

Desain Ulang Pompa Electrical Submersible Pump (ESP) Untuk Mengoptimalkan Produksi Pada Sumur "FAM-2301" Lapangan Gefima

Feliksta Agatha Mambela¹, Deny Fatrianto Edyzoh Eko Widodo², Nijusiho Manik³, Aprilino Alfa Kurmasela⁴, Rofima Sera Afifah⁵, Reyhandri Anugrah⁶ Iin Darmiyati⁷

¹²³⁴⁵⁶Sekolah Tinggi Teknologi Migas; Indonesia
correspondence e-mail*, felikstaagatha@gmail.com¹

Submitted:

Revised: 2022/01/01;

Accepted: 2022/02/21; Published: 2022/03/23

Abstract

The "FAM-2301" well in the "Gefima" field is a well that has just started producing using an artificial lift type Electrical Submersible Pump. So it is necessary to increase the flow rate (q) using the one-phase IPR method. In this well, an Artificial Lift Design was carried out using the Electrical Submersible Pump (ESP) method to increase the flow rate using the one-phase IPR method. In this final project research, the aim is to obtain the results of the redesign of the installation of new pumps and motors. From the design results of the "FAM-2301" well, it shows that the optimum flow rate obtained is 570 BFPD, while it is also obtained that the type of pump used in the "FAM-2301" well is REDA RC 1000 - 60Hz which has a pump efficiency of 58% while the motor used is the 456 series (37.5 HP, 578 Volts, and 42.5 A) so that it can be ensured that the pump can work properly.

Keywords

Artificial lift, Electrical Submersible Pump



© 2022 by the authors. Submitted for possible open access publication under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY SA) license, <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>.

PENDAHULUAN

Seiring berjalannya waktu tekanan reservoir secara alami akan mengalami penurunan, sehingga tekanan reservoir tidak dapat lagi mengangkat fluida keatas permukaan ¹. Hal tersebut menyebabkan produktivitas sumur menurun yang dapat berpengaruh terhadap laju produksi sumur². Oleh karena itu dalam memelihara atau meningkatkan laju alir produksi dibutuhkan metode pengangkatan buatan (*artificial lift*) untuk mengangkat fluida dari dasar sumur ke permukaan . Pada saat penggunaan *artificial lift* harus disesuaikan dengan kondisi sumur ³. Maka dalam hal ini dibutuhkan desain pompa *Electrical Submersible Pump* (ESP) yang tepat untuk sumur "FAM-2301" sehingga akan mendapatkan hasil yang optimal. Sumur "FAM-2301" mengalami penurunan produksi dikarenakan efisiensi kinerja pompa yang menurun dari produksi awal sumur "FAM-2301" dapat diketahui mengalami penurunan produksi karena *productivity index*

¹ Firdaus Firdaus and Rohima Sera Afifah, "Analisa Injeksi Surfaktan+KCL Untuk Meningkatkan Perolehan Produksi Minyak Pada Formasi AB-2b Di Formasi Air Benakat," *PETROGAS: Journal of Energy and Technology* 4, no. 2 (2022): 27–41, <https://doi.org/10.58267/petrogas.v4i2.126>.

² (Prasetyawati Umar, 2022)

³ (Sima, 2022)

(PI) mencapai

nilai 0,2 Maka dari itu untuk mendapatkan laju produksi yang optimal penulis melakukan perencanaan desain *Electrical Submersible Pump* (ESP) dengan melakukan evaluasi berdasarkan data produksi dan data sumur yang dilihat dari nilai *Productivity Index* dan laju alir produksi maksimum (Q_{max}) sumur "FAM-2301" dengan menggunakan perhitungan manual *single phase*⁴. Hasil akhir *Redesign* sumur "FAM-2301" adalah meningkatkan efisiensi kinerja pompa pada sumur "FAM-2301" dan mendapatkan grafik *Inflow Performance Relationship* (IPR) dan hasil *Redesign* untuk mendapatkan laju produksi yang optimal.

METODE

Lapangan "Gefima" terletak di Kabupaten Paser, Provinsi Kalimantan Timur. Secara geologi, lapangan ini terletak di Cekungan Pasir, yang merupakan bagian dari Cekungan Kutai. Lapangan ini memiliki beberapa lapisan batuan, termasuk Formasi Tanjung, Formasi Berai, Formasi Pamaluan, dan Formasi Bebulu.

Produktivitas sumur adalah kemampuan formasi dalam suatu sumur untuk memproduksi fluida sesuai dengan karakteristik reservoir dan fluida-nya. Sumur-sumur yang baru biasanya memiliki tenaga dorong alami yang memungkinkan fluida hydrocarbon mengalir dari reservoir ke permukaan. Namun, seiring berjalannya waktu, kemampuan produksi sumur akan menurun, yang dipengaruhi oleh penurunan tekanan reservoir. Produktivitas sumur dapat diukur melalui beberapa parameter, termasuk Produktivitas Indeks (PI) dan *Inflow Performance Relationship* (IPR).

Productivity Index adalah kualitas kinerja aliran fluida dari formasi produktif yang masuk ke lubang sumur yang dinyatakan sebagai suatu indeks yang digunakan untuk menggambarkan kemampuan sumur dalam berproduksi pada kondisi waktu tertentu. *Productivity Index* juga dapat didefinisikan sebagai perbandingan laju produksi yang dihasilkan oleh perbedaan tekanan sumur pada tekanan dasar sumur dalam keadaan statik (P_s) untuk memproduksi fluida per harinya (Kermit E. Brown, 1989)

Inflow Performance Relationship (IPR) menggambarkan hubungan antara tekanan dasar sumur (P_{wf}) dan laju alir (Q) untuk menggambarkan kemampuan sumur dalam mengalirkan fluida selama produksi. Dalam perencanaan teknik produksi minyak atau gas, IPR digunakan untuk menganalisis perilaku aliran fluida dari formasi reservoir menuju lubang sumur. Untuk sumur minyak, diasumsikan bahwa laju alir fluida sebanding dengan perbedaan antara tekanan reservoir dan tekanan sumur bor (Kermit E. Brown., 1984)

Vertical Lift Performance (VLP) menggambarkan aliran fluida dalam pipa vertikal (*tubing*)

⁴ (Sirait, 2023)

sepanjang sumur, dengan fokus pada analisis kehilangan tekanan dalam pipa tersebut. Dengan memahami kondisi VLP, kita dapat mengevaluasi performa sumur pada berbagai kondisi permukaan, termasuk perencanaan gas lift, penentuan tekanan alir dasar sumur, dan pemilihan tubing yang tepat. VLP juga digunakan untuk menentukan ukuran tubing, ukuran choke, serta tekanan pada *wellhead* yang optimal untuk mencapai laju produksi maksimum pada suatu sumur dengan kondisi IPR tertentu. Kombinasi kurva IPR dan VLP sangat penting untuk menghindari kesalahan dalam pemilihan peralatan produksi, karena keduanya menggambarkan performa sumur secara keseluruhan. Keadaan seperti tidak adanya aliran atau penurunan tekanan pada sumur dapat menunjukkan masalah seperti ukuran tubing yang tidak sesuai atau penurunan tekanan akibat berjalannya waktu (Buyon Guo, PH.D, 2007)

Electrical Submersible Pump (ESP) adalah pompa centrifugal yang terdiri dari beberapa tahapan (stages), masing-masing melibatkan *impeller* (rotor) dan *diffuser* (stator) yang bekerja untuk mengangkat fluida dari reservoir ke permukaan. ESP digunakan sebagai salah satu metode *Artificial Lift* yang digerakkan oleh motor listrik dan dipasang langsung ke dalam sumur. Keunggulan utama ESP termasuk kemampuannya untuk beroperasi pada kecepatan tinggi, memompa fluida dalam jumlah besar, serta mengatasi masalah seperti gas yang mengganggu produksi dan fluida dengan viskositas tinggi. ESP juga cocok untuk sumur miring dan dapat dioperasikan pada laju produksi tinggi (>1000 BOPD). Namun, pemasangannya relatif mahal, dan kurang cocok untuk sumur dengan masalah kepasiran atau reservoir jenuh, yang dapat mengurangi efisiensi pompa karena fenomena seperti gas locking dan emulsi. ESP terdiri dari berbagai komponen, termasuk motor listrik, pompa centrifugal multistage, kabel listrik, intake section, seal section, dan perangkat pelindung seperti protector dan check valve. Kurva kinerja ESP, seperti kurva *Brake Horse Power*, efisiensi, dan kapasitas *head* pompa, penting dalam perencanaan desain untuk memastikan operasi yang optimal dan menghindari masalah seperti *downthrust* dan *upthrust* yang disebabkan oleh kesalahan desain.

Desain *Electrical Submersible Pump* (ESP) memerlukan perhitungan yang tepat untuk memastikan kinerjanya optimal dalam mengangkat minyak ke permukaan. Langkah pertama adalah menghitung laju alir maksimum (Q_{max}), laju alir target (Q_{target}), dan nilai *Specific Gravity* (SG) rata-rata dengan rumus tertentu untuk minyak dan air, serta gradien fluida (GF). Selanjutnya, sumur minyak, diasumsikan bahwa laju alir fluida sebanding dengan perbedaan antara tekanan reservoir dan tekanan sumur bor (Kermit E. Brown., 1984)

Vertical Lift Performance (VLP) menggambarkan aliran fluida dalam pipa vertikal (*tubing*)

sepanjang sumur, dengan fokus pada analisis kehilangan tekanan dalam pipa tersebut. Dengan memahami kondisi VLP, kita dapat mengevaluasi performa sumur pada berbagai kondisi permukaan, termasuk perencanaan gas lift, penentuan tekanan alir dasar sumur, dan pemilihan tubing yang tepat. VLP juga digunakan untuk menentukan ukuran tubing, ukuran choke, serta tekanan pada *wellhead* yang optimal untuk mencapai laju produksi maksimum pada suatu sumur dengan kondisi IPR tertentu. Kombinasi kurva IPR dan VLP sangat penting untuk menghindari kesalahan dalam pemilihan peralatan produksi, karena keduanya menggambarkan performa sumur secara keseluruhan. Keadaan seperti tidak adanya aliran atau penurunan tekanan pada sumur dapat menunjukkan masalah seperti ukuran tubing yang tidak sesuai atau penurunan tekanan akibat berjalannya waktu (Buyon Guo, PH.D, 2007)

Electrical Submersible Pump (ESP) adalah pompa centrifugal yang terdiri dari beberapa tahapan (stages), masing-masing melibatkan *impeller* (rotor) dan *diffuser* (stator) yang bekerja untuk mengangkat fluida dari reservoir ke permukaan. ESP digunakan sebagai salah satu metode *Artificial Lift* yang digerakkan oleh motor listrik dan dipasang langsung ke dalam sumur. Keunggulan utama ESP termasuk kemampuannya untuk beroperasi pada kecepatan tinggi, memompa fluida dalam jumlah besar, serta mengatasi masalah seperti gas yang mengganggu produksi dan fluida dengan viskositas tinggi. ESP juga cocok untuk sumur miring dan dapat dioperasikan pada laju produksi tinggi (>1000 BOPD). Namun, pemasangannya relatif mahal, dan kurang cocok untuk sumur dengan masalah kepasiran atau reservoir jenuh, yang dapat mengurangi efisiensi pompa karena fenomena seperti gas locking dan emulsi. ESP terdiri dari berbagai komponen, termasuk motor listrik, pompa centrifugal multistage, kabel listrik, intake section, seal section, dan perangkat pelindung seperti protector dan check valve. Kurva kinerja ESP, seperti kurva *Brake Horse Power*, efisiensi, dan kapasitas *head* pompa, penting dalam perencanaan desain untuk memastikan operasi yang optimal dan menghindari masalah seperti *downthrust* dan *upthrust* yang disebabkan oleh kesalahan desain.

Desain *Electrical Submersible Pump* (ESP) memerlukan perhitungan yang tepat untuk memastikan kinerjanya optimal dalam mengangkat minyak ke permukaan. Langkah pertama adalah menghitung laju alir maksimum (Q_{max}), laju alir target (Q_{target}), dan nilai *Specific Gravity* (SG) rata-rata dengan rumus tertentu untuk minyak dan air, serta gradien fluida (GF). Selanjutnya,

perkiraan *Pump Setting Depth* (PSD) dihitung berdasarkan ketinggian fluida yang diproduksi, dengan mempertimbangkan *Static Fluid Level* (SFL) dan *Working Fluid Level* (WFL). Setelah itu, perhitungan *Pump Intake Pressure* (PIP) dilakukan untuk mengetahui pengaruh gas terproduksi dan aliran fluida dalam pompa terhadap kinerja ESP. *Total Dynamic Head* (TDH) dihitung untuk menentukan jumlah stages yang dibutuhkan dengan mempertimbangkan tekanan, friksi, dan kedalaman sumur. Pemilihan pompa yang tepat melibatkan penentuan seri dan tipe pompa yang sesuai, serta menghitung jumlah stages berdasarkan TDH dan kemampuan mekanik pompa. Selain itu, kemampuan motor yang digunakan juga perlu diperhatikan, termasuk daya yang diperlukan, arus, tegangan, dan kecepatan putar motor, yang harus disesuaikan agar efisiensi dan kinerja pompa tidak terganggu. Semua faktor ini harus diperhitungkan dengan cermat untuk memastikan desain ESP yang efisien dan dapat beroperasi dengan baik dalam kondisi sumur tertentu.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Produktivitas sumur penting untuk diketahui agar dapat membentuk kurva IPR sehingga diketahui performa sumur produksi. Berikut merupakan perhitungan produktivitas sumur "FAM-2301" lapangan Gefima yang akan dipasangkan artificial lift berupa Electrical Submersible Pump (ESP). Langkah-langkah perhitungan :

a. Productivity Index (PI)

$$\begin{aligned} \text{PI} &= Q / (\text{Pr} - \text{Pwf}) \\ &= 316.01 / (5000 - 2815.219) \\ &= 0.14 \text{ Bbl/d/psi} \end{aligned}$$

b. Laju Alir Maksimum (Q max)

$$\begin{aligned} q_{\text{max}} &= \text{PI} \times \text{Pr} \\ &= 0.14 \text{ bbl/d/psi} \times 5000 \\ &= 723.207 \text{ BFPD} \end{aligned}$$

Jika nilai Q total sebagai sumbu x dan nilai Pwf sebagai sumbu y yang kemudian diplot pada grafik maka akan diperoleh kurva IPR yang bisa dilihat pada gambar dibawah ini :

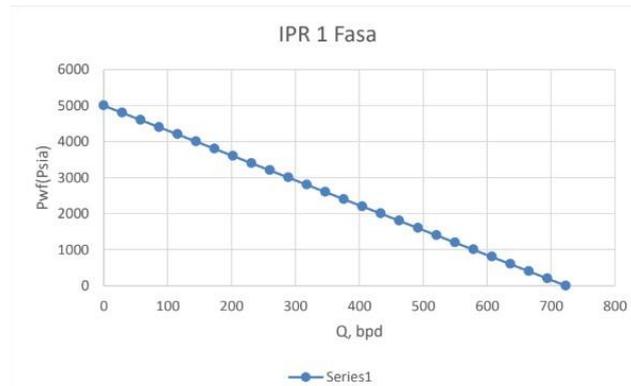


Figure 1. Grafik *Inflow Performance Relationship* (IPR) 1 Fasa

Gambar diatas merupakan grafik IPR pada sumur “FAM-2301” dengan aliran satu fasa dengan Q max sebesar 723.207 BFPD dengan PI sebesar 0.14 bbl/d/psi.

Vertical Lift Performance (VLP)

Untuk mengetahui kondisi aliran sumur sebelum melakukan pemasangan *Electrical Submersible Pump* (ESP), dapat mengetahui dengan cara menggabungkan grafik *Inflow Performance Relationship* (IPR) dan *Vertical Lift Performance* (VLP). Berdasarkan hasil yang didapatkan dari gambar grafik 4.2. diatas, menunjukkan bahwa sumur “FAM-2301” ini membutuhkan modifikasi untuk dapat mengalirkan fluida dari dasar sumur menuju permukaan. **Desain *Electrical Submersible Pump* (ESP) Pada Sumur “FAM-2301”**

Langkah perhitungan dalam perencanaan pengangkatan buatan dengan menggunakan *Electrical Submersible Pump* (ESP) adalah yaitu :

1. Menghitung terlebih dahulu Q *max* dan Q *target*

$$\begin{aligned}
 Q_{max} &= 723.207 \text{ BFPD} \\
 Q_{critical} &= Q_{max} \times 80\% \\
 &= 723.207 \text{ BFPD} \times 80\% \\
 &= 578 \text{ BFPD}
 \end{aligned}$$

Menargetkan laju alir dengan syarat tidak lebih dari laju alir kritis

Q Target = 570 BFPD

2. Menghitung nilai *Spesific Gravity* rata-rata

$$\begin{aligned}
 \text{a. } \textit{Spesific Gravity Oil} &= (1 - \textit{Water Cut}) \times \textit{SG oil} \\
 &= (1 - 0.74\%) \times 0.9427049 \\
 &= 0.9357288
 \end{aligned}$$

$$b. \text{ Specific Gravity Water} = \text{Water Cut} \times \text{SG water}$$

3. Menghitung Gradien Fluida (GF)

$$\begin{aligned} \text{GF} &= 0.433 \times \text{SGrata-rata} \\ &= 0.433 \times 0.9431288 \\ &= 0.41 \text{ psi/ft} \end{aligned}$$

4. Menghitung Pump Setting Depth (PSD)

$$\begin{aligned} \text{PSD} &= \text{Top Perforasi} - (\text{THP}/\text{GF}) \\ &= 6.620 \text{ ft} - (97 \text{ psi}/0.41 \text{ psi/ft}) \\ &= 6,382.5 \text{ ft} \end{aligned}$$

5. Menghitung Working Fluid Level (WFL)

$$\begin{aligned} \text{Working Fluid Level} &= \text{Top Perforasi} - (\text{Pwf target}/\text{GF}) \\ &= 6,620 \text{ ft} - (584/0.41\text{psi/ft}) \\ &= 5189.9411 \text{ ft} \end{aligned}$$

6. Menghitung Perbedaan Kedalaman dan Perbedaan Tekanan sebelum menentukan Pump Intake Pressure (PIP)

$$\begin{aligned} \text{Perbedaan Kedalaman} &= \text{Top Perforasi} - \text{PSD} \\ &= 6.620 \text{ ft} - 6,382.5\text{ft} \\ &= 238 \text{ ft} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Perbedaan Tekanan} &= \text{Perbedaan Kedalaman} \times \text{GF} \\ &= 238 \text{ ft} \times 0.41 \text{ psi/ft} \\ &= 97 \text{ psi} \end{aligned}$$

7. Menghitung *Pump Intake Pressure* (PIP)

$$\begin{aligned} \text{PIP} &= P_{wf} \text{ target} - \text{Perbedaan Tekanan} \\ &= 584 - 97 \text{ psi} \\ &= 487 \text{ psi} \end{aligned}$$

8. Setelah mendapatkan nilai *Pump Intake Pressure* (PIP) kemudian selanjutnya menentukan *Total Dynamic Head* (TDH), sebelum menentukan TDH perlu dicari terlebih dahulu *Fluid Over Pump* (FOP), *Vertical Lift* (HD), *Friction Loss*, *Friction Loss Tubing* (HF) dan *Tubing Head* (HT)

$$\begin{aligned} \text{Fluid Over Pump (FOP)} &= \text{Pump Intake Pressure} / \text{GF} \\ &= 487 \text{ psi} / 0.41 \text{ psi/ft} \\ &= 1192.53198 \text{ ft} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Vertical Lift (HD)} &= \text{PSD} - \text{FOP} \\ &= 6,382.5 \text{ psi/ft} - 1192.53198 \text{ ft} \\ &= 5,190 \text{ ft} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Friction Loss} &= 2.083 (100/c) 1.85 (Q_t/34.3) 1.85 / \text{ID } 4.8655 \\ &= 2.083 (100/120) 1.85 (367/34.3) 1.85 / 2.441^4 \cdot 4.8655 \\ &= 1.47446685 \text{ ft} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Tubing Friction Loss (HF)} &= \text{HF}/1000 \times \text{PSD} \\ &= 1.47446685/1000 \times 6,382.5 \text{ psi/ft} \\ &= 9.41074498 \text{ ft} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Tubing Head (HT)} &= \text{Wellhead Pressure}/\text{GF} \\ &= 97 \text{ psi} / 0.41 \text{ psi/ft} \\ &= 237.526905 \text{ ft} \end{aligned}$$

9. Menghitung *Total Dynamic Head* (TDH)

$$\begin{aligned} &= \text{HT} + \text{HF} + \text{HD} \\ &= 237.5269 \text{ ft} + 22.36453 \text{ ft} + 5,190 \text{ ft} \end{aligned}$$

= 5,449.83 ft

10. Menentukan jenis dan ukuran pompa berdasarkan efisiensi maksimum untuk laju produksi yang diharapkan. Pada langkah ini dipilih pompa dengan jenis REDA RC 1000 60 Hz maka didapatkan hasil yaitu :

- Head Capacity (HC) : 3400 ft/ 100 stage
- Hp Motor : 20 Hp/ 100 stage
- Efisiensi Pompa : 58%

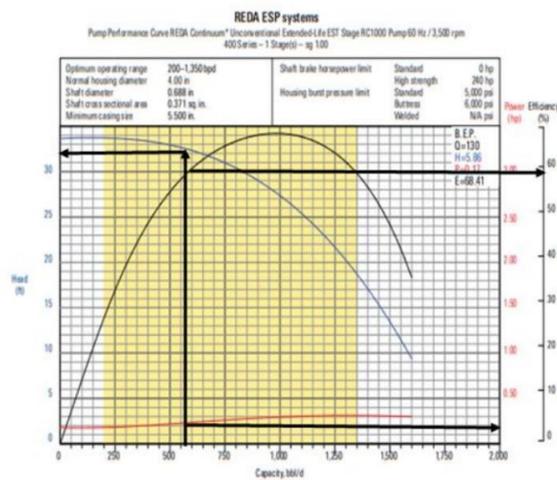


Figure 3. REDA Pump Performance Curve RC 1000-60 Hz

(Schlumberger, 2020)

11. Menghitung jumlah *stage* pompa

Jumlah *Stage* = TDH/HC

$$= 5449.83\text{ft}/3400\text{ ft}/\text{Stage} \times 100$$

$$= 160.28\text{ Stages}$$

CONCLUSION (*Palatino Linotype 11, Space 1.5, Justify*)

Seiring berjalannya waktu, tekanan reservoir pada sumur minyak secara alami akan mengalami penurunan, yang mengakibatkan ketidakmampuan tekanan tersebut untuk mengangkat fluida ke permukaan. Hal ini berdampak pada penurunan produktivitas sumur dan laju alir produksi. Untuk mempertahankan atau meningkatkan laju alir produksi, diperlukan tenaga tambahan melalui metode *Artificial Lift*. Beberapa jenis metode *Artificial Lift* yang umum

digunakan antara lain Gas Lift, Sucker Rod Pump (SRP), Progressive Cavity Pump (PCP), dan Electrical Submersible Pump (ESP). ESP adalah metode pengangkatan yang menggunakan gaya sentrifugal untuk memindahkan hidrokarbon ke permukaan. Setiap stage pada ESP terdiri dari impeller yang berfungsi memindahkan fluida dan diffuser yang mengarahkan fluida ke stage berikutnya.

Pada sumur "FAM-2301" yang terletak di lapangan Gefima, Kabupaten Paser, Kalimantan Timur, dilakukan penerapan ESP untuk mengatasi penurunan produksi akibat penurunan tekanan reservoir. Sumur ini telah berproduksi sejak 2020 di lokasi Pasir Belengkong. Berdasarkan data produksi dan kompleksitas sumur, metode ESP dipilih untuk menjaga laju produksi dan mengangkat minyak ke permukaan. Dengan perhitungan IPR menggunakan *single phase* (1 fasa), diperoleh nilai target laju alir sebesar 570 BFPD dengan nilai Q kritis 578 BFPD. Selain itu, specific gravity (SG) minyak sebesar 0.9357 dan SG air sebesar 0.0074 menghasilkan nilai SG campuran sebesar 0.9431, dengan gradien fluida 0.41 psi/ft. Berdasarkan perhitungan lainnya, nilai Working Fluid Level (WFL) didapatkan sebesar 5189.94 ft, dan kedalaman pompa (Pump Setting Depth) sebesar 6,382.5 ft.

Selanjutnya, dihitung nilai Pump Intake Pressure (PIP) sebesar 487 psi, Fluid Over Pump (FOP) sebesar 1192.53 ft, serta Total Dynamic Head (TDH) sebesar 5,449.83 ft setelah memperhitungkan kerugian gesekan (friction loss) dan kerugian di dalam tubing. Berdasarkan perhitungan tersebut, jenis pompa yang digunakan adalah REDA RC 1000, yang sesuai dengan laju alir target 570 BFPD dan grafik kinerja pompa. Pompa ini beroperasi dengan frekuensi 60 Hz dan RPM 3500. Motor yang digunakan adalah motor dengan kapasitas 37.5 HP per stage pada tegangan 578 Volts dan arus 42.5 Ampere.

Hasil kalkulasi menunjukkan bahwa setelah implementasi ESP, laju alir total (Q total) meningkat menjadi 723.21 BFPD, yang berarti ada peningkatan sebesar 407.2 BFPD dibandingkan sebelum menggunakan ESP, yaitu 316.01 BFPD. Produksi minyak juga meningkat dari 316.01 BOPD menjadi 723.21 BOPD, dengan rate produksi minyak yang dapat dipertahankan sebesar 570 BFPD. Selain itu, Productivity Index (PI) untuk sumur ini dihitung sebesar 0.14 bbl/d/psi, yang mencerminkan efisiensi produksi sumur dengan penerapan ESP.

REFERENCES (*Palatino Linotype 11, Single Space, Justify*)

Edward Marks. Et al (1982). *Cenozoic Stratigraphic Nomenclature In East Kutai Basin, Kalimantan, Indonesia.*

Boyun Guo, PH.D. Willian C. Lyon, and Ali Ghalambor, (1987). "ESP System" Elsevier Science And

Technology Books.

- Kermit E. Brown (1977). *The Technology of Artificial Lift Methods, Volume I, Inflow Performance Multiphase Flow In Pipes The Flowing*, Penn Wellbooks, Tulsa.
- Ari Taufiq Kramadibrata, SPE, Sumaryanto SPE, Pahala Panjahitan, SPE; (2011), Vico Indonesia. *Developing Oil In Monobore Well Completion Using Electrical Submersible Pump Application*. SPE 147903. <https://onepetro.org>
- Rudi Rubiandini R.S. (2010). *Komponen Electrical Submersible Pump*. ITB. Schlumberger, (2007). *Well Services Training & Development, IPC. Jet Manual 31 ESP Unit*.
- Petroleum Experts Limited Prosper Single Well System Analysis Version 8 October, (2003).
- Redha Iktibar dkk, (2018). "Meningkatkan Laju Alir Minyak dengan Mengoptimalkan Electrical Submersible Pump pada Sumur M Lapangan N". *Jurnal Petro*.
- Ana Uswatun Hasanah, (2013). *Artificial Lift*. IATMI STT Migas, Balikpapan.
- Firdaus, Firdaus, and Rohima Sera Afifah. "Analisa Injeksi Surfaktan+KCL Untuk Meningkatkan Perolehan Produksi Minyak Pada Formasi AB-2b Di Formasi Air Benakat." *PETROGAS: Journal of Energy and Technology* 4, no. 2 (2022): 27–41. <https://doi.org/10.58267/petrogas.v4i2.126>.
- Prasetyawati Umar, Emi, Program Studi Teknik Geologi, and Sekolah Tinggi Teknologi Migas Balikpapan. "Pemodelan Log Total Organic Carbon (Toc) Menggunakan Metode Passey, Regresi Multi Linear Dan Neural Network." *Petrogas* 4, no. 1 (2022): 57–67.
- Sima, Nirwana, Jan Friadi Sinaga, Teknik Perminyakan, STT Migas Balikpapan Jl Soekarno-Hatta Km, and Karang Joang Kalimantan Timur. "Optimasi Hydraulic Pumping Unit Pada Sumur 'Wn-98' Lapangan 'X.'" *Petrogas* 4, no. 1 (2022): 47–56.
- Sirait, Dicky Setiawan, Rohima Sera Afifah, and Karmila Karmila. "Analisis Jenis Fluida Reservoir Berdasarkan Nilai Sw Dan Log Sumur Ds-19, Cs-21, Rs-23 Formasi Air Benakat Cekungan Sumatera Selatan." *PETROGAS: Journal of Energy and Technology* 5, no. 1 (2023): 78–91. <https://doi.org/10.58267/petrogas.v4i1.92>.