
**EVALUASI DAN OPTIMASI POMPA ANGGUK UNTUK
MENINGKATKAN LAJU PRODUKSI MINYAK PADA SUMUR XY PT.
PERTAMINA EP FIELD CEPU**

Marthen Natasian¹, Purnomosidi^{2*}, Jeffrie J Malakuseya³

^{1,3} Teknik Mesin /Teknik Produksi Migas, Politeknik Negeri Ambon, Indonesia

^{2*} PT. Pertamina EP Cepu Reg.1 Jalan Gajah Mada, Blora Jawa Tengah, Indonesia

email : atengnatasian06012001@gmail.com

e-mail: purnomosidi@esdm.go.id

e-mail: malakuseyajeff@gmail.com

ABSTRACT

This research was conducted to optimize the production of oil and gas wells using the artificial lift method with a Sucker Rod Pump in the Kawengan Field, PT Pertamina EP Field Cepu. The evaluation was carried out on the performance of the installed Sucker Rod Pump in well XY. The creation of the Inflow Performance Relationship curve was done independently and using commercial software. Similarly, the Tubing Performance Relationship curve for the well was created. Based on the evaluation conducted by the author on well XY, the actual production rate is 1241 barrels per day (BLPD) and the efficiency of the installed Sucker Rod Pump is 47,77%. Therefore, in this case, the condition of the installed Sucker Rod Pump is considered suboptimal. Consequently, optimization was carried out on the installed Sucker Rod Pump using a Nodal Analysis simulator, which resulted in the optimization of the Sucker Rod Pump series to increase the production rate in well XY to 30-275 thousand hours of operation (THM) with a flow rate of 882,95 BLPD, well flow pressure of 574,11 psia, and pump speed of 11 strokes per minute (spm).

Keywords: Artificial lift, Sucker Rod Pump, Evaluation, Optimization, Nodal Analysis

ABSTRAK

Penelitian ini dilakukan untuk mengoptimalkan produksi sumur minyak dan gas menggunakan metode *artificial lift* dengan pompa angguk (*Sucker Rod Pump*) di Lapangan Kawengan, PT Pertamina EP Field Cepu. Evaluasi dilakukan terhadap kinerja pompa angguk terpasang pada sumur XY. Pembuatan kurva *Inflow Performance Relationship* dilakukan secara mandiri dan menggunakan perangkat lunak komersil. Demikian pula dengan kurva *Tubing Performance Relationship* untuk sumur tersebut. Berdasarkan evaluasi yang dilakukan oleh penulis terhadap sumur XY maka laju produksi aktual adalah sebesar 1241 BLPD dan efisiensi pompa angguk terpasang sebesar 47,77%. Oleh karena itu, dalam hal ini keadaan pompa angguk terpasang dinyatakan kurang baik. Sehingga dilanjutkan dengan melakukan optimasi pada pompa angguk terpasang menggunakan simulator Analisa nodal dimana didapatkan hasil optimasi seri pompa angguk terpasang untuk meningkatkan laju produksi pada sumur XY adalah 30-275 THM dengan laju alir 882, 95 BLPD, Tekanan alir sumur 574,11 psia dan kecepatan pompa 11spm.

Kata Kunci : Artificial Lift Sucker Rod Pump, Evaluasi, Optimasi, Nodal

1. PENDAHULUAN

Indonesia merupakan negara penghasil minyak dan gas bumi (migas). Target utama dalam operasi produksi sumur migas adalah mengupayakan laju produksi yang optimal dan sesuai dengan kemampuan produksi sumur migas. Sumur migas yang jarang berproduksi pada umumnya akan mengakibatkan laju produksi menurun, sehingga minyak dan gas yang diperoleh tidak sesuai dengan yang ditargetkan. Salah satu solusi untuk meningkatkan nilai laju produksi sumur sembur alam (*natural flow*) yang telah tidak sesuai lagi dengan kemampuan berproduksinya akibat pengaruh penurunan tekanan statik yang tidak mampu mendorong fluida ke permukaan sumur secara maksimal adalah menggunakan metode pengangkatan buatan (*artificial lift*) dengan bantuan pompa SRP (*Sucker Rod Pump*) (Begg, 2003). Peningkatan laju produksi suatu sumur minyak dan gas bertujuan untuk menambah pendapatan kumulatif dan *revenue* menurut target produksi lapangan yang diharapkan. Hal tersebut umumnya dilakukan dengan cara evaluasi dan optimasi terhadap kinerja sumur dan peralatan produksi yang terkait didalamnya.

Pompa SRP yang dikenal juga dengan pompa angguk merupakan suatu metode yang memanfaatkan sumber tenaga berupa listrik atau gas dari *primemover* untuk menggerakkan pompa se-

hingga fluida sumur dapat naik ke permukaan. Keunggulan dari penggunaan pompa SRP ini dibandingkan dengan metode *artificial lift* lainnya adalah mudah dalam pengoperasian di lapangan. Selain itu umur alatnya lebih lama, sehingga jika sudah dipakai pada suatu sumur (produksinya berakhir), maka dapat dipindahkan ke sumur lain dengan biaya yang relatif rendah. Guna memperoleh produksi yang optimum dalam perencanaan pompa SRP, standarisasinya adalah kapasitas pemompaan (*pump displacement*). Faktor-faktor yang mempengaruhinya antara lain adalah dalam proses pemilihan ukuran *plunger*, ukuran *rod string*, panjang langkah (*stroke length*) dan kecepatan pompa (Archer, 1986).

Sumur XY terletak pada Lapangan Kawengan di lokasi WKP PT Pertamina EP Field Cepu. Sumur XY menggunakan pompa SRP untuk meningkatkan laju produksi minyak dan gas. Berdasarkan data produksi harian Sumur XY Tahun 2018-2019, diketahui adanya penurunan laju produksi yang mempengaruhi penerimaan *revenue* secara konsisten. Oleh karena itu, diperlukan suatu kajian pada sumur XY, baik secara *reservoir* dan atau metode pengangkatan bukannya melalui optimasi peningkatan produksi agar *decline* produksi dapat ditanggulangi secara efektif. Hal ini dilakukan untuk mempertahankan laju produksi optimum pada sumur XY. Penelitian ini dilakukan untuk mengkaji kemampuan produksi sumur XY, mengevaluasi kinerja pompa anggur terpasang, dan melakukan optimasi kinerja sumur XY. Hasil dari penelitian ini diharapkan dapat mendorong laju produksi minyak dan gas pada sumur XY.

2. METODOLOGI

A. Jenis dan Lokasi Penelitian

Jenis penelitian yang di gunakan dalam penulisan ini adalah penelitian survei di mana evaluasi dan optimasi pompa sucker rod pump untuk meningkatkan laju produksi minyak pada sumur XY di lapangan Pt.Pertamina Ep Cepu Regional 4 Zona 11 Cepu Fileld Lapangan Distrik 1 Kawengan. Penelitian ini melibatkan perlakuan khusus terhadap variabel yang diteliti dan dilaksanakan di lingkungan PT. Pertamina EP Cepu Regional 4 Zona 11 Cepu Field Lapangan Distrik I Kawengan.

B. Data Penelitian

Data Primer

Informasi diperoleh secara langsung observasi dan lewat observasi objek pompa di PT. Pertamina EP Cepu Regional 4 Zona 11 Cepu Field lapangan Distrik I Kawengan.

Data Sekunder

Data yang didapatkan mulai literature/pustaka yang dipaaki untuk menyusun landasan teori. Data yang diperoleh seperti data laju produksi selama 1 tahun.

C. Prosedur Penelitian

Pengumpulan data dilakukan baik data primer dan sekunder dari setiap pertemuan daring penelitian dan sumber sumber lainnya. Data yang terkumpul diolah dan digunakan untuk membantu dalam melakukan penelitian ini.

1. Produktivitas Sumur

Produktivitas sumur merujuk pada jumlah air atau hidrokarbon yang dapat diproduksi oleh sumur dalam satuan waktu tertentu. Produktivitas sumur ini dapat diukur dengan menggunakan beberapa parameter seperti debit aliran (*flow rate*) dan tekanan sumur (*wellhead pressure*).

1.1 Productivity Index (Pi)

Productivity Index (PI) pada dasarnya diartikan sebagai komparasi dari kecepatan produk dari sebuah sumur dengan tekanan aliran dasar sumur terhadap perbedaan perbedaan tekanan dasar sumur

pada kondisi statis (P_s) dan tekanan dasar sumur ketika ada aliran (P_{wf}) (Dekker, 2012) yang dapat dikalkulasikan secara matematis berikut ini:

$$PI = J = \frac{q}{P_s - P_{wt}} \dots\dots\dots (1)$$

Dimana :

$PI=J$ = *produktivity Indeks*, bbl/hari/psi

q = laju produksi aliran total, bbl/hari

P_s = tekanan statis *reservoir*, psi

P_{wf} = tekanan dasar sumur waktu ada aliran, psi

1.2 Inflow Performance Relationship (IPR)

Inflow performance relationship (IPR) mempunyai peran signifikan dalam membuat rencana fasilitas produksi untuk penggalan minyak maupun gas. Untuk membuat sumur atau mengetahui karakteristik sumur dalam mengeluarkan produksi, maka IPR bisa diartikan sebagai PI dijelaskan dengan grafik.

Menurut definisi PI pada suatu kondisi spesifik sumur, apabila tekanan statis *reservoir* (P_s) dan PI dianggap konstant, dengan demikian variabelnya yaitu laju produksi (q) dan tekanan alir dasar sumur (P_{wf}), dengan rumusan PI (Dekker, 2012) yaitu:

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

Menurut definisi PI, dalam membuat grafik IPR, harus memperhatikan aspek-aspek dan jumlah dari :

- laju produksi (q)
- tekanan aliran sumur (P_{wf})
- tekanan *static* sumur (P_s)

Ketiga data tersebut didapatkan dari uji *test* tekanan dan uji produksi terhadap sumur yang bersangkutan. Dari data itu dibuat IPR sesuai dengan keadaan laju fluidanya, apakah satu fasa, dua fasa, atau tiga fasa. IPR 2 fasa menggambarkan hubungan antara laju aliran hidrokarbon cair dan gas yang masuk ke sumur produksi dengan perbedaan tekanan di sekitar sumur. IPR 2 fasa digunakan untuk mengukur kemampuan sumur produksi dalam memproduksi campuran hidrokarbon cair dan gas. Sedangkan, IPR 3 fasa menggambarkan hubungan antara laju aliran hidrokarbon cair, gas, dan padatan (seperti pasir atau lumpur) yang masuk ke sumur produksi dengan perbedaan tekanan di sekitar sumur. IPR 3 fasa digunakan untuk mengukur kemampuan sumur produksi dalam memproduksi campuran hidrokarbon cair, gas, dan padatan.

Dalam kedua jenis IPR ini, perbedaan tekanan di sekitar sumur diukur dengan menggunakan perangkat tekanan yang disebut PVT (Pressure-Volume-Temperature) separator atau separator PVT. Data yang diperoleh dari separator PVT digunakan untuk menghitung produksi hidrokarbon dari sumur produksi dan untuk merancang fasilitas produksi yang diperlukan untuk mengoptimalkan produksi dari sumur tersebut.

2. Evaluasi Sucker Rod Pump Terpasang

Evaluasi pompa *sucker rod* dilakukan untuk mengetahui pompa yang sedang lakukan mengevaluasi pompa *sucker rod* dapat mengetahui beberapa bagian penting yang dapat menjadi bahan evaluasi untuk melihat kinerja pompa yang di gunakan pada saat di lapangan.

Tabel 2.1. Tipe Dan Ukuran Maksimum Pompa

Pump Type	Tubing Size, in			
	1.900	2 ⁷ / ₈	2 ⁷ / ₈	3 ¹ / ₂
Tubing one-piece, thin-wall barrel (TW)	1 ¹ / ₂	1 ³ / ₄	2 ¹ / ₄	2 ³ / ₄
Tubing one-piece, heavy-wall barrel (TH)	1 ¹ / ₂	1 ³ / ₄	2 ¹ / ₄	2 ³ / ₄
Tubing liner barrel (TL)	-	1 ³ / ₄	2 ¹ / ₄	2 ³ / ₄
Rod one-piece, thin-wall barrel (RW)	1 ³ / ₄	1 ³ / ₄	2	2 ³ / ₄
Rod one-piece, heavy-wall barrel (RH)	1 ¹ / ₂	1 ³ / ₄	1 ³ / ₄	2 ³ / ₄
Rod liner barrel (RL)	-	1 ³ / ₄	1 ³ / ₄	2 ³ / ₄

Tabel 2.2. Data *Sucker Rod*

Ukuran (inch)	Luas (inch ²)	Berat (lb/ft)
5/8	0,307	1,13
3/4	0,442	1,63
7/8	0,601	2,22
1	0,785	2,90
1 1/8	0,994	2,67

2.1 Beban Percepatan

Rod string digunakan pada saat barrel rod ingin turun naik dengan kecepatan tetap maka gaya yang bekerja pada barrel *rod* yaitu berat barrel *rod* akan mengalami bebaban percepatan sebesar yaitu :

$$a = \frac{S N^2}{70500} \dots \dots \dots (3)$$

2.2 Panjang Langkah Plunger Efektif

Marsh dan Coberly menciptakan persamaan untuk mengetahui perpanjangan akibat beban yang dirasakan *String*, dimana besarnya *Plunger Overtravel*, yaitu:

$$e_p = \frac{12.L.a}{E.Ar} \times \frac{490.L.Ar}{144} = \frac{40.8.L^2.a}{E} \dots \dots \dots (4)$$

Persamaan (diatas) diterapkan pada *Untapped rod string* sementara untuk *tapped rod string* digunakan rumusan yaitu:

$$e_p = \frac{32.8.L^2.a}{E}$$

.....(5)

Sedangkan perpanjangan *rod* (e_r) dan panjang *tubing* (e_t), yaitu:

$$e_r = \frac{5,20 \cdot G_f \cdot D \cdot A_p \cdot L}{E \cdot A_{5,r}} \quad \dots\dots\dots(6)$$

$$e_t = \frac{5,20 \cdot G_f \cdot D \cdot A_p \cdot L}{E \cdot A_t}$$

¹ Penjelasan: jika diletakkan *anchor* pada *tubing*, maka L/A_t bisa dibiarkan. *effectif plunger stoke* yaitu *barrel rod strok* dikurang *rod* dan *tubing strecht* ditambahkan *plunger overtravel* atau :

$$sp = S + ep - (et + er) \quad \dots\dots\dots(7)$$

2.3 Beban *Barrel Rod*

Ketika pemompaan berlangsung ada 5 faktor yang dapat berpengaruh pada muatan net atau beban bersih (*Net Load*) daripada *Barrel Rod*, yaitu: beban cairan, bobot statis *Rod String*, bobot laju *Sucker Rod*, tekanan permukaan pada *Sucker Rod* yang masuk ke cairan dan gaya gesekan diabaikan berkaitan dengan cairan yang dinaikkan. Beban cairan ketika *Upstroke* yang dialami *Barrel Rod* dihitung dengan rumus:

$$W_f = 0,433G (L A_p - 0,294W_r) \quad \dots\dots\dots(8)$$

2.4 Pump Displacement Dan Efisiensi Volumetris

Untuk menghitung *Pump Displacement* (volume pemompaan) yaitu dengan *Effectif Plunger Stoke*, sebagai berikut:

$$V = A_p (\text{inchi})^2 \times Sp (\text{inchi/stroke}) \times N (\text{stroke/menit}) \times \frac{1440 (\text{menit / hari})}{9702 (\text{inchi}^2 / \text{bbl})}$$

$$V = 0,1484 A_p Sp N, \text{ bbl/day}$$

Harga $0,1484 \times A_p$ merupakan suatu konstanta (K) untuk suatu diameter tertentu dari ukuran *Plunger*, maka menjadi:

$$V = K Sp N$$

Harga sebenarnya dari *Pump Displacement*, perlu diketahui *Efisiensi Volumetris* (Ev) dari pompa tersebut, sehingga:

$$Q = V \times Ev$$

Keterangan:

$$Ev = \frac{\text{Efisiensi Volumetris, besarnya antara 25 - 100\% biasanya diambil 70 - 100\%}}{100\%}$$

Atau:

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

Tabel 2.3. Efisiensi pompa sucker rod

Efisiensi Volumetris (%)	Kondisi Sumur
60 – 70	1. Sumur dalam dengan aras dalam. 2. Sumur menghasilkan gas dan separator bekerja baik
70 – 85	1. Sumur normal 2. Aras Cairan dangkal dan pompa dipasang dangkal
85 – 100	1. Tidak ada interferensi gas 2. Aras cairan dangkal dan pompa dipasang dangkal

Efisiensi volumetris pompa adalah aspek krusial didalam merencanakan. Harga efesiensi volumetris dinamis sesuai dengan:

- Fluida yang dihasilkan.
- Jenis pompa yang dipilih.
- Dalamnya pompa.
- Kapasitas peralatan yang digunakan di *surface*
- Efek gas.

2.5 Counter Balance

Fungsi utama *conterbalance ideal* (Ci) harus menyimpan dalam ukuran tertentu agar *prime mover* mengangkat muatan yang sama berat maka ketika ada periode *upsroke* atau *downstroke* dengan persamaan:

$$Ci = \frac{W_{max} + W_{min}}{2} \dots\dots\dots (9)$$

2.6 Torsi (Torque)

Hal ini berkaitan erat dengan rencana *Cunterbalance*. *Pumping Unit* untuk memastikan kecepatan putaran menurut laju *Gear Reducer*, yaitu masing-masing *Pumping Unit* dengan putaran maksimal manufaktur. Dengan kalkulasi sebagai berikut:

$$Tp = (W_{max} - 0,95.Ci)(S / 2) \dots\dots\dots (10)$$

3. Perhitungan Optimasi Pompa Sucker Rod

Setelah menganalisa dan kondisi *sucker rod* yang terpasang maka dapat menentukan apakah sumur tersebut masi bisa di optimalkan. Dengan asumsi laju air (Q) optimum berada pada nilai pwf pada saat *submergence* pompa 100 ft maka dapt mencari nilai Q dengan variasi nilai *stroke length* dan *stroke per minute* yang berada dan menentukan nilai Q yang paling mendekati nilai Q optimum dari sumur.

Dengan mengambil harga *rate* produksi yang paling mendekati Q optimum ini akan didapatkan nilai Q yang diinginkan dari hasil optimasi. Pwf optimasi pada *submergence* 100 ft didapatkan dari :

$$Pwf = (middle perforation - DFL opt) \times gradien \text{ tekanan fluida } \times (H - DFL)$$

Dimana:

$$DFLopt = PSD - submergence \dots\dots\dots(11)$$

Laju aliran optimum yang diinginkan didapatkan dari laju aliran setiap harga *stroke legth* dan *stroke per minute* dapat dari sebelumnya perlu dihitung beberapa parameter seperti faktor percepatan (a), *plunger overtravel* (ep), *tubing stretch* (et), *rod stretch* (er), *effective plunger stroke* (Sp), dan *pump displacement* (V).

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1 Perhitungan Kapasitas Produksi Sumur XY

Data sumur XY :

- Tekan statik (Ps) = 681.18 psi
- Tekan aliran dasar sumur (Pwf) = 525.38 psi
- Produksi total(qt) = 459.1 blpd
- produksi minyak (qo) = 304,504 x (1-0,97803)= 6,689 blpd

Perhitungan Indeks produktivitas

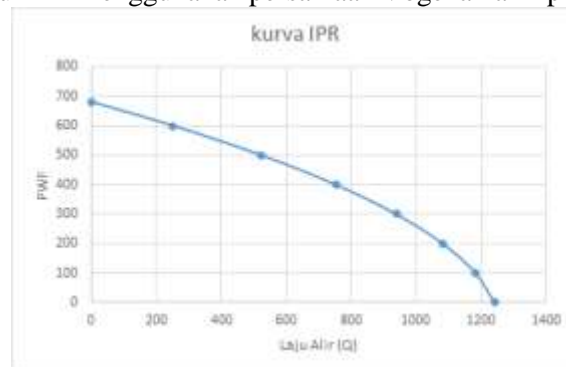
Perhitungan Indeks produktivitas (PI) sumur XY, sebagai berikut :

$$PI = \frac{qt}{Ps - Pwf}$$

$$= \frac{459.1}{681.18 - 525.38}$$

$$= 2,95 \text{ psi/stb/day}$$

Langkah berikutnya adalah kita akan melakukan perhitungan dan pembuatan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) sumur XY menggunakan persamaan Vogel aliran 2 phase, sebagai berikut:



Gambar 3.1. Kurva IPR Sumur XY

Gambar 1. merupakan kurva IPR sumur XY dengan laju alir AOFD sebesar 823,32 blpd.

Menentukan Pwf/Ps

$$\begin{aligned} Pwf/Ps &= 525.38/681.18 \\ &= 0.771279 \\ (Pwf/Ps)^2 &= (525.38/681.18)^2 \\ &= 0.59487168 \text{ psi} \end{aligned}$$

Menentukan q max

$$e\text{-ISSN} : \frac{q}{1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_s} \right)^2}$$

$$Q_{\max} =$$

$$= 459.1 / (1 - 0.2(0.771279) - 0.8(0.59487168))$$
$$= 1241.415 \text{ blpd}$$

3.2 Perhitungan Evaluasi Pompa

Menentukan SG Campuran

$$G = (WC \times SG_w) + ((1 - WC) \times SG_o)$$
$$= (0.98 \times 1.015) + ((1 - 0.98) \times 0.864)$$
$$= 1.01198$$

$$G_f = 0.433 \times G$$
$$= 0.433 \times 1.012024$$
$$= 0.4382$$

$$PWF = G_f (H - DFL)$$
$$= 0.438206 (2373.73 - 882.9583)$$
$$= 653.2373 \text{ psi}$$

Diameter plunger $2\frac{3}{4}$ inci tabel 1 didapatkan harga

$$A_p = 5,940 \text{ inch}^2$$
$$K = 0,881 \text{ bpd/inci/spm}$$

Diameter rod $\frac{3}{4}$ dari tabel 2 didapatkan harga

$$A_r = 0,442 \text{ inch}^2$$
$$M = 1,63 \text{ lb}$$

Diameter Tubing $3\frac{1}{2}$ dari tabel 3 di dapatkan harga

$$A_t = 2.590 \text{ inch}^2$$

Menentukan plunger overtravel (e_p)

$$E_p = \frac{40.8 L^2 a}{E},$$
$$E = \text{modulus elastisitas (} 30 \times 10^6 \text{ psi)}$$
$$= \{(40.8)(2001.31)^2(0.17116)\} / (30 \times 10^6)$$
$$= 0.934 \text{ inch}$$

Menentukan kehilangan tekanan langkah ($e_t + e_r$)

$$E_t = \frac{5.20 \cdot G_f \cdot DFL \cdot A_p \cdot L}{E \cdot A_r} = 0.308 \text{ inch}$$
$$E_r = \frac{(5.20) G_f \cdot DFL \cdot A_p \cdot L}{E \cdot A_r}$$
$$= 1.804 \text{ inch.}$$

Menentukan efektif plunger stroke (S_p)

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

$$=98.823 \text{ inch}$$

Menentukan pump displacement (V)

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

$$= 957.698 \text{ bpd}$$

Menentukan efisiensi Volumetris (Ev) pompa

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

$$= 47.83\%$$

Menentukan beban Rod (Wr) dengan menggunakan persamaan :

$$Wr = M \cdot L$$

$$= 1,63 \times 2001,31 = 3262,135 \text{ lb}$$

Menentukan beban Fluida (Wf) dengan menggunakan persamaan:

$$Wf = 0,433 \times G (L \cdot Ap - 0.294 \times Wr)$$

$$= 4788.824 \text{ lb}$$

Menentukan peak polished rod load dan minimum polished rod load dengan menggunakan persamaan :

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

$$= 4788.824 + 3262,135 (1 + 0.1716)$$

$$= 8610.7414 \text{ lb}$$

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

$$= 3262,135 (1 - 0.1716 - 0,127 \times 1.01198)$$

$$= 2283.0983 \text{ lb}$$

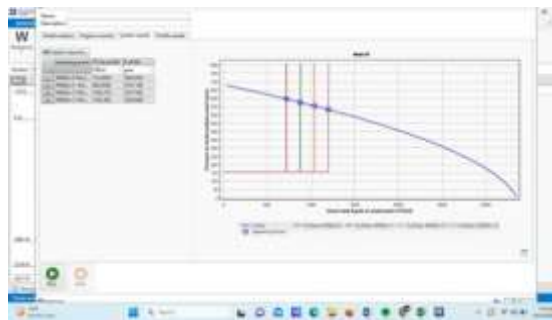
Menentukan Counterbalance Effect Ideal (Ci) dengan menggunakan persamaan :

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

$$= 5446.9199 \text{ lb}$$

Efisiensi volumetris pompa didapatkan sebesar 47.2801 %.

3.2 Optimasi Produksi Sumur XY



Gambar 3.2. System NODAL Sumur XY

Gambar 2. memperlihatkan hasil analisa nodal pada Sumur XY dengan sensitivitas kecepatan pompa angguk yang berbeda-beda. Hasil analisis nodal memperlihatkan bahwa terdapat perbedaan antara kinerja pompa angguk sekarang yang ada di Sumur XY terhadap keadaan ideal yang seharusnya diperoleh oleh pompa tersebut. Sebagai contoh pada kecepatan pompa 11 spm, kondisi sekarang memperlihatkan laju alir pada angka 459,1 blpd dengan tekanan 574,1183 psi. Dari hasil nodal pipesim diperoleh hasil fluid level dinamik mencapai angka 882,9583 blpd dengan tekanan dasar sumur 574,1183. Oleh karena itu, kondisi sekarang pompa belum optimal sehingga perlu ditingkatkan.

Dari evaluasi yang telah dilakukan maka akan dilakukan optimasi pada sumur XY untuk dapat mencapai target yaitu meningkatkan efisiensi pada pompa dengan menaikkan *Stroke Per Minutes*

(SPM) dan mengganti diameter plunger menjadi 2 inch. Berikut ini adalah perhitungan ulang Dynamic fluid Level (DFL) menggunakan kecepatan pompa 13 spm dari software nodal tersebut diatas.

Perhitungan ulang Dynamic fluid Level (DFL)

Berikut ini adalah perhitungan ulang *Dynamic fluid Level* (DFL) menggunakan kecepatan pompa 13 spm dari software nodal tersebut diatas.

Menentukan Faktor Percepatan(SP)

$$\begin{aligned} a &= \frac{C \cdot s \cdot J^2}{70500} \\ &= \frac{100 \times 13^2}{70500} \\ &= 0.23972 \text{ inch} \end{aligned}$$

Menentukan SG Campuran

$$\begin{aligned} G &= (WC \times SG_w) + ((1 - WC) \times SG_o) \\ &= (0.98 \times 1.015) + ((1 - 0.98) \times 0.864) \\ &= 1.0120 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} Gf &= 0.433 \times G \\ &= 0.433 \times 1.012024 \\ &= 0.4382 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} PWF &= Gf (H - DFL) \\ &= 0.4382 (2373.73 - 1043.279) \\ &= 583.0121 \text{ psi} \end{aligned}$$

Langkah selanjutnya adalah perhitungan efisiensi pompa sumur XY

Diameter plunger 2 inci tabel 1 didapatkan harga

$$\begin{aligned} A_p &= 3.142 \text{ inch}^2 \\ K &= 0.466 \text{ bpd/inci/spm} \end{aligned}$$

Diameter rod 3/4 dari tabel 2 didapatkan harga

$$\begin{aligned} A_r &= 0.442 \text{ inch}^2 \\ M &= 1.63 \text{ lb} \end{aligned}$$

Diameter Tubing 3 1/2 dari tabel 3 di dapatkan harga

$$A_t = 2.590 \text{ inch}$$

Menentukan plunger overtravel (e_p)

$$\begin{aligned} E_p &= \frac{40.8 L^2 a}{E}, \\ E &= \text{modulus elastisitas } (30 \times 10^6 \text{ psi}) \\ &= \{(40.8)(2001.31)^2(0.23972)\} / (30 \times 10^6) \\ &= 1.30578 \text{ inch} \end{aligned}$$

Menentukan kehilangan tekanan langkah ($e_t + e_r$)

$$\begin{aligned} E_t &= \frac{5,20 \cdot GF \cdot DFL \cdot Ap \cdot L}{E \cdot At} \\ &= \frac{5,20 \cdot 0,4382 \cdot 1043,279 \cdot 5.940 \cdot 2001,31}{30 \times 10^6 (2,590)} \\ &= 0.3637 \text{ inch} \end{aligned}$$

Menentukan efektif plunger stroke (Sp) $Sp = S + e_p - (e_t + e_r)$

$$\begin{aligned} &= 100 + 1.30577 - (0.3637 + 2.1313) \\ &= 98.81 \text{ inch} \end{aligned}$$

Menentukan pump displacement (V)

$$\begin{aligned} V &= K \times Sp \times N \\ &= 0.466 \times 98.81 \times 13 \\ &= 598.5957 \text{ bpd} \end{aligned}$$

Menentukan efisiensi Volumetris (E_v) pompa

$$\begin{aligned} E_v &= \frac{q_t}{v} \times 100\% \\ &= 76.70\% \end{aligned}$$

Menurut Brown (1978) nilai PI tinggi diatas 0.5 psi/stb/day digolongkan sebagai PI yang tinggi. Berdasarkan hasil pengujian terlihat bahwa nilai PI sumur XY sebesar 2,95 psi/stb/day hal ini menunjukkan bahwa masih ada potensi produksi sumur XY. Kemudian jika dilihat efisiensi volumetris pompa sebesar 47.2801% menunjukkan bahwa sumur XY kurang optimal/ efisien jika tingkat efisiensi dari pompa terpasang >70%, jika efisiensi dari pompa tersebut <70%, maka pompa tersebut seharusnya dilakukan optimasi agar mendapatkan nilai efisiensi pompa yang optimal. Maka dari itu, berdasarkan hasil yang di dapat pompa SRP tersebut perlu dilakukan optimasi agar mendapatkan efisiensi yang optimal. Kemudian berdasarkan data hasil analisa nodal pada sumur XY diperoleh hasil fluid level dinamik mencapai angka 882,9583 blpd dengan tekanan dasar sumur 574,1183. Oleh karena itu, kondisi sekarang pompa belum optimal sehingga perlu ditingkatkan.

Dari evaluasi yang telah dilakukan maka akan dilakukan optimasi pada sumur XY untuk dapat mencapai target yaitu meningkatkan efisiensi pada pompa dengan menaikkan Stroke Per Minutes (SPM) dan mengganti diameter plunger menjadi 2 inch. Oleh sebab itu dilakukan perhitungan ulang DFL menggunakan kecepatan pompa 13 spm dari *software* nodal yang memperoleh hasil efisiensi volumetris (E_v) pompa sebesar 76.70%

5. PENUTUP

Dari penelitian diatas maka dapat ditarik kesimpulan bahwa :

1. Berdasarkan hasil evaluasi yang dilakukan terhadap *Sucker Rod Pump* pada sumur XY di lapangan PT Pertamina Distrik I Kawangan disimpulkan bahwa *Sucker Rod Pump* bekerja dalam keadaan kurang baik dengan *Efisiensi Volumetris* pompa sebesar 47.94 %.
2. Pada sumur XY laju produksi saat ini sebesar 882,9583 bpd semestinya harus berproduksi sebesar 1043.279 bpd sehingga perlu ada peningkatan atau di evaluasi
3. Evaluasi dan optimasi yang telah dilakukan dengan merubah atau menaikkan parameter SPM dari 11 SPM ke 13 SPM dan mengganti diameter plunger dari 2^{3/4} ke 2 inch telah meningkatkan produksi dari 882,9583 bpd menjadi 1043.279 bpd dengan efisiensi Volumetris (E_v) pompa sebesar 76.70%.

Berdasarkan hasil optimal maka penulis memeberikan saran untuk dilakukan penelitian lanjut agar dapat melihat keekonomian dari pompa Sucker Rod Pump, apakah pompa ini layak atau tidak dari segi keekonomian.

REFERENSI

- Archer, J.S. (1986). *Petroleum Engineering Principle and Practice*. United Kingdom : Graham and Trotman Ltd.
- Arini, Desi dkk. (2015). *Desain Sucker Rod Pump Untuk Optimasi Produksi Sumur Sembur Alam L5A-X di Pertamina Asset 2 Field Limau*.
- Begg, H.D. (2003). *Production Optimation Using Nodal Analysis*. Oklahoma: OGCI and Petroskills Publication
- Brown, K.E. (1980). *The Technology of Artificial Lift Methods*. Oklahoma: Petroleum Publishing Co.
- Dekker, M. (2012). *Petroleum and Gas Field Processing*. New York: MD Inc.
- Guo, Boyun dkk. (2007) “*Petroleum Production Engineering*”, Elseviern Science & Tecnology Book.
- Gusti, B. (2011). *Sucker Rod Pump*,Jurnal Teknik Perminyakan JTM, 18(3): 36-42
- Lawira, D.Ir, 1973. Teknik Produksi, Akamigas, Cepu.
- Natasian, Marthen L. 2022. “Praktik Kerja Lapangan”. Hasil Dokumentasi Pribadi: 5 Oktober s.d 5 Desember 2022, PT Pertamina EP CEPU.
- Pamungkas, Ir. Joko. 2004. Pengantar Teknik Perminyakan (TM-110). Yogyakarta:Universitas Pem bangunan Nasional “Veteran”.
- welloperation.blogspot.com. (2015, 3 Januari). *SUCKER ROD PUMP (SRP)_Lengkap*. Diakses pada 18 Desember 2022, dari <https://welloperation.blogspot.com/2015/01/sucker-rod-pump-srplengkap.html>
- pappareta.wordpress.com. (2011, 31 Maret). *Prinsip Kerja Sucker Rod Pump*. Diakses pada 17 Desember 2022, dari <https://pappareta.wordpress.com/2011/03/31/prinsip-kerja-sucker-rod-pump/>
- Tutupoho. Rahman Junaris, 2022. “Optimasi Pompa *Sucker Rod Pump* (SRP) untuk Meningkatkan Laju Produksi Minyak Pada Sumur Z Pada Lapangan X Karlez Petroleum Seram (LTD)”.