

EVALUASI DAN OPTIMASI *ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP* PADA SUMUR X LAPANGAN JATIBARANG

Oleh: Michael Gilberth Stivano

Pembimbing: Ir. Aries Prasetyo, M.T.

Abstrak

Penurunan tekanan reservoir pada lapangan Jatibarang mengakibatkan terjadinya penurunan laju produksi pada sumur X yang dapat mempengaruhi kinerja pompa ESP. Untuk mengetahui kinerja pompa ESP perlu untuk dilakukannya evaluasi sehingga dapat diketahui efisiensi volumetris dari pompa terpasang. Jika kinerja pompa terpasang tidak lagi optimal untuk digunakan pada kondisi sumur saat ini maka penting untuk dilakukannya optimasi untuk mengoptimalkan kemampuan sumur dalam mengalirkan fluida. Evaluasi dilakukan dengan melakukan perhitungan efisiensi volumetris dari pompa terpasang sedangkan optimasi dilakukan dengan mengganti pompa. Hasil dari penelitian ini direkomendasikan agar sumur X dilakukan *Size-Down* pompa menggunakan pompa ESP REDA DN440 dengan spesifikasi range 100-550 blpd. Setelah dilakukan penggantian pompa, maka dilakukan analisa nodal dengan menggunakan variasi frekuensi yang bertujuan untuk mengetahui skenario terbaik yang bisa dilakukan untuk optimasi sumur X dengan harapan dapat mengoptimalkan laju produksi sumur sesuai dengan kemampuan produksi sumur saat ini.

Kata kunci; ESP, *Artificiallift*, Optimasi, *Downthrust*.

Abstract

The reservoir pressure drop in the Jatibarang field caused a production rate decrease at the X well, which can affect the performance of the ESP pump. To find out the performance of the ESP pump, it is necessary to evaluate it so that the volumetric efficiency of the installed pump can be known. If the performance of the installed pump is no longer optimal for use with the current well condition, optimization is important to improve the wells ability to drain fluid. Evaluation is carried out by calculating the volumetric efficiency of the installed pump, while optimization is carried out by replacing the pump. The results of this research recommend that the X well be carried out a pump Size-Down using the ESP REDA DN440 pump with a specification range of 100-550 Blpd. After the pump replacement is carried out, nodal analysis is done using frequency variations that aim to find out the best scenario for the X well operation in the hope of optimizing the speed of good production according to the current well production capability.

Keywords; ESP, Artificial lift, Optimization, Downthrust.

I. PENDAHULUAN

Seiring dengan berjalannya waktu, produksi suatu sumur minyak akan mengalami penurunan, hal ini terjadi dikarenakan tekanan reservoir pada suatu sumur terus berkurang. Sehingga diperlukan metode pengangkatan buatan yang diharapkan dapat mengalirkan fluida produksi dengan optimal.

Sistem produksi minyak mentah dengan menggunakan pompa disebut dengan cara *Artificial Lift* atau metode pengangkatan buatan yang didefinisikan sebagai pemberian tenaga tambahan selain tenaga yang dimiliki reservoir untuk mengangkat fluida ke permukaan dengan kapasitas alir yang diinginkan.

Artificial Lift atau pengangkat buatan diperlukan apabila tenaga yang dimiliki reservoir sudah tidak mampu lagi untuk mendorong fluida ke permukaan secara alami atau *natural flow*. Sehingga sumur tidak dapat mengalirkan fluida dengan optimal. Dengan demikian maka perlu suatu pengangkatan buatan dengan sistem pemompaan mekanis. Salah satu diantara pemompaan dengan mekanis tersebut adalah dengan pompa *Electric Submersible Pump*.

Pada tahun 2018 lapangan Jatibarang tercatat telah memproduksi minyak rata-rata sebanyak 5.893 BOPD sedangkan ditahun selanjutnya yaitu tahun 2019 lapangan Jatibarang telah memproduksi minyak rata-rata sebanyak 5.586 BOPD. Jika dilihat produksi dari tahun 2018 ke tahun 2019 mengalami penurunan hal ini mungkin terjadi dikarenakan adanya penurunan tekanan reservoir sehingga produksinya tidak lagi

optimal karena kemampuan sumur untuk mengalirkan fluida ke permukaan juga ikut menurun. Oleh sebab itu untuk meningkatkan produksi suatu sumur, salah satu metode yang digunakan pada lapangan Jatibarang yaitu mengoptimalkan *Lifting Electrical Submersible Pump* (ESP). Saat ini pompa yang terpasangan pada sumur X adalah jenis pompa REDA D460N dengan spesifikasi range pompa 200-650 Bbl/Day. Untuk mengetahui kinerja pompa ESP perlu dilakukan evaluasi sehingga dapat diketahui efisiensi volumetris dari pompa terpasang. Jika kinerja pompa terpasang tidak lagi optimal untuk digunakan pada kondisi sumur saat ini maka penting dilakukannya optimasi untuk mengoptimalkan kemampuan sumur dalam mengalirkan fluida. Evaluasi dilakukan dengan melakukan perhitungan efisiensi volumetris dari pompa terpasang sedangkan optimasi dilakukan dengan mendesain ulang pompa ESP. Setelah dilakukan penggantian pompa, maka dilakukan sensitivitas nodal dengan menggunakan variasi frekuensi yang bertujuan untuk mengetahui langkah terbaik yang bisa dilakukan untuk optimasi sumur X.

II. METODOLOGI PENELITIAN

A. Pengumpulan Data

1. Data sumur
2. Data Reservoir
3. Data fluida
4. Data produksi
5. Data pompa yang terpasang

B. Prosedur penelitian

Pada penulisan tugas akhir ini, prosedur penelitian dimulai dengan mengumpulkan dan mengolah data masing-masing sumur, membuat *Inflow Performance Relationship* dan melakukan evaluasi terhadap *Electric Submersible Pump* yang terpasang dengan cara menghitung gradien fluida, *pump intake pressure*, total *dynamic head*, menentukan laju alir optimum, dan menghitung efisiensi volumetris. Kemudian melakukan optimasi mendesain ulang *Electric Submersible Pump* dengan cara menghitung produktivitas indeks, laju alir produksi maksimum, laju alir produksi yang diinginkan, *pump intake pressure*, total *dynamic head*, menentukan pompa yang digunakan, jumlah tingkat pompa, besar tenaga pompa, tingkat efisiensi pompa, uji sensitivitas frekuensi dan pemilihan komponen pompa. Evaluasi dilakukan untuk mencari tahu kapasitas *Electric Submersible Pump* yang sudah terpasang apakah masih sesuai dengan laju alir produksi terkini. Optimasi dilakukan untuk meningkatkan laju alir produksi dengan mengganti tipe pompa yang digunakan dan menganggap kedalaman pemasangan pompa sama

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

Dalam bab ini disajikan tahapan evaluasi ESP yang terpasang (REDA D460n) dan perencanaan ulang terhadap ESP yang terpasang dengan harapan desain pompa ESP hasil desain (REDA DN440) dapat bekerja dengan optimal. Evaluasi pada pompa ESP ING 3200 meliputi evaluasi frekuensi dan evaluasi stages yang terpasang. Untuk mengevaluasi frekuensi diperlukan Nilai

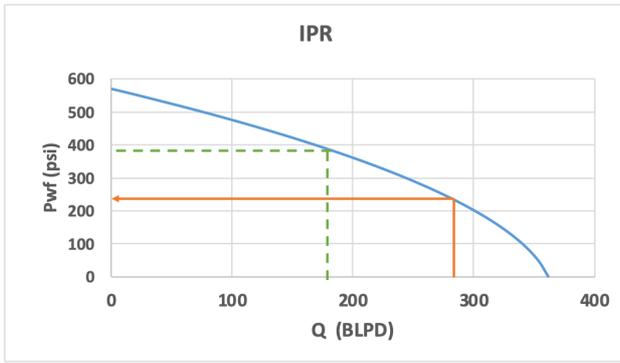
recommended flow range pada frekuensi 50-60 Hz. Nilai *recommended flow range* didapatkan dari *Pump Performance Curve* dan disajikan dalam tabel berikut.

Setelah mengetahui data-data sumur maka dilakukan perhitungan dan analisa. Dalam penelitian Tugas Akhir ini dibagi menjadi tiga bagian, yang pertama yaitu perhitungan IPR untuk mengetahui kemampuan sumur dalam berproduksi, kedua yaitu perhitungan dalam mengevaluasi pompa *Electrical Submersible Pump* yang terpasang dan ketiga perhitungan dalam mengoptimasi *Electrical Submersible Pump* dengan mendesain kembali pompa dan melakukan sensitivitas variasi frekuensi.

3.1 Evaluasi Pompa Terpasang

A. Pembuatan Kurva IPR Sumur X

Pembuatan Kurva IPR bertujuan untuk mengetahui seberapa besar kemampuan sumur dalam memproduksi fluida. Sumur X mempunyai *water cut* 30% dan tekanan reservoir dibawah *bubble point pressure* maka metode pembuatan kurva IPR yang digunakan adalah metode *Vogel* dimana langkah awal dalam pembuatan Kurva IPR yaitu dengan menentukan harga Q_{max} kemudian setelah harga Q_{max} diketahui maka kita dapat menentukan harga Q dengan mengasumsikan beberapa nilai P_{wf} . Setelah didapatkan harga Q_{max} dan harga Q dengan asumsi nilai P_{wf} maka dapat ditentukan untuk harga $Q_{optimum}$. $Q_{optimum}$ didapatkan adalah 80% dari Q_{max} .



Berdasarkan hasil perhitungan kurva IPR Sumur X memiliki laju alir maksimum (Q_{max}) sebesar 361 BLPD sehingga jika melihat laju alir produksi saat ini yaitu sebesar 175 BLPD maka sumur X masih cukup berpotensi untuk ditingkatkan laju alir produksinya. Dari hasil perhitungan $Q_{optimal}$ maka sumur X ditargetkan untuk berproduksi dengan laju alir 289 BLPD.

B. Perhitungan Gradien Fluida

$$S_g \text{ Fluid} = (1 - wc) S_{go} + WC \times S_{gw}$$

$$= 0.908$$

$$\text{Gradien Fluid} = S_{gfluid} \times 0.433$$

$$= 0.393 \text{ Psi/Ft}$$

C. Pump Intake Pressure

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

$$= 5695.5 - 5580.7$$

$$= 114.8 \text{ ft}$$

$$\text{Perbedaan tekanan} = \text{Perbedaan Kedalaman} \times G_f$$

$$= 114.8 \times 0.39$$

$$= 45.1352$$

psi

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

$$= 344.8 \text{ psi}$$

D. Total Dynamic Head

Total Dynamic Head dapat dilakukan perhitungan dengan langkah-langkah sebagai berikut:

E. Static Fluid Level

$$SFL = D_{mid \text{ perf}} - \left(\frac{P_r}{G_f} + \frac{P_c}{G_f} \right)$$

$$= 4740 \text{ ft}$$

F. Dynamic Fluid Level

$$DFL = D_{mid \text{ perf}} - \left(\frac{P_{wf}}{G_f} + \frac{P_c}{G_f} \right)$$

$$= 4366 \text{ ft}$$

G. Menghitung Vertical Lift (Hd)

$$\text{Fluid Over Pump} = \text{PIP}/G_f$$

$$= 877.5$$

$$\text{Net Lift} = \text{PIO} - \text{FOP}$$

$$= 4702.14 \text{ ft}$$

H. Menghitung Friction Lost pada pipa

$$\text{Friction lost} = \frac{2.0803 \times \left[\frac{100}{c} \right]^{1.85} \times \left[\frac{Q}{34.3} \right]^{1.85}}{ID^{4.8655}}$$

$$= 0.2422 \text{ ft/1000 ft}$$

I. Menghitung Tubing Friction Lost (Hf)

$$\text{Tubing Friction Lost} = \text{Friction Loss} \times \text{PSD}$$

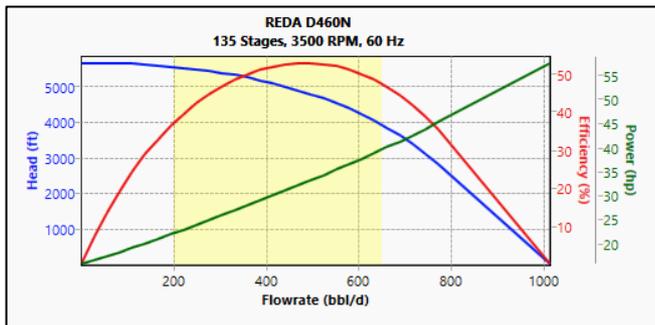
$$= 1.35 \text{ ft}$$

J. Menghitung Tubing Head (Ht)

$$\begin{aligned} \text{Tubing Head} &= \frac{\text{Tubing Pressure}}{G_f} \\ &= 61.043 \text{ ft} \end{aligned}$$

K. Menghitung Total Dynamic Head

$$\begin{aligned} \text{Total Dynamic Head} &= H_d + H_f + H_t \\ &= 4702.14 + 1.35 + \\ &61.043 \\ &= 4764.54 \text{ ft} \end{aligned}$$



Setelah melakukan perhitungan evaluasi pada pompa yang terpasang di sumur X, untuk sumur X saat memiliki laju produksi sebesar 175 bldp yang dimana berada di bawah *range* minimum pompa ESP yang terpasang dengan efisiensi sebesar 35%, jika tetap menggunakan pompa ESP dengan tipe D460N dikhawatirkan pompa akan mengalami *downthrust* dan mengakibatkan penurunan Laju Produksi. Oleh karena itu direkomendasikan untuk melakukan *size-down* pompa menggunakan pompa ESP REDA DN440 dengan *optimum operating range* 100 – 550 Bbl/Day.

3.2 Desain Ulang *Electrical Submersible Pump* Sumur X

Optimasi *Electric Submersible Pump* pada Sumur X dilakukan dengan mengganti pompa yang lama REDA D460N menjadi pompa yang baru karena jika pompa lama tetap digunakan maka pompa akan mengalami kerusakan karena

pompa mengalami *downthrust*. Pemilihan tipe pompa baru dilakukan berdasarkan ukuran casing dan laju produksi yang diinginkan. Untuk Sumur X Pompa baru yang akan digunakan yaitu tipe REDA DN440 dengan *optimum operating range* 100 – 550 Bbl/Day.

A. Menentukan Gradient Fluida

$$\begin{aligned} S_g \text{ Fluid} &= (1 - w_c) S_{go} + W_C \times \\ &SG_w \\ &= 0.908 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Gradient Fluida} &= S_{gfluid} \times 0.433 \\ &= 0.393 \text{ psi/ft} \end{aligned}$$

B. Menentukan Pump Intake Pressure

$$\begin{aligned} \text{Perbedaan Kedalaman} &= \text{Mid Perforasi} - \\ &\text{Pump Setting Depth} \\ &= 114.8 \text{ ft} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Perbedaan tekanan} &= \text{Perbedaan Kedalaman} \times \\ &G_f \\ &= 45.1352 \text{ psi} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Pump Intake Pressure} &= P_{wf} \text{ Qoptimum} - \\ &\text{Perbedaan Kedalaman} \\ &= 176.86 \text{ psi} \end{aligned}$$

C. Perhitungan Laju Alir Gas pada Pump Intake

Penggunaan ESP tidak cocok terhadap sumur yang memiliki produksi gas yang cukup tinggi (*Free gas* > 5%), akan tetapi jika ternyata produksi gas yang dihasilkan cukup tinggi maka dapat diatasi dengan menggunakan gas separator dan dalam perhitungan ini dapat digunakan untuk mempertimbangkan apakah

sumur X perlu menggunakan gas separator atau tidak.

1. Menentukan Jumlah Gas Yang Terlarut Pada *Intake* Pompa (PIP 224.86)

$$RS = Yg \left(\frac{PIP}{18} \times \frac{10^{0.0125 \times API}}{10^{0.00091 \times API}} \right)^{1.2048}$$

$$= 18.384 \text{ scf/stb}$$

2. Menentukan *Formation Oil Volume Factor* (Bo)

$$BO = 0.972 + 1.47 \times 10^{-4} \left(Rs \left(\frac{Yg}{Yo} \right)^{0.5} + 1.25T \right)^{1.175}$$

$$= 1.084 \text{ rb/stb}$$

3. Menentukan *Formation Gas Volume Factor* (Bg)

$$Bg = \frac{5.04 \times Z \times T}{PIP}$$

$$= 16.277 \text{ bbl/mscf}$$

4. Menentukan *Total Volume Fluida* dan *Persentase Free Gas* Pada *Intake* Pompa

- *Total Gas Volume* Pada PIP

$$Tg = \frac{Qo \times GOR}{1000}$$

$$= \frac{364.85 \times (1 - 0.97) \times 1694}{1000}$$

$$= 12.25 \text{ mcf}$$

- *Solution Gas Volume* pada PIP

$$Vsg = \frac{Qo \times Rs}{1000}$$

$$= 0.133 \text{ mcf}$$

- *Free Gas Volume* pada PIP

$$Vfg = Tg - Vsg$$

$$= 12.11 \text{ mcf}$$

- *Volume Oil*

$$Vo = Qo \times Bo$$

$$= 361.56 \times 1.084$$

$$= 7.837 \text{ bbl}$$

- *Volume Gas*

$$Vg = Qg \times Bg$$

$$= 197.19 \text{ bbl}$$

- *Volume Water*

$$Vw = qw \times \% \text{ water}$$

$$= 108.45 \text{ bbl}$$

- *Total Volume Fluida*

$$Vt = Vo + Vg + Vw$$

$$= 313.479 \text{ bbl}$$

- *Persentase free gas* pada *intake* pompa

$$\% \text{Free gas} = Vg / Vt$$

$$= 62.90 \%$$

Hasil perhitungan % free gas pada *intake* pompa menunjukan bahwa adanya volume gas yang cukup berlebihan, Berdasarkan referensi dari buku *Gabor Tackacs* yang menyatakan bahwa jika *free gas* yang diperoleh melebihi 5% maka perlu dipasang gas separator. Untuk sumur X memiliki *free gas* sebesar 62 % maka perlu dilakukan pemasangan untuk gas separator.

D. Menentukan *Total Dynamic Head*

Total Dynamic Head dapat dilakukan perhitungan dengan langkah-langkah sebagai berikut:

- *Static Fluid Level*

$$SFL = D_{mid \text{ perf}} - \left(\frac{Pr}{Gf} + \frac{Pc}{Gf} \right)$$

$$= 4740 \text{ ft}$$

- *Dynamic Fluid Level*

$$DFL = D_{mid\ perf} - \left(\frac{P_{wf}}{G_f} + \frac{P_c}{G_f} \right)$$

$$= 5048 \text{ ft}$$

- Menghitung *Vertical Lift* (Hd)

$$Fluid\ Over\ Pump = PIP/G_f$$

$$= 449.85 \text{ ft}$$

$$Net\ Lift = PSD\ FOP$$

$$= 5130.9 \text{ ft}$$

- Menghitung *Friction Lost* Pada Pipa

$$Friction\ lost = \frac{2.0803 \times \left[\frac{100}{c} \right]^{1.85} \times \left[\frac{Q}{34.3} \right]^{1.85}}{ID^{4.8655}}$$

$$= 0.2422 \text{ ft/1000 ft}$$

- Menghitung *Tubing Friction Lost* (Hf)

$$Tubing\ Friction\ Lost = Friction\ Loss \times PSD$$

$$= 1.35 \text{ ft}$$

- Menghitung *Tubing Head* (Ht)

$$Tubing\ Head = \frac{Tubing\ Pressure}{G_f}$$

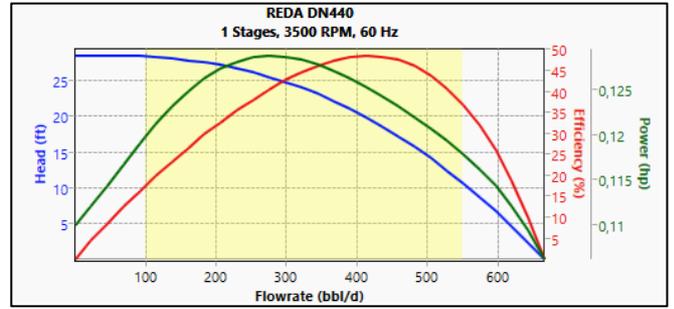
$$= 61.043 \text{ ft}$$

- Menghitung *Total Dynamic Head*

$$Total\ Dynamic\ Head = H_d + H_f + H_t$$

$$= 5193.25 \text{ ft}$$

E. Perhitungan Jumlah Stages dan Brake Horsepower



Dari hasil plot maka didepankan *head capacity* sebesar 26 ft/ stages. Selanjutnya akan dilakukan perhitungan untuk efisiensi volumetris, *stage* pompa dan *brake horse power*:

- *Efficiency Volumetris* = $\frac{Q_f}{Q_{optimal}}$
- = 60.55%

- *Stage* Pompa = $\frac{TDH}{Head\ Capacity}$
- = 199 stages.

- BHP = Jumlah *Stage* x *Horse Power* x *Sgmix*
- = 23 HP.

F. Pemilihan Komponen Pompa

Pemilihan komponen pompa pada sumur X berdasarkan tipe pompa yang telah dipilih. Adapun komponen pompa adalah sebagai berikut:

- Cabel Size

Pada sumur X, *cabel size* yang digunakan adalah *Redalead ELBE G4R*.

- Transformeter

Pada sumur X Transformeter yang digunakan adalah *Step Up Transformer 300 KVA / 1095 V secondary voltage*.

- VSD

Pada sumur X, VSD yang digunakan adalah *Variable Speed Drive Varistar 2000 + (100 KVA)*.

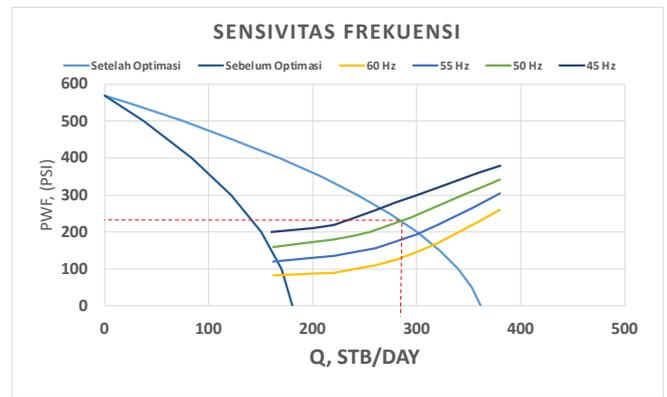
G. Analisa Berdasarkan Sensivitas Sumur

Analisa uji sensitivitas berdasarkan variasi frekuensi yang dilakukan setelah pemilihan jenis pompa ESP bertujuan untuk mengetahui pada frekuensi berapa pompa REDA DN440 dapat bekerja secara optimal.

Tabel 4. 1 *Operating Point* Sensivitas Frekuensi

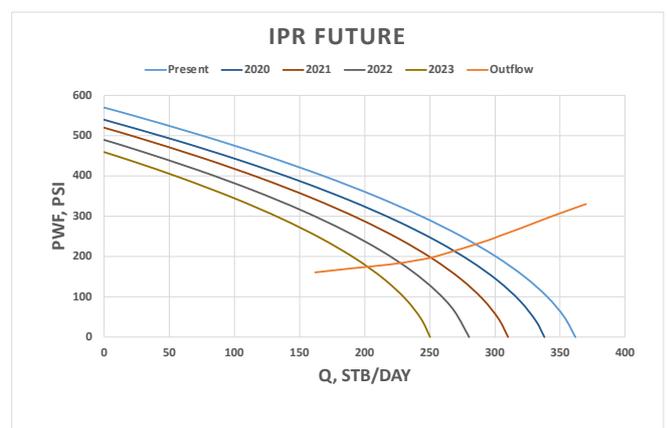
Operating Point	STB/D
Frekuensi 45 Hz	260.1
Frekuensi 50 Hz	295.9
Frekuensi 55 Hz	300.4
Frekuensi 60 Hz	320.6

Dengan menganalisa grafik yang telah dibuat maka dapat diketahui laju alir di setiap variasi frekuensinya dengan melihat perpotongan antara kurva IPR dan kurva intake pressure. Untuk Sumur X dengan menggunakan pompa DN440 pada 45 Hz menghasilkan laju alir sebesar 260.1 Stb/Day, di frekuensi 50 Hz menghasilkan laju alir sebesar 295.9 Stb/Day, di frekuensi 55 Hz menghasilkan laju alir sebesar 300.4 Stb/Day dan di frekuensi 60 Hz menghasilkan laju alir sebesar 320.6 Stb/Day. Berdasarkan nilai laju alir yang didapatkan maka dipilih frekuensi yang perpotongannya paling dekat dengan laju alir yang ditargetkan yaitu frekuensi 50 Hz dengan laju alir sebesar 295.9 Bfpd.



H. Analasia Berdasarkan Kurva *Future* IPR

Inflow Performance Relationship Future (IPRF) merupakan prediksi melalaui skenario beberapa penurunan tekanan reservoir (P_r) dengan mendapatkan hasil laju alir produksi secara optimal dengan asumsi penurunan tekanan pertahunnya adalah 30 psi, Diharapkan dengan menggunakan pompa ESP DN440, Sumur X mampu untuk berproduksi selama 3-4 tahun kedepan sampai produksinya sama atau kurang dari sebelum dilakukan desain ulang pompa ESP. Untuk lebih jelasnya dapat dilihat pada gambar grafik dan tabel berikut.



Tahun	<i>Operating Rate</i> (Stb/Day)
Present	295
2020	270
2021	251
2022	235
2023	214

IV. KESIMPULAN DAN SARAN

A. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil evaluasi dan perencanaan ulang *Artificialit* ESP Sumur “X”, maka dapat diambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Setelah dilakukan analisa kurva IPR, sumur X masih berpotensi untuk ditingkatkan laju produksinya dengan Qmax 361 BLPD Qoptimum 289 Blpd.
2. Setelah dilakukan evaluasi pompa yang terpasang (D460N) mengalami *downthrust*, dan efisiensi pompa yang sangat rendah 35%.
3. Hasil akhir optimasi produksi dengan mendesain ulang pompa yang terpasang pada sumur X dengan menggunakan jenis pompa REDA DN440 dengan efisiensi sebesar 60.55%.

B. SARAN

Adapun beberapa saran yang dapat diperhatikan dalam melakukan penelitian selanjutnya yaitu:

1. Diharapan agar perusahaan dapat melakukan optimasi sumur X dengan merubah desain pompa yang terpasang

dengan menggunakan tipe pompa REDA DN440.

2. Penelitian selanjutnya diharapkan memperbaharui data terbaru untuk sumur X agar dapat dilakukan pengembangan lebih lanjut.

DAFTAR PUSTAKA

1. Centrilift *Claremore* Oklahoma USA 1997.
Electrical Submersible Pumping Systems.
2. Gabor Takacs, “*Electric Submersible Pumps Manual.*”, Gulf Professional Publishing, USA, 2008. Ch. 3 pg 57 – 60 *upthrust & downthrust.*
3. Baker-Huges, Inc., 2019.
Centrilift Submersible Pump Handbook.
4. Brown, 1980
The technology of artificial lift methods Vol. 2b: Electric submersible centrifugal pump, hydraulic pumping, punger lift, other methods of artificial lift
5. Ahmed, Tarek, Houston, Texas, 2000.
Reservoir Engineering Handbook Second Edition.
6. Vachon & Furui, 2005 *Production Optimization in ESP Completions with Intelligent Well Technology.*
7. Guo, Boyun, Louisiana, 2007.
Petroleum Production Engineering.
8. Alexander Tanpasya, Rafil Arizona, Eddy Elfiano, Fajar Anggara
VALUATION OF ESP PUMP SIZE-UP ON MARLEY FIELD PRODUCT.