

***EVALUASI UP SIZE ATAU DOWN SIZE POMPA ESP  
TERPASANG UNTUK OPTIMASI PRODUKSI DI SUMUR “SAN  
DAN LIN ” STRUKTUR “X DAN Y” FIELD “GL26”***

**JURNAL TUGAS AKHIR**

**JITA SANTIRIOLIN  
124.18.009**



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN  
FAKULTAS TEKNIK DAN DESAIN  
INSTITUT TEKNOLOGI SAINS BANDUNG  
KOTA DELTAMAS  
2022**

***EVALUASI UP SIZE ATAU DOWN SIZE POMPA ESP  
TERPASANG UNTUK OPTIMASI PRODUKSI DI SUMUR “SAN  
DAN LIN ” STRUKTUR “X DAN Y” FIELD “GL26***

**JURNAL TUGAS AKHIR**

**JITA SANTIRIOLIN  
124.18.009**


Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mendapatkan Gelar Sarjana Teknik  
Pada Program Studi Teknik Perminyakan



**PROGRAM STUDI TEKNIK PERMINYAKAN  
FAKULTAS TEKNIK DAN DESAIN  
INSTITUT TEKNOLOGI SAINS BANDUNG  
KOTA DELTAMAS  
2022**

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

**Tugas Akhir ini adalah hasil karya saya sendiri, dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar.**

**Nama** : Jita Santiriolin  
**NIM** : 124.18.009  
**Tanda Tangan** :   
**Tanggal** : 6 Juni 2022

**LEMBAR PENGESAHAN**

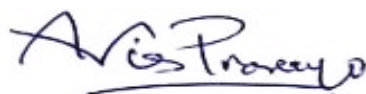
***EVALUASI UP SIZE ATAU DOWN SIZE POMPA ESP TERPASANG  
UNTUK OPTIMASI PRODUKSI DI SUMUR “SAN DAN LIN ”  
STRUKTUR “X DAN Y” FIELD “GL26***

**TUGAS AKHIR**

**JITA SANTIRIOLIN  
124.18.009**

Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat Untuk Mendapatkan Gelar Sarjana Teknik  
Pada Program Studi Teknik Perminyakan

Menyetujui,  
Kota Deltamas, 2022  
Pembimbing



Aries Prasetyo, S.T., M.T.

## ABSTRAK

### *EVALUASI UP SIZE ATAU DOWN SIZE POMPA ESP TERPASANG UNTUK OPTIMASI PRODUKSI DI SUMUR “SAN DAN LIN ” STRUKTUR “X DAN Y” FIELD “GL26*

Oleh: Jita Santiriolin

Pembimbing: Aries Prasetyo, S.T., M.T. & Irsyaduzzaqi, S.T.

Dalam metoda *Electric Submersible Pump* (ESP) harus ada pengecekan secara berkala, dari pertama dipasang sampai produksi berjalan. Dalam proses produksi biasanya terjadi proses penurunan produksi dikarenakan tekanan *resevoir* menurun, dalam proses penurunan tekanan inilah akan mempengaruhi kinerja pompa, maka harus dilakukan evaluasi terhadap pompa. Dan dilakukan optimasi, sehingga dapat menghasilkan laju alir yang optimum. Tujuan dari penelitian ini yaitu, untuk mengetahui kinerja pompa terpasang pada sumur SAN dan LIN, untuk mengetahui laju produksi yang optimum pada sumur SAN dan LIN. Mengetahui perbandingan setelah di lakukan optimasi, untuk mengetahui seberapa besar peningkatan laju produksi setelah optimasi. Metode yang digunakan dalam studi ini ada 3 yaitu, Pendahuluan, pengambilan data, dan pengolahan data. setelah di lakukan evaluasi pompa terpasang pada sumur SAN dan LIN mempunyai harga efisiensi volumteris yaitu 66% dan 64%, menandakan bahwa pompa terpasang terhadap laju produksi sumur masih bekerja pada *Recomended Oprating Range*.

Kata kunci: *Electric Submersible Pump*, pengangkatan buatan, pompa, evaluasi pompa, optimasi, *upthrust*, frekuensi operasi.

## **ABSTRACT**

### **EVALUATION OF UP SIZE OR DOWN SIZE ESP PUMP INSTALLED FOR PRODUCTION OPTIMIZATION IN “SAN DAN LIN” WELL “X AND Y” FIELD “GL26 STRUCTURE**

**By: Jita Santiriolin**

**Advisor: Aries Prasetyo, S.T., M.T. & Irsyaduzzaqi, S.T.**

In the Electric Submersible Pump (ESP) method there must be periodic checks, from the first installation until production runs. In the production process there is usually a decrease in production due to a decrease in reservoir pressure, in the process of decreasing this pressure it will affect the performance of the pump, so an evaluation of the pump must be carried out. And optimization is done, so that it can produce the optimum flow rate. The purpose of this study is to determine the performance of the pump installed in the SAN and LIN wells, to determine the optimum production rate in the SAN and LIN wells. Knowing the comparison after optimization, to find out how much the increase in production rate after optimization. There are 3 methods used in this study, namely, Introduction, data collection, and data processing. After evaluating the pump installed in the SAN and LIN wells, the volume efficiency values are 66% and 64%, indicating that the pump installed on the well production rate is still working at the Recommended Operating Range.

**Keywords:** Electric Submersible Pump, artificial lift, pump, pump evaluation, optimization, upthrust, operating frequency

## **I. PENDAHULUAN**

PT. Pertamina Hulu Rokan Zona 1 adalah salah satu anak perusahaan PT. Pertamina (Persero) sebagai penyelenggara kegiatan produksi minyak dan gas bumi di sektor hulu. Dalam prosesnya diperlukan efektifitas dan efisiensi agar hasil yang didapatkan sesuai dengan yang diharapkan. Maka dibutuhkan sistem instrumentasi yang handal untuk mengawasi proses produksi minyak dan gas oleh PT. Pertamina Hulu Rokan Zona 1. Di dunia migas, dalam memproduksi fluida reservoir ke permukaan dapat dilakukan dengan dua metode yaitu sembur alam (natural flow) dan sembur buatan (artificial lift). Sumur dengan tekanan reservoir yang tinggi dapat mendorong fluida reservoir ke permukaan secara natural flow. Namun seiring berjalannya waktu tekanan reservoir akan menurun sehingga tidak mampu mengangkat fluida reservoir ke permukaan secara alami maka dibutuhkan suatu metoda pengangkatan buatan (artificial lift) untuk mendorong fluida tersebut.

Salah satu jenis metode pengangkatan yang akan dibahas dalam tugas akhir ini adalah electrical submersible pump. Metode pengangkatan dengan menggunakan ESP ini merupakan pompa sentrifugal berpengerak motor listrik bertingkat banyak dengan tiap tingkat terdiri dari

impeller dan diffuser yang dipasang di dalam sumur. ESP bekerja dengan memberikan tekanan tambahan pada fluida reservoir sehingga dapat mengalir ke permukaan.

Produktivitas sumur dan sifat fluida sangat berpengaruh dalam perencanaan ESP karena laju produksi dari fluida akan berdampak pada pemilihan jenis dan ukuran pompa. Hal ini dikarenakan setiap pompa memiliki laju produksi yang berbeda – beda tergantung pada jenis dan ukuran pompa yang dipakai. Maka dari itu tujuan yang ingin dicapai pada tugas akhir ini adalah melakukan perhitungan optimasi laju produksi ESP pada sumur SAN dan LIN. Laju produksi yang optimum didapatkan dengan pengaturan dan penyesuaian kembali tipe pompa, jumlah stage, dan pump setting depth dengan mempertimbangkan kapasitas dan jenis pompa yang sesuai pada kemampuan sumur untuk produksi.

## **II. TINJAUAN PUSTAKA**

Dalam memproduksi fluida dari formasi produktif dengan electric submersible pump sebagai artificial lift, diperlukan pengkaitan secara terpadu antara parameter reservoir dan produksi dengan electric submersible pump. Tujuan dari penggunaan artificial lift ini adalah untuk menurunkan tekanan dasar sumur ( $P_{wf}$ ) agar minyak dari reservoir

mudah mengalir ke dalamnya dan memberikan tenaga tambahan untuk mengangkat minyak ke permukaan.

Dalam perencanaan sumur yang akan diproduksi dengan menggunakan Electric Submersible Pump, karakteristik sumur merupakan hal yang sangat kritikal karena akan memberi pengaruh secara langsung terhadap kinerja ESP, efisiensi dan umur pakai pada sistem ESP. Hal-hal yang perlu diketahui dalam merencanakan penggunaan ESP yaitu:

#### A. Tenaga Reservoir

##### a. Gas Dissolved Drive

Jenis tenaga reservoir dimana gas terlarut di minyak saat gas terlepas dari minyak. Reservoir dengan daya dorong gas dissolve dapat menguras produksi antara 15% sampai 25% dari oil in place.

##### b. Gas Cap Drive

Jenis tenaga reservoir ini lebih banyak mengandung gas pada tekanan dan temperature tertentu yang memisah dan membentuk tudung di atas minyak karena sifat gas yang lebih ringan sehingga tekanan gas akan mendorong minyak naik ke permukaan. Reservoir dengan daya dorong gas cap dapat menguras produksi antara 25% sampai 50% dari oil in place.

##### c. Water Drive

Jenis tenaga reservoir dimana air sering kontak langsung dengan minyak dan gas di dalam reservoir, dan menyediakan energi yang sangat besar untuk membantu memproduksi minyak dan gas. Reservoir dengan daya dorong water drive dapat menguras produksi diatas 50% dari oil in place pada tahap primary dan dapat dilakukan pressure maintenance dengan menginjeksi kembali air ke dalam formasi.

#### B. Dimensi Sumur

##### a. Casing

Diameter sumur dapat bervariasi mendekati antara 5 inchi sampai 36 inchi. Peralatan ESP harus dipilih berdasarkan diameter terkecil casing sumur dimana pompa akan diletakkan. Diameter dalam terkecil casing menentukan ukuran sistem ESP yang dapat melalui diameter casing terkecil tersebut.

##### b. Tubing

Tubing merupakan pipa yang tersambung dari pump head hingga tubing hanger. Ukuran tubing yang dipilih menyesuaikan kapasitas maksimum pompa ESP yang dipasang dan memperhitungkan kehilangan tekanan karena gesekan yang merupakan fungsi diameter tubing, kekasaran, dan laju produksi.



c. Kedalaman Sumur

Aplikasi ESP terkait kedalaman sumur umumnya dinyatakan dalam tiga hal yaitu Total Vertical Depth (TVD), Measurement Depth (MD), dan Pump Setting Depth. TVD merupakan jarak vertical dari dasar sumur hingga ke permukaan dengan referensi umumnya well head. MD merupakan kedalaman yang diukur dari permukaan hingga panjang tubing dan string ESP. Pump Setting Depth merupakan jarak vertical dari permukaan referensi sampai pump intake.

C. Dasar-Dasar Hidrolika

a. Density atau Berat Spesifik

Densitas merupakan berat per unit volume suatu zat. Densitas air adalah 8.328 pounds per gallon (ppg) atau 62.4 pounds per cubic foot (pada permukaan air laut 60 F). Densitas udara adalah 0.0752 pounds per cubic foot pada kondisi temperature dan tekanan standar.

b. Gradient

Gradient adalah tekanan yang diberikan oleh fluida untuk setiap foot ketinggian fluida.

c. Specific Gravity

Specific Gravity adalah perbandingan densitas atau berat spesifik yang diberikan oleh material terhadap densitas

material standar. Specific gravity dari cairan dapat ditentukan dengan mengukur menggunakan hydrometer apung dengan skala kenaikan dalam derajat. Di industry perminyakan, menggunakan derajat API (American Petroleum Institute).

d. Viskositas

Viskositas merupakan suatu ukuran dari liquida terhadap hambatan internal untuk mengalir, dengan demikian hambatan tersebut akan menghasilkan gesekan internal dari kombinasi pengaruh kohesi dan adesi.

e. Absolute (Dynamic) Viscosity

Viskositas ini umumnya dinyatakan dalam metric unit dengan satuan centipoise. Viskositas bervariasi dengan perubahan temperatur dimana viskositas turun apabila temperatur naik.

f. Tekanan

Tekanan merupakan gaya per unit luasan dan umumnya unit untuk menyatakan tekanan adalah pounds per square inch (Psi). Tekanan diklasifikasikan menjadi tekanan gauge, tekanan atmosfer, dan tekanan absolut.

Tekanan gauge merupakan perbedaan tekanan yang ditunjukkan oleh tekanan terukur alat. Tekanan atmosfer merupakan gaya yang diberikan

pada unit luasan oleh berat atmosfer pada tekanan diatas permukaan laut sebesar 14.7 psi. Tekanan absolut merupakan jumlah tekanan yang ditunjuk alat dan tekanan atmosfer.

g. Head

Head merupakan sejumlah energi per pound liquid. Ini biasanya digunakan untuk menyatakan berat vertical kolom statik dari liquid terkait dengan tekanan dari fluida pada suatu titik tertentu. Pada fluida alir termasuk usaha yang digunakan untuk mengatasi gesekan yang terjadi.

h. Pump Intake Pressure (PIP)

Untuk menentukan PIP, diperlukan untuk mengetahui specific gravity ataupun gradient liquid di dalam annulus. Penentuan PIP diturunkan dari menetapkan ketinggian kolom fluida di annulus di atas pompa ditambah tekanan casing yang ada.

i. Aliran Fluida

Hal ini karena cairan dianggap sebagai zat yang tidak dapat dimampatkan maka terdapat hubungan kuantitas aliran fluida dengan kecepatan aliran. Hubungan ini dinyatakan sebagai berikut:

$$Q = A \times V \dots \dots \dots (5.1)$$

Keterangan:

Q = Kapasitas dalam cubic feet per second

A = Luasan aliran, ft<sup>2</sup>

V = Kecepatan aliran fluida, ft/

j. Friksi Pipa

Gesekan di pipa alir akan bervariasi dengan ukuran pipa, kapasitas alir, panjang dan viskositas fluida. Berikut persamaan gesekan di pipa alir berdasarkan Hazen Williams:

$$\text{Friction} = \left( \frac{V}{1.32 C \left(\frac{D}{48}\right)^{0.63}} \right)^{0.54} \times \text{Pump Depth.} (5.2)$$

Keterangan:

Friction = Kehilangan gesekan di tubing, ft

V = Kecepatan alir fluida, ft/s

D = Diameter tubing, inchi

C = Koefisien gesekan

D. Karakteristik Fluida

Fluida produksi merupakan campuran air asin, minyak dan gas serta padatan terikat seperti pasir. Dalam merencanakan ESP perlu mengetahui karakteristik fluida produksi seperti GLR, kadar air, viskositas, temperatur, dan masalah yang teridentifikasi.

E. Well Performance

Tujuan dilakukannya dari well performance adalah untuk memperkirakan produksi saat ini ke produksi yang akan datang pada produksi dengan perbedaan tekanan dasar sumur, baik sumur mampu mengalir secara alami ataupun setelah

artificial lift. Ada dua cara yang digunakan untuk memprediksi performance aliran sumur yaitu Productivity Index (PI) dan Metode Vogel. Pendekatan ini sering dikombinasi untuk membentuk gabungan model performance aliran sumur yang disebut Kurva Inflow Performance Relationship (IPR).

- Produktivitas Formasi  
Produktivitas formasi merupakan kemampuan dari batuan formasi untuk mengalirkan fluida *reservoir* ke dalam sumur yang mempunyai kondisi tertentu. Untuk mengetahui kemampuan sumur berproduksi pada setiap saat digunakan konsep “*Productivity Index*“. Sedangkan kelakuan formasi produktif dinyatakan dalam bentuk grafis yang dikenal dengan kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*).

a. Productivity Index

Productivity Index merupakan index yang digunakan untuk menyatakan kemampuan suatu formasi untuk berproduksi pada suatu beda tekanan tertentu atau merupakan perbandingan antara laju produksi yang dihasilkan formasi produktif pada drawdown yang merupakan beda tekanan dasar sumur saat kondisi statis ( $P_s$ ) dan saat

terjadi aliran ( $P_{wf}$ ). PI dituliskan dalam bentuk persamaan:

$$PI = J = \frac{Q}{(P_s - P_{wf})} STB/Day/psi \dots (5.3)$$

Keterangan:

- Q= gross liquid rate, STB/hari
- $P_s$ = tekanan statik reservoir, psi
- $P_{wf}$  = tekanan alir dasar sumur, psi
- $P_s - P_{wf}$ =draw-down pressure, psi
- PI=productivity index, bbl/day/psi

b. Kurva Inflow Performance Relationship (IPR)

*Inflow Performance Relationship* (IPR) merupakan hubungan antara tekanan alir dasar sumur di muka formasi ( $P_{wf}$ ) terhadap laju alir fluida (Q), yang terdiri dari aliran satu fasa (minyak dan air), maupun dua fasa (minyak, air, dan gas). Pada kondisi tekanan *reservoir* diatas tekanan saturasi (*bubble point pressure*), harga PI akan konstan yang ditunjukkan dengan garis lurus pada kurva. Sedangkan untuk *reservoir* dengan tekanan di bawah *bubble point pressure*, kurva IPR akan membentuk garis lengkung.

Bentuk kurva IPR dengan kondisi  $P_r > P_b$  dan  $P_{wf} > P_b$  adalah garis lurus. Sedangkan untuk kondisi  $P_{wf} < P_b$  dan  $P_r \leq P_b$  bentuk kurva IPR adalah melengkung sesuai dengan penurunan tekanan. Untuk kondisi  $P_r > P_b$ , kurva akan berbentuk garis lurus sampai harga

$P_{wf} = P_b$ , dan kemudian akan berbentuk melengkung setelah harga  $P_{wf} < P_b$ .

c. Metode Vogel

Aplikasi dari methoda Vogel hampir sesederhana pembuatan IPR dengan methoda PI tetap, jadi hanya membutuhkan satu data test aktual. Aplikasi ini akan di perlihatkan dengan contoh-contoh untuk kondisi  $P_r \leq P_b$  (reservoir Jenuh) dan untuk kondisi  $P_r > P_b$ , (reservoir tidak jenuh).

Reservoir jenuh ( $P_r \leq P_b$ ) dan  $S=0$ . Untuk reservoir jenuh, pembuatan IPR dapat langsung menggunakan persamaan:

$$\frac{Q_o}{Q_{o \max}} = 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \dots (5.4)$$

Keterangan:

$Q_o$  = laju alir yang bersesuaian dengan  $P_{wf}$ , BPD

$Q_{\max}$  = laju alir yang bersesuaian dengan  $P_{wf}$  sama dengan nol, BPD

$P_r$  = tekanan *reservoir*, psi

Langkah-langkah pembuatan IPR:

1. Hitung  $Q_o \max$  dengan menggunakan persamaan 5.4
2. Buat hubungan antara  $Q_o$  BPD vs  $P_{wf}$  assumsi dengan menggunakan persamaan 2.2  $P_{wf}$  assumsi di ambil dari 0 sampai  $P_r$ .
3. Buat tabel  $Q_o$  BPD vs  $P_{wf}$  assumsi psi.

Metode yang digunakan dalam perhitungan *Inflow Performance Relationship* sumur X didalam tugas akhir ini adalah menggunakan metode vogel 2 fasa *Saturated Oil, reservoir* jenuh karena  $P_r \leq P_b$ .

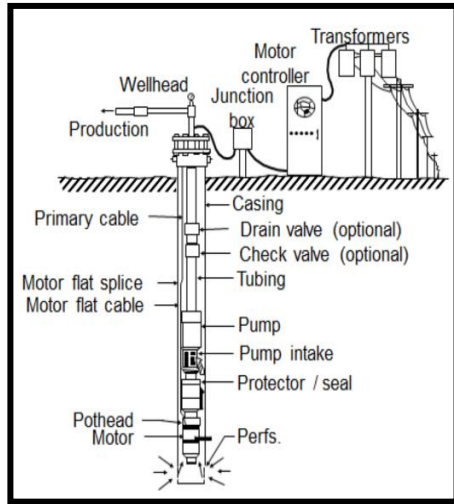
F. Temperatur

Ada dua pembacaan temperatur yang sangat penting dalam pemilihan sistem ESP yaitu temperatur di permukaan dan temperatur di dasar sumur (BHT). Dengan kedua temperatur tersebut maka gradient temperature sumur dapat dimodelkan. Temperatur fluida produksi akan mempengaruhi run life (umur pakai) komponen sistem ESP. Temperatur dasar sumur (BHT) merupakan temperatur di lubang perforasi sumur yang diperoleh dengan pengukuran temperatur survey. Temperatur fluida produksi di permukaan merupakan temperatur alir fluida yang diambil di permukaan.

**2.1 Electrical Submersible Pump (ESP)**

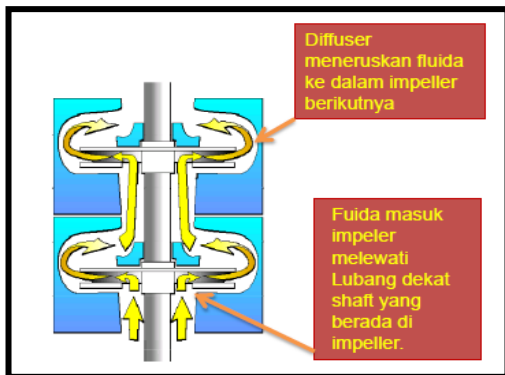
Electrical Submersible Pump dibuat atas dasar pompa sentrifugal bertingkat banyak dimana keseluruhan pompa dan motornya ditenggelamkan ke dalam cairan. Pompa ini digerakkan dengan motor listrik di bawah permukaan melalui suatu poros motor (shaft) yang memutar pompa, dan akan memutar

sudu-sudu (impeller) pompa. Perputaran sudu-sudu ini menimbulkan gaya sentrifugal yang digunakan untuk mendorong fluida ke permukaan.



**Gambar 2. 1 Instalasi Electric Submersible Pump**

Sumber: Doc. PT Pertamina EP Asset  
1 Field Jambi



**Gambar 2. 2 Skema Impeller dan Diffuser**

Sumber: Doc. PT Pertamina EP Asset  
1 Field Jambi

## 2.1.1 Kelebihan dan Kekurangan Penggunaan ESP

### 2.1.1.1 Kelebihan Penggunaan ESP

- Cocok untuk sumur dengan kedalaman dangkal sampai sedang, rentang kapasitas lebar.
- Baik digunakan untuk sumur yang berproduksi besar dengan GOR rendah

- Biaya investasi lebih rendah untuk sumur kedalaman hingga sedang
- Dapat dipasang sistem otomatisasi
- Efisiensi energi tinggi pada sumur yang produksi besar.
- Dapat menciptakan draw-down.

### 2.1.1.2 Kekurangan Penggunaan ESP

- Kabel listrik merupakan titik paling lemah dalam sistem ESP
- Fleksibilitas rendah untuk mengantisipasi perubahan PI sumur
- Perawatan tidak bisa dilakukan karena seluruh peralatan berada di dalam sumur dan bersifat mekanikal serta bila terjadi shut down perlu waktu lama untuk penggantian karena harus pull-out tubing.
- Problem scale, gas, viskositas yang tinggi dan temperatur yang tinggi akan mempersingkat umur pakai ESP
- Efisiensi yang rendah apabila sumur dengan GOR tinggi.
- Kapasitas pompa dibatasi oleh ukuran casing.

## 2.1.2 Faktor-Faktor yang Mempengaruhi Perencanaan ESP

Untuk memilih metode *artificial lift* yang tepat untuk suatu sumur ada beberapa faktor yang mempengaruhi, antara lain lokasi lapangan, ketersediaan sumber

tenaga, *Gas Oil Ratio* (GOR), *inflow performance relationship* (IPR), laju produksi, *water cut*, tekanan alir dasar sumur ( $P_{wf}$ ), temperatur, kedalaman lubang bor, mekanisme pendorong, dan problem operasi produksi.

*Electric Submersible Pump* digunakan untuk mengangkat fluida *reservoir* ke permukaan dikarenakan tenaga pendorong natural atau alamiah sudah tidak dapat bekerja lagi untuk mendorong fluida produksi sampai ke permukaan faktor penyebabnya adalah tekanan di *reservoir* berkurang seiring dengan bertambahnya waktu. ESP direncanakan untuk mengangkat fluida produksi dengan laju alir yang optimum selama periode tertentu.

Adapun batasan-batasan untuk pemilihan ESP sebagai metode *artificial lift* yang dipakai di lapangan, sebagai berikut:

1. ESP dapat dipakai untuk laju produksi 200 sampai 6000 BPD.
2. Dapat dipakai untuk fluida dengan viskositas tinggi (sampai 500 cp).
3. Untuk sumur kepasiran, ESP dapat dipakai sampai derajat kepasiran tertentu, yaitu dengan menggunakan impeller atau diffuser khusus yang terbuat dari Ni-Resist. Selain itu, diperlukan pemilihan material ESP yang

tahan dengan abrasi pasir karena pasir yang ikut terproduksi bersama minyak mentah dari formasi yang *unconsolidated* akan mengakibatkan sistem ESP tidak bekerja sempurna.

4. Untuk sumur korosif perlu dipasang "*Resistant Coning Hausing*" khusus, sumbu as pompa dari bahan *K-monel*. Apabila terdapat  $H_2S$  gunakan kabel Al atau kabel biasa dengan ditutup *monel*.
5. ESP menghasilkan panas sehingga dapat menurunkan viskositas fluida produksi, hal ini mana akan membantu sumur dengan yang memiliki masalah parafin.
6. Untuk sumur bersuhu tinggi (lebih  $250^{\circ}F$ ) perlu dipasang *Epoxy* untuk melindungi kabel, *O-ring*, dan *seal (gasket)*.
7. Untuk sumur miring atau tidak lurus (*crooked well*) perlu dipasang *centralizer* agar kabel tidak terkelupas.

### 2.1.3 Peralatan ESP

Secara umum peralatan *Electrical Submersible Pump* dapat dibagi menjadi dua bagian, yaitu:

1. Peralatan di atas permukaan
2. Peralatan di bawah permukaan

#### 2.1.3.1 Peralatan di Atas Permukaan ESP

Unit peralatan di atas permukaan ESP terdiri dari

beberapa komponen utama, yaitu: Wellhead, Junction Box, Switchboard, dan Transformer. Peralatan di atas permukaan berperan untuk mengontrol kondisi ESP di bawah permukaan.

#### 1. Wellhead

Wellhead atau kepala sumur dilengkapi dengan tubing hanger khusus yang mempunyai lubang untuk cable pack off atau penetrator. Cable pack off biasanya tahan sampai tekanan 3000 psi. Tubing hanger dilengkapi dengan lubang hydraulic control line, saluran cairan hydraulic untuk menekan subsurface ball valve agar terbuka.

Wellhead juga harus dilengkapi dengan “seal” agar tidak bocor pada lubang kabel dan tulang. Wellhead didesain untuk tahan tekanan 500 psi sampai 3000 psi

#### 2. Junction Box

Junction Box merupakan suatu tempat yang terletak antara switchboard dan wellhead yang berfungsi untuk tempat sambungan kabel atau penghubung kabel yang berasal dari dalam sumur dengan kabel yang berasal dari switchboard. Junction Box juga digunakan untuk melepaskan gas yang terikat dalam kabel agar tidak menimbulkan kebakaran di switchboard.

Fungsi dari Junction Box sebagai berikut:

- Sebagai ventilasi terhadap adanya gas yang mungkin bermigrasi ke permukaan melalui kabel agar terbuang ke atmosfer.
- Sebagai terminal penghubung kabel yang berasal dari dalam sumur dengan kabel yang berasal dari switchboard.
- Mempermudah pekerjaan operator untuk mengubah arah putaran motor.

#### 3. Switchboard

*Overload* adalah keadaan dimana terdapat kelebihan beban pada motor yang dapat terjadi karena kenaikan *specific gravity liquid* (karena adanya *brine* atau lumpur), terbentuk emulsi atau viskositas liquid meningkat dan gangguan pasir yang menyebabkan *stuck* pada pompa atau *line* produksi. Sedangkan *underload* merupakan keadaan dimana tidak ada beban (*low influx*) pada motor yang dapat terjadi karena gas masuk pada pompa dan mengakibatkan motor berputar semakin cepat. Kedua kondisi tersebut jika terjadi dalam kurun waktu lama dapat mengakibatkan motor menjadi panas dan akhirnya terbakar.

Fungsi dari switchboard sebagai berikut:

- Mengontrol kemungkinan terjaidnya downhole problem seperti overload atau underload current.
- Auto restart setelah underload pada kondisi intermittent well.
- Mendeteksi underbalance voltage.

#### 4. Transformer

Transformer merupakan alat untuk mengubah tegangan listrik, dapat digunakan untuk menaikkan atau menurunkan tegangan. Alat ini terdiri dari *core* (inti) yang dikelilingi oleh *coil* dari lilitan kawat tembaga. Keduanya, baik *core* maupun *coil* direndam dalam minyak trafo sebagai pendingin dan isolasi. Perubahan tegangan akan sebanding dengan jumlah lilitan kawatnya. Input transformer biasanya diberikan tegangan tinggi agar didapat kuat arus yang rendah pada jalur transmisi, sehingga tidak dibutuhkan kabel yang besar. Dalam hal ini, tegangan *input* yang tinggi akan diturunkan dengan menggunakan *step-down transformer* sampai dengan tegangan yang digunakan oleh *switchboard*. Selanjutnya tegangan output dari *switchboard* dinaikkan dengan *step-up transformer* sesuai dengan kebutuhan motor yang digunakan.

#### 2.1.3.2 Peralatan di Bawah Permukaan ESP

Peralatan di bawah permukaan dari ESP terdiri dari Pressure Sensing Instruments, Electric motor, Protector, Intake pump/Gas Separator, Power cable, Unit Pump, Bleeder valve, Check valve, dan Centralizer. Dalam kondisi kerja, peralatan unit di bawah permukaan electrical submersible pump ditenggelamkan dalam kolom fluida dengan disambung tubing yang kemudian digantungkan pada wellhead.

##### 1. PSI Unit (Pressure Sensing Instruments)

PSI (Pressure Sensing Instrument) merupakan suatu alat yang mencatat tekanan dan temperatur sumur. Secara umum, PSI Unit mempunyai 2 komponen pokok, yaitu:

##### a. PSI Down Hole Unit

Dipasang di bawah Motor Type Upper atau Center Tandem karena alat ini dihubungkan pada Wye dari Electric Motor yang seolah-olah merupakan bagian dari motor tersebut.

##### b. PSI Surface Readout

Merupakan bagian dari sistem yang mengontrol kerja Down Hole Unit serta menampakkan (Display) informasi yang diambil dari Down Hole Unit.



## 2. Motor (Electric Motor)

Motor ini berfungsi untuk menggerakkan pompa dengan mengubah tenaga listrik yang dikirim melalui kabel dari permukaan menjadi tenaga mekanik. Jenis motor ESP adalah motor listrik induksi 2 kutub 3 fasa yang diisi dengan minyak pelumas khusus yang mempunyai tahanan listrik (dielectric strength) tinggi. Tenaga listrik untuk motor diberikan dari permukaan mulai kabel listrik sebagai penghantar ke motor. Putaran motor adalah 3400 RPM – 3600 RPM tergantung besarnya frekuensi yang diberikan serta beban yang diberikan oleh pompa saat mengangkat fluida.

Secara garis besar motor ESP seperti juga dengan motor listrik yang mempunyai dua pokok, yaitu:

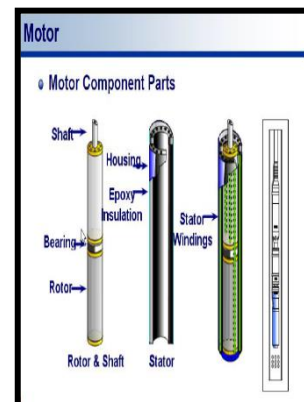
- a. Rotor (bagian yang berputar)
- b. Stator (bagian yang dalam)

Stator menginduksi aliran listrik dan mengubah menjadi tenaga putaran pada rotor, dengan berputarnya rotor maka poros (shaft) yang berada ditengahnya akan ikut berputar sehingga poros yang saling berhubungan akan ikut berputar (poros pompa, intake, dan protector).

Panas yang ditimbulkan dari perputaran *rotor* ketika motor

bekerja dihantarkan ke *housing motor* dan selanjutnya panas dibawa oleh fluida sumur yang mengalir. Oleh karena itu, motor harus dipasang di atas perforasi agar fluida mengalir melalui motor, *protector* dan *intake* pompa. Namun jika motor dipasang di bawah perforasi maka harus digunakan casing *shroud* (selubung pelindung) yang digantungkan di bagian atas intake sampai ke bagian bawah motor.

Dalam hal ini, *fluid velocity* harus memiliki harga lebih besar atau sama dengan 1 ft/detik untuk mendapatkan pendinginan motor yang baik. Jika fluida sumur yang mengalir tidak cukup untuk mendinginkan motor (*fluid velocity* < 1 ft/det), maka *shroud* harus dipasang pada pompa.



**Gambar 2. 3 Motor Pompa**

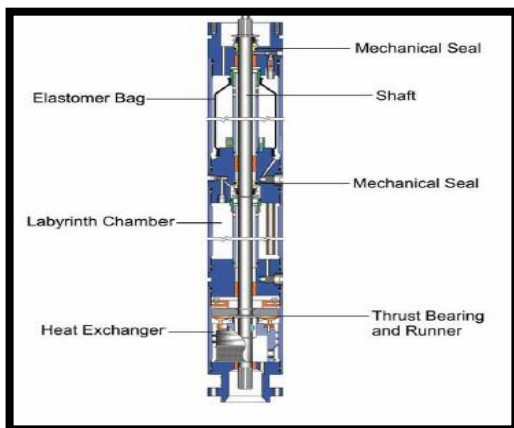
Sumber: Doc. PT Pertamina EP  
Asset 1 Field Jambi

## 3. Protector/Seal

Protector merupakan komponen penting pada rangkaian ESP dan sering disebut juga dengan Seal Section. Alat ini berfungsi untuk menahan masuknya fluida sumur ke

dalam motor, menahan thrust load yang ditimbulkan oleh pompa pada saat pompa mengangkat cairan, juga untuk menyeimbangkan tekanan yang ada di dalam motor dengan tekanan di dalam annulus. Secara prinsip protector mempunyai 4 fungsi utama, yaitu:

- Menyeimbangkan tekanan dalam motor dengan tekanan di annulus.
- Tempat duduknya thrust bearing untuk meredam gaya axial yang ditimbulkan oleh pompa.
- Menyekat masuknya fluida sumur ke dalam motor.
- Memberikan ruang untuk pengembangan dan penyusutan minyak motor akibat perubahan temperatur dalam motor pada saat bekerja dan pada saat dimatikan.



**Gambar 2. 4 Seal/Protector**

Sumber: Doc. PT Pertamina EP  
Asset 1 Field Jambi

### 1. Intake (Gas Separator)

*Intake* merupakan bagian yang berfungsi sebagai saluran masuknya fluida dari dasar sumur

ke pompa. Bagian *intake* ini dapat digunakan dengan *screen* ataupun tanpa *screen*. *Screen* ini digunakan untuk membatasi partikel-partikel berukuran besar memasuki pompa. Sebab partikel berukuran besar yang ikut terproduksi dapat menyebabkan *stuck* pada pompa.

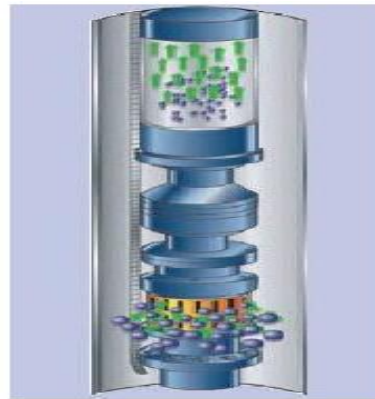
Intake atau Gas Separator dipasangkan di bawah pompa dengan cara menyambungkan sumbunya (shaft) memakai coupling. Intake ada yang dirancang untuk mengurangi volume gas yang masuk ke dalam pompa, disebut dengan gas separator, tetapi ada juga yang tidak. Untuk yang terakhir ini disebut dengan intake saja atau standar intake.

Ada beberapa intake yang diproduksi oleh reda yang populer dipakai, yaitu:

- Standart intake, dipakai untuk sumur dengan GOR rendah. Jumlah gas yang masuk pada intake harus kurang dari 10% sampai dengan 15% dari total volume fluida. Intake mempunyai lubang untuk masuknya fluida ke pompa, dan di bagian luar dipasang selubung (screen) yang gunanya untuk menyaring partikel masuk ke intake sebelum masuk ke dalam pompa.
- *Static Gas Separator* atau sering disebut *reverse gas separator* adalah alat yang digunakan untuk

memisah gas dari fluida yang masuk ke dalam pompa, melepaskan gas kembali ke annulus dan cairan ke dalam pompa. *Static gas separator* bekerja berdasarkan prinsip perbedaan densitas fluidanya. Sewaktu pompa bekerja, maka tekanan dalam gas separator akan lebih kecil dari pada tekanan diluarnya, Perbedaan ini menyebabkan gas yang sebelumnya berupa cairan akan memecah menjadi gelembung-gelembung gas, Kemudian gelembung gas ini naik keatas dan keluar melalui lubang yang terdapat pada bagian atas separator, Sedangkan cairan akan turun kebawah kemudian masuk kedalam *tube* dan selanjutnya ditangkap oleh *pick-up impeller* dan diteruskan kedalam *impeller* paling bawah dari pompa.

o *Rotary Gas Separator*, teknik *rotary gas separator* ini pada dasarnya bekerja dengan menciptakan suatu pusaran di dalam gas separator sehingga fluida yang lebih berat akan terlempar ke sisi terluar, sehingga gas tetap di bagian tengah dan dikeluarkan melalui *crossover*, *discharge port* sampai kembali ke annulus.



**Gambar 5. 1 Gas Separator**  
Sumber: Doc. PT

Pertamina EP Asset 1  
Field Jambi

#### 4. Unit Pompa

Unit pompa merupakan Multistage Centrifugal Pump, yang terdiri dari impeller, diffuser, shaft (tangkai) dan housing (rumah pompa). *Shaft* merupakan penghubung antara motor dan pompa. *Shaft* berfungsi meneruskan tenaga dari motor sehingga *impeller* dapat berputar. *Bearing (bushing)* terdapat sepanjang *shaft* sebagai bantalan *shaft* ketika *shaft* berputar dengan kecepatan tinggi. Di dalam housing pompa terdapat sejumlah stage, dimana tiap stage terdiri dari satu impeller dan satu diffuser. Jumlah stage yang dipasang pada setiap pompa akan dikoreksi langsung dengan Head Capacity dari pompa tersebut. Dalam pemasangannya bisa menggunakan lebih dari satu (tandem) tergantung dari Head Capacity yang dibutuhkan untuk menaikkan fluida dari lubang sumur ke permukaan. Impeller merupakan bagian yang bergerak, sedangkan diffuser merupakan

bagian yang diam. Seluruh stage disusun secara vertical, dimana masing-masing stage dipasang tegak lurus pada poros pompa yang berputar pada housing.

Prinsip kerja pompa ini yaitu fluida yang masuk ke dalam pompa melalui intake akan diterima oleh stage paling bawah dari pompa, impeller akan mendorong masuk sebagai akibat proses centrifugal maka fluida akan terlempar keluar dan diterima diffuser. Tenaga kinetic (velocity) fluida akan diubah menjadi tenaga potensial (tekanan) oleh diffuser dan dialirkan ke stage selanjutnya. Pada proses tersebut, fluida memiliki energi yang semakin besar dibandingkan pada saat masuknya. Kejadian tersebut terjadi terus-menerus sehingga tekanan head pompa berbanding lurus dengan jumlah stage dimana semakin banyak stages yang dipasangkan maka semakin besar kemampuan pompa untuk mengangkat fluida.

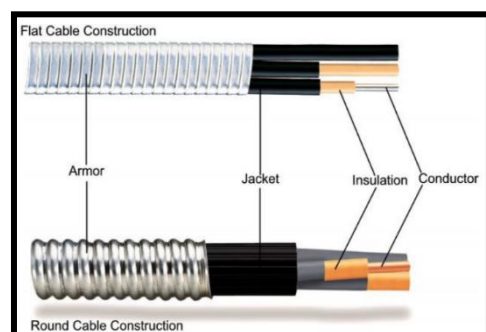
#### 5. Power Cable

Kabel merupakan penghubung yang kritikal antara downhole equipment dengan sumber tenaga listrik di permukaan. Listrik ditransmisikan melalui kabel yang diikat di tubing, kabel harus dikonstruksi dengan kuat untuk mencegah kerusakan mekanis dan secara fisik

mampu menahan panas dari minyak dan gas di sumur.

Tenaga listrik untuk menggerakkan motor yang berada di dasar sumur disuplai oleh kabel yang khusus digunakan untuk pompa ESP. Kabel yang dipakai adalah 3 jenis konduktor. Dilihat dari bentuknya ada 2 jenis yaitu flat cable type dan round cable type. *Round cable* memiliki usia pakai lebih lama dibandingkan *flat cable* tetapi memerlukan ruang penempatan yang lebih besar sehingga pada sumur dengan *clearance* terbatas, diperlukan kabel jenis *flat cable*. Fungsi kabel tersebut adalah sebagai media penghantar arus listrik dari switchboard sampai ke motor di dalam sumur.

Bagian-bagian dari kabel, yaitu konduktor (*conductor*), isolasi (*insulation*), sarung (*sheath*), jaket (*jacket*) dan armor. Konduktor diisolasi dengan material yang sesuai temperatur sumur. Jacket pada kabel memberikan perlindungan terhadap kimia dan mekanik Sedangkan armor pada bagian luar kabel memberikan perlindungan mekanik yang lebih baik.



**Gambar 2. 5 Power Cable**

Sumber: Doc. PT Pertamina EP  
Asset 1 Field Jambi

## 6. Check Valve

*Check valve* biasanya dipasang pada *tubing* (2 – 3 *joint*) diatas pompa. Adanya *check valve* bertujuan untuk menjaga fluida tetap berada di atas pompa. Jika *check valve* tidak dipasang maka akan ada kebocoran fluida dari *tubing* (kehilangan fluida) yang melalui pompa yang dapat menyebabkan aliran balik, sebab aliran balik (*back flow*) tersebut membuat putaran *impeller* berbalik arah, dan dapat menyebabkan motor terbakar atau rusak. Jadi umumnya *check valve* digunakan agar *tubing* tetap terisi penuh dengan fluida sewaktu pompa mati dan mencegah supaya fluida tidak turun kebawah. Pada kondisi *gas lock*, *check valve* dipasang enam *joint* diatas pompa. Jika *check valve* tidak digunakan maka biasanya butuh waktu sekitar 30 menit agar fluida turun sebelum motor *restart*.

## 7. Bleeder Valve

Ketika *check valve* dipasang, maka di rekomendasikan untuk memasang *bleeder valve*, *bleeder valve* dipasang satu *joint* diatas *check valve*, mempunyai fungsi untuk mengeringkan fluida di dalam *tubing* yang jatuh di dalam annulus selama mengangkat *tubing*-nya. *Bleeder valve* dibuka dengan menjatuhkan suatu batang

*rod* (stang). Dalam menjatuhkan *rod* ini harus yakin bahwa *tubing* memang berisi cairan (ditunggu sampai *tubing* basah terangkat), ini agar *rod* tersebut tidak jatuh keras kebawah bila fluida bocor ke bawah (*tubing* kering).

## 8. Centralizer

Berfungsi untuk menjaga kedudukan pompa agar tidak bergeser atau selalu ditengah-tengah pada saat pompa beroperasi terutama untuk sumur-sumur miring, sehingga dapat mencegah kerusakan kabel karena gesekan.

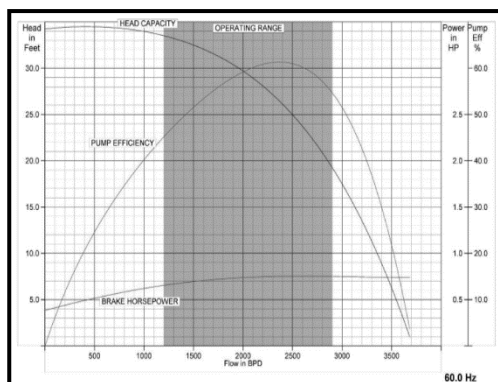
### 2.2.4 Prinsip Kerja Electrical Submersible Pump (ESP)

Motor listrik berputar pada kecepatan relatif konstan dan dipasang paling bawah dari rangkaian, motor tersebut digerakkan oleh arus listrik yang dikirim melalui kabel dari permukaan. Motor mempunyai dua bagian pokok yaitu *stator* dan *rotor* yang berfungsi mengubah tenaga listrik menjadi tenaga mekanik, yang mana *stator* menginduksi aliran listrik dan mengubah menjadi tenaga putaran pada *rotor* untuk menggerakkan pompa. dengan berputarnya *rotor* maka poros (*shaft*) yang berada ditengahnya akan ikut berputar, sehingga poros yang saling berhubungan akan ikut berputar pula (poros pompa, *intake*, dan *protector*). Setelah itu fluida akan masuk melalui *intake* yang akan diterima oleh *stage* paling bawah dari pompa, *impeller* akan mendorongnya

masuk, sebagai akibat proses centrifugal maka fluida tersebut akan terlempar keluar dan diterima oleh *diffuser*. Oleh *diffuser*, tenaga kinetis (*velocity*) fluida akan diubah menjadi tenaga potensial (tekanan) dan diarahkan ke *stage* selanjutnya. Pada proses tersebut fluida memiliki energi yang semakin besar dibandingkan pada saat masuknya. Kejadian tersebut terjadi terus-menerus sehingga tekanan *head* pompa berbanding linier dengan jumlah *stages*, artinya semakin banyak *stage* yang dipasangkan, maka semakin besar kemampuan pompa untuk mengangkat fluida.

### 2.2.5 Karakteristik Kinerja Electrical Submersible Pump (ESP)

Beberapa kinerja dari berbagai pompa dihadirkan dalam bentuk katalog yang diterbitkan oleh produsen. Kurva kinerja dari ESP menampilkan hubungan antara lain *head capacity*, *rate capacity*, *horse power* dan *pump efficiency* yang disebut dengan *Pump Performance Curve*. Kapasitas berkaitan dengan volume, laju alir cairan yang diproduksi, termasuk juga gas bebas atau gas yang terlarut dalam minyak.



Gambar 2. 6 Pump Performance Curve

Sumber: Doc. PT Pertamina EP  
Asset 1 Field Jambi

#### 1. Head Capacity Curve

*Head* pompa benam listrik berkaitan dengan spesifik gravity fluida, dimana jika *head* diubah menjadi tekanan maka harus dikalikan dengan *gradient* fluida. Pada Gambar 5. Pump Performance Curve menunjukkan grafik 1 stage dengan kecepatan 3500 RPM. Pompa yang baru atau pompa yang masih baik akan berkarakteristik kerja sepanjang grafik ini. Bila gas dan cairan sedang dipompa, kapasitas dan head per stage juga gradient tekanan fluida akan berubah sebagaimana tekanan fluida naik dari tekanan intake ke tekanan discharge. Penyimpangan dapat disebabkan oleh rusaknya pompa, interferensi gas atau tubing bocor.

#### 2. Brake Horse Power

Grafik *brake horse power* pada Gambar 5. menunjukkan input yang diperlukan per-*stage* pada tes pabrik. Grafik ini mula-mula naik sedikit demi sedikit dengan naiknya laju produksi kemudian turun. Hal ini dikarenakan terjadinya efek laju produksi lebih besar dari turunnya *head* dan pada laju produksi besar turunnya *head* yang lebih berpengaruh karena bentuknya lebih curam.

#### 3. Efficiency Curve

Efisiensi pada ESP bukannya efisiensi volume pompanya melainkan rasio dari output HP pompa dibagi dengan

input brake *horse power*. ESP direncanakan agar bekerja pada daerah dekat efisiensi maksimum untuk mengurangi kerusakan *bearing* dan *washer* pompa akibat terjadinya *up-thrust* atau *down-thrust*. Ternyata dalam prakteknya *up-thrust* lebih merusak daripada *down-thrust* karena *washer* di bagian atas lebih luas bidang kontakannya daripada bagian bawahnya. Walaupun demikian, perlu dipertahankan agar pompa bekerja pada maksimum efisiensi agar tahan lama. Harga efisiensi maksimum ini biasanya sekitar 55-75%.

#### **2.2.6 Dasar Perhitungan Electrical Submersible Pump**

Pada prinsipnya perencanaan atau desain suatu unit Electrical Submersible Pump untuk sumur-sumur dengan WC tinggi adalah sama seperti perencanaan unit Electrical Submersible Pump biasa dimana dengan maksimalnya laju produksi yang diinginkan maka maksimal juga produksi air yang terproduksi. Kontrolnya dengan menghitung laju kritis dimana besarnya laju produksi minyak yang diinginkan lebih besar dari laju kritis sehingga terjadi water coning. Produksi tersebut terus dilakukan karena masih bernilai ekonomis dan terjadi water coning bersifat wajar untuk sumur-sumur tua yang mempunyai water cut yang lebih besar dari 90%.

Dasar-dasar perhitungan dalam mendesain ulang ESP adalah menentukan jenis dan ukuran pompa, jumlah stages, horse power dan menentukan jenis dan ukuran pompa, jumlah stages, horse power dan jenis motor, jenis switchboard dan transformer sehingga dengan melakukan perhitungan komponen-komponen tersebut didapatkan laju produksi yang diharapkan dan berada dalam range optimum yang disarankan.

Penentuan kemampuan sumur dilakukan dengan menggunakan metode IPR Aliran Fluida Satu Fasa yaitu metode Straight line. Dari kurva IPR yang dihasilkan, maka dapat ditentukan laju produksi maksimum yang diharapkan dengan menggunakan pompa ESP sesuai dengan kemampuan sumur tersebut. Dengan diketahuinya laju produksi maksimum yang diharapkan dan pump setting depth maka dapat ditentukan jenis dan ukuran pompa yang akan digunakan sesuai dengan laju produksi maksimum yang diharapkan dan direkomendasikan dari pabrik pembuatnya. Setelah mengetahui jenis dan ukuran pompa yang akan digunakan maka dapat menentukan motor, horse power, switchboard dan transformer yang akan digunakan.

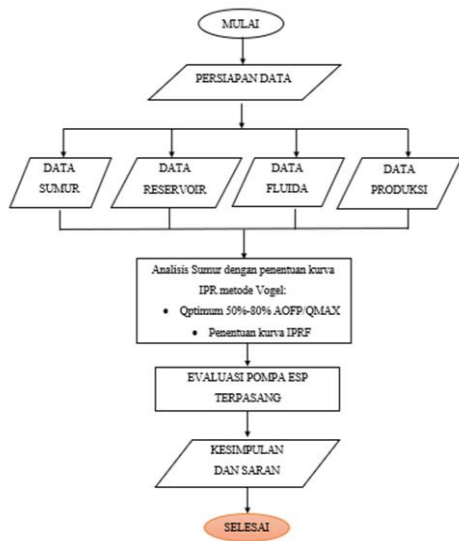
### **III. METODOLOGI PENELITIAN**

Bentuk penelitian yang dilakukan oleh penulis adalah kuantitatif yang dilakukan secara sistematis, terstruktur, dan terperinci.

Penelitian ini dilakukan berdasarkan data yang ada pada sumur SAN dan LIN dengan menggunakan persamaan Vogel (1968), pengangkatan buatan jenis pompa ESP, perhitungan berdasarkan teori, dan dilakukan permodelan pada *software* produksi.

### 3.1 Flowchart Penelitian

Penelitian ini dilakukan dengan tahapan yang digambarkan dalam diagram alir sebagai berikut:



Gambar 3. 1 Diagram Alir

#### 3.1 . Data Penelitian

##### 1. Pengumpulan Data

Pengumpulan data dilakukan. Data yang diperoleh berupa data sumur, data reservoir, data fluida, data produksi, dan data pompa ESP terpasang yang dibutuhkan untuk evaluasi pompa ESP. Data yang diambil adalah data dari tanggal 1 juli 2022 sampai 1 Agustus. Adapun data yang dikumpulkan sebagai berikut:

Tabel 3. 1 Data Sumur SAN

No	Nama Data	Simbol	Satuan	Sumur SAN
1	Gross Oil	Q	BFPD	33
2	Total Gross Oil	Qtotol	BFPD	1909
3	Water Cut	WC	Fraksi	98,271
4	Gas Oil Ratio	GOR	SCF/STB	0
5	Bottom Hole Temperatur	BHT	°F	200
6	Middle Perforation	MP	Ft	2642,84
7	Tekanan Statik Reservoir	Ps	Psi	1500
8	Tekanan Alir Sumur	Pwf	Psi	106,55
9	Pompa Sebelum di Ganti		TG-3200	

Tabel 3. 2 Data Sumur LIN

No	Nama Data	Simbol	Satuan	Sumur LIN
1	Gross Oil	Q	BFPD	59
2	Total Gross Oil	Qtotol	BFPD	2930
3	Water Cut	WC	Fraksi	97,98
4	Gas Oil Ratio	GOR	SCF/STB	0
5	Bottom Hole Temperatur	BHT	°F	200
6	Middle Perforation	MP	Ft	4224,97
7	Tekanan Statik Reservoir	Ps	Psi	1500
8	Tekanan Alir Sumur	Pwf	Psi	197,47
9	Pompa Sebelum di Ganti		TD-3000	

## IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

Evaluasi *electric submersible pump* (ESP) pada sumur dilakukan untuk mengetahui perbandingan antara produktivitas formasi sumur, kajian terhadap kapasitas pompa yang sedang digunakan, dengan tujuan mengetahui efisiensi pompa dan efisiensi volumeteris pada pompa terpasang bekerja di *recomemded operating range* atau tidaknya.

### 4.1 Hasil Perhitungan Sumur SAN

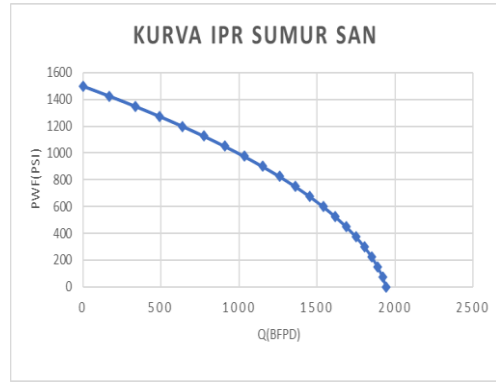
#### 4.3.1 PERHITUNGAN KURVA IPR

Untuk menghitung kurva IPR, data Sumur “SAN” yang diperlukan untuk evaluasi ini adalah sebagai berikut:



Tabel 4. 1 Data Sumur SAN

No	Nama Data	Simbol	Satuan	Sumur SAN
1	Gross Oil	Q	BFPD	33
2	Total Gross Oil	Qtotall	BFPD	1909
3	Water Cut	WC	Fraksi	98,271
4	Gas Oil Ratio	GOR	SCF/STB	0
5	Bottom Hole Temperatur	BHT	°F	200
6	Middle Perforation	MP	Ft	2642,84
7	Tekanan Statik Reservoir	Ps	Psi	1500
8	Tekanan Alir Sumur	Pwf	Psi	106,55
9	Pompa Sebelum di Ganti		TG-3200	



Gambar 4. 1 Kurva IPR Sumur “SAN” pada pipesim

- Menentukan harga Productivity Index (PI)

$$PI = \frac{Q_{total}}{(P_s - P_{wf})} = \frac{1909}{(1500 - 106,55)}$$

$$PI = 1,370$$

- Menentukan harga Qmax

$$Q_{max} = \frac{Q}{1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2} = \frac{1909}{1 - 0,2 \frac{106,55}{1500} - 0,8 \left(\frac{106,55}{1500}\right)^2}$$

$$Q_{max} = 1944,474 \text{ BFPD}$$

Tabel 4. 2 Perhitungan IPR Sumur SAN

No.	Pwf	Pwf/Ps	(Pwf/ps)^2	Q(BPD)
1	1500	1	1	0
2	1425	0,95	0,9025	171,1137
3	1350	0,9	0,81	334,4495
4	1275	0,85	0,7225	490,0074
5	1200	0,8	0,64	637,7874
6	1125	0,75	0,5625	777,7895
7	1050	0,7	0,49	910,0137
8	975	0,65	0,4225	1034,46
9	900	0,6	0,36	1151,128
10	825	0,55	0,3025	1260,019
11	750	0,5	0,25	1361,132
12	675	0,45	0,2025	1454,466
13	600	0,4	0,16	1540,023
14	525	0,35	0,1225	1617,802
15	450	0,3	0,09	1687,803
16	375	0,25	0,0625	1750,026
17	300	0,2	0,04	1804,472
18	225	0,15	0,0225	1851,139
19	150	0,1	0,01	1890,028
20	75	0,05	0,0025	1921,14
21	0	0	0	1944,474

Analisa Kurva *Inflow Performance Relationship* 2 fasa dibuat untuk menentukan kemampuan laju produksi optimum sumur minyak. Berdasarkan hasil dari kurva *Inflow Performance Relationship* didapatkan laju produksi maksimum sumur SAN yaitu 1944,474 BFPD pada tekanan alir dasar sumur adalah 0 psi. Hasil perhitungan kurva IPR diperlihatkan pada gambar 4.1

### 4.3.2 EVALUASI ESP YANG TERPASANG

Diketahui data sebagai berikut:

Tabel 4. 3 Data Pompa ESP Yang Terpasang Pada Sumur SAN

No	Nama Data	Simbol	Satuan	Sumur SAN
1	Type Pompa Terpasang		TD-1750S	
2	Pump Setting Depth	PSD	Ft	2556,48
3	Total Gross Oil	Qt	BFPD	1909
4	Gross Oil	Q	BFPD	33
5	Mid Perforasi	MD	Ft	2642,84
6	Tekanan Statik Reservoir	Ps	Psi	1500
7	Tekanan Alir Sumur	Pwf	Psi	106,55
8	ID Casing		7"	
9	ID Tubing		2 7/8"	
10	Total Depth	TD	Ft	3005,39
11	Casing Depth	CD	Ft	3005,39
12	°API oil		20	

- Penentuan Gross

$$Gross = \frac{Q \text{ saat } P_{wf}}{Q_{max}} \times 100$$

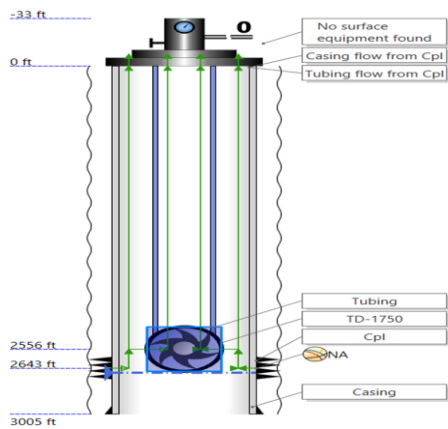
$$Gross = \frac{1909}{1944,474} \times 100$$

- Penentuan Flow Optimum (80% Absolute Open Flow Potential)

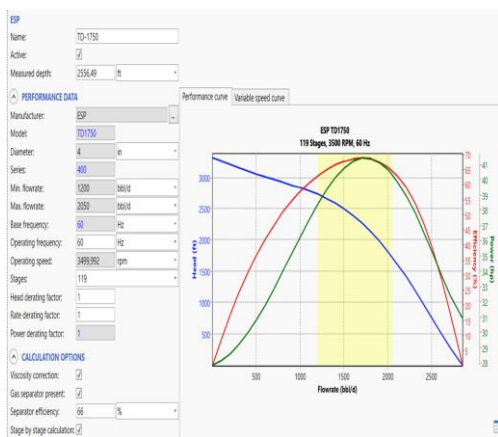
$$Flow \text{ Optimum} = 80\% \times Q_{max}$$

Flow Optimum = 80% x 1944,474  
 Flow Optimum = 1555,579 BFPD

Penentuan laju produksi fluida yang diharapkan dengan menggunakan pompa ESP dilakukan dengan melihat kemampuan produksi sumur (kurva IPR). Laju produksi fluida yang diharapkan dalam pengerjaan ini dilakukan dengan mengambil harga laju produksi fluida dibawah harga laju produksi maksimum sumur yaitu pada 80% dari laju alir maksimum sumur.



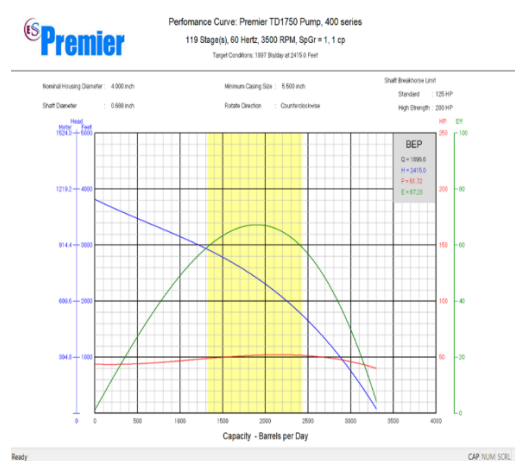
**Gambar 4. 2 Evaluasi Pompa ESP pada Sumur SAN**



**Gambar 4. 3 Evaluasi pada Pipesim**

Evaluasi pada pompa ESP yang dilakukan pada sumur SAN ini menghasilkan gross sebesar 98.17% dimana lebih besar dari 80% sehingga pompa ESP sudah optimal. Namun, setelah dilakukan penentuan Flow Optimum yang diproduksi saat ini diperoleh 1643,98 BFPD. Flow Optimum saat ini berada dibawah flow

range 1795 BFPD sampai 3625 BFPD pada pompa ESP dengan tipe TG-3200 sehingga tipe ini terlalu besar dan kurang sesuai untuk sumur SAN. Oleh karena itu, direkomendasikan pompa ESP tipe TD-1750 untuk sumur SAN dengan flow range 1280 BFPD sampai 2580 BFPD.

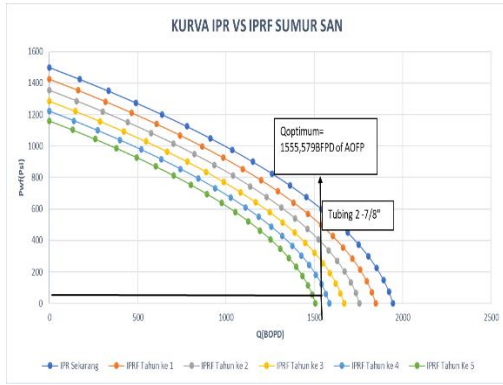


**Gambar 4. 4 ESP Pump Performance Curve**

Setelah melakukan plot untuk mendapatkan head capacity setiap stages, dan kebutuhan motor setiap stages, didapat hasil head capacity 119 ft/ stage dan pump efficiency 64 %

**Tabel 4. 4 kurva IPRF**

IPR SEKARANG	IPRF TAHUN KE 1		IPRF TAHUN KE 2		IPRF TAHUN KE 3		IPRF TAHUN KE 4		IPRF TAHUN KE 5		
Pwf	Q(BPD)	Pwf	Q(BPD)	Pwf	Q(BPD)	Pwf	Q(BPD)	Pwf	Q(BPD)	Pwf	Q(BPD)
1500	0,00	1425,00	0,00	1353,75	0,00	1286,06	0,00	1221,76	0,00	1160,67	0,00
1425	171,11	1353,75	162,56	1286,06	154,43	1221,76	146,71	1160,67	139,37	1102,64	132,40
1350	334,45	1282,50	317,73	1218,38	301,84	1157,46	286,75	1099,58	272,41	1044,60	258,79
1275	490,01	1211,25	465,51	1150,69	442,23	1093,15	420,12	1038,50	399,11	986,57	379,16
1200	637,79	1140,00	605,90	1083,00	575,60	1028,85	546,82	977,41	519,48	928,54	493,51
1125	777,79	1068,75	738,90	1015,31	701,96	964,55	666,86	916,32	633,51	870,50	601,84
1050	910,01	997,50	864,51	947,63	821,29	900,24	780,22	855,23	741,21	812,47	704,15
975	1034,46	926,25	982,74	879,94	923,60	835,94	886,92	794,14	842,57	754,44	800,45
900	1151,13	855,00	1093,57	812,25	1038,89	771,64	986,95	733,06	937,60	696,40	890,72
825	1260,02	783,75	1197,02	744,56	1137,17	707,33	1080,31	671,97	1026,29	638,37	974,98
750	1361,13	712,50	1293,08	676,88	1228,42	643,03	1167,00	610,88	1108,65	580,34	1053,22
675	1454,47	641,25	1381,74	609,19	1312,66	578,73	1247,02	549,79	1184,67	522,30	1125,44
600	1540,02	570,00	1463,02	541,50	1389,87	514,43	1320,38	488,70	1254,36	464,27	1191,64
525	1617,80	498,75	1536,91	473,81	1460,07	450,12	1387,06	427,62	1317,71	406,23	1251,82
450	1687,80	427,50	1603,41	406,13	1523,24	385,82	1447,08	366,53	1374,73	348,20	1305,99
375	1750,03	356,25	1662,53	338,44	1579,40	321,52	1500,43	305,44	1425,41	290,17	1354,14
300	1804,47	285,00	1714,25	270,75	1628,54	257,21	1547,11	244,35	1469,75	232,13	1396,27
225	1851,14	213,75	1758,58	203,06	1670,65	192,91	1587,12	183,26	1507,76	174,10	1432,38
150	1890,03	142,50	1795,53	135,38	1705,75	128,61	1620,46	122,18	1539,44	116,07	1462,47
75	1921,14	71,25	1825,08	67,69	1733,83	64,30	1647,14	61,09	1564,78	58,03	1486,54
0	1944,47	0,00	1847,25	0,00	1754,89	0,00	1667,14	0,00	1583,79	0,00	1504,60



**Gambar 4. 5 Kurva IPRF**

Berdasarkan Kurva diatas, terlihat bahwa tekanan reservoir mengalami penurunan disetiap tahunnya, dan pada tahun ke 4 tekanan reservoir mengalami penurunan menjadi 75 Psi, dimana kurva IPRF dan TPR tidak berpotongan yang menandakan bahwa sumur “SAN” tidak akan berproduksi.

Penurunan tekanan alir sumur(Pwf) setiap tahunnya selama 5 tahun sejak pompa dipasang diperkirakan rata-rata 5%.

**4.2 Hasil Perhitungan Sumur LIN**

**4.2.1 PERHITUNGAN KURVA IPR**

Untuk menghitung kurva IPR, data Sumur “LIN” yang diperlukan untuk evaluasi ini adalah sebagai berikut:

**Tabel 4. 5 Data Sumur LIN**

No	Nama Data	Simbol	Satuan	Sumur LIN
1	Gross Oil	Q	BFPD	59
2	Total Gross Oil	Qtotall	BFPD	2930
3	Water Cut	WC	Fraksi	97,98
4	Gas Oil Ratio	GOR	SCF/STB	0
5	Bottom Hole Temperatur	BHT	°F	200
6	Middle Perforation	MP	Ft	4224,97
7	Tekanan Statik Reservoir	Ps	Psi	1500
8	Tekanan Alir Sumur	Pwf	Psi	197,47
9	Pompa Sebelum di Ganti	TD-3000		

1. Menentukan harga Productivity Index (PI)

$$PI = \frac{Q_{total}}{(P_s - P_{wf})} = \frac{2930}{(1500 - 197,47)}$$

PI = 2,24

2. Menentukan harga Qmax

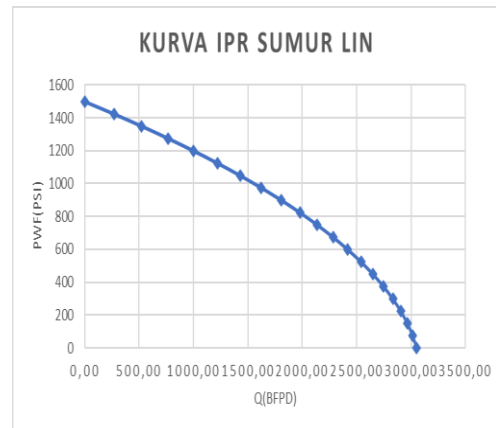
$$Q_{max} = \frac{Q}{1 - 0,2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2}$$

$$Q_{max} = \frac{2930}{1 - 0,2 \frac{197,47}{1500} - 0,8 \left( \frac{197,47}{1500} \right)^2}$$

Qmax = 3052,703 BFPD

**Tabel 4. 6 Perhitungan IPR Sumur LIN**

No.	Pwf	Pwf/Ps	(Pwf/ps) <sup>2</sup>	Q(BPD)
1	1500	1	1	0,00
2	1425	0,95	0,9025	268,64
3	1350	0,9	0,81	525,06
4	1275	0,85	0,7225	769,28
5	1200	0,8	0,64	1001,29
6	1125	0,75	0,5625	1221,08
7	1050	0,7	0,49	1428,67
8	975	0,65	0,4225	1624,04
9	900	0,6	0,36	1807,20
10	825	0,55	0,3025	1978,15
11	750	0,5	0,25	2136,89
12	675	0,45	0,2025	2283,42
13	600	0,4	0,16	2417,74
14	525	0,35	0,1225	2539,85
15	450	0,3	0,09	2649,75
16	375	0,25	0,0625	2747,43
17	300	0,2	0,04	2832,91
18	225	0,15	0,0225	2906,17
19	150	0,1	0,01	2967,23
20	75	0,05	0,0025	3016,07
21	0	0	0	3052,70



**Gambar 4. 6 Kurva IPR Sumur LIN pada Pipesim**

Analisa Kurva Inflow Performance Relationship 1 fasa dibuat untuk menentukan kemampuan laju produksi optimum sumur minyak

Berdasarkan hasil dari kurva Inflow Performance

Relationship didapatkan laju produksi maksimum sumur LIN yaitu 3052,70 BFPD pada tekanan alir dasar sumur adalah 0 psi. Hasil perhitungan kurva IPR diperlihatkan pada gambar 4.5.

#### 4.2.2 EVALUASI ESP YANG TERPASANG

Diketahui data sebagai berikut:

**Tabel 4. 7 Data Pompa ESP yang Terpasang Pada Sumur LIN**

No	Nama Data	Simbol	Satuan	Sumur LIN
1	Type Pompa Terpasang			TD3000
2	Pump Setting Depth	PSD	Ft	3114,02
3	Total Gross Oil	Qt	BFPD	2940
4	Gross Oil	Q	BFPD	59
5	Mid Perforasi	MD	Ft	4224,97
6	Tekanan Statik Reservoir	Ps	Psi	1500
7	Tekanan Alir Sumur	Pwf	Psi	197,47
8	ID Casing		7"	
9	ID Tubing		3 1/2"	
10	Total Depth	TD	Ft	4580,27
11	Casing Depth	CD	Ft	3830,56
12	°API oil		20	

##### 1. Penentuan Gross

$$\text{Gross} = \frac{Q \text{ saat Pwf}}{Q_{\text{max}}} \times 100$$

$$\text{Gross} = \frac{2930}{3052,703} \times 100$$

$$\text{Gross} = 95 \%$$

##### 2. Penentuan Flow

Optimum (80% Absolute Open Flow Potential)

$$\text{Flow Optimum} = 80\% \times Q_{\text{max}}$$

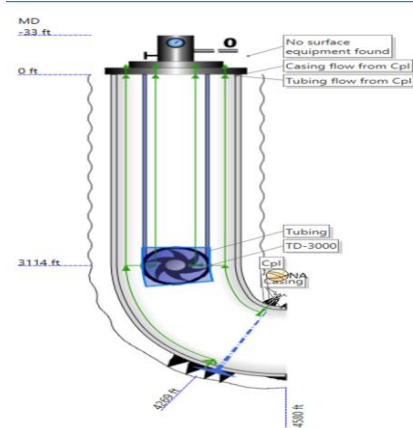
$$\text{Flow Optimum} = 80\% \times 3052,703$$

$$\text{Flow Optimum} =$$

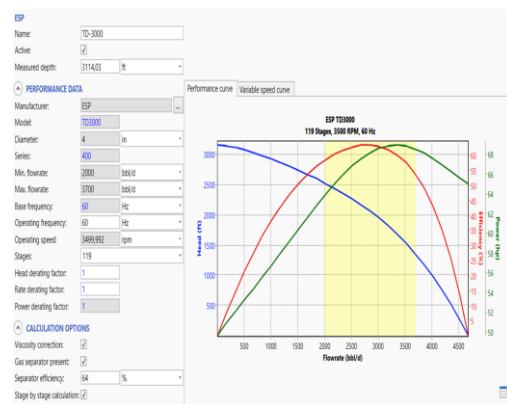
$$1831,62 \text{ BFPD}$$

Penentuan laju produksi fluida yang diharapkan dengan menggunakan pompa ESP dilakukan dengan melihat kemampuan produksi sumur (kurva IPR). Laju produksi fluida yang diharapkan dalam pengerjaan ini dilakukan dengan mengambil harga laju

produksi fluida dibawah harga laju produksi maksimum sumur yaitu pada 80% dari laju alir maksimum sumur.

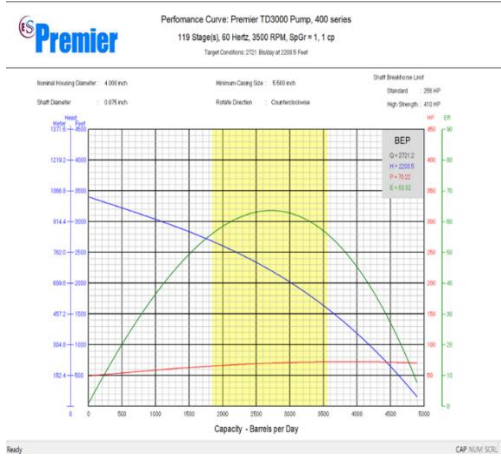


**Gambar 4. 7 Evaluasi pompa ESP**



**Gambar 4. 8 Evaluasi Pompa ESP pada Sumur LIN**

Evaluasi pada pompa ESP yang dilakukan pada sumur LIN ini menghasilkan gross sebesar 95% dimana lebih besar dari 80% sehingga pompa ESP sudah optimal. Namun, setelah dilakukan penentuan Flow Optimum yang diproduksi saat ini diperoleh 2699,37 BFPD. Flow Optimum saat ini berada dibawah flow range 2000 BFPD sampai 3700 BFPD sehingga type TD3000 merupakan type yang sesuai dengan rekomendasi.

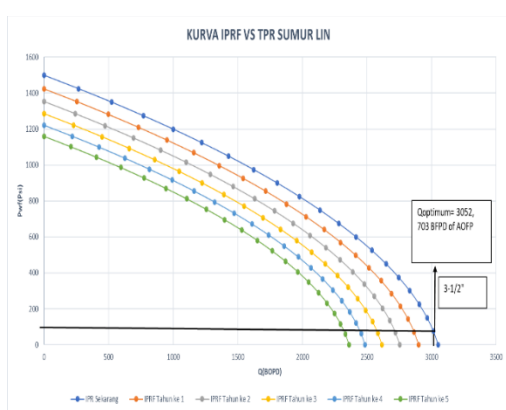


**Gambar 4. 9 ESP Pump Performance Curve**

Setelah melakukan plot untuk mendapatkan head capacity setiap stages, dan kebutuhan motor setiap stages, didapat hasil head capacity 119 ft/ stage dan pump efficiency 64 %

**Tabel 4. 8 Data IPRF**

IPR SEKARANG	IPRF TAHUN KE 1		IPRF TAHUN KE 2		IPRF TAHUN KE 3		IPRF TAHUN KE 4		IPRF TAHUN KE 5		
Pwf	Q(BPD)	Pwf	Q(BPD)	Pwf	Q(BPD)	Pwf	Q(BPD)	Pwf	Q(BPD)	Pwf	Q(BPD)
1500	0,00	1425,00	0,00	1353,75	0,00	1286,06	0,00	1221,76	0,00	1160,67	0,00
1425	268,64	1333,75	255,21	1286,06	242,45	1221,76	230,32	1160,67	218,81	1102,64	207,87
1350	525,06	1282,50	498,81	1218,38	473,87	1157,46	450,18	1099,58	427,67	1044,60	406,29
1275	769,28	1211,25	730,82	1150,69	694,28	1093,15	659,54	1038,50	626,58	986,57	595,26
1200	1003,29	1140,00	951,22	1083,00	903,66	1028,85	858,48	977,41	815,55	928,54	774,78
1125	1221,08	1068,75	1160,03	1015,31	1102,03	964,55	1046,92	916,32	994,58	870,50	944,85
1050	1428,67	997,50	1357,23	947,63	1289,37	900,24	1224,90	855,23	1163,66	812,47	1105,47
975	1624,04	926,25	1542,84	879,94	1465,69	835,94	1392,41	794,14	1322,79	754,44	1256,65
900	1807,20	855,00	1716,84	812,25	1631,00	771,64	1549,45	733,06	1471,98	696,40	1398,38
825	1978,15	783,75	1879,24	744,56	1785,28	707,33	1696,02	671,97	1611,22	638,37	1530,66
750	2136,89	712,50	2030,05	676,88	1928,55	643,03	1832,12	610,88	1740,51	580,34	1653,49
675	2283,42	641,25	2169,25	609,19	2060,79	578,73	1957,75	549,79	1859,86	522,30	1766,87
600	2417,74	570,00	2296,85	541,50	2182,01	514,43	2072,91	488,70	1969,27	464,27	1870,80
525	2539,85	498,75	2412,86	473,81	2292,21	450,12	2177,60	427,62	2068,72	406,23	1965,29
450	2649,75	427,50	2517,26	406,13	2391,40	385,82	2271,83	366,53	2158,24	348,20	2050,32
375	2747,43	356,25	2610,06	338,44	2479,56	321,52	2355,58	305,44	2237,80	290,17	2125,91
300	2832,91	285,00	2691,26	270,75	2556,70	257,21	2428,87	244,35	2307,42	232,13	2192,05
225	2906,17	213,75	2760,86	203,06	2622,82	192,91	2491,68	183,26	2267,10	174,10	2248,74
150	2967,23	142,50	2818,87	135,38	2677,92	128,61	2544,03	122,18	2416,83	116,07	2295,98
75	3016,07	71,25	2865,27	67,69	2722,00	64,30	2585,90	61,09	2456,61	58,03	2333,78
0	3052,70	0,00	2900,07	0,00	2755,06	0,00	2617,31	0,00	2486,45	0,00	2362,12



**Gambar 4. 10 Kurva IPRF**

Berdasarkan Kurva diatas, terlihat bahwa tekanan reservoir mengalami penurunan disetiap tahunnya, dan pada tahun ke 1 tekanan reservoir mengalami penurunan menjadi 100 Psi, dimana kurva IPRF dan TPR tidak

berpotongan yang menandakan bahwa sumur “LIN” tidak akan berproduksi.

Penurunan tekanan alir sumur(Pwf) setiap tahunnya selama 5 tahun sejak pompa dipasang diperkirakan rata-rata 5%.

## V. KESIMPULAN DAN SARAN

### 5.1 Kesimpulan

1. Sumur SAN flow optimum (80% Absolute Open Flow Potential) yang diproduksi sekarang yaitu 1555,579 BFPD dimana berada dibawah flow range 1795 BFPD hingga 3625 BFPD sehingga type TG-3200 merupakan type yang kurang sesuai sehingga direkomendasikan menggunakan type TD-1750 dengan flow range 1280 BFPD hingga 2580 BFPD.

2. Sumur LIN flow optimum (80% Absolute Open Flow Potential) yang diproduksi sekarang yaitu 2442,163 BFPD dimana berada pada flow range 2000 BFPD hingga 3700PD sehingga type TD-3000 merupakan type yang sesuai dengan rekomendasi..

### 3. Hasil Evaluasi :

- Sumur SAN Menggunakan Tipe pompa TD-1750 dengan Stages 119 dan efisiensi sebesar 66%.
- Sumur LIN Menggunakan Tipe pompa TD-3000 dengan Stages 119 dan efisiensi sebesar 64%.

4. Pada sumur SAN bahwa tekanan reservoir mengalami penurunan disetiap tahunnya, dan pada tahun ke 4 tekanan reservoir mengalami penurunan menjadi 75 Psi, dimana kurva IPRF dan TPR tidak berpotongan yang menandakan bahwa sumur “SAN” tidak akan berproduksi.



5. Pasa bahwa tekanan reservoir mengalami penurunan disetiap tahunnya, dan pada tahun ke 1 tekanan reservoir mengalami penurunan menjadi 100 Psi, dimana kurva IPRF dan TPR tidak berpotongan yang menandakan bahwa sumur “LIN” tidak akan berproduksi.

## 5.2 Saran

Adapun beberapa saran yang dapat diperhatikan untuk penelitian selanjutnya sebagai berikut:

1. Penelitian selanjutnya diharapkan melakukan analisis keekonomian pada pompa *Electric Submersible Pump*.

No	Nama Data	Simbol	Satuan	Sumur LIN
1	Gross Oil	Q	BFPD	59
2	Total Gross Oil	Qtotal	BFPD	2930
3	Water Cut	WC	Fraksi	97,98
4	Gas Oil Ratio	GOR	SCF/STB	0
5	Bottom Hole Temperatur	BHT	°F	200
6	Middle Perforation	MP	Ft	4224,97
7	Tekanan Statik Reservoir	Ps	Psi	1500
8	Tekanan Alir Sumur	Pwf	Psi	197,47
9	Pompa Sebelum di Ganti	TD-3000		

## DAFTAR PUSTAKA

- Abdelhady A, Gomaa S\*, Ramzi H, Hisham H, Galal A, Abdelfattah A. (2020). Electrical Submersible Pump Design in Vertical Oil Wells. *Petroleum & Petrochemical Engineering Journal*, 1-6.
- Brown, K. E. (1980). *The Technology of Artificial Lift Method Volume II-b*. Tulsa Oklahoma: Penn Well Books.
- Diky Pranondo, Tholib Canali Sobli. (2020). Analisis Sumur dengan Inflow Performance Relationship Metode Vogel serta Evaluasi Tubing Menggunakan Analisis Nodal pada Sumur TCS. *Jurnal Teknik Patra Akademika Volume 11 Nomor 2*, 33-39.
- Erizaldi Musthofa Sudjito, Andi Jumardi, Firdaus. (2021). Optimasi Produksi Sumur "ZL" dengan Menggunakan Artificial Lift Electrical Submersible Pump pada Lapangan "YY". *PETROGAS Volume 3 Nomor 1*, 45-55.
- Fikaryazi. (2021). *Perbandingan Efisiensi Desain ESP REDA vs OCEC pada Sumur*. Bekasi: Institut Teknologi Sains Bandung.
- Indiratama, M. R. (2020). *Optimasi Desain ESP Menggunakan Analisis Nodal dengan Penekanan pada Upsizing/Downsizing, Jumlah Stages, dan Operating Frequency*. Jakarta: Universitas Pertamina.
- M.D, M. C. (1973). *The Properties Petroleum Fluids*. New York: Penn-Well Publishing Co.
- Putri Dwi Jayanti, Rachmat Sudiby, Djoko Sulustiyanto. (2015). Evaluasi dan Optimasi Pompa Electric Submersible Pump (ESP) Pada Sumur-Sumur Di Lapangan X. *Seminar Nasional Cendekiawan 2015*, 376-386.
- Data dari Pertamina Hulu Rokan Zona