

**PENANGGULANGAN PERMASALAHAN WATER CUT  
TINGGI PADA SUMUR X YANG MENGGUNAKAN ESP  
DENGAN METODE PENURUNAN FREKUENSI (FREKUENSI  
DOWN) VARIABLE SPEED DRIVE**

**TUGAS AKHIR**

*Diajukan guna melengkapi syarat dalam mencapai gelar Sarjana Teknik*

Oleh

**RIDHO FIERDHANA**

**143210128**



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

**2021**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tugas Akhir ini disusun oleh :

Nama : Ridho Fierdhana

NPM : 143210128

Program Studi : Teknik Perminyakan

Judul Skripsi : Penanggulangan Permasalahan Water Cut Tinggi pada Sumur ESP menggunakan Metode Penurunan Frekuensi Variable Speed Drive.

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

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Ir Ali Musnal., MT (  )

Penguji : Novrianti, ST., MT (  )

Penguji : Hj Fitrianti, ST., MT (  )

Ditetapkan di : Pekanbaru

Tanggal : 14 Desember 2021

Disahkan Oleh

**KETUA PROGRAM STUDI  
TEKNIK PERMINYAKAN**

  
Novia Rita. S.T., M.T

## PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahwa tugas akhir ini merupakan karya saya sendiri dan semua sumber yang tercantum di dalamnya baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan dengan benar sesuai ketentuan. Saya bersedia dicabut gelar dan ijazah jika ditemukan data atau plagiat dari penulis lain.

Pekanbaru, 14 Desember 2021



RIDHO FIERDHANA  
143210128

## KATA PENGANTAR

Rasa syukur disampaikan kepada Allah SubhannawaTa'ala karena atas Rahmat dan limpahan ilmu dari-Nya saya dapat menyelesaikan tugas akhir ini. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik Program Studi Teknik Perminyakan, Universitas Islam Riau. Saya menyadari bahwa banyak pihak yang telah membantu dan mendorong saya untuk menyelesaikan tugas akhir ini serta memperoleh ilmu pengetahuan selama perkuliahan. Tanpa bantuan dari mereka tentu akan sulit rasanya untuk mendapatkan gelar Sarjana Teknik ini. Oleh karena itu saya ingin mengucapkan terimakasih kepada :

1. Bapak Idham Khalid, S.T., M.T. selaku pembimbing akademik yang telah memberikan arahan, nasihat, dan penyemangat selama menjalani perkuliahan di Teknik Perminyakan.
2. Bapak Ir. H Ali Musnal, MT selaku dosen pembimbing, yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dalam penyusunan tugas akhir ini.
3. Dodi Candra S.T selaku pembimbing lapangan, yang telah menyediakan waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan masukan dan motivasi dalam penyusunan tugas akhir ini.
4. Ketua program studi bapak Ibu Novia Rita, ST., MT dan sekretaris program studi Bapak Tomi Erfando, ST., MT serta dosen-dosen yang sangat banyak membantu terkait perkuliahan, ilmu pengetahuan dan hal lain yang tidak dapat saya sebutkan satu per satu.
5. Kedua Orang tua Astami Tambusai (ayah) dan Yusni (ibu) serta keluarga yang memberikan dukungan penuh material maupun moral.
6. Sahabat saya angkatan 2014 dan Kita-Kita Squad yang telah memberikan segala bentuk dukungan selama masa perkuliahan.

Semoga Allah memberikan balasan atas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga skripsi ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu pengetahuan.

Pekanbaru, 14 Desember 2021



Ridho Fierdhana



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

## DAFTAR ISI

HALAMAN PENGESAHAN.....	ii
PERNYATAAN KEASLIAN TUGAS AKHIR .....	iii
KATA PENGANTAR.....	iv
DAFTAR ISI.....	vi
DAFTAR GAMBAR.....	ix
DAFTAR TABEL .....	x
DAFTAR LAMPIRAN.....	xi
DAFTAR SINGKATAN.....	xii
ABSTRAK .....	xiii
<b>BAB I PENDAHULUAN.....</b>	<b>13</b>
1.1 Latar Belakang .....	13
1.2 Tujuan Penelitian.....	14
1.3 Manfaat Penelitian.....	14
1.4 Batasan Masalah.....	15
<b>BAB II TINJAUAN PUSTAKA .....</b>	<b>16</b>
2.1 Produktivitas Formasi .....	16
2.2 Index Produktivitas (PI) .....	16
2.3 Inflow Performance Relationship (IPR).....	17
2.3.1 Metoda Vogel.....	18
2.3.2 Metode Wiggins.....	18
2.4 Penentuan Laju Alir Kritis Craft and Hawkins .....	19
2.5 ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP ( ESP ).....	20
2.5.1 Peralatan Electric Submersible Pump (ESP) .....	21
2.5.2 Variable Speed Drive .....	21
2.5.3 Karakteristik Kinerja Electrical Submersible Pump (Esp) .....	22
2.6 DASAR PERHITUNGAN ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP ...	25
2.6.1 Perkiraan Laju Produksi Maksimum .....	26
2.6.2 Pemilihan Ukuran Dan Tipe Pompa .....	26

2.6.3	Perkiraan Pump Setting Depth .....	26
2.6.4	Static Fluid Level .....	26
2.6.5	Working Fluid Level .....	27
2.6.6	Suction Head (Tinggi Hisap) .....	27
2.6.7	Kavitasi Dan Net Positive Suction Head (Nphs) .....	28
2.6.8	Pump Setting Depth Minimum .....	28
2.6.9	Pump Setting Depth Maksimum .....	29
2.6.10	Pump Setting Depth Optimum .....	29
2.6.11	Perhitungan Total Dynamic Head (Tdh) .....	30
2.6.12	Perkiraan Jumlah Stage Pompa .....	31
2.6.13	Pemilihan Motor Dan Horse Power .....	31
2.6.14	Pemilihan Switchboard Dan Transformer .....	32
2.7	Stage of the art .....	33
2.8	Hipotesis .....	33
<b>BAB III METODOLOGI PENELITIAN .....</b>		<b>34</b>
3.1	Letak Geografis dan Sejarah Area BOB (PT. BSP – Pertamina Hulu) .	34
3.2	Sejarah Lapangan Y .....	37
3.3	Flow Chart .....	39
3.4	Tempat Pelaksanaan Penelitian .....	40
3.5	Waktu Pelaksanaan Penelitian .....	40
<b>BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN .....</b>		<b>41</b>
4.1	Data Sumur X Lapangan Y .....	41
4.1.1	Data Scal .....	41
4.1.2	Data Swab Sumur X Lapangan Y .....	42
4.2	Evaluasi ESP Terpasang .....	42
4.3	Penentuan Produktivitas Formasi .....	45
4.4	Menurunkan Watercut menggunakan Frekuensi .....	48
4.4.1	Penentuan head dan motor load .....	48
4.4.2	Penentuan Rate, Head, dan Motor Load dengan Frekuensi Baru ...	49
4.4.3	Penentuan Pwf untuk laju alir terbaru .....	50
4.4.4	Penentuan besaran alir air menggunakan metode IPR Wiggins .....	50

4.4.5	Penentuan besaran alir minyak .....	51
<b>BAB V KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>		<b>52</b>
5.1	KESIMPULAN .....	52
5.2	SARAN .....	52
<b>DAFTAR PUSTAKA .....</b>		<b>53</b>
<b>LAMPIRAN .....</b>		<b>55</b>



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

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Instalasi Electric Submersible Pump (kermit E brown, 1980).....	20
Gambar 2.2 Skema Impeller dan Diffuser (Kermit E. Brown, 1980).....	21
Gambar 2.3 Kurva Kelakuan Pompa Benam Listrik (kermit E brown, 1980).....	26
Gambar 2.4 Berbagai Posisi Pompa Pada Kedalaman Sumur (kermit E brown, 1980) .....	29
Gambar 3.1 Operation Map BOB (Sumber: BOB PT. BSP – Pertamina Hulu Siak) .....	35
Gambar 3.2 Peta Lokasi & Struktur Framework Lapangan (Sumber: BOB PT. BSP – Pertamina Hulu Siak).....	36
Gambar 3.3 Lokasi Lapangan Y (Sumber: BOB PT. BSP – Pertamina Hulu Siak) .....	38
Gambar 4.1 Evaluasi Pump Performance Curve IDN1750 .....	44
Gambar 4.2 Kurva IPR IDN1750 .....	47
Gambar 4.3 Pump Performance Curve IDN1750 untuk Menentukan Head dan Motor Load .....	48

## DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Jadwal Pelaksanaan Penelitian Tugas Akhir (Analisa Penulis).....	40
Tabel 4.1 Date Scal .....	41
Tabel 4.2 Data Swab Sumur X Lapangan Y .....	42
Tabel 4.3 Data Evaluasi Pada IDN1750 .....	45
Tabel 4.4 IPR Q Terhadap Pwf.....	47
Tabel 4.5 Rate, Head dan Motor Load setiap Frekuensi.....	49
Tabel 4.6 Perhitungan Laju aliran Fluida.....	51



## DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN I      Tabel Sensitivity Perhitungan Laju alir Fluida



Dokumen ini adalah Arsip Miik :  
Perpustakaan Universitas Islam Riau

## DAFTAR SINGKATAN

BPD	Barels Per Day
ESP	Electric Sumbersible Pump
GOR	Gas Oil Ratio
IPR	Inflow Performance Relationship
NPHS	Net Positive Suction Head
Pb	Bubbel Point Pressure
PI	Productivity Index
PIP	Pump Intake Pressure
PSD	Pump Setting Depth
PSDmax	Pump Setting Depth Maksimum
PSDmin	Pump Setting Depth Minimum
Pwf	Well Flowing Pressure
SFL	Static Fluid Level
TDH	Total Dynamic Head
VF	Volume Factor
VSD	Variable Speed Drive
WC	Water Cut
WFL	Working Fluid Level



# PENANGGULANGAN PERMASALAHAN WATER CUT TINGGI PADA SUMUR ESP MENGGUNAKAN METODE PENURUNAN FREKUENSI VARIABLE SPEED DRIVE

RIDHO FIERDHANA

143210128

## ABSTRAK

Salah satu faktor yang menyebabkan menurunnya laju produksi minyak dari suatu sumur adalah water coning. Water coning adalah suatu keadaan di sekitar lubang sumur di mana batas minyak dan air naik membentuk kerucut mencapai titik perforasi terbawah, yang akan menyebabkan air lebih awal terproduksi sehingga peningkatan produksi air menjadi lebih cepat. Salah satu cara untuk mengatasi jumlah air yang terproduksi dan masuk kedalam pompa adalah dengan mengontrol rateproduksi. Hal tersebut dapat dilakukan dengan mengaplikasikan VSD pada sumur ESP. VSD dapat merubah kecepatan rotasi motor dengan mengubah frekuensi AC Power sebelum dikirim ke dalam motor ESP dibawah permukaan. Penggunaan VSD memungkinkan pengoperasian pompa pada rentang frekuensi yang lebih luas. Dengan mengubah frekuensi akan mempengaruhi kinerja pompa, dan dapat memperbesar fleksibilitas pompa. Semakin berpariasinya laju produksi maka kita dapat mengevaluasi besaran water cut yang terbentuk dengan menggunakan metode wiggins. Dalam metode Wiggins (penyetaraan IPR tiga fasa) mengasumsikan bahwa setiap fase dapat diperlakukan secara terpisah, sehingga antara rate minyak ( $Q_o$ ) dan rate air ( $Q_w$ ) dapat dihitung sendiri-sendiri. Sumur X yang merupakan sumur yang menggunakan ESP yang dioperasikan pada frekuensi 60 hz memiliki laju alir 1309 BFPD dan water cut 98,33 %, dengan water cut sebesar itu menyebabkan masalah produksi air yang sangat tinggi, kemudian dilakukan penurunan frekuensi putaran pompa menjadi 40 Hz menggunakan alat VSD didapat laju alir fluida sebesar 872.67 BFPD dan water cut mengalami penurunan menjadi 95,6%, dengan menggunakan metode ini sumur X mengalami peningkatan produksi minyak yang mulanya 21.85 BOPD menjadi 38,3 BOPD.

**Kata kunci** : *Water cut, Water coning, Variable Speed Drive, Electric Submersible Pump dan IPR Wiggins.*

# TROUBLESHOOTING HIGH WATER CUT PROBLEMS IN ESP WELL USING VARIABLE SPEED DRIVE FREQUENCY DECREASE METHOD

**RIDHO FIERDHANA**  
**143210128**

## **ABSTRACT**

*One of the factors that causes a decrease in the rate of oil production from a well is water coning. Water coning is a condition around a well hole where the oil and water boundary rises to form a cone reaching the lowest perforation point, which will cause water to be produced earlier so that the increase in water production will be faster. One way of dealing with the amount of water produced and entering the pump is to control the production rate. This can be done by applying VSD to the ESP well. The VSD can change the motor rotation speed by changing the AC Power frequency before it is sent into the ESP motor below the surface. The use of VSDs allows pump operation over a wider frequency range. Changing the frequency will affect pump performance, and can increase the flexibility of the pump. The more the production rate varies, the more we can find the amount of water cut formed by using the wiggins method. The Wiggins method (three-phase IPR equivalence) assumes that each phase can be treated separately, so that the oil rate ( $Q_o$ ) and water rate ( $Q_w$ ) can be calculated separately. Well X which is a well that uses ESP which is operated at a frequency of 60 Hz has a flow rate of 1309 BFPD and a water cut of 98.33%, with a water cut of that size causing very high water production problems, then the pump rotation frequency is reduced to 40 Hz using the VSD tool obtained a fluid flow rate of 872.67 BFPD and the water cut decreased to 95.6%, using this method well X experienced an increase in oil production from 21.85 BOPD to 38.3 BOPD.*

**Keywords:** *Water cut, Water coning, Variable Speed Drive, Electric Submersible Pump and IPR Wiggins.*

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang

Sumur “X” adalah sumur dengan metode artificial lift menggunakan pompa Elektrik Submersible Pump (ESP). ESP adalah rangkaian pompa sentrifugal yang terdiri dari beberapa unit yang dipergunakan untuk mengangkat fluida dari dalam sumur ke permukaan. Sumur X memiliki laju alir sebesar 1309 BFPD dengan water cut sebesar 98% atau  $Q_w = 1287.15$  BPD kemudian memiliki laju alir minyak ( $Q_o$ ) sebesar 21,85 BOPD. (Marpaung, 2015)

Electric Power atau tenaga listrik disuplai dari transformer (step down) melalui switch board. Pada switchboard, semua perilaku dari ESP dan kabel akan dikontrol/dimonitor (seperti amperage, voltage, dll). Power akan diteruskan dari switchboard ke ESP motor melalui power cable yang terikat sepanjang tubing dan body ESP. Pada ESP motor, electric power akan dirobah menjadi mechanical power (tenaga putaran). Tenaga putaran akan diteruskan ke protector dan pump melalui shaft yang dihubungkan dengan coupling. As atau shaft dari ESP pump akan berputar, pada waktu yang bersamaan, impeller akan ikut berputar dan mendorong fluida yang masuk melalui pump intake atau gas separator ke arah permukaan. Fluida yang didorong, secara bertahap akan memasuki tubing dan terus menuju ke permukaan sampai ke stasiun pengumpul. (Andalucia, 2012)

Salah satu faktor yang menyebabkan menurunnya laju produksi minyak dari suatu sumur adalah water coning. Water coning adalah suatu keadaan di sekitar lubang sumur di mana batas minyak dan air naik membentuk kerucut mencapai titik perforasi terbawah, yang akan menyebabkan air lebih awal terproduksi sehingga peningkatan produksi air menjadi lebih cepat. (Tarek Ahmed, 2001)

Cara untuk mengatasi jumlah air yang terproduksi dan masuk ke dalam pompa adalah dengan mengontrol rate produksi. Hal tersebut dapat dilakukan dengan mengaplikasikan VSD pada sumur ESP. VSD dapat merubah kecepatan rotasi motor dengan mengubah frekuensi AC Power sebelum dikirim ke dalam motor ESP dibawah permukaan. Penggunaan VSD memungkinkan pengoperasian

pompa pada rentang frekuensi yang lebih luas. Dengan mengubah frekuensi akan mempengaruhi kinerja pompa, dan dapat memperbesar fleksibilitas pompa. (Prasetyo, 2005)

Variable speed drive (VSD) Merupakan perangkat tambahan yang dipasang pada unit ESP yang dapat merubah frekuensi putaran motor sehingga dapat mengatur laju putaran pompa yang berdampak di laju produksi sumur. Unit ini terpasang pada swichboard. (Ali Musnal, n.d.)

Semakin berpariasinya laju produksi maka kita dapat mengevaluasi besaran water cut yang terbentuk dengan menggunakan metode wiggins. Dalam metode Wiggins (penyetaraan IPR tiga fasa) mengasumsikan bahwa setiap fase dapat diperlakukan secara terpisah, sehingga antara rate minyak ( $Q_o$ ) dan rate air ( $Q_w$ ) dapat dihitung sendiri-sendiri. (Buntoro et al., 2007)

Dengan mengetahui sensitifitas perubahan laju alir terhadap besaran water cut, maka kita dapat menentukan rate yang paling ekonomis dari sumur kajian. Sumur X yang merupakan sumur yang menggunakan ESP yang dioperasikan pada frekuensi 60 hz memiliki laju alir 1309 BFPD dan water cut 98,33 %, dengan water cut sebesar itu menyebabkan masalah produksi air yang sangat tinggi, kemudian dilakukan penurunan frekuensi putaran pompa menjadi 40 Hz menggunakan alat VSD didapat laju alir fluida sebesar 872.67 BFPD dan water cut mengalami penurunan menjadi 95,6%, dengan menggunakan metode ini sumur X mengalami peningkatan produksi minyak yang mulanya 21.85 BOPD menjadi 38,3 BOPD.

## 1.2 Tujuan Penelitian

Adapun tujuan dari pelaksanaan Penelitian Tugas Akhir ini adalah:

1. Menentukan Variable Speed Drive (VSD) untuk melakukan Evaluasi pompa ESP sehingga water cut akan turun.
2. Menentukan besarnya laju alir optimum dari sumur tersebut.

## 1.3 Manfaat Penelitian

Adapun manfaat yang diharapkan dari penelitian ini yaitu dapat melaksanakan evaluasi pompa ESP, Dengan menurunkan frekuensi pompa

sehingga dapat menurunkan persentase water cut sehingga performa sumur menjadi lebih baik yang ditandai dengan naiknya besaran persentasi laju produksi minyak serta dapat ditentukan laju produksi optimum yang dapat diperoleh pada sumur yang di teliti.

#### 1.4 Batasan Masalah

Agar penelitian ini tidak keluar dari tujuan yang diharapkan peneliti hanya membahas tentang penggunaan pompa ESP yang memiliki Water cut tinggi karena terjadinya water conning sehingga perlu dilakukan evaluasi dengan cara menurunkan frekuensi pompa menggunakan Variable Speed Drive kemudian dihitung menggunakan persamaan IPR Wiggins.



## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

Sumber daya alam adalah segala sesuatu yang diciptakan Allah SWT di Bumi yang dapat dimanfaatkan oleh manusia untuk kebutuhan hidupnya tercukupi dan sejahtera. Sumber daya alam yang terdapat dimana saja seperti di tanah, air, udara dan sebagainya. Sebagaimana yang telah di jelaskan oleh Allah SWT dalam firman-Nya Q.S AL-An'am(6) : 1-3, maka sudah sepantasnya kita bersyukur atas apa yang telah Allah SWT ciptakan yang semata-mata adalah untuk kita manfaatkan, Karena Allah SWT telah berjanji barang siapa yang mensyukuri nikmatnya maka akan di tambah tapi apabila kufur maka akan mendapat siksa yang amat pedih. Untuk itu sebagai bentuk syukur manusia kepada Allah SWT.manusia harus memelihara alam yang telah memberikan kehidupan kepada manusia karena hakikatnya semua yang ada di bumi hanyalah milik Allah SWT.

### 2.1 Produktivitas Formasi

Produktivitas formasi adalah kemampuan suatu formasi untuk memproduksi fluida yang dikandungnya pada kondisi tekanan tertentu. Pada umumnya sumur-sumur yang baru ditemukan mempunyai tenaga pendorong alamiah yang mampu mengalirkan fluida hidrokarbon dari reservoir ke permukaan dengan tenaganya sendiri, dengan berjalannya waktu produksi, kemampuan dari formasi untuk mengalirkan fluida tersebut akan mengalami penurunan, yang besarnya sangat tergantung pada penurunan tekanan reservoir. (Wicaksana, 2011)

Parameter yang menyatakan produktivitas formasi adalah Index Iroduktivitas (PI) dan Inflow Performance Relationship (IPR). (Wicaksana, 2011)

### 2.2 Index Produktivitas (PI)

Menurut buku dari (Augusto, n.d.) Index Produktivitas merupakan index yang digunakan untuk menyatakan kemampuan suatu formasi untuk berproduksi

pada suatu beda tekanan tertentu atau merupakan perbandingan antara laju produksi yang dihasilkan formasi produktif pada drawdown yang merupakan beda tekanan dasar sumur saat kondisi statis ( $P_s$ ) dan saat terjadi aliran ( $P_{wf}$ ).

PI dituliskan dalam bentuk persamaan :

$$PI = J = \frac{Q}{P_s - P_{wf}}, \text{ STB/Day/Psi.} \dots\dots\dots(2-35)$$

Keterangan :

$Q$  = gross liquid rate, STB/hari

$P_s$  = tekanan static reservoir, psi

$P_{wf}$  = tekanan alir dasar sumur, psi

$P_s - P_{wf}$  = draw-down pressure, psi

Jarang fluida formasi satu fasa, bila tekanan reservoir dibawah tekanan bubble point minyak, dimana gas semula larut akan terbebaskan, membuat fluida menjadi dua fasa. Menurut Muskat, bentuk IPR pada kondisi tersebut melengkung, sehingga PI menjadi suatu perbandingan antara perubahan laju produksi ( $dq$ ) dengan perubahan tekanan alir dasar sumur, ( $dP_{wf}$ )

$$PI = \frac{dq}{dP_{wf}} \dots\dots\dots(2.36)$$

(Agus Sugiharto,-)

### 2.3 Inflow Performance Relationship (IPR)

Inflow Performance Relationship merupakan gambaran kemampuan sumur reservoir untuk mengalirkan produksi minyak. Inflow Performance Relationship atau dikenal juga dengan nama IPR diberikan dalam bentuk grafik yang merupakan hubungan antara tekanan alir dasar sumur dimuka formasi ( $P_{wf}$ ) terhadap alju alir fluida ( $Q$ ), yang terdiri dari aliran minyak dan air (satu fasa), maupun Minyak, Air, dan Gas (dua fasa). (Desma Cendra, 2018)

Sesuai dengan definisi PI, maka untuk membuat kurva IPR diperlukan data :

- a. Laju produksi
- b. Tekanan alir dasar sumur
- c. Tekanan statis

Ketiga data tersebut diperoleh dari test produksi dan test tekanan yang dilakukan pada sumur yang bersangkutan. Berdasarkan ketiga data tersebut dapat

dibuat IPR sesuai dengan kondisi aliran fluidanya, baik satu fasa maupun dua fasa (multifasa).

### 2.3.1 Metoda Vogel

Seperti yang sudah dijelaskan diatas tentang Grafik Inflow Performance Relationship, yaitu pada bagian pembuatan grafik IPR yang dikembangkan oleh Vogel, yang merupakan penyempurnaan dari metoda Weller, dimana Vogel membuat persamaan empiris dari bentuk dasar kurva IPR tak berdimensi. (raharjo, 2016)

### 2.3.2 Metode Wiggins

Metode Wiggins merupakan pengembangan dari metode Vogel yang dalam pengembangannya Wiggins menyetarakan metode dua fasa dari Vogel dengan metode tiga fasa, sehingga mendapatkan suatu metode tiga fasa yang lebih sederhana dari metode tiga fasa yang sudah ada. (Boyun Gou, 2007)

Dalam metode Wiggins (penyetaraan IPR tiga fasa) mengasumsikan bahwa setiap fase dapat diperlakukan secara terpisah, sehingga antara rate minyak ( $Q_o$ ) dan rate air ( $Q_w$ ) dapat dihitung sendiri-sendiri.

Bila dibandingkan penyetaraan IPR Wiggins dengan metode Brown dan Pudjo Sukarno menghasilkan perkiraan rate produksi yang hampir sama (setara), hal ini menunjukkan bahwa hasil penyetaraan IPR tiga fasa Wiggins adalah benar. Perbedaan maksimum dari perbandingan tersebut adalah sebesar 3.98 % untuk minyak dan 7.08 % untuk fasa air. (Lecture, 2017)

Secara empiris Wiggins menyatakan bentuk dasar kurva IPR tiga fasa sebagai berikut :

Untuk minyak :

$$\frac{q_o}{q_{o.max}} = 1 - 0.519167 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.481092 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

Untuk Air :

$$\frac{q_w}{q_{w.max}} = 1 - 0.722235 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.284777 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

dimana :

- $q_o$  = laju Produksi, STB/D  
 $q_{max}$  = laju aliran minyak maksimum pada saat  $P_{wf} = 0$ , STB/D  
 $P_{wf}$  = tekanan alir dasar sumur, psi  
 $P_s$  = tekanan statik dasar sumur, psi.

#### 2.4 Penentuan Laju Alir Kritis Craft and Hawkins

Penentuan laju alir kritis dilakukan untuk menghasilkan laju produksi yang paling optimum, untuk penentuan laju alir kritisnya dapat memakai data awal sumur diproduksi, penentuan tersebut dapat menggunakan metode dari Craft & Hawkins. (Brown, 1980)

Craft and Hawkins mengadakan penelitian dengan menggunakan electric model dan mendapatkan pendekatan perhitungan laju produksi yang dirumuskan sebagai berikut (Hawkins, 1990) :

$$q_o = \frac{0.00708 \cdot k_o \cdot h (P_s - P_{wf})}{\mu_o \cdot B_o \cdot \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \times PR$$

$$PR = f \left[ 1 + 7 \sqrt{\frac{r_w}{2bh}} \times \cos(f \times 90^\circ) \right]$$

dimana :

- $PR$  = productivity ratio, tanpa dimensi  
 $k_o$  = permeabilitas minyak, md  
 $B_o$  = factor volume formasi minyak, bbl/STB  
 $\mu_o$  = viscositas minyak, cp  
 $h$  = ketebalan lapisan produktif, ft  
 $f$  = fraksi penetrasi

$$= \frac{\text{interval perforasi}}{\text{ketebalan lapisan produktif}}$$

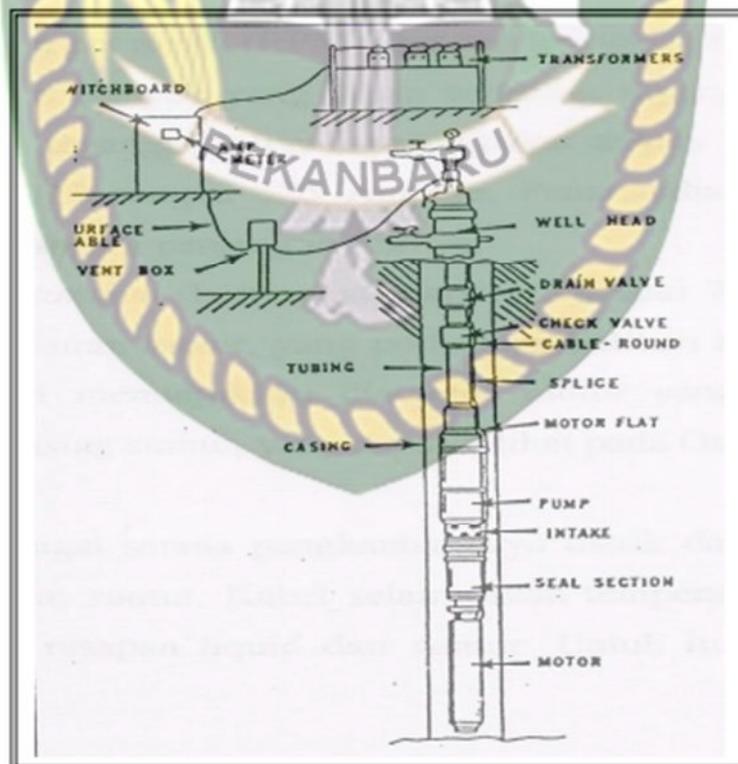
- $r_e$  = radius pengurasan, ft  
 $r_w$  = radius sumur, ft

WOR sekarang merupakan waktu (hari) dimana WOR dilakukan pengukuran, sedangkan WOR' merupakan waktu (hari) dimana WOR dilakukan water coning juga bisa dilakukan dengan cara membandingkan antara laju produksi aktual dengan laju produksi kritis sumur. (Ariadji, 2009) Apabila laju

produksi aktual lebih besar daripada laju produksi kritisnya ( $Q_o > Q_{oc}$ ) maka biasanya air atau gas akan ikut terproduksi dan membentuk kerucut (cone) sehingga air tersebut akan sampai pada lubang perforasi dengan cara memotong aliran dari minyak. (Chan, 1995)

## 2.5 ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP ( ESP )

Menurut buku dari (kermit E brown, 1980) Pompa benam listrik dibuat atas dasar pompa sentrifugal bertingkat banyak dimana keseluruhan pompa dan motornya ditenggelamkan ke dalam cairan. Pompa ini digerakkan dengan motor listrik dibawah permukaan melalui suatu poros motor (shaft) yang memutar pompa, dan akan memutar sudut-sudut (impeller) pompa. Perputaran sudut-sudut itu menimbulkan gaya sentrifugal yang digunakan untuk mendorong fluida ke permukaan. Gambar 2.1 dan Gambar 2.2 pada halaman selanjutnya menunjukkan instalasi ESP dan skema difusser-impeller pada pompa ESP.



**Gambar 2.1** Instalasi Electric Submersible Pump (kermit E brown, 1980)



**Gambar 2.2** Skema Impeller dan Diffuser (Kermit E. Brown, 1980)

### 2.5.1 Peralatan Electric Submersible Pump (ESP)

Menurut (Jayanti et al., 2015) peralatan ESP dibagi menjadi 2 bagian, yaitu bagian permukaan dan bawah permukaan. Dimana komponen masing-masing peralatannya sebagai berikut :

- A. Peralatan Permukaan (Surface Equipment)
  1. Wellhead
  2. Junction Box
  3. Switchboard / Motor Controller
  4. Transformer
  5. Variable speed drive
- B. Peralatan dibawah Permukaan (Subsurface Equipment)
  1. Pompa
  2. Intake (Gas separator)
  3. Protector
  4. Motor

### 2.5.2 Variable Speed Drive

Variable speed drive (VSD) Merupakan perangkat tambahan yang dipasang pada unit ESP yang dapat merubah frekuensi putaran pompa sehingga dapat mengatur laju putaran pompa. (Ali Musnal, n.d.)

Sistem Electric Submersible Pump bisa dimodifikasi dengan memasukan frekuensi Variable Speed Drive (VSD) sehingga bisa mengoperasikan lebih luas kisaran dari kapasitas, head dan efisiensi. Karena motor pompa submersible adalah sebuah induction motor, kecepatannya sangat proporsional dengan power supply listrik. Dengan menyesuaikan frekuensi, sistem VSD menawarkan potensi lebih untuk menaikkan produksi dan mendatangkan untung. VSD bisa menaikkan efisiensi dalam banyak kasus, termasuk sumur dengan viskositas yang tinggi, sumur dengan waterflood, dan lain-lain. VSD bisa memperluas kisaran dari pengangkatan buatan ESP kurang dari 100 BPD sampai dengan 100.000 BPD. (Widyatmoko, 2018)

### 2.5.3 Karakteristik Kinerja Electrical Submersible Pump (Esp)

Motor Listrik berputar pada kecepatan relatif konstan, memutar pompa (impeller) melewati poros (shaft) yang disambungkan dengan bagian protector. Power disalurkan ke peralatan bawah permukaan melalui kabel listrik konduktor yang di lem pada tubing, cairan memasuki pompa yang sedang beroperasi. Kelakuan pompa berada pada harga efisiensi tertinggi apabila hanya cairan yang terproduksi. Tingginya volume gas bebas menyebabkan operasi pompa tidak efisien. (kermit E brown, 1980)

#### 2.5.3.1 Kurva *Kelakuan Electrical Submersible Pump (Pump Performance Curve)*

Menurut buku dari (kermit E brown, 1980) beberapa kinerja dari berbagai pompa dihadirkan dalam bentuk katalog yang diterbitkan oleh produsen. Kurva kinerja dari suatu pompa benam listrik menampilkan hubungan antara : Head capacity, Rate Capacity, Horse Power dan efisiensi pompa yang disebut dengan “Pump Performance Curve”. Kapasitas rate berkaitan dengan volume, laju alir cairan yang diproduksi, termasuk juga gas bebas atau gas yang terlarut dalam minyak.

Head pompa benam listrik berkaitan dengan specific gravity fluida, dimana jika head diubah menjadi tekanan maka harus dikalikan dengan specific gravity fluida, maka dapat dinyatakan sebagai berikut :

Tek. Operasi Pompa = (head / stage) x (gradien tekanan fluida) x (jumlah stage)

Bila gas dan cairan sedang dipompa, kapasitas dan head per stage juga gradien tekanan fluida berubah sebagaimana tekanan fluida naik dari tekanan intake ke tekanan discharge. Dengan demikian persamaan diatas dapat ditulis sebagai berikut:

$$d(P) = h(V) + Gf(V) + d(St) \dots\dots\dots(2-1)$$

Dimana :

d(P) = Perubahan tekanan yang dihasilkan pompa

h = head per stage, ft/stage

Gf(V) = gradien tekanan fluida, psi/ft

d(St) = perubahan jumlah stage

Tanda kurung dalam Persamaan (2-1) merupakan fungsi dari kapasitas (V) dan dinyatakan dlm persamaan :  $V = q_{sc} \times VF$  (aliran satu fasa). VF merupakan Volume Factor untuk berbagai tekanan dan temperatur, dan dinyatakan dengan persamaan :

$$VF = WC + (1-WC) Bo + [GLR - (1-WC) Rs] Bg \dots\dots\dots(2-2)$$

Tekanan alir dasar sumur (Pwf) diatas harga tekanan gelembung (bubble Point-Pb) bentuk kurva IPR digambarkan dalam persamaan linier :

$$q_{sc} = PI (Pr - Pwf) \dots\dots\dots(2-3)$$

Gradien tekanan fluida dalam berbagai tekanan dan temperatur dinyatakan dalam persamaan :

$$Gf(V) = 0,433 \times \rho (V) \dots\dots\dots(2-4)$$

$$\rho (V) = W / 350 \dots\dots\dots(2-5)$$

W adalah berat material pada berbagai tekanan dan temperatur, yang mana sama dengan berat pada kondisi standart. Dituliskan dengan persamaan :

$$\rho(V) = \frac{V.qsc.fsc}{350.\rho} \dots\dots\dots(2-6)$$

Mensubtitusikan Persamaan (2-4) kedalam Persamaan (2-6) didapatkan persamaan sebagai berikut :

$$Gf = \left(\frac{0,433}{350}\right) \frac{qsc \times \rho_{fsc}}{V} \dots\dots\dots(2-7)$$

$\rho_{fsc}$  adalah berat 1 bbl cairan yang ditambah gas yang terpompa (per bbl cairan) pada kondisi standart.

$$\rho_{fsc} = (350(WC)T_{WSC}) + [350 (1- WC) T_{oSC}] + (GIP)(GLR) \rho_{gsc} \dots\dots(2-8)$$

Dengan memasukkan Persamaan (2-7) ke Persamaan (2-4) menghasilkan persamaan :

$$d(S_t) = \left(\frac{350}{0,433 \times qsc \times \rho_{fsc}}\right) \frac{V}{h(V)} dP \dots\dots\dots(2-9)$$

Jumlah stage total dari pompa didapat dengan mengintegrasikan persamaan diatas antara tekanan intake (P3) dan tekanan discharge (P2):

$$\int_{p1}^{p2} d S(t) = \left(\frac{350}{0,433 \times qsc \times \rho_{fsc}}\right) \int_{p3}^{p2} \frac{V}{h(V)} dP \dots\dots\dots(2-10)$$

Atau

$$S(t) = \left(\frac{808.3141}{qsc \times \rho_{fsc}}\right) \int_{p3}^{p2} \frac{V}{h(V)} dP \dots\dots\dots(2-11)$$

**2.5.3.2 Kurva Intake Pompa**

Peramalan kurva intake pompa Electrical Submersible Pump dipertimbangkan untuk dua hal yaitu :

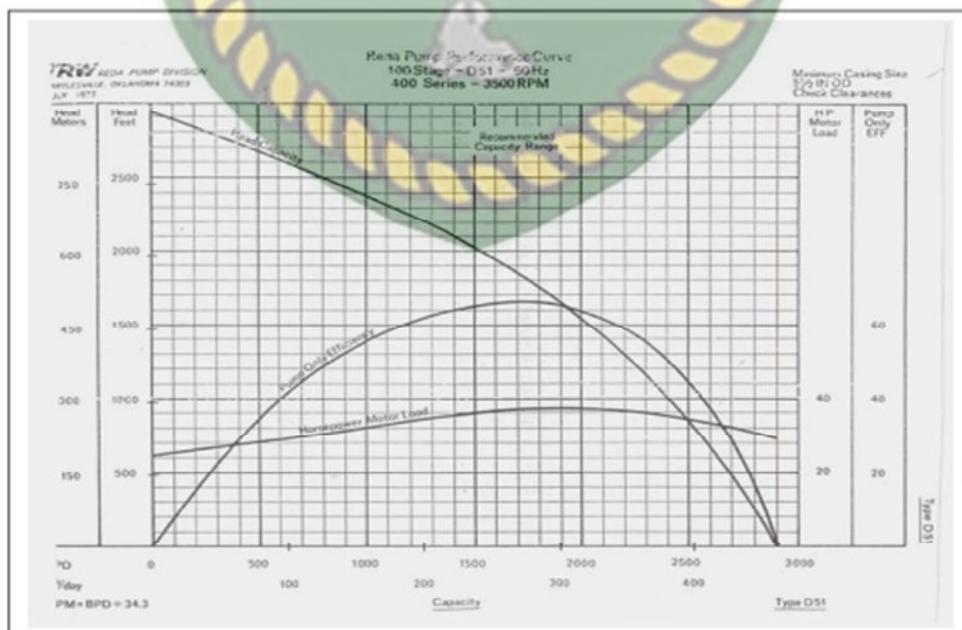
- Memompa cairan

- Memompa cairan dan gas

Keduanya diasumsikan bahwa pompa diletakkan didasar sumur dan yang tetap adalah tekanan wellhead dan ukuran tubing. Kasus kedua dianggap semua gas dipompakan bersama-sama cairan. Variabel yang terpengaruh adalah jumlah stages pompa. Peramalan kurva intake untuk pompa benam listrik adalah untuk kasus yang kedua. (kermit E brown, 1980)

## 2.6 DASAR PERHITUNGAN ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP

Menurut buku dari (kermit E brown, 1980) pada prinsipnya perencanaan atau desain suatu unit pompa benam listrik untuk sumur-sumur dengan WC tinggi adalah sama seperti perencanaan unit pompa benam listrik biasa, dimana dengan maksimalnya laju produksi yang diinginkan maka maksimal juga produksi air yang terproduksi. Kontrolnya dengan menghitung laju kritis dimana besarnya laju produksi minyak yang diinginkan lebih besar dari laju kritis sehingga terjadi water coning. Produksi tersebut terus dilakukan karena masih bernilai ekonomis dan terjadinya water coning bersifat wajar untuk sumur-sumur tua yang mempunyai water cut yang lebih besar dari 90%. Gambar di bawah ini menunjukkan Kurva Kelakuan Pompa Benam Listrik.



**Gambar 2.3** Kurva Kelakuan Pompa Benam Listrik (kermit E brown, 1980)

### 2.6.1 Perkiraan Laju Produksi Maksimum

Laju produksi suatu sumur yang diinginkan harus sesuai dengan produktifitas sumur. Pada umumnya fluida yang mengalir dari formasi ke lubang sumur lebih dari satu fasa. Untuk aliran fluida dua fasa, Vogel membuat grafik kinerja aliran fluida dari formasi ke lubang sumur berdasarkan data uji produksi. Sedangkan untuk aliran tiga fasa, yaitu gas, minyak dan air, maka dalam pengembangan kelakuan aliran tiga fasa dari formasi ke lubang sumur dapat menggunakan analisis regresi dari metode Pudjo Sukarno. (kermit E brown, 1980)

### 2.6.2 Pemilihan Ukuran Dan Tipe Pompa

Pada umumnya pemilihan tipe pompa didasarkan pada besarnya rate produksi yang diharapkan pada rate pengangkatan yang sesuai dan ukuran casing (Check clearances). Terproduksinya gas bersama-sama dengan cairan memberikan pengaruh dalam pemilihan pompa, karena sifat kompresibilitas gas yang tinggi, menyebabkan perbedaan volume fluida yang cukup besar antara intake pompa dan discharge pompa. Hal ini akan mempengaruhi efisiensi pompa ESP itu sendiri. (kermit E brown, 1980)

### 2.6.3 Perkiraan Pump Setting Depth

Perkiraan pump setting depth merupakan suatu batasan umum untuk menentukan letak kedalaman pompa dalam suatu sumur adalah bahwa pompa harus ditenggelamkan didalam fluida sumur. Sebelum perhitungan perkiraan setting depth dilakukan, terlebih dahulu diketahui parameter yang menentukannya, yaitu Static Fluid Level (SFL) dan Working Fluid Level (WFL) dimana untuk menentukannya digunakan alat sonolog. (kermit E brown, 1980)

### 2.6.4 Static Fluid Level

Static fluid level pada sumur dalam keadaan mati (tidak diproduksi), sehingga tidak ada aliran, maka tekanan didepan perforasi sama dengan tekanan

statik sumur. Sehingga kedalaman permukaan fluida di annulus (SFL, ft) adalah :

$$SFL = D_{midperf} - \left( \frac{P_s}{G_f} + \frac{P_c}{G_f} \right) \dots\dots\dots(2-12)$$

(Kermit E. Brown, 1980)

### 2.6.5 Working Fluid Level

Bila sumur diproduksi dengan rate produksi sebesar  $q$  (bbl/D, dan tekanan alir dasar sumur adalah  $P_{wf}$  (Psi), maka ketinggian (kedalaman bila diukur dari permukaan) fluida di annulus adalah :

$$WFL = D_{midperf} - \left( \frac{P_{wf}}{G_f} \right) \dots\dots\dots(2-13)$$

Dimana :

SFL = Statik Fuid Lefel, ft

WFL = Working Fluid Level, ft

$P_s$  = Tekanan Statik sumur, psi

$P_{wf}$  = Tekanan Alir dasar sumur, psi.

$q$  = Rate produksi, B/D

$D$  = Kedalaman sumur, ft

$P_c$  = Tekanan di casing, psi

$G_f$  = Gradient Fluida sumur, psi/ft

(kermit E brown, 1980)

### 2.6.6 Suction Head (Tinggi Hisap)

Suction head adalah silinder atau torak yang semula berada dipermukaan cairan (dalam bak) air akan naik mengikuti torak sampai pada mencapai ketinggian  $H_s$ , dimana :

$$H_s = \frac{144 \times P}{\rho} \dots\dots\dots(2-14)$$

Dimana:

$H_s$  = suction head, ft

$P$  = tekanan permukaan cairan, psi

$\rho$  = densitas fluida, lb/cuft D.

(Kermit E brown, 1980)

### 2.6.7 Kavitasi Dan Net Positive Suction Head (Nphs)

Tekanan absolut pada cairan pada suatu titik didalam pompa berada dibawah tekanan saturasi ( $P_b$ ) pada temperatur cairan, maka gas semula terlarut dalam cairan terbebaskan. Gelembung-gelembung gas ini akan mengalir bersamasama dengan cairan sampai pada daerah yang memiliki tekanan tinggi akan dicapai dimana gelembung tadi akan mengecil. Fenomena ini disebut sebagai kavitasi yang dapat menurunkan efisiensi dan merusak pompa. (Kermit E brown, 1980)

Kejadian ini berhubungan dengan kondisi penghisapan dan apabila kondisi penghisapan berada diatas  $P_b$ , maka kavitasi tidak terjadi. Kondisi minimum yang dikehendaki untuk mencegah kavitasi pada suatu pompa disebut Net Positive Suction Head (NPHS). NPHS adalah tekanan absolut diatas tekanan saturasi yang diperlukan untuk menggerakkan fluida masuk kedalam fluida. (Kermit E brown, 1980)

### 2.6.8 Pump Setting Depth Minimum

Pump setting depth minimum merupakan posisi minimum dalam waktu yang singkat akan terjadi pump-off, oleh karena ketinggian fluida level diatas pompa relatif sangat kecil atau pendek sehingga hanya gas yang akan dipompakan. Pada kondisi ini Pump Intake Pressure (PIP) akan menjadi kecil. PIP mencapai dibawah harga  $P_b$ , maka akan terjadi penurunan efisiensi volumetris dari pompa (disebabkan terbebasnya gas dari larutan). PSD minimum dapat ditulis dengan persamaan :

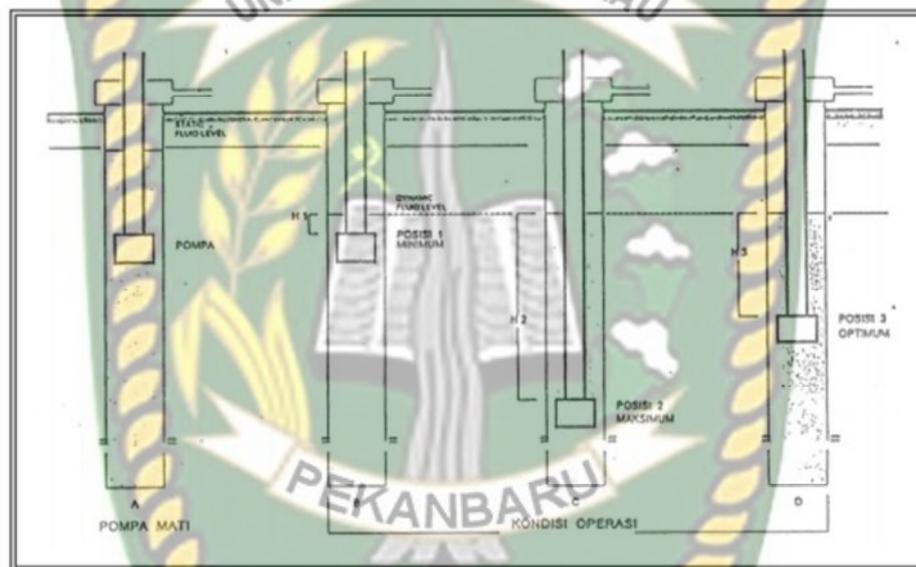
$$PSD_{min} = WFL + \frac{P_b}{G_f} + \frac{P}{G_f} \dots\dots\dots(2-15)$$

(Kermit E. Brown, 1980)

### 2.6.9 Pump Setting Depth Maksimum

Merupakan keadaan yang ditunjukkan oleh Gambar 2.4 C (Posisi maksimum) juga kedudukan yang kurang menguntungkan. Keadaan ini memungkinkan terjadinya overload, yaitu pengangkatan beban kolom fluida yang terlalu berat. PSD maksimum dapat didefinisikan :

$$PSD_{max} = D - \left( \frac{P_b}{G_f} - \frac{P_c}{G_f} \right) \dots\dots\dots(2-16)$$



**Gambar 2.4** Berbagai Posisi Pompa Pada Kedalaman Sumur (kermit E brown, 1980)

### 2.6.10 Pump Setting Depth Optimum

Merupakan kedudukan yang diharapkan dalam perencanaan pompa benam listrik seperti dalam Gambar 2.4 D (Pompa dalam keadaan optimum) menentukan kedalaman yang optimum tadi (agar tidak terjadi pump-off dan overload serta sesuai dengan kondisi rate yang dikehendaki), maka kapasitas pompa yang digunakan harus disesuaikan dengan produktivitas sumur. Penentuan PSD optimum ini dipengaruhi oleh terbuka dan tertutupnya casing head yang mana akan mempengaruhi tekanan casing atau tekanan yang bekerja pada permukaan dari fluida di annulus. Kejadian ini mempengaruhi besarnya suction head pompa Untuk casing head tertutup, maka :

$$\text{Kedalaman pompa optimum} = \text{WFL} + \frac{\text{PIP} - P_c}{G_f} \dots\dots\dots(2-17)$$

Untuk casing head terbuka, maka :

$$\text{Kedalaman pompa optimum} = \text{WFL} + \frac{\text{PIP} - P_{atm}}{G_f} \dots\dots\dots(2-18)$$

(Kermit E. Brown, 1980)

**2.6.11 Perhitungan Total Dynamic Head (Tdh)**

Untuk menghitung Total Dynamic Head fluida yang akan diangkat oleh pompa, maka kita menggunakan langkah seperti dibawah ini:

1. Penentuan Gradien Fluida

$$\text{Gradien Fluida (Gf)} = SG_{Fluid} \times 0.433 \dots\dots\dots(2-19)$$

2. Penentuan Pump Intake Pressure

$$\text{Perb Kedalaman} = \text{Mid. Perforasi} - \text{PSDSD} \dots\dots\dots(2-20)$$

$$\text{Perb Tekanan} = \text{Perb Kedalaman} \times G_f \dots\dots\dots(2-21)$$

$$\text{Pump Intake Pressure (PIP)} = P_{wf} - \text{Perbedaan Tekanan}..(2-22)$$

3. Penentuan Vertical Lift (HD)

$$\text{Fluid Over Pump} = \frac{\text{PIP}}{G_f} \dots\dots\dots(2-23)$$

$$\text{Vertical Lift (H}_D\text{)} = \text{Pump Setting Depth (PSD)} - \text{FOPrtical Lift}$$

$$\text{H}_D = \text{Pump Setting Depth PSD} - \text{FOP} \dots\dots\dots(2-24)$$

4. Penentuan Tubing Friction Lost (Hf)

$$\text{Friction Loss} = \frac{2.0830 \times \left[\frac{100}{C}\right]^{1.85} \left[\frac{Q_L}{34.3}\right]^{1.85}}{ID^{4.8655}} \dots\dots\dots(2-25)$$

$$\text{Tubing Friction Loss (H}_F\text{)} = \text{Friction Loss} \times \text{PSD} \dots\dots\dots(2-26)$$

5. Penentuan Tubing Head (HT)

$$\text{Tubing Head } (H_T) = \frac{\text{Tubing Pressure}}{G_f} \dots\dots\dots(2-27)$$

6. Penentuan Total Dynamic Head (TDH)

$$TDH = H_D + H_F + H_T \dots\dots\dots(2-28)$$

(kermit E brown, 1980)

### 2.6.12 Perkiraan Jumlah Stage Pompa

Untuk menghitung jumlah tingkat pompa (stage), digunakan Total Dynamic Head (TDH, ft) dibagi dengan harga head/stage yang didapatkan dari memplotkan Q pada Kurva IPR.

$$\text{Jumlah Stage} = \frac{TDH}{\text{Head/Stage}} \dots\dots\dots(2-29)$$

Setelah mendapatkan hasil jumlah stage dengan rumus di atas kemudian kita memilih satu tandem pompa pada katalog pompa yang tersedia. Jika jumlah stage hasil perhitungan tidak tersedia pada satu tandem pada katalog pompa maka pilihlah jumlah stage yang terdekat lebih banyak dari jumlah stage hasil perhitungan. Dan jika jumlah stage terlalu banyak dan tidak tersedia pada jumlah segitu dalam satu tandem maka kita bisa memakai dua tandem pompa dengan konsekuensi harga lebih mahal. (kermit E brown, 1980)

### 2.6.13 Pemilihan Motor Dan Horse Power

Brake Horse power adalah sebuah satuan penunjukan daya sebuah mesin sebelum dikurangi oleh losses akibat desain sistem atau losses lainnya. HP yang dibutuhkan pompa dapat diperoleh dengan menggunakan rumus:

$$HP \text{ required by pump} = \text{Jumlah Stage} \times Hp/\text{Stage} \dots\dots\dots(2-30)$$

Harga HP/Stage didapatkan dari Kurva Pompa. Sedangkan untuk menentukan HP yang dibutuhkan motor kita menggunakan rumus:

$$HP \text{ required by Motor} = \frac{HP \text{ required by pump}}{80\%} \dots\dots\dots(2-31)$$

Setelah mendapatkan hasil HP yang dibutuhkan motor maka kemudian kita melihat pada katalog motor. Sama seperti jumlah stage, jika tidak ada HP yang tersedia pada satu motor maka gunakanlah HP terdekat yang lebih tinggi atau gunakan dua motor. (kermit E brown, 1980)

#### 2.6.14 Pemilihan Switchboard Dan Transformer

Menentukan switchboard yang akan dipakai perlu diketahui terlebih dahulu berapa besarnya voltage yang akan bekerja pada switchboard tersebut. Besarnya tegangan yang bekerja dapat dihitung dari persamaan berikut ini :

$$V_s = V_m + V_c, \text{ Volt} \dots\dots\dots(2-32)$$

$$V_c = (L/100) \times \text{Voltage}, \text{ Volt} \dots\dots\dots(2-33)$$

Keterangan :

$V_s$  = surface voltage, Volt

$V_m$  = motor voltage, volt

$V_c$  = correction voltage, volt

L = Panjang kabel, ft

Voltage drop = kehilangan voltage, volt/100. (kermit E brown, 1980)

Menentukan besarnya tegangan transformer yang diperlukan dihitung dengan persamaan berikut :

$$T = \frac{V_s \times I_m \times 1,73}{1000}, \text{ KVA} \dots\dots\dots(2-34)$$

Keterangan :

T = ukuran transformer,

KVA  $V_s$  = Surface voltage, volt

$I_m$  = Ampere motor, ampere (kermit E brown, 1980)

## 2.7 Stage of the art

Dalam penelitian (Ngudiono, 2018) diketahui penurunan laju alir di bawah laju alir kritis menggunakan metoda Relative permeability modifier dapat menyebabkan tidak terjadinya water coning. Dengan tidak terjadinya water coning maka nilai water cut berkurang. Kemudian di hitung nilai keekonomiannya

Sedangkan menurut (Jenita et al., 2016) Besarnya nilai laju produksi kritis pada suatu sumur dipengaruhi oleh beberapa dari parameter-parameter sumur yaitu ketebalan reservoir, sifat fisik batuan dan fluidanya, jarak WOC (Water oil Contact) ke bottom perforasi dan perbedaan densitas minyak dan densitas air.

Berdasarkan analisa, sumur ALD-18 mengalami problem water coning karena laju produksi minyak aktualnya sebesar 40 BOPD melebihi laju produksi kritisnya sebesar 21,6 BOPD. Penanganan problem water coning tersebut dapat dilakukan dengan cara menurunkan laju produksi minyaknya dan atau dengan merubah interval perforasinya dengan cara rekomplesi dan reperforasi ulang. Penanganan water coning dianggap dapat memperlama umur sumur ALD-18, karena didapatkan waktu waterbreakthrough selama 7.736 hari atau 21,1 tahun. (Farid, 2021)

Perbedaan penelitian kali ini dengan penelitian terdahulu ada di metoda penurunan water cut, kali ini peneliti memanfaatkan penemuan alat terbaru yaitu Variable Speed Drive yang berguna untuk mengatur frekuensi motor pada pompa ESP sehingga dapat dilakukan penurunan produksi atau peningkatan produksi dengan sangat mudah tanpa melakukan penggantian pompa yang membutuhkan waktu dan biaya yang tinggi.

## 2.8 Hipotesis

Dalam penelitian ini peneliti ingin memberikan hipotesis terhadap penelitian yang akan dilakukan yaitu setelah melakukan penurunan frekuensi pompa menggunakan variable speed drive laju produksi akan menurun hingga berada di bawah laju kritis sumur, yang kemudian berdampak tidak terjadinya water coning yang ditandai dengan berkurangnya watercut yang cukup besar.

## BAB III

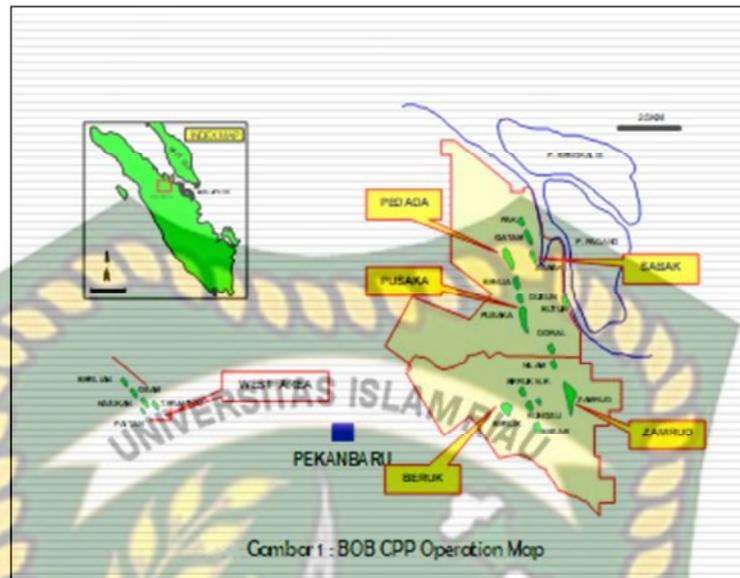
### METODOLOGI PENELITIAN

Badan Operasi Bersama PT. Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu terletak di Kabupaten Siak, Riau. Terdapat 26 lapangan produksi dan terbagi dalam 3 ( tiga ) area, yaitu Zamrud Area, Pedada Area, dan West Area di wilayah kerjanya.

#### 3.1 Letak Geografis dan Sejarah Area BOB (PT. BSP – Pertamina Hulu)

Badan Operasi Bersama PT. Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu merupakan peninggalan sekaligus warisan dari PT. Caltex Pacific Indonesia, yang sejarahnya dimulai pada tahun 1972 di Kasikan. Setelah itu mulailah ditemukan lagi sumur-sumur baru seperti sumur di Pedada yang ditemukan pada tahun 1973, berlanjut dengan ditemukannya sumur di Zamrud area pada tahun 1975, dan berlanjut ke sumur – sumur lainnya di berbagai lapangan. Badan Operasi Bersama ( BOB ) PT. Bumi Siak Pusako ( BSP )-Pertamina Hulu terbentuk dari tumbuhnya kesadaran untuk memberikan porsi yang seimbang bagi pemerintah daerah untuk menikmati dan mengelola hasil sumber daya alam daerahnya. Kewenangan pengelolaan ini diserahkan kepada PT. Bumi Siak Pusako (BSP) dan PT. Pertamina Hulu dari pemerintah Republik Indonesia melalui BPMIGAS.

Secara geografis lapangan ini terletak di bagian Timur Cekungan Sumatera Tengah yang merupakan salah satu cekungan tersier di Pulau Sumatera. Kerangka tektonik Sumatera merupakan busur magmatik yang berhubungan dengan Lempeng Indo - Australia terhadap Lempeng Eurasia pada arah N 6°. Wilayah kerja BOB PT. Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu dengan luas sebesar 9.135,06 km<sup>2</sup> terletak di propinsi Riau yang tercakup dalam Kabupaten Siak, Bengkalis, Kampar Rokan Hulu. Lokasi-lokasi area produksi BOB PT. Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu digambarkan dalam gambar 3.1 berikut ini.



**Gambar 3.1** Operation Map BOB (Sumber: BOB PT. BSP – Pertamina Hulu Siak)

Pada umumnya struktur tanah di lapangan BOB PT. Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu adalah gambut, oleh karena itu setiap tahunnya ketinggian struktur tanah cenderung menurun. Pada sekitar tahun 1980, program pengembangan lapangan produksi dilakukan untuk mengembangkan lapangan dengan spasi 248 acre dilakukan pemboran 10 sumur pengembangan. Tahun 1981, sebanyak 4 sumur kembali dibor. Yang terdiri dari 2 sumur deliniasi dan 2 sumur infill ( @ 62 acre ). Metode produksi pada sumur di BOB PT. Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu semuanya adalah Artificial Lift, dengan pengelolaan operasi produksi zero discharge water dan sebagian besar menggunakan ESP (Electric Submersible Pump ) . Peta lokasi area BOB PT. Bumi Siak Pusako-Pertamina Hulu secara luas dapat dilihat pada gambar 3.2 berikut ini.



**Gambar 3.2** Peta Lokasi & Struktur Framework Lapangan (Sumber: BOB PT. BSP – Pertamina Hulu Siak)

Pedada Area memiliki 201 sumur yang semuanya aktif berproduksi. Sumur vertical banyak dijumpai pada Pedada Area, dimana area ini adalah sumur–sumur yang dangkal. Target Depth di Pedada Area berkisar antara 600 ft hingga 800 ft MD. Payzone Pedada Area terdapat pada formasi Bekasap, karena mayoritas sandstone ada pada zona Bekasap. Zamrud Area memiliki 164 sumur aktif berproduksi, dimana kebanyakan sumur pada Zamrud Area adalah sumur directional. Directional drilling yang dilakukan untuk mencapai payzone pada Zamrud Area rata–rata berjenis J-Type. Target Depth di wilayah ini termasuk dalam, yaitu antara 2000 ft hingga 3000 ft MD. Zona target area ini sama seperti di Pedada Area, yaitu terdapat pada formasi Bekasap. Pengeboran pada Zamrud Area menggunakan metode Directional Drilling karena Zamrud Area termasuk kedalam kawasan hutan lindung dan suaka margasatwa. Oleh karena hal tersebut, sulit untuk mendapatkan perizinan pembebasan lahan, sehingga horizontal drilling dan directional drilling adalah salah satu jalan untuk mendapatkan zona target hidrokarbon.

Lalu yang ketiga adalah West Area, memiliki 37 sumur, dimana setiap sumur pada lapangan – lapangan ini adalah sumur aktif berproduksi. Pengeboran yang dilakukan di West Area, pada beberapa sumur menggunakan metode Horizontal Drilling. Target Depth pada West Area juga dalam, yaitu sekitar 2000 ft hingga 4000 ft MD. Dan zona target pada daerah ini juga sama seperti Pedada Area dan Zamrud Area, yaitu ada pada formasi Bekasap. Total produksi atau

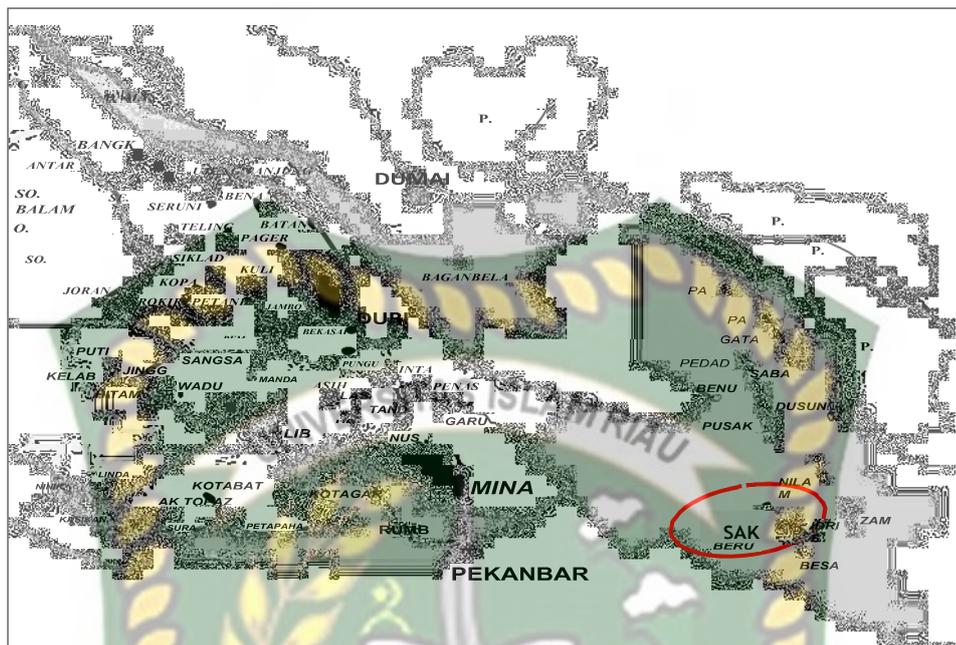
cummulative production BOB PT. Bumi Siak Pusako - Pertamina Hulu dari tiga area tersebut fluktuatif, yaitu berkisar 13000-16000 BOPD.

### 3.2 Sejarah Lapangan Y

Lapangan Y adalah salah satu lapangan minyak yang dikelola oleh BOB PT. BSP – Pertamina Hulu dengan sistem bagi hasil (Production Sharing) dengan pemerintah Indonesia. Lapangan ini merupakan salah satu aset lapangan didalam blok milik BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Secara Administrasi terletak di Kabupaten Siak Sri Indrapura,Provinsi Riau. Dulunya lapangan ini dikelola oleh PT Caltex Pasific Indonesia (2002). Lapangan ini bagian dari termasuk kedalam Blok Cekungan Sumatera Tengah. Lapangan ini ditemukan pada tahun 1978 yang mempunyai 2 formasi reservoir. Lapangan Y diproduksi dimulai pada tahun 1984 dan memiliki 14 sumur produksi.

Produksi Lapangan Y semuanya berasal dari lapisan alva sand dengan kedalaman berkisar antara 1771ft sampai 2025 ft. Sejak pertama ditemukan hingga sekarang jumlah sumur yang sudah dibor mencapai 27 sumur, dengan 27 sumur yang menghasilkan minyak sebesar 46.838 Mbo. Lapangan Y memiliki 27 sumur produksi, 2 sumur injeksi, 1 sumur disposal serta 1 fasilitas Gathering Station (GS). Total produksi fluida 55.072 BFPD (2017) dimana jumlah air yang terproduksinya mencapai 48.075 BWPD.

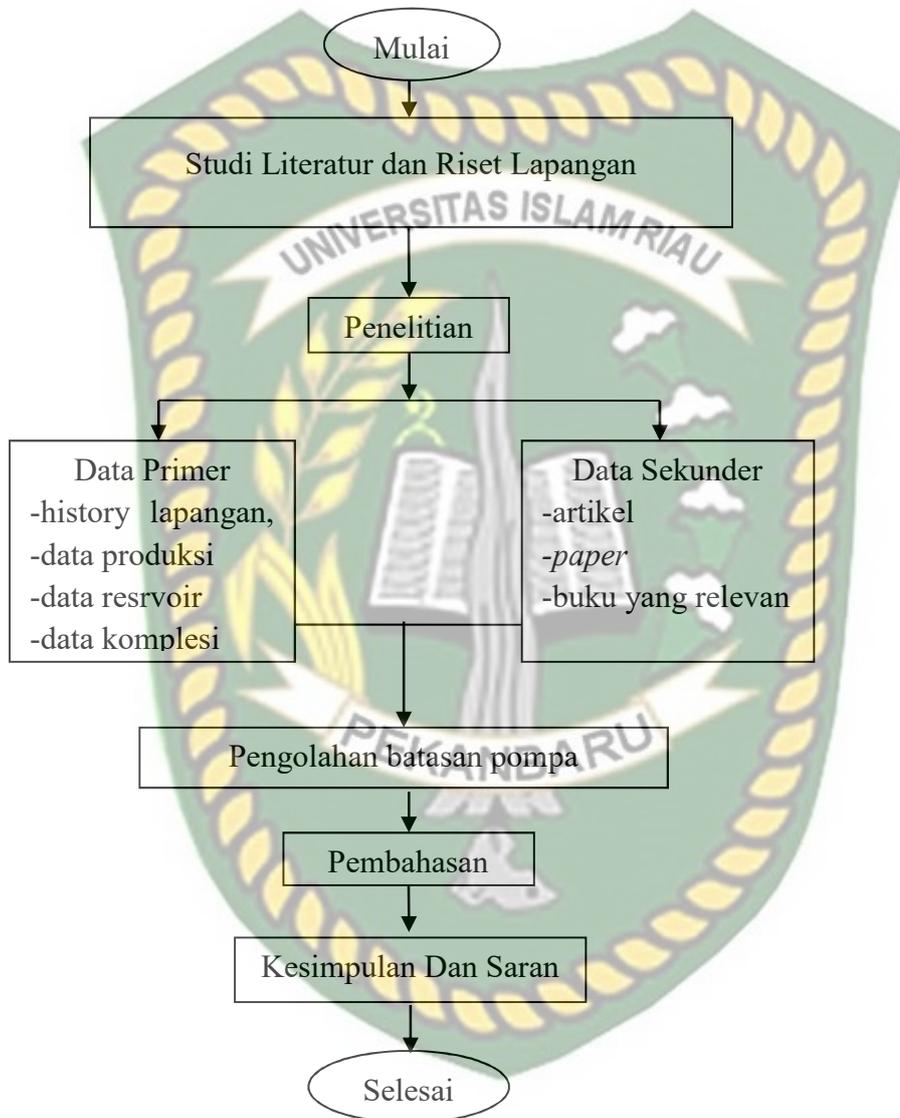
Air yang terproduksi ini sebagian diinjeksikan ke sumur-sumur injeksi guna meningkatkan produksi minyak, sebagiannya lagi dibuang ke sumur disposal. Untuk mengatasi meningkatnya jumlah air pada sumur produksi dilakukan beberapa metode salah satunya dengan menggunakan metode Water Shut Off. Hingga saat ini metode Water Shut Off menggunakan CPA dan squeeze off & reperforated telah banyak diterapkan di BOB PT.BSP-Pertamina Hulu. Pompa yang digunakan untuk sumur produksi adalah Electrical Submersible Pump/ESP, Progressing Cavity Pump/PCP, dan Sucker Rod Pump/SRP. Lapangan Y ini mengandung pasir yang dapat merusak pompa (SRP), karena itu lebih banyak menggunakan PCP dan ESP.



Gambar 3.3 Lokasi Lapangan Y (Sumber: BOB PT. BSP – Pertamina Hulu Siak)

### 3.3 Flow Chart

Tahapan penelitian dapat ditampilkan dalam bentuk flow chart sebagai berikut:



### 3.4 Tempat Pelaksanaan Penelitian

Tempat Pelaksanaan Penelitian ini akan dilaksanakan di BOB PT BSP – PERTAMINA HULU - ZAMRUD, Kabupaten Siak, Riau.

### 3.5 Waktu Pelaksanaan Penelitian

Waktu pelaksanaan penelitian ini dilakukan selama 1 bulan di lingkungan BOB PT BSP – PERTAMINA HULU - ZAMRUD. pada bulan Oktober 2021.

Tabel berikut menerangkan jadwal pelaksanaan penelitian tugas akhir:

**Tabel 3.1** Jadwal Pelaksanaan Penelitian Tugas Akhir (Analisa Penulis)

Kegiatan dan Waktu Pelaksanaan	September 2021				Oktober 2021				November 2021			
	1	2	3	4	1	2	3	4	1	2	3	4
Studi Literatur												
Seminar Proposal												
Riset Lapangan												
Pengumpulan dan Pengolahan Data												
Evaluasi dan Penenuruan Frekuensi Pompa ESP												
Penyusunan TA												
Presentasi TA												

## BAB IV

### HASIL DAN PEMBAHASAN

Dalam penelitian tugas akhir ini, data yang ada pada sumur “X” di lapangan “Y” yaitu data reservoir, data sumur, data produksi dan data pompa. Pengevaluasian electric submersible pump dilakukan dengan cara menentukan efisiensi volumetric dan efisiensi pompa. Kemudian pengoptimasian electric submersible pump dilakukan dengan cara memvariasikan frekuensi pompa diatas frekuensi 60 Hz menggunakan Variable Speed Drive (VSD) secara hitung manual yang kemudian dilakukan perbandingan menggunakan software AutographPC.

#### 4.1 Data Sumur X Lapangan Y

##### 4.1.1 Data Scal

Tabel 4.1 Data Scal

SCAL DATA		
K	:	1350 mD
hp	:	8 ft
ho	:	41 ft
hc	:	6 ft
$\mu_o$	:	2.7 cp
$\mu_w$	:	0.33 cp
$\rho_o$	:	47.5 lb/cuft
$\rho_w$	:	63.76 lb/cuft
FVF	:	1.078 RB/STB
GOR	:	43 SCF/STB
Porosity	:	30.6 %
kv	:	1350 mD
kh	:	1350 mD
Sw	:	0.245
So	:	0.755
Swc	:	0.2
Sw*	:	0.05625
Kro	:	0.94375 mD
Ko	:	1274.1 mD
re	:	820 ft
rw	:	0.58 ft
WOC	:	1586 ft
Kadar Air	:	0.98
M	:	4.3

#### 4.1.2 Data Swab Sumur X Lapangan Y

Tabel 4.2 Data Swab Sumur X Lapangan Y

SWAB TEST		
Mid Perf	:	1576 RT (TVD)
SFL	:	279 RT (TVD)
WFL	:	390 RT (TVD)
Rate	:	1309 bfpd
Watercut	:	98 %
BOPD	:	26 bopd
BWPD	:	1282.82 bwpd
API	:	38
WHP	:	125 psi
BHT	:	192 F

#### 4.2 Evaluasi ESP Terpasang

##### 1. Penentuan Gradien Fluida

$$\begin{aligned} SG_w &= \text{Water cut} \times SG_{\text{water}} \\ &= 0,98 \times 1,02 \\ &= 0,9996 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} SG_o &= \text{Oil Content} \times SG_{\text{oil}} \\ &= (1-0,7439) \times (141,5/(131,5+API)) \\ &= (1-0,7439) \times (141,5/(131,5+38)) \\ &= 0,0167 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} SG_{\text{fluida}} &= SG_w + SG_o \\ &= 0,9996 + 0,0167 \\ &= 1,0163 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Gradien Fluida (Gf)} &= SG_{\text{fluida}} \times 0,433 \\ &= 1,0163 \times 0,433 \\ &= 0,44 \text{ psi/ft} \end{aligned}$$

##### 2. Penentuan Tekanan Statis (Ps) dan Tekanan Alir Dasar Sumur (Pwf)

$$P_s = (\text{Perforasi} - \text{SFL}) \times G_f$$

$$= (1576-279) \times 0,44$$

$$= 570,96 \text{ psi}$$

$$P_{wf} = (\text{Perforasi} - \text{WFL}) \times G_f$$

$$= (1576 - 390) \times 0,44$$

$$= 522,1 \text{ psi}$$

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

$$\begin{aligned} \text{WFL}' &= \text{Perforasi} - (P_{wf}' / G_{\text{mix}} / \\ & ((W_c/100) \times 1.02 + ((1-W_c/100) \times S_{\text{Goil}})) \\ &= 1576 - (510 / 1,016 / ((98/100) \times \\ & 1.02 + ((1 - 98/100) \times 0.835) \end{aligned}$$

$$= 436 \text{ ft}$$

$$\text{FAP} = \text{Pumpset} - \text{WFL}'$$

$$= 954 - 436 \text{ ft}$$

$$= 518 \text{ ft}$$

$$\text{Pump Intake Pressure (PIP)} = 0,052 \times S_{\text{gOil}} \times 8.33 \times \text{FAP}$$

$$= 0,052 \times 0,835 \times 8,33 \times 518$$

$$= 18 \text{ psi}$$

### 4. Penentuan Tubing Friction Loss (Hf)

$$\text{Friction Loss} = \frac{2,0830 \times \frac{100^{1,85} Q_t^{1,85}}{c^{34,3}}}{ID^{4,8655}}$$

$$= 9,1 \text{ ft/ 1000 ft}$$

$$\text{Tubing Friction Loss (HF)} = \text{Friction Loss} \times \text{PSD}$$

$$= 9,1/1000 \times 954$$

$$= 8,7 \text{ ft}$$

### 5. Penentuan Tubing Head (HT) = $\frac{WHP}{G_f}$

$$= \frac{125}{0,44}$$

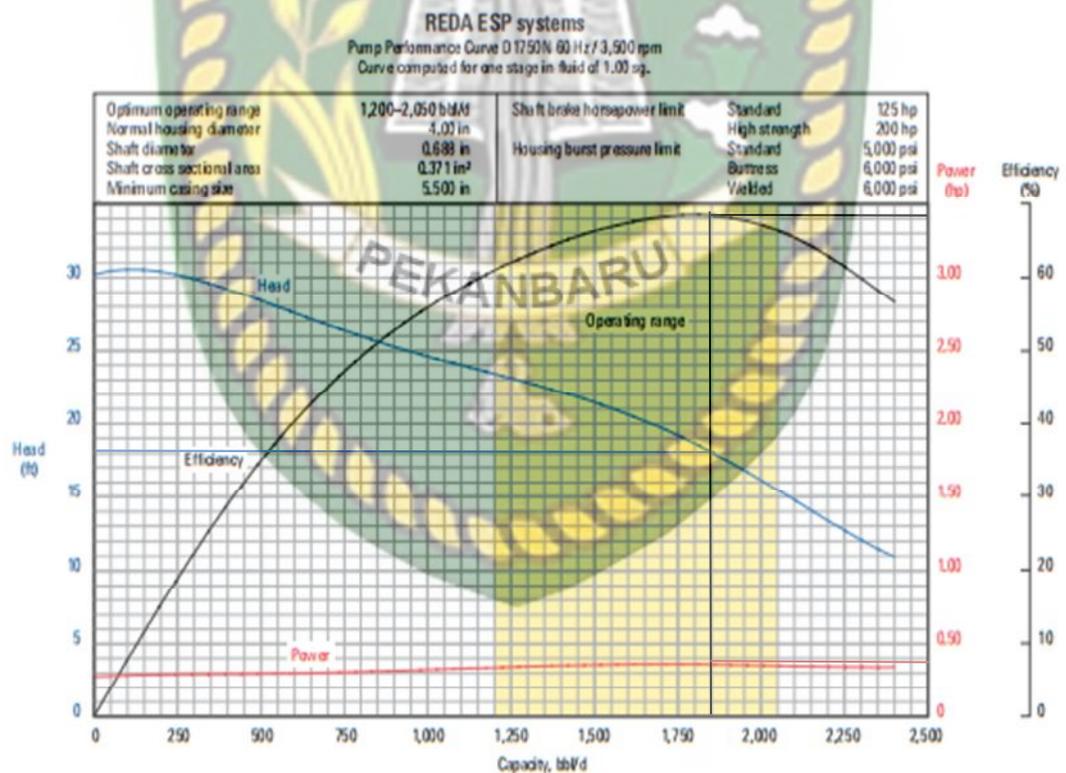
$$= 283,9 \text{ ft}$$

## 6. Penentuan Total Dynamic Head (TDH)

$$\begin{aligned} \text{TDH} &= \text{WFL}' + \text{HF} + \text{HT} \\ &= 436,1 + 8,7 + 283,9 \\ &= 728,7 \text{ ft} \end{aligned}$$

## 7. Penentuan Head/Stage

$$\begin{aligned} \text{Head/Stage} &= \frac{\text{TDH}}{\text{Stage}} \\ &= \frac{728,7}{41} \\ &= 17,77 \text{ ft/stage} \end{aligned}$$



**Gambar 4.1** Evaluasi Pump Performance Curve IDN1750

Dari Gambar 4.1 diatas, dengan memplotkan nilai Head/Stages 17,7 ft didapat data sebagai berikut :

$$Q_{\text{actual}} = 1309 \text{ BFPD}$$

$$Q_{\text{theoretical}} = 1850 \text{ BFPD}$$

$$\text{Effisiensi Pompa} = 68 \%$$

### 8. Penentuan Effisiensi Volumetris (%EV)

$$\begin{aligned} \text{Effisiensi Volumetris (\%EV)} &= \frac{Q_{\text{actual}}}{Q_{\text{theoretical}}} \times 100\% \\ &= \frac{1309}{1850} \times 100\% \\ &= 70,75 \% \end{aligned}$$

Hasil perhitungan evaluasi ditunjukkan pada table 4.5 di bawah ini.

**Tabel 4.3** Data Evaluasi Pada IDN1750

Pompa Terpasang	Frekuensi (Hz)	Jumlah Stages	Qactual (BFPD)	Qteori (BFPD)	Effisiensi Pompa (%)	Effisiensi Volumetris (%)
IDN1750	60	41	1309	1850	68	70,75

### 4.3 Penentuan Produktivitas Formasi

Sebelum melakukan perubahan frekuensi pompa menggunakan Variable Speed Drive pada pompa ESP, terlebih dahulu menentukan produktivitas formasi yang dapat di sajikan dalam bentuk kurva IPR.

Sesuai dengan data yang tersedia, bahwa tekanan static lebih besar dari tekanan jenuh atau ( $P_s > P_b$ ) dan ( $P_{wf} > P_b$ ) maka pembuatan kurva IPR dilakukan dengan metode 1 fasa dan 2 fasa. Langkah pembuatan kurva IPR sebagai berikut :

#### 1. Menentukan Produktivitas Index (PI).

$$\begin{aligned} PI &= \frac{Q}{P_s - P_{wf}} \\ &= \frac{1309}{570,96 - 522,1} \\ &= 26,79 \text{ BPD/psi} \end{aligned}$$

#### 2. Menentukan laju alir pada tekanan jenuh (Qb).

$$\begin{aligned} Q_b &= PI (P_s - P_b) \\ &= 26,79 (570,96 - 219) \end{aligned}$$

$$= 9428,575 \text{ BFPD}$$

### 3. Menentukan Nilai $Q_{max}$ .

$$\begin{aligned} Q_{max} &= Q_b + \frac{PI \times P_b}{1,8} \\ &= 9428,575 + \frac{26,79 \times 219}{1,8} \\ &= 12687,84 \text{ BFPD} \end{aligned}$$

### 4. $Q_{optimum}$

$$\begin{aligned} &= \frac{80}{100} \times Q_{max} \\ &= \frac{80}{100} \times 12687,84 \\ &= 10150,27 \text{ BFPD} \end{aligned}$$

### 5. Hitung laju produksi pada tekanan alir dasar sumur lebih besar dari tekanan jenuh ( $P_{wf} > P_b$ )

- Menggunakan asumsi  $P_{wf} = 510$  psi

$$\begin{aligned} Q &= PI (P_s - P_{wf}) \\ &= 26,79 (570,96 - 510) \\ &= 1633,129 \text{ BFPD} \end{aligned}$$

- Menggunakan asumsi  $P_{wf} = 550$  psi

$$\begin{aligned} Q &= PI (P_s - P_{wf}) \\ &= 26,79 (570,96 - 550) \\ &= 561,59 \text{ BFPD} \end{aligned}$$

### 6. Hitung laju produksi pada tekanan alir dasar sumur lebih kecil dari tekanan jenuh ( $P_{wf} < P_b$ )

- Menggunakan asumsi  $P_{wf} = 190$  psi

$$\begin{aligned} Q &= Q_b + (Q_{max} - Q_b) \left(1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b}\right)^2\right) \\ &= 9428,57 + (12687,84 - 9428,57) \times \left(1 - 0,2 \left(\frac{190}{219}\right) - 0,8 \left(\frac{190}{219}\right)^2\right) \\ &= 10152 \text{ BFPD} \end{aligned}$$

- Menggunakan asumsi  $P_{wf} = 127$  psi

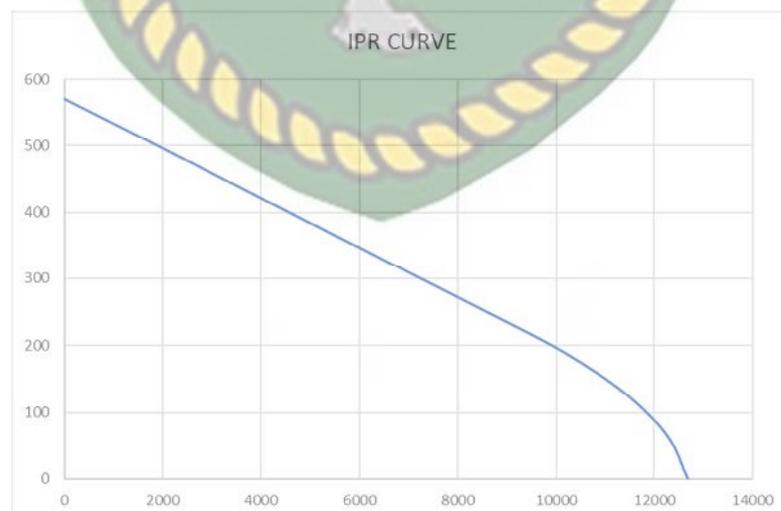
$$\begin{aligned}
 Q &= Qb + (Qmax - Qb)\left(1 - 0,2\left(\frac{Pwf}{Pb}\right) - 0,8\left(\frac{Pwf}{Pb}\right)^2\right) \\
 &= 9428.57 + (12687.84 - 9428.57) \times \left(1 - 0,2\left(\frac{127}{219}\right) - 0,8\left(\frac{127}{219}\right)^2\right) \\
 &= 11435 \text{ BFPD}
 \end{aligned}$$

Hasil perhitungan Q pada berbagai harga Pwf asumsi ditunjukkan pada Tabel 4.6 di bawah ini.

Tabel 4.4 IPR Q Terhadap Pwf

Q (bfpd)	Pwf (psi)	WFL ('RT)	FAP (ft)
0	571	253	701
1699	508	400	554
3399	444	547	407
5098	381	694	260
6798	317	841	113
8497	254	988	-34
10152	190	1135	-181
11435	127	1282	-328
12280	63	1429	-475
12688	0	1576	-622

#### 7. Membuat kurva IPR (plot harga Q vs Pwf asumsi)



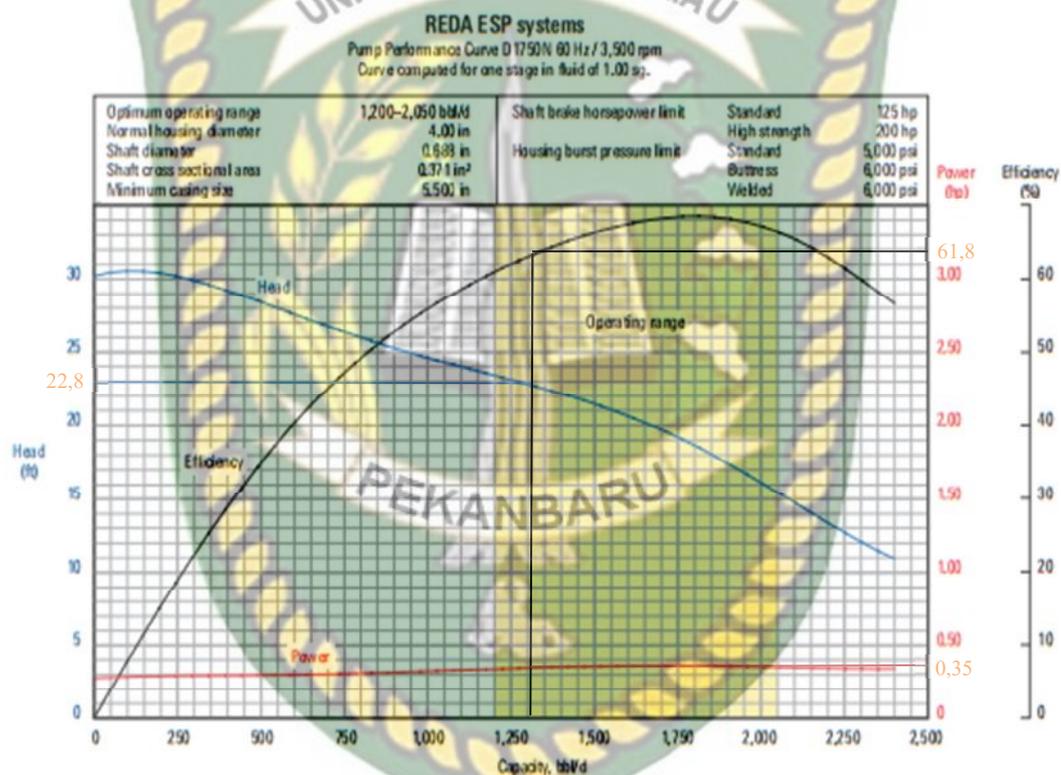
Gambar 4.2 Kurva IPR IDN1750

#### 4.4 Menurunkan Watercut menggunakan Frekuensi

Penurunan watercut dilakukan pada pompa terpasang pada sumur “X” yaitu pompa series IDN1750 dengan menurunkan frekuensi putaran pompa dengan menggunakan VSD.

##### 4.4.1 Penentuan head dan motor load

Penentuan Head dan Motor Load pada pompa IDN1750 menggunakan Pump Performance Curve pada Gambar.4.3 di bawah ini.



**Gambar 4.3** Pump Performance Curve IDN1750 untuk Menentukan Head dan Motor Load

Dari Gambar 4.3 Diatas, dengan memplot laju produksi actual ( $Q_t = 1309$  BFPD) di dapat data sebagai berikut :

- Head = 22,8 ft/stages  
Head total =  $22,8 \times 41 = 934,8$  ft
- Motor Load = 0,35 HP/stages  
Motor Load total =  $0,35 \times 41 = 14,35$  HP

#### 4.4.2 Penentuan Rate, Head, dan Motor Load dengan Frekuensi Baru

Dengan merubah frekuensi pada VSD maka flowrate, Head, dan Motor Load juga akan berubah, besarnya perubahan flowrate, Head, dan Motor Load dapat di ketahui menggunakan persamaan affinity Law, persamaannya adalah sebagai berikut :

$$\text{Rate Baru} = \frac{\text{Frekuensi Baru}}{\text{frekuensi awal}} \times \text{Rate awal}$$

$$\text{Head Baru} = \left( \frac{\text{frekuensi baru}}{\text{frekuensi awal}} \right)^2 \times \text{Head awal}$$

$$\text{Motor Load Baru} = \left( \frac{\text{frekuensi baru}}{\text{frekuensi awal}} \right)^3 \times \text{Motor Load awal}$$

Pada Pompa IDN1750 di sumur “X” memiliki frekuensi 60 Hz dengan Flowrate 1309 BFPD, Head 934,8 ft, dan Motor Load 14,35 HP. Dengan menurunkan Frekuensi menjadi 55 Hz, Maka :

$$\begin{aligned} \text{Rate 63 Hz} &= \frac{55 \text{ Hz}}{60 \text{ Hz}} \times 1309 \text{ BFPD} \\ &= 1200 \text{ BFPD} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Head 63 Hz} &= \left( \frac{55}{60} \right)^2 \times 934,8 \text{ ft} \\ &= 785,5 \text{ ft} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Motor Load 63 Hz} &= \left( \frac{55}{60} \right)^3 \times 14,35 \text{ HP} \\ &= 11,05 \text{ HP} \end{aligned}$$

**Tabel 4.5** Rate, Head dan Motor Load setiap Frekuensi

Frekuensi (Hz)	rate (BFPD)	Head (ft)	Motor load (HP)
60	1309	934.8	14.35
59	1287.2	903.90	13.64
58	1265.4	873.52	12.96
57	1243.6	843.66	12.30
56	1221.7	814.31	11.67
55	1199.9	785.49	11.05
54	1178.1	757.19	10.46
53	1156.3	729.40	9.89
52	1134.5	702.14	9.34
51	1112.7	675.39	8.81
50	1090.8	649.17	8.30

#### 4.4.3 Penentuan Pwf untuk laju alir terbaru

Dikarenakan laju alir fluida Setiap perbedaan laju alir fluida maka nilai Pwf juga akan mengalami perubahan, seperti rumus berikut

$$Q = PI (P_s - P_{wf})$$

$$P_{wf} = P_s - (Q/PI)$$

Untuk 59 Hz laju alir  $Q = 1287,18$  BFPD maka

$$P_{wf} = 570,96 - (1287,18 / 26,79)$$

$$P_{wf} = 522,91 \text{ Psi}$$

Dihitung juga untuk setiap perubahan frekuensi dapat di lihat di table 4.8

#### 4.4.4 Penentuan besaran alir air menggunakan metode IPR Wiggins

Secara empiris Wiggins menyatakan bentuk dasar kurva IPR tiga fasa sebagai berikut :

Untuk Air :

$$\frac{q_w}{q_{max}} = 1 - 0.722235 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.284777 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2$$

Pada Pompa IDN1750 di sumur "X" memiliki frekuensi 60 Hz dengan  $Q_{max} 12687,84$  BFPD,  $P_{wf} 522,10$  Psi,  $P_r 570,96$  Psi Maka :

$$Q_w = \left[ 1 - 0.722235 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.284777 \left( \frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \times Q_{max}$$

$$Q_w = \left[ 1 - 0.722235 \left( \frac{522,1}{570,96} \right) - 0.284777 \left( \frac{522,1}{570,96} \right)^2 \right] \times 12687,84$$

$$Q_w = 1287,151 \text{ BPD}$$

Didapatkan hasil 1287,151 BPD sementara itu dikeadaan actual laju alir air sebesar 1282.82 BPD ada perbedaan antara perghitungan dengan

keadaan actual sebesar 0,3 %, dan dianggap sama, kemudian dihitung juga untuk setiap perubahan frekuensi, hasil perhitungan terasaji pada table 4.8

#### 4.4.5 Penentuan besaran alir minyak

Setelah mendapat besaran alir air dan mengetahui besaran alir fluida pada sumur kajian maka kita dapat menentukan besaran alir minyak. Untuk  $Q = 1309$  dan  $Q_w$  yang didapat melalui perhitungan IPR Wiggins sebesar 1287,15 maka:

$$Q_o = Q - Q_w$$

$$Q_o = 1309 - 1287.15$$

$$Q_o = 21.85 \text{ BOPD}$$

**Tabel 4.6** Perhitungan Laju aliran Fluida

freq (Hz)	rate (BOPD)	head (Ft)	Motor Load (HP)	Pwf (Psi)	Qw (BWPD)	Qo (BOPD)	WC %
60	1309	934.8	14.35	522.10	1287.15	21.85	98.33%
59	1287.18	903.90	13.64	522.91	1264.69	22.49	98.25%
58	1265.37	873.52	12.96	523.73	1242.17	23.19	98.17%
57	1243.55	843.66	12.30	524.54	1219.64	23.91	98.08%
56	1221.73	814.31	11.67	525.36	1197.10	24.64	97.98%
55	1199.92	785.49	11.05	526.17	1174.53	25.38	97.88%
54	1178.10	757.19	10.46	526.98	1151.96	26.14	97.78%
53	1156.28	729.40	9.89	527.80	1129.37	26.92	97.67%
52	1134.47	702.14	9.34	528.61	1106.76	27.70	97.56%
51	1112.65	675.39	8.81	529.43	1084.14	28.51	97.44%
50	1090.83	649.17	8.30	530.24	1061.51	29.33	97.31%
49	1069.02	623.46	7.82	531.06	1038.86	30.16	97.18%
48	1047.20	598.27	7.35	531.87	1016.19	31.01	97.04%
47	1025.38	573.60	6.90	532.69	993.52	31.87	96.89%
46	1003.57	549.45	6.47	533.50	970.82	32.74	96.74%
45	981.75	525.83	6.05	534.31	948.11	33.64	96.57%
44	959.93	502.71	5.66	535.13	925.39	34.54	96.40%
43	938.12	480.12	5.28	535.94	902.65	35.46	96.22%
42	916.30	458.05	4.92	536.76	879.90	36.40	96.03%
41	894.48	436.50	4.58	537.57	857.13	37.35	95.82%
40	872.67	415.47	4.25	538.39	834.35	38.31	95.61%

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1 KESIMPULAN

1. Evaluasi pompa ESP dilakukan dengan menggunakan data pump performance curve untuk pompa IDN1750 kemudian memplotkan nilai head/stages sehingga didapat  $Q_{teori} = 1850$  BFPD dengan  $Q_{actual} = 1309$  BFPD, Effisiensi pompa = 68 %, dan Effisiensi Volumetris = 70,75 % dari data ini diketahui bahwa pompa dalam keadaan yang sesuai untuk laju alir yang dilakukan, namun sangat jauh dari laju alir maksimum sumur ( $Q_{opt}$ ) yaitu 10150,27 BFPD .
2. Penanggulangan water cut dilakukan dengan menggunakan Variable Speed Drive (VSD) pada frekuensi awal 60 Hz dengan laju produksi 1309 BFPD dan water cut 98 %. Kemudian frekuensi diturunkan menjadi 40 Hz, pada perhitungan manual laju produksi yang didapat yang awalnya 1309 BFPD menjadi 872 BFPD dengan water cut 95,6 %, dengan perbedaan % water cut maka berpengaruh terhadap jumlah perolehan minyak, pada frekuensi awal 60 Hz jumlah pendapatan minyak adalah 21.85 BOPD kemudian frekuensi diturunkan menjadi 40 Hz jumlah pendapatan minyak adalah 38.31 BOPD, metode ini secara teori akan menghasilkan penambahan perolehan minyak sebanyak 16,46 BOPD atau penambahan persentase perolehan minyak sebesar 75%.

#### 5.2 SARAN

Penulis menyarankan untuk menggunakan downhole sensor agar data yang di dapat lebih akurat, sehingga perhitungan dengan hasil actual tidak terlalu jauh berbeda.

## DAFTAR PUSTAKA

- Al-Qur'an Al-Karim.
- Ali Musnal. (n.d.). Aplikasi VSD dalam Mengatasi Masalah Water Cut Dan Gas Berlebih Pada Sumur X. Universitas Islam Riau.
- Andalucia, S. (2012). Evaluasi Dan Desain Ulang Electric Submersible Pump Pada Sumur X Lapangan Y. UPN Yogyakarta.
- Ariadji, V. S. (2009). Analisis Data Water Oil Ratio untuk Memprediksi Nilai Permeabilitas Vertikal terhadap Permeabilitas Horizontal. SIMPOSIUM IATMI. Bandung.
- Augusto, P. (n.d.). Artificial Lift. Department of Petroleum and Geosystems Engineering, University of Texas at Austin.
- Brown, K. (1980). The Technology of Artificial Lift Methods. (Volume 1). Petroleum Publishing Co.
- BOB PT. BSP – Pertamina Hulu Siak
- Boyun Gou, W. C. (2007). Petroleum Production Engineering. Elsevier Science & Technology Books.
- Buntoro, A., Yasutra, A., Santoso, anas puji, Suharidman, & Arifin, muhammad ainul. (2007). Penerapan Metoda Wiggins untuk Perhitungan Potensial Sumur Dengan Water Cut Tinggi Dilapangan Tanjung. Proceeding Simposium Nasional IATMI.
- Chan, K. . (1995). Water Control Diagnostic Plots, SPE 30775. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas-USA.
- Desma Cendra. (2018). PENGARUH PARAMETER MINIMUM MISCIBLE PRESSURE DAN VISCOSITY TERHADAP OPTIMASI PRODUKSI SUMUR GAS LIFT DENGAN MENGGUNAKAN SOFTWARE PROSPER PADA LAPANGAN "A." Universitas Islam Riau.
- FAIEZ ALDIYANTO, NUR (2021) ANALISA PROBLEM WATER CONING UNTUK MENENTUKAN PENANGGULANGAN PRODUKSI AIR YANG BERLEBIHAN PADA SUMUR "ALD-18 & ALD-14" LAPANGAN "NFA". Other thesis, UPN "Veteran" Yogyakarta.

- Hawkins, B. C. (1990). Applied Petroleum Reservoir Engineering 2ed. new jersey: a simon & counter company.
- Jayanti, P. D., Sudiby, R., & Sulustiyanto, D. (2015). Evaluasi dan Optimasi Pompa Electric Submersible Pump (ESP) Pada Sumur Sumur Dilapangan X. Seminar Nasional Cendekia.
- Jenita, F., Komar, S., & Bochori. (2016). Analisis of Critical Production Rate Using the Method in the Evaluation Chierici Water Coning Wells X Y Pt Pertamina Ep Asset 1 Field Ramba. 1–7.
- kermit E brown. (1980). The Technology of Artificial Lift Methods (Volume 2). PPC Books.
- kermit E brown. (1980). The Technology of Artificial Lift Methods (Volume 4). The University of Tulsa.
- Lecture, F. S. (2017). Production Engineering II. Kirkuk: Petroleum Department.
- Marpaung, C. A. (2015). Optimasi Penggunaan Electric submersible pump pada Sumur RN dan NM di Lapangan Y. Seminar Nasional Cendekiawan.
- Ngudiono, M. (2018). Evaluasi Penanggulangan Produksi Air dengan RPM (RELATIVE PERMEABILITY MODIFIER) TREATMENT dan Keekonomiannya pada Sumur “M” Lapangan “N.” Universitas Islam Riau.
- Raharjo, a. d. (2016). evaluasi perhitungan potensi sumur minyak tua dengan water cut tinggi. prosiding seminar nasional aplikasi sains dan teknologi. yogyakarta.
- Tarek Ahmed. (2001). Reservoir Engineering Handbook. Gulf Publishing Company.
- Wahyu Prasetyo, 2005. “Aplikasi VSD Variable Speed Drive”
- Wicaksana, S. (2011). Evaluasi dan Perencanaan Ulang Elektrik SubmersibPump (ESP) pada Sumur “X” Lapangan “Y.” UPN Yogyakarta.
- Widyatmoko, H. (2018). EVALUASI DAN OPTIMASI ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP DENGAN ANALISA NODAL MENGGUNAKAN VARIASI STAGES DAN VARIABLE SPEED DRIVE (SPEED MODE) PADA SUMUR “X” LAPANGAN “Y.” Universitas Proklamasi 45, Yogyakarta.