

ANALISA KINERJA ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP (ESP) UNTUK OPTIMASI PRODUKSI SUMUR RPD PADA LAPANGAN RPT ZONA 11 JAWA TIMUR

Raypaldri Tuasamu¹⁾, Henk Subekti²⁾, Azmain Noor Hatuwe³⁾

¹⁾Prodi Teknik Produksi Migas, Politeknik Negeri Ambon

²⁾Teknik Produksi PEM Akamigas Cepu

³⁾Program Studi Teknologi Rekayasa Sistem Mekanikal Migas Politeknik Ambon

raypaldrituasamu@gmail.com, henksubekti@gmail.com, noor.azmain@gmail.com

ABSTRACT

In the oil industry, Indonesian oil wells that initially could flow fluids naturally (natural flow) experience declining reservoir pressure over time, necessitating artificial lift methods. The RPD well in the RPT Field Zone 11 East Java uses an Electrical Submersible Pump (ESP) as an artificial lift method. This research aims to analyze ESP performance, optimize production, and assess the economic feasibility of its use. Analysis was conducted using the Inflow Performance Relationship (IPR) method with Vogel's equation to understand well production capability. The analysis results show that the maximum production rate (Q_{max}) of the RPD well is 1108 bpd, with a pump volumetric efficiency of 63%. Field testing produced 698 bpd at 94% water cut. For optimization, a comparison was made between ESP pump type DN1300 with 165 stages and ESP pump type TA1500 with 175 stages, resulting in an increase in volumetric efficiency from 63% to 68% and production increase from 698 bpd to 785 bpd. Economic analysis indicates that the reactivation of the RPD well using ESP is financially viable, with a Net Present Value (NPV) of \$771,744, Internal Rate of Return (IRR) of 78.98%, and Benefit-Cost (B/C) ratio of 26.64 before optimization. After optimization with the TA1500 pump type, there was an economic improvement with NPV \$812,450, IRR 84.15%, B/C ratio 30.21, and Pay Out Time (POT) reduced from 1.24 years to 1.08 years. Sensitivity analysis proves that this project remains economically viable under various scenarios of oil price changes, operational costs, and discount rates

Keywords: *Natural flow, Artificial lift, Electrical Submersible pump, Efficiency, Production optimization, Economic analysis.*

ABSTRAK

Dalam dunia perminyakan, sumur minyak di Indonesia yang awalnya dapat mengalirkan fluida secara alami (natural flow) mengalami penurunan tekanan reservoir seiring waktu, sehingga dibutuhkan pengangkatan buatan (artificial lift). Sumur RPD di Lapangan RPT Zona 11 Jawa Timur menggunakan Electrical Submersible Pump (ESP) sebagai metode pengangkatan buatan. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis kinerja ESP, mengoptimasi produksi, dan mengkaji kelayakan ekonomi penggunaannya. Analisis dilakukan menggunakan metode Inflow Performance Relationship (IPR) dengan persamaan Vogel untuk memahami kemampuan produksi sumur. Hasil analisis menunjukkan bahwa laju produksi maksimum (Q_{max}) sumur RPD adalah 1108 bpd, dengan efisiensi volumetrik pompa sebesar 63%. Pengujian lapangan menghasilkan produksi 698 bpd pada water cut 94%. Untuk optimasi, dilakukan perbandingan antara pompa ESP tipe DN1300 dengan 165 stage dan pompa ESP tipe TA1500 dengan 175 stage, yang menghasilkan peningkatan efisiensi volumetrik dari 63% menjadi 68% dan peningkatan produksi dari 698 bpd menjadi 785 bpd. Analisis keekonomian menunjukkan bahwa reaktivasi sumur RPD menggunakan ESP layak secara finansial, dengan Net Present Value (NPV) sebesar US \$771.744, Internal Rate of Return (IRR) 78,98%, dan Benefit-Cost (B/C) ratio sebesar 26,64 sebelum optimasi. Setelah optimasi dengan pompa tipe TA1500, terjadi peningkatan keekonomian dengan NPV \$812.450, IRR 84,15%, B/C ratio 30,21 dan Pay Out Time (POT) berkurang dari 1,24 tahun menjadi 1,08 tahun. Hasil analisis sensitivitas membuktikan bahwa proyek ini tetap layak secara ekonomi pada berbagai skenario perubahan harga minyak, biaya operasional, dan tingkat diskonto.

Kata Kunci: *Natural flow, Artificial lift, Electrical Submersible pump, Efficiency, Production optimization, Economic analysis.*

PENDAHULUAN

Dalam dunia perminyakan kita mengetahui bahwa Indonesia memiliki sumur minyak dengan kemampuan untuk mengalirkan suatu fluida secara alami, yang kita sebut dengan sebutan *natural flow*, Dimana tekanan di dalam *reservoir* dapat mengangkat fluida tersebut naik ke permukaan. ketika suatu sumur produksi sedang berlangsung dan tekanan di dalam *reservoir* mengalami penurunan sehingga fluida tersebut tidak dapat di angkat ke permukaan, maka dari itu pengangkatan buatan atau biasa disebut dengan *Artificial Lift* dapat digunakan sebagai alat bantu untuk mengatasi situasi bila tekanan *reservoir* menurun atau fluida tidak lagi dapat mengalir lagi.

Lapangan migas RPT merupakan lapangan migas tua yang terdiri dari dua wilayah, yaitu wilayah timur dan wilayah barat, dengan jumlah sumur terbanyak. Letaknya ± 20 km sebelah utara kota Cepu dan memiliki kedalaman 400-600 mbpl. Sumur *Artificial lift* di lapangan kawengan salah satunya yaitu *Electrical submersible pump*, karena lapangan kawengan memiliki sumur yang cukup dalam. Prinsip kerja pompa ESP ini untuk mengalirkan arus listrik dari trafo yang disalurkan ke perangkat bawah tanah melalui kabel listrik. Pompa *Electric Submersible Pump* ini cukup mahal dibandingkan dengan *artificial lift* lainnya, namun kemampuannya mencapai tingkat produksi yang tinggi, dapat memberikan pengembalian biaya yang cepat.

Seiring berjalannya waktu produksi sumur, pompa akan mengalami penurunan kinerja yang disebabkan oleh penurunan laju produksi yang terjadi. Maka dari itu dilakukan Analisa kinerja dari *electrical submersible pump*. Sehingga mengatasi masalah-masalah yang terjadi untuk meningkatkan efisiensi pompa. Untuk mempertahankan laju produksi yang stabil dan kinerja pompa yang tinggi, maka perlu dilakukan evaluasi terhadap pompa agar pompa sesuai dengan kemampuan produksi sumur minyak. jika pompa dioperasikan secara terus menerus tidak dalam kondisi optimal.

Penelitian ini merupakan modifikasi dari artikel jurnal internasional, Agung Wahyudi Biantoro., (2022) dengan penelitian "*Performance Analysis of DN1750 and DN1800 Electric Submersible Pump for Production Optimization on the Oil Well*", sedangkan penelitian saat ini berjudul "*Analisa Kinerja Electrical Submersible Pump (ESP) Untuk Optimasi Produksi Sumur RPD Pada Lapangan RPT Zona 11 Jawa Timur*", yang membedakan dengan penelitian terdahulu adalah lokasi penelitian dan keekonomiannya. Berdasarkan penulisan diatas, penelitian ini dilakukan untuk menganalisa Kinerja *Electrical Submersible Pump* untuk Optimasi Produksi Sumur RPD pada Lapangan RPT Zona 11 Jawa Timur.

TINJAUAN PUSTAKA

Penurunan tekanan reservoir pada sumur minyak menyebabkan laju produksi menurun sehingga dibutuhkan metode pengangkatan buatan (*artificial lift*). Salah satu metode yang paling efektif adalah *Electrical Submersible Pump* (ESP), yaitu pompa sentrifugal multistage yang mampu menghasilkan laju produksi tinggi, cocok untuk sumur dalam maupun miring, serta memberikan keuntungan ekonomis. Namun, penggunaan ESP juga memiliki keterbatasan seperti biaya instalasi awal yang tinggi, potensi kerusakan akibat pasir, serta risiko penurunan efisiensi karena gas locking dan emulsi. Produktivitas sumur umumnya dianalisis menggunakan *Productivity Index* (PI) dan *Inflow Performance Relationship* (IPR) untuk menilai hubungan tekanan dasar sumur dengan laju produksi. Faktor-faktor fisik fluida *reservoir*, seperti *specific gravity*, *bubble point pressure*, *gas oil ratio*, dan *viskositas* turut memengaruhi kinerja ESP. Sejumlah penelitian terdahulu menunjukkan bahwa ESP mampu meningkatkan produksi dan tetap layak secara keekonomian dibanding metode *artificial lift* lainnya, seperti sucker rod pump.

METODOLOGI

Tempat Dan Waktu Penelitian

Waktu penelitian ini direncanakan selama 2 bulan dan Tempat Penelitian pada PT PERTAMINA EP FIELD CEPU – ZONA 11

Sumber Data

- Data sekunder ialah data yang diperoleh dari berbagai literatur.

Adapun penulisan menggunakan beberapa tahapan dalam penyusunan metode penelitian:

1. Pendahuluan

Penulis terlebih dahulu berbicara dengan pembimbing lapangan tentang judul penelitian yang akan dilakukan.

2. Studi Literature

Pada tahap ini peneliti melakukan pengumpulan dari berbagai macam sumber informasi baik itu buku-buku penunjang maupun jurnal yang berdasarkan topik studi yang diambil. Ini guna sebagai bentuk untuk menambah pengetahuan dan wawasan bagi peneliti yang berdasarkan referensi yang valid.

3. Pengumpulan Data

Selanjutnya peneliti melakukan pengumpulan data sesuai yang diperlukan dalam proses penyusunan nproposol skripsi. Pengumpulan data ini dilakukan dengan berdiskusi dan meminta berbagai data yang diperlukan dari pembimbing lapangan. Data yang diambil sebagai penunjang awal untuk melakukan Menganalisa Kinerja *Electrical Submersible Pump* (Esp) Sebagai Berikut:

- Data Produksi
- Data *Reservoir*
- Data Sumur

4. Tahapan Pengolahan

Penlis akan melakukan analisa Kinerja *Electrical Submersible Pump* (Esp) terhadap tahap pengolahan data, kemudian melakukan optimasi produksi sumur , sehingga data-data yang dipakai yaitu:

❖ Data Produksi:

- Laju Produksi Minyak
- Gas, dan Air (*rate*)
- *Water Cut* (%)
- Efisiensi & Performa Pompa

❖ Data *Reservoir*:

- Tekanan *Reservoir* (Pr)
- Temperatur *Reservoir*
- Saturasi *Fluida*
- Permeabilitas & Porositas Lapisan
- *Skin Factor*

❖ Data Data Sumur:

- Nama Sumur & Lokasi
- Kedalaman Total Sumur (TVD/MD)
- Diameter *Casing & Tubing*
- Spesifikasi ESP
- Diameter *Casing & Tubing*
- Peralatan Permukaan

Hasil dan Pembahasan

Berdasarkan analisis data produksi, reservoir, dan sumur RPD di Lapangan RPT Zona 11 Jawa Timur, kinerja pompa ESP yang ada menunjukkan potensi produksi yang belum optimal dibandingkan kemampuan sumur sebenarnya. Evaluasi kurva Inflow Performance Relationship (IPR) baik secara manual maupun dengan simulasi memperlihatkan hasil yang konsisten sehingga dapat dijadikan dasar optimasi. Upaya optimasi melalui pemilihan tipe dan pengaturan pompa ESP menghasilkan peningkatan efisiensi dan laju produksi yang lebih sesuai dengan kapasitas sumur. Analisis keekonomian juga menunjukkan bahwa reaktivasi sumur dengan pompa ESP yang dioptimasi layak secara finansial dan mampu memberikan pengembalian investasi lebih cepat. Secara keseluruhan, hasil ini membuktikan bahwa evaluasi dan optimasi ESP yang tepat dapat meningkatkan kinerja serta profitabilitas produksi sumur RPD.

Deskripsi Hasil Penelitian Data

- WC : 94%
- *Q gross* : 698 bpd
- SGo : 0.868
- SGw : 1.012
- Pwh : 40 psi
- Ps : 785 psi
- Pwf : 445 psi
- Temp. Reservoir : 137 °F
- ID *Casing* : 5.675 inch
- OD *Casing* : 6.625 inch
- ID *Tubing* : 2.441 inch
- OD *Tubing* : 2.875 inch
- *Top Perforation* : 763 mTVD
- *Middle Perforation* : 789 MTVD
- *Bottom Perforation* : 816 mTVD
- *Pump Setting Depth* : 738 mTVD

Perhitungan Kemampuan Produksi Sumur

Kemampuan produksi suatu sumur ditentukan dengan membuat Kurva IPR menggunakan persamaan Vogel. Berikut adalah kurva IPR untuk suatu sumur RPD yang dibuat menggunakan data Tekanan reservoir, Tekanan alir dasar sumur dan Laju alir.

1. Data Tekanan reservoir (P_r/P_s), Tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) dan laju alir (Q) :

P_s : 785 psi

P_{wf} : 445 psi

Q : 698 bpd

2. Menghitung Produktivitas Index(PI)

$$PI = \frac{q}{P_s - P_{wf}} = \frac{698}{785 - 445} = 2,052 \text{ bpd/psi}$$

3. Menghitung Tingkat Produksi Maksimum(Q_{max})

- a. Menentukan P_{wf}/P_s

$$P_{wf}/P_s = (445 / 785)$$

$$= 0,566878$$

$$(P_{wf}/P_s)^2 = (445 / 785)^2$$

$$= 0,321351$$

- b. Menentukan Q_{max}

$$Q_{max} = \frac{Q}{1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2}$$

$$= \frac{698}{1 - 0,2 (0,566878) - 0,8 (0,321351)}$$

$$= 1108,741 \text{ BPD}$$

- c. Menentukan efisiensi volumetriknya

$$\eta_{vol} = \frac{Q_{actual}}{Q_{max}} \times 100\%$$

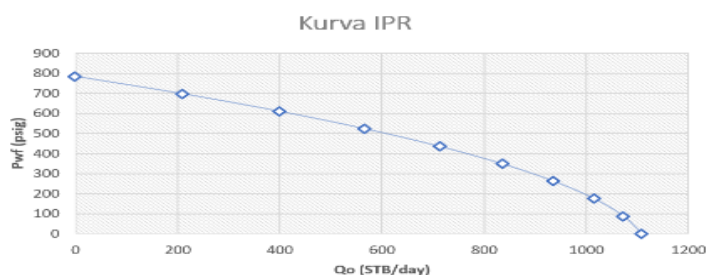
$$= \frac{698}{1108} \times 100\% = 63\%$$

Setelah dilakukan perhitungan P_{wf} maka didapatlah hasil laju alir berdasarkan P_{wf} tersebut. Hasil perhitungan ditabulasikan pada Tabel 4.1

Tabel 4. 1 Penentuan Laju Produksi Untuk Berbagai Harga P_{wf} Sumur RPD

Q_o (STB/day)	P_{wf} (psi)
0	785
210.2885	698
398.7873	611
565.4966	524
711.9553	436
834.8349	349
935.9249	262
1015.225	175
1073.27	87
1108.741	0

Setelah dilakukan perhitungan P_{wf} terhadap nilai Q yang dapat dilihat pada Tabel 4.1 Tahap selanjutnya dilakukan *plot* P_{wf} terhadap nilai Q yang dapat dilihat pada gambar 4.1



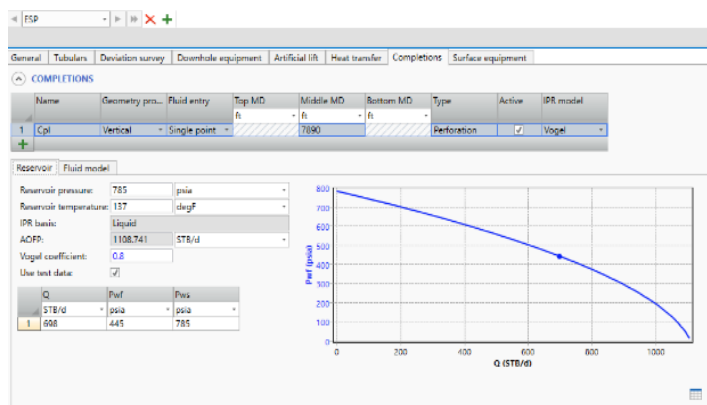
Gambar 4. 1 Kurva IPR EXCEL Sumur RPD

Setelah dibuat kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) untuk sumur RPD, maka telah diketahui bahwa harga dari Q_{max} yang telah diketahui adalah 1108,741 bpd dan dimana hasil test sumur RPD tersebut hanya sebesar 698 bpd pada tekanan alir dasar sumur (P_{wf}) sebesar 785 psi dengan *water cut* sebesar 94 %. Kurva IPR yang didapatkan berbentuk melengkung dikarenakan tekanan *bubble point* dari sumur ini lebih tinggi dari tekanan reservoir maka dalam kondisi ini jenis aliran sumur yang didapat ialah aliran 2 fasa.

Perhitungan Menggunakan Software PIPESIM

Langkah-langkah perhitungan menggunakan software pipesim adalah sebagai berikut:

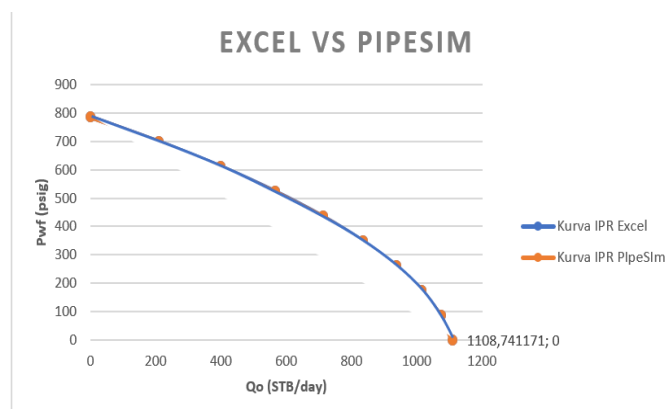
1. Masukan data *Reservoir Pressure* (P_r), *Reservoir Temperature* (T_r), dan gunakan use data untuk memasukan data p_{wf} serta Q . Kemudian akan muncul laju alir produksi dan kurva IPRnya akan terlampir seperti dibawah:



Gambar 4. 2 Kurva IPR PIPESIM Sumur RPD

Validasi Hasil Dengan Simulasi PIPESIM

Dari hasil perhitungan manual menggunakan Microsoft Excel di validasi menggunakan simulasi dengan software PIPESIM. Kurva IPR yang dihasilkan dari kedua metode menunjukkan kesamaan, baik dalam bentuk kurva maupun nilai Q_{max} . Hal ini mengidentifikasi bahwa hasil analisis dapat dipercaya. Gambar 4.1 dan Gambar 4.2 menunjukkan bahwa kurva IPR memiliki pola melengkung, sesuai dengan karakteristik aliran dua fase pada sumur RPD.

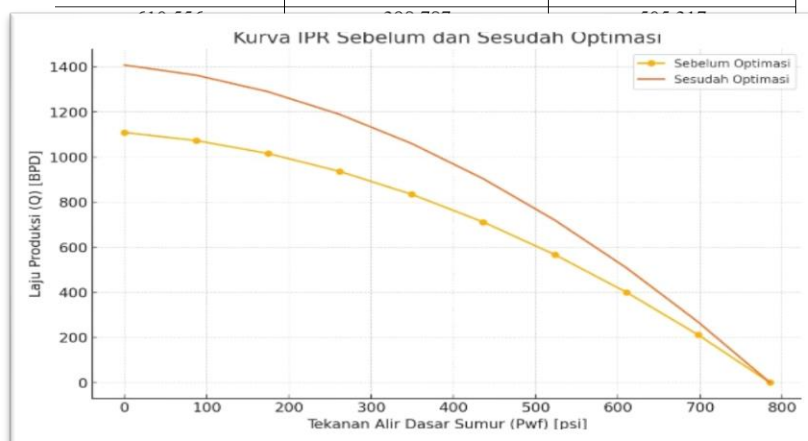


Gambar 4. 3 Gabungan Kurva IPR Manual dan Software.

Pada kurva ini, nilai Q_{max} atau laju produksi maksimum tercatat sebesar 1108 bpd, yang menjadi batas produksi optimal sumur. Sementara itu, produksi aktual yang tercatat sebesar 698 bpd pada p_{wf} sebesar 445 psi menunjukkan efisiensi operasional pompa ESP yang digunakan. Kurva gabungan ini memvalidasi bahwa analisis dan simulasi yang dilakukan telah memberikan hasil yang konsisten dan akurat.

Tabel 4. 2 Laju Produksi Sebelum Dan Sesudah Optimasi

Pwf (psi)	Q Sebelum Optimasi (BFD)	Q Sesudah Optimasi (BFD)
0	1108.741	1406.660
87.222	1073.270	1360.604
174.444	1015.225	1287.616
261.667	935.924	1186.553
348.889	834.835	1058.502
436.111	711.955	902.562
523.333	567.497	719.678



Gambar 4. 3 Perbandingan Sebelum Dan Sesudah Dilakukan Optimasi

Analisa Hasil Penelitian

Dari hasil penelitian yang dilakukan dapat dianalisis pemilihan ESP yang efektif dan efisien harus disesuaikan dengan kemampuan produktivitas sumur, untuk menentukan kapasitas produksi dilakukan dengan menggunakan analisa *inflow performance relationship* dan pemilihan laju alir optimum. Berdasarkan data perbandingan hasil penelitian yang penulis lakukan, diperoleh hasil *inflow performance relationship* dengan laju alir maksimum (Q_{max}) 1108 bpd dari hasil perhitungan Excel dan software yang kita lakukan terdapat persamaan, dengan begitu berarti kinerja pompa yang pada sumur RPD sudah efisien untuk optimasi produksi, agar produktivitas sumur dapat berproduksi dengan optimal.

Keekonomian

Dalam perencanaan pekerjaan reaktivasi sumur, perlu dilakukan kajian tentang cadangan yang terbukti ekonomis dan mempertimbangkan masalah yang sebelumnya terjadi pada sumur sehingga dapat dilakukan perkiraan total biaya reaktivasi sumur untuk menganalisis keekonomian. Tujuan dilakukannya analisis keekonomian ini adalah untuk mengetahui kelayakan dari skenario bisnis dari proyek yang akan dilakukan bernilai ekonomis atau tidak. Sumur yang akan dilakukan reaktivasi diharapkan memberikan keuntungan yang lebih besar dibanding biaya investasi. Keuntungan ini dihitung berdasarkan perkiraan tingkat produksi awal dan perkiraan penurunan produksi seiring dengan waktu. Dengan ini, dapat menjadi pertimbangan dalam pengambilan keputusan reaktivasi sumur RPD dibutuhkan indikator keekonomian untuk menguji cashflow yang telah diproyeksikan akan memberikan keuntungan dan mengetahui berapa lama keuntungan dari proyek tersebut. Melalui analisa keekonomian, sumur yang memiliki NPV tinggi, dikategorikan layak untuk dilakukan reaktivasi.

Tabel 4.3 Data Keekonomian

DATA	SATUAN	BIAYA
INVESTASI	US \$/BBL	60254.5
OPEX		
Oil	US \$/BBL	11,84
ASUMSI		
Production Forecast		
Qoi	BOPD	41
Decline	%/years	44
Production Life	Year	10
Prices		
Oil Prices	US \$/BBL	76.81

Data keekonomian pada proyek reaktivasi sumur RPD seperti yang ditunjukkan pada tabel 4.3, maka dilakukan perhitungan keekonomian migas untuk menentukan nilai *net present value*, *internal rate of return* dan *pay out time* menggunakan *Microsoft Excel*, maka perhitungan indikator keekonomian migas menggunakan excel yang dihasilkan sebagaimana yang ditampilkan pada tabel 4.4 berikut

Tabel 4. 3 Perhitungan Indikator Keekonomian

Parameter	Unit	Total	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Sales Oil	BBL	59,857.60	-	14,965.00	14,965.00	14,965.00	14,965.00	14,965.00	14,965.00	14,965.00	14,965.00	14,965.00	14,965.00
Oil Price	US\$/BBL	223.20	-	42.17	51.15	67.47	62.37	56.61	52.20	45.85	35.51	22.54	26.81
Expenditure													
Sum Cost	US\$	120,909.00	60,254.50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capex	US\$	120,909.00	60,254.50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex	US\$	708,713.98	-	177,185.60	177,185.60	177,176.13	177,171.39	177,166.66	177,161.92	177,157.18	177,152.45	177,147.71	177,142.98
ASB	US\$	400.00	-	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Total Expenditure	US\$	709,968.48	-	237,546.10	177,285.60	177,276.13	177,271.39	177,266.66	177,261.92	177,257.18	177,252.45	177,247.71	177,242.98
Discounted	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Gross Revenue	US\$	3,343,038.70	-	631,074.65	755,237.87	1,009,934.57	655,292.21	647,078.07	1,382,528.60	1,285,137.71	1,129,795.72	1,285,328.07	1,145,185.13
FTP	US\$	668,007.74	-	125,214.81	153,227.57	201,925.31	188,638.44	165,475.61	215,065.72	257,227.54	225,959.14	217,065.79	225,857.03
Gross after FTP	US\$	2,675,030.96	-	505,859.84	602,010.30	808,009.26	466,653.75	481,602.46	867,462.88	1,028,110.17	903,836.58	868,262.28	919,328.10
Cost Recovery Calculator													
Expenditure	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Capex	US\$	120,909.00	60,254.50	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Opex	US\$	708,713.98	-	177,185.60	177,185.60	177,176.13	177,171.39	177,166.66	177,161.92	177,157.18	177,152.45	177,147.71	177,142.98
ASB	US\$	400.00	-	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00	100.00
Expense to be Recovered	US\$	829,622.98	60,254.50	237,546.10	177,285.60	177,276.13	177,271.39	177,266.66	177,261.92	177,257.18	177,252.45	177,247.71	177,242.98
Payback Period	Year	829,622.98	60,254.50	237,546.10	177,285.60	177,276.13	177,271.39	177,266.66	177,261.92	177,257.18	177,252.45	177,247.71	177,242.98
Available Fund for OR	US\$	2,675,030.96	-	505,859.84	602,010.30	808,009.26	466,653.75	481,602.46	867,462.88	1,028,110.17	903,836.58	868,262.28	919,328.10
Total Cost Recovery (paid this year)	US\$	769,968.48	-	237,546.10	177,285.60	177,276.13	177,271.39	177,266.66	177,261.92	177,257.18	177,252.45	177,247.71	177,242.98
Equality to be split	US\$	1,922,662.48	-	268,313.74	424,725.20	630,933.13	995,362.37	500,295.80	687,000.96	851,882.59	726,884.13	651,192.47	742,085.13
Discount													
FTP	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Equality	US\$	1,359,044.68	-	192,542.24	311,125.74	450,338.24	406,687.41	357,425.57	492,714.97	507,752.13	518,988.55	493,582.48	550,075.09
DKV Volume	US\$	996,435.48	-	112,651.79	135,792.48	180,291.89	166,659.32	151,262.94	192,015.82	229,488.88	201,749.24	193,828.75	205,211.63
DKV Loss	US\$	996,435.48	-	112,651.79	135,792.48	180,291.89	166,659.32	151,262.94	192,015.82	229,488.88	201,749.24	193,828.75	205,211.63
DKV Loss	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
DKV Loss	US\$	1,359,044.68	-	192,542.24	311,125.74	450,338.24	406,687.41	357,425.57	492,714.97	507,752.13	518,988.55	493,582.48	550,075.09
Tax	US\$	997,979.64	-	84,014.59	135,885.57	198,135.52	178,042.49	157,267.25	215,514.59	257,412.54	228,355.21	217,176.25	225,228.04
Income after Tax	US\$	761,064.99	-	125,527.66	174,219.77	252,172.51	227,744.95	200,138.32	274,600.28	340,341.19	290,533.35	275,406.19	296,842.05
Discount Cash Flow Calculator													
Cash in	US\$	2,128,413.11	-	428,462.34	498,387.60	627,584.35	585,958.80	524,692.23	657,578.89	785,229.22	696,341.11	573,832.19	707,318.02
Cash out	US\$	1,427,622.62	60,254.50	321,554.69	314,157.85	375,411.75	356,213.85	324,525.91	393,176.51	444,559.12	405,037.45	394,424.00	410,476.02
Discounted Net Cash Flow	US\$	700,810.49	60,254.50	106,907.65	174,219.77	252,172.51	227,744.95	200,138.32	274,600.28	340,341.19	290,533.35	275,406.19	296,842.05
Discount Factor	1%	1.15	-	1.15	1.32	1.52	1.75	2.00	2.24	2.50	2.78	3.08	3.40
Discounted Net Cash Flow	US\$	468,342.23	52,395.22	92,967.57	131,735.18	165,897.59	150,213.91	134,600.71	172,788.57	223,759.66	166,730.73	141,353.21	174,455.24
Government Entitlement	US\$	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
FTP	US\$	668,007.74	-	125,214.81	153,227.57	201,925.31	188,638.44	165,475.61	215,065.72	257,227.54	225,959.14	217,065.79	225,857.03
Equality	US\$	945,617.85	-	75,376.90	134,442.70	180,738.29	162,674.95	142,970.23	195,285.55	248,122.85	207,595.47	197,432.55	212,800.04
Tax	US\$	997,979.64	-	84,014.59	135,885.57	198,135.52	178,042.49	157,267.25	215,514.59	257,412.54	228,355.21	217,176.25	225,228.04
DKV Take	US\$	1,359,044.68	-	192,542.24	311,125.74	450,338.24	406,687.41	357,425.57	492,714.97	507,752.13	518,988.55	493,582.48	550,075.09
DKV Take percentage	%	59%	-	45%	54%	54%	57%	57%	59%	58%	60%	59%	59%

Dengan demikian, berdasarkan hasil perhitungan keekonomian menggunakan excel sesuai dengan tabel 4.3, maka kita dapat menghitung *Benefit-Cost Ratio* dan menganalisis sensitivitasnya.

Untuk Menghitung *Benefit-Cost Ratio* (B/C Ratio) dan menganalisis sensitivitas sesuai data, berikut langkah-langkahnya :

-Jika B/C Ratio > 1 : Proyek layak secara ekonomi.

-Jika B/C Ratio = 1 : Proyek berada di titik impas.

-Jika B/C Ratio < 1 : Proyek tidak layak.

Data yang diperlukan:

1. Biaya Investasi (Capex) : \$60,254.5
2. OPEX per barel : \$11.84/barel
3. Produksi minyak awal (Qoi) : 41 bopd
4. Harga minyak mentah (ICP) : \$76.81/barel (Januari 2025)
5. Penurunan produksi tahunan (Decline) : 44%
6. Masa produksi (Production life) : 10 tahun.

Langkah Perhitungan :

1. Hitung pendapatan per tahun berdasarkan harga minyak dan produksi minyak bersih (mengurangi biaya operasi).
2. Diskon pendapatan bersih setiap tahun ke nilai saat ini menggunakan factor diskonto.
3. Bandingkan total nilai manfaat (PVB) dengan total biaya (PVC).

Hasil perhitungan Benefit-Cost Ratio(B/C Ratio):

- Present Value of Costs (PVC) : \$60,254.50

-Preset Value of Benefits (PVB) : \$1,605,268.30

$$B/C \text{ Ratio} = \frac{PVB}{PVC} = 26.64$$

Nilai B/C Ratio jauh lebih besar dari 1 (26.64), yang menunjukkan bahwa proyek sangat layak secara ekonomi.

➤ Untuk analisis sensitivitas, dapat mengevaluasi dampak perubahan parameter utama terhadap B/C Ratio.

Parameter yang akan divariasikan :

1. Harga minyak mentah (ICP) : Uji sensitivitas pada $\pm 10\%$ dan $\pm 20\%$
2. Biaya operasional (OPEX) : Uji sensitivitas pada $\pm 10\%$ dan $\pm 20\%$
3. Tingkat diskonto : Uji sensitivitas pada $\pm 2\%$

Hasil analisis sensitivitas B/C Ratio, berikut adalah dampak variasi parameter terhadap B/C Ratio:

1. Harga Minyak (ICP):

- + 20% B/C Ratio = 33.02
- + 10% B/C Ratio = 29.83
- - 10% B/C Ratio = 23.45
- - 20% B/C Ratio = 20.26

2. Biaya Operasional (OPEX):

- + 20% B/C Ratio = 25.59
- + 10% B/C Ratio = 26.12
- - 10% B/C Ratio = 27.17
- - 20% B/C Ratio = 27.69

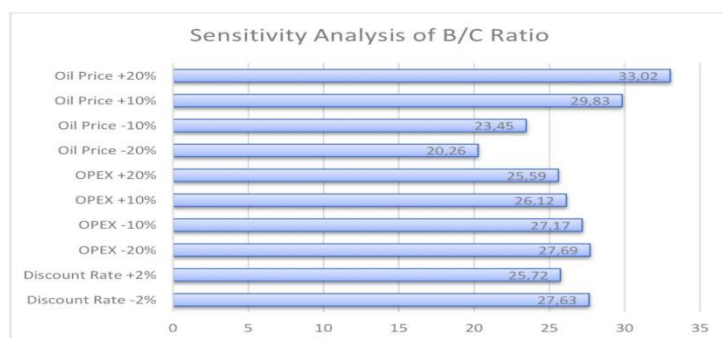
3. Tingkat Diskonto:

- + 2% B/C Ratio = 25.72
- - 2% B/C Ratio = 27.63

Interpresasi:

- Harga minyak memiliki dampak paling signifikan pada *B/C Ratio*. Kenaikan harga meningkatkan profitabilitas secara substansial.
- OPEX juga memengaruhi hasil, tetapi dampaknya lebih kecil dibanding harga minyak.
- Tingkat diskonto memberikan pengaruh moderat terhadap kelayakan proyek.

Proyek tetap layak ($B/C \text{ Ratio} > 1$) pada semua skenario, tetapi profitabilitas menurun pada skenario negatif, seperti penurunan harga minyak sebesar 20%.



Gambar 4. 4 Gambar Sensitivity Analysis of B/C Ratio

Pada grafik di atas menunjukkan hasil analisis sensitivitas B/C Ratio terhadap skenario, dan sumbu horizontal itu nilai B/C Ratio sedangkan sumbu vertical itu skenario sensitivitas (Perubahan harga minyak, OPEX, dan tingkat diskonto).

Interpretasi Grafik:

- Kenaikan harga minyak memiliki dampak terbesar dalam meningkatkan profitabilitas proyek.
- Penurunan harga minyak secara signifikan mengurangi B/C Ratio, tetapi proyek tetap layak (B/C Ratio > 1).
- Variasi pada biaya operasional (OPEX) dan tingkat diskonto menghasilkan perubahan moderat pada profitabilitas.

➤ Perbandingan B/C Ratio sesuai Analisa sensitivitas

1. Pengaruh Harga Minyak (ICP)

Skenario	B/C Ratio
Oil Price + 20%	33.02
Oil Price +10%	29.83
Oil Price Normal	26.64
Oil Price – 10%	23.45
Oil Price – 20%	20.26

Analisis:

- Kenaikan harga minyak sebesar 20% meningkatkan B/C Ratio menjadi 3.02, yang sangat menguntungkan.
- Penurunan harga minyak 20% tetap menghasilkan proyek yang layak (B/C Ratio > 1), meskipun menurun hingga 20.26.

2. Pengaruh Biaya Operasional (OPEX)

Skenario	B/C Ratio
OPEX + 20%	25.59
OPEX +10%	26.12
OPEX Normal	26.64
OPEX – 10%	27.17
OPEX – 20%	27.69

Analisis:

- Dampak perubahan OPEX relatif lebih kecil dibanding harga minyak. Penurunan OPEX 20% meningkatkan B/C Ratio menjadi 27.69, sementara kenaikan 20% menurunkan B/C Ratio menjadi 25.59.

3. Pengaruh Tingkat Diskonto

Skenario	B/C Ratio
Discount Rate + 2%	25.59
Discount Rate Normal	26.12
Discount Rate - 2%	26.64

Analisis:

-Tingkat diskonto memiliki pengaruh moderat. Penurunan diskonto sebesar 2% meningkatkan B/C Ratio menjadi 27.63, sedangkan kenaikan diskonto sebesar 2% menurunkannya menjadi 25.72.

Tabel 4. 4 Hasil Perhitungan Keekonomian Migas

Indikator Keekonomian		
NPV	771.744	USD
IRR	78.98	%
POT	1,24	Tahun
B/C Ratio Tipe pompa ESP 1	26.64	
B/C Ratio tipe pompa ESP 2	30.21	

Berdasarkan hasil perhitungan keekonomian pada tabel 4.3, dapat disimpulkan bahwa kelayakan proyek reaktivasi sumur RPD ini memberikan keuntungan bagi perusahaan. Dilihat dari ketiga indikator keekonomian tersebut, nilai *Net Present Value* (NPV) dengan *discount factor* sebesar 11,87%, yang akan diperoleh dari proyek ini sebesar 771.744 USD. Selanjutnya nilai IRR sebesar 78.98% melebihi *discount factor*. *Pay Out Time* (POT) menunjukkan angka 1,24 tahun atau 15 bulan untuk mengembalikan dana investasi yang dikeluarkan. Selain itu, nilai B/C Ratio tipe pompa ESP 1 sebesar 26.64 dan tipe pompa ESP 2 30.21 juga menunjukkan bahwa proyek ini sangat menguntungkan. Dengan demikian, berdasarkan indikator keekonomian sebagai acuan kelayakan proyek reaktivasi sumur, dengan NPV bernilai positif, IRR melebihi *discount factor*, POT dalam waktu 1,24 tahun dan B/C Ratio yang tinggi, maka dapat disimpulkan kembali bahwa sumur RPD layak untuk dilakukan reaktivasi karena memberikan keuntungan pada perusahaan sebesar 771.744 USD.

Tabel 4. 5 Hasil Analisa Sensitivitas

No	PARAMETER	POMPA ESP REDA DN1300	POMPA ESP TA1500
1	Head, ft/stage	150	180
2	Power, hp/stage	80	85
3	Efisiensi volumetric, %	63	68
4	Total Stage	165	175
5	Laju Produksi, BPD	698	785
6	NPV, USD	771.744	812.450
7	IRR, %	78.98	84.15
8	POT, Year	1.24	1.08
9	B/C ratio	26.64	30.21

Berdasarkan hasil perhitungan optimasi, dilakukan perbandingan antara dua tipe pompa ESP untuk menentukan pilihan terbaik dalam meningkatkan produksi sumur RPD. Hasil optimasi menunjukkan bahwa penggunaan pompa ESP REDA DN1300 lebih unggul dibandingkan pompa ESP TA1500 dalam berbagai aspek teknis dan keekonomian. Dari segi efisiensi produksi, pompa ESP TA1500 memiliki efisiensi volumetric sebesar 68%, lebih tinggi dibandingkan pompa ESP REDA DN1300 yang hanya 63%. Hal ini berdampak pada peningkatan laju produksi dari 698 BPD menjadi 785 BPD. Dengan Peningkatan produksi ini, kapasitas sumur dapat dimanfaatkan lebih optimal sehingga memberikan hasil yang lebih maksimal bagi perusahaan.

Dari aspek keekonomian, pompa ESP TA1500 memiliki Net Present Value (NPV) sebesar \$812,450, lebih besar dibandingkan pompa ESP REDA DN1300 yang hanya \$771,744. Nilai ini menunjukkan bahwa proyek dengan pompa ESP TA1500 mampu memberikan keuntungan yang lebih tinggi dalam jangka Panjang. Selain itu, nilai *Benefit-Cost Ratio* (B/C Ratio) pada pompa ESP TA1500 mencapai 30,21, lebih besar dari pompa ESP REDA DN1300 yang hanya 26,64. Hal ini menegaskan bahwa penggunaan pompa ESP TA1500 lebih layak secara keekonomian karena setiap dolar yang diinvestasikan menghasilkan manfaat yang lebih besar.

Selain itu, dari segi pengembalian investasi, pompa ESP TA1500 memiliki *Internal of Return* (IRR) sebesar 84,15% lebih tinggi dibandingkan pompa ESP REDA DN1300 yang hanya 78,98%. Tingginya IRR ini menunjukkan bahwa investasi pada pompa ESP TA1500 lebih menguntungkan dan memiliki risiko finansial yang lebih rendah. *Pay Out*

Time (POT) pada pompa ESP TA1500 juga lebih cepat, yaitu 1,08 tahun, dibandingkan pompa ESP REDA DN1300 yang membutuhkan waktu 1,24 tahun. Artinya, modal investasi yang dikeluarkan untuk pompa ESP TA1500 dapat kembali dalam waktu yang lebih singkat, sehingga mempercepat keuntungan yang diperoleh perusahaan.

PENUTUP

Berdasarkan hasil penelitian dan pembahasan terkait judul skripsi, penulis mengambil kesimpulan sebagai berikut:

1. Dari analisis kinerja yang dilakukan menggunakan metode Inflow Performance Relationship (IPR), ditemukan bahwa laju produksi maksimum (Q_{max}) sumur RPD adalah 1108 bpd, dengan efisiensi volumetrik pompa ESP TA 1500 sebesar 68 %. Meskipun hasil pengujian saat ini menunjukkan produksi sebesar 698 bpd dengan *water cut* 94%, hal ini membuktikan bahwa pompa ESP yang digunakan sudah sesuai dan efisien dengan kemampuan produksi sumur.
2. Optimasi pompa ESP untuk meningkatkan hasil produksi dilakukan melalui evaluasi kinerja menggunakan metode manual dan simulasi dengan software PIPESIM. Hasil keduanya konsisten, menunjukkan bahwa penggunaan pompa ESP memberikan performa optimal dalam meningkatkan hasil produksi, dengan parameter kinerja yang stabil sesuai kapasitas sumur.
3. Berdasarkan analisis keekonomian, reaktivasi sumur RPD dengan penggunaan pompa ESP TA 1500 terbukti layak secara finansial dengan nilai NPV positif sebesar \$812.450, IRR 84,15% yang jauh melebihi discount factor, POT 1,08 tahun sebagai waktu balik modal yang relatif cepat, dan B/C Ratio 30,21 yang menunjukkan keuntungan signifikan bahkan dalam berbagai skenario sensitivitas terhadap harga minyak, biaya operasional, dan tingkat diskonto.

Berdasarkan hasil penelitian, Penulis berharap, peneliti selanjutnya dapat mengeksplorasi penggunaan teknologi alternative atau inovasi terbaru dalam system *artificial lift*, serta membandingkan efisiensi dan biaya operasionalnya dengan *Electrical Submersible Pump* (ESP) diberbagai kondisi lapangan untuk mendapatkan solusi pengangkatan yang lebih optimal dan ekonomis.

REFERENSI

- Adiyanto, A. (2011). *Desain Electric Submersible Pump (ESP) pada Sumur "LS-XXX" Lapangan Sago PT. Pertamina UBEF Lirik* (Doctoral dissertation, UPN" Veteran" Yogyakarta).
- Azizurrofi, A. A., & Firdaus, R. R. (2018). Unlock the National Energy Challenge Through the Analysis and Mapping of Petroleum Commercial Reserves and Productivity Index of Plan of Development in Indonesia.
- Bintarto, B., Swadesi, B., Choiriah, S. U., & Kaesti, E. Y. (2020). Pemetaan Singkapan Di Indonesia Berdasarkan Pada Karakteristik Reservoir Migas Studi Kasus "Cekungan Jawa Timur Utara.
- Hariyadi, H., Kristanto, D., Setiawan, J., & Nugroho, N. A. (2016). Struktur Antiklin Kawengan Sebagai Salah Satu Titik Geosite Pada Geoheritage Bojonegoro.
- Hsb, A. F. (2021). Analisis Keekonomian Penggantian *Sucker Rod Pump* Dengan *Electric Submersible Pump* Untuk Meningkatkan Produksi Minyak Pada Sumur AA Lapangan Langgak (Doctoral dissertation, Universitas Islam Riau).
- Koryesin, M. A., & Rosiani, D. (2022). Evaluasi Kinerja *Electric Submersible Pump* Pada Sumur X. In *Prosiding Seminar Nasional Teknologi Energi dan Mineral* (Vol. 2, No. 1, pp. 124-128).
- Paramita, M. (2019). Analisis Sistem *Nodal* di Dasar Sumur Untuk Penentuan Laju Alir Fluida Dengan Berbagai Jumlah *Stages* Pada Pompa ESP di Lapangan BTS (Doctoral dissertation, Universitas Islam Riau).
- Pradana, A. A., Nuraeni, S., & Sulistyanto, D. (2016). Optimasi Lifting Menggunakan Electric Submersible Pump dan Analisa Keekonomian pada Sumur "X" Lapangan "Y". In *Prosiding Seminar Nasional Cendekiawan*.
- Pranondo, D., & Sobli, T. C. (2020). A Analisis Sumur Dengan Inflow Performance Relationship Metode Vogel Serta Evaluasi Tubing Menggunakan Analisis Nodal Pada Sumur TCS. *Jurnal Teknik Patra Akademika*, 11(02), 33-41.
- Saputro, E. J. (2014). Analisa Petrofisika Dan Evaluasi Formasi Untuk Karakterisasi Reservoir Pada "X" Lapangan Rantau (Doctoral dissertation, UPN" Veteran" Yogyakarta).
- Sucipto, H., Wiwaha, S. S., & Ridzki, I. (2018). Instalasi Esp (*Electric Submersible Pump*) Sistem Tandem Pada Sumur Minyak Dengan *Variable Speed Drive*. *Jurnal Eltek*, 16(1), 51-63.

Suryadi, D. (2021). Analisis Perancangan Design Submersible Pump Kawasan Timur Lapangan Ps Pada Sumur G (Doctoral dissertation, Universitas Islam Riau).