

EVALUASI POMPA ESP TERPASANG UNTUK OPTIMASI PRODUKSI MINYAK PT. PERTAMINA ASSET I FIELD RAMBA

Petrus Agus Wahono*, Syamsul Komar, Fuad Rusydi Suwardi

^{*)}Jurusan Teknik Pertambangan, Fakultas Teknik, Universitas Sriwijaya,

Jl. Palembang- Prabumulih KM 32, Indralaya, 30662, Indonesia

E-mail: petrus.hono@gmail.com

Abstrak

Electric Submersible Pump (ESP) merupakan jenis dari Centrifugal Pump untuk mengangkat fluida dari reservoir ke permukaan pada laju produksi tertentu, maka kemampuan suatu pompa untuk mengangkat suatu level fluida tertentu hingga permukaan seharusnya disesuaikan dengan kapasitas sumur itu sendiri. Sumur X110 berada di lapangan Bentayan dimana reservoir sumur ini memiliki tenaga pendorong air (water drive). Sumur X110 dari perhitungan kurva IPR Vogel memiliki produksi optimum 1227,853 BFPD menggunakan pompa ESP TD 850 140 Stages 60 Hz dengan ukuran motor 30 HP 425 V 44,5 A. Dari test produksi aktual 4 April 2014 diketahui produksi sebesar 460 BFPD sehingga produksi masih dapat dioptimasi dengan mengevaluasi pompa ESP terpasang. Dari hasil evaluasi didapatkan tipe pompa untuk mendapatkan produksi optimum sumur X110 adalah dari EJP dengan tipe IND 1300 147 stages 60 Hz dengan ukuran pompa 50 Hp, 815 V, 39 A.

Kata kunci: Artificial Lift, Electric Submersible Pump, Evaluasi.

Abstract

Electric Submersible Pump (ESP) is a type of Centrifugal Pump to lift fluid from the reservoir to the surface at a certain production rate, the ability of a pump to lift a certain fluid level up to the surface should be adjusted to the capacity of the well itself. Well X110 is in the field Bentayan where the reservoir wells has the driving force of water (water drive). Based on Vogel IPR curve calculations, X110 has optimum production 1227.853 BFPD using ESP pumps TD 850 140 Stages 60 Hz with motor 30 size HP 425 V 44.5 A. From the actual production test 4 April 2014 is known to produce up to 460 BFPD so that production can still be optimized by evaluating ESP pump installed. From the evaluation results obtained type of pump to get optimum production for wells X110 is the type of the EJP 1300 147 IND stages 60 Hz with pump size 50 hp, 815 V, 39 A

Keywords : Artificial lift, Electrical Submersible Pump, Evaluation

1. PENDAHULUAN

Electric Submersible Pump (ESP) merupakan jenis dari *Centrifugal Pump* yang digunakan untuk mengangkat fluida dari reservoir ke permukaan pada laju produksi tertentu (Giuliani and Francis, 1982). Suatu sumur minyak yang diproduksi secara terus menerus dapat dipastikan akan mengalami penurunan produksi yang diakibatkan oleh berkurangnya cadangan fluida dalam sumur, turunnya tekanan pendorong dari dalam sumur dan turunnya efisiensi pompa. Untuk menjaga rate produksi tetap stabil dan efisiensi pompa yang tinggi

perlu dilakukan evaluasi untuk menentukan apakah pompa yang digunakan sesuai dengan kemampuan sumur. Untuk menentukan kapasitas produksi sumur yang optimum digunakan perhitungan kurva IPR Vogel dimana produksi optimum sebesar 80 % produksi maksimum yang didapat dari kurva IPR Vogel (Anonim, 2006). Produksi optimum ini digunakan dalam evaluasi pompa ESP terpasang di sumur X110, hasil dari perhitungan evaluasi ESP ini adalah menentukan parameter pompa (rate pompa dan jumlah stage) dan parameter motor (Hp, Volt dan Ampere).

A. Inflow Performance Relationship (IPR)

Productivity Index (PI) yang diperoleh dari hasil test maupun dari perkiraan adalah merupakan gambaran secara kualitatif mengenai kemampuan suatu sumur untuk memproduksi (Brown, 1984). *Inflow Performance Relationship* (IPR) berperan penting dalam merencanakan fasilitas produksi pada suatu lapangan minyak maupun lapangan gas.

IPR yang digunakan dalam perencanaan produksi sumur yang berguna untuk melihat kemampuan sumur untuk memproduksi, IPR merupakan PI yang digambarkan secara grafis.

Berdasarkan definisi PI yang secara matematis merupakan kemampuan produksi pada keadaan tertentu dari suatu sumur, dimana tekanan statik reservoir (P_s) dan PI dianggap konstan, maka variabelnya adalah laju produksi (Q) dan tekanan aliran dasar sumur (P_{wf}), sehingga persamaan PI dapat ditulis sebagai :

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

Berdasarkan definisi PI, maka untuk membuat grafik IPR perlu diketahui data tentang:

- Laju produksi (Q)
- Tekanan aliran dasar sumur (P_{wf})
- Tekanan statik sumur (P_s)

Ketiga data tersebut diperoleh dari test produksi dan test tekanan (sonolog test) yang dilakukan pada sumur.. Berdasarkan ketiga data sumur tersebut IPR dapat dibuat sesuai dengan kondisi dari aliran fluidanya, apakah satu fasa, dua fasa atau tiga fasa.

Karena kurva IPR merupakan dasar di dalam perencanaan ulang (*redesign*) pompa (Guo et al., 2007), maka dalam pembuatan kurva IPR untuk kondisi di Lapangan Bentayan digunakan Metode Vogel.

Vogel telah mengembangkan persamaan yang sederhana dalam pemakaiannya, dimana persamaan ini dikembangkan dari analisa yang dilakukan terhadap grafik-grafik kinerja aliran minyak dari formasi ke lubang sumur (grafik IPR). Grafik tersebut dikembangkan dengan anggapan bahwa:

- Reservoir bertenaga dorong air (*water drive*).
 - Produksi gas dianggap nol.
 - Harga skin di sekitar lubang bor sama dengan nol.
 - Tekanan reservoir di bawah tekanan saturasi.
- Apabila dilakukan analisa regresi terhadap titik data akan diperoleh persamaan yang dapat

mempresentasikan titik-titik data tersebut. Persamaan tersebut adalah:

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

Persamaan (2) ini dipakai untuk membuat grafik kinerja aliran fluida dari formasi ke lubang sumur berdasarkan dari data uji produksi dan tekanan. Prosedur perhitungannya adalah sebagai berikut:

Langkah 1. Berdasarkan data uji tekanan (sonolog test) dan produksi, menentukan harga dari P_{wf}/P_s .

Langkah 2. Mensubstitusikan harga P_{wf}/P_s dari Langkah pertama dan harga laju produksi (Q) dari data produksi ke dalam Persamaan (2), dan menghitung harga Q_{maks}

$$Q_{maks} = \frac{Q}{1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2} \quad (3)$$

Langkah 3. Untuk membuat kurva IPR, menganggap beberapa harga P_{wf} dan menghitung harga Q , yaitu:

$$Q = Q_{maks} \left\{ 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \right\} \quad (4)$$

Langkah 4. Berdasarkan Q_{maks} didapatkan nilai Q_{opt} , yaitu:

$$Q_{opt} = 80\% \times Q_{maks} \quad (5)$$

Langkah 5. Memplotkan harga Q terhadap nilai P_{wf} pada grafik. Kurva yang diperoleh adalah kurva kinerja aliran minyak dari formasi ke lubang sumur (Kurva IPR).

B. Pemilihan Ukuran Pompa Listrik Submersible

Pemilihan ukuran pompa listrik submersible harus sesuai dengan besarnya laju produksi Q yang diharapkan pada *head* yang sesuai. Selain Q , ukuran *casing* juga merupakan faktor yang menentukan dalam pemilihan ukuran pompa listrik submersible yang efektif (Guo et al., 2007), biasanya dengan memilih seri yang tertinggi yang mempunyai diameter terbesar selama ukuran *casing* yang memungkinkan (Brown, 1980).

Dalam memilih ukuran pompa listrik submersible yang akan digunakan, selain harus

disesuaikan dengan laju produksi yang diharapkan, juga laju produksi tersebut harus dalam range optimum yang disarankan sehingga diperoleh efisiensi seperti yang dianjurkan (*recommended range*).

Seandainya hasil pemilihan ukuran pompa listrik submersible berdasarkan kapasitas dan ukuran casing-nya terdapat dua ukuran yang sama-sama memenuhi syarat, maka pertimbangan dasar untuk ukuran adalah diambil ukuran yang mempunyai selisih kapasitas yang terkecil yang paling mendekati (Tarek, 2006)

Masing-masing ukuran pompa listrik submersible mempunyai *pump performance curve* untuk laju produksi Q versus H (head), sehingga dengan mudah dapat diketahui efisiensi yang tertinggi (Anonim, 2002).

C. Jumlah Stage Pompa

Dasar perhitungan penentuan stage pompa adalah harga *total dynamic head* (TDH), yaitu *total pressure* dimana pompa bekerja, yang dinyatakan sebagai *head* atau ketinggian kolom cairan (ft).

$$SN = \frac{TDH}{HSP} \quad (6)$$

$$TDH = HD + HF + HT \quad (7)$$

Keterangan :

SN : Jumlah stage pompa
 TDH : *Total Dynamic Head*, ft
 HSP : *Head Per Stage Pump*
 HD : *Vertical Lift*, ft
 HF : Jarak kehilangan tekanan akibat *friction-loss* dalam *tubing*, ft
 HT : Jarak kehilangan tekanan di sepanjang *tubing*, ft

D. Gas Separator dan Advanced Gas Handler

Apabila jumlah gas bebas mencapai lebih dari 10% dari total volume fluida, maka diperlukan *gas separator*, sedangkan apabila kurang dari 10% dari total volume fluida, maka tidak diperlukan *gas separator*. Jika *gas separator* digunakan maka pompa diasumsikan memiliki efisiensi 90% dan 10% gas yang masuk ke dalam pompa tidak dapat dipisahkan oleh *gas separator* sehingga total fluida yang masuk pompa akan berbeda dengan total fluida yang sampai ke permukaan.

E. Pemilihan Motor

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

untuk sumur dengan *water cut* tinggi

$$Brake \text{ HP motor} = \text{jumlah stage} \times HP / \text{stage} \times S_{gw} \quad (8)$$

untuk sumur dengan *water cut* rendah

$$Brake \text{ HP motor} = \text{jumlah stage} \times HP / \text{stage} \times S_{gf} \quad (9)$$

$$\text{Horse power motor yang dibutuhkan} = Brake \text{ HP} + HP \text{ Protector} + HP \text{ Gas Separator} \quad (10)$$

Keterangan :

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

S_{gw} = *Specific gravity* air

S_{gf} = *Specific gravity* fluida campuran

Dengan menggunakan *Chart Fluid Velocity Passing Motor* dapat diketahui harga kecepatan fluida yang melewati *housing* motor dengan laju produksi yang diketahui. Jika harga kecepatan 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 (Tjondro, 2005).

2. METODOLOGI PENELITIAN

Penelitian ini dilakukan di PT Pertamina Asset I Field Ramba pada tanggal 1 April 2014-1 Mei 2014. Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data sekunder meliputi data sonolog test, data production test, data reservoir dan data mechanical sumur X110.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Perhitungan Kurva IPR X110

Dalam perhitungan kurva IPR Vogel untuk sumur X110 dapat dilakukan dalam perhitungan sebagai berikut :

a. Menentukan laju produksi maksimum (Q_{maks}) dengan persamaan (3).

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

$$Q_{maks} = \frac{460}{1 - 0,2\left(\frac{1142,78051}{1500}\right) - 0,8\left(\frac{1142,78051}{1500}\right)^2}$$

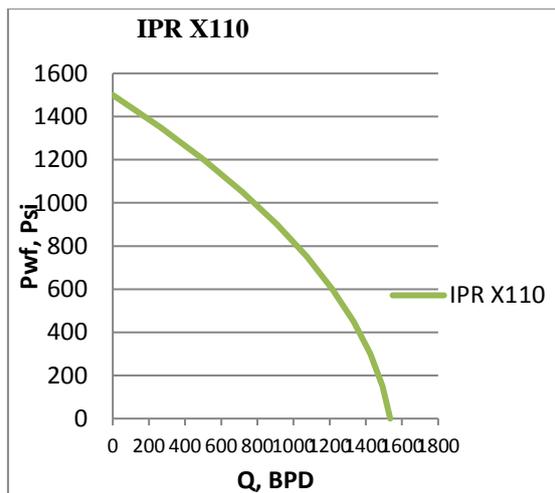
$$Q_{maks} = 1534,82 \text{ BFPD}$$

Dari hasil Q_{maks} yang telah didapatkan, gunakan kembali persamaan di atas dengan mengambil asumsi harga $\frac{P_{wf}}{P_s} = 0; 0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8; 0,9; 1$. Selanjutnya hitung nilai Q dan P_{wf} untuk setiap nilai $\frac{P_{wf}}{P_s}$ dan buat tabulasinya.

b. Menentukan laju optimal dari sumur X110 dimana $Q_{optimal}$ adalah 80% dari Q_{maks} dengan persamaan (5).

$$\begin{aligned} Q_{optimal} &= 0,8 \times Q_{maks} \\ &= 0,8 \times 1534,82 \text{ BFPD} \\ &= 1227,853 \text{ BFPD} \end{aligned}$$

- c. Buat sumbu koordinat dengan tekanan pada sumbu tegak (P) dan laju produksi pada sumbu datar (Q).
- d. Plot harga P_{wf} pada sumbu tegak .
- e. Plot harga Q_t pada sumbu datar
- f. Hubungkan titik-titik tersebut dan garis hubung ini merupakan grafik IPR Vogel 2 fasa, grafik IPR sumur X110 ditunjukkan di Gambar 1.



Gambar 1. IPR X110

3.2 Perhitungan Jumlah Stage

Dalam menentukan jumlah stage pompa maka diperlukan perhitungan-perhitungan sebagai berikut (Prabu, 2002) :

1. Penentuan *Specific Gravity*, dimana :

$$\begin{aligned} \text{a. SG fluida (SG}_f\text{)} \\ SG_f &= ((1 - WC)SG_o + WCxSG_w) \\ &= ((1 - 0,299)0,94 + 0,299 \times 1) \\ &= 0,96 \end{aligned} \quad (11)$$

$$\begin{aligned} \text{b. Gradien fluida (G}_f\text{)} \\ G_f &= SG_f \times 0,433 \text{ (psi/ft)} \\ &= 0,96 \times 0,433 \\ &= 0,418 \end{aligned} \quad (12)$$

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

$$\begin{aligned} \text{a. Perbedaan Kedalaman} \\ \text{Perbedaan kedalaman} &= \\ \text{Mid Perforasi - pump setting depth} \\ &= 3910,76 \text{ ft} - 3800,91 \text{ ft} \\ &= 109,85 \text{ ft} \end{aligned} \quad (13)$$

$$\begin{aligned} \text{b. Pwf pada } Q_{optimal} &= \\ 0,125 \times P_s &\left(-1 + \left(81 - 80 \left(\frac{Q_{opt}}{Q_{maks}}\right)^{1/2}\right)\right) \end{aligned} \quad (14)$$

$$\begin{aligned} &= 0,125 \times 1500 \left(-1 + \left(81 - 80 \left(\frac{1227,853}{1534,82}\right)^{1/2}\right)\right) \\ &= 585,85 \text{ Psi} \end{aligned}$$

c. *Pump Intake Pressure*

$$\begin{aligned} PIP &= P_{wf} - (\text{Perbedaan Kedalaman} \times G_f) \\ &= 585,85 \text{ Psi} - (109,85 \times 0,418) \\ &= 539,503 \text{ Psi} \end{aligned} \quad (15)$$

3. Perhitungan Gas kumulatif

Penentuan volume gas yang masuk ke dalam pompa diperhitungkan dengan menggunakan korelasi Standing's, yaitu :

$$\begin{aligned} \text{a. Kelarutan gas dalam minyak (R}_s\text{) yang} \\ \text{masuk kedalam pompa, yaitu :} \\ Y_g &= 0,00091 (T) - 0,0125 (^\circ\text{API}) \\ &= 0,00091 (200) - 0,0125 (19) \\ &= -0,05589 \end{aligned} \quad (16)$$

$$R_s = SG_{\text{gas}} \left(\frac{PIP}{18,10 Y_g}\right)^{1,024} \quad (17)$$

$$\begin{aligned} &= 0,8 \left(\frac{539,503}{18,10^{-0,05589}}\right)^{1,024} \\ &= 22,804 \text{ scf/stb} \end{aligned}$$

b. Faktor volume formasi minyak (B_o), yaitu :

$$F = R_s (SG_{gas} / SG_{oil})^{0.5} + 1,25T \quad (18)$$

$$= 22,804 (0,8/0,94)^{0.5} + 1,25 (200) \\ = 271,0375 \\ B_o = 0,972 + 0,000147F^{1,175} \quad (19)$$

$$B_o = 0,972 + 0,000147 (271,0375)^{1,175} \\ = 1,078 \text{ bbl/stb}$$

c. Faktor volume formasi gas (B_g), yaitu :

$$B_g = \frac{5,04 Z T}{PIP}, \quad Z \text{ average} = 0,839 \quad (20) \\ = \frac{5,04 (0,839)(200+460)}{539,503}$$

$$= 5,17 \text{ bbl/MSCF}$$

4. Penentuan jika gas separator digunakan, yaitu *free* gas yang masuk ke dalam pompa melebihi 10% dari volume total, yaitu :

a. Total volume minyak pada $Q_{optimum}$ (BOPD)
 $BOPD = (1-WC) \times Q_{optimum} \quad (21)$

$$= (1-0,48043) \times 1227,853 \\ = 673,9558$$

b. Total volume gas = BOPD x GOR (22)

$$= (673,9558 \times 326) / 1000 \\ = 207,9736 \text{ MSCFD}$$

c. Total gas yang terlarut pada pompa =
 $BOPD \times R_s \quad (23)$

$$= (673,9558 \times 22,804) / 1000 \\ = 14,547 \text{ MSCFD}$$

d. *Free gas* =

Total volume gas – Total gas yang terlarut pada pompa (24)

$$= 207,9736 - 14,547 \\ = 193,4256 \text{ MSCFD}$$

e. Volume minyak pada pompa (V_o)

f. = BOPD x $B_o \quad (25)$

$$= 673,9558 \times 1,078 \\ = 687,8443 \text{ BPD}$$

g. Volume gas pada pompa (V_g) =
 $Free \text{ gas} \times B_g \quad (26)$

$$= 193,4256 \times 5,17 \\ = 1000,591 \text{ BPD}$$

h. Volume air pada pompa (V_w) =

$$Q_{opt} \times WC \times B_w \quad (27)$$

$$= 1227,853 \times 0,48043 \times 1 \\ = 589,8976 \text{ BPD}$$

i. Total volume fluida pada pompa (V_f)

$$V_f = V_o + V_g + V_w \quad (28)$$

$$= 687,8443 + 1000,591 + 589,8976 \\ = 2278,333 \text{ BPD}$$

j. Persentase gas bebas terhadap total volume fluida pada pompa, yaitu :

$$\% \text{ gas bebas} = (V_g / V_f) \times 100\% \quad (29)$$

$$= \frac{1000,591}{2278,333} \times 100\%$$

= 43,917 %, Karena persentase gas > 10% maka diperlukan *Gas Separator* (Anonim, 2001). Penggunaan gas separator dengan asumsi memiliki efisiensi 90% dan 10% gas tidak dapat dipisahkan oleh gas separator atau $V_g = 10\%$

k. Maka, V_g yang masuk kedalam pompa (V_{gp}) adalah :

$$V_{gp} = 0,1 \times V_g \quad (30)$$

$$= 0,1 \times 1000,591 \\ = 100,0591 \text{ BPD}$$

l. Total volume fluida yang masuk kedalam pompa (V_{fp}) adalah :

$$V_{fp} = V_o + V_{gp} + V_w \quad (31)$$

$$= 687,8443 + 100,0591 + 589,8976 \\ = 1337,801 \text{ BPD}$$

m. Persentase *free* gas yang masuk ke dalam pompa adalah :

$$\% \text{ Gas Bebas} = (V_{gp} / V_{fp}) \times 100\% \quad (32)$$

$$= \frac{100,0591}{1337,801} \times 100\% \\ = 7,26 \%$$

Jadi hanya terdapat 7,26 % gas bebas dari total fluida yang masuk ke dalam pompa (gas bebas < 20% maka pompa tidak memerlukan penggunaan *Advanced Gas Handler*).

5. Penentuan *Total Dynamic Head* (TDH) dengan langkah-langkah sebagai berikut :

a. Penentuan *Fluid Over Pump* (FOP)

$$FOP = PIP / G_f \quad (33)$$

$$= \frac{539,503}{0,4195} \\ = 1286,057 \text{ ft}$$

b. Penentuan *Vertical Lift* (HD)

$$HD = \text{pump setting depth} - FOP \quad (34)$$

$$= 3800,919 - 1286,057 \\ = 2515,502 \text{ ft}$$

c. penentuan head friction (HF)

$$\begin{aligned}
 (\text{HF}) &= \text{friction loss per 1000 ft x} \\
 &\text{pump setting depth / 1000} \\
 &= 0,146/100 \times 3800,919 = \\
 &5,54 \text{ ft}
 \end{aligned}
 \tag{35}$$

d. Penentuan *Tubing Head* (HT)

$$\begin{aligned}
 \text{HT} &= P_{\text{wh}} / G_f \\
 &= \frac{100}{0,4195} \\
 &= 238,378 \text{ ft}
 \end{aligned}
 \tag{36}$$

Jadi TDH dapat dihitung dengan menggunakan persamaan (7)

$$\begin{aligned}
 \text{TDH} &= \text{HD} + \text{HF} + \text{HT} \\
 &= 2515,052 + 5,54 + 238,3781 \\
 &= 2758,98 \text{ ft}
 \end{aligned}
 \tag{37}$$

6. Penentuan Tipe Pompa dan *Stage* Yang Dibutuhkan

- a. Produksi sumur X110 1227,853 BFPD berada di range produksi yang direkomendasikan pada pompa IND 1300 60.
- b. *Head per stage* pompa dapat ditentukan dengan memplotkan jumlah produksi di dalam *pump curve* pompa IND 1300 60 Hz dan didapat nilai sebesar 21,25 ft/stage.
- c. *Horse power* yang dibutuhkan untuk setiap *stage* dapat dilihat dari *pump curve* pompa IND 1300 60 Hz untuk produksi sebesar 1227,853 BFPD dimana horse power per stage adalah 0,3 Hp/Stage.

d. *Stage* pompa yang dibutuhkan dapat dihitung dengan persamaan (6).

$$\begin{aligned}
 \text{Total Stage} &= \text{TDH} / \text{Head/stage} \\
 &= 2758,98 / 21,25 \\
 &= 129,83 \text{ stages, karena pompa} \\
 &\text{tidak menyediakan 129,83 stages maka} \\
 &\text{dipilih stages pompa yang mendekati total} \\
 &\text{stages yaitu 147 stages}
 \end{aligned}$$

3.3 Penentuan Ukuran Motor

Untuk menentukan ukuran motor harus dilakukan perhitungan jumlah horse power yang dibutuhkan sebagai berikut:

1. Penentuan *Horse Power* yang dibutuhkan (HHP) dengan persamaan (9).

$$\begin{aligned}
 \text{HHP} &= (\text{stage pompa} \times \text{Hp/stage} \times \text{SGf}) + 5 \\
 &= (147 \times 0,3 \times 0,96) + 5 \\
 &= 47,75 \text{ Hp}
 \end{aligned}$$

2. Pemilihan Motor (dari katalog)

Jenis Motor = Serie 456
Horse power = 50 Hp
 Tegangan listrik motor = 815 volt

Arus listrik motor = 39 Ampere

Outside diameter motor = 4,56 in

Kapasitas pompa listrik submersible berpengaruh terhadap head, horsepower dan efisiensi pompa. Jika digambarkan secara grafis, maka kurvanya disebut *pump performance curve* (kurva kelakuan pompa). Untuk setiap pompa batas daerah yang dianjurkan (*recommended capacity range*) telah dianjurkan agar pompa beroperasi efisien. Pompa listrik submersible yang digunakan pada sumur X110 menggunakan merk Woodgroup TD 850 140 Stages 60 Hz. Kapasitas yang dianjurkan (*recommended capacity range*) antara 550-1020 BFPD. Sedangkan evaluasi yang dilakukan untuk keadaan saat ini menurut perhitungan, laju produksi optimum adalah 1227,853 BFPD. Laju produksi tersebut berada di luar daerah *range recommended* sehingga perlu dilakukan penggantian tipe pompa agar sesuai dengan laju produksi optimum di sumur X110. Pompa yang sesuai dengan laju produksi 1227,853 BFPD adalah IND 1300 147 *Stages* 60. Motor yang digunakan untuk menggerakkan pompa listrik submersible adalah motor listrik. *Horsepower*, *Voltage*, dan Ampere dari motor yang dibutuhkan untuk suatu pompa dengan jumlah *stage* tertentu dapat diperkirakan dengan menggunakan perhitungan. Pada perkiraan *horsepower* diperlukan suatu koreksi terhadap *specific gravity* fluida campuran, sebab pompa distandarisasi untuk air tawar dengan SG = 1. Apabila hasil perhitungan didapat hasil yang tidak sama dengan ukuran motor yang disediakan oleh pabriknya, maka dipilih yang paling mendekati dan dipilih yang paling besar. Pada umumnya pabrik menyediakan ukuran motor dengan satu harga *horsepower* tetapi beberapa harga *voltage* dan amperenya. Untuk ini maka dalam pemilihan diusahakan dipilih motor dengan ampere yang lebih kecil (*voltage* besar), karena dengan ampere kecil maka kehilangan *voltage* pada kabel akan lebih kecil. Motor yang dipilih untuk sumur X110 adalah T45822734, 456 S, 60 Hz berdasarkan perhitungan evaluasi adalah 50 HP, 39 A, 815 V. Sedangkan ukuran motor yang terpasang di sumur X110 adalah 40 Hp, 30A, 880V, 60Hz, 540S, SN 110E12844P, PN 141741. Berdasarkan tipe motor yang dipilih maka dapat diketahui kecepatan fluida yang melewati anulus pompa dan casing dimana dari hasil perhitungan besarnya kecepatan fluida tersebut adalah 0,7857 ft/sec, karena besarnya kecepatan fluida kurang dari 1 ft/sec maka dibutuhkan *shroud* untuk mendinginkan motor.

4. KESIMPULAN

Dari pembahasan di bab-bab sebelumnya, maka didapat beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Dari perhitungan kurva IPR Vogel, sumur X110 memiliki produksi optimum sebesar 1227,583 BFPD.
2. Dari hasil evaluasi tipe pompa terpasang di sumur X110 tidak cocok digunakan karena dari hasil perhitungan total fluida yang masuk ke pompa berada di luar range produksi pompa yang direkomendasikan pabrik.
3. Dari hasil evaluasi didapatkan tipe pompa yang sesuai untuk sumur X110 adalah IND 1300 60 Hz dari EJP dengan jumlah stages 147 dan ukuran motor 50 Hp, 815 V, 39 A.

5. DAFTAR PUSTAKA

- Anonim. (2001). *Electrical Submersible Pump Analysis and Design*. USA: Case Services Inc.
- Anonim. (2002). *Product Catalog*. Indonesia: PT.Epsindo Jaya Pratama.
- Anonim. (2006). *Handbook for Electric Submersible Pumping System*. USA: Baker Hughes Company.
- Brown, K.E. (1980). *The Technology of Artificial Lift Methods Volume 2*. USA: The University of Tulsa
- Brown, K.E. (1984). *The Technology of Artificial Lift Methods Volume 4*. USA: The University of Tulsa
- Giuliani dan Francis, A. (1981). *Introduction to Oil and Gas Technology*. USA: IHRDC, Boston
- Guo, Boyun., William, C., and Ghalambor, A. (2007). *Petroleum Production Engineer*. USA: Elsevier Science & Technology Books.
- Prabu, U.A. (2002). *Diktat Kuliah Teknik Produksi*. Indonesia: Universitas Sriwijaya.
- Tarek, A. (2006). *Reservoir Engineer Handbook*. USA: Elsevier Science & Technology Books
- Tjondro, B. (2005). *Petroleum Engineer Program Development*. Indonesia: PT. Medco E&P