

ANALISIS PENGARUH SENSITIVITAS FREKUENSI MOTOR *ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP* TERHADAP PRODUKSI SUMUR AZ-28

Muhammad Thariq Akbar Gibran¹, Purnomosidi^{1*}, Erdila Indriani¹, Azzah Karimah Djumpa¹

¹Teknik Produksi Minyak dan Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Jalan Gajah Mada No. 38 Cepu, Blora, 58312

*E-mail: tm12297054@gmail.com

ABSTRAK

Sumur-sumur tua di Indonesia umumnya mengalami penurunan produksi minyak akibat menurunnya tekanan reservoir. Kondisi tersebut juga terjadi pada sumur AZ-28 yang mengalami penurunan laju produksi dari tahun 2016 hingga 2019. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis pengaruh sensitivitas frekuensi motor pada *Electric Submersible Pump* (ESP) dalam memaksimalkan laju produksi sumur AZ-28. Data yang digunakan meliputi tekanan reservoir sebesar 2428 psia, tekanan dasar sumur 2365 psia, serta laju produksi awal minyak sebesar 57 BOPD dengan *water cut* 80%. Pompa yang digunakan adalah *Centrilift* DC750 dengan 213 *stage* dan kedalaman *setting pompa* 5257 ft. Simulasi dilakukan menggunakan *microsoft excel* untuk memperoleh hubungan antara frekuensi motor pada pompa dan laju produksi fluida. Hasil analisis menunjukkan bahwa peningkatan frekuensi dari 60 Hz hingga 80 Hz menyebabkan kenaikan laju produksi dari 738.41 BFPD menjadi 1181.99 BFPD. Peningkatan tertinggi terjadi pada frekuensi 70 Hz dengan kenaikan sebesar 31.98% dari kondisi awal, yang menunjukkan titik operasi paling efisien antara energi dan produktivitas. Hasil yang diperoleh bahwa pengaturan frekuensi motor ESP secara tepat mampu memaksimalkan peningkatan laju produksi dengan desain pompa yang tetap.

Kata kunci: Sensitivitas, *Electric Submersible Pump*, Produksi

1. PENDAHULUAN

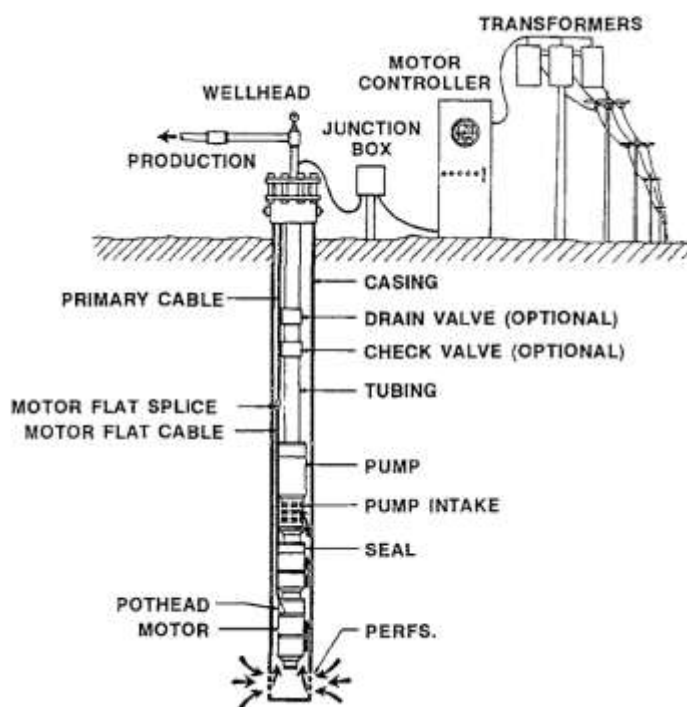
Pada tahap awal produksi, aliran minyak dari reservoir ke permukaan umumnya terjadi secara alami atau dikenal dengan *natural flow*, yaitu kondisi ketika tekanan formasi masih cukup besar untuk mendorong fluida menuju permukaan tanpa bantuan peralatan tambahan. Namun, seiring waktu, tekanan reservoir akan menurun akibat berkurangnya volume fluida di dalam formasi serta meningkatnya kandungan air yang terproduksi. Ketika tekanan tersebut tidak lagi mampu mengalirkan fluida ke permukaan, laju produksi minyak menurun secara signifikan dan sistem *natural flow* tidak dapat lagi mempertahankan kinerja sumur secara ekonomis. [1].

Selain penurunan tekanan reservoir, produksi minyak juga dapat menurun akibat peningkatan *water cut*, penyumbatan formasi oleh endapan parafin atau skala, serta kerusakan peralatan produksi [2]. Faktor-faktor tersebut menurunkan efisiensi aliran fluida dan mempercepat penurunan laju produksi meskipun tekanan reservoir masih mencukupi [3].

Untuk mengatasi masalah produksi dan penurunan tekanan reservoir, digunakan sistem *artificial lift* untuk membantu mengalirkan fluida dari dasar sumur ke permukaan dengan menambah energi pada kolom fluida agar tekanan dasar sumur tetap terjaga [2]. Jenis *artificial lift* yang umum dipakai meliputi *Electric Submersible Pump* (ESP), *Gas Lift*, *Progressing*

Cavity Pump (PCP), Sucker Rod Pump (SRP), dan Hydraulic Pumping System . Pemilihannya disesuaikan dengan karakteristik reservoir dan kondisi operasional sumur [2].

Salah satu sistem *artificial lift* yang banyak digunakan adalah ESP, yaitu pompa sentrifugal bertingkat yang digerakkan oleh motor listrik terendam untuk mengangkat fluida dari dasar sumur ke permukaan. ESP efektif digunakan pada sumur dengan kedalaman menengah hingga tinggi dan laju produksi besar. Pada lapangan ini, ESP dipilih karena sumurnya memiliki laju produksi tinggi sehingga sistem ini paling sesuai untuk menjaga tekanan dasar sumur dan mempertahankan kinerja produksi [4].



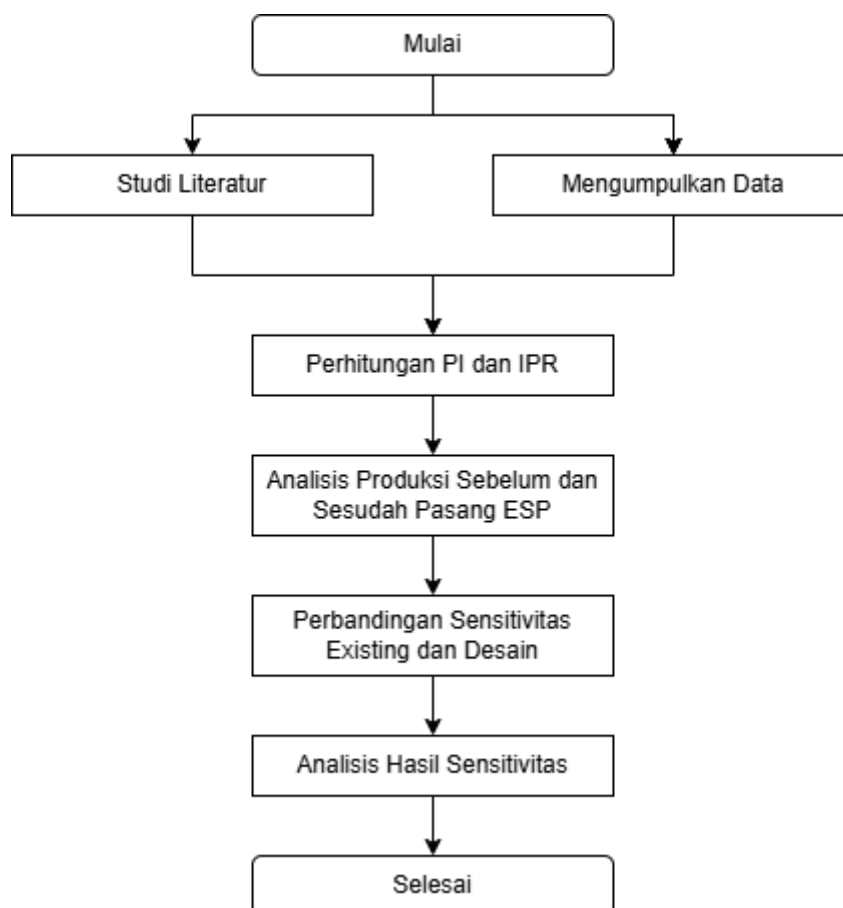
Gambar 1. Ilustrasi Komponen ESP [5]

Gambar 1 menunjukkan susunan komponen utama sistem pompa ESP, yang terdiri dari motor, protector, intake dan pompa. Komponen tersebut berfungsi untuk membantu pengangkatan fluida dari dasar sumur ke permukaan secara efisien melalui penambahan energi buatan [5]. Berbagai studi telah meneliti kinerja serta sensitivitas *Electric Submersible Pump (ESP)* terhadap kondisi operasi yang beragam. Hasil penelitian menunjukkan bahwa tekanan masuk, laju alir, dan kandungan gas bebas memiliki pengaruh signifikan terhadap efisiensi pompa [6]. Faktor desain seperti jumlah tahap *impeller* dan frekuensi motor juga berperan penting dalam mengoptimalkan performa sistem [7]. Selain itu, analisis sensitivitas diperlukan untuk menentukan kondisi operasi yang paling efisien dan meningkatkan keandalan kinerja ESP [8].

Pada studi sebelumnya di sumur AZ-28 telah direncanakan kegiatan desain optimasi dengan mengganti jenis Pompa ESP yang terpasang, karena jenis pompa yang digunakan saat ini memiliki rentang operasi (*operating range*) yang tidak lagi sesuai dengan kondisi aktual sumur. Oleh karena itu, pada studi kasus ini fokus penelitian diarahkan pada analisis sensitivitas frekuensi motor pada ESP terhadap laju produksi yang dihasilkan oleh sumur AZ-28 dengan kondisi pompa sebelum di optimasi atau dengan pompa aslinya yaitu pompa Centrilift DC750. Hasil analisis tersebut akan dievaluasi dan dibandingkan untuk menentukan tingkat pengaruh perubahan frekuensi terhadap performa produksi sumur.

2. METODE

Gambar 2 menunjukkan tahapan penelitian yang dimulai dengan studi literatur dan pengumpulan data, dilanjutkan dengan perhitungan PI dan IPR untuk menganalisis karakteristik sumur. Selanjutnya dilakukan analisis produksi sebelum dan sesudah pemasangan ESP Centrilift DC750, serta perbandingan sensitivitas antara kondisi *existing* dan desain frekuensi motor pada pompa. Tahap akhir adalah analisis hasil sensitivitas untuk menilai pengaruh perubahan frekuensi motor pada ESP terhadap laju produksi.



Gambar 2. Flowchart Analisis Sensitivitas

Data Sumur dan Reservoir

Analisis data sumur dan reservoir merupakan tahap lanjutan yang dilakukan untuk memahami karakteristik formasi serta kondisi operasional sumur. Melalui analisis ini, dapat diketahui berbagai parameter penting seperti tekanan dan temperatur reservoir, sifat fisik fluida, serta karakteristik batuan formasi yang memengaruhi kemampuan aliran menuju sumur. Dari data Tabel 1 digunakan sebagai dasar dalam evaluasi kinerja sumur dan perancangan strategi peningkatan produksi yang lebih efisien.

Tabel 1. Data Sumur dan Reservoir

Data	Nilai	Unit
<i>Interval Open Hole</i>	7132-7700	MD(ft)
Perforation	7400	MD(ft)
Ukuran Casing ID	6.276	inch
Ukuran Tubing	3.5	inch
<i>Total Depht</i>	7700	MD(ft)
<i>End Of Tubing (EOT)</i>	5257	MD(ft)
<i>Kelly Bushing Elevation</i>	30.25	ft
Qo	57	BOPD
SBHP (Pr)	2428	psia
<i>Bubble Point Pressure (Pb)</i>	1700	psia
<i>Well Head Pressure</i>	514	psia
<i>Well Head Temperature</i>	110	°F
<i>Water Cut</i>	80	%
°API	21	
<i>Gas Oil Ratio</i>	213	scf/STB
<i>Bottom Hole Pressure (BHP/Pwf)</i>	2365	psia
<i>Bottom Hole Temperature</i>	205	°F
SG Oil	0.912	
SG Water	1.01	
SG Gas	0.648	

Data ESP

Data pompa ESP digunakan untuk menganalisis kinerja sistem pengangkatan buatan, meliputi parameter seperti daya motor, frekuensi operasi, kapasitas aliran, serta komponen pemompaan. Analisis terhadap data ini membantu dalam menilai efektivitas pompa dan menentukan kebutuhan optimasi guna menjaga kestabilan produksi sumur. Selain itu, data pompa dari tabel 2 juga digunakan untuk membandingkan performa aktual di lapangan dengan hasil simulasi, sehingga dapat diketahui apakah sistem bekerja sesuai dengan spesifikasi desain atau memerlukan penyesuaian.

Tabel 2. Data ESP

Data	Desain	Unit
<i>Pump Setting Depht</i>	5257	ft
<i>Pump Intake Pressure</i>	1938	psi
<i>Pump Type</i>	Centrilift DC750	
<i>Total Stage</i>	213	stage
<i>OD Pompa</i>	4	inch
<i>Motor Type</i>	Centrilift	
<i>HP Pompa</i>	32	HP
<i>HP Motor</i>	-	HP
<i>Voltage Surface</i>	-	volt

Perhitungan Data Sumur

Setelah seluruh data sumur diperoleh, seperti tekanan reservoir (P_r), tekanan dasar sumur (P_{wf}), tekanan bubble point (P_b), dan laju alir fluida (Q), maka dilakukan analisis untuk mengetahui kemampuan sumur dalam memproduksi fluida. Langkah pertama adalah menghitung Productivity Index (PI) atau J , yaitu kemampuan sumur dalam mengalirkan fluida dari reservoir ke dasar sumur. Untuk kondisi undersaturated reservoir di mana $P_{wf} > P_b$, nilai PI dihitung menggunakan persamaan [9]:

$$J = \frac{q}{(P_r - P_{wf})} \quad (1)$$

Setelah nilai PI diperoleh, dilakukan perhitungan Q dengan memasukkan beberapa nilai p_{wf} lalu di plot ke grafik IPR dan perhitungan Q_{max} menggunakan persamaan Vogel untuk menggambarkan hubungan antara tekanan dasar sumur dan laju produksi minyak. Persamaan Vogel untuk kondisi untuk kondisi undersaturated $P_{wf} > P_b$ dituliskan sebagai [9]:

$$Q_{tot} = \frac{q_o}{1 - w_c} \quad (2)$$

$$Q = q_b + \frac{J P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (3)$$

$$q_b = J(P_r - P_b) \quad (4)$$

$$Q_{max} = AOF = q_b + \frac{J P_b}{1.8} \quad (5)$$

Dari hasil perhitungan tersebut, dapat dibuat kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) yang nantinya akan di silangkan dengan kurva *Vertical Lift Performance* (VLP) sehingga titik potong antara kurva IPR dan VLP menggambarkan potensi produksi maksimum dan membantu menentukan strategi optimasi pengangkatan buatan yang sesuai dengan kondisi aktual sumur.

Kurva ini juga berfungsi sebagai dasar dalam analisis kinerja sistem produksi untuk mengevaluasi efisiensi dan potensi peningkatan laju alir fluida [10].

Analisa Produksi Sebelum dan Sesudah Pasang ESP

Pada tahap input data di *microsoft excel*, dimasukkan informasi mengenai kondisi reservoir, data sumur, serta spesifikasi pompa ESP. Setelah simulasi dijalankan, hasil perhitungan sebelum dan sesudah pemasangan pompa dianalisis untuk melihat perubahan tekanan dasar sumur dan peningkatan laju produksi

Bandingkan dan Analisa Hasil Sensitivitas *Existing* dengan Desain

Perbandingan hasil sensitivitas antara kondisi *existing* dan desain frekuensi motor pada pompa yang dilakukan untuk menganalisis perubahan laju produksi. Hasil evaluasi ini digunakan untuk menentukan apakah modifikasi pada desain frekuensi motor pada pompa akan memberikan pengaruh signifikan terhadap peningkatan laju produksi sumur atau tidak.

3. PEMBAHASAN

A. Analisis Data Sumur

Pada kondisi awal, sumur memproduksi melalui mekanisme *natural flow*. Namun, seiring waktu, performa sumur mengalami penurunan sehingga metode *natural flow* tidak lagi mampu mengangkat fluida hingga ke permukaan. Oleh karena itu, diperlukan metode *artificial lift* untuk mendukung proses produksi. Pada sumur ini dipilih penggunaan ESP dengan tipe Centrilift DC750. Selanjutnya dilakukan kajian optimasi melalui pengaturan variasi frekuensi motor ESP yang telah terpasang untuk memaksimalkan kinerja produksi tanpa melakukan penggantian rangkain pompa yang terpasang sehingga akan menghemat waktu dan biaya

a) Menentukan Total Fluida Berdasarkan *Watercut*

$$Q_{tot} = \frac{q_o}{1 - wc}$$

$$Q_{tot} = \frac{57}{1 - 0.8}$$

$$Q_{tot} = 285 \text{ BFPD}$$

Berdasarkan persamaan 2 didapatkan hasil total produksi fluida yaitu sebesar 285 BFPD, produksi ini sudah menurun jauh semenjak pertama kali sumur dibuka yang diakibatkan karena adanya air yang ikut terproduksi sehingga menyebabkan produksi minyak hanya sebesar 57 BOPD dari total 285 BFPD

b) Menentukan Kemampuan Potensial Sumur

$$J = \frac{q_{tot}}{(P_r - P_{wf})}$$

$$J = \frac{285}{(2428 - 2365)}$$

$$J = 4.5 \text{ STB/day/psi}$$

Dengan persamaan 1 diketahui kemampuan potensial sumur atau *Productivity Index* sebesar 4.5 STB/day/psi, dengan PI sebesar itu berdasarkan teori yang ada bisa didapatkan hasil bahwa sumur ini memiliki kemampuan untuk berproduksi di atas rata rata karena bila $PI > 1$ merupakan sumur yang sudah tergolong sangat baik, maka dari itu di saat awal dibuka sumur ini bisa menghasilkan produksi minyak atau fluida yang tinggi. Namun seiring berjalannya waktu, tekanan sumur mengalami penurunan dan itu merupakan hal yang wajar, sehingga diperlukannya pemasangan *artificial lift* untuk mengatasi permasalahan tersebut.

c) Menentukan Q_{max}

Sebelum menentukan Q_{max} , kita harus melengkapi data yang diperlukan, salah satunya adalah data laju *bubble flow* (q_b) menggunakan persamaan 4, Nilai q_b menunjukkan kapasitas awal fluida keluar dari reservoir sebelum mencapai Q_{max} . Dengan mengetahui q_b , dapat ditentukan titik transisi dari aliran bubble flow ke aliran dua fasa. Tahap ini penting untuk menganalisis kinerja sumur panas bumi atau minyak, karena setelah melewati tekanan bubble point P_b

$$q_b = J(P_r - P_b)$$

$$q_b = 4.5(2428 - 1700)$$

$$q_b = 3276 \text{ SCF/day}$$

Setelah itu tahap selanjutnya menentukan Q_{max} dengan persamaan 5 untuk mengetahui besar maksimal laju alir sumur ini atau potensi maksimal sumur ini bisa berproduksi

$$Q_{max} = AOFP = q_b + \frac{JP_b}{1.8}$$

$$Q_{max} = 3276 + \frac{4.5 \times 1700}{1.8}$$

$$Q_{max} = 7526 \text{ BFPD}$$

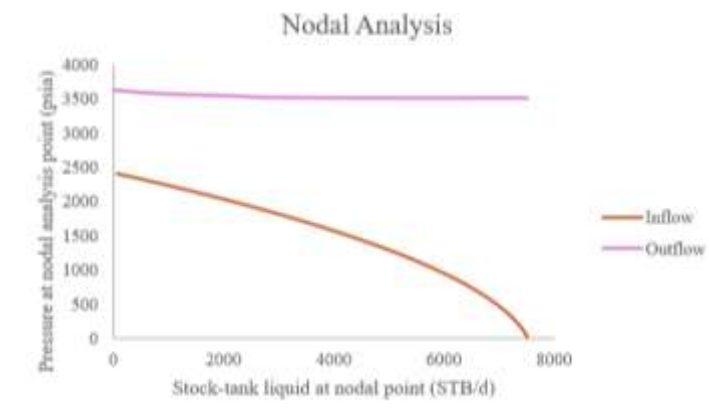
Dari hasil perhitungan diperoleh $Q_{max} = 7526 \text{ BFPD}$, yang menunjukkan laju alir maksimum sumur pada kondisi tanpa hambatan aliran. Nilai ini menggambarkan potensi produksi maksimum yang dapat dicapai sumur secara teoritis.

B. Analisis Sumur AZ-28 Dengan Menggunakan *Nodal Analysis*

a) *Nodal Analysis* Sebelum Pemasangan Pompa ESP

Setelah seluruh data yang diperlukan terkumpul, tahap selanjutnya adalah melakukan simulasi *Nodal Analysis* yang menunjukkan kurva IPR dan VLP pada sumur ini. Nilai IPR terlebih dahulu dihitung menggunakan persamaan 3, kemudian akan dipadukan dengan kurva VLP untuk memperoleh titik perpotongan yang merepresentasikan kondisi keseimbangan

antara kemampuan reservoir dan sistem pengangkatan fluida. Untuk mempermudah proses perhitungan dan analisis, digunakan *microsoft excel* sebagai alat bantu simulasi.

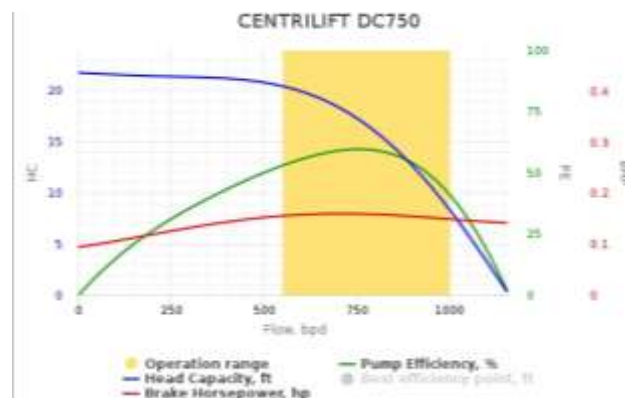


Gambar 3. Kurva IPR dan VLP sebelum pasang Pompa ESP

Berdasarkan Gambar 3, hasil simulasi menggunakan *microsoft excel* menunjukkan bahwa pada kondisi awal, ketika pompa ESP belum terpasang, tidak terdapat titik perpotongan antara kurva IPR dan VLP. Hal ini mengindikasikan bahwa sumur dalam kondisi natural flow sudah tidak mampu lagi memproduksi secara alami, sehingga diperlukan pemasangan pompa ESP untuk membantu proses pengangkatan fluida ke permukaan.

b) Spesifikasi pompa yang dipasang

Karena metode *natural flow* Sudah tidak bisa mengangkat fluida maka dipasang pompa ESP dengan spesifikasi sebagai berikut

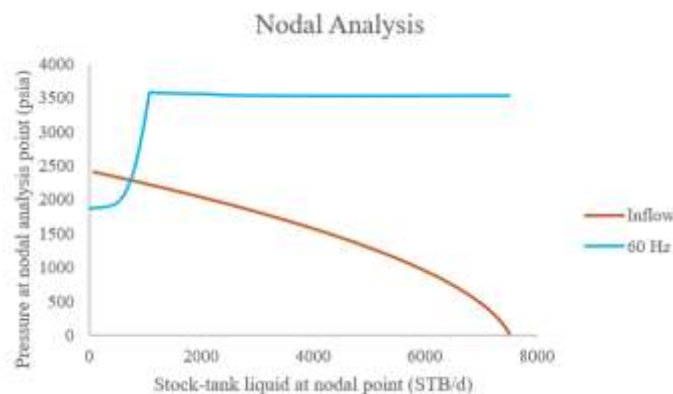


Gambar 4. Pump Curve ESP Centrilift DC750

Kurva pompa ESP Centrilift DC750 pada gambar 4 menunjukkan hubungan antara laju alir (*flow rate*) dan tinggi angkat (*head*) yang dapat dihasilkan pompa. Terlihat bahwa semakin tinggi laju alir yang diinginkan, maka nilai *head* cenderung menurun. Selain itu, kurva juga memperlihatkan area efisiensi kerja pompa, sehingga dapat digunakan untuk menentukan titik operasi yang paling optimal sesuai dengan kondisi sumur.

b) Nodal Analysis setelah pemasangan Pompa ESP

Gambar 5 menunjukkan simulasi *Nodal Analysis* menggunakan *microsoft excel* setelah dipasang pompa ESP pada sumur AZ-28



Gambar 5. Kurva IPR dan VLP sesudah pasang Pompa ESP

Setelah sumur ini dipasang pompa ESP, terdapat titik potong antara IPR dan VLP yang menandakan bahwa sumur ini bisa berfungsi dan mengalirkan fluida dari bawah hingga ke atas dengan titik potong pada laju alir sebesar 738.41 BFPD dan dengan tekanan sebesar 2292.28 psia. Hal ini menunjukkan bahwa kondisi operasi sumur sudah berada pada keseimbangan antara kemampuan reservoir dalam mendorong fluida dan kemampuan pompa dalam mengangkatnya ke permukaan. Dengan demikian, sistem produksi dapat dikatakan stabil dan mampu menghasilkan laju alir optimal sesuai dengan desain pompa ESP.

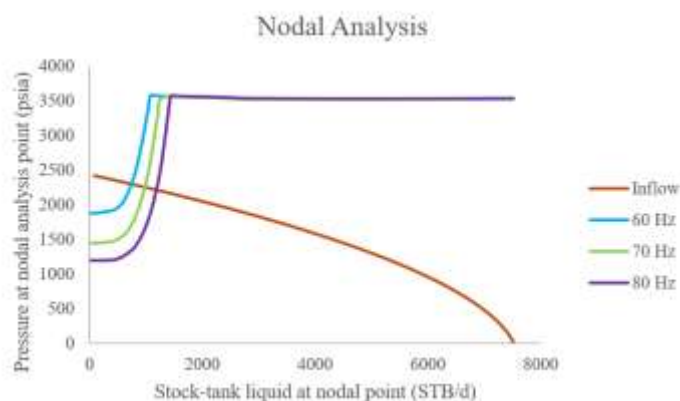
C. Analisis Sensitivitas Frekuensi Motor Pada Pompa ESP

Pada studi kali ini sensitivitas frekuensi motor pada pompa ESP akan menjadi poin utama yang diujikan. Frekuensi motor pada pompa ESP berpengaruh kepada kecepatan *impeller* untuk berputar sehingga akan memengaruhi banyaknya fluida yang akan ke permukaan nantinya. Disini akan ada beberapa sensitivitas frekuensi motor yang akan diuji untuk mengetahui pengaruh dan seberapa besar dampaknya terhadap laju alir produksi sumur, berikut ini beberapa rentang frekuensi motor yang akan diujikan.

Tabel 3. Sensitivitas Frekuensi

Jenis Pompa	Frekuensi	Unit
Centrilift DC750	60	Hz
	70	Hz
	80	Hz

Setelah itu, masukkan beberapa data frekuensi motor dari tabel 3 ke dalam *microsoft excel* untuk melakukan simulasi performa pompa pada berbagai kondisi frekuensi motor. Proses ini bertujuan untuk melihat pengaruh perubahan frekuensi motor terhadap laju produksi dan efisiensi sistem secara keseluruhan.



Gambar 6. Kurva IPR dan VLP setelah mengubah sensitivitas ESP

Gambar 6 menampilkan kurva IPR dan VLP untuk sumur dengan pompa ESP yang dianalisis pada frekuensi 60–80 Hz sesuai dengan tabel nomor 3. Titik potong antara kedua kurva menunjukkan kondisi operasi sumur. Terlihat bahwa peningkatan frekuensi motor menghasilkan kenaikan laju produksi, menandakan kinerja pompa yang semakin optimal.

D. Analisis Perbandingan Sensitivitas Frekuensi Pompa ESP

Setelah dilakukan simulasi terhadap variasi frekuensi motor pada ESP, diperoleh hasil yang menunjukkan pengaruh perubahan frekuensi terhadap laju produksi sumur. Hasil simulasi ini disajikan dalam bentuk tabel untuk mempermudah analisis hubungan antara frekuensi operasi dan besarnya produksi yang dihasilkan.

Tabel 4. Perbandingan Kenaikan Laju Produksi

Jenis Pompa	Frekuensi (hz)	Q (BFPD)	Kenaikan Produksi Kumulatif(%)	Kenaikan Produksi Tiap Frekuensi(%)
Centrilift DC750	60	738.41	0	0
	70	974.63	31.98	31.98
	80	1181.99	60.08	21.27

Tabel 4 menunjukkan hasil analisis sensitivitas frekuensi motor pada ESP terhadap laju produksi sumur dengan menggunakan pompa Centrilift DC750. Pada frekuensi awal 60 Hz, laju produksi tercatat sebesar 738.41 BFPD sebagai acuan dasar. Ketika frekuensi dinaikkan menjadi 70 Hz, terjadi peningkatan hingga 974.63 BFPD, atau naik sekitar 31.98% dari kondisi awal dan pada 80 Hz produksi mencapai 1181.99 BFPD atau naik 60.08% dari kondisi awal.

Berdasarkan hasil simulasi, perubahan frekuensi motor pada sistem ESP memberikan pengaruh langsung terhadap peningkatan laju produksi. Seiring bertambahnya frekuensi dari 60 Hz hingga 80 Hz, laju produksi meningkat secara bertahap dengan pola kenaikan yang paling signifikan pada frekuensi 70 Hz. Hal ini membuktikan bahwa pengaturan frekuensi berperan penting dalam kinerja pompa dan memaksimalkan kapasitas alir fluida dari dasar sumur ke permukaan.

Meskipun pada frekuensi 80 Hz laju produksi masih menunjukkan peningkatan, besarnya mengalami penurunan dibandingkan saat peralihan ke 70 Hz. Kondisi ini menunjukkan adanya titik optimal operasi pada frekuensi sekitar 70 Hz, di mana sistem bekerja secara efisien tanpa

memberikan beban berlebih pada motor maupun pompa. Dengan demikian, penyesuaian frekuensi dapat menjadi solusi efektif untuk memaksimalkan peningkatan produksi tanpa perlu melakukan perubahan desain pada pompa ESP.

4. SIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis dan simulasi yang telah dilakukan, dapat disimpulkan bahwa perubahan frekuensi motor pada pompa ESP memiliki pengaruh terhadap laju produksi sumur AZ-28. Simulasi menggunakan *microsoft excel* menunjukkan bahwa peningkatan frekuensi dari 60 Hz menjadi 80 Hz menyebabkan kenaikan laju produksi dari 738.41 BFPD menjadi 1181.99 BFPD, dengan peningkatan tertinggi terjadi pada 70 Hz sebesar 31.98% dari kondisi awal.

Hasil ini menunjukkan bahwa pengaturan frekuensi motor dapat dijadikan strategi optimasi yang efektif untuk memaksimalkan laju produksi dan meningkatkan kinerja sistem pengangkatan buatan tanpa perlu melakukan perubahan desain pompa yang telah terpasang. Selain itu, ditemukan bahwa frekuensi 70 Hz merupakan titik operasi paling efisien, di mana sistem mampu menghasilkan peningkatan produksi yang signifikan tanpa memberikan beban berlebih pada pompa maupun motor.

5. DAFTAR PUSTAKA

- [1] T. Ahmed dan P. D. McKinney, *Advanced Reservoir Engineering*. Oxford: Gulf Professional Publishing, 2011, pp. 45–47.
- [2] K. E. Brown, “Production Optimization Using Artificial Lift Systems,” *Journal of Petroleum Technology*, vol. 69, no. 5, pp. 42–51, May. 2017.
- [3] C. A. Prada, R. S. Afifah, A. Jumardi, M. Lutfi, V. Arintalofa, and M. Lutfi, “Electrical Submersible Pump Design for the Optimization of Well ‘CM’,” *Indonesian Research Journal on Education*, vol. 2, no. 3, pp. 1383–1389, 2022.
- [4] M. A. AL-Hejjaj, D. J. Sadeq, and O. Al-Fatlawi, “A review of the electrical submersible pump development chronology,” *Iraqi Journal of Chemical and Petroleum Engineering*, vol. 24, no. 2, pp. 123–135, 2023.
- [5] D. Ratnasari, *Desain Ulang Electric Submersible Pump (ESP) pada Sumur “X”*, Tugas Akhir, Program Studi Teknik Perminyakan, Fakultas Teknik dan Desain, Institut Teknologi dan Sains Bandung, Indonesia, 2017.
- [6] M. Z. Al-Attar, “Effect of intake pressure and flow rate on electric submersible pump performance,” *Energies*, vol. 13, no. 16, p. 4143, 2020.
- [7] P. R. R. Pedraza, “Strategi peningkatan produksi minyak: Optimasi sumur ESP, pemilihan tekanan separator, dan penambahan pompa sentrifugal di jaringan pipa Lapangan J, Sumatera Selatan,” *PETRO: Jurnal Ilmiah Teknik Perminyakan*, vol. 13, no. 4, pp. 213–229, Dec. 2024.
- [8] J. Vidal, M. Ramirez, and R. Ortega, “Dynamic Modeling and Sensitivity Analysis of ESP Systems Under Variable Flow Conditions,” *Journal of Petroleum Science and Engineering*, vol. 205, pp. 108–123, Mar. 2021.
- [9] H. Dale Beggs, *Production Optimization Using NODAL™ Analysis*, 2nd ed. Tulsa, OK: OGCI and Petroskills Publications, 2003, pp. 21–26.
- [10] Abdi. Suprayitno, Muhammad Fauzi. Ramadhan, Rohima Sera. Afifah, “Optimasi Electrical Submersible Pump (ESP) Pada Sumur MFR-21 Berdasarkan Keadaan Sumur di Masa Depan,” *Sekolah Tinggi Teknologi Migas Balikpapan*, Vol. 8 No. 1, Balikpapan, Indonesia, Juni 2023.

Daftar Simbol

J	=	<i>Productivity Index (PI)</i>
qb	=	Laju alir gas, SCF/day
Q	=	Laju alir, STB/day
Qmax	=	Laju alir maksimal, STB/day
wc	=	<i>Watercut</i> , %
Qtot	=	Laju alir toal, DTB/day
Pr	=	Teknana reservoir, psig
Pwf	=	Tekanan dasar alir, psig