



Evaluasi Penggantian *Artificial Lift Sucker Rod Pump* (SRP) Menjadi *Electrical Submersible Pump* (ESP) Untuk Meningkatkan Produksi Minyak Sumur S Lapangan Kawengan

Sitti Nurul Septyani Rasako¹, Erdila Indriani², dan Erwin B. Pattikayhatu³

¹Politeknik Negeri Ambon

Jl. Ir. M. Putuhena, Rumah Tiga, Ambon, Maluku, Indonesia

²Politeknik Energi Dan Mineral Akamigas

Jl. Gajah Mada No 38 Cepu, Jawa Tengah, Indonesia

ABSTRAK

Artikel Info:

Naskah Diterima:
24 Maret 2024

Diterima setelah
perbaikan:
29 Maret 2024

Disetujui terbit:
05 April 2024

Kata Kunci:

optimalisasi produksi
sumur minyak
pengangkatan buatan
analisis kurva penurunan

Sumur S Lapangan Kawengan PT. Pertamina EP *Asset 4 Cepu Field* merupakan sumur *artificial lift* berupa *Sucker Rod Pump* (SRP). Produksi minyak sumur S seiring berjalannya waktu menurun lebih dari 90% dari produksi awal, selain karena meningkatnya kadar air hampir 90% juga karena terhentinya kegiatan produksi dengan adanya pekerjaan *well service* untuk meningkatkan *performance* pompa SRP terpasang. Produksi *gross* sumur S turun menjadi 80 BFPD dengan produksi net 5 BOPD, sedangkan jika dilihat pada April 2018 produksi *gross* dari sumur S mencapai 597 BFPD dengan produksi net 43 BOPD. Untuk meningkatkan laju produksi seperti April 2018 maka dilakukan penggantian *Artificial lift* berupa *Electrical Submersible Pump* (ESP) dengan tipe pompa IND1300, 165 *stage*, 45 Hz. Konversi *Artificial Lift* SRP menjadi ESP dapat meningkatkan produksi minyak pada sumur S dengan mempertimbangkan cadangan minyak tersisa menggunakan metode *decline curve analysis* serta mengevaluasi kinerja ESP terpasang sehingga akan dilihat besar laju produksi maksimal dan hasil efisiensi pompa. Berdasarkan hasil perhitungan dan kajian mendalam pada sumur S diperoleh data cadangan pada sumur S sebesar 7536 MSTB dengan proyeksi dapat diproduksi hingga April 2039. Simulasi menghasilkan data laju produksi maximum dari sumur S yaitu sebesar 887 STB/day sedangkan laju optimumnya sebesar 709 STB/day. Hasil evaluasi pada pompa ESP terpasang didapatkan nilai efisiensi sebesar 58 % dan nilai efisiensi volumetris sebesar 90% atau dapat dikategorikan bekerja dengan baik maka dapat dinyatakan pompa ESP yang terpasang terbukti efektif dan bekerja dengan baik dan produksi minyak pada sumur S meningkat.

ABSTRACT

Well S Kawengan Field PT. Pertamina EP Asset 4 Cepu Field is an artificial lift well in the form of Sucker Rod Pump (SRP). Oil production of well S field over time decreased by more than 90% from the initial production, in addition to the increase in water content of almost 90% also due to the cessation of production activities with the work of well service to increase the performance of the installed SRP pump. Well S production decreased to 80 BFPD with a net production of 5 BOPD, while when viewed in April 2018, gross production from well S reached 597 BFPD with a net production of 43 BOPD. To increase the production rate as of April 2018, the Artificial lift was replaced as an Electrical Submersible Pump (ESP) with the IND1300 pump type, 165 stages, 45 Hz. Conversion of Artificial Lift SRP to ESP can increase oil production in well S

Korespondensi:

E-mail: erdila.indriani@esdm.go.id (Erdila Indriani)

by considering the remaining oil reserves using the decline curve analysis method and evaluating the performance of the installed ESP so that the maximum production rate and pump efficiency results will be seen. Based on the results of calculations and in-depth studies on well S, the reserve data on well S is 7536 MSTB, with a projection that it can be produced by April 2039. The simulation produces data on the maximum production rate from well S, 887 STB/day, while the optimum rate is 709 STB/day. The evaluation results on the installed ESP pump obtained an efficiency value of 58% and a volumetric efficiency value of 90% or can be categorised as working well, so it can be stated that the installed ESP pump is proven to be effective and working well. Oil production in well S has increased.

© LPMGB - 2024

PENDAHULUAN

Minyak bumi sangat dibutuhkan oleh manusia. Sumur minyak yang berproduksi dapat mengalami penurunan laju produksi dikarenakan terjadinya penurunan tekanan reservoir. Awalnya sumur minyak mampu menghasilkan minyak secara alami karena tekanan reservoirnya masih bisa mengangkat minyak ke permukaan. Tetapi sejalan waktu berlalu tekanan reservoir akan menurun, akibatnya tidak lagi dapat mengangkat minyak ke permukaan. Sementara di sisi lain, diperkirakan cadangan minyak bumi masih cukup besar dan masih cukup menguntungkan untuk diproduksi. Oleh karena itu, diperlukan metode pengangkatan buatan atau biasanya disebut dengan Artificial lift (Pradana, et al., 2015). Artificial lift ialah metode yang dipakai guna mengangkat minyak ke permukaan, saat tekanan reservoir tidak bisa lagi untuk mendorong minyak ke permukaan secara sembur alam (Pradana, et al., 2015).

Lapangan minyak Kawengan merupakan bagian dari lapangan minyak Cepu, terletak sekitar 22 km Timur-Laut Kota Cepu dengan ketinggian antara 100 – 350 meter dari permukaan laut. Seiring waktu, jumlah fluida yang terproduksi dari sumur tersebut mengalami penurunan tekanan sehingga sudah tidak dapat untuk mengalirkan fluida reservoir secara alami dan membutuhkan metode pengangkatan buatan. Ada beberapa metode pengangkatan buatan yang diterapkan, di wilayah Distrik I Kawengan Pertamina Aset 4 Cepu ini menggunakan 4 jenis Artificial lift yakni Sucker Rod Pump (SRP), Electrical Submersible Pump (ESP), Hydraulic Pumping Unit (HPU), dan Progressive Cavity Pump (PCP). Jika suatu sumur menggunakan metode *Artificial lift* yang kurang optimal, maka dapat dilakukan perencanaan penggantian metode *Artificial lift* yang baru.

Sumur S adalah salah satu sumur produksi di lapangan kawengan Cepu. Pada tahun 2018 sumur S lapangan Kawengan sebelumnya menggunakan Artificial lift Sucker Rod Pump (SRP). Namun penggunaan SRP ini sering terjadi permasalahan yang mengakibatkan produksi tidak optimal. Frekwensi pekerjaan *well service* yang cukup sering lebih dari sekali dalam satu tahun serta lokasi sumur ini terletak paling ujung di bagian timur kawengan sehingga untuk melakukan kegiatan *well service* membutuhkan biaya yang mahal serta waktu pengerjaan yang lama. Seringnya kegiatan pekerjaan perawatan sumur menggunakan SRP menjadi dasar pertimbangan dilakukan penggantian *Artificial lift* berupa *Electrical Submersible Pump* (ESP). Pompa Listrik Tercepat (Electric Submersible Pump) terdiri dari pompa sentrifugal bertingkat banyak bersifat lebih fleksibel dibanding pompa angguk. Pompa ini dapat berproduksi sangat tinggi, dan dipasang untuk sumur yang lebih dalam dari pompa angguk serta dapat mengangkat fluida yang mengandung gas bebas dalam jumlah tertentu (Widiyanto & Syahrial, 2010).

Berdasarkan data history production pada maret 2019 Sumur S Lapangan Kawengan mengalami penurunan produksi gross di angka 80 BFPD dengan produksi net 5 BOPD. Sedangkan jika dilihat pada April 2018 produksi gross dari sumur S mencapai 597 BFPD dengan produksi nett 43 BOPD. Untuk meningkatkan laju produksi seperti April 2018 maka dilakukan penggantian *Artificial lift* berupa *Electrical Submersible Pump* (ESP) dengan tipe pompa IND1300, 165 Stage, 45 Hz. Penelitian ini dilakukan untuk mengetahui performa sumur S dan menganalisa potensi cadangan minyak tersisa pada sumur S yang dapat diproduksi, serta mengevaluasi kinerja pompa ESP terpasang.

BAHAN DAN METODE

Metode penelitian yang dilakukan adalah penelitian lapangan. Penulis mengumpulkan data-data yang digunakan mencakup data pompa, data sumur, data reservoir dan data produksi. data tekanan static reservoir (Ps), tekanan alir dasar sumur (Pwf), laju produksi minyak (Qo) untuk menghitung PI dan IPR yang dibutuhkan dalam mengukur performa sumur S. Data sumur S untuk melakukan perhitungan evaluasi penggunaan ESP. Kemudian diperlukan juga data history produksi sumur S saat menggunakan SRP dan ESP untuk melihat perbandingannya. Analisa yang dilakukan dalam penelitian ini yakni analisis *decline curve* untuk melihat cadangan minyak pada sumur S yang dapat diproduksi dengan menentukan *qlimit*, tipe *decline curve*, memprediksi laju produksi *forecast*, memprediksi umur produksi kumulatif *forecast*, prediksi *estimate ultimate recovery*, dan memprediksi *estimate recoverable reserve*.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Pada awalnya, sumur minyak mampu melakukan produksi minyak secara alami karena tekanan di dalam reservoir masih memadai untuk mendorong minyak ke permukaan. Namun, seiring berjalannya waktu, tekanan di reservoir ini akan menurun, mengakibatkan minyak tidak lagi dapat naik ke permukaan dengan sendirinya. Meskipun demikian, tersedia cadangan minyak bumi yang diperkirakan masih cukup besar dan menguntungkan. Oleh karena itu, diperlukan suatu metode pengangkatan buatan yang sering disebut sebagai *Artificial Lift*.

Persiapan Data Lapangan

Tahapan pengumpulan data merupakan kegiatan yang sangat vital untuk memastikan output yang akan diperoleh serta teknik yang paling sesuai untuk mendapatkan hasil agar mirip dengan kondisi lapangan yang sebenarnya. Data-data yang diperlukan, antara lain data Q, Ps, dan Pwf untuk menghitung PI dan IPR, kemudian data sumur S untuk melakukan perhitungan evaluasi penggunaan ESP. Selain itu, diperlukan juga data history produksi sumur S saat menggunakan SRP dan ESP untuk melihat perbandingannya. Analisa yang dilakukan dalam penelitian ini yakni analisis *decline curve* untuk melihat cadangan minyak pada sumur S yang

dapat diproduksi, serta menganalisis penggunaan SRP dan ESP Data Ps, Pw dan Qo.

Tabel 1
Data Q, Ps, Qo.

Parameter	Nilai	Satuan
Q	647	BPD
Pr/Ps	783	Psi
Pwf	368	Psi

Berdasarkan data diatas, selanjutnya peneliti melakukan perhitungan PI dan IPR untuk melihat performa sumur S.

Hasil perhitungan productivity index (PI)

$$PI = \frac{q}{Pr - Pwf}$$

$$PI = \frac{647 \text{ bpd}}{783 \text{ psi} - 368 \text{ psi}}$$

$$PI = 1,56 \text{ stb/day/Psi.}$$

Dari perhitungan didapatkan nilai PI yang cukup tinggi yaitu 1,56 stb/day/Psi. dimana biasanya untuk nilai PI idealnya 0,5 psi. hal ini menunjukkan bahwa saat tekanan sumur 1,56 Psi fluida akan mengalir ke permukaan.

Hasil perhitungan *inflow performance relationship* (IPR)

Tabel 2
Pwf asumsi

Q (stb/d)	PWF (psig)
0	783
161	700
334	600
484	500
611	400
714	300
795	200
852	100
887	0

Dari tabel Pwf asumsi vs laju aliran akan memperoleh kurva *Inflow Performance Relationship*. Diketahui juga dari tabel laju aliran maksimal sumur S yaitu 887 stb/day.

Analisis Decline Curve

Decline Curve Analysis (DCA) adalah metode sederhana dan mudah digunakan untuk memprediksi laju aliran produksi dan cadangan minyak di masa depan (Maurenza, Yasutra, & Tungkup, 2023).

Analisis ini digunakan untuk melihat cadangan minyak yang masih bisa diproduksi. Analisis ini dilakukan dalam beberapa tahapan yaitu 1) Menentukan qlimit, 2) Menentukan tipe decline curve, 3) Memprediksikan laju produksi forecast, 4) Memprediksikan umur produksi kumulatif forecast, 5) Prediksi estimate ultimate recovery (EUR), 6) Memprediksikan estimate recoverable Reserve (ERR).

Menentukan Qlimit

PT. Pertamina EP Asset 4 Cepu Field Distrik I Kawangan menggunakan limit sebesar 22,9 BOPD Menentukan tipe decline curve

Dari perhitungan tabulasi trial error dan X2-Chisquare Test nilai $\sum X^2$ yang paling kecil adalah 5,44175. Jadi berdasarkan hasil tersebut, kurva yang pas untuk mewakili titik-titik data tersebut adalah harmonic decline curve dengan nilai b=1 dan Di=0,00342.

Prediksi laju produksi forecast

$$q_o \text{ forecast} = q_o \times (1 + D_i \times t)^{-1}$$

$$q_o \text{ forecast} = 42,2 \text{ BOPD} \times (1 + 0,00342 \times 1)^{-1}$$

$$q_o \text{ forecast} = 42,05605 \text{ BOPD}$$

Jadi, $q_o \text{ forecast}$ saat t=1 yaitu sebesar 42,056 BOPD. Prediksi umur produksi kumulatif *forecast*.

$$Np_t = \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q_l}$$

$$Np_t = \frac{42,2 \text{ BOPD}}{0,00342} \ln \frac{42,2 \text{ BOPD}}{42,056 \text{ BOPD}}$$

$$Np_t = 42,1279 \text{ MSTB}$$

Jadi, harga laju produksi kumulatif pada awal t=1 yaitu 42,1279 MSTB, dan harga laju produksi kumulatif sampai q limit sebesar 7536,4 MSTB.

Untuk menghitung laju prediksi laju produksi kumulatif sampai q limit adalah :

$$Np_t = \frac{q_i}{D_i} \ln \frac{q_i}{q_l}$$

$$Np_t = \frac{42,2 \text{ BOPD}}{0,00342} \ln \frac{42,2 \text{ BOPD}}{22,9 \text{ BOPD}}$$

$$Np_t = 7536,4 \text{ MSTB}$$

Prediksi *estimate ultimate recovery* (EUR)

$$EUR = Np_t + Np_t \text{ limit}$$

$$EUR = 1308,2 \text{ MSTB} + 7536,4 \text{ MSTB}$$

$$EUR = 8844,6 \text{ MSTB}$$

Jadi, prediksi estimasi cadangan minyak yang bisa diproduksi sumur S sampai qlimit adalah 8844,6 MSTB.

Prediksi *estimate recoverable reserve* (ERR)

$$ERR = EUR - Np_t$$

$$ERR = 8844,6 \text{ MSTB} - 1308,2 \text{ MSTB}$$

$$ERR = 7536,4 \text{ MSTB}$$

Jadi, sumur S masih memiliki 7536 MSTB crude oil yang dapat diproduksi dengan waktu untuk mencapai qlimit yaitu 22,9 BOPD pada April 2039.

Tabel 3
Data sumur S

Unit	Satuan	
API	33	
SG oil	0,86018	
SG water	1,012	
Wc	0,9356	%
SG mix	1,00222	
Gf mix	0,43396	psi/ft
Rate (Q)	647	BPD
Design Rate (Q)	660	BPD
Reservoir Pressure (Ps)	783	Psi
Wellhead Pressure	40	Psi
Well Flowing Pressure (Pwf)	368	Psi
Mid Perforation	789	M
Formation Depth	2590	ftTVD
Casing ID	5,675	In
Tubing Size (OD)	2 7/8	In
Tubing Size (ID)	2,441	In

Evaluasi Penggantian *Artificial Lift Sucker Rod Pump (SRP)* Menjadi *Electrical Submersible Pump (ESP)* Untuk Meningkatkan Produksi Minyak Sumur S Lapangan Kawengan
(Sitti Nurul Septyani Rasako, dkk)

Pump Setting Depth	738	m(MD)
Dynamic Fluid Level C	539	m(TV)
Frekuensi	94	Hz
Temperature kabel	45	Hz
	200	F

Berdasarkan Tabel 3 diatas dilakukan beberapa perhitungan untuk mengevaluasi ESP yang digunakan. Penentuan *specific gravity* & gradien fluida campuran menggunakan perhitungan dengan rumus dibawah ini:

$$SG_{oil} = \frac{141,5}{131,5 + API}$$

$$SG_{oil} = \frac{141,5}{131,5 + 33}$$

$$SG_{oil} = 0,86018$$

$$SGf_{mix} = (1 - WC) \times SG_o + WC \times SG_w$$

$$SGf_{mix} = (1 - 0,9356) \times 0,86018 + 0,9356 \times 1,012$$

$$SGf_{mix} = 1,00222$$

Menghitung gradien fluida campuran

$$Gf_{mix} = SGf_{mix} \times 0,433$$

$$Gf_{mix} = 1,00222 \times 0,433$$

$$Gf_{mix} = 0,434 \text{ psi/ft}$$

Jadi, dari hasil perhitungan didapatkan *specific gravity* minyak sebesar 0,86 dengan API 33, menghasilkan *specific gravity* fluida campuran sebesar 1,00222. gradien fluida campuran yang di dapat sebesar 0,434 psi/ft.

Penentuan WFL dan SFL.

Menentukan *work fluid levell (WFL)*

$$WFL = D_{perfo} - \left(\frac{P_{wf}}{G_{f_{mix}}} \right)$$

$$WFL = 2590 \text{ ft} - \left(\frac{356 \text{ psi}}{0,434 \text{ psi/ft}} \right)$$

$$WFL = 1770 \text{ ft}$$

Menentukan *static fluid levell (SFL)*

$$SFL = D_{perfo} - \left(\frac{P_s}{G_{f_{mix}}} \right)$$

$$SFL = 2590 \text{ ft} - \left(\frac{783 \text{ psi}}{0,434 \text{ psi/ft}} \right)$$

$$SFL = 785,85 \text{ ft}$$

Didapatkan *work fluid levell (WFL)* sebesar 1770 ft dan *static fluid levell (SFL)* sebesar 785,85 ft dengan kedalaman perforasi sebesar 2590 ft. Penentuan Tekanan Statis (P_s) dan Tekanan Alir Dasar Sumur (P_{wf})

Tekanan statis (P_s)

$$P_s = (D_{Perforasi} - SFL) \times Gf_{mix}$$

$$P_s = (2590 \text{ ft} - 785,85 \text{ ft}) \times 0,434 \text{ psi/ft}$$

$$P_s = 783 \text{ psi.}$$

Tekanan alir dasar sumur (P_{wf})

$$P_{wf} = (D_{Perforasi} - WFL) \times Gf_{mix}$$

$$P_{wf} = (2590 \text{ ft} - 1770 \text{ ft}) \times 0,434 \text{ psi/ft}$$

$$P_{wf} = 356 \text{ psi.}$$

Penentuan Pump Intake Pressure (PIP)

- Perbedaan Kedalaman dari mid perforasi sampai PSD.

$$\text{Perbedaan Kedalaman} = \text{Mid Perforasi} - \text{Pump Setting Depth}$$

$$= 2588,58 \text{ ft} - 2421,26 \text{ ft} = 167,32 \text{ ft}$$

- Perbedaan Tekanan = Perbedaan Kedalaman \times SGf mix

$$= 167,32 \text{ ft} \times 0,434 \text{ psi/ft} = 72,61688 \text{ psi}$$

- *Pump intake pressure (PIP)* = P_{wf} - Perbedaan Tekanan

$$= 356 \text{ psi} - 72,61688 \text{ psi} = 283,38312 \text{ psi}$$

Berdasarkan hasil perhitungan didapatkan perbedaan kedalaman sebesar 167,32 ft dan perbedaan tekanan sebesar 72,61688 psi, maka didapatkan PIP sebesar 283,38 psi.

Perhitungan Total *Dynamic Head (TDH)*

Menghitung *friction loss (F)*

$$F = 2083 \times \left(\frac{100}{C} \right)^{1,85} \times \frac{Q^{1,85}}{ID^{1,85}}$$

$$F = 2083 \times \left(\frac{100}{94} \right)^{1,85} \times \frac{647 \text{ BPD}^{1,85}}{2,441 \text{ in}^{1,85}}$$

$$F = 7 \text{ Ft}/1000 \text{ ft.}$$

Didapatkan *Friction loss* sebesar 7 ft/1000 ft, pada laju alir 647 BPD dengan tubing ID 2,441 in.

Menghitung *head friction (Hf)*

$$H_f = F \times L(MD)$$

$$H_f = \frac{7 \text{ ft}}{1000 \text{ ft}} \times 2421,26 \text{ ftMD}$$

$$H_f = 17 \text{ ftMD}$$

Menghitung head pada tubing, head tubing (Ht)

$$H_t = \frac{THP}{Gf \text{ mix}}$$

$$H_t = \frac{40,00 \text{ psi}}{0,434 \text{ psi/ft}}$$

$$H_t = 92 \text{ ft}$$

Menghitung *total dynamic head* (TDH)

$$TDH = WFL + H_f + H_t$$

$$TDH = 1770 \text{ ft} + 17 \text{ ft} + 92 \text{ ft}$$

$$TDH = 1879 \text{ ft.}$$

TDH pada sumur S didapatkan dengan menjumlahkan WFL pada 1770 ft, Hf pada 17 ft, dan Ht sebesar 92 ft sehingga diperoleh TDH sebesar 1879 ft.

Perhitungan Pompa

$$\text{Stages (Required)} = \frac{TDH}{\text{head/stage}}$$

$$\text{Stages (Required)} = \frac{1879 \text{ ft}}{13,6 \text{ ft/stg}}$$

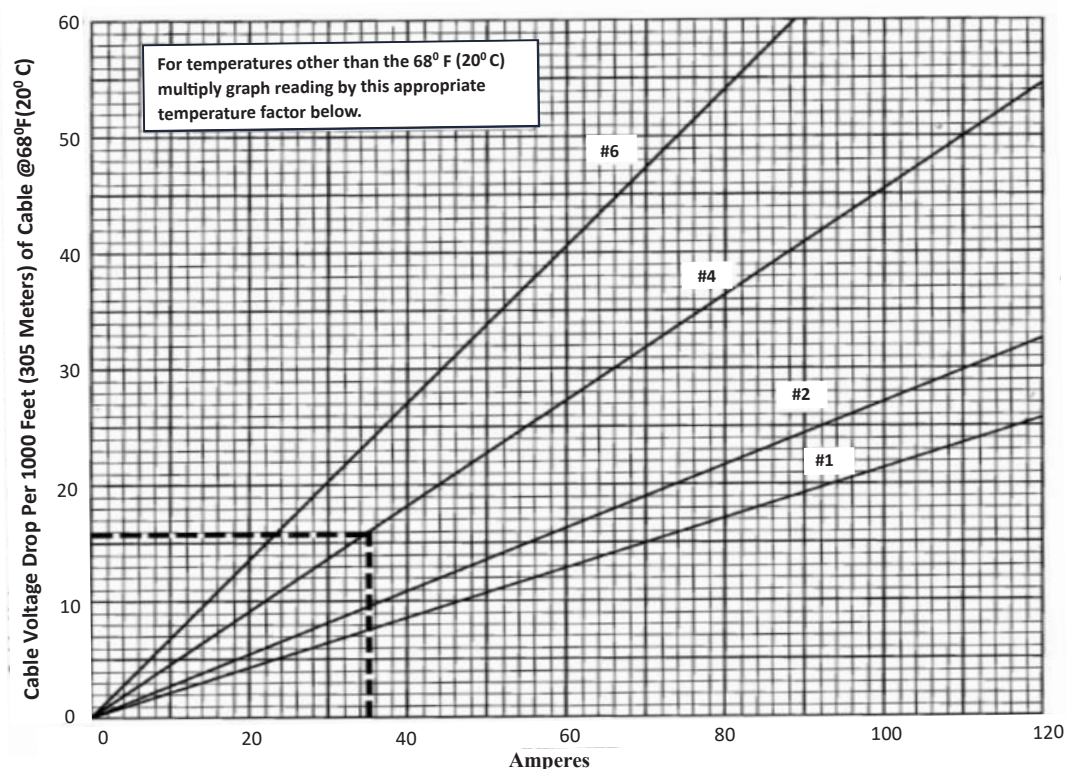
$$\text{Stages (Required)} = 138 \text{ stage}$$

Jumlah stages pompa yang tersedia yaitu 165 stage, stage pompa yang dibutuhkan sebesar 138 stage. Penentuan Effisiensi Volumetris (% EV)

$$\text{Effisiensi Volumetris (\% EV)} = \frac{Q_{\text{actual}}}{Q_{\text{theoretical}}} \times 100\%$$

$$\text{Effisiensi Volumetris (\% EV)} = \frac{647 \text{ stb/d}}{709,729 \text{ stb/d}} \times 100\%$$

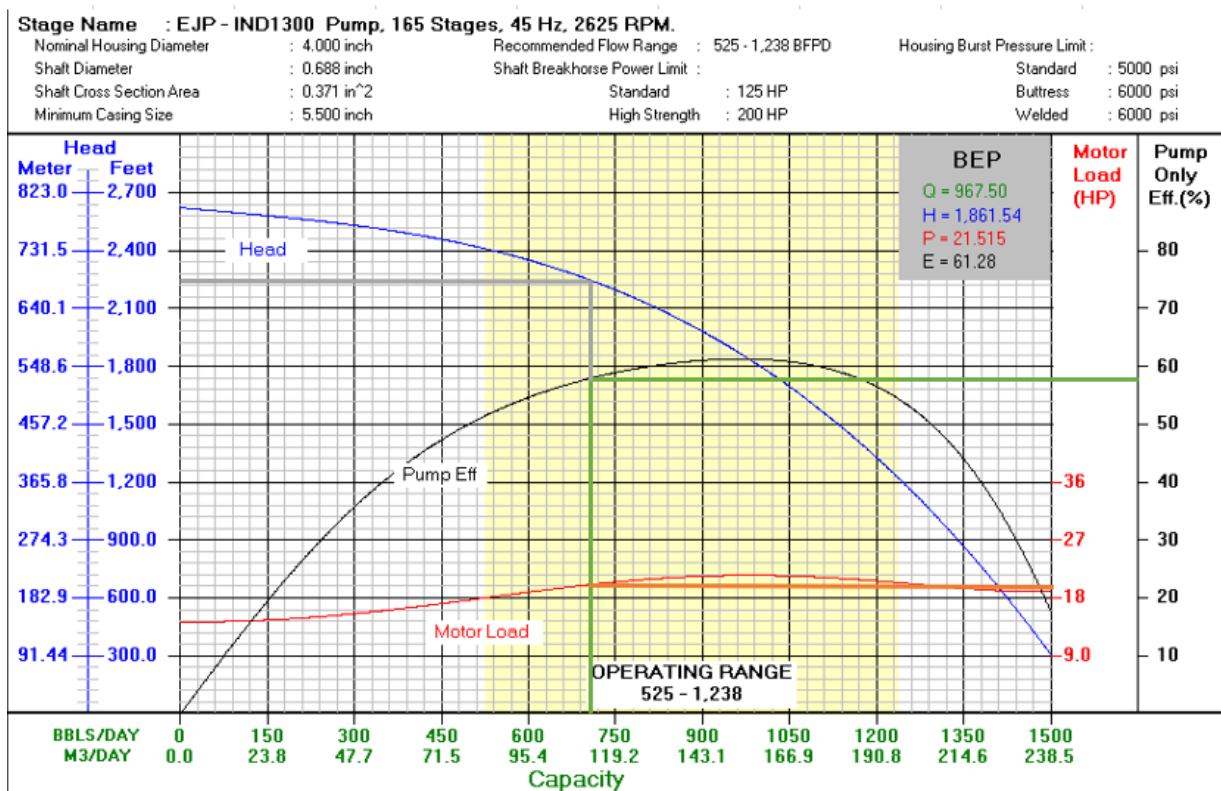
$$\text{Effisiensi Volumetris (\% EV)} = 90\%$$



Temp. °F (°C)	Multiplying Factor	Temp. °F (°C)	Multiplying Factor	Temp. °F (°C)	Multiplying Factor
100 (38)	1.070	170 (77)	1.223	240 (116)	1.376
110 (43)	1.092	180 (82)	1.245	250 (121)	1.398
120 (49)	1.114	190 (88)	1.267	260 (127)	1.420
130 (54)	1.136	200 (93)	1.288	270 (132)	1.441
140 (60)	1.157	210 (99)	1.310	280 (138)	1.463
150 (66)	1.179	220 (104)	1.332	290 (143)	1.485
160 (71)	1.201	230 (110)	1.354	300 (159)	1.507

Gambar 1
Voltage drop cable

Evaluasi Penggantian *Artificial Lift Sucker Rod Pump (SRP)* Menjadi *Electrical Submersible Pump (ESP)* Untuk Meningkatkan Produksi Minyak Sumur S Lapangan Kawengan (Sitti Nurul Septyani Rasako, dkk)



Gambar 2
Pump performance curve

Dari hasil Q theory yang didapatkan sebesar 709,729 stb/d jika dibandingkan dengan Q actualnya sebesar 647 stb/d maka akan didapatkan efisiensi volumetris dari pompa terpasang sebesar 90%.

Perhitungan Motor

$$\text{BHP motor} = \text{HP/stage} \times \text{jumlah stage} \times \text{SGfmix}$$

$$\text{BHP motor} = 0,22 \text{ HP} \times 165 \text{ stage} \times 1,00222$$

$$\text{BHP motor} = 36 \text{ HP}$$

Didapatkan *brake horse power (BHP)* motor sebesar 36 HP dengan *horsepower* per stage 0,22 HP.

Kabel yang digunakan di sumur ialah AWG#4 dengan voltage drop 23V/1000 ft. Maka dilakukan perhitungan besar tegangan yang di butuhkan di permukaan (V surf).

$$V_{\text{surf}} = V_{\text{motor}} + \frac{V_{\text{drop}}}{1000} \times (L + 100\text{ft}) \times \text{correction factor}$$

$$V_{\text{surf}} = 1085 \text{ V} + \frac{23 \text{ V}}{1000 \text{ ft}} \times 2623 \text{ ft} \times 1,288$$

$$\text{Voltage surf} = 1162,7 \text{ volt}$$

Didapatkan besar tegangan yang di butuhkan di permukaan sebesar 1162,7 Volt dengan *voltage drop*

23V/1000 ft, *temperature* kabel 200 F sehingga di dapatkan *correction factor* sebesar 1,288.

Menghitung kebutuhan daya transformer:

$$\text{KVA} = \frac{(1,73 \times V_{\text{surf}} \times \text{Amper motor})}{1000}$$

$$\text{KVA} = \frac{(1,73 \times 1162,7 \text{ V} \times 46 \text{ A})}{1000}$$

$$\text{KVA} = 93 \text{ KVA.}$$

Didapatkan daya transformer yang dibutuh sebesar 93 KVA. Dengan amper motor 46 A. Dari hasil evaluasi ESP terpasang pada sumur S menggunakan pompa IND1300, 165 stages pada Laju alir 660 bpd dengan frekuensi 45 Hz, menghasilkan perhitungan pada stages pompa yang dibutuhkan (*Required*) adalah sebanyak 138 stages, pada perhitungan motor menghasilkan HP motor yang dibutuhkan (*Required*) adalah sebanyak 36 HP dimana HP yang tersedia sebanyak 80 HP dengan nilai HP/stages sebanyak 0,22 HP, pada perhitungan kabel dengan menggunakan kabel AWG#4 dengan voltage drop 23 V/1000ft dan Panjang kabel 2523 ft, menghasilkan *surface voltage* sebesar 1162,7 Volt dengan *voltage motor* sebesar 1085

V dan menghasilkan *factor correction* 1,288 pada *temperature* kabel 200 F. pada perhitungan kebutuhan daya transformer dengan amper motor sebesar 46 A maka menghasilkan *travo* yang di butuhkan sebanyak 93 kVA. Dilihat berdasarkan *pump performance curve* pompa IND1300, 165 stage, 45 Hz, 2625 RPM dengan *operating range* 525-1238 bpd sumur S mempunyai Qoptimum sebesar 709,729 stb/d maka menghasilkan *head pompa* sebesar 2244 ft dengan efisiensi pompa sebesar 58% dimana dikategorikan cukup bagus ka-rena biasanya efisiensi pompa yang lebih dari 40% dikategorikan bekerja dengan baik dan didapatkan efisiensi volumetris pada pompa terpasang sebesar 90%. Dari semua data tersebut dinyatakan bahwa pompa ESP yang terpasang sudah sesuai/efektif dan bekerja dengan baik pada sumur S

Lapangan Kawengan. Data History Produksi Sumur S saat menggunakan SRP dan ESP

Berdasarkan tabel diatas, terlihat bahwa hasil perbandingan produksi minyak saat menggunakan *sucker rod pump* dan *electrical submersible pump* cukup signifikan. Diambil berdasarkan data produksi selama 15 bulan pada bulan januari 2018 sampai maret 2019 saat menggunakan *artificial lift sucker rod pump* di dapatkan rata-rata produksi minyak perbulan adalah 1019,26 bbl/m dan 33,55 bbl/d. sedangkan produksi minyak saat menggunakan *artificial lift electrical submersible pump* di dapatkan rata-rata produksi perbulan adalah 1381,53 bbl/m dan 45,25 bbl/d. maka diketahui bahwa produksi minyak meningkat saat setelah dilakukannya konversi *artificial lift*.

Tabel 4
Perbandingan Hasil Produksi Minyak Sumur S saat menggunakan SRP dan ESP.

Waktu	Produksi Minyak [SRP]			Waktu	Produksi Minyak [SRP]		
	Bulan	BPOM	BOPD		Bulan	BOPM	BOPD
1	Jan-18	0	0	1	Jan-21	1377,121313	44,42327
2	Feb-18	0	0	2	Feb-21	1311,184308	43,70614
3	Mar-18	980,8117719	31,63909	3	Mar-21	1401,086106	45,19633
4	Apr-18	1305,463971	43,51547	4	Apr-21	1338,225329	43,16856
5	May-18	1359,451618	43,85328	5	May-21	1389,74612	46,32487
6	Jun-18	1095,051223	36,50171	6	Jun-21	1544,434353	49,82046
7	Jul-18	928,9250692	29,96532	7	Jul-21	1362,003298	45,40011
8	Aug-18	1363,745804	43,9918	8	Aug-21	1416,625358	45,69759
9	Sep-18	1333,832815	44,46109	9	Sep-21	1364,758977	44,02448
10	Oct-18	1397,159235	45,06965	10	Oct-21	1340,313032	46,21769
11	Nov-18	1370,181183	45,67271	11	Nov-21	1369,46011	44,17613
12	Dec-18	1307,949706	42,19193	12	Dec-21	1366,391224	45,54637
13	Jan-19	1370,143425	44,19818	13	Jan-22	1390,011213	44,83907
14	Feb-19	1330,289856	47,51035	14	Feb-22	1365,959367	45,53198
15	Mar-19	145,8937655	4,706251	15	Mar-22	1385,560488	44,6955
	Σ	1019,259963	33,55179		Σ	1381,525373	45,25124

KESIMPULAN DAN SARAN

Dari hasil penelitian dan pembahasan penulis mengambil kesimpulan sebagai berikut :

Hasil perhitungan IPR sumur S dengan metode Vogel menghasilkan nilai PI sebesar 1,56 stb/day/psi, laju produksi maksimum sebesar 887 stb/day dan laju produksi optimum sebesar 709 stb/d. Berdasarkan data *history* produksi dari April 2018 hingga Desember 2018 sumur S masih memiliki 7536,4 MSTB *crude oil* yang dapat diproduksi dengan waktu untuk mencapai qlimit pada April 2039.

Setelah dilakukan konversi *artificial lift* menjadi ESP, Berdasarkan hasil evaluasi ESP terpasang pada sumur S disimpulkan bahwa penggunaan *Artificial lift Electrical Submersible Pump type* IND1300 efektif pada sumur S dan bekerja dalam keadaan baik dengan Effisiensi pompa sebesar 58% dan efisiensi volumetris sebesar 90%.

UCAPAN TERIMA KASIH

Pada kesempatan ini penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada PT. Pertamina EP Cepu dan Program Studi Teknik Produksi Migas.

DAFTAR ISTILAH/SINGKATAN

Istilah	Definisi	Satuan
IPR	<i>Inflow Performance Relationship</i>	
BFPD	<i>Barel Fluid PerDay</i>	
BOPD	<i>Barel Oil PerDay</i>	
Q	Laju Alir Tekanan	bpd
Pr/Ps	reservoir/Tekanan statis	Psi
pwf	Tekanan Alir Dasar Sumur	psi
PI	<i>productivity index</i>	stb/day/Psi
qmax	laju aliran maksimal	stb/day
Q limit	Laju produksi minimal	Stb/day
qo	Laju produksi minyak	bopd
Di	<i>Decline rate</i> waktu	day
Np	Kumulatif Produksi Minyak	MSTB
qi	Laju produksi awal	bopd
EUR	<i>estimate ultimate recovery</i>	MSTB

ERR	<i>estimate recoverable reserve</i>	MSTB
Gf mix	<i>gradien fluida campuran</i>	psi/ft
WFL	<i>work fluid levell</i>	ft
Dperfo	Kedalaman Perforasi.	ft
SFL	<i>static fluid levell</i>	ft
PIP	<i>Pump Intake Pressure</i>	psi
PSD	<i>Pump Setting Depth</i>	ft
TDH	Total <i>Dynamic Head</i>	ft
F	<i>friction loss</i>	ft
Hf	<i>head friction</i>	ftMD
Ht	<i>head tubing</i>	ft
Vsurf	<i>Voltage surf</i>	volt

KEPUSTAKAAN

- Agus., (2021). *Electric Submersible Pump*, Indonesia.
- Agus., (2021). *Sucker rod pump*, Indonesia.
- Ahmed, T., (n.d.). *Reservoir engineering handbook 4 Ed.*
- Anisa, H. A., Yusuf, M., & Prabu, U. A. (n.d.). Optimasi Produksi Hasil Perencanaan SRP.
- Huges., (1997), *Electrical Submersible Pump*.
- Kamid, A., & Cahyati., (2022). Perkiraan sisa cadangan gas menggunakan metode decline curve pada lapisan “jnt-a1” lapangan “z”. 2(1).
- Kermitz., (1967). Productivity index.
- Maurenza, Yasutra, & Tungkup., (2023). ‘Production Forecasting Using Arps Decline Curve Model with The Effect of Artificial Lift Installation’, Scientific Contributions Oil & Gas Journal Lemigas, Vol. 46, No. 1, pp. 9.
- Melysa, R., & Putra., (2021). *Evaluation and optimization of electrical submersible pump. vol.04 no.02 2021: 76-87.*
- Mustagfirin., (2014). Skematis ESP.
- Pradana, A., Nuraeni, S., & Sulistya, D., (2015). Optimasi lifting menggunakan electric submersible pump dan analisa keekonomian pada sumur “x” lapangan “y”.
- Pratama, R., (2018). *One Stop Petroleum. MigasID.com.*
- Pratama, R., (2020). *Artificial Lift . MigasID.com.*

Purwaka, E., (2015). *Electrical Submersible Pump*. Yogyakarta.

Rohmawati, L., (2018). Prinsip kerja ESP.

Takacs, G., (2015). *Sucker-Rod Pumping Handbook* "Production Engineering Fundamentals and Long-Stroke Rod Pumping".

Tuwilay, Y. S., (2020). *Decline Curve Analisis*.

Widiyanto & Syahrial., (2010). 'Optimasi Pompa Pada Dewatering Sumur CBM', Journal lembaran publikasi Lemigas, Vol. 44, no. 2, pp. 144-153.