

EVALUASI DAN OPTIMASI ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP PADA SUMUR PR-07 LAPANGAN AB

Asbahul Badya¹, Fatma², Adelia Rohani³

^{1,2,3}Teknik Perminyakan, Sekolah Tinggi Teknologi Migas Balikpapan,
Kalimantan Timur, Indonesia

¹Email: bahulidil234@gmail.com

Abstract

ESP as an artificial lift system plays an important role in optimizing oil production; therefore, an evaluation and optimization were conducted on Well PR-07, AB Field to assess pump performance and determine the optimum production rate. The analysis was carried out using the Vogel method on the Inflow Performance Relationship (IPR) curve, resulting in a maximum production rate (Q_{max}) of 2,441.79 BFPD and an optimum production rate (Q_o) of 1,953.43 BFPD. Current well conditions show a water cut of 82%, resulting in an oil flow rate of only about 202 BOPD. The pump applied is 134-400 CENTURION FLEX 17-5SXD with 52 stages, which is still suitable in terms of capacity. However, the high-water content is the main limiting factor for oil production, so optimization efforts are focused on determining the optimum flow rate, controlling water cut, and monitoring ESP performance to maintain operational reliability and improve production efficiency.

Keywords: *ESP, IPR Vogel, Q_{max} Optimun rate, Production Optimization, Water Cut*

Abstrak

ESP sebagai sistem pengangkatan buatan memiliki peran penting dalam mengoptimalkan produksi minyak, sehingga pada Sumur PR-07 Lapangan AB dilakukan evaluasi dan optimasi untuk menilai performa serta menentukan laju produksi optimum. Analisis dilakukan menggunakan metode Vogel pada kurva Inflow Performance Relationship (IPR) dengan hasil laju produksi maksimum (Q_{max}) sebesar 2.441,79 BFPD dan laju produksi optimum (Q_o) sebesar 1.953,43 BFPD. Kondisi aktual menunjukkan water cut mencapai 82% sehingga laju alir minyak hanya sekitar 202 BOPD. Pompa yang digunakan adalah tipe 134-400 CENTURION FLEX 17-5SXD dengan konfigurasi 52 stages, yang secara kapasitas masih sesuai dengan kebutuhan sumur. Namun, tingginya kandungan air menjadi faktor pembatas utama produksi minyak, sehingga upaya optimasi difokuskan pada penentuan laju alir optimum, pengendalian water cut, serta pemantauan kinerja ESP untuk menjaga keandalan operasi dan meningkatkan efisiensi produksi.

Kata Kunci: *ESP, IPR Vogel, Q_{max} , Laju Optimun, Optimasi Produksi, Water Cut*

**Evaluasi dan Optimasi
Electrical Submersible
Pump Pada Sumur PR-07
Lapangan AB**

Jurnal Teknosains
Kodepena
pp.30-37



1. PENDAHULUAN

Productivity Index (PI) yaitu suatu indeks atau derajat pengukuran kemampuan produksi sumur, yang didefinisikan sebagai perbandingan antar rate produksi yang dinyatakan dalam barrel per day (bpd) per psi. Maka persamaan yang didapat sebagai berikut:

$$J = Q_o / (P_r - P_{wf}) = Q_o / \Delta p$$

Keterangan: J

J = productivity index, STB/day/psi

Q_o = laju produksi minyak, STB/day

P_r = tekanan statik reservoir, psi

P_{wf} = tekanan alir dasar sumur, psi

Δp = tekanan drawdown, psi

Productivity index (PI) umumnya diukur selama uji produksi pada sumur. Sumur di *shut-in* sampai tekanan reservoir statis tercapai. Sumur kemudian dibiarkan memproduksi pada laju aliran konstan (Q) dan tekanan aliran dasar sumur yang stabil (P_{wf}). Karena tekanan yang stabil di permukaan tidak selalu menunjukkan p_{wf} yang stabil, tekanan aliran dasar sumur harus dicatat terus-menerus sejak sumur mengalir.

Inflow performance relationship (IPR) digunakan untuk mengevaluasi kemampuan *deliverabilitas reservoir* dalam *production engineer*. Kurva *IPR* adalah presentasi grafis kurva *IPR* sumur yang biasanya dibuat menggunakan reservoir inflow models, yang dapat berupa landasan teori atau dasar empiris. Penting untuk memvalidasi model ini dengan titik uji dalam aplikasi lapangan.

Electrical Submersible Pump (ESP) mudah dipasang dan mudah dioperasikan. Pompa ini dapat mengangkat volume yang sangat tinggi dari *reservoir* minyak yang sangat produktif. Lubang yang berarah dan memiliki sudut kemiringan, tidak menimbulkan masalah. *ESP* dapat digunakan untuk operasi *offshore*. Biaya pengangkatan untuk volume tinggi umumnya sangat rendah. Keterbatasan aplikasi *ESP* meliputi ketersediaan listrik bertegangan tinggi, tidak dapat digunakan untuk multiple completion, tidak cocok untuk *reservoir* minyak yang memiliki kedalaman sangat dalam dan *bertemperature* tinggi, produksi gas dan *Solid* yang merampatkan, serta pemasangan dan perbaikan yang cukup mahal. Sistem *ESP* yang memiliki *horsepower* yang lebih tinggi, dioperasikan dalam aplikasi yang lebih panas, digunakan dalam instalasi ganda dan sebagai unit cadangan *down hole*, dan meliputi pemisahan minyak/air bawah lubang. Masalah pasir dan gas telah menyebabkan munculnya produk baru. Otomatisasi sistem meliputi pemantauan, analisis, dan kontrol. (Guo et al., 2017).

ESP adalah pengangkatan buatan yang relatif efisien. Dalam kondisi tertentu, *ESP* bahkan lebih efisien daripada pemompaan balok batang pengisap. *ESP* terdiri dari komponen dibawah permukaan dan diatas permukaan.

Sistem *ESP* secara keseluruhan beroperasi seperti pompa listrik yang umum digunakan dalam aplikasi industri lainnya. Dalam operasi *ESP*, energi listrik diangkut ke motor listrik bawah lubang melalui kabel listrik. Kabel listrik ini dijalankan di sisi (dan dipasang ke) produksi pipa. Kabel listrik menyediakan energi listrik yang dibutuhkan untuk menggerakkan motor listrik bawah lubang. Motor listrik

menggerakkan pompa dan pompa memberikan energi ke cairan dalam bentuk tenaga hidrolik, yang mengangkat cairan ke permukaan. (Guio et al., 2017).

Berdasarkan latar belakang judul penelitian diatas, maka rumusan masalah yang akan dikaji dalam penelitian ini sebagai berikut (Julianto, D., 2020):

1. Berapa besar *Productivity Index* (PI) pada sumur PR-07 lapangan AB?
2. Bagaimana evaluasi kinerja dengan menggunakan *artifiacial lift electrical submercible pump* pada sumur PR-07 lapangan AB?
3. Bagaimana optimasi laju produksi pada *artificial lift electrical submercible pump* pada sumur PR-07 lapangan AB?

Adapun tujuan yang ingin dicapai dalam penelitian ini sebagai berikut:

- a. mengetahui laju alir maksimum (Q_{max}) dan *Productivity Index* (PI) pada sumur PR-07 lapangan AB
- b. mengetahui evaluasi kinerja dengan menggunakan *artificial lift electrical submersible pump* pada sumur P vR-07 lapangan AB.
- c. Menentukan kinerja pompa agar mengoptimasi produksi yang tepat pada *artificial lift electrical submersible pump* pada sumur PR-07 lapangan AB.

Berdasarkan Penelitian yang telah di lakukan optimasi pompa ESP menggunakan VSD pada frekuensi 60 Hz dengan laju produksi 2908 BFPD, di naikan 63 laju produksi didapat 3035,4 BFPD, Perhitungan Software AutograpPC laju produksi didapat 3151 BFPD > Menggunakan metode VOGEL nilai laju alir yang didapat 22528 BFPD, Laju alir optimum 18113 BFPD pada grafik bIPR (Julianto, 2020). Sumur G dengan laju produksi fluida sebesar 8982 BFPD dan 45 BOPD, Dipilih pompa REDA 562 dengan jenis pompa HN1300 dengan range efisiensi 9200-16400 STB/Day di nilai kurang efektif optimasi. dalam Berdasarkan hasil perhitungan maka didapat perpotongan kurva tersebut, pada sumur G dengan PI tinggi 77 BBL/Day/Psi dengan 33 range optimal 18113 dengan pilih pompa INJ 1200 dengan stage (Suryadi, 2021).

2. METODE PENELITIAN

Metode Penelitian ini dilakukan dengan metode *kuantitatif* menggunakan data *primer* dan data *sekunder* dari data real lapangan PT. PH Kalimantan Timur.

Langkah-langkah Dalam Perancaan *Electrical Submersible Pump* Sebagai Berikut:

Langkah 1: Menghitung Nilai *Spesifik Gravity Fluida*

$$\begin{aligned} \text{Oil Phase Spesific Gravity} &= \text{Oil Cut} \times \text{Oil Spesific Gravity} \\ \text{Water Phase Spesific Gravity} &= \text{Water Cut} \times \text{Water Spesific Gravity} \\ \text{Spesific Gravity Campuran} &= ((1 - W_c) \times SGO) + (W_c \times SGW) \end{aligned}$$

Langkah 2: Menentukan gradien fluida

$$GF = 0,433 \times Sg \text{ rata-rata}$$

Langkah 3: Menentukan *Static Fluid Level* (SFL) & *Dynamic Fluid Level* (DFL)

$$\begin{aligned} \text{Static Fluid Level} &= \text{Mid Perforasi} - (P_s / GF) \\ \text{Dynamic Fluid Level} &= \text{Mid Perforasi} - (P_{wf} / GF) \end{aligned}$$

Langkah 4: Menentukan *Pump Setting Depth* (PSD)

$$PSD \text{ minimal} = DFL - (P_{WH} / GF)$$

$$\text{PSD maksimal} = \text{Mid Perforasi} - (\text{PWH}/\text{GF})$$

Langkah 5: Menentukan *Pump Intake Pressure* (PIP)

$$\text{Perbedaan Kedalaman} = \text{Mid Perforasi} - \text{PSDmaks}$$

$$\text{Perbedaan Tekanan} = \text{Perbedaan Kedalaman} \times \text{GF}$$

$$\text{PIP} = \text{PWF} - (\text{perbedaan kedalaman} \times \text{GF})$$

Langkah 6: Menentukan *Total Dynamic Head* (TDH)

$$\text{Fluid Over Pump (FOP)} = \text{PIP} / \text{GF}$$

$$\text{Vertical Lift (HD)} = \text{PSD} - \text{FOP}$$

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

Untuk mendapatkan nilai dari grafik Friction Loss (F) hal yang harus diketahui terlebih dahulu yaitu mengetahui ukuran tubing.

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

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

$$\text{Menentukan Head Tubing (HT)} = P_{\text{wh}} / G_F$$

(Brown, Kermit E. 1977)

Setelah membuat perencanaan *electrical submersible pump*. Langkah selanjutnya adalah perhitungan hasil yang didapatkan yang dibahas pada hasil dan pembahasan.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

Dari pengumpulan data didapatkan hasil data sumur pada tabel 1 sebagai berikut:

Tabel 1. Data Reservoir Sumur

Parameter	Nilai	Satuan
<i>Deg API</i>	23.2	
<i>SG Water</i>	0,82	
<i>SG Oil</i>	0,165	
<i>Producing GOR</i>	0	Scf/STB
<i>Bubble Point Pressure</i>	15	Psia
<i>Pressure Well Flowing</i>	447	Psi
<i>BHT</i>	161	°F
<i>Pressure Reservoir</i>	968	Psi

Tabel data produksi sumur ditunjukkan pada tabel 2

Tabel 2. Data Produksi Sumur

Parameter	Nilai	Satuan
Kedalaman Sumur	5042	Ft
Perforasi	3773	Ft
Casing ID	6.184	Inch
Tubing Pressure	150	Psi
Water Cut	82	%
Q _{test rate}	1323	BPD
Laju Alir Minyak(Q _o)	202	BOPD
Laju Alir Air(Q _w)	921	BWPD
Laju Alir Gas(Q _g)	0	MMSCFD

Data pompa ditunjukkan pada tabel 3 berikut:

Tabel 3.Data Pompa

Parameter	Nilai	Satuan
Tipe Pompa	134-400CENTURION FLEX17-5SXD	
Frekuensi	60	Hz
Stages	52	Stages
Series Motor	450XP	
Model	88 HP 1940 Volt 29 Ampere	
Type Cabel	#1 CELR5.0Kv	
Transformers	100	KVA
VSD	163	KVA
Surfase Voltage	1728	V
Voltage Drop	71	°F

Sumber : PT. PH Kalimantan Timur

Sebelum melakukan perubahan frekuensi pompa menggunakan *Variabel Speed Drive* pada pompa ESP, terlebih dahulu menentukan produktivitas formasi yang dapat di sajikan dalam bentuk kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR). Sesuai dengan data yang digunakan, bahwa tekanan reservoir lebih besar dari tekanan jenuh ($P_r > P_b$) dan $P_{wf} > P_b$.

1. Menentukan *Productivity Index* (PI)

$$\begin{aligned}
 PI &= \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \\
 &= \frac{1323 \text{ BPD}}{968 \text{ psi} - 447 \text{ psi}} \\
 &= 2,54 \text{ BPD/psi}
 \end{aligned}$$

2. Menentukan Laju Alir Pada Tekanan Jenuh (Q_b)

$$\begin{aligned}
 Q_b &= PI (P_r - P_b) \\
 &= 2,54 \text{ BPD/psi} (968 \text{ psi} - 15 \text{ psi}) \\
 &= 2420, 62 \text{ BPD}
 \end{aligned}$$

3. Menentukan Nilai Q_{max}

$$Q_{\max} = Q_b + (PI \times \frac{PB}{1,8})$$

$$= 2420,62 \text{ BPD} + (2,54 \text{ BPD/psi} \times \frac{15 \text{ psi}}{1,8})$$

$$= 2441,79 \text{ BPD}$$

4. Menentukan Nilai Q_{optimum}

$$Q_{\text{optimum}} = Q_{\text{max}} \times 0,8$$

$$= 2441,79 \text{ BPD} \times 0,8$$

$$= 1953,43 \text{ BPD}$$

Langkah berikut adalah melakukan evaluasi dan mengetahui optimasi Electrical Submersible Pump Terpasang dengan melakukan perhitungan penentuan :

a) Menentukan Nilai *Specific Gravity*

1. *Water Phase Specific Gravity*

$$SG_w = \text{Water Cut} \times SG_{\text{water}}$$

$$= 0,82 \times 1,0$$

$$= 0,82$$

2. *Oil Phase Specific Gravity*

$$SG_o = \text{Oil Content} \times SG_o$$

$$= (1-0,82) \times \left(\frac{141,5}{131,5 \times 23,2} \right)$$

$$= 0,18 \times \left(\frac{141,5}{154,7} \right)$$

$$= 0,18 \times 0,915$$

$$= 0,165$$

3. *Specific Gravity Campuran*

$$SG_{\text{fluid}} = SG_w + SG_o$$

$$= 0,82 + 0,165$$

$$= 0,985$$

4. *Gradient Fluids*

$$GF = SG_{\text{fluid}} \times 0,433$$

$$= 0,985 \times 0,433$$

$$= 0,426 \text{ psi/ft}$$

b) Menentukan *Static Fluid Level (SFL)* dan *Dynamic Fluid Level (DFL)* dengan cara:

- Menentukan *Pump Setting Depth (PSD)*

1. *Pump Setting Depthmin* $= \text{DFL} - (P_{wh} / G_f)$

$$= 2723 \text{ ft} - (125 \text{ psi} / 0,426 \text{ psi/ft})$$

$$= 2429 \text{ ft}$$

2. *Pump Setting Depth max* $= \text{Mid Perforation} - (P_{wh} / G_f)$

$$= 3773 \text{ ft} - (125 \text{ psi} / 0,426 \text{ psi/ft})$$

$$= 3479 \text{ ft}$$

- Menentukan *Pump Intake Pressure (PIP)*

1. Perbedaan Kedalaman $= \text{Mid Perforation} - \text{Pump Setting Depth}$

$$= 3773 \text{ ft} - 3479 \text{ ft}$$

$$= 294 \text{ ft}$$

2. Perbedaan Tekanan = Perbedaan Kedalaman x G_f
= 294 ft x 0,426 psi/ft
= 126 psi
3. *Pump Intake Pressure* (PIP) = $P_{wf} - (\text{Perbedaan Tekanan} \times G_f)$
= 447 psi - (126 psi x 0,426 psi/ft)
= 393 psi

- Menentukan *Total Dynamic Head* (TDH)

1. *Fluid Over Pump* (FOP) = PIP / G_f
= 393 psi / 0,426 psi/ft
= 923 ft
2. *Vertical Lift* (HD) = $PSD_{max} - FOP$
= 3479 ft - 923 ft
= 2556 ft

3. Menentukan *Tubing Friction Loss* (HF)

Untuk mendapatkan nilai dari grafik *Friction Loss* (F) hal yang harus diketahui terlebih dahulu yaitu mengetahui ukuran tubing, ukuran *tubing* (ID) yang di gunakan adalah tubing 2,993 inch, sebagai berikut :

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

$$= \frac{2,083 \left(\frac{100}{120} \right)^{1,85} 3 \left(\frac{1953,4}{34,3} \right)^{1,85}}{2,993^{4,8655}}$$

$$= 13 \text{ ft} / 1000 \text{ ft}$$

5. *Tubing Friction Loss* (HF) = $F \times PSD_{max}$
= 13 ft / 1000 x 3478 ft
= 45 ft

6. Menentukan *Head Tubing* (HT) = P_{wh} / G_F
= 125 psi / 0,426 psi/ft
= 293 ft

(Brown, Kermit E. 1977)

Pada perbandingan hasil optimasi 60 Hz dengan 70 Hz, Dimana sebelum melakukan perubahan frekuensi pompa menggunakan *Variabel Speed Drive* pada pompa ESP, terlebih dahulu menentukan produktivitas formasi yang dapat di sajikan dalam bentuk kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR). Sesuai dengan data yang digunakan, bahwa tekanan reservoir lebih besar dari tekanan jenuh ($P_r > P_b$) dan $P_{wf} > P_b$.

Dalam menentukan Transformer dan Variable Speed Drive, menghitung total KVA, yaitu didapatkan hasil:

$$\begin{aligned} \text{KVA} &= \frac{\text{surfase voltage} \times \text{motor ampere} \times 1,73}{1000} \\ &= \frac{1728 \times 29 \times 1,73}{1000} \\ &= 86,69 \text{ KVA} \end{aligned}$$

Transformer yang terpasang Adalah transformers dengan kapasitas 100 KVA, Kapasitas Transformer ini masi lebih besar dari KVA total yang dibutuhkan yaitu 85,68 KVA sehingga masih dapat di gunakan.

Sementara itu VSD yang terpasang Adalah VSD dengan kapasitas 163 KVA, Kapasitas VSD masih lebih besar dari KVA total yang di butuhkan yaitu 85,68 KVA se hingga masih dapat di gunakan.

Evaluasi kinerja *Electrical Submersible Pump (ESP)* dilakukan dengan membandingkan operasi pada frekuensi 60 Hz dan 70 Hz. Pada frekuensi 60 Hz diperoleh laju produksi sebesar 1.323 BFPD, sedangkan pada frekuensi 70 Hz produksi meningkat menjadi 1.543 BFPD. Hal ini menunjukkan adanya kenaikan produksi sebesar 220 BFPD atau sekitar 16,6% ketika pompa dijalankan pada frekuensi yang lebih tinggi. Peningkatan frekuensi menyebabkan kecepatan putar motor bertambah, sehingga kapasitas alir dan head pompa meningkat.

$$\begin{aligned} \Delta Q &= \text{Frekuensi 70 Hz} - \text{Frekuensi 60 Hz} \\ &= 1543 \text{ BFPD} - 1323 \text{ BFPD} \\ &= 220 \text{ BFPD (16,6\%)} \end{aligned}$$

Penentuan Effisiensi Volumetris 70 Hz (%EV)

$$\begin{aligned} \%EV &= (Q_{\text{actual}}/Q_{\text{theoretical}}) \times 100\% \\ &= 1543/2000 \times 100\% \\ &= 77\% \end{aligned}$$

Dari hasil pengujian diperoleh bahwa pada frekuensi 60 Hz pompa hanya mampu memproduksi sebesar 1323 BFPD dengan efisiensi volumetris sekitar 66%, sedangkan pada frekuensi 70 Hz produksi meningkat menjadi 1543 BFPD dengan efisiensi volumetris sebesar 77%. Hal ini menunjukkan bahwa peningkatan frekuensi dari 60 Hz ke 70 Hz mampu meningkatkan performa pompa baik dari segi produksi fluida maupun efisiensi volumetrisnya.

4. PENUTUP

Berdasarkan hasil penelitian, dapat disimpulkan bahwa hasil perhitungan *Productivity Index (PI)* menunjukkan nilai sebesar 2,54 BPD/psi dengan kapasitas produksi maksimum (Q_{max}) mencapai 2.444,91 BPD. Hal ini mengindikasikan bahwa sumur PR-07 Lapangan AB masih memiliki potensi produksi yang cukup besar.

Pada Evaluasi kinerja pompa ESP menunjukkan bahwa laju produksi aktual (Q_{actual}) hanya sebesar 1.323 BFPD, dan kapasitas teoritis ($Q_{\text{theoretical}}$) sebesar 2.000 BFPD. Ketika melakukan perhitungan hasil yang didapat sebesar EV 66% untuk evaluasinya dimana kondisi ini menunjukkan adanya penurunan efisiensi kinerja pompa. Setelah dioptimalkan dengan menaikkan ke 70 Hz hasil EV yang didapat sebesar 77% hasil ini menunjukkan efisiensi pompanya bekerja dalam kondisi yang normal; 3) Hasil optimasi pompa *ESP* memberikan laju produksi sebesar 1.543 BFPD.

Nilai ini lebih tinggi dibandingkan produksi aktual, meskipun masih belum mencapai kapasitas teoritis. Dengan demikian, penerapan strategi optimasi terbukti dapat meningkatkan kinerja *ESP* dan memperbaiki efisiensi produksi sumur PR-07.

5. DAFTAR PUSTAKA

- Al-Hejjaj, M. A., Sadeq, D. J., & Al-Fatlawi, O. (2023). A review of the electrical submersible pump development chronology. *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*, 24(2), 123–135.
- Alvarado, M., & Ibarra, J. (2023). *Modern Approaches In ESP Troubleshooting And Diagnostics*. Amsterdam, Belanda: Elsevier.
- Brown, K. E. (1977). *The Technology Of Artificial Lift Methods* (Vol. 1). Tulsa, OK: Petroleum Publishing Co.
- Brown, K. E. (2022). *Production Optimization Using Artificial Lift Systems*. Houston, TX: Gulf Publishing.
- Brown, K. E. (n.d.). *Artificial lift methods I*. Tulsa, OK: The University of Tulsa, Petroleum Publishing Co.
- Suryadi, D.,(2022). Analisis Perancangan Design Submersible Pump Kawasan Timur Lapangan PS pada sumur G (Skripsi). Universitas Islam Riau, Pekanbaru, Indonesia. Diambil dari <https://repository.uir.ac.id/14611/1/143210733.pdf>
- Guo, B., Liu, X., & Tan, X. (2017). *Petroleum production engineering* (2nd ed.). Oxford, Inggris: Gulf Professional Publishing.
- Guo, B., Lyons, W., & Ghalambor, A. (2007). *Petroleum Production Engineering*. Burlington, MA: Elsevier Science & Technology Books.
- Julianto, Dedek (2020) Evaluasi dan Optimisasi Sumur Electrical Submersible Pump Yang Memiliki Pi Tinggi Dengan Menggunakan Variable Speed Drive Dengan Frekuensi di Atas 60hz Pada Sumur "x" Lapangan "y". Other thesis, Universitas Islam Riau.
- Lake, L. W., & Clegg, J. D. (2007). *Production Operations Engineering* (Vol. IV). Richardson, TX: Society Of Petroleum Engineers. doi:10.2118/9781555631185
- Lembang, A. D. M. R. (2017). *Electrical submersible pump (ESP)*. n.p. [Jika ini skripsi, tambahkan: (Skripsi tidak dipublikasikan). Nama Universitas, Kota, Negara].
- Nguyen, T. (2021). *Artificial lift methods: Design, Practices, And Applications*. Cham, Swiss: Springer Nature.
- PT. Pertamina Hulu Kalimantan Timur. (2025). *Data electrical submersible pump*. Balikpapan, Indonesia: Penulis.
- Salah, A. A., & Nasr, G. G. (2020). Investigation Of ESP Performance In Oil Wells With Gas Interference. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 192, 107271.
- Verde, W. M., dkk. (2024). A Critical Analysis And Improvements Of Empirical Models For ESP Performance/Operation. *Journal Of Petroleum Science And Engineering*, 233, 112096