



Efisiensi Perencanaan Pemasangan Electric Submersible Pada Analisa Pengaruh Gas Terhadap Kapasitas Pompa Sumur “A” Lapangan “R”

Arief Rahman* , Nurkhozin Adhi Nugroho, Ipan Swara

Institut Teknologi Petroleum Balongan, Indonesia

Email: arief11rahman@gmail.com*

Abstrak:

Pada tahap awal produksi, sumur minyak umumnya mampu mengalirkan fluida ke permukaan secara alami (*natural flow*). Namun, seiring penurunan tekanan reservoir, kemampuan alir alami akan menurun sehingga diperlukan metode *artificial lift* untuk mempertahankan dan mengoptimalkan produksi. Salah satu metode yang banyak digunakan adalah *Electric Submersible Pump* (ESP), khususnya pada sumur dengan laju alir tinggi dan kedalaman besar. Penelitian ini bertujuan untuk menganalisis efisiensi perencanaan pemasangan ESP melalui evaluasi pengaruh gas terhadap kapasitas pompa pada Sumur “A” Lapangan “R”. Metode yang digunakan meliputi analisis *Inflow Performance Relationship* (IPR) menggunakan pendekatan satu fasa dan dua fasa, perhitungan *pump intake pressure*, *total dynamic head*, serta pemilihan komponen ESP yang sesuai dengan karakteristik sumur dan fluida. Hasil analisis menunjukkan bahwa desain ESP dengan pendekatan satu fasa lebih prospektif dibandingkan dua fasa, ditinjau dari kapasitas produksi dan kesesuaian dengan kondisi sumur yang memiliki tekanan gelembung (P_b) mendekati nol. Pemilihan pompa REDA D460N dengan jumlah stage dan daya motor yang tepat terbukti mampu meningkatkan laju produksi fluida dan minyak secara signifikan serta memberikan peningkatan keekonomian sumur. Penelitian ini diharapkan dapat menjadi acuan teknis dalam perencanaan dan evaluasi pemasangan ESP pada sumur dengan kandungan gas yang relatif tinggi guna mencapai produksi yang optimal dan berkelanjutan.

Kata Kunci: Hasil Data Sumur; Peralatan ESP; Pump design.

Abstract:

In the early stages of production, oil wells are generally able to flow fluids to the surface naturally (natural flow). However, as the reservoir pressure decreases, the ability of natural flow will decrease, so an artificial lift method is needed to maintain and optimize production. One of the widely used methods is the Electric Submersible Pump (ESP), especially in wells with high flow rates and large depths. This study aims to analyze the efficiency of ESP installation planning through the evaluation of the influence of gas on the pump capacity in Well "A" Field "R". The methods used include Inflow Performance Relationship (IPR) analysis using a one-phase and two-phase approach, calculation of

pump intake pressure, total dynamic head, and selection of ESP components that are in accordance with the characteristics of the well and fluid. The results of the analysis show that the design of ESP with a single-phase approach is more prospective than two-phase, judging from the production capacity and suitability with the conditions of wells that have a bubble pressure (P_b) close to zero. The selection of the REDA D460N pump with the right number of stages and motor power has been proven to be able to significantly increase the production rate of fluids and oil and provide an increase in well economics. This research is expected to be a technical reference in the planning and evaluation of ESP installation in wells with relatively high gas content to achieve optimal and sustainable production.

Keywords: Well Data Results; ESP Equipment; Pump design.

PENDAHULUAN

Produksi fluida hidrokarbon dari reservoir ke permukaan merupakan tahapan penting dalam kegiatan eksploitasi minyak dan gas bumi. Pada tahap awal produksi, sebagian besar sumur masih mampu mengalirkan fluida secara alami (*natural flow*) akibat perbedaan tekanan antara reservoir dan permukaan. Namun, seiring dengan berjalannya waktu, tekanan reservoir akan mengalami penurunan (*pressure decline*), sehingga kemampuan alir alami tersebut berkurang dan pada akhirnya tidak lagi mampu mengangkat fluida ke permukaan secara optimal (Andika, 2022; Muslim et al., 2025; Rahmadani, 2019).

Ketika kondisi *natural flow* tidak lagi terpenuhi, maka diperlukan metode pengangkatan buatan (*artificial lift*) untuk mempertahankan dan meningkatkan laju produksi sumur. Berbagai jenis *artificial lift* telah dikembangkan dan diterapkan di industri migas, di antaranya *Sucker Rod Pump* (SRP), *Hydraulic Pumping Unit* (HPU), *Progressive Cavity Pump* (PCP), *Gas Lift*, serta *Electric Submersible Pump* (ESP). Pemilihan metode pengangkatan buatan harus disesuaikan dengan karakteristik sumur, fluida, serta kondisi reservoir agar operasi produksi dapat berjalan secara efisien dan berkelanjutan (Bakarbessy et al., 2023; Burhanuddin et al., 2022; Desandi, 2022; Hasibuan et al., 2023).

Electric Submersible Pump (ESP) merupakan salah satu metode *artificial lift* yang banyak digunakan karena kemampuannya memproduksi fluida dalam jumlah besar, cocok untuk sumur dengan kedalaman besar, serta mampu beroperasi pada sumur vertikal maupun directional (Marsiyanto et al., 2022; Paramita, 2019; Pradana et al., 2016). Selain itu, ESP relatif lebih andal pada sumur yang tidak memiliki permasalahan kepasiran dan material abrasif. Keunggulan-keunggulan tersebut menjadikan ESP sebagai pilihan utama pada banyak lapangan migas dengan target produksi tinggi (Khairunnisa, 2021).

Meskipun demikian, dalam praktiknya pemasangan ESP di lapangan tidak selalu menghasilkan kinerja yang optimal. Permasalahan seperti *overload*, *underload*, serta kegagalan pompa sering terjadi akibat ketidaksesuaian antara kapasitas pompa yang dipasang dengan kemampuan produksi sumur (Hadi, 2022; Muhtadi, 2024; Nikijuluw et al., 2024; Sitopu, 2024). Kondisi ini dapat menyebabkan penurunan efisiensi produksi, peningkatan biaya operasi, bahkan penghentian produksi sumur secara dini.

Salah satu faktor penting yang sangat memengaruhi kinerja ESP adalah keberadaan gas dalam fluida produksi. Kandungan gas yang tinggi, khususnya gas bebas, dapat menurunkan efisiensi pompa dan mengganggu proses pemompaan. Gas yang masuk ke dalam pompa dapat menyebabkan terjadinya *gas lock*, penurunan kapasitas angkat, serta peningkatan risiko kerusakan peralatan apabila tidak dianalisis dan diantisipasi dengan baik sejak tahap perencanaan.

Oleh karena itu, perencanaan pemasangan ESP harus dilakukan secara cermat dengan mempertimbangkan pengaruh gas terhadap kapasitas pompa. Analisis sistem produksi melalui pendekatan *Inflow Performance Relationship* (IPR), baik satu fasa maupun dua fasa, menjadi langkah penting untuk memahami perilaku aliran fluida dan menentukan laju produksi yang optimum (Budiprasojo & Maliki, 2019; Darmiyati & Laby, 2023; Novika et al., 2021; Simanjuntak, 2021; Yani, 2021). Selain itu, perhitungan parameter teknis seperti *pump intake pressure*, *total dynamic head*, serta pemilihan jenis dan spesifikasi pompa harus disesuaikan dengan kondisi aktual sumur.

Sumur “A” di Lapangan “R” merupakan salah satu sumur yang mengalami penurunan kemampuan produksi sehingga memerlukan evaluasi dan perencanaan ulang pemasangan ESP. Sumur ini memiliki karakteristik kandungan gas yang relatif tinggi, sehingga analisis pengaruh gas terhadap kapasitas pompa menjadi aspek krusial dalam desain ESP. Evaluasi yang tidak tepat berpotensi menyebabkan kegagalan operasi dan tidak tercapainya target produksi yang diharapkan.

Berdasarkan latar belakang tersebut, penelitian ini bertujuan untuk menganalisis efisiensi perencanaan pemasangan Electric Submersible Pump dengan meninjau pengaruh gas terhadap kapasitas pompa pada Sumur “A” Lapangan “R”. Hasil penelitian ini diharapkan dapat menghasilkan desain ESP yang lebih optimal, sesuai dengan produktivitas formasi, meningkatkan laju produksi fluida dan minyak, serta memberikan kontribusi teknis dalam

pengambilan keputusan pemasangan *artificial lift* yang lebih efektif dan ekonomis di lapangan migas.

METODE

Pengambilan Data

Data yang dibutuhkan adalah data sumur (*well depth, Casing, Tubing, Perforasi*), Reservoir (*FBHP, SBHP, Pb, bottomhole temperature*), Produksi (*Qgross, GOR, Qoil, water cut*), dan Data Fluida (*Sg Oil, Water, Gas*). *Desain Electric Submersible Pump* pada analisa pengaruh gas terhadap kapasitas pompa pada sumur “A” dilakukan untuk mengetahui perbandingan antara produktivitas formasi sumur dan mendesain ulang. Sumur ini merupakan sumur vertikal yang merupakan sumur yang akan dilakukan pendesainan awal karena bertujuan untuk melakukan kajian terhadap kapasitas pompa yang akan dipasang dengan dipasangnya *Artificial Lift* baru dengan *design* baru diharapkan mampu mendapatkan produksi yang optimum yang sesuai dengan produktivitas formasinya. Data yang dibutuhkan pada perhitungan *Desain Electric Submersible Pump* (ESP) meliputi data sumur, data *reservoir*, data produksi, data PVT,

Tabel 1. Data kompleksi X Lapangan “R”

DATA YANG DIGUNAKAN	SUMUR “A”
DATA KOMPLESI	
<i>Depth(TVD), ft</i>	7906
<i>Top Perfo, ft</i>	7859
<i>Bottom Perfo, ft</i>	7876
<i>Mid Perforasi, ft</i>	7867
<i>Casing ID, inch</i>	5,875
<i>Casing OD, inch</i>	7
<i>Tubing ID, inch</i>	2,992
<i>Casing Pressure (CP), psi</i>	95
<i>Tubing Pressure (TP), psi</i>	95

Tabel 2 Data Reservoir dan Produksi Sumur “A” Lapangan “R”

DATA RESERVOIR DAN PRODUKSI	
Pr (SBHP), psi	880
Pwf (FBHP), psi	481
Pb, psi	0,0
Laju Produksi <i>Fluida</i> (qt), BFPD	249
Laju Produksi Minyak (qo net), BOPD	67

DATA RESERVOIR DAN PRODUKSI	
<i>Water Cut (WC), %</i>	73
<i>wc</i>	0,73
<i>Oil Cut%</i>	27,00%
<i>OC</i>	0,270
<i>WOR</i>	2,713
<i>Gas Oil Ratio, SCF/STB</i>	1493
<i>Temperature at Reservoir, degF</i>	298
<i>Temperature at Reservoir, degR</i>	118
<i>WHP, psi</i>	93

Tabel 3 Data PVT Sumur “A” Lapangan “R”

Data PVT	
<i>degAPI</i>	30,9
<i>Spec Gravity Oil (Sgo)</i>	0,86
<i>Spec Gravity Water (SGw)</i>	1,020

Alasan digunakan *electrical submersible pump* pada kasus ini karena salah satunya dapat bekerja pada kedalaman 15.000 ft sedangkan sumur yang didesain mempunyai kedalaman 7906 ft yang hanya bisa dijangkau oleh *electric submersible pump*. Tidak hanya itu *Electric Submersible* juga dapat beroperasi pada kecepatan tinggi, mampu memompa fluida dalam jumlah besar yaitu 200 – 60.000 BPD, dapat memisahkan gas yang mungkin mengganggu proses pemompaan, Sesuai dipergunakan pada sumur-sumur yang mempunyai PI tinggi, sesuai dipasang pada sumur-sumur miring karena tidak ada bagian-bagian yang bergerak baik di permukaan maupun di dalam sumur, Panas yang ditimbulkan oleh putaran motor akan mengatasi masalah paraffin dan fluida yang viscositasnya tinggi pada temperatur yang rendah, biaya peralatan relative kecil jika dibandingkan dengan laju produksi yang diperoleh. Dari kriteria diatas bisa membuktikan bahwa *electric submersible pump* lebih efektif dalam penerapan pada sumur “A” Lapangan “R” karena sesuai dengan kriteria sumur dibandingkan dengan jenis artificial lift lain.

Tabel 1, Tabel 2 dan Tabel 3 menunjukkan data aktual Sumur “A” yang akan dianalisa pada Tugas Akhir ini. Dari tabel diatas, produksi terakhir dari sumur ini adalah sebesar 249 BFPD. Sumur ini memiliki nilai *watercut* yang tidak terlalu tinggi, yaitu 73%. Langkah awal yang perlu dilakukan adalah penentuan laju alir optimum dan tekanan alir optimum pada kurva *Inflow Performance Relationship*. Produktivitas formasi pada sumur ditentukan untuk mengetahui

sejauh mana fluida *reservoir* dapat berproduksi dengan tekanan *reservoir* dan tekanan alir dasar sumur tertentu. Untuk mengetahui hal tersebut, maka dapat dilakukan dengan pembuatan kurva *Inflow Performance Relationship*.

Sebelum melakukan desain, dihitung terlebih dahulu yaitu kemampuan produksi sumur. Dalam mendesain ESP maka perlu dilakukan perhitungan *inflow performance relationship (IPR)*, menentukan laju alir yang diharapkan, menentukan kedalaman pompa, menghitung *pump intake pressure*, menghitung volume *free gas*, menghitung *total dynamic head*, memilih pompa, *protector*, motor kabel, *Transformer* dan *Switch Board*.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Inflow Performance Relationship

Metode yang digunakan dalam perhitungan *Inflow Performance Relationship* Sumur “A” dan di dalam Tugas Akhir ini adalah menggunakan Metode *Vogel*.

a. Menghitung *Produktivity Index*

$$PI = \frac{q}{Pr - P_{wf}}$$

$$PI = \frac{249}{880 - 481}$$

$$PI = 0,624 \text{ BFPD/Psi}$$

b. Menentukan Q_{max} dengan persamaan 1 fasa dan 2 fasa

$$2 \text{ fasa } Q_{max} = \frac{Q}{1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{Pr} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{Pr} \right)^2}$$

$$Q_{max} = \frac{249}{1 - 0,2 \left(\frac{481}{880} \right) - 0,8 \left(\frac{481}{880} \right)^2}$$

$$Q_{max} = 382,1 \text{ bfpd}$$

$$1 \text{ fasa } Q_{max} = PI \times Pr$$

$$Q_{max} = 0,624 \times 880$$

$$Q_{max} = 549,173 \text{ bfpd}$$

Sebelum membuat kurva IPR, terlebih dahulu harus mengetahui metode apa yang digunakan. Untuk data sumur yang didapatkan lebih condong kepada metode 1 fasa karena dapat dilihat dari faktor utama pembuatan kurva IPR apabila sumur tersebut mempunyai nilai P_b 0 maka metode yang digunakan adalah IPR 1 fasa, dan ketika sumur mempunyai nilai P_b setidaknya tidak sama dengan 0 dapat

menggunakan metode 2 fasa dengan teori $P_r > P_b$ dan $P_{wf} > P_b$ dengan syarat nilai P_b tidak sama dengan 0.

Pada kasus ini saya mencoba membandingkan antara 1 fasa dan 2 fasa karena ragu pada nilai GOR yang diketahui. Setelah mendapatkan hasil Q_{maks} pada 2 fasa senilai 382,1 bfpd dan Q_{max} dari persamaan 1 fasa senilai 549, 173 selanjutnya dapat dihitung Q_{desain} sesuai dengan ketentuan yaitu Q_{desain} biasanya 80% dari nilai laju produksi maksimum (Q_{max}). dapat di hitung dengan persamaan berikut :

$$\begin{aligned} 2 \text{ fasa } Q_{optimum} &= 80\% \times Q_{maks} \\ &= 80\% \times 382,1 \\ &= 305,675 \text{ bfpd} \\ 1 \text{ fasa } Q_{optimum} &= 80\% \times Q_{maks} \\ &= 80\% \times 549,173 \\ &= 439,338 \text{ bfpd} \end{aligned}$$

Tabel 4. Kurva IPR 2 fasa Sumur “A” berdasarkan P_{wf} assumsi

Tabel IPR pada sumur “A”	
PWF	Q
880,00	0
780,00	74,2
680,00	140,5
580,00	198,941
481,00	249
380,00	292,1
343,54	305,7
280,00	326,8
180,00	353,7
80,00	372,6
0,00	382,1

Tabel 5. Kurva IPR 1 fasa Sumur “A” berdasarkan P_{wf} assumsi

Pwf Assumsi	Q
880	0
780	62,40601504
680	124,8120301
580	187,2180451
481	249
380	312,0300752
280	374,4360902

176	439,3383459
80	499,2481203
0	549,1729323

Design Sumur “A”

Perhitungan Design akan dilakukan dengan langkah-langkah sebagai berikut. Harus diperhatikan bahwa pompa ESP harus dalam keadaan terbenam dibawah level fluida produksi dalam sumur sehingga dapat mengangkat fluida ke permukaan. Aturan praktisnya setidaknya tinggi level fluida adalah 500 ft diatas pompa, namun perlu diperhatikan pula bahwa semakin dangkal pemasangan pompa maka semakin kecil pula nilai PIP (*pump intake pressure*), dan mengganggu kinerja pompa. Dalam kasus ini, pompa di set ft.

Menentukan *Specific Gravity* dan *Gradien Fluida*

$$\begin{aligned}\gamma_{\text{Fluida Campuran}} &= (\text{Water Cut} \times \gamma_w) + (\text{Oil Cut} \times \gamma_o) \\ \gamma_{\text{Fluida Campuran}} &= (0,73 \times 1,020) + \{(1 - 0,270) \times 0,860\} \\ \gamma_{\text{Fluida Campuran}} &= 0,977 \\ GF &= 0,433 \times \gamma_{\text{Fluida Campuran}} \text{ (Psi/ft)} \\ GF &= 0,433 \times 0,977 \text{ (Psi/ft)} \\ GF &= 0,423 \text{ psi/ft}\end{aligned}$$

Menentukan *Static Fluid Level* (SFL) Dan *Dynamic Fluid Level* (DFL)

$$\begin{aligned}\text{SFL} &= \text{mid perfo} - \left(\frac{Pr}{Gf}\right) + \left(\frac{Pc}{Gf}\right) \\ &= 7867 - \left(\frac{880}{0,423}\right) + \left(\frac{95}{0,423}\right) = 6011,01 \text{ ft} \\ 2 \text{ fasa DFL} &= \text{mid perfo} - \left(\frac{Pwf \text{ desain}}{Gf}\right) + \left(\frac{Pc}{Gf}\right) \\ &= 7867 - \left(\frac{343,542}{0,423}\right) + \left(\frac{95}{0,423}\right) \\ &= 7279,37 \text{ ft} \\ 1 \text{ fasa DFL} &= \text{mid perfo} - \left(\frac{Pwf \text{ desain}}{Gf}\right) + \left(\frac{Pc}{Gf}\right) \\ &= 7867 - \left(\frac{176}{0,423}\right) + \left(\frac{95}{0,423}\right) = 7675,49 \text{ ft} \\ 2 \text{ fasa PSD} &= \text{DFL} + 500 \\ &= 7279,37 + 500 = 7779,37 \text{ ft} \\ 1 \text{ fasa PSD} &= \text{DFL} + 500 \\ &= 7675,49 + 500 = 8175,49 \text{ ft}\end{aligned}$$

Untuk pemasangan pompa direkomendasikan diatas lubang perforasi 100-500ft. Jika terlalu dekat dengan perforasi akan menyebabkan *Water Coning* dan jika terlalu dekat dengan DFL mengakibatkan *over heat* pada motor, jadi pompa dipasang dikedalaman 7779,37 ft untuk fluida 2 fasa sedangkan untuk 1 fasa dikedalaman 8175,49ft maka kondisi tersebut direkomendasikan dibanding dengan kondisi 2 fasa karena kurang dari 100ft.

Pump Intake Pressure

Berdasarkan nilai P_{wf} , tekanan di *intake* pompa dapat dihitung dengan formula berikut:

$$\begin{aligned} 2 \text{ fasa PIP} &= P_{wf} - \frac{(\text{Mid Perfo-PSD}) \times \text{SG mix}}{2.31 \text{ psi/ft}} \\ \text{PIP} &= 343,542 - \frac{(7867 - 7779,37) \times 0,977}{2,31 \text{ ft/psi}} \end{aligned}$$

$$\text{PIP} = 306,48 \text{ psi}$$

$$\begin{aligned} 1 \text{ fasa PIP} &= P_{wf} - \frac{(\text{Mid Perfo-PSD}) \times \text{SG mix}}{2.31 \text{ psi/ft}} \\ \text{PIP} &= 176 - \frac{(7867 - 8175,49) \times 0,977}{2,31 \text{ ft/psi}} \end{aligned}$$

$$\text{PIP} = 306,447 \text{ psi}$$

Pengaruh gas terhadap kapasitas pompa *electric Submersible* dapat dilihat dari perbandingan antara nilai *pump intake pressure* dengan tekanan *bubble*. Ketika PIP lebih besar dari P_b maka tidak ada fasa gas bebas yang masuk ke pompa, Sedangkan Jika PIP lebih kecil dari P_b maka akan muncul fasa gas bebas yang masuk ke pompa yang dapat mengganggu kinerja pompa jika dalam jumlah yang besar.

Electric submersible pump tidak dapat diaplikasikan pada *reservoir* yang memiliki nilai GOR (Gas Oil Ratio) yang tinggi dikisaran 3000 scf/stb dan sumur “A” pada kasus ini memiliki nilai GOR 1493 scf/stb angka yang cukup tinggi sehingga diperlukan pemasangan gas sparator yang dapat memisahkan 20% - 90% untuk memisahkan fasa gas agar tidak mengganggu kinerja pompa.

Total Dynamic Head

$$\begin{aligned} 1. \text{ 2 fasa Fluid Over Pump} &= \frac{\text{Pump Intake Pressure,,}}{\text{Gf}} \\ &= \frac{306,48}{0,423 \text{ Psi/ft}} = 724,80 \text{ ft} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Vertical Lift (Hd)} &= \text{PSD} - \text{FOP} \\ &= 7779,37 \text{ ft} - 724,80 \text{ ft} \end{aligned}$$

$$= 7054,57 \text{ ft}$$

$$\begin{aligned} 1 \text{ fasa Fluid Over Pump} &= \frac{\text{Pump Intake Pressure,,}}{\text{Gf}} \\ &= \frac{306,447}{0,423 \text{ Psi/ft}} = 724,71 \text{ ft} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Vertical Lift (Hd)} &= \text{PSD} - \text{FOP} \\ &= 8175,49 \text{ ft} - 724,71 \text{ ft} \\ &= 7450,78 \text{ ft} \end{aligned}$$

Friction Loss

Perhitungan *friction loss* yang dilakukan menggunakan persamaan Hazen-Williams. Dimana C merupakan koefisien *friction loss* yang nilainya tergantung umur tubing. Tubing baru memiliki nilai C = 120 dan tubing lama berumur ± 10 tahun memiliki nilai C = 94.2 *fasa Friction Los/1000 ft*

$$\begin{aligned} &= \frac{(2,083 \times (\frac{100}{c})^{1,85} \times (\frac{Q_t}{34,3})^{1,85})}{(ID^{4,8655})} \\ &= \frac{(0,002083 \times (\frac{100}{120})^{1,85} \times (\frac{305,675}{34,3})^{1,85})}{(2,992^{4,8655})} = 0,41/1000 \text{ ft} \end{aligned}$$

1 fasa Friction Los/1000 ft

$$\begin{aligned} &= \frac{(2,083 \times (\frac{100}{c})^{1,85} \times (\frac{Q_t}{34,3})^{1,85})}{(ID^{4,8655})} \\ &= \frac{(0,002083 \times (\frac{100}{120})^{1,85} \times (\frac{439,338}{34,3})^{1,85})}{(2,992^{4,8655})} = 0,80/1000 \text{ ft} \end{aligned}$$

2 fasa Tubing Friction Loss (H_f)

$$\begin{aligned} &= \text{Friction Loss} \times \text{PSD}/1000\text{ft} \\ &= \frac{(0,41 \times 7779,37)}{1000 \text{ ft}} = 3,20 \text{ ft} \end{aligned}$$

2 fasa Tubing Friction Loss (H_f)

$$\begin{aligned} &= \text{Friction Loss} \times \text{PSD}/1000\text{ft} \\ &= \frac{(0,80 \times 8175,49)}{1000 \text{ ft}} = 6,57 \text{ ft} \end{aligned}$$

2. Tubing Head (H_T)

$$= \frac{P_{\text{Tubing}} \times 2,31}{\text{SGmix}} = \frac{95 \text{ Psi} \times 2,31}{0,977 \text{ Psi/Ft}} = 224,66 \text{ ft}$$

3. 2 fasa Total Dynamic Head

$$= H_D + H_F + H_T = 7054,57 + 3,20 + 224,66$$

$$= 7282,43 \text{ ft}$$

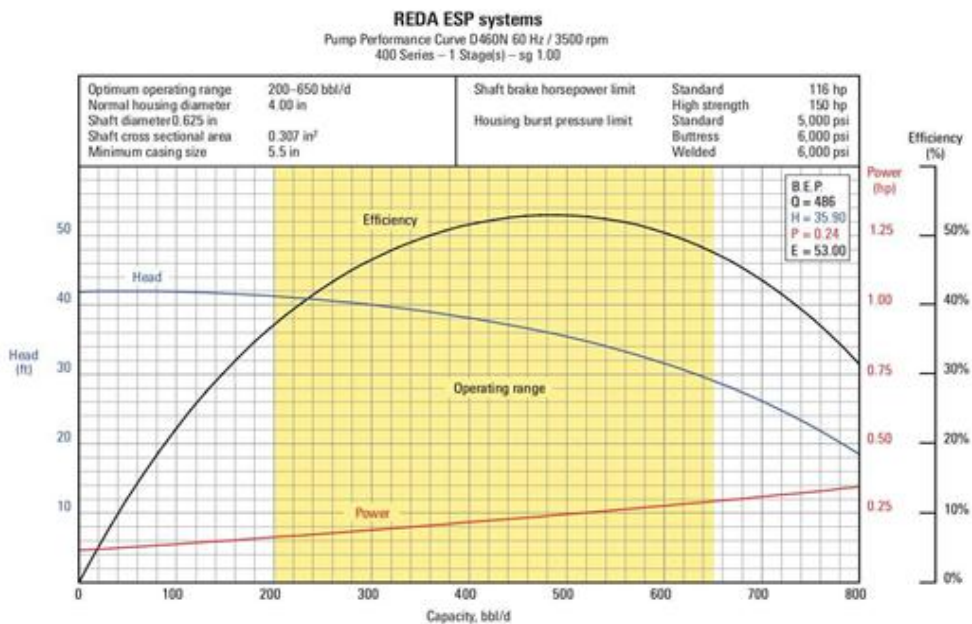
1 fasa Total Dynamic Head

$$= H_D + H_F + H_T = 7450,78 + 6,57 + 224,66$$

$$= 7682,02 \text{ ft}$$

Pemilihan Pompa

Casing yang digunakan adalah *casing* 7 inch dengan diameter dalam 5 7/8 inch, maka pompa yang digunakan adalah pompa seri D460N 400 Series dengan *Hoising* diameter 4 inch dan minimal *casing size* 5,5 inch. Dengan laju alir harapan 2 fasa sebesar 305, 675 bfpd, dan laju produksi harapan pada 1 fasa 439,338 bfpd. Maka *type* pompa D460N yang dipilih karena memiliki *range best efisiensi point* yang berada diantara 200 sampai 650 bpd. Jumlah stage pompa dapat dihitung dengan terlebih dahulu mencari nilai *head/stage* dari *pump performance curve*.



Gambar 1. D460N Pump performance Curve

(Sumber : Reda Esp Catalog, 2017:43)

Dari kurva diatas didapat nilai *Head/stage* 2 fasa yaitu 40 ft sedangkan pada 1 fasa nilainya 38ft terdapat pada sebelah kiri kurva setelah menentukan *Head/stage* selanjutnya mencari nilai dari BHP/*Stage* didapat 0, 18 untuk 2 fasa

sedangkan untuk 1 fasa 0,20 pada kurva bagian kanan dan yang terakhir melihat harga *effieceny pada 2 fasa* senilai 46% sedangkan 1 fasa 52%. Setelah mendapatkan data dari pompa diatas selanjutnya menentukan jumlah *Stage*.

Maka jumlah *stage* dan HP yang dibutuhkan:

a. 2 fasa Jumlah Stages

$$= \frac{\text{TDH}}{\text{Head/ft}} = \frac{7282,43}{40} = 182 \text{ Stage}$$

1 fasa Jumlah Stages

$$= \frac{\text{TDH}}{\text{Head/ft}} = \frac{7682,02}{38} = 202 \text{ Stage}$$

b. Penentuan *Horse Power* yang di Butuhkan Pompa

2 fasa Total HP

$$= \text{SG liquid} \times \text{HP/Stages} \times \text{Jumlah Stages}$$

$$= 0,977 \times 0,18 \times 182 = 32 \text{ HP}$$

1 fasa Total HP

$$= \text{SG liquid} \times \text{HP/Stages} \times \text{Jumlah Stages}$$

$$= 0,977 \times 0,20 \times 202 = 39,49 \text{ HP}$$

Protector

Sumur “A” memiliki *Temperature* yang cukup tinggi berada diangka 298 degF maka dalam Kasus ini dipilih *protector* HSN dengan ketahanan 300 degF.

Motor

Dari kurva kemampuan pompa didapatkan nilai HP yang optimal untuk pompa D460N pada frekwensi 60Hz Sebesar 0,18HP/*stage* untuk 2 fasa dan sedangkan untuk 1 fasa sebesar 0,20 HP/*stage* maka total tenaga yang dibutuhkan *motor* Adalah:

$$2 \text{ fasa} \quad \text{BHP} = \text{Hp/Stage} \times \text{Stage}$$

$$\text{BHP} = 0,18 \times 182$$

$$\text{BHP} = 32,7 \text{ HP}$$

$$1 \text{ fasa} \quad \text{BHP} = \text{Hp/Stage} \times \text{Stage}$$

$$\text{BHP} = 0,20 \times 202$$

$$\text{BHP} = 40,4 \text{ HP}$$

Dalam operasinya, *motor* harus mendapatkan pendinginan yang cukup. Pendinginan ini didapatkan dari aliran fluida disekitar motor. Rentang pendinginan yang baik adalah berkisar antara 1 ft/s sampai 12 ft/s. Kemudian

menghitung kecepatan aliran cairan dengan mencoba series pompa 562 dan minimum OD *Casing* 7 inch.

$$v_l = 0,0119 \frac{Q_{desain}}{ID_{casing}^2 - OD_{motor}^2}$$

$$v_l = 0,0119 \frac{305,675}{5,875^2 - 5,62^2} = 1,24 \text{ ft/s}$$

Dari perhitungan diatas didapat bahwa kecepatan aliran fluida disekitar *housing motor* adalah 1,24 ft/s yang berarti memenuhi kriteria yang baik dalam mendinginkan *motor*. *Motor* yang digunakan adalah motor seri 562 dengan diameter luar 5,62 inch. Untuk 2 fasa dapat mengoperasikan rangkaian pompa dengan BHP 32,7 HP, maka *motor* yang dipilih adalah *motor* dengan HP sebesar 37,5 HP dengan tegangan 787 volt dan arus 28,8 ampere karna harus 1 tingkat lebih atas dari *power rating*. Sedangkan untuk 1 fasa dapat mengoprasikan rangkaian pompa dengan BHP 40,4 HP, maka motor yang dipilih adalah motor dengan HP 58,3 HP dengan tegangan 1205 volt dan arus 28,2 ampere kenapa memilih motor dengan HP 58,3 karena untuk riteria pemilihan harus satu tingkat lebih atas dari power yang dibutuhkan motor sehingga dapat bekerja secara optimum ketika dioprisikan.

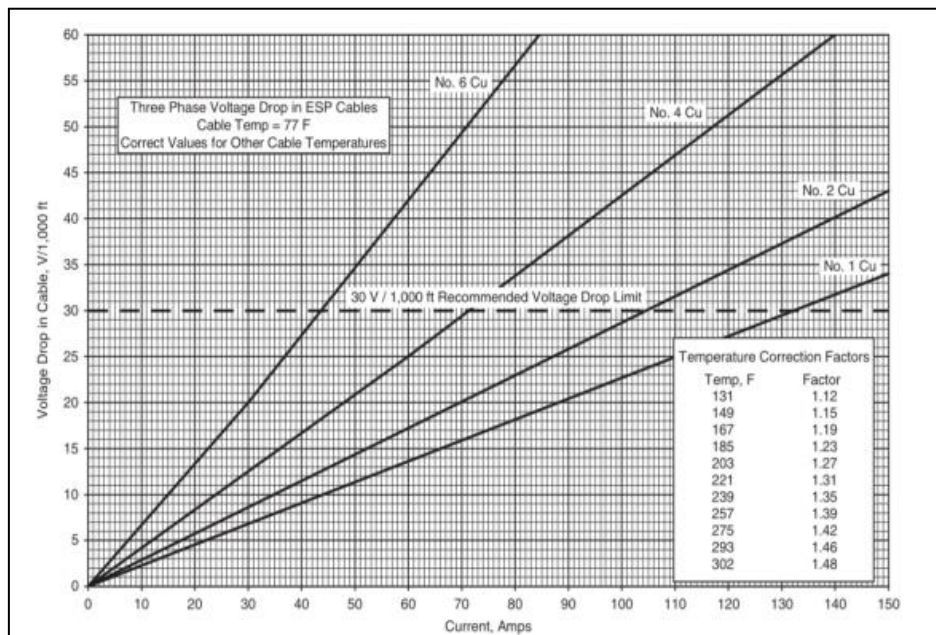
Pemilihan *Cable*

Pemilihan *cable* pertama dimulai dengan penentuan Panjang kabel motor dengan menghitung kedalaman pompa ditambah 100 ft untuk koneksi *surface equipment*.

2 fasa Panjang kabel = 7779,37 + 100 ft = 7879,37 ft

1 fasa panjang kabel = 8175,49 + 100 ft = 8275,49 ft

Temperature at reservoir mempunyai nilai 298 °F makaTipe kabel yang dipilih adalah ETBE-R dengan konfigurasi kabel *round* atau bulat dengan kemampuan tahan suhu hingga 400 °F dengan ukuran #1AWG



Grafik 2. Cable Voltage Drop

(Sumber: Takacs, 2009:378)

Dalam hal ini dapat disimpulkan bahwa Dari grafik *voltage drop* diatas didapat nilai *voltage drop* untuk kabel AWG #1 pada arus sebesar 28,8 ampere adalah 6,2 volt/1000 ft dan koreksi pada suhu sumur yaitu 298 °F dan untuk memenuhi agar kabel tidak mengalami gangguan dengan memasang *cable* yang tahan dari suhu sumur dengan mencari koreksi diatasnya didapatkan adalah 1,48 sehingga nilai total *voltage drop* adalah:

2 fasa *Total Voltage Drop*

$$= \frac{(PSD+100) \times \text{voltage drop} \times \text{correction factors}}{1000 \text{ ft}}$$

$$= \frac{(7779,37 + 100) \times 6,2 \times 1,48}{1000 \text{ ft}} = 72,3 \text{ V}$$

1 fasa *Total Voltage Drop*

$$= \frac{(PSD+100) \times \text{voltage drop} \times \text{correction factors}}{1000 \text{ ft}}$$

$$= \frac{(8175,49 + 100) \times 6,2 \times 1,48}{1000 \text{ ft}} = 75,93 \text{ V}$$

Switchboard dan Transformer

$$2 \text{ fasa } P_{\text{surface}} = 0,001723 \times (\text{Total } V_{\text{drop}} + \text{volt motor}) \times I$$

$$P_{\text{surface}} = 0,001723 \times (72,3 + 787) \times 28,8$$

$$P_{surface} = 42,64 \text{ KVA}$$

$$1 \text{ fasa } P_{surface} = 0,001723 \times (\text{Total } V_{drop} + \text{volt motor}) \times I$$

$$P_{surface} = 0,001723 \times (75,93 + 1205) \times 28,2$$

$$P_{surface} = 62,23 \text{ KVA}$$

Dari hasil perhitungan didapat $P_{surface}$ 2 fasa diangka 42,56 KVA selanjutnya menentukan kebutuhan *power surface* diatas, *switchboard* yang dipilih adalah *SpeedStar 2000 plus VSD 52 KVA* dan *100 Ampere*. Dan *three phase transformer 52 KVA*. Sedangkan untuk hasil perhitungan didapat untuk 1 fasa diangka 62,23 KVA *switchboard* yang dipilih adalah *speedstar 2000 plus VSD 66 KVA* dan *100 Ampere*. Dan *tree phase transformer 66 KVA*.

Tabel 6. Hasil Perhitungan Desain *Electric Submersible pump*

Parameter	Hasil Desain	
	2 fasa	1 fasa
Laju Produksi Fluida (bfpd)	305, 675	439, 338
Tekanan Reservoir (psi)	880	880
Tekanan Alir Dasar Sumur (psi)	343, 542	176
Gradien Fluida (psi/ft)	0,423	0,423
Pump Intake Pressure (psi)	306, 486	306,447
Total Dynamic Head (ft)	7282, 43	7682,02
Jenis Pompa	REDA D 460 N, Series 400 60Hz. range best efisiensi point 200 BFPD – 650 BFPD	REDA D 460 N, Series 400 60Hz. range best efisiensi point 200 BFPD – 650 BFPD
Jumlah Stages, stages	182	202
Jenis Protektor	ESP System Protector with HSN dengan ketahanan 300 degF	ESP System Protector with HSN dengan ketahanan 300 degF
Motor	motor seri 562 HP sebesar 35,7 HP ,787 volt dan 28,8 ampere.	motor seri 562 HP sebesar 58,3 HP ,1205 volt dan 28,2 ampere.
Jenis Kabel	ETBE- R dengan konfigurasi kabel round ,ukuran #1AWG.	ETBE- R dengan konfigurasi kabel round ,ukuran #1AWG.
Switchboard dan Transformer	SpeedStar 2000 plus VSD 52 KVA dan 100 Ampere. Dan three phase transformer 52 KVA.	SpeedStar 2000 plus VSD 66 KVA dan 100 Ampere. Dan three phase transformer 66 KVA.

Tabel 7. Perbandingan Pemasangan sebelum dan sesudah pada *design Electrical Submersible Pump*

Parameter	Sebelum	Sesudah	
		2 fasa	1 fasa
Laju Produksi Fluida (bfpd)	249	305, 675	439,338
Laju Produksi Minyak (bopd)	67	82,532	118,621
Tekanan Reservoir (psi)	880	880	880
Tekanan Alir Dasar Sumur (psi)	481	343, 542	176

Tabel 8. Gambaran umum keekonomian pemsangan *Electrical Submersible Pump*

Parameter	Sebelum	Sesudah	
		2 fasa	1 fasa
Keekonomian 1 bbl = 70 US\$ = Rp. 980.000.,			
Laju Produksi (bfpd)	249	305, 675	439,338
	Dengan pendapatan	Dengan keuntungan naik 22,7%	Dengan keuntungan naik 76,4%
	\$ 17.430	\$ 21.392,25	\$ 30.753,66 US\$
	Rp. 244.020.000.,	Rp. 299.561.500.,	Rp. 430.551.240.,

KESIMPULAN

Dari hasil analisa tugas akhir ini, dapat disimpulkan bahwa data yang diperoleh menunjukkan bahwa sumur satu lebih prospektif, dilihat dari perbandingan antara metode IPR satu fasa dan dua fasa. Proses desain Electric Submersible Pump (ESP) dimulai dengan perhitungan inflow performance relationship (IPR), yang diaplikasikan menggunakan metode IPR satu fasa dan dua fasa. Kemampuan sumur (PI) yang didapatkan adalah 0,624 BFPD/psi, dengan kedalaman pompa pada 7779,37 ft untuk satu fasa dan 8175,49 ft untuk dua fasa.

Pump intake pressure yang didapat adalah 306,486 psi dan 306,447 psi, serta total dynamic head masing-masing 7282,43 ft dan 7682,02 ft. Pemilihan pompa yang digunakan adalah REDA D 460 N, dengan protector series 400 Maximus ESP System Protector dan motor seri 562 berkapasitas 37,5 HP, 787 volt, dan 28,8 ampere. Ukuran casing yang digunakan adalah 7" OD x 5.875" ID, dengan kabel ETBE-R konfigurasi round HSN 300 degF dan ukuran #1AWG. Transformer dan SwitchBoard yang digunakan adalah SpeedStar 2000 Plus VSD dengan kapasitas 52 KVA dan 79 Ampere, serta three-phase transformer 52 KVA dan SpeedStar 2000 Plus VSD dengan kapasitas 66 KVA dan 100 Ampere.

Electric Submersible Pump (ESP) ini cocok digunakan di sumur X karena laju alir fluida masih sesuai dengan kapasitas pompa dan cadangan minyak masih prospektif untuk dilakukan pendesainan. Berdasarkan perbandingan antara metode IPR satu fasa dan dua fasa, laju alir yang lebih prospektif lebih condong kepada metode satu fasa, yang sesuai dengan kriteria sumur dimana $P_b = 0$. Pengaruh gas terhadap kapasitas pompa dapat dilihat dengan membandingkan parameter PIP dengan P_b . Jika $PIP > P_b$, tidak ada fasa gas bebas yang masuk ke pompa, namun jika $PIP < P_b$, maka fasa gas bebas akan masuk ke pompa. Keberadaan gas bebas dapat mengganggu kinerja pompa jika jumlahnya terlalu banyak.

DAFTAR PUSTAKA

- Andika, T. V. (2022). *Pemanfaatan Data Uji Sonolog Untuk Menentukan Laju Alir Produksi Minyak Lapangan X Menggunakan Parameter Tekanan Statik Dan Tekanan Alir Dasar Sumur*. Universitas Islam Riau.
- Bakarbessy, C., Wahyudi, A., & Patty, A. A. (2023). Evaluasi Artificial Lift Esp Menggunakan Metodanalisisnodal Untuk Meningkatkan Laju Sumur X Pada Lapangan Y. *Journal Mechanical Engineering*, 1(2), 87–94.
- Budiprasojo, A., & Maliki, A. G. (2019). AUKE-2019-012 ANALISIS EFEKTIFITAS HHO CARBON CLEANING DENGAN METODE PENGOLAHAN CITRA DIGITAL. *KATA PENGANTAR*.
- Burhanuddin, B., Alfurkaniati, A., & Agustin, H. (2022). *Studi Kelayakan Pendiri Badan Usaha Milik Daerah (BUMD) Migas Kabupaten Bengkalis*. UIR PRESS.
- Darmiyati, I., & Laby, D. A. (2023). Analisis Simulasi Reservoir Untuk Optimasi Produksi Menggunakan Pendekatan Model Dinamis. *Jurnal Genta Mulia*, 14(2).
- Desandi, Y. R. (2022). *Analisis Kinerja Waterflood Surveillance Pada Sumur Injeksi Y Dengan Metode Voidage Replacement Ratio Pada Reservoir Sandstone Dilapangan Z*. Universitas Islam Riau.
- Hadi, F. (2022). *Evaluasi Penyebab Kegagalan Pompa Electric Submersible Pump (ESP) Pada Lapangan X Menggunakan Data Dismantle Inspection Failure Analysis (DIFA)*. Universitas Islam Riau.
- Hasibuan, A., Siregar, W. V., & Sayuti, M. (2023). *Pemanfaatan Energi Angin Untuk Pembangkit Energi Listrik Di Daerah Kepulauan Menggunakan Kincir Angin Skala Kecil*. Feniks Muda Sejahtera.
- Khairunnisa, N. (2021). *Analisis SWOT Potensi Penerbitan Green Sukuk dalam Pembiayaan Infrastruktur Aceh*. UIN AR-RANIRY.
- Marsiyanto, N., Prasetyo, E., & Rasyid, A. (2022). Evaluasi Pemilihan Electric Submersible Pump (ESP) Untuk Menggantikan Gas Lift (GL) Di Sumur X Lapangan Offshore Y. *Jurnal Bhara Petro Energi*, 1(3), 12–21.

- Muhtadi, S. (2024). *Evaluasi Kegagalan Mekanis Komponen Electrical Submersible Pump (Esp) Pada Sumur Lmp-48 Dengan Metode Root Cause Analysis (Rca) Di Pt. Xyz*. Politeknik Negeri Jakarta.
- Muslim, M., Ariyon, M., Herawati, I., Permadi, A. K., Rita, N., Husbani, A., Rico Mardiyanto, I. K., Putri, R. H., Hadziqoh, N., & Zaid, H. B. M. (2025). *Teknologi Optimasi Produksi Migas: Eksperimen, Simulasi, dan Evaluasi Lapangan*. EDU PUBLISHER.
- Nikijuluw, A. K. J. V., Sriani, T., & Lekatompessy, R. R. (2024). Optimasi Hydraulic Pump Unit (Hpu) Untuk Meningkatkan Laju Produksi Pada Sumur Agl Lapangan X. *Journal Mechanical Engineering*, 2(1), 73–78.
- Novika, R. D., Fatryanto, D., Risna, R., Waskita, K. J., & Lutfi, M. (2021). Well Lifetime Estimation Using Future IPR and Critical Flow Rate with the Chaperon Method at Well “RS-1” in the “RS” Field. *Indonesian Research Journal on Education*, 1(3), 195–200.
- Paramita, M. (2019). *Analisis Sistem Nodal di Dasar Sumur Untuk Penentuan Laju Alir Fluida Dengan Berbagai Jumlah Stages Pada Pompa ESP di Lapangan BTS*. Universitas Islam Riau.
- Pradana, A. A., Nuraeni, S., & Sulistyanto, D. (2016). Optimasi Lifting Menggunakan Electric Submersible Pump dan Analisa Keekonomian pada Sumur “X” Lapangan “Y.” *Seminar Nasional Cendekiawan 2015*.
- Rahmadani, S. (2019). *Evaluasai Dan Optimasi Insert Pump Pada Sumur Sintia Di Lapangan Rahmadani Dengan Tipe Penggerak Hydraulic Untuk Sumur Dengan Tekanan Alir Di Atas Dan Di Bawah Tekanan Bubble Point*. Universitas Islam Riau.
- Simanjuntak, B. F. (2021). *Analisis Penentuan Laju Alir Maksimum Dan Optimum Berdasarkan Grafik IPR Pada Sumur X Lapangan Y Dengan Menggunakan Metode IPR Vogel*. Universitas Islam Riau.
- Sitopu, E. S. W. (2024). *Redesign Electric Submersible Pump Pada Sumur Eds-12*. Institut Teknologi Sains Bandung.
- Yani, E. (2021). *Analisis Penentuan Laju Aliran Optimum Pada Sumur Ukuran Tubing 3.5 Inchi Dengan Ipr Vogel*. Universitas Islam Riau.