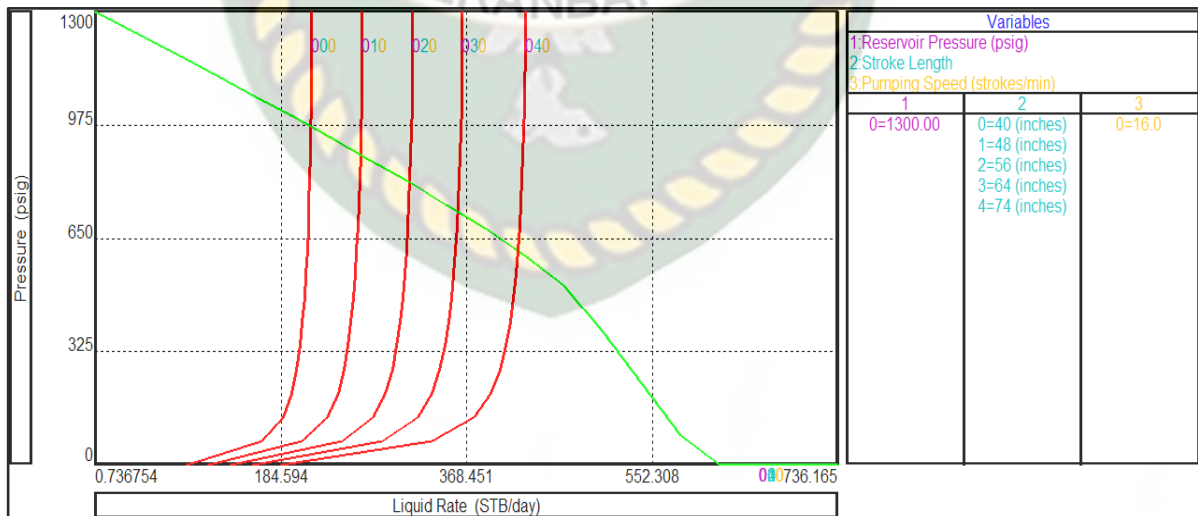
Setelah melakukan perubahan *pump setting depth* kinerja pompa tidak menunjukkan peningkatan produksi yang optimal hal itu diketahui dari plot antara kurva IPR dan TPR seperti pada gambar 4.6. Oleh sebab itu dilakukan opsi kedua yaitu merubah kecepatan pompa 10 – 18 SPM sehingga diperoleh peningkatan *liquid rate* pada setiap penambahan kecepatan pompa tersebut. Pada kecepatan pompa 18 SPM diperoleh peningkatan laju produksi tertinggi namun pada kecepatan pompa yang terlalu tinggi dapat menyebabkan penggunaan daya yang berlebihan sehingga membutuhkan penambahan biaya operasional. Oleh sebab itu dilakukan pemilihan kecepatan pompa 16 SPM dengan perolehan *liquid rate* sebesar 185,2 STB/d. Pemilihan kecepatan pompa ini juga didasarkan pada jenis *rod* yang digunakan yaitu

rod tipe E yang mempunyai batas maksimum 16 SPM.



**Gambar 4.7** Pengaruh *Pump Speed* terhadap kurva VFP

Pada gambar 4.8 merupakan hasil sensitivitis *stoke length* dengan *pump speed* 16 SPM yang menunjukkan semakin panjang *stoke length* maka akan terjadi peningkatan laju produksi. Pada *stoke length* 74 inch memperoleh *liquid rate* yang paling besar yaitu 406,3 STB/d sehingga *stoke length* 74 menjadi opsi dan pilihan dalam menentukan panjang langkah pompa.



**Gambar 4.8** Pengaruh *surface stoke length* terhadap kurva VFP



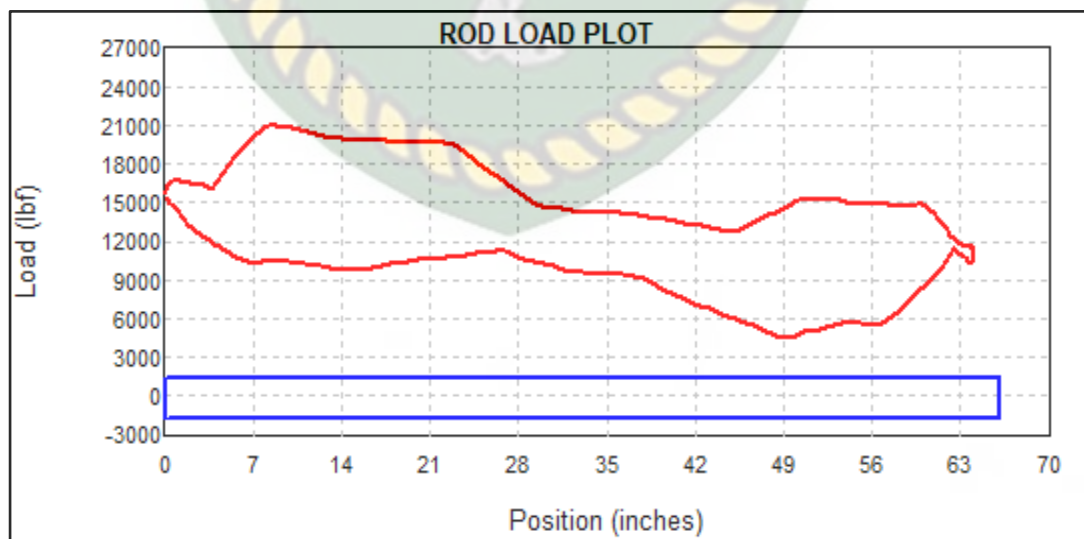
### 4.3.1 Rekomendasi *re-design* pompa SRP

Berdasarkan sensitivitas yang dilakukan maka didapatkan parameter *re-design* SRP untuk meningkatkan laju produksi seperti yang terlihat pada tabel 4.4 yang merupakan perbandingan antara *design* dan *re-design*. Dalam hal ini *pump diameter* yang digunakan tidak dirubah yaitu berukuran 2 inch sedangkan *pump setting depth* dirubah menjadi 3500 ft secara rinci dapat dilihat pada tabel berikut.

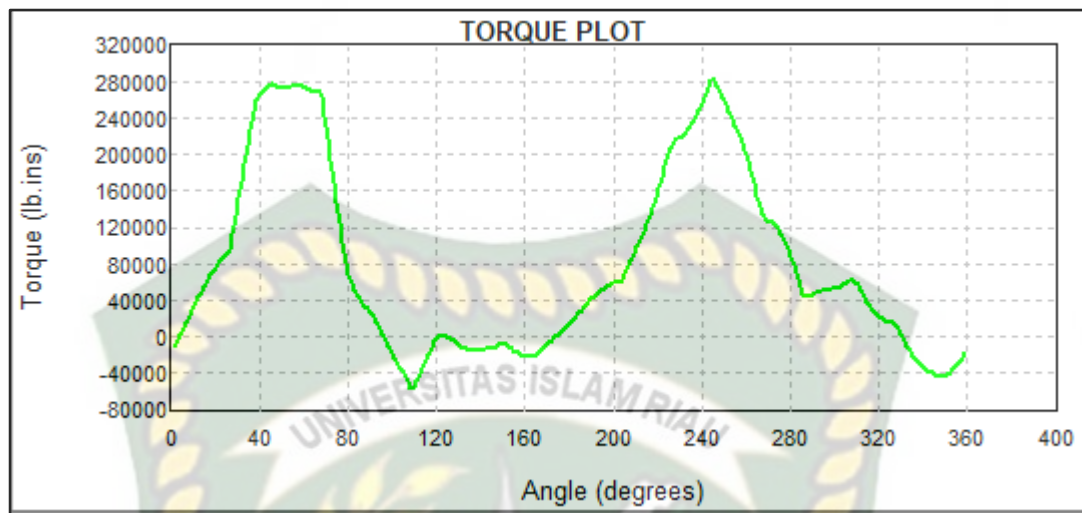
**Tabel 4.4** Optimasi *Re-design* SRP

Parameter	<i>Design</i>	<i>Re-design</i>
<i>Pump Depth</i> , ft	3400	3500
<i>Pump Diameter</i> , inch	2	2
<i>Surface Stroke Length</i> , inch	48	74
<i>Pump Speed</i> , stk/min	12	16

Berdasarkan *rod load plot* pada gambar 4.9 menunjukkan posisi garis merah tidak menyentuh garis biru maka dapat dikatakan tidak ada permasalahan pompa pada bagian *surface equipment*. Bentuk plot yang dihasilkan terlihat halus juga menandakan tidak ada permasalahan gas didalam sumur. Pada gambar 4.10 torsi plot yang dihasilkan menunjukan pompa bekerja sudah optimal hal ini dapat dapat diketahui dari *angel* 0-120 dan *angel* 200-320 yang memiliki nilai torsi yang hampir sama.

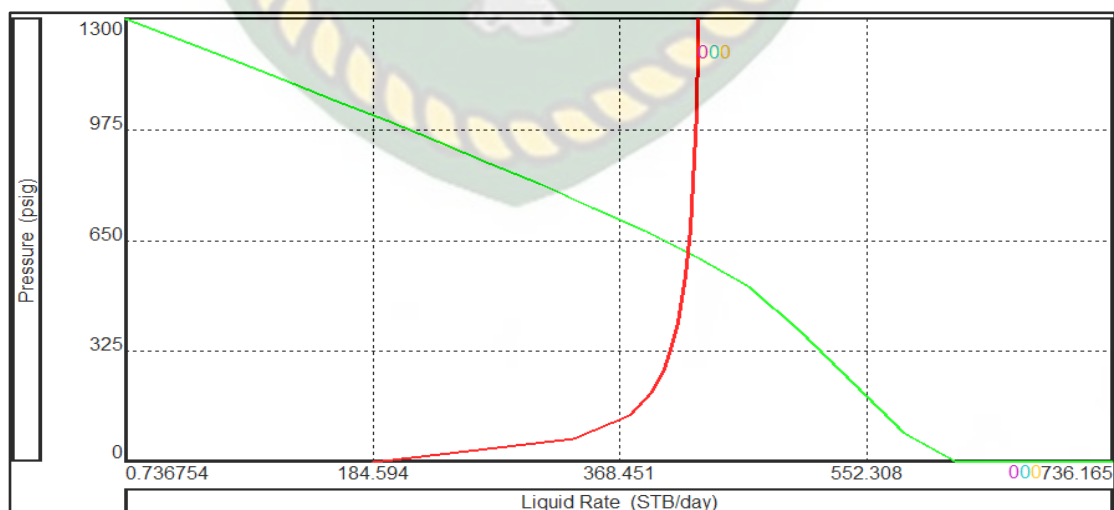


Gambar 4.9 Rod Load re-design



Gambar 4.10 Torsi plot re-design

Gambar 4.11 memperlihatkan hasil dari beberapa parameter yang direkomendasikan diperoleh laju produksi optimal yaitu sebesar 406,3 STB/d. Apabila dilihat dari sensitivitas yang sudah dilakukan penambahan kecepatan pompa dan *stroke length* dapat meningkatkan laju produksi akan tetapi hal itu juga dapat menimbulkan permasalahan pada kinerja pompa. Laju produksi yang tinggi dapat menyebabkan perbedaan tekanan yang signifikan ( $P_s$  &  $P_{wf}$ ) hal ini akan menimbulkan keluarnya fasa gas yang larut didalam minyak sehingga pompa berkerja pada kondisi *undercounterbalance* (IPM, 2009)



**Gambar 4.11** Plot IPR terhadap TPR (*re-design* SRP )

Perbandingan performa produksi antara *design* dan *re-design* secara rinci dapat dilihat pada tabel 4.5 dengan *water cut* 80 % diperoleh perbedaan *liquid rate* sebesar 213,7 STB/d.

**Tabel 4.5** Optimasi Performa Produksi

<i>Solution Details</i>	<i>Current Conditions</i>	<i>Re-design</i>
<i>Liquid Rate, STB/d</i>	192,6	406,3
<i>Gas Rate, MMscf/d</i>	0,0062	0,013
<i>Oil Rate, STB/d</i>	38,5	81,3
<i>Water Rate, STB/d</i>	154,1	325

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1 KESIMPULAN

Berdasarkan pada pembahasan yang sudah dipaparkan maka penulis menyimpulkan sebagai berikut;

1. Berdasarkan pada kondisi awal Ps 1500 psi dan SFL 254,2 ft sedangkan *pump setting depth* terletak pada kedalaman 3400 ft maka diperoleh laju produksi 260,5 STB/d. Pada saat Ps 1300 psi dan SFL 684,3 ft diperoleh laju produksi sebesar 192,6 STB/d. Adanya penurunan ini disebabkan oleh kinerja pompa berada pada kondisi *undercounterbalnce*.
2. Kenaikan laju produksi beriringan dengan bertambahnya kecepatan pompa dan *stoke length*. Sebelum dilakukan *re-design* diperoleh *liquid rete* sebesar 192,6 STB/d setelah dilakukan *re-design* didapatkan *liquid rate* 406,3 STB/d. Optimasi peningkatan performa produksi dilakukan dengan merubah *pump setting depth* dari 3400 ft menjadi 3500 ft, merubah *pump speed* dari 12 menjadi 16 SPM dan merubah *sroke length* dari 48 menjadi 74 inch

#### 5.2 SARAN

Untuk mendapatkan hasil yang lebih optimal penulis menyarankan penggunaan data histori sumur dan *well test data* sebagai validasi model PROSPER serta menganalisis faktor keekonomisan pada sebuah *project re-design* SRP.



## DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, T. (2001). *Reservoir Engineering Handbook; second edition*. New Delhi: Gulf Professional Publishing.
- Amin, M. M. (2013). *Teknik Produksi Migas*. Kementerian Pendidikan dan Kebudayaan Republik Indonesia 2013.
- Begg, H. D. (2003). *Production Optimization Using Nodal Analysis*. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications.
- Chen, Z., White, L. W., & Zhang, H. (2018). Predicting Behavior of Sucker-Rod Pumping Systems with Optimal. *Journal of Dynamic Systems, Measurement and Control*.
- Economides, M. J., Hill, A. D., & Economides, C. E. (1993). *Petroleum Production System*. New Jersey: Prantice Hall PTR.
- Faiz, S., Sulistyanto, D., & ST, S. (2015). Studi Optimasi Kinerja Sucker Rod Pump Pada Sumur A-1, A-2,Z-1, Dan Z-2. *ISSN: 2460-8696, 527-536*.
- Farhan, M. K., Nandi, S., & Jadhav, P. (2015). Design and Optimization of Sucker Rod Pump Using Prosper. *International Journal of Interdisciplinary Research and Innovations*, 108-122.
- Fitrianti, & Haryono, A. (2018). Analysis of Damage Rod String Components In Sucker Rod Pump In The Field Ss. *JEEE Vol. 7 No. 1 Fitrianti, Anwar Haryono*, 47-55.
- Fitrianti, Putra, D. F., & Cendra, D. (2018). The Critical Investigation on Esensial Parameters to Optimize the Gas Lift Performance In “J” Field Using Prosper Modelling. *JEEE Vol. 7 No. 2 Fitrianti, Dike F Putra, Desma Cendra*, 46-54.
- Gribennikov, O. A., Balandin, L., & Astafev, V. (2018). Procedure to Evaluate Current Formation Pressure in Wells with ESP. *International Journal of Engineering & Technology*, 132-136.
- Guo, B., Lyons, W. C., & Ghalambor, A. (2007). *Petroleum Production Engineering a Computer-assisted Approach*. University of Louisiana at Lafayette: Elsevier Science & Technology Books.
- Herawati, I., Novrianti, & Suyandi, A. (2015). Evaluasi Peningkatan Produksi Pada Formasi Sandstone Sumur #H Dan #P Dengan Perencanaan Stimulasi Pengasaman Matriks (Studi Kasus Lapangan Falih). *JEEE Vol. 4 No. 2 Herawati, Novrianti, Suyandi*, 1-14.
- IPM. (2009). *User Manual*. Scotland: Petroleum Experts Limited.
- Jaya, P., Rahman, A., & Herlina, W. (2014). *Evaluasi Pompa Electric Submersible Pump (Esp) Untuk Optimasi Produksi Pada Sumur P-028 Dan P-029 Di Pt. Pertamina Ep Asset 2 Pendopo Field*. Palembang: Universitas Sriwijaya.

- Karassik, I. J., Messina, J. P., Cooper, P., & Heald, C. C. (2001). *Pump Handbook*. United States of America: Mcgraw-hill.
- Khalik, L., Elfistoni, A., & Zubir, A. (2020). Evaluasi Dan Optimasi Pada Sucker Rod Pump (Srp) Dengan Menggunakan Penggerak Tipe Hydraulic Pumping Unit (Hpu) Pada Sumur Latifah 1 Terhadap Peningkatan Produksi Fluida Di Lapangan Meruap Pt. Kso Pertamina Ep-Samudra Energi Bwp Meruap Sarolangun Jambi. *Mine Magazine*.
- Koncz, Á. (2018). *Sucker Rod Pumping Analysis Based on Measured Elec*. Miskolc: University of Miskolc, Petroleum Engineering Department.
- Kristie, K. J. (2017). Perencanaan Desain Artificial Lift Sucker. Balikpapan: Sekolah Tinggi Teknologi Minyak.
- Medved, I., Mijić, P., & Perić, K. (2019). *Analysis Of Workover Causes For Wells With Installed Downhole Sucker-Rod Pumps. International Scientific Journal "Machines. Technologies. Materials*, 66-69.
- Melysa, R., Masduki, A., & Khalid, I. (2017). Analisa Dan Optimasi Recovery Perolehan Cadangan Gas Dengan Melihat Parameter Design Sumur Pada Struktur Musi Barat Di Lapangan Riyadh. *JEEE Vol. 6 No. 2 Rycha Melysa, Agus Masduki, Idham Khalid*, 14-24.
- Musnal, A. (2015). Optimasi Perhitungan Laju Alir minyak Dengan Meningkatkan Kinerja Pompa Hydraulic Pada Sumur Minyak Di Lapangan PT. KSO Pertamina Sarolangun Jambi. *JEEE Vol. 4 No. 2 Musnal*.
- Musnal, A., & Melisa, R. (2016). Perhitungan Analisis Sistem Nodal Untuk Menentukan Laju Alir Minyak Dengan Meningkatkan Range Efisiensi Electric Submercible Pump Pada Sumur di Lapangan Minyak PT. BOB. BSP - Pertamina Hulu. *JEEE Vol. 5 No. 1 Musnal, Melisa*, 42-51.
- Naguib, M. A., Bayoumi, A., El-Emam, N., & El Battrawy, A. (2000). Guideline of Artificial Lift Selection for Mature Field. *SPE 64428*, 1-10.
- Novrianti, & Erianto, Y. (2016). Analisis Performance Sumur X Menggunakan Metode Standing Dari Data Pressure Build Up Testing. *JEEE Vol. 5 No. 1 Novrianti, Yogi Erianto*, 51-55.
- Pertamina. (2003). Pemilihan Metode Peningkatan Buatan. TP.03.01, 1-40.
- Pertamina. (2003). Perencanaan Dan Troubleshooting Pompa Angguk. TP 03.02, 1-68.
- Prakoso, Y. H. (2020). Evaluasi Dan Optimasi Penggunaan Sucker Rod Pump Pada 29 Sumur Yang Berada Di Struktur X. Jakarta: Universitas Pertamina.
- Saputra, A. Y. (2019). *Evaluasi dan Optimasi Produksi Sucker Rod Pump dengan Tipe Penggerak Hidrolic Pump Pada Sumur X lapangan Y*. Pekanbaru: Universitas Islam Riau.

Torres , L. H., & Schntman, L. (2013). *Sucker-Rod Pumping System of Oil Wells: Modelling, Identification and process control*. Fortaleza, Brazil: 6th IFAC Conference on Management and Control of Production.



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