

PERANCANGAN *ARTIFICIAL LIFT* DENGAN METODE *NODAL ANALYSIS* PADA SUMUR PMB

Muhammad Rijal Baihaqi¹, Purnomosidi^{1*}, Erdila Indriani¹, Muhammad Bagas Adama²

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

²PT COSL INDO, Jalan Raya Industri IV, Sukamantri, Kec. Pasar Kemis, Tangerang, 15560

*E-mail: tm12297054@gmail.com

ABSTRAK

Penurunan tekanan reservoir menyebabkan berkurangnya laju produksi fluida pada sumur, sehingga diperlukan penerapan sistem *artificial lift* untuk mempertahankan kinerja dan kontinuitas produksi. Dalam kondisi tersebut, dilakukan perancangan sistem *Artificial Lift* sebagai metode pengangkatan buatan pada Sumur PMB yang mengalami penurunan tekanan reservoir. Tahapan perancangan meliputi pengumpulan dan evaluasi data sumur, perhitungan *Productivity Index* (PI) dan *Inflow Performance Relationship* (IPR), penentuan parameter desain pompa, hingga validasi hasil menggunakan simulasi *Nodal Analysis*. Berdasarkan hasil analisis perancangan ESP, diperoleh kapasitas produksi optimal sebesar 2024,38 STB/day dengan tekanan dasar sumur (Pwf) 646 psi dan *Total Dynamic Head* (TDH) sebesar 3086,7 ft. Sistem ESP yang direkomendasikan menggunakan pompa REDA DN1800 sebanyak 193 stage dengan motor REDA 456 Series berdaya 82,5 HP. Hasil simulasi menunjukkan titik operasi pada 1967,3 STB/day dengan Pwf sebesar 689,8 psi, dengan selisih sekitar 2,8% dari hasil perhitungan teoritis, yang menunjukkan tingkat akurasi tinggi dan kesesuaian sistem terhadap kondisi lapangan. Dengan efisiensi operasi mendekati *Best Efficiency Point* (BEP), rancangan sistem ESP ini terbukti efektif dalam meningkatkan laju produksi dan menjaga kestabilan operasi pada kondisi tekanan reservoir yang menurun.

Kata kunci: *Artificial Lift, Electric Submersible Pump, Inflow Performance relationship, Productivity Index*

1. PENDAHULUAN

Fluida yang tersimpan di dalam reservoir pada awalnya dapat mengalir secara alami ke permukaan karena adanya perbedaan tekanan antara reservoir dan dasar sumur. Namun, seiring waktu, kemampuan alami tersebut menurun akibat produksi berkelanjutan sehingga tekanan tidak lagi cukup untuk mendorong fluida ke permukaan [1]. Kondisi ini menyebabkan penurunan laju produksi, sehingga diperlukan sistem pengangkatan buatan atau *artificial lift* untuk mempertahankan kinerja produksi [2].

Berbagai sistem *artificial lift* telah dikembangkan, seperti *gas lift*, *sucker rod pump* (*beam pump*), *progressive cavity pump* (PCP), *hydraulic pump*, *plunger lift*, dan *electrical submersible pump* (ESP) [3]. Pemilihan metode bergantung pada kondisi reservoir, karakteristik fluida, kedalaman sumur, dan target produksi [4]. Dari berbagai metode tersebut, sistem *Electrical Submersible Pump* (ESP) menjadi pilihan yang efektif karena mampu mengangkat fluida dengan laju tinggi, efisien dalam penggunaan energi, serta andal pada kondisi tekanan rendah. ESP juga unggul dalam hal keandalan operasional, biaya perawatan rendah, dan kemampuan beroperasi pada sumur dengan kadar air tinggi [5].



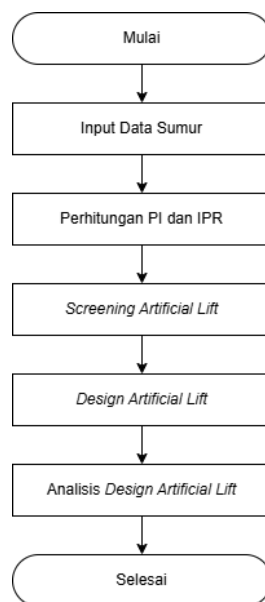
Gambar 1. Komponen *Electric Submersible Pump* [5]

Pada Gambar 1 diketahui bahwa ESP terdiri atas dua bagian utama, yaitu komponen *sub-surface* dan komponen *surface*. komponen *subsurface*/bawah permukaan mencakup motor, protector, Intake atau gas separator, dan pompa, sedangkan komponen *surface*/permukaan meliputi wellhead, junction box, dan switchboard [5].

Pada penelitian sebelumnya menunjukkan bahwa penggunaan sistem *Gas Lift* pada Sumur PMB meningkatkan produksi dari 568,9 STB/d menjadi 635,5 STB/d setelah optimasi laju injeksi gas. Namun, peningkatan tersebut belum optimal sehingga diperlukan metode pengangkatan lain yang lebih sesuai dengan kondisi reservoir berdasarkan hasil *screening* [6].

2. METODE

Perancangan sistem *artificial lift* dilakukan untuk meningkatkan produksi fluida dari sumur ketika energi alamiah reservoir tidak lagi mampu mendorong fluida ke permukaan. Proses ini dilakukan secara sistematis mulai dari pengumpulan data, analisis, penentuan jenis *artificial lift*, perancangan desain, hingga analisis kelayakan. Diagram alir proses perancangan sistem *artificial lift* ditunjukkan pada Gambar 2.



Gambar 2. Diagram Alir Proses Perancangan *Artificial Lift*

A. Input dan Analisis Data Sumur

Data dari Sumur PMB didapatkan dari penulis sebelumnya yang menjelaskan tentang Analisa Injection Parameter Sumur PMB.

Tabel 1. Data Sumur PMB [6]

Parameter	Satuan	Nilai
Ps (<i>Pressure Statis</i>)	Psi	1654
Pwf (<i>Pressure Well Flowing</i>)	Psi	1435,33
<i>Bottom Hole Temperature</i>	°F	196
QLiquid (<i>Flow liquid total</i>)	bfpd	566,8
Qo (<i>Flow oil</i>)	bopd	22,672
Mid perforasi (H)	ft	4083
SG Air	-	1,02
SG Minyak	-	0,898
SG Gas	-	0,7
<i>Water cut</i>	%	96
<i>Gas Oil Ratio</i>	Scf/bbl	100
Fluid level dinamik (DFL)	ft	402,25
Kedalaman Total	ft	4445,755
ID Liner	inch	6,276
OD Tubing	inch	2,875

Tabel 1 menunjukkan sumur PMB merupakan sumur dengan karakteristik *Medium crude oil* berindeks API 26 dengan tekanan statis (Ps) sebesar 1654 psi dan tekanan alir dasar sumur (Pwf) 1435,33 psi menunjukkan adanya penurunan tekanan reservoir. Laju liquid mencapai 566,8 bfpd dengan produksi minyak 22,672 bopd dan *water cut* tinggi sebesar 96%, menandakan dominasi fluida air dengan suhu dasar sumur 196°F, GOR 100 scf/bbl, dan kedalaman perforasi 4083 ft dari total kedalaman 4445,76 ft.

B. Analisis PI dan IPR

Pengumpulan data lapangan untuk memahami kondisi aktual sumur, meliputi tekanan statis (Ps), tekanan dasar sumur saat mengalir (Pwf), laju produksi (Q), temperatur, *water cut*, dan karakteristik fluida. Berdasarkan data ini, dapat dihitung kemampuan alami sumur dalam memproduksi fluida melalui parameter *Productivity Index* (PI) [7].

$$PI = \frac{Q_{Total}}{P_s - P_{wf}} \quad (1)$$

Parameter *Productivity Index* (PI) digunakan untuk menggambarkan kemampuan formasi mengalirkan fluida menuju dasar sumur. Nilai PI yang besar menunjukkan bahwa fluida dapat mengalir dengan mudah melalui pori batuan menuju sumur [7]. Hubungan antara tekanan dasar sumur dan laju alir fluida juga dapat digambarkan dengan model empiris Vogel (1968) untuk sumur minyak jenuh, yaitu:

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

$$Q = Q_{max} \left(1 - 0.2\left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right) - 0.8\left(\frac{P_{wf}}{P_s}\right)^2\right) \quad (3)$$

$$\frac{Q}{Q_{max}} = 1 - 0.2x - 0.8x^2 \quad \text{dengan} \quad x = \frac{P_{wf}}{P_s} \quad (4)$$

Hubungan ini membentuk *Inflow Performance Relationship* (IPR) yang menggambarkan kapasitas aliran sumur terhadap variasi tekanan dasar sumur [7].

C. Screening Artificial Lift

Tahapan screening dilakukan dengan metode screening Artificial lift dari Weatherford International berdasarkan data reservoir, fluida, dan sumur. Pemilihan jenis sistem dilakukan dengan mempertimbangkan: Kedalaman sumur, Laju produksi yang diinginkan, Kandungan gas dan air, Kandungan padatan (pasir), kondisi operasional di permukaan [8].

D. Desain Artificial Lift

Tahapan desain mencakup perhitungan untuk menentukan kapasitas pompa, kedalaman pemasangan, serta kebutuhan daya dan tekanan. Untuk sistem *Electrical Submersible Pump* (ESP), desain dimulai dengan menentukan Q_{design} dengan rumus $Q_{optimal}$ [9]:

$$Q_{optimal} = 0.8 \times Q_{max} \quad (5)$$

Menentukan kedalaman pemasangan pompa (*Pump Setting Depth*, PSD) yang harus berada di bawah *Dynamic Fluid Level* (DFL) agar pompa selalu terendam dan terhindar dari *gas lock* [9]:

$$PSD = \text{Mid Perforasi} - 100 \text{ ft} \quad (6)$$

Gradien Fluida (GF), yaitu memperhitungkan berat jenis fluida campuran minyak dan air [9]:

$$GF = 0.433 \times \left(SG_{air} \times \frac{WC}{100} + 0.898 \times \left(1 - \frac{WC}{100}\right) \right) \quad (7)$$

Kemudian, tekanan pada tempat masuk fluida pada pompa dihitung menggunakan persamaan *Pump Intake Pressure* (PIP) [9]:

$$PIP = P_{wf} - GF \times (\text{Mid Perforasi} - PSD) \quad (8)$$

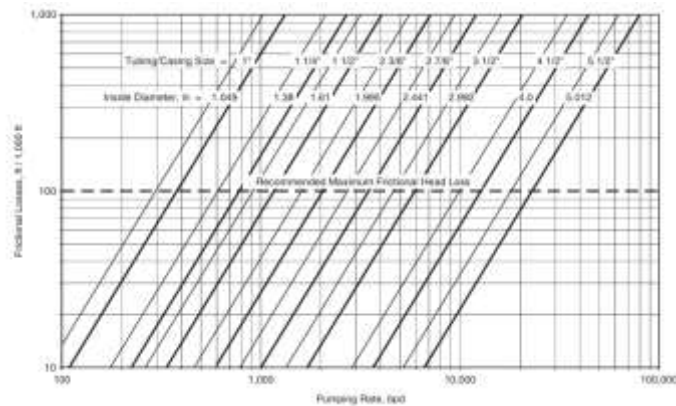
Perhitungan *head* akibat hambatan perbedaan elevasi sebagai berikut [9]:

$$H_d = PSD - \frac{PIP}{GF} \quad (9)$$

Perhitungan *head* akibat hambatan tekanan kepala sumur menggunakan [9]:

$$H_t = \frac{P_{wh}}{GF} \quad (10)$$

Untuk menghitung kehilangan energi akibat gesekan fluida pada sepanjang pipa digunakan Gambar 3 [5]:



Gambar 3. Frictional Head Losses Pumping Rate [5]

Gambar 3 menunjukkan hubungan antara laju pemompaan (*pumping rate*) terhadap kehilangan tekanan akibat gesekan (*frictional head losses*) di dalam tubing atau casing untuk berbagai ukuran diameter dalam. Sumbu horizontal menggambarkan laju alir fluida dalam satuan barrel per day (bpd), sedangkan sumbu vertikal menunjukkan besarnya kehilangan head akibat friksi per 1.000 ft panjang tubing. Garis miring tipis menunjukkan tubing atau casing tua dan garis miring tebal menunjukkan tubing atau casing baru. Garis putus-putus horizontal menunjukkan batas maksimum kehilangan head friksi yang direkomendasikan agar sistem pemompaan tetap efisien dan tidak membebani pompa.

Perhitungan *head* akibat gesekan fluida pada sepanjang pipa sebagai berikut [9]:

$$H_f = \text{Friction Loss} \times \text{PSD} \quad (11)$$

Total Dynamic Head (TDH) merupakan Total energi yang harus dihasilkan pompa untuk melawan hambatan/semua komponen *head* agar fluida dapat naik keatas dapat dihitung dengan persamaan berikut [9].

$$\text{TDH} = H_f + H_d + H_t \quad (12)$$

Stage merupakan komponen utama dalam ESP yang berfungsi sebagai pompa/alat pengangkat fluida. Stage terdiri dari 2 alat yaitu impeller dan difusser, Impeller berfungsi menambah energi kinetik fluida, sedangkan diffuser berfungsi tempat untuk impeller berputar. Jumlah stage yang dibutuhkan dapat dihitung dengan persamaan berikut [9].

$$\text{Stage} = \frac{\text{TDH}}{\text{Head}_{\text{per_stage}}} \quad (13)$$

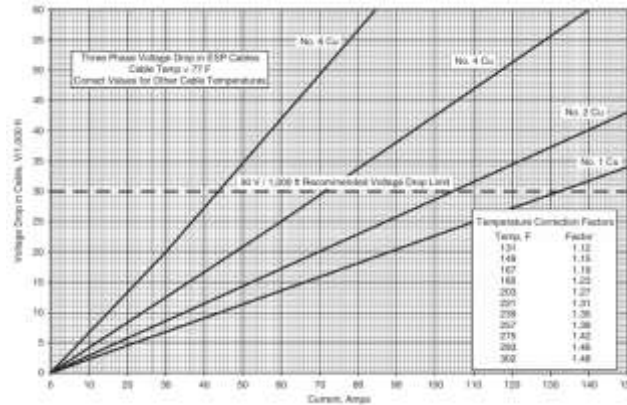
Selanjutnya, Horsepower yang dibutuhkan pompa untuk mengangkat fluida dihitung dengan persamaan berikut [9].

$$\text{HP}_{\text{pump}} = \text{hp} \times \text{Stage} \quad (14)$$

Perhitungan panjang kabel listrik ditentukan berdasarkan kedalaman pompa dengan tambahan cadangan 100 ft dengan persamaan berikut [9]

$$L_{cable} = PSD + 100 \text{ ft} \quad (15)$$

Kehilangan tegangan sepanjang kabel dihitung untuk memastikan motor menerima tegangan sesuai spesifikasi kabel:



Gambar 4. Voltage Drop [5]

Gambar 4 menunjukkan hubungan antara arus listrik (*current*) dan penurunan tegangan (*voltage drop*) pada kabel. Sumbu horizontal menunjukkan arus dalam ampere, sedangkan sumbu vertikal menunjukkan besar penurunan tegangan per 1.000 ft panjang kabel. Setiap garis mewakili ukuran kabel tembaga (Cu) yang berbeda, di mana semakin kecil ukuran kabel, semakin besar penurunannya untuk arus yang sama. Garis putus-putus horizontal menunjukkan batas penurunan tegangan yang direkomendasikan sebesar 30 V per 1.000 ft untuk menjaga efisiensi sistem. Selain itu, tabel di sisi kanan memberikan faktor koreksi suhu, yang menunjukkan kenaikan suhu kabel akan meningkatkan resistansi dan menyebabkan penurunan tegangan yang lebih besar [5] dan dipakai pada persamaan berikut [9].

$$\Delta V_{kabel} = (L_{cable} - 50) \times \frac{\Delta V \times \text{correction factor}}{1000} \quad (16)$$

Kapasitas *Transformer* atau generator yang diperlukan untuk operasi ESP dihitung dengan persamaan berikut [9]

$$KVA = \frac{1.73 \times V_{total} \times A}{1000} \quad (17)$$

E. Analisa Desain Artificial Lift

Analisis desain dilakukan untuk memverifikasi hasil perhitungan dan memastikan sistem dapat beroperasi secara efisien sesuai kondisi aktual lapangan. Evaluasi dilakukan dengan melihat grafik hasil simulasi *Nodal Analysis* antara *Inflow Performance Relationship* (IPR) yang menunjukkan kemampuan reservoir untuk mengalirkan fluida dan *Outflow Performance* yang menunjukkan kemampuan sistem peralatan yang digunakan untuk mengangkat fluida menuju ke surface. Titik pertemuan antara kedua kurva tersebut disebut Operating Point, yaitu kondisi laju produksi Optimal di mana tekanan dasar sumur dan kemampuan pompa berada dalam keseimbangan.

3. PEMBAHASAN

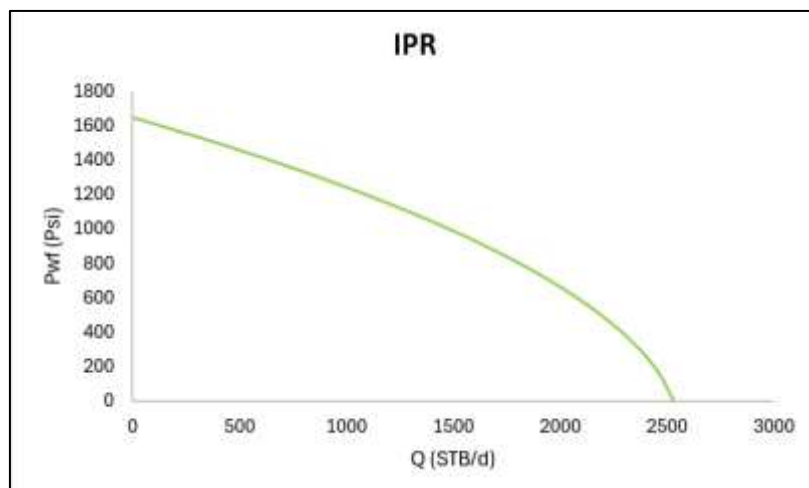
A. Analisa PI dan IPR

Untuk menghitung *Productivity Index* (PI) dan Q_{max} pada Sumur PMB, digunakan persamaan 1 dan 2 yang terdapat di dalam metode.

$$PI = \frac{566,8}{1654 - 1435,33} = 2,592 \text{ bpd/psi}$$

$$Q_{max} = \frac{566,8}{1 - 0,2(1435,33/1654) - 0,8(1435,33/1654)^2} = 2530,48 \text{ STB/d}$$

Kurva IPR dapat diperoleh dengan memasukkan beberapa nilai *bottom hole pressure* (P_{wf}) ke dalam persamaan Vogel untuk menghasilkan pasangan data antara P_{wf} dan laju produksi (Q), kemudian data tersebut digrafikkan. Ketika P_{wf} dinaikkan sebesar 10%, nilai rasio P_{wf}/P_s juga meningkat sehingga laju produksi Q menjadi lebih kecil pada setiap titik perhitungan dengan persamaan nomor 3 sehingga terbentuk grafik seperti dibawah.



Gambar 5. Grafik IPR Sumur PMB

Gambar 5 menunjukkan kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR) yang menunjukkan hubungan antara tekanan dasar sumur (P_{wf}) dan laju produksi fluida (Q) pada suatu sumur minyak. Sumbu vertikal menunjukkan tekanan dasar sumur dalam satuan psi, sedangkan sumbu horizontal menunjukkan laju produksi fluida dalam satuan STB/d. Bentuk kurva yang menurun dan melengkung menunjukkan bahwa semakin besar laju produksi, tekanan dasar sumur akan semakin menurun karena adanya penurunan tekanan di sekitar lubang sumur akibat aliran fluida menuju sumur dan adanya indikasi terproduksikanya gas.

Untuk menghitung desain produksi optimal pada Sumur PMB, digunakan persamaan 5 yang terdapat di dalam metode.

$$Q_{optimal} = 0,8 \times Q_{max} = 0,8 \times 2530,48 = 2024,38 \text{ STB/d}$$

B. Screening Artificial Lift

Untuk menentukan Artificial Lift pada sumur PMB, metode screening Artificial lift dari Weatherford International, *Artificial Lifts: Lift-Type Selection*.

Tabel 2. Screening *Artificial Lift* [7]

Parameter	Screening Weatherford ESP	Sumur PMB	Hasil Screening
<i>Operating Depth, m</i>	305 - 4572	1244	Memenuhi syarat
<i>Operating Volume, bbl/day</i>	200 - 30000	2024,38	Memenuhi syarat
<i>Operating Temperature, °C</i>	38-204	196	Memenuhi syarat
<i>Corrosion Handling</i>	Good	-	-
<i>Gas Handling</i>	Fair	100 scf/stb	Memenuhi syarat
<i>Solids Handling</i>	Fair	-	-
<i>Fluid Gravity, API°</i>	>10	26	Memenuhi syarat
<i>Prime Mover</i>	Electric Motor	Electric	Memenuhi syarat
<i>Offshore Application</i>	Excellent	-	Memenuhi syarat
<i>System Efficiency, %</i>	0,35 - 0,60	0,6	Memenuhi syarat
Sumur PMB			Direkomendasikan

Tabel 2 menunjukkan bahwa seluruh parameter Sumur PMB berada dalam rentang kerja ESP, mulai dari kedalaman, laju produksi, temperatur, karakteristik fluida, hingga kondisi offshore. Karena semua kriteria terpenuhi, ESP dinyatakan sesuai dan direkomendasikan untuk Sumur PMB.

C. Desain *Artificial Lift*

Untuk menghitung tekanan P_{wf} untuk kondisi $Q_{Optimal}$ pada sumur PMB, digunakan persamaan 4 yang terdapat di dalam metode.

$$\frac{2024,38}{2530,48} = 1 - 0,2x - 0,8x^2$$

$$0,7999 = 1 - 0,2x - 0,8x^2$$

$$x = 0,3906 \Rightarrow P_{wf} = 0,3906 \times 1654 = 646 \text{ psi}$$

Untuk menghitung Gradien Fluida (GF) pada Sumur PMB, digunakan persamaan 6 yang terdapat di dalam metode.

$$GF = 0,433 \left(\left(1,02 \times \frac{96}{100} \right) + 0,898 \left(1 - \frac{96}{100} \right) \right) = 0,44$$

Untuk menghitung Kedalaman Pemasangan Pompa (PSD) dan Pump Intake Pressure (PIP) pada Sumur PMB, digunakan persamaan 7 dan 8 yang terdapat di dalam metode.

$$PSD = 4083 - 100 = 3983 \text{ ft}$$

$$PIP = 646 - 0,44(4083 - 3983) = 602 \text{ psi}$$

Untuk menghitung *Vertical Lift* (Hd), *Wellhead Pressure Head* (Ht), dan *Friction Loss* (Hf) pada Sumur PMB, digunakan persamaan 9, 10, dan 11 yang terdapat di dalam metode.

$$H_d = 3983 - \frac{602}{0,44} = 2614,8 \text{ ft}$$

$$H_t = \frac{120}{0,44} = 272,7 \text{ ft}$$

$$H_f = 50/1000 \times 3983 = 199,2 \text{ ft}$$

Untuk menghitung *Total Dynamic Head* (TDH) pada Sumur PMB, digunakan persamaan 6 yang terdapat di dalam metode.

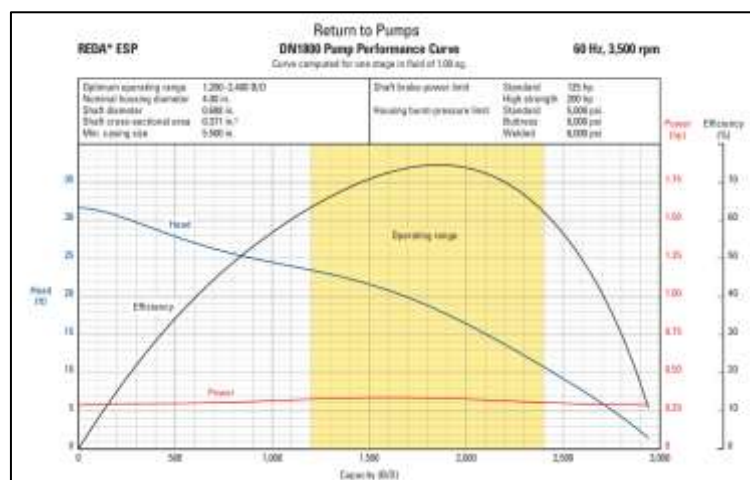
$$TDH = 199,2 + 2678 + 274 = 3086,7 \text{ ft}$$

Pemilihan Pompa dan Penentuan Jumlah *Stage*

Pump Summary—338 Series-562 Series				
Series	OD, in. [mm]	Pump Type	Capacity Range, Recommended Limits	
			60 Hz, B/D	50 Hz, m ³ /d
400	4.00 [101.60]	D475N	200–625	27–83
		D725N	350–925	46–123
		DN1100	600–1,350	79–179
		D1400N	960–1,700	127–225
		DN1750	1,200–2,050	159–272
		DN1800	1,200–2,400	159–318
		DN2150	1,300–2,600	172–344
		D2400N	1,500–3,200	199–424
		DN3000	2,100–3,700	278–490
		DN3100	2,100–3,900	278–517
		D4300N	3,500–5,400	464–715
		D5800N	4,400–7,000	583–927

Gambar 5. Model Pompa Reda ESP [5]

Pada Gambar 5 tentang jenis pompa ESP dari manufaktur Reda, Pompa REDA DN1800 dipilih karena memiliki rentang produksi 1200–2400 bbl/d, yang sesuai dengan laju desain 2024,38 bbl/d. selain itu, memiliki OD pompa lebih kecil daripada ID Liner supaya pompa bisa masuk kedalam casing.



Gambar 6. Spesifikasi Pompa REDA DN1800 [5]

Berdasarkan Gambar 6, pada laju alir sekitar 2023,38 bbl/d diperoleh *head* sebesar 16 ft, efisiensi sebesar 73%, dan daya sebesar 0,33 hp. Nilai-nilai tersebut menunjukkan bahwa pompa dapat beroperasi dengan titik efisiensi maksimum (sekitar 73%).

Untuk menghitung *stage* dan *Horsepower* yang dibutuhkan pompa ESP pada Sumur PMB, digunakan persamaan 13 dan 14 yang terdapat di dalam metode.

$$Stage = \frac{3086,7}{16} = 193 \text{ stage}$$

$$HP_{pump} = 0,32 \times 193 = 61,8 \text{ HP}$$

Untuk menghitung panjang kabel, kehilangan tegangan, dan tegangan total pada rangkaian sistem ESP, digunakan Persamaan (15), (16), dan (17) yang telah dijelaskan pada bagian metode. Dalam perhitungan ini digunakan jenis kabel No. 2 Cu (tembaga).

$$L_{cable} = 3983 + 100 = 4083 \text{ ft}$$

$$\Delta V = (4083 - 50) \times \frac{19 \times 1,27}{1000} = 96,2 \text{ volt}$$

$$V_{total} = 803 + 96,2 = 899,2 \text{ volt}$$

Untuk menghitung Kapasitas Transformator pada rangkaian ESP, digunakan persamaan 18 yang terdapat di dalam metode.

$$KVA = 1,73 \times V_{total} \times I / 1000 = 1,73 \times 899,2 \times 67,3 / 1000 = 104,7 \text{ kVA}$$

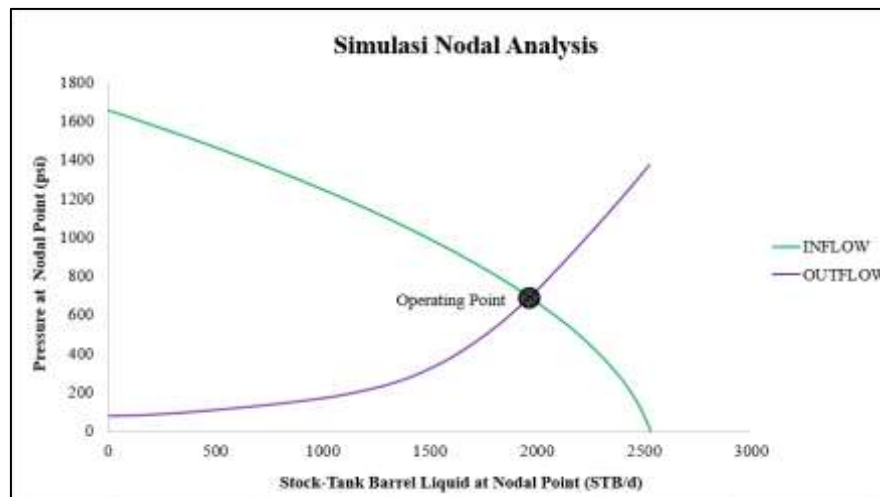
D. Analisa Design Artificial Lift

Dari perhitungan design ESP, didapatkan hasil design ESP dengan parameter parameter seperti pada Tabel 3. Tabel 3 menunjukkan parameter utama desain sistem *Electric Submersible Pump* (ESP) yang digunakan pada sumur. Sistem ini menggunakan pompa REDA DN1800 dengan total 193 stage dengan kebutuhan daya 61,8 HP, dirancang untuk menghasilkan laju alir 2024,38 STB/day pada kedalaman 3983 ft. Pompa digerakkan oleh motor REDA 456 Series berfrekuensi 60 Hz, ukuran 5,43 inci OD, arus listrik 67,5 A, dan menghasilkan 82,5 HP. Dari sisi kelistrikan, sistem memerlukan tegangan sebesar 899,2-volt dengan kapasitas transformator 104,7 kVA, dan oleh switchboard REDA 120 MFH tipe 76A berkapasitas 1000 volt.

Tabel 3. Hasil Desain ESP [5]

Parameter	Desain ESP	Satuan
Q Desain	2024,38	STB/day
PSD	3983	ft
<i>Pump Type</i>	REDA DN1800	-
Total Stage	193	stage

Motor	REDA 456 Series, 5.43" OD, 60 Hz, 67,5 A	-
HP Pompa	61,8	HP
HP Motor	82,5	HP
Voltage	899,2	volt
Transformator	104,7	KVA
Switchboards	REDA 120 MFH, Tipe 76A, Size 3, 1000 Volt	-



Gambar 7. Hasil simulasi *Nodal Analysis*

Dari Gambar 7 hasil simulasi *Nodal Analysis* menunjukkan titik operasi pada 1967,303 STB/day dengan Pwf sebesar 689,8176 psi, di mana kurva *inflow* dan *outflow* berpotongan sebagai representasi kondisi sistem produksi aktual yang menggunakan pompa ESP. Jika dibandingkan dengan hasil desain pompa ESP yang memiliki laju desain 2024,38 STB/d dan Pwf 646 psi, maka terdapat selisih sekitar 57 STB/d atau 2,8% lebih rendah dari Q_{design} dari nilai perancangan. Perbandingan antara hasil simulasi dan desain teoritis menunjukkan selisih kurang dari 3%, menandakan tingkat akurasi yang tinggi serta kesesuaian antara desain sistem dengan kondisi lapangan. Desain ESP menggunakan kombinasi pompa REDA DN1800 dan motor REDA 456 Series terbukti memenuhi kriteria teknis dan bekerja sangat dekat dengan Best Efficiency Point (BEP), sehingga sistem mampu menjaga kestabilan produksi dengan efisiensi tinggi serta meminimalkan risiko terjadinya *gas lock* maupun *cavitation*.

4. SIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis dan perancangan sistem *Electric Submersible Pump* (ESP) pada Sumur PMB, diperoleh bahwa penerapan ESP mampu meningkatkan efisiensi produksi serta menjaga kestabilan operasi sesuai dengan karakteristik fluida dan tekanan reservoir. Hasil perhitungan menunjukkan kapasitas produksi optimal sebesar 2024,38 STB/day dengan tekanan dasar sumur (Pwf) 646 psi dan kebutuhan *Total Dynamic Head* (TDH) sebesar 3086,7 ft. Desain sistem menggunakan pompa REDA DN1800 sebanyak 193 stage yang digerakkan oleh motor REDA 456 Series berdaya 82,5 HP, beroperasi pada tegangan 899,2-volt dengan kapasitas transformator 104,7 kVA. Hasil simulasi *Nodal Analysis* menunjukkan titik operasi 1967,3 STB/day dengan Pwf 689,8 psi, sehingga terdapat deviasi sekitar 2,8% dari hasil desain teoritis, yang menunjukkan akurasi tinggi serta kesesuaian sistem dengan kondisi lapangan.

Desain ESP ini beroperasi mendekati *Best Efficiency Point* (BEP) dengan efisiensi tinggi, kemampuan gas handling yang baik, serta dinilai sesuai untuk menjaga kestabilan produksi sumur PMB. untuk pengembangan selanjutnya disarankan dilakukan analisis keekonomian guna menilai kelayakan finansial dari penerapan desain ESP tersebut.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] T. H. Ahmed, *Reservoir Engineering Handbook*, 4th ed. Burlington, MA: Gulf Professional Publishing, 2010.
- [2] W. L. Craft and M. F. Hawkins, *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, 2nd ed. Englewood Cliffs, NJ: Prentice Hall, 1991.
- [3] K. E. Brown, *The Technology of Artificial Lift Methods*, Vol. 2A. Tulsa, OK: PennWell Books, 1980.
- [4] K. E. Brown, *The Technology of Artificial Lift Methods*, Vol. 4. Tulsa, OK: PennWell Books, 1980.
- [5] G. Takács, *Electrical Submersible Pumps Manual: Design, Operations, and Maintenance*, 2nd ed. Burlington, MA: Gulf Professional Publishing, 2016.
- [6] M. B. Adama, "Analisa Injection Parameter Sumur Gas Lift PMB 'X' di PT Pertamina Hulu Rokan Prabumulih Field," *Kertas Kerja Wajib*, Program Studi Teknik Produksi Minyak dan Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas Cepu, 2023.
- [7] B. Guo, X. Liu, and X. Tan, *Petroleum Production Engineering*, 2nd ed. Houston, TX: Gulf Professional Publishing, 2017.
- [8] Weatherford, *Lift Type Selection*. Houston, TX: Weatherford Artificial Lift Systems, 2006.
- [9] K. E. Brown, *The Technology of Artificial Lift*, vol. 2B. Oklahoma: PennWell Publishing Company, 1980.
- [10] Schlumberger, *REDA Electric Submersible Pump Technology Catalog*. Houston, TX: Schlumberger, 2007.

Daftar Simbol

QTotal	=	Laju Alir Total Fluida, STB/day
Ps	=	Tekanan Statis / Tekanan Reservoir Rata-rata, psi
Pwf	=	Tekanan Alir Dasar Sumur, psi
Qmax	=	Laju Alir Maksimum, STB/day
Qopt	=	Laju Alir optimal, STB/day
kVA	=	Kilo Volt Ampere, kVA
V	=	Tegangan, V
A	=	Ampere, A
IPR	=	<i>Inflow Performance Relationship</i>
PI	=	<i>Productivity Index</i>
ESP	=	<i>Electrical Submersible Pump</i>
STB	=	<i>Stock Tank Barrel</i>
bbl	=	<i>Barrel</i>
PSD	=	<i>Pump Setting Depth</i>
PIP	=	<i>Pump Intake Pressure</i>
GF	=	<i>Gradient Fluida</i>
TDH	=	<i>Total Dynamic Head</i>
HP	=	<i>HorsePower</i>
OD	=	<i>Outside Diameter</i>
ID	=	<i>Inside Diameter</i>