

EVALUASI ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP UNTUK OPTIMASI PRODUKSI PADA SUMUR X

Fatih Raka Subiantoro^{1*}, Sulistyio Adi², Diyah Rosiani¹

¹ Teknik Produksi Migas, Politeknik Energi dan Mineral, Jalan Gajah mada no.38, Kec. Cepu, Kab. Blora, Jawa Tengah

² PT. Pertamina Hulu Kalimantan Timur, l. Attaka Besar No.1 Pasir Ridge Complex, PO. BOX 276 Balikpapan, Kalimantan Timur

*E-mail: fatihraka69@gmail.com

ABSTRAK

Proses pengangkatan minyak dan gas sangat dipengaruhi oleh penurunan tekanan reservoir, yang pada akhirnya mengurangi laju produksi. Untuk mempertahankan produksi yang optimal, metode pengangkatan buatan seperti *Electric Submersible Pump* (ESP) sangat penting. Makalah ini membahas perencanaan dan desain sistem ESP untuk Sumur X, sebuah sumur tua dengan riwayat modifikasi kompleksi. Sumur X, yang telah beroperasi sejak 2014, memiliki enam zona produksi dan telah beralih antara produksi gas dan minyak. Dengan karakteristik reservoir yang menunjukkan batu pasir bertekanan rendah dan cadangan besar, desain pompa yang efektif sangat krusial. Studi ini menggunakan analisis *Inflow Performance Relationship* (IPR), khususnya persamaan Vogel, untuk mengevaluasi kemampuan produksi dan menentukan laju aliran optimal. Temuan utama menunjukkan bahwa laju aliran fluida maksimum yang dapat dicapai adalah 527,368 *barrel liquid per day* (BFPD), dengan laju produksi optimal sebesar 421,894 BFPD, menghasilkan estimasi produksi minyak sebesar 198,290 *barrel oil per day* (BOPD). Analisis ini menekankan pentingnya pengumpulan data yang akurat dan optimalisasi desain pompa untuk meningkatkan efisiensi produksi. Hasil penelitian ini menunjukkan bahwa perencanaan sumur dapat secara signifikan meningkatkan hasil produksi, serta memperlihatkan efektivitas sistem ESP dalam mengelola tantangan yang terkait dengan sumur tua. Penelitian ini berkontribusi pada pemahaman teknologi pengangkatan buatan dalam meningkatkan pemulihan hidrokarbon.

Kata kunci: *Electric Submersible Pump, Artificial Lift, Inflow Performance Relationship, Optimasi*

1. PENDAHULUAN

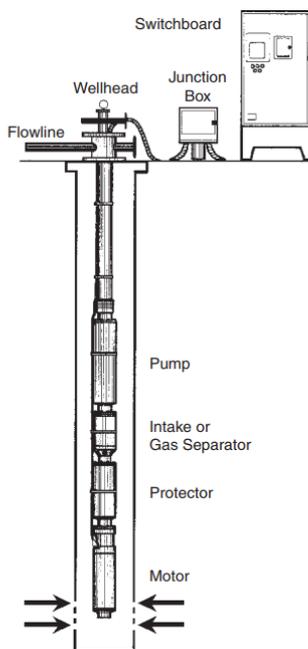
Proses pengangkatan minyak dan gas di suatu lapangan tidak dapat terlepas dari penurunan tekanan reservoir yang mengakibatkan penurunan laju produksi. Untuk menjaga laju produksi tetap optimal, diperlukan metode pengangkatan buatan seperti *Hydraulic Pumping Unit* (HPU), *Progressing Cavity Pump* (PCP), *Electrical Submersible Pump* (ESP), dll.[1] Perencanaan pompa yang baik diperlukan agar pengangkatan buatan dapat meningkatkan produksi secara optimal.

Artificial lift memiliki keunggulan dan kekurangan masing-masing tergantung dari karakteristik *reservoir*, karakteristik fluida, dan jenis sumur. HPU memiliki keunggulan dari segi ekonomi dikarenakan perawatannya yang tergolong minim. Komponen-komponen HPU juga relatif murah bila terjadi kerusakan terutama pada bagian *ball* dan *seatnya*. HPU juga dapat beroperasi pada sumur dengan *influx* fluida yang kecil dikarenakan kecepatan *stroke per minute* (SPM) nya dapat diatur hingga kecepatan yang rendah. Namun, HPU dapat menyebabkan kegagalan *tubing* di sumur delineasi khususnya sumur *horizontal*. HPU juga rentan terhadap sumur dengan banyak *impurities* seperti pasir dan senyawa korosif yang dapat merusak komponen pompa.

PCP memiliki keunggulan pada sumur dengan karakteristik *reservoir unconsolidated sandstone* dengan fluida minyak berat disertai konten *paraffin* yang tinggi. Hal dikarenakan mekanisme *rotor* dan *stator* pada PCP mampu mengangkat minyak berat *paraffin* disertai dengan pasir yang ikut terproduksi tanpa merusak komponen pompa. Keefektifitasan PCP turun drastis pada sumur dengan *gas oil ratio* (GOR) yang cukup tinggi serta minyak dengan campuran bahan asam yang dapat membuat *stator* terdeformasi. Selain itu, PCP tidak disarankan untuk digunakan pada sumur dengan produktifitas yang tinggi dikarenakan kemampuan angkatnya yang sangat kecil.

Artificial lift yang paling sering digunakan dalam industri minyak dan gas adalah ESP [2], seperti ditunjukkan pada Gambar 1. Hal ini dikarenakan ESP dapat digunakan pada sumur dengan masalah kepasiran dan GOR yang sedang. ESP juga dapat mengangkat fluida dalam kuantitas yang besar baik pada sumur *vertical* maupun *horizontal*. Selain itu, ESP dapat digunakan dalam kluster sumur dikarenakan *footprint*-nya yang kecil. Kekurangan dari ESP hanyalah biaya komponen-komponennya yang mahal sehingga tidak cocok digunakan pada sumur dengan produktifitas yang rendah karena tidak ekonomis.

ESP merupakan pompa sentrifugal bertingkat yang terdiri dari *impeller* dan *diffuser* untuk mengangkat fluida.[3] Prinsip kerja ESP adalah mengubah arus listrik dari permukaan melalui *electric wire* yang terhubung ke motor listrik di dalam lubang sumur menjadi energi kinetik. *Impeller* yang digerakan oleh motor listrik akan menggerakkan fluida yang berada di dalam lubang sumur sehingga menghasilkan energi kinetik. Energi kinetik fluida tersebut kemudian diubah menjadi energi potensial oleh *diffuser* agar dapat dengan mudah dihisap oleh *impeller* pada *stage* berikutnya. Proses ini berlangsung terus – menerus sampai *stage* berakhir sehingga fluida dapat menuju permukaan.[4]



Gambar 1. Komponen *Electric Submersible Pump*

Komponen ESP dibagi menjadi 2 jenis yaitu komponen bawah permukaan dan komponen permukaan.[5] Komponen bawah permukaan ESP adalah pompa, *gas separator*, motor, *electric wire*, dan *protector*. Komponen pompa disusun oleh beberapa *stage* yang berisikan *impeller* dan *diffuser* di setiap *stage*-nya.[6] *Gas separator* berfungsi sebagai *intake* pompa sekaligus pemisah antara fasa gas dan cair yang masuk kedalam pompa agar tidak terjadi *gas lock* yang dapat menurunkan efisiensi pompa. Motor merupakan kumparan

kawat tembaga atau dinamo listrik yang menggerakkan pompa melalui *shaft* yang terhubung dengan setiap *stage* pada pompa. Electric wire merupakan kabel tembaga yang dilapisi *insulator* yang berfungsi menyalurkan listrik dari *junction box* sampai ke motor. *Protector* merupakan komponen yang berfungsi untuk menjaga fluida agar tidak masuk kedalam motor yang dapat menyebabkan korsleting pada motor.

Komponen permukaan ESP adalah *junction box* dan *switchboard* atau *variable speed drive* (VSD).[7] *Junction box* berfungsi untuk melindungi sambungan *electric wire* dari motor dengan VSD agar tidak terpapar langsung cuaca dan lingkungan yang dapat menyebabkan korsleting. VSD merupakan panel yang berfungsi untuk mengontrol kecepatan pompa dari permukaan dengan mengatur besar kecilnya arus listrik yang disuplai.[8].

Sumur X memiliki 6 zona produksi dengan *cased hole completion* yang telah mengalami 2 kali kompleksi ulang dari tahun 2014 sampai sekarang. Sumur X menggunakan pengangkat buatan berjenis ESP dari design awal yang bertahan selama 2 tahun dan diganti menjadi sumur produksi gas. Namun pada kompleksi ulang kedua, sumur X diubah lagi menjadi sumur produksi minyak dan kembali menggunakan pengangkat buatan ESP.

Berdasarkan Tabel 1, sumur X merupakan sumur dangkal dengan *total vertical depth* (TVD) < 5000 *feet* yang memiliki karakteristik reservoir batu pasir bertekanan rendah dengan cadangan yang besar. Selain itu sumur X memproduksi hidrokarbon berjenis *black oil* yang memiliki karakteristik minyak berat dengan nilai 13 - 20 °API dengan GOR < 2000 *standard cubic feet/stock tank barrel*. Masalah kepasiran sering terjadi di sumur X dikarenakan reservoir batu pasir yang belum terkonsolidasi. Sumur X memiliki gross sebesar 376.32 *barrel fluid per day* (BFPD) dengan *water cut* yang cukup rendah untuk sumur tua yaitu 47% sehingga menghasilkan net sebesar 176.87 *barrel oil per day* (BOPD).

Tabel 1. Data Sumur X

Nama Data	Simbol	Satuan	Sumur X
Tekanan Statik Sumur	P_r	Psi	364
Tekanan Alir Dasar Sumur	P_{wf}	Psi	177
Gross	Q	BFPD	376.32
Water Cut	W_c	%	47
GOR	GOR	Scf/stb	26.48
SG Oil	S_{Go}	-	0.93
SG Water	S_{Gw}	-	1.01
SG Gas	S_{Gg}	-	0.82
Top Perforation	T_p	Ft	4,39
Mid Perforation	M_p	Ft	4,51
Bottom Perforation	B_p	Ft	4,64
Diameter dalam Casing	D_c	In	7
Diameter luar Tubing	D_t	In	3,5

2. METODE

Inflow performance relationship (IPR) merupakan persamaan yang merepresentasikan kemampuan suatu sumur untuk mengangkat fluida dari lubang perforasi menuju permukaan.[9] Bentuk persamaan IPR dibedakan menjadi 2 yaitu linear untuk sumur dengan karakteristik fluida 2 fasa dan parabola untuk sumur dengan karakteristik fluida 3 fasa. Kurva IPR dapat berubah-ubah tergantung dari waktu dan produksi kumulatif.

Productivity index (PI) adalah satu titik pada kurva IPR yang didefinisikan dengan jumlah produksi per hari per penurunan tekanan seperti persamaan (1). PI biasanya diukur 2 kali menggunakan metode *production test* sebagai acuan awal untuk membuat kurva IPR. Harus diingat bahwa persamaan (1) menghitung jumlah air dan minyak yang diproduksi oleh sumur. Maka dari itu ada beberapa persamaan lain yang digunakan untuk menghitung total fasa minyaknya saja ataupun sumur dengan 3 fasa fluida berbeda.

$$PI = J = \frac{q_o + q_w}{P_r - P_{wf}} \tag{1}$$

Variabel-variabel yang memengaruhi PI dapat berubah saat diturunkan dengan persamaan *radial flow* milik Darcy. Lewis dan Horner membuat persamaan (2) dengan menurunkan persamaan (1) dengan persamaan *radial flow* milik Darcy menggunakan beberapa sampel data dari reservoir dengan tekanan di atas *bubble point* dan di bawah *bubble point*. Lewis dan Horner lalu memasukkan variabel permeabilitas dari *drainage radial* sebesar 4000 md dan 400 md. Dengan begitu didapatkan konstanta sebesar 5.9×10^{-4} pada persamaan IPR yang mendekati hasil pengukuran menggunakan *production test* dari sumur tersebut. Perlu diingat bahwa konstanta 5.9×10^{-4} dapat berubah tergantung dari besarnya *drainage radial* suatu sumur.

$$PI = J = 5.9 \times 10^{-4} \frac{Kh}{\mu_o \times B_o} \tag{2}$$

PI tidak hanya berubah mengikuti waktu dan produksi kumulatif namun, dapat juga berubah dengan kenaikan penurunan tekanan pada setiap waktu. Persamaan IPR yang dihasilkan oleh sumur yang memproduksi 3 fasa fluida tidak akan linear. Hal ini disebabkan oleh meningkatnya saturasi gas dengan penurunan permeabilitas terhadap minyak akibat penurunan tekanan *reservoir* dan perubahan aliran dari laminar menjadi turbulen.

Vogel memberikan solusi untuk menentukan kurva *inflow performance* untuk sumur yang memproduksi 3 fasa dengan tekanan reservoir dibawah *bubble point*. [10] Dengan memasukkan variabel *viscosity* dan GOR pada persamaan IPR, Vogel mendapatkan bahwa laju alir dibandingkan dengan tekanan bawah sumur pada saat mengalir sebagai bentuk dari *cumulative recovery* berubah. Hal ini menyebabkan penurunan konstan terhadap IPR mengikuti waktu pada sumur yang memproduksi 3 fasa fluida. Dari hasil percobaan itu Vogel menyimpulkan 2 persamaan yaitu persamaan (3) untuk reservoir 2 fasa dan persamaan (4) untuk reservoir 3 fasa.

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - \frac{P_{wf}}{P_r} \tag{3}$$

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \tag{4}$$

Perancangan pompa suatu sumur memerlukan data yang cukup untuk mengestimasi dan menentukan jenis pengangkatan buatan beserta spesifikasi yang diperlukan. Data yang diperlukan terdiri dari data karakteristik sumur untuk mengetahui jenis pengangkatan

buatan yang layak digunakan pada sumur tersebut adalah data uji sumur yang digunakan untuk mengetahui kemampuan suatu sumur untuk berproduksi, data teknis pompa yang sebelumnya telah terpasang sebagai perbandingan, dan data penunjang lainnya dari berbagai literatur. Sumur x adalah sumur 3 fasa dengan GOR 26.48 Scf/stb yang akan menggunakan persamaan (4) milik Vogel. Perlu diingat bahwa laju alir optimal untuk sumur yang menggunakan ESP sesuai *rule of thumb* adalah 80% dari laju alir maksimum.

Design pompa yang dibuat untuk sumur dengan lapisan *reservoir* yang baru tidak sepenuhnya akurat dan tepat. Hal ini dapat disebabkan oleh kurangnya data sehingga penentuan design pompa tidak akurat dan menyebabkan produksi sumur yang tidak efektif. Namun, design pompa dapat dievaluasi setelah sumur berproduksi dan memiliki data yang akurat mengenai karakteristik *reservoir* tersebut.

3. PEMBAHASAN

Evaluasi pompa pada suatu sumur dapat dilakukan jika sumur tersebut ekonomis dinilai dari potensi produksi yang besar berdasarkan PI sumur tersebut. Menggunakan metode *production test*, didapatkan data P_{wf} dan P_r dari sumur X sebesar 177 psi dan 364 psi pada laju alir sebesar 376.32 BFPD. Menggunakan persamaan (1) dengan data P_{wf} dan P_r didapatkan nilai PI sebesar 2.01 seperti persamaan (2) yang dinilai memiliki potensi produksi yang cukup besar.

$$PI = J = \frac{376.32}{364-177}$$

$$PI = 2.01$$

Langkah pertama dalam membuat kurva IPR adalah mencari q_{max} menggunakan persamaan (4) milik Vogel dikarenakan sumur X memproduksi 3 fasa fluida. Setelah mendapatkan q_{max} sebesar 527.37 BFPD, langkah selanjutnya adalah mencari laju alir pada beberapa nilai P_{wf} antara 0 – 364 psi menggunakan persamaan (4). Dari 12 nilai q yang didapat pada Tabel 2 barulah kurva IPR dapat dibentuk seperti gambar 2 yang sudah sesuai dengan teori persamaan Vogel bahwa bentuk kurva IPR sumur yang memproduksi 3 fasa fluida adalah parabola.

$$q_{max} = \frac{q_o}{1-0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)-0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_r}\right)^2}$$

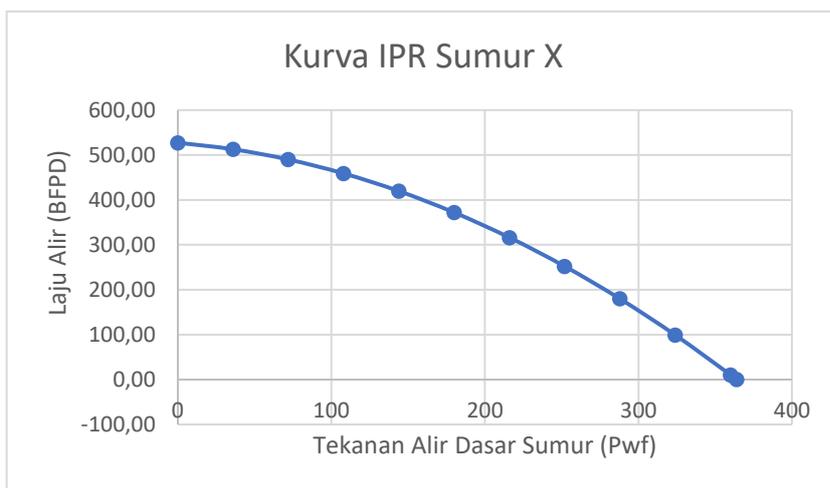
$$q_{max} = \frac{376.32}{1-0.2\left(\frac{177}{364}\right)-0.8\left(\frac{177}{364}\right)^2}$$

$$q_{max} = 527.37 \text{ BFPD}$$

Tabel 2. Pengaruh P_{wf} Terhadap Q

Sumur X		
No.	Q	P_{wf}
1	527.37	0
2	512.81	36
3	490.00	72
4	458.93	108
5	419.61	144
6	372.04	180

7	316.22	216
8	252.14	252
9	179.81	288
10	99.22	324
11	10.38	360
12	0.00	364



Gambar 2. Kurva IPR Sumur X

Evaluasi pompa ESP dilakukan untuk mendapatkan target laju alir optimal sumur yang sesuai dengan kemampuannya untuk berproduksi. Mengingat laju alir maksimal sumur (q_{max}) tidak akan dapat tercapai karena q_{max} hanya dapat terjadi pada kondisi P_{wf} 0 psi yang mana fluida tidak memiliki kemampuan untuk mengalir sampai ke separator. Selain itu, produksi sumur dengan laju alir maksimal dapat menimbulkan masalah kepasiran dikarenakan partikel pasir yang tidak tersementasi dengan baik akan terikut aliran fluida *reservoir* sampai ke permukaan. Maka dari itu laju alir produksi yang optimal (q_{opt}) akan digunakan pada desain pompa setelah evaluasi ini agar lebih tdiak meinmbulkan masalah dan lebih efisien.

Untuk mengetahui besarnya q_{opt} sumur X adalah dengan menggunakan persamaan empiris dari Vogel yang menyatakan bahwa besarnya laju optimal ini adalah 80% dari laju alir maksimal sumur. Berdasarkan hasil perhitungan menggunakan persamaan (5) maka akan didapatkan laju produksi optimalnya sebesar .

$$q_{opt} = q_{max} \times 80\% \tag{5}$$

$$q_{opt} = 421.89 \text{ BFPD}$$

Ditinjau dari laju alir optimal minyak yang akan diperoleh apabila dilakukan perencanaan pompa yang sesuai dan dengan perbandingan *water cut* pada sumur X sebagai mana yang ditunjukkan pada tabel 3, dapat diketahui bahwa total perolehan laju alir minyak dari sumur X setelah evaluasi pompa sebesar 198.29 BOPD. Evaluasi pompa sumur X menghasilkan kenaikan produksi minyak sebesar 21.41 BOPD.

Tabel 3. Hasil Analisa q_{max} dan q_{opt} Sumur Beserta Laju Alir Minyak

Sumur X			
q_{max} (BFPD)	q_{opt} (BFPD)	Water Cut (%)	Laju Alir Minyak (BOPD)
527.36	421.89	0.47	198.29

4. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil penelitian yang telah dilakukan untuk evaluasi pompa ESP pada sumur X lapangan Y dapat ditarik kesimpulan sebagai bahwa laju alir maksimum fluida yang dapat diperoleh dari analisa kurva IPR dengan kemampuan produksi untuk sumur X sebesar 527.368 BFPD dengan laju alir optimal sebesar 421.894 BFPD. Sedangkan laju alir optimal minyak yang didapat dari evaluasi design 21.417 bopd lebih besar dari pada design awal.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] K. E. Brown, "The Technology of Artificial Lift Methods vol 2b by Kermit E. Brown," vol. 2b. pp. 1–608, 1980.
- [2] G. Takacs, *Electrical Submersible Pumps Manual : Design, Operations, and Maintenance*, vol. 19, no. 5. 2016.
- [3] K. E. Brown, "Kermit E. Brown-The Technology of Artificial Lift Methods vol 1-Pennwell Corp (1980).pdf." pp. 1–497, 2003.
- [4] K. E. Brown, "The technology of artificial lift methods. Volume 4." 1980.
- [5] A. I. Bhuiyan, S. Reed, B. Nemecek, and D. Henson, "An improved electrical submersible pump performance testing system," *2015 SPE Artif. Lift Conf. - Lat. Am. Caribb.*, vol. 2, no. May, pp. 67–78, 2015, doi: 10.2118/173923-ms.
- [6] B. Waring, "Electric Submersible Pump," no. May, pp. 3–146, 2000.
- [7] G. Sayeed, "Electrical Submersible Pump Design in Vertical Oil Wells," *Pet. Petrochemical Eng. J.*, vol. 4, no. 4, pp. 1–7, 2020, doi: 10.23880/ppej-16000237.
- [8] G. Morrison, S. Pirouspanah, K. Kirland, S. L. Scott, and L. J. Barrios, "Performance evaluation of a multiphase electric submersible pump," *Proc. Annu. Offshore Technol. Conf.*, vol. 1, no. 2010, pp. 17–34, 2014, doi: 10.4043/25080-ms.
- [9] A. W. Biantoro, B. Darmono, and H. Pranoto, "Performance Analysis of DN1750 and DN1800 Electric Submersible Pump for Production Optimization on the Oil Well," *Int. J. Adv. Technol. Mech. Mechatronics Mater.*, vol. 3, no. 1, pp. 39–52, 2022, doi: 10.37869/ijatec.v3i1.55.
- [10] J. Iranzi, H. Son, Y. Lee, and J. Wang, "A Nodal Analysis Based Monitoring of an Electric Submersible Pump Operation in Multiphase Flow," *Appl. Sci.*, vol. 12, no. 6, 2022, doi: 10.3390/app12062825.

Daftar Simbol

P_r	= Tekanan statik sumur, Psi
P_{wf}	= Tekanan alir sumur, Psi
Q	= <i>Gross</i> , BFPD
Wc	= <i>Water cut</i> , %
GOR	= <i>Gas oil ratio</i> , Scf/stb
S_{Go}	= <i>Spesific gravity oil</i>
S_{Gw}	= <i>Spesific gravity water</i>
S_{Gg}	= <i>Spesific gravity gas</i>
Tp	= <i>Top perforation</i> , Ft
Mp	= <i>Middle perforation</i> , Ft
Bp	= <i>Bottom Perforation</i> , Ft
Dc	= Diameter dalam casing, In

Dt	= Diameter luar <i>tubing</i> , In
PI	= <i>Productivity indeks</i>
J	= <i>Productivity indeks</i>
q _o	= Laju alir minyak, BOPD
q _w	= Laju alir air
q ₀	= Laju alir awal, BFPD
q _{max}	= Laju alir maksimal, BFPD
q _{opt}	= Laju alir optimal, BFPD