

DESAIN *ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP* UNTUK OPTIMASI PRODUKSI PADA SUMUR X LAPANGAN Z PT. PERTAMINA EP CEPU

Mohammad Dicky Sustiwawan¹, Gerry Sasanti Nirmala^{1*}, Mohammad Sukarno²

¹Teknik Produksi Minyak dan Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Cepu, Indonesia

²PT. Pertamina EP Field Cepu, Cepu, Indonesia

*E-mail: gerry.nirmala@esdm.go.id

ABSTRAK

Produksi minyak secara terus-menerus menyebabkan penurunan tekanan reservoir, yang berdampak pada penurunan laju alir fluida dan produktivitas sumur. Untuk mempertahankan atau meningkatkan produksi, diperlukan metode pengangkatan buatan. Salah satu metode yang populer adalah penggunaan *Electric Submersible Pump* (ESP). ESP adalah pompa listrik yang ditempatkan di dalam sumur untuk memompa fluida ke permukaan, terutama ketika tekanan reservoir sudah tidak cukup kuat untuk mendorong fluida secara alami. *Electrical Submersible Pump* merupakan salah satu metode pengangkatan buatan yang bekerja berdasarkan prinsip pompa sentrifugal, dimana fluida produksi yang masuk melalui *intake* kemudian didorong oleh impeller ke diffuser kemudian diarahkan ke impeller di atasnya sehingga proses ini berulang hingga fluida produksi mencapai permukaan. Semakin lama suatu sumur diproduksi, maka tekanan P_{wf} akan semakin kecil atau melemah, sehingga diperlukan evaluasi untuk menghasilkan produksi yang optimal. Data yang dibutuhkan meliputi: laju produksi sumur (Q_o), *Well Flowing Pressure* (P_{wf}), *Pump Intake Pressure* (PIP), *Total Dynamic Head* (TDH), jumlah *stages*, dan *Hydraulic Horse Power* (HHP). Dari hasil evaluasi ini diperoleh nilai laju produksi optimal (Q_{opt}) sebesar 275 BPD dengan frekuensi pompa 39 Hz. Efisiensi produksi sumur minyak sangat bergantung pada pemilihan dan desain *Electric Submersible Pump* (ESP) yang tepat. Laju produksi fluida yang berbeda-beda pada setiap sumur memerlukan jenis dan ukuran pompa yang berbeda pula. Penelitian ini akan menganalisis kinerja ESP dan merancang ulang sistem pompa dengan tipe REDA MT5A-60 untuk mencapai kinerja dan produksi minyak yang optimal.

Kata kunci: *Electrical Submersible Pump*, Desain ESP, Optimasi Produksi

1. PENDAHULUAN

Setiap sumur produksi dapat mengalir sendiri tanpa bantuan dari bawah permukaan pada awalnya. Namun, seiring bertambahnya waktu produksi, tekanan di dasar sumur (P_{wf}) cenderung menurun. Tekanan ini sangat berpengaruh terhadap laju produksi fluida. Ketika produksi mencapai tingkat maksimal, tekanan dasar sumur akan mencapai titik nol [1]. Penyelesaian untuk pengangkatan buatan pada sumur-sumur memerlukan penelitian yang lebih mendalam. Dengan memahami metode pengangkatan buatan yang paling sesuai, diharapkan hasil yang diperoleh dapat dimaksimalkan tanpa meningkatkan biaya produksi secara signifikan. Pemilihan metode pengangkatan buatan dipengaruhi oleh beberapa faktor, antara lain lokasi lapangan, ketersediaan sumber energi, kondisi reservoir, kondisi fluida, kondisi lubang sumur, dan faktor ekonomi. Misalnya, lokasi lapangan (*onshore* atau *offshore*) dapat mempengaruhi pilihan metode, ketersediaan listrik dan gas juga menjadi pertimbangan penting, serta faktor-faktor seperti *Gas Oil Ratio* (GOR), produktivitas sumur, dan tekanan alir dasar sumur sangat berpengaruh terhadap kinerja metode pengangkatan. Selain itu, viskositas dan kandungan pasir dalam fluida harus diperhatikan, karena dapat mempengaruhi efisiensi pengangkatan. Tem-

peratur, kedalaman, dan kemiringan lubang sumur juga menentukan metode yang paling tepat. Analisis biaya produksi dan operasional dari setiap metode sangat penting untuk memastikan bahwa metode yang dipilih adalah yang paling ekonomis [2].

Minyak dari dalam bumi bisa diangkat ke permukaan dengan dua cara utama. Pertama, aliran alami (*natural flow*), di mana tekanan minyak di dalam tanah cukup kuat untuk mendorong minyak naik sendiri. Namun, ketika tekanan ini melemah, kita perlu menggunakan metode pengangkatan buatan (*artificial lift*). Salah satu alat yang umum digunakan untuk pengangkatan buatan adalah *Electrical Submersible Pump* (ESP), tapi ada juga metode lain seperti *gas lifting*, *sucker road pumping*, *jet pump*, dan *progressive cavity pump*. Instalasi ESP di lingkungan pertambangan minyak yang ekstrem memerlukan pertimbangan khusus terhadap sistem tenaga listrik. Kondisi operasi yang keras, seperti suhu tinggi, gas beracun, tekanan aliran sumur yang tinggi, dan risiko eksplosi, menuntut keandalan dan keamanan sistem listrik yang jauh melampaui standar instalasi motor listrik pada umumnya. Oleh karena itu, desain dan implementasi sistem tenaga listrik untuk ESP mengacu pada standar internasional yang spesifik untuk industri perminyakan, seperti IEC, IEEE/ANSI, NEC, dan NEMA. Standar-standar ini memastikan bahwa peralatan listrik dan sistem proteksi motor ESP mampu beroperasi dengan aman dan handal dalam kondisi lingkungan yang sangat menantang [3].

ESP adalah suatu rangkaian pompa minyak yang dioperasikan di bawah permukaan tanah. Sistem ini terdiri dari motor listrik tiga fasa yang berfungsi sebagai penggerak utama, pelindung motor untuk mencegah kerusakan, pipa masuk sebagai saluran masuk fluida, dan pompa yang dilengkapi impeller untuk memompa fluida. Ketika motor berputar, impeller akan berputar dan menciptakan tekanan yang cukup untuk mengangkat minyak dari reservoir dan mengalirkannya melalui pipa menuju permukaan [4].

Pompa ESP adalah pompa yang terdiri dari banyak tingkat (*multistage*) yang bekerja seperti turbin kecil. Setiap tingkat memiliki bagian yang berputar (impeler) dan bagian yang diam (diffuser). Pompa ini sepenuhnya terendam di dalam cairan sumur dan dipasang di dasar sumur agar motornya tetap dingin. Motor dilindungi dari cairan sumur oleh perisai. Bagian atas perisai berfungsi sebagai saluran masuk cairan sumur ke dalam pompa dan juga memisahkan gas yang terbawa oleh cairan [5].

Untuk meningkatkan produksi, langkah awal mencari nilai *productivity index* atau PI. Produktivitas Indeks (PI) adalah ukuran kemampuan suatu formasi batuan untuk mengalirkan minyak atau gas. Semakin tinggi nilai PI, semakin banyak fluida yang dapat dihasilkan dari formasi tersebut dalam kondisi tekanan tertentu [6]. Selanjutnya adalah mencari IPR (*Inflow Performance Relationship*). Setelah nilai IPR diketahui, langkah berikutnya adalah menyesuaikan produksi agar sesuai dengan kemampuan pompa ESP. Penyesuaian ini melibatkan perhitungan berbagai faktor seperti *vertical lift* (HD), *fluid over pump* (FOP), *head friction* (HF), dan *tubing head* (HT) untuk menentukan konfigurasi pompa yang optimal [7].

Cara kerja ESP memanfaatkan gaya sentrifugal. Cairan produksi masuk melalui inlet, kemudian dialirkan oleh impeler ke diffuser. Dari diffuser, cairan diarahkan ke impeler berikutnya, dan proses ini berulang hingga cairan mencapai permukaan. Kriteria sumur produksi yang cocok untuk dipasang pompa ESP adalah [8]:

- (1) Untuk sumur produksi;
- (2) Sangat cocok untuk sumur di *offshore*;
- (3) Sumur dengan masalah kepasiran rendah;
- (4) Memudahkan penanganan *scale*;
- (5) Untuk produksi minyak dalam jumlah besar;
- (6) Sumur dengan *gas oil ratio* (GOR) rendah;
- (7) Untuk sumur dengan masalah parafin;
- (8) Untuk sumur *vertical* atau *directional*.

Untuk merancang kondisi operasi sumur yang ideal, para insinyur menggunakan perangkat lunak simulator sumur. Salah satu contohnya adalah PIPESIM, yang memungkinkan mereka untuk mensimulasikan aliran fluida dalam sumur dan pipa. Dengan membandingkan hasil dari berbagai simulasi, para insinyur dapat memilih opsi yang paling efektif dan ekonomis [9]. Saat mengevaluasi dan memilih metode pengangkatan buatan terbaik menggunakan perangkat lunak PIPESIM, berat jenis gas berperan penting dalam menentukan teknik pengangkatan yang tepat, ukuran peralatan, dan pertimbangan operasional. Gas dengan berat jenis lebih tinggi lebih berat dan membutuhkan lebih banyak gaya untuk mengangkatnya ke permukaan, sementara gas dengan berat jenis lebih rendah mungkin lebih mudah ditangani tetapi dapat menimbulkan tantangan terkait pemisahan gas dan dinamika aliran fluida. Berat jenis juga mempengaruhi faktor kompresibilitas gas, yang memengaruhi sifat *Pressure Volume Temperature* (PVT) gas dan berdampak pada kinerja sistem pengangkatan buatan. Dengan mempertimbangkan berat jenis gas dalam simulasi dan analisis menggunakan perangkat lunak PIPESIM, para insinyur dapat membuat keputusan yang tepat mengenai pemilihan metode pengangkatan buatan yang paling cocok, seperti gas lift, ESP, pompa batang, atau lainnya, untuk mengoptimalkan produksi dan memaksimalkan pemulihan dari reservoir [10].

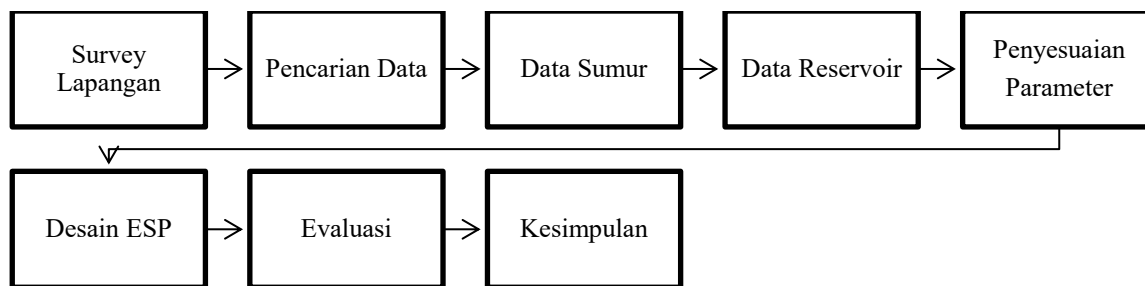
Berdasarkan latar belakang tersebut, rumusan masalah dalam penelitian ini adalah Bagaimana mendesain ulang ESP pada Sumur X Lapangan Z untuk mencapai laju produksi optimal dengan efisiensi yang lebih tinggi. Tujuan penelitian adalah untuk menganalisis kinerja ESP yang terpasang, menghitung parameter desain yang diperlukan, dan menentukan konfigurasi pompa yang optimal menggunakan perangkat lunak PIPESIM.

2. METODE

Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data sekunder yang diperoleh dari sumur produksi minyak bumi. Data yang digunakan dalam proses pengolahan data meliputi diameter dalam casing, tubing, perforasi atas, kedalaman perforasi tengah, perforasi bawah, kedalaman *setting* pompa, tekanan reservoir, tekanan sumur, tekanan tubing, tekanan casing, laju produksi fluida uji, laju produksi minyak, laju produksi fluida aktual, *water cut*, jenis pompa, frekuensi, tahap, API, gravitasi spesifik minyak, dan gravitasi spesifik air. Setelah data dikumpulkan, dalam mengevaluasi laju alir fluida produksi dengan ESP, perlu dihitung Indeks Produktivitas, *Inflow Performance Relationship*, menentukan laju alir yang diharapkan, menghitung jumlah tahap pompa atau SN, menghitung *Total Dynamic Head*, menentukan tekanan masuk pompa, , jumlah *stages*, dan menentukan daya pompa.

Diagram alir pada Gambar 1 merepresentasikan langkah-langkah metodologis ini secara visual, dengan langkah-langkah sebagai berikut,

- Mulai / Survey Lapangan: Tahap pengumpulan data sumur, reservoir, dan produksi.
- Input Data & Analisis Data: Memasukkan dan memverifikasi semua data yang telah dikumpulkan.
- Analisis IPR & VLP: Menganalisis kinerja aliran dari reservoir (Inflow) dan kinerja aliran dalam tubing (Outflow).
- Perhitungan TDH, Stages, HP: Melakukan perhitungan teknis untuk menentukan spesifikasi pompa.
- Simulasi PIPESIM: Membuat model digital sumur dan menjalankan simulasi untuk memvalidasi desain.
- Hasil & Kesimpulan: Menganalisis hasil simulasi dan membuat kesimpulan akhir mengenai kelayakan desain.



Gambar 1. Diagram Alir Penelitian

Gambar 1 merupakan diagram alir langkah-langkah yang dilakukan dalam proses desain ESP mulai dari survey lapangan sampai mendapatkan hasil dan Kesimpulan. Penelitian ini menggunakan data sekunder yang diperoleh dari Sumur X di Lapangan Z, PT. Pertamina EP Cepu. Data yang dikumpulkan meliputi data sumur, data reservoir, dan data produksi. Secara spesifik, data yang digunakan adalah sebagai berikut:

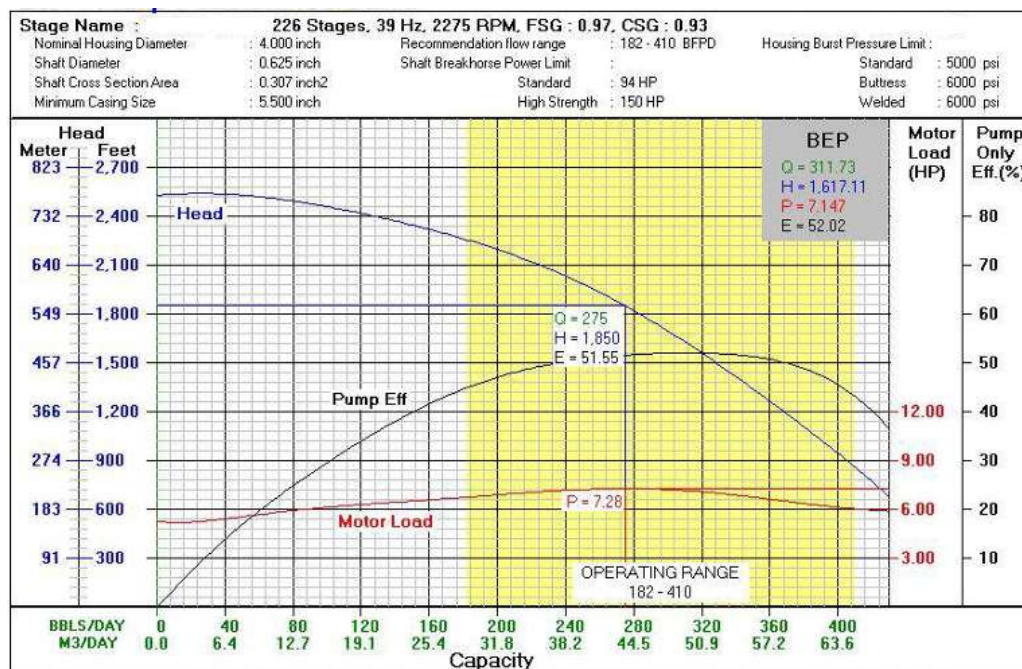
- Data Sumur: diameter dalam casing (9.625 - 8.755 inch), ukuran tubing (2.875 / 2.411 inch), kedalaman perforasi (1814 - 2208 feet), dan kedalaman *setting* pompa (2034 feet).
- Data Reservoir: tekanan statik dasar sumur (220 psi), tekanan alir dasar sumur (112 psi), temperatur reservoir (200 °F), *productivity index* (2.481 BFPD/psi), *water cut* (69%), dan berat jenis fluida (minyak 32° API, air 1.014).
- Data Produksi: laju produksi (268 BFPD), tekanan kepala sumur (40 psi), dan frekuensi operasi pompa (39 Hz).

Langkah-langkah analisis dan perhitungan yang dilakukan dalam mendesain ulang ESP secara rinci adalah sebagai berikut:

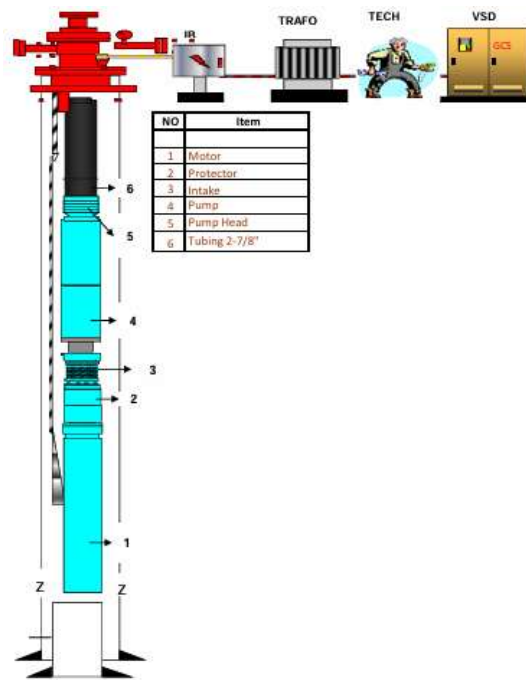
1. Analisis Inflow Performance Relationship (IPR): Tahap pertama adalah menganalisis kinerja aliran dari reservoir ke dasar sumur. Metode Vogel digunakan untuk membangun kurva IPR dengan data tekanan reservoir (P_s) dan tekanan alir dasar sumur (P_{wf}). Kurva ini menggambarkan hubungan antara laju alir (Q) dan tekanan dasar sumur, yang digunakan untuk memprediksi kinerja aliran masuk pada berbagai kondisi.
2. Penentuan *Pump Intake Pressure* (PIP): Tekanan masuk pompa dihitung berdasarkan kurva IPR dan laju produksi yang diinginkan (275 BFPD). Perhitungan ini mempertimbangkan penurunan tekanan akibat kolom fluida dari dasar sumur ke kedalaman pompa.
3. Perhitungan *Total Dynamic Head* (TDH): TDH merupakan *total head* yang harus disediakan oleh pompa untuk mengangkat fluida ke permukaan. TDH dihitung dengan menjumlahkan beberapa komponen:
 - *Vertical Lift* (HL): Jarak vertikal dari kedalaman *setting* pompa ke permukaan.
 - *Friction Head* (Hf): Kerugian tekanan akibat gesekan fluida di dalam tubing.
 - *Tubing Head Pressure* (Ht): Tekanan yang dibutuhkan untuk mengalirkan fluida ke dalam separator di permukaan, dikonversi ke dalam satuan head.
4. Seleksi dan Perancangan Pompa: Berdasarkan nilai TDH dan laju alir yang diinginkan, dilakukan pemilihan tipe pompa. Pompa REDA MT5A-60 dipilih. Jumlah *stage* yang diperlukan dihitung dengan membagi TDH dengan head per *stage* yang disediakan oleh pompa pada kurva kinerjanya. Perhitungan daya hidrolik (*Hydraulic Horsepower*) dan daya motor juga dilakukan untuk memastikan kesesuaian dengan kemampuan motor yang dipilih.

5. Simulasi dan Analisis Menggunakan PIPESIM: Seluruh data dan hasil perhitungan dimasukkan ke dalam perangkat lunak PIPESIM untuk membuat model sumur yang komprehensif. Simulasi dilakukan untuk memvalidasi desain, menganalisis kesesuaian antara kurva IPR dan kurva kinerja pompa (*outflow*), serta memastikan titik operasi yang optimal.
6. Analisis Hasil dan Evaluasi Kinerja: Hasil simulasi dari PIPESIM dianalisis untuk mengevaluasi parameter kinerja kunci seperti laju produksi, efisiensi pompa, tekanan masuk pompa, dan daya yang dibutuhkan. Hasil ini kemudian dibandingkan dengan kinerja pompa lama untuk mengukur peningkatan yang dicapai dari desain ulang ini.

Gambar 2 adalah performa dari ESP yang dipasang pada sumur X. Dari gambar ini didapatkan informasi bahwa pada pompa ini memiliki operating range antara 182-410 bpd. Pompa ini memiliki efisiensi 51.55% dengan laju alir 275 barel per hari dan nilai pump head sebesar 1850 feet serta motor load 7.28 HP. Gambar 3 adalah skema pompa ESP dari *surface* hingga *subsurface*.



Gambar 2. Kurva Performa Pompa Awal



Gambar 3. Skema Pompa ESP

3. PEMBAHASAN

Tabel 1 merupakan kumpulan data sumur yang didapatkan selama penelitian di lapangan. Data di atas sangat membantu dalam melakukan pemilihan *artificial lift* dengan tepat. Tabel 2 merupakan data reservoir dari sumur X yang akan dilakukan penelitian serta untuk menentukan karakteristik fluida dalam sumur yang akan diproduksi.

Tabel 1. Well Data

Parameter	Hasil	Satuan
<i>Liner OD</i>	0	Inch
<i>Top of Liner at</i>	0	Feet
<i>Bottom of Liner at</i>	0	Feet
<i>Casing Size (ID)</i>	9.625 - 8.755	Inch
<i>Perforation</i>	1814 - 2208	Feet
<i>Mean Perforation Depth</i>	2011	Feet
<i>Tubing Size / ID</i>	2.875 - 2.411	Inch
<i>Tubing Length</i>	2006	Feet

<i>Frequency</i>	39	Hz
<i>Max. Dev. Angle</i>	0	Deg
<i>Max. Rate of Dav. Angle</i>	0	Deg/ft

Tabel 2. Reservoir Data

Parameter	Hasil	Satuan
<i>Pump Setting Depth</i>	2034	Feet
<i>Flow rate</i>	268	BFPD
<i>Water Cut</i>	69	%
<i>GOR (SCF/STB)</i>	0	
<i>Static Fluid Level</i>	1486	Feet
<i>Flowing Fluid Level</i>	1744	Feet
<i>Static Bottom Hole Press</i>	220	Psi
<i>Flowing Bottom Hole Press</i>	112	Feet
<i>Bubble Point Pressure</i>	0	Psi
<i>Wellhead Temperature</i>	0	Deg.F
<i>Wellhead Pressure</i>	40	Psi
<i>Deg. API</i>	32	
<i>Casing Pressure</i>	0	Psi
<i>Water Spec. Grav</i>	1.014	
<i>Gas Spec. Grav.</i>	0.70	
<i>Init. Resev. Temp. 3500 Feet</i>	200	Deg.F
<i>Oil Viscosity</i>	0	Cp

Tabel 3. *Desire Parameter*

Parameter	Hasil	Satuan
<i>Pump Setting Depth</i>	2034	Feet
<i>Production Flow Rate</i>	275	BFPD
<i>Wellhead Press</i>	40	Psi
<i>Frequency</i>	39	Hz
<i>Minimum FOP</i>	259	Feet
<i>Cable Size</i>	4	

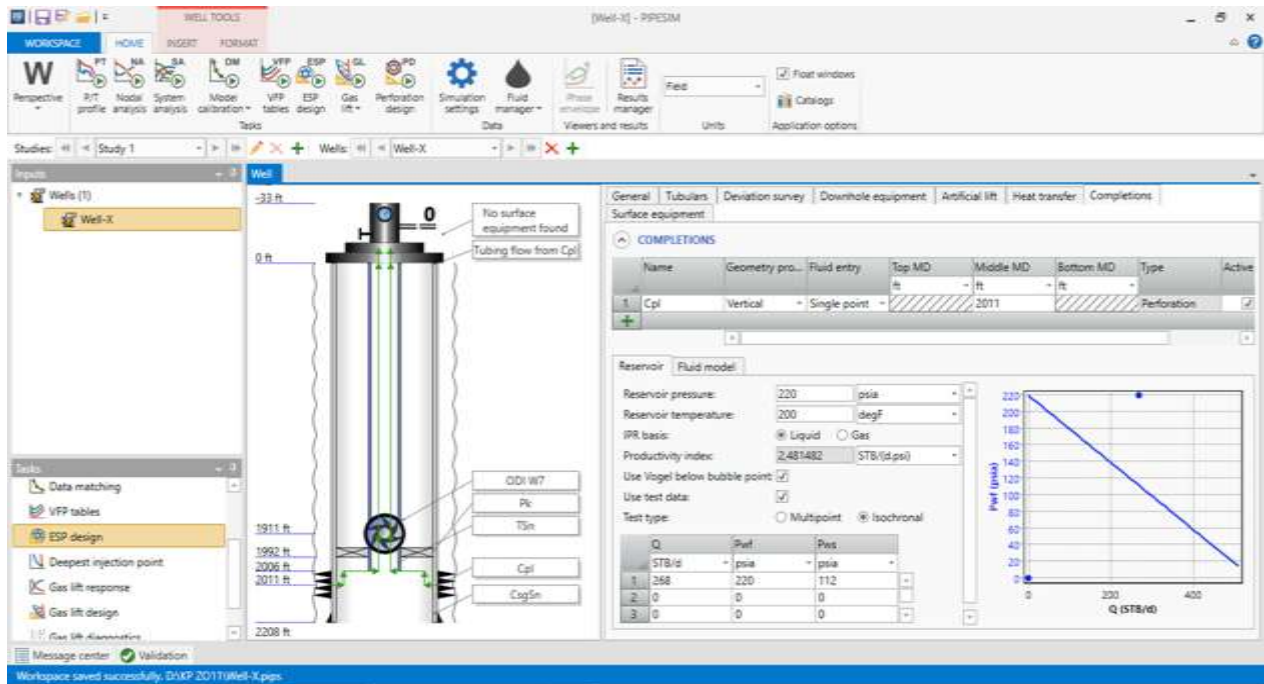
Tabel 3 di atas adalah data parameter yang diharapkan oleh perusahaan sehingga pemilihan pompa akan menyesuaikan dengan parameter yang diinginkan Perusahaan. Tabel 4 adalah tabel yang berisikan hasil perhitungan yang didapatkan menyesuaikan dengan kebutuhan perusahaan dengan data sumur dan data reservoir dari sumur yang didapatkan di lapangan.

Tabel 4. *Perhitungan*

Parameter	Hasil	Satuan
<i>Total Dynamic Head</i>	1853.376	Feet
<i>Pump Stage Number</i>	213.68	Feet
<i>Specific Gravity Fluid</i>	0.9680	
<i>Grafiti Fluid</i>	0.419	
<i>Pump Intake Pressure</i>	69.92863	Psi
<i>Depth Difference</i>	23	Feet
<i>Intake Liquid Rate</i>	286.9911	bpd
<i>Fluid Over Pump</i>	102.363	feet
<i>Pump Head</i>	1853.376	feet
<i>Vertical Lift</i>	1931.64	feet
<i>Head Friction</i>	3.86	Feet
<i>Tubing Head</i>	267.3	Feet

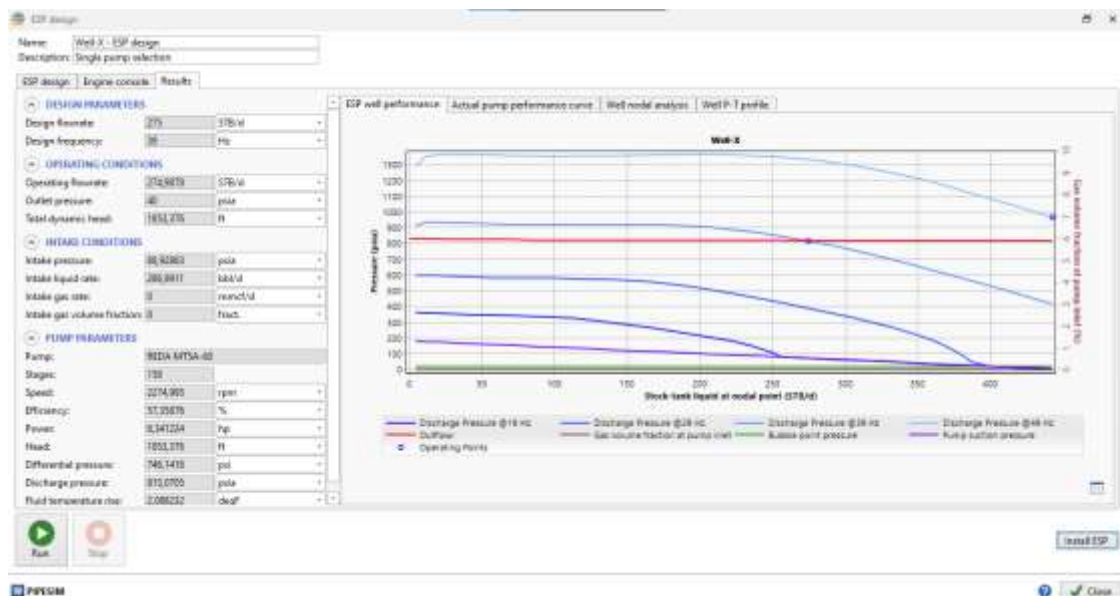
<i>Horse Power</i>	6.34	HP
<i>Productivity Index</i>	2.481	Bfpd/Psi
<i>Working Fluid Level</i>	1750.5	Feet
<i>Wellhead Pressure Head</i>	99.0126	Feet
<i>Flowing Pressure</i>	118.8	Psi
<i>Differential Pressure</i>	746.1418	Psi
<i>Discharge Pressure</i>	815.0705	psia
<i>Gas Liquid Ratio</i>	0	
<i>Selected Stage</i>	158	Stage
<i>GS/Intake Length</i>	3.1	Feet
<i>Min. MLE Length</i>	34.27	Feet
<i>Motor Length</i>	16.4	Feet
<i>Total Unit String Length</i>	44.67	Feet
<i>Min Motor Load</i>	8.8	HP
<i>Selected Motor</i>	70	HP
<i>Motor Voltage</i>	1085	Volt
<i>Motor Current</i>	40	Amp
<i>Surface Cabel Length</i>	82	Feet

Gambar 4 merupakan pengoperasian *software* PIPESIM dalam melakukan desain ESP telah digunakan dengan sesuai prosedur. Dimulai dengan membuat *well profile* sesuai dengan data sumur yang ada dan disesuaikan juga dengan spesifikasi kompleksi sumur. Setelah membuat *well profile*, selanjutnya melakukan input data reservoir dan melakukan analisa menggunakan metode vogel dengan memasukkan semua data yang diperlukan pada data reservoir. Sehingga didapatkan grafik IPR dengan parameter antara laju alur dengan tekanan alir dasar sumur. Dari data reservoir yang diberikan didapatkan informasi *productivity index* sebesar 2.5 STB/(d.psi). Nilai *productivity index* tersebut menunjukkan kategori produktifitas tinggi [11].



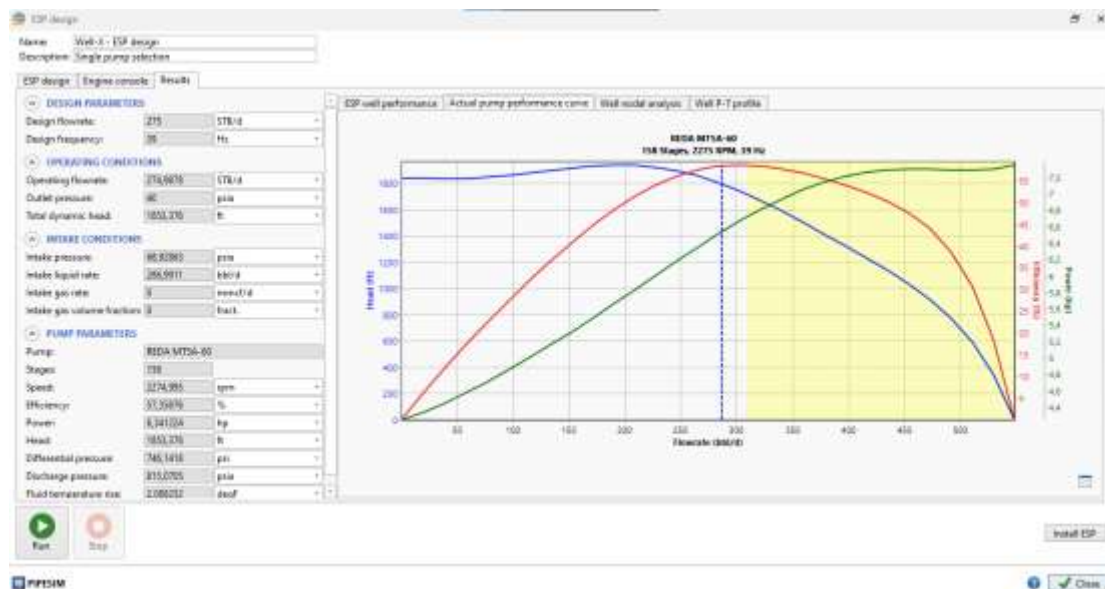
Gambar 4. Well Scematic dan grafik Inflow Preformance Relationship dari Well-X

Gambar 5 merupakan hasil dari *running program ESP Design*. Didapatkan hasil *Operating Flowrate* sebesar 274,99 STB/d. Sehingga untuk menjalankan ESP sesuai dengan kinerja yang diharapkan, yaitu *flowrate* sebesar 275 dan frekuensi pompa sebesar 39 Hz diperlukan *Total Dynamic Head* senilai 1853,38 feet, *Intake Pressure* sebesar 69,93 psi, *Intake Liquid Rate* sebesar 286,99 bbl/d. Untuk pompa yang digunakan adalah pompa tipe REDA MT5A-60 dengan jumlah *stage* 158 dan kecepatan 2274,99 rpm sehingga efisiensi pompa dapat mencapai 57,3%. Daya pompa yang digunakan sebesar 6,34 HP dengan Panjang *head* 1853,38 feet. *Differential pressure* pompa ini sebesar 746,14 psi dan *discharge pressure* sebesar 815,07 psia.

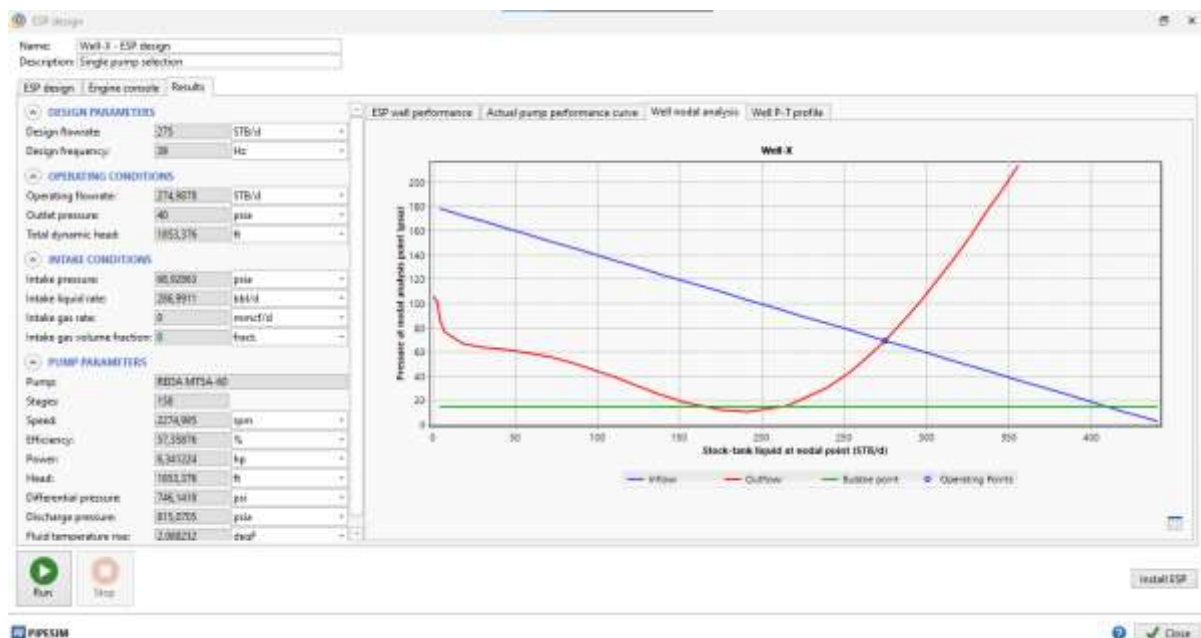


Gambar 5. Hasil Performa Sumur ESP

Gambar 6 merupakan performa dari REDA MT5A-60 dengan 158 *stage*, 2275 RPM, dan 39 Hz. Dari gambar ini garis berwarna biru putus putus menunjukkan laju alir optimum sedangkan garis berwarna biru lurus menunjukkan *head* dari pompa ESP senilai 1853,38 feet. Untuk garis berwarna merah menunjukkan besarnya efisiensi pompa sebesar 57,36% dan garis berwarna hijau menunjukkan daya pompa ESP sebesar 6,34 HP. sedangkan warna kuning menunjukkan daerah operasi atau *operating range* pompa ESP. Dari grafik pada Gambar 7 dapat didapatkan informasi NODAL *operating point* pada tekanan 68,93 psi dan *bubble point* pada 14,7 psi.



Gambar 6. Kurva Performa Pompa Aktual



Gambar 7. Grafik Nodal Analisis Sumur

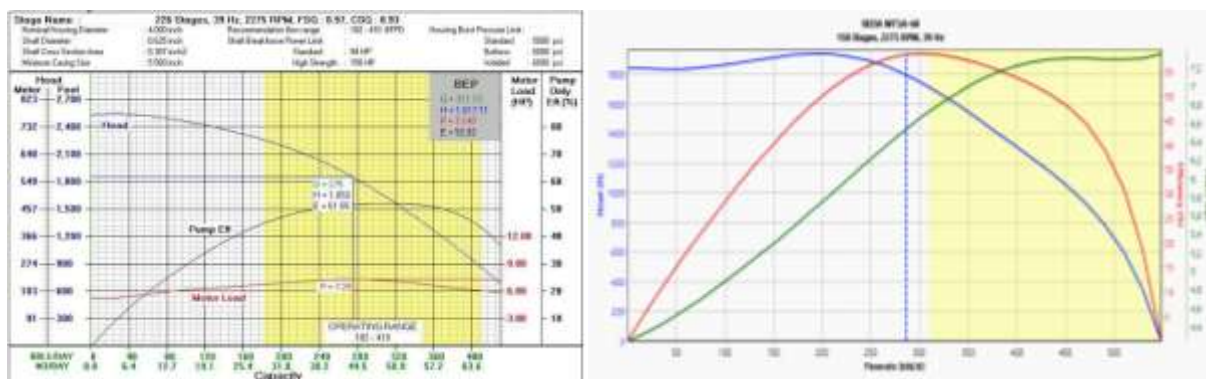
Grafik pada Gambar 8 menunjukkan grafik tekanan dan temperatur pada sumur ketika menggunakan pompa ESP REDA MT5A-60. Pada elevasi 0 feet didapatkan temperatur fluida

152,7 °F dengan tekanan 40 psia. sedangkan temperatur maksimum berada pada elevasi -1911 feet dengan suhu 202,5 °F dengan tekanan 815,1 psia. Sedangkan pada elevasi maksimal pada -2011 didapatkan data tekanan sebesar 220 psia dan untuk temperaturnya sendiri berada pada suhu 200,1 °F



Gambar 8. Grafik Profil Perbandingan Tekanan dengan Temperatur

Berdasarkan analisis data sumur dan reservoir, dilakukan evaluasi mendalam terhadap kinerja pompa awal yang terpasang pada Sumur X. Hasil evaluasi menunjukkan bahwa penggunaan pompa tipe REDA MT5A-60 memberikan peningkatan kinerja yang signifikan dibandingkan dengan pompa awal, seperti tampak pada Gambar 9. Hasil kalkulasi desain ESP yang disesuaikan dengan target produksi perusahaan dan karakteristik Sumur X. Hasil kunci yang diperoleh antara lain *Total Dynamic Head* (TDH) sebesar 1853.38 feet, tekanan hisap pompa (*Pump Intake Pressure*) sebesar 69.93 psi, dan kebutuhan daya sebesar 6.34 HP. Nilai *Productivity Index* (PI) sebesar 2.48 Bfpd/Psi mengindikasikan bahwa formasi reservoir memiliki produktivitas yang tinggi, sehingga sangat mendukung penggunaan ESP.



Gambar 9. Perbandingan Pompa Awal dengan Pompa Baru

Perbandingan mendetail antara pompa awal dan pompa REDA MT5A-60 yang diusulkan mengungkap keunggulan signifikan dari pompa baru. Dari Tabel 4, terlihat bahwa pompa REDA MT5A-60 tidak hanya lebih hemat energi (daya lebih rendah) tetapi juga jauh lebih

efisien dalam mengonversi energi listrik menjadi energi angkat fluida. Pengurangan jumlah *stage* dari 226 menjadi 158 menunjukkan bahwa setiap *stage* pada pompa REDA MT5A-60 mampu menghasilkan *head* yang lebih tinggi per tingkatnya, yang merefleksikan desain hidraulik yang lebih unggul. Hal ini berimplikasi langsung pada efisiensi operasional dan biaya, dimana pompa baru membutuhkan konsumsi listrik yang lebih rendah untuk mencapai laju produksi yang sama, bahkan lebih optimal.

Tabel 4. Perbandingan Pompa Awal dengan Pompa Baru

Parameter	Pompa Awal	REDA MT5A-60	Keterangan
Efisiensi	51.55%	57.36%	Peningkatan >5.8%
Daya (HP)	7.28 HP	6.34 HP	Penghematan daya 13%
Jumlah <i>Stage</i>	226 Stages	158 Stages	Pengurangan 68 Stages
<i>Total Dynamic Head</i>	1859 ft	1853.38 ft	Memenuhi kebutuhan TDH

Dari Gambar 5 (Hasil Performa Sumur ESP) dan Gambar 6 (Kurva Performa Pompa Aktual) mengonfirmasi bahwa titik operasi pompa REDA MT5A-60 telah dipilih dengan tepat. Titik kerja yang ditunjukkan oleh garis biru (laju alir 275 BPD dan *head* 1853.38 feet) berada tepat di dalam *operating range* (daerah kuning) dan dekat dengan puncak kurva efisiensi (garis merah, 57.36%). Posisi operasi ini memastikan pompa bekerja pada zona efisiensi maksimalnya, meminimalkan keausan mekanis dan konsumsi energi yang berlebihan.

Pada grafik nodal analisis pada Gambar 7 menunjukkan bahwa *operating point* sistem berada pada tekanan 68.93 psi. Yang sangat penting, tekanan operasi ini jauh di atas tekanan *bubble point* (14.7 psi). Hal ini mengindikasikan bahwa fluida yang masuk ke dalam pompa masih berupa fase cair tunggal, sehingga menghindari masalah kinerja serius yang biasa ditimbulkan oleh gas bebas, seperti *gas locking* dan penurunan efisiensi pompa secara drastis. Kondisi ini menjamin stabilitas dan keandalan operasi pompa.

Untuk Gambar 8 menggambarkan profil tekanan dan temperatur di sepanjang sumur. Titik suhu tertinggi (202.5 °F) tercapai pada elevasi -1911 feet, yang masih berada di bawah batas toleransi termal peralatan ESP standar. Profil ini memastikan bahwa motor dan kabel listrik ESP beroperasi dalam kondisi suhu yang aman, sehingga memperpanjang umur peralatan. Tekanan discharge pompa sebesar 815.1 psia juga telah berhasil mengatasi tekanan kepala sumur (*wellhead pressure*) dan gesekan aliran untuk membawa fluida hingga ke permukaan.

Pompa REDA MT5A-60 menunjukkan efisiensi yang lebih tinggi karena kombinasi dari desain hidrauliknya yang lebih modern dan presisi dalam pemilihan titik operasi. Desain impeller dan diffuser pada seri ini dioptimalkan untuk menghasilkan *head* yang lebih besar per *stage*, sehingga untuk mencapai TDH yang dibutuhkan, diperlukan *stage* yang lebih sedikit. Lebih sedikitnya *stage* berarti berkurangnya gesekan mekanis dan fluida internal dalam pompa. Selain itu, dengan memilih pompa yang kurva kinerjanya sesuai dengan kondisi inflow sumur (seperti yang ditunjukkan oleh analisis nodal), pompa dapat beroperasi di dekat *Best Efficiency Point* (BEP). Operasi di sekitar BEP meminimalkan kerugian energi akibat turbulensi dan recirculation di dalam pompa, yang secara langsung menerjemahkan menjadi efisiensi keseluruhan yang lebih tinggi dan konsumsi daya yang lebih rendah.

4. SIMPULAN

Berdasarkan data sumur dan data reservoir yang diperoleh dapat dilakukan pendesainan pompa ESP menggunakan pompa REDA MT5A-60 karena dengan menggunakan pompa ini dapat memenuhi syarat laju produksi yang diinginkan oleh perusahaan yaitu sebesar 275 barel per hari dengan efisiensi yang tergolong tinggi hingga mencapai 57.36% hanya dengan frekuensi pompa 39 Hz. Untuk mencapai kinerja ini, diperlukan *Total Dynamic Head* sebesar 1853.38 feet. Kondisi operasi pompa saat ini berada pada titik nodal dengan tekanan 68,93 psi, yang berada di atas tekanan *bubble point* 14,7 psi. Hal ini mengindikasikan bahwa tidak ada masalah signifikan terkait dengan pembentukan gas dalam fluida yang dapat mengganggu kinerja pompa. Untuk daya yang dibutuhkan untuk mengoperasikan pompa adalah 6.34 HP. Dengan menggunakan pompa REDA MT5A-60 akan menghasilkan produksi minyak yang lebih efisien dengan efisiensi sebesar 57.36% daripada menggunakan pompa sebelumnya yang hanya memiliki efisiensi 51.55%. Selain itu dengan menggunakan pompa REDA MT5A-60 hanya memerlukan *stages* yang lebih kecil hanya 156 *stages* daripada pompa awal yang memerlukan 226 *stages*. Untuk tenaga yang dibutuhkan pompa REDA MT5A-60 ini lebih kecil hanya sebesar 6.34 HP dibandingkan dengan pompa awal yang harus membutuhkan 7.28 HP. Jadi dengan menggunakan pompa REDA MT5A-60 akan memberikan performa dan kinerja yang jauh lebih baik daripada pompa awal yang terpasang pada sumur X di lapangan Y.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] J. A., L. D. M., and P. N., "Stages number sensitivity in ESP design on directional well 'X' salawati field," INTAN Jurnal Penelitian Tambang, vol. 3, no. 1, pp. 14–19, Mar. 2022. doi:10.56139/intan.v3i1.43.
- [2] C. Temizel et al., "A comprehensive review and optimization of artificial lift methods in unconventional," Day 4 Thu, October 29, 2020, Oct. 2020. doi:10.2118/201692-ms
- [3] H. Sucipto, S. S. Wiwaha, and I. Ridzki, "INSTALASI ESP (ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP) SISTEM TANDEM PADA SUMUR MINYAK DENGAN VARIABLE SPEED DRIVE," JURNAL ELTEK, vol. 16, no. 1, p. 51, Aug. 2018, doi: <https://doi.org/10.33795/eltek.v16i1.86>.
- [4] MARCHTINDRA. AL, A. Atmam, and E. Zondra, "Analisis Harmonisa menggunakan filter Pasif Pada variable speed drive (VSD) Dengan Beban Motor Electrical Submersible Pump (ESP) di pt. chevron pasific Indonesia (CPI)," JURNAL TEKNIK, vol. 15, no. 1, pp. 9–17, Apr. 2021. doi:10.31849/teknik.v14i2.4029
- [5] Hughes, B, "Electrical Submersible Pump", INTEQ, 1986
- [6] D. Pranondo and T. C. Sobli, "A analisis sumur dengan inflow performance relationship metode Vogel Serta evaluasi tubing menggunakan analisis nodal PADA SUMUR TCS," Jurnal Teknik Patra Akademika, vol. 11, no. 02, pp. 33–41, Jan. 2021. doi:10.52506/jtpa.v11i02.112
- [7] E. M. Sudjito, A. Jumardi, and F. Firdaus, "Optimasi produksi sumur 'zl' Dengan Menggunakan artificial lift electrical submersible pump pada lapangan 'yy,'" PETROGAS: Journal of Energy and Technology, vol. 3, no. 1, pp. 44–56, Mar. 2021. doi:10.58267/petrogas.v3i1.50
- [8] D. NATALIANA, N. TARYANA, and R. A. AKBAR, "Studi Korelasi Antara kapasitas Daya motor electrical submersible pump TERHADAP 4 parameter Sumur Minyak," ELKOMIKA: Jurnal Teknik Energi Elektrik, Teknik Telekomunikasi, & Teknik Elektronika, vol. 6, no. 1, p. 79, Apr. 2018. doi:10.26760/elkomika.v6i1.79
- [9] A. H. Alpandi et al., "Flow pattern, pressure drop and inclination analysis on liquid-liquid two phase flow of waxy crude oil in pipelines using PIPESIM," IOP Conference Series: Materials Science and Engineering, vol. 1142, no. 1, p. 012008, Apr. 2021. doi:10.1088/1757-899x/1142/1/012008

- [10] M. Janadeleh et al., "Evaluation and selection of the best artificial lift method for optimal production using PIPESIM software," *Heliyon*, vol. 10, no. 17, Sep. 2024. doi:10.1016/j.heliyon.2024.e36934
- [11] B. Kermit, "The Technology of Artificial Lift volume 2b", Tulsa, Oklahoma, 1991.