



Analisis Pengaruh *Number of Stages* dan Banyak Pompa ESP di Sumur X

Vani Nur Azizah^{1*)}, Eriska Eklezia Dwi Saputri²⁾

¹⁾ Teknik Perminyakan, Universitas Jember

²⁾ Teknik Perminyakan, Universitas Jember

* corresponding email: nurazizahvani01@gmail.com

ABSTRACT

In well X, there has been a decline in oil production, leading to a decrease in the company's revenue. This is due to an increase in the watercut percentage, as the reservoir itself operates on a water drive mechanism. Therefore, a follow-up action is needed to address this situation by using an artificial lift ESP with a tandem design. This approach aims to enhance the effectiveness and economic efficiency of the production process. The artificial lift Electrical Submersible Pump (ESP) used is a CENTRILIFT with model FC2700, series 400, installed at depths of 6371 ft and 6382 ft, respectively. A comparison of the two artificial lifts shows that the number of stages in the upper section is greater than in the lower section, resulting in a higher oil flow rate at the top, reaching 68.52 STB/d. Meanwhile, in the ESP well, oil flow rate has increased by 77.46 STB/d.

Keywords: artificial lift, ESP, production

I. PENDAHULUAN

Produksi minyak dari suatu sumur dapat dilakukan dengan dua metode, yaitu, Metode Sembur Alam dan Metode Pengangkatan Buatan (*Artificial Lift*) [1]. Ketika tekanan reservoir tidak lagi cukup untuk mendukung sembur alam, maka metode *Electric Submersible Pump* (ESP) dapat diterapkan. ESP berfungsi untuk memberikan tenaga pendorong tambahan, sehingga fluida dapat terangkat dari formasi ke permukaan. Pada sumur X dilakukan pemasangan ESP sebagai metode pengangkatan buatan didasarkan pada pertimbangan teknis dan ekonomis. ESP adalah pompa sentrifugal bertingkat, dimana setiap tingkat memiliki *impeller* dan *diffuser*. Perencanaan ESP sangat bergantung pada produktivitas sumur dan karakteristik fluida yang dipengaruhi oleh kondisi reservoir, seperti tekanan, *Gas Oil Ratio* (GOR) dan *water cut*. Tingkat produksi fluida mempengaruhi pemilihan jenis dan ukuran pompa karena setiap pompa memiliki kapasitas produksi yang berbeda sesuai dengan jenis dan ukurannya [2].

1.1 Produktivitas Formasi

Kemampuan suatu formasi untuk mengalirkan fluida yang terdapat dalam reservoir dengan tekanan tertentu dapat disebut dengan produktivitas formasi yang terdiri dari 2 parameter, yakni *Productivity Index* (PI) dan *Inflow Performance Relationship* (IPR) [3]. *Productivity Index* (PI) adalah ukuran kemampuan sebuah sumur untuk menghasilkan produksi dalam kondisi tertentu [4]. Sedangkan *Inflow Performance Relationship* (IPR), adalah grafik yang menggambarkan hubungan antara P_{wf} dan laju aliran produksi [5]. IPR dibagi menjadi 3 aliran, yakni aliran 1 fasa, 2 fasa, dan 3 fasa. Kurva IPR aliran 1 fasa memiliki kurva yang lurus dan simpel dari hubungan P_{wf} dan laju alir produksi dilihat pada gambar 1.1. Sedangkan kurva IPR aliran 2 fasa, adalah kurva yang terbentuk karena kemiringan IPR berubah secara kontinu pada setiap nilai P_{wf} yang berbeda [6], grafik dapat dilihat pada gambar 1.2. Metode Wiggins adalah pengembangan dari metode Vogel, di mana Wiggins memperluas metode Vogel dari dua fase menjadi tiga fase. Dalam metode ini, laju alir minyak (q_o) dan laju alir air (q_w) dapat dianalisis secara terpisah [7].

1.2 Electric Submersible Pump (ESP)

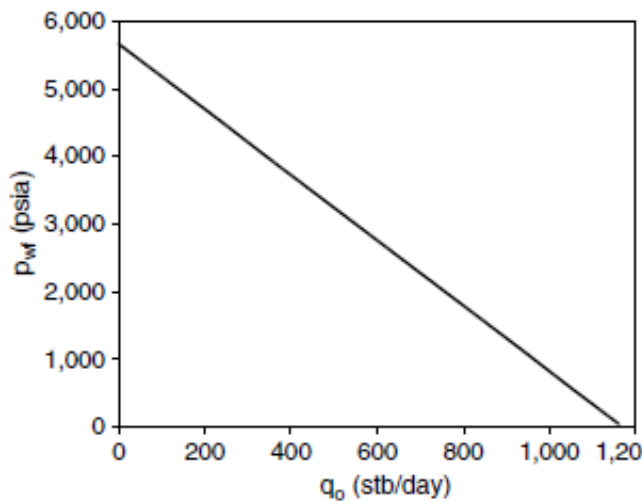
Electric Submersible Pump (ESP) adalah pompa yang ditempatkan di dalam lubang sumur untuk pengangkatan buatan dalam produksi minyak, digerakkan oleh motor Listrik [6]. ESP bekerja dengan prinsip pompa sentrifugal bertingkat, di mana seluruh unit pompa dan motor berada dalam kondisi terendam dalam fluida sumur. ESP memiliki peralatan di atas permukaan dan di bawah permukaan [7]. Peralatan-peralatan yang ada di atas permukaan mencakup *Well Head*, *Junction Box*, *Switchboard*, dan *Transformer*. Sedangkan, peralatan-peralatan ESP yang ada di bawah permukaan tanah adalah motor listrik, *protector*, gas separator, *pump unit*, *check valve*, *bleeder valve*, *centralizer*, *PSI unit*, dan *pig tail* [8]. Ada beberapa alasan produksi minyak menggunakan *Electric Submersible Pump* (ESP), yakni sebagai berikut:

1. Metode pengangkatan yang paling efisien berdasarkan biaya per barel.

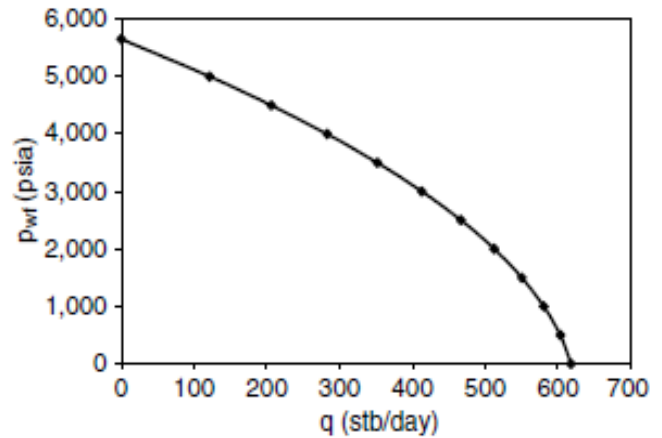


2. Kemampuan untuk mengangkat dengan tingkat produksi tinggi dan kedalaman dari 100 hingga 60000 barel per hari, termasuk fluida dengan kandungan air yang tinggi.
3. Bekerja di sumur dengan suhu tinggi (di atas 350 °F) menggunakan motor dan kabel suhu tinggi.
4. Pompa dapat dimodifikasi untuk mengangkat fluida korosif dan pasir.

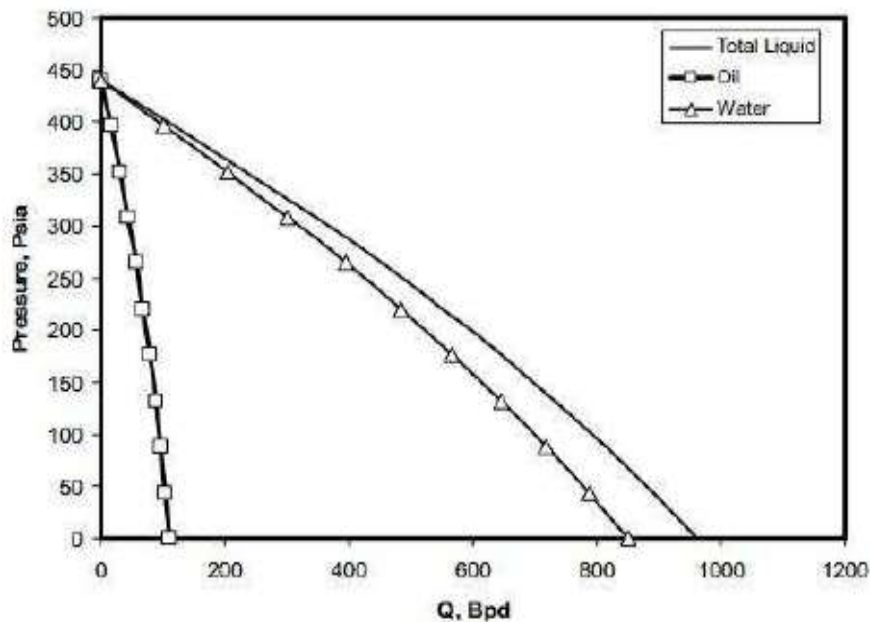
Sistem ESP dapat digunakan di sumur dengan sudut tinggi dan sumur horizontal jika ditempatkan di bagian lurus atau vertikal sumur.



Gambar 1. 1 Kurva IPR Aliran Satu Fasa



Gambar 1. 2 Kurva IPR Aliran Dua Fasa



Gambar 1. 3 Kurva Aliran Tiga Fasa

II. METODOLOGI PENELITIAN

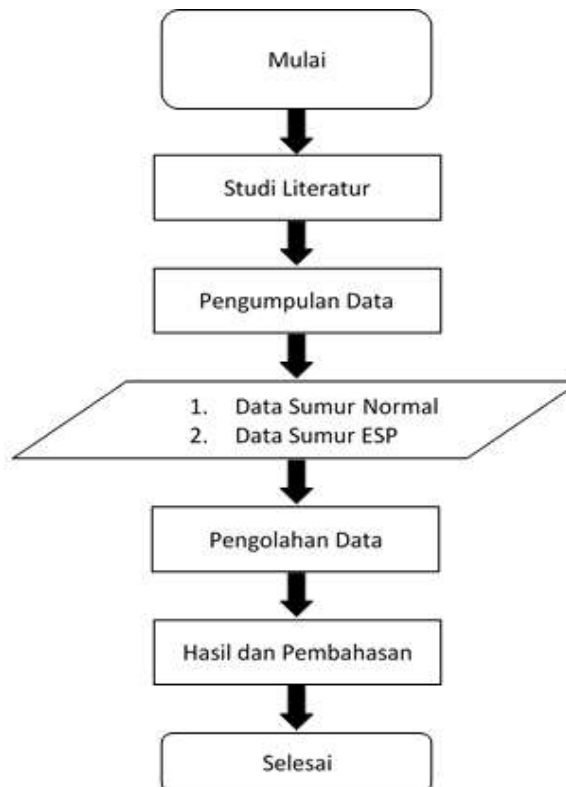
2.1 Diagram Alir Penelitian

Diagram alir penelitian kali ini, dimulai dari observasi seluruh bagian di PT Pertamina EP Asset 4 Sukowati *Field*. Diagram alir tersebut dapat dilihat pada gambar 2.1 di bawah ini.



Gambar 2. 1 Diagram Alir Kegiatan Kerja Praktik

Pada perhitungan *number of stages* dan banyak pompa yang efektif dan ekonomis, akan ditentukan seperti diagram alir 2.2 berikut ini.



Gambar 2. 2 Diagram Alir Penelitian



2.2. Pengumpulan Data

Berikut merupakan data-data yang diperlukan dalam penelitian kali ini.

Tabel 2. 1 Data Wellbore Sumur X

Data Sumur		
Parameter	MD	Satuan
Konduktor <i>Casing</i>	0 – 80	Ft
<i>Surface Casing</i>	0 – 983	Ft
<i>Intermediate Casing</i>	0 – 4578	Ft
<i>Production Casing</i>	0 – 7007	Ft
<i>Liner</i>	6791 – 7300	Ft
<i>Tubing</i>	0 – 7051	Ft
<i>Packer</i>	6627	Ft
<i>Perfo Depth</i>	7083 – 7095	Ft
OD Conductor Csg	30	In
OD Surface Csg	20	In
OD Intermediate Csg	13,375	In
OD Production Csg	9,625	In
OD Liner	7	In
OD Tubing	3,5	In

Tabel 2. 2 Data Sampling Fluida Sumur X

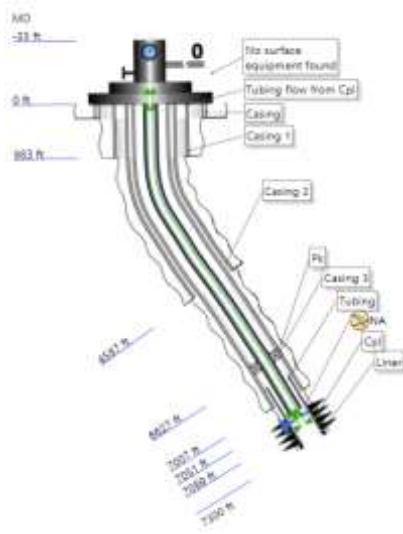
Sampling Avg			
API	Cl -	H2S	CO2
60 °F	ppm	(%)	(%)
38,7	10114	2	35

Tabel 2. 3 Data Produksi Sumur X

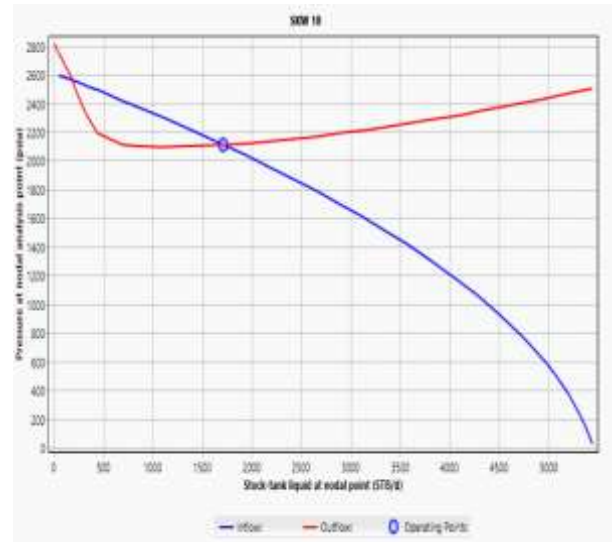
Data Produksi		
Parameter	Nilai	Satuan
Q	2946	STB/d
<i>Watercut</i>	97,455	%
GOR	3481,17	Scf/bbl
WHP	170	psia
c	120	
Pwf	1907	psia
Pws	2624	psia
Tr	271,662	F
<i>Sg Oil</i>	0,83137	g/cm ³
<i>Sg Water</i>	1,012	g/cm ³

III. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Sumur X saat *Natural Flow*



Gambar 3. 1 Wellbore Sumur X *Natural Flow*



Gambar 3. 2 Grafik Kurva IPR vs TPR saat *Natural Flow*

Tabel 3. 1 Hasil Simulasi *Natural Flow*

Qtot (STB/d)	Qoil (STB/d)	Qwater (STB/d)
1715,455	43,66	1671,796

Jika dilihat dari hasil simulasi *natural flow* di atas dapat diketahui bahwa, laju alir total yang diproduksi besar, namun lebih dominan ke air yang diproduksi. Nilai *watercut* sebesar 97% sangat mempengaruhi hasil dari fluida yang diproduksi. Hal ini akan membuat pendapatan perusahaan menurun. Maka, perlu diambil langkah-langkah untuk menanggulangi, salah satunya adalah dengan melakukan pemasangan *electric submersible pump*. Namun, pada pemasangan alat ini terdapat perbedaan dari biasanya dan itu terletak dari banyaknya pompa yang dipasang. Hal ini bertujuan untuk menambahkan nilai keekonomisan biaya produksi minyak.

3.2 Hasil Perhitungan Desain ESP pada Sumur X

Tabel 3. 2 Hasil Perhitungan Laju Alir

Variabel	Nilai	Satuan
Qrate	3000	BFPD
Qtot	8681	BFPD

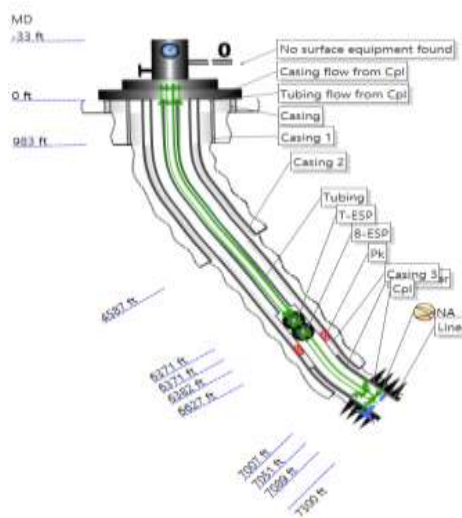
Tabel 3. 3 Hasil Perhitungan *Head/Stage*

Variabel	Nilai	Satuan
<i>Pump setting depth</i>	5646	Ft
<i>Vertical lift (HD)</i>	1457	Ft
<i>Tubing friction loss (HF)</i>	239	Ft
<i>Tubing head (HT)</i>	399	Ft
<i>Total dynamic head (TDH)</i>	2095	Ft
<i>Head/stage</i>	105	Ft/stage

Penggunaan pompa ESP ditentukan dari perhitungan tersebut, yakni dengan pompa ESP CENTRILIFT model FC2700 seri 400 dengan 2 rangkaian pompa dalam sumur produksi. Hal ini akan mempengaruhi hasil fluida yang diproduksi. Spesifikasi dari pemilihan pompa ESP dan desain sumurnya akan ditampilkan secara berurutan pada **Tabel 3.4** dan **Gambar 3.3**.

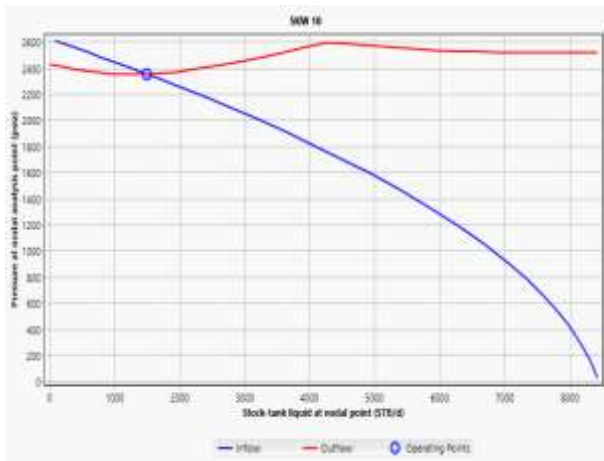
Tabel 3. 4 Spesifikasi Pemilihan Pompa ESP

Jenis	T-ESP	B-ESP
	CENTRILIFT dengan model FC2700 seri 400	
<i>Pump setting depth (ft)</i>	6371	6382
<i>Jumlah stage (head/ft)</i>	74	32
<i>Length (ft)</i>	14,7	7,2
<i>Operating frekwensi (Hz)</i>	60	



Gambar 3. 3 Desain Sumur ESP

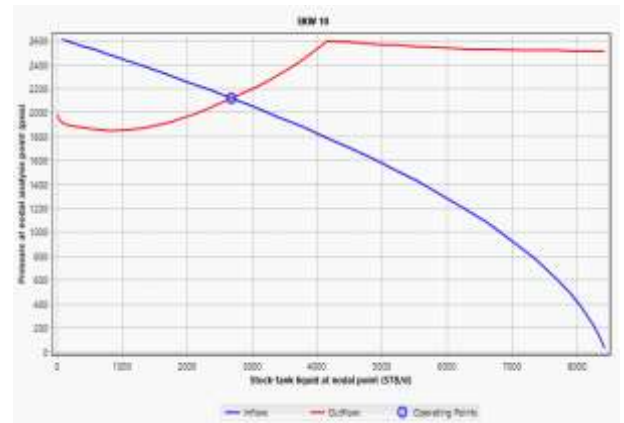
3.1 Perbandingan Hasil Simulasi Pemasangan B-ESP dan T-ESP



Gambar 3. 4 Kurva IPR vs TPR Setelah Pemasangan B-ESP

Tabel 3. 5 Hasil Simulasi B-ESP

Qtot (STB/d)	Qoil (STB/d)	Qwater (STB/d)
1497,65	38,1152	1459,535



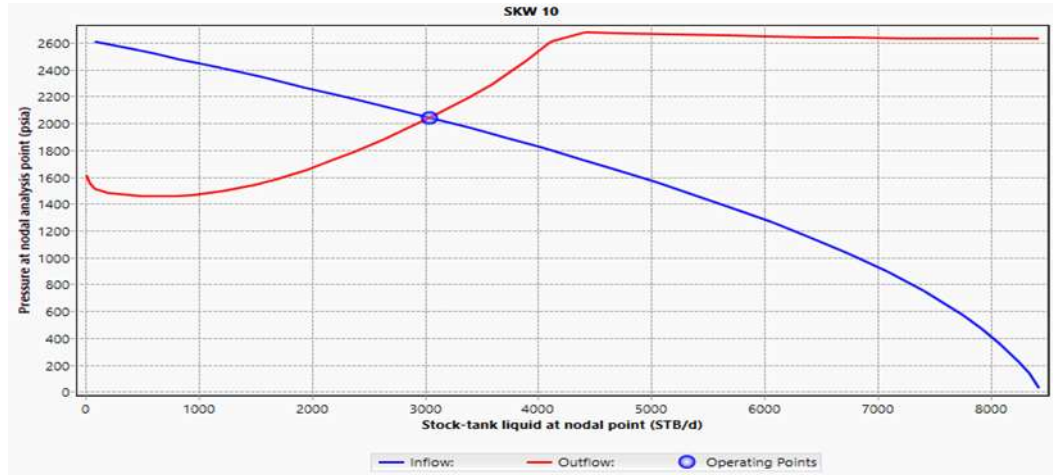
Gambar 3. 5 Kurva PR vs TPR Setelah Pemasangan T-ESP

Tabel 3. 6 Hasil Simulasi T-ESP

Qtot (STB/d)	Qoil (STB/d)	Qwater (STB/d)
2692,445	68,52	2623,923

Pada hasil simulasi kali ini, dapat diketahui bahwa hasil simulasi pompa ESP bagian atas lebih besar dari pompa ESP di bagian bawah. Hal ini disebabkan karena adanya perbedaan jumlah *stage* masing-masing pompa, di mana pompa bagian atas memiliki jumlah *stage* yang lebih besar daripada pompa yang berada di bawahnya.

3.2 Perbandingan Hasil Simulasi Sumur *Natural Flow* dan Setelah Pemasangan ESP



Gambar 3. 6 Kurva IPR vs TPR setelah Pemasangan ESP

Tabel 3. 7 Perbandingan Sebelum dan Sesudah Pemasangan ESP

	<i>Natural Flow</i>	ESP
Qtot (stb/d)	1715,455	3043,659
Qoil (stb/d)	43,66	77,46
Qwater (stb/d)	1671,796	2966,198
Watercut (%)	97,455	97,455

Jika dilihat dari **Tabel 3.7**, dapat diketahui bahwa terdapat penambahan laju alir produksi fluida setelah pemasangan ESP pada Sumur X. Hal ini disebabkan karena adanya perbedaan dari tenaga pendorong laju alir fluida tersebut. Pada sumur *natural flow* menggunakan tenaga alami, meskipun hasilnya besar, reservoir yang dimiliki merupakan *water drive mechanism*. Itulah mengapa diperlukan tenaga ekstra dengan bantuan *artificial lift* untuk mengangkat fluida yang ada di dalam reservoir.

IV. KESIMPULAN

Kesimpulan yang didapatkan dari penelitian kali ini adalah sebagai berikut:

1. Terjadinya peningkatan produksi minyak dari sebelumnya 43,66 STB/d menjadi 77,46 STB/d.
2. Nilai *stages* yang digunakan untuk mendesain Sumur X merupakan perhitungan dari nilai total *dynamic head* dibagi dengan nilai *head/stages* dari pompa ESP tersebut, sehingga mendapatkan nilai sebesar 105 *stage*.
3. Pemilihan nilai *stage* pada pompa harus didasarkan dengan *maximum stages* pada pompa tersebut, jika ada salah satu nilai *stage* yang tidak sesuai dengan spesifikasi pompa tersebut, maka dipilih nilai *stages* yang lebih dekat di atasnya agar bisa menanggulangi nilai *stage* yang dibutuhkan dalam operasi produksi.
4. Semakin tinggi nilai *stage* pada pompa ESP maka, akan semakin besar pula laju produksinya.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] Pranondo, D., Sobli, T. C., Studi, P., Eksplorasi, T., Migas, P., & Akamigas, P. (2020). *Analisis sumur dengan inflow performance relationship metode vogel serta evaluasi tubing menggunakan analisis nodal pada sumur tcs well analysis with the inflow performance relationship vogel method and tubing evaluation using nodal analysis on tcs wells*. 11(02), 33–42.
- [2] juyanti, putri D., Sudibyo Rachmat, & Sulustiyanto Djoko. (2015). juyanti 170944-ID-evaluasi-dan-optimasi-pompa-electric-sub. *Seminar Nasional Cendekiawan*, 379.
- [3] Ridha, F. M., & Indriani, E. (2023). Pemilihan Artificial Lift Untuk Optimasi Produksi Sumur X Di Pt Y Lapangan



Z. *Jurnal Eksplorasi Dan Produksi Migas*, 1(2), 45–54. <https://doi.org/10.53026/jepm.v1i2.1052>

[4] Talahaturuson Josep. (2023). *1983-Article Text-7735-1-10-20231212 (1)*. 1(2), 62–69.

[5] Andani, M. L., Risna, R., Pangaribuan, C., Amiruddin, A., & Afifah, R. S. (2023). Perencanaan Desain Electrical Submersible Pump (Esp) Untuk Meningkatkan Laju Alir Produksi Pada Sumur “L-18” Lapangan “Z” Berdasarkan Kemampuan Reservoir. *PETROGAS: Journal of Energy and Technology*, 5(2), 29–35. <https://doi.org/10.58267/petrogas.v5i2.155>

[6] ISBN: 0750682701 • Publisher: Elsevier Science & Technology Books • Pub. Date: February 2007 (Issue February). (2007).

[7] Agung Adhisi Pradana, Siti Nuraeni, D. S. (2015). Optimasi Lifting Menggunakan Electric Submersible Pump Dan Analisa Keekonomian Pada Sumur “X” Lapangan “Y.” *Seminar Nasional Cendekiawan*, 65–78.

[8] Jaya, P., Rahman, A., Herlina, W., & Pertambangan, J. T. (2014). *Di Pt. Pertamina Ep Asset 2 Pendopo Field Evaluation Electric Submersible Pump (Esp) for Optimization Production At the Well P-028 and P-029 Pt. Pertamina Ep Asset 2 Pendopo Field*. 1–7.

[9] FATURAKMAN, R. (2016). *EVALUASI DAN ANALISA PERMASALAHAN ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP UNTUK MENINGKATKAN LAJU PRODUKSI PADA SUMUR “ X ” LAPANGAN “ Y .”*