

ANALISIS DAN OPTIMASI PARAMETER OPERASIONAL ESP MENGUNAKAN PENDEKATAN *NODAL ANALYSIS* DI LAPANGAN EF

Ellyza Amanda Febillia^{1*}, Erdila Indriani¹, Muhammad Rasyid Ridho²

¹Teknik Produksi Minyak dan Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Cepu, Indonesia

²PT Pertamina Hulu Energi *Offshore South East Sumatera*, Jakarta, Indonesia

*E-mail: ellyza0008@gmail.com

ABSTRAK

Penurunan tekanan reservoir dan peningkatan *water cut* pada lapangan minyak *mature* menurunkan kemampuan reservoir dalam mengalirkan fluida ke permukaan. Untuk mengatasi hal tersebut, sistem *artificial lift* seperti *Electric Submersible Pump* (ESP) digunakan. Namun, performa ESP sangat dipengaruhi oleh kondisi tekanan dan laju produksi sehingga diperlukan evaluasi komprehensif menggunakan pendekatan *Nodal Analysis*. Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi kinerja sistem produksi sumur X di Lapangan EF dengan menganalisis keseimbangan antara *Inflow Performance Relationship* (IPR) dan *Vertical Lift Performance* (VLP) dengan tujuan menentukan titik kerja optimum. Perhitungan manual dilakukan dengan model Vogel (1968) untuk IPR dan korelasi *Beggs and Brill* (1973) untuk VLP, kemudian divalidasi menggunakan simulasi aliran produksi. Hasil menunjukkan bahwa titik kerja optimum berada pada laju produksi 1050–1150 BOPD dengan tekanan dasar sumur 700–800 psi secara manual, sedangkan hasil simulasi menunjukkan 1200 BOPD pada tekanan 300 psi. Analisis sensitivitas menunjukkan bahwa penurunan *Shut-in Surface Operating Pressure* (SSOP) dapat meningkatkan produksi hingga 10–15%, namun penurunan berlebih berpotensi menimbulkan kavitasasi pada *intake* ESP. Oleh karena itu, penyesuaian tekanan perlu dilakukan secara bertahap untuk menjaga keamanan dan efisiensi operasi.

Kata kunci: *Electrical Submersible Pump, Inflow Performance Relationship, Nodal Analysis, Shut-in Surface Operating Pressure, Vertical Lift Performance*

1. PENDAHULUAN

Lapangan minyak dan gas bumi yang telah mencapai tahap *mature field* umumnya menghadapi dua tantangan utama, yaitu penurunan tekanan reservoir dan peningkatan kadar air (*water cut*). Kondisi ini menyebabkan berkurangnya kemampuan alami reservoir untuk mengalirkan fluida ke permukaan. Akibatnya, diperlukan sistem angkat buatan untuk mempertahankan produksi minyak, menjaga efisiensi sistem produksi, serta memastikan keberlanjutan operasi. Fenomena serupa juga dialami oleh PT Y di Lapangan EF, yang telah berproduksi cukup lama dan kini menunjukkan penurunan produktivitas akibat menurunnya tekanan reservoir [1].

Sebelum penerapan sistem *Electrical Submersible Pump* (ESP), Lapangan EF sempat mengandalkan mekanisme *natural flow* pada awal masa produksi ketika tekanan reservoir masih tinggi. Namun, seiring dengan menurunnya tekanan reservoir dan meningkatnya *water cut*, sistem ini tidak lagi mampu mengalirkan fluida secara alami. Operator kemudian melakukan uji coba dengan *Sucker Rod Pump* (SRP) sebagai metode angkat buatan alternatif. Akan tetapi, SRP memiliki keterbatasan pada kedalaman operasi dan efisiensi yang menurun pada kadar air tinggi. Oleh karena itu, sistem ESP dipilih karena memiliki kapasitas angkat

lebih besar, efisiensi tinggi, serta kemampuan beroperasi pada kondisi fluida *multiphase* dengan kadar air tinggi [2].

ESP merupakan salah satu metode *artificial lift* yang bekerja dengan prinsip pengangkatan fluida melalui gaya sentrifugal. Performa ESP dipengaruhi oleh sejumlah parameter operasi seperti tekanan dasar sumur (*bottom hole pressure*), laju produksi, *gas-oil ratio* (GOR), dan *water cut*. Fluktuasi pada parameter-parameter ini dapat menyebabkan deviasi antara desain pompa dengan kondisi operasi aktual, sehingga diperlukan metode analisis yang dapat menggambarkan interaksi antara kemampuan reservoir mengalirkan fluida (*inflow*) dan kapasitas sistem produksi untuk mengangkat fluida ke permukaan (*outflow*) [3].

Pendekatan *Nodal Analysis* merupakan metode analitik yang digunakan untuk mengevaluasi interaksi antara *inflow* dan *outflow* guna menentukan titik kerja optimum (*optimum operating point*). Dengan memahami hubungan antara *Inflow Performance Relationship* (IPR) dan *Vertical Lift Performance* (VLP), dapat dilakukan analisis sensitivitas terhadap berbagai variabel operasi seperti tekanan kepala sumur dan SSOP untuk menilai dampaknya terhadap kinerja sistem produksi [4].

Penurunan *Shut-in Surface Operating Pressure* (SSOP) diketahui dapat meningkatkan diferensial tekanan antara reservoir dan permukaan, sehingga memperbesar gaya dorong fluida menuju *intake* ESP. Ketika SSOP diturunkan secara bertahap, tekanan di tubing menurun sehingga gradien tekanan total antara *bottom hole* dan permukaan meningkat. Hal ini mempercepat laju alir fluida dari formasi ke pompa dan selanjutnya ke permukaan, sehingga dapat meningkatkan laju produksi tanpa perlu mengganti desain pompa. Namun, jika penurunan SSOP dilakukan secara berlebihan, tekanan di sekitar *intake* ESP dapat turun di bawah tekanan gelembung (*bubble point*), menyebabkan terbentuknya gas bebas yang menimbulkan *gas locking* atau *cavitation* pada pompa. Oleh karena itu, pengendalian SSOP harus dilakukan secara bertahap dengan pemantauan tekanan dinamis pompa untuk menjaga kestabilan dan keamanan operasi [5].

Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis pengaruh parameter operasional, khususnya SSOP, terhadap kinerja ESP di Sumur X Lapangan EF dengan menggunakan pendekatan *Nodal Analysis*. Selain itu, penelitian ini juga bertujuan untuk menilai hubungan antara tekanan reservoir, GOR, dan *water cut* terhadap laju produksi, serta mengidentifikasi strategi optimasi sistem ESP agar kinerja produksi dapat ditingkatkan secara efisien dan aman [6].

2. METODE

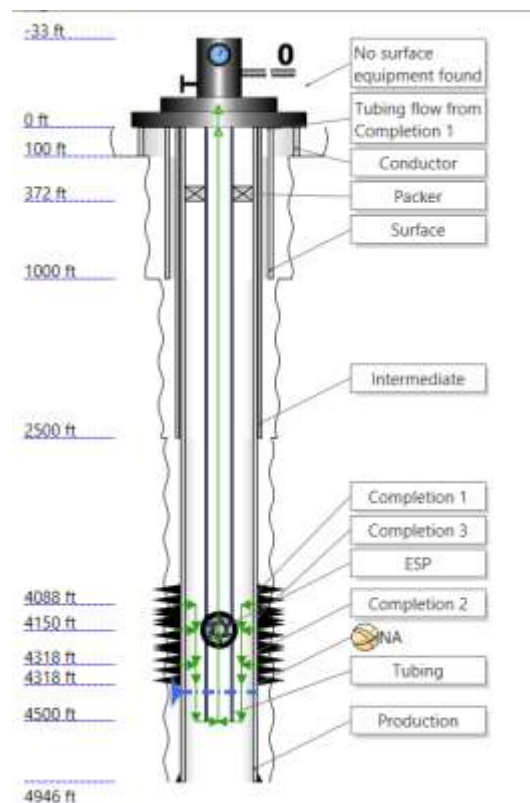
Untuk penelitian ini, data produksi dikumpulkan terlebih dahulu kemudian membuat pemodelan di *software* simulasi aliran produksi dan dilakukan *nodal analysis*. Setelah memperoleh hasilnya seperti data pada Tabel 1, melakukan perhitungan manual IPR menggunakan metode IPR Vogel dan VLP menggunakan metode *Beggs and Brill*.

Tabel 1. Data Produksi Sumur X

Data Input		
Densitas	55.19	lb/ft ³
Gravitasi (g)	32.174	ft/s ²
PBHP	202	psi
SBHP	272	psi
Qoil	131	BOPD
<i>Q_{max oil}</i>	321	BOPD
<i>Q_{max liquid}</i>	3205	STB/D
<i>Flow rate liquid</i> aktual	1315	STB/D

Flow rate liquid pada software simulasi	1196	STB/D
Diameter tubing (ID)	0.2344167	ft
Panjang tubing (L)	4131.21	ft
Roughness pipa (ϵ)	0.0006	ft
Jumlah stage	195	stage
Tp10	410	psi

Penelitian ini mengacu pada analisis sistem nodal di dasar sumur untuk menentukan laju alir fluida dengan variasi jumlah *stages* pada pompa ESP sebagai dasar evaluasi kinerja sistem produksi sumur X [7]. Analisis dilakukan dalam dua tahap utama, yaitu perhitungan manual menggunakan model teoritis dan simulasi menggunakan *software* simulasi yang ditunjukkan pada Gambar 1 [8].



Gambar 1. Well Completion Schematic dengan ESP pada Software Simulasi Aliran Produksi

Model IPR dihitung menggunakan persamaan *Vogel* untuk reservoir *saturated*, yang dinyatakan sebagai:

$$\frac{Q_o}{Q_{o\max}} = 1 - 0.2\left(\frac{P_{BHP}}{P_{SBHP}}\right) - 0.8\left(\frac{P_{BHP}}{P_{SBHP}}\right)^2 \quad (1)$$

Sedangkan model VLP dihitung menggunakan korelasi *Beggs and Brill*, dimana kehilangan tekanan akibat gesekan pada aliran fluida dihitung menggunakan persamaan [9]:

$$\Delta P_f = \frac{f \cdot \left(\frac{L}{D}\right) \cdot \left(\rho \cdot \frac{v^2}{2gc}\right)}{144} \quad (2)$$

Data yang digunakan meliputi tekanan reservoir, tekanan kepala sumur, laju produksi minyak, *water cut*, serta karakteristik fluida yang dapat membentuk emulsi dalam sistem *artificial lift*. Analisis dilakukan untuk memahami perilaku emulsi yang memengaruhi efisiensi kerja pompa dan stabilitas aliran, dengan membandingkan hasil perhitungan manual dan simulasi dengan tujuan memvalidasi model kinerja ESP.

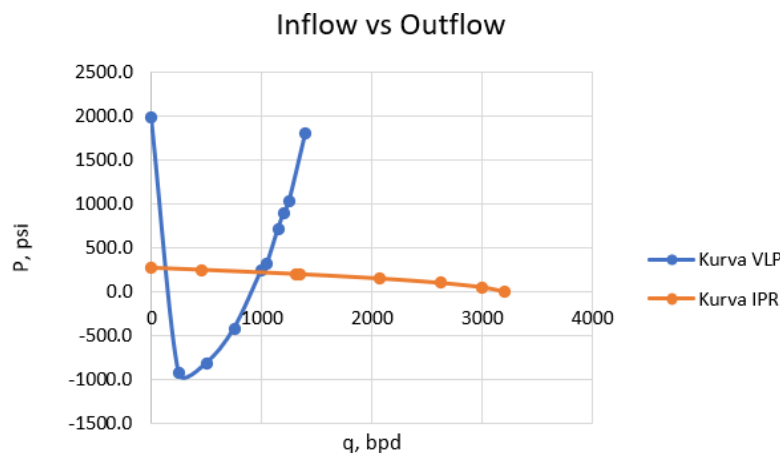
3. PEMBAHASAN

Penelitian ini mengacu pada studi mengenai sensitivitas jumlah *stages* pada desain *Electrical Submersible Pump* (ESP) untuk mengevaluasi kinerja sistem produksi sumur X menggunakan pendekatan *Nodal Analysis* [10]. Analisis dilakukan dengan membandingkan hasil perhitungan manual berbasis model teoritis dan hasil simulasi *software* aliran produksi untuk menilai pengaruh variasi jumlah *stages* terhadap performa sistem. Model IPR dihitung menggunakan persamaan *Vogel* untuk *saturated* reservoir, sedangkan model VLP dihitung dengan korelasi *Beggs and Brill*. Data yang digunakan meliputi tekanan reservoir, tekanan kepala sumur, laju produksi minyak, *water cut*, serta data teknis ESP seperti *head*, efisiensi, dan tekanan *discharge*. Validasi model dilakukan dengan membandingkan hasil simulasi dan perhitungan manual untuk memastikan kesesuaian dengan toleransi kesalahan di bawah 10%. Hasil dari perhitungan data yang diperoleh menggunakan metode *Beggs and Brill* ditunjukkan pada Tabel 2.

Tabel 2. Hasil Perhitungan Data Produksi Sumur X

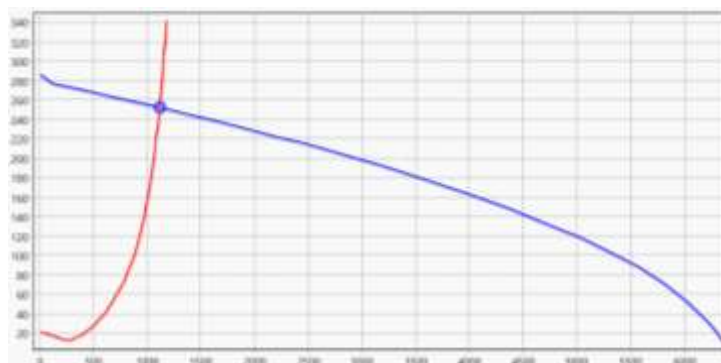
Q, bpd	ΔP_h , psi	ΔP_f (psi)			f	ΔP_f	ΔP_{Pump}		ΔP_{-Pump}	VLP	VLP tanpa pompa
		v, ft/s	Re	Flow Regime			Head, psi	Stage			
0	1583	0.00	0.0	-	0.000	0.000	0	195	0	1993.3	1993.344
250		0.38	7251.2	<i>Turbulent</i>	0.037	0.549	15		2925	-931.1	1993.893
500		0.75	14502.4	<i>Turbulent</i>	0.032	1.925	14.4		2808	-812.7	1995.269
750		1.13	21753.6	<i>Turbulent</i>	0.030	4.072	12.4		2418	-420.6	1997.416
1000		1.51	29004.7	<i>Turbulent</i>	0.029	6.977	9		1755	245.3	2000.321
1050		1.58	30455.0	<i>Turbulent</i>	0.029	7.649	8.6		1677	324.0	2000.993
1150		1.73	33355.5	<i>Turbulent</i>	0.029	9.083	6.6		1287	715.4	2002.426
1200		1.81	34805.7	<i>Turbulent</i>	0.029	9.844	5.7		1111.5	891.7	2003.188
1250		1.88	36255.9	<i>Turbulent</i>	0.029	10.636	5		975	1029.0	2003.980
1400		2.11	40606.6	<i>Turbulent</i>	0.028	13.106	1		195	1811.4	2006.450

Dari perhitungan dan pengolahan data tersebut, kurva IPR manual yang ditunjukkan pada Gambar 3 memperlihatkan bahwa laju produksi maksimum (AOFP) atau Q_{max} pada Sumur X berada pada sekitar 1400 BOPD. Sementara itu, titik kerja optimum hasil perpotongan antara kurva IPR dan VLP diperoleh pada laju produksi sekitar 1100 BOPD.



Gambar 3. Kurva Inflow vs Outflow Secara Manual

Pada analisis *Vertical Lift Performance* (VLP) yang menggunakan metode *Beggs and Brill* dilakukan secara manual untuk membandingkan kehilangan tekanan di tubing dengan bantuan ESP. Hasilnya menunjukkan bahwa pada laju produksi 1000–1200 BOPD, ESP mampu memberikan tambahan *head* sekitar 900–1000 psi, sehingga tekanan di permukaan tetap dalam rentang operasi aman. Tanpa bantuan ESP, kurva VLP terletak di atas kurva IPR sehingga fluida tidak mampu mengalir secara alami ke permukaan yang ditunjukkan pada Gambar 4. Penambahan *head* oleh ESP sebesar 900–1000 psi mampu menurunkan tekanan dasar sumur di bawah tekanan bubble point dan menyeimbangkan sistem *inflow–outflow*, sehingga produksi dapat berlangsung stabil. Berdasarkan kurva performa pompa, efisiensi optimum dicapai saat laju produksi mendekati 1100 BOPD, yaitu di sekitar titik kerja hasil analisis nodal.

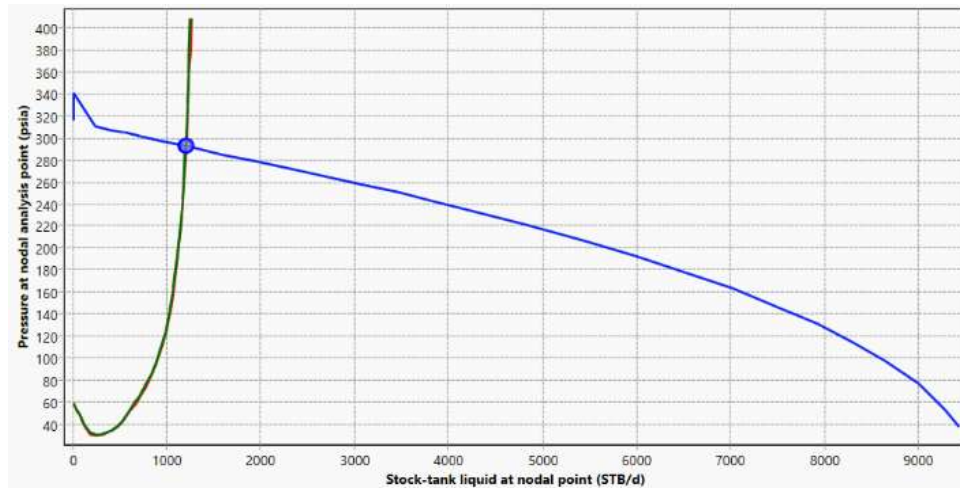


Gambar 4. Hasil Kurva Inflow vs Outflow Menggunakan Software Simulasi Aliran Produksi

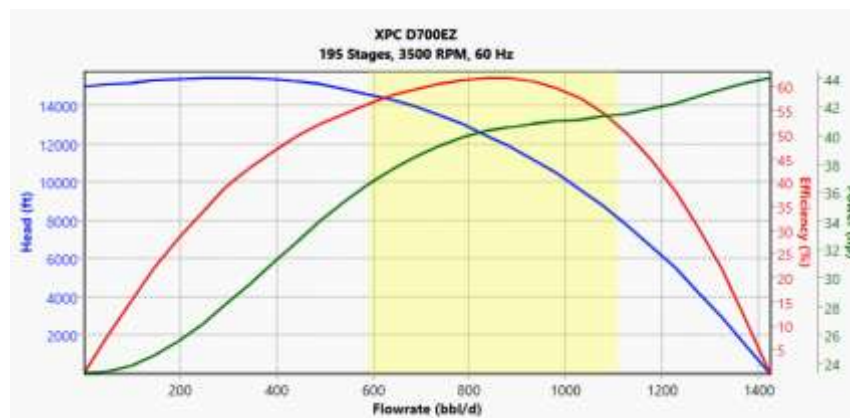
Proses *curve matching* dilakukan dengan membuat plot kurva IPR, kurva VLP, dan kurva performa ESP. Titik potong ketiganya menunjukkan kondisi *operating point* sumur X. Berdasarkan hasil perhitungan manual, titik kerja berada pada sekitar $Q = 1050\text{--}1150$ BOPD dengan tekanan dasar sumur (P_{wf}) sekitar 700–800 psi. Hasil dari simulasi aliran produksi menunjukkan titik kerja optimum pada $Q = 1200$ BOPD dengan P_{wf} sekitar 300 psi. Perbedaan ini dapat disebabkan oleh asumsi korelasi dalam perhitungan manual (*Beggs and Brill*) yang lebih sederhana dibandingkan model numerik di *software* simulasi.

Hasil analisis sensitivitas terhadap *outflow pressure* ditunjukkan pada Gambar 5, yang menggambarkan perbandingan antara tekanan aliran keluar (P_{out}) sebesar 100 psia dan 150 psia terhadap kurva IPR. Berdasarkan hasil simulasi *nodal analysis* menggunakan *software*

simulasi produksi, *operating point* diperoleh pada laju alir sekitar 1200 STB/d dengan tekanan nodal 292 psia untuk $P_{out} = 100$ psia, serta 1199 STB/d dengan tekanan 292.8 psia untuk $P_{out} = 150$ psia. Perbedaan ini menunjukkan bahwa variasi tekanan permukaan memiliki pengaruh yang relatif kecil terhadap laju produksi, sehingga sistem produksi masih bekerja pada kondisi stabil.



Gambar 5. Kurva Sensitivitas terhadap Outlet Pressure di Software Simulasi Produksi



Gambar 6. Kurva Performa Pompa ESP Tipe XPC D700EZ

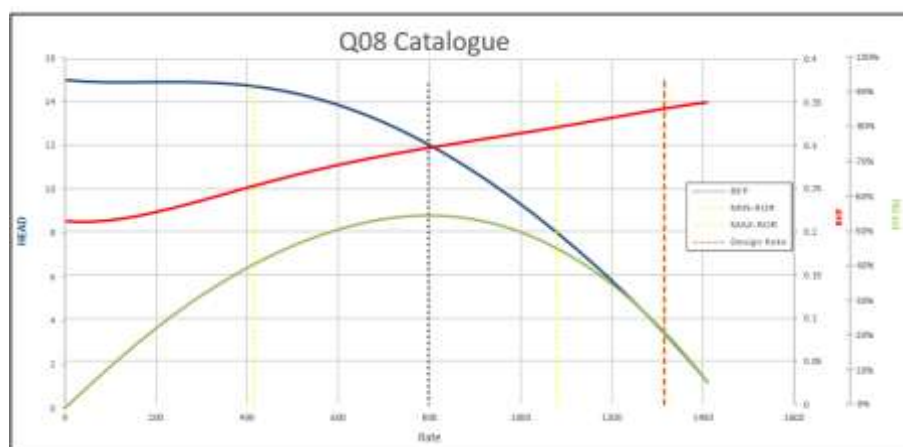
Selanjutnya, pada Gambar 6 menampilkan *pump curve* tipe XPC D700EZ yang digunakan dalam simulasi, dengan spesifikasi 195 *stages*, 3500 RPM, dan 60 Hz. Kurva menunjukkan hubungan antara laju alir, *head*, efisiensi, dan daya pompa. Dari grafik terlihat bahwa efisiensi maksimum tercapai pada rentang 600–1100 BOPD, yang bertepatan dengan hasil *nodal analysis* pada laju produksi optimum sekitar 1100 BOPD. Hal ini menunjukkan bahwa tipe pompa yang digunakan sudah sesuai dengan desain dan bekerja pada zona efisiensi optimum (area kuning pada grafik). Dengan demikian, integrasi antara hasil analisis nodal dan *pump performance curve* membuktikan bahwa sistem ESP beroperasi dalam kondisi optimal, baik secara hidraulik maupun mekanis.

Selain SSOP, beberapa parameter lain juga diuji melalui analisis sensitivitas multi-parameter untuk menilai pengaruhnya terhadap laju minyak dan efisiensi sistem produksi. Parameter yang dianalisis meliputi tekanan reservoir, SSOP, *water cut* (WC), *gas-oil ratio* (GOR), viskositas fluida, diameter tubing, kekasaran pipa (ϵ), serta jumlah *stage* atau *head* ESP.

Hasil analisis menunjukkan bahwa tekanan reservoir, SSOP, GOR, dan WC merupakan faktor yang paling dominan. Penurunan tekanan reservoir sebesar 10–20% menyebabkan penurunan laju minyak hingga 20% akibat berkurangnya energi dorong alami reservoir [11]. Sebaliknya, penurunan SSOP secara terkontrol dapat meningkatkan produksi hingga 15%. Peningkatan *water cut* sebesar 10–20 poin persen menurunkan laju minyak sebesar 7–15% karena meningkatnya viskositas campuran dan menurunnya fraksi minyak yang diangkat. Sementara itu, peningkatan GOR sekitar 30% menurunkan efisiensi volumetrik ESP hingga 25% akibat fenomena *gas slippage* dan risiko *gas locking*.

Faktor desain seperti diameter tubing juga memiliki pengaruh signifikan. Peningkatan diameter dari 0.234 ft menjadi 0.25 ft memperbesar luas penampang aliran sekitar 14%, mengurangi kehilangan tekanan akibat gesekan, dan meningkatkan laju minyak sebesar 5–7%. Sebaliknya, peningkatan kekasaran pipa dari 0.0006 ft menjadi 0.0010 ft meningkatkan kehilangan tekanan dan menurunkan laju produksi sebesar 4–6%. Dari sisi pompa, peningkatan *head* ESP sebesar 10% meningkatkan laju minyak sekitar 8%, sedangkan penurunan *head* dengan nilai yang sama menurunkan laju produksi dalam kondisi serupa.

Gambar 7 menunjukkan kurva hasil sensitivitas multi-parameter (Q08 Catalogue) yang memperlihatkan hubungan antara *flowrate*, *head*, dan efisiensi pompa. Dari grafik tersebut terlihat bahwa rentang laju optimum berada di sekitar titik efisiensi maksimum (BEP), sehingga penyesuaian *head* dan SSOP dapat menjadi strategi efektif dalam menjaga stabilitas operasi dan efisiensi sistem ESP. Untuk peningkatan lebih lanjut, optimasi dapat dilakukan dengan menyesuaikan jumlah *stage* atau mempertimbangkan tipe pompa dengan kurva performa yang memiliki BEP pada rentang produksi aktual, guna meningkatkan efisiensi hidrolik.



Gambar 7. Curve Matching di Pump Test Verification Tool ESP PT Y

4. SIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis *nodal analysis* pada Sumur X di Lapangan EF, diperoleh bahwa titik kerja optimum ($Q_{optimum}$) berada pada laju produksi sekitar 1050–1150 BOPD dengan tekanan dasar sumur (P_{wf}) 700–800 psi menurut perhitungan manual menggunakan metode *Vogel* dan *Beggs & Brill*. Hasil simulasi *software* aliran produksi menunjukkan titik kerja optimum pada laju sekitar 1200 BOPD dan tekanan 300 psi, dengan deviasi di bawah 10%, sehingga model perhitungan manual dinilai *valid*. Kurva IPR menunjukkan laju produksi maksimum (Q_{max}) sebesar ± 1400 BOPD, sedangkan efisiensi optimum pompa tercapai pada laju sekitar 1100 BOPD yang bertepatan dengan titik keseimbangan *inflow–outflow*. Hasil ini

menunjukkan bahwa sistem ESP beroperasi mendekati kondisi optimum dengan performa yang stabil.

Analisis sensitivitas menunjukkan bahwa parameter paling berpengaruh terhadap kinerja ESP adalah tekanan reservoir, SSOP, GOR, dan *water cut*. Penurunan tekanan reservoir sebesar 10–20% menurunkan laju produksi hingga 20%, sedangkan penurunan SSOP secara terkontrol dapat meningkatkan produksi hingga 10–15%. Peningkatan *water cut* dan GOR terbukti menurunkan efisiensi volumetrik ESP akibat peningkatan viskositas fluida dan risiko *gas locking*. Selain itu, faktor desain seperti diameter tubing, kekasaran pipa, serta jumlah *stage* pompa juga memberikan pengaruh terhadap efisiensi sistem produksi meski dalam skala moderat. Dengan demikian, hasil penelitian ini dapat digunakan sebagai dasar untuk optimasi desain dan pengaturan operasi ESP, terutama dalam menentukan tekanan operasi permukaan dan jumlah *stage* yang paling efisien terhadap kondisi inflow reservoir.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] I. Erdila, S. N. S. Rasako, and E. B. Pattikayhatu, “Evaluasi penggantian artificial lift sucker rod pump (SRP) menjadi electrical submersible pump (ESP) untuk meningkatkan produksi minyak Sumur S Lapangan Kawengan,” *Lembaran Publikasi Minyak dan Gas Bumi*, vol. 58, no. 3, pp. 163–171, 2024, doi: 10.29017/LPMGB.58.3.1697.
- [2] J. P. Brill and H. D. Beggs, *Two-Phase Flow in Pipes*, 3rd ed. Tulsa, OK: University of Tulsa Press, 1991.
- [3] M. J. Economides, A. D. Hill, C. Ehlig-Economides, and D. Zhu, *Petroleum Production Systems*, 2nd ed. Pearson Education, 2013.
- [4] S. S. Hasan and M. A. Kabir, “Well performance analysis using nodal system analysis approach,” *Journal of Canadian Petroleum Technology*, vol. 35, no. 3, pp. 25–30, 1996, doi: 10.2118/96-03-05
- [5] S. Fakher, A. Khlaifat, M. E. Hossain, and H. Nameer, “Rigorous review of electrical submersible pump failure mechanisms and their mitigation measures,” *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, vol. 11, pp. 3799–3814, 2021, doi: 10.1007/s13202-021-01271-6.
- [6] A. A. Ahmed, *Reservoir Engineering Handbook*, 5th ed. Gulf Professional Publishing, 2019.
- [7] M. Paramita, “Analisis sistem nodal di dasar sumur untuk penentuan laju alir fluida dengan berbagai jumlah stages pada pompa ESP di Lapangan BTS,” Undergraduate Thesis, Universitas Islam Riau, 2019.
- [8] Schlumberger, *PIPESIM User Guide*. Schlumberger Technology Corporation, 2017.
- [9] E. Al Munif, “The behavior of emulsion in artificial lift systems,” M.S. thesis, Univ. of Oklahoma, 2016.
- [10] J. Ahuluheluw, L. D. Massolo, and P. Nugraha, “Sensitivitas jumlah stages pada desain ESP sumur directional ‘X’ lapangan Salawati,” *INTAN: Jurnal Penelitian Tambang*, vol. 3, no. 1, pp. 14–21, 2020.
- [11] A. Mayendra, “Analisis kinerja ESP pada sumur produksi minyak menggunakan metode decline curve analysis,” in *Prosiding Seminar Nasional*, Universitas Diponegoro, 2023.