

OPTIMASI PRODUKSI DENGAN MENGGUNAKAN SUCKER ROD PUMP (SRP) PADA SUMUR “Z” DI LAPANGAN KALREZ PETROLEUM SERAM LTD

Sherlina Akihary¹⁾, Henk Subekti ^{2*)}, Alexander A Patty³⁾

^{1,3)}Teknik Produksi Minyak dan Gas, Politeknik Negeri Ambon

²⁾Program studi Teknik Produksi Minyak dan Gas PEM Akamigas, Cepu- Blora 58315

email: cheynaakihary@gmail.com,

email: henksubekti@gmail.com,

email: a.andaria@yahoo.co.id

ABSTRACT

In the oil and gas production process, operating production wells are mainly based on good production capacity to achieve the best production. However, over time, well production causes the pressure in the well reservoir to drop to such an extent that the well no longer has the ability to flow fluid naturally from the reservoir to the surface. Research by Karlez Petroleum (Seram) Ltd. Karlez himself uses an artificial lift (sucker rod pumps), SRP is one of the artificial lift techniques used to help lift oil from the well to the surface. It is necessary to optimize the production of more optimal wells for the pump installed in the “Z” Well in the Karlez Petroleum (Seram) Ltd. field. To obtain the desired profit, the costs incurred must be less than the income earned. This can be seen from economic indicators.

Keywords: Sucker Rod Pump, Optimization, artificial lift, economic indicators.

ABSTRAK

Dalam proses produksi minyak dan gas, operasi produksi sumur terutama didasarkan pada kapasitas produksi sumur untuk mencapai produksi terbaik. Namun, seiring berjalananya waktu, produksi sumur menyebabkan tekanan di reservoir sumur turun sedemikian rupa sehingga sumur tidak lagi memiliki kemampuan untuk mengalirkan fluida secara alami dari reservoir ke permukaan. Penelitian oleh Karlez Petroleum (Seram) Ltd. Karlez sendiri menggunakan *artificial lift (sucker rod pumps)*, SRP merupakan salah satu teknik *artificial lift* yang digunakan untuk membantu mengangkat minyak dari sumur ke permukaan. Produksi sumur yang lebih optimal perlu dilakukan optimasi pada pompa terpasang pada Sumur “Z” di lapangan Karlez Petroleum (Seram) Ltd. Untuk memperoleh laba yang diinginkan, biaya yang dikeluarkan harus lebih kecil dari pendapatan yang diperoleh. Hal ini bisa dilihat dari indikator keekonomian.

Kata kunci : Sucker Rod Pump, Optimasi, *artificial lift*, indikator keekonomian.

1. PENDAHULUAN

Dalam proses produksi minyak dan gas, operasi produksi sumur terutama didasarkan pada kapasitas produksi sumur untuk mencapai produksi terbaik. Namun seiring berjalananya waktu, produksi sumur menyebabkan tekanan dalam reservoir sumur berkurang sehingga sumur tidak lagi memiliki kemampuan untuk mengalirkan fluida secara alami dari reservoir ke permukaan, membutuhkan peralatan untuk mengangkat fluida ke permukaan menggunakan lift buatan. (Sefilra Andalucia , Dela Nala Ratih 2022). Ada beberapa opsi untuk peralatan bantu pengangkat buatan antara lain: *Sucker Rod Pumps* (SRP), *Electric Submersible Pumps* (ESP), *Gas Lift*, *Progressive Cavity Pumps*, *Hydraulic Pumping Units* (HPU) dan lainnya.

Sucker Rod Pump (SRP) merupakan salah satu alat pengangkatan buatan atau *Artificial Lift* yang digunakan untuk membantu produktivitas minyak dari lubang sumur (*Well*) ke permukaan. Pompa *Sucker Rod Pump* (SRP) yang di kenal juga dengan pompa angguk merupakan salah satu metode yang memanfaatkan sumber tenaga listrik untuk menggerakan pompa sehingga fluida dapat naik ke permukaan (Suyono, A., Suherman, A., & Herlina, W. 2018).

Pengangkatan buatan dirancang untuk membantu mengangkat cairan dari sumur ke permukaan. Salah satunya adalah dengan menggunakan suction rod pump. Konsep dasar di balik perancangan *Sucker Rod Pumps* adalah kapasitas pompa yang digunakan harus disesuaikan dengan tingkat produksi sumur yang optimum. Saat meningkatkan produksi sumur, perlu dipahami batasan tingkat produksi yang menghasilkan titik impas (BEP). Untuk memperoleh laba yang diinginkan, biaya yang dikeluarkan harus lebih kecil dari pendapatan yang diperoleh.

2. TINJAUAN PUSTAKA

Sucker Rod Pump adalah salah satu sistem pengangkat buatan yang paling banyak digunakan di industri perminyakan, dan karena waktu pengembangannya yang lama, telah mendapat perhatian luas dan menghasilkan banyak penelitian dan teori.

Productivity Index (PI) merupakan suatu besaran yang menunjukkan kemampuan berproduksi dari suatu lapisan dalam suatu formasi, dimana secara definisi merupakan perbandingan laju produksi (q) yang dihasilkan oleh suatu sumur atau reservoir pada suatu tekanan aliran dasar sumur tertentu dengan perbedaan tekanan dasar sumur pada keadaan statik (P_s) dan tekanan dasar sumur pada saat terjadi aliran (P_{wf}) atau sering disebut dengan *Pressure Drawdown* ($P_s - P_{wf}$).

Secara matematis, PI dapat dinyatakan dalam hubungan sebagai berikut:

$$PI = \frac{q}{P_s - P_{wf}}$$

PI = Produktivity Indeks, bbl/day/psi

Q = laju produksi cairan total, bbl/day

P_s = tekanan statik reservoir, psi

P_{wf} = tekanan alir dasar sumur, psi

Pengukuran Indeks produktivitas tersebut didasarkan pada total produksi cairan atau *Gross Liquid Production*, yaitu total produksi minyak dan air.

Inflow Performance Relationship (IPR) berperan penting dalam merencanakan fasilitas produksi pada suatu lapangan minyak maupun lapangan gas.

Dalam kaitannya dengan perencanaan suatu sumur ataupun untuk melihat kelakuan suatu sumur untuk berproduksi, maka IPR dapat didefinisikan sebagai PI yang dinyatakan secara grafis.

Ketiga data tersebut diperoleh dari test produksi dan test tekanan yang dilakukan pada sumur yang bersangkutan. Berdasarkan ketiga data tersebut, dibuat IPR sesuai dengan kondisi dari aliran fluida-nya, apakah satu fasa, dua fasa atau tiga fasa.

3. METODOLOGI

Metode yang digunakan dalam penelitian ini antara lain observasi lapangan, pengambilan data parameter untuk memperoleh data yang diperlukan dalam penelitian.

Untuk mengetahui kemampuan produksi maksimum dari ketiga sumur tersebut, maka dilakukan perhitungan kurva IPR sumur tersebut. Kurva IPR merupakan kemampuan suatu sumur untuk berproduksi. Menurut hasil penelitian Vogel (1968), untuk aliran fluida dua fasa (minyak dan gas) akan diperoleh bentuk kurva IPR berupa lengkungan dan diasumsikan bahwa sumur tidak mengalami kerusakan ataupun perbaikan.

Menurut Brown (1984) kurva IPR dua fasa oleh Vogel dapat diformulasikan dalam bentuk persamaan berikut:

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

Selanjutnya dilakukan *plot* terhadap data P_{wf} vs Q untuk mendapatkan kurva IPR yang dapat digunakan untuk melihat performa sumur produksi.

Productivity Index (PI)

Productivity Index (PI) merupakan suatu besaran yang menunjukkan kemampuan berproduksi dari suatu lapisan dalam suatu formasi, dimana secara definisi merupakan perbandingan laju produksi (q) yang dihasilkan oleh suatu sumur atau reservoir pada suatu tekanan aliran dasar sumur tertentu dengan perbedaan tekanan dasar sumur pada keadaan statik (P_s) dan tekanan dasar sumur pada saat terjadi aliran (P_{wf}) atau sering disebut dengan *Pressure Drawdown* ($P_s - P_{wf}$).

Secara matematis, PI dapat dinyatakan dalam hubungan sebagai berikut:

$$PI = \frac{\text{lajuproduksi}}{\text{drawdown}}$$

atau:

$$PI = \frac{q}{P_s - P_{wf}} \quad \dots \dots \dots \quad (2-1)$$

PI = Produktivity Indeks, bbl/day/psi

Q = laju produksi cairan total, bbl/day

P_s = tekanan statik reservoir, psi

P_{wf} = tekanan alir dasar sumur, psi

Pengukuran Indeks produktivitas tersebut didasarkan pada total produksi cairan atau *Gross Liquid Production*, yaitu total produksi minyak dan air.

Pada umumnya dilapangan digunakan klasifikasi yang sebaik mungkin terhadap PI. Berdasarkan pengalamannya, Kermit E. Brown (1967)

Harga PI yang rendah pada permulaan produksi kemungkinan disebabkan oleh terjadinya kerusakan formasi (*Formation Damage*). Hal ini dapat diketahui dari hasil DST.

Harga q dalam satuan lapangan dapat didekati dengan Persamaan Darcy, untuk aliran radial adalah:

$$q = \frac{0,007082 \cdot k \cdot h \cdot (P_s - P_{wf})}{\mu_o B_o \ln(r_e - r_w)} \quad \dots \dots \dots \quad (2-2)$$

Apabila harga q di atas dimasukkan ke dalam Persamaan (2-1), maka diperoleh persamaan PI dalam bentuk lain, yaitu:

$$PI = \frac{0,007082 \cdot k \cdot h}{\mu_o B_o \ln(r_e - r_w)} \quad \dots \dots \dots \quad (2-3)$$

Inflow Performance Relationship (IPR)

Productivity Index (PI) dan *Deliverability Index* (DI) yang diperoleh dari hasil test maupun dari perkiraan adalah merupakan gambaran secara kualitatif mengenai kemampuan suatu sumur untuk berproduksi. *Inflow Performance Relationship* (IPR) berperan penting dalam merencanakan fasilitas produksi pada suatu lapangan minyak maupun lapangan gas.

Berdasarkan definisi PI yang secara matematis ditunjukkan oleh Persamaan (2-1) pada suatu keadaan tertentu dari suatu sumur, dimana tekanan statik reservoir (P_s) dan PI dianggap konstan, maka variabelnya adalah laju produksi (q) dan tekanan aliran dasar sumur (P_{wf}), sehingga persamaan PI dapat dituliskan sebagai:

$$P_{wf} = P_s - \frac{q}{PI} \quad \dots \dots \dots \quad (2-4)$$

Berdasarkan definisi PI, maka untuk membuat grafik IPR perlu diketahui data tentang:

- a. Laju produksi (q)
- b. Tekanan aliran dasar sumur (P_{wf})
- c. Tekanan statik sumur (P_s)

Vogel mengembangkan persamaan sederhana yang mudah pemakaiannya, dimana persamaan ini dikembangkan berdasarkan pada analisa yang dilakukan terhadap grafik-grafik kinerja aliran minyak ke lubang sumur dari formasi (grafik IPR). Grafik tersebut dikembangkan dengan anggapan bahwa:

Apabila dilakukan analisa Regresi terhadap titik data, maka akan diperoleh persamaan yang dapat mempresentasikan titik-titik data tersebut. Persamaan tersebut adalah:

$$\frac{q}{q_{\max}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \quad (2-5)$$

Persamaan (2-5) digunakan untuk memperoleh sifat aliran fluida dari formasi ke lubang sumur dari data uji produksi dan tekanan . Laju produksi dan tekanan dasar lubang diturunkan dari data uji produksi . Proses perhitungannya adalah sebagai berikut:

Langkah 1. Berdasarkan data uji tekanan dan produksi, menentukan harga P_{wf}/P_s .

Langkah 2. Mensubstitusikan harga P_{wf} / P_s dari Langkah 1 dan harga laju produksi (q) dari data produksi ke dalam Persamaan (2-6), dan menghitung harga q_{\max} .

$$q_{\max} = \frac{q}{1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2} \quad (2-6)$$

Langkah 3. Untuk membuat kurva IPR, menganggap beberapa harga P_{wf} dan menghitung harga q , yaitu:

$$q = q_{\max} \left\{ 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2 \right\} \quad (2-7)$$

Langkah 4. Memplot harga q terhadap P_{wf} pada kertas grafik linier. Kurva yang diperoleh adalah kurva kinerja aliran minyak dari formasi ke lubang sumur (Kurva IPR).

Metode Analisis Biaya Manfaat

Cost/Benefit Analysis atau CBA merupakan salah satu metode evaluasi risiko yang membantu pengguna dalam memilih atau menentukan pilihan tindakan yang perlu diambil dalam menghadapi suatu risiko. Pendekatan ini mengukur dan membandingkan manfaat dan biaya dari berbagai pilihan tindakan risiko (Winsky, 2019).

Manfaat Setara Tahunan

$$AEB = \Sigma(Bt/(1+r)t) \quad (2-8)$$

Biaya Setara Tahunan

$$MEA = \Sigma(Ct/(1+r)^t) \quad (2-9)$$

4. HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1. Perhitungan Kapasitas Produksi Sumur

Hasil perhitungan Kurva IPR sumur Z adalah sebagai berikut:

1. Menghitung *Productivity Index (PI)*

$$\begin{aligned}
 PI &= \frac{q_t}{P_s - P_{wf}} \\
 &= \frac{50}{115 - 94,489} \\
 &= 2,4377
 \end{aligned}$$

2. Menghitung q_{\max}

a. Menentukan P_{wf}/P_s

$$\begin{aligned}
 P_{wf}/P_s &= 94,489 / 115 \\
 &= 0,821643 \\
 (P_{wf}/P_s)^2 &= (94,489/115)^2 \\
 &= 0,675098
 \end{aligned}$$

b. Menentukan q_{\max}

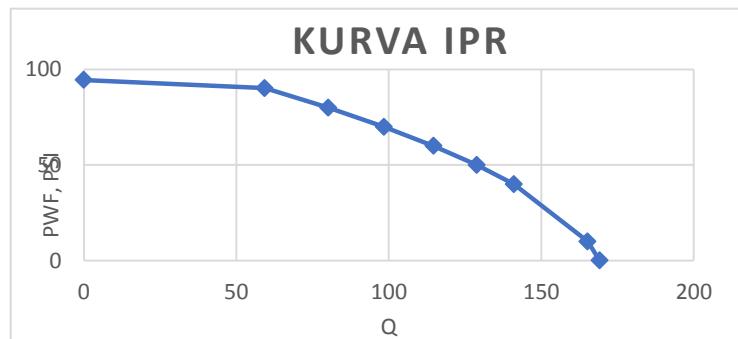
$$\begin{aligned}
 q_{\max} &= \frac{q}{1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2} \\
 &= \frac{50}{1 - 0,2 (0,821643) - 0,8 (0,675098)} = 169,1516 \text{ bpd}
 \end{aligned}$$

Setelah dilakukan perhitungan P_{wf} maka didapatkan 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 Z

Q (Stb/day)	Pwf , Psi
0	94.489
59.29423169	90.234
80.13117384	80
98.42129013	70
114.6649598	60
128.862183	50
141.0129595	40
165.1866098	10
169.1516	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 Sumur Z

Setelah dibuat kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) untuk sumur Z, maka telah diketahui bahwa harga dari Qmax yang telah diketahui adalah 169,1516 bfpd dan dimana hasil test sumur Z tersebut hanya sebesar 50 bfpd pada tekanan alir dasar sumur (Pwf) sebesar 94,489 psi dengan *water cut* sebesar 95 %.

4.1.2 Hasil perhitungan evaluasi pompa *Sucker Rod* pada sumur Z kondisi terpasang

Setelah melakukan analisa kurva IPR selanjutnya mengevaluasi kinerja *sucker rod* yang terpasang. Berikut merupakan tahapan dalam mengevaluasi pompa, yaitu:

1. Menentukan Faktor Percepatan (α)

$$\begin{aligned}\alpha &= \left(\frac{S \cdot N^2}{70500} \right) \\ &= \{980\} / 70500 \\ &= 0.013901 \text{ inch}\end{aligned}$$

2. Menentukan *SG Campuran*

$$\begin{aligned}G &= (WC \times SG_w) + ((1 - WC) \times SG_o) \\ &= (0,95 \times 0,9169) + ((1 - 0,95) \times 0,9167) \\ &= 0,91689\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}G_f &= 0,433 \times G \\ &= 0,433 \times 0,91689 \\ &= 0,397013\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}Pwf &= Gf (H - D) \\ &= 0,397013 (703 - 465) \\ &= 94,48918\end{aligned}$$

Diameter *Plunger* 1 3/4“ dari tabel 2.1 didapatkan harga
 $Ap = 4,909 \text{ inch}^2$

$$K = 0,728 \text{ bpd/inch/spm}$$

Diameter *Rod* 3/4“ dari tabel 2.2 didapatkan harga
 $Ar = 0,442 \text{ inch}^2$
 $M = 1,63 \text{ lb}$

Diameter *Tubing* 2,875“ dari tabel 2.3 didapatkan harga
 $At = 1,812 \text{ inch}^2$

Menentukan *Plunger Overtravel* (e_p)

$$\begin{aligned}e_p &= \frac{40,8 L^2 \alpha}{E} \quad E = \text{modulus elastisitas} (30 \times 10^6 \text{ psi}) \\ &= \{(40,8)(588)^2(0,013901)\} / (30 \times 10^6) \\ &= 0,005886 \text{ inch}\end{aligned}$$

Menentukan Kehilangan Langkah ($e_t + e_r$)

$$e_t = \frac{5,20 \cdot G_f \cdot DFL \cdot Ap \cdot L}{E \cdot At}$$

$$= \{(5,20)(0,378622128)(341)(2,405)(434)\} / \{(30 \times 10^6)(1,812)\}$$

$$= 0,167366 \text{ inch}$$

$$e_r = \frac{5,20 \cdot G_f \cdot DFL \cdot Ap \cdot L}{E \cdot Ar}$$

$$= \{(5,20)(0,397013)(465)(4,909)(588)\} / \{(30 \times 10^6)(0,442)\}$$

$$= 0,208972 \text{ inch}$$

Menentukan *Efektif Plunger Stroke* (Sp)

$$Sp = S + e_p - (e_t + e_r)$$

$$= 20 + (0,00589) - (0,05097 + 0,2090)$$

$$= 19,74592 \text{ inch}$$

Menentukan *Pump Displacement* (V)

$$V = K \times Sp \times N$$

$$= 0,728 \times 19,74592 \times 7$$

$$= 100,03218 \text{ bpd}$$

Menentukan *Efisiensi Volumetris* (Ev) Pompa

$$Ev = \frac{q_t}{V} \times 100\%$$

$$= (50/100,6252) \times 100\%$$

$$= 49,98\%$$

Menentukan Beban *Rod* (Wr)

$$Wr = M \times L$$

$$= 1,63 \times 558$$

$$= 909,54 \text{ lb}$$

Menentukan Beban Fluida (W_f)

$$W_f = 0,433 \times G \times (L \times Ap - 0,294 \times Wr)$$

$$= (0,433)(0,91689)\{(558)(4,909) - (0,294)(909,54)\}$$

$$= 981,3444 \text{ lb}$$

Menentukan *Peak Polished Rod Load* (PPRL)

$$PPRL = W_f + Wr (1 + \alpha)$$

$$= 981,3445 + 909,54 (1 + 0,013901)$$

$$= 1903,5 \text{ lb}$$

Menentukan *Minimum Polished Rod Load* (MPRL)

$$MPRL = Wr \times (1 - \alpha - 0,127 \times G)$$

$$= 909,54 \{(1 - 0,013901 - (0,127)(0,91689)\}$$

$$= 790,9853 \text{ lb}$$

Menentukan *Counterbalance Effect Ideal* (Ci)

$$Ci = (PPRL + MPRL)/2$$

$$= (1903,528 + 790,9853)/2$$

$$= 2299,02 \text{ lb}$$

Dari evaluasi kinerja pompa terpasang pada sumur Z didapatkan nilai efisiensi pompa yang mencapai 50%. Sumur ini dioperasikan menggunakan pompa pengangkat buatan (SRP).

4.2 Optimasi Sucker Rod Pump

berdasarkan Pwf yang telah didapatkan dan nilai SG serta nilai Gf yang telah dibuat tanpa mengubah parameter lain pada pompa terpasang dengan hanya menaikkan parameter spm menjadi 8,9,10 spm adalah sebagai berikut :

1. Menentukan laju Alir Pada saat nilai truk per menit ditingkatkan di mana parameter struktur per menit ditingkatkan dari yang awalnya adalah 7 spm menjadi 9 spm.

- a. Menghitung factor percepatan (α) pada stroke per menit 9 SPM

$$\begin{aligned}
 \alpha &= \left(\frac{S \cdot N^2}{70500} \right) \\
 &= \{1620\} / 70500 \\
 &= 0,022979 \text{ inch}
 \end{aligned}$$

- b. Menentukan *Plunger Overtravel* (e_p)

$$\begin{aligned}
 e_p &= \frac{40,8 L^2 \alpha}{E} \quad E = \text{modulus elastisitas (} 30 \times 10^6 \text{ psi)} \\
 &= \{(40,8)(588)^2(0,022979)\} / (30 \times 10^6) \\
 e_p &= 0,00973 \text{ inch}
 \end{aligned}$$

- c. Menentukan Kehilangan Langkah ($e_t + e_r$)

$$\begin{aligned}
 e_t &= \frac{5,20 \cdot G_f \cdot DFL \cdot Ap \cdot L}{E \cdot At} \\
 &= \{(5,20)(0,39701337)(465)(4.909)(434)\} / \{(30 \times 10^6)(1,812)\} \\
 &= 0,04837 \text{ inch} \\
 e_r &= \frac{5,20 \cdot G_f \cdot DFL \cdot Ap \cdot L}{E \cdot Ar} \\
 &= \{(5,20)(0,39701337)(465)(4.909)(434)\} / \{(30 \times 10^6)(0,442)\} \\
 &= 0,19831 \text{ inch}
 \end{aligned}$$

- e. Menentukan Efektif *Plunger Stroke* (Sp)

$$\begin{aligned}
 Sp &= S + ep - (e_t + e_r) \\
 &= 20 + (0,00589) - (0,05097 + 0,2090) \\
 &= 19,96136 \text{ inch}
 \end{aligned}$$

- f. Menentukan *Pump Displacement* (V)

$$\begin{aligned}
 V &= K \times Sp \times N \\
 &= 0,728 \times 19.74592 \times 9 \\
 &= 130,7868 \text{ bpd}
 \end{aligned}$$

g. menghitung laju alir (Q)

$$\begin{aligned}
 Q &= V \times E \\
 Q &= 129,3753 \times 49,6893\% \\
 Q &= 64.190166 \text{ bfpd}
 \end{aligned}$$

Setelah dilakukan Perhitungan Optimasi pompa terpasang maka dapat diketahui nilai laju alir (Q) sebesar 64,190166 bfpd dengan SPM 9 sedangkan hasil tes sumur Z hanya sebesar 50 bfpd pada tekanan alir dasar sumur (pwf) sebesar 94,489 psi dengan nilai *water cut* 95%.

Tabel 4.2 Penentuan Laju Produksi Untuk Berbagai Harga SL dan SPM Sumur Z

SL 20		SL 30	
SPM	Q	SPM	Q
7	50 bfpd	7	74.93459 bfpd
8	57.05208 bfpd	8	85.64726 bfpd
9	64.1901 bfpd	9	96.36302 bfpd
10	71.3305 bfpd	10	107.08226 bfpd

Menentukan laju alir (Q) pada berbagai nilai *Stroke Length* dan *Stroke Per Minute*. Untuk Spesifikasi *Sucker Rod Pump* yang terpasang maka nilai *Stroke Length* minimum nya 20 inch kemudian nilai maksimumnya 30 inch. Sedangkan untuk *Stroke Per Minute* nya berkisar antara 7 - 10 SPM.

4.3 Indikator Keekonomian

Indikator keekonomian yang akan dihitung untuk menentukan kelayakan produksi pada penelitian ini adalah *Net Present Value (NPV)*, *Internal Rate of Return (IRR)*, dan *Pay Out Time*

Parameter Keekonomian		
IRR	25,90%	%
NPV	9,473	USD
POT	5 tahun	Tahun
Discount Faktor	12%	%
ROI	28,5%	%
Net Casflow	1,462	USD

Berdasarkan hasil tabel diatas, dengan tingkat *Discount rate* yang digunakan adalah 12% maka keuntungan bersih / NPV yang didapatkan sebesar 9,473 USD . Besarnya nilai ini sudah dapat dikatakan layak karena nilai NPV ini lebih besar dari nol sehingga suatu proyek yang akan dijalankan oleh perusahaan layak untuk di laksanakan. Dengan keberhasilan proyek (IRR) mencapai 25,90%, dimana nilai IRR sudah lebih besar dari *discount factor* sebesar 12%. Dan pengembalian investasi / *pay out time* (POT) yang ditanam akan kembali setelah 5 tahun.

5. PENUTUP

5.1 Kesimpulan

Dari pembahasan tersebut, maka dapat disimpulkan:

1. Penggunaan Sucker Rod Pump dapat menjadi pilihan yang efektif untuk optimasi produksi sumur pada lapangan Kalrez Petroleum Seram Ltd. Berdasarkan hasil evaluasi yang dilakukan terhadap *Sucker Rod Pump* pada sumur Z di lapangan X Kalrez disimpulkan bahwa *Sucker Rod Pump* masih bekerja dalam keadaan baik dengan *Effisensi Volumetris* pompa sebesar 49,98%.
2. Setelah di evaluasi, dilanjutkan dengan perhitungan optimasi dengan mengubah beberapa parameter diantaranya SL dan SPM, sehingga didapat nilai $Q = 107.08226 \text{ bfpd}$, dengan spm 10, SL 30 inch, DFL 465 ft.
3. Berdasarkan hasil indikator keekonomian pada sumur Z dengan harga minyak yang diperoleh sebesar 78,54 US\$ / bbl diperoleh NPV sebesar 9,473.46 USD. Dengan keberhasilan proyek (IRR) mencapai 25,90% Nilai pay out time selama 5 tahun. Dari ketiga indicator keekonomian disimpulkan bahwa untuk sumur "Z" memperoleh NPV positif dan IRR tinggi dari discount rate . sehingga penggunaan sucker rod pump (SRP) di sumur "Z" layak dilakukan karena bernilai ekonomis. Berdasarkan *Cost Benefit Analysis* (CBA) metode *Sucker Rod Pump* dipilih untuk meningkatkan produksi karena rasio B/C >1 atau 14,880 dapat diartikan bahwa setiap 1 US\$ yang diinvestasikan pada metode *Sucker Rod Pump* akan diperoleh penghematan neto sebesar 14,880. Maka sangat beralasan untuk memutuskan bahwa metode *Sucker Rod Pump* layak dilaksanakan serta lebih bermanfaat dan efisien.

5.2 Saran

1. Pemilihan Pompa yang Tepat : Pilih pompa SRP yang sesuai dengan karakteristik sumur dan kebutuhan produksi. mempertimbangkan faktor-faktor seperti kapasitas pompa, daya pompa, dan efisiensi operasionalnya.
2. Rutin Pemeliharaan: Lakukan pemeliharaan rutin pada SRP seperti penyesuaian batang penarik, penempatan suku cadang yang aus, dan pemeriksaan umum untuk memastikan kinerjanya tetap optimal. Pemeliharaan yang baik akan membantu mencegah kerusakan dan meminimalkan gangguan produksi.
3. Evaluasi Sistem Produksi : Selalu melakukan evaluasi terhadap sistem produksi yang melibatkan SRP. Area identifikasi yang memerlukan perbaikan atau peningkatan, dan menerapkan tindakan yang sesuai untuk meningkatkan efisiensi dan produktivitas.

Referensi

- Alajmi, A. M., & Nasr-El-Din, H. A (2017) Optimization of Sucker Rod Pumping System Performance Using Artificial Intelligence Techniques. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 157, 1020-1032
- Alhanafy, M. M., & Alaskari, A. (2019). *Optimization and Performance Evaluation of Sucker Rod Pumping Systems*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 181, 106-118.
- Al-Majed, A. A., & Nasr-El-Din, H. A. (2016). *Optimization of Sucker Rod Pumping Systems Using Particle Swarm Optimization Algorithm*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 147, 165-173
- Brown, K. E. (1844). *Production Optimization of Oil and Gas Well by Nodal System Analysis*. Volume 4.
- Brown, Kermit. 1984. "Artificial Lift Methods 2A". *Petroleum Publishing Corporation* : Tulsa.
- Desi Arini, A Taufik Arief dan Ubaidillah Anwar Prabu (2014). Desain *Sucker Rod Pump* Untuk Optimasi Produksi Sumur Sembur Alam L-51-X di Pertamina EP Asset 2 Field Limau.

Journal Mechanical Engineering (JME).

VOL 1, NO. 2, AGUSTUS TAHUN 2023

Desi Kusrini M.T., & Muhammad Mulchilas Abror (2019). Analisa Perhitungan Keekonomian lapangan “X” West Java Basin Menggunakan Metode PSC (*Production Sharing Contract*) Jurnal Migas Volume 3

Hafizah Azmi Anisa, Maulana Yusuf, & Ubaidah Anwar Prabu (2014). Optimasi Produksi Hasil Perencanaan *Sucker Rod Pump* Terpasang Pada Sumur TMT-Y di TAC-Pertamina EP Glowater TMT.

Ir. Joko Pamungkas, MT (2004). Pengantar Teknik Perminyakan. Buku IV Pengantar Teknik Produksi.

Razul Harfi, Rudi Saputra & Yufus Seftian S (2021). Perencanaan Peningkatan, Pengembangan dan Optimasi Produksi dengan Perubahan Metode Produksi *Natural Flow* menjadi *Artificial Lift*.

Sefilra Andalucia & Dela Nala Ratih (2018). Evaluasi Kinerja Sucker Rod Pump Pada Sumur AR-50 Di PT X.

Yildiz, M. O., & Civan, F. (2018). *Optimization of Sucker Rod Pumping System Performance Using Analytical Techniques*. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 170, 29-42.