

OPTIMASI SUCKER ROD PUMP PADA SUMUR “RA” DI LAPANGAN “RZA” UNTUK PERAWATAN KINERJA SUMUR

Reza Saputra Rizal Amang^{1*}, Rohima Sera Afifah¹, M.Nur Mukmin¹, Abdi Suprayitno¹, Aris Luqman Tryana², Rizky Kurniawan²

¹Sekolah Tinggi Teknologi Migas

²PT.Pertamina EP Asset V Sangatta Field

*E-mail: Rezasyaputra021@gmail.com

ABSTRACT

This research discusses the utilization of Sucker Pump Optimization on the “RA” Well in the “RZA” Field to Maintain Well Performance. Sonolog data were used to determine the Static Fluid Level (SFL), Working Fluid Level (WFL), and bottom-hole pressure, while production data were applied in generating the Inflow Performance Relationship (IPR) curve using the two-phase Vogel equation. The analysis results indicate that the well has a maximum flow rate (Q_{max}) of 386.905 bpd, while the optimum flow rate ($Q_{optimum}$) is 308.43 bpd. Evaluation of the SRP performance shows a pump efficiency of 68%, indicating the need for optimization. Several optimization scenarios were developed by adjusting the strokes per minute (SPM) and stroke length (SL). Among the evaluated scenarios, the best option is Scenario 1, which maintains the pump operation at 9 SPM, resulting in a pump displacement of 308.43 bpd, closely matching the $Q_{optimum}$. This scenario is considered the most effective for sustaining stable production without causing excessive reservoir depletion.

Keywords: *Sucker Rod Pump, Optimization, Production Rate*

ABSTRAK

Penelitian ini membahas optimasi *Sucker Pump* Pada Sumur “RA” di Lapangan “RZA” Untuk Melihara Kerja Sumur. Sonolog digunakan untuk menentukan *Static Fluid Level* (SFL), *Working Fluid Level* (WFL), serta tekanan dasar sumur, data produksi dipakai dalam perhitungan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) menggunakan persamaan Vogel dua fasa. Hasil analisis menunjukkan bahwa nilai Q_{max} sebesar 386,905 bpd, dan $Q_{optimum}$ diperoleh sebesar 308,43 bpd. Evaluasi performa SRP menghasilkan *pump efficiency* sebesar 68% (perlunya optimasi). Beberapa skenario optimasi diterapkan dengan memvariasikan *stroke per minute* (SPM) dan *stroke length* (SL). Berdasarkan hasil analisis, skenario terbaik adalah Skenario 1, yaitu mempertahankan operasi pada 9 SPM, nilai *pump displacement* sebesar 308,43 bpd (sesuai $Q_{optimum}$). Selain itu, skenario ini dinilai efektif menjaga stabilitas produksi tanpa menyebabkan deplesi fluida berlebihan.

Kata kunci: *Sucker Rod Pump, Optimasi, Laju Produksi*

PENDAHULUAN

Setelah tahap penyelesaian pemboran dan penyelesaian sumur (*well completion*), langkah penting berikutnya dalam kegiatan produksi adalah melakukan pemantauan performa sumur guna memastikan sistem produksi berjalan secara optimal (Bellarby, 2009). *Artificial lift* memiliki bermacam jenis namun yang paling umum digunakan yaitu pompa angguk atau *sucker rod pump* (SRP). *Artificial lift* memiliki berbagai jenis metode, dengan pompa angguk atau sucker rod pump (SRP) sebagai salah satu yang paling umum digunakan di industri perminyakan (Takacs, 2015). Sistem ini berfungsi untuk mengangkat fluida minyak ke permukaan dengan memanfaatkan pompa yang dihubungkan melalui rangkaian batang penggerak (*rod string*). Prinsip kerja SRP didasarkan pada gerakan mekanis yang terkoordinasi antara peralatan di permukaan dan komponen pompa di bawah permukaan sumur, sehingga memungkinkan proses pengangkatan fluida berlangsung secara kontinu dan efisien (Purwaka, 2018). Saat pompa beroperasi dalam siklus *downstroke* dan *upstroke*, ketika plunger bergerak naik, tekanan di dasar sumur lebih tinggi dibandingkan tekanan di dalam pompa. Kondisi ini menyebabkan *standing valve* terbuka, sehingga fluida dapat masuk ke dalam pompa (Marlin, 2022). Salah satu metode yang digunakan untuk mengevaluasi kinerja sumur, terutama pada sumur yang menggunakan pompa buatan (*Artificial lift*), adalah dengan melakukan analisis performa pompa dan kondisi sumur menggunakan data Sonolog dan data produksi. Evaluasi ini bertujuan untuk mengetahui efisiensi kerja pompa, mendeteksi permasalahan dalam sistem angguk, serta menentukan langkah optimasi yang diperlukan agar laju produksi dapat meningkat secara efektif. Pada sumur “RA” lapangan “RZA” terindikasi adanya penurunan produksi yang diperlihatkan dari data produksi harian sumur tersebut, setelah dilakukan pekerjaan sonolog test pada sumur tersebut terindikasi bahwa adanya kenaikan *water cut* sebesar 95% yang disebabkan oleh perforasi pada lapisan bawah yang baru saja di tutup tidak lama. Hal ini menyebabkan pereduksi oil yang menurun, untuk itu dilakukan Optimasi Sucker Pump Pada Sumur “RA” di Lapangan “RZA” Untuk Melihara Kerja Sumur.

Beberapa tujuan yang dilakukan penelitian ini yaitu menghitung nilai Q_{max} dan $Q_{optimum}$ sumur “RA”, Menghitung nilai pump displacement dan pump efficiency pada sumur “RA” dan membuat skenario optimasi Sucker Rod Pump (SRP) untuk meningkatkan Produktivitas sumur. *Productivity Index* ialah indikator yang menunjukkan kemampuan produksi pada sumur dengan kondisi tertentu. PI menggambarkan perbandingan dari laju alir produksi yang dihasilkan di suatu

sumur terhadap perbandingan tekanan *reservoir* statis (p_s) ke tekanan dasar sumur (p_{wf}) merupakan pengertian dari PI (Brown, K. E. 1977). *Inflow Performance Relationship* (IPR) merupakan grafik yang menggambarkan kemampuan suatu sumur dalam memproduksi fluida dari *reservoir* ke dasar lubang sumur dan ditunjukkan dalam kurva hubungan antara tekanan alir dasar sumur dengan laju alir sumur (Brown, K. E. 1977). Pada perhitungan ini IPR yang digunakan adalah IPR jenis *vogel*, dikarenakan memiliki kondisi Penerapan persamaan aliran masuk Vogel dua fasa memerlukan tekanan *reservoir* di bawah titik gelembung ($P_r < P_b$), yang menghasilkan aliran dua fasa, dan mengasumsikan tidak adanya kerusakan formasi ($S = 0$).

Artificial lift merupakan metode pengangkatan buatan (*Artificial lifting method*) yang digunakan untuk meningkatkan produksi minyak dari sumur ketika energi alami *reservoir* sudah tidak cukup untuk mendorong fluida ke permukaan. Dalam kondisi ini, tekanan *reservoir* sudah menurun dan tidak mampu lagi mengalirkan fluida secara alami melalui tubing ke *flowline* (Guo, 2011). Oleh karena itu, diperlukan sistem bantuan mekanis untuk mempertahankan atau meningkatkan laju produksi sumur. Menurut (Economides, 2013), *Artificial lift* terbagi dalam berbagai metode yang penggunaannya disesuaikan dengan karakteristik fluida, profil sumur, dan ketersediaan energi. Beberapa metode umum termasuk: *Sucker Rod Pump* (SRP): Sistem pompa mekanis yang digerakkan batang dari permukaan, ideal untuk fluida dengan kandungan gas rendah dan sumur dangkal hingga menengah. *Electrical Submersible Pump* (ESP): Pompa sentrifugal yang diletakkan di bawah permukaan dan digerakkan oleh motor listrik, efektif untuk produksi fluida dalam volume besar. *Hydraulic Pumping Unit* (HPU): Sistem hidraulik yang digunakan untuk mengoperasikan pompa subsurface melalui tekanan fluida penggerak. Tenaga penggerak *Artificial lift* dapat berupa motor listrik (*electric motor*), mesin berbahan bakar gas (*gas engine*), maupun mesin diesel. Pemilihan jenis tenaga penggerak dipengaruhi oleh ketersediaan sumber energi, efisiensi operasional, serta pertimbangan ekonomi dan lingkungan (Brown, K. E. 1980).

Pompa Batang Penghisap (SRP) berfungsi dengan memanfaatkan sistem pompa mekanis yang dikendalikan oleh batang dari permukaan menuju pompa yang terletak di bawah tanah. Batang pompa berfungsi untuk mentransmisikan pergerakan vertikal dari unit pemompa di permukaan ke *plunger* di dalam sumur, dan juga membawa beban tensional selama pengangkatan fluida. SRP umumnya diterapkan pada sumur-sumur dengan tingkat produksi rendah hingga menengah, serta sumur dengan kedalaman sedikit dalam hingga menengah, karena sistem ini bekerja dengan sangat baik dalam kondisi sumur yang stabil dan memiliki kandungan gas yang minimal. Dalam sistem SRP,

desain batang sangat penting karena harus memperhitungkan pengaruh dinamis seperti kelelahan material dan regangan, yang dapat memengaruhi masa pakai dan efektivitas operasional.

METODE PENELITIAN

Secara umum, sistem pompa batang penghisap terdiri dari tiga komponen utama, yaitu: Mesin (Penggerak Utama): Bekerja sebagai sumber utama tenaga yang dapat berupa mesin listrik, gas, atau diesel. Mesin ini menghasilkan energi mekanik yang diperlukan untuk mengoperasikan keseluruhan sistem pompa. Peralatan Permukaan: Komponen ini bertugas mengubah gerakan rotasi dari motor menjadi gerakan osilasi vertikal pada batang penghisap. Komponen utama di dalamnya meliputi gearbox, walking beam, crank arm, pitman arm, dan polished rod. Peralatan Bawah Permukaan: Mencakup batang penghisap, *plunger*, *barrel*, *standing valve*, dan *travelling valve*. Cara kerja SRP bergantung pada dua gerakan utama. *Downstroke* yaitu *plunger* bergerak ke bawah, *standing valve* tertutup, *travelling valve* terbuka, dan fluida memasuki *plunger*. *Upstroke* yaitu *plunger* bergerak ke atas, *standing valve* terbuka akibat efek isap, dan *travelling valve* tertutup akibat beban fluida di atasnya. Dalam mengoptimasi sumur, akan dilakukan tahapan evaluasi. Setelah itu, dilanjutkan dengan optimasi sumur dengan mengganti ukuran *plunger* dengan beberapa ukuran yang berbeda-beda. Sonolog adalah metode pengukuran tekanan dan kedalaman fluida dalam sumur produksi dengan menggunakan prinsip gelombang suara. Teknik ini digunakan untuk menentukan *Static Fluid Level* (SFL) dan *Working Fluid Level* (WFL) dalam sumur. Prinsip kerja sonolog melibatkan pelepasan gelombang suara ke dalam sumur, yang kemudian dipantulkan kembali ke permukaan. Rekaman dari pantulan ini dianalisis untuk menentukan kedalaman fluida (Taryana, 2014). Oleh karena itu, pengolahan data sonolog harus dilakukan dengan hati-hati untuk memastikan bahwa data yang diperoleh benar-benar mencerminkan kondisi sumur yang sebenarnya (Jones et al., 2016). Seiring dengan kemajuan teknologi, metode sonolog kini semakin ditingkatkan dengan menggunakan sensor digital dan analisis berbasis kecerdasan buatan untuk meningkatkan akurasi hasil pengukuran (Tabatabaie et al., 2020). Uji sonologi menentukan level fluida dalam sumur dengan memancarkan gelombang suara yang merambat ke bawah dan memantul dari permukaan cairan kembali ke perekam permukaan. Alat ini menggunakan gas nitrogen (N_2) dan karbon dioksida (CO_2) inert, yang tidak bereaksi dengan hidrokarbon, sehingga memastikan pengoperasian yang aman dan efektif. Data akustik yang dihasilkan digunakan untuk menghitung laju aliran sumur, yang kemudian dikarakterisasi oleh Indeks Produktivitas (PI)—ukuran kapasitas produktif formasi yang didefinisikan sebagai rasio laju produksi (Q) pada tekanan dasar sumur yang mengalir (P_{wf}) terhadap

perbedaan antara tekanan reservoir statis dan tekanan yang mengalir tersebut (Pena et al., 2016). Menurut (Brown, K.E. 1984) Kurva dua fasa oleh vogel dapat diformalkan dalam diformulasikan dalam bentuk persamaan berikut. Berikut ini perhitungan yang dapat dilakukan dalam tahapan evaluasi dan optimasi pompa sucker rod di sumur “RA” Lapangan “RZA”.

Menentukan nilai dari luas permukaan *plunger* (A_p), luas penampang top rod (A_{tr}), konstanta *plunger* (K), beban rod (W_r) dan dan beban fluida (W_f).

$$A_p = 0.25 \pi d^2 \dots\dots\dots 1$$

$$A_{tr} = 0.25 \pi d^2 \dots\dots\dots 2$$

$$K = 0.1484 \times A_p \dots\dots\dots 3$$

$$W_r = M1L1 + M2L2 \dots\dots\dots 4$$

Dimana $M1$ (Berat *rod* 1 atas), lb/ft, $M2$ (Berat *rod* 2 bawah), lb/ft, $L1$ (Fraksi panjang *rod* 1 atas), ft, $L2$ (Fraksi panjang *rod* 2 bawah), ft. Menentukan Peak Polished Rod Maksimum (PPRL) dan Peak Polished Rod Minimum (MPRL).

$$a1 = \frac{SN^2}{70500} \left(1 + \frac{c}{p}\right) \dots\dots\dots 5$$

$$PPRL = W_f + (0.9 + a1) \times w_r - p_{wf} \times A_p \dots\dots\dots 6$$

$$MPRL = (0.9 - a2) \times w_r \dots\dots\dots 7$$

Dimana S (Stroke Length), N (Stroke Per Menit), W_f (Beban fluida), lb, W_r (Beban *rod*), lb, P_{wf} (Tekanan Dasar Sumur), A_p (Luas Permukaan *plunger*), in²
Menentukan *Stress Maksimum* (σ_{max}) dan *Stress Minimum* (σ_{min}).

$$Q_{max} = \frac{PPRL}{A_{tr}} \dots\dots\dots 8$$

$$Q_{min} = \frac{MPRL}{A_{tr}} \dots\dots\dots 9$$

Dimana PPRL (Peak Polished Rod Maksimum), MPRL (Peak Polished Rod Minimum) dan A_{tr} (Luas penampang *top rod*), in²

Menentukan *Counter Balance Effect Ideal* (C_i)

$$C_i = \frac{PPRL+MPRL}{2} \dots\dots\dots 10$$

Diamana PPRL (*Peak Polished Rod Maksimum*), MPRL (*Peak Polished Rod Minimum*)

Menentukan *Torsi Maksimum* (*Peak Torque = Tp*)

$$Tp = (PPRL - 0.95 Ci) \times \frac{S}{2} \dots\dots\dots 11$$

Dimana PPRL (*Peak Polished Rod Maksimum*), Ci (*Counter Balance Effect Ideal*) dan S (*Stroke Length*)

Menghitung Efisiensi Volumetris pompa (Ev) pompa terpasang.

Menentukan *Net Lift* Pompa

$$LN = L - \frac{pwf}{0.433 \times G} \dots\dots\dots 12$$

Dimana L (*Pump Intek*), Pwf (*Tekanan Dasar Sumur*), G (*Spesific Grafity*)

Menentukan *Faktor Percepatan (α)*

$$a = \frac{SN^2}{70500} \dots\dots\dots 13$$

Dimana a (*Faktor Percepatan*), S (*Stroke Length*), N (*Stroke Per M, enit*)

Menentukan *Plunger Over Travel (ep)*

$$ep = \frac{40.8 L^2 a}{e} \dots\dots\dots 14$$

dimana ep (*Plunger Over Travel*), L (*Pump Intek*), a (*Faktor Percepatan*), e (*Modulus Young*)

Menentukan *Rod Strectch* dan *Tubing Strectch* (er+et).

$$er = \frac{5.2 \times G \times D \times Ap}{30 \times 10^6} \times \left(\frac{L1}{A1} + \frac{L2}{A2} \right) \dots\dots\dots 15$$

$$et = \frac{5.2 \times SG \times D \times Ap \times L}{E \times Et} \dots\dots\dots 16$$

Dimana SG/G (*Spesific Grafity*), D (*Dynamic Fluif Level*), Ap (*Luas Permukaan plunger*), in², L (*Pump Intek*), E (*Modulus Young*), Et (*luas Penampang Dinding Tubing*), L1 (*Panjang Rod string 1*), L2 (*Panjang Rod string 2*), A1 (*Luas Penampang Rod 1*), A2 (*Luas Artikel diterima 21 Januari 2026. Online 30 Maret 2026.*)

Penampang Rod 2).

Menentukan Efektif Plunger Stroke (S_p).

$$S_p = S + e_p - (e_t + e_r) \dots\dots\dots 17$$

dimana S_p (Efektif *Plunger* Stroke), S (Stroke Length), E_p (*Plunger* Over Travel, E_t (Rod Stretch), E_r (Tubing Stretch)

Menghitung *Pump Displacement* (V)

$$E_v = \frac{q_t}{v} \times 100\% \dots\dots\dots 18$$

dimana E_v (*Efficiency Volumetric*), Q_t (Laju Alir Total), V (*Pump Displacement*).

Menghitung *Efficiency Volumetric* (E_v) pompa terpasang:

$$E_v = \frac{q_t}{v} \times 100\% \dots\dots\dots 19$$

dimana E_v (*Efficiency Volumetric*), Q_t (Laju Alir Total), V (*Pump Displacement*).

Menentukan Hydraulic Horse Power (H_h):

$$H_h = 7.36 \times 10^6 q G L \dots\dots\dots 20$$

dimana Q (Laju Alir Total), G (*Spesific Grafity*), L (*Pump Intek*)

Menentukan *Friction Horse Power* (H_f):

$$H_f = 6.31 \times 10^{-7} W_r S N \dots\dots\dots 21$$

dimana W_r (Beban rod), l_b , S (Stroke Length), N (Stroke Per Menit).

Cekungan Kutai, yang membentang seluas 165.000 km² dan memiliki sedimen setebal 12.000 hingga 14.000 meter, menyimpan minyak dan gas di batupasir Miosen dan Pleistosen. Cekungan ini terbentuk dari pergeseran dan tektonik ekstensional Lempeng Mikro Sunda akibat interaksinya dengan Lempeng Pasifik, India, dan Laut Cina. Stratigrafinya, yang berasal dari Eosen (Tersier Bawah), dibangun oleh kemajuan dan kemunduran laut ini selama Tersier dan Kuartar. Endapan regresif Miosen hingga Pliosen secara khusus dikategorikan ke dalam Formasi Balikpapan, Pulubalang, dan Kampung Baru (Satyana et al., 1999). Penelitian ini dilaksanakan dengan melakukan analisis terhadap data uji sonolog yang bertujuan untuk menentukan nilai *Static Fluid Level* (SFL) dan *Working Fluid Level* (WFL) pada sumur produksi yang dikelola oleh PT Pertamina EP Asset 5 Field Sangatta. Data uji sonolog tersebut digunakan sebagai dasar evaluasi kondisi fluida di dalam sumur guna mendukung analisis kinerja produksi. Pelaksanaan penelitian ini berlangsung selama satu bulan, yaitu mulai tanggal 14 Mei hingga 14 Juni 2025. Lokasi penelitian bertempat di wilayah operasional PT Pertamina EP Asset 5 Field Sangatta yang beralamat di Jalan Gas No. 1 km, Sangkimah, Sangatta Selatan, Kabupaten Kutai Timur, Kalimantan Timur, Indonesia. Selama

periode penelitian tugas akhir, kegiatan yang dilakukan meliputi beberapa tahapan yang tersusun secara sistematis, yaitu pengumpulan data lapangan dan data pendukung, diskusi serta konsultasi dengan dosen pembimbing untuk membahas metode dan hasil analisis, penyusunan laporan tugas akhir berdasarkan data yang telah diperoleh, serta pelaksanaan revisi akhir guna menyempurnakan hasil penelitian.

HASIL PENELITIAN DAN PEMBAHASAN

Dalam membuat grafik IPR 2 fasa diperlukan beberapa data yang mendukung untuk mengetahui nilai $Q_{maksimum}$ dari data sumur. Namun tidak semua data yang diperlukan tersedia, beberapa data yang harus dicari terlebih dahulu sesuai ketentuan rumus yang ada. Berikut tahapan perhitungan dalam mencari data IPR yaitu:

1. Data yang diketahui

- Gross : 211 BOPD
- W_c : 0.95 (95%)
- Density : 36 °API
- SG Water : 1.02
- SG Oil : 0.844
- Mid Perforasi : 2.555 ft

2. Data yang dicari

A. Menghitung nilai productivity indeks (PI)

$$PI = \frac{Q}{P_r - p_{wf}}$$

$$= \frac{211}{(5,21 - 333)}$$

$$= 1.122 \text{ bpd}$$

B. Menghitung nilai *Specific Gravity* (SG) liquid

$$SG_{liquid} = ((1 - W_c) \times SG_{oil}) + (W_c \times SG_{water})$$

$$SG_{liquid} = ((1 - 0.95) \times 0.844) + (0.95 \times 1.02)$$

$$SG_{liquid} = 1.01$$

C. Menghitung nilai Gradient Fluida.

$$Gf = 0.433 \times Sg_{liquid}$$

$$Gf = 0.433 \times 1.01$$

$$Gf = 0.43 \text{ psi/ft}$$

D. Data Perhitungan IPR

Tabel 1. Data Perhitungan

No.	Perhitungan	Hasil	Satuan
1	Gross (15/04/2025)	211	Bfpd
2	Water cut (Wc)	95	%
3	Density	36	°API
4	Sg water	1.02	-
5	Sg oil	0.884	-
6	Mid Perfo	2.555	Ft
7	SG liquid	1.01	
8	Gradien Fluida (Gf)	0.43	Psi/ft
9	Tekanan Statis (Ps)	521	Psi
10	Pwf (Pwf)	333	psi

E. Mencari nilai Qmax dengan rumus IPR Vogel 2 fasa

$$\frac{Q_o}{Q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2$$

$$Q_{max} = \frac{Q_o}{1 - 0.2 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right) - 0.8 \left(\frac{p_{wf}}{p_r} \right)^2}$$

$$Q_{max} = \frac{211}{1 - 0.2 \left(\frac{333}{521} \right) - 0.8 \left(\frac{333}{521} \right)^2}$$

$$Q_{max} = 386,905 \text{ BFPD}$$

F. mencari nialai laju alir kritis (Q optimum)

$$Q_{opt} = Q_{max} \times 80\%$$

$$Q_{opt} = 386.905 \times 80\%$$

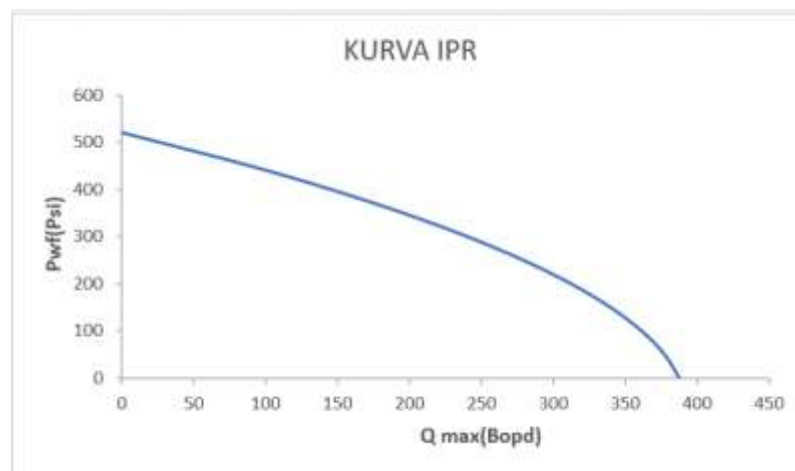
$Q_{opt} = 309,524 \text{ BFPD}$

Setelah mendapatkan nilai Q_{max} , maka dapat diasumsikan nilai P_{wf} sesuai dengan tekanan reservoir adalah 521 psi.

Tabel 2. Asumsi P_{wf}

P_{wf} (Psi)	Q_{max} (BPD)
0	386,9053
50	376,6283
100	360,6499
150	338,9699
200	311,5884
250	278,5055
300	239,721
350	195,2351
400	145,0476
450	89,15864
521	0

Berdasarkan data yang ada dan data hasil perhitungan didapatkan nilai asumsi P_{wf} dan Q_t pada tabel diatas yang dapat diplot dengan Q_t sebagai sumbu X dan P_{wf} sebagai sumbu Y. Setelah itu, didapatkan grafik IPR vogel 2 fasa dengan nilai Q_{max} sebesar 386.90 bpd.



Gambar 1. Grafik IPR 2 Fasa Vogel

1. Menghitung besarnya harga luas permukaan *plunger* (A_p), luas penampang rod (A_{tr}),

dan konstanta *plunger* (K).

$$A_p = 0.25 \pi d^2$$

$$A_p = 0.25 \times 3.14 \times (2.25)^2$$

$$A_p = 3,974 \text{ in}^2$$

$$A_{tr} = 0.25 \pi d^2$$

$$A_p = 0.25 \times 3.14 \times (3/4)^2$$

$$A_p = 0,442 \text{ in}^2$$

$$K = 0.1484 \times A_p$$

$$K = 0.1484 \times 3.974$$

$$K = 0,590 \text{ bpd/spm}$$

2. Menentukan besarnya harga Berat *Rod string* (W_r) dan Berat Fluida (W_f).

$$W_r = M_1 L_1 + M_2 L_2$$

$$L_1 = R_1 L = 0.40 \times 2.791 = 111.64 \text{ ft}$$

$$L_2 = R_2 L = 0.60 \times 2.791 = 167.46 \text{ ft}$$

$$W_r = (2.22 \times 111.64) + (1.63 \times 167.46)$$

$$W_r = 520,80 \text{ lb}$$

$$W_f = 0.433 G (L A_p - 0.294 W_r)$$

$$W_f = 0.433 \times 1.01 (2.791 \times 0.442 - 0.294 \times 520.80)$$

$$W_f = 4181,074 \text{ lb}$$

3. Menentukan Peak Polished Rod Maksimum (PPRL) dan Peak Polished Rod Minimum (MPRL).

$$a_1 = \frac{SN^2}{70500} \left(1 + \frac{c}{p}\right)$$

$$a_1 = \frac{64 \times 9^2}{70500} (1 + 0.333)$$

$$a_1 = 0.009$$

$$a_2 = \frac{SN^2}{70500} \left(1 - \frac{c}{p}\right)$$

$$a_2 = \frac{64 \times 9^2}{70500} (1 - 0.333)$$

$$a_2 = 0,049$$

$$PPRL = W_f + (0.9 + a_1) \times w_r - p w_f \times A_p$$

$$PPRL = 4181.07 + (0.9 + 0.009) \times 520.80 - 333 \times 3.974$$

$$PPRL = 7595,84 \text{ lb}$$

$$MPRL = (0.9 - a2) \times wr$$

$$MPRL = (0.9 - 0.049) \times 520.80$$

$$MPRL = 3557,90 \text{ lb}$$

4. Menentukan *Stress Maksimum* (σ_{max}) dan *Stress Minimum* (σ_{min}).

$$Q_{max} = \frac{PPRL}{Atr}$$

$$Q_{max} = \frac{7595.84}{0.442}$$

$$Q_{max} = 17202,2 \text{ psi}$$

$$Q_{min} = \frac{MPRL}{Atr}$$

$$Q_{min} = \frac{3557.90}{0.442}$$

$$Q_{min} = 8057,52 \text{ psi}$$

5. Menentukan *Counter Balance Effect Ideal* (C_i)

$$C_i = \frac{PPRL + MPRL}{2}$$

$$C_i = \frac{7595.84 + 3557.90}{2}$$

$$C_i = 5576,87 \text{ lb}$$

6. Menentukan *Torsi Maksimum* (*Peak Torque* = T_p)

$$T_p = (PPRL - 0.95 C_i) \times \frac{S}{2}$$

$$T_p = (7595.84 - 0.95 \times 5576.87) \times \frac{64}{2}$$

$$T_p = 73530,14 \text{ in. lb}$$

7. Menghitung *Effisiensi Volumetris pompa* (E_v) pompa terpasang.

1. Menentukan *Net Lift Pompa*

$$LN = L - \frac{pwf}{0.433 \times G}$$

$$LN = 2.791 - \frac{333}{0.433 \times 1.01}$$

$$LN = 2029,56 \text{ ft}$$

2. Menentukan Faktor Percepatan (α)

$$a = \frac{SN^2}{70500}$$

$$a = \frac{64 \times 9^2}{70500}$$

$$a = 0,073$$

3. Menentukan *Plunger Over Travel* (ep)

$$ep = \frac{40.8 L^2 a}{e}$$

$$ep = \frac{40.8 \times 2.791^2 \times 0.073}{30 \times 10^6}$$

$$ep = 0,773 \text{ in}$$

4. Menentukan *Rod Stretch* dan *Tubing Stretch* ($er+et$).

$$er = \frac{5.2 \times G \times D \times Ap}{30 \times 10^6} \times \left(\frac{L1}{A1} + \frac{L2}{A2} \right)$$

$$er = \frac{5.2 \times 2.754 \times 1.332 \times 3.974}{30 \times 10^6} \times \left(\frac{111.64}{0.60} + \frac{167.46}{0.40} \right)$$

$$er = 5,603 \text{ in}$$

$$et = \frac{5.2 \times SG \times D \times Ap \times L}{E \times Et}$$

$$et = \frac{5.2 \times 1.01 \times 1.332 \times 3.974 \times 2.791}{30000000 \times 2.441}$$

$$et = 1,059 \text{ in}$$

8. Menentukan *Efektif Plunger Stroke* (Sp) :

$$Sp = S + ep - (et + er)$$

$$Sp = 64 + 0.773 - (5.603 + 1.059)$$

$$Sp = 58,11 \text{ in}^2$$

9. Menghitung *Pump Displacement* (V):

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

$$V = 0.590 \times 58.11 \times 9$$

$$V = 308,430 \text{ bpd}$$

10. Menghitung *Efficiency Volumetric* (Ev) pompa terpasang:

$$E_v = \frac{qt}{v} \times 100\%$$

$$E_v = \frac{211}{308.430} \times 100\%$$

$$E_v = 0.68$$

$$E_v = 68 \%$$

11. Menentukan *Horse Power* (Hp) dari *Prime Mover* terpasang:

1. Menentukan *Hydraulic Horse Power* (Hh):

$$Hh = 7.36 \times 10^6 q G L$$

$$Hh = 7.36 \times 10^6 \times 211 \times 1.01 \times 2.791$$

$$Hh = 4,377 \text{ hp}$$

2. Menentukan *Friction Horse Power* (Hf):

$$Hf = 6.31 \times 10^{-7} W r S N$$

$$Hf = 6.31 \times 10^{-7} \times 520.80 \times 64 \times 9$$

$$Hf = 1,892 \text{ hp}$$

3. Menentukan *Brake Horse Power* (Hb):

$$Hb = 1.5 (Hh + Hf)$$

$$Hb = 1.5 (4.377 + 1.892)$$

$$Hb = 9,405 \text{ hp}$$

Setelah dilakukan tahapan evaluasi, didapatkan data *pump efficiency* sebesar 68% yang menandakan bahwa pumping unit SRP harus di optimasi untuk meningkatkan produktivitas dari sumur “RA”. Untuk melakukan optimasi diperlukan pembuatan beberapa skenario untuk mengetahui skenario mana yang sesuai dan akan diaplikasikan ke pumping unit. Skenario dapat dibuat dengan mengganti beberapa parameter pompa, yaitu mengganti *SPM*, *stroke length*. Berikut ini beberapa scenario yang dapat dilakukan untuk mengoptimasi pompa pada sumur “RA”

Tabel 3. Skenario I

<i>Skenario I</i>					
<i>Kecepatan Pompa (SPM)</i>					
<i>Pump Babrel</i>	<i>SPM (N)</i>	<i>SL (S)</i>	<i>SP</i>	<i>PD (V)</i>	<i>Ev</i>
2,5	3	64	57,42	101,59	207,69
2,5	6	64	57,68	204,08	103,39
2,5	9	64	58,11	308,43	68,41
2,5	12	64	58,71	415,52	50,78

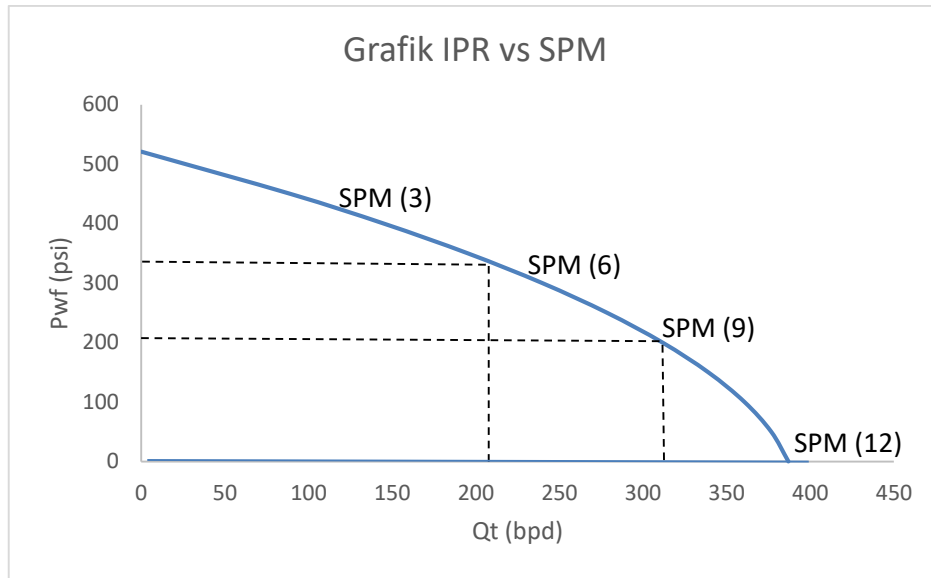
Tabel 4. Skenario II

<i>Skenario II</i>					
<i>Steroke Length (LS)</i>					
<i>Pump Babrel</i>	<i>SPM (N)</i>	<i>SL (S)</i>	<i>SP</i>	<i>PD (V)</i>	<i>EV</i>
2,5	9	64	58,1	308,4	68,4
2,5	9	100	94,5	501,8	42,0
2,5	9	130	94,9	503,8	41,9
2,5	9	150	95,2	505,1	41,8

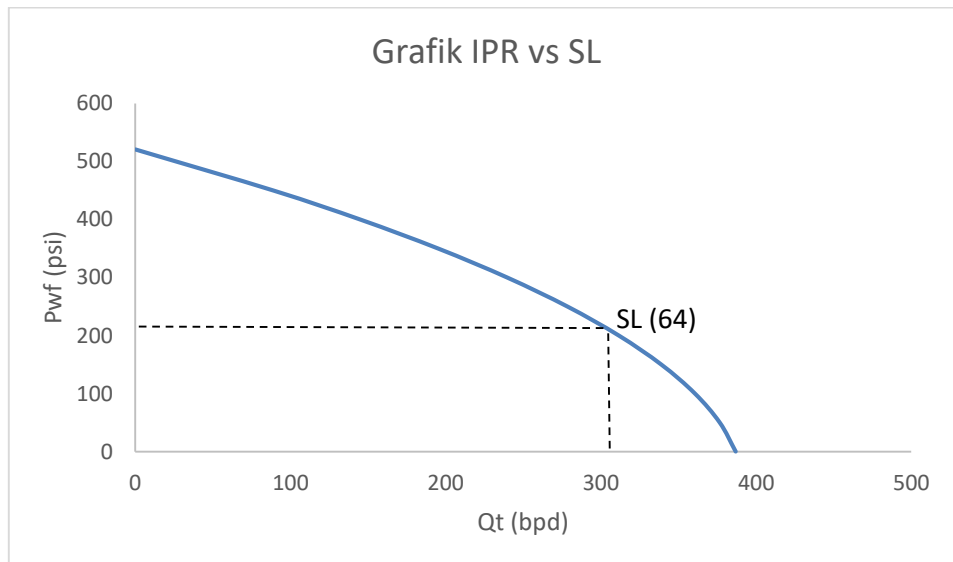
Tabel 5. Skenario III

<i>Skenario III</i>					
<i>SPM dan SL</i>					
<i>Pump Babrel</i>	<i>SPM (N)</i>	<i>SL (S)</i>	<i>SP</i>	<i>PD (V)</i>	<i>EV</i>
2,5	3	64	57,42	101,59	207,69
2,5	6	100	100,54	355,76	59,31
2,5	9	130	131,58	698,38	30,21
2,5	12	150	153,24	1084,49	19,46

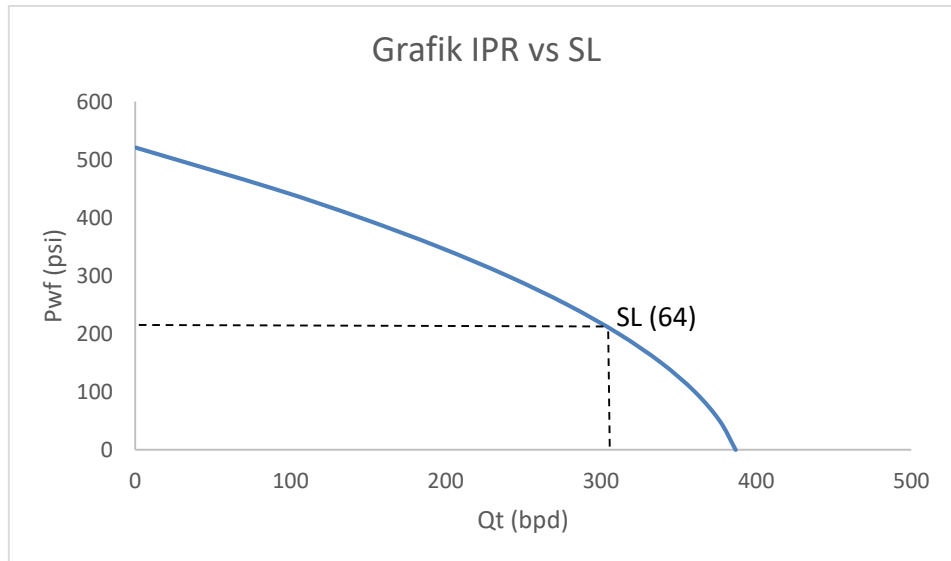
Dari beberapa skenario diatas, dapat diplot grafik perbandingan setiap skenario dengan grafik IPR yang sebelumnya telah dibuat untuk melihat perbandingan dari segi Qmaksimum dan Qoptimum.



Gambar 2. Grafik Skenario I



Gambar 3. Grafik Skenario II



Gambar 4. Grafik Skenario III

Bedasarkan hasil evaluasi SRP didapatkan hasil bahwa pump efisiensi pompa pada sumur “RA” adalah 68%. Penulis perlu melakukan mengoktimalkan SRP dengan membuat beberapa skenario dengan memngganti SPM dan SL. Nilai *pump displacement* harus dibawah dari Q_{max} dan $Q_{optimum}$ dikarnakan untuk mencegah pengurasan minyak yang cepat, upaya sumur harus efesien dan perlahan. Oleh karna itu penulis memilih skenario 1 dikarnakan Pompa sudah melakukan kinerja yang bagus dan tidak perlu melakukan penambahan dan pengurangan SPM dengan mendapatkan nilai pump displacement sebesar 308,43 bfpd. Jika Penulis menaikan dengan SPM 9,5 dan stroke length 64, diperoleh nilai pump displacement sebesar 359 BFPD dengan efisiensi pompa 59%. Sementara itu, nilai laju alir optimum ($Q_{optimum}$) adalah sebesar 309,524 BFPD. Hal ini menunjukkan bahwa laju alir pompa telah melampaui kondisi optimum. Apabila pompa tetap dioperasikan pada SPM 9,5, maka produksi fluida akan melebihi kemampuan reservoir sehingga berpotensi menyebabkan sumur cepat mengalami penurunan fluida atau terkuras.

KESIMPULAN

Berdasarkan data produksi dan analisis sonolog, diperoleh nilai laju produksi maksimum (Q_{max}) sebesar 386,905 bfpd. Namun, untuk menjaga keberlanjutan produksi agar sumur tidak mengalami penurunan yang terlalu cepat, dilakukan perhitungan laju produksi optimum ($Q_{optimum}$) sebesar 308,43 bfpd. Hasil evaluasi Sucker Rod Pump (SRP) menunjukkan bahwa nilai pump displacement yang digunakan sebesar 308,43 bfpd dengan efisiensi pompa pada sumur “RA”

mencapai 68%. Sesuai dengan hasil evaluasi tersebut, diperlukan optimasi sistem SRP dengan membuat tiga skenario perubahan kecepatan pompa (SPM) dan stroke length. Dalam proses optimasi ini, nilai pump displacement (V) harus berada di bawah nilai Qoptimum. Dari ketiga skenario yang dianalisis, diperoleh kondisi terbaik pada skenario 1 dengan penggunaan SPM 9, yang menghasilkan laju produksi mendekati nilai optimum sebesar 308,43 bfpd.

PENGAKUAN DAN UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis menyampaikan apresiasi yang sebesar-besarnya kepada seluruh pihak yang telah memberikan dukungan serta kontribusi dalam proses penyusunan hingga penyelesaian penelitian ini. Ucapan terima kasih diberikan kepada PT Pertamina EP Asset 5 Field Sangatta atas izin dan fasilitas yang telah disediakan dalam kegiatan pengambilan data penelitian. Penulis juga mengucapkan terima kasih kepada dosen pembimbing yang telah memberikan arahan, bimbingan, serta masukan yang membangun selama pelaksanaan penelitian hingga penyusunan jurnal ini. Selain itu, penghargaan turut disampaikan kepada rekan-rekan yang telah memberikan dukungan, berdiskusi, serta membantu secara teknis sehingga penelitian ini dapat terselesaikan dengan baik. Penulis berharap hasil penelitian ini dapat memberikan manfaat serta kontribusi bagi perkembangan ilmu pengetahuan, khususnya di bidang teknik perminyakan.

DAFTAR PUSTAKA

- Bellarby, J. (2009). *Well Completion Design* (Vol. 56). Amsterdam: Elsevier
- Brown, K. E. 1977. "The Technology of *Artificial lift* Methods". Volume 1. Penn Well publishing Company, Tulsa, Oklahoma.
- Brown, K. E. 1980. "The Technology of *Artificial lift* Methods". Volume 2A. Penn Well Publishing Company, Tulsa, Oklahoma.
- Brown, K. E. 1984. "The Technology of *Artificial lift* Method. Volume 2b. Tulsa, Oklahoma: Pennwell Publishing Company.
- Economides, M. J., Hill, A. D., Eglig-Economides, C., & Zhu, D. (2013). *Petroleum Production Systems*(2nd ed). Pearson Education
- Jones, R. S., Pownall, B., & Franke, J. (2016). Estimating reservoir pressure from early flowback data. Society of Petroleum Engineers Unconventional Resources Resources Technology Co SPE/AAPG/SEG Conference, August, 25-27.

- Guo, B. (2011). *Petroleum production engineering, a computer-assisted approach*. Elsevier.
- Pena, P. P., Nunna, K., Urdaneta, G., & Samuel, R. (2016). Productivity Index Coupled with Drilling Risk Index: Application to Geosteering. In *IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference and Exhibition?* (p. D021S010R004). SPE.
- Purwaka, E. (2018). Perencanaan Ulang Sucker Rod Pump Pada Sumur “X” Lapangan “Y”. *Jurnal Offshore: Oil, Production Facilities and Renewable Energy*, 2(1), 51-57.
- Satyana, A. H., Nugroho, D., & Surantoko, I. (1999). Tectonic controls on the hydrocarbon habitats of the Barito, Kutei, and Tarakan Basins, Eastern Kalimantan, Indonesia: major dissimilarities in adjoining basins. *Journal of Asian Earth Sciences*, 17(1-2), 99-122.
- Tabatabaie, S. H., Pooladi-Darvish, M., Taheri, S., Prefontaine, J., Tewari, C., Zaoral, K., & Mattar, L. (2020, July). Generate inflow performance relationships (IPR) for unconventional reservoirs using reservoir models instead of correlations. In *SPE/AAPG/SEG Unconventional Resources Technology Conference* (p. D013S011R004). URTEC.
- Takacs, G. (2015). Sucker-rod pumping system components and their operation. *Sucker-Rod Pumping Handbook*, 57-246.
- Taryana, N. (2014). Sonolog Test Sumur Minyak menggunakan Alat Total Well Management Echometer sebagai Well Analyzer Sumur di Pertamina EP Subang. *ELKOMIKA: Jurnal Teknik Energi Elektrik, Teknik Telekomunikasi, & Teknik Elektronika*, 2(2), 152.