

EVALUASI KINERJA *ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP* PADA SUMUR PRODUKSI DENGAN *SOFTWARE* PRODUKSI

Jenniver Helyesiana Soeki¹, Gerry Sasanti Nirmala^{1*}

¹Teknik Produksi minyak dan gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jalan Gajah Mada no. 38
Cepu, Blora, Jawa Tengah, 58312

*E-mail: gerry.nirmala@esdm.go.id

ABSTRAK

Pada penelitian awal di sumur YK-01, lapangan JMC, penggunaan artificial lift tipe *Sucker Rod Pump* (SRP) belum mampu memberikan hasil produksi yang optimal. Setelah diganti menjadi *Electric Submersible Pump* (ESP), terjadi peningkatan produksi yang signifikan. Penelitian ini bertujuan mengevaluasi dan mengoptimasi kinerja ESP pada sumur YK-01 dengan *software* produksi, dimulai dari perhitungan *Productivity Index* (PI), *Inflow Performance Relationship* (IPR) Vogel, dan simulasi sensitivitas variasi jumlah stages serta frekuensi operasi. Berdasarkan grafik performance curve pompa REDA DN675, diperoleh bahwa *flowrate* optimum sumur mendekati batas maksimum *recommended operating range* pompa, sehingga operasi di rate tersebut dikhawatirkan berisiko *upthrust* serta menimbulkan masalah keandalan jangka panjang. Untuk itu direkomendasikan penggantian ke pompa DN1300, yang memiliki kapasitas *stage* dan *flowrate* lebih tinggi, sehingga mampu mengakomodasi laju produksi optimum (hingga 1.127 stb/hari) pada tekanan kerja yang lebih rendah dengan performa lebih aman dan efisien. Evaluasi ini juga menemukan bahwa peningkatan frekuensi operasi menambah laju produksi, namun harus diimbangi analisis daya listrik dan keekonomian operasi. Dengan pertimbangan teknis dan keekonomian, penggantian *Electric Submersible Pump* (ESP) model REDA DN675 ke model pompa *Electric Submersible Pump* (ESP) REDA DN1300 dengan konfigurasi optimal stages dan frekuensi sangat direkomendasikan agar produksi sumur YK-01 tetap tinggi, efisiensi energi terjaga, serta risiko kegagalan pompa akibat *upthrust* dapat dihindari.

Kata kunci: *Electric submersible pump*, Optimasi produksi, *Software* Produksi

1. PENDAHULUAN

Produksi minyak dan gas bumi pada umumnya mengalami penurunan alami seiring dengan berjalannya waktu akibat berkurangnya tekanan reservoir dan peningkatan rasio air yang terproduksi (*water cut*). Pada kondisi tersebut, energi alami reservoir tidak lagi cukup untuk mendorong fluida ke permukaan, sehingga dibutuhkan sistem pengangkatan buatan (*artificial lift system*) untuk mempertahankan atau meningkatkan laju produksi. Salah satu teknologi *artificial lift* yang paling banyak digunakan pada sumur dengan laju produksi tinggi dan kedalaman yang cukup dalam adalah *Electric Submersible Pump* (ESP) [1],[2]. Sistem ini bekerja dengan prinsip pompa sentrifugal yang digerakkan oleh motor listrik *submersible* untuk mengangkat fluida dari dasar sumur menuju permukaan secara kontinu dan efisien.

Optimasi desain *Electric Submersible Pump* (ESP) melibatkan pengembangan model sumur secara menyeluruh termasuk properti reservoir, karakteristik fluida, dan kondisi tekanan serta temperatur. Selain itu, integrasi fasilitas permukaan juga penting karena mempengaruhi performa keseluruhan sistem produksi [3],[4]. *Software* Produksi digunakan untuk mensimulasikan dan memodelkan aliran fluida dari reservoir sampai ke fasilitas permukaan, memungkinkan analisis tekanan, aliran fluida, dan pemilihan peralatan yang tepat. Dengan

bantuan *software* produksi, desain *Electric Submersible Pump (ESP)* dapat dioptimalkan melalui simulasi skenario berbeda, sehingga memaksimalkan efisiensi produksi dan mengurangi risiko kegagalan peralatan [5]-[6]. Pendekatan ini meningkatkan keandalan dan ekonomi operasi produksi minyak dan gas.

Dalam proses evaluasi perencanaan atau desain *Electric Submersible Pump (ESP)* penting untuk mengumpulkan data reservoir, data sumur, serta sifat fisik fluida yang akan diproduksi [7]. Pada saat melakukan optimasi sumur yang menggunakan *Electric Submersible Pump (ESP)* juga memerlukan data tambahan berupa informasi tentang pompa yang terpasang *Software* produksi adalah perangkat lunak simulasi produksi yang digunakan untuk memudahkan analisis dan pemodelan sistem produksi sumur [8]. Dalam evaluasi memodelkan desain sumur menggunakan *Software* produksi, penting untuk mencocokkan data aktual dengan data dari perangkat lunak agar sesuai dengan kondisi sumur yang sebenarnya [9]-[10]. Simulasi ini memungkinkan evaluasi berbagai parameter operasional, seperti laju alir, tekanan kepala sumur (*wellhead pressure*), dan efisiensi pompa, sehingga dapat diidentifikasi potensi masalah seperti *gas lock* atau keausan peralatan sebelum terjadi di lapangan [11].

Penelitian ini bertujuan untuk mengkaji secara mendalam desain optimasi kinerja *Electric Submersible Pump (ESP)* pada sumur produksi melalui pendekatan metode *vogel* menggunakan *software* produksi. Fokus utama adalah pada analisis parameter operasional, desain pompa, dan penanganan masalah operasional. Dengan memanfaatkan studi pustaka dari berbagai referensi, penelitian ini akan mengintegrasikan temuan-temuan terbaru untuk memberikan panduan komprehensif dalam meningkatkan efisiensi *Electric Submersible Pump (ESP)*. Pendekatan ini diharapkan dapat memberikan wawasan baru bagi para praktisi di industri minyak dan gas untuk menerapkan solusi berbasis simulasi yang efektif dan efisien.

2. METODE

Desain *Electric Submersible Pump (ESP)* yang optimal adalah kunci untuk mencapai produksi maksimal dengan efisiensi energi yang tinggi. Penelitian oleh Ongkor dkk menunjukkan bahwa simulasi *Software* produksi dapat digunakan untuk mengoptimalkan desain *Electric Submersible Pump (ESP)* pada sumur YK-01 di lapangan JMC [1]. Dalam penelitian ini, parameter seperti jumlah tahap pompa (*stages*), kecepatan putaran motor, dan ukuran pompa disesuaikan berdasarkan karakteristik reservoir, seperti laju alir fluida dan kandungan gas. Data Tabel 1 menunjukkan data reservoir sumur YK-01, Tabel 2. Menunjukkan data sumur YK-01, dan Tabel 3. menunjukkan data pompa terpasang sumur YK- 01.

Tabel 1. Data Reservoir Sumur YK-01

Parameter	Nilai	Satuan
Tekanan Reservoir	744,66	Psi
Temperatur Reservoir	123,1	°F
Laju Alir Aktual	660	Stb/d
<i>Water Cut</i>	98	%
<i>Gas Oil Ratio</i>	196	Cuft/bbl
<i>Specific Gravity</i> Air	0,95	-
<i>Specific Gravity</i> Gas	0,6	-
API Minyak	15	°API
Viskositas Minyak	0,8	cP

Permeabilitas Vertikal	300	mD
Permeabilitas Horizontal	100	mD
Jari-jari Pengurasan Reservoir	721,8	ft
Ketebalan Zona Minyak	44,42	ft
FVF Minyak	0,992	bbl/stb
Laju Alir Tes	668,4	Stb/d

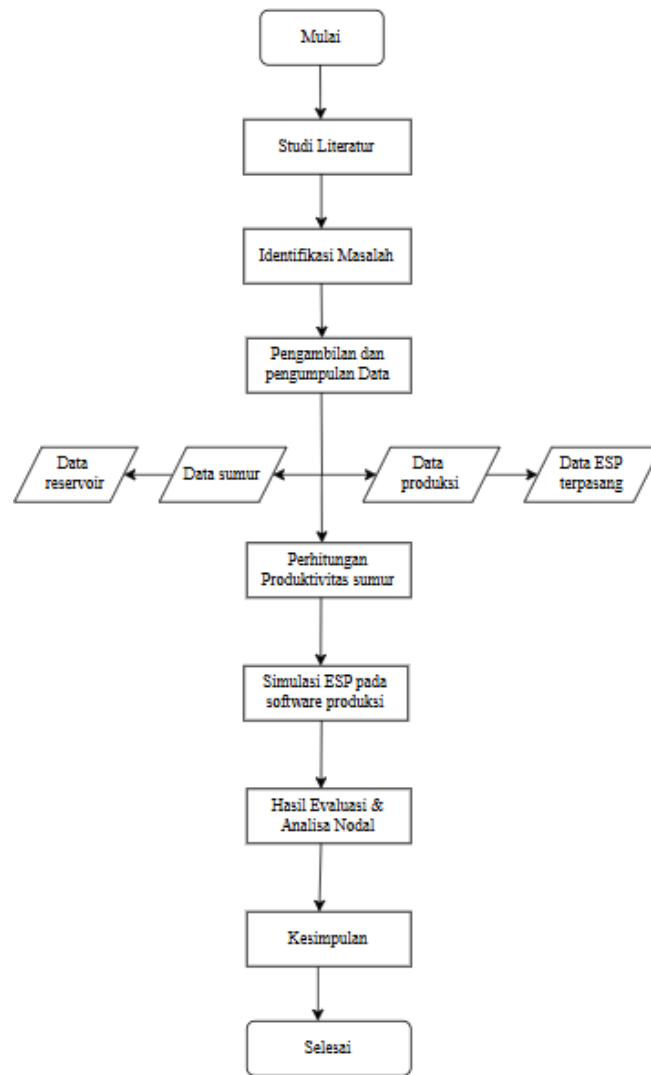
Tabel 2. Data Sumur YK-01

Parameter	Nilai	Satuan
Laju Alir Dasar Sumur	517,6	Psi
Tekanan <i>Well Head</i>	95,1	Psi
OD Tubing	7	In
<i>Top Perforation</i>	2501,6	Ft
<i>Middle Perforation</i>	2589,4	Ft
<i>Bottom Perforation</i>	2677,2	Ft
Kedalaman Sumur	2904,2	Ft
Kedalaman Pompa	2461,1	Ft

Tabel 3. Data Pompa Terpasang Sumur YK-01

Parameter	Nilai	Satuan
Tipe Pompa	DN675 DN800	-
<i>Total Stages</i>	187	Stage
<i>Capacity</i>	320-830	Stb/d
Frekuensi	60	Hz
<i>Vogel coefficient</i>	0,728	

Penelitian ini diawali dengan pengumpulan data yang diperlukan untuk proses pemodelan dan optimasi menggunakan *Software* Produksi. Data yang dikumpulkan meliputi data reservoir, data sumur, serta data pompa terpasang. Setelah semua data terkumpul, langkah berikutnya adalah melakukan input data tersebut ke dalam software Pipesim dan menghitung secara manual nilai laju alir maksimum serta Laju alir optimum dari sumur. Selanjutnya, dilakukan pemodelan sumur guna mengkaji performa pompa yang terpasang dan mendukung proses optimasi produksi. Dapat dilihat dalam diagram alir gambar 1.



Gambar 1. Diagram alir

Perhitungan kemampuan produksi sumur YK-01 dengan menggunakan metode Vogel dengan cara menghitung *vogel coefficient* menggunakan persamaan (1) berikut:

$$\frac{Q_t}{Q_{tmax}} = (1 - x) \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - (1 - x) \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (1)$$

Perhitungan persamaan (2) dan persamanaa (3) ini bertujuan untuk mengetahui batas kemampuan sistem dalam mengalirkan fluida (Qmaximum) serta laju operasi yang memberikan efisiensi dan performa terbaik (Qoptimum). Dengan mengetahui nilai Qmax, kita memastikan bahwa sistem tidak beroperasi melebihi kapasitas desain pompa yang dapat menyebabkan kerusakan formasi atau peralatan.

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

Sementara itu, laju alir produksi optimum dipersamaan ke (3) digunakan untuk menentukan titik operasi ideal di mana energi atau produksi yang dihasilkan mencapai nilai maksimum dengan kerugian tekanan yang minimal.

$$Q_{optimum} = Q_{max} \times 80\% \quad (3)$$

Productivity Index (PI) di persamaan (4) adalah ukuran kemampuan sumur untuk memproduksi fluida (minyak, gas, atau air) dari reservoir menuju permukaan per satuan penurunan tekanan antara reservoir dan dasar sumur (*bottom hole*).

$$PI = \frac{Q}{P_r - P_{wf}} \quad (4)$$

3. PEMBAHASAN

A. Perhitungan PI dan IPR

Perhitungan PI pada sumur YK-01 akan membantu dalam proses analisa kemampuan produktivitas sumur, perhitungan PI adalah sebagai berikut:

$$PI = \frac{668,4}{744,66 - 517,6} = 2,944 \quad (4)$$

Nilai PI yang dimiliki sumur YK-01 adalah 2,944, berdasarkan dari klasifikasi PI, sumur X memiliki kemampuan produksi yang baik, dengan nilai $PI < 0.5$.

Vogel IPR

Untuk memastikan apakah pompa yang terpasang di sumur YK-01 mampu menghasilkan laju produksi yang optimal, terlebih dahulu perlu dihitung kapasitas produksi aktual dari pompa tersebut.[11] Oleh sebab itu, dilakukan estimasi kemampuan produksi sumur YK-01 dengan memanfaatkan metode Vogel, untuk menganalisa potensi produksi dari sumur apakah dapat dioptimalkan lagi atau tidak. Perhitungan IPR bisa dilihat dari persamaan 5.

$$Q_{max} = \frac{668,4}{1 - 0.2 \left(\frac{517,6}{744,66} \right) - 0.8 \left(\frac{517,6}{744,66} \right)^2} = 1408,724 \quad (5)$$

Berikut merupakan hasil perhitungan nilai laju alir (Q) menggunakan IPR Vogel setelah dimasukkan ke dalam bentuk tabel 4 dengan penurunan pwf.

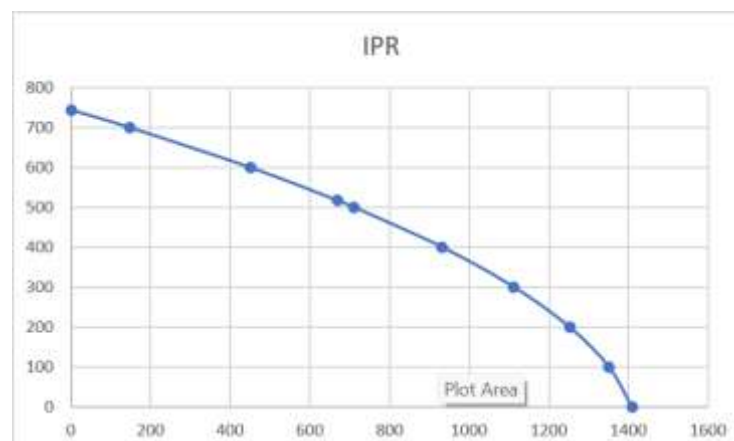
Tabel 4. Performa sumur berdasarkan IPR Vogel

Q Bbl/ day	Pwf psi
1408,7	0
1350,6	100
1251,8	200
1112,3	300
932,21	400
711,46	500
668,4	517,6
450,06	600
148,02	700
0	744,66

Qoptimum atau laju alir optimum dari sumur YK-01 adalah 1127 stb/day bisa dilihat perhitungannya pada persamaan 6 dibawah. Penentuan Qoptimum sangat penting agar produksi berjalan efisien, umur sumur lebih panjang, dan cadangan minyak dapat diangkat secara optimal[12].

$$Q_{optimum} = 1409 \times 80\% = 1127 \text{ stb/day} \quad (6)$$

Gambar 2 merupakan kurva grafik yang terbentuk berdasarkan plot Q terhadap Pwf sumur X berdasarkan perhitungan IPR Vogel.



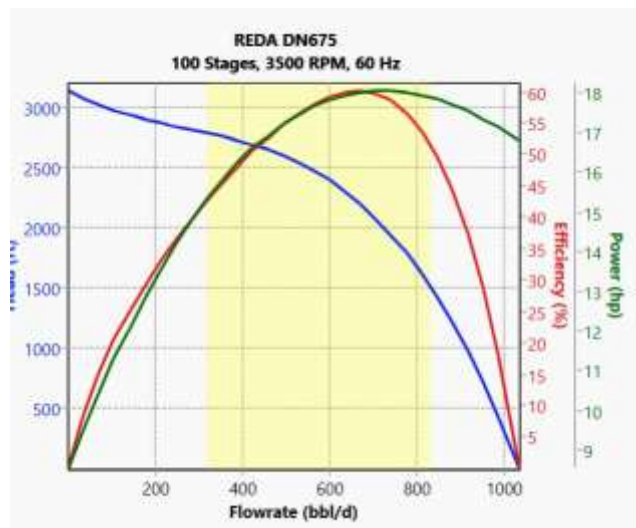
Gambar 2. Inflow Performance Relationship (IPR) Sumur YK-01

Hasil perhitungan nilai Qmax dari analisis IPR menggunakan metode Vogel untuk sumur YK-01 adalah sebesar 1409 stb/hari, Sumur YK-01 saat ini sedang memproduksi dengan 668,4 stb/hari, yaitu 47,45% dari nilai laju alir maximum (Qmax). Sedangkan laju produksi optimum

(Qoptimum) yang disarankan adalah 80% dari laju alir Maximum (Qmax).

B. Pump Curve Sumur YK-01

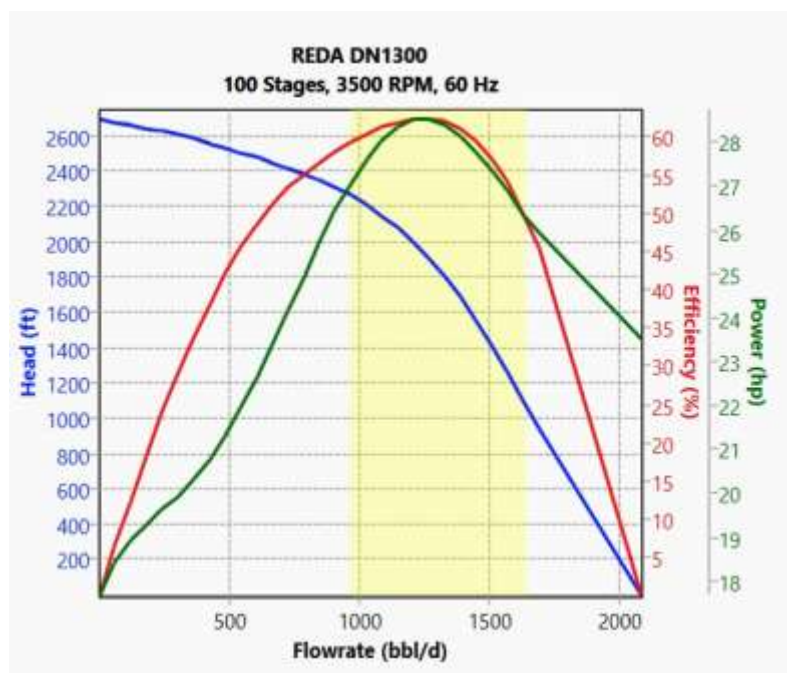
Saat ini pompa terpasang pada sumur YK-01 adalah *Electric Submersible Pump (ESP)* tipe REDA DN675. *Range flowrate* pompa tersebut sebesar 320-830 stb/d. Dapat dilihat pada gambar 3.



Gambar 3. Pump Curve Pomp REDA DN675 Terpasang

Perhitungan desain ulang pompa akan menggunakan jenis pompa yang berbeda dengan mempertimbangkan kurva performa pompa (*pump curve*) untuk laju produksi terkecil dari pompa *Electric Submersible Pump (ESP)* yang saat ini tersedia di lapangan tetapi sedang dalam kondisi tidak digunakan. Data dari pompa ini akan dijadikan acuan dalam proses desain ulang *Electric Submersible Pump (ESP)*, sebagai bahan pembandingan potensi sumur jika dilakukan penggantian dengan *Electric Submersible Pump (ESP)* yang memiliki rentang operasi yang direkomendasikan (*recommended operating range*) lebih rendah, sehingga dapat memaksimalkan kinerja tanpa perlu membeli pompa baru. Berdasarkan analisis kurva pompa untuk model DN675, performa pompa ini diketahui tidak mampu mencapai laju produksi optimum (Qopt) yang ditargetkan sumur YK-01, yaitu sebesar 1127 stb/day.

Grafik pada Gambar 4 menunjukkan kurva karakteristik pompa *Electric Submersible Pump (ESP)* model REDA DN1300 dengan 100 stages pada 3500 RPM dan 60 Hz). Pompa *Electric Submersible Pump (ESP)* model REDA DN1300 memiliki rentang *flowrate* operasi optimal antara 320 hingga 1830 stb/d, seperti yang terlihat pada Gambar 4. Pada *range* ini, kurva efisiensi menunjukkan titik maksimum di sekitar 1200-1300 stb/d, yang berarti pompa akan beroperasi dengan efisiensi puncak dalam kisaran tersebut. Dengan Qoptimum sumur sebesar 1127 stb/d, nilai ini berada tepat di dalam area efisiensi tertinggi pompa DN1300. DN1300 sangat cocok dan mampu menampung laju alir optimum dari sumur, sehingga produksi dapat berjalan secara efisien dan optimal. Sementara itu, model DN675 tidak dapat mencakup kebutuhan laju alir optimum sumur ini karena *range* operasi yang lebih sempit, sehingga kurang ideal untuk aplikasi dengan Qoptimum seperti ini. Secara keseluruhan, pemilihan model DN1300 sangat tepat guna memaksimalkan performa dan efisiensi sistem *artificial lift* pada sumur dengan kebutuhan laju alir optimum 1127 stb/d.



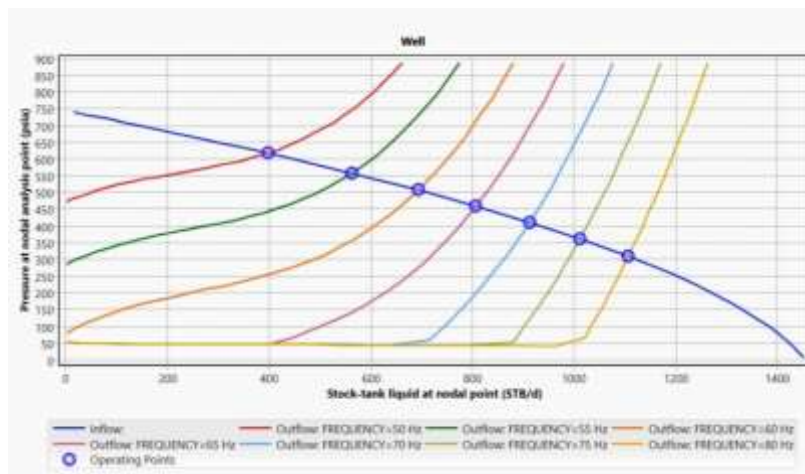
Gambar 4. *Pump Curve* Pompa REDA DN1300

C. Sensitivitas Frekuensi ESP terhadap Parameter Operasi

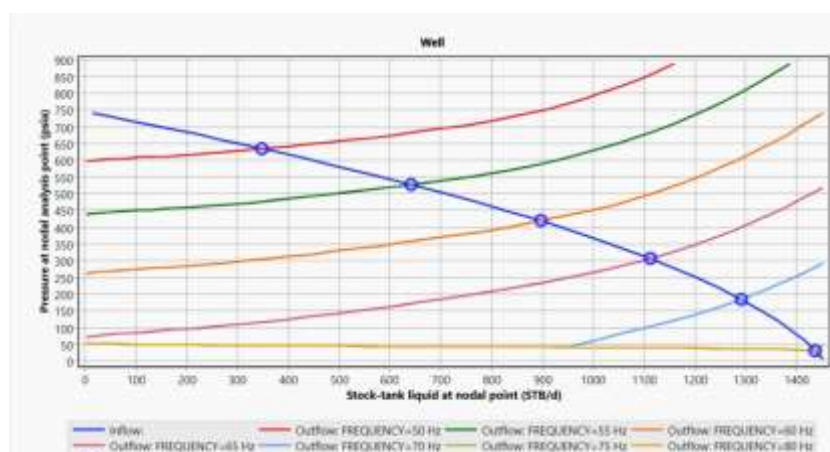
Analisis sensitivitas frekuensi pada pompa *Electric Submersible Pump (ESP)* DN675 dan DN1300 dilakukan dengan variasi frekuensi operasi dari 50 Hz hingga 80 Hz dalam interval 5 Hz. Hasil perhitungan menggunakan *software* produksi ini ditunjukkan pada gambar 5 dan gambar 6. Pada kedua model pompa, dengan grafik gambar 5 dan 6 sensitivitas frekuensi model ESP DN675 dan DN1300. Sensitivitas frekuensi kerja pompa dengan tercapainya laju alir optimum ($Q_{optimum}$) sumur sebesar 1127 stb/day. Pada *Electric Submersible Pump (ESP)* model DN675 peningkatan frekuensi memang meningkatkan laju alir produksi, tetapi peningkatan pada frekuensi tertingginya 80Hz operating point yang dicapai masih mendekati atau sedikit di bawah $Q_{optimum}$. *Electric Submersible Pump (ESP)* dengan Model REDA DN675 secara desain dan kapasitas head cenderung sulit menagngkat fluida stabil pada laju yang diinginkan tanpa risiko kerja diluar zona optimum pompa.

Sedangkan pada *Electric Submersible Pump (ESP)* pada model REDA DN1300, grafik gambar 6 menunjukan bahwa dengan menaikkan frekuensi kerja, laju alir produksi yang dihasilkan pada operating point sudah dapat melewati $Q_{optimum}$ 1127 stb/day, bahkan masih memiliki rentang lebih untukantisipasi penurunan performa sumur di masa depan. Hal ini penting agar sumur tetap bisa dioperasikan pada laju optimum tanpa memaksakan pompa bekerja dibatas atas yang berisiko *upthrust* atau *overloading* sehingga umur pompa lebih terjaga dan operasi lebih efisien.

Sensitivitas frekuensi dari kedua model *Electric Submersible Pump (ESP)* ini membuktikan Laju alir optimum ($Q_{optimum}$) bergantung pada desain pompa dan sensitivitas frekuensi kerja. *Electric Submersible Pump (ESP)* model REDA DN1300 lebih mampu menyesuaikan dan kuat untuk mencapai laju alir optimum sumur 1127 stb/day, sedangkan *Electric Submersible Pump (ESP)* Model REDA DN675 kurang mampu memenuhi atau mencapai laju alir optimum jika kebutuhan produksi meningkat atau sumur mengalami penurunan tekanan di kemudian hari.



Gambar 5. Grafik sensitivitas frekuensi dan tabel hasil model DN675



Gambar 6. Grafik sensitivitas frekuensi dan tabel hasil model DN1300

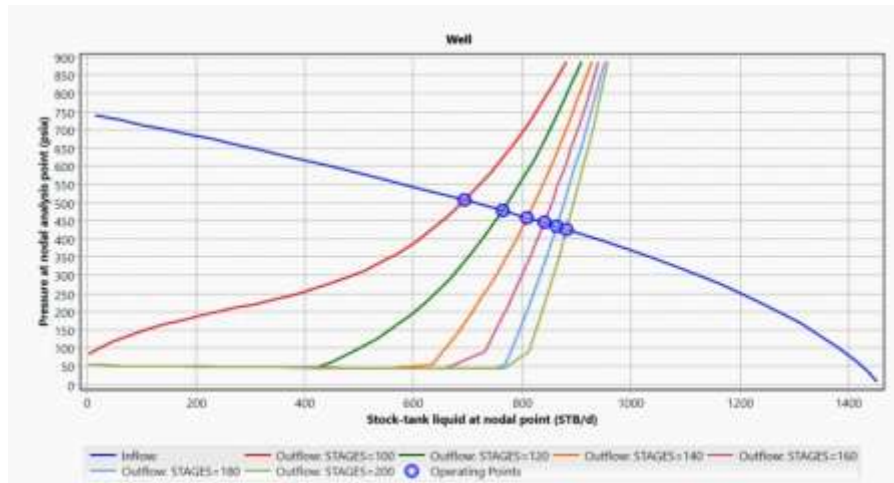
D. Sensitivitas Jumlah Stages

Analisis variasi jumlah stage dari 100 hingga 200 pada pompa ESP DN675 dan DN1300 menunjukkan grafik gambar 7 dan grafik gambar 8 yang sejalan pada peningkatan kinerja sistem angkat. Hasil simulasi *software* produksi pada gambar 7 dan gambar 8 dengan kenaikan jumlah stage menghasilkan peningkatan laju produksi (STB/d) dan penurunan pressure di *nodal analysis point* pada kedua model pompa.

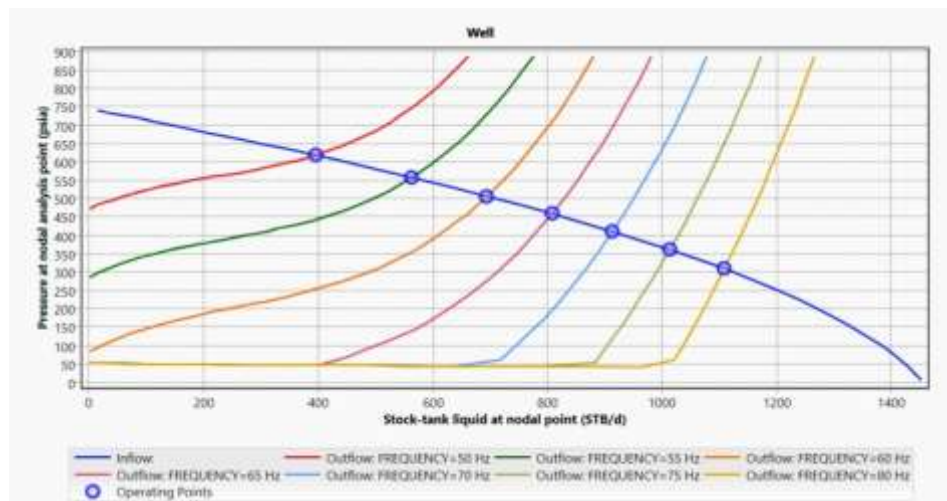
Pada DN1300 gambar 8, penambahan stages dari 100 ke 200 menghasilkan kenaikan laju produksi yang jauh lebih besar, dari sekitar 897 stb/d menjadi 1.416 STB/d, disertai penurunan tekanan kerja dari 419 psia ke 61 psia. Dilhat dari Laju alir Optimum (Q_{opt}) maka DN1300 di stages 120 memiliki *stuck tank liquid* di angka 1092,917 stb/d. Hal ini menunjukkan bahwa DN1300 lebih efektif untuk sumur yang menginginkan produksi tinggi dan mampu menangani *drawdown* lebih besar secara efisien. Sebaliknya, pada *Electric Submersible Pump (ESP)* model DN675, kenaikan jumlah stages memang meningkatkan laju produksi dari 755 stb/d menjadi 984 STB/d, namun peningkatannya tidak sebesar *Electric Submersible Pump (ESP)* model DN1300, karena keterbatasan kapasitas *head* dan desain impeller yang lebih kecil.

Jika dibandingkan, DN1300 merupakan pilihan yang lebih unggul untuk kebutuhan produksi

tinggi dan target optimasi pada kondisi sumur dengan *inflow* besar atau desain *Electric Submersible Pump (ESP)* dengan *stage* tinggi, sedangkan *Electric Submersible Pump (ESP)* model DN675 lebih sesuai untuk operasi dengan kapasitas sedang atau keterbatasan fasilitas permukaan. Oleh karena itu, pemilihan *Electric Submersible Pump (ESP)* model DN1300 direkomendasikan apabila prioritas pada laju produksi maksimum dan operasi *drawdown* rendah, dengan syarat sistem permukaan dan daya listrik di fasilitas mampu mendukung kebutuhan operasinya.



Gambar 7. Grafik sensitivitas stages dan tabel hasil model DN675



Gambar 8. Grafik sensitivitas stages dan tabel hasil model DN1300

4. SIMPULAN

Berdasarkan hasil proses evaluasi Electric Submersible Pump desain pada sumur YK- 01 dapat saya simpulkan bahwa berdasarkan Productivity Index (PI) dan evaluasi kurva IPR Vogel, sumur YK-01 memiliki nilai PI sebesar 2,9 dan produksi maksimum yang dianalisis (Q_{max}) sebesar 1.409 stb/hari. Laju Produksi aktual saat ini sekitar 668,4 stb/hari, atau sekitar 47,45% dari kapasitas maximum, dengan laju produksi optimum ($Q_{optimum}$) yang disarankan sebesar 80% dari Q_{max} atau sekitar 1127 stb/hari. Pompa *Electric Submersible Pump (ESP)* tipe REDA DN675 yang saat ini terpasang memiliki rentang operasi 320-830 stb/hari, sehingga tidak mampu mencapai laju produksi optimum tersebut.

Analisis sensitivitas memperlihatkan bahwa penggantian pompa *Electric Submersible Pump (ESP)* ke model DN1300 dengan jumlah stages yang lebih banyak secara signifikan dapat meningkatkan laju produksi hingga lebih dari 1.400 stb/hari, sekaligus menurunkan tekanan operasi sehingga pompa dapat bekerja lebih efisien dan sesuai dengan target optimasi sumur berpotensi besar seperti YK-01. Selain itu, peningkatan frekuensi operasi secara progresif juga menambah laju produksi, tapi harus diperhatikan peningkatan konsumsi daya dan aspek keekonomian. Dalam konteks ini, pengaturan frekuensi yang tepat sangat penting untuk menjaga agar operasi pompa tetap efisien dan mendekati laju optimum, yaitu sekitar 1127 stb/hari. Dengan demikian, penggunaan *Electric Submersible Pump (ESP)* model DN1300 dengan konfigurasi *stages* dan frekuensi yang optimal sangat disarankan untuk mencapai dan mempertahankan laju produksi optimum tersebut secara stabil dan ekonomis.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] G. A. N. Ongkor, M. Ginting, and G. Yasmaniar, "OPTIMASI DESAIN ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP PADA SUMUR YK-01 LAPANGAN JMC MENGGUNAKAN SOFT-WARE PIPESIM," *PETRO: JURNAL ILMIAH TEKNIK PERMINYAKAN*, vol. 13, no. 3, pp. 132–141, 2024.
- [2] M. R. Tambunan, D. Rosiani, and K. Waas, "EVALUASI PERFORMA PRODUKSI DAN ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP (ESP) TERPASANG PADA SUMUR X DI LAPANGAN Y," *Journal Mechanical Engineering (JME)*, vol. 1, no. 2, pp. 124–131, 2023.
- [3] F. P. Simbolon, "Optimasi Penggunaan ESP Dalam Sistem Sumur Produksi Terpadu," Institut Teknologi Bandung (ITB), 2010.
- [4] D. Y. Pramukanta, "Analisis Efektivitas Hydraulic Pumping Unit (HPU) Sebagai Alternatif Sistem Pengangkatan Buatan Pada Sumur-Sumur Berproduktivitas Rendah," Institut Teknologi Bandung (ITB), 2009.
- [5] T. F. Siswanto, "Perencanaan Ulang Electric Submersible Pump pada Sumur L5A-MRS," *Jurnal Nasional Pengelolaan Energi MigasZoom*, vol. 1, no. 2, pp. 41–48, 2019.
- [6] D. Julianto, "EVALUASI DAN OPTIMISASI SUMUR ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP YANG MEMILIKI PI TINGGI DENGAN MENGGUNAKAN VARIABLE SPEED DRIVE DENGAN FREKUENSI DIATAS 60HZ PADA SUMUR 'X' LAPANGAN 'Y,'" UNIVERSITAS ISLAM RIAU, 2020.
- [7] M. A. Yandra, D. Sulistyanto, and D. A. Wibowo, "ANALISIS PENGARUH GAS OIL RATIO TERHADAP HEAD DEGRADTION PADA SUMUR ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP," *PETRO: Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, vol. 10, no. 4, pp. 218–224, Jan. 2022, doi: 10.25105/petro.v10i4.7738.
- [8] Schlumberger, *PIPESIM 2017 Steady-State Multiphase Flow Simulator Technical Reference*. Houston, Texas: Schlumberger, 2018.
- [9] Dinda. A. Ramadhanty, D. Sulistyanto, and R. H. Karyadi Oetomo, "EVALUASI DAN OPTIMASI SUMUR GAS LIFT DENGAN MENDESAIN ULANG PADA SUMUR DA-011," *PETRO : Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, vol. 12, no. 1, pp. 57–69, Mar. 2023, doi: 10.25105/petro.v12i1.16121.
- [10] D. Paramartha and D. Dianursanti, "Pengaruh Pengurangan Air Terproduksi terhadap Flow Regime pada Pipa Penyalur di Lapangan Phe-30 PT PHE WMO," in *Prosiding Seminar Nasional Pakar*, 2019, pp. 1–41.
- [11] P. Hulu, R. Zona, and J. Field, "EVALUASI POMPA ESP PADA SUMUR X PT."

Daftar Simbol

Q_t	= Laju produksi pada tekanan dasar sumur tertentu (stb/hari)
Q_{tmax}	= Laju produksi maksimum pada $p_{wf}=0$ $p_{wf}=0$ (stb/hari)
P_{wf}	= Tekanan dasar sumur saat produksi (psia)
P_r	= Tekanan reservoir (psia)
x	= Fraksi tekanan, $x=P_{wf}/P_r=P_{wf}/P_r$
Q_{max}	= Laju alir maksimum (stb/hari)

Q_o = Laju produksi awal (stb/hari)
 PI = Productivity Index (indeks produktivitas sumur, stb/hari/psi)
 Q = Laju alir minyak (stb/hari)

[12]