



Analisis Kinerja Produksi Sumur LX Menggunakan *Artificial Lift* PCP dan SRP Serta Pendekatan Keekonomian

Benny Gunawan ^{1*)}, Eriska Eklezia Dwi Saputri ²⁾, Agus Triono ³⁾

^{1) 2) 3)} Teknik Perminyakan, Universitas Jember

* corresponding email: 211910801040@mail.unej.ac.id

ABSTRACT

In the oil industry, the main challenge is to maintain a stable oil production rate, especially when reservoir pressure decreases. Therefore, artificial lift methods are used to increase production rates. The LX well is one of the wells located in the Tarakan field, North Kalimantan, where at the beginning of production the Artificial Lift method had not been used. This study aims to analyze the production performance and economic aspects of the use of 2 artificial lift methods, namely Progressive Cavity Pump (PCP) and Sucker Rod Pump (SRP). The simulation results show that the flow rate increases with increasing operating speed and number of strokes per minute. The optimal speed for PCP is 400 rpm with a flow rate of 1668.14 STB/d, while for SRP, the optimal SPM is 22 with a flow rate of 1686.89 STB/d. The analysis of the economic calculation of the use of the PCP artificial lift method obtained a POT of 0.69 years. Calculation with DCA method, obtained IRR ranging from 132% - 133% and NPV ranging from \$3,499,432 - \$3,842,340. Based on the results of economic calculations from the use of the SRP artificial lifting method, the POT is 1 year. Calculation with the DCA method obtained IRR values ranging from 82% - 84% and NPV ranging from \$1,661,827 - \$2,008,573. These results indicate that this project is financially feasible.

Keywords: Sumur LX, PCP, SRP, DCA, POT, NPV, IRR

I. PENDAHULUAN

Industri perminyakan saat ini menghadapi tantangan besar dalam upayanya mempertahankan laju aliran produksi minyak agar tetap stabil dan optimal selama produksi sumur. Untuk mengatasi penurunan laju aliran ini, metode *artificial lift* merupakan salah satu teknologi khusus untuk mempertahankan atau meningkatkan laju produksi dengan meningkatkan tekanan di dasar sumur. Sumur LX adalah salah satu sumur minyak yang berada di lapangan Tarakan. Cekungan Tarakan, sebagai bagian dari tiga cekungan utama di timur continental margin Kalimantan (Tarakan, Barito, dan Kutai), memiliki karakteristik geologi berupa batuan sedimen klastik sebagai lapisan dominan dengan ukuran yang bervariasi dari halus hingga kasar pada beberapa endapan karbonat.

Penelitian sebelumnya juga telah diteliti oleh Erizaldi Musthofa Sudjito membahas tentang optimasi produksi untuk sumur "ZL" di lapangan Tarakan. Awalnya, sumur ini tidak menggunakan *artificial lift* tetapi mengalami penurunan laju produksi akibat berkurangnya tekanan *reservoir* [4]. Untuk mengatasi masalah ini, dipilih *Electrical Submersible Pump/ESP* sebagai solusi. Berbeda dengan dua penelitian sebelumnya, penelitian ini akan berfokus pada penggunaan metode *artificial lift Progressive Cavity Pump* (PCP) dan *Sucker Rod Pump* (SRP) untuk optimalisasi produksi sumur LX. Evaluasi keekonomian juga dilakukan pada penelitian ini, melalui pendekatan *Pay Out Time* (POT), *Net Present Value* (NPV), dan *Internal Rate of Return* (IRR). Penelitian ini bertujuan untuk melakukan analisis mendalam terhadap kinerja produksi serta aspek keekonomian dari penggunaan metode *artificial lift Progressive Cavity Pump* (PCP) dan *Sucker Rod Pump* (SRP) pada sumur LX di lapangan Tarakan [6]. Melalui pendekatan ini, diharapkan penelitian ini dapat memberikan wawasan yang lebih luas dan mendetail dalam menentukan metode *artificial lift* yang paling sesuai dan efisien dengan kondisi spesifik sumur, sehingga hasilnya dapat menjadi referensi yang kuat bagi pengambilan keputusan dalam optimalisasi produksi sumur minyak pada kondisi serupa.

II. METODOLOGI PENELITIAN

Metode penelitian yang digunakan dalam studi ini adalah pengumpulan data melalui studi literatur terkait *artificial lift*, *Decline Curve Analysis* (DCA), dan analisis keekonomian menggunakan *Pay Out Time* (POT), *Net Present Value* (NPV) dan *Internal Rate of Return* (IRR). Data sekunder diperoleh dari berbagai jurnal, literatur, dan tugas akhir yang relevan, untuk membangun dasar teoritis yang kuat dan mendukung rancangan penelitian yang disusun



III. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1. Data Sumur LX

Data dari sumur sangat penting dalam proses seleksi jenis *artificial lift* yang akan diterapkan pada sumur LX. Data ini berfungsi untuk memberikan gambaran yang lebih jelas mengenai tipe *artificial lift* yang paling sesuai dengan karakteristik sumur.

Tabel 1. Data Properti Sumur LX

Jenis Data	Nilai	Satuan
Nama Sumur	LX	
Tipe Sumur	Vertikal	
Depth Casing	4560.37	Ft
Roughness	0.01	
Depth Tubing	2625	Ft
TVD Well	4560.37	Ft
OD Tubing	2.875	Inch
Perforasi	4370	Ft
Surface Casing	318.24	Ft
OD Surface	13.38	Inch
Intermediate Casing	1348.43	Ft
OD Intermediate	9.63	Inch
Liner (Production)	1179.79	Ft
OD Liner (Production)	7	Inch

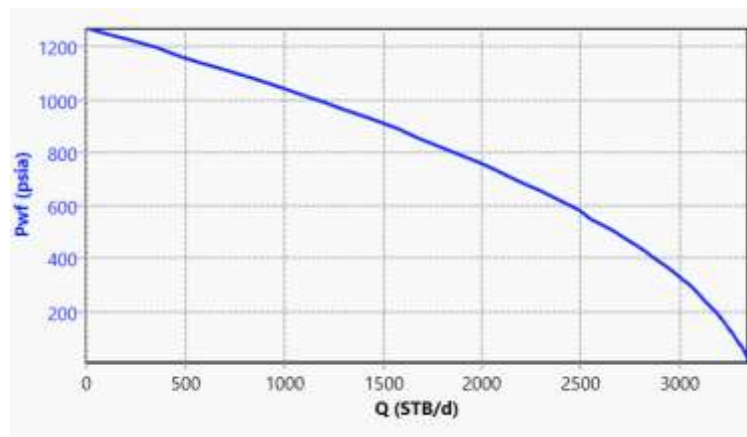
Tabel 2. Data Properti Fluida Sumur LX

Jenis Data	Nilai	Satuan
Q Gross	607.2	BFPD
Water cut	97	%
Pressure Statis (Pr)	1267.6	Psi
Pwf	1056.7	Psi
y Water	1.05	
y Oil	0.86	
API	28.5	°API
Viskositas	4.64	Cp
GOR	500	Scf/Stb
Treservoir	115.47	°F
AOFP	3347.9	STB/D
SG Gas	0.65	

Berdasarkan tabel 4.1 dan tabel 4.2, penggunaan *artificial lift* yang tepat berdasarkan tabel 2.1 adalah PCP dan SRP di karenakan sumur LX memiliki TVD 4560.37 ft, *temperature reservoir* di 115.47 °F, dan memiliki API di 28.5° [3].

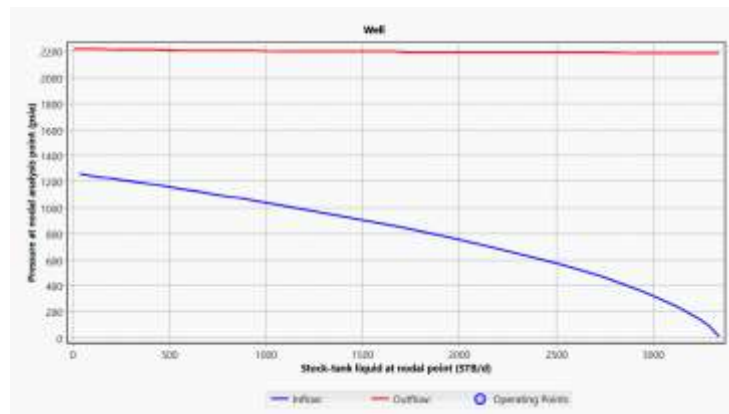
3.2. Inflow Performance Relationship (IPR)

Produktivitas dari sumur LX dapat dianalisis dengan memanfaatkan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR). Pada penelitian ini, metode IPR yang diterapkan adalah metode Vogel, yang dihitung berdasarkan data yang telah divalidasi [2]. Melalui pendekatan ini, diperoleh hasil analisis yang disajikan pada Gambar 1, yang menunjukkan nilai maksimum laju alir (Qmax) sebesar 3339.78 STB/d.



Gambar 1. Kurva IPR Sumur LX

3.3. Analisa Nodal



Gambar 2. Kurva IPR-TPR Sumur LX Sebelum Instalasi *Artificial Lift*

Sumur LX memiliki tekanan *reservoir* sebesar 1267.6 psia, Gambar 2 menunjukkan bahwa tidak terdapat perpotongan pada kurva tersebut yang artinya sumur LX sudah tidak mampu mengalirkan fluidanya ke permukaan menggunakan *natural flow* [1]. Oleh karena itu, diperlukan pemasangan *artificial lift* yang sesuai dengan karakteristik sumur dan kondisi lapangan.

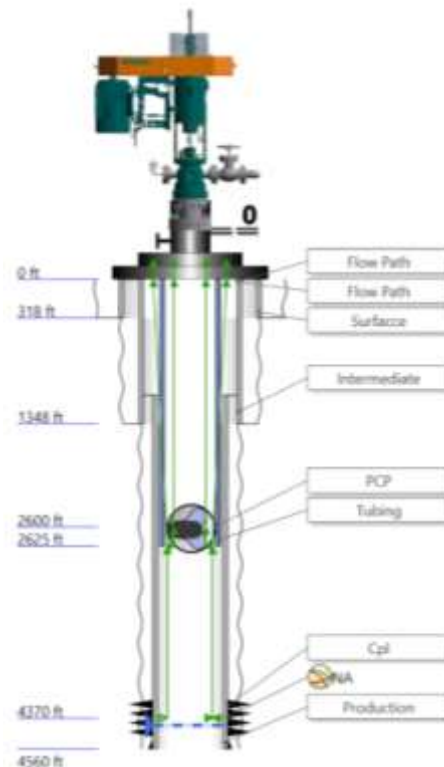
3.4. Desain Unit *Progressive Cavity Pump* (PCP)

Desain *Progressive Cavity Pump* (PCP) pada sumur LX berfokus pada perancangan sistem PCP untuk mengoptimalkan laju produksi di sumur LX. Desain ini bertujuan untuk menyesuaikan *artificial lift* agar sesuai dengan kondisi teknis sumur [5].

Tabel 3. Data Desain *Performance* PCP Sumur LX

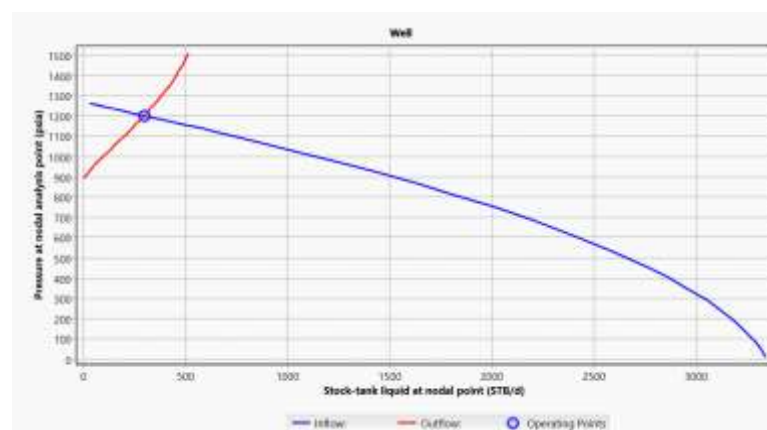
Jenis Data	Nilai	Satuan
Measured Depth	2600	ft
Manufacturer	KUDU	
Model	100 K 1000	
Diameter	4.5	Inch
Nominal rate	628.98	bbl/d
Base speed	100	rpm
Operating speed	100	rpm
Separator efficiency	85	%

Measured Depth pada 2600 ft merupakan jarak vertikal hingga mencapai zona produksi. *Manufacturer* KUDU dan *Model* 100 K 1000 merupakan pemilihan produsen dan model PCP dilakukan berdasarkan keandalan serta kompatibilitas alat dengan karakteristik sumur LX, seperti jenis fluida dan tekanan *reservoir* [11]. Dalam hal ini pergantian *tubing* dari 2.875 inch menjadi 4.9 inch pada PCP agar sesuai dengan ukuran pompa dan memastikan aliran fluida yang optimal [10]. *Nominal Rate* 628.98 bbl/d dipilih berdasarkan target produksi yang diharapkan dari sumur LX. Angka tersebut menggambarkan kapasitas produksi optimal yang bisa dicapai dalam kondisi ideal.



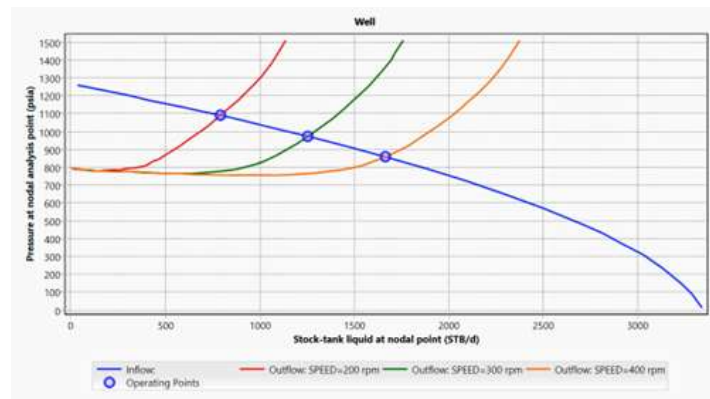
Gambar 3. Desain Sumur LX Setelah Pemasangan PCP

3.4.1. Optimasi *Progressive Cavity Pump* (PCP) Sumur LX



Gambar 4. Hasil Analisa Nodal PCP

Gambar 4 menunjukkan hasil analisa nodal Sumur LX setelah pemasangan *Progressive Cavity Pump* (PCP). Berdasarkan analisa, sumur mampu kembali memproduksi fluida dengan laju alir sebesar 299.85 STB/D pada tekanan operasi 1203.07 psia. Titik *operating point* ini diperoleh dari pencocokan kurva *inflow performance relationship* (IPR) dan *vertical lift performance* (VLP), yang menunjukkan keseimbangan antara kemampuan *reservoir* untuk mengalirkan fluida dan kemampuan PCP mengangkat fluida ke permukaan [7]. Hasil ini menunjukkan bahwa PCP berhasil mengalirkan kembali dan dapat meningkatkan laju produksi, sehingga dapat digunakan untuk optimalisasi produksi.



Gambar 5. Hasil Operating Speed PCP

Gambar 5 menunjukan terkait hasil *system analysis* menggunakan beberapa variasi *operating speed* sebesar 200, 300, dan 400 rpm. Berdasarkan *operating speed* yang sebelumnya disimulasikan, didapatkan laju alir secara berurutan sebesar 791.79 STB/d, 1255.16 STB/d, dan 1668.14 STB/d. Pada penelitian ini memakai *target rate* ≥ 1669.89 STB/d. Pemilihan *target rate* sebesar 1669.89 STB/d didasarkan pada rata-rata historis maksimum produksi harian dari sumur LX selama periode produksi stabil, sebelum terjadi penurunan laju produksi signifikan. Nilai ini dianggap sebagai referensi realistis karena telah terbukti secara operasional dapat dicapai oleh fasilitas dan kondisi *reservoir*. Selain itu, angka tersebut juga mempertimbangkan batasan teknis fasilitas permukaan (*surface facility constraints*) dan kapasitas produksi ekonomis berdasarkan evaluasi keekonomian proyek. Dengan menjadikan nilai ini sebagai target optimasi, tujuan utamanya adalah mengembalikan performa sumur mendekati kondisi optimum dengan tetap memperhatikan keamanan operasi dan efisiensi biaya. Berdasarkan optimasi *Progressive Cavity Pump* (PCP) Sumur LX, didapatkan hasil yang seusai dengan target *rate* yaitu menggunakan 400 rpm [12].

Tabel 4. Hasil Simulasi Menggunakan Operating Speed Pada PCP

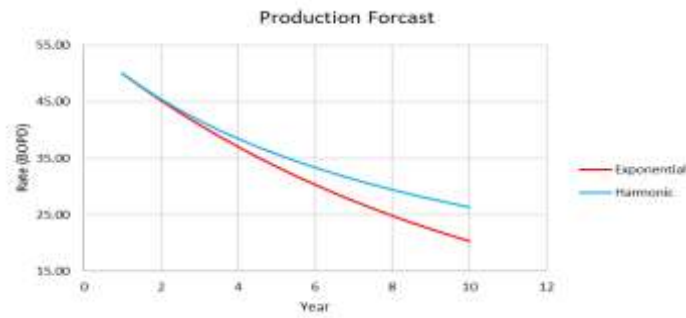
Hasil Simulasi menggunakan Operating Speed			
Operating Speed	Liquid Rate	STO	Target Rate
200 Rpm	791.79 STB/D	23.75 BOPD	23.71%
300 Rpm	1255.16 STB/D	37.65 BOPD	37.58%
400 Rpm	1666.14 STB/D	50.04 BOPD	49.95%

3.5. Decline Curve Analysis (DCA)

Tabel 5. Decline Curve Analysis Artificial Lift PCP

Tahun	Oil Price (\$)	Exponential (b=0) (BOPD)	Harmonic (b=1) (BOPD)
0		0	0
1		50.04	50.04
2		45.28	45.49
3		40.97	41.70
4		37.07	38.49
5	\$70	33.54	35.74
6		30.35	33.36
7		27.46	31.28
8		24.85	29.44
9		22.48	27.80
10		20.34	26.34

Decline Curve Analysis exponential merupakan analisis penurunan produksi bersifat konstan selama periode evaluasi. Metode ini mencerminkan penurunan produksi yang cepat seperti yang terlihat pada tabel 5. Grafik *harmonic* yang ditampilkan pada gambar 6 memiliki kecenderungan yang lebih melandai dibandingkan dengan grafik *exponential*. Hal ini menunjukkan bahwa metode *harmonic* memberikan estimasi nilai produksi yang lebih optimis.



Gambar 6. Grafik Penurunan Laju Produksi

3.6. Analisis Keekonomian PCP

Tabel 6. Data dan Pendapatan Tahunan

Jenis data	Nilai	Satuan
BOPD	50.04	BOPD
Harga crude oil	70	\$
1 Tahun	365	d
Kontrak	10	y
Pendapatan Tahunan	\$1,278,522	\$/y

Tabel 7. Capital Expenditure Artificial Lift PCP

Jenis data	Nilai
Biaya total Pompa dan Instalasi	\$100,000
Workover cost	\$365,000
Equipment	\$280,000
Tubing (L80)	\$15,750
Total CAPEX Tahunan	\$760,750

Tabel 8. Operational Expenditure Artificial Lift PCP

Jenis data	Nilai
Check and Grease	\$14.01
Oil Change	\$16.16
Drive head bearing change	\$104.49
Belt Change	\$110.29
VDF Maintenance	\$42.17
Motor Engine Maintenance	\$82.98
Electricity Cost	\$182,661.42
Total OPEX Tahunan	\$183,031.42

Asumsi berat *tubing* dihitung dengan mengalikan panjang *tubing* 2,625 ft dengan berat rata-rata per 1,000 ft yang sebesar 2.4 ton. Hasilnya, total berat *tubing* adalah 6.3 ton. Dengan harga per ton *tubing* L80 sebesar \$2,500, maka total harga *tubing* L80 yang dibutuhkan adalah 6.3 ton dikalikan dengan harga per ton, yaitu \$2,500, sehingga total biaya *tubing* L80 adalah \$15,750. Nilai *Electricity cost* dalam penelitian ini didasarkan pada asumsi bahwa *artificial lift* jenis PCP memiliki konsumsi energi sebesar 3 kWh per STB/D. Konsumsi energi tersebut dihitung berdasarkan total *liquid rate* tahunan, dengan harga listrik ditetapkan sebesar \$0.1 per kWh. Persamaan POT untuk penggunaan *artificial lift* PCP adalah sebagai berikut:

$$POT = 1 + (0 - 1) \left(\frac{\$334,741}{\$334,741 - \$760,750} \right) = 0.69 \text{ Tahun} = 8.3 \text{ Bulan}$$

Pay Out Time sebesar 0.69 tahun mengindikasikan bahwa pada tahun ke-1, investasi awal akan terbayar [8]. Hal ini mengindikasikan bahwa dari sisi finansial, proyek ini berpotensi memberikan keuntungan dan mengembalikan investasi dalam waktu yang relatif singkat. Berikut merupakan perhitungan NPV dan IRR pada saat menggunakan DCA *Exponential*:

$$NPV = -\$760,750 + \left(\frac{\$1,278,522 - \$183,031}{(1 + 10\%)^1} \right) + \dots + \left(\frac{\$519,808 - \$283,942}{(1 + 10\%)^{10}} \right) = \$3,499,432$$



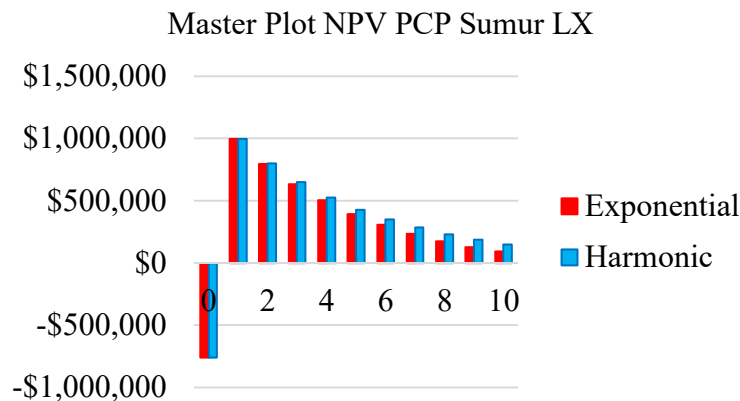
$$IRR = 130\% + \left(\frac{\$9,197}{(\$9,197 - (-\$16,871))} \right) (135\% - 130\%) = 132\%$$

Berikut merupakan perhitungan NPV dan IRR pada saat menggunakan DCA *Harmonic*:

$$NPV = -\$760,750 + \left(\frac{\$1,278,522 - \$183,031}{(1 + 10\%)^1} \right) + \dots + \left(\frac{\$672,906 - \$283,942}{(1 + 10\%)^{10}} \right) = \$3,842,340$$

$$IRR = 130\% + \left(\frac{\$14,999}{(\$14,999 - (-\$11,552))} \right) (135\% - 130\%) = 133\%$$

Net Present Value (NPV) adalah metode evaluasi keuangan yang digunakan untuk menentukan nilai bersih aliran kas (*cash flow*) masa depan dengan mendiskontokannya ke nilai sekarang (*present value*). Metode ini mengasumsikan bahwa nilai aset lama dan aset baru adalah sama, sehingga perhitungan berfokus pada nilai bersih yang dihasilkan selama periode tertentu. Perhitungan dimulai dari waktu evaluasi pertama kali dilakukan, yang disebut sebagai waktu "*present*". Dalam NPV, aliran kas masa depan didiskontokan menggunakan tingkat bunga tertentu, yang dalam hal ini adalah 10% (*interest rate*). Hasil perhitungan nilai NPV untuk metode *artificial lift* PCP di sumur LX berkisar antara \$3,499,432 - \$3,842,340.



Gambar 7. Grafik Hasil *Net Present Value*

Metode *Internal Rate of Return* (IRR), atau dikenal juga sebagai *Rate of Return* (RoR), adalah metode analisis investasi yang digunakan untuk mencari tingkat suku bunga (discount rate) di mana *Net Present Value* (NPV) sama dengan nol. Nilai IRR mencerminkan tingkat pengembalian investasi yang diharapkan, di mana grafik *cash flow* yang memetakan kurva NPV akan memotong sumbu nol pada titik tertentu (NPV = 0). Pada titik ini, tingkat suku bunga ($i = i^*$) yang membuat NPV bernilai nol disebut sebagai IRR atau RoR. Jika IRR lebih besar dari tingkat diskonto yang diharapkan, maka proyek tersebut layak untuk dijalankan, namun jika lebih kecil, proyek dianggap tidak menguntungkan. Hasil perhitungan nilai IRR untuk metode *artificial lift* PCP di sumur LX berkisar antara 132% - 133% yang berarti proyek ini layak untuk dijalankan.

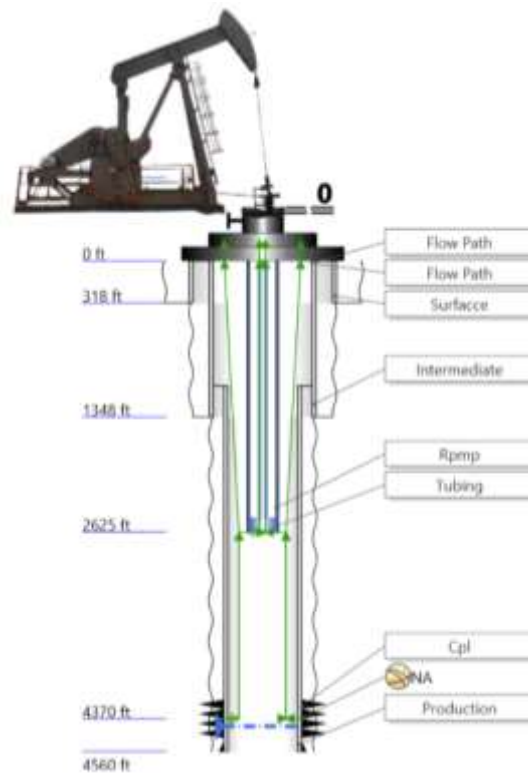
3.7. Desain Unit *Sucker Rod Pump* (SRP)

Desain *Sucker Rod Pump* (SRP) pada sumur LX berfokus pada perancangan sistem SRP untuk mengoptimalkan laju produksi di sumur LX. Desain ini bertujuan untuk menyesuaikan *artificial lift* agar sesuai dengan kondisi teknis sumur.

Tabel 9. Data Desain *Performance* SRP Sumur LX

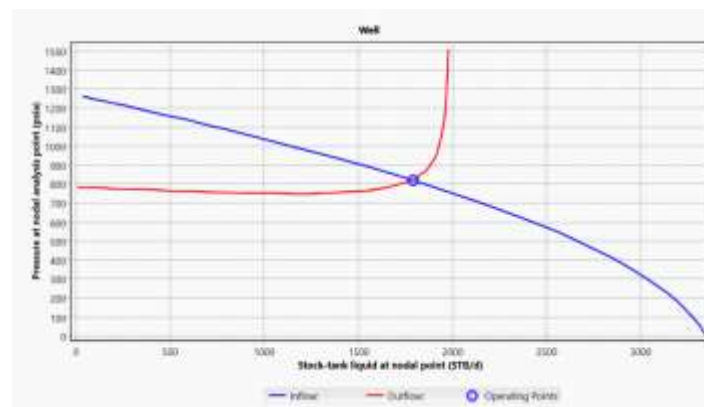
Jenis Data	Nilai	Satuan
Strokes per minute	24	
Stroke length	180	Inch
Plunger diameter	2	Inch
Slip coefficient	0.002	STB/d
Maximum DP	3000	Psi
Maximum power	300	hp
Pump efficiency	70	%
Drive rod diameter	0.88	Inch
Separator efficiency	80	%

Dari data desain performa, penggunaan *artificial lift* SRP jenis *Mark II Beam Pump* lebih unggul dalam mendistribusikan beban secara optimal untuk *stroke length* yang panjang. Dari data desain *performance* SRP yang dipilih maka desain sumur LX setelah pemasangan *artificial lift* SRP adalah sebagai berikut:



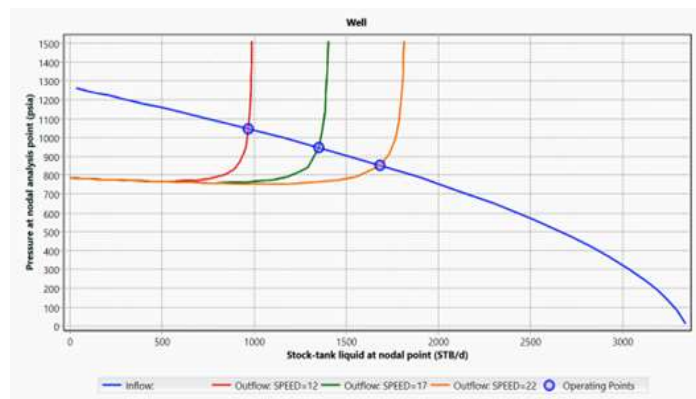
Gambar 8. Desain Sumur LX Setelah Pemasangan SRP

3.7.1. Optimasi *Sucker Rod Pump* (SRP) Sumur LX



Gambar 9. Hasil Analisa Nodal SRP

Gambar 9 menunjukkan hasil analisa nodal Sumur LX setelah pemasangan *Sucker Rod Pump* (SRP). Berdasarkan analisa, sumur mampu memproduksi fluida dengan laju alir sebesar 1791.04 STB/D pada tekanan operasi 820.90 psia. Titik operating point ini diperoleh dari pencocokan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) dan *Vertical Lift Performance* (VLP), yang menunjukkan keseimbangan antara kemampuan *reservoir* untuk mengalirkan fluida dan kemampuan SRP mengangkat fluida ke permukaan. Hasil ini menunjukkan bahwa SRP berhasil mengalirkan kembali, meningkatkan laju produksi secara signifikan, dan bekerja dalam tekanan operasi yang optimal, sehingga menjadi metode yang efektif untuk mengoptimalkan kinerja produksi Sumur LX.



Gambar 10. Hasil Stroke Per Minute SRP

Gambar 10 menunjukkan hasil sistem analisis menggunakan beberapa variasi *Stroke Per Minute* sebesar 12, 17, dan 22 SPM. Berdasarkan *Stroke Per Minute* yang sebelumnya disimulasikan, didapatkan laju alir secara berurutan sebesar 969.38 STB/d, 1352.63 STB/d, dan 1686.89 STB/d. Semakin besar SPM/*Stroke Per Minute* nya, maka laju alir yang dihasilkan akan semakin besar [9]. Pada penelitian ini memakai target rate ≥ 1669.89 STB/d. Berdasarkan optimasi *Sucker Rod Pump* (SRP) Sumur LX, didapatkan hasil yang sesuai dengan target rate yaitu menggunakan 22 SPM.

Tabel 10 Hasil Simulasi Menggunakan *Stroke Per Minute* Pada SRP

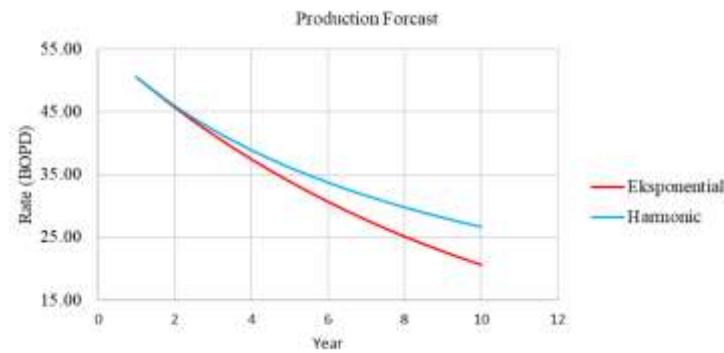
Hasil Simulasi menggunakan SPM			
<u>Stroke Per Minute</u>	Nilai	STO	Target Rate
12 SPM	969.38 STB/D	29.08 BOPD	29.03%
17 SPM	1352.63 STB/D	40.58 BOPD	40.50%
22 SPM	1686.89 STB/D	50.60 BOPD	50.51%

3.8. Decline Curve Analysis (DCA)

Tabel 11. Decline Curve Analysis Artificial Lift SRP

Tahun	Oil Price (\$)	Exponential (b=0) (BOPD)	Harmonic (b=1) (BOPD)
0		0	0
1		50.60	50.60
2		45.78	46.00
3		41.43	42.17
4		37.49	38.92
5	\$70	33.92	36.14
6		30.69	33.73
7		27.77	31.63
8		25.13	29.76
9		22.74	28.11
10		20.57	26.63

Decline Curve Analysis exponential merupakan analisis penurunan produksi bersifat konstan selama periode evaluasi. Metode ini mencerminkan penurunan produksi yang cepat seperti yang terlihat pada tabel 11. Grafik *harmonic* yang ditampilkan pada gambar 11 memiliki kecenderungan yang lebih melandai dibandingkan dengan grafik *exponential*. Hal ini menunjukkan bahwa metode *harmonic* memberikan estimasi nilai produksi yang lebih optimis. Analisis *Decline Curve Analysis* menghasilkan nilai koefisien determinasi (R^2) sebesar 0.9844. Nilai ini menunjukkan bahwa model memiliki tingkat kecocokan yang sangat tinggi terhadap data produksi historis, sehingga estimasi yang diperoleh dapat dianggap akurat dan dapat dipertanggungjawabkan.



Gambar 11. Grafik Penurunan Laju Produksi

3.9 Analisis Keekonomian SRP

Tabel 12. Data dan Pendapatan Tahunan

Jenis data	Nilai	Satuan
BOPD	50.60	BOPD
Harga crude oil	70	\$
1 Tahun	365	d
Kontrak	10	y
Pendapatan Tahunan	\$1,292,830	\$/y

Tabel 13. Capital Expenditure Artificial Lift SRP

Jenis data	Nilai
Biaya total Pompa dan Instalasi	\$141,000
Workover cost	\$365,000
Equipment	\$360,000
TOTAL CAPEX TAHUNAN	\$866,000

Tabel 14. Operational Expenditure Artificial Lift SRP

Jenis data	Nilai
Check and Grease	\$145.26
Oil Change	\$222.78
Bearing Change to Unit	\$261.22
Belt Change to Unit	\$449.25
Belt Change to the Gear Box	\$97.66
Control Board Maintenance	\$14.26
Motor Engine Maintenance	\$626.57
Electricity Cost	\$422,520.35
TOTAL OPEX TAHUNAN	\$424,337.3

Data OPEX pada *electricity cost* dalam penelitian ini didasarkan pada asumsi bahwa *artificial lift* jenis SRP memiliki konsumsi energi sebesar 7 kWh per STB/D. Konsumsi energi tersebut dihitung berdasarkan total *liquid rate* tahunan, dengan harga listrik ditetapkan sebesar \$0.1 per kWh. Persamaan POT untuk penggunaan *artificial lift* SRP adalah sebagai berikut:

$$POT = 1 + (0 - 1) \left(\frac{\$2,493}{\$2,493 - \$866,000} \right) = 1 \text{ Tahun}$$

Pay Out Time sebesar 1 tahun mengindikasikan bahwa pada tahun ke-1, investasi awal akan terbayar. Hal ini mengindikasikan bahwa dari sisi finansial, proyek ini berpotensi memberikan keuntungan dan mengembalikan investasi dalam waktu yang relatif singkat. Berikut merupakan perhitungan NPV dan IRR pada saat menggunakan DCA *Exponential*:

$$NPV = -\$866,000 + \left(\frac{\$1,292,830 - \$424,337}{(1 + 10\%)^1} \right) + \dots + \left(\frac{\$525,625 - \$658,286}{(1 + 10\%)^{10}} \right) = \$1,661,827$$

$$IRR = 80\% + \left(\frac{\$13,550}{(\$13,550 - (-\$27,815))} \right) (85\% - 80\%) = 82\%$$

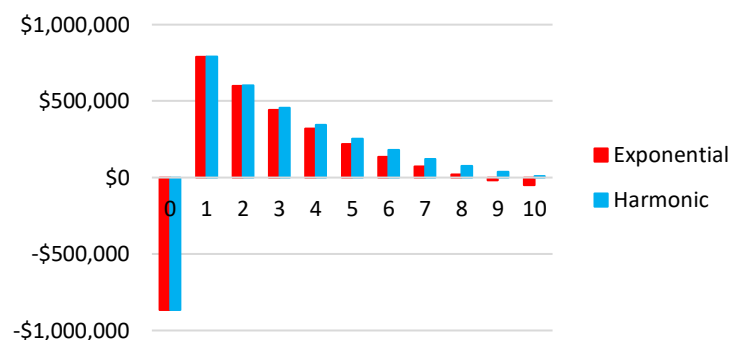
Berikut merupakan perhitungan NPV dan IRR pada saat menggunakan DCA *Harmonic*:

$$NPV = -\$866,000 + \left(\frac{\$1,292,830 - \$424,337}{(1 + 10\%)^1} \right) + \dots + \left(\frac{\$680,437 - \$658,286}{(1 + 10\%)^{10}} \right) = \$2,008,573$$

$$IRR = 80\% + \left(\frac{\$31,088}{(\$31,088 - (-\$12,466))} \right) (85\% - 80\%) = 84\%$$

Net Present Value (NPV) adalah metode evaluasi keuangan yang digunakan untuk menentukan nilai bersih aliran kas (*cash flow*) masa depan dengan mendiskontokannya ke nilai sekarang (*present value*). Metode ini mengasumsikan bahwa nilai aset lama dan aset baru adalah sama, sehingga perhitungan berfokus pada nilai bersih yang dihasilkan selama periode tertentu. Perhitungan dimulai dari waktu evaluasi pertama kali dilakukan, yang disebut sebagai waktu "*present*". Dalam NPV, aliran kas masa depan didiskontokan menggunakan tingkat bunga tertentu, yang dalam hal ini adalah 10% (*interest rate*). Hasil perhitungan nilai NPV untuk metode *artificial lift* SRP di sumur LX berkisar antara \$1,661,827 - \$2,008,573.

Master Plot NPV SRP Sumur LX



Gambar 12. Grafik Hasil *Net Present Value*

Metode *Internal Rate of Return* (IRR), atau dikenal juga sebagai *Rate of Return* (RoR), adalah metode analisis investasi yang digunakan untuk mencari tingkat suku bunga (discount rate) di mana *Net Present Value* (NPV) sama dengan nol. Nilai IRR mencerminkan tingkat pengembalian investasi yang diharapkan, di mana grafik *cash flow* yang memetakan kurva NPV akan memotong sumbu nol pada titik tertentu (NPV = 0). Pada titik ini, tingkat suku bunga ($i = i^*$) yang membuat NPV bernilai nol disebut sebagai IRR atau RoR. Jika IRR lebih besar dari tingkat diskonto yang diharapkan, maka proyek tersebut layak untuk dijalankan, namun jika lebih kecil, proyek dianggap tidak menguntungkan. Hasil perhitungan nilai IRR untuk metode *artificial lift* SRP di sumur LX berkisar antara 82% - 84% yang berarti proyek ini layak untuk dijalankan.

Hasil simulasi dua metode *artificial lift* menunjukkan bahwa proyek ini layak secara finansial, dengan *Progressive Cavity Pump* (PCP) lebih unggul secara ekonomi dibandingkan *Sucker Rod Pump* (SRP). Namun, karena keterbatasan akses data, validasi terhadap data produksi aktual tidak dilakukan, sehingga hasil yang disajikan bersifat simulatif dan merepresentasikan kondisi ideal model. Penelitian ini diharapkan dapat menjadi referensi dalam pengambilan keputusan untuk optimalisasi produksi sumur minyak.

IV. KESIMPULAN

Kesimpulan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Berdasarkan *target rate* yang harus di capai ($Q \geq 50\%$ dari Q_{max}) yaitu di angka 1669.89 STB/D, dengan memproduksi pada laju 50% dari Q_{max} , tekanan *reservoir* akan mengalami penurunan yang lebih stabil, sehingga berpotensi memperpanjang umur produktif sumur.
2. Berdasarkan desain sumur LX menggunakan *artificial lift* PCP didapatkan dengan *operating speed* 400 rpm, mendapatkan *liquid rate* sebesar 1668.14 STB/D yang menghasilkan 50.04 BOPD. Desain menggunakan *artificial lift* SRP mendapatkan *liquid rate* sebesar 1686.89 STB/D yang menghasilkan 50.60 BOPD dengan spesifikasi *Strokes Per Minute* sebesar 22 SPM.
3. Berdasarkan hasil analisis perhitungan keekonomian dari penggunaan metode *artificial lift* PCP didapatkan POT sebesar 0.69 tahun. Perhitungan dengan metode DCA, mendapatkan IRR berkisar 132% - 133% dan NPV berkisar \$3,499,432. - \$3,842,340. Berdasarkan hasil perhitungan keekonomian dari penggunaan metode *artificial lift* SRP didapatkan POT sebesar 1 tahun. Perhitungan dengan metode DCA mendapatkan nilai IRR berkisar 82% - 84% dan NPV berkisar \$1,661,827 - \$2,008,573.



DAFTAR PUSTAKA

- [1] Bona, P. Y. (2016). Analisa perbandingan optimasi gas lift dan instalasi electric submersible pump pada sumur X-A dan X-B lapangan X, Skripsi Program Sarjana, Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti.
- [2] Diky P., & Sobli, T. C. (2020). Analisis Sumur Dengan Inflow Performance Relationship Metode Vogel Serta Evaluasi Tubing Menggunakan Analisis Nodal Pada Sumur TCS. *Jurnal Teknik Patra Akademika*, 11(2), 33–39.
- [3] Erizaldi, M. S., Andi J., & Firdaus. (2021). Optimasi Produksi Sumur "ZL" dengan Menggunakan Artificial Lift Electrical Submersible Pump pada Lapangan "YY". *Petrogas Volume 3 Nomor 1*, 45-55.
- [4] JGuo, B., Liu, X., & Tan, X. (2017c). *Part IV: Artificial lift Methods. Dalam Petroleum Production Engineering (hlm. 513–514)*. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B9780128093740.000416>.
- [5] Latuan, Y. B. B. (2016). Perencanaan optimasi produksi continuous gas lift pada sumur X lapangan Y PT Pertamina EP Asset 2 menggunakan simulator Pipesim. *Skripsi, Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta*.
- [6] Mochammad, A. S. (2023). Pengoptimalan Produksi Pada Sumur LX dan Sumur MX Dengan Gas Lift dan Electric Submersible Pump. Skripsi, *Universitas Jember*.
- [7] Oktavia, P. (2017). Analisis perbandingan penggunaan gas lift dan electric submersible pump pada sumur A dan sumur B di lapangan X, Skripsi Program Sarjana, Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti.
- [8] Pengantar, K. (2020). Analisa Perhitungan Keekonomian Berdasarkan Perolehan Gas Pada Lapangan CBM Menggunakan Kontrak Bagi Hasil Gross Split.
- [9] Putra, A. (2016). Evaluasi Kinerja untuk Optimalisasi dan Re-desain ESP di sumur-sumur minyak A, B, dan C. Skripsi, *Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti Jakarta*.
- [10] Sulistyanto. (2016). Optimasi Produksi Sumur-Sumur Lift di Lapangan A, *Jurnal Petro*, Teknik Perminyakan, Universitas Trisakti Jakarta.
- [11] Takacs, G. (2018b). *Introduction. Dalam Electrical Submersible Pumps Manual (hlm. 1–10)*. Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B9780128145708.000015>.
- [12] Wood, D. A. (2015). "Evaluating Economic Feasibility of Petroleum Production Projects Using Analytical and Numerical Methods." *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 24, 280–293.