

**OPTIMASI LAJU PRODUKSI *ELECTRIC SUBMERSIBLE*
PUMP PADA SUMUR X LAPANGAN Y**

TUGAS AKHIR

Lisna Rohmawati

124.13.044



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

2017

**OPTIMASI LAJU PRODUKSI *ELECTRIC SUBMERSIBLE*
PUMP PADA SUMUR X LAPANGAN Y**

TUGAS AKHIR

Lisna Rohmawati

124.13.044

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 DAN SAINS BANDUNG
KOTA DELTAMAS**

2017

**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 : Lisna Rohmawati
NIM : 124.13.044
Tanda Tangan :
Tanggal : 30 Agustus 2017

*Dipersembahkan kepada
Bapak (Witoyo),
Ibu (Kastini),
dan keluarga besar tercinta.*

LEMBAR PENGESAHAN

**OPTIMASI LAJU PRODUKSI *ELECTRIC SUBMERSIBLE*
PUMP PADA SUMUR X LAPANGAN Y**

TUGAS AKHIR

**LISNA ROHMAWATI
124.13.044**

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

Menyetujui,

Kota Deltamas, 30 Agustus 2017

Pembimbing

Ir. Aries Prasetyo M.T
NIDN: 0414046806

KATA PENGANTAR

Puji Syukur penulis panjatkan ke hadirat Allah S.W.T karena dengan pertolonganNya penulis dapat menyelesaikan Tugas Akhir ini, dengan judul: “Optimasi Laju Produksi *Electric Submersible Pump* Pada Sumur X Lapangan Y”. Adapun Tugas Akhir ini dilakukan, guna memenuhi salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana pada Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknik dan Desain Institut Teknologi dan Sains Bandung.

Penulis juga mengucapkan terima kasih kepada:

1. Kedua Orang Tua dan seluruh keluarga besar tercinta yang telah memberikan restu dan doanya.
2. Prof. Ir. Pudji Permadi, M.Sc, Ph.D selaku Ketua Program Studi Teknik Perminyakan Institut Teknologi dan Sains Bandung.
3. Bapak Ir. Aries Prasetyo, M.T. selaku sekretaris Program Studi Teknik Perminyakan Institut Teknologi dan Sains Bandung dan Dosen Pembimbing yang banyak memberi bantuan selama proses penyusunan Tugas Akhir ini.
4. Semua staf dan Dosen Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknik dan Desain Institut Teknologi dan Sains Bandung atas bekal ilmu pengetahuan yang diberikan.
5. Teman-teman seperjuangan mahasiswa Teknik Perminyakan ITSB angkatan 2013.
6. Keluarga besar Himpunan Mahasiswa Teknik Perminyakan “Petrolea” ITSB.
7. Teman seperjuangan M. Agus Sulthon, Grafika Eka Yuda Mulya, Reynaldo Novian Adiputra, Dwi Grevani Hayuti, Koni Arthur yang selalu memberikan dukungan dan support.
8. Teman-teman dari ITS (Siti Qomariyah, Lana Ika Indriani dan Fadli Kurniawan), UNDIP (Ari Nugroho), UNISSULA (Annisa Fauziah), ITB (Jalu Setiya Pradana), UNBRAW (Rommy Parcelino Prabowo), UNS (Mifta Riandini dan Azzumaru Yumna), UGM (Ghina Septibyaningrum) atas semangat dan do’anya.

9. Rekan-rekan yang telah banyak membantu dalam penyusunan Tugas Akhir ini, yang tidak dapat penulis sebutkan satu per satu.

Penulis menyadari menyadari bahwa sejauh ini masih banyak kekurangan dalam penulisan laporan ini karena keterbatasan ilmu dan pengalaman. Untuk kemajuan penulis diharapkan atas masukan, kritik, saran dan motivasi yang membangun.

Akhir kata penulis ucapkan terimakasih dan semoga tulisan ini dapat bermanfaat.

Cikarang, Agustus 2017

Penulis

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

Sebagai sivitas akademik Institut Teknologi dan Sains Bandung, saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Lisna Rohmawati
NIM : 124.13.044
Program Studi : Teknik Perminyakan
Fakultas : Teknik dan Desain
Jenis karya : Tugas Akhir

demikian demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Institut Teknologi dan Sains Bandung **Hak Bebas Royalti Noneksklusif** (*Non-exclusive Royalty- Free Right*) atas karya ilmiah saya yang berjudul :

**“Optimasi Laju Produksi *Electric Submersible Pump*
Sumur X Lapangan Y”**

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Institut Teknologi dan Sains Bandung berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan memublikasikan Tugas Akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta. Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Cikarang, Bekasi

Pada tanggal : Agustus 2017

Yang menyatakan

(Lisna Rohmawati)

ABSTRAK
OPTIMASI LAJU PRODUKSI *ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP*
PADA SUMUR X LAPANGAN Y
Oleh : Lisna Rohmawati
Pembimbing : Ir. Aries Prasetyo M.T.

Metode *artificial lift* yang dipakai pada sumur X ini adalah *Electric Submersible Pump* karena sangat cocok untuk sumur yang memiliki permasalahan *water cut* tinggi dan sumur – sumur *offshore*. Penelitian ini dilakukan dengan tujuan untuk mengetahui hasil perencanaan *Electric Submersible Pump* pada sumur X sehingga diharapkan dapat meningkatkan perolehan minyak.

Pada sumur X memproduksi fluida sebesar 3054 BFPD dengan produksi maksimal sumur adalah 9375 BFPD pada tekanan reservoir sebesar 530 psi dan berada di kedalaman 3496 ft. Penelitian ini akan dilakukan dengan meningkatkan laju produksi sumur yaitu sebesar 60% AOFP.

Jenis pompa yang terpasang adalah tipe QN55ARF dengan jumlah stage 120, *pump setting depth* (PSD) 3321 ft. untuk meningkatkan laju produksi sumur X maka dilakukan perencanaan *Electric Submersible Pump* dengan merubah *pump setting depth* (PSD), tipe pompa dan jumlah stage menjadi REDA S6000N dengan jumlah stage 62, dan *pump setting depth* (PSD) 3400 ft.

Kata Kunci : *Artificial Lift, Electric Submersible Pump*, Optimasi Produksi.

ABSTRACT
PRODUCTION OPTIMIZATION OF *ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP*

WELL X IN FIELD Y

By : Lisna Rohmawati

Advisor : Ir. Aries Prasetyo M.T.

Artificial lift method used in well X is Electric Submersible Pump because it is suitable for wells that have high water cut problems and offshore wells. This research was conducted with the aim to know the result of designing an Electric Submersible Pump appropriate for well X so there is an increase in oil production.

Well X produces a fluid of 3054 BFPD with a maximum production of 9375 BFPD at a reservoir pressure of 530 psi and a depth of 3496 ft. This research is done by increasing the production rate to 60% AAFP.

The type of pump installed is the QN55ARF type with 120 stages, and pump setting depth of 3121 ft. To increase the production rate of well X, designing of Electric Submersible Pump is conducted by changing the pump setting depth (PSD), pump type and the number of stages to REDA S6000N with 83 stages, and pump setting depth (PSD) at 3400 ft.

Keyword : Artificial Lift, Electric Submersible Pump, Production Optimization.

DAFTAR ISI

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS	iii
LEMBAR PENGESAHAN	v
KATA PENGANTAR	vi
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI	viii
ABSTRAK	ix
ABSTRACT	x
DAFTAR ISI	xi
DAFTAR TABEL	xiii
DAFTAR GAMBAR	xiv
DAFTAR LAMPIRAN	xv
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	1
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Manfaat Penelitian	2
1.5 Metode Penelitian	2
1.6 Sistematika Penulisan	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA	4
2.1 Analisa Sistem Nodal	4
2.2 Produktivitas Formasi	7
2.3 Pengertian ESP	12
2.4 Prinsip Kerja ESP	13
2.5 Peralatan Pada ESP	14
2.6 Permasalahan Pada ESP	23
2.7 Kelebihan dan Kekurangan ESP	23
2.8 Optimasi Laju Produksi ESP	24
2.9 Perencanaan Optimasi ESP	27
BAB III METODELOGI PENELITIAN	30
3.1 Diagram Alir Optimasi Produksi Sumur X	30
3.2 Penentuan Kurva <i>Inflow Performance Relationship</i> (IPR)	31
3.3 Penentuan Kurva <i>Outflow Performance Relationship</i> (OPR)	31
3.4 Evaluasi Permasalahan ESP Terpasang	31
3.5 Perencanaan Ulang Desain ESP	32

3.6	Optimasi Laju Produksi ESP	32
3.7	Penentuan Kurva Future IPR.....	33
3.8	Persiapan Data penelitian	33
BAB IV	PEMBAHASAN	36
4.1	Penentuan Kurva <i>Inflow Performance Relationship</i>	36
4.2	Evaluasi Permasalahan ESP Terpasang	36
4.3	Optimasi Laju Produksi ESP	41
4.4	Penentuan Kurva <i>Inflow Performance Relationship Future</i>	48
BAB V	KESIMPULAN DAN SARAN	51
5.1	Kesimpulan.....	51
5.2	Saran.....	52
DAFTAR PUSTAKA	53

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Konstanta Cn Untuk An	10
Tabel 2.1 Metode OPR dan Asumsi	12
Tabel 3.1 Data Reservoir Sumur X	34
Tabel 3.2 Data Fluida Sumur X	34
Tabel 3.3 Data Sumur X	34
Tabel 4.1 Hasil Laju Produksi Pada Setiap PSD	44
Tabel 4.2 Perbandingan Tipe Pompa	46
Tabel 4.3 Perbandingan Hasil Desain ESP Pada Sumur X	48
Tabel 4.4 Prediksi Tekanan Reservoir dan Laju Produksi Maksimum Sumur X .	49

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Skema Analisa Sistem Nodal	6
Gambar 2.2	Instalasi <i>Electric Submersible Pump</i>	13
Gambar 2.3	Skema <i>Impeller</i> dan <i>Diffuser</i>	14
Gambar 2.4	Motor Pompa ESP	17
Gambar 2.5	<i>Seal Section</i> atau <i>Protector</i>	18
Gambar 2.6	Gas Separator atau <i>Intake Section</i>	20
Gambar 2.7	Kabel	21
Gambar 3.1	Diagram Alir Penelitian Optimasi Produksi Sumur X.....	30
Gambar 3.2	Data Produksi Sumur X.....	33
Gambar 3.3	Sketsa Sumur X	35
Gambar 4.1	Kurva IPR Sumur X.....	36
Gambar 4.2	Kondisi <i>Underload</i> Pada <i>Amp Chart</i>	38
Gambar 4.3	Kondisi <i>Overload</i> Pada <i>Amp Chart</i>	39
Gambar 4.4	<i>Sand Bailer / Sand Pump</i>	40
Gambar 4.5	Kurva Laju produksi TDH vs <i>Head Pump</i>	44
Gambar 4.6	Kurva IPRF	49
Gambar 4.7	Grafik Perbandingan Laju produksi Setelah Desain	50

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1 Spesifikasi Tipe Pompa ESP Reda	54
Lampiran 2 Spesifikasi Pemilihan Tipe Motor	57
Lampiran 3 Spesifikasi Pemilihan <i>Switchboard</i>	60
Lampiran 4 Hasil Perbandingan Optimasi Laju Produksi ESP	63

BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

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 berpenggerak 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 X. 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.

1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan dalam penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Menganalisis laju produksi optimum sumur X dengan menggunakan kurva *Inflow Performance Relationship (IPR)*.

2. Mengetahui permasalahan yang terjadi pada ESP terpasang.
3. Mengetahui desain pompa yang sesuai untuk mendapatkan laju produksi optimum sumur.
4. Mengetahui prediksi laju produksi optimum setelah dilakukan perencanaan *Electric Submersible Pump* seiring dengan penurunan tekanan sumur terhadap waktu.

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah dalam penelitian tugas akhir ini adalah :

1. Mengevaluasi kinerja dari *Electric Submersible Pump* yang terpasang pada sumur X.
2. Optimasi laju produksi pada desain *Electric Submersible Pump*.

1.4 Manfaat Penelitian

Manfaat dalam penelitian tugas akhir ini adalah :

1. Dapat mengetahui kemampuan laju produksi sumur secara optimum.
2. Dapat mengetahui permasalahan yang terjadi pada *Electric Submersible Pump* dan solusi dalam penanganan.
3. Dapat mengetahui desain *Electric Submersible Pump* yang sesuai untuk mendapatkan laju produksi yang optimal.
4. Dapat memprediksi *life time* pompa saat bekerja setelah dilakukan optimasi laju produksi.

1.5 Metode Penelitian

Metode penelitian dilakukan dengan mengambil data lapangan dalam upaya mengevaluasi kinerja dari *Electric Submersible Pump* yang bertujuan untuk mengoptimalkan laju produksi dari sumur X. Kemudian data tersebut diolah berdasarkan rumusan - rumusan yang telah baku digunakan dalam mengevaluasi pompa *Electric Submersible Pump* dan hasilnya dibandingkan dengan kondisi pompa yang terpasang pada sumur X.

Metodologi penelitian yang digunakan oleh penulis dalam menyusun tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Studi Literatur

Studi literatur dilakukan untuk mengumpulkan materi dari berbagai literatur ilmiah yang berhubungan dengan tugas akhir ini.

2. Pengumpulan Data

Pengumpulan data dilakukan untuk mengumpulkan data – data sumur dari lapangan berupa data reservoir sampai data *Electric Submersible Pump*.

3. Perhitungan dan Analisis

Perhitungan dan analisa dilakukan saat evaluasi kinerja pompa dan perencanaan desain *Electric Submersible Pump* pada sumur X untuk mendapatkan laju produksi optimum.

1.6 Sistematika Penelitian

Penulisan laporan penelitian tugas akhir ini terbagi atas lima bab. Berikut adalah uraian singkat tiap bab yang dibahas oleh penulis :

- **BAB I : Pendahuluan**

Pada bab ini akan membahas tentang latar belakang, batasan masalah, tujuan penelitian, manfaat penelitian, metode penelitian, dan sistematika penulisan.

- **BAB II : Tinjauan Pustaka**

Pada bab ini akan membahas tentang teori dasar maupun teori pendukung yang berkaitan dengan penelitian untuk evaluasi kinerja pompa ESP, perencanaan desain ESP dan optimasi laju alir produksi ESP pada sumur X.

- **BAB III : Metodologi Penelitian**

Pada bab ini akan membahas tentang prosedur pengolahan data – data lapangan dalam melakukan evaluasi kinerja pompa dan perancangan desain ESP sehingga mendapatkan laju produksi yang optimum.

- **BAB IV : Pengolahan Data dan Pembahasan**

Pada bab ini akan menjelaskan tentang hasil analisa dan pembahasan penelitian yang dilakukan untuk optimasi laju produksi sumur *Electric Submersible Pump*.

- **BAB V : Kesimpulan dan Saran**

Pada bab ini berisi tentang kesimpulan dan saran dari penelitian tugas akhir yang telah dilakukan oleh penulis.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Analisa Sistem Nodal

Dalam pembahasan mengenai penggunaan metode *Electric Submersible Pump* pada salah satu sistem sumur produksi yang digunakan untuk menghubungkan antara formasi produktif dengan permukaan, dapat dibagi menjadi beberapa komponen. Pembagian ini berdasarkan pada kelakuan aliran pada masing-masing komponen, seperti kelakuan aliran dalam media berpori dan kelakuan aliran dalam pipa.

Salah satu metode yang digunakan untuk menentukan tekanan dan laju produksi yang dihasilkan dari metode *Electric Submersible Pump* adalah dengan menggunakan analisa sistem nodal. Analisa sistem nodal yang dilakukan pada metode *artificial lift* dengan menggunakan ESP digunakan untuk menentukan penempatan *pump setting depth*, tipe pompa dan jumlah *stage* yang digunakan.

Analisa sistem nodal dilakukan dengan membuat diagram tekanan-laju produksi yang merupakan grafik yang menghubungkan antara perubahan tekanan dan laju produksi. Selain itu, tujuan dari analisa sistem nodal adalah :

1. Menganalisa kelakuan aliran fluida reservoir di setiap komponen produksi sumur untuk menentukan pengaruh masing-masing komponen terhadap sistem sumur secara keseluruhan.
2. Menggabungkan kelakuan aliran fluida reservoir di seluruh komponen sehingga dapat memperkirakan laju produksi sumur.

Untuk melakukan analisa pengaruh suatu komponen terhadap sistem sumur secara keseluruhan, dipilih titik nodal yang terdekat dengan komponen. Sistem sumur dapat dibagi dalam enam komponen, yaitu :

1. Komponen formasi produktif/reservoir

Dalam komponen ini fluida reservoir mengalir dari batas reservoir menuju ke lubang sumur, melalui media berpori. Ini ditunjukkan oleh kurva IPR.

2. Komponen kompleks

Adanya lubang perforasi ataupun *gravel pack* didasar lubang sumur akan mempengaruhi aliran fluida dari formasi kedasar lubang sumur. Berdasarkan analisa dikomponen ini dapat diketahui pengaruh jumlah lubang perforasi ataupun adanya *gravel pack* terhadap laju produksi sumur.

3. Komponen tubing

Fluida multifasa yang mengalir dalam pipa tegak ataupun miring akan mengalami kehilangan tekanan yang besarnya antara lain tergantung dari ukuran *tubing*. Dengan demikian analisa tentang pengaruh ukuran *tubing* terhadap laju produksi dapat dilakukan dalam komponen ini. Ini ditunjukkan oleh *Vertical Flow Performance (VFP)*.

4. Komponen pipa salur

Pengaruh ukuran pipa salur terhadap laju produksi yang dihasilkan suatu sumur, dapat dianalisa berdasarkan komponen ini. Komponen ini disebut juga *Horizontal Flow Performance (HFP)*.

5. Komponen jepitan

Jepitan yang dipasang di kepala sumur atau dipasang di dalam *tubing* sebagai "*Safety Valve*", akan mempengaruhi besarnya laju produksi yang dihasilkan dari suatu sumur. Pemilihan ataupun analisa tentang pengaruh ukuran jepitan terhadap laju produksi dapat dianalisa dalam komponen ini.

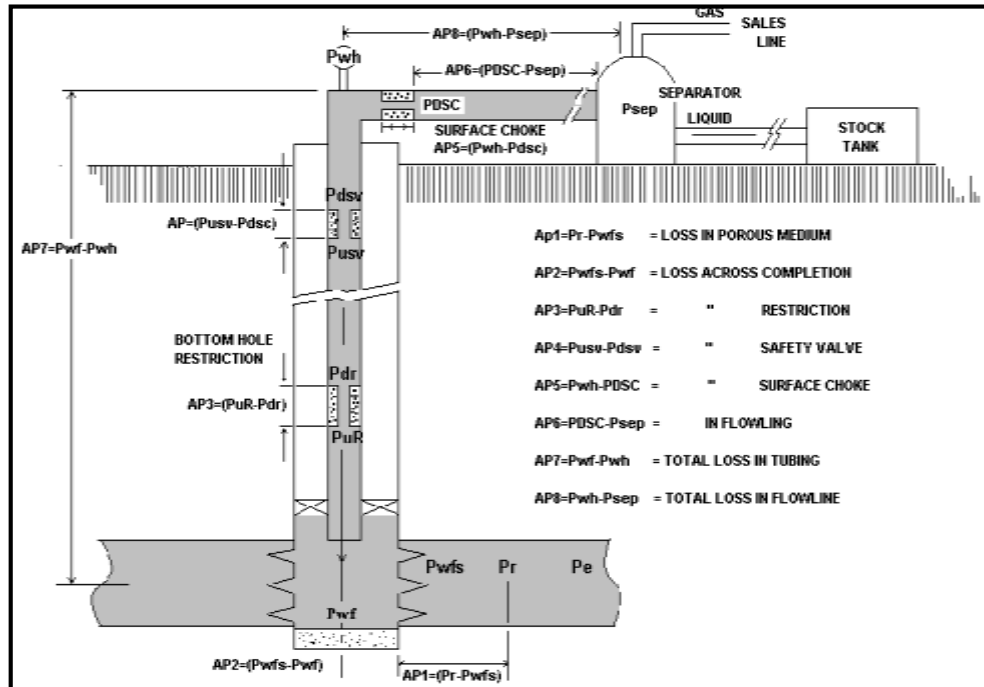
6. Komponen separator

Laju produksi suatu sumur dapat berubah dengan berubahna tekanan kerja *separator*. Pengaruh perubahan tekanan kerja *separator* terhadap laju produksi untuk sistem sumur dapat dilakukan dengan komponen ini.

Keenam komponen tersebut berpengaruh terhadap laju produksi sumur yang akan dihasilkan. Laju produksi yang optimum dapat diperoleh dengan cara mengubah ukuran tubing, pipa salur, jepitan dan tekanan kepala sumur yang kemudian akan dianalisa dengan menggunakan analisa sistem nodal.

Sedangkan nodal merupakan titik pertemuan antara dua komponen dan pada titik tersebut terjadi kesetimbangan, dalam bentuk kesetimbangan masa fluida dan kesetimbangan tekanan. Hal ini berarti bahwa masa fluida yang keluar dari suatu

komponen akan sama dengan masa fluida yang masuk ke dalam komponen berikutnya yang saling berhubungan.



Gambar 2.1 Skema Analisa Sistem Nodal.

(Beggs, H. D., "Production Optimization Using Nodal Analysis", 1991).

Dalam sistem sumur produksi dapat ditemukan empat titik nodal, yaitu :

- Titik nodal di dasar sumur, titik nodal ini merupakan pertemuan antara komponen formasi reservoir dengan komponen tubing apabila kompleks sumur adalah "open hole".
- Titik nodal di kepala sumur, merupakan titik pertemuan antara komponen tubing dan komponen pipa salur apabila sumur tidak dilengkapi dengan jepitan atau sebaliknya merupakan titik pertemuan antara komponen tubing dengan komponen jepitan apabila sumur dilengkapi dengan jepitan.
- Titik nodal di separator, merupakan titik pertemuan antara komponen pipa salur dengan komponen separator.
- Titik nodal jepitan, sesuai dengan letak jepitan, titik nodal ini merupakan pertemuan antara komponen jepitan dengan komponen tubing, apabila jepitan dipasang di tubing sebagai *safety valve* atau merupakan titik pertemuan antara

komponen tubing di permukaan dengan komponen jepitan apabila jepitan dipasang di kepala sumur.

2.2 Produktivitas Formasi

Produktivitas formasi merupakan kemampuan dari batuan untuk mengalirkan fluida *reservoir* ke dasar sumur pada kondisi tekanan tertentu. Pada awalnya, apabila sumur memiliki tekanan statik dasar sumur yang cukup besar maka produksi dapat berlangsung secara *natural flow*. Namun dengan berjalannya waktu, tekanan *reservoir* tersebut akan menurun sehingga kemampuan dari formasi untuk mengalirkan fluida *reservoir* ke permukaan juga mengalami penurunan. Parameter - parameter yang menyatakan nilai dari sebuah produktivitas formasi adalah *Productivity Index (PI)* dan *Inflow Performance Relationship (IPR)*.

2.2.1 *Productivity Index (PI)*

Productivity Index (PI) merupakan perbandingan antara laju produksi yang dihasilkan formasi produktif pada tekanan *drawdown* tertentu yang merupakan beda tekanan dasar sumur saat produksi statis (P_s) dan saat terjadi aliran (P_{wf}). Persamaan *Productivity Index (PI)* dapat dituliskan sebagai berikut :

$$PI = J = \frac{q}{(P_s - P_{wf})} \dots\dots\dots (2.1)$$

Keterangan :

PI = Produktivity Index, bbl/hari/psi

q = laju produksi aliran total, bbl/hari

P_s = Tekanan statis *reservoir*, psi

P_{wf} = Tekanan dasar sumur saat ada aliran, psi

2.2.2 Kurva *Inflow Performance Relationship (IPR)*

Inflow Performance Relationship (IPR) merupakan grafik yang menyatakan kemampuan *reservoir* untuk mengalirkan minyak ke dalam sumur sesuai dengan nilai PI formasinya. Grafik ini menunjukkan hubungan antara

tekanan alir (P_{wf}) terhadap laju produksi (Q). Berdasarkan jumlah fasa fluida yang mengalir IPR dibedakan menjadi tiga yaitu IPR satu fasa (Darcy), IPR dua fasa (Vogel), dan IPR tiga fasa (Pudjo Sukarno).

2.2.2.1 Kurva IPR Satu Fasa

Di dalam eksperimen, Darcy menganggap *reservoir* adalah homogen untuk setiap sifat fisik batuan dan *reservoir* bersifat isotropis, yaitu permeabilitas batuan sama besar di segala arah sehingga tidak diperhitungkan perubahan kecepatan aliran. Persamaan umum aliran fluida dalam media berpori untuk kondisi aliran radial dalam satuan lapangan berbentuk :

$$q_o = 0.007082 \frac{K_o \cdot h (P_e - P_{wf})}{\mu_o \cdot B_o \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \dots\dots\dots (2.2)$$

Keterangan :

- q_o = Laju aliran fluida dipermukaan, STB/day
- h = Ketebalan lapisan, ft
- k = Permeabilitas batuan, md
- μ_o = Viskositas minyak, cp
- B_o = Faktor volume formasi minyak, bbl/STB
- P_e = Tekanan formasi pada jarak r_e , psi
- P_{wf} = Tekanan alir dasar sumur, psi
- r_e = Jari – jari pengurasan sumur, ft
- r_w = Jari – jari sumur, ft

2.2.2.2 Kurva IPR Dua Fasa

Untuk membuat persamaan kurva IPR dua fasa, dasar pengembangan metodel Vogel adalah Weller. Berdasarkan persamaan tersebut, Vogel membuat grafik IPR dengan anggapan bahwa :

1. Reservoir bertenaga pendorong gas terlarut.
2. Harga *skin* di sekitar lubang bor sama dengan nol.
3. Tekanan *reservoir* dibawah tekanan saturasi.

Hasil dari perhitungan yang dilakukan Vogel menghasilkan persamaan berikut :

$$\frac{q_t}{q_{t,\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \dots\dots\dots (2.3)$$

Keterangan :

- q_t = Rate produksi pada P_{wf} tertentu, BOPD
- $q_{t, \max}$ = Rate produksi maksimum (@ $P_{wf}=0$), BOPD
- P_{wf} = Tekanan alir dasar sumur, psi
- P_r = Tekanan *Reservoir*, psi

2.2.2.3 Kurva IPR Tiga Fasa

Dalam pengembangan kelakuan aliran tiga fasa dari formasi ke lubang sumur dapat menggunakan analisis regresi dari metode Pudjo Sukarno. Dalam hal ini, analisa terhadap kenaikan harga *productivity index* sumur ditinjau berdasarkan kinerja aliran fluida formasi ke lubang sumur atau kelakuan formasi produktif, yang digambarkan dalam bentuk kurva IPR. Kelakuan aliran ini dinyatakan dalam bentuk hubungan antara tekanan alir dasar sumur dengan laju alir minyak atau gas.

Asumsi yang digunakan metode ini adalah :

1. Faktor *skin* sama dengan nol
2. Minyak, air dan gas berada pada satu lapisan dan mengalir bersama-sama secara radial dari *reservoir* menuju lubang sumur.
3. Kadar air dalam laju produksi total (*water cut* "WC") diketahui. Untuk menyatakan kadar air dalam laju produksi total digunakan parameter *water cut* (WC), yaitu perbandingan laju produksi air dengan laju produksi total. Dimana harga *water cut* dinyatakan dalam persen.

Untuk menyatakan kadar air dalam laju produksi total digunakan parameter *water cut* yaitu perbandingan laju produksi air terhadap laju produksi cairan total. Parameter ini merupakan parameter tambahan dalam persamaan kurva IPR yang dikembangkan.

Dalam pengembangan kelakuan aliran tiga fasa dari formasi ke lubang sumur dengan menggunakan analisis regresi didapat persamaan berikut :

$$\frac{q_o}{q_{t,\max}} = A_0 - A_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - A_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \dots\dots\dots (2.4)$$

Keterangan :

A_n : Konstanta persamaan ($n = 0, 1$ dan 2) dimana harganya berbeda untuk *water cut* yang berbeda.

Hubungan antara konstanta tersebut dengan *water cut* ditentukan pula dengan analisis regresi :

$$A_n = C_0 + C_1(\text{water cut}) + C_2(\text{water cut})^2 \dots\dots\dots (2.5)$$

C_n : Konstanta untuk masing-masing harga A_n dapat dilihat pada **Tabel 2.1**

Tabel 2.1
Konstanta C_n untuk masing – masing A_n .

A_n	C_0	C_1	C_2
A_0	0.980321	-0.115661×10^{-1}	0.179050×10^{-4}
A_1	- 0.414360	0.392799×10^{-2}	0.237075×10^{-5}
A_2	- 0.564870	0.762080×10^{-2}	-0.202079×10^{-4}

Selain itu, hasil simulasi menunjukkan bahwa pada suatu harga tekanan *reservoir* tertentu, harga *water cut* berubah sesuai dengan perubahan tekanan alir dasar sumur, yaitu makin rendah tekanan alir dasar sumur maka harga *water cut* semakin tinggi. Dengan demikian perubahan *water cut* sebagai fungsi dari tekanan alir dasar sumur perlu ditentukan. Hubungan antara tekanan alir dasar sumur terhadap *water cut* dapat dinyatakan sebagai $\frac{P_{wf}}{P_s}$ terhadap WC (WC@ $P_{wf} = P_s$) dimana (WC@ $P_{wf} = P_r$) telah ditentukan dengan analisis regresi yang menghasilkan persamaan berikut :

$$\frac{WC}{WC @ P_{wf}=P_s} = P_1 \times \exp\left(\frac{P_2 \times P_{wf}}{P_s}\right) \dots\dots\dots (2.6)$$

Dimana P_1 dan P_2 tergantung dari harga *water cut*. Dan *water cut* dinyatakan dalam persen yang merupakan data uji produksi. Dari hasil analisis regresi menghasilkan persamaan berikut :

$$P_1 = 1.606207 - 0.130447 \ln(WC) \dots\dots\dots (2.7)$$

$$P_2 = -0.517792 + 0.110604 \ln(WC) \dots\dots\dots (2.8)$$

2.2.3 *Outflow Performance Relationship (OPR)*

Outflow performance relationship (OPR) didefinisikan sebagai kurva yang menggambarkan kemampuan fluida reservoir untuk mengalir dari dasar sumur ke permukaan. Aliran fluida dalam pipa secara vertikal terdapat pada pipa produksi (*tubing*). Perhitungan distribusi tekanan alir sepanjang *tubing* digunakan untuk perencanaan ukuran *tubing* untuk mendapatkan laju yang maksimum, serta memperkirakan laju produksi yang dapat dihasilkan dari sumur tersebut. Kombinasi OPR dan IPR digunakan dalam analisa sistem nodal untuk mengetahui kemampuan alir dari suatu sumur. Hal ini dapat terlihat pada titik dimana terjadi perpotongan antara kurva IPR dan OPR. Kurva OPR dipengaruhi oleh tekanan kepala sumur, ukuran tubing dan juga sifat fluida reservoir. Untuk membuat kurva ini, dibutuhkan grafik *pressure traverse* yang dibentuk dari korelasi *vertical flow*. Persamaan umum gradien tekanan terdiri dari tiga elemen, yaitu gradien kemiringan, gradien gesekan dan gradien kecepatan. Hubungan dari ketiga elemen di atas adalah :

$$\left(\frac{dP}{dL}\right) = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{el} + \left(\frac{dP}{dL}\right)_f + \left(\frac{dP}{dL}\right)_{acc} \dots\dots\dots (2.9)$$

Terdapat beberapa metode perhitungan distribusi tekanan yang didasarkan pada persamaan umum di atas. Perbedaan dari metode-metode perhitungan tersebut terletak pada teknik penentuan variabel yang ada pada persamaan tersebut berdasarkan pada anggapan-anggapan yang digunakan pada masing-masing metode.

Anggapan-anggapan yang digunakan dalam pengembangan metode perhitungan distribusi tekanan dalam pipa vertikal dapat dikelompokkan menjadi tiga, yaitu :

1. Tanpa memperhitungkan adanya *slip* dan pola aliran
2. Memperhitungkan adanya *slip* dengan mengabaikan pola aliran
3. Memperhitungkan adanya *slip* dan pola aliran

Tabel berikut memperlihatkan beberapa metode perhitungan serta anggapan yang digunakan dalam pengembangannya.

Tabel 2.2 Metode OPR dan Asumsi.

Metode	Asumsi
Poetmann and Carpenter	Mengabaikan <i>slip</i> dan pola aliran
Baxendall and Thomas	Mengabaikan <i>slip</i> dan pola aliran
Fancher and Brown	Mengabaikan <i>slip</i> dan pola aliran
Hagedorn and Brown	Memperhitungkan <i>slip</i> dan tidak untuk pola aliran
Duns and Ross	Memperhitungkan <i>slip</i> dan pola aliran
Orkiszewski	Memperhitungkan <i>slip</i> dan pola aliran
Beggs and Brill	Memperhitungkan <i>slip</i> dan pola aliran

2.2.3.1 Metode Hagedorn and Brown

Metode ini dikembangkan dengan membuat suatu korelasi perhitungan gradien tekanan yang dapat digunakan pada range laju aliran dan GLR yang cukup luas serta dapat digunakan pada setiap ukuran tubing untuk berbagai sifat fisik fluida yang mengalir.

Data yang digunakan merupakan data hasil penelitian lapangan yang diambil untuk ukuran tubing 1 sampai 4 in serta dari data penelitian sebelumnya, dengan menggunakan tubing 1 ¼ in.

Pengembangan metode ini juga didasarkan pada persamaan umum energi, yang dalam bentuk aliran massa total dapat ditulis sebagai berikut :

$$\left(\frac{dP}{dh}\right) = \frac{g}{g_c} \rho \cdot \sin \theta + \frac{f \cdot \rho \cdot V^2}{2 \cdot g_c \cdot d} + \frac{\rho \cdot V \cdot dV}{g_c \cdot dh} \dots\dots\dots(2.10)$$

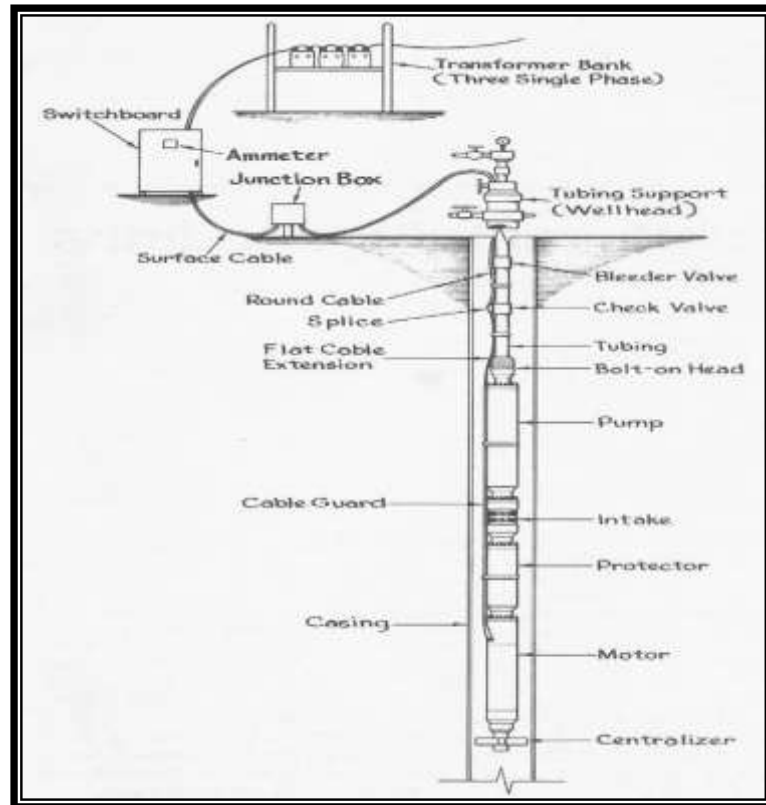
Dengan anggapan semua fluida pada kondisi *steady state* dan aliran satu dimensi. Penggunaan persamaan ini memerlukan data ρ , f , V , yang harus ditentukan pada kondisi satu fasa, variable ini dapat ditentukan dengan mudah.

$$\left(\frac{dP}{dL}\right) = \left(\frac{dP}{dL}\right)_{friction} = \frac{f \cdot \rho \cdot V^2}{2 \cdot g_c \cdot d} \dots\dots\dots(2.11)$$

2.3 Pengertian ESP

Electric Submersible Pump adalah sebuah rangkaian pompa yang terdiri dari banyak tingkat (multi *stage*) dengan motor yang ditenagai di dalam fluida. Selain itu metode pengangkatan buatan dengan menggunakan ESP ini di nilai lebih efektif dan efisien digunakan pada sumur yang memiliki *water cut* tinggi untuk mengangkat fluida dalam jumlah besar ke permukaan dari lubang sumur meskipun harganya cukup mahal dibandingkan *artificial lift* yang lain. Namun dengan

tingginya hasil produksi yang dapat dihasilkan dengan menggunakan ESP maka akan mampu untuk mengembalikan biaya dengan cepat.



Gambar 2.2 Instalasi *Electric Submersible Pump*.

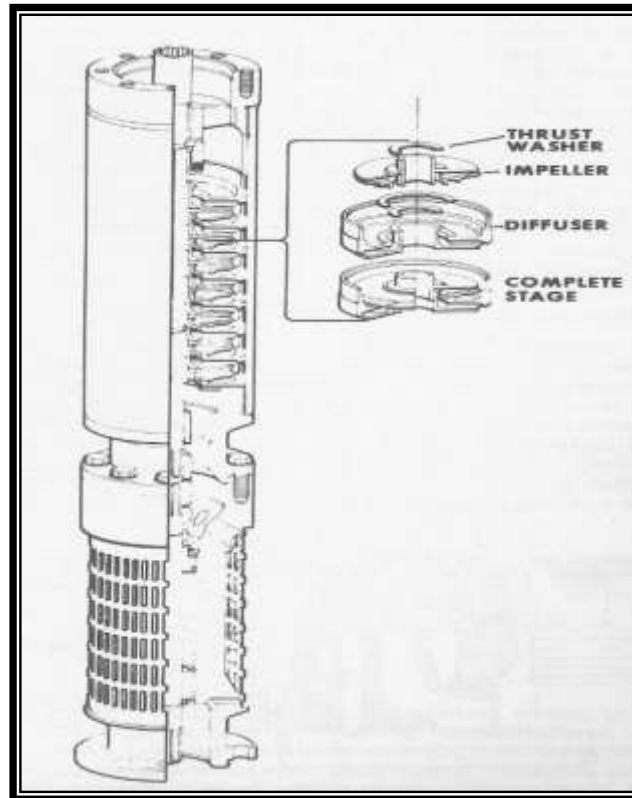
(Brown, Kermit, E., "The Technology Of Artificial Lift Method", 1980).

2.4 Prinsip Kerja ESP

Sistem kerja dari *Electric Submersible Pump* ini adalah dengan mengalirkan energi listrik dari *transformer (step down)* melalui *switchboard*. Pada *switchboard*, semua kinerja dari *Electric Submersible Pump (ESP)* dan kabel akan dikontrol atau di monitor. Kemudian energi listrik akan diteruskan dari *switchboard* ke motor melalui kabel yang diletakkan di sepanjang *tubing* dari rangkaian ESP.

Selanjutnya, melalui motor, energi listrik akan dirubah menjadi energi mekanik yaitu berupa tenaga putar. Putaran akan diteruskan ke *protector* dan pompa melalui *shaft* yang dihubungkan dengan *coupling*. Pada saat *shaft* dari pompa berputar, *impeller* akan ikut berputar dan mendorong fluida yang masuk melalui *pump intake* atau gas separator ke permukaan. Gaya sentrifugal fluida menyebabkan aliran radial dan cairan meninggalkan *impeller* dengan kecepatan

tinggi dan diarahkan kembali ke *impeller* berikutnya oleh *diffuser*. Cairan yang ditampung dalam pompa dievaluasi melalui *diffuser*, sebagian tenaga kinetik diubah menjadi tenaga potensial berupa tekanan, karena cairan dilempar ke luar, maka terjadi proses penghisapan.



Gambar 2.3 Skema Impeler dan Diffuser.

(Brown, Kermit, E., "The Technology Of Artificial Lift Method", 1980).

2.5 Peralatan pada ESP

Secara umum peralatan pada *Electric Submersible Pump* dibagi menjadi dua bagian yaitu peralatan yang berada pada atas permukaan (*surface*) dan peralatan yang berada pada bawah permukaan (*subsurface*).

2.5.1 *Surface*

Komponen yang berada pada permukaan terdiri dari *wellhead*, *junction box*, *switchboard*, dan *transformer*.

- ***Wellhead***

Wellhead atau kepala sumur dilengkapi dengan *tubing hanger* khusus yang mempunyai lubang untuk *cable pack-off* atau penetrator. *Cable pack-off* ini biasanya tahan sampai tekanan 3000 psi. *Tubing hanger* dilengkapi juga dengan

lubang untuk *hydraulic control line*, yaitu saluran cairan hidrolik untuk menekan *subsurface ball valve* agar terbuka. *Wellhead* juga harus dilengkapi dengan “*seal*” agar gas tidak bocor pada lubang untuk kabel dan *tubing*.

- ***Junction Box***

Junction box ditempatkan di antara kepala sumur dan *switchboard* untuk alasan keamanan. *Junction box* berfungsi untuk tempat penghubung kabel yang berasal dari dalam sumur dengan kabel yang berasal dari *switchboard*. *Junction box* di buat tahan terhadap cuaca dengan bahan pelat baja, serta mempunyai kawat *grounding*. *Junction box* juga digunakan untuk melepaskan gas yang ikut dalam kabel agar tidak menimbulkan kebakaran di *switchboard*. *Junction box* biasanya 15 ft (minimum) dari kepala sumur dan normalnya berada diantara 2 sampai 3 ft diatas permukaan tanah. Fungsi dari *junction box* antara lain :

1. Sebagai ventilasi terhadap adanya gas yang mungkin bermigrasi ke permukaan melalui kabel agar terbuang ke atmosfer.
2. Sebagai terminal penyambungan kabel dari dalam sumur dengan kabel dan *switchboard*.

- ***Switchboard***

Switchboard adalah panel kontrol kerja dipermukaan yang berfungsi sebagai pengendali peralatan pompa yang ditenggelamkan ke dalam sumur saat pompa bekerja. Alat ini dilengkapi dengan *motor controller*, *overload* dan *underload protection* serta *ammeter chart* yang berfungsi untuk mencatat tegangan serta kuat arus selama kondisi operasi berlangsung yang bisa bekerja secara manual ataupun otomatis apabila terjadi penyimpangan.

Fungsi utama dari *switchboard* adalah :

1. Untuk mengontrol kemungkinan terjadinya *downhole problem* seperti *overload* atau *underload current*.
2. *Auto restart* setelah *underload* pada kondisi *intermittent well*.
3. Mendeteksi *unbalance voltage*.

- ***Transformer***

Merupakan alat untuk mengubah tegangan listrik, bisa untuk menaikkan atau menurunkan tegangan. Alat ini terdiri dari *core* (inti) yang dikelilingi oleh *coil* dan lilitan kawat tembaga. Keduanya, baik *core* maupun *coil* direndam dengan minyak

trafo sebagai pendingin dan isolasi. Perubahan tegangan akan sebanding dengan jumlah lilitan kawatnya. Biasanya tegangan input *transformer* diberikan tinggi agar didapat *ampere* yang rendah pada jalur transmisi, sehingga tidak dibutuhkan kabel (penghantar) yang besar. Tegangan *input* yang tinggi akan diturunkan dengan menggunakan *step-down transformer* sampai dengan tegangan yang dibutuhkan oleh motor.

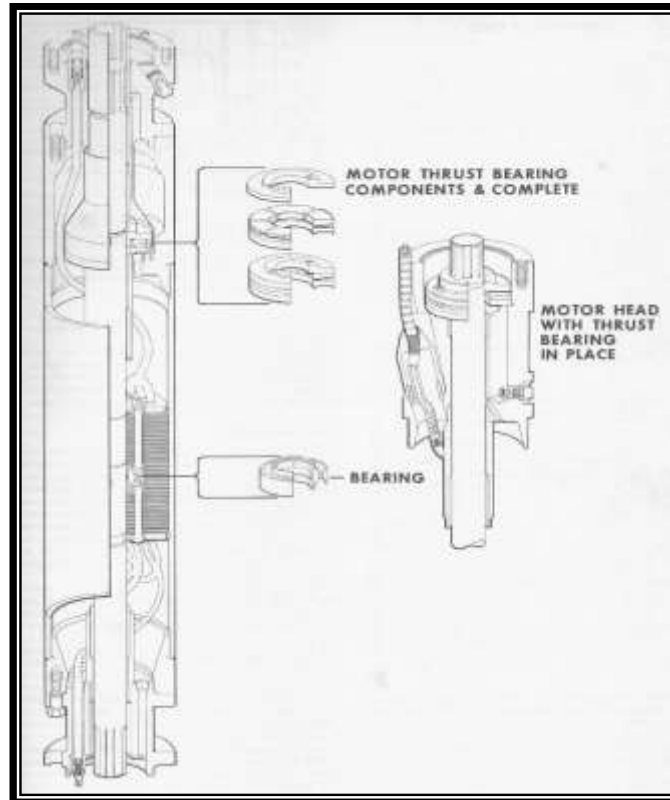
2.5.2 *Subsurface*

- ***PSI Unit (Pressure Sensing Instruments)***

PSI atau *Pressure Sensing Instrument* adalah suatu alat untuk membaca instrumen dipermukaan serta mencatat tekanan dan temperatur yang didalam lubang sumur.

- ***Electric Motor***

Jenis motor pompa ESP merupakan motor induksi tiga fasa yang terdiri dari dua kumparan, yaitu stator (bagian yang diam) dan rotor (bagian yang bergerak). Motor ini berfungsi sebagai tenaga penggerak pompa yang mengubah tenaga listrik menjadi tenaga mekanik. Dipasang paling bawah dari rangkaian dan motor tersebut digerakkan oleh arus listrik yang dikirim melalui kabel dari permukaan. Rotor dihubungkan dengan poros yang terdapat pada pompa (*shaft*) sehingga *impeller* pompa akan berputar. Karena diameter luarnya terbatas (tergantung diameter *casing*), maka untuk mendapatkan *horse power* yang cukup maka motor dibuat panjang dan berganda (*tandem*). Motor ini diisi dengan minyak yang mempunyai tahanan listrik (*dielectric strength*) tinggi. Minyak tersebut selain berfungsi sebagai pelumas juga berfungsi sebagai tahanan (isolasi) dan sebagai penghantar panas motor yang ditimbulkan oleh perputaran rotor ketika motor tersebut bekerja. Panas tersebut dipindahkan dari rotor ke *housing* motor yang selanjutnya dibawa kepermukaan oleh fluida sumur yang terproduksi.

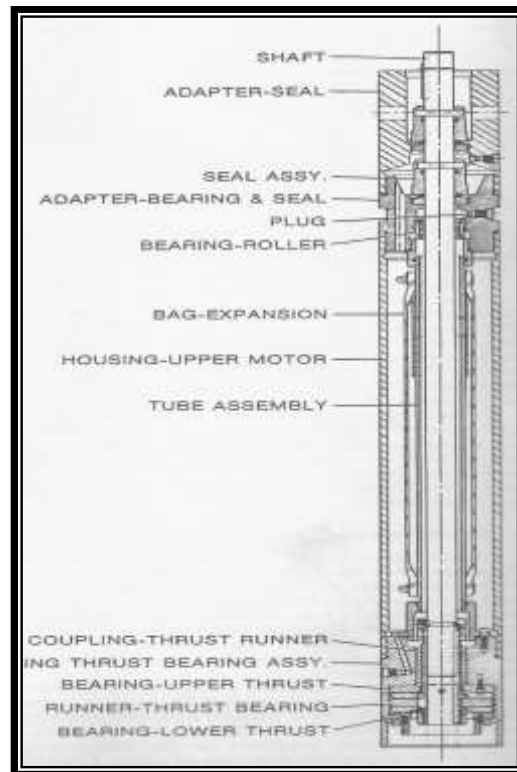


Gambar 2.4 Motor Pompa ESP.

(Brown, Kermit, E., "The Technology Of Artificial Lift Method", 1980).

- **Protector**

Protector sering juga disebut *Seal section*, untuk menghubungkan poros motor ke *intake* pompa atau separator. *Protector* ini berfungsi untuk menahan masuknya fluida sumur kedalam motor, menahan *thrust load* yang ditimbulkan oleh pompa pada saat pompa mengangkat cairan, juga untuk menyeimbangkan tekanan yang ada didalam motor dengan tekanan didalam *annulus*.



Gambar 2.5 Seal Section atau Protector.

(Brown, Kermit, E., "The Technology Of Artificial Lift Method", 1980).

- **Intake**

Intake dipasang dibawah pompa dengan cara menyambungkan sumbuanya (*shaft*) memakai *coupling*. *Intake* merupakan saluran masuknya fluida dari dasar sumur ke pompa menuju permukaan. *Pump intake* ini berfungsi untuk mencegah turunnya *head capacity* yang dihasilkan pompa dan mencegah terjadinya fluktuasi beban pada motor serta mengurangi adanya *surgin pressure*. Untuk jenis-jenis tertentu, *intake* ada yang dipasang menjadi satu dengan *housing* pompa (*integrated*), tetapi ada juga yang berdiri sendiri. Ada beberapa jenis *intake* yang sering dipakai, yaitu :

- a. *Standart Intake*

Dipakai untuk sumur dengan GLR 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 dibagian luar dipasang selubung (*screen*) yang gunanya untuk menyaring partikel masuk ke *intake* sebelum masuk kedalam pompa.

b. *Rotary Gas Separator*

Digunakan untuk memisahkan gas sampai dengan 90%, dan biasanya dipasang untuk sumur-sumur dengan GOR tinggi. Gas Separator jenis ini tidak direkomendasikan untuk dipasang pada sumur sumur yang abrasif.

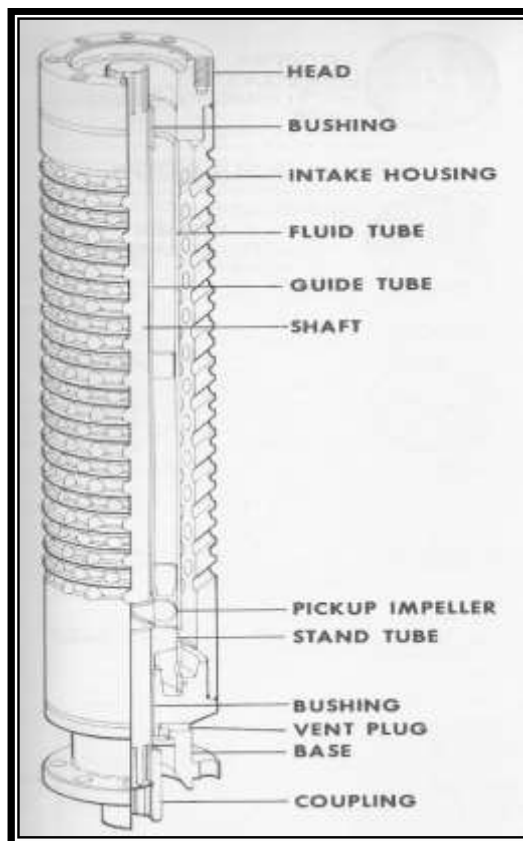
Cara pemisahan gas dari fluida berlangsung dimana fluida memasuki gas separator langsung menuju bagian bawah *inducer* yang berbentuk ulir. Dibagian ini fluida akan mengalami kenaikan tekanan dan mendorong ke atas memasuki sudu pemutar (*centrifuge*) dan akibat adanya gaya centrifugal maka gas akan memisahkan diri dari cairan. Akibat dari terpisahnya gas, maka cairan akan mempunyai masa jenis yang lebih besar dan akan terlempar ke dinding, sedangkan gas yang lebih ringan akan bergerak ke atas sepanjang sudu pemutar menuju pemisah aliran.

c. *Static Gas Separator*

Static gas separator atau sering disebut *reverse gas separator*, yang dipakai untuk memisahkan gas hingga fluida tersebut akan mengalami penurunan tekanan.

Pada tahap pertama ini sebagian gas yang terlarut dalam cairan akan terlepas dan selanjutnya akan mengalami pembalikan arah aliran ke bawah menuju ke *pick – up impeller* yang ada pada gas separator tersebut. *Impeller* ini berfungsi sebagai pemutar dan sekaligus pengangkatan fluida ke atas. Putaran *impeller* akan menimbulkan proses turbulensi pada fluida dan proses *centrifugal*, dimana cairan akan terlempar ke luar sedangkan gasnya akan tetap berada di pusaran sekitar sumbu, bersama-sama gas dan cairan bergerak ke atas.

Cairan diarahkan masuk ke pompa sedangkan gas yang diarahkan keluar menuju *annulus* melalui lubang yang berada di bagian atas separator. Dengan demikian diharapkan pada saat fluida memasuki *stage* pompa, fluida mempunyai masa jenis yang relatif lebih tinggi dengan kondisi sebelum mengalami pemisahan.



Gambar 2.6 Gas Separator atau Intake Section.

(Brown, Kermit, E., "The Technology Of Artificial Lift Method", 1980).

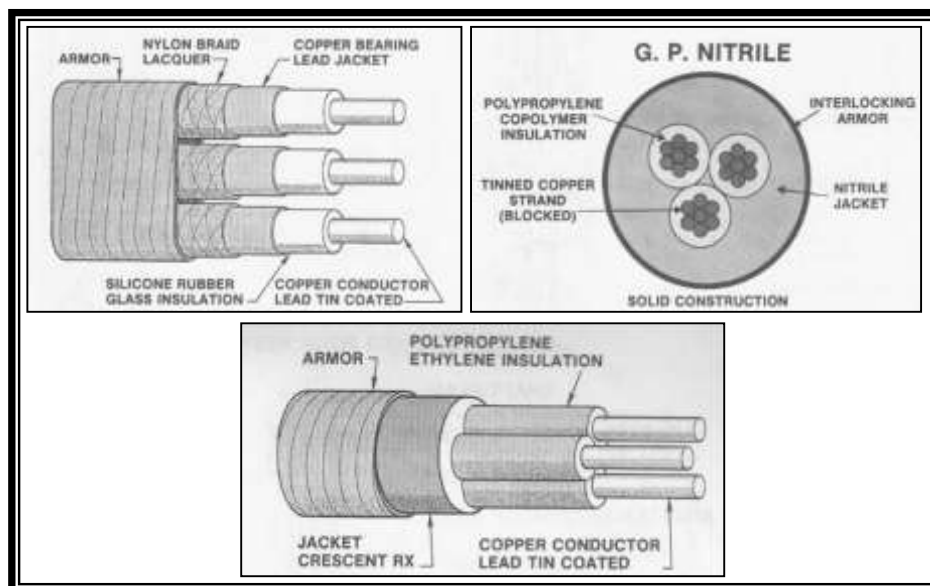
- **Pump Unit**

Unit pompa merupakan *Multistage Centrifugal Pump*, yang terdiri dari : *impeller*, *diffuser*, *shaft* (tangkai) dan *housing* (rumah pompa). 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 dikorelasi 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* adalah bagian yang diam. Seluruh *stage* disusun secara vertikal, dimana masing-masing *stage* dipasang tegak lurus pada poros pompa yang berputar pada *housing*. Prinsip kerja pompa ini, yaitu fluida yang masuk kedalam pompa melalui *intake* akan diterima oleh *stage* paling bawah dari pompa, *impeller* akan mendorongnya masuk, sebagai akibat proses centrifugal maka fluida 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 *stage*, artinya semakin banyak *stage* yang dipasangkan, maka semakin besar kemampuan pompa untuk mengangkat fluida.

- **Electric Cable**

Power yang dibutuhkan oleh motor disalurkan dari permukaan melalui kabel listrik yang dilapisi dengan penyekat. Kabel ini ditempatkan sepanjang *tubing* dengan *clamp*. Unit kabel ini terdiri atas tiga buah kabel tembaga yang satu sama lain dipisahkan dengan pembalut terbuat dari karet dan keseluruhannya dibungkus dengan pelindung baja. Ada dua jenis kabel, yaitu *flat cable* (pipih) dan *round cable* (bulat), yang penggunaannya tergantung pada besarnya ruang (*clearances*) yang tersedia.



Gambar 2.7 Kabel.

(Brown, Kermit, E., "The Technology Of Artificial Lift Method", 1980).

- **Check Valve**

Check valve biasanya dipasang pada *tubing* (2-3 *joint*) diatas pompa. Bertujuan untuk menjaga fluida tetap berada di atas pompa. Jika *check valve* tidak dipasang maka kebocoran fluida dari *tubing* (kehilangan fluida) akan melalui

pompa yang dapat menyebabkan aliran balik dari fluida yang naik keatas, 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.

- ***Bleeder Valve***

Bleeder valve dipasang satu *joint* diatas *check valve*, mempunyai fungsi mencegah minyak keluar pada saat *tubing* dicabut. Fluida akan keluar melalui *bleeder valve*.

- ***Centralizer***

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

- ***Variable Speed Drive (VSD)***

Keunggulan penggunaan VSD memberikan fleksibilitas tinggi terhadap laju produksi sumur dengan mengontrol frekwensi yang akan diberikan ke motor, dengan mengontrol kecepatan motor pada kecepatan yang lebih rendah dapat menurunkan temperatur motor, memperbaiki kemampuan menangani gas, mengatur ESP sesuai kondisi yang berubah disumur, mengontroll well draw down, meminimalkan stress system saat satart up, memaksimalkan keuntungan down hole monitoring untuk peningkatan performance produksi dan memperbaiki keselarasan sistem.

Penggunaan VSD dipakai sebagai alat untuk menciptakan gain produksi dengan melakukan pengaturan frekwensi yang diberikan kemotor. Dengan pengaturan frekwensi tersebut maka rentang produksi dan head dapat diubah ubah sesuai kemampuan sumur tanpa harus merubah unit peralatan bawah tanah.

Dengan mengubah frekwensi kecepatan motor akan berubah proporsional dengan perubahan frekwensi, sehingga kapasitas produksi, head dan BHP yang baru dapat dihitung dengan menurunkan rumus *affinity*.

2.6 Permasalahan Pada ESP

Di lapangan saat pengoperasian ESP terdapat permasalahan yang sering terjadi sehingga mengakibatkan pompa tidak bekerja dengan optimal dalam mengangkat fluida ke permukaan. Berikut adalah permasalahan yang sering terjadi pada ESP :

1. *Overload*
2. *Underload*
3. *Tubing leaking*
4. *Shaft patah*
5. *Scale*
6. Kepasiran
7. *Not pumping/pump off*
8. *Gassy*
9. *Gas lock*
10. *Open circuit*

2.7 Kelebihan dan Kekurangan ESP

Pada pompa ESP terdapat beberapa kelebihan dan kekurangan sebagai salah satu metode *artificial lift*.

2.7.1 Keuntungan

- Dapat beroperasi pada kecepatan tinggi.
- Mampu memompa fluida dalam jumlah besar.
- Dapat memisahkan gas yang mungkin mengganggu proses pengisapan.
- Sesuai dipergunakan pada sumur-sumur yang mempunyai PI tinggi.
- Sesuai dipasang pada sumur-sumur miring karena tidak ada bagian-bagian yang bergerak baik di permukaan maupun di dalam sumur.
- Panas yang ditimbulkan oleh putaran motor akan mengatasi masalah *paraffin* dan fluida yang viskositasnya tinggi pada temperatur yang rendah.
- Biaya peralatan relatif kecil jika dibandingkan dengan laju produksi yang diperoleh.

2.7.2 Kekurangan

- Biaya pertama pemasangan ESP relatif lebih mahal dibanding dengan sistem *artificial lift* yang lain.
- Kurang baik pada sumur yang memiliki masalah kepasiran.
- Pada sumur produksi dengan *reservoir* yang tidak kompak dimana akibat dari pemompaan dengan *rate* dan kecepatan yang tinggi, bisa menyebabkan pasir terlepas dari sedimennya dan masuk ke dalam pompa sehingga pompa mengalami abrasi.
- Pada sumur yang *saturated reservoir* (reservoir jenuh) dengan tekanan lapisan di bawah tekanan saturasi maka gas dalam cairan yang dipompakan bisa menurunkan efisiensi pompa dan bisa terjadi *gas locking*.
- Menimbulkan emulsi yang diakibatkan dari perputaran *impeller* pompa yang tinggi.
- Mempercepat terjadinya *water conning*. Akibat dari pemompaan dengan *rate* yang tinggi maka akan memacu terjadinya *water conning*. Terutama pada perforasi yang dekat dengan *water oil contact*.

2.8 Optimasi Laju Produksi ESP

Kegiatan optimasi ESP merupakan suatu kegiatan yang bertujuan untuk mengoptimalkan produksi sumur. Sebelum melakukan optimasi, terlebih dahulu harus mempertimbangkan beberapa parameter diantaranya :

- *Pump intake pressure* (PIP) tinggi, artinya dengan mengetahui PIP tinggi, level dari permukaan cairan masih tinggi.
- Kapasitas ESP masih mampu untuk meningkatkan laju alur produksi.
- *Setting frequency*.
- *Water cut*.

Berikut adalah langkah – langkah untuk mengetahui efisiensi volumetrik dari ESP yang terpasang pada suatu sumur :

a. Penentuan berat jenis rata – rata dan *gradient* tekanan fluida produksi

1. Menentukan nilai specific Gravity rata - rata ($SG_{rata-rata}$) :

$$SG_{rata-rata} = \frac{1 \times SG_{minyak} + WOR \times SG_{air}}{1 + WOR} \dots\dots\dots (2.12)$$

2. Menentukan nilai Gradien Fluida (G_f) :

$$G_f = G \times 0.433 \text{ psi/ft} \dots\dots\dots (2.13)$$

- b. Penentuan *Pump Intake Pressure* (PIP)

1. Perbedaan Kedalaman = Mid Perforasi – *Pump Setting Depth* (2.14)

2. Perbedaan Tekanan = Perbedaan kedalaman x G_f (2.15)

3. *Pump Intake Pressure* = P_{wf} – Perbedaan Tekanan (2.16)

- c. Kedalaman *Total Dynamic Head* (TDH)

1. Menentukan *Fluid Over Pump* (FOP)

$$FOP = \frac{PIP \times 2.31 \text{ ft / psi}}{G} \dots\dots\dots (2.17)$$

2. Menentukan *Vertical Lift* (H_D)

$$\text{Vertical Lift } (H_D) = \text{Pump Setting Depth} - FOP \dots\dots\dots (2.18)$$

3. Menentukan *Tubing Friction Loss* (H_f)

$$\text{Friction Loss } (F) = \frac{2.083 \left(\frac{100}{C} \right)^{1.85} \left(\frac{Q_t}{34.3} \right)^{1.85}}{ID^{4.8655}} \dots\dots\dots (2.19)$$

Kemudian menghitung *Tubing Friction Loss* (H_f).

$$\text{Tubing Friction Loss } (H_f) = F \times \text{Pump Setting Depth} \dots\dots\dots (2.20)$$

4. Menentukan *Tubing Head* (H_T)

$$\text{Tubing Head } (H_T) = \frac{\text{Tubing Pressure} \times 2.31 \text{ ft / psi}}{G} \dots\dots\dots (2.21)$$

5. Menentukan *Total Dynamic Head* (TDH)

$$\text{Total Dynamic Head } (TDH) = H_D + H_f + H_T \dots\dots\dots (2.22)$$

- d. Penentuan Efisiensi Volumetris (% E_v)

1. Menentukan *head per stage*, (ft/stage) dengan persamaan :

$$\text{Head per stage, (ft/stage)} = \frac{TDH}{\text{Stages}} \dots\dots\dots (2.23)$$

2. Berdasarkan *head per stage* tersebut kemudian dari grafik *Pump Performance Curve* maka diperoleh harga produksi ($Q_{\text{theoretical}}$) dalam Bpd.

3. Menentukan Efisiensi Volumetris (% Ev)

$$\% \text{ Ev} = \frac{Q_{\text{actual}}}{Q_{\text{theoretical}}} \times 100\% \dots\dots\dots (2.24)$$

2.8.1 Pemilihan Motor

Dalam pemilihan motor perlu mempertimbangan beberapa parameter diantaranya adalah berdasarkan pada :

- Tegangan listrik yang tersedia.
- Ukuran casing sumur.
- Besarnya *horse power* yang dibutuhkan.

Ukuran motor juga dibatasi oleh ukuran minimum *casing* yang dipakai seperti halnya pompa. Untuk seri motor yang dipilih disesuaikan dengan seri pompa yang telah dipilih. Besarnya *horse power* motor dihitung dengan persamaan :

$$\text{HP} = \text{SG}_f \times \text{N} \times \text{hp} \dots\dots\dots (2.25)$$

Keterangan :

SG_f = *Spesific gravity* fluida

Hp = *Horse power* motor untuk tiap *stage*, HP/stage

Apabila besarnya HP yang dibutuhkan motor dari hasil perhitungan tidak sama dengan hp yang tersedia maka dipilih motor yang dimiliki hp yang lebih besar dan yang paling mendekati.

2.8.2. Pemilihan Ukuran Switchboard dan Transformer

Di dalam menentukan *switchboard* yang akan dipakai perlu diketahui terlebih dahulu berapa besarnya *voltage* yang akan bekerja pada *switchboard* tersebut. Besarnya tegangan yang bekerja pada *switchboard* dapat dihitung dari persamaan berikut :

$$\text{Vs} = \text{Vm} + \text{Vc} \dots\dots\dots (2.26)$$

$$\text{Vc} = (\text{L}/100) \times \text{voltage drop} \dots\dots\dots (2.27)$$

Keterangan :

Vs = *Surface voltage*, volt

V_m = *Motor voltage*, volt

V_c = *Correction voltage*, volt

L = Panjang kabel, ft

Voltage drop = Kehilangan *voltage*, volt/1000 ft

Untuk menentukan besarnya tegangan *transformer* yang diperlukan dihitung dengan persamaan berikut :

$$T = \frac{V_s \times I_m \times 1.73}{1000} \dots\dots\dots (2.28)$$

Keterangan :

T = Ukuran *transformer*, KVA

V_s = *Surface Voltage*, volt

I_m = Ampere motor, ampere

2.9 Perencanaan Optimasi *Electical Submersible Pump*

Optimasi dilakukan dengan pengaturan dan penyesuaian kembali tipe pompa, jumlah *stage*, motor dan lain-lain berdasarkan data produksi yang diinginkan sesuai dengan produktivitas formasi dalam status periode tertentu, sehingga diperoleh laju produksi (Q_L) yang optimum. Dasar perencanaan optimasi suatu unit pompa *electical submersible pump* dibagi menjadi tiga metode. Pertama dilakukan perencanaan ulang terhadap *electical submersible pump* untuk *Pump Setting Depth* (PSD) berubah dengan tipe dan *stage* pompa tetap. Yang kedua, dengan PSD tetap namun tipe dan *stage* pompa berubah dan yang ketiga baik *Pump Setting Depth*, tipe dan *stage* pompa berubah semuanya.

2.9.1 *Pump Setting Depth* Berubah dengan Tipe dan *Stage* Pompa Tetap

Optimasi *Pump Setting Depth* (PSD) dilakukan dengan mengubah kedalaman tersebut dari PSD minimum sampai dengan PSD maksimum, dimana pada evaluasi tersebut menggunakan tipe dan *stage* yang telah terpasang.

Prosedur penentuan laju produksi (Q_L) optimum pada berbagai variasi PSD dengan tipe dan *stage* pompa tetap :

1. Menentukan PSD minimum dan PSD maksimum dengan menggunakan Persamaan.

$$PSD_{\min} = WFL + \frac{Pc}{Gf} \dots\dots\dots (2.29)$$

$$PSD_{\max} = D_{midperforasi} - \frac{Pc}{Gf} \dots\dots\dots (2.30)$$

2. Menentukan PSD observasi ($PSD_{\min} < PSD_{obs} < PSD_{\max}$)
3. Menentukan P_{wf} berdasarkan Q_{asumsi} dan menentukan *Total Dynamic Head* (TDH) pada setiap kedalaman dan Q_{asumsi} .
4. Membaca harga *head capacity* dan *pump performance curve* berdasarkan harga laju produksi asumsi dan menghitung *head*.
5. Mengulangi langkah (2) sampai (5) untuk harga PSD untuk masing-masing asumsi.

2.9.2 Pump Setting Depth Tetap dengan Tipe dan Stage Pompa Berubah

Merupakan optimasi dengan mengubah-ubah tipe dan jumlah tingkat (*stage*) pompa pada *Pump Setting Depth* (PSD) tetap. Pemilihan pompa dibatasi oleh pemilihan *casing* (*Check Clearances*) dan laju produksi yang diinginkan dimana laju tersebut seharusnya masih berada dalam kapasitas laju produksi yang direkomendasikan. Untuk meningkatkan efisiensi pengangkatan, dilakukan evaluasi jumlah tingkat pompa.

Prosedur untuk membuat kurva *intake* yang digunakan untuk mendapatkan jumlah tingkat (*stage*) pompa yang paling tepat, yaitu :

1. Memilih pompa yang sesuai dengan ukuran *casing* dan laju produksi yang diinginkan.
2. Menghitung ρ_{fsc} dan γ_{fsc}

$$\rho_{fsc} = 350 WC \times \gamma_{wsc} + 350 (1-WC) \gamma_{osc} \dots\dots\dots (2.31)$$

$$\gamma_{fsc} = (\rho_{fsc}/350) \dots\dots\dots (2.32)$$

3. Mengasumsikan laju produksi bervariasi, kemudian menentukan *head/stage* dari *pump performance curve* dan menghitung tekanan *intake* pompa (P_3),

setelah mengetahui harga tekanan *discharge* pompa (P_2) masing-masing maka dilakukan perhitungan laju produksi.

$$P_2 = P_{wh} + (D \times G_f) \dots\dots\dots (2.33)$$

$$P_3 = P_2 - \left(\frac{\rho_{fsc} \times h}{808.3141} \right) \times St \dots\dots\dots (2.34)$$

4. Memplot laju produksi terhadap tekanan *intake* dari tiap *stage* asumsi pada kurva IPR.
5. Membaca laju produksi sebagai hasil perpotongan dari kurva IPR dan tekanan *intake*.

Plot grafik IPR yang telah dibuat, diplot dengan tekanan *intake* untuk masing-masing *stage* asumsi menunjukkan bahwa, dengan semakin banyak tingkatan (*stage*) pompa yang dipakai akan semakin besar pula kemampuan untuk mengangkat fluida.

2.9.3 *Pump Setting Depth* Berubah dengan Tipe dan *Stage* Pompa Berubah

Dalam perencanaan *electrical submersible pump* (ESP) untuk PSD berubah dengan tipe dan *stage* pompa juga berubah, langkah perhitungannya sama seperti perhitungan pada sebelumnya. Langkah – langkahnya adalah sebagai berikut :

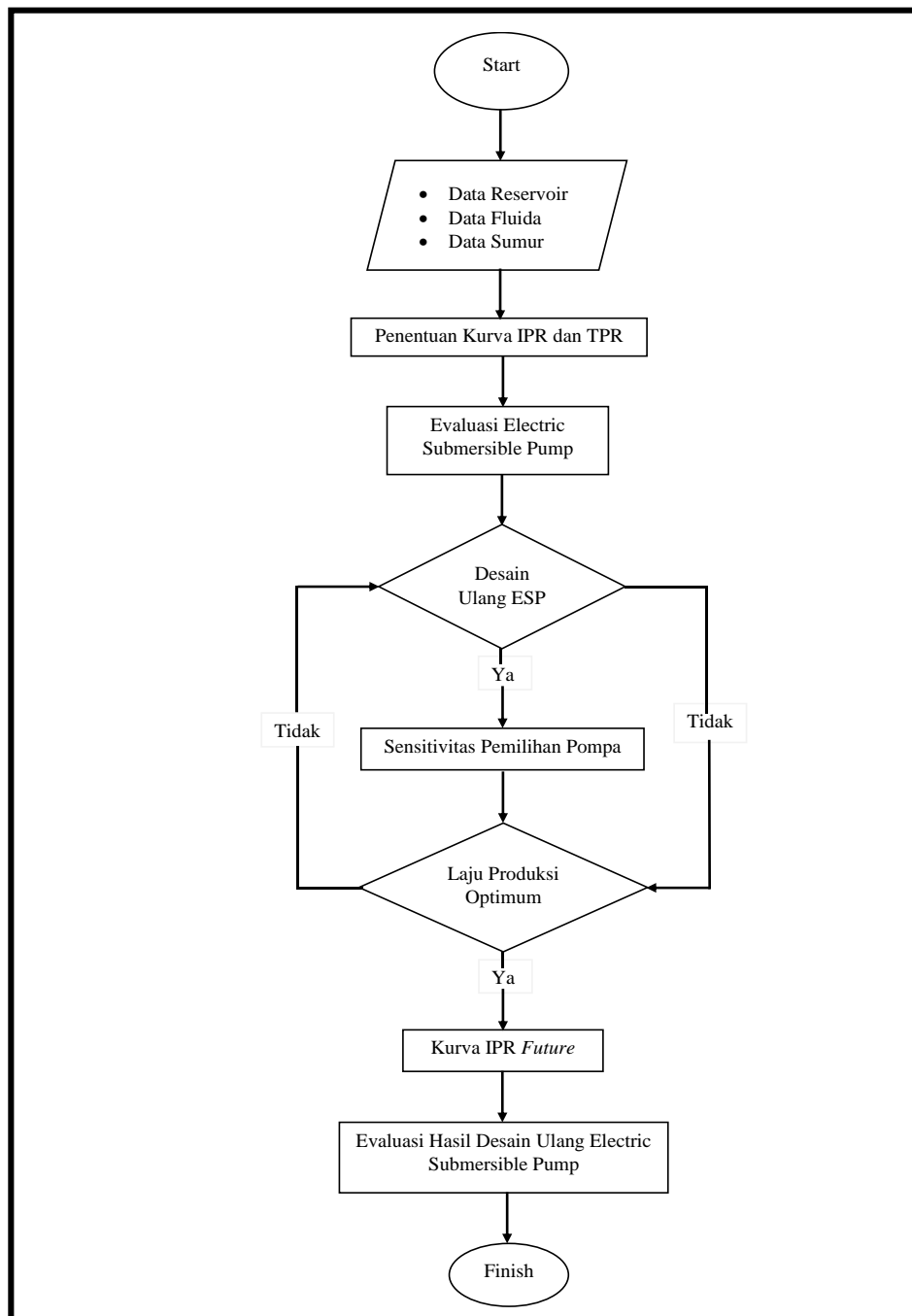
1. Mengasumsikan PSD_{obs} yang berada dalam range PSD_{min} dan PSD_{maks} .
2. Memilih tipe pompa yang sesuai dengan produktivitas formasinya dengan langkah perhitungan yang sama seperti pada bab sebelumnya.
3. Menentukan *Total Dynamic Head* (TDH) dan *head* pompa pada PSD_{obs} dengan mengasumsikan beberapa harga laju produksi dan jumlah *stage*.
4. Mengulangi langkah 1 sampai 3 untuk PSD asumsi lainnya.
5. Memilih pompa PSD pada asumsi yang menghasilkan laju produksi yang berada dalam batas pompa yang direkomendasikan dan sesuai dengan produktivitas formasi.

Secara keseluruhan prosedur perhitungan optimasi dengan merubah PSD sekaligus tipe dan *stage* pompa, merupakan kombinasi antara perencanaan PSD tetap, tipe dan *stage* pompa berubah dengan PSD berubah, tipe dan *stage* tetap.

BAB III

METODE PENELITIAN

3.1 Diagram Alir Optimasi Produksi Sumur X



Gambar 3.1 Diagram Alir Penelitian Optimasi Produksi Sumur X.

Untuk melakukan optimasi produksi pada sumur X, penyusunan tugas akhir ini dilakukan dengan menggunakan metode penelitian yang bertujuan untuk mempermudah dalam pengerjaan. Adapun *flowchart* yang digunakan diperlihatkan pada **Gambar 3.1** diatas.

3.2 Penentuan Kurva *Inflow Performance Relationship*

Kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*) dibuat dengan menggunakan persamaan Pudjo Sukarno. Tujuan pembuatan kurva IPR adalah untuk mengetahui gambaran kemampuan produksi dari sumur kajian yang dinyatakan dalam bentuk hubungan antara laju produksi (q) terhadap tekanan alir dasar sumur (P_{wf}). Besarnya laju alir fluida yang diproduksi sampai ke permukaan dapat dinyatakan dengan titik perpotongan antara kurva IPR dan TPR yang biasa disebut dengan *operating point*.

3.3 Penentuan Kurva *Outflow Performance Relationship*

Kurva OPR (*Outflow Performance Relationship*) dibuat bertujuan untuk mengetahui distribusi tekanan dalam *tubing* di berbagai kedalaman. Analisa fluida *reservoir* dari dasar sumur ke permukaan akan mengalami penurunan tekanan alir, penurunan ini tergantung pada besarnya volume fluida yang mengalir dalam *tubing*, karakteristik fluidanya dan diameter dalam *tubing*. Penurunan tekanan dalam *tubing* ini terutama disebabkan oleh terjadinya gesekan antara fluida formasi dengan dinding bagian dalam *tubing* dan antar fluida dengan fluidanya sendiri. Penurunan tekanan aliran yang terlalu besar dapat mengurangi produktivitas formasi yang sampai ke permukaan oleh sebab itu harus diusahakan agar penurunan tekanan aliran fluida formasi tidak terlalu besar sehingga tekanan aliran fluida formasi dipermukaan masih bisa mendorong fluida formasi ke separator.

3.4 Evaluasi Permasalahan ESP Terpasang

Evaluasi pada ESP yang terpasang dilakukan dengan menganalisa permasalahan yang terjadi pada saat *running* pompa pada sumur X. Permasalahan yang ada diatasi dengan melakukan perencanaan desain untuk optimasi laju

produksi dan meningkatkan efisiensi pompa sehingga *life time* dari ESP bisa lebih lama. Selain itu, evaluasi ini dilakukan untuk mengetahui perbandingan antara produktivitas formasi sumur X terhadap kapasitas pompa yang sedang digunakan dengan tujuan meningkatkan efisiensi pompa agar diperoleh laju produksi optimum yang sesuai dengan produktivitas formasinya.

3.5 Perencanaan Ulang Desain ESP

Dalam perencanaan desain ESP dilakukan dengan menggunakan studi literatur “*The Technology Of Artificial Lift Methods – Kermit Brown – Vol 2b, Chapter 1 – Electric Submersible Pump*”. Prosedur perencanaan ulang dilakukan dengan menganalisa titik nodal pada sumur dan melihat kemampuan produksi sumur yang dinyatakan dalam bentuk kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) dan *Tubing Performance Relationship* (TPR). Perencanaan desain ini dilakukan dengan pengaturan dan penyesuaian kembali tipe pompa, jumlah *stage*, dan *pump setting depth* untuk mendapatkan laju produksi yang diinginkan sesuai dengan produktivitas formasi sehingga diperoleh laju produksi yang optimum.

3.6 Optimasi Laju Produksi ESP

Kegiatan optimasi ESP merupakan suatu kegiatan yang bertujuan untuk mengoptimalkan produksi sumur. Sebelum melakukan optimasi, terlebih dahulu harus mempertimbangkan beberapa parameter diantaranya :

- *Pump intake pressure* (PIP) tinggi, artinya dengan mengetahui PIP tinggi, level dari permukaan cairan masih tinggi.
- Kapasitas ESP masih mampu untuk meningkatkan laju alir produksi.
- *Setting frequency*.
- *Water cut*.

Parameter yang digunakan untuk melakukan optimasi laju produksi adalah sebagai berikut :

- a. *Pump Setting Depth* tetap dengan tipe dan *stage* pompa berubah.
- b. *Pump Setting Depth* berubah dengan tipe dan *stage* pompa tetap.
- c. *Pump Setting Depth*, tipe dan *stage* pompa berubah.

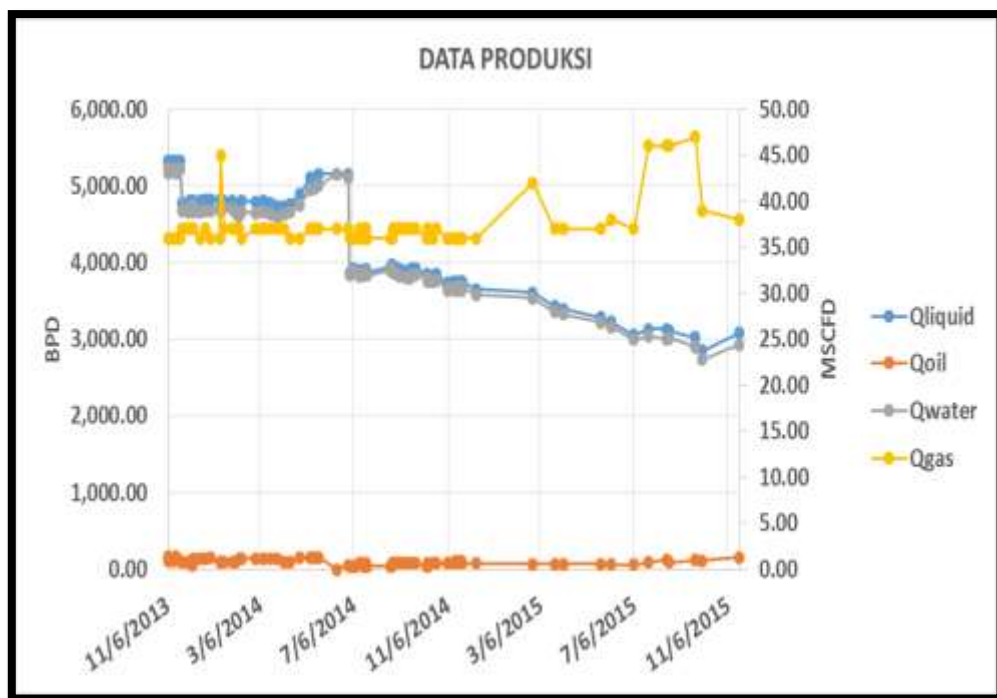
Berdasarkan ketiga parameter diatas dipilih yang paling optimum dalam meningkatkan laju produksi dengan *life time* yang lama dan efisiensi pompa yang baik.

3.7 Penentuan Kurva *Inflow Performance Relationship Future (IPRF)*

Kurva IPR *future* dibuat menggunakan persamaan Pudjo Sukarno yang bertujuan untuk memprediksi kemampuan sumur dalam mengalirkan fluida pada masa yang akan datang dengan asumsi penurunan tekanan setiap tahunnya berdasarkan data *history* dari sumur.

3.8 Persiapan Data Penelitian

Parameter persiapan data yang dibutuhkan untuk melakukan proses evaluasi dan optimasi laju produksi adalah meliputi data produksi, data fluida, data *reservoir*, dan data sumur, yang disajikan dalam tabel berikut ini.



Gambar 3.2 Data Produksi Sumur X.

Tabel 3.1 Data Reservoir Sumur X.

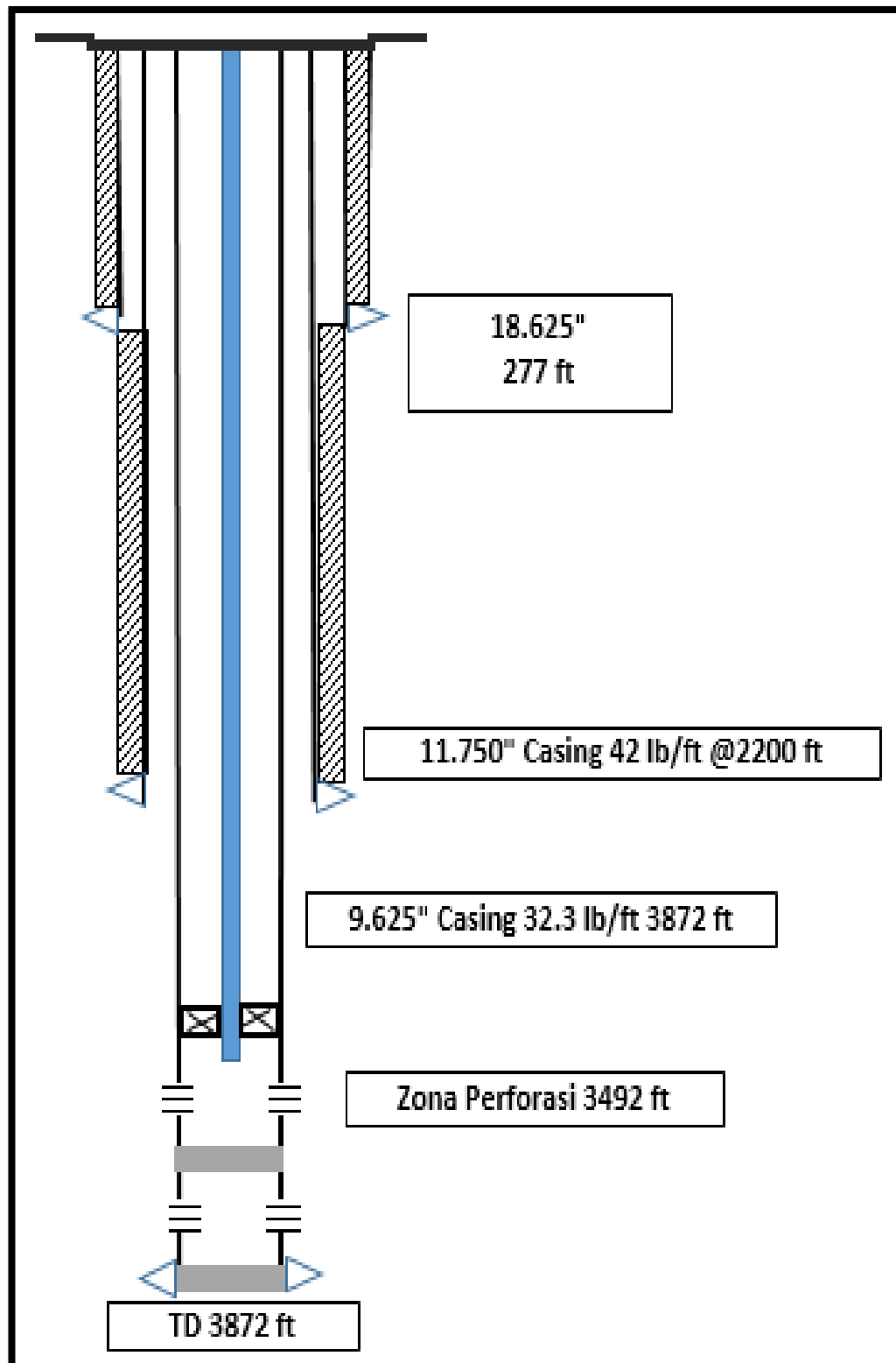
Data Reservoir		
Tekanan <i>Reservoir</i>	530	psia
Tekanan Alir Dasar Sumur	416	psia
Tekanan dalam pipa (P_c)	30	psia
Tekanan Tubing	265	psia
Temperatur	198	F
Laju Produksi Fluida	3054	BFPD
<i>Water Cut</i>	98	%

Tabel 3.2 Data Fluida Sumur X.

Data Fluida		
API <i>gravity</i>	32	°API
GOR	600	SCF/STB
SG gas	0.70	
SG air	1.085	
SG minyak	0.865	
Tekanan <i>bubble point</i>	1000	psia

Tabel 3.3 Data Sumur X.

Data Sumur		
Kedalaman Sumur	3738	ft
Kedalaman Pompa ESP	3321	ft
Perforasi Atas (TVD)	3492	ft
Perforasi Bawah (TVD)	3500	ft
Perforasi Tengah (TVD)	3496	ft
<i>Static Fluid Level (SFL)</i>	2992	ft
<i>Working Fluid Level (WFL)</i>	3166	ft
ID <i>Tubing</i>	4	inch
OD <i>Tubing</i>	4.5	inch
ID <i>Casing</i>	8.755	inch
OD <i>Casing</i>	9.625	inch

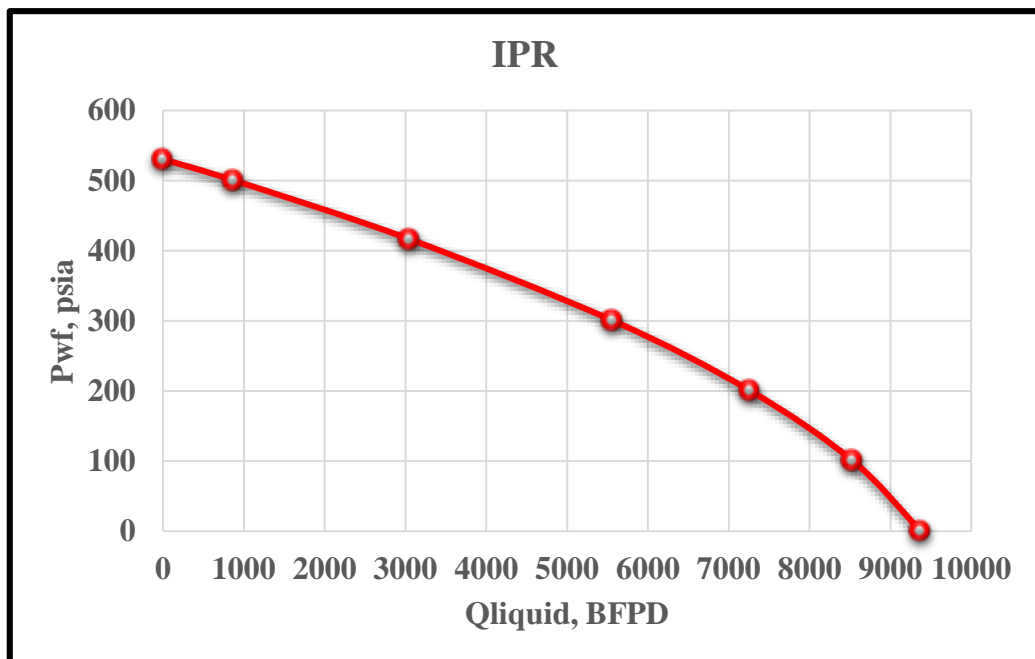


Gambar 3.3 Sketsa Sumur X.

BAB IV PENGOLAHAN DATA DAN PEMBAHASAN

4.1 Penentuan Kurva *Inflow Performance Relationship*

Analisa Kurva *Inflow Performance Relationship* 3 fasa dibuat dengan menggunakan metode Pudjo Sukarno untuk menentukan kemampuan laju produksi optimum sumur minyak. Penggunaan metode ini didasarkan oleh adanya minyak, gas dan air yang berada dalam satu lapisan mengalir bersama – sama secara radial dari reservoir menuju lubang sumur. Selain itu pada sumur X memiliki tenaga pendorong berupa *water drive* dan nilai *skin* sama dengan nol yang didapat dari data *well test*. Berdasarkan hasil dari kurva *Inflow Performance Relationship* didapatkan laju produksi maksimum sumur X yaitu 9375 BFPD pada tekanan alir dasar sumur adalah nol. Hasil perhitungan kurva IPR diperlihatkan pada **Gambar 4.1**



Gambar 4.1 Kurva IPR Sumur X.

4.2 Evaluasi Permasalahan ESP Terpasang

Jenis pompa ESP yang terpasang pada sumur X adalah tipe pompa QN55ARF dengan menggunakan 120 stages dan laju produksi yang dihasilkan

sebesar 3054 BFPD. ESP terpasang pada kedalaman *Pump Setting Depth* (PSD) 3321 ft dengan *Total Dynamic Head* (TDH) sebesar 4062 ft. Berikut merupakan perhitungan efisiensi volumetris dari pompa.

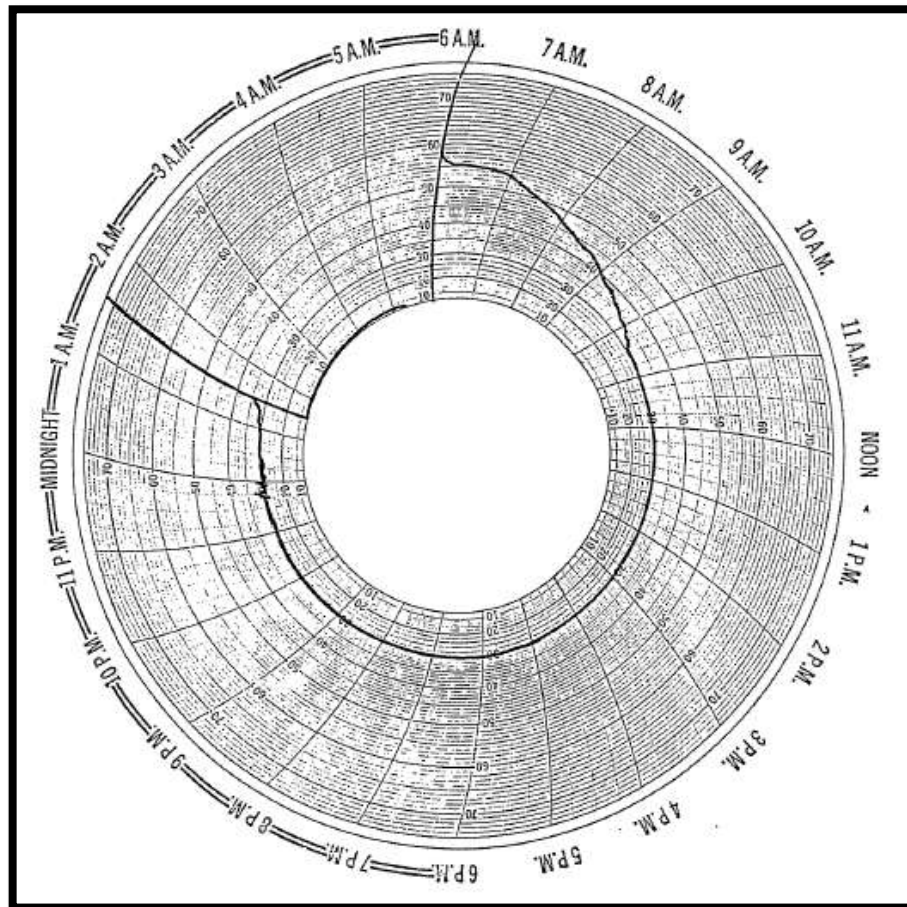
$$\begin{aligned} \text{\%Efisiensi Volumetris (EV)} &= \frac{Q_{\text{actual}}}{Q_{\text{tehoritical}}} \times 100 \% \\ &= \frac{3054}{4500} \times 100\% \\ &= 67.8\% \end{aligned}$$

Evaluasi pada *Electric Submersible Pump* yang terpasang pada sumur X mempunyai harga efisiensi pompa sebesar 45% berada dibawah efisiensi volumetris sebesar 67.8%. Hal ini menyebabkan laju produksi yang dihasilkan (*actual*) tidak sesuai lagi dengan laju produksi yang diinginkan. Akan tetapi, berdasarkan *Pump Performance Curve* laju produksi yang dihasilkan masih memenuhi kapasitas kemampuan pompa yang terpasang, dimana *range* laju produksi pompa adalah 2250 – 5250 BFPD. Kondisi ini masih dapat dioptimalkan dengan cara menggunakan jenis pompa yang sama atau mengganti dengan pompa yang lain dengan penyesuaian jumlah *stage* dan merubah *pump setting depth* berdasarkan laju produksi yang diinginkan untuk mendapatkan laju produksi optimum yang sesuai dengan produktivitas formasinya. Selain itu, berbagai permasalahan seperti *underload*, *overload*, dan *water cut* tinggi yang terjadi saat pompa beroperasi mengakibatkan kinerja pompa terhambat sehingga pompa akan mengalami kerusakan apabila masih dioperasikan maka perlu dilakukan perencanaan ulang terhadap pompa yang terpasang baik dari tipe, jumlah *stage* maupun dari *pump setting depth* untuk mendapatkan laju produksi yang optimal.

4.2.1 *Underload*

Pada ESP yang terpasang di sumur X mengindikasikan terjadinya *underload*, kondisi ini di tunjukkan dengan menurunnya kurva *ampere* dan tidak adanya fluida yang dipompakan. Hal ini disebabkan karena *fluid over pump* yang terlalu rendah sehingga fluida yang dipompakan mengalir secara *intermittent* (terputus – putus). Pompa yang terus berjalan dalam kondisi *underload* maka akan menyebabkan motor mengalami *overheat* karena *fluid passage* sangat kecil

sehingga *ampere* akan naik sampai akhirnya merusak komponen lain. Selain itu juga akan menyebabkan efisiensi dari pompa akan menurun. Dalam penanganan permasalahan ini maka pada sumur X ini perlu dilakukan penurunan *pump setting depth*. Penurunan kurva *ampere* dapat dideteksi dari *amp chart* yang terdapat pada *switchboard* diperlihatkan pada **Gambar 4.2**

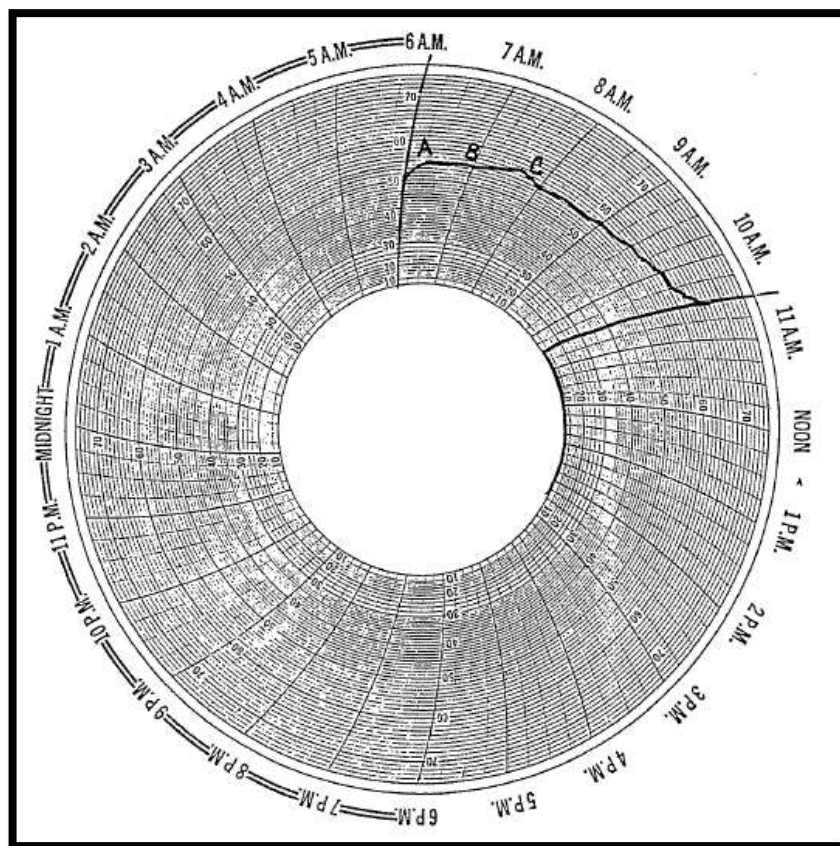


Gambar 4.2 Kondisi *Underload* Pada *Amp Chart*.

4.2.2 *Overload*

Pompa ESP yang terpasang pada sumur X menunjukkan terjadinya *overload* dikarenakan adanya pasir yang ikut terproduksi bersamaan dengan aliran fluida yang di produksi. Banyaknya kandungan pasir yang ikut terproduksi mengindikasikan ampere pada *display control* terlihat naik disebabkan beratnya beban yang ditanggung motor untuk memutar pompa ESP dan tentu akan merusak komponen yang ada didalamnya seperti *impeller* dan *diffuser*. Kondisi ini sangat

mengganggu kinerja pompa karena akan menurunkan efisiensi kinerja dari pompa. Pada sumur X ini merupakan formasi dangkal berumur tersier yang memiliki lapisan *sandstone* berjenis *unconsolidated sand* dimana sementasi antar butirannya kurang kuat sehingga butirannya mudah lepas dan akan mudah ikut terproduksi. Pasir yang ikut terproduksi tentu akan menyebabkan banyak kerugian diantaranya akan menyebabkan tersumbatnya lubang perforasi dan abrasi pada peralatan pompa. Maka dari itu untuk mengatasi permasalahan ini perlu dilakukan pemasangan *sand bailer / sand pump*. Dimana alat ini berbentuk *barrel* yang dirangkai dengan tubing dan dimasukkan ke dalam lubang sumur dengan rangkaian *tubing* atau *wire line* sampai kedalaman yang diinginkan dan setelah barrel penuh berisi pasir, rangkaian *tubing / wire line* diangkat ke permukaan, selanjutnya pasir dibersihkan di permukaan, begitu seterusnya sampai tinggi pasir dibawah lubang perforasi. Semua operasi cabut masuk rangkaian *tubing* dan *wire line* menggunakan *work over rig*. Kondisi *overload* dapat dideteksi dari *amp chart* yang terdapat pada *switchboard* diperlihatkan pada **Gambar 4.3**



Gambar 4.3 Kondisi *overload* Pada *Amp Chart*.



Gambar 4.4 Sand Bailer / Sand Pump.

4.2.3 Water Cut tinggi

Water cut secara langsung mempengaruhi laju produksi total. *Water cut* yang tinggi mempengaruhi *inflow performance* yang sesungguhnya. Air juga menghasilkan penambahan kehilangan tekanan di dalam *tubing*, akibatnya densitasnya yang lebih besar dari minyak sehingga akan membutuhkan tekanan yang lebih besar untuk mengangkatnya ke permukaan. Pada sumur X memiliki nilai *water cut* yang cukup tinggi yaitu 98%, hal ini tentu menjadi permasalahan yang serius sebab fluida yang ingin kita produksi adalah minyak. Kenaikan *water cut* yang sangat signifikan ini disebabkan oleh adanya *water coning* dimana air yang berada di *aquifer* ikut terproduksi karena zona perforasi sudah mendekati *water oil contact*. Untuk mengatasi produksi air yang tinggi maka diperlukan pengaplikasian *Variable Speed Drive (VSD)* yang berfungsi untuk mengatur laju produksi sumur dengan mengontrol frekwensi yang akan diberikan ke motor. Unit ini terpasang pada *swicthboard*. VSD dapat merubah kecepatan rotasi motor dengan mengubah

frekuensi AC Power sebelum dikirim ke dalam motor ESP dibawah permukaan. Penggunaan VSD memungkinkan pengoperasian pompa pada rentang frekuensi yang lebih luas. Dengan mengubah frekuensi akan mempengaruhi kinerja pompa, dan dapat memperbesar fleksibilitas pompa. Melalui penggunaan VSD ini, kita dapat mengoptimalkan suatu pompa dan motor tertentu pada berbagai kondisi aplikasi. Dengan aplikasi VSD, maka laju produksi dapat dikontrol dengan mengatur frekuensi. Selain itu usia sumur untuk diproduksi juga akan lebih lama dan dapat meningkatkan perolehan minyak kumulatif karena kenaikan *water cut* dapat diperlambat dengan mengatur laju produksinya meskipun laju alir minyak perharinya mengalami penurunan. Dengan penurunan laju alir berarti memberi kesempatan lebih kepada minyak untuk mengalir dari formasi kedalam lubang sumur.

4.3 Optimasi Laju Produksi ESP

1. Penentuan *specific gravity* fluida

$$\begin{aligned}
 \text{a. Specific gravity campuran} &= \frac{1 \times SG_{\text{minyak}} + WOR \times SG_{\text{air}}}{1 + WOR} \\
 &= \frac{1 \times 0.865 + 0.98 \times 1.085}{1 + 0.98} \\
 &= 0.974 \\
 \text{b. Gradien fluida} &= SG_{(\text{rata-rata})} \times 0.433 \text{ psi / ft} \\
 &= 0.974 \times 0.433 \\
 &= 0.421 \text{ psi/ft}
 \end{aligned}$$

Dalam melakukan optimasi laju produksi terdapat 3 paramter yang digunakan yaitu:

1. *Pump Setting Depth* tetap dengan tipe dan stage pompa berubah.
2. *Pump Setting Depth* berubah dengan tipe dan stage pompa tetap.
3. *Pump Setting Depth*, tipe dan stage pompa berubah.

Berdasarkan evaluasi dari pompa ESP yang terpasang untuk mengatasi permasalahan *underload* maka harus menurunkan *Pump Setting Depth* (PSD) sehingga perhitungan hanya dilakukan pada parameter kedua dan ketiga saja untuk optimasi laju produksi.

4.3.1 *Pump Setting Depth* (PSD) berubah dengan tipe dan stage pompa tetap.

Optimasi dengan cara ini dilakukan dengan merubah kedalaman dari PSD minimum sampai dengan PSD maksimum dimana pada perhitungan evaluasinya menggunakan tipe dan *stage* pompa yang terpasang pada sumur X yaitu dengan menggunakan tipe pompa QN55ARF 120 *stages*.

Berikut adalah langkah – langkahnya :

1. Menentukan PSD minimum dan PSD maksimum dengan menggunakan

Persamaan berikut :

$$\begin{aligned} \text{PSD}_{\min} &= \text{WFL} + \frac{Pc}{Gf} \\ &= 3166 + \frac{30}{0.421} \\ &= 3237 \text{ ft.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{PSD}_{\text{maks}} &= D_{\text{midperforasi}} - \frac{Pc}{Gf} \\ &= 3496 - \frac{30}{0.421} \\ &= 3425 \text{ ft.} \end{aligned}$$

2. Menentukan PSD asumsi ($\text{PSD}_{\min} < \text{PSD}_{\text{asumsi}} < \text{PSD}_{\text{maks}}$)

Total Dynamic Head ditentukan berdasarkan PSD asumsi dengan PSD_{\min} 3237 ft dan PSD_{maks} 3425 ft. Maka dari itu untuk melakukan evaluasi ini kita menggunakan asumsi PSD berkisar dari 3250 ft sampai 3400 ft.

3. Menghitung *Pump Intake Pressure* (PIP) dengan langkah perhitungan sebagai berikut :

- a. Menentukan Pwf berdasarkan Q asumsi

Berdasarkan metode IPR Pudjo Sukarno didapatkan nilai Pwf adalah 296 psi pada Q asumsi 5625 BFPD.

- b. Menghitung perbedaan kedalaman

$$\begin{aligned} \text{Perbedaan kedalaman} &= \text{Mid perforasi} - \text{PSD} \\ &= 3496 - 3250 \\ &= 246 \text{ ft.} \end{aligned}$$

c. Menghitung perbedaan tekanan

$$\begin{aligned} \text{Perbedaan Tekanan} &= \text{Perbedaan kedalaman} \times Gf \\ &= 246 \times 0.421 \\ &= 104 \text{ psi.} \end{aligned}$$

d. Menghitung Pump Intake Pressure (PIP)

$$\begin{aligned} \text{Pump Intake Pressure} &= Pwf - \text{Perbedaan Tekanan} \\ &= 296 - 104 \\ &= 193 \text{ psi.} \end{aligned}$$

4. Menghitung Total Dynamic Head (TDH)

$$\begin{aligned} \text{a. Menentukan Fluid Over Pump (FOP)} &= \text{PIP} / Gf \\ &= 193 / 0.421 \\ &= 459 \text{ ft.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{b. Menentukan Vertikal Lift (HD)} &= \text{PSD} - \text{FOP} \\ &= 3250 - 459 \\ &= 2791 \text{ ft.} \end{aligned}$$

c. Menentukan Tubing Friction Loss (Hf)

$$\begin{aligned} \text{Friction loss (F)} &= \frac{2.083 \times \left(\frac{100}{C}\right)^{1.85} \times \left(\frac{Qt}{34.3}\right)^{1.85}}{ID^{4.8655}} \\ &= \frac{2.083 \times \left(\frac{100}{120}\right)^{1.85} \times \left(\frac{5625}{34.3}\right)^{1.85}}{(4)^{4.8655}} \\ &= 22 \text{ ft per 1000 ft.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Tubing Friction Loss (HF)} &= F \times \text{PSD} \\ &= \frac{22 \times 3250}{1000} \\ &= 71 \text{ ft.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{d. Menentukan Tubing Head (HT)} &= \text{Tubing Pressure} / Gf \\ &= 265 / 0.421 \\ &= 670 \text{ ft.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{e. Menentukan Total Dynamic Head (TDH)} &= \text{HD} + \text{HF} + \text{HT} \\ &= 2791 + 71 + 670 \\ &= 3483 \text{ ft.} \end{aligned}$$

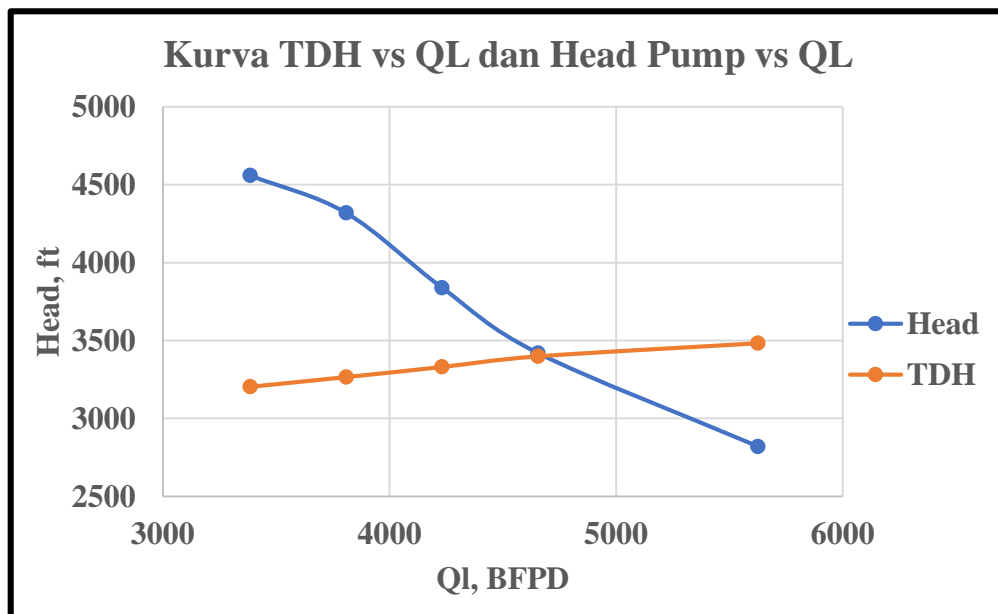
f. Menentukan Head sebagai berikut :

Berdasarkan pembacaan pada *Pump Performance Curve* untuk pompa QN55ARF dengan laju produksi 5625 BFPD maka diperoleh *head* sebesar 23.5 ft/*stage*.

Perhitungan *Total Dynamic Head* (TDH) untuk Q asumsi yang lain dapat dilakukan dengan cara yang sama dimana hasil perhitungannya diperlihatkan pada **Lampiran IV**.

Tabel 4.1 Hasil Laju Produksi Pada Setiap PSD.

PSD	Q_{optimum}
ft	BFPD
3250	4654
3300	4654
3350	4654
3400	4654



Gambar 4.5 Kurva Laju Produksi TDH vs Head Pump.

Optimasi laju produksi dilakukan dengan mengubah kedalaman PSD dari 3250 ft hingga 3400 ft dimana pada evaluasi ini menggunakan tipe dan *stage* pompa yang

terpasang di sumur X yaitu dengan menggunakan pompa QN55ARF 120 *stages*. Kemudian menghitung *Total Dynamic Head* (TDH) dari setiap asumsi laju produksi dan menentukan *head* berdasarkan pada *Pump Performance Curve* untuk pompa QN55ARF. Setelah itu dibuat grafik hubungan antara asumsi laju produksi versus *Total Dynamic Head* dan grafik hubungan antara asumsi laju produksi versus *head* pada setiap PSD. Berdasarkan tabel diatas untuk semua kedalaman PSD menghasilkan laju produksi yang sama yaitu sebesar 4654 BFPD sehingga cara ini kurang tepat dilakukan untuk digunakan sebagai parameter optimasi produksi karena laju produksi yang dihasilkan kurang dari *rate* yang diharapkan yaitu sebesar 5625 BFPD.

4.3.2 *Pump Setting Depth, tipe dan stage pompa berubah.*

Dalam perencanaan *electrical submersible pump* (ESP) untuk PSD berubah dengan tipe dan *stage* pompa juga berubah, langkah perhitungannya sama seperti perhitungan pada cara sebelumnya. Langkah – langkahnya adalah sebagai berikut :

1. Mengasumsikan PSD_{obs} yang berada dalam range PSD_{min} dan PSD_{maks} .
2. Memilih tipe pompa yang sesuai dengan produktivitas formasinya dengan langkah perhitungan yang sama seperti pada bab sebelumnya.
3. Menentukan *Total Dynamic Head* (TDH) dan *Head* Pompa pada PSD_{obs} dengan mengasumsikan beberapa harga laju produksi dan jumlah *stage*.
4. Mengulangi langkah 1 sampai 3 untuk PSD asumsi lainnya.
5. Memilih pompa PSD pada asumsi yang menghasilkan laju produksi yang berada dalam batas (*range*) pompa yang direkomendasikan dan sesuai dengan produktivitas formasi.

Secara keseluruhan prosedur perhitungan optimasi dengan merubah PSD sekaligus tipe dan *stage* pompa, merupakan kombinasi antara perencanaan PSD tetap, tipe dan *stage* pompa berubah dengan PSD berubah, tipe dan *stage* tetap.

4.3.2.1 Pemilihan Pompa

Optimasi yang dilakukan dengan parameter ini digunakan 4 tipe pompa dalam perhitungan untuk sensitivitas pemilihan pompa yang sesuai dan paling optimal.

- a. Pompa G6200N
- b. Pompa GN5200
- c. Pompa S6000N
- d. Pompa J7000N

Berdasarkan pembacaan pada *Pump Performance Curve* dari masing – masing pompa dengan Q asumsi yang di dapat dari 60% dari AAFP maka di dapat tabel sebagai berikut :

Tabel 4.2 Perbandingan Tipe Pompa.

Pompa	Stage	HP	Eff, %
G6200N	97	213	69
GN5200	125	199	68
S6000N	62	187	75
J7000N	37	225	70

Setelah dilakukan sensitivitas pada pompa, maka dipilih pompa dengan *Pump Setting Depth* 3400 ft, hasil sensitivitas tersebut dilakukan berdasarkan pertimbangan *fluid over pump*. Semakin besar jarak *fluid over pump* terhadap *pump setting depth* maka laju produksi yang terproduksi dapat lebih optimum dibandingkan dengan pemasangan *pump setting depth* yang lebih rendah. Selain itu pemasangan *pump setting depth* di kedalaman 3400 ft dapat memperpanjang umur sumur. Jumlah *stage* terlalu banyak dapat membuat biaya pompa menjadi lebih mahal. Selain itu kita juga harus mempertimbangkan efisiensi pompa, jika efisiensi pompa tinggi maka kinerja pompa tersebut akan baik atau berarti laju alir yang dihasilkan tidak akan meleset jauh dari laju alir teoritis kurva pompa. *Horse power* yang digunakan pun perlu kita pertimbangkan karena semakin tinggi *horse power* akan membuat penggunaan listrik yang berlebih sehingga menimbulkan biaya listrik yang lebih mahal.

Berdasarkan tabel di atas, dapat kita lihat bahwa tipe pompa **S6000N** memenuhi kriteria tersebut dibanding tipe pompa yang lainnya termasuk terhadap tipe pompa **QN55ARF** yang terpasang sekarang walau sudah dilakukan perubahan jumlah *stage*. Jumlah *stage* **S6000N** memang yang bukan paling sedikit namun dia memiliki efisiensi yang besar 75% dan begitu pula dengan *horse power* yang digunakan adalah yang terkecil dibanding tipe pompa lainnya. Oleh karena itu dipilih tipe pompa **S6000N** sebagai pompa ESP baru yang akan dipasang di sumur ini menggantikan tipe pompa yang lama.

4.3.2.2 Pemilihan Motor

$$\begin{aligned} \text{Perhitungan HP motor} &= \text{HP}/\text{stage} \times \text{jumlah stage} \times \text{SG fluida} \\ &= 3 \times 62 \times 0.974 \\ &= 181 \text{ HP} \end{aligned}$$

Hal – hal yang harus dipertimbangkan dalam pemilihan motor adalah kebutuhan *horse power* pompa untuk mengangkat *rate* produksi yang diharapkan dengan ukuran ID casing 8.755. Berdasarkan pada tabel pemilihan motor maka dipilih motor dengan spesifikasi **540S 200 HP/ 1339 V/ 93.9 A**.

4.3.2.3 Pemilihan Transformer

a. Menghitung Correction Voltage (Vc)

Pada sumur X ini memiliki temperature correction sebesar 1.24

Voltage drop = 23 volt/1000 (didapat dari grafik pada **lampiran 1.3**)

$$\begin{aligned} V_c &= (\text{PSD}+100) \times (\text{voltage drop}/1000) \times \text{temperature correction} \\ &= (3400 + 100) \times (23/1000) \times 1.24 \\ &= 100 \text{ volt} \end{aligned}$$

b. Menghitung surface voltage (Vs)

Motor Voltage (Vm) = 2790 volt

$$\begin{aligned} V_s &= V_m + V_c \\ &= 1339 + 100 \\ &= 1439 \text{ volt} \end{aligned}$$

c. Menghitung besarnya tegangan transformer (T)

$$\begin{aligned} \text{Ampere motor} &= 93.9 \text{ A} \\ T &= \frac{Vs \times \text{ampere motor} \times 1.73}{1000} \\ &= \frac{1439 \times 93.9 \times 1.73}{1000} \\ &= 234 \text{ KVA} \end{aligned}$$

Dalam penentuan transformer dipilih dengan mempertimbangkan kehilangan tekanan yang paling rendah. Maka kabel yang dipilih merupakan kabel #1Cu karena memberikan penurunan tegangan yang paling kecil sehingga lebih ekonomis dan total kebutuhan daya listrik juga dapat berkurang. Hal ini diharapkan dapat meminimalisir kerugian karena kehilangan tekanan.

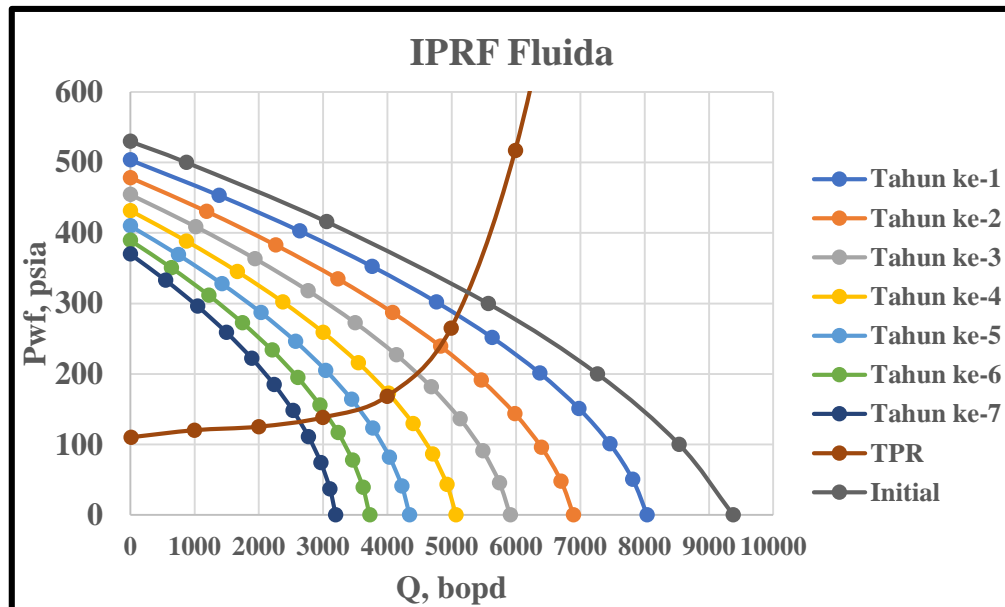
Tabel 4.3 Perbandingan Hasil Desain ESP Pada Sumur X.

No	Parameter	Simbol	Satuan	Kondisi pompa yang terpasang	Kondisi pompa yang diusulkan	Prosentase kenaikan
1	Laju produksi optimal	Qopt	BFPD	3054	5625	45%
2	Pump setting depth	PSD	ft	3321	3400	-
3	Total dinamic head	TDH	ft	4062	3487	-
4	Jenis Pompa	-	-	QN55ARF	S6000N	-
5	Jumlah stage	S	stage	120	62	-
6	Jenis motor	-	seri	143	540	-
7	HP motor	-	HP	225	181	-
8	Tegangan motor	Vmotor	volt	2220	1339	-
9	Arus listrik	A	A	58	93.9	-
10	Tegangan total	V tot	Volt	2336.21	1439	-
11	Tegangan Transformer	-	KVA	258	234	-
12	Efisiensi pompa	EP	%	45	75	-

4.4 Penentuan Kurva IPR *Future*

Pada sumur X memiliki tekanan *reservoir* 530 psi dengan laju alir maksimum 9375 BFPD maka dilakukan penentuan kurva IPR *future* untuk mengetahui kemampuan sumur dalam mengalirkan fluida pada masa yang akan datang. Penghitungan kurva IPR *future* dilakukan dengan asumsi penurunan tekanan sebesar lima persen di setiap tahunnya berdasarkan data *history* dari sumur.

Penurunan tekanan ini dipengaruhi oleh *mechanism reservoir* pada sumur ini yaitu *water drive*. Sedangkan kurva OPR ini dibuat berdasarkan data tubing dan juga data fluida reservoir yang diperhitungkan dengan menggunakan metode *Hagedorn and Brown*. Berikut data hasil perhitungan kurva IPR *future*.



Grafik 4.6 Kurva IPRF.

Tabel 4.4 Prediksi Tekanan Reservoir dan Laju Produksi Maksimum Sumur X.

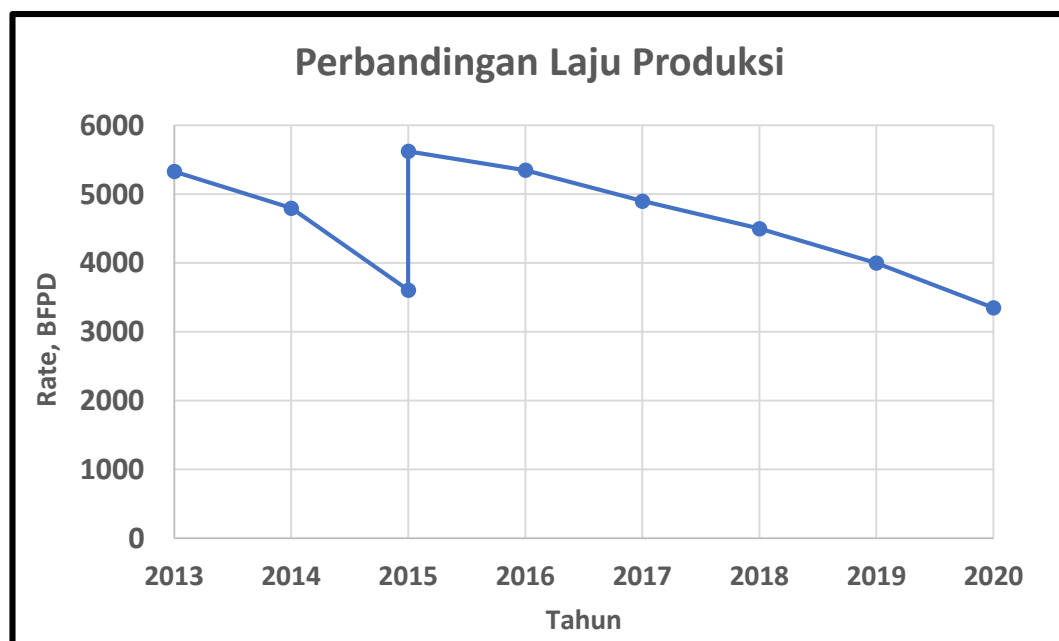
Tahun	Q_{liquid} , BFPD	Q_{water} , BWPD	Q_{oil} , BOPD
2015	5625	5512.5	112.5
2016	5350	5243	107
2017	4900	4802	98
2018	4500	4410	90
2019	4000	3920	80
2020	3650	3577	73
2021	3200	3136	64
2022	2800	2744	56

Berdasarkan hasil perhitungan kurva IPR *future* maka dapat diketahui besar laju produksi optimum dari sumur di setiap tahunnya. Mengacu pada *pump performance curve*, kemampuan pompa untuk memproduksi fluida berada pada rentang 3500

– 7800 BFPD maka dari itu dapat disimpulkan bahwa sumur hanya mampu memproduksi sampai tahun kelima karena pada tahun selanjutnya sumur memproduksi fluida dibawah kapasitas kemampuan dari pompa. Selain itu, laju produksi dibawah kapasitas kemampuan pompa akan menyebabkan *downthrust* dimana laju yang terlalu kecil dengan *head* yang terlalu besar akan mengakibatkan kerusakan pada pompa karena pompa dipaksa bekerja dibawah kapasitasnya. Mengacu pada *rule of thumb range* kapasitas pompa terendah tidak boleh dibawah 60% dari *peak capacity (top pump efficiency)* dan kapasitas tertinggi tidak boleh melebihi 125% dari *peak capacity range*.

4.5 Evaluasi Hasil Desain ESP

Setelah dilakukan perencanaan desain *Electric Submersible Pump* dengan merubah *pump setting depth*, tipe pompa dan jumlah *stage* maka didapatkan bahwa sumur X mampu memproduksi sampai 5 tahun dengan laju produksi yang dihasilkan berada pada *range* kapasitas kemampuan pompa. Selain itu nilai *economic limit* yang diberikan oleh perusahaan untuk sumur tetap memproduksi adalah sebesar 10 bopd. Berikut gambaran laju produksi yang didapatkan setelah dilakukan perencanaan desain.



Grafik 4.7 Grafik Perbandingan Laju Prroduksi Setelah Desain.

BAB V PENUTUP

5.1 KESIMPULAN

- a. Pada sumur X saat ini memiliki laju produksi optimum 5625 BFPD berdasarkan kurva IPR dengan metode Pudjo Sukarno dengan kemampuan laju produksi maksimumnya adalah 9375 BFPD.
- b. Pada ESP yang terpasang pada sumur kajian sudah tidak efisien lagi untuk digunakan dikarenakan jumlah laju produksi yang dihasilkan oleh sumur kurang dari laju produksi yang diinginkan dan berada dibawah kapasitas produksi pompa. Selain itu juga mengalami beberapa permasalahan yang menghambat kinerja pompa. Beberapa permasalahan yang terjadi pada ESP terpasang di sumur X diantaranya adalah *water cut* yang tinggi, *underload* dan kepasiran sehingga perlu dipasang alat tambahan untuk mengatasinya. Untuk mengatasi *water cut* tinggi diperlukan pengaplikasian VSD, untuk mengatasi *underload* kedudukan pompa harus diturunkan dan penggantian pompa karena sudah tidak efisien lagi, sedangkan untuk kepasiran dapat diatasi dengan pemasangan *sand bailer / sand pump*.
- c. Hasil perencanaan pompa ESP adalah :

Tipe ESP	REDA S6000N / 62 STAGES / 60 Hz dengan <i>recomended capacity range</i> 3500 - 7800 BFPD
Motor	540 series motors / 200 HP / 1339 V / 93.9 A
Switchboard	150 MDFH, jenis 76A, ukuran 4, tegangan maksimum 1500 volt, beban arus maksimum 150 ampere dan horse power sebesar 250 HP.
Transformer	Trafo dengan rating 234 KVA

- d. Dengan perencanaan ulang ESP pada sumur X maka sumur akan mampu berproduksi selama 5 tahun dengan produksi fluida 3650 BFPD.

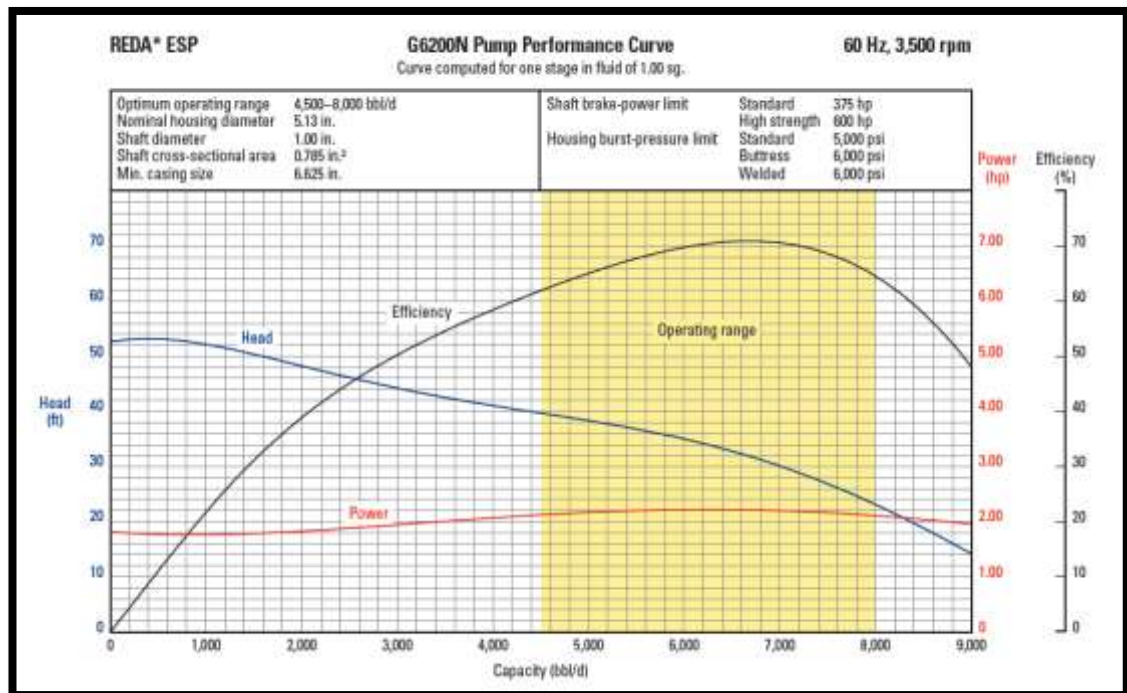
5.2 SARAN

Perlu dilakukan kajian lebih lanjut mengenai keekonomian agar mendapatkan hasil perhitungan yang lebih ekonomis. Selain itu perlu dilakukan perencanaan ulang desain apabila laju produksi kurang dari *range* kapasitas kemampuan pompa untuk berproduksi dengan cara merubah tipe pompa dan jumlah *stage*.

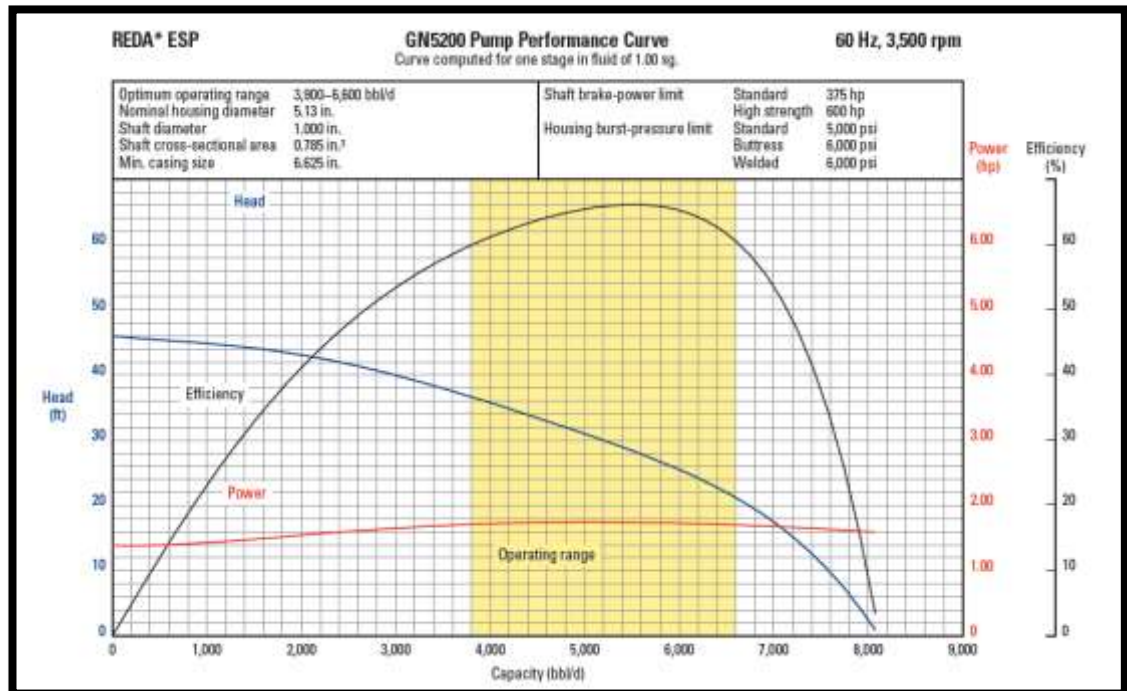
DAFTAR PUSTAKA

- Beggs, H. D., “*Production Optimization Using Nodal Analysis*”, Oil and Gas Consultant International Inc., Tulsa, Oklahoma, 1991.
- Boyun Guo William C. Lyons, Ali Ghalambor. (2007), *Petroleum Production Engineering Fundamentals*. USA: Elsevier.
- Brown, E., Kermit, “*The Technology of Artificial Lift Method*”, Volume 1 Division of PennWell Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 1984.
- Brown, E., Kermit, “*The Technology of Artificial Lift Method*”, Volume 2B Division of PennWell Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 1984.
- Brown, E., Kermit, “*The Technology of Artificial Lift Method*”, Volume 4 Division of PennWell Publishing Co., Tulsa, Oklahoma, 1984.
- Collins, L. C., 1986. “*A Graphical Method To Size Submersible Pumps for Variable Speed Application*”. Paper SPE 15429.
- Divine,LD., 1979. “*A Variable Speed Submersible Pumping System*”. SPE Paper 8241.
- Wilson,B.L., 1985. “*Electrical Submersible Pump Performance Using Variable Speed Drives*”. Paper SPE 13805.

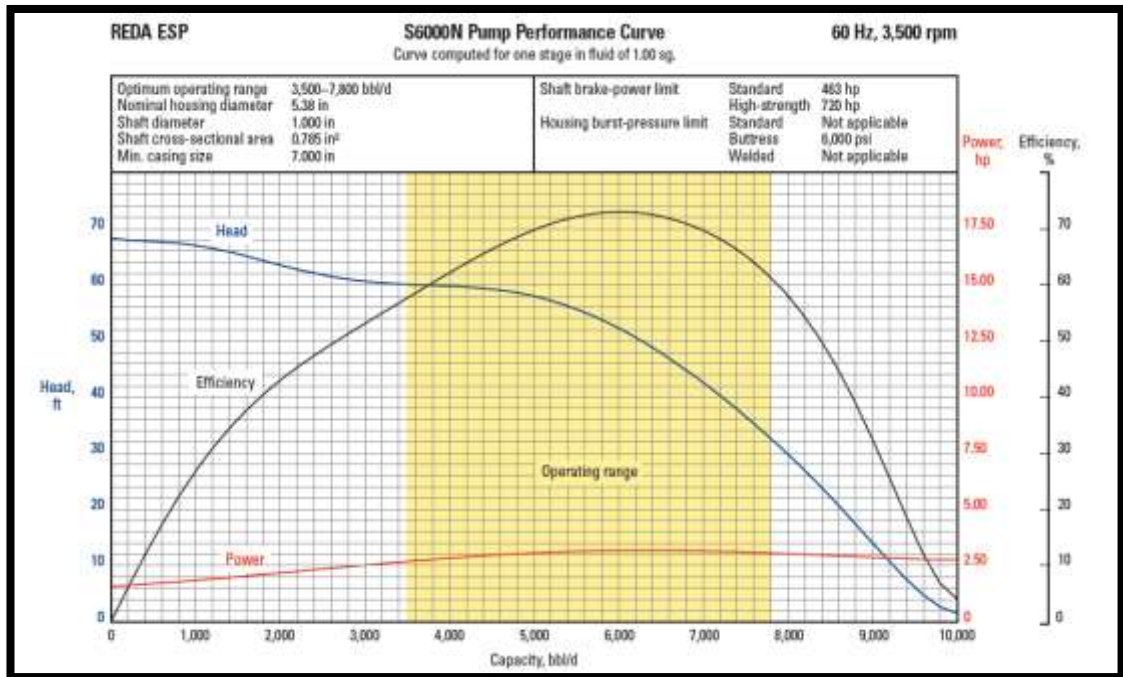
LAMPIRAN I
SPESIFIKASI TIPE POMPA ESLECTRIC SUBMERSIBLE PUMP REDA



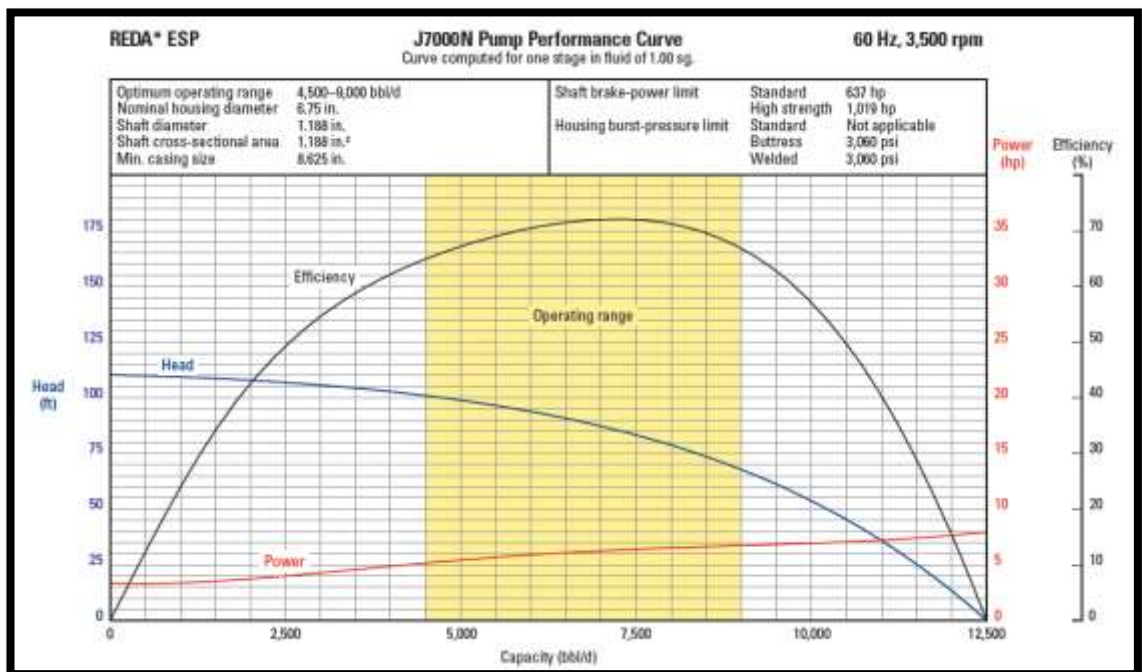
Lampiran 1.1 Tipe Pompa G6200N.



Lampiran 1.2 Tipe Pompa GN5200.



Lampiran 1.3 Tipe Pompa S6000N.



Lampiran 1.4 Tipe Pompa J7000N.

LAMPIRAN II
SPESIFIKASI PEMILIHAN TIPE MOTOR

Lampiran 2.1 Jenis Motor.

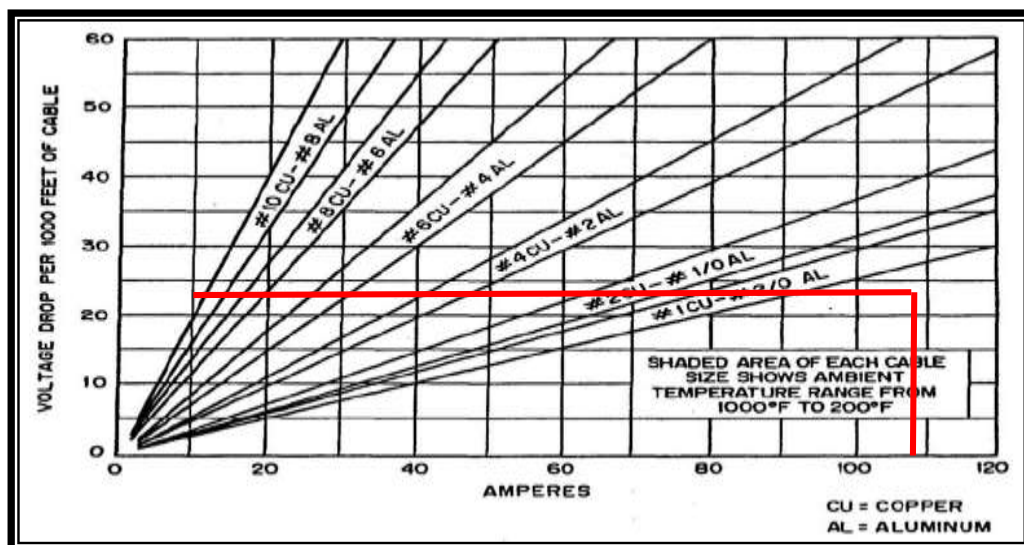
540 Series Motor—DK Type										
Power Rating at 60-Hz Frequency, hp	Voltage at 60-Hz Frequency, V	Power Rating at 50-Hz Frequency, hp	Voltage at 60-Hz Frequency, V	Current, A	Type	Length, ft [m]	Weight, lbm [kg]	Carbon Steel Part Number	Redalloy* Alloy Part Number	
25	516	21	430	30.5	S	4.8 [1.5]	298 [135.3]	2011740	tba	
					UT	4.8 [1.5]	298 [135.3]	tba [†]	tba	
38	513	31	427	46.0	S	6.1 [1.9]	379 [172.1]	2011939	tba	
					UT	6.2 [1.9]	379 [172.1]	tba	tba	
	1,430	1,191	16.5	S	6.1 [1.9]	379 [172.1]	2011940	tba		
				UT	6.2 [1.9]	379 [172.1]	2011927	tba		
50	509	42	424	61.8	S	7.5 [2.3]	466 [211.6]	2011941	tba	
					UT	7.5 [2.3]	466 [211.6]	tba	tba	
	1,033	860	30.4	S	7.5 [2.3]	466 [211.6]	tba	tba		
				UT	7.5 [2.3]	466 [211.6]	2011741	tba		
	1,557	1,297	20.2	S	7.5 [2.3]	443 [201.1]	2011707	tba		
				UT	7.5 [2.3]	443 [201.1]	2011928	tba		
63	527	52	439	74.6	S	8.9 [2.7]	553 [251.1]	2011942	2011956	
					UT	8.9 [2.7]	553 [251.1]	tba	tba	
	855	712	46.0	S	8.9 [2.7]	553 [251.1]	2011943	tba		
				UT	8.9 [2.7]	553 [251.1]	2011929	tba		
	1,073	894	36.6	S	8.9 [2.7]	553 [251.1]	2011944	tba		
				UT	8.9 [2.7]	553 [251.1]	2011930	tba		
	1,510	1,258	26.0	S	8.9 [2.7]	553 [251.1]	2011709	tba		
				UT	8.9 [2.7]	553 [251.1]	2011742	tba		
75	764	63	636	61.7	S	10.2 [3.1]	640 [290.6]	2011945	tba	
					UT	10.3 [3.1]	640 [290.6]	2011931	tba	
	1,026	855	46.0	S	10.2 [3.1]	640 [290.6]	tba	tba		
				UT	10.3 [3.1]	640 [290.6]	2011743	tba		
	1,157	964	40.5	S	10.2 [3.1]	640 [290.6]	tba	tba		
				UT	10.3 [3.1]	640 [290.6]	2011930	tba		
	1,288	1,073	36.6	S	10.2 [3.1]	640 [290.6]	2011946	2011758		
				UT	10.3 [3.1]	640 [290.6]	2011932	tba		
	88	891	73	742	61.7	S	11.6 [3.5]	721 [327.3]	2011947	tba
						UT	11.6 [3.5]	721 [327.3]	tba	tba
1,197		997	46.0	S	11.6 [3.5]	721 [327.3]	tba	tba		
				UT	11.6 [3.5]	721 [327.3]	2011933	tba		
1,502		1,251	36.6	S	11.6 [3.5]	721 [327.3]	2011948	tba		
				UT	11.6 [3.5]	721 [327.3]	tba	2011922		

540 Series Motor—DK Type (Continued)									
Power Rating at 60-Hz Frequency, hp	Voltage at 60-Hz Frequency, V	Power Rating at 50-Hz Frequency, hp	Voltage at 60-Hz Frequency, V	Current, A	Type	Length, ft (m)	Weight, lbm (kg)	Carbon Steel Part Number	Redalloy Alloy Part Number
100	844	83	703	74.5	S	13.0 [4.0]	808 [366.8]	2011949	tha
					UT	13.1 [4.0]	808 [366.8]	tha [†]	tha
	1,018		848	61.8	S	13.0 [4.0]	808 [366.8]	tha	tha
					UT	13.1 [4.0]	808 [366.8]	2011745	tha
	1,368		1,140	46.0	S	13.0 [4.0]	808 [366.8]	2011950	tha
					UT	13.1 [4.0]	808 [366.8]	tha	2011713
2,590	2,157	24.3	S	13.0 [4.0]	808 [366.8]	2011710	2011723		
			UT	13.1 [4.0]	808 [366.8]	2011746	tha		
125	1,491	104	1,242	52.7	S	15.7 [4.8]	976 [443.1]	2011951	tha
					UT	15.8 [4.8]	976 [443.1]	2011934	tha
	1,710		1,424	46.0	S	15.7 [4.8]	976 [443.1]	tha	tha
					UT	15.8 [4.8]	976 [443.1]	tha	2011921
	2,583		2,152	30.4	S	15.7 [4.8]	976 [443.1]	2011711	tha
					UT	15.8 [4.8]	976 [443.1]	2011747	2011923
150	1,004	125	836	93.9	S	19.4 [5.9]	1,169 [530.7]	tha	tha
					UT	19.7 [5.7]	1,169 [530.7]	2011748	tha
	1,266		1,055	74.5	CT	18.9 [5.6]	1,169 [530.7]	tha	tha
					S	19.4 [5.9]	1,169 [530.7]	tha	tha
	2,575		2,145	36.8	UT	18.7 [5.7]	1,169 [530.7]	2011749	2011714
					CT	18.9 [5.6]	1,169 [530.7]	2011831	2011827
2,790	2,304	36.8	S	19.4 [5.9]	1,194 [542.1]	2012047	1060409		
			UT	18.7 [5.7]	1,194 [542.1]	2011751	2011916		
163	1,171	135	2,304	36.8	S	20.0 [6.1]	1,243 [564.3]	tha	tha
					UT	20.0 [6.1]	1,243 [564.3]	tha	2011890
	1,477		1,230	74.5	S	22.2 [6.8]	1,336 [606.5]	tha	tha
					UT	21.2 [6.5]	1,336 [606.5]	tha	tha
	2,993		1,983	46.0	CT	21.5 [6.6]	1,336 [606.5]	2011888	tha
					S	22.2 [6.8]	1,336 [606.5]	tha	tha
2,993	1,983	46.0	S	22.2 [6.8]	1,380 [626.5]	2012048	2012045		
			UT	21.2 [6.5]	1,380 [626.5]	2011935	2011716		
200	1,339	167	1,115	93.9	S	24.9 [7.6]	1,462 [677.4]	tha	tha
					UT	24.1 [7.4]	1,462 [677.4]	2011753	2011718
	2,386		1,998	52.7	CT	24.3 [7.4]	1,462 [677.4]	2011835	2011821
					S	24.9 [7.6]	1,496 [680.1]	2012049	tha
	1,113		927	127.1	UT	24.1 [7.4]	1,496 [680.1]	2011936	2011766
					S	27.6 [8.4]	1,672 [759.1]	tha [†]	tha
225	1,506	188	1,254	93.9	UT	26.7 [8.1]	1,672 [759.1]	2011937	tha
					CT	27.1 [8.3]	1,672 [759.1]	tha	tha
	2,292		1,909	61.7	S	27.6 [8.4]	1,672 [759.1]	tha	tha
					UT	26.7 [8.1]	1,672 [759.1]	2011754	2011719
	2,685		2,237	52.7	CT	27.0 [8.2]	1,672 [759.1]	2011837	2011820
					S	27.6 [8.4]	1,654 [750.9]	2011981	tha
1,237	1,030	127.1	UT	26.7 [8.1]	1,654 [750.9]	2011926	tha		
			S	27.6 [8.4]	1,716 [779.1]	2012050	2012044		
250	1,673	208	1,394	94.0	UT	26.7 [8.1]	1,716 [779.1]	2011755	2011720
					S	30.4 [9.3]	1,890 [858.1]	tha	tha
	2,547		2,122	61.7	UT	29.5 [9.0]	1,890 [858.1]	2011756	2011721
					CT	29.7 [9.1]	1,890 [858.1]	2011889	2011773
	2,547		2,122	61.7	S	30.4 [9.3]	1,846 [838.1]	tha	tha
					UT	29.5 [9.0]	1,846 [838.1]	2011925	tha
2,547	2,122	61.7	CT	29.7 [9.1]	1,846 [838.1]	2011893	tha		
			S	30.4 [9.3]	1,840 [835.4]	2012055	2012046		
2,547	2,122	61.7	UT	29.5 [9.0]	1,840 [835.4]	2011757	2011728		
			CT	29.7 [9.1]	1,840 [835.4]	2011894	tha		

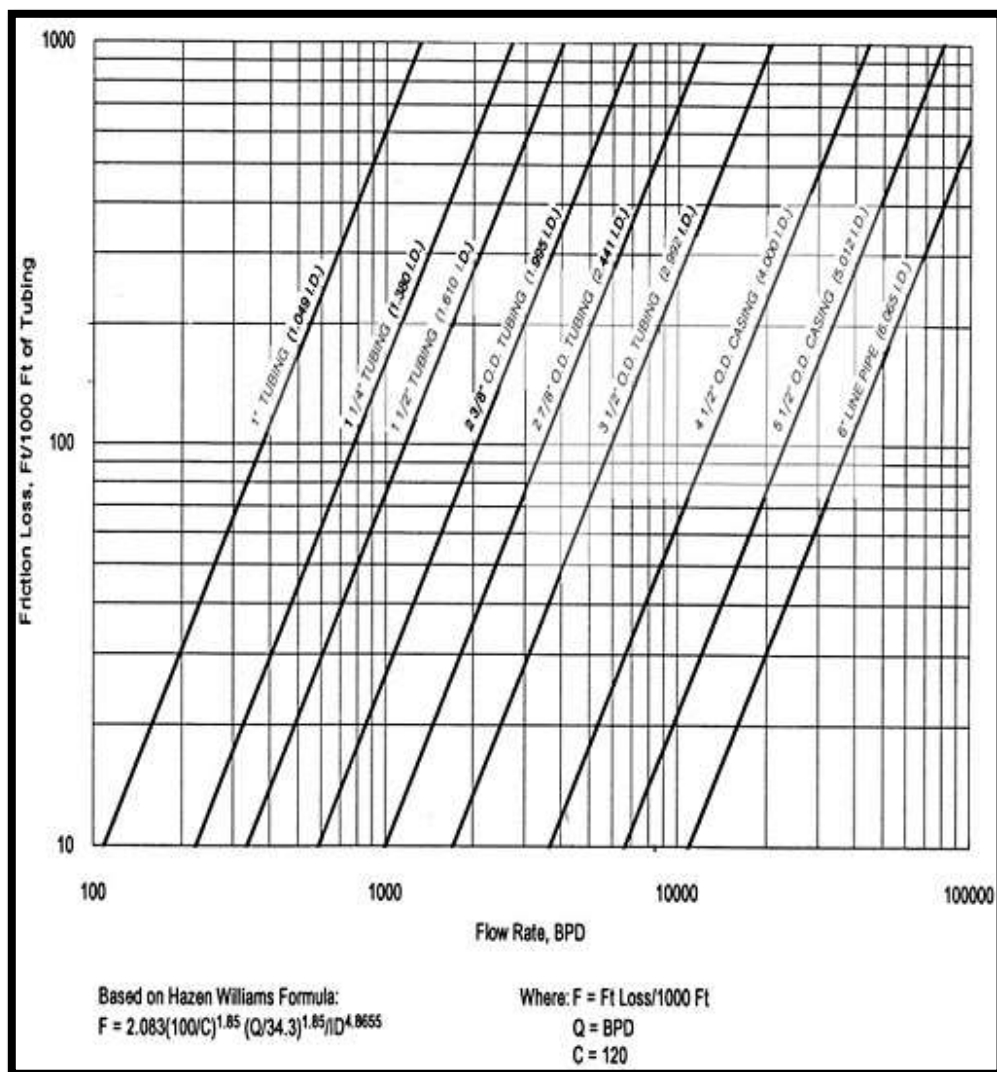
LAMPIRAN III
SPESIFIKASI PEMILIHAN SWITCHBOARD

Lampiran 3.1 Data Umum Switchboard.

KELAS	JENIS	UKURAN	TEGANGAN MAKSIMUM	HP	BEBAN ARUS PENUH MAKSIMUM
DPH. 2	72	2	600	25	50
		3	600	50	100
		4	600	100	135
		5	600	200	270
45 MPH	76B	2	1000	70	45
120 MFH	76A	3	1000	160	120
100 MDFH	76A	3	1500	150	100
150 MDFH	76A	4	1500	250	150
RPR. 2			2400	700	360
1512	76C		2400	700	360



Lampiran 3.2 Chart Kehilangan Tegangan.



Lampiran 3.3 Grafik Friction Loss William-Hazen.

LAMPIRAN IV
HASIL PERBANDINGAN OPTIMASI LAJU PRODUKSI ESP

Lampiran 4.1 Hasil Perhitungan TDH dengan PSD = 3250 ft dan 120 Stage.

Q asumsi	Pwf	Perbedaan kedalaman	Perbedaan tekanan	PIP	FOP	Vertical Lift (Hd)	F	Tubing friction loss	Tubing Head (Ht)	TDH	Head per stages	Head
BFPD	PSI	ft	psi	psi	ft		ft		ft	ft	ft/stages	ft
3385	386.4	246	93	293	774	2476	9	28	699	3203	38	4560
3808	365.4	246	93	272	718	2532	11	35	699	3266	36	4320
4231	343.6	246	93	250	661	2589	13	42	699	3331	32	3840
4654	320.8	246	93	228	600	2650	15	50	699	3399	29	3420
5625	296.8	246	93	204	537	2713	22	71	699	3483	24	2820

Lampiran 4.2 Hasil Perhitungan TDH dengan PSD = 3300 ft dan 120 Stage.

Q asumsi	Pwf	Perbedaan kedalaman	Perbedaan tekanan	PIP	FOP	Vertical Lift (Hd)	F	Tubing friction loss	Tubing Head (Ht)	TDH	Head per stages	Head
BFPD	PSI	ft	psi	psi	ft		ft		ft	ft	ft/stages	ft
3385	386.4	196	74	312	824	2476	9	28	699	3204	38	4560
3808	365.4	196	74	291	768	2532	11	35	699	3266	36	4320
4231	343.6	196	74	269	711	2589	13	43	699	3331	32	3840
4654	320.8	196	74	247	650	2650	15	51	699	3400	29	3420
5625	296.8	196	74	223	587	2713	22	72	699	3484	24	2820

Lampiran 4.3 Hasil Perhitungan TDH dengan PSD = 3350 ft dan 120 Stage.

Q asumsi	Pwf	Perbedaan kedalaman	Perbedaan tekanan	PIP	FOP	Vertical Lift (Hd)	F	Tubing friction loss	Tubing Head (Ht)	TDH	Head per stages	Head
BFPD	PSI	ft	psi	psi	ft		ft		ft	ft	ft/stages	ft
3385	386.4	146	55	331	874	2476	9	29	699	3204	38	4560
3808	365.4	146	55	310	818	2532	11	36	699	3267	36	4320
4231	343.6	146	55	288	761	2589	13	43	699	3332	32	3840
4654	320.8	146	55	265	700	2650	15	52	699	3400	29	3420
5625	296.8	146	55	241	637	2713	22	73	699	3485	24	2820

Lampiran 4.4 Hasil Perhitungan TDH dengan PSD = 3400 ft dan 120 Stage.

Q asumsi	Pwf	Perbedaan kedalaman	Perbedaan tekanan	PIP	FOP	Vertical Lift (Hd)	F	Tubing friction loss	Tubing Head (Ht)	TDH	Head per stages	Head
BFPD	PSI	ft	psi	psi	ft		ft		ft	ft	ft/stages	ft
3385	386.4	96	36	350	924	2476	9	29	699	3205	38	4560
3808	365.4	96	36	329	868	2532	11	36	699	3267	36	4320
4231	343.6	96	36	307	811	2589	13	44	699	3333	32	3840
4654	320.8	96	36	284	750	2650	15	52	699	3401	29	3420
5625	296.8	96	36	260	687	2713	22	74	699	3487	24	2820

Lampiran 4.5 Hasil Perhitungan PSD Berubah dengan Tipe dan Stage Tetap.

Q asumsi	PSD = 3250 ft		PSD = 3300 ft		PSD = 3350 ft		PSD = 3400 ft	
	TDH	Head	TDH	Head	TDH	Head	TDH	Head
3385	3203	4560	3204	4560	3204	4560	3205	4560
3808	3266	4320	3266	4320	3267	4320	3267	4320
4231	3331	3840	3331	3840	3332	3840	3333	3840
4654	3399	3420	3400	3420	3400	3420	3401	3420
5625	3483	2820	3484	2820	3485	2820	3487	2820

Lampiran 4.6 Hasil Perhitungan PSD, Tipe dan Stage Berubah.

Q asumsi	Pwf	TDH	Head/ stages	Head GN5200 60 Hz				
				46	56	66	76	86
BFPD	psi	ft		psi				
3750	386.4	2875	60	2760	3360	3960	4560	5160
4219	365.4	2937	59	2714	3304	3894	4484	5074
4688	343.6	3003	58	2668	3248	3828	4408	4988
5157	320.8	3071	57	2622	3192	3762	4332	4902
5625	296.8	3144	55	2530	3080	3630	4180	4730
6094	271.4	3221	52	2392	2912	3432	3952	4472
6563	244.4	3302	48	2208	2688	3168	3648	4128
7032	215.3	3390	42	1932	2352	2772	3192	3612
7500	183.8	3485	36	1656	2016	2376	2736	3096

Lampiran 4.7 Kurva Perbandingan Sensitivitas Head Pada Perhitungan PSD, Tipe dan Stage Berubah.

