

Desain dan Karakterisasi Kinerja *Electric Submersible Pump* (ESP) Khusus Sumur Kandungan *Gas Liquid Ratio* (GLR) Tinggi: Analisis Ekonomi dan Kelayakan Investasi

Mohd Wirawan Putra Pamungkas

Teknik Pertambangan, Universitas Sriwijaya

Jl. Raya Palembang - Prabumulih No.KM. 32, Indralaya Indah, Kecamatan Indralaya, Kabupaten Ogan Ilir,

ABSTRAK

Artikel Info:

Naskah diterima

21 Oktober 2025

Diterima setelah
perbaikan

27 November 2025

Disetujui terbit

19 Desember 2025

Kata Kunci:

electric submersible pump
(ESP)

gas liquid ratio (GLR)

gas separator

laju produksi

keekonomian sumur

net present value (NPV)

Penurunan produksi sumur minyak diakibatkan oleh faktor alami seperti penurunan tekanan reservoir, peningkatan kadar air, dan rasio gas-cair (GLR) tinggi, yang turut memengaruhi kinerja *artificial lift*. *Electric Submersible Pump* (ESP) dipilih sebagai solusi, meskipun menghadapi tantangan seperti *gas lock* dan keausan tak merata pada sumur direksional ber-GLR tinggi. Perencanaan ESP berfokus pada desain komponen seperti *motor protector* dan penggunaan *Gas Separator Single Feature Rotary* untuk mengatasi gas. Implementasi ESP pada tiga sumur menunjukkan peningkatan produksi yang signifikan: Sumur AZ-049 naik 12,7% (dari 902 BFPD ke 1017 BFPD), Sumur AZ-084 naik 86%, dan Sumur AZ-025 mencapai peningkatan tertinggi 124% (dari 246 BFPD ke 551 BFPD). Secara kolektif, proyek ini menghasilkan *gross production* total 2817 BFPD dan peningkatan minyak bersih (*Oil Gain*) 364,5 BOPD. Analisis keekonomian menunjukkan kelayakan finansial yang unggul dengan *net present value* (NPV) \$3,089 Juta, *Profitability Index* (PI) 30,07, dan *rate of return* (ROR) 2761,33%. Risiko likuiditas sangat rendah, ditandai dengan *pay out time* (POT) hanya 0,035 tahun (sekitar 13 hari). Hasil ini mengindikasikan proyek ESP ini merupakan investasi yang sangat layak.

ABSTRACT

The decline in oil well production is caused by natural factors such as reservoir pressure decline, increased water content, and high gas-liquid ratio (GLR), which also affect artificial lift performance. Electric Submersible Pump (ESP) is chosen as a solution, despite challenges such as gas lock and

uneven wear in high GLR directional wells. ESP planning focused on component design, such as motor protectors and the use of Single Feature Rotary Gas Separators to address gas issues. The implementation of ESP in three wells shows a significant increase in production: Well AZ-049 increases by 12.7% (from 902 BFPD to 1017 BFPD), Well AZ-084 increased by 86%, and Well AZ-025 achieves the highest increase of 124% (from 246 BFPD to 551 BFPD). Collectively, this project generates a total gross production of 2817 BFPD and a net oil gain of 364.5 BOPD. Economic analysis shows excellent financial viability with a Net Present Value (NPV) of \$3.089 million, a Profitability Index (PI) of 30.07, and a Rate of Return (ROR) of 2761.33%. Liquidity risk is very low, indicates by a Pay Out Time (POT) of only 0.035 years (approximately 13 days). These results indicate that the ESP project is a highly potential investment.

Copyright © 2025 by Authors, Published by LEMIGAS

Korespondensi:

E-mail: (mohd.wirawan@unsri.ac.id) Mohd Wirawan Putra Pamungkas

PENDAHULUAN

Pengangkatan buatan yang sering dijumpai di industri minyak dan gas adalah sucker rod pump (SRP), *hydraulic pumping unit* (HPU), *electrical submersible pump* (ESP), *progressive cavity pump* (PCP), *gas lift* dan *plunger elevator*. Pemilihan dan desain jenis pengangkatan buatan, berupa kondisi reservoir, kondisi sumur, kondisi di permukaan, dan faktor lainnya. (Amanda dkk., 2019)

Secara alami, produksi sumur minyak akan menurun seiring waktu. Hal ini terjadi karena beberapa faktor, seperti penurunan tekanan reservoir, peningkatan kadar air (water cut), dan peningkatan kadar gas/*gas liquid ratio* (GLR).

Beberapa faktor juga mempengaruhi kinerja dari *artificial lift* salah satunya sumur direksional. *Electric submersible pump* (ESP) adalah salah satu jenis *artificial lift* yang efektif untuk sumur dengan laju produksi tinggi dan kedalaman yang signifikan. Namun, agar dapat beroperasi secara optimal pada sumur dengan GLR tinggi dan kemiringan sumur.

Gas lock merupakan gas yang terperangkap di dalam pompa dapat mengganggu aliran fluida dan menyebabkan pompa tidak dapat beroperasi

dengan baik. Ketidakstabilan operasi, aliran fluida yang tidak seragam akibat adanya gelembung gas menyebabkan fluktuasi tekanan dan laju alir, membuat operasi menjadi tidak stabil.

Sumur direksional, dengan geometrinya yang miring dan melengkung, menimbulkan tantangan signifikan bagi peralatan *artificial lift*, terutama *sucker rod pump* (SRP), (Brown 1977). Kelengkungan sumur dapat menyebabkan gesekan berlebihan antara tubing atau rod dengan casing, yang meningkatkan keausan dan mempercepat kegagalan peralatan *sucker rod pump* (SRP). rentan mengalami keausan *tubing* dan *rod coupling* yang tidak merata, yang berujung pada putusnya *rod string*. Oleh karena itu, pemilihan dan instalasi peralatan *artificial lift* di sumur direksional memerlukan pertimbangan khusus, dan pemilihan material yang lebih tahan gesekan untuk memastikan operasi yang optimal dan meminimalkan biaya perbaikan.

Lapangan AW memiliki tiga sumur aktif AZ-049, AZ-084 dan AZ-025 beroperasi menggunakan pompa jenis sucker rod pump dengan *total gross production* sebesar 1791 bfpd dan *oil production* sebesar 216 bopd untuk ketiga sumur tersebut. Seiring berjalannya waktu pompa tersebut

mengalami keausan *tubing* dan *rod coupling* yang tidak merata serta juga mengalami *gas lock* serta adanya akibat dari faktor kemiringan sumur. (Widiyanto & Syahrial 2022). Setiap jenis pompa memiliki laju produksi optimum sesuai yang dianjurkan berdasarkan jenis dan ukuran pompa tersebut. (Amanda dkk 2019)

Analisis profitabilitas dalam industri minyak dan gas bumi, khususnya model kontrak *production sharing contract* (PSC) yang menggunakan skema *cost recovery* didasarkan pada serangkaian indikator keekonomian spesifik. Umumnya evaluasi profitabilitas proyek dengan menggunakan empat metrik utama. Pertama, *net present value* (NPV), yang mengukur nilai bersih keuntungan dari investasi setelah didiskontokan ke nilai waktu sekarang, menjadikannya indikator absolut paling penting untuk kelayakan proyek. Kedua, *internal rate of return* (IRR), yang merepresentasikan tingkat diskonto di mana NPV suatu proyek menjadi nol, berfungsi sebagai tolok ukur efisiensi investasi. Ketiga, *pay out time* (POT), yang mengindikasikan periode waktu yang dibutuhkan untuk memulihkan seluruh investasi modal awal (*cost recovery*) dari bagi hasil produksi. Keempat, *return on investment* (ROI), yang menilai rasio laba bersih terhadap total investasi modal, memberikan pandangan mengenai efektivitas penggunaan modal dalam jangka waktu tertentu. (Pamungkas 2024).

Indikator ekonomi merepresentasikan metrik kuantitatif yang esensial untuk mendukung pengambilan keputusan yang terinformasi mengenai kelayakan finansial suatu proyek pengembangan lapangan minyak. (Galawidya 2008; Floriantina 2021). Biaya yang dikeluarkan perbaikan sumur harus sejalan dengan kemampuan sumur yang dihasilkan setelah dilakukan optimalisasi baik sumur maupun peralatan. (Pamungkas 2024). Kegiatan *well service* harus dapat dipetakan dan dibuat analisis agar hasil yang diperoleh sejalan dengan biaya yang dikeluarkan agar investasi yang dilakukan tepat dan sesuai. (Widodo dkk 2024).

Dalam perencanaan pompa jenis *electric submersible pump* (ESP) dipilih meliputi pemilihan motor dan motor protector yang mampu mengurangi risiko kerusakan akibat pengoperasian yang terhenti-henti. Kondisi sumur yang memiliki

gas liquid ratio (GLR) yang tinggi akan sangat mempengaruhi desain dari ESP yang kita inginkan. Sealing system mencegah kebocoran saat tekanan internal berubah-ubah. Separator gas atau gas handler rapat memisahkan gas sebelum masuk dalam pompa. Ini semua bertujuan untuk meningkatkan efisiensi dan memperpanjang umur operasional *electric submersible pump* (ESP) secara keseluruhan. Perhitungan keekonomian dari kegiatan pergantian pompa ini juga dihitung layak atau tidaknya peluang investasi yang akan dilakukan.

BAHAN DAN METODE

Sumur AZ-049, AZ-084 dan AZ-025 merupakan sumur yang telah beberapa kali melakukan penggantian metode pengangkatan buatan, dimulai dari penggunaan *electrical submersible pump* (ESP), *sucker rod pump* (SRP), kemudian kembali digunakan *electrical submersible pump* (ESP) sampai dengan saat ini. Sumur ini merupakan sumur direksional, sehingga pada saat penggunaan *sucker rod pump* (SRP) sebagai metode pengangkatan buatanya, *life time*-nya tidak dapat bertahan lama.

Hal ini disebabkan oleh adanya gesekan antara rod pada *sucker rod pump* (SRP) terhadap casing pada lubang sumur yang mengakibatkan rod di dalam sumur putus. Pengumpulan data data sangat penting dalam memastikan hasil yang ingin diperoleh dan teknik yang sesuai untuk mendapatkan hasil dengan kondisi lapangan yang sebenarnya. (Indriani dkk.,2025).

Data sumur dan pompa

Dari data hasil *monitoring* Sumur AZ-049, AZ-084 dan AZ-025 pada bulan Mei 2024, diperoleh berbagai parameter yang dapat digunakan sebagai data penunjang perencanaan pada penggunaan *electrical submersible pump* (ESP).

Pada Tabel 1, dapat dilihat parameter bawah permukaan yang digunakan sebagai data penunjang dilakukannya evaluasi pada penggunaan *electrical submersible pump* (ESP). Pemilihan tipe dan ukuran pompa ESP, beserta peralatan pendukung seperti motor, kabel, switchboard dan transformer pada sumur-sumur kajian yaitu AZ-049, AZ-084 dan AZ-

Tabel I. Profil sumur AZ-049, AZ-084 dan AZ-025

SUMUR	AZ-049	AZ-084	AZ-025
Data kompleksi			
<i>Tubing OD, inch</i>	2,875	2,875	2,875
<i>Tubing ID, inch</i>	2,441	2,441	2,441
<i>Casing OD, inch</i>	5,5	5,5	5,5
<i>Casing ID, inch</i>	4,95	4,95	4,95
Mid Perforasi, ft	6414	5540	6680
Data reservoir dan produksi			
<i>Buble Point Pressure (Pb), psig</i>	1077	860	1662
<i>Tubing Pressure, psi</i>	150	150	150
<i>Casing Pressure, psi</i>	120	50	80
Produksi Total Fluida, BFPD	902	643	246
Produksi Minyak, BOPD	90	64	62
Produksi Gas, MMSCFD	0,18	0,14	0,1
<i>Water Cut, %</i>	90	90	75
Konstanta William Hanzen (C)	120	120	120
<i>Statis Fluid Level</i>	4080	3730	2961
<i>Working Fluid Level</i>	5214	4340	4180
Kompresibilitas Gas (Z)	0,85	0,85	0,85
<i>Gas Oil Ratio (GOR)</i>	1996	2177	1626
<i>Temperatur Reservoir, °F</i>	250	250	250
<i>Temperatur Surface, °F</i>	150	150	150
Data PVT			
°API	25	25	25
SG _o	0,9	0,9	0,9
SG _w	1,02	1,02	1,02
SG _g	0,7	0,7	0,7

025. Dalam perhitungan akan ditunjukkan perencanaan ESP untuk sumur AZ-049.

Hasil dan pembahasan kapasitas produksi sumur AZ-049

Penentuan laju produksi yang diinginkan dari sumur AZ-049 dibuat berdasarkan kurva IPR yang menggunakan metode Pudjo Sukarno. Langkah-langkah Perhitungan :

Penentuan *Specific gravity* campuran dan Gradien fluida.

$$\begin{aligned}
 SG_{\text{mix}} &= (SG_o \times (1-W_c)) + (SG_w \times W_c) \\
 &= (0,9 \times (1-0,90)) + (1,02 \times 0,90) \\
 &= 1,01
 \end{aligned}
 \tag{1}$$

$$\begin{aligned}
 G_f &= SG_{\text{mix}} \times 0,433 \text{ psi/ft} \\
 &= 1,01 \times 0,433 \text{ psi/ft} = 0,437 \text{ psi / ft}
 \end{aligned}$$

penentuan tekanan reservoir (Pr) dan tekanan alir dasar sumur (Pwf).

$$\begin{aligned}
 P_{wf} &= P_c + (D - WFL) \times G_f \\
 P_{wf} &= 120 + (6414 - 5214) \times 0,37 = 644 \text{ psi}
 \end{aligned}
 \tag{2}$$

$$P_{wf} = P_c + (D - WFL) \times G_f$$

$$P_{wf} = 120 + (6414 - 5214) \times 0.37 = 644 \text{ psi}$$

Menghitung terlebih dahulu harga P_1 dan P_2 , kemudian menghitung harga $W_c@P_{wf} = Pr$.

$$\begin{aligned} P_1 &= 1.606207 - 0.130447 \times \ln(W_c) \\ &= 1.606207 - 0.130447 \times \ln(90) \\ &= 1.01922 \\ P_2 &= -0.517792 + 0.110604 \times \ln(W_c) \\ &= -0.517792 + 0.110604 \times \ln(90) \\ &= -0.0201 \end{aligned} \quad (3)$$

maka, $(W_c@P_{wf} = Pr) = 89.4 \%$.

Menghitung konstanta A_0 , A_1 , dan A_2 berdasarkan harga $W_c@P_{wf} = Pr$.

$$\begin{aligned} A_n &= C_0 + C_1(W_c) + C_2(W_c)^2 \\ A_0 &= 0.980321 + (-0.115661 \times 10^{-1}) \cdot (89.4) \\ &\quad + 0.179050 \times 10^{-4} \cdot (89.4)^2 \\ &= 0.97 \\ A_1 &= -0.414360 + (0.392799 \times 10^{-2}) \cdot (89.4) \\ &\quad + (0.237075 \times 10^{-5}) \cdot (89.4)^2 \\ &= -0.41 \\ A_2 &= -0.564870 + (0.762080 \times 10^{-2}) \cdot (89.4) \\ &\quad + (-0.202079 \times 10^{-4}) \cdot (89.4)^2 \\ &= -0.56 \end{aligned} \quad (4)$$

Menghitung harga Q_t maksimum berdasarkan konstanta A_0 , A_1 , dan A_2 .

$$\begin{aligned} \frac{Q_o}{Q_{0,max}} &= A_0 + A_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) + A_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \\ \frac{Q_o}{Q_{0,max}} &= \frac{90}{(0.97 + (-0.41(644/1019)) + (-0.56(644/1019)^2))} \\ &= 185 \text{ BOPD} \end{aligned} \quad (5)$$

Menghitung harga laju produksi minyak (Q_o) untuk berbagai harga P_{wf} berdasarkan Q_t maksimum.

misal: pada $P_{wf} = 519$ psi, $Q_o = 114$ BOPD

$$\begin{aligned} \frac{Q_o}{Q_{0,max}} &= A_0 + A_1 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) + A_2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \\ \frac{Q_o}{Q_{0,max}} &= 114 \text{ BOPD} \end{aligned} \quad (6)$$

Menghitung harga laju produksi air (Q_w) berdasarkan dari harga Water Cut (WC) untuk berbagai harga P_{wf} .

misal: pada $P_{wf} = 519$ psi, $Q_o = 114$ BOPD

$$\begin{aligned} (WC@P_{wf} = 519) &= 89.4 \times (1.01922 \times \text{EXP} \\ &\quad (-0.0201 \times (519/1019))) \\ &= 90.2 \% \end{aligned} \quad (7)$$

maka,

$$\begin{aligned} Q_w &= \left(\frac{WC}{100-WC} \right) \times Q_o \\ Q_w &= \left(\frac{90.2}{100-90.2} \right) \times 114 = 1049 \text{ BFPD} \end{aligned} \quad (8)$$

Tabel 2. Harga Q_o , Q_w , Q_t untuk berbagai harga P_{wf}

P_{wf}	WC	Q_o	Q_w	Q_t
1019	89,3	0	0	0
919	89,5	27	228	225
719	89,9	74	658	732
619	90,0	95	859	954
519	90,2	114	1049	1163
319	90,6	145	1397	1542
219	90,8	158	1553	1711
119	90,9	169	1695	1864
0	91,2	179	1846	2025

Grafik hubungan antara P_{wf} terhadap Q_t , dimana P_{wf} mewakili sumbu Y dan Q_t mewakili sumbu X. Berdasarkan kurva IPR pada Gambar 1. laju alir produksi yang diinginkan. Dari $Q_{tmax} = 2025$ BFPD maka dapat ditentukan laju alir produksi yang diinginkan sebesar: 1102 BFPD @ $P_{wf} = 550$ psi dari tekanan reservoir (Pr) sebesar 1019 psi.

Perencanaan desain *electric submersible pump* (ESP)

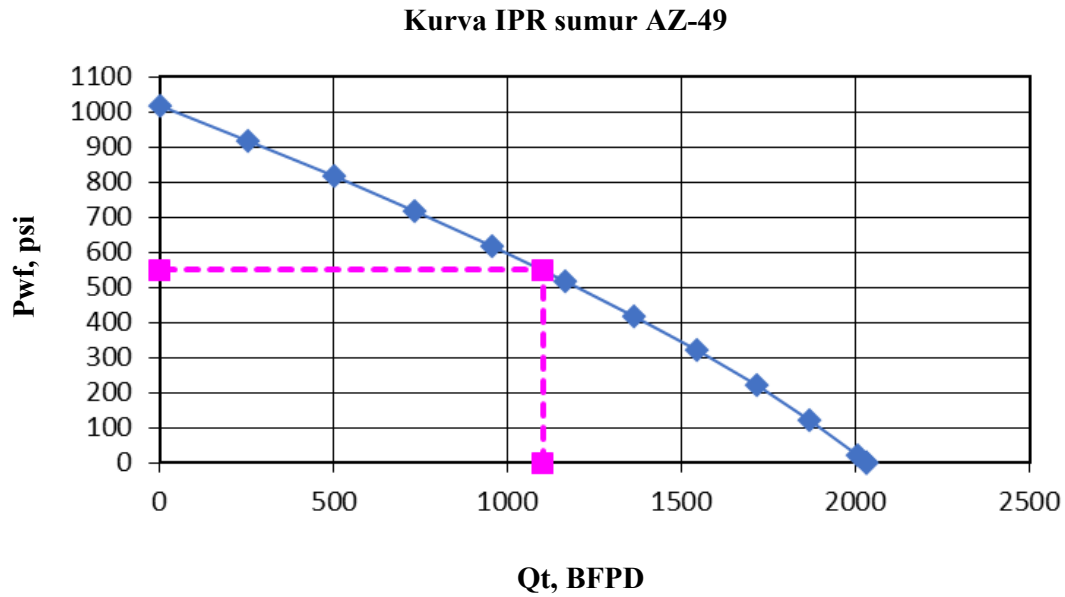
Penentuan *pump intake pressure* (PIP).

$$\begin{aligned} PIP &= FOP \times G_f + P_c \\ PIP &= 1200 \times 0.437 + 120 = 644.4 \text{ psi} \end{aligned} \quad (9)$$

Perhitungan volume gas yang masuk ke dalam pompa menggunakan korelasi Standing yang masuk ke dalam pompa menggunakan rumus :

$$\begin{aligned} R_s &= Y_g \frac{??}{18} \frac{10^{0.0125 \text{ } ^\circ\text{API}}}{10^{0.00091??}} \frac{1}{0.83} \\ R_s &= 0.7 \frac{644.4}{18} \frac{10^{0.0125 \text{ } 25}}{10^{0.00091??250}} \frac{1}{0.83} \\ R_s &= 64.2 \text{ scf/stb} \end{aligned} \quad (10)$$

Penentuan Faktor Volume Formasi Minyak (Bo) dengan menggunakan rumus :



Gambar 1. Kurva IPR 3 fasa sumur AZ-049

$$F = R_s \frac{Y_g}{Y_o}^{0.5} + 1.25 T \quad (11)$$

$$F = 64.2 \frac{0.7}{0.9}^{0.5} + 1.25 \times 250$$

$$F = 369.12$$

$$B_o = 0.972 + 0.000147 F^{1.175} \quad (12)$$

$$B_o = 0.972 + 0.000147 \times 369.12^{1.175}$$

$$B_o = 1.125 \text{ bbl/stb}$$

Penentuan faktor volume formasi gas (Bg)

$$B_g = 5.04 \frac{Z T}{P} \quad (13)$$

$$B_g = 5.04 \frac{0.85 \times (250+460)}{644.4} = 4.72 \text{ bbl/mscf}$$

Penentuan perlu tidaknya gas separator, yaitu jika gas bebas yang masuk ke dalam pompa @ PIP Melebihi 10 % volume total.

Penentuan gas total dalam larutan

$$\text{Total volume gas} = \text{BPD minyak} \times \text{GOR} \quad (14)$$

$$\text{Total volume gas} = \frac{(108 \times 1996)}{1000} = 215.6 \text{ mscfd}$$

Penentuan gas total yang masih terlarut @ PIP

$$\text{Total gas terlarut @ PIP} = R_s \times \text{BPD minyak} \quad (15)$$

$$\text{Total gas terlarut @ PIP} = \frac{(64.2 \times 108)}{1000}$$

$$\text{Total gas terlarut @ PIP} = 6.9 \text{ mscfd}$$

Penentuan gas bebas

$$\text{Gas bebas} = \text{Total vol gas} - \text{Total gas terlarut @ PIP} \quad (16)$$

$$\text{Gas bebas} = 215.6 - 6.9 = 208.7 \text{ mscfd}$$

Penentuan volume minyak

$$\text{Vol minyak @ PIP} = \text{BOPD} \times B_o \quad (17)$$

$$= 108 \times 1.125 = 121.5 \text{ bopd}$$

Penentuan volume gas

$$\text{Vol gas @ PIP (Vg)} = \text{Gas bebas} \times B_g \quad (18)$$

$$= 208.7 \times 4.72 = 985.1 \text{ bopd}$$

Penentuan volume air

$$\text{Vol air @ PIP (Vw)} = \text{Water cut} \times \text{laju produksi yang diharapkan} \quad (19)$$

$$\text{Vol air @ PIP (Vw)} = 0.9 \times 1102 = 991.8 \text{ bpd}$$

Penentuan volume total

$$\text{Vol total @ PIP (Vt)} = \text{vol minyak} + \text{vol gas} + \text{vol air} \quad (20)$$

$$\text{Vol total @ PIP (Vt)} = 121.5 + 985.1 + 991.8$$

$$= 2098.4 \text{ bpd}$$

Penentuan % volume gas bebas terhadap total vol fluida @ PIP.

$$\% \text{ volume gas} = \frac{V_g}{V_t} \times 100\% \quad (21)$$

$$= \frac{985.1}{2098.4} \times 100\% = 47\%$$

Karena volume gas @PIP > 10 % maka diperlukan gas separator untuk memisahkan gas bebas dari fluida. Dengan asumsi gas separator memiliki efisiensi 90 % maka dapat dihitung volume gas yang masuk ke dalam pompa yaitu sebesar 10 % dari volume gas yang ada.

Penentuan vol gas yang masuk ke dalam pompa

$$\begin{aligned}\text{Vol gas masuk pompa (Vgp)} &= 10 \% \times V_g \\ &= 10 \% \times 985.1 \\ &= 98.51 \text{ bpd}\end{aligned}\quad (22)$$

Total vol fluida yang masuk ke dalam pompa

$$\begin{aligned}V_{tp} &= V_o + V_{gp} + V_w \\ &= 121.5 + 98.51 + 991.8 = 1211.81 \text{ bpd}\end{aligned}\quad (23)$$

Persentase Gas bebas masuk ke dalam pompa

$$\begin{aligned}\% \text{ gas bebas dalam pompa} &= \left(\frac{V_{gp}}{V_{tp}} \right) \times 100\% \\ \% \text{ gas bebas dalam pompa} &= \left(\frac{98.51}{1211.81} \right) \times 100\% \\ \% \text{ gas bebas dalam pompa} &= 8.1 \%\end{aligned}\quad (24)$$

Karena % gas bebas yang masuk pompa < 10 % maka tidak perlu dipergunakan *advance gas handler* untuk mencegah *gas lock*. Hasil perhitungan tekanan intake pompa, volume total fluida dan persentase gas bebas pada berbagai harga FOP diberikan pada tabel 3.

Tabel 3. Hasil perhitungan PIP, volume gas dan % gas pada berbagai harga FOP sumur AZ-049

FOP, ft	PIP, psi	Volume Gas, BPD	% Gas @ PIP	% Gas Setelah pemasangan Gas Sparator
1434	746	847	43	7
1200	644,4	985	47	8,1
834	484	1327	54	11
534	353	1832	62	14
100	164	3995	78	26

Dari tabel tersebut dapat dilihat bahwa semakin besar ketinggian fluida di atas pompa maka tekanan intake pompa akan semakin besar pula. Semakin besar tekanan intake pompa maka persentase gas akan semakin berkurang.

Total dynamic head (TDH) :

$$\begin{aligned}\text{TDH} &= \text{WFL} + H_f + H_T \\ &= 4880 \text{ ft} + 72.3 \text{ ft} + 343.25 \text{ ft} \\ &= 5295.55 \text{ ft}\end{aligned}\quad (25)$$

Menghitung *head* dari *friction loss* (Hf) pada dinding tubing :

$$\begin{aligned}F &= 2.083 \left[\frac{100}{C} \right]^{1.85} \left[\frac{\left(\frac{Q}{34.3} \right)^{1.85}}{ID^{4.8655}} \right] \\ F &= 2.083 \left[\frac{100}{120} \right]^{1.85} \left[\frac{\left(\frac{1102}{34.3} \right)^{1.85}}{2.441^{4.8655}} \right] = 11,89 \text{ ft}\end{aligned}\quad (26)$$

jadi, $H_f = F \times (\text{PSD} / 1000 \text{ ft})$

$$= 11,89 \times (6080 / 1000) = 72.3 \text{ ft}$$

Menghitung *wellhead tubing pressure head* (H_T) :

$$H_T = \frac{\text{Tubing Pressure}}{G_f} = \frac{150}{0.437} = 343.25 \text{ ft}\quad (27)$$

Pemilihan ukuran pompa

Pemilihan harus sesuai dengan Q yang diinginkan dengan menggunakan *pump performance curve* yang memiliki *capacity range* tertentu dimana laju produksi tersebut harus berada di antara *capacity range*.

Tabel 4. Pemilihan tipe dan ukuran pompa ESP

Type Pompa	Range Qt Optimum Tiap Pompa, BFPD
IND 450	350-550
IND 750	400-950
IND 1000	600-1250
IND 1300	960-1640
IND 1750	1200-2050

Dengan melihat ketersediaan pompa, maka untuk sumur AH-049 yang menginginkan produksi sebesar 1102 BFPD digunakan pompa dengan tipe IND-1000 dan IND-1300. Penentuan *stage* yang sesuai didasarkan pada tabel yang merupakan ketersediaan *stage* tersebut di lapangan

$$\text{Stage} = \frac{\text{TDH}}{\text{head/stage}}\quad (28)$$

Tabel 5. Penentuan jumlah stage sumur AZ-049

Pump Size	Head/ Stage	TDH	Stages	Stages Tersedia
IND-1000	28	5295,5	190	220
IND-1300	28,5	5295,5	186	230

Laju produksi fluida optimum (Q_{optimum}) didapat dari hasil perpotongan Pump Performance Curve dengan well performance curve sehingga diperoleh Design Point (titik desain) dari tiap ukuran pompa dimana laju produksi fluida (Q) mewakili sumbu X dan total dynamic head (TDH) mewakili sumbu Y. Setelah Q_{optimum} tiap ukuran pompa tersebut diperoleh maka dapat ditentukan efisiensi pompa dari pump performance curve (Gambar 2).

Q_{optimum} pompa IND-1000 sebesar 945 BFPD pada TDH = 5110 ft. Pump Performance Curve tipe IND-1000 pada $Q = 945$ BFPD sebesar 60 % (Gambar 2).

Q_{optimum} pompa IND-1300 sebesar 1090 BFPD pada TDH = 5282 ft. pump performance curve tipe IND-1300 pada $Q = 1090$ BFPD sebesar 61 % (Gambar 3).

Penentuan ukuran pompa ESP AZ-049 yang akan dipilih yaitu efisiensi pompa yang terbesar dan laju produksi yang besar IND-1300 pada $Q =$

1090 BFPD sebesar 61 % pada TDH = 5282 ft.

Pemilihan Motor Pompa

Dalam pemilihan motor pada sumur AZ-049, horse power per stage dari pembacaan pump performance curve jenis pompa IND-1300 yaitu 0.19 HP/stage.

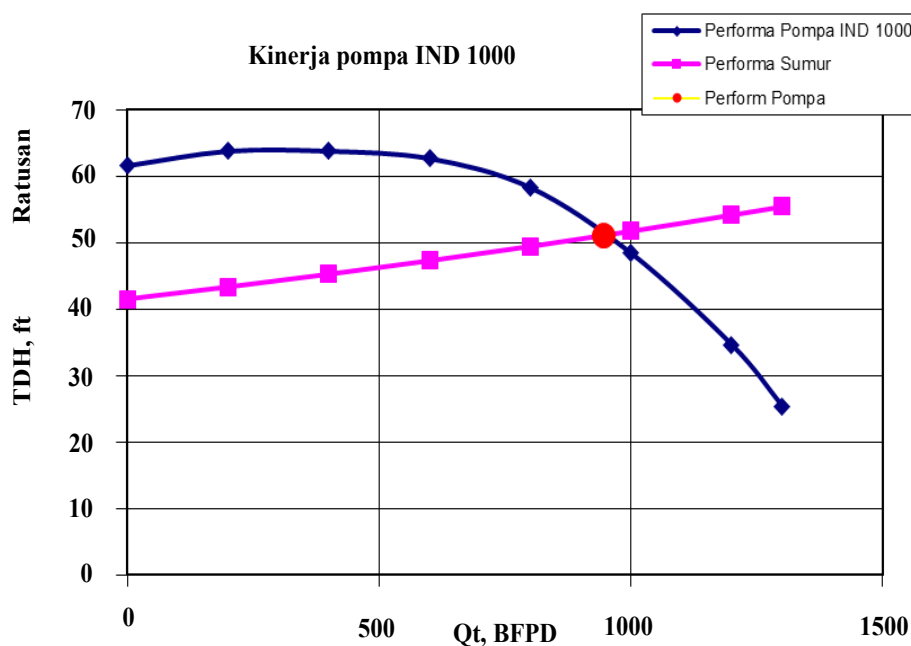
Penentuan horse power

Horse power yang diperlukan merupakan penjumlahan dari horse power motor, horse power gas separator, horse power AGH dan horse power seal chamber. Gas separator yang digunakan adalah 338 series single feature rotary dengan 3 HP @ 60 HZ. Pada sumur AZ-049 Advance gas handler tidak digunakan. Jumlah horse power seal chamber Gambar 4. adalah 2.2 HP.

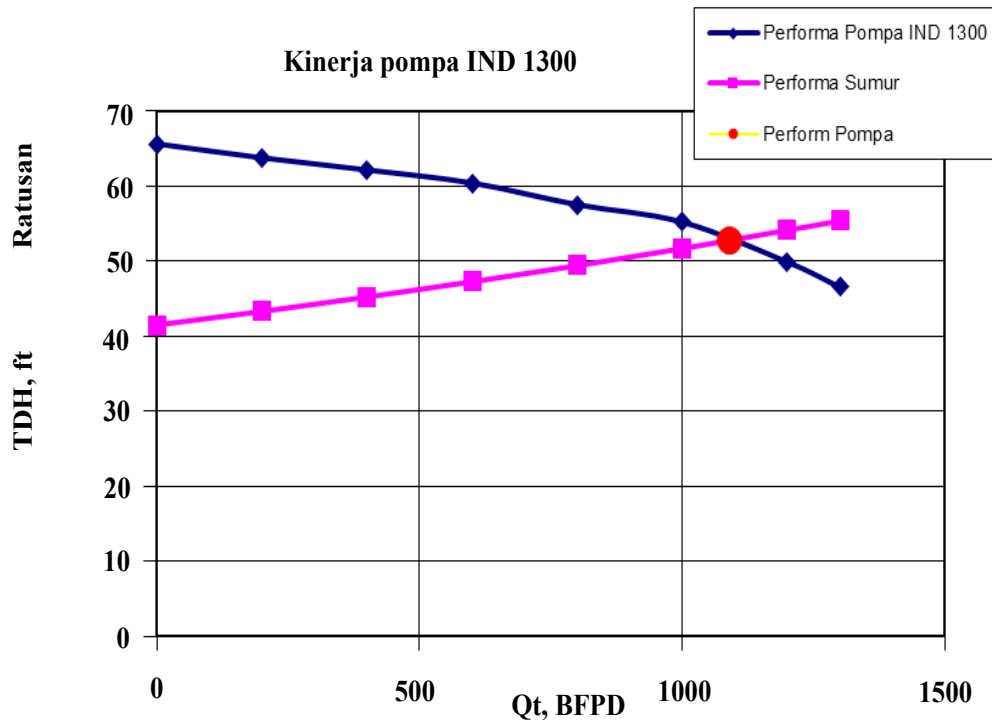
HP yang diperlukan = BHP motor + HP gas separator + HP AGH + HP seal

$$\begin{aligned} \text{HP yang diperlukan} &= 44.14 + 3 + 0 + 2.2 \\ &= 49.34 \text{ HP} \end{aligned}$$

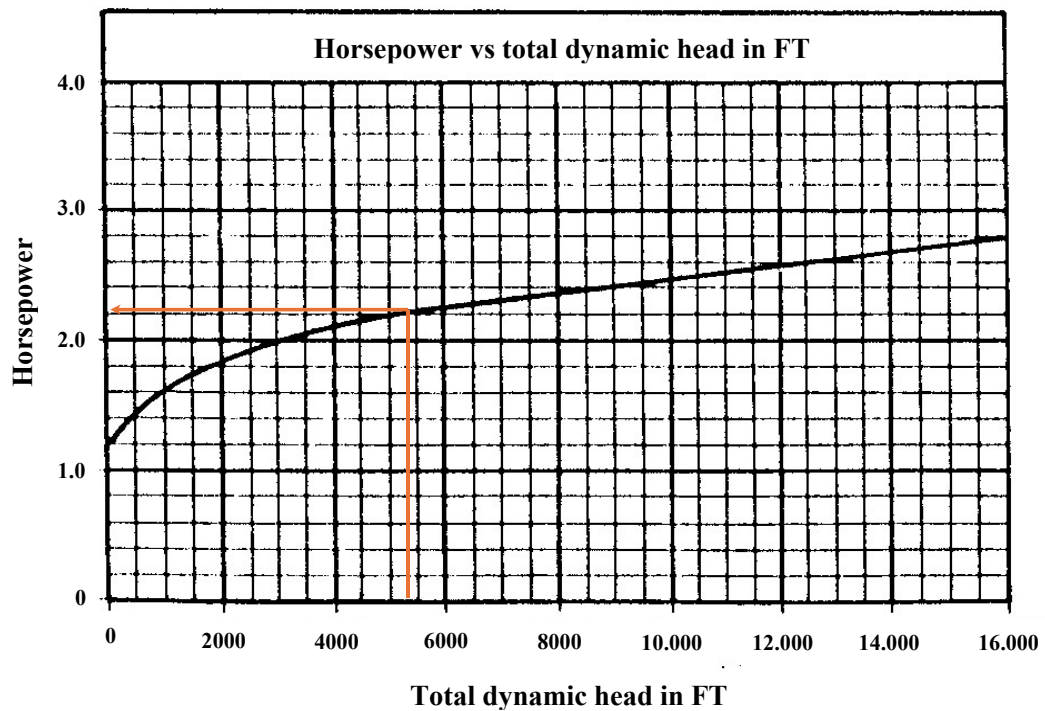
Setelah diketahui kebutuhan horse power total maka dapat dipilih jenis motor yang akan digunakan. Berdasarkan katalog jenis motor yang dapat digunakan adalah Seri 456-60 HP-970 Volt-39 ampere.



Gambar 2. Kurva Q vs TDH pada Tipe IND-1000



Gambar 3. Kurva Q vs TDH pada tipe IND-1300



Gambar 4. Grafik *horsepower motor seal chamber* versus *total dynamic head*

Pemilihan kabel

Pemilihan jenis kabel dilapangan hanya AWG#4/5KV. Panjang kabel yang dibutuhkan adalah PSD+100ft. Sumur AZ-049 mempunyai *pump setting depth* (PSD) sebesar 6080 sehingga dibutuhkan kabel sepanjang 6180 ft.

Pemilihan transformer

Perhitungan dengan menentukan penurunan voltage per 1000 ft untuk tipe kabel dengan grafik *cable loss chart* Gambar 5. serta ditentukan pula faktor koreksinya.

Penurunan *voltage* = 17.6 volt/1000 ft

Faktor koreksi @ 250 °F = 1.398

Penurunan *voltage* untuk panjang kabel keseluruhan (panjang kabel di permukaan dan di dalam sumur).

$$\begin{aligned} \text{Penurunan voltage} &= \frac{6180 \times 17.6 \times 1.398}{1000} \\ &= 152 \text{ volt} \end{aligned} \quad (29)$$

Penentuan *voltage* yang harus disuplai transformer.

$$\begin{aligned} \text{Voltage transformer} &= \text{voltage motor} \\ &+ \text{penurunan voltage} \end{aligned} \quad (30)$$

$$\text{Voltage transformer} = 970 + 152 = 1122 \text{ volt}$$

Perhitungan dilakukan dengan menghitung ukuran KVA *transformer*.

$$\begin{aligned} \text{KVA} &= \frac{\text{Voltage supply} \times \text{Ampere Motor} \times 1.73}{1000} \\ \text{KVA} &= \frac{1122 \times 39 \times 1.73}{1000} \\ &= 76 \text{ KVA} \end{aligned} \quad (31)$$

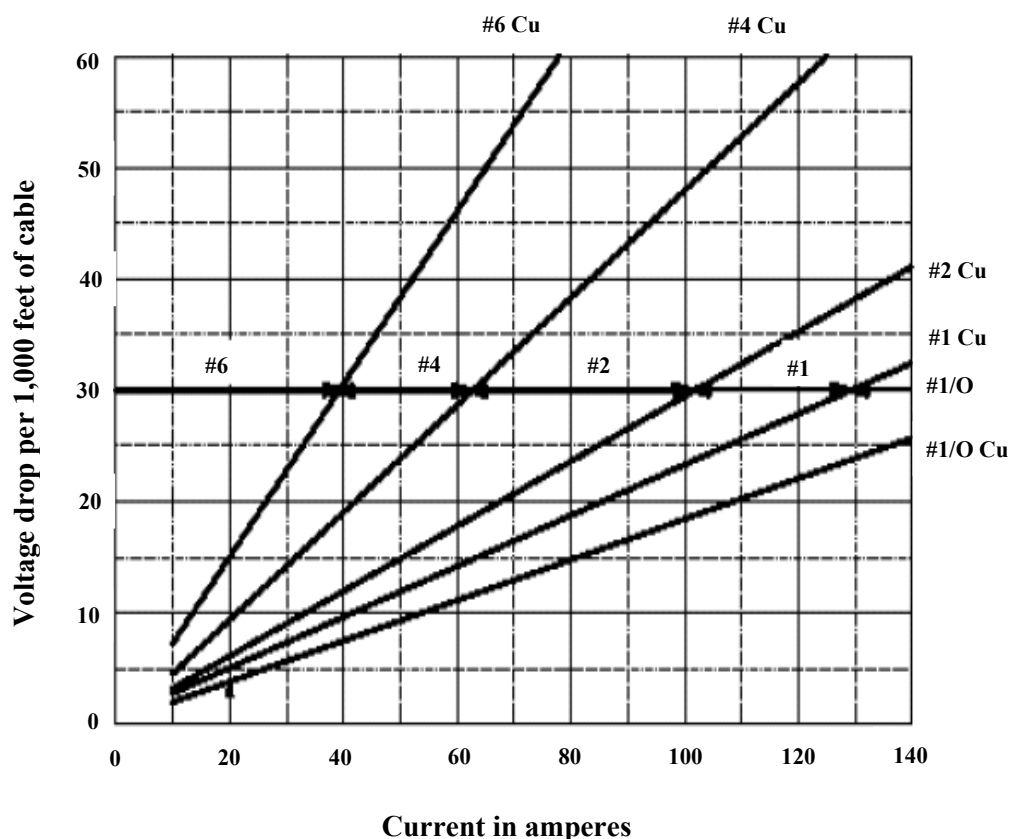
Berdasarkan *voltage* yang akan disuplai transformer dan besarnya KVA dipilih tipe transformernya. Transformer yang digunakan adalah 130KVA, 480V, 60Hz, 156A S/N 98010035.

Pemilihan switchboard

Pemilihan dilakukan berdasarkan besarnya *voltage* motor, horse power serta ampere beban motor.

Berdasarkan motor = 60 HP-60Hz-970 V-39 Amps.

Pilih switchboard = model 2125-3VT-130KVA, 480 Volt, 60Hz, 160A S/N 51105793.



Gambar 5. Cable voltage drop chart

Berdasarkan perhitungan dan desain yang sama seperti sumur AZ-049 desain instalasi ESP untuk sumur AZ-084 dan AZ-025. Sumur AZ-084 memiliki peningkatan sebesar 86%, dari 643 BFPD menjadi 1195 BFPD. Peningkatan tertinggi tercatat pada Sumur AZ-025 sebesar 124%, di mana laju alir fluida meningkat dari 246 BFPD menjadi 551 BFPD. Secara keseluruhan menghasilkan produksi kotor (*gross production*) total 2817 BFPD dan peningkatan produksi minyak bersih (Oil Gain) sebesar 364,5 BOPD.

HASIL DAN DISKUSI

Performa *electric submersible pump* (ESP)

pada sumur AZ-049, AZ-084, dan AZ-025, yang memiliki water cut tinggi, dimulai dengan pembuatan kurva IPR metode Pudjo Sukarno untuk menentukan laju alir produksi yang diinginkan, yaitu 1102 BFPD (AZ-049), 1005 BFPD (AZ-084), dan 435 BFPD (AZ-025). Berdasarkan laju alir produksi yang diinginkan dan tekanan alir dasar sumur (P_{wf}), ditentukan *working fluid level* (WFL) dan *pump setting depth* (PSD) dengan menambahkan *fluid over pump* (FOP) yang besar (1000-1800 ft) untuk meminimalkan perubahan kedalaman pompa dan menjaga gas bebas di bawah 10% dengan bantuan gas separator dan *advance gas handler*. PSD yang dihasilkan adalah 6080 ft (AZ-049), 5423 ft (AZ-084), dan 6550 ft (AZ-025).

Perhitungan *total dynamic head* (TDH) digunakan untuk menentukan jumlah *stages* yang dibutuhkan; misalnya, AZ-049 memerlukan 190 *stages* (IND-1000) hingga 186 *stages* (IND-1300), lalu dipilih *stages* yang tersedia di lapangan (misalnya 230 *stages* untuk IND-1300). Pemilihan akhir pompa didasarkan pada efisiensi tinggi dan laju produksi optimal, menghasilkan pemilihan ESP tipe IND-1300 untuk AZ-049 (1090 BFPD, 61% efisiensi) dan AZ-084 (1195 BFPD, 62% efisiensi), serta IND-750 untuk AZ-025 (551 BFPD, 57% efisiensi). Selanjutnya, dipilih motor dengan *horse power* (HP) dan voltase tertinggi (misalnya 970V atau 1310V) serta ampere terkecil untuk meminimalisir penggantian *switchboard* di masa depan, diikuti pemilihan kabel dan transformer 130 KVA.

Analisis korelasi kedalaman penempatan pompa (PSD) dengan persentase *gas liquid ratio* (GLR) dalam ESP.

Analisis sensitivitas dilakukan untuk memahami pengaruh perubahan *pump setting depth* (PSD), yang ditentukan oleh *fluid over pump* (FOP), terhadap persentase gas bebas yang terbentuk pada pompa. Jika FOP berkurang (pompa lebih dangkal/ PSD lebih kecil), *pump intake pressure* (PIP) akan menurun. Penurunan PIP ini mengurangi kelarutan gas dalam fluida, sehingga jumlah gas yang terlarut berkurang. Akibatnya, persentase gas bebas yang terbentuk pada kondisi *intake* pompa meningkat, memperbesar risiko *gas lock*. Sebaliknya, jika FOP bertambah (pompa lebih dalam/ PSD lebih besar), PIP akan meningkat. Peningkatan PIP menyebabkan kelarutan gas dalam fluida meningkat pula. Dengan *gas liquid ratio* (GOR) yang sama, jumlah gas yang terlarut menjadi lebih banyak. Hal ini secara langsung mengurangi persentase gas bebas yang terbentuk pada *intake* pompa, sehingga meningkatkan efisiensi dan keandalan operasi ESP.

Analisis ekonomi

Indikator keuntungan berdasarkan *production sharing model contract cost recovery* yang digunakan dalam industri migas adalah NPV (*net present value*), IRR (*internal rate of return*), POT (*pay out time*), *profitability index* (PI). (Pamungkas 2024). Komponen biaya yang timbul dari proyek ini untuk *proses well service* pada pompa *electric submersible pump* (ESP) US\$ 106260.

Sedangkan untuk komponen pendapatan diperoleh dari minyak yang diproduksi (*oil gain*). Sumur AZ-049, Sumur AZ-084 dan Sumur AZ-025 dengan *oil gain* sebesar 364,35 BOPD, jika diasumsi harga minyak US\$ 82 dan *decline rate* sebesar 10% pertahun dan monitoring selama 2 tahun. *Well service* pada sumur ini dilakukan pada bulan mei 2024. Berikut adalah perhitungan dan tabulasi NPV dari sumur AZ-049, sumur AZ-084 dan sumur AZ-025 menggunakan ROR atau suku bunga 10% pertahun.

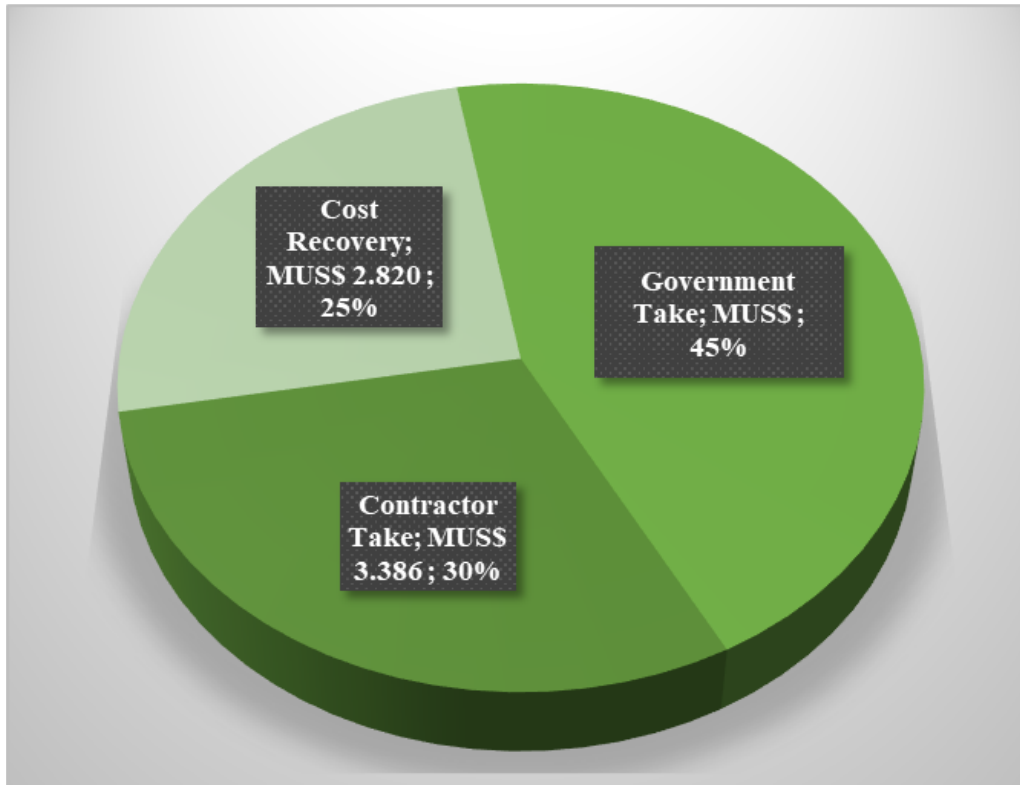
Berdasarkan Tabel VI diatas, dapat disimpulkan bahwa proyek pergantian pompa esp pada Sumur AZ-049, Sumur AZ-084 dan Sumur AZ-025

Tabel 6. Hasil perhitungan keekonomian

Economic calculation result		
Parameter	Unit	Value
Production		
- Oil Production	bopd	364,7
Price		
- Oil Price	USD/bbls	82,0
Production cost		
- Oil Production Cost	USD/bbls	20,0
- Gas Production Cost	USD/mscf	0,0
Gross revenue	MUS\$	11285,1
- Oil Gross Revenue	MUS\$	11285,1
- Gas Gross Revenue	MUS\$	0,0
FTP	MUS\$	564,3
Gross revenue - FTP	MUS\$	10720,8
Expenditure	MUS\$	2869,3
- Investment Cost	MUS\$	106,3
- Investment Capital Cost	MUS\$	106,3
- Investment Non Capital Cost	MUS\$	0,0
- Abandonment & Site Restoration	MUS\$	10,6
- Operating Cost	MUS\$	2752,5
- Depreciation	MUS\$	116,9
Cost Recovery	MUS\$	2820,0
Equity to be split	MUS\$	7900,8
Government take	MUS\$	5079,0
Contractor take	MUS\$	3386,0
NPV	MUS\$	3088,9
ROR	%	27,6
POT	Years	0,0
Net profit	MUS\$	3336,7
Net profit margin	%	1,2
PI		30,1

menunjukkan kelayakan investasi dan profitabilitas yang sangat tinggi, ditandai dengan semua indikator keuntungan berada pada nilai yang sangat kuat. *Net present value* (NPV) proyek mencapai \$3.089 Juta dan Laba Bersih sebesar \$3.337 Juta, menegaskan kemampuan proyek untuk menciptakan nilai ekonomi yang substansial melampaui biaya modal yang dikeluarkan. Selain itu, *profitability index* (PI) yang mencapai 30,07 mengindikasikan bahwa setiap dolar yang diinvestasikan menghasilkan pengembalian lebih dari tiga puluh kali lipat. Hasil ini diperkuat oleh *net profit margin* yang luar biasa di angka

116,29%, sebuah angka yang menggarisbawahi efisiensi biaya yang ekstrem dalam pelaksanaan proyek ini. Efisiensi proyek juga terlihat dari kecepatan pengembalian modalnya. *Pay out time* (POT) hanya 0,035 tahun, yang setara dengan waktu balik modal kurang dari dua minggu (sekitar 13 hari), menunjukkan risiko likuiditas yang sangat rendah dan pengembalian modal yang sangat cepat. Kecepatan ini didukung oleh *rate of return* (ROR) mencapai 2761,33%. Secara keseluruhan, hasil analisis finansial ini menempatkan proyek desain perencanaan ESP Sumur AZ-049, Sumur AZ-084 dan Sumur AZ-025 sebagai investasi yang sangat



Gambar 6. Skema *production sharing contract cost recovery*

atraktif, minim risiko, dan memiliki potensi pengembalian dalam jangka waktu yang sangat singkat. Pembagian pada skema *production sharing contract cost recovery* bisa dilihat pada Gambar 6.

KESIMPULAN

Perencanaan implementasi pompa *electric submersible pump* (ESP) bertujuan untuk meningkatkan laju produksi fluida dengan membandingkan kondisi eksisting dan hasil perencanaan. Dari hasil perhitungan, program ESP berhasil menunjukkan peningkatan produksi yang signifikan pada tiga sumur. Peningkatan terkecil terjadi pada Sumur AZ-049 sebesar 12,7%, dari 902 BFPD menjadi 1017 BFPD. Peningkatan lebih lanjut dicapai di Sumur AZ-084 sebesar 86%, dari 643 BFPD menjadi 1195 BFPD. Peningkatan tertinggi tercatat pada Sumur AZ-025 sebesar 124%, di mana laju alir fluida meningkat dari 246 BFPD menjadi 551 BFPD. Secara kolektif, implementasi ini menghasilkan Produksi Kotor (*gross production*) total 2817 BFPD dan peningkatan produksi minyak bersih (*oil gain*)

sebesar 364,5 BOPD. Spesifikasi desain ESP yang digunakan pada ketiga sumur adalah pompa IND-1300/230 stgs dan *gas separator single feature rotary*, dengan variasi pada voltase motor (970V atau 1310V), panjang kabel (antara 5522 ft hingga 6646 ft), serta penggunaan Switchboard dan Transformer standar 130 KVA.

Analisis ekonomi terhadap proyek perbaikan sumur ini menunjukkan kelayakan finansial yang unggul dengan indikator yang sangat positif di seluruh parameter. *Net present value* (NPV) proyek yang mencapai \$3.089 Juta menegaskan penciptaan nilai yang signifikan melebihi biaya modal. Efisiensi modal ditunjukkan oleh *profitability index* (PI) yang sangat tinggi, yaitu 30,07, dan didukung oleh *rate of return* (ROR) sebesar 2761,33%. Lebih lanjut, proyek ini memiliki risiko likuiditas yang sangat rendah dengan *pay out time* (POT) hanya 0,035 tahun (sekitar 13 hari) dan *net profit margin* yang luar biasa di atas 100% (116,29%), secara kolektif mengindikasikan bahwa proyek ini merupakan investasi yang sangat baik dengan pengembalian modal yang cepat dan keuntungan yang potensial.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis menyampaikan apresiasi dan ucapan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada PT. Pertamina Hulu Rokan Zona 4 dan Fakultas Teknik Universitas Sriwijaya atas dukungan yang telah diberikan selama pelaksanaan penelitian ini.

DAFTAR ISTILAH

Simbol	Definisi	Unit
A0	Konstanta 0	
A1	Konstanta 1	
A2	Konstanta 2	
BFPD	Barel Fluid Per Day	
Bg	Faktor Volume Pembentukan Gas	bbl/mscf
BOPD	Barel Oil Per Day	
D	Depth	ft
DFL	Dynamic fluid level	ft
EP	Pump efficiency	%
F	Tubing head friction	ft/1000ft
FOP	Fluid Over Pump	ft
Freq	Frekuensi	Hz
FTP	First Trache Petroleum	US\$
GF	Gradien fluida	psi/ft
GOR	Gas Oil Ratio	scf/stb
HC	Head Capacity	ft/stage
HD	Vertical Lift	ft
HF	Head Friction	ft
HHP	Brake Horse Power	HP
HP	Horse Power	HP/stage
HT	Tubing Head	ft
Hz	Hertz	
ID casing	Diameter dalam casing	inch
ID tubing	Diameter dalam Tubing	inch
IPR	Inflow Performance Relationship	

IRR	Internal Rate of Return	%
k	Permeabilitas	darcy
KVA	Kilovolt-Ampere	
Mid Perfo	Middle perforation	ft
NPV	Net Present Value	US\$
OC	Oil Cut	%
Pb	Tekanan bubble point	psi
Pc	Tekanan casing	psi
PI	Profitability Index	
PI = J	Produktivity index	bpd/psi
PIP	Pump intake pressure	psi
POT	Payback Period	tahun
Pr	Tekanan Reservoir	psi
Ps	Tekanan Statik	psi
PSD	Pump Setting Depth	ft
Pwf	Tekanan Alir Dasar Sumur	psi
Q	Laju Alir	bpd
Qmax	Laju Alir Maksimum	bpd
Qo	Laju Alir Minyak	bopd
Qopt	Laju Alir Optimum	bpd
Qt / Qgross	Laju Alir Total	bpd
Qtheoretical	Laju Alir Teritikal	bpd
Qw	Laju Alir Air	bwpd
Rs	Kelarutan Gas Dalam Minyak	scf/stb
SFL	Static Fluid Level	ft
SG	Sprecific Gravity	
SG _{mix}	Specific Gravity Campuran Fluida	
SG _{oil}	Specific Gravity Minyak	
SG _{water}	Specific Gravity Air	
TDH	Total Dynamic Head	ft
Volt	Voltage	
WC	Water Cut	%
WFL	Working Fluid Level	ft

DAFTAR PUSTAKA

- Adikurniawan, Nanang. (2025). Evaluasi Dan Optimasi Electric Submersible Pump (ESP) menggunakan Software Pipesim pada Sumur NA-03, Sumur NA-12, dan Sumur NA-15 Di Lapangan Lotus PT Pertamina EP Cepu Regional 4 Zona 11. Other thesis, Universitas Pertamina.
- Ainunsari, A. (2024). Evaluasi Dampak Sosial Ekonomi Operasi Perminyakan terhadap Komunitas Lokal: Perspektif Kualitatif di Wilayah Penghasil Migas. *Geoteknik*, 1(1), 1–5. Diambil dari <https://eng.arbain.co.id/index.php/geoteknik/article/view/1>
- Amanda, Efa D., H. T. Ronaldo, N. D. Wijoyo, Steven Chandra, and A. A. Prasandi. (2019). *Progressing Cavity Pump As a Solution To Increase Productivity of Highly Viscous Oil Wells With Sand Production: A Case Study of Field X. Scientific Contributions Oil and Gas* 42(3): 59–63. <https://doi.org/10.29017/SCOG.42.3.376>.
- Ardiansyah, D. (2016). Pedoman Kerja Teknik Produksi. PT. Pertamina EP Asset 1, Lirik Field.
- Brown, K. E. (1977). *The Technology of Artificial Lift Methods Volume 1*. United States of America : The University of Tulsa.
- Brown, K. E., (1977). *The Technology of Artificial Lift Methods Volume 4*. United States of America : The University of Tulsa.
- Brown, K. E., (1980). *The Technology of Artificial Lift Method. Vol 2A*. Tulsa, Oklahoma: Penn Well Publishing Company.
- Craft, B. C., Hawkins M. F. (1962). *Applied Petroleum Reservoir Engineering Second Edition*. Prentice-Hall Inc., Englewood Cliffs, New Jersey, Page 246-248.
- Economides, M. J., & Hill, A. (1994). *Petroleum Production Systems*. Prentice Hall PTR. Upper Saddle River. New Jersey. Page 421-452.
- Fathurrahman, Pradana Fadlilah. (2024). Evaluasi Sistem Electric Submersible Pump (ESP) dengan Metode Quicklook Di Lapangan Karawaci Menggunakan Model Lapangan Terintegrasi (IPM). Other thesis, Universitas Pertamina.
- Floriantina, E., (2021). Perbandingan antara production sharing contract cost recovery dan gross split dalam usaha hulu minyak dan gas bumi di indonesia. *Jurnal Privat Law*, 9.
- Galawidya, D. A., (2008). Analisis perbandingan termin fiskal production sharing contract di Indonesia, production sharing contract non cost recovery dan production contract di Malaysia. Unpublished Master Thesis. Universitas Indonesia, Depok, Indonesia.
- Goridko, Kirill Alexandrovich, Khabibullin, Rinat Alfredovich, Verbitsky, Vladimir Sergeevich, Shabonas, Arturas Rimo, and Guzel Kazakbaeva. (2021). "New Methodology for Calculating the Impact of High Free Gas Content in the Flow on ESP Characteristics for the West Siberia Fields." Paper presented at the SPE Russian Petroleum Technology Conference, Virtual. doi: <https://doi.org/10.2118/206468-MS>.
- Hadi, Fitra. (2022). Evaluasi Penyebab Kegagalan Pompa Electric Submersible Pump (ESP) Pada Lapangan X Menggunakan Data Dismantle Inspection Failure Analysis (DIFA). Other thesis, Universitas Islam Riau.
- Husnurofiq, Arif. (2020). Perencanaan Electric Submersible Pump (ESP) Di Sumur PDM-14 PT. Pertamina EP Lapangan Tambun. S1 thesis, Universitas Mercu Buana Bekasi.
- Indriani, Erdila, Sitti Nurul Septyani Rasako, and Erwin B. Pattikayhatu. (2025). Evaluasi Penggantian Artificial Lift Sucker Rod Pump (SRP) Menjadi Electrical Submersible Pump (ESP) Untuk Meningkatkan Produksi Minyak Sumur S Lapangan Kawengan. *Lembaran Publikasi Minyak dan Gas Bumi* 58(3): 163–71. <https://doi.org/10.29017/LPMGB.58.3.1697>
- Matheus, Laura, Penagos, dkk. 2024. "ESP Rotary Gas Separator Configuration for Harsh Environments, High Contents of Free Gas, High Temperatures and Viscous Conditions." Paper presented at the SPE Artificial Lift Conference and Exhibition - Americas, The Woodlands, Texas, USA.. doi: <https://doi.org/10.2118/219562-MS>.

Pamungkas, Mohd Wirawan Putra. 2024. "Hydraulic Fracturing Evaluation of Well ZAA-011 Pangkalan Susu Field, North Sumatera. *Journal of Petroleum And Geothermal Technology*. 5(2):58–66.<https://doi.org/10.31315/gt.v5i2.13268>.

Sari, Riska Laksmi., & Ababil, Pijar Fitrah. (2023). Evaluasi Workover Rig N55XC-M Untuk Program Penggantian Electric Submersible Pump (ESP) Pada Sumur AMR-15. *Teknika Sains: Jurnal Ilmu Teknik*. <https://doi.org/10.24967/teksis.v8i1.207>.

Teves, Ricardo, Oyarzun, dkk. (2020). "Production Optimization of Deep Commingled Multizone Wells with High Gas Content Using ESP and Digital Solutions." Paper presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Virtual. doi: <https://doi.org/10.2118/198939-MS>.

Widia, Safitri and Rini, Efrianti. dkk. (2022). Pengaruh Nilai Ekspor Migas dan Non Migas Terhadap Pertumbuhan Ekonomi Indonesia Tahun 2001-2020. Other thesis, Universitas Baturaja.

Widiyanto, Gathuk, and Ego Syahrial. (2022). Optimasi Pompa Pada Dewatering Sumur CBM. *Lembaran publikasi minyak dan gas bumi* 44(2): 144–53. <https://doi.org/10.29017/LPMGB.44.2.160>

Widodo, Aris., Suranto, dkk. 2024. Evaluation Of The Use of Diptube and Cyclone On The Hpu Pump Downhole to Address The Sand Problem and Gas Interference in The ARD-022 Pangkalan Susu Field. *Journal of Petroleum and Geothermal Technology*. 5(2): 1–11.<https://doi.org/10.31315/jpgt.v5i2.1234>

Xing, S. B., Zhang, D., Xu, J. Y., Wu, Y. X., and X. P. Wang. 2021. "Investigation on Downhole Gas-Liquid Two Phase Separation and Mixing Transportation Characteristics with High Gas Fraction." Paper presented at the ISRM Regional Symposium - 11th Asian Rock Mechanics Symposium, Beijing, China. doi: <https://doi.org/10.1088/1755-1315/861/3/03208>