

EVALUASI PENGGUNAAN ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP (ESP)  
PADA SUMUR KAS-003 PT. PERTAMINA UBIS JAMBU



SKRIPSI UTAMA

Dibuat Untuk Memenuhi Syarat Untuk Mendapatkan Gelar Sarjana Teknik  
Pada Jurusan Teknik Pertambangan Fakultas Teknik  
Universitas Sriwijaya

Oleh

RAMA SAADDIANSYAH  
03053120013

UNIVERSITAS SRIWIJAYA

FAKULTAS TEKNIK

2011

9  
622.307

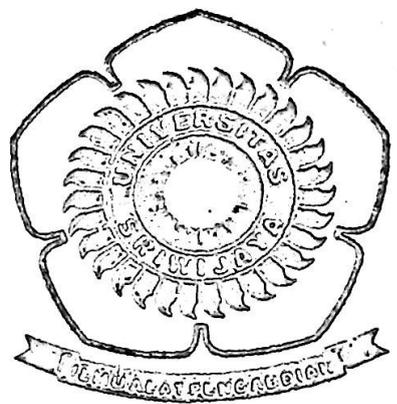
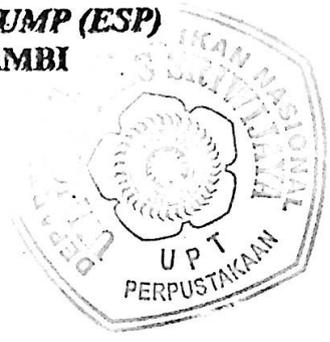
R-22106/23661

Ram

e

2011

**EVALUASI PENGGUNAAN ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP (ESP)  
PADA SUMUR KAS-088 PT. PERTAMINA UBEP JAMBI**



**SKRIPSI UTAMA**

**Dibuat Untuk Memenuhi Syarat Untuk Mendapatkan Gelar Sarjana Teknik  
Pada Jurusan Teknik Pertambangan Fakultas Teknik  
Universitas Sriwijaya**

Oleh

**RAMA SAADDIANSYAH  
03053120013**

**UNIVERSITAS SRIWIJAYA  
FAKULTAS TEKNIK**

**2011**

**EVALUASI PENGGUNAAN *ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP (ESP)*  
PADA SUMUR KAS-088 FT. PERTAMINA UBEP JAMBI**

**SKRIPSI UTAMA**

Disetujui Untuk Jurusan Teknik  
Pertambangan Oleh Pembimbing :  
Pembimbing I



Ir. Mukiat, MS  
NIP. 195811221986021002

Pembimbing II

Ir. Ubaidillah Anwar Prabu, MS  
NIP. 195510181988031001

**Motto :**

*" Hidup tanpa cita-cita bagaikan sebatang kayu ditengah lautan yang mudah diterpa ombak badai kemudian hancur berkeping-keping. Namun, bila hidup dengan cita-cita yang disertai dengan kerja keras dan doa akan terasa lebih indah dan lebih berarti laksana terumbu karang yang kokoh tak hancur serta rapuh diterpa ombak badai yang besar. "*

*Kupersembahkan Skripsi Ini Untuk :*

- ‡ Bapak dan Mamak tersayang*
- ‡ Kakak Perempuanku*
- ‡ Keluarga Kecilku*
- ‡ Almamaterku*
- ‡ Diriku yang pantang menyerah untuk terus maju  
& meraih kesuksesan*
- ‡ Teman-teman seperjuanganku*

## Special Thank's To :

- ❖ Allah SWT, atas semua berkah, rahmat dan karuniaNya sehingga aku bisa menyelesaikan pendidikan di Perguruan Tinggi..
- ❖ Bapak & Mamak tercinta yang telah berjuang keras membesarkan, mendidik, menyayangi, mendoakan, dan membiayai pendidikanku. Ini hanyalah sekedar kado kecil yang bisa 'ama' beri atas segala perjuangan dan pengorbanan Bapak & Mamak..
- ❖ Mbakku tersayang beserta suami (Shinta Pisces Sari & Ardinal), terima kasih atas doa dan dukungan kalian selama ini yang sangat berarti bagiku hingga aku menjadi seperti sekarang ini ..
- ❖ Delahan jiwaku 'Geneva' & 'Queenara', terima kasih atas kesediaan kalian menemani setiap langkahku dalam suka maupun duka, dan selalu mengisi setiap keceriaan & memotivasi 'api' untuk pantang menyerah & terus maju..
- ❖ My Family "Yuk Yanti", terima kasih atas selama ini baik support maupun doanya, dan yang selalu membantuku dalam menyelesaikan masalah serta membimbingku agar menjadi lebih baik..
- ❖ Pembimbing Tugas Akhirku (Bapak Ir. Mukiat, MS dan Ir. Ubaidillah Anwar Prabu, MS), terima kasih telah membimbingku hingga aku dapat menyelesaikan Tugas akhirku dengan baik..

- ❖ My Best friend di Teknik Pertambangan yang selalu memberikan support & doanya (Fei Yen, Edwin, Irko, dll) yang gak bisa disebutin satu persatu,,,Thank's a lot friends....Keep Spirit & Viva Tambang..
- ❖ Semua saudara-saudara & teman-temanku yang telah memberikan bantuan yang sangat berarti kepadaku..

## EVALUASI PENGGUNAAN ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP (ESP) PADA SUMUR KAS-088 PT. PERTAMINA UBEP JAMBI

( Rama Saaddiansyah, 2011, Halaman )

---

### ABSTRAK

*Electric Submersible Pump (ESP) merupakan sebuah pompa sentrifugal yang terdiri dari beberapa stage. Satu stage terdiri dari satu impeller yang bergerak (rotor) dan satu diffuser yang statis (stator). Tipe dan stages dari pompa ini akan menentukan banyaknya fluida yang dapat diproduksi serta menentukan total head capacity (daya dorong). Electric Submersible Pump ini banyak digunakan dikarenakan dapat menghasilkan laju produksi yang besar dan dapat digunakan pada semua tipe sumur (horizontal dan vertikal).*

*PT. Pertamina UBEP Jambi banyak menggunakan Electric Submersible Pump pada aktivitas produksinya, salah satunya adalah pada sumur KAS-088. Sumur KAS-088 mulai diproduksi dengan menggunakan Electric Submersible Pump sejak bulan Oktober 2009. Namun, umur Electric Submersible Pump tersebut tergolong pendek, karena pada bulan Februari 2011, sumur KAS-088 dinyatakan off (berhenti produksi) dengan indikasi kerusakan pada motor dan protektor, dengan laju produksi maksimum pada bulan Februari itu adalah 1.170,27 Bfpd.*

*Sebelum melakukan evaluasi dan perencanaan terlebih dahulu kita harus menentukan laju produksi yang diinginkan, penentuan besarnya produksi dapat dilakukan dengan melakukan analisa terhadap sejarah produksi sumur dan kurva IPR, maka didapatkan laju produksi di 995 Bfpd. Setelah ditentukan, muncul alternatif pemilihan Electric Submersible Pump dengan spesifikasi yang sama yaitu tetap menggunakan ESP TD-1200 dan peralatannya dengan range recommended 901 - 1400 Bfpd, yang tentunya dengan dilakukan modifikasi. Dari perhitungan teknis yang telah dilakukan pada produksi 995 Bfpd, ESP TD-1200 memiliki efisiensi sebesar 61,99%, HP/stage = 0,23 dan HP motor = 39,2 HP. Modifikasi terjadi pada protektor dari tipe labyrinth menjadi tipe positive seal dan labyrinth (TPR 400 MBL). Hal ini dimaksudkan agar motor benar-benar aman, dengan tujuan masalah sebelumnya tidak terjadi lagi dan motor yang dipilih yaitu tipe TM 456 UT series 58,5 HP, 945 volt, 39 Ampere@50 Hz.*

*Dengan dilakukannya evaluasi ini diharapkan sumur tersebut dapat berproduksi kembali dengan performance pompa yang baik sehingga sumur tetap ekonomis untuk diproduksi.*

## KATA PENGANTAR

Puji syukur Penulis panjatkan kehadiran Allah SWT karena atas berkah dan rahmat-Nya sehingga Penulis dapat menyelesaikan Skripsi ini pada bulan april yang berjudul “ Evaluasi Penggunaan *Electric Submersible Pump* (ESP) Pada Sumur KAS-088 PT. Pertamina UBEP Jambi”. Penulisan Skripsi ini disusun dengan tujuan untuk memenuhi syarat mendapatkan gelar Sarjana Teknik pada Fakultas Teknik, Jurusan Teknik Pertambangan, Universitas Sriwijaya.

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Bapak Ir. Mukiat, MS., selaku pembimbing pertama, dan Bapak Ir. Ubaidillah Anwar Prabu, MS., selaku pembimbing kedua yang telah membimbing dan mengajarkan banyak hal sehingga skripsi ini dapat selesai dengan baik. Pada kesempatan ini juga, Penulis mengucapkan terima kasih kepada :

1. Prof. Dr. Ir. H. M. Taufik Toha, DEA., selaku Dekan Fakultas Teknik Universitas Sriwijaya.
2. Prof. Dr. Ir. Eddy Ibrahim, MS., Selaku Ketua Jurusan Teknik Pertambangan Universitas Sriwijaya.
3. Hj. Rr. Harminuke Eko Handayani, ST., MT., selaku Sekretaris Jurusan Teknik Pertambangan Universitas Sriwijaya.
4. PT. Pertamina UBEP Jambi beserta semua staff dan karyawan yang telah memberikan kesempatan kepada Penulis untuk melaksanakan Tugas Akhir.

Penulis menyadari bahwa masih banyak kekurangan dalam penulisan skripsi ini. Oleh karena itu, kritik dan saran yang membangun sangat diharapkan demi kemajuan karya tulis khususnya yang berkenaan dengan skripsi ini.

Akhirnya Penulis berharap semoga skripsi ini dapat bermanfaat bagi kita semua, khususnya bagi Penulis pribadi dan bagi Jurusan Teknik Pertambangan Universitas Sriwijaya.

Inderalaya, November 2011

Penulis

## DAFTAR ISI

	<b>Halaman</b>
ABSTRAK.....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR GAMBAR.....	ix
DAFTAR TABEL.....	xi
DAFTAR LAMPIRAN .....	xii
<b>BAB</b>	
<b>I. PENDAHULUAN</b>	
I.1. Latar belakang.....	I-1
I.2. Rumusan masalah .....	I-2
I.3. Pembatasan masalah .....	I-3
I.4. Tujuan dan manfaat.....	I-3
I.5. Metodologi penelitian .....	I-3
<b>II. TINJAUAN UMUM LAPANGAN JAMBI</b>	
II.1. Sejarah singkat lapangan Jambi.....	II-1
II.1.1. Lapangan produksi PT. Pertamina UBEB Jambi .....	II-2
II.1.2. Lapangan produksi dengan sistem kontrak .....	II-2
II.2. Geologi dan stratigrafi lapangan Jambi .....	II-4
II.2.1. Geologi lapangan Jambi .....	II-4
II.2.2. Stratigrafi lapangan Jambi .....	II-4
II.3. Sarana dan fasilitas .....	II-8
II.4. Struktur organisasi .....	II-8



### III. DASAR TEORI

III.1. Aliran fluida dalam pipa vertikal .....	III-1
III.2. Produktivitas formasi .....	III-1
III.2.1. Indeks produktivitas .....	III-2
III.2.2. Inflow performance relationship .....	III-2
III.3. <i>Electric Submersible Pump</i> .....	III-4
III.3.1. Prinsip kerja ESP .....	III-5
III.3.2. Kelakuan kerja pompa (Pump Performance) .....	III-5
III.3.3. Kavitasi dan net positiv suction head.....	III-10
III.3.4. Peralatan ESP .....	III-10
III.3.4.1. Peralatan diatas permukaan .....	III-10
III.3.4.2. Peralatan dibawah permukaan .....	III-14
III.3.5. Pemilihan ukuran ESP .....	III-21
III.3.6. Penentuan jumlah stages .....	III-22
III.3.7. Pemilihan motor.....	III-24

### IV. DATA DAN HASIL PERHITUNGAN

IV.1. Perhitungan produktivitas fomasi sumur KAS-088 .....	IV-1
IV.1.1. Perhitungan nilai tekanan statik, tekanan aliran dasar sumur dan gradien fluida .....	IV-2
IV.1.2 Analisa kurva IPR .....	IV-3
IV.2. Evaluasi <i>electrical submersible pump</i> .....	IV-6
IV.2.1. Data sumur .....	IV-6
IV.2.2. Penentuan laju produksi yang diharapkan .....	IV-7
IV.2.3. Penentuan <i>pump setting depth</i> .....	IV-8
IV.2.4. Penentuan <i>pump intake pressure</i> .....	IV-8
IV.2.5. Penentuan <i>total dynamic head</i> .....	IV-8
IV.2.6. Penentuan jenis pompa.....	IV-10
IV.2.6.1. Penentuan <i>head capacity</i> .....	IV-10
IV.2.6.2. Penentuan jumlah stage.....	IV-10
IV.2.6.3. Penentuan besar efesiensi pompa.....	IV-11
IV.2.7. Pemilihan motor.....	IV-11
IV.2.8. Pemilihan protektor.....	IV-12
IV.2.9. Pemilihan gas separator .....	IV-12

IV.2.10. Pemilihan kabel.....	IV-13
IV.2.11. Pemilihan transformer.....	IV-13
IV.2.12. Pemilihan switchboard.....	IV-15
IV.3. Perbandingan teknis kemampuan ESP TD-1200 dan Peralatannya terhadap kebutuhan produksi sumur.....	IV-15

## **V. PEMBAHASAN**

V.1. Pembuatan kurva IPR.....	V-1
V.2. Pemilihan ESP untuk sumur KAS-088 .....	V-2

## **VI. KESIMPULAN DAN SARAN**

VI.1. Kesimpulan .....	VI-1
VI.2. Saran.....	VI-2

## **DAFTAR PUSTAKA**

## **LAMPIRAN**

## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar</b>	<b>Halaman</b>
1.1. Diagram alir penyelesaian masalah .....	I-4
2.1. Peta lapangan Jambi block .....	II-3
2.2. Stratigrafi cekungan Jambi .....	II-6
2.3. Stratigrafi cekungan sumatra .....	II-7
3.1. Grafik friction loss William Hazen .....	III-4
3.2. Pump performance curve.....	III-7
3.3. Posisi thrust dan down thrust pada pompa .....	III-9
3.4. Susunan lengkap peralatan ESP .....	III-11
3.5. Junction box .....	III-12
3.6. Electric motor ESP .....	III-15
3.7. Unit pompa ESP .....	III-18
3.8. Impeller dan diffuser .....	III-19
3.9. Jenis flat dan round cable .....	III-20
4.1. Kurva IPR sumur KAS-088 .....	IV-5
4.2. Laju produksi yang diharapkan .....	IV-7

a.1. Penampang sumur KAS-088 .....	A-2
c.1. Pump performance curve TD-1200 .....	C-1
c.2. Pump performance curve IND-1300.....	C-2
d.1. Grafik friction loss William-Hazen.....	D-1
e.1. Grafik cable voltage drop.....	E-1
e.2. Cable corection factor.....	E-2
f.1. Flowchart desain ESP.....	F-1

## DAFTAR TABEL

<b>Tabel</b>	<b>Halaman</b>
IV.1. Analisa laju produksi sumur KAS-088 dengan berbagai Variasi tekanan aliran bawah sumur (Pwf) .....	IV-5
IV.2. Data sumur KAS-088.....	IV-6
IV.3. Perbandingan teknis kemampuan ESP TD-1200 dan peralatannya terhadap kebutuhan aktual produksi sumur.....	IV-16
V.1. Perbandingan teknis kemampuan ESP TD-1200 dan ESP IND-1300.....	V-4
A.1. Data lengkap sumur KAS-088 .....	A-1
C.1. Spesifikasi ESP TD-1200.....	C-1
C.2. Spesifikasi ESP IND-1300 .....	C-2
G.1. Acuan pemilihan motor .....	G-1

## DAFTAR LAMPIRAN

<b>Lampiran</b>	<b>Halaman</b>
A. Data dan penampang sumur KAS-088 .....	A-1
B. Langkah kerja evaluasi electric submersible pump .....	B-1
C. Pump performance curve dan spesifikasi alat .....	C-1
D. Grafik cable friction loss .....	D-1
E. Grafik cable voltage drop dan cable correction factor .....	E-1
F. Flowchart desain ESP .....	F-1
G. Acuan pemilihan motor .....	G-1

# BAB I

## PENDAHULUAN

### I.1. Latar Belakang

Dalam memproduksi minyak dari suatu sumur dapat dilakukan dengan dua cara, yaitu dengan metode *natural flow* (sembur alam) dan metode *artificial lift* (pengangkatan buatan). Sumur minyak dapat memproduksi secara alamiah apabila tekanan reservoir pada formasi lebih besar dibandingkan tekanan hidrostatik sumur sehingga fluida produksi dalam sumur tersebut dapat mencapai ke permukaan dengan kemampuan sendiri secara alamiah dalam jumlah dan tekanan yang memadai. Sedangkan metode *artificial lift* (pengangkatan buatan) digunakan apabila tekanan reservoir sudah tidak mampu lagi untuk memproduksi secara sembur alam. Metode pengangkatan buatan ini terdiri atas *Gas Lift*, *Sucker Rod Pump* (SRP), dan *Electric Submersible Pump* (ESP).

Ada beberapa metode *artificial lift* yang dapat diterapkan dalam pengangkatan minyak, salah satunya adalah metode *Electric Submersible Pump*. ESP banyak dipergunakan karena memiliki banyak kelebihan dibandingkan dengan *artificial lift* yang lain, terutama dikarenakan dapat meningkatkan laju produksi secara signifikan. Selain itu, ESP juga dapat dipergunakan pada sumur miring. Meskipun demikian penggunaan ESP juga terkadang memiliki masalah antara lain kabel short, kerusakan protektor, kerusakan motor, ataupun scale akibat laju produksi yang tinggi.

Dalam melakukan perencanaan penggunaan *Electric Submersible Pump* didasarkan pada besarnya produksi harapan. Untuk mengetahui produksi harapan khususnya pada sumur KAS-088 haruslah berdasarkan *Inflow Performance Relationship* (IPR) dan melihat catatan produksi pada waktu sebelumnya.

Dari hasil inspeksi permasalahan pada sumur KAS-088 adalah kerusakan pada protektor, motor, scale yang tinggi dan meningkatnya *water cut* sehingga produksi minyak menurun. Selain itu, umur *Electric Submersible Pump* yang digunakan tergolong pendek. Setelah mendapatkan nilai produksi yang tepat barulah dilakukan kajian terhadap penggunaan *Electric Submersible Pump* dan peralatannya di sumur KAS-088 sebelumnya, dan selanjutnya dilakukan perencanaan ulang ataupun modifikasi terhadap peralatannya. Dari hasil evaluasi tersebut nantinya barulah dapat disimpulkan apakah tetap menggunakan *Electric Submersible Pump* yang sama dengan berbagai modifikasi atau diganti dengan tipe yang baru.

## **I.2. Rumusan Masalah**

Dalam penulisan laporan ini, Penulis membuat garis besar permasalahan sebagai berikut :

1. Berapakah laju produksi yang tepat untuk sumur KAS-088 dengan kondisi aktual saat ini yang dilihat melalui analisa laju produksi sebelumnya.
2. Bagaimana desain *Electric Submersible Pump* yang paling sesuai untuk mencapai laju produksi tersebut.
3. Bagaimana menganalisa kurva IPR berdasarkan laju produksi maksimum yang diperoleh pada sumur produksi KAS-088.
4. Apa saja langkah-langkah yang dilakukan dalam proses pengevaluasian penggunaan *Electric Submersible Pump* yang terpasang pada sumur produksi KAS-088.

### I.3. Pembatasan Masalah

Permasalahan yang akan dibahas pada penulisan ini terbatas pada evaluasi penggunaan *Electric Submersible Pump* dan peralatannya yang digunakan untuk memenuhi kebutuhan produksi berdasarkan analisa laju produksi sumur di PT. Pertamina UBEP Jambi.

### I.4. Tujuan dan Manfaat

Adapun tujuan yang ingin dicapai adalah sebagai berikut:

1. Menganalisa permasalahan - permasalahan pada sumur KAS-088 PT. Pertamina UBEP Jambi.
2. Melakukan evaluasi penggunaan *Electric Submersible Pump* dan permasalahannya.
3. Menentukan *Electric Submersible Pump* yang tepat secara teknis.

Manfaat yang diperoleh adalah dapat mengetahui apakah *performance* pompa sudah baik atau tidak sehingga laju produksi yang diharapkan dapat tercapai dan kerugian yang disebabkan oleh turunnya laju produksi serta ketidaksesuaian penggunaan *Electric Submersible Pump* pada sumur-sumur produksi lain dapat dikurangi.

### I.5. Metodologi Penelitian

Metode penelitian yang digunakan dalam penyusunan skripsi ini disusun dengan menggabungkan antara teori dari literatur-literatur dan pengambilan data secara langsung dilapangan. Secara garis besar, metode penulisan skripsi ini sebagai berikut :

#### 1. Studi Kepustakaan

Mempelajari literatur-literatur yang ada hubungannya dengan permasalahan dalam penulisan skripsi ini, yaitu mengenai teknik produksi khususnya sistem pengangkatan buatan (*artificial lift*) dengan menggunakan *Electric Submersible Pump* (ESP).

## 2. Pengambilan Data Lapangan

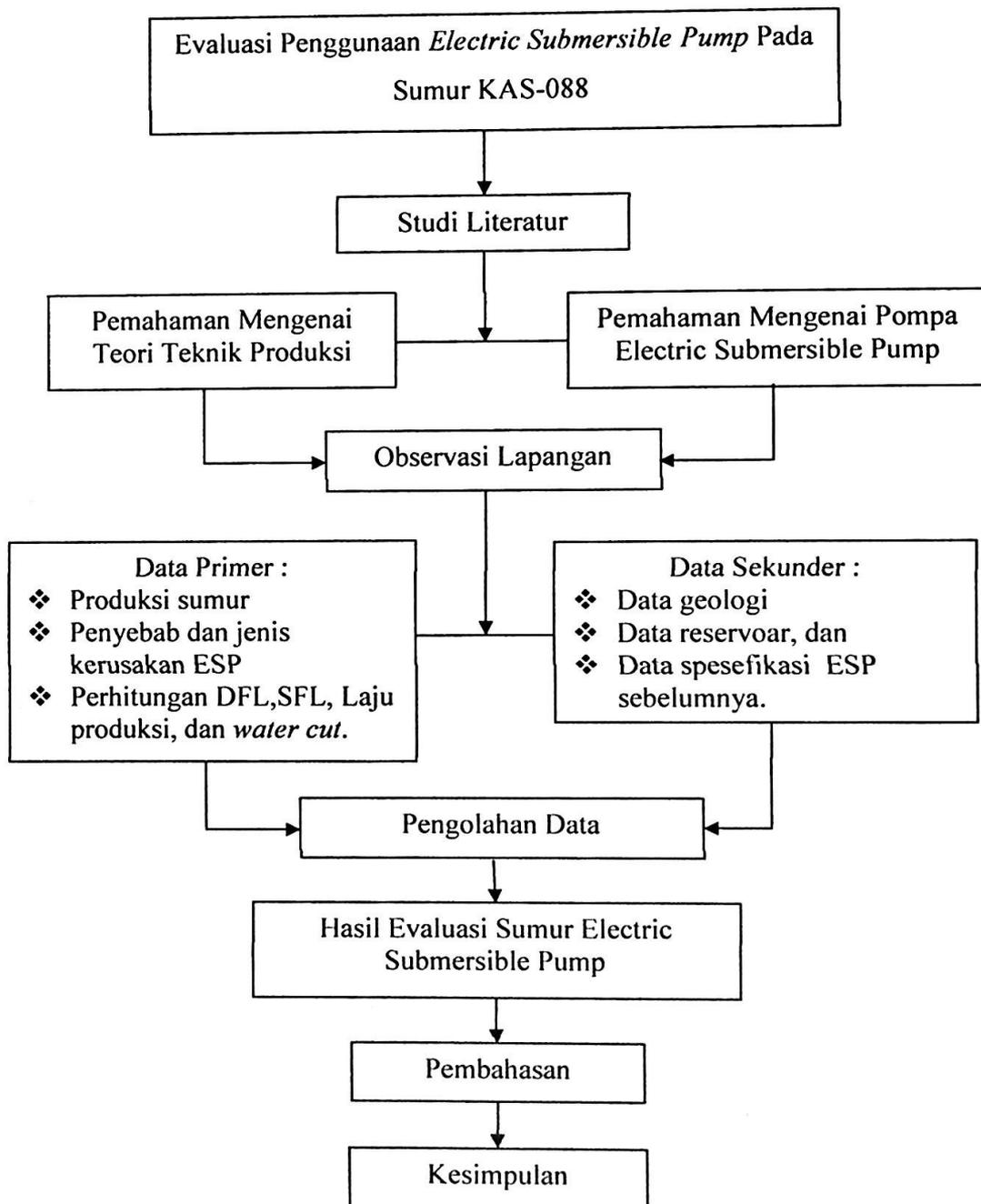
- a. Data Primer, data yang diperoleh dari pengamatan langsung dilapangan antara lain pengambilan data mengenai produksi sumur, tekanan sumur, *DFL*, *SFL*, *Water cut*, kedalaman perforasi, penyebab dan jenis kerusakan *Electric Submersible Pump*.
- b. Data Sekunder, data-data lapangan yang telah tersedia sebelumnya di perusahaan, antara lain data geologi, data reservoir dan data spesifikasi *Electric Submersible Pump* sebelumnya.

## 3. Pengolahan Data

Pengolahan data yang di dapat dilakukan berdasarkan studi literatur untuk memahami dan mempelajari teori, merumuskan, menganalisa dan menarik suatu kesimpulan yang semuanya saling berhubungan.

## 4. Analisa Data

Dari pengolahan data diperoleh hasil evaluasi penggunaan *Electric Submersible Pump* pada sumur produksi, hasil evaluasi tersebut kemudian dianalisa. Analisa data dilakukan untuk menentukan sesuai atau tidaknya penggunaan ESP tersebut pada sumur produksi didasarkan pada kapasitas produksinya, *stage* yang dipakai dan besar *horse power* yang digunakan. Dari hasil analisa ini dapat diketahui permasalahan yang timbul dan dapat dicari solusi pemecahan masalah tersebut.



**GAMBAR 1.1**  
**DIAGRAM ALIR PENYELESAIAN MASALAH**

## BAB II

### TINJAUAN UMUM LAPANGAN JAMBI

#### II.1. Sejarah Singkat Lapangan Jambi

PT. Pertamina Unit Bisnis EP (UBEP) Field Jambi merupakan unit bisnis yang melaksanakan kegiatan operasi usaha hulu (Eksplorasi dan Produksi) Migas di wilayah kerja Sumatera Bagian Tengah yang meliputi 3 (Tiga) Propinsi yaitu Propinsi Jambi, Propinsi Sumatera Selatan, dan Propinsi Riau.

PT. Pertamina UBEP Field Jambi yang dibentuk mulai tanggal 25 Februari 2002 yang sebelumnya adalah pengembangan dan perubahan nama dan struktur organisasi dari Pertamina (Persero) Daerah Operasi Hulu Sumatera Bagian Tengah yang dibentuk pada tahun 2002. Adapun sejarah lapangan PT. Pertamina UBEP Field Jambi, mengalami beberapa kali penggantian pengelolaan yaitu :

- Niam (1942 – 1945)
- Permiri (1945 – 1948)
- Niam (1948 – 1959)
- PN. Permina (1960 – 1968)
- PN. Pertamina (1968 – 1971)
- Pertamina (1971 – 1995)
- Pertamina DOEP (1995 – 2002)
- PT. Pertamina (Persero) DOH Sumbagteng (2002 – 2005)
- PT. Pertamina Unit Bisnis EP Field Jambi (2005 – Sekarang)

Secara umum lapangan minyak yang termasuk lapangan produksi di wilayah Jambi antara lain :

#### **II.1.1. Lapangan produksi PT. Pertamina UBEP Jambi :**

- Lapangan Ketaling Timur
- Lapangan Ketaling Barat.
- Lapangan Setiti.
- Lapangan Sungai Gelam.
- Lapangan Sengeti.
- Lapangan Bungin Batu.
- Lapangan Kenali Asam.
- Lapangan Tempino.
- Lapangan Bajubang.

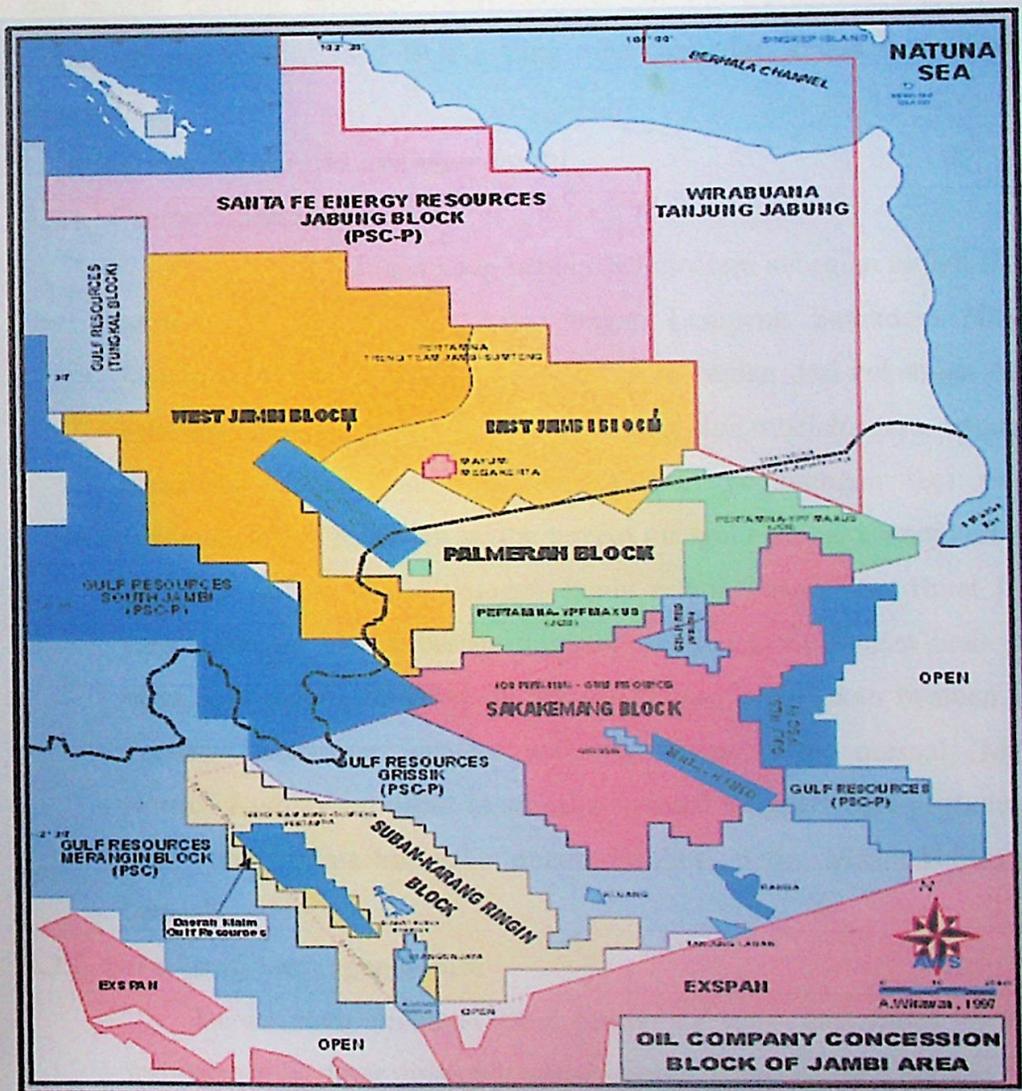
#### **II.1.2. Lapangan produksi dengan sistem kontrak**

Lapangan produksi yang dikelola dengan sistem kontrak oleh mitra usaha antara lain :

- PSC. Petrochina Tanjung Jabung.
- TAC. BWP Meruap.
- TAC. Insani Muaro Gelam.
- TAC. Persada Betung Meruo Senami.
- TAC. Babat Kukui Energy.
- TAC. Conoco Philips.
- PSC. Conoco Philips.

Produksi utama dari Lapangan PT. Pertamina UBEP Field Jambi adalah Crude Oil (Minyak mentah) yang didapat dari lapangan-lapangan tersebut di atas yang terletak di Propinsi Jambi (Kabupaten Batanghari dan Muaro Jambi) dan Propinsi Sumatera Selatan (Kabupaten Musi Banyu Asin) yang disebut dengan Area Operasi Jambi (AOJ) serta Propinsi Riau (Kabupaten Indragiri Hulu, Pelalawan dan Siak Indrapura) yang disebut Area Operasi Lirik (AOL).

Sumur yang memproduksi di PT. Pertamina UBEP Field Jambi diantaranya masih merupakan *natural flow*, sedangkan yang lainnya diusahakan dengan pengangkatan buatan, yaitu sumur dengan menggunakan pompa ESP (*Electric Submersible Pump*), sumur dengan *Gas Lift* dan sumur dengan menggunakan *Sucker Rod Pump* (SRP).



**GAMBAR 2.1**  
**PETA LAPANGAN JAMBI BLOCK**

Selain minyak mentah PT. Pertamina UBEP Field Jambi juga mengelola transportasi minyak mentah. Untuk produksi dari AOJ dikirim melalui sistem pemipaan (Pipe Line) ke kilang UP-II Plaju, dan untuk produksi dari AOL ditransportasikan dengan menggunakan Tank Truck ke terminal buatan yang selanjutnya diangkut dengan menggunakan kapal Tanker ke Kilang UP-II Dumai dan sungai Pakning, produksi rata-rata lapangan PT. Pertamina UBEP Field Jambi sebesar 3000 – 3500 BOPD yang dihasilkan dari kedua Area Operasi tersebut.

## **II.2. Geologi dan Statigrafi Lapangan Jambi**

### **II.2.1. Geologi Lapangan Jambi**

Cekungan-cekungan yang berada di Sumatera sebagian terjadi akibat benturan lempeng Benua Asia dengan Lempeng Samudera Hindia-Australia. Sub Cekungan Jambi merupakan bagian dari cekungan busur belakang Sumatera yang terletak di bagian tepi sebelah utara cekungan Sumatera Selatan yang meliputi kawasan pegunungan tiga puluh, pegunungan dua belas dan sekitar tempat mengalir sungai Batanghari.

Arah umum Sub Cekungan Jambi relatif Timur Laut-Barat Daya yang dikontrol oleh beberapa tinggian dan rendahan dengan arah yang sama, dan searah dengan pola Sesar tua yang melibatkan bantuan Pra-Tersier. Sesar-sesar tersebut umumnya Sesar besar normal (Mayor Normal Fault) yang dapat dijumpai disebelah tenggara dari pegunungan Tiga Puluh, antara lain sesar muara Tembesi, Setiti, Muara Bulian dan lain-lain.

### **II.2.2. Stratigrafi Lapangan Jambi**

Berdasarkan referensi data pemboran yang menembus formasi-formasi batuan dasar diperoleh urutan-urutan batuan sebagai berikut :

#### **a. Batuan Dasar/Basement**

Merupakan batuan Granit yang di beberapa tempat telah mengalami pelapukan.

**b. Formasi Talang Akar (TAF)**

Pada formasi inilah fluida hidrokarbon ditemukan penyebarannya bervariasi mengikuti bentuk atau morfologi basement, pada daerah tinggi dia menipis dan menebal pada daerah dalam, formasi ini memiliki batuan-batuan, antara lain batu pasir konglomeratan, batu lempung, batu lanau, batu pasir halus-kasar dan serpih.

**c. Formasi Gumai (GUF)**

Formasi ini menunjukkan perkembangan cukup baik pada sumur eksplorasi namun tidak ditemukan kandungan hidrokarbon. Kandungan batuanannya antara lain : Serpih Gampingan, Napal, Batu Lempung dengan sisipan batu pasir tufaan dan batu pasir gampingan.

**d. Formasi Air Benakat (ABF)**

Formasi ini menyebar sebagaimana halnya di Struktur Setiti Tenggara, namun dari 5 (lima) sumur ekplorasi belum ditemukan adanya tanda-tanda minyak di struktur Setiti Barat dan formasi Air Benakat terdiri atas batu lempung, batu pasir dengan sisipan batu lempung tufaan, napal dan serpih.

Selain formasi-formasi yang telah tertulis diatas, pada Sub Cekungan Jambi juga ditemui formasi-formasi lain yaitu :

**1. Formasi Muara Enim (MEF)**

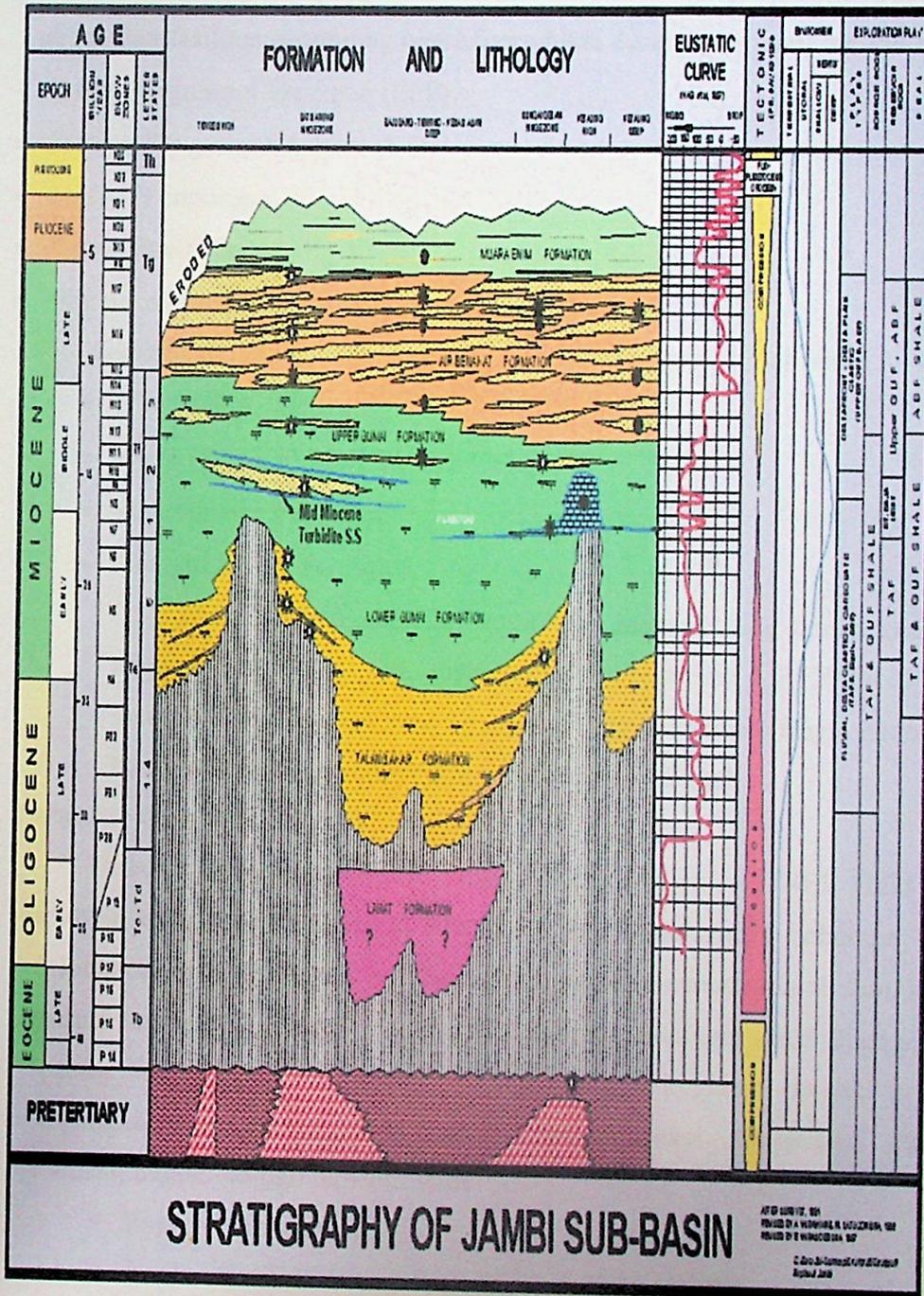
Formasi ini terdiri dari batu lempung, lanau dan batu pasir tufaan dengan sisipan batu bara.

**2. Formasi Kasai (KAF)**

Formasi ini terdiri dari endapan darat, berupa batu pasir kasar dan lempeng berwarna kehijau-hijauan.

**3. Formasi Lahat**

Formasi ini terdiri dari selang-seling antara serpih lempeng dan batu pasir tufaan.



GAMBAR 2.2.  
 STRATIGRAFI CEKUNGAN JAMBI

### II.3. Sarana dan Fasilitas

Secara Umum Lapangan PT. Pertamina UBEP Field Jambi mempunyai sarana dan fasilitas penunjang operasi produksi dilapangan yang meliputi :

- Pusat Pengumpul Produksi (PPP).
- Stasiun Pengumpul Utama (SPU).
- Stasiun Pengumpul (Block Station).
- Power Plant Station.
- Bak penampung dan pengolahan limbah.

Sedangkan untuk sarana Penunjang Operasi Produksi meliputi :

- Pump Shop Facilities.
- Work Over and Well Service Unit.
- Maintenance Facilities.
- Fire and Safety Facilities.

Untuk mencegah setiap tumpahan minyak yang berdampak pada pencemaran lingkungan, lapangan PT. Pertamina UBEP Field Jambi mempunyai standard dan program penyelamatan lingkungan yang berdasarkan atas petunjuk dan peraturan pemerintah.

### II.4. Struktur Organisasi

Didalam operasi sehari-hari lapangan PT. Pertamina UBEP Field Jambi dipimpin oleh seorang General Manager yang membawahi beberapa bagian kegiatan operasi dilapangan yang salah satu bagian tersebut adalah Fungsi Area Operasi Jambi (AOJ) yang dipimpin oleh seorang Manager Area Operasi. Area Operasi Jambi juga membawahi bagian-bagian kegiatan operasi produksi dilapangan yang bertanggung jawab atas produksi dilapangan dibidang produksi, bagian-bagian tersebut yaitu :

- Bagian Perencanaan.
- Bagian Work Over and Well Service (WO & WS).

- Bagian Operasi Produksi (Ops. Prod).
- Bagian Pemeliharaan (PML).

Dari setiap bagian operasi ini, masing-masing bagian mempunyai tugas dan kewajiban serta wewenang dan tanggung jawab atas kelancaran operasi dilapangan yang pada akhirnya harus dapat menjaga kestabilan produksi yang telah direncanakan dari semula. Kegiatan operasi ini juga ditunjang oleh kegiatan-kegiatan penunjang operasi lainnya seperti bagian logistik dan pengadaan material, jasa dan sarana, fire and safety (LK3), administrasi (SDM) dan keuangan, serta satuan keamanan (Security) yang mana keberadaan kegiatan-kegiatan tersebut sangat membantu kelancaran operasi dilapangan. Di dalam melaksanakan praktek studi lapangan, penulis melaksanakan praktek studi lapangan pada bagian perencanaan yang dikepalai oleh seorang kepala bagian.

## BAB III

### DASAR TEORI

#### III.2. Produktivitas Formasi

Produktivitas formasi adalah kemampuan suatu formasi untuk memproduksi fluida yang dikandungnya pada kondisi tekanan tertentu. Parameter yang menyatakan produktivitas formasi adalah *Index Produktivitas* (PI) dan *Inflow Performance Relationship* (IPR). Kualitas kinerja aliran fluida dari formasi produktif masuk ke lubang sumur dinyatakan sebagai suatu indeks yang disebut sebagai *Indeks Produktivitas*, yang merupakan perbandingan antara perubahan laju produksi terhadap perubahan tekanan. PI dapat berharga konstan atau tidak, tergantung pada kondisi aliran yang terjadi.

Tujuan menentukan potensi sumur minyak adalah untuk menghitung potensi sumur minyak yang mencerminkan kemampuan reservoir mengalirkan minyak ke dalam sumur tersebut. Kemampuan ini dinyatakan dalam hubungan antara tekanan alir dasar sumur terhadap laju produksi (kurva *Inflow Performance Relationship*).

Harga PI atau bentuk grafik IPR pada selang waktu tertentu akan mengalami perubahan yang disebabkan oleh :

1. Penurunan tekanan statis ( $P_s$ ).
2. Peningkatan jumlah gas yang terbebaskan.
3. Perubahan saturasi hidrokarbon dalam pori-pori.

Untuk keperluan analisa terhadap perubahan kelakuan suatu sumur, maka diperlukan perkiraan grafik IPR untuk masa yang akan datang.

### III.2.1. Indeks Produktivitas

Kalau IPR diumpamakan merupakan grafik linier, maka PI merupakan angka yang akan menentukan potensial formasi yang bersangkutan, dimana angka tersebut didapat dari persamaan Gilbert, yaitu :

$$PI = \frac{q_1}{P_s - P_{wf}} \dots\dots\dots (1)$$

dimana:

- PI = indeks produktivitas
- $q_1$  = laju produksi (BPD)
- $P_{wf}$  = tekanan alir dasar sumur (Psi)
- $P_s$  = tekanan statik reservoir (Psi)

Untuk menentukan harga PI secara langsung adalah dengan cara memasukkan alat pengukur tekanan ke dalam sumur sewaktu sumur tersebut *flowing* kemudian dicatat harga  $P_{wf}$  dan  $q_1$  sumur tersebut. Dari *pressure build up curve* yang tertera pada alat dapat ditentukan besar tekanan statis reservoir ( $P_s$ ).

### III.2.2. Inflow Performance Relationship (IPR)

Perencanaan teknik produksi sumur minyak atau gas antara lain diperlukan pengetahuan tentang kelakuan aliran fluida reservoir dari formasi produktif menuju ke lubang sumur. Kelakuan aliran ini dinyatakan dalam bentuk hubungan antara tekanan alir di dasar sumur dengan laju alir minyak atau gas.

*Inflow performance* adalah aliran air, minyak, dan gas dari formasi menuju ke lubang dasar sumur yang dipengaruhi oleh

*productivity indeksnya* atau lebih umum oleh *Inflow Performance Relationship (IPR)*.

Metoda-metoda perhitungan kinerja aliran fluida dari formasi ke lubang sumur saat sekarang dapat dikelompokkan berdasarkan kriteria, yaitu jumlah fasa yang mengalir, pengaruh *skin* dan pengaruh *turbulensi*.

**III.2. Aliran Fluida Dalam Pipa Vertikal**

Di lapangan migas, untuk suatu *bottom hole flowing pressure (Pwf)* tertentu, formasi akan memproduksi fluida melalui *tubing*. Untuk mengangkat fluida kepermukaan melalui *tubing* kita harus mengetahui *pressure loss* akibat aliran fluida di dalam *tubing*. Dengan mengetahui *pressure loss* tersebut kita dapat mengetahui tekanan dipermukaan (*tubing head pressure*) karena bila tekanan dipermukaan kurang dari tekanan atmosfer, fluida tidak akan mengalir kepermukaan dengan *rate* yang diharapkan. Bila keadaan yang terjadi demikian, kita harus memberikan input tekanan yang kita buat sendiri, baik itu berupa *gas lift* ataupun *pumping*.

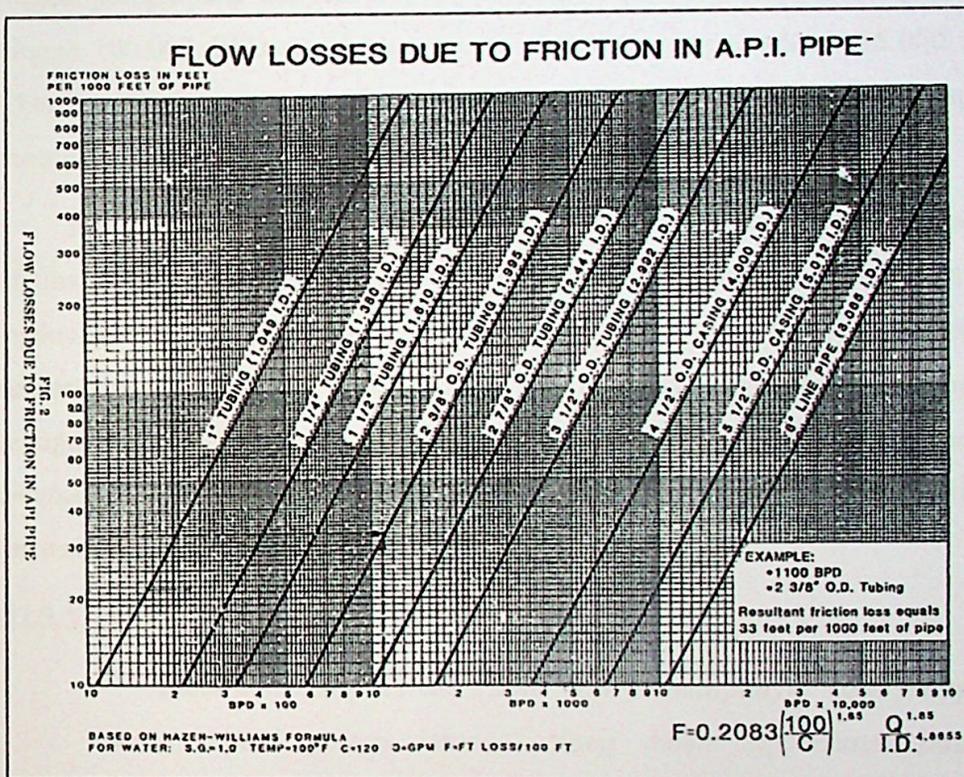
Untuk mengetahui hubungan antara *flow rate* dan *pressure loss* pada sistem aliran fluida dalam pipa vertikal pada perencanaan *electrical submersible pump (ESP)* itu sendiri dengan menggunakan persamaan gradien tekanan oleh William Hazen, yaitu:

$$F = 2.083 \left( \frac{100}{C} \right)^{1.85} \left( \frac{(Q / 34.3)^{1.85}}{ID^{4.8655}} \right)^3 \dots\dots\dots (2)$$

dimana:

- F = Ft loss per 1000 feet
- Q = laju produksi (BPD)
- C = konstanta dari bahan yang digunakan dalam pembuatan pipa
- ID = diameter dalam pipa (inch)

Berdasarkan persamaan tersebut, William Hazen membuat grafik *friction loss* seperti yang ditunjukkan dalam Gambar 3.1.



**GAMBAR 3.1**  
**GRAFIK FRICTION LOSS WILLIAM HAZEN<sup>6)</sup>**

### III.3. *Electric Submersible Pump (ESP)*

ESP merupakan *centrifugal pump* bertingkat banyak (*multistage*) dan masing-masing tingkat terdiri dari *impeller* dan *diffuser* yang dimasukkan ke dalam rumah pompa (*housing*). Setiap tingkat ESP (*stages*) terdiri dari satu *impeller* dan satu *diffuser* yang terbuat dari nikel. Sedangkan poros pompa terbuat dari monel. *Impeller* dipasang pada poros tegak dari pompa yang berputar pada *bushing*. Hubungan antara poros pompa dan poros protektor dilakukan dengan perantara *coupling*. Jumlah tingkat pompa tergantung pada *head* pengangkatan.

Kapasitas pompa selain ditentukan oleh RPM-nya juga dipengaruhi oleh besar diameter *impeller* dan hal ini terbatas oleh casing, maka diperlukan tingkat pompa yang banyak. ESP ini dapat memproduksi fluida dari 200 hingga 100.000 BPD dan kedalaman yang dapat dicapai adalah 15.000 ft. Ukuran motornya mencapai 700 *horse power* dan ini lebih besar dari pompa manapun.

Metoda pengangkatan fluida dengan *Electric Submersible Pump* digunakan untuk industri migas, baik untuk sumur produksi maupun sumur injeksi (*secondary recovery*) dan untuk saat ini banyak dipakai terutama pada sumur-sumur produksi di lepas pantai. Hal ini dikarenakan ESP dianggap sebagai metoda yang efisien dan efektif untuk sumur yang mempunyai *indeks produktifitas* yang besar, sumur yang dalam, serta sumur-sumur miring (*measured well*).

### III.3.1. Prinsip Kerja ESP

*Electrical Submersible Pump* (ESP) mempunyai sifat hampir sama seperti pompa lainnya. Yang dalam operasinya fluida diarahkan ke dasar *impeller* dengan arah tegak. Gerak putar diberikan pada fluida oleh sudu-sudu *impeller*. Gaya axial fluida menyebabkan aliran radial dan fluida meninggalkan *impeller* dengan kecepatan tinggi dan diarahkan kembali ke *impeller* berikutnya oleh *diffuser*. Cairan yang ditampung di rumah pompa (*housing*) kemudian dialirkan melalui pipa keluar, dimana sebagian tenaga kinetis diubah menjadi tenaga potensial berupa tekanan. Karena dilempar keluar maka terjadilah proses penghisapan.

### III.3.2. Kelakuan Kerja Pompa (*Pump Performance*)

Kelakuan kerja atau sifat karakteristik kerja pompa ditentukan berdasarkan test pabrik dengan menggunakan air tawar. Penyajian

secara grafis dari hasil test tersebut dibuatkan pada grafik karakteristik (*performance curve*). Pada grafik ini akan digambarkan *head* yang dihasilkan, efisiensi pompa dan *brake horse power* terhadap *rate* (lihat Gambar 3.2).

Dari pump performance curve yang terlihat pada Gambar 3.2 ini dapat dijelaskan kesimpulan antara lain sebagai berikut :

#### 1. Head Capacity Curve

Kurva ini menunjukkan hubungan antara *Total Dynamic Head* (TDH) dengan laju produksi pada kecepatan (RPM) konstan. Dengan naiknya *Total Dynamic Head* (TDH) maka *rate* akan turun dan begitu pula sebaliknya.

Kurva head suatu ESP akan melalui laju nol seperti pada Gambar 3.2, apabila terjadi *shut off head* atau *head* bilamana ESP bekerja dan *flowline valve* (klep produksi) ditutup. Dalam mencari *shut off head* ini, maka *impeller* akan berputar pada cairan yang perputarannya didaerah itu-itu saja dan daya yang diperlukan untuk melawan friksi di cairan dan *bearing* akan berubah menjadi panas (karena itu menutup tidak boleh lebih dari satu menit). Besarnya *shut off head* tergantung dari besarnya diameter *impeller* dan kecepatannya. Untuk pompa bertingkat banyak (*multistages*) maka rumusnya adalah :

$$H = S \left( \frac{D N}{1840} \right)^2 \dots\dots\dots (3)$$

dimana :

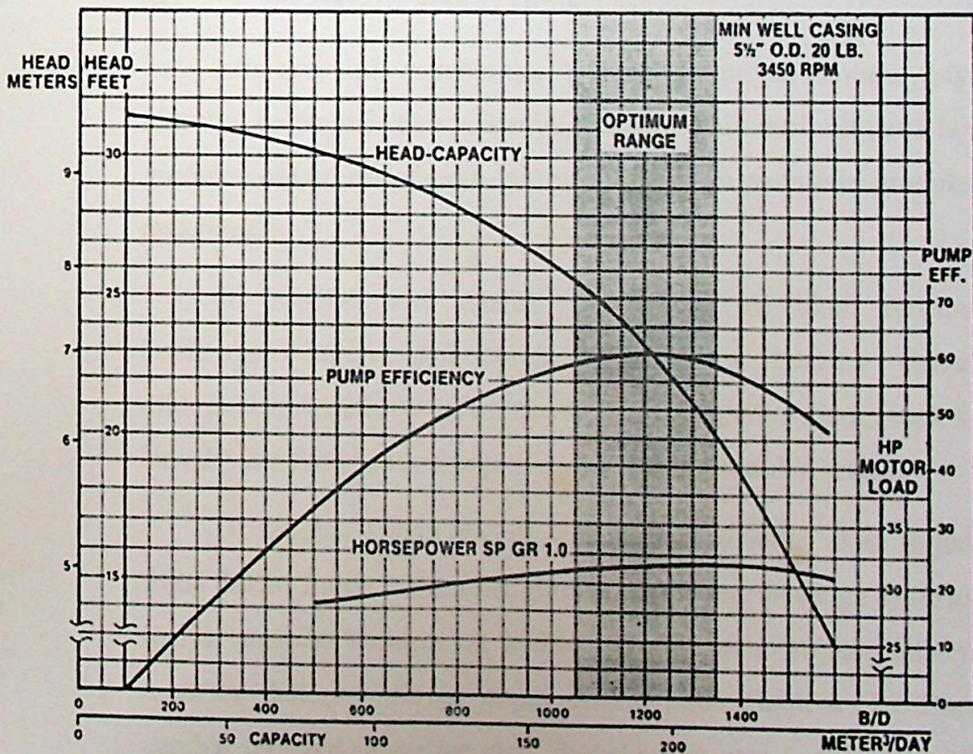
H = shut off head fluida yang dipompakan (ft)

D = diameter impeller (inch)

$N$  = kecepatan impeller (RPM)

$S$  = jumlah *stage* (tingkat)

*Shut off head* yang sebenarnya tergantung dari aliran fluida dalam pompa dan dari kemungkinan adanya peralatan yang bocor. Perbedaan antara rumus ini dengan keadaan sebenarnya pada kerja pompa bisa mencapai 20%. Bentuk kurva *head* tergantung dari lebar *impeller*, jumlah sudu-sudu *impeller*, bentuk dan friksi pada pompa itu sendiri. *Head capacity* suatu pompa digunakan untuk menghitung jumlah *stage* pompa dengan rasionya terhadap *total dynamic head* (TDH). Pompa dengan *head* yang lebih curam lebih disukai karena bisa lebih toleran terhadap kesalahan data-data sumur ( $^{\circ}$ API, GOR, SG, dan lain-lainnya).



GAMBAR 3.2  
PUMP PERFORMANCE CURVE <sup>1)</sup>

## 2. Pump Efficiency Curve

Effisiensi pada ESP bukanlah efisiensi volume pompanya, melainkan ratio dari *output horse power* (HP) pompa dibagi dengan *input brake horse power*. Adapun Effisiensi pompa tersebut dapat dihitung sebagai berikut :

$$\text{Effisiensi pompa} = \frac{\text{OutputHP pompa}}{\text{InputBrakeHP}} = \frac{q_t \times \text{TDH} \times \text{SG}}{135.770 P_1} \quad \text{..... (4)}$$

dimana :

$q_t$  = laju produksi total fluida (BFPD)

TDH = total dynamic head (ft)

$P_1$  = input brake (HP)

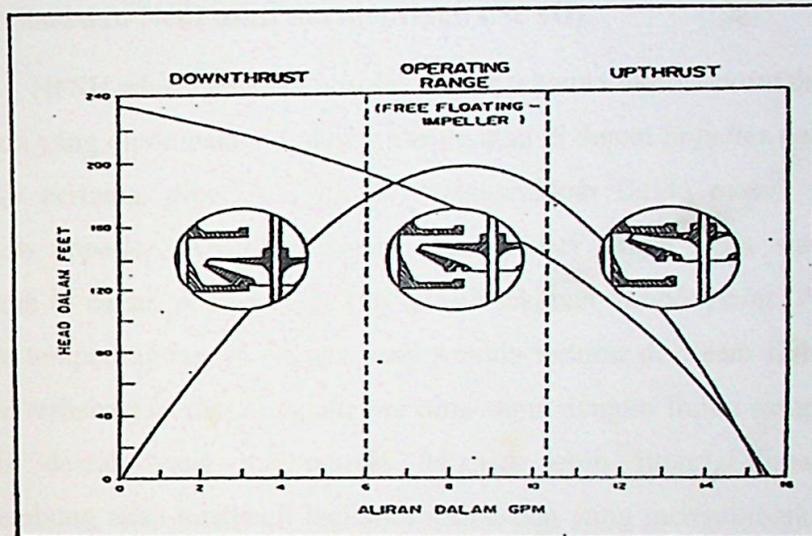
SG = specific gravity cairan (SG air = 1)

Effisiensi ini sebenarnya adalah gabungan antara gaya hidrolis, volumetris dan mekanis. Effisiensi naik dari nol pada laju produksi nol ke maksimum lalu turun kembali pada laju produksi maksimum.

Di sebelah kiri daerah maksimum ini akan terlihat, kehilangan karena kebocoran, friksi pada bearing (leher) dikarenakan terjadinya *down thrust* (gerak *impeller* menggesek ke bawah) dan friksi antara *impeller* dan fluida produksi terjadi.

Di sebelah kanan daerah maksimum tersebut akan terjadi friksi dalam fluida itu sendiri, dinding *impeller*, dan juga *upthrust* (gerak *impeller* menggesek keatas). Untuk menerangkan adanya *upthrust* dan *downthrust* dapat dilihat pada Gambar 3.3 Pada gambar tersebut, *impeller* akan menekan ke atas (*upthrust*) pada laju produksi tinggi (rpm tinggi) dan akan menekan ke bawah

(*downthrust*) pada laju produksi rendah (rpm rendah). Pada daerah efisiensi tertinggi, *impeller* seakan-akan melayang bebas (*floating*).



GAMBAR 3.3  
POSISI *UP THRUST* DAN *DOWN THRUST*  
PADA POMPA <sup>1)</sup>

ESP didesain agar bekerja pada daerah mendekati efisiensi maksimal untuk mengurangi kerusakan *bearing* dan *washer* (tatakan) pompa akibat terjadinya *upthrust* atau *downthrust*. Pada prakteknya di lapangan ternyata *upthrust* lebih merusak daripada *downthrust*. Walaupun demikian, perlu dipertahankan agar pompa tetap bekerja pada efisiensi maksimum, dan dapat bertahan lama. Harga efisiensi maksimum ini biasanya sekitar 55% sampai dengan 75%.

### 3. Brake Horse Power Curve

Kurva *Brake Horse Power* (BHP) menunjukkan *brake horse power* input yang diperlukan oleh setiap *stage* pompa berdasar test pabrik. Pada laju produksi besar turunnya *head*

yang lebih berpengaruh, karena bentuknya lebih curam. Test pabrik dilakukan dengan air tawar yang viskositasnya 1 cp (32 SSU) dan SG=1.

### III.3.3. Kavitasi dan Net Positif Suction Head (NPSH)

NPSH adalah tekanan absolut di atas tekanan *bubble point* dari fluida yang dipompakan di depan casing atau di depan *impeller* pada *stage* pertama, diperlukan untuk menggerakkan fluida masuk ke dalam *impeller*. Apabila tekanan absolut dari fluida pada suatu daerah di dalam pompa berada di bawah tekanan *bubble point* ( $P_b$ ) pada temperaturnya, maka gas yang semula terlarut di dalam fluida akan terbebaskan dan mengalir bersama-sama dengan fluida sampai pada daerah yang mempunyai tekanan lebih tinggi, dimana gelembung akan mengecil lagi secara tiba-tiba yang mengakibatkan *shock* yang besar pada dinding didekatnya yang disebut dengan *kavitasi*. Hal ini akan menurunkan efisiensi pompa. Kondisi *suction* minimum yang dilakukan untuk mencegah terjadinya kavitasi pada suatu pompa disebut *Net Positive Suction Head* (NPSH).

### III.3.4. Peralatan ESP

Secara umum, susunan lengkap peralatan ESP (Gambar 3.4) dapat dibagi menjadi dua bagian, yaitu :

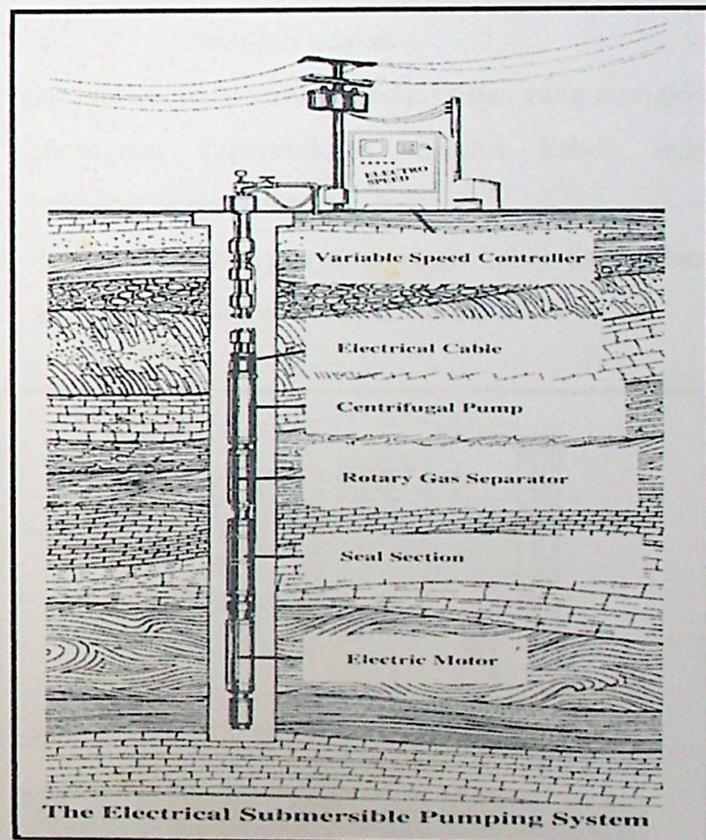
#### III.3.4.1. Peralatan di atas permukaan

Peralatan di atas permukaan meliputi :

##### a. *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 3.000 psi. *Tubing hanger* dilengkapi juga dengan lubang untuk

*hydraulic control line*, yaitu saluran cairan hidrolis untuk menekan *subsurface ball valve* agar terbuka. *Wellhead* juga harus dilengkapi dengan *seal* agar tidak bocor pada lubang untuk kabel dan tulang. *Wellhead* didesain untuk tahan terhadap tekanan 500 Psi sampai 3.000 Psi.



**GAMBAR 3.4**  
SUSUNAN LENGKAP PERALATAN ESP <sup>1)</sup>

*b. Junction Box*

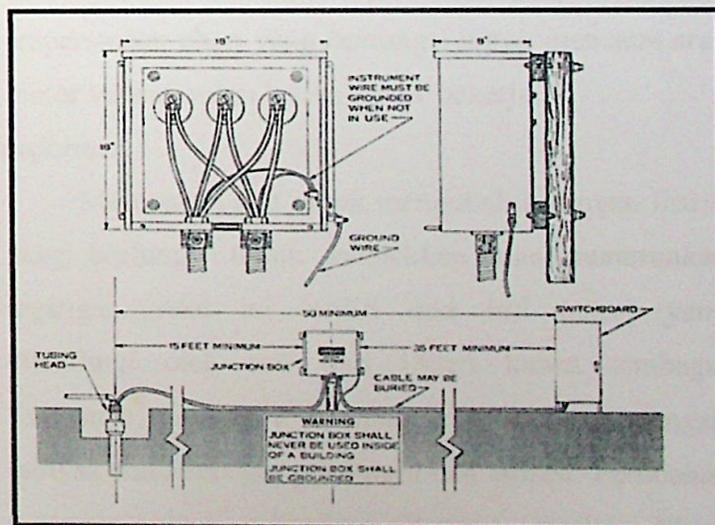
*Junction Box* (Gambar 3.5) ditempatkan di antara *wellhead* dan *switchboard* untuk alasan keamanan. Gas dapat mengalir ke atas melalui kabel dan naik

kepermukaan menuju *switchboard*, yang dapat menyebabkan terjadinya kebakaran, karena itu kegunaan dari *junction box* ini adalah untuk mengeluarkan gas yang naik kepermukaan sumur.

*Junction Box* biasanya terletak 15 ft (minimum) dari kepala sumur dan normalnya berada di antara 2 sampai 3 ft di atas permukaan tanah.

Fungsi dari *junction box* adalah :

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



**GAMBAR 3.5**  
**JUNCTION BOX<sup>1)</sup>**

c. *Switchboard*

*Switchboard* adalah panel control kerja dipermukaan saat pompa bekerja yang dilengkapi

dengan *motor controller* , *overload* dan *underload protection* serta alat pencatat (*recording instrument*) yang bisa bekerja secara manual ataupun otomatis apabila terjadi penyimpangan. *Switchboard* ini dapat digunakan untuk tegangan dari 440 volt sampai dengan 4.800 volt.

Fungsi utama dari *switchboard* , yaitu :

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*.

*Switchboard* biasanya dilengkapi dengan amperemeter chart yang berfungsi untuk mencatat arus motor versus waktu ketika motor bekerja.

#### d. *Transformer*

Merupakan alat untuk mengubah tegangan listrik yang berfungsi untuk menaikkan atau menurunkan tegangan. Alat ini terdiri dari inti (*core*) yang dikelilingi oleh *coil* dari 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.

#### III.3.4.2. Peralatan Di Bawah Permukaan

Peralatan di bawah permukaan dari *Electrical submersible pump* terdiri dari :

##### a. *PSI Unit (Pressure Sensing Instruments)*

PSI atau *pressure sensing instrument* adalah suatu alat yang mencatat tekanan dan temperatur dalam sumur. Secara umum PSI Unit mempunyai dua komponen pokok , yaitu :

##### 1. PSI Down Hole Unit

Dipasang dibawah *motor type upper* atau *center tandem*, karena alat ini dihubungkan pada kabel dari motor listrik yang seolah-olah merupakan bagian dari motor tersebut.

##### 2. PSI Surface Read out

Merupakan bagian dari sistem yang mengontrol kerja *down hole unit* serta memperlihatkan (*display*) informasi yang diambil dari *down hole unit*.

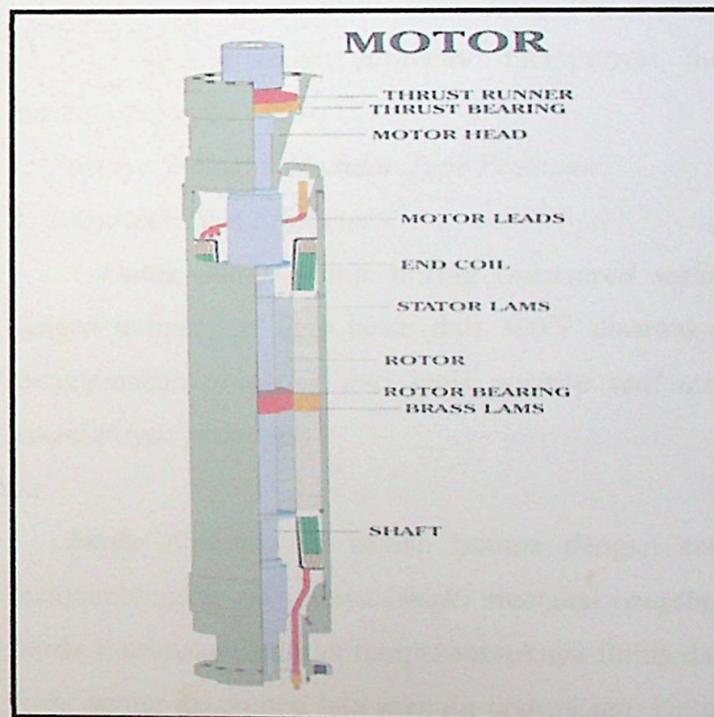
##### b. *Electric Motor*

Jenis motor *Electrical Submersible Pump* (ESP) adalah motor listrik induksi dua kutub, tiga fasa yang diisi dengan minyak pelumas khusus yang memiliki tahanan listrik (*electric strength*) yang tinggi. Dipasang paling bawah dari rangkaian, motor tersebut digerakkan oleh arus listrik yang dikirim melalui kabel dari permukaan. Motor (Gambar 3.6) berfungsi untuk

menggerakkan pompa dengan mengubah tenaga listrik menjadi tenaga mekanik.

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

- Rotor (bagian yang berputar)
- Stator (bagian yang diam)



**GAMBAR 3.6**  
**ELECTRIC MOTOR ESP <sup>1)</sup>**

*c. Protector*

Pada prinsipnya *protector* mempunyai empat fungsi utama yaitu :

1. Untuk melindungi tekanan dalam motor dan tekanan di annulus.

2. Menyekat masuknya fluida sumur ke dalam motor.
3. Tempat duduknya *thrust bearing* (yang mempunyai bantalan axial dari jenis *marine type*) untuk meredam gaya axial yang ditimbulkan oleh pompa.
4. Memberikan ruang untuk pengembangan dan penyusutan minyak motor sebagai akibat dari perubahan temperatur motor pada saat bekerja dan saat dimatikan.

Secara umum *protector* mempunyai dua macam tipe, yaitu :

1. *Positive Seal* atau *Modular Type Protector*.
2. *Labyrinth Type Protector*

Untuk sumur-sumur miring (*measured wells*) dengan temperatur lebih besar dari 300°F disarankan menggunakan *protector* dari jenis *positive seal* atau *modular type protector*.

#### d. *Intake*

*Intake* dipasang di bawah pompa dengan cara menyambungkan sumbunya (*shafi*) memakai *coupling*. *Intake* merupakan saluran tempat masuknya fluida dari dasar sumur ke pompa lalu menuju permukaan. Untuk jenis-jenis tertentu, *intake* ada yang dipasang menjadi satu dengan *housing* (*integrated*) tetapi ada juga yang berdiri sendiri.

Ada beberapa jenis *intake* yang sering dipakai, yaitu :

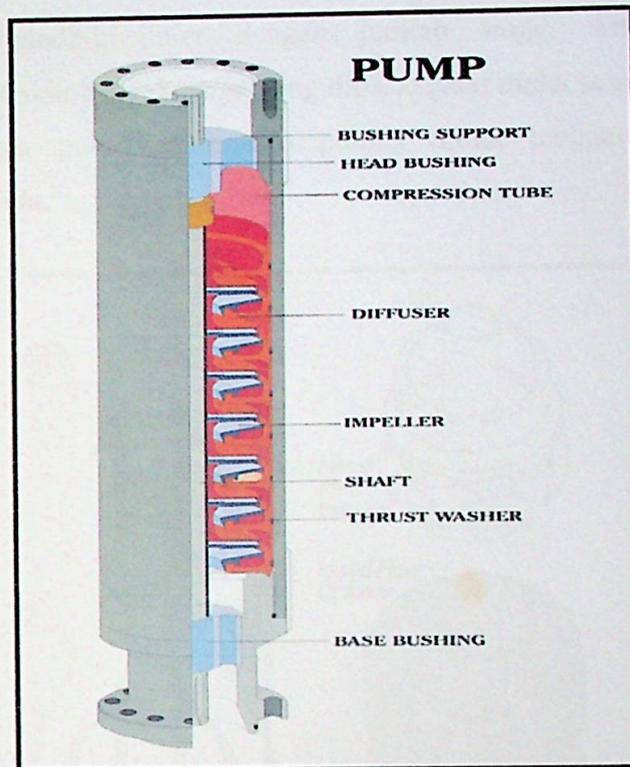
1. *Standart Intake*, dipakai untuk sumur dengan gas liquid ratio (GLR) rendah. Jumlah gas yang masuk pada *intake* harus kurang dari 10% hingga 15%

dari total volume fluida. *Intake* mempunyai lubang untuk masuknya fluida ke pompa dan di bagian luar dipasang selubung (*screen*) yang berguna untuk menyaring partikel-partikel yang masuk ke *intake* sebelum masuk ke dalam pompa.

2. *Rotary Gas Separator* (Gambar 3.7) dapat memisahkan gas sampai dengan 90% dan biasanya dipasang untuk sumur-sumur dengan *gas liquid ratio* (GLR) tinggi. Gas separator jenis ini tidak direkomendasikan untuk dipasang pada sumur-sumur yang *abrasive*.
3. *Static Gas Separator* atau sering disebut *Reserve Gas Separator* yang dipakai untuk memisahkan gas hingga 20% dari fluidanya.

e. *Pump Unit*

Unit pompa (Gambar 3.7) merupakan *multistages rotary pump*, yang terdiri dari *impeller* dan *diffuser* (Gambar 3.8), *shaft* (tangkai) dan *housing* (rumah pompa). Di dalam *housing* 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. Seluruh *stage* disusun secara vertikal, dimana masing-masing *stage* dipasang tegak lurus pada poros pompa yang berputar pada *housing*.

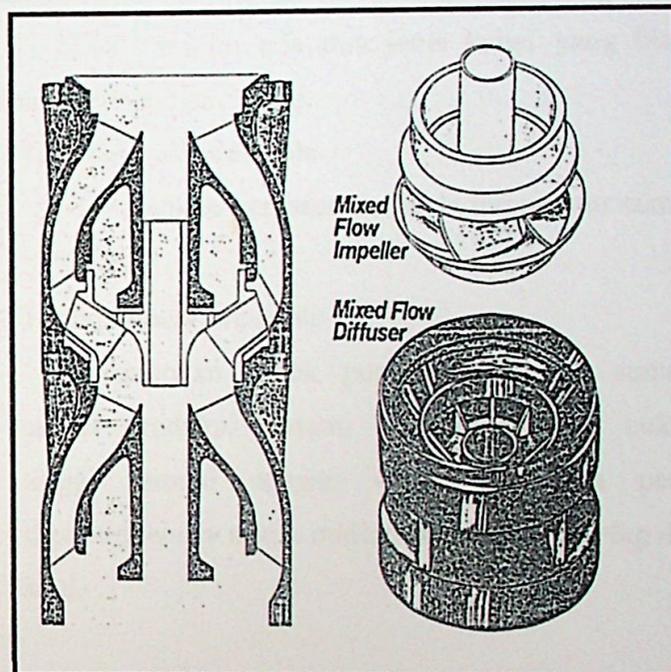


GAMBAR 3.7  
UNIT POMPA ESP <sup>1)</sup>

Prinsip kerja unit pompa ini adalah fluida yang masuk ke dalam pompa melalui *intake* akan diterima oleh *stage* paling bawah dari pompa. *Impeller* akan mendorongnya masuk. Sebagai akibat proses axial maka fluida tersebut akan terlempar keluar dan diterima oleh *diffuser*.

Oleh *diffuser*, tenaga kinetik (*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

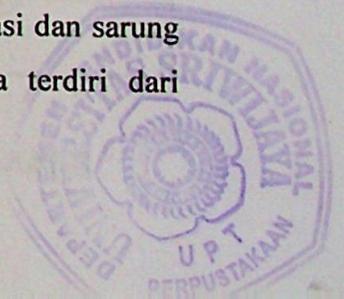
berbanding linier dengan jumlah *stage*. Artinya semakin banyak *stage* yang dipasangkan maka semakin besar pula kemampuan pompa untuk mengangkat fluida.



GAMBAR 3.8  
IMPELLER DAN DIFFUSER <sup>1)</sup>

*f. Electric Cable*

Pada *Electric Submersible Pump* (ESP) kabel yang dipakai adalah jenis tiga konduktor. Adapun fungsi utama dari kabel tersebut adalah sebagai media penghantar arus listrik dari *switchboard* sampai ke motor di dalam sumur. Untuk itu maka kabel yang akan dipakai pada ESP harus mempunyai isolasi dan sarung yang baik. Bagian dari kabel biasanya terdiri dari konduktor, isolasi, dan sarung.



Ada dua jenis kabel yang biasanya dipakai pada ESP, yaitu *round* dan *flat cable* (Gambar 3.9). Pada jenis *round cable*, di bagian luar sarungnya dibungkus lagi dengan karet (*rubber jacket*) dan memerlukan ruang penempatan yang lebih besar pada *housing*.

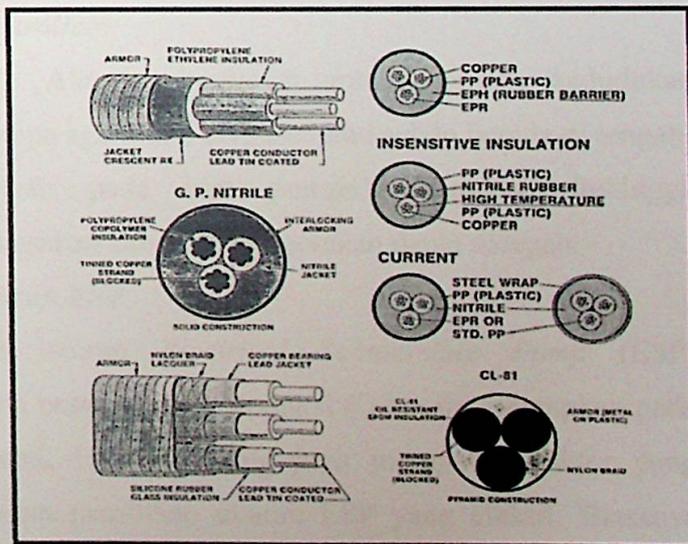
Secara umum ada dua jenis kabel yang biasa dipakai dilapangan, yaitu:

1. Low temperature cable

Disarankan pemasangan pada temperatur sumur  $\leq 200^{\circ}\text{F}$ .

2. High temperature cable

Disarankan untuk pemasangan pada sumur-sumur produksi dengan temperatur yang cukup tinggi sampai dengan  $400^{\circ}\text{F}$ , sehingga perlu dipasang *epoxy* untuk melindungi kabel, *O-ring* dan *seal*.



GAMBAR 3.9  
JENIS *FLAT* DAN *ROUND CABLE*<sup>3)</sup>

g. *Check Valve*

*Check Valve* biasanya dipasang pada tubing (2-3 *joint*) di atas pompa. Bertujuan untuk menjaga fluida tetap berada di atas pompa. Jika *check valve* tidak dipasang maka kebocoran dari tubing (kehilangan fluida) akan melalui pompa dan dapat menyebabkan aliran balik dari fluida yang naik ke atas. 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 saat pompa mati dan mencegah agar fluida tidak turun ke bawah.

h. *Bleeder Valve*

*Bleeder Valve* dipasang tiap satu *joint* di atas *check valve*. Yang mempunyai fungsi untuk mencegah fluida keluar pada saat *tubing* dicabut. Fluida akan keluar melalui *bleeder valve*.

i. *Centralizer*

Alat ini berfungsi untuk menjaga kedudukan pompa agar tidak bergeser atau selalu berada di tengah-tengah pada saat pompa beroperasi. Sehingga kerusakan kabel karena gesekan dapat dicegah.

### III.3.5. Pemilihan Ukuran ESP

Pemilihan ukuran *Electrical Submersible Pump* (ESP) berdasarkan pada besarnya laju produksi ( $Q_t$ ) yang diharapkan pada *head* yang sesuai. Ukuran *casing* juga merupakan faktor yang menentukan dalam pemilihan ukuran ESP yang efektif. Biasanya dilakukan dengan memilih seri yang tertinggi yang memiliki diameter terbesar selama ukuran *casing* masih memungkinkan.

Dalam memilih ukuran ESP yang akan digunakan, selain harus disesuaikan dengan laju produksi yang diharapkan, laju produksi tersebut juga harus berada dalam *range optimum* yang disarankan. Sehingga diperoleh efisiensi seperti yang dianjurkan (*recommended range*).

Apabila hasil pemilihan ukuran ESP berdasarkan kapasitas dan ukuran *casingnya* didapat dua ukuran yang sama-sama memenuhi syarat, maka pertimbangan dasar untuk ukuran adalah digunakan ukuran yang mempunyai selisih kapasitas yang terkecil dan paling mendekati. Masing-masing ukuran ESP mempunyai *pump performance curve* untuk laju produksi ( $Q_r$ ) terhadap *head* (H). Sehingga dengan mudah dapat diketahui efisiensi yang tertinggi dari jenis ESP yang digunakan.

Perhitungan yang diperlukan dalam pemilihan ESP untuk menentukan total volume fluida yang masuk ke dalam pompa (BFPD), yaitu yang didasarkan pada *API Recommended Practice for Sizing and Selection of Electric Submersible Pump Installations* menggunakan persamaan-persamaan sebagai berikut :

1. Penentuan *Specific Gravity* (SG), dimana :

$$\text{a. Oil Phase SG} = \text{Oil Cut} \times \text{SG}_o \quad (5)$$

$$\text{b. Water Phase SG} = \text{Water Cut} \times \text{SG}_w \quad (6)$$

$$\text{c. SG fluida (SG}_f) = \text{Oil Phase SG} + \text{Water Phase SG} \quad (7)$$

$$\text{d. Gradien fluida (G}_f) = \text{SG}_f \times 0.433 \text{ (psi/ft)} \quad (8)$$

2. Penentuan *Pump Intake Pressure* (PIP), dimana :

$$\text{Pump Intake Pressure} = P_{wf} - (\text{perbedaan kedalaman} \times G_f) \quad (9)$$

$$\text{Perbedaan Kedalaman} = \text{Mid Perforasi} - \text{PSD} \quad (10)$$

### III.3.6. Penentuan Jumlah Stages ESP

Penentuan jumlah *stages* dari ESP, digunakan pada sumur yang memproduksi minyak, air dan gas. Dasar perhitungan

pompa sendiri adalah *total dynamic head* (TDH), yaitu *total pressure* dimana pompa bekerja, dinyatakan sebagai *head* atau ketinggian kolom cairan (ft). Atau merupakan kerja yang dilakukan oleh pompa pada cairan untuk menaikkannya dari satu level ketinggian ke level yang lebih tinggi.

Adapun persamaan-persamaan yang diperlukan untuk penentuan *total dynamic head* berdasarkan *API Recommended Practice for Sizing and Selection of Electric Submersible Pump Installations*<sup>1)</sup> adalah :

1. Penentuan *Fluid Over Pump* (FOP), yaitu fluid level/head (ft) pada pompa, persamaannya adalah :

$$FOP = PIP / G_f \text{ } ^{3)} \text{ } \dots\dots\dots (11)$$

dimana :

PIP = Pump Intake Pressure (psi)

G<sub>f</sub> = Gradien fluida (Psi/ft)

2. Penentuan *Vertical Lift* (H<sub>D</sub>), yaitu jarak dari *dynamic fluid level* sampai ke permukaan, persamaannya adalah :

$$H_D = Pump \text{ Setting Depth} - FOP \text{ } ^{3)} \text{ } \dots\dots\dots (12)$$

dimana :

Pump setting depth = jarak kedalaman pompa (ft)

3. Penentuan kehilangan tekanan pada tubing (H<sub>F</sub>) setiap 1000 ft dengan membaca grafik *friction loss* pada Gambar 4.1 menggunakan persamaan William Hazen, dimana :

$$H_F = friction \text{ loss per } 1000 \text{ ft} \times PSD / 1000 \text{ } ^{7)} \text{ } \dots\dots\dots (13)$$

Penentuan *Tubing Head* (HT), persamaannya adalah :

$$H_T = P_{wh} / G_f \text{ } ^{3)} \text{ } \dots\dots\dots (14)$$

dimana :

P<sub>wh</sub> = tekanan kepala sumur (Psi)

G<sub>f</sub> = gradient fluida (Psi/ft)

4. Penentuan *Total Dynamic Head* (TDH) melalui persamaan :

$$\text{TDH} = H_D + H_F + H_T \quad (15)$$

5. Penentuan jumlah *stage* yang diperlukan pada ESP dengan menggunakan persamaan :

$$\text{Jumlah stage} = \frac{\text{TDH}}{\text{head per stage}} \quad (16)$$

Dimana *head/stage* dapat dicari dari pembacaan *pump performance curve* sesuai dengan tipe pompa yang dipilih.

### III.3.7. Pemilihan Motor

Pemilihan ukuran motor pada ESP yaitu dengan menentukan *horse power* yang dibutuhkan setiap *stage* pompa, yang dapat dihitung dengan menggunakan persamaan sebagai berikut :

1. Untuk sumur produksi yang *water cut*nya tinggi, dipakai persamaan :

$$\text{Brake HP motor} = \text{jumlah stage} \times \text{HP/stage} \times \text{SG}_w \quad (17)$$

2. Untuk sumur produksi yang *water cut*nya rendah, dipakai persamaan :

$$\text{Brake HP motor} = \text{jumlah stage} \times \text{HP/stage} \times \text{SG}_f \quad (18)$$

dimana :

HP/stage dapat dicari dari pembacaan *pump performance curve* dari tipe pompa yang dipilih.

$\text{SG}_w$  = Specific gravity air

$\text{SG}_f$  = Specific gravity fluida

$$\text{HP motor total} = \text{BHP} + \text{HP protector} + \text{Hpgas separator} \quad (19)$$

Pemilihan ukuran motor harus sesuai dengan total horse power yang dibutuhkan. Dengan menggunakan *Chart Fluid Velocity Passing a Motor* dapat diketahui harga *velocity* fluida yang melewati *housing* motor dengan laju produksi yang diketahui. Jika harga *velocity* fluida lebih besar dari 1 ft/detik maka motor tidak

memerlukan *shroud* sebagai pendingin motor. Tetapi bila harga *velocity* fluida lebih kecil dari 1 ft/detik maka disarankan menggunakan *shroud* sebagai pendingin motor.

## BAB IV

### DATA DAN HASIL PERHITUNGAN

Sebelum melakukan perhitungan dan pengkajian ulang terhadap penggunaan *Electric Submersible Pump* perlu terlebih dahulu kita ketahui dasar apa yang menjadi alasan dilakukan kajian tersebut. Alasan dilakukannya kajian tersebut adalah :

- a. Sejak bulan Februari 2011 sumur KAS-088 dinyatakan bertatus berhenti produksi dengan indikasi kerusakan protektor dan motor dari *Electric Submersible Pump* TD-1200. Jika melihat riwayat sumur, maka umur ESP TD-1200 hanya 17 bulan (*life timenya* pendek).
- b. Terjadinya penurunan produksi minyak dikarenakan kadar air yang meningkat dari 85 % pada bulan Desember 2009 menjadi 94 % pada bulan Februari 2011.

Cara pengoptimalan produksi minyak di sumur KAS-088 dapat dicapai dengan mengkaji ulang secara teknis tipe *Electric Submersible Pump* yang paling tepat untuk digunakan pada sumur tersebut, berdasarkan hal tersebut maka muncul dua asumsi yaitu tetap menggunakan ESP TD-1200 dan peralatannya, yang tentunya akan dilakukan modifikasi atau menggunakan tipe *Electric Submersible Pump* jenis yang lain.

#### **IV.1. Perhitungan Produktivitas Fomasi Sumur KAS-088**

Berikut adalah perhitungan untuk Sumur KAS-088 dengan pompa terpasang adalah ESP TD-1200. Data yang digunakan untuk evaluasi ini diambil dari hasil pengukuran sonolog pada bulan Februari 2011.

#### IV.1.1. Perhitungan Nilai Tekanan Statik, Tekanan Aliran Dasar Sumur dan Gradien Fluida

Sebelum melakukan perhitungan IPR terlebih dahulu dilakukan perhitungan nilai  $P_s$ ,  $P_{wf}$  dan GF melalui data – data yang di dapat dari hasil pengukuran sonolog sebagai berikut :

- a. DFL (*Dinamic Fluid Level*) = 1.990,25 feet
- b. SFL (*Static Fluid Level*) = 1.054,19 feet
- c. Perforasi = 3.379,43 feet – 3.425,36 feet
- d. Mid perforasi = 3.402,39 feet
- e. *Water Cut* = 94 %
- f. SG minyak = 0,86
- g. Bottom hole temperatur = 230°F
- h. SG air = 1

Dari data di atas dapat dihitung nilai gradien fluida melalui perhitungan sebagai berikut :

- a. Oil phase Sp. Gravity = Oil cut x SG Minyak  
=  $(1 - 0,94) \times 0,86$   
= 0,051
- b. Water phase Sp. Gravity = Water cut x SG air  
=  $0,94 \times 1$   
= 0,94
- c. SG Fluida Campuran = Oil phase SG + Water phase SG  
=  $0,051 + 0,94$   
= 0,991
- d. Gradient Fluida Campuran = SG Fluida Campuran x 0.433  
=  $0,991 \times 0,433$  Psi/ft  
= 0,430 Psi/ft

Sedangkan nilai Ps dan Pwf adalah:

- a.  $P_s = (\text{Mid perforasi} - \text{SFL}) \times \text{Gradien Fluida}$   
 $= (3.402,39 \text{ feet} - 1.054,19 \text{ feet}) \times 0,430 \text{ Psi/ft}$   
 $= 1.009,72 \text{ Psi}$
- b.  $P_{wf} = (\text{Mid perforasi} - \text{DFL}) \times \text{Gradien Fluida}$   
 $= (3.402,39 \text{ feet} - 1.990,25 \text{ feet}) \times 0,430 \text{ Psi/ft}$   
 $= 607,22 \text{ Psi}$

#### IV.1.2. Analisa Kurva IPR dan Melihat Catatan Produksi Sumur KAS-088

Metode perhitungan *Inflow Performance Relationship* (IPR) yang digunakan berdasarkan metode *J. V. Vogel* untuk aliran multi fasa minyak dan gas. Data-data tekanan *flowing*, tekanan statis dan laju produksi yang digunakan merupakan hasil pengukuran langsung dari sumur KAS-088.

Untuk perhitungan IPR digunakan data penunjang :

- a. Tekanan statik reservoir ( $P_s$ ) = 1.009,72 Psi  
 b. Tekanan alir dasar sumur ( $P_{wf}$ ) = 607,22 Psi  
 c. Laju alir minyak ( $Q_o$ ) = 41,5 Bopd  
 d. Laju alir total ( $Q_{tot}$ ) = 692,8 Bfpd  
 e. Laju alir air ( $Q_w$ ) = 651,3 Bpd  
 f. Water Cut (WC) = 94 %

Langkah – langkah perhitungan IPR adalah sebagai berikut :

- a. Menghitung Indeks Produktivitasnya :

$$PI = \frac{Q}{P_s - P_{wf}}$$

$$PI = \frac{692,8 \text{ Bfpd}}{1.009,72 \text{ Psi} - 607,22 \text{ Psi}}$$

$$PI = 1,72$$

- b. Menghitung  $Q_t$  Maksimum :

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

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

$$Q_{\max} = \frac{692,8 \text{ Bfpd}}{1 - 0,2 \left( \frac{607,22 \text{ Psi}}{1.009,72 \text{ Psi}} \right) - 0,8 \left( \frac{607,22 \text{ Psi}}{1.009,72 \text{ Psi}} \right)^2}$$

$$Q_{\max} = 1.170,27 \text{ Bfpd}$$

- c. Menghitung  $Q$  Pada Berbagai Asumsi Nilai  $P_{wf}$

Laju produksi minyak ( $Q$ ) dapat ditentukan untuk berbagai variasi harga  $P_{wf}$ . Caranya adalah dengan mengganti atau mengasumsikan beberapa variasi harga  $\frac{P_{wf}}{P_s}$ , dimana harganya

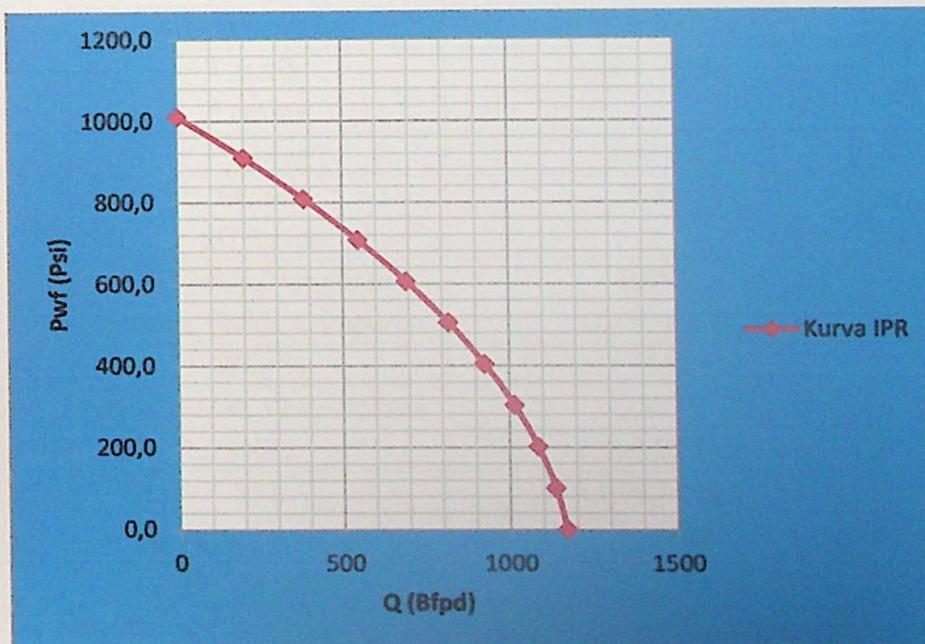
terletak pada selang  $0 \leq \frac{P_{wf}}{P_s} \leq 1$ . Tabel IV.1 merupakan hasil perhitungan  $Q$  untuk berbagai variasi harga  $P_{wf}$ .

- d. Membuat Kurva IPR (*Inflow Performance Relationship*)

Data tekanan *flowing* ( $P_{wf}$ ), tekanan statis ( $P_s$ ) dan laju produksi kotor ( $Q_{\text{gross}}$ ) pada Tabel IV.1 digunakan untuk membuat kurva *IPR* sumur, sehingga didapatkan data yang dibutuhkan di dalam perencanaan *artificial lift* menggunakan *Electric Submersible Pump* agar sesuai dengan spesifikasi pompa yang ada, kurva tersebut menggambarkan kemampuan produksi sumur KAS-088 saat ini (Gambar 4.1)

**TABEL IV.1**  
**ANALISA LAJU PRODUKSI SUMUR KAS-088 DENGAN BERBAGAI**  
**VARIASI TEKANAN ALIRAN BAWAH SUMUR (Pwf)**

No.	Pwf/ps	Pwf (Psi)	Q (Bfpd)
1	1	1.009,72	0
2	0,9	908,74	201,29
3	0,8	807,77	383,85
4	0,7	706,80	547,69
5	0,6	605,83	692,79
6	0,5	504,86	819,19
7	0,4	403,88	926,85
8	0,3	302,91	1.015,79
9	0,2	201,94	1.086,01
10	0,1	100,97	1.137,50
11	0	0	1.170,27



**GAMBAR 4.1**  
**KURVA IPR SUMUR KAS-088**

## IV.2. Evaluasi Electrical Submersible Pump

Penentuan jenis pompa dan peralatan *Electric Submersible Pump* ditentukan dengan langkah – langkah sebagai berikut :

### IV.2.1. Data Sumur

Data yang diperlukan dalam perhitungan pemilihan *Electric Submersible Pump* pada sumur KAS-088 diambil pada bulan Februari 2011, data tersebut dapat dilihat pada tabel berikut.

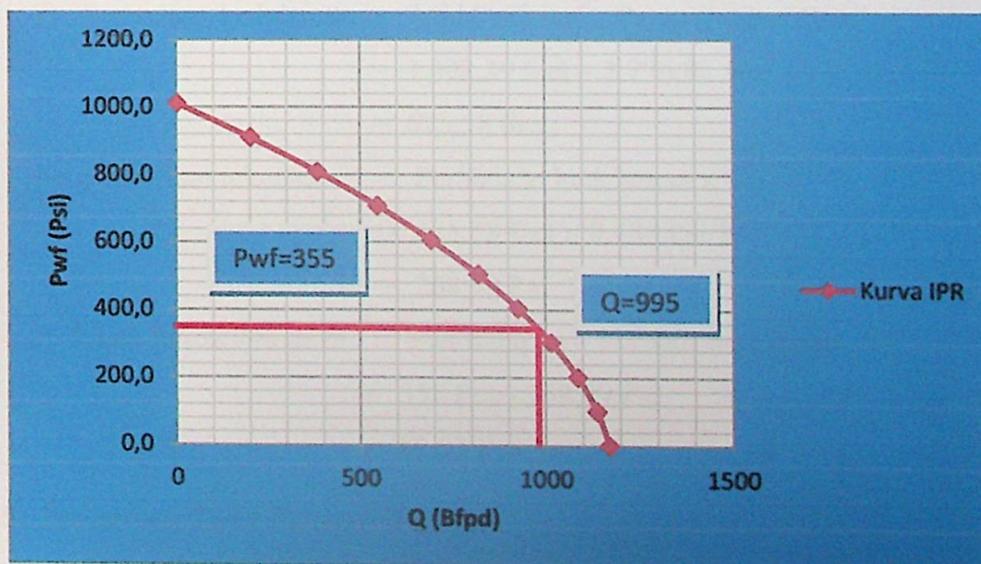
**TABEL IV.2**  
**DATA SUMUR KAS-088**

Data	Nilai
Perforation	3.379,43 feet – 3.425,36 feet
Mid Perforation	3.402,39 feet
P statik	1.009,72 Psi
P casing	0
P tubing	100 Psi
SG oil	0,86
SG water	1
SG Fluida Campuran	0,991
Gradien Fluida Campuran	0,430 Psi/ft
WC, %	94 %
<i>Bottom Hole Temperature</i>	230°F
DFL	1.990,25 feet
SFL	1.054,19 feet
Qt yang diharapkan	995 Bfpd
Pwf harapan	355 Psi

#### IV.2.2. Penentuan Laju Produksi yang Diharapkan

Laju produksi fluida yang diharapkan pada perencanaan *Electric Submersible Pump* (ESP) dalam penelitian ini dilakukan dengan mengambil harga laju produksi fluida di bawah harga laju produksi maksimum sumur kajian. Penentuan harga laju produksi fluida dilakukan dengan mempertimbangkan besarnya harga tekanan aliran dasar sumur yang diperlukan untuk menghasilkan laju produksi fluida, kadar air yang dihasilkan dan efisiensi alat yang digunakan, sehingga sumur tetap ekonomis untuk di produksi.

Berdasarkan kurva IPR dan hasil analisa laju produksi beberapa bulan terakhir maka laju produksi yang diharapkan dalam penelitian ini adalah 995 Bfpd dengan kadar air (*water cut*) sebesar 94 %, dan selanjutnya dapat ditentukan besarnya nilai tekanan dasar aliran dasar sumur dari kurva IPR yaitu sebesar 355 Psi. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat dari kurva laju produksi yang diharapkan (Gambar 4.2) sebagai berikut :



GAMBAR 4.2  
LAJU PRODUKSI YANG DIHARAPKAN

### IV.2.3. Penentuan *Pump Setting Depth*

Penentuan letak kedalaman pompa diukur terhadap lapisan perforasi, titik aman peletakkan pompa adalah minimal 50 feet di atas perforasi. Pada perencanaan penggunaan *Electric Submersible Pump* di sumur KAS-088, pompa diletakkan 200 feet di bawah *Dinamic fluid level* dengan pertimbangan ketinggian fluida dan jarak aman pompa.

Nilai  $P_{wf}$  ketika diproduksi di 995 Bfpd adalah 335 Psi, maka:

$$\begin{aligned}
 \text{DFL} &= \text{Mid perforasi} - \frac{P_{wf}}{GF} \\
 &= 3.402,39 - \frac{355}{0,430} \\
 &= 2.576,81 \text{ feet} \\
 \text{Pump Setting Depth} &= \text{DFL} + 200 \text{ feet} \\
 &= 2.576,81 \text{ feet} + 200 \text{ feet} \\
 &= 2.776,81 \text{ feet}
 \end{aligned}$$

### IV.2.4. Penentuan *Pump Intake Pressure*

$$\begin{aligned}
 \text{a) Perbedaan kedalaman} &= \text{Mid Perforasi} - \text{Pump Setting Depth} \\
 &= 3.402,39 \text{ feet} - 2.776,81 \text{ feet} \\
 &= 625,58 \text{ feet} \\
 \text{b) Perbedaan tekanan} &= \text{Perbedaan kedalaman} \times GF \\
 &= 625,58 \text{ feet} \times 0,430 \text{ Psi/ft} \\
 &= 268,99 \text{ Psi} \\
 \text{c) Pump Intake Pressure} &= P_{wf} \text{ harapan} - \text{Perbedaan tekanan} \\
 &= 355 \text{ Psi} - 268,99 \text{ Psi} \\
 &= 86,01 \text{ Psi}
 \end{aligned}$$

### IV.2.5. Penentuan *Total Dynamic Head*

$$\text{a) Menentukan Fluid Over Pump (FOP)}$$

$$\text{Fluid Over Pump} = \frac{\text{PIP} \times 2,31 \text{ ft/Psi}}{\text{SG Campuran}}$$

$$\begin{aligned} \text{Fluid Over Pump} &= \frac{86,01 \text{ Psi} \times 2,31 \text{ ft/Psi}}{0,991} \\ &= 200,48 \text{ feet} \end{aligned}$$

- b) Menentukan *Vertical Lift* ( $H_D$ )

$$\begin{aligned} \text{Vertical lift} &= \text{Pump Setting Depth} - \text{Fluid Over Pump} \\ &= 2.776,81 \text{ feet} - 200,48 \text{ feet} \\ &= 2.576,33 \text{ feet} \end{aligned}$$

- c) Menentukan *Tubing Friction Loss* ( $H_F$ )

Friction Loss (F) tubing 2-7/8" (2,441 ID) dengan Laju total fluida ( $Q_t$ ) 995 Bfpd adalah :

$$\begin{aligned} \text{Friction Loss} &= \frac{2,083 \left(\frac{100}{C}\right)^{1,85} \left(\frac{Q_t}{34,3}\right)^{1,85}}{ID^{4,8655}} \\ &= \frac{2,083 \left(\frac{100}{120}\right)^{1,85} \left(\frac{995}{34,3}\right)^{1,85}}{2,441^{4,8655}} \\ &= 13,2 \text{ per } 1000 \text{ feet} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} H_F &= \text{Friction Loss} \times \text{Pump Setting Depth} \\ &= \frac{13,2 \times 2.776,81}{1000} \\ &= 36,65 \text{ feet} \end{aligned}$$

- d) Menentukan *Tubing Head* ( $H_T$ )

$$\begin{aligned} \text{Tubing Head} &= \frac{P \text{ tubing} \times 2,31 \text{ feet/psi}}{\text{SG campuran}} \\ \text{Tubing Head} &= \frac{100 \text{ Psi} \times 2,31 \text{ feet/psi}}{0,991} \\ &= 233,09 \text{ feet} \end{aligned}$$

- e) Menentukan *Total Dynamic Head* (TDH)

$$TDH = H_D + H_F + H_T$$

$$\begin{aligned}
 &= 2.576,33 \text{ feet} + 36,65 \text{ feet} + 233,09 \text{ feet} \\
 &= 2.846,07 \text{ feet}
 \end{aligned}$$

Maka, *Total Dynamic Head* (TDH) adalah sebesar 2.846,07 feet.

#### IV.2.6. Penentuan Jenis Pompa

Penentuan jenis pompa ditentukan berdasarkan total laju produksi yang diharapkan, untuk sumur KAS-088 diharapkan laju produksi mencapai 995 Bfpd atau lebih kecil (melalui pertimbangan ekonomi).

Perhitungan selanjutnya adalah memperhitungkan dan mengkaji peralatan *Electric Submersible Pump* (ESP) yang akan digunakan meliputi jumlah tingkat pompa (stage), jenis motor, jenis kabel, transformer, switchboard, protektor dan gas separator.

##### IV.2.6.1. Penentuan *Head Capacity*

Head per stage didapat dari pembacaan pump performance curve untuk  $Q_{\text{total}} = 995$  Bfpd. Untuk pompa tipe TD-1200, besarnya adalah 19 feet/stage.

##### IV.2.6.2. Penentuan Jumlah Stage

Penentuan jumlah stage dapat dihitung dengan persamaan sebagai berikut :

$$\begin{aligned}
 \text{Jumlah stage} &= \frac{\text{TDH}}{\text{feet/stage}} \\
 \text{Jumlah stage} &= \frac{2.846,07 \text{ feet}}{19 \text{ feet/stage}} \\
 &= 150 \text{ stage}
 \end{aligned}$$

Stage tersebut hanya untuk mengangkat fluida ke permukaan, sedangkan untuk membawa fluida ke stasiun pengumpul diperlukan tambahan stage pompa. Oleh karena itu pompa yang paling aman adalah tetap menggunakan pompa TD-1200 dengan jumlah stage 172 stage.

#### IV.2.6.3. Penentuan Besar Efisiensi Pompa

Besarnya efisiensi pompa dapat diketahui dengan melihat pada *pump performance curve*, untuk tipe *Electric submersible pump* TD-1200 pada laju alir produksi sebesar 995 Bfpd yang terbaca pada *pump performance curve* adalah 61,99%.

#### IV.2.7. Pemilihan Motor

Dalam pemilihan motor, ditentukan terlebih dahulu besarnya *horse power* motor load perstage pada *Pump Performance Curve*. Dari laju produksi yang diharapkan sebesar 995 Bfpd didapat besarnya HP motor load pompa TD-1200 sebesar 0,23 HP/stage.

Horse power total yang diperlukan adalah hasil kali antara jumlah tingkat pompa, besarnya HP/stage dan *specific gravity* fluida.

Sehingga besarnya HP yang dibutuhkan pompa:

$$\text{HP motor} = \text{jumlah stage} \times \text{HP/stage} \times \text{SG}$$

$$\text{HP motor} = 172 \times 0,23 \times 0,991$$

$$\text{HP motor} = 39,2 \text{ HP}$$

Setelah diketahui kebutuhan *horse power* total maka dapat ditentukan jenis motor yang tepat adalah Motor tipe TM 456 UT series 58,5 HP, 945 Volt, 39 Ampere @50 Hz.

#### IV.2.8. Pemilihan Protektor

Pemilihan protektor didasarkan pada *Specific Gravity (SG)* antara fluida di dalam sumur dan fluida di dalam protektor. *Specific Gravity* campuran pada sumur KAS-088 adalah 0,991, maka di dalam pemilihan protektor dapat digunakan tipe *labyrinth* dengan alasan ruang untuk menyimpan fluida (cairan) dalam protektor lebih banyak, sehingga motor akan lebih aman dan akan lebih baik lagi jika dipasang dua buah protektor. Protektor lain yang dapat digunakan adalah tipe *bag* dengan tujuan agar cairan dari sumur benar – benar terkunci dan tidak masuk ke dalam motor, selain itu tipe *bag* digunakan untuk sumur yang sering dimatikan dengan alasan kesulitan untuk menampung produksi air.

Pada sumur KAS-088 diharuskan untuk menggunakan protektor tipe *positive seal*, jika hanya menggunakan *labyrinth* maka protektor akan cepat penuh dan motor akan rusak. Agar aman, maka digunakan protektor ganda yaitu Protektor tipe TPR 400 MBL ( *labyrinth* dan *Positive seal*) dengan *SG* cairan 0,8.

#### IV.2.9. Pemilihan Gas Separator

Pemilihan gas separator didasarkan pada tipe sumur (vertikal atau horizontal) dan jumlah perbandingan gas terhadap minyak yang diproduksi dari suatu sumur, yang dinyatakan dalam *Gas Oil Ratio (GOR)*. Semakin besar *GOR* maka semakin banyak gas yang diproduksi. Kita ketahui bahwa adanya ikutan gas dapat menyebabkan rusaknya motor.

Dilihat dari produksi sebelumnya nilai *GOR* dari sumur KAS-088 merupakan sumur vertikal. Oleh karena itu, gas separator *intake standard* pun cukup untuk menangani jika ada masalah gas, untuk faktor keamanan maka digunakan gas separator dengan *rotary system*, karena

efisiensi dari gas separator tipe ini adalah yang paling tinggi. Untuk itu tetap digunakan gas separator tipe TS 400 *rotary system*.

#### IV.2.10. Pemilihan Kabel

Untuk ukuran casing OD 5 1/2", ID 4,892" dan pompa yang dipilih adalah TD – 1200 yang mempunyai *Outside Diameter* 4 Inch, maka kabel yang sesuai adalah :

Untuk *Flat Cable* :

$$\text{Clearance} = \frac{(\text{ID Casing} - \text{OD pompa})}{2}$$

$$\text{Clearance} = \frac{(4,892 - 4)}{2}$$

$$\text{Clearance} = 0,446 \text{ Inch}$$

Jadi, kabel yang dipilih harus memiliki ukuran yang lebih kecil atau sama dengan 0,446 inch dengan mempertimbangkan besarnya volt drop/1000 ft dari motor (Ampere motor = 39 A) harus kurang dari 30 volt. Maka yang paling aman untuk digunakan adalah kabel AWG#4 Cu, yang dapat dilihat pada grafik *cable voltage drop* (lampiran D).

Panjang Kabel yang dibutuhkan adalah :

$$\begin{aligned} \text{Panjang kabel} &= \text{Pump Setting Depth} + 100 \text{ feet} \\ &= 2.776,81 \text{ feet} + 100 \text{ feet} \\ &= 2.876,81 \text{ feet} \end{aligned}$$

$$\text{Panjang kabel} = 877 \text{ meter}$$

Maka panjang kabel yang di butuhkan untuk sampai ke VSD adalah 2.876,81 feet atau 877 meter.

#### IV.2.11. Pemilihan Transformer

Pemilihan transformer dilakukan dengan menentukan penurunan voltage per 1000 ft untuk tipe kabel dengan menggunakan grafik *cable*

*loss chart*, dan penurunan voltage ini diusahakan lebih kecil dari 30 volt/1000 ft serta ditentukan pula faktor koreksinya. Berdasarkan ampere: 39 Ampere dan temperatur dasar sumur 230°F, diperoleh:

$$\text{Penurunan Voltage} = 18 \text{ volt/1000 ft}$$

$$\text{Faktor koreksi di } 230^{\circ}\text{F} = 1,30$$

Penurunan voltage untuk panjang kabel keseluruhan (panjang kabel di permukaan dan di dalam sumur):

$$\text{Penurunan voltage} = \text{panjang kabel} \times \text{faktor koreksi} \times \text{penurunan voltage}$$

$$V_c = \frac{2.876,81 \times 1,3 \times 18}{1000}$$

$$V_c = \frac{6.3127,116}{1000}$$

$$V_c = 67,32 \text{ volts}$$

Penentuan voltage yang harus disuplai transformer, yaitu jumlah voltage motor ditambah dengan penurunan voltage sepanjang kabel:

$$\text{Voltage transformer} = \text{voltage motor} + \text{penurunan voltage}$$

$$\text{Voltage transformer} = 945 \text{ Volt} + 67,32 \text{ Volt}$$

$$\text{Voltage transformer} = 1.012,32 \text{ volts}$$

Pemilihan transformer dilakukan dengan menghitung terlebih dahulu ukuran KVA transformer:

$$T = \frac{\text{Voltage Supply} \times \text{Ampere Motor} \times 1,73}{1000}$$

$$T = \frac{1.012,32 \times 39 \times 1,73}{1.000}$$

$$T = \frac{6.8018,53}{1000}$$

$$T = 68,30 \text{ KVA}$$

Berdasarkan voltage yang akan disuplai dan besarnya ukuran KVA yang dibutuhkan oleh transformer, maka dapat dipilih *Three Phase Transformer 50 Hz, size 100 KVA*.

#### IV.2.12. Pemilihan Switchboard

Pemilihan switchboard dilakukan berdasarkan besarnya voltage motor, horse power serta ampere beban motor yang dibutuhkan. Dari hasil evaluasi, sehingga dapat menentukan pemilihan switchboard sebagai berikut :

Motor : 58,5 HP, 945 Volt, dan 39 A

Jadi, untuk pemilihan Switchboard yang dipilih harus mempunyai kapasitas lebih besar dari kebutuhan (58,5 HP, 945 Volt, 39 A).

#### IV.3. Perbandingan Teknis Kemampuan ESP TD-1200 dan Peralatannya Terhadap Kebutuhan Produksi Sumur

Pada penulisan tugas akhir ini juga akan dibandingkan kemampuan dari ESP TD-1200 dan peralatannya terhadap kebutuhan actual produksi sumur. Hal itu akan dijadikan sebagai acuan apakah ESP TD-1200 tepat untuk digunakan kembali sebagai *artificial lift* pada sumur KAS-088 atau tidak layak untuk digunakan.

Berdasarkan kebutuhan actual produksi sumur, maka dapat disimpulkan secara teknis sumur KAS-088 tetap menggunakan tipe ESP TD-1200 dan peralatannya dengan modifikasi pada penambahan protektor *positive seal* agar motor tetap terjaga, dan juga agar produksi sumur berjalan sesuai yang diharapkan, maka sebelum melakukan pemasangan *Electric Submersible Pump* (ESP), sumur dan tubing harus dibersihkan dari scale terlebih dahulu, baik dibersihkan dengan cara stimulasi (dengan cara

menginjekkan asam ke dalam sumur) atau cukup di bersihkan dengan menggunakan *scraper*.

Perbandingan teknis antara kebutuhan aktual sumur yang meliputi kebutuhan stage, HP motor, jenis protector yang wajib digunakan, gas separator, voltage drop, dan produksi harapan terhadap kemampuan ESP TD-1200 dan peralatannya dapat dilihat pada Tabel IV.3.

**TABEL IV.3.**  
**PERBANDINGAN TEKNIS KEMAMPUAN ESP TD-1200 DAN**  
**PERALATANNYA TERHADAP KEBUTUHAN AKTUAL**  
**PRODUKSI SUMUR**

No.	Parameter	Kebutuhan Aktual Produksi Sumur	Kemampuan ESP TD-1200 dan Peralatannya
1	Produksi Harapan	995 Bfpd	901 Bfpd - 1400 Bfpd
2	Jumlah Stage	150 stage	Pompa TD-1200 dengan 172 stage
3	HP motor	39,2 HP	Motor ST Series 456 dengan 58,5 HP
4	Protector	Mengharuskan Penggunaan Protector <i>Positive seal</i>	Dipasang dua, tipe <i>Labyrinth</i> dan <i>Positive seal</i> (Protector TPR 400 MBL)
5	Gas Separator	<i>Intake standard</i>	GS Rotary System (Gas Separator TS 400)
6	Voltage Drop	Standard (< 30 Volt/1000 feet)	18 Volt/1000 feet
7	KVA	68,30 KVA	Transformer 3 Phase @ 50 Hz dengan 100 KVA

## BAB V

### PEMBAHASAN

Sumur KAS-088 merupakan sumur baru yang mulai beroperasi dengan menggunakan *artificial lift* berupa *Sucker Rod Pump* (SRP). Sumur ini menggunakan *Electric Submersible Pump* TD-1200 milik PT. Sinar Surya Graha Persada (SSGP) sejak bulan oktober 2009 dengan tujuan peningkatan produksi. Namun umur dari *Electric Submersible Pump* ini terbilang pendek hanya 17 bulan, hal itu didasari pada rata-rata umur *Electric Submersible Pump* yang mencapai empat tahun. Selain itu, terjadi peningkatan kadar air (*water cut*) hingga mencapai 94%. Oleh karena itu, dilakukan evaluasi ulang secara teknis terhadap penggunaan ESP TD-1200.

Sebelum menentukan jenis pompa yang akan digunakan pada sumur KAS-088 terlebih dahulu ditentukan produksi yang diinginkan. Berdasarkan analisa terhadap laju produksi dari bulan oktober 2009 – februari 2011 dan kurva IPR ditentukan besar produksinya adalah 995 Bfpd, dengan alasan mempertahankan laju produksi, karena jika laju produksi diperbesar maka ditakutkan terjadi *water coning* (produksi 100% air). Proses *water coning* terjadi akibat air memiliki sifat mobilitas yang lebih tinggi dibandingkan minyak.

#### V.1. Pembuatan Kurva IPR

Kurva IPR dibuat dengan mengasumsikan nilai tekanan alir dasar sumu ( $P_{wf}$ ) sehingga didapatkan nilai produksi. Kurva dibentuk dengan menghubungkan nilai  $P_{wf}$  terhadap produksi sumur. Setelah terbentuk kurva dan didapatkan laju produksi yang diinginkan yaitu 995 Bfpd barulah ditentukan besarnya harga  $P_{wf}$  harapan yang besarnya 355 Psi.

## V.2. Pemilihan ESP Untuk Sumur KAS-088

Pemilihan tipe *Electric Submersible Pump* (ESP) harus disesuaikan dengan laju produksi fluida yang diharapkan yang berada dalam range optimum pompa yang disarankan (dilihat dari *Pump Performance Curve*), selain itu pemilihannya juga dibatasi oleh ukuran casing.

Sebelum dilakukan pemilihan tipe pompa, dilakukan perkiraan *Pump Setting Depth* (PSD) yaitu pada kedalaman 2.776,81 feet. Kedalaman pompa ditentukan dengan mempertimbangkan jarak aman pompa minimal 50 feet di atas perforasi. Namun dengan pertimbangan seperti suhu sumur yang tinggi (230°F) dan apabila terjadi penurunan fluida dalam anulus pompa masih terbenam (tidak terjadi *pump-off*), maka pompa diletakkan 200 feet di bawah *Dinamic Fluid Level* (DFL). *Pump Setting Depth* (PSD) yang diperoleh digunakan dalam penentuan besarnya *Pump Intake Pressure* (PIP) dan *Total Dynamic Head* (TDH), yaitu 86,01 Psi dan 2.846,07 feet.

Jenis pompa yang digunakan harus sesuai dengan laju alir fluida total yang diharapkan. Oleh karena itu, dalam proses kajian teknis muncul dua alternatif yaitu tetap menggunakan ESP TD-1200 dengan kemampuan produksi antara 901 Bfpd – 1400 Bfpd atau menggunakan ESP IND-1300 dengan kemampuan produksi 960 Bfpd – 1640 Bfpd. Perbandingan kemampuan teknis dari kedua pompa dapat dilakukan dengan membandingkan beberapa parameter penting seperti efisiensi, HP/stage dan HP motor.

Perbandingan Teknis ESP TD-1200 dan ESP IND-1300 meliputi :

### a. Range Produksi

Range produksi optimum ESP TD-1200 adalah 901 Bfpd – 1400 Bfpd, sedangkan ESP IND-1300 range produksi optimum adalah 960 Bfpd – 1640 Bfpd.

Produksi 995 Bfpd ditentukan melalui analisa terhadap laju produksi dari bulan Oktober 2009 – Februari 2011, kadar air, dan efisiensi dari

pompa (optimumnya 50% - 70 %). Nilai produksi tersebut jika dilihat pada masing – masing *pump performance curve* berada pada range optimum pompa.

Jika produksi dinaikkan menjadi 1100 Bfpd, ditakutkan terjadi *up-thrust* (gesekan bearing terhadap tatakan atas), sebaliknya jika produksi diturunkan ditakutkan terjadi *down thrust* (gesekan bearing terhadap bagian bawah tatakan bawah). *Up-thrust* dan *down thrust* dapat menyebabkan pompa cepat aus dan rusak, dan juga kemungkinan terjadinya *water coning* sangatlah besar.

b. Effisiensi Pompa

Effisiensi pompa TD-1200 dan IND-1300 pada masing – masing laju produksi yang diinginkan adalah 61,99 % dan 61,10 %.

c. *Horse Power* per Stage

Dari laju produksi yang diharapkan sebesar 995 Bfpd didapat besarnya HP motor load pompa ESP TD-1200 sebesar 0,23 HP/stage, sedangkan untuk pompa ESP IND-1300 sebesar 0,1836 HP/stage.

d. *Horse Power* Motor

*Horse power* motor untuk TD-1200 adalah 39,2 HP, sedangkan untuk motor yang digunakan pada ESP IND-1300 hanya 34,02 HP.

Berdasarkan perbandingan tersebut secara teknis ESP TD-1200 lebih baik jika dibandingkan dengan ESP IND-1300.

Modifikasi terjadi pada protektor yang akan digunakan, modifikasinya dari *labyrinth* menjadi protektor ganda yaitu *positive seal* dan *labyrinth*. Hal itu dimaksudkan agar motor benar – benar aman, dengan tujuan masalah sebelumnya tidak terjadi lagi. Sedangkan motor yang digunakan yaitu tipe TM 456 UT series 58,5 HP, 945 Volt, 39 Ampere @50Hz.

**TABEL V.1**  
**PERBANDINGAN TEKNIS KEMAMPUAN ESP TD-1200 DAN ESP IND-1300**

No.	Parameter	ESP TD-1200	ESP IND-1300
1	Kemampuan Produksi	901 Bpd - 1400 Bpd	960 Bpd -1640 Bpd
2	Water Cut	94%	94%
3	Produksi Harapan	995 Bfpd	995 Bfpd
4	NettHarapan	59,7 Bopd	59,7 Bopd
5	Effisiensi Pompa	61,99%	61,10 %
6	HP/stage	0,23	0,1836

## BAB VI

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### VI.1. Kesimpulan

Berdasarkan perhitungan evaluasi yang telah dilakukan pada penggunaan *Electrical Submersible Pump* (ESP) terpasang pada sumur KAS-088, PT. Pertamina UBEP Jambi berdasarkan data-data yang diperoleh, maka dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Berdasarkan perhitungan kurva IPR menurut metoda Gilbert, laju produksi maksimum ( $Q_{maks}$ ) yang dicapai sumur KAS-088 adalah sebesar 1.170,27 Bfpd dan laju produksi yang diharapkan sebesar 995 Bfpd.
2. Dari hasil evaluasi yang dilakukan sumur KAS-088 dapat berproduksi kembali yaitu dengan tetap menggunakan pompa ESP TD-1200 series 50Hz @172 stage, pada kedalaman *Pump Setting Depth* 2.776,81 feet yang mempunyai *Total Dynamic Head* sebesar 2.846,07 feet dan menghasilkan laju alir minyak ( $Q_o$ ) sebesar 59,7 Bopd dengan efisiensi pompa pada laju produksi 995 Bfpd sebesar 61,99 %.
3. Modifikasi protektor yang digunakan yaitu dari tipe *labyrinth* menjadi protektor ganda yaitu tipe *positive seal* dan *labyrinth* (TPR 400 MBL), yang dimaksudkan agar motor benar-benar aman dan masalah sebelumnya tidak terjadi lagi. Sedangkan motor yang terpilih yaitu tipe TM 456 UT series 58,5 HP, 945 Volt, 39 Ampere @50 Hz.

## VI.2. Saran

Dari hasil penulisan Skripsi ini Penulis menyarankan agar :

Dalam pemilihan penggunaan *Electric Submersible Pump* (ESP) sebagai salah satu jenis *artificial lift* untuk meningkatkan laju produksi pada sumur-sumur produksi di PT. Pertamina UBEP Jambi sebaiknya harus didasarkan pada hasil perhitungan dan desain yang sesuai dengan karakteristik reservoir masing-masing sumur produksi dan tidak hanya didasarkan pada pertimbangan-pertimbangan ekonomis saja, agar dapat diminimalisasi kerugian pada perusahaan yang disebabkan oleh pergantian serta *service* dari ESP yang mana harga dari masing-masing unit ESP tersebut sangat mahal.

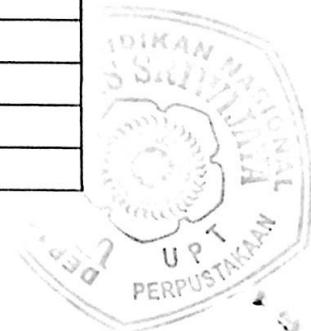
**LAMPIRAN A**  
**DATA DAN PENAMPANG SUMUR KAS-088**

**A. DATA SUMUR KAS-088**

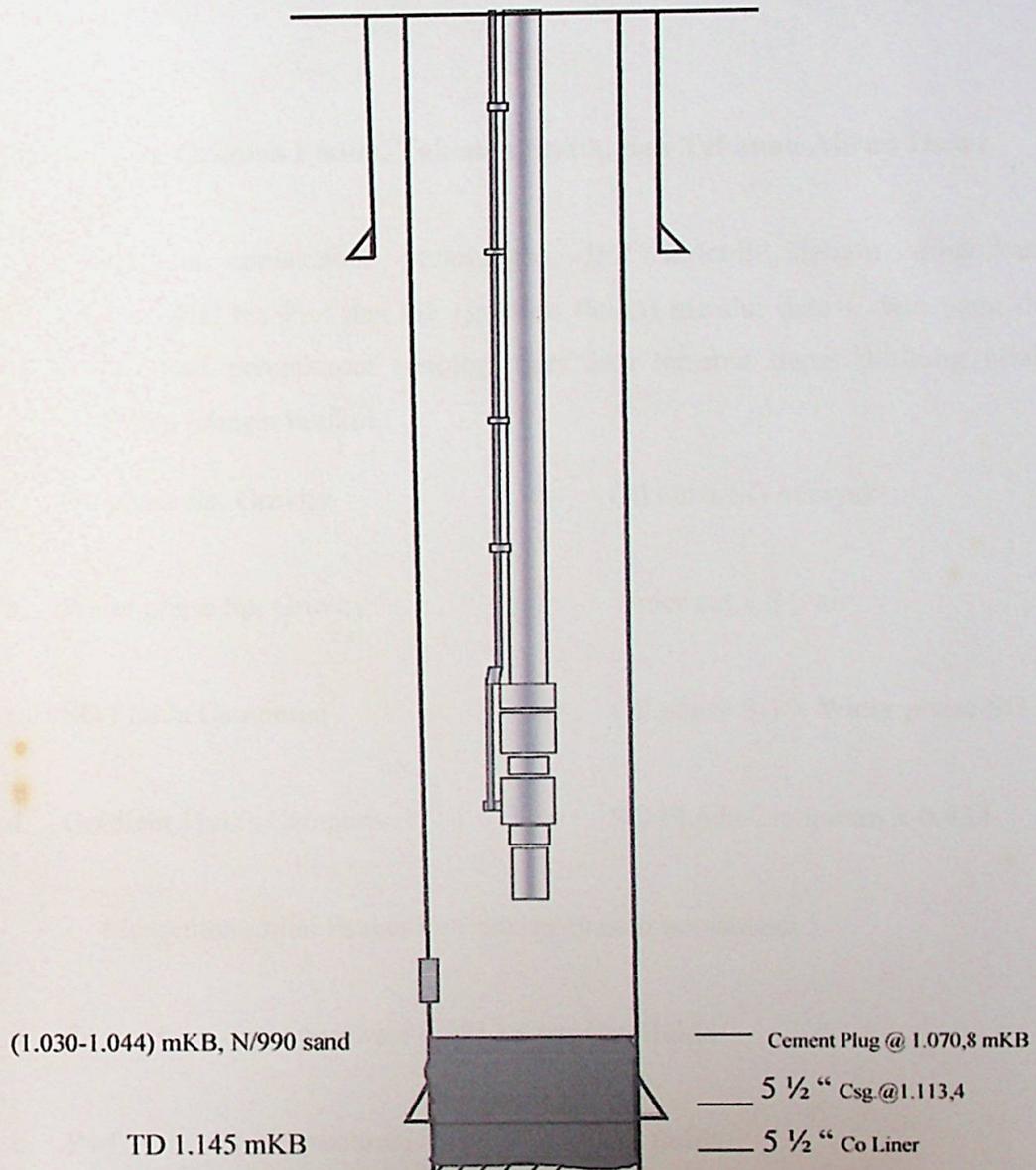
**TABEL A.1**  
**DATA LENGKAP SUMUR KAS-088**

Data	Nilai
<b>DATA KOMPLESI</b>	
Casing OD	5 ½ Inch
Casing ID	4,892 Inch
Tubing OD	2 7/8Inch
Tubing ID	2,441 Inch
Perforation	3.379,43 feet – 3.425,36 feet
Mid Perforation	3.402,39 feet
<b>DATA PRODUKSI DAN RESERVOIR</b>	
P statik	1.009,27 Psi
P casing	0
P tubing	100 Psi
SG oil	0,86
SG water	1
SG Fluida Campuran	0,991
Gradient Fluida Campuran	0,430 Psi/ft
WC	94 %
<i>Bottom Hole Temperature</i>	230° F
DFL	1.990,25 feet
SFL	1.054,19 feet
Qt yang diharapkan	995 Bfpd
Pwf harapan	335 Psi

Sumber : PT. Pertamina



B. PENAMPANG SUMUR KAS-088



GAMBAR a.1

PENAMPANG SUMUR KAS-088

**LAMPIRAN B**  
**LANGKAH KERJA EVALUASI ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP**

**A. Perhitungan Gradien Fluida, Tekanan Statik, dan Tekanan Aliran Dasar Sumur**

Sebelum melakukan perhitungan *IPR* terlebih dahulu dilakukan perhitungan nilai  $P_s$ ,  $P_{wf}$  dan GF (gradien fluida) melalui data – data yang di dapat dari hasil pengukuran sonolog, dari data tersebut dapat dihitung nilai gradien fluida sebagai berikut :

- a. Oil phase Sp. Gravity = Oil cut x SG Minyak
- b. Water phase Sp. Gravity = Water cut x SG air
- c. SG Fluida Campuran = Oil phase SG + Water phase SG
- d. Gradient Fluida Campuran = SG Fluida Campuran x 0.433

Menghitung nilai  $P_s$  dan  $P_{wf}$  menggunakan persamaan :

- a.  $P_s = (\text{mid perforasi} - \text{SFL}) \times \text{gradien fluida}$
- b.  $P_{wf} = (\text{mid perforasi} - \text{DFL}) \times \text{gradien fluida}$

## B. Analisa Kurva IPR

Perhitungan IPR berdasarkan metode *J. V. Vogel*.

Data penunjang dalam perhitungan IPR :

- a. Tekanan statik reservoir ( $P_s$ )
- b. Tekanan alir dasar sumur ( $P_{wf}$ )
- c. Laju alir produksi ( $Q$ )

Proses untuk membuat kurva IPR ini adalah sebagai berikut :

1. Menghitung Indeks Produktivitas dengan menggunakan persamaan :

$$PI = \frac{Q}{P_s - P_{wf}}$$

2. Menghitung  $Q_{max}$  dengan menggunakan persamaan :

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

3. Menghitung laju produksi ( $Q$ ) untuk berbagai asumsi  $P_{wf}$ , dimana harganya terletak pada selang  $0 \leq \frac{P_{wf}}{P_s} \leq 1$ , bentuk persamaan yang digunakan adalah :

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

4. Membuat kurva IPR berdasarkan hasil plot  $P_{wf}$  terhadap  $Q$

### C. Perencanaan pompa Electric Submersible Pump (ESP)

#### 1. Penentuan laju produksi yang diharapkan ( $Q_f$ )

Dalam menentukan laju produksi yang diharapkan yaitu pada umumnya berkisar 75% sampai 85% dari  $Q_{max}$ , maka laju produksi yang diharapkan adalah sebagai berikut :

$$Q_f = 85\% \times Q_{max}$$

#### 2. Penentuan Pump Setting Depth (PSD)

Pompa diletakkan 200 feet di bawah *Dinamic Fluid Level* (DFL) dengan pertimbangan ketinggian fluida dan jarak aman pompa.

$$DFL = \text{mid perforasi} - \frac{P_{wf}}{GF}$$

$$PSD = DFL + 200 \text{ feet}$$

#### 3. Penentuan Pump Intake Pressure (PIP)

$$\text{Perbedaan kedalaman} = \text{Mid Perforasi} - \text{Pump Setting Depth}$$

$$\text{Perbedaan tekanan} = \text{Perbedaan kedalaman} \times GF$$

$$\text{Pump Intake Pressure} = P_{wf} \text{ harapan} - \text{Perbedaan tekanan}$$

#### 4. Penentuan Total Dynamic Head (TDH)

Menentukan *Fluid Over Pump*, *Vertical Lift* ( $H_D$ ), *Tubing Friction* ( $H_F$ ) *Loss*, dan *Tubing Head* ( $H_T$ )

$$\text{Fluid Over pump} = \frac{PIP \times 2,31 \text{ ft/Psi}}{SG \text{ Campuran}}$$

$$\text{Vertical lift } (H_D) = \text{Pump setting depth} - \text{Fluid Over Pump}$$

$$\text{Friction Loss} = \frac{2,083 \left(\frac{100}{C}\right)^{1,85} \left(\frac{Qt}{34,3}\right)^{1,85}}{ID^{4,8655}}$$

$$\text{Tubing Friction Loss } (H_F) = \text{Friction Loss} \times \text{pump setting depth}$$

$$\text{Tubing Head } (H_T) = \frac{P \text{ tubing} \times 2,31 \text{ feet/psi}}{SG \text{ campuran}}$$

Menentukan *Total Dynamic Head* (TDH) :

$$TDH = H_D + H_F + H_T$$

## 5. Pemilihan Pompa

Data penunjang dalam pemilihan pompa :

- *Pump Setting Depth*
- *Casing OD*
- *Total Dynamic Head*
- $Q_{\max}$

Pemilihan ukuran ESP yang akan digunakan harus disesuaikan dengan laju produksi yang diharapkan dan ukuran casing juga merupakan faktor yang menentukan dalam pemilihan ukuran ESP. Selain itu pada *pump performance curve* laju produksi yang diharapkan tersebut harus berada dalam range optimum yang disarankan.

Setelah di temukan pompa terpilih dari semua pompa yang masuk pada laju produksi yang diharapkan, kemudian melakukan perhitungan total stage yang diperlukan pada ESP dapat dihitung dengan menggunakan persamaan berikut :

$$\text{Jumlah stage} = \frac{TDH}{\text{feet/stage}}$$

## 6. Pemilihan Motor

Data penunjang dalam pemilihan motor :

- Pompa
- Jumlah stage
- HP/stage
- SG

Pada Pemilihan Motor, yang perlu dilakukan hanya menghitung besarnya Hp yang digunakan oleh setiap unit ESP dan BHP (brake horse power).

Pemilihan motor yang baik, diantaranya adalah :

1. Mencari Ampere sekecil-kecilnya
2. Kecepatan fluida (FV) lebih besar dari 1 ft/second

$$\begin{aligned} \text{Hp motor} &= \text{stage} \times \text{HP} / \text{stage} \times \text{SGf} \\ \text{FV} &= \frac{0.0119 \times Q_{tot}}{(ID_{casing})^2 - (OD_{motor})^2} \end{aligned}$$

## 7. Pemilihan Protektor dan Gas Separator (intake)

Data penunjang dalam pemilihan Protektor dan Gas separator :

- *Bottom Hole Temperature* = 230°F
- *SG<sub>oil</sub>* = 0,86
- Persentase gas > 10% , maka diperlukan gas separator

Dalam pemilihan protektor, pada umumnya protektor mempunyai dua macam tipe, yaitu :

1. *Positive seal* atau *Modular Type Protector*.
2. *Labyrinth Type Protector*.

Ada beberapa jenis *intake* yang sering dipakai, yaitu :

1. *Standart Intake*, dipakai untuk sumur dengan gas liquid ratio (GLR) rendah. Jumlah gas yang masuk pada *intake* harus kurang dari 10% hingga 15% dari total volume fluida. *Intake* mempunyai lubang untuk masuknya fluida ke pompa dan di bagian luar dipasang selubung (*screen*) yang berguna untuk menyaring partikel-partikel yang masuk ke *intake* sebelum masuk ke dalam pompa.
2. *Rotary Gas Separator* (Gambar 3.7) dapat memisahkan gas sampai dengan 90% dan biasanya dipasang untuk sumur-sumur dengan *gas liquid ratio* (GLR) tinggi. Gas separator jenis ini tidak direkomendasikan untuk dipasang pada sumur-sumur yang *abrasive*.

3. *Static Gas Separator* atau sering disebut *Reserve Gas Separator* yang dipakai untuk memisahkan gas hingga 20% dari fluidanya.

## 8. Pemilihan Kabel

Data penunjang dalam pemilihan kabel :

- OD Casing
- ID Casing
- OD Pompa

Pada pemilihan jenis kabel dilakukan dengan melihat clearance ID drift casing dengan OD maksimum unit pompa (OD terbesar diantara pompa, motor, gas separator, tubing coupling) harus lebih besar dari 0.126 inch. Jenis kabel yang dipilih harus memiliki ukuran yang lebih kecil atau sama dengan 1.74 inch dengan mempertimbangkan besarnya voltage drop / 1000 ft < 30

Clearance check :

$$\text{Clearance} = \frac{(\text{ID Casing} - \text{OD pompa})}{2}$$

$$\text{Panjang kabel} = \text{Pump Setting Depth} + 100 \text{ feet}$$

## 9. Pemilihan Transformer

Data penunjang dalam pemilihan transformer :

- Penurunan Voltage
- Faktor koreksi

- Panjang kabel (L)
- Motor voltage (Vm)

Besarnya tegangan yang bekerja dapat dihitung dari persamaan berikut :

$$V_s = V_m + V_c$$

$$V_c = (L/1000) \times \text{Factor koreksi} \times \text{Penurunan voltage}$$

Menentukan besarnya tegangan transformer yang diperlukan dihitung dengan persamaan berikut :

$$T = \frac{\text{Voltage Supply} \times \text{Ampere Motor} \times 1,73}{1000}$$

#### 10. Pemilihan Swicthboard

Data penunjang dalam pemilihan swicthboard :

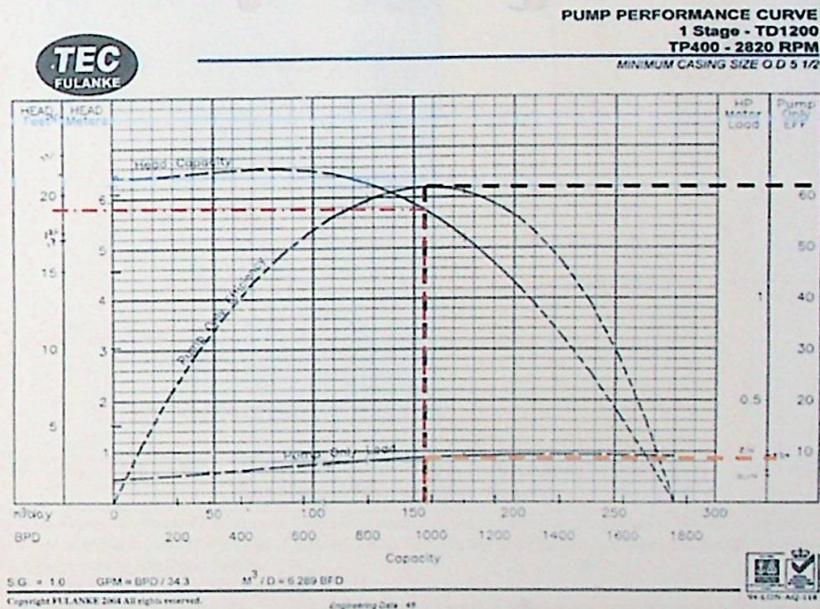
- Motor
- *Pump Setting Depth*

Pemilihan switchboard dilakukan berdasarkan besarnya voltage motor, horse power, serta ampere beban motor yang dibutuhkan.

LAMPIRAN C

PUMP PERFORMANCE CURVE DAN SPESIFIKASI ALAT

PUMP PERFORMANCE CURVE TD-1200



Sumber : PT. A

GAMBAR c.1

PUMP PERFORMANCE CURVE TD-1200

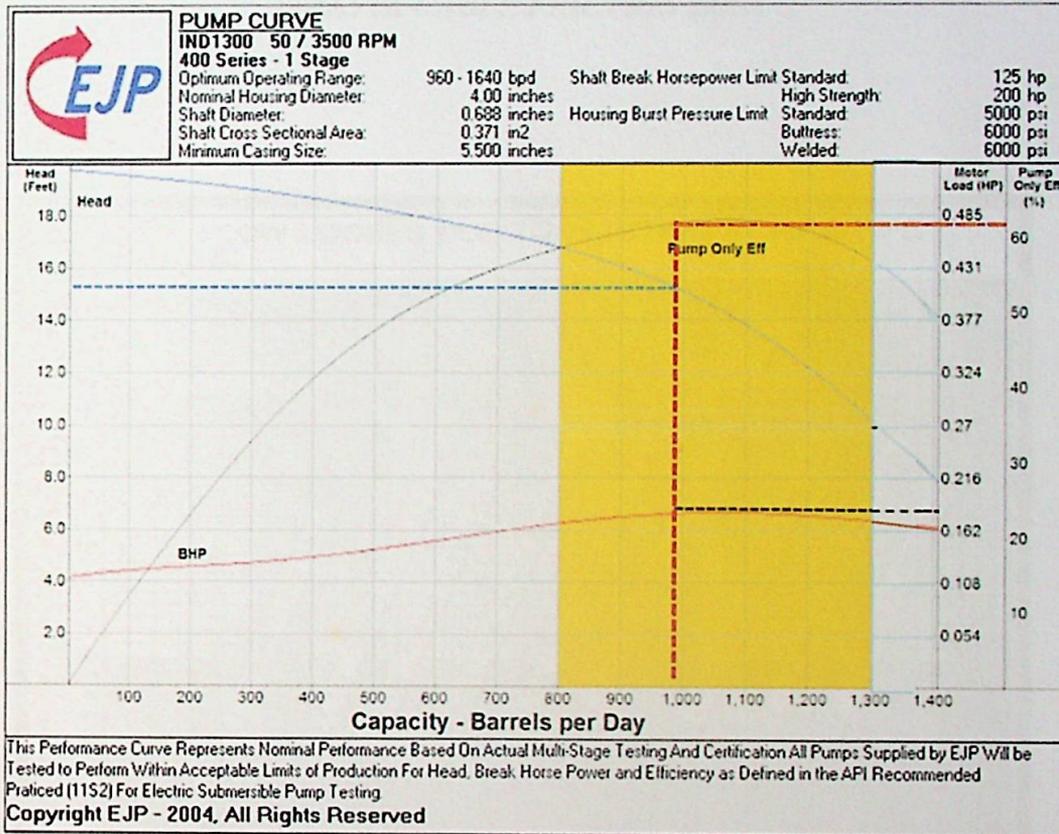
TABEL C.1

SPESIFIKASI ESP TD-1200

Spesifikasi Alat	Nilai
Kemampuan Produksi	901 Bpd – 1400 Bpd
RPM	2820 RPM
Minimum Casing size (OD)	5½ Inch

Sumber : PT. A

**B. PUMP PERFORMANCE CURVE IND-1300**



Sumber : PT. A

**GAMBAR c.2**

**PUMP PERFORMANCE CURVE IND-1300**

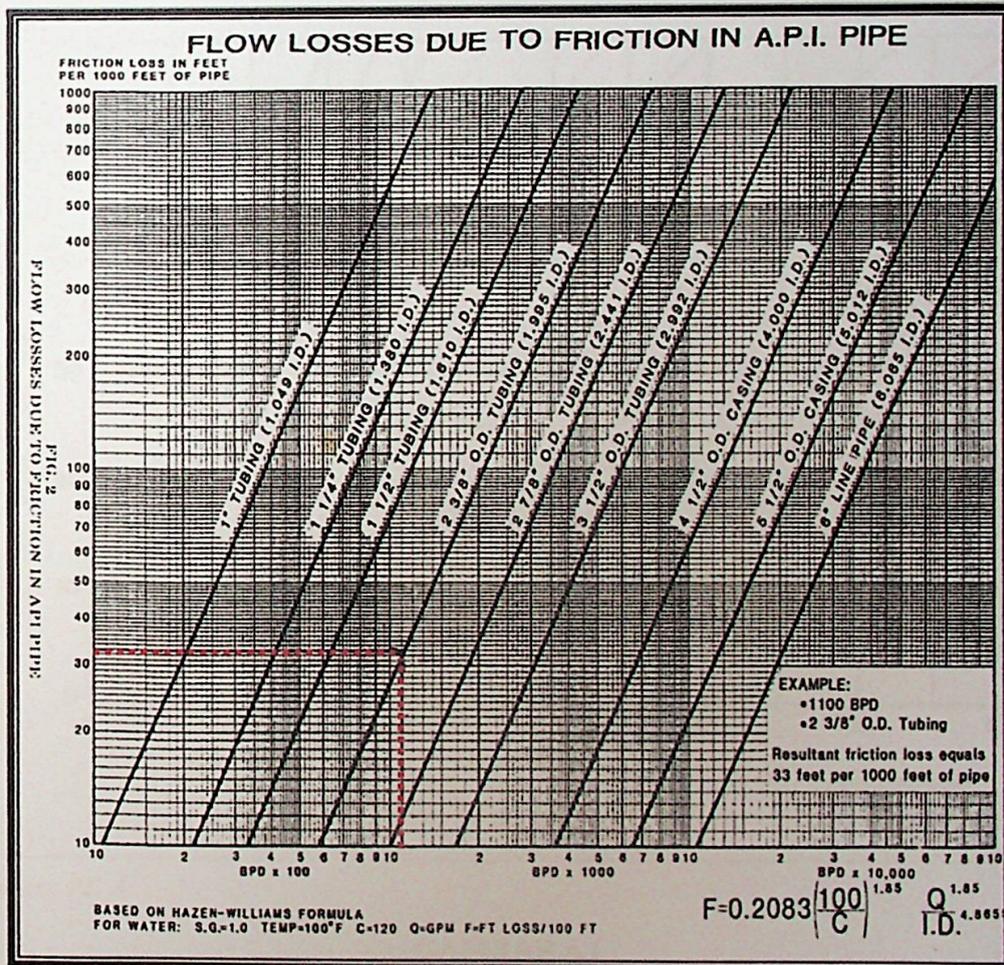
**TABEL C.2**

**SPESIFIKASI IND-1300**

Spesifikasi Alat	Nilai
Kemampuan Produksi	960 Bpd – 1640 Bpd
BHP	34,02 HP
Minimum Casing size (OD)	5½ Inch

Sumber : PT. A

LAMPIRAN D  
 GRAFIK CABLE FRICTION LOSS

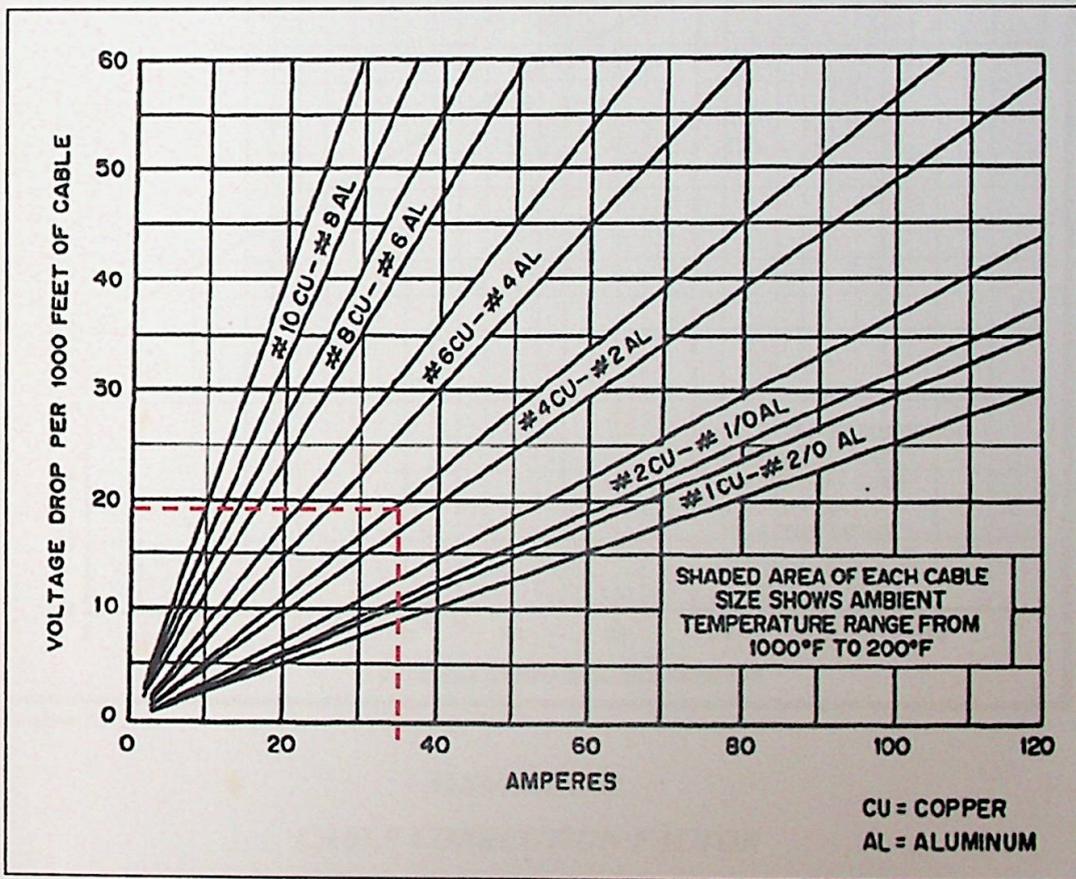


Sumber : PT. Pertamina

GAMBAR d.1  
 GRAFIK FRICTION LOSS WILLIAM –HAZEN

LAMPIRAN E

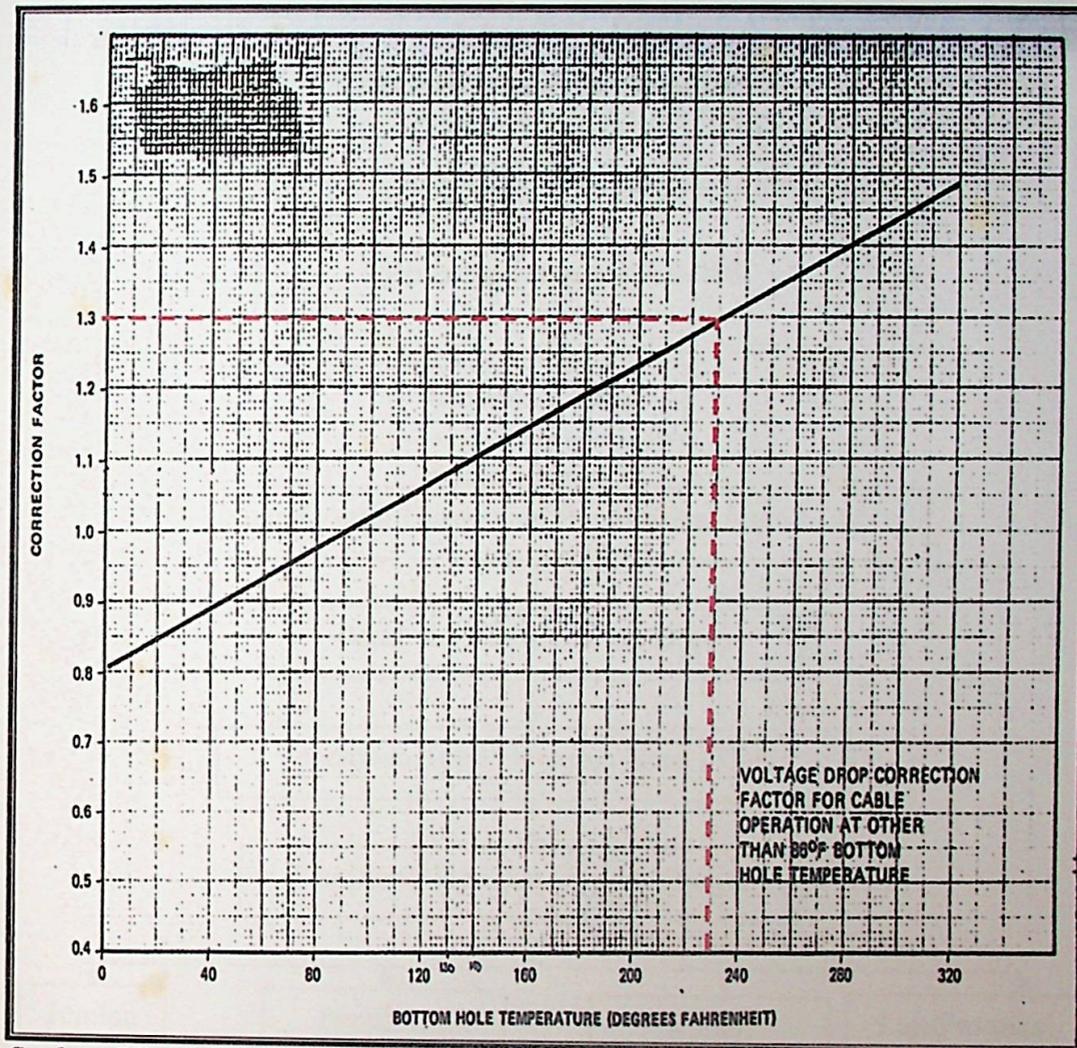
GRAFIK CABLE VOLTAGE DROP DAN CABLE CORRECTION FACTOR



Sumber : PT. A

GAMBAR e.1

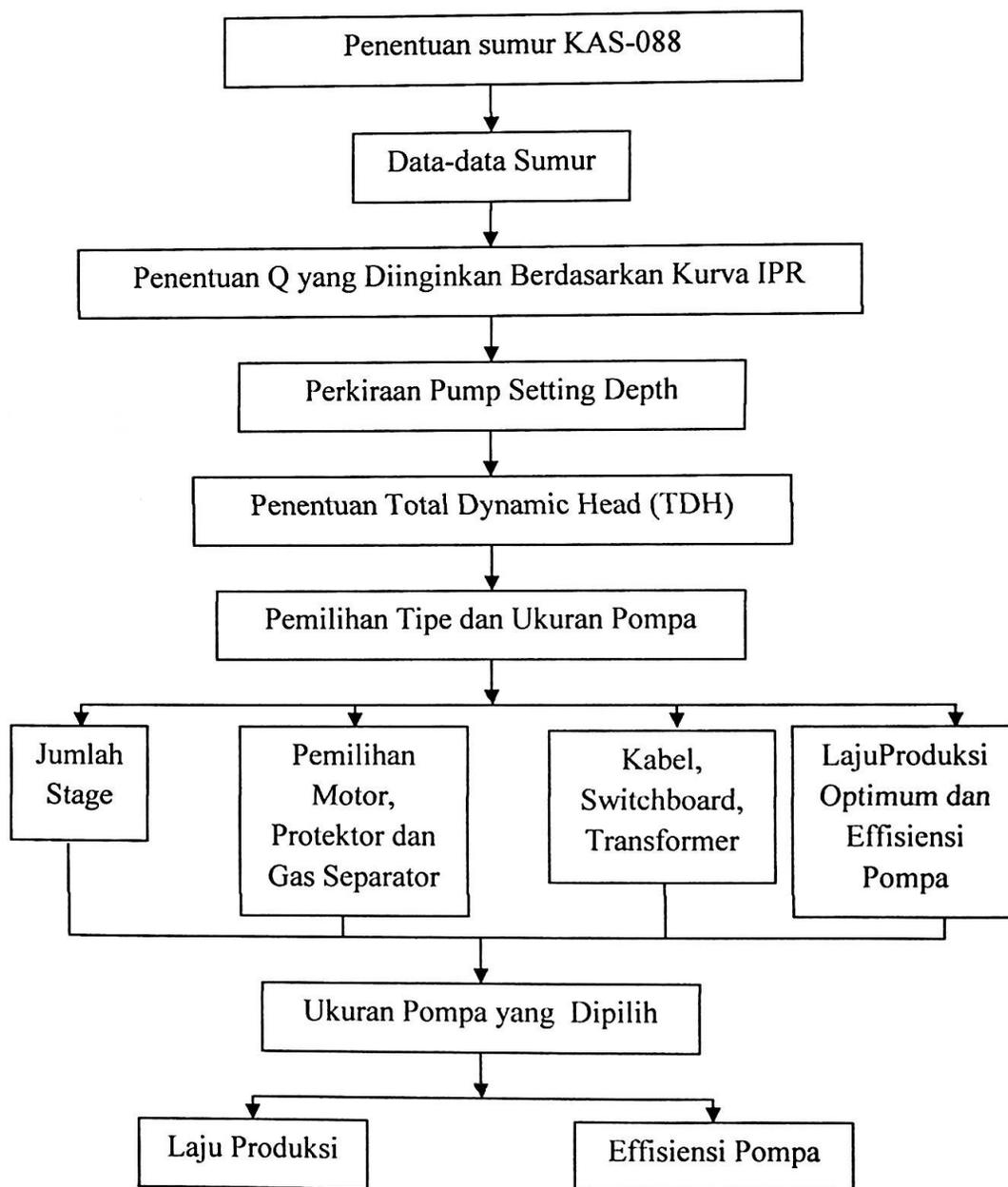
GRAFIK CABLE VOLTAGE DROP



Sumber : PT. A

GAMBAR e.2  
CABLE CORRECTION FACTOR

**LAMPIRAN F**  
**FLOWCHART DESAIN ESP**



**GAMBAR f.1**  
**FLOWCHART DESAIN ESP**

**LAMPIRAN G**  
**ACUAN PEMILIHAN MOTOR**

**TABEL G.1**  
**ACUAN PEMILIHAN MOTOR**  
**456 Series (4.56" OD)**

60 Hz			50 Hz		
HP	Volt	Amp	HP	Volt	Amp
10.4	354	22	8.5	363	15
15.4	350	30	12.5	363	23
31	346	48	16.5	625	17
31.25	346	61	21.0	342	39
41.67	367	72	25.0	625	25.5
41.67	650	41	29.5	654	28
52	675	48	33.5	733	29
52	813	39	58.5	945	39
62.5	692	57	66.5	904	46
62.5	1121	35	75	800	59
72.9	638	73	83.5	895	59
83.3	921	57	83.5	1129	46
104.2	913	72	91.5	991	60
125	904	88	100	937	70

Sumber : PT. A