

EVALUASI KONVERSI *SUCKER ROD PUMP* (SRP) KE *ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP* (ESP) UNTUK MENINGKATKAN PRODUKSI MINYAK PADA SUMUR CPL PT. PERTAMINA EP FIELD CEPU

Henk Subekti^{1*}, Chantika Eka Putri Lukman², Deny Pellu²

¹Teknik Produksi Migas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas Cepu, Blora, 58315

²Teknik Produksi Migas, Politeknik Negeri Ambon, 97234

*E-mail: henksubekti@gmail.com

ABSTRAK

Produksi minyak bumi global menghadapi tantangan penurunan laju alir alami seiring waktu, sehingga diperlukan metode pengangkatan buatan (*artificial lift*) untuk mempertahankan dan meningkatkan produksi. Di PT Pertamina EP Field Cepu, sumur CPL awalnya menggunakan *Sucker Rod Pump* (SRP), namun sering terkendala *runlife* pendek, *tubing* bocor, dan *stuck* setelah sekitar dua minggu beroperasi yang menyebabkan tingginya frekuensi *workover*. Untuk mengatasi permasalahan tersebut, dilakukan konversi *lifting method* ke *artificial lift* yang lebih efisien, yaitu *Electrical Submersible Pump* (ESP) tipe IND1300. Berdasarkan hasil perhitungan, sumur CPL memiliki produktivitas sedang dan cukup baik dimana *Productivity Index* (PI) 1.09 bbl/d/psi, dan laju alir maksimal (Q_{max}) 351.5 stb/day, serta laju alir optimum ($Q_{optimum}$) 281.2 stb/day. Evaluasi performa *artificial lift ESP* terpasang, menunjukkan kinerja efektif dengan efisiensi pompa 40.14% dan efisiensi volumetris 85%, disertai peningkatan rata-rata produksi minyak dari 6.173 bopd menjadi 18.087 bopd dalam 15 bulan. Dimana dinyatakan sudah efektif dan bekerja dengan baik untuk dapat meningkatkan produksi minyak pada sumur CPL. Dari sisi keekonomian, konversi *lifting method* pada sumur CPL ini, meningkatkan *gross revenue* dan *net revenue* dengan tambahan keuntungan Rp. 3.768.038/hari, menghasilkan NPV sebesar Rp. 232.508.046, IRR 16.1% (>IRR di proyek migas sekitar 15,4 %), B/C Ratio 1.16, dan POT 76 hari, hal ini menegaskan bahwa konversi SRP ke ESP layak secara teknis maupun ekonomi.

Kata kunci: *Artificial Lift, Inflow Performance Relationship, Keekonomian*

1. PENDAHULUAN

Penurunan produksi terjadi pada sumur CPL, PT. Pertamina EP Field Cepu Zona 11 telah menerapkan berbagai metode *artificial lift*. Field Cepu menerapkan beberapa metode *artificial lift*, yakni meliputi *Sucker Rod Pump* (SRP), *Hydraulic pumping unit* (HPU), *Progressive Cavity Pump* (PCP), dan *Electrical Submersible Pump* (ESP). SRP lebih banyak digunakan pada Field Cepu, karena sederhana dan mudah dioperasikan. Namun, pada sumur CPL, penggunaan SRP menunjukkan permasalahan signifikan, yaitu *runlife* produksi sumur menjadi pendek dan sering mengalami kegagalan operasi berupa *stuck* dan *tubing* bocor hanya dalam waktu dua minggu, sehingga sumur harus dilakukan *well service* berulang kali. Kondisi ini tidak hanya menyebabkan penurunan efisiensi produksi tetapi juga meningkatkan biaya operasi akibat tingginya *workover*.

Berdasarkan data *history production*, pada maret 2024, sumur CPL Field Cepu mengalami penurunan produksi dengan gross sebesar 252,3 BFPD dengan net sebesar 5,03 BOPD. Sedangkan dilihat pada Mei 2023, produksi gross pada sumur CPL sebesar 444,9 BFPD dengan produksi net sebesar 14,3 BOPD. Memilih teknik *artificial lift* yang optimal merupakan tantangan bagi *petroleum production engineer* [1]. Karena seiring waktu produksi, dapat terjadi kegagalan mekanis yang membuat produksi tidak optimal selama penggunaan *artificial lift*. Un-

tuk meningkatkan laju produksi sekaligus mengatasi kegagalan mekanis, seperti *runlife* pendek serta frekuensi *stuck* dan *workover* yang tinggi pada penggunaan SRP, maka diperlukan evaluasi mendalam terhadap metode *artificial lift* yang lebih efisien dan sesuai dengan karakteristik sumur CPL, yang memiliki kedalaman menengah dan *water cut* tinggi. Atas dasar itu, dilakukan konversi *lifting method* [2],[3].

2. METODE

Penelitian ini dilakukan melalui beberapa tahapan metodologi yang telah disusun dan diterapkan seperti ditunjukkan pada Gambar 1.

1. Studi Literatur

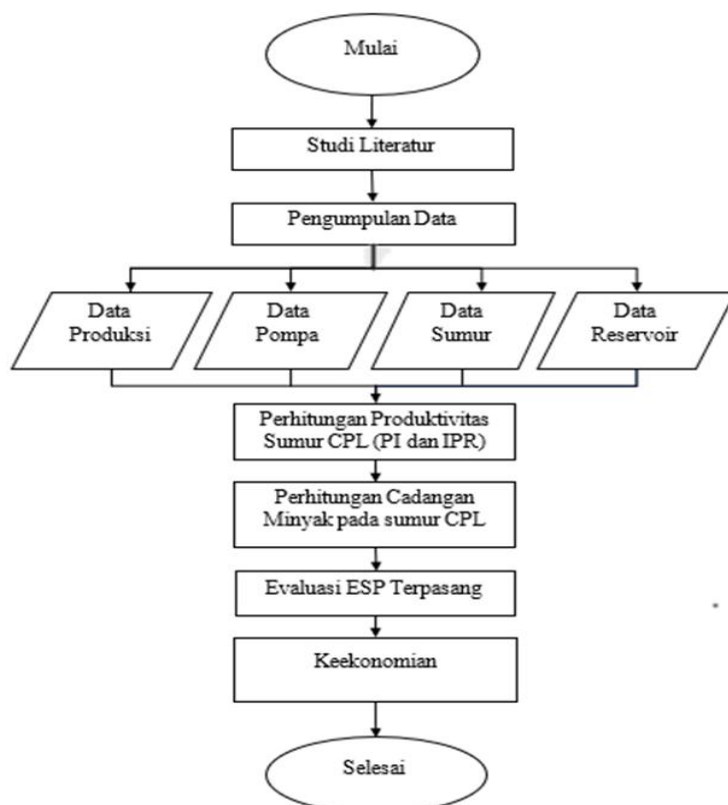
Pada tahap ini, melakukan kajian berbagai sumber referensi seperti buku, jurnal, maupun paper guna memperoleh landasan teori serta memahami penelitian-penelitian terdahulu yang relevan dengan topik yang akan dikaji.

2. Pengumpulan Data

Setelah dilakukan studi literatur, dilakukan tinjauan lapangan untuk memahami kondisi lapangan yang menjadi objek penelitian. Selanjutnya dilakukan pengumpulan data sebagai dasar perhitungan dalam konversi pompa. Data yang diperlukan meliputi data sumur, data pompa dan reservoir. Selain data teknis sumur, pompa, dan reservoir, penelitian ini juga menggunakan data historis produksi sebagai acuan utama dalam evaluasi.

3. Pengolahan Data

Pada tahap ini, dilakukan perhitungan dan analisis guna mengevaluasi kinerja pompa. Perhitungan dilakukan secara manual menggunakan Microsoft Excel dan dengan bantuan *Software Prosper* untuk memvalidasi perhitungan *productivity index* dan sebagai pembanding bentuk kurva yang dihasilkan.



Gambar 1. Diagram Alir

A. Sumber Data

a. Data Primer

Data primer merupakan data yang dikumpulkan melalui observasi lapangan langsung, seperti data uji produksi, data uji laboratorium sampel air garam, dan data pemantauan produksi. Selain itu, data primer juga diperoleh melalui wawancara dan diskusi dengan manajer lapangan serta pakar yang memberikan informasi relevan untuk penelitian ini.

b. Data Sekunder

Data sekunder merupakan data yang di ambil dari beberapa laporan-laporan atau referensi-referensi serta informasi asli terkait dengan judul penelitian dilapangan yang akan dilakukan penelitian yang dikumpulllkan oleh penulis merupakan data asli milik perusahaan PT. Pertamina EP Field Cepu Zona 11.

B. Metode Pengumpulan Data

a. Wawancara

Wawancara dilaksanakan dengan mengajukan pertanyaan secara langsung kepada manajer lapangan dan para ahli teknis, baik yang berada di lokasi PT. Pertamina EP Field Cepu Zona 11, yang memiliki keahlian dan pengalaman dalam bidangnya. Dengan cara ini, permasalahan yang muncul dapat diselesaikan melalui berbagai metode yang berbeda. Pengumpulan data melalui informasi tentang hal-hal atau variabel yang berupa gambar, catatan, buku, dan sejenisnya, yang berasal dari PT. Pertamina EP Field Cepu Zona 11.

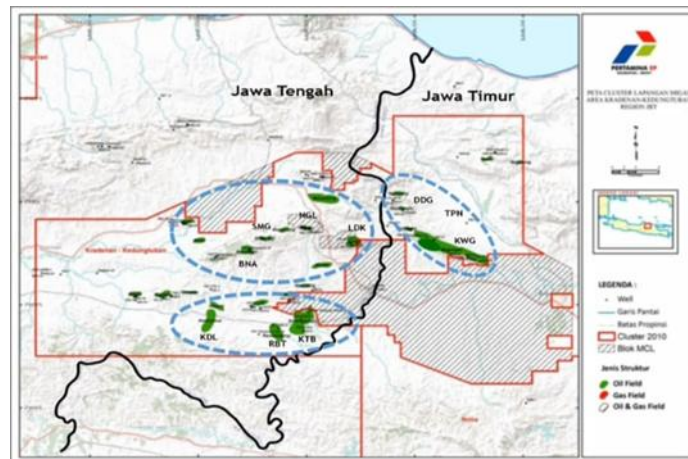
Proses pengumpulan data dilakukan dengan merujuk pada teori-teori yang relevan terkait perumusan masalah. Referensi terdiri dari buku, jurnal [4],[5], makalah, artikel [6],[7], dan laporan penelitian, serta sumber lainnya [8],[9]. Data yang digunakan berasal dari sumber lapangan, tabel korelasi, grafik, serta asumsi. Data yang dikumpulkan mencakup:

- Analisis Data Operasional Produksi
- Analisis Data sumur (well profile)
- Analisis Data pompa
- Data Pengujian sumur
- Reservoir data, geologi, produksi
- Informasi hasil pengujian sifat kimia dan fisika air formasi
- Contoh air formasi

3. PEMBAHASAN

A. Lokasi Penelitian

Penelitian ini dilaksanakan pada Sumur CPL yang dikelola oleh PT. Pertamina EP Field Cepu Zona 11, yang terletak di Kecamatan Senori, Kabupaten Tuban, Jawa Timur dan termasuk dalam Cekungan Jawa Timur seperti ditunjukkan pada Gambar 2. Lapangan ini ditemukan pada tahun 1923 dan mulai berproduksi pada tahun 1948. Hingga saat ini, Field Cepu memiliki produksi harian minyak sebesar $\pm 1,507$ BOPD dengan total sumur sebanyak 453 sumur produksi, 17 sumur injeksi, dan 835 sumur *shut-in*.



Gambar 2. Letak Posisi PT. Pertamina EP Field Cepu Zona 11

B. Produktivitas Sumur CPL

Produktivitas sumur adalah kemampuan suatu sumur dalam mengalirkan fluida dari reservoir menuju *surface* pada kondisi tekanan tertentu. Parameter yang digunakan untuk menilai produktivitas suatu sumur adalah *Productivity Index* (PI) dan *Inflow Performance Relationship* (IPR).

Tabel 1. Data Flow Rate (Q), Reservoir Pressure (Pr), dan Pwf

Parameter	Nilai	Satuan
Q	300	BPD
Ps/Pr	405	Psi
Pwf	130	Psi

PI digunakan untuk menyatakan kemampuan suatu sumur dalam menghasilkan minyak pada kondisi tertentu. PI dihitung dengan menggunakan persamaan (1). Perhitungan PI sumur CPL sebagai berikut [4]:

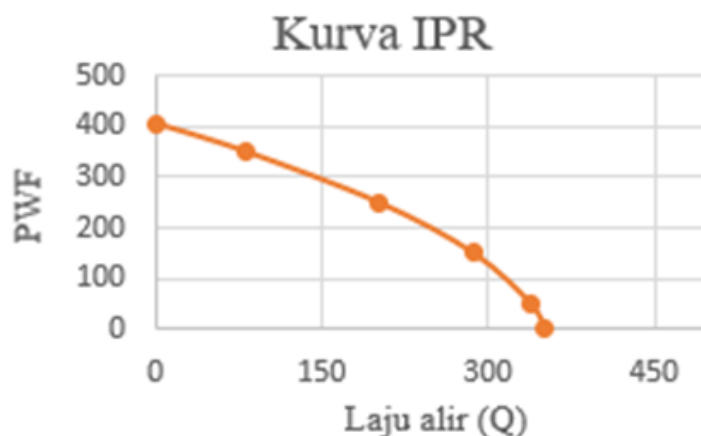
$$PI = \frac{q}{(P_r - P_{wf})} \quad (1)$$

Berdasarkan hasil perhitungan, diperoleh nilai PI sebesar 1,0909 bbl/d/psi. Nilai tersebut termasuk dalam kategori sedang. Hal ini menunjukkan bahwa diperlukan tekanan sebesar 1,09 psi agar fluida dapat terproduksi dan mengalir ke permukaan. IPR adalah hubungan antara *production rate* (q) dengan tekanan aliran lubang sumur (pwf) dalam bentuk grafis yang digunakan untuk mengevaluasi kemampuan suatu reservoir dalam berproduksi. Perhitungan IPR menggunakan metode vogel dua fasa, untuk minyak dan gas [10][11].

Tabel 2. Nilai Laju Alir (Q) Sumur CPL Pada Berbagai Harga Pwf

Q (BPD)	Pwf (psig)
0	405
80.7465	350
200.9823	250
286.9262	150
338.5783	50
351.5449	0

Berdasarkan tabel laju alir (Q) sumur CPL pada berbagai harga Pwf, dapat dibentuk kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) dengan memplotkan harga Pwf terhadap harga Q. Kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) pada sumur CPL diperoleh menggunakan persamaan Vogel melalui dua pendekatan, yaitu perhitungan manual dengan Microsoft Excel serta simulasi menggunakan software Prosper, yang berfungsi sebagai validasi terhadap hasil perhitungan manual PI dan dan memperlihatkan bentuk kurva *inflow*. Hasil plot tersebut ditunjukkan pada Gambar 3.

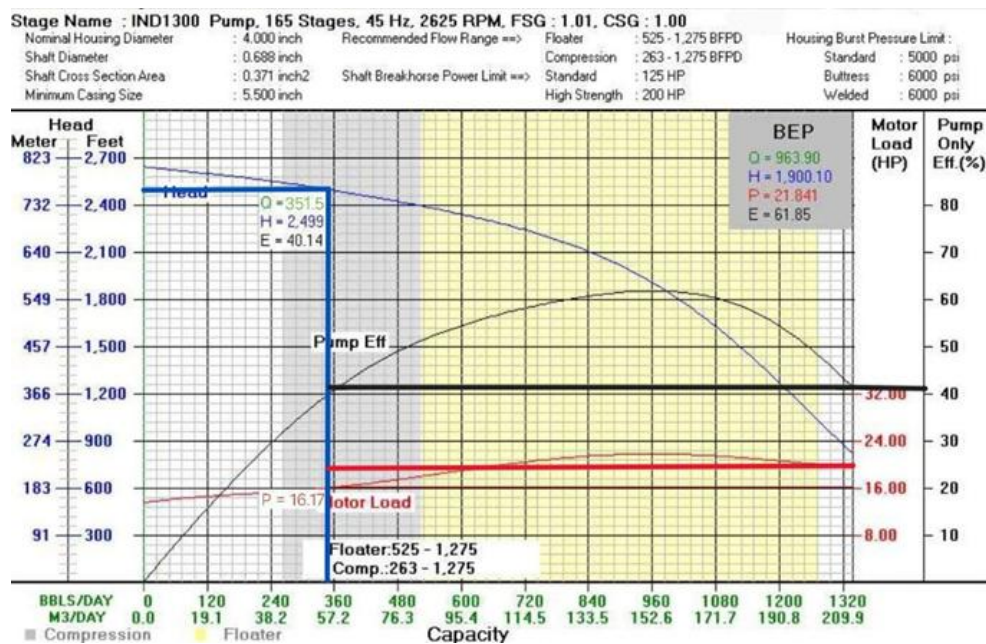


Gambar 3. Kurva IPR Hasil Perhitungan Manual

C. Hasil Evaluasi Performa ESP Sumur CPL

Berdasarkan hasil evaluasi terhadap ESP yang terpasang pada sumur CPL, dengan tipe pompa IND1300 sebanyak 165 *stages* pada laju alir 351 BFPD dan frekuensi 45 Hz, diperoleh kebutuhan jumlah *stage* pompa sebesar 165 *stages*. Perhitungan motor menunjukkan kebutuhan daya sebesar 16,17 HP dengan nilai HP per *stage* 0,097 HP. Pada perhitungan kabel, dengan panjang 2.429 ft, diperoleh *voltage drop* (V_c) sebesar 59 Volt dan *motor voltage* (V_m) sebesar 870 Volt, sehingga *surface voltage* ($V_{surface}$) adalah 929 Volt, dengan *correction factor* sebesar 1,288 pada temperatur kabel 200 °F. Selanjutnya, kebutuhan daya transformator dengan arus motor 45 A adalah sebesar 72,32 kVA.

Berdasarkan *Pump Performance Curve* (Gambar 4), pompa IND1300 dengan 165 *stages*, frekuensi 45 Hz, kecepatan 2.625 RPM, dan *operating range* 263–1.275 BFPD, diketahui bahwa sumur CPL memiliki laju alir maksimal (Q_{max}) sebesar 351,5 STB/D. Pada kondisi tersebut, kurva performa menunjukkan head sebesar 2.499 ft dengan efisiensi pompa sebesar 40,14%, yang dikategorikan cukup baik. Selain itu, diperoleh efisiensi volumetris sebesar 85%. Dengan demikian, dapat disimpulkan bahwa *artificial lift* terbaru yang digunakan, yaitu ESP, telah berfungsi secara efektif dan bekerja dengan baik pada sumur CPL Field Cepu.



Gambar 4. Pump Performance Curve

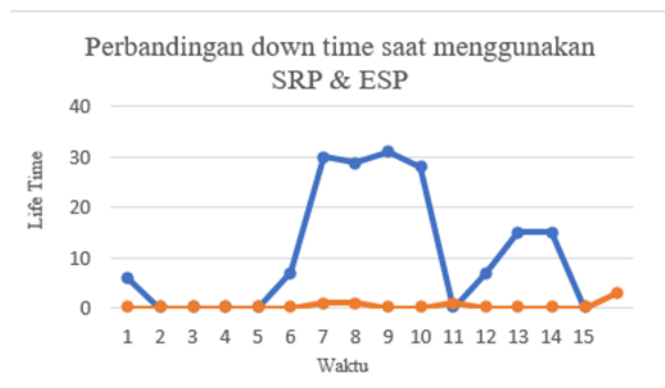
D. Perbandingan Riwayat Downtime Produksi Sumur CPL akibat Well Service pada Penggunaan SRP dan ESP

Kehilangan waktu produksi (*downtime*) pada kegiatan operasi migas merupakan salah satu faktor penting yang perlu dianalisis, karena secara langsung memengaruhi kelancaran proses produksi dan efisiensi kinerja peralatan. *Downtime* umumnya terjadi akibat adanya kendala teknis pada sumur, maupun sistem *artificial lift* yang digunakan, sehingga diperlukan kegiatan *well service* untuk mengembalikan performa produksi. Perbedaan jenis sistem *artificial lift* yang diterapkan dapat memengaruhi variasi durasi dan frekuensi *downtime* akibat *well service*, sehingga evaluasi historis *downtime* menjadi penting untuk mengetahui sejauh mana perbedaan performa peralatan dalam mendukung operasi produksi. Oleh karena itu, pada bagian ini ditampilkan perbandingan riwayat *downtime* produksi sumur CPL akibat pekerjaan *well service* antara penggunaan *Sucker Rod Pump* (SRP) dan *Electrical Submersible Pump* (ESP), melalui Tabel 3 dan Gambar 5.

Tabel 3. Perbandingan Downtime Sumur CPL Pada Penggunaan SRP Dan ESP

Waktu	SRP			ESP		
	Bulan	Down time	Life time	Bulan	Down time	Life time
1	May-22	6	25	May-24	0	31
2	Jun-22	0	30	Jun-24	0	30
3	Jul-22	0	31	Jul-24	0	31
4	Aug-22	0	31	Aug-24	0	31
5	Sep-22	0	30	Sep-24	0	30
6	Oct-22	7	24	Oct-24	0	31
7	Nov-22	30	0	Nov-24	1	29
8	Dec-22	29	2	Dec-24	1	30
9	Jan-23	31	0	Jan-25	0	31
10	Feb-23	28	0	Feb-25	0	28
11	Mar-23	0	31	Mar-25	1	30

12	Apr-23	7	23	Apr-25	0	30
13	May-23	15	16	May-25	0	31
14	Jun-23	15	15	Jun-25	0	30
15	Jul-23	0	31	Jul-25	0	31
	Σ	168	289	Σ	3	455

Gambar 5. Kurva Perbandingan *Down Time* Sumur CPL

E. Perbandingan *Gross Production* Sumur CPL Pada Penggunaan SRP Dan ESP

Gross production dipilih sebagai parameter perbandingan karena mencerminkan kapasitas pompa dalam mengangkat keseluruhan fluida dari dalam sumur tanpa memperhitungkan komposisi minyak maupun air. Dengan demikian, perbandingan ini dapat memberikan gambaran secara langsung mengenai efektivitas kedua jenis *artificial lift* dalam meningkatkan laju produksi.

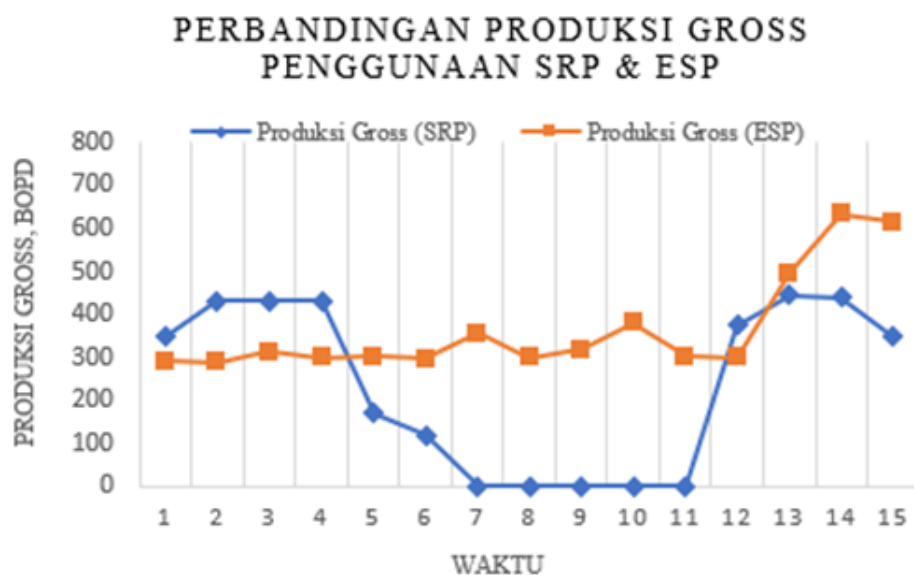
Setelah dilakukan konversi ke ESP, data *gross production* pada sumur CPL menunjukkan tren yang lebih tinggi dan konsisten dibandingkan periode penggunaan SRP. Rendahnya capaian *gross* pada SRP bukan hanya terkait dengan kapasitas angkatnya, tetapi juga dipengaruhi oleh kondisi operasional yang membuat laju produksi tidak dapat tercatat secara maksimal. Perubahan ini menegaskan bahwa ESP mampu menjaga aliran produksi lebih stabil sehingga jumlah fluida yang terangkat ke permukaan menjadi lebih optimal. Perbandingan *gross production* antara kedua jenis *artificial lift* ini dapat dilihat pada Tabel 4 berikut.

Tabel 4. Perbandingan *Gross* Sumur CPL Pada Penggunaan SRP dan ESP

Produksi Gross (SRP)				Produksi Gross (ESP)			
Waktu	Bulan	BFPD	BFPM	Waktu	Bulan	BFPD	BFPM
1	May-22	348.113	10791.5	1	May-24	290.847	8725.4
2	Jun-22	432.527	12975.8	2	Jun-24	289.868	7745.9
3	Jul-22	432.603	13410.7	3	Jul-24	312.225	8742.3
4	Aug-22	430.623	13349.3	4	Aug-24	300.917	9027.5
5	Sep-22	169.457	5083.7	5	Sep-24	302.094	9364.9
6	Oct-22	120.494	3735.3	6	Oct-24	296.571	9193.7
7	Nov-22	0	0	7	Nov-24	356.793	10703.8
8	Dec-22	0	0	8	Dec-24	299.761	9292.6
9	Jan-23	0	0	9	Jan-25	317.879	9825.4
10	Feb-23	0	0	10	Feb-25	380.216	11786.7
11	Mar-23	0	0	11	Mar-25	302.094	9364.9
12	Apr-23	374.957	11248.7	12	Apr-25	300.82	9024.6

13	May-23	444.352	13774.9	13	May-25	496.919	15404.5
14	Jun-23	440.35	13210.5	14	Jun-25	634.923	19317.7
15	Jul-23	347.824	10782.5	15	Jul-25	614.139	19038.3
Σ		236.087	108363	Σ		366.404	166558.2

Berdasarkan Tabel 4 dibuat kurva perbandingan *gross production* antara penggunaan SRP dan ESP pada sumur CPL. Kurva ini disajikan untuk memberikan gambaran yang lebih jelas mengenai perbedaan tren produksi antara kedua jenis *artificial lift*. Berdasarkan Gambar 6 tampak bahwa saat menggunakan SRP, *gross production* terlihat tidak stabil dan pada beberapa waktu mengalami penurunan hingga tidak ada produksi sama sekali. Sementara itu, pada penggunaan ESP, *gross production* terlihat lebih terjaga dengan nilai yang cenderung lebih tinggi dibandingkan dengan SRP. Hal ini memperlihatkan bahwa setelah dilakukan konversi ke ESP, jumlah fluida yang terangkat ke permukaan dapat diproduksi lebih baik.



Gambar 4. Perbandingan *Gross Production* Penggunaan SRP Dan ESP

F. Perbandingan *Oil rate* Sumur CPL Pada Penggunaan SRP Dan ESP

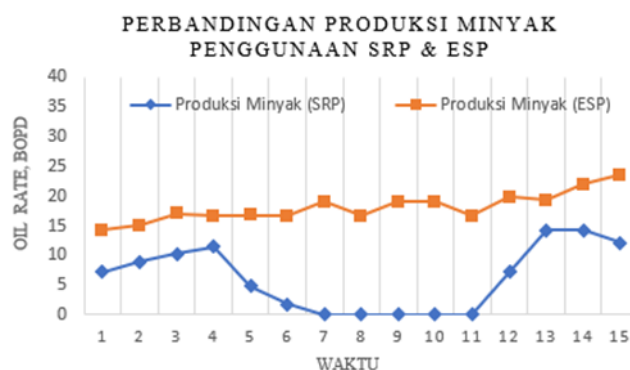
Selain *gross production*, parameter utama lain yang perlu dievaluasi adalah produksi minyak (*oil rate*). Perbandingan *oil rate* antara SRP dan ESP memberikan gambaran yang lebih nyata mengenai efektivitas konversi *artificial lift* terhadap capaian produksi pada sumur CPL. Berdasarkan data historis, dalam kurun waktu 15 bulan, *oil rate* pada periode penggunaan SRP relatif lebih rendah dan pada beberapa waktu mengalami penurunan hingga mendekati nol. Kondisi ini menunjukkan bahwa produksi minyak tidak dapat dipertahankan secara stabil. Setelah dilakukan konversi ke ESP, *oil rate* cenderung lebih tinggi dan mampu dipertahankan pada tingkat produksi yang lebih konsisten. Perbedaan ini dapat dilihat secara lebih jelas pada Tabel 5. yang menyajikan perbandingan rata-rata *oil rate* antara penggunaan SRP dan ESP.

Tabel 5. Perbandingan Produksi Minyak Sumur CPL Penggunaan SRP Dan ESP

Produksi Minyak (SRP)				Produksi Minyak (ESP)			
Waktu	Bulan	BOPM	BOPD	Waktu	Bulan	BOPM	BOPD
1	May-22	222.4	7.2	1	May-24	428.2	14.3
2	Jun-22	271.2	9	2	Jun-24	465.8	15

3	Jul-22	318.8	10.3	3	Jul-24	475.8	17
4	Aug-22	357.8	11.5	4	Aug-24	499.5	16.7
5	Sep-22	145.1	4.8	5	Sep-24	522.2	16.8
6	Oct-22	57.1	1.8	6	Oct-24	515.1	16.6
7	Nov-22	0	0	7	Nov-24	570.9	19
8	Dec-22	0	0	8	Dec-24	514.8	16.6
9	Jan-23	0	0	9	Jan-25	589.9	19
10	Feb-23	0	0	10	Feb-25	589.9	19
11	Mar-23	0	0	11	Mar-25	513.4	16.6
12	Apr-23	215.9	7.2	12	Apr-25	593.9	19.8
13	May-23	442.4	14.3	13	May-25	598.7	19.3
14	Jun-23	429.4	14.3	14	Jun-25	659.9	22
15	Jul-23	379.2	12.2	15	Jul-25	731.5	23.6
Σ		189.29	6.1733	Σ		551.3	18.087

Untuk memberikan gambaran yang lebih jelas mengenai perbedaan *oil rate* pada sumur CPL, data perbandingan yang telah ditampilkan pada Tabel 5. kemudian dibuat dalam bentuk kurva. Penyajian kurva ini bertujuan agar tren perubahan *oil rate* pada saat penggunaan SRP dan ESP dapat terlihat dengan lebih mudah, sehingga mempermudah dalam memahami perbedaan kinerja kedua *jenis artificial lift* tersebut.



Gambar 5. Perbandingan Oil rate Sumur CPL penggunaan SRP Dan ESP

Berdasarkan kurva pada Gambar 5. terlihat bahwa *oil rate* pada penggunaan SRP relatif rendah dan pada beberapa periode bahkan menurun hingga mendekati nol. Kondisi ini lebih banyak dipengaruhi oleh terjadinya kegagalan mekanis pada pompa SRP yang menyebabkan produksi minyak tidak dapat terangkat secara optimal. Sebaliknya, setelah dilakukan konversi ke ESP, *oil rate* cenderung lebih stabil dan berada pada tingkat yang lebih tinggi. Hal ini mengindikasikan bahwa penggunaan ESP memberikan performa yang lebih stabil dalam mempertahankan produksi minyak pada sumur CPL.

G. Keekonomian

Setelah dilakukan evaluasi terhadap performa ESP, hasil konversi dari *artificial lift* SRP pada sumur CPL, tahap berikutnya adalah analisis keekonomian untuk menilai potensi keuntungan yang dapat diperoleh dari konversi *lifting method* tersebut. Analisis ini, bertujuan untuk memastikan apakah hasil evaluasi performa yang telah dibahas sebelumnya layak dijadikan dasar dalam melakukan konversi, serta menilai sejauh mana konversi tersebut memberikan manfaat finansial bagi perusahaan. Perhitungan dilakukan dengan memanfaatkan data sekunder dari literatur penelitian terdahulu serta sumber terbuka (*open access*) yang relevan dengan topik

dan fokus penelitian skripsi ini, khususnya terkait analisis keekonomian atas perubahan metode pengangkatan fluida dan perancangan ulang pompa.

Tabel 6. Data Keekonomian

Kategori	Jumlah
Harga SRP Punya Sendiri	Rp. 25.000.000
Biaya Pengadaan ESP	Rp. 623.346.000
Biaya Sewa <i>Rig Service</i>	Rp. 85.000.000/hari
Jumlah Hari <i>install</i> ESP (<i>Work Over</i>)	10 Hari
Harga Minyak (harga ICP pada bulan juni 2024)	79 USD
<i>Oil rate</i> Sebelum Konversi	15 Bopd
<i>Oil rate</i> Setelah Konversi	17.6 Bopd
HP motor SRP	45 HP
HP motor ESP	16.17 HP
Nilai Tukar USD (bulan juni 2024)	Rp. 16.000
Umur Proyek	5 Tahun
MARR (<i>Discount Rate</i>)	10%

Penghasilan kotor (*Gross Revenue*) mengikuti persamaan,

$$Gross Revenue = Rate\ oil \times Harga\ minyak \times Kurs\ Dollar \quad (2)$$

Menghasilkan *gross revenue* sebelum konversi sebesar Rp. 18.960.000,- dan setelah konversi Rp. 22.246.400,-. Selanjutnya adalah biaya energi motor. Karena pada sumur CPL tidak menghasilkan gas, atau terindikasi adanya gas, maka perhitungan biaya penggunaan energi berdasarkan penggunaan listrik per harinya, dengan persamaan,

$$Biaya\ Energi = HP\ motor\ SRP \times 0.7457\ kWh/HP \times Jam\ operasi \times Tarif\ Listrik \quad (3)$$

Menghasilkan biaya energi sebelum konversi sebesar Rp. 802.730,-/hari dan setelah konversi sebesar Rp. 288.447/hari. Penghasilan bersih (*Net Revenue*) menggunakan persamaan,

$$Penghasilan\ Bersih = Rate\ oil \times Harga\ minyak - Biaya\ energi\ sebelum\ konversi \quad (4)$$

Menghasilkan *Net Revenue* sebesar Rp. 18.157.270,-/hari sebelum konversi dan Rp. 21.925.308,-/ hari setelah konversi. Keuntungan jika dilakukan konversi mengikuti persamaan,

$$Keuntungan\ Konversi = Net\ Revenue\ setelah - Net\ Revenue\ sebelum \quad (5)$$

Menghasilkan keuntungan konversi sebesar Rp. 3.768.038,-/hari. Total biaya sewa operasional *rig workover* mengikuti persamaan,

$$Biaya\ Sewa\ Rig\ WO = Harga\ sewa \times Jumlah\ hari \quad (6)$$

Menghasilkan biaya sewa sebesar Rp. 850.000.000,- untuk 10 hari. Biaya sumur tidak berproduksi selama instalasi ESP, mengikuti persamaan,

$$Biaya\ Sumur\ Mati = Penghasilan\ bersih\ sebelum\ konversi \times lama\ sumur\ mati \quad (7)$$

Bila sumur mati selama 10 hari maka didapatkan biaya sebesar Rp. 181.572.700,-. Perhitungan total biaya instalasi ESP didapat dari persamaan,

$$\text{Total Install ESP} = \text{Biaya sewa Rig} + \text{Biaya sumur mati} + \text{Biaya Beli ESP} \quad (8)$$

Didapatkan total *Install* ESP sebesar Rp. 1.654.918.700,-

Setelah menganalisis keekonomian mulai dari pendapatan kotor (*gross revenue*) hingga total biaya instalasi ESP, maka selanjutnya dihitung nilai POT (*pay out time*) untuk dapat mengetahui kapan periode balik modal dari proyek konversi *lifthing method* ini. POT dapat dihitung dengan memanfaatkan nilai total biaya instalasi dan pendapatan bersih (*net revenue*) setelah konversi, perhitungannya dapat dilihat sebagai berikut,

$$\text{Pay Out Time (POT)} = \frac{I}{NR} \quad (9)$$

Dengan harga minyak pada bulan Juni US \$79 dan dengan nilai tukar USD ke IDR sebesar Rp 16.000 dengan harga pemasangan pompa butuh biaya Rp. 1.654.918.700 dan penghasilan setelah dilakukan konversi Rp. 21.925.308/hari maka modal akan kembali dalam waktu 75.48 hari atau 76 hari.

Perhitungan *Net Present Value* (NPV) dilakukan berdasarkan *cash flow* (arus kas) dari tahun ke-0 hingga tahun ke-5. Analisis ini menggunakan *Minimum Attractive Rate of Return* (MARR) sebesar 10%, dengan total biaya *CAPEX* sebesar Rp. 1.473.346.000. yang diperoleh dari akumulasi biaya pengadaan ESP serta sewa *Rig Workover* selama 10 hari. *Cash flow* tahunan diasumsikan sebesar Rp. 450 juta, dengan persamaan,

$$NPV = \frac{CF_1}{(1+i)^1} + \frac{CF_2}{(1+i)^2} \dots + \frac{CF_n}{(1+i)^n} - CAPEX \quad (10)$$

Berdasarkan *cash flow* tahunan sebesar Rp. 450 juta dengan *CAPEX* mencapai Rp. 1.473.346.000 dan MARR sebesar 10%, didapatkan NPV sebesar Rp. 232.508.046.

Perhitungan *Internal Rate of Return* (IRR) dilakukan melalui *metode trial and error* hingga diperoleh nilai NPV sama dengan nol. Analisis ini menggunakan asumsi *Minimum Attractive Rate of Return* (MARR) sebesar 10% dan 17%. Tahapan perhitungannya diuraikan sebagai berikut:

1. Pada tingkat suku bunga (i) 10%, perhitungan NPV 1 menghasilkan nilai positif bagi proyek, dengan Pers. (10) didapatkan NPV 1 Rp. 232.508.046,-
2. Pada tingkat suku bunga (i) 17%, perhitungan NPV 2 menghasilkan nilai negatif bagi proyek, dengan Pers. (10) didapatkan NPV 2 Rp. - 33.640.226,-

Setelah diperoleh nilai NPV 1 dan NPV 2, perhitungan IRR dapat dilanjutkan sebagai berikut,

$$IRR = i1 + \frac{NPV_1}{NPV_1 + NPV_2} \times (i2 - i1) \quad (11)$$

Berdasarkan hasil perhitungan, IRR proyek mencapai 16.1%, dimana sudah melebihi IRR di proyek migas sekitar 15,4 %. Hal tersebut menandakan bahwa proyek layak direalisasikan karena mampu memberikan tingkat keuntungan yang memadai.

Benefit Cost Ratio (BCR) digunakan untuk mengetahui perbandingan antara nilai sekarang manfaat (PV *Benefit*) dan nilai sekarang biaya (PV *Cost*). Nilai BCR menunjukkan seberapa besar manfaat yang diperoleh dari setiap satuan biaya yang dikeluarkan.

$$\text{Benefit Cost Ratio} = \frac{\text{PV Benefit}}{\text{PV Cost}} \quad (12)$$

Dengan PV *Benefit* didapat dengan persamaan berikut ini,

$$\text{PV Benefit} = \text{NPV} + \text{PV Cost} \quad (13)$$

Setelah diperoleh nilai PV *Benefit* sebesar Rp. 1.705.854.046,- maka perhitungan dilanjutkan dengan menentukan *Benefit Cost Ratio* (BCR) dan didapatkan sebesar 1.16. Dari penjelasan yang telah diuraikan sebelumnya, dilihat dari sudut pandang ekonomi, perubahan cara pengangkatan pada sumur CPL ini berhasil meningkatkan pendapatan kotor dan pendapatan bersih dengan tambahan laba sebesar Rp. 3.768.038 setiap harinya. Ini menghasilkan NPV sebesar Rp. 232. 508. 046, IRR 16,1% (lebih tinggi dari IRR proyek migas yang sekitar 15,4%), B/C Ratio 1,16 dan POT 76 hari. Hal ini menunjukkan bahwa peralihan dari SRP ke ESP adalah valid secara teknis dan ekonomis.

4. SIMPULAN

Produktivitas sumur CPL tergolong dalam kategori sedang atau cukup baik, di mana hasil perhitungan menunjukkan PI sebesar 1,09 bbl/d/psi. Metode Vogel pada IPR menghasilkan laju alir maksimum ($Q_{\max}$) sebesar 351,5 stb/hari dan laju alir optimum (Q_{optimum}) sebesar 281,2 stb/hari, yang menunjukkan bahwa sumur CPL masih memiliki potensi produksi yang mengesankan. Evaluasi terbaru mengenai kinerja artificial lift, yaitu pompa submersible listrik (ESP) tipe IND1300 yang terpasang di sumur CPL, menunjukkan hasil yang memuaskan. Hal ini terlihat dari nilai efisiensi pompa yang tertera pada *Pump Performance Curve* mencapai 40,14%, dan perhitungan efisiensi volumetris mencapai 85%. Selain itu, terjadi peningkatan rata-rata produksi minyak (*oil rate*) dalam jangka waktu 15 bulan dari 6. 173 bopd menjadi 18. 087 bopd, yang membuktikan bahwa ESP berhasil meningkatkan keandalan operasi dan produksi minyak lebih baik dibandingkan dengan SRP.

Hasil kajian keekonomian pada sumur CPL menunjukkan bahwa terdapat peningkatan pendapatan setelah adanya konversi dari SRP ke ESP. Pendapatan kotor meningkat dari Rp 18.960.000,- perhari menjadi Rp 22.246.400,- perhari, sementara pendapatan bersih naik dari Rp 18.157.270,- perhari menjadi Rp 21.925.308,- perhari, dengan tambahan keuntungan sebesar Rp 3.768.038 per hari. Analisis finansial menunjukkan NPV sebesar Rp 232.508.046,- IRR 16,1% (IRR untuk proyek migas sekitar 15,4%), rasio B/C 1,16, dan waktu pengembalian investasi (POT) selama 76 hari. Ini menunjukkan bahwa konversi ke ESP ekonomis. Poin di atas secara keseluruhan menggarisbawahi bahwa sumur CPL memiliki potensi produksi yang baik, kinerja ESP efektif dalam meningkatkan hasil produksi, dan konversi ke ESP memberikan keuntungan finansial yang kuat.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] Abdelhady, A. G. S. R. H. ,” Electrical Submersible Pump Design in Vertical Oil Wells. Petroleum & Petrochemical Engineering Journal”,2020, 4(4), 1–7. <https://doi.org/10.23880/ppej-16000237>
- [2] Mitha R. Tambunan, “Evaluasi Performa Produksi dan Electrical Submersible Pump (ESP) Terpasang Pada Sumur X Di Lapangan Y”. Journal of Mechanical Engineering (JME), 2023.
- [3] Sitti N. S. Rasako, “Evaluasi Penggantian Artificial lift Sucker rod pump (SRP) Menjadi Electrical Submersible Pump (ESP) Untuk Meningkatkan Produksi Sumur S Lapangan Kawengan”, Journal of Mechanical Engineering (JME), 2023.
- [4] Ahmed, T. ,” Reservoir Engineering Handbook Fifth Edition”,2019.

- [5] Azmi Anisa, H., Yusuf, M., & Anwar Prabu, U” Optimasi Produksi Hasil Perencanaan Sucker Rod Pump Terpasang Pada Sumur Tmt-Y Di Tac-Pertamina Ep Golwater TMT, 2014.
- [6] Beggs, H. “Production Optimization Using Nodal TM Analysis”,2003.
- [7] Kusriani, D., Adhi Nugroho, N., & Indriani Panji, K. ,” Desain Ulang Optimasi Electric Submersible Pump (ESP) Pada Sumur X Lapangan Y”. 2024, 12, 361. <https://doi.org/10.37081/ed.v12i2.5855>
- [8] Mahfuzh Ridha, F., & Indriani, E. ,” Pemilihan Artificial Lift Untuk Optimasi Produksi Sumur X Di PT Y Lapangan Z”. Jurnal Eksplorasi Dan Produksi Migas, 2023, 1(2).
- [9] Melysa, R., Putra, F., Julianto, D., Yulianto, D., & Rosli, M.I.,” Evaluation And Optimization Of Electrical Submersible Pumps That Contain High Pi Using Variable Speed Drive With A Frequency Above 60hz On Well “X” In Field “Y”, Journal Renewable Energy & Mechanics (REM E, 2021, 04(02), 2714–621. [https://doi.org/10.25299/rem.2021.vol4\(02\).6910](https://doi.org/10.25299/rem.2021.vol4(02).6910)
- [10] Golan, M. W. C. “ Well Performance Second Edition”,1995.
- [11] Gou, Buyon., Lyons, W. C. ., & Ghalambor, Ali. ,” Petroleum Production Engineering : a computer-assisted approach”. Gulf Professional Publishing. 2007.
- [12] Muhammad, E., et al. ,” Unjuk Kerja Sucker Rod Pump C-228 D-213 86-7466 Sebagai Metode Pengangkatan Buatan Produksi Minyak Bumi untuk API 15° dan 45°, 2022. <http://ejournal2.pnp.ac.id/index.php/jtm><http://ejournal2.pnp.ac.id/index.php/jtm>
- [13] Nandasari, P., & Priadythama, I. ,” Analisis Keekonomian Proyek Perusahaan Minyak Dan Gas Bumi : Studi Kasus ABC Oil”, 2015.
- [14] Nguyen, T. ,” Petroleum Engineering Artificial lift Methods Design, Practices, and Applications”, 2020.<http://www.springer.com/series/15095>
- [15] Pamungkas, J. ,”Pengantar Teknik Perminyakan”. Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Mineral Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta,2004.
- [16] Takacs, G. ,” Electrical Submersible Pumps Manual”,2009.
- [17] Takacs, Gabor. ,” Sucker-Rod Pumping Handbook : Production Engineering Fundamentals and Long-Stroke Rod Pumping”. Gulf Professional Publishing.2015a.
- [18] Utemissova, L., et al .,”Predictive Analytics for Sucker Rod Pump Failures in Kazakhstani Oil Wells Using Machine Learning. Applied Sciences (Switzerland)”, 2024, 14(23). <https://doi.org/10.3390/app142310914>
- [19] Wahyudi, A. ,”Inflow Performance Relationship”,2024.
- [20] Yasmaniar, G., et al., “Evaluasi Dan Optimasi Sumur Electrical Submersible Pump (Esp) Dengan Nodal Analysis”. Petro: Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan,2023, 12(4), 262–270. <https://doi.org/10.25105/petro.v12i4.18760>
- [21] Yusmanto, & Suhardi, D. ,”Analisis Keekonomian Sumur X Lapangan Minyak Tua Y di Kabupaten Blora”,2022.