

IJoEM

Indonesian Journal Of Energy & Mineral



POLITEKNIK ENERGI DAN MINERAL AKAMIGAS

Jalan Gajah Mada No. 38, Cepu 58315, Kab. Blora, Jawa Tengah

☎ 0296-421897 🌐 jurnal.akamigas.ac.id

IJoEM

Indonesian Journal Of Energy & Mineral



POLITEKNIK ENERGI DAN MINERAL AKAMIGAS

Jalan Gajah Mada No. 38, Cepu 58315, Kab. Blora, Jawa Tengah

☎ 0296-421897 🌐 jurnal.akamigas.ac.id

Indonesian Journal of Energy and Mineral
ISSN 2775-5142
2797-9911 (online)
Volume 4, No. 2, October 2024

The aim of Indonesian Journal of Energy & Mineral is to energize the communities by knowledge findings, transfer, and sharing between the scientists, vocational lecturer, and professionals working across energy and mineral field.

The Indonesian Journal of Energy & Mineral covers the energy and mineral exploration, production, and conservation in its broadest possible sense. The topics related to this journal include but are not limited to: Petroleum Engineering, Petroleum economics, Petroleum geology, Refinery and petrochemicals, Logistics engineering, Geochemistry, Electrical engineering, Renewable Energy, Energy conservation, Mining engineering, Metallurgy, Drilling and well intervention, Formation evaluation, Energy policy and security, Mechanical engineering, Information technology, Instrumentation engineering, and Carbon capture & storage.

Contact the Journal:

Politeknik Energi dan Mineral Akamigas

Jalan Gadjah Mada No. 38 Cepu 58315

E-mail: ijoem.journal@gmail.com

Telephone: +62-296-421897

ISSN 2775-5142
2797-9911 (online)
Indonesian Journal of Energy & Mineral (IJoEM)

Editorial Board

1. Editor in Chief

Dr. Gerry Sasanti Nirmala, S.T, M.T
[Politeknik Energi & Mineral Akamigas]

2. Executive Editors

Dr. Erdila Indriani, S.Si., MT
[Politeknik Energi & Mineral Akamigas]

Dr. Asepata Surya Wardhana, S.T., M.T
[Politeknik Energi & Mineral Akamigas]

Dr. Ayende, S.T., M.K.K.K
[Politeknik Energi & Mineral Akamigas]

Astri Kusuma Dewi, S.T, M.Eng
[Politeknik Energi & Mineral Akamigas]

Purnomosidi, ST., MT., PhD
[Politeknik Energi & Mineral Akamigas]

Dr. Oksil Venriza, S.Si., M.Eng
[Politeknik Energi & Mineral Akamigas]

Ferro Aji
[Politeknik Energi & Mineral Akamigas]

3. Associate Editors

Arya Dwi Candra, M.Si.
[Politeknik Energi & Mineral Akamigas]

Ibnu Lukman Pratama, M.Si
[Politeknik Energi & Mineral Akamigas]

Pradini Rahalintar, MT
[Politeknik Energi & Mineral Akamigas]

Silvy Yusnica Agnesty, MT

[Politeknik Energi & Mineral Akamigas]

4. Feature Editors

Gregorius. D. Pudyakinarya, S.Kom
[Politeknik Energi & Mineral Akamigas]

Yulius Dwi Cahyono
[Politeknik Energi & Mineral Akamigas]

Agus Setiyono, M.Kom
[Politeknik Energi & Mineral Akamigas]

Asa Aditya Persada, M.Si
[Politeknik Energi & Mineral Akamigas]

Rendy Bagus Pratama, M.Kom
[Politeknik Energi & Mineral Akamigas]

5. Editorial Board

Dowry Retno Mitayani, S.Sos
[Politeknik Energi & Mineral Akamigas]

I Komang Fitrawan Antara, S.T
[Politeknik Energi & Mineral Akamigas]

Mohammad Rizki Pradana, M.T
[Politeknik Energi & Mineral Akamigas]

6. Reviewers

Dwi Normawati, M.Eng
[Universitas Ahmad Dahlan]

Nurul Hidayati, M.T
[Politeknik Negeri Malang]

Dr. Asep. Muhammad Ishaq Shiddiq., ST., MT
[Politeknik Energi dan Pertambangan Bandung]

Agus Alexandri, S.T, M.T
Mukhamad Faeshol Umam, S.T., M.E
[Pusat Pengembangan Sumber Daya Manusia Minyak dan Gas Bumi]

Yeni Widiyawati, M.Pd
[Universitas Ivvet Semarang]

Dr. Erdila Indriani, S.Si, M.T
Dr. Asepta Surya Wardhana, M.T
Dr. Diyah Rosiani, S.Si, M.T
Ir. Tun Sriana, S.T, M.T, P.hD, M.Sc. Eng
Astrie Kusuma Dewi, S.T, M.Eng
Dr. Ir. Oksil Venriza, S.Si., M.Eng
Yohanes Gunawan, S.T, M.T
Dr. M Zaky Zaim Muhtadi, M.Eng
Dr.Drs. Suka Handaja Budi, M.T
Hafid Suharyadi, S.T, M.T
Dwi Nurma Heitasari, S.H, M.H
Nano Ardhiyanto, S.T, M.T
Dr. Anasit, S.T., M.T.
Dr. Gerry Sasanti Nirmala, S.T, M.T
Asa Aditya Persada, M.Si
Agus Setiyono, M.Kom
Hernawan Novianto, S.ST, M.T
Andian Ari Istiningrum, S.E., M.Com
Sujono, M.T
[Politeknik Energi dan Mineral Akamigas]

ISSN 2775-5142
2797-9911 (online)
Volume 4, No. 2, October 2024

Contents

Pages

Kinerja Sistem Array 13 PLTS Terapung 145 MW AC Cirata Dengan Simulasi PVSyst 7.4 Pujianto, Aripriantoni , Priskila Angelina Sakey, Wasis Waskito	57
Optimalisasi Unjuk Kerja Sea Water Booster Pump Pada PT PLN Nusantara Power UP Muara Tawar Blok 5 Hernawan Novianto, Wino Syafputra	67
Design Planning of Artificial Lift Hydraulic Jet Pump at Suspend Well in PT Pertamina EP Field Navira Maharani, Pradini Rahalintar	75
Evaluating Well Service Rig Utilization for Competency-Based Training in the Oil and Gas Energy Sector Mukhamad Faeshol Umam, M Samsul Hadi Alam, Agus Alexandri, Asep Mohamad Ishaq Shiddiq.....	85
Perencanaan Stimulasi Pengasaman Menggunakan <i>Matrix Acidizing</i> pada Sumur IA Lapangan K Iglina Ihda Aulia Kaliky, Gerry Sasanti Nirmala, Deny Ismail Pellu	99
Perlakuan Variasi Sudut Air Datang pada Sudu 8/16/32 Terhadap Peningkatan Efisiensi Turbin Muhammad Alif Kurnawan, Shinta Ningrat, Ferro Aji.....	107

Kinerja Sistem Array 13 PLTS Terapung 145 MW AC Cirata Dengan Simulasi PVSyst 7.4


Pujianto^{1*}, Aripriantoni¹, Priskila Angelina Sakey¹, Wasis Waskito¹

¹ Teknik Instrumentasi Kilang, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Indonesia

ABSTRAK

Energi Baru Terbarukan (EBT) adalah sumber energi alami seperti angin, air, matahari biogas dan panas bumi yang tidak melibatkan pembakaran. Penggunaannya dianggap ramah lingkungan dan berpotensi mengurangi dampak pemanasan global. Di Indonesia, potensi EBT mencapai 418 GW, dengan energi surya menjadi salah satu yang paling menjanjikan karena radiasi matahari yang tinggi sepanjang tahun. Pengembangan pembangkit listrik tenaga surya, termasuk yang terapung di perairan, menjadi fokus, seperti yang diizinkan oleh regulasi baru. Pembangkit listrik tenaga surya terapung meningkatkan efisiensi hingga 12%, bahkan lebih dengan menggunakan teknologi modul surya jenis bifacial. Studi ini mengevaluasi pembangunan dan performa dua komponen utama dari Array 13 PLTS Terapung, dengan fokus pada efisiensi energi dan penilaian kualitas sistem. Analisis menggunakan PVSyst menunjukkan perbedaan signifikan dalam nilai *Performance Ratio* (PR) dibandingkan dengan perhitungan manual, menyoroti pentingnya penilaian yang cermat untuk memastikan kinerja optimal. Dalam keseluruhan, meskipun terdapat perbedaan dalam metode perhitungan, Array 13 pada PLTS Terapung dianggap layak secara sistem dengan PR yang mencapai 70-90% sesuai standar IEC 61724-1:2017.

Kata kunci: EBT, PLTS Terapung, Performance Ratio, Efisiensi Energi, PVSyst

 pujiyanto1968@gmail.com

1. Pendahuluan

Sumber Energi Baru Terbarukan dari alam seperti bayu, air, gelombang laut, matahari, biogas dan geotermal. Menggunakan EBT tanpa melibatkan proses pembakaran adalah konsep yang dikenal sebagai cara yang lebih ramah lingkungan dan tidak berdampak negatif pada masalah pemanasan global. Namun, penting untuk diingat bahwa dalam mengembangkan sumber EBT ini perlu mempertimbangkan potensi sumber energi yang tersedia di setiap wilayah. [1]

Kandungan sumber EBT di wilayah Indonesia mencapai total 418 GW. Ini mencakup potensi dari berbagai sumber EBT, dengan tenaga matahari memiliki potensi 209,8 GW, tenaga bayu 60,6 GW, tenaga hidro 75 GW, tenaga gelombang laut 17,9 GW, tenaga geothermal 23,9 GW, dan tenaga bioenergi sebesar 32,6 GW.[2]

Menurut data dari Outlook Energi Indonesia tahun 2019, energi surya diidentifikasi sebagai sumber energi masa depan yang sa-

ngat potensial dan ramah lingkungan. Energi surya dianggap sebagai solusi alternatif yang efektif dalam mengurangi ketergantungan pada energi fosil. Potensi energi surya di Indonesia diperkirakan mencapai 207,8 G-Wp. Tingkat radiasi matahari di Indonesia sepanjang tahun tinggi dikarenakan terletak di garis khatulistiwa. Radiasi matahari rata-rata tertinggi sekitar 4,80 kWp/m²/hari dan ini sangat potensi dalam pengembangan energi matahari sebagai pembangkit listrik yang ramah lingkungan. Mengingat untuk mendirikan pembangkit tenaga matahari kapasitas yang besar di dibutuhkan Photovoltaik yang sangat banyak, tentu akan membutuhkan lahan yang sangat luas, maka solusi mengembangkan tenaga matahari ini dengan memanfaatkan danau untuk digunakan sebagai tempat PV (photovoltaik) nya.[3],[19].

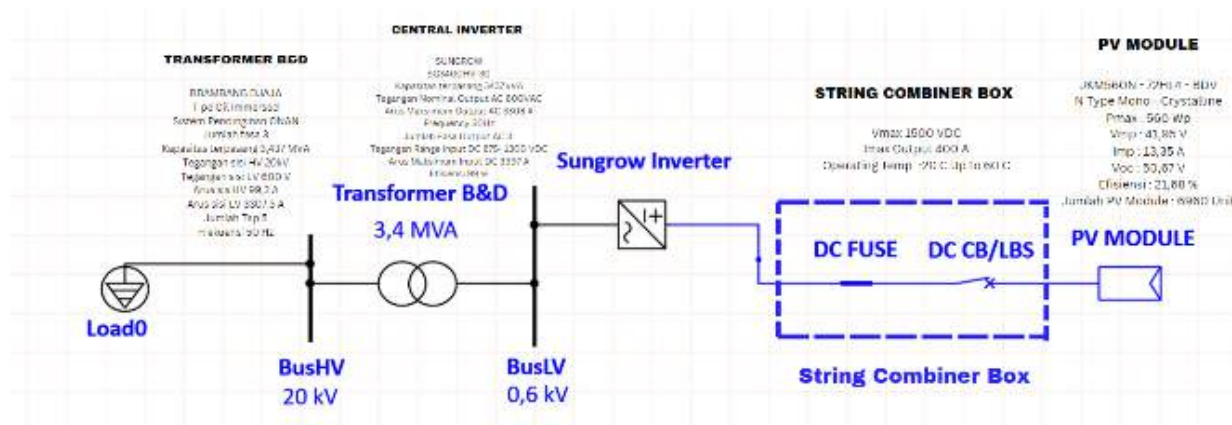
PLTS Terapung atau *Floating Photovoltaic* (FPV) merupakan salah satu pemanfaatan tenaga surya menggunakan teknologi modul surya PV yang diletakkan mengapung di perairan, sistem pembangkit tenaga surya terapung ini dapat meningkatkan efisiensi mencapai 12%. Untuk pembangunan PLTS

Floating PV 145MW Cirata menggunakan modul surya jenis bifacial maka akan menambah efisiensi mencapai 14%-18% sehingga semakin bagus efisiensinya maka semakin sedikit juga lahan perairan yang digunakan. [4]

Performance Ratio (PR) adalah indikator kualitas suatu sistem yang dinilai berdasarkan jumlah energi yang dihasilkan setiap tahun. Jika nilai PR sistem berada dalam rentang 70-90% berdasarkan IEC 61724-1:2017, maka dapat dianggap bahwa sistem tersebut memenuhi syarat. [5]

2. Metode

Dalam studi ini peneliti akan melakukan perhitungan *Performance Ratio* (PR) dengan simulasi menggunakan perangkat lunak Pvsyst dan juga melakukan perhitungan secara manual. Semua data spesifikasi peralatan diperhitungkan dengan menggunakan simulasi Pvsyst dan perhitungan manual. Sebelum masuk pada perhitungan, berikut ini **Gambar 1** wiring Array 13 berdasarkan simulasi ETAP.



Gambar 1. Wiring Array 13 Menggunakan ETAP

1. Perhitungan Manual
 perhitungan secara manual untuk menentukan nilai *Performance Ratio* dari sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) dengan persamaan [6],

$$\text{Performance Ratio (PR)} = \frac{E_{\text{yield}}}{E_{\text{ideal}}} \quad (1)$$

dimana

$$E_{\text{yield}} = \text{Kapasitas PV} \times N \times H_{\text{tilt}} \times E_f \quad (2)$$

$$\begin{aligned} H_{\text{tilt}} &= \text{PSH} \times 365 \text{ Hari} & (3) \\ E_{\text{ideal}} &= \text{Kapasitas PV} \times N \times H_{\text{tilt}} & (4) \\ E_f &= 100\% - \text{Losses} (\%) & (5) \end{aligned}$$

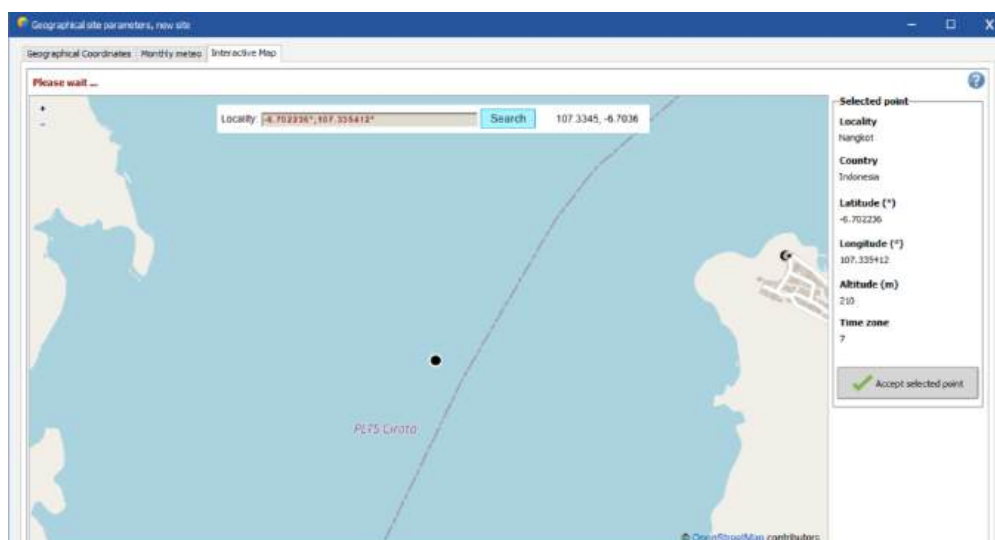
2. Perhitungan Simulasi PVSyst

Perhitungan menggunakan Simulasi ini memerlukan data spesifik terkait lokasi proyek, spesifikasi panel surya, kemiringan panel surya, spesifikasi inverter, dan periode waktu simulasi. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk membandingkan hasil perhitungan PR da-

ri PVSyst dengan perhitungan manual untuk menilai keakuratan dan keefektifan metode simulasi.[6].

a) Lokasi PLTS

Proyek *Floating PV* Cirata berada di wilayah Waduk Cirata di Kecamatan Cipeundeuy Kabupaten Bandung Barat, dan Kecamatan Manis Kabupaten Purwakarta Provinsi Jawa Barat, Indonesia. Letaknya sekitar 125 Km dari pusat Kota Jakarta [7] seperti tampak pada Gambar 2.



Gambar 2. Lokasi PLTS

b) Spesifikasi Panel Surya

Panel surya yang digunakan pada sistem PLTS Terapung khususnya Array 13 adalah Jinko Solar jenis Monocrystalline seperti tam-

pak pada Gambar 3, dengan kapasitas 560 Wp per-modul. JKM560N – 72HL4 – BDV memiliki efisiensi sebesar 21.68% [8].

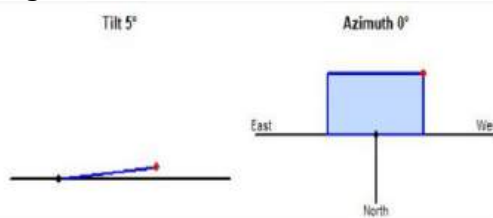


Gambar 3. Panel Surya

c) Kemiringan Panel Surya

Sudut kemiringan merupakan sudut yang digunakan photovoltaik (PV) dipasang untuk langsung menghadap matahari. Karena posisi matahari berubah setiap hari akibat rotasi bumi, sudut pemasangan PV perlu disesuaikan. Biasanya, sudut kemiringan panel surya disamakan dengan garis lintang. Untuk men-

dapatkan energimatahari maksimal, diperlukan sudut kemiringan optimal. Menggunakan simulasi program PVSyst, diperoleh bahwa sudut kemiringan optimal dengan garis lintang adalah 5° (*Tilt Angle*), dan dalam menentukan arah matahari, digunakan sudut Azimuth sebesar 0° , seperti yang terlihat pada Gambar 4 di bawah ini.[9]



Gambar 4. Kemiringan Panel Surya

d) Spesifikasi Inverter

Sungrow SG3400HV-30 adalah salah satu tipe Central Inverter yang diproduksi oleh perusahaan Sungrow Power Supply Co.,Ltd., yang merupakan produsen peralatan energi ter-

barukan terkemuka di dunia. Inverter ini, seperti tampak pada Gambar 5, dirancang untuk proyek atau industri dengan kapasitas daya tinggi [10].



Gambar 5. Inverter

3. Hasil dan Pembahasan

Dalam perhitungan *Performance Ratio* (PR) secara manual diperlukan beberapa data untuk menunjang perhitungan ini yaitu iradiasi matahari dan produksi daya untuk 25 inver-

ter di 5 *incoming* selama satu hari. *Performance Ratio* (PR) dalam Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) adalah ukuran yang digunakan untuk menilai seberapa efisien dan bagus kinerja PLTS dalam mengonversi energi matahari menjadi listrik yang dinyatakan dalam bentuk presentase (%) [11].

Tabel 1. Hasil Iradiasi perhari

No	Jam	Produksi Daya Trafo 1	Iradiasi Matahari
1	05.00	8020,83	0
2	06.00	8021,94	54
3	07.00	8033,75	244
4	08.00	8065,94	468
5	09.00	8117,26	687
6	10.00	8182,13	851
7	11.00	8251,44	944
8	12.00	8325,51	816
9	13.00	8379,44	434
10	14.00	8432,44	623
11	15.00	8483,2	550
12	16.00	8497,59	196
13	17.00	8518,86	44
Rata-rata		8256,179231	454,6923077

Berdasarkan Tabel 1 yang tersedia, produksi daya trafo menunjukkan variasi yang signifikan sepanjang hari. Rata – rata produksi daya adalah 8252,03 dengan standar deviasi sebesar 196,07 yang menunjukkan adanya fluktuasi dalam produksi daya. Produksi daya terendah tercatat pada pukul 05.00 dengan nilai 8020,83 sedangkan produksi daya tertinggi terjadi pada pukul 17.00 dengan nilai 8518,86.

Iradiasi matahari juga menunjukkan variasi yang cukup besar sepanjang hari dengan rata – rata 454,69 dan standar deviasi 324,84. Nilai iradiasi matahari terendah adalah 0 pada pukul 05.00 , sementara nilai tertinggi tercatat pada pukul 11.00 dengan 944. Dari analisis ini, dapat dilihat bahwa produksi daya Trafo 1 cenderung meningkat seiring dengan peningkatan iradiasi matahari, meskipun ada beberapa variasi kecil. Namun, produksi daya tetap tinggi pada pukul 17.00 meskipun iradiasi matahari sudah menurun signifikan yang mengindikasikan adanya faktor lain yang mungkin mempengaruhi produksi daya pada saat tersebut. Berikut perhitungan PR Tahunan sebagai berikut ;

$$\begin{aligned} \text{Energi Listrik} &= YF \times 365 \text{ kWh/wp/Tahun} \\ &= 3,96296 \text{ kWh/wp/hari} \times 365 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Energi pasti} &= 1445,74 \text{ kWh/wp/Tahun} \\ &= YR \times 365 \text{ kWh/wp/Tahun} \\ &= 5,45630 \text{ kWh/wp/hari} \times 365 \\ &= 1991,04 \text{ kWh/wp/Tahun} \end{aligned}$$

$$\text{PR Tahunan} = \frac{\text{Total Energi Listrik yang dihasilkan}}{\text{Total Energi seharusnya dihasilkan}} \quad (6)$$

$$\begin{aligned} \text{PR (Tahunan)} &= \frac{1445,74 \text{ kWp /Wp/Tahun}}{1991,04 \text{ kWp /Wp/Tahun}} \\ \text{PR (Tahunan)} &= 0,726 \\ \text{PR Tahunan} &= 72,6\% [12] \end{aligned}$$

Sehingga PR Tahunan perkiraan untuk sistem Array 13 STA 25 adalah sekitar 72,6 %. Sebagai catatan data iradiasi matahari diambil dalam 1 hari [13]. Nilai *Performance Ratio* (PR) yang dihasilkan dari sistem PLTS Terapung 145 MWp Cirata ini dapat dilihat dengan simulasi menggunakan aplikasi Pvsyst. Parameter terkait seperti jenis PV Module, Inverter, SCB, Transformator, tilt angle, azimuth dan yang lainnya disesuaikan dengan nilai yang telah ditentukan. Gambar 6 merupakan PV characteristics berdasarkan PVSyst.

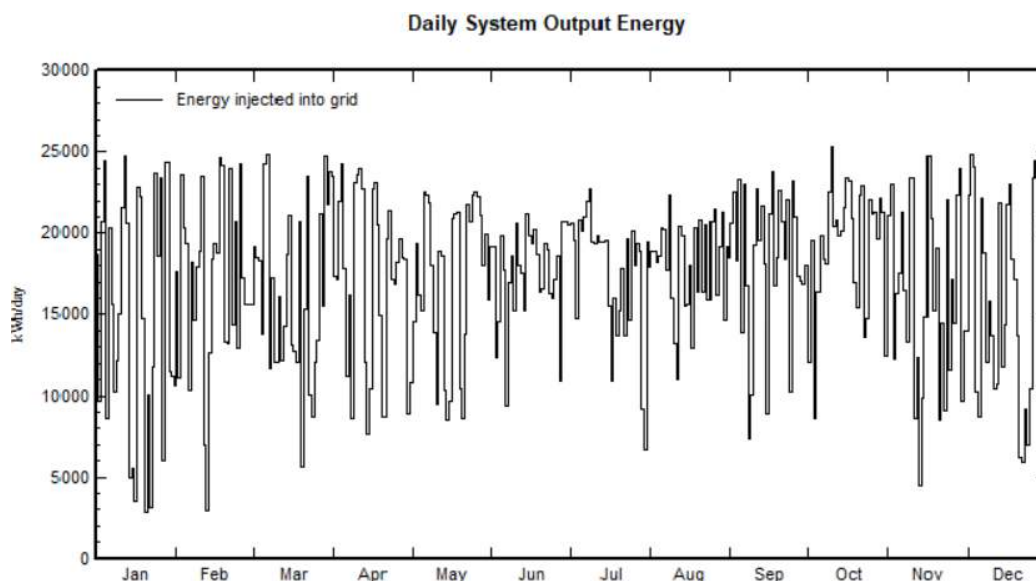
PV Array Characteristics			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	Sungrow
Model	JKM-560N-72HL4-BDV	Model	SG3400-HV-20
(Original Pvsyst database)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	560 Wp	Unit Nom. Power	3437 kWac
Number of PV modules	6960 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	3898 kWp	Total power	3437 kWac
Modules	240 Strings x 29 In series	Operating voltage	875-1300 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>25°C)	3593 kWac
Pmpp	3804 kWp	Pnom ratio (DC/AC)	1.13
U mpp	1119 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	3221 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	3898 kWp	Total power	3437 kWac
Total	6960 modules	Max. power	3593 kWac
Module area	17979 m ²	Number of inverters	1 unit
		Pnom ratio	1.13

Gambar 6. PV Characteristics Berdasarkan PVSyst [14]

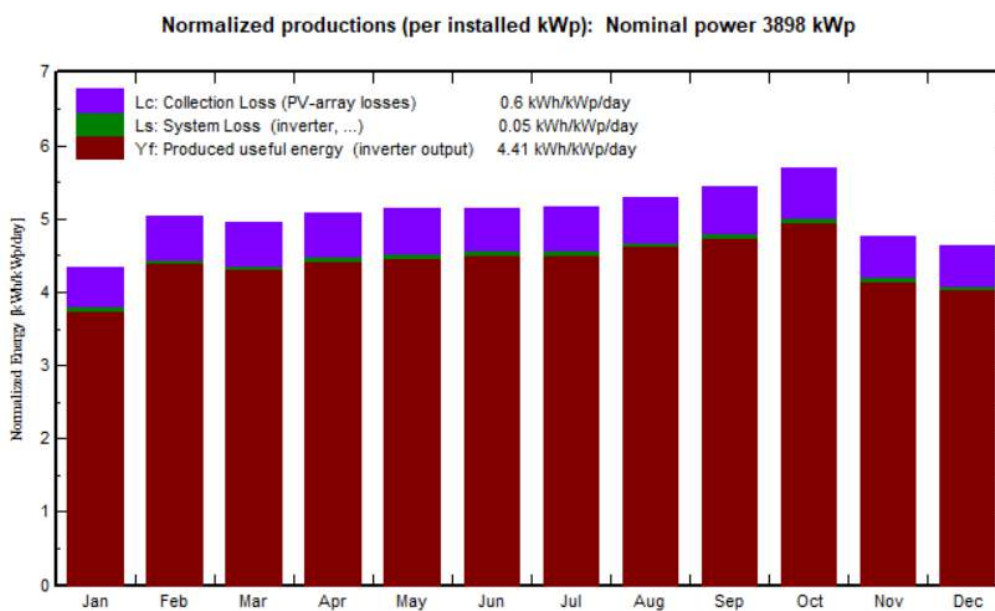
Pada Gambar 6 Sistem PV ini menggunakan modul Jinkosolar JKM560-72HL4-BDV dengan total 6960 modul, menghasilkan daya nominal 3689 kWp dan daya maksimal 3064 kWp pada kondisi operasi 50°C. Modul ini terhubung ke satu unit inverter Sungrow SG3400HV – 20 dengan daya nominal 3437 kWac dan maksimal 3639 kWac pada 25°C. Inverter beroperasi pada tegangan 875-1300 V dengan rasio promosi 1.13, memastikan

konversi daya yang efisien dan andal ke jaringan listrik.

Gambar 7 memperlihatkan hasil produksi energi harian dari Panel Surya. Gambar grafik di atas ini menggambarkan fluktuasi energi seiring dengan perubahan cuaca yang terjadi setiap bulannya, yang memengaruhi jumlah kWh/day yang dihasilkan oleh Panel Surya.[15].



Gambar 7. Energi Output Berdasarkan Pvsyst



Gambar 8. Normalized Production Berdasarkan PVSystem

Pada Gambar 8 dapat dilihat variabel standar hasil dari kinerja Sistem Panel Surya On-Grid dimana dapat diketahui :

- Lc : Rugi rugi pada PV Array sebesar 0.6 kWh/kWp/day
- Ls : Rugi rugi pada Sistem PLTS sebesar 0.05 kWh/kWp/day
- Yf : Energi yang disuplai/ Inverter Output sebesar 4.41 kWh/kWp

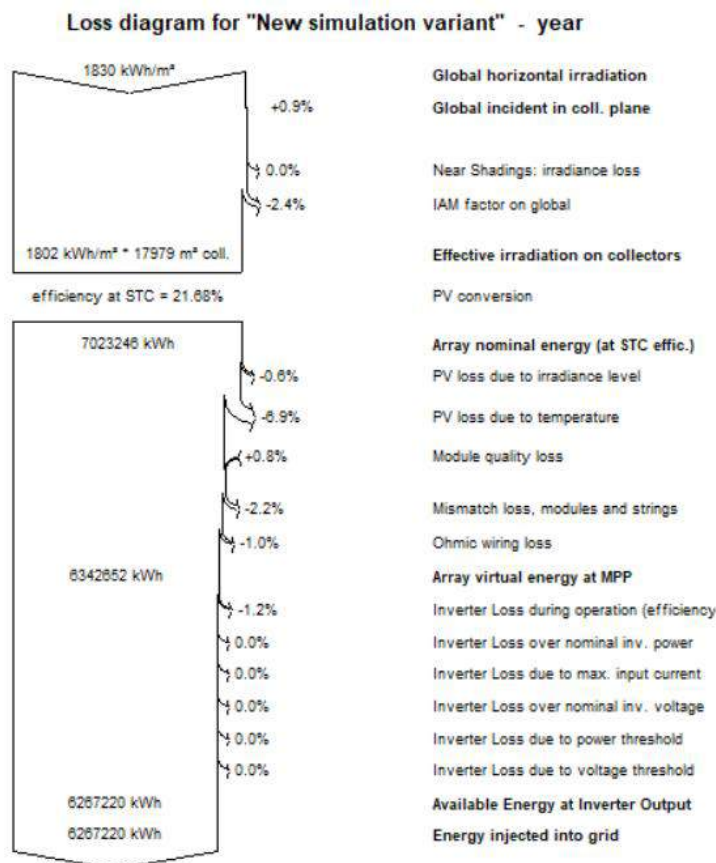
Performance Ratio (PR) didefinisikan sebagai perbandingan antara energi listrik AC yang dihasilkan oleh pembangkit dengan estimasi teoritis energi listrik yang dihasilkan oleh pembangkit tersebut jika modul mengonversi radiasi matahari yang diterima menjadi energi listrik sesuai dengan kapasitas pembangkitnya. Hasil simulasi menunjukkan bahwa *Performance Ratio* (PR) pada PLTS tersebut sebesar 0.871.[16].

Hasil output daya panel Surya selama satu tahun yang digunakan ditunjukkan pada Tabel 2 dan terlihat dengan Iradiasi Horizon Global dalam satu tahun sebesar 1829.9 kWh/m². Iradiasi efektif Global tahunan adalah 1802.0 kWh/m². Energi listrik yang dihasilkan oleh Panel Surya adalah 6342.5 kWh/tahun dan Energi listrik yang dikirimkan ke grid selama setahun sebesar 6267.2 kWh/tahun. Untuk suhu lingkungan selama setahun sebesar 22.94°C.[17].

Dari lokasi sistem PLTS tersebut, ditemukan bahwa potensi energi Matahari mencapai 1852 kWh/m². Dengan efisiensi panel surya pada kondisi STC sebesar 21.68%, kerugian utama dalam sistem panel surya ini adalah kerugian temperatur sebesar 6.9%. Informasi tentang kerugian lainnya dapat dilihat dalam Gambar 9[18].

Tabel 2. Energi yang dihasilkan setahun

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	137.7	72.18	22.41	134.3	130.5	459443	453615	0.866
February	142.6	80.08	22.17	140.9	137.2	484918	479228	0.873
March	153.0	83.07	22.94	153.6	149.8	526714	520401	0.870
April	149.6	76.31	23.11	152.6	148.9	523954	517846	0.871
May	153.2	67.15	23.67	159.2	155.4	545984	539514	0.870
June	147.5	65.16	22.99	154.3	151.0	533205	526879	0.876
July	153.5	65.98	22.75	159.9	156.7	552372	545715	0.875
August	159.8	81.46	23.03	164.1	160.7	565959	559333	0.874
September	161.8	80.89	22.98	163.5	159.8	560592	554108	0.870
October	178.0	92.73	23.57	176.8	173.1	604965	598040	0.868
November	145.8	85.20	22.83	142.9	139.1	491462	485576	0.872
December	147.5	80.82	22.80	143.7	139.8	492981	486963	0.870
Year	1829.9	931.02	22.94	1845.7	1802.0	6342550	6267220	0.871



Gambar 9. Loss Diagram Berdasarkan PVSyst [18]

4. Simpulan

Sistem Array 13 pada PLTS Terapung merupakan sistem *on-grid* yang terhubung ke *grid* 150 kV Gardu Induk Cirata. Sistem ini menggunakan teknologi panel surya pada sis-

tem ini menggunakan jenis Bifacial Silikon Monocrystalin dengan kapasitas 560 Wp/ Panel Surya dan total modul PV sebanyak 6960 pcs, Central Inverter dengan kapasitas 3437 kWac dan Transformator dengan kapasitas 6.874 kVA.

Berdasarkan perhitungan array 13 STA 25, diperoleh energi listrik sebesar 8256.2 kWh sementara hasil simulasi PVSyst menunjukkan energi listrik sebesar 6242.5 kWh. *Performance Ratio* (PR) Tahunan pada sistem dengan perhitungan manual sebesar 72,6%. Sedangkan PR Tahunan dengan menggunakan simulasi PVSyst didapatkan sebesar 87,01 %. Sehingga dari perbandingan kedua perhitungan memiliki perbedaan yang cukup jauh, namun dengan nilai *Performance Ratio* (PR) yang didapat pada Array 13 dapat dikatakan layak secara sistem karena nilai PRnya berkisar 70-90% berdasarkan IEC 61724-1:2017.

Daftar Pustaka

- [1] N. Sartika, A. N. R. Fajri, and L. Kamelia, "Perancangan Dan Simulasi Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya (Plts) Atap Pada Masjid Jami' Al-Muhajirin Bekasi," *Transmisi: Jurnal Ilmiah Teknik Elektro*, vol. 25, no. 1, pp. 1–9, 2023, doi: 10.14710/transmisi.25.1.1-9.
- [2] A. G. Hutajulu, M. RT Siregar, and M. P. Pambudi, "Rancang Bangun Pembangkit Listrik Tenaga Surya (Plts) on Grid Di Ecopark Ancol," *TESLA: Jurnal Teknik Elektro*, vol. 22, no. 1, p. 23, 2020, doi: 10.24912/tesla.v22i1.7333.
- [3] F. Husnayain, "Analisis rancang bangun PLTS ON-Grid hibrid baterai dengan PVSYST pada kantin teknik FTUI," *ELECTRICES*, vol. 2, no. 1, pp. 21–29, Apr. 2020, doi: 10.32722/ees.v2i1.2846.
- [4] K. K. Wajib, "MENGUNAKAN HELIOSCOPE DI PT . PEMBANGKITAN JAWA-BALI," 2022.
- [5] D. Liestyowati, I. Rachman, E. Firmansyah, and Mujiburrohman, "Rancangan Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Berkapasitas 100 WP dengan Inverter 1000 Watt," *INSOLOGI: Jurnal Sains dan Teknologi*, vol. 1, no. 5, pp. 623–634, Oct. 2022, doi: 10.55123/insologi.v1i5.1027.
- [6] A. Dani and D. Erivianto, "Studi Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya Off Grid Skala Rumah Tangga pada Daerah Bagan Deli Menggunakan Pvsyst," *Jurnal Indonesia Sosial Teknologi*, vol. 3, no. 9, pp. 961–972, 2022, doi: 10.36418/jist.v3i9.496.
- [7] P. K. P. Simamora and I. Krisnaldi, "PERANCANGAN AWAL SISTEM MOORING UNTUK PLTS TERAPUNG BERKAPASITAS 1 MWp DI WADUK JATIGEDE, JAWA BARAT," *Tekniklepasantai.Itb.Ac.Id*, pp. 1–18, 2025, [Online]. Available: <https://teknikleaspantai.itb.ac.id/wp-content/uploads/sites/441/2021/11/Abstrak-Panjang-Pandu-Kristian-P-S-15517046.pdf>
- [8] Karuniawan Eriko Arvin, Sugiono Friska Ayu Fitriani, Larasati Pangestuningtyas Diah, and Pramurti Adeguna Ridlo, "Analisis Potensi Daya Listrik PLTS Atap di Gedung Direktorat Politeknik Negeri Semarang Dengan Perangkat Lunak PVSYST," *Journal of Energy and Electrical Engineering (Jeee)*, vol. 4, no. 2, pp. 75–80, 2023.
- [9] A. Nugroho Tri Santosa, S. Hani, G. Santoso, F. Teknologi Industri, I. Sains, and T. AKPRIND Yogyakarta, "PERANCANGAN SISTEM PLTS OFF-GRID KAPASITAS 100 WP SEBAGAI SUMBER ENERGI ALTERNATIF CHARGING 220 V DI DAERAH TERDAMPAK BENCANA SEMERU," 2022.
- [10] A. Mansur, "ANALISA KINERJA PLTS ON GRID 50 KWP AKIBAT EFEK BAYANGAN MENGGUNAKAN SOFTWARE PVSYST," *Transmisi*, vol. 23, no. 1, pp. 28–33, Jan. 2021, doi: 10.14710/transmisi.23.1.28-33.
- [11] S. Akbar, "Rancang Bangun Sistem Mini Pembangkit Listrik Tenaga Surya (PLTS) Portable," 2021.
- [12] R. Rezky Ramadhana, M. M. Iqbal, A. Hafid, and J. Teknik Elektro, "ANALISIS PLTS ON GRID," vol. 14, no. 1, 2022.
- [13] T. J. Pramono, E. Erlina, Z. Arifin, and J. Saragih, "Pemanfaatan Pembangkit Listrik Tenaga Surya Pada Gedung Bertingkat," *Kilat*, vol. 9, no. 1, pp. 115–124, 2020, doi: 10.33322/kilat.v9i1.888.
- [14] N. Sartika, A. N. R. Fajri, and L. Kamelia, "PERANCANGAN DAN SIMULASI SISTEM PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SURYA

(PLTS) ATAP PADA MASJID JAMI' AL-MUHAJIRIN BEKASI," *Transmisi: Jurnal Ilmiah Teknik Elektro*, vol. 25, no. 1, pp. 1-9, Feb. 2023, doi: 10.14710/transmisi.25.1.1-9.

- [15] J. Waluyo *et al.*, "PERANCANGAN PEMBANGKIT LISTRIK TENAGA SURYA (PLTS) PEMBASMI SERANGGA PADA TANAMAN BAWANG MERAH DI KABUPATEN BREBES."
- [16] A. W. Hasanah, "Perancangan Sistem Pembangkit Listrik Tenaga Surya Off Grid 6,4 KWp Untuk 1 Unit Rumah Tinggal," *ENERGI & KELISTRIKAN*, vol. 13, no. 1, pp. 20-25, Jun. 2021, doi: 10.33322/energi.v13i1.965.
- [17] P. Kantor Badan Perencanaan Pembangunan Daerah Penelitian Dan, A. Ardiansyah, I. Nyoman Setiawan, and I. Wayan Sukerayasa, "PERANCANGAN PLTS ATAP ON GRID SYSTEM PENGEMBANGAN KOTA PROBOLINGGO," 2021.
- [18] A. Wasri Hasanah, T. Koerniawan, T. Elektro, and S. Tinggi Teknik -PLN, "KAJIAN

KUALITAS DAYA LISTRIK PLTS SISTEM OFF-GRID DI STT-PLN," *JURNAL ENERGI & KELISTRIKAN*, vol. 10, no. 2, 2018.

Keterangan:

Eyield : Energi rata-rata PLTS (Wh)
N : Total array PLTS
Htilt : Radiasi matahari
PSH : Peak Sun Hours (kWh/m²)

Optimalisasi Unjuk Kerja *Sea Water Booster Pump* Pada PT PLN Nusantara Power UP Muara Tawar Blok 5

Hernawan Novianto¹, Wino Syafputra^{1*}

¹Teknik Mesin Kilang, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Indonesia

ABSTRAK

PT. PLN Nusantara Power UP Muara Tawar merupakan Perusahaan yang bergerak di bidang pembangkit listrik tenaga uap dan gas yang mampu menghasilkan daya sebesar 3050 MW. Dalam prosesnya membutuhkan air laut untuk membantu segala proses, diantaranya proses pada *chlorine plant*. Dan salah satu pompanya yaitu *Sea Water Booster Pump* berfungsi untuk memasok air laut yang akan digunakan sebagai bahan baku elektrolisis untuk menghasilkan *chlorine*. Saat ini *Sea Water Booster Pump* mengalami penurunan kapasitas yang seharusnya berada di 120 m³/h menjadi 100 m³/h. Untuk mengembalikan kinerja *Sea Water Booster Pump* maka perlu dilakukan inspeksi, evaluasi, dan optimalisasi. Berdasarkan hukum afinitas yang terjadi pada kondisi pompa saat ini, dilakukan optimalisasi dengan meningkatkan putaran motor dari awalnya berada pada 1150 rpm menjadi 1462 rpm. Dengan perubahan ini, kapasitas pompa mengalami kenaikan menjadi 127,13 m³/h, dan berdasarkan hasil evaluasi efisiensi pompa juga mengalami kenaikan menjadi 42,5%.

Kata kunci : Pompa, Kapasitas, *Chlorine*, Putaran

 winosyafputra@gmail.com

1. Pendahuluan

PT. PLN Nusantara Power UP Muara Tawar bergerak di bidang pembangkit listrik tenaga uap dan gas yang menggunakan *combine cycle* dimana perusahaan ini mampu menghasilkan daya listrik sebesar 3050 MW. Dalam usaha menghasilkan listrik, PT. PLN Nusantara Power UP Muara Tawar memerlukan berbagai fasilitas pendukung salah satunya pompa *booster* air laut pada *chlorine plant*, fasilitas pendukung ini dijaga kehandalannya agar daya keluaran listrik bisa konstan dan tidak terinterupsi kerusakan. Dalam operasinya, *Sea Water Booster Pump* mengalami penurunan kapasitas yang seharusnya

berada di 120 m³/h menjadi 100 m³/h sehingga perlu ditingkatkan lagi kemampuannya dalam usaha menghasilkan kapasitas sesuai dengan kebutuhan. Untuk menaikkan kembali kapasitas yang turun pada *Sea Water Booster Pump* maka perlu dilakukan inspeksi, evaluasi, dan optimalisasi [1].

Usaha untuk mengoptimalkan pompa pernah dilakukan oleh Novian dan Dwi [2] dimana penulis mengoptimalkan pompa dengan jalan membersihkan kotoran yang menghambat laju aliran pompanya serta menaikkan kecepatan putaran motornya, hasilnya efisiensi pompa mengalami peningkatan sebesar 3%. Hal yang sama juga dilakukan oleh Nadya dan Inung [3] dimana pengoptimalan

dilakukan dengan meningkatkan kapasitas, *total head* pompa (memindahkan lokasi pompa), dan kecepatan putaran motor, hasilnya efisiensi pompa mengalami kenaikan sebesar 20%. Dari kedua penelitian tersebut memerlukan usaha yang besar baik untuk membongkar pompa dan membersihkannya atau melakukan pemindahan pompa, sehingga perlu dicari usaha meningkatkan efisiensi pompa yang lebih ringan. Sehingga optimalisasi pada *Sea Water Booster Pump* dilakukan dengan meningkatkan kecepatan putaran motor untuk memenuhi debit air yang dibutuhkan pembangkit.

2. METODE

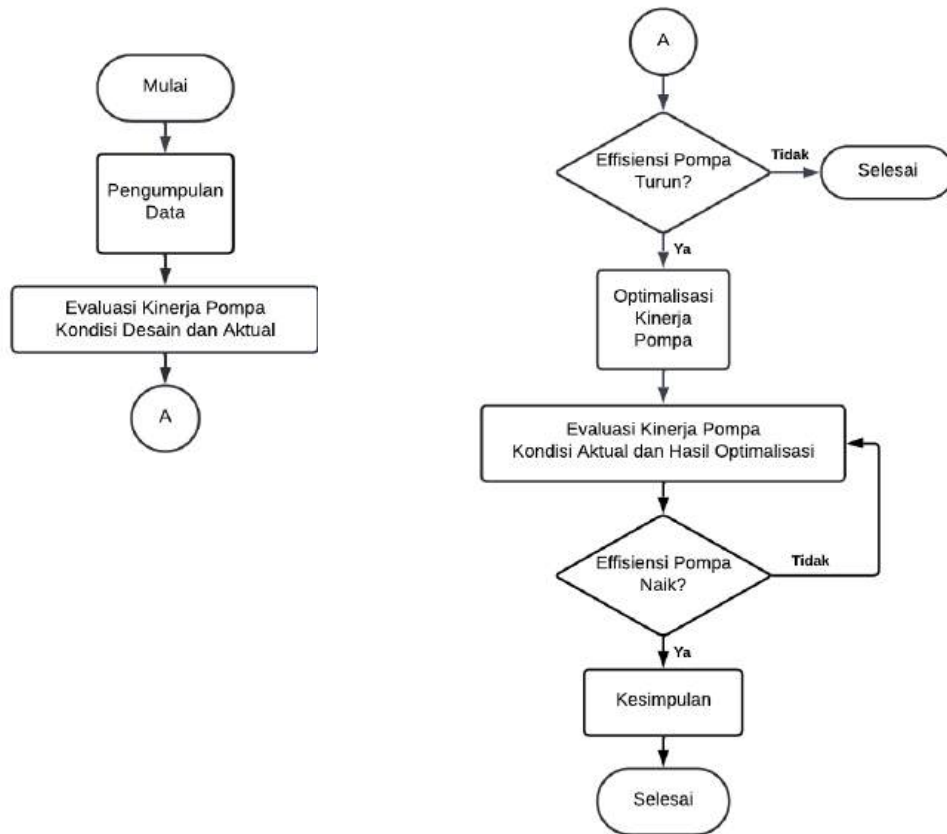
Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah dengan melakukan analisa terhadap data di lapangan melalui perhitungan berdasarkan rumus yang berlaku, untuk kemu-

dian dilakukan optimalisasi pompa dalam hal ini adalah dengan menaikkan putaran pompa untuk mendapatkan kapasitas air laut yang dibutuhkan, kemudian dilakukan analisa kembali untuk melihat seberapa jauh efek performa yang ditimbulkan dari kegiatan tersebut.

Pengambilan data dilakukan pada tanggal 01 Februari 2023 sampai dengan 30 April 2023 di *Chlorine Plant* PT. PLN Nusantara Power UP Muara Tawar sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 1. Peralatan yang digunakan pada penelitian ini meliputi *warehouse*, *safety shoes*, *safety helm*, sarung tangan, *ear pluf*, kacamata *safety*, alat dan buku tulis. Serta bahan yang akan diteliti adalah *Sea Water Booster Pump* pada *Chlorine Plant*. Langkah-langkah dalam evaluasi dan optimalisasi pompa *sea water* ini dapat dilihat pada flow-chart sebagaimana ditunjukkan pada Gambar 2.



Gambar 1. *Chlorine Plant*



Gambar 2. Flowchart Penelitian

Pada evaluasi dan optimalisasi pompa didapat perhitungan seperti, kapasitas, kecepatan aliran, *head total*, *head loss*, daya pompa yang meliputi daya air dan daya penggerak, efisiensi pompa, dan NPSHa [5]. Untuk evaluasi *sea water booster pump* ini didapatkan dengan menggunakan persamaan (1-10) sebagai berikut. Kecepatan aliran cairan pada pipa dapat dihitung dengan menggunakan rumus [6] :

$$V = \frac{(m^3/h) (3,54)}{(pipe\ ID\ in\ cm)^2} \tag{1}$$

Untuk mengetahui *head total* dapat dilakukan perhitungan menggunakan rumus berikut, [4]:

$$TH = (H_2 - H_1) + \sum hf_{(1-2)}$$

$$TH = \left(\frac{V_2^2}{2g} + \frac{P_2}{\gamma} + Z_2 \right) - \left(\frac{V_1^2}{2g} + \frac{P_1}{\gamma} + Z_1 \right) + \sum hf_{(1-2)} \tag{2}$$

Headloss merupakan kerugian yang terjadi pada aliran yang terbagi menjadi dua yaitu, *headloos mayor* dan *minor* [7]. *Headloss mayor* dapat diketahui menggunakan rumus [6]:

$$h_f = f \times \frac{L}{D} \times \frac{V_d^2}{2g} \tag{3}$$

Untuk menemukan *friction factor* perlu ditemukan *reynold number* dan kekasaran pipa dalam pipa (ϵ)[8]. *Reynold number* dapat diketahui menggunakan rumus, [6]:

$$Re = \frac{VD}{\nu} \tag{4}$$

Setelah mendapatkan *reynold number*, maka perlu menemukan *friction factor* dengan menggunakan rumus [9]:

$$f = \frac{0,25}{\left[\log \left(\frac{\varepsilon}{3,7D} + \frac{5,74}{Re^{0,9}} \right) \right]^2} \quad (5)$$

Untuk menghitung *headloss minor* dapat menggunakan rumus, [6] :

$$h_l = k \frac{v^2}{2g} \quad (6)$$

Daya pada pompa terbagi menjadi tiga, yaitu daya air, daya penggerak, dan daya poros [10]. Untuk menghitung daya air dapat menggunakan rumus berikut, [6] :

$$WkW = \frac{\dot{m} \times TH}{6131} \quad (7)$$

Untuk menghitung *mass flowrate* dapat menggunakan rumus [9] :

$$\dot{m} = A \times V \times \rho \quad (8)$$

Daya poros dari motor listrik 3 *phase* dapat dihitung menggunakan perhitungan dari rumus, [11] :

$$P = \frac{V \times I \times \cos \phi \times \sqrt{3}}{1000} \times \eta_m \quad (9)$$

Daya penggerak dapat dihitung menggunakan perhitungan dari rumus berikut [12] :

$$BkW = \frac{WkW}{\eta_p} \quad (10)$$

Efisiensi pompa merupakan perbandingan antara output dan input. Untuk menghitung

efisiensi pompa dapat menggunakan rumus, [6] :

$$\eta_p = \frac{WkW}{BkW} \times 100\% \quad (9)$$

Net positive suction head available (NPSHa) adalah metode yang digunakan untuk menentukan cairan hisap cukup tinggi agar mencegah kavitasi [8]. Untuk mencari NPSHa dapat didapatkan dengan menggunakan rumus, [6] :

$$h_{sv} = \frac{P_t - P_v}{\gamma} - Z - h_f \quad (10)$$

3. PEMBAHASAN

Dalam optimalisasi *sea water booster pump* ini, dibutuhkan beberapa nilai yang diperlukan, antara lain spesifikasi dan data operasi dari *sea water booster pump*. Setelah itu dilakukan analisa perhitungan untuk mengetahui unjuk kerjanya kemudian dilakukan optimalisasi dan dianalisa kembali unjuk kerjanya.

3.1 Spesifikasi Sea Water Booster Pump

Pada *sea water booster pump* menggunakan pompa dari pabrikan Met Pro Corporation, dengan spesifikasi sebagaimana ditunjukkan pada Tabel 1.

3.2 Data Operasi Harian SWBP

Data operasi yang didapat setelah melakukan inspeksi selama penelitian dapat dilihat dari Tabel 2.

Tabel 1. Spesifikasi *Sea Water Booster Pump*

Deskripsi	Spesifikasi
<i>Manufacture</i>	MET PRO CORPORATION
<i>Service</i>	Sea Water Booster Pump
No Seri	956555
Model	TELFORD 1500
Capacity	155 m ³ /h
Head	29 m
<i>Speed</i>	1450 rpm
Tipe Pompa	Single stage pump
Efisiensi	74%

Tabel 2. Data Operasi *Sea Water Booster Pump*

Deskripsi	Spesifikasi
<i>Pressure Discharge</i>	2,2 bar
<i>Pressure Suction</i>	0,5 bar
Massa Jenis Fluida	995 kg/m ³
Temperatur Fluida	32° C
Tinggi <i>Discharge</i>	3 m
Tinggi <i>Suction</i>	0 m
<i>Speed</i>	1150

3.3 Data Hasil Evaluasi

Evaluasi dilakukan terhadap kondisi desain dan pada kondisi aktual, sehingga dari perhitungan dapat diketahui keadaan aktual pompa terhadap kondisi pompa awal (desain). Detail perhitungan dan perbandingan dapat dilihat pada Tabel 3.

Berdasarkan Tabel 3, diketahui bahwa putaran motor pompa hanya sekitar 1150 rpm

lebih kecil 300 rpm dibanding dengan putaran motor desainnya, dan kapasitas yang dihasilkan 100 m³/h, lebih kecil 55 m³/h dari kapasitas desainnya. Dari Tabel 3 juga dapat diketahui efisiensi pompa ini sebesar 42,4%, jauh dibawah efisiensi desainnya. Untuk itu dilakukan usaha menaikkan kapasitas pompa sesuai kebutuhan.

Tabel 3. Hasil Evaluasi *Sea Water Booster Pump*

Parameter	Desain	Aktual	Selisih
Kapasitas, m ³ /h	155	100	55
Head, m	29	17,92	11,08
Daya Air, kW	12,14	4,78	7,36
Daya Penggerak, kW	22	15,11	6,89
Daya Poros, kW	16,4	11,25	15,15
NPSHa	-	9,81	-
Efisiensi, %	74	42,4	31,6
Putaran, rpm	1450	1150	300

3.4 Optimalisasi

Untuk optimalisasi pada *sea water booster pump* dapat menggunakan hukum *Affinity Law* dengan cara meningkatkan putaran yang merupakan salah satu cara efektif untuk menyesuaikan kinerja pompa terhadap kebutuhan operasional yang berubah. Untuk menentukan jumlah putaran baru pompa dapat menggunakan rumus :

$$N_2 = \sqrt{\frac{H_2}{H_1}} \times (N_1)^2 \tag{11}$$

Setelah mendapatkan putaran pompa baru, maka kita bisa mengetahui kapasitas pompa yang baru dengan menggunakan rumus :

$$Q_2 = \frac{N_2}{N_1} \times Q_1 \tag{12}$$

Head pompa baru didapatkan dengan menggunakan perhitungan dengan rumus sebagai berikut :

$$H_2 = \left(\frac{N_2}{N_1}\right)^2 \times H_1 \tag{13}$$

Daya poros baru pada pompa didapatkan dengan menggunakan rumus sbagai berikut :

$$BkW_2 = \left(\frac{N_2}{N_1}\right)^3 \times BkW_1 \tag{14}$$

Untuk mendapatkan daya air yang baru dapat menggunakan perhitungan dengan rumus :

$$WkW_2 = \frac{Mass\ Flowrate_2 \times TH_2}{6131} \tag{15}$$

Menentukan efisiensi pompa baru berdasarkan data daya air baru dan daya poros baru dengan menggunakan rumus berikut :

$$\eta_{p2} = \frac{WkW_2}{BkW_2} \tag{16}$$

Berdasarkan persamaan-persamaan diatas, didapatkan hasil optimalisasi pompa *sea water*, yang dapat dilihat pada Tabel 4.

Tabel 4. Hasil optimalisasi *Sea Water Booster Pump*

Parameter	Desain	Aktual	Optimalisasi
Kapasitas, m ³ /h	155	100	127,13
Head, m	29	17,92	28,9
Daya Air, kW	12,14	4,78	9,84
Daya Penggerak, kW	22	15,11	-
Daya Poros, kW	16,4	11,25	23,11
NPSHa	-	9,81	-
Efisiensi, %	74	42,4	42,5
Putaran, rpm	1450	1150	1462

Dari tabel 4 tersebut dapat kita ketahui bahwa kapasitas pompa mengalami peningkatan dengan penambahan putaran sebesar 1462 rpm, begitu juga dengan efisiensi pompa mengalami peningkatan meskipun tidak terlalu signifikan sebesar 42,5%.

4 SIMPULAN

Evaluasi *Sea Water Booster Pump* menunjukkan penurunan kinerja pompa, dimana kapasitas operasional yang biasanya 120 m³/h turun menjadi 100 m³/h, menyebabkan efisiensi desain menurun dari 74% menjadi 42,4%. Setelah dilakukan optimalisasi pompa berdasarkan *Affinity Law* dengan meningkatkan putaran motor penggerak dari 1150 rpm menjadi 1462 rpm. Optimalisasi ini berhasil meningkatkan kapasitas dari 100 m³/h menjadi 127,13 m³/h dan menaikkan *Head* pompa dari 17,92 m menjadi 28,9 m dan efisiensi pompa mengalami peningkatan dari 42,4% menjadi 42,5%, optimalisasi ini berhasil mengembalikan kinerja pompa ke kondisi operasi yang diinginkan.

5 DAFTAR PUSTAKA

- [1] A. Ferhat and M. P. Bimantio, "Optimization of the South Coast Seawater Purification Process by Using a Circulating Adsorption Column," *Opsi*, vol. 15, no. 1, p. 9, 2022, doi: 10.31315/opsi.v15i1.5548.
- [2] N. Subagia and D. Mulyono, "OPTIMALISASI UNJUK KERJA POMPA SENTRIFUGAL SINGLE STAGE ESH 100-250+ VATEC PADA REINJECTION SYSTEM DI PLTP PT GEO DIPA ENERGI UNIT 1 PATUHA," *Pros. Semin. Nas. Teknol. Energi dan Miner.*, vol. 2, pp. 401-409, 2022, doi: 10.53026/sntem.v2i1.835.
- [3] N. Mavis and A. A. I. A. Adnyano, "Optimalisasi Kinerja Pompa pada Sistem Penyaliran Tambang Sirkulasi Tertutup Penambangan Timah Alluvial Optimization of Pump Performance in Alluvial Tin Mining Closed Circulation Mining System," vol. 10, no. 01, pp. 1-8, 2024.

[4] H. A. Pratama and E. S. Soedjono, "Evaluation of the Primary Pipe Network at Banua Anyar Booster Pump as an Effort to Reduce Water Loss in the Service area of Northern Banjarmasin, South Kalimantan," *Sci. Environ. J. Postgrad.*, vol. 6, no. 1, pp. 259-264, 2023, doi: 10.24036/senjop.v6i1.215.

[5] Kadriadi, A. S. Opu, K. W. Wirakusuma, and A. B. Pratama, "Implementasi Preventive Maintenance Pada Pompa Sentrifugal Departemen Stainless Steel Pt. Guang Ching Nikel and Stainless Steel," *SINERGI POLMED J. Ilm. Tek. Mesin*, vol. 5, no. 1, pp. 153-162, 2024, doi: 10.51510/sinergipolmed.v5i1.1551.

[6] I. J. Karassik, J. P. Messina, P. Cooper, and C. C. Heald, *Pump Handbook*, Third Edit. New York: The McGraw-Hill Companies, Inc., 2001.

[7] M. Volk, *Pump Characteristics and Applications*, Third Edit. New York: Taylor & Francis Group, LLC, 2014.

[8] Ezekiel, *Fundamentals Of Pumps*. New Smyrna Beach: Ezekiel Enterprises, I.I.C., 1993.

[9] R. L. Mott, *Applied Fluid Mechanics*, Fiveth Edi. Columbus Ohio: Prenrice Hall, 2000.

[10] Suharto, *Pompa Sentrifugal*. Jakarta: Ray Press, 2014.

[11] S. J. Chapman, *Electric Machinery Fundamentals*, Fourth Edi. New York: The McGraw-Hill Companies, Inc., 2005.

[12] R. Carter, I. J. Karassik, and E. F. Wright, *Pump Questions and Answer*. New York: The McGraw-Hill Companies, Inc., 1949.

V_2	= Kecepatan cairan pada pipa discharge, m/s
V_1	= Kecepatan cairan pada pipa suction, m/s
ρ	= Massa jenis cairan, kg/m^3
g	= Percepatan Gravitasi, m/s^2
$\sum hf$	= Losses suction dan losses discharge, m
h_f	= Head loss mayor, m
f	= Friction factor
L	= Panjang pipa, m
D	= Diameter pipa, m
v	= kecepatan aliran, m/s
Re	= Reynold number
ν	= Viskositas kinematik air, m^2/s
ϵ	= Relative roughness, m
h_l	= Head loss minor, m
k	= Kerugian faktor hambatan
WkW	= Daya air, kW
A	= Luas penampang, m^3
BkW	= Daya Penggerak, kW
P	= Daya Poros, kW
V	= Volume, V
I	= Arus Listrik, A
$\cos \phi$	= Power Faktor
η_p	= Efisiensi pompa, %
h_{sv}	= NPSH, m
P_t	= Tekanan atmosfer, kgf/m^2
P_v	= Tekanan uap jenuh, kgf/m^2
γ	= Berat zat cair, kgf/m^2
Z	= Tinggi, m
N	= Putaran penggerak, rpm

Daftar Simbol

V_d	= Kecepatan cairan pada pipa discharge, m/s
V_s	= Kecepatan cairan pada pipa suction, m/s
Q	= Kapasitas, m^3/h
TH	= Total Head, m
P_2	= Tekanan discharge, N/m^2
P_1	= Tekanan suction, N/m^2
γ	= Gaya gravitasi, N/m^2
Z_2	= Ketinggian discharge, m
Z_1	= Ketinggian suction, m

Design Planning of Artificial Lift Hydraulic Jet Pump at Suspend Well in PT Pertamina EP Field

Navira Maharani ^{1*}, Pradini Rahalintar ¹

¹ Oil and Gas Production Engineering, Akamigas Energy and Mineral Polytechnic, Indonesia

ABSTRACT

Artificial lift aims to assist to lift fluid from the bottom of the well (reservoir) to the surface. Well-X is a suspend well that is planned to be reactivated using artificial lift suitable for carrying out further production operations. The availability of the Water Injection Plant as a supply of power fluid makes the Hydraulic Jet Pump an efficient artificial lift to be operated on wells in this field. Hydraulic Jet Pump design planning requires well data, reservoir data, production data, fluid characteristic data and Pressure, Volume, Temperature for calculations with quantitative methods. The surface injection pressure parameter is subjected to sensitivity analysis to obtain the production rate that can be optimally produced in accordance with the Inflow Performance Relationship. The results of the analysis show that the surface injection pressure in the range of 500-800 psi does not intersect with the Inflow Performance Relationship Figure and is recommended not to exceed 2000 psi with the limitation of cavitation value and Maximum Allowable Working Pressure according to existing data in the field.

Keywords: Suspend, Reactivation, Hydraulic Jet Pump

✉ pradini.rahalintar@esdm.go.id

1. Introduction

The current demand for oil and gas in Indonesia is not proportional to the production. According to Arifin Tasrif, Minister of Energy and Mineral Resources (ESDM) who revealed that reserves in Indonesia are estimated to last only 9 to 10 years if there is no discovery of new oil and gas reserves in reservoirs in Indonesia's oil and gas fields. There are several strategies prepared to increase oil and gas production to achieve the production target of 1 million barrels per day (bpd) by 2030. The planned strategy is to increase well exploration, optimize wells, and reactivate Iddle (suspended) Wells that are considered to still

have the potential to store oil and gas reserves.

Field facts in this well research, it is known that the water content began to dominate, so the well was deactivated (suspended well) because the well was considered no longer economical.[1] In addition, the use of artificial lift methods with the Electrical Submersible Pump (ESP) type is no longer economically valuable in this well with slowly decreasing production.[2] However, it is possible to reactivate suspend wells with all the considerations available as optimization to increase production by re-opening old wells that are expected to produce the targeted or expected

production. If the well has been reactivated, another type of artificial lift method will be used, one of which is the Hydraulic Jet Pump with consideration of the availability of existing facilities in the field such as the Water Injection Plant (WIP) as a supply of power fluid).

The working principle of this Hydraulic Jet Pump, pressurized fluid coming out of the nozzle will pass through the narrowing (venturi effect). This is an interpretation of the Bernoulli principle law which states that in a fluid flow, the fluid velocity will increase which can cause a decrease in pressure in the flow. Then the power fluid will decrease in pressure which can allow the production fluid from the reservoir to flow from high to low pressure.[3] In addition, the high temperature of the power fluid causes the viscosity to decrease so that the fluid can be lifted to flow up to the surface to be produced. The production fluid will flow at low pressure and mix with the injected pressurized fluid. Then both pressurized fluid and production fluid will be simultaneously produced to the surface. This type of artificial lift has not previously been

installed in this field. [4] Consideration of the selection of artificial lift methods in accordance with the conditions in the field is needed so that the Hydraulic Jet Pump design planning can be analyzed based on available data to produce appropriate calculations. Jet Pump have advantages such as produce high fluid[5] volume, no moving part , and easily retrieved and replace.[6] Another advantages is tolerance to gas.[7] Furthermore, an evaluation will be carried out on the artificial lift against changes in production rates if a Hydraulic Jet Pump installation is carried out in the research field where there is a suspend well to find out how far the performance is owned to achieve the optimal production rate. [8]

2. Methods

This research will discuss how to calculate the design before the Hydraulic Jet Pump will be installed using the quantitative calculation method so that the performa analysis of the artificial lift type can be carried out as in the research flow diagram in Figure 1.

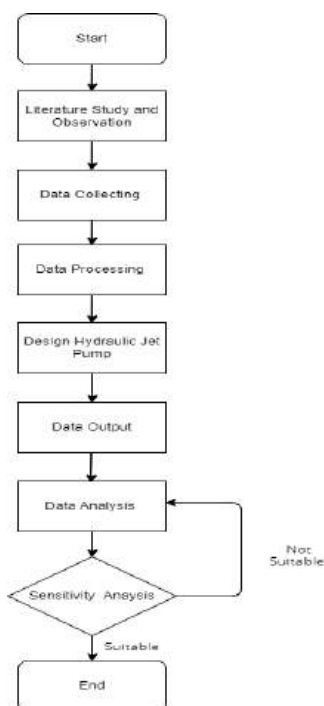


Figure 1 Research Flow Chart

Based on the field data obtained, data processing is carried out with the calculation stages of the artificial lift Hydraulic Jet Pump design as follows:

1. Determine the gradient value of suctioned production fluid (G_s)

$$G_s = G_o (1-f_w) + G_w f_w \quad (1)$$

where,

$$G_x = 0.433 \times SG_x \quad (2)$$

2. Determine the gradient value of power fluid (G_n)

$$G_n = 0.433 \times SG_{\text{powerfluid}} \quad (3)$$

3. Determine the minimum value of the suction area (A_{\min})

$$A_{\min} = q_s \left[\frac{1}{691} \sqrt{\frac{G_s}{P_s}} + \frac{(1-f_w)GOR}{24650 P_s} \right] \quad (4)$$

Where,

$$p_s = P_{wf} \times \Delta p \quad (5)$$

$$= P_{wf} \times (\text{Depth bottom perforation} - \text{Pump Depth})$$

4. Annular area selection

In selecting the annular area, the selected value must be greater than the minimum section area (A_{\min}) that has been calculated in Equation (4) to avoid cavitation.

5. Selection of injection pressure value on the surface (P_{inj})

This surface injection pressure value is based on the Kobe Inc. specification in Table 1, which is in the range of values between 500 and 2500 psi. This selection is based on consideration of other parameters that can affect cavitation.

Table 1 Nozzle - Throat Size Specification

Manufacturer A				Manufacturer B				Manufacturer C			
Nozzle		Throat		Nozzle		Throat		Nozzle		Throat	
Number	Area	Number	Area	Number	Area	Number	Area	Number	Area	Number	Area
1	0.0024	1	0.0064	1	0.0024	1	0.0060	DD	0.0016	000	0.0044
2	0.0031	2	0.0081	2	0.0031	2	0.0077	CC	0.0028	00	0.0071
3	0.0039	3	0.0104	3	0.0040	3	0.0100	BB	0.0038	0	0.0104
4	0.0050	4	0.0131	4	0.0052	4	0.0129	A	0.0055	1	0.0143
5	0.0064	5	0.0167	5	0.0067	5	0.0167	B	0.0065	2	0.0189
6	0.0081	6	0.0212	6	0.0085	6	0.0215	C	0.0123	3	0.0241
7	0.0103	7	0.0271	7	0.0111	7	0.0278	D	0.0177	4	0.0314
8	0.0131	8	0.0346	8	0.0144	8	0.0359	E	0.0241	5	0.0380
9	0.0167	9	0.0441	9	0.0186	9	0.0464	F	0.0314	6	0.0452
10	0.0212	10	0.0562	10	0.0240	10	0.0599	G	0.0452	7	0.0531
11	0.0271	11	0.0715	11	0.0310	11	0.0774	H	0.0661	8	0.0661
12	0.0346	12	0.0910	12	0.0400	12	0.1000	I	0.0855	9	0.0804
13	0.0441	13	0.1159	13	0.0517	13	0.1292	J	0.1257	10	0.0962
14	0.0562	14	0.1476	14	0.0668	14	0.1668	K	0.1590	11	0.1195
15	0.0715	15	0.1879	15	0.0863	15	0.2154	L	0.1963	12	0.1452
16	0.0910	16	0.2392	16	0.1114	16	0.2783	M	0.2463	13	0.1772
17	0.1159	17	0.3046	17	0.1439	17	0.3594	N	0.3117	14	0.2165
18	0.1476	18	0.3878	18	0.1858	18	0.4642	P	0.3848	15	0.2606
19	0.1879	19	0.4938	19	0.2400	19	0.5995			16	0.3127
20	0.2392	20	0.6287	20	0.3100	20	0.7743			17	0.3750
						21	1.0000			18	0.4513
						22	1.2916			19	0.5424
						23	1.6681			20	0.6518
						24	2.1544				

6. Calculating the pressure on nozzle (P_n)

$$P_n = P_{inj} + G_n D - \Delta P_f \quad (6)$$

7. Calculating the flow rate of nozzle (q_n)

$$q_n = 832 A_n \sqrt{\frac{P_n - P_s}{G_n}} \quad (7)$$

8. Determine the value of the mixed fluid property (power fluid and production fluid)

$$q_d = q_n + q_s \quad (8)$$

- Discharge water cut (f_{wd})

$$f_{wd} = \frac{q_n + f_w q_s}{q_d} \quad (9)$$

- Discharge Gas Oil Ratio (GOR_d)

$$GOR_d = \frac{q_s + (1 - f_w) GOR}{q_d (1 - f_{wd})} \quad (10)$$

- Discharge viscosity

$$\mu_s = \mu_o (1 - f_w) + \mu_w f_{wd} \quad (11)$$

9. Calculate the discharge pressure value with Hagedorn and Brown Correlation.

10. Calculating the value dimensionless pressure ratio (F_{pD})

$$F_{pD} = \frac{P_d + P_s}{P_n - P_d} \quad (12)$$

11. Calculating the value dimensionless mass flow ratio (F_{mfD})

$$F_{mfD} = \frac{q_s [(1 + 2.8 (\frac{GOR}{P_s})^{1.2}) (1 - f_w) + f_w] G_s}{q_n G_n} \quad (13)$$

12. Check the value of the dimensionless mass ratio between the calculation in Equation (13) Jet Pump Dimensionless Performance Curve

$$q_s^{new} = q_s^{old} \frac{F_{mfD}^{read}}{F_{mfD}^{calculated}} \quad (14)$$

13. Calculate area throat

$$A_t = \frac{A_n}{F_{aD}} \quad (15)$$

14. Calculate the limit of the cavitation rate (q_{sc})

$$q_{sc} = q_{si} \frac{(A_t - A_n)}{A_{cm}} \quad (16)$$

15. Calculate the pump power

$$HP_{triplex} = 1.89 \times 10^{-5} q_n P_{inj} \quad (17)$$

16. Repeat the above steps with different surface injection pressure values.

17. Create a sensitivity analysis drawing to compare the performance of the plan artificial lift Hydraulic Jet Pump.[9]

3. Results

Suspend well NVR-057 in PT Pertamina Hulu Indonesia Regional 3 Zone 9 Sangatta Field, East Kalimantan is planned for reactivation to increase the existing production rate in the field. [10]After this well is successfully reactivated, it is necessary to plan an artificial lift method that is in accordance with field conditions with the availability of supporting facilities in the field. With the supporting data from the well, the installation will be planned using the artificial lift method with the Hydraulic Jet Pump type. Reservoir data, production data, fluid characteristics data and PVT (Pressure, Volume, Temperature) [11] as in Table 1 and active well data before the well became a suspend well in Table 2 are used to produce design specifications that are in accordance with field conditions with the calculation stages from Equation (1) until (17)

Table 2 Hydraulic Jet Pump Design

Data	Nilai	Satuan
Well & Reservoir Data		
ID Tubing	2.441	inch
Depth	4167	ft
Setting depth	2952	ft
Preservoir	1182	psi

Bottomhole Temperature	158	Farenheit
Surface Temperature	85	Farenheit
Production Data		
Production rate/Intake flow rate	220	bbl/d
Fluid Characteristics & PVT		
Oil Spesific Gravity	0.86	
Water Spesific Gravity	1.01	
Gas Spesific Gravity	0.8	
Water Cut	98	%
Oil Viscosity	0.62	cSt
Water Viscosity	0.6	cSt
Gas Oil Ratio	405	scf/bbl
Pump Intake Pressure	1011	psi
Ploss	0	psi
Diameter pipe	2.875	inch

Table 3 Well Data in 2020

Well Data 2020		
Static level	53	meter
Flowing level	208	meter
Pump depth	900	meter
Bottom Perfo	982	meter
Production rate	227	bbl/day
Preservoir/SBHP	1182	psi
Pwf	1033	psi
Qmax	1060	bbl/day

From the last active well data in Table 3, the Pump Intake Pressure value based on the targeted production rate can be determined

according to the maximum production rate (q_{max}) value depicted by the Inflow Performance Relationship in Figure 2.[12]

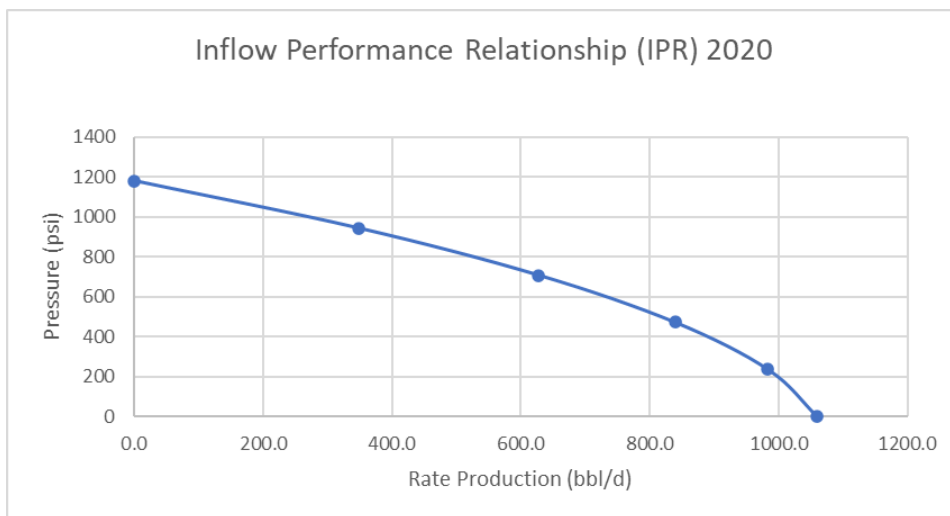


Figure 2 Inflow Performance Relationship 2020

Based on Figure 2, the intake pump pressure value can be known as the discharge pressure as in Table 4, and the discharge pressure value with the Hagedorn and Brown correlation as in the 9th stage. The data parameters

in Table 4 are used to determine other parameters until the value of the production rate that may be produced is known as in Table 5 and Table 6.

Table 4 Pump Intake Pressure and Discharge Pressure Data at a Specific Rate

Liquid Rate (bbl/d)	Pump Intake Pressure (psi)	Pdischarge (psi)
100	1082	1417
100	1082	1417
200	1011	1375
300	966	1341
400	886	1312
500	786	1286
600	746	1265
700	626	1243
800	526	1226
900	386	1209
1000	186	1194

Table 5 Data on Pump Intake Pressure 1011 psi

Pump Intake Pressure (psi)	Surface Injection Pressure (psi)	Dimensionless Pratio	Dimensionless mass flow ratio	Read	Liquid Rate New (bbl/d)
1082 psi	500	0.9	0.6	0.12	19
	600	0.7	0.57	0.13	23
	700	0.58	0.53	0.25	46
	800	0.49	0.51	0.48	94
	900	0.43	0.48	0.74	152
	1000	0.38	0.46	0.82	176

Pump In-take Pressure (psi)	Surface Injection Pressure (psi)	Dimensionless Pratio	Dimensionless mass flow ratio	Read	Liquid Rate New (bbl/d)
	1100	0.34	0.44	1	223
	1200	0.31	0.43	1.1	255
	1300	0.28	0.41	1.18	283
	1400	0.26	0.4	1.22	302
	1500	0.24	0.39	1.26	321
	1600	0.22	0.38	1.38	362
	1700	0.21	0.37	1.4	377
	1800	0.2	0.36	1.44	396
	1900	0.18	0.35	1.5	425
	2000	0.178	0.34	1.51	436
	2100	0.169	0.336	1.56	463
	2200	0.161	0.329	1.58	479
	2300	0.15	0.32	1.6	495
	2400	0.147	0.316	1.64	517
	2500	0.141	0.31	1.7	546

Table 6 Data on Pump Intake Pressure 186 psi

Pump In-take Pressure (psi)	Surface Injection Pressure	Dimensionless Pratio	Dimensionless mass flow ratio	Read	Liquid Rate New (bbl/d)
186 psi	500	1.68	4.64	0.1	21
	600	1.4	4.51	0.18	39
	700	1.26	4.38	0.2	45
	800	1.12	4.26	0.22	51
	900	1	4.16	0.25	60
	1000	0.9	4	0.3	73
	1100	0.84	3.96	0.35	85
	1200	0.77	3.87	0.38	98
	1300	0.72	3.79	0.4	105
	1400	0.67	3.72	0.41	110
	1500	0.63	3.64	0.415	113
	1600	0.59	3.58	0.43	120
	1700	0.56	3.51	0.45	128
	1800	0.53	3.45	0.46	133
	1900	0.5	3.39	0.48	141
	2000	0.48	3.34	0.5	149
	2100	0.45	3.29	0.52	158
2200	0.43	3.24	0.54	166	
2300	0.42	3.19	0.55	172	
2400	0.4	3.14	0.56	178	

Pump In-take Pressure (psi)	Surface Injection Pressure	Dimensionless Pratio	Dimensionless mass flow ratio	Read	Liquid Rate New (bbl/d)
	2500	0.38	3.1	0.57	182

Table 7 Cavitation Data

Liquid Rate	Fad	An (in)	At (in)	Cavitation (bbl/d)
220 bbl/d	0.3	0.005	0.0167	384
	0.5	0.005	0.01	149

4. Discussion

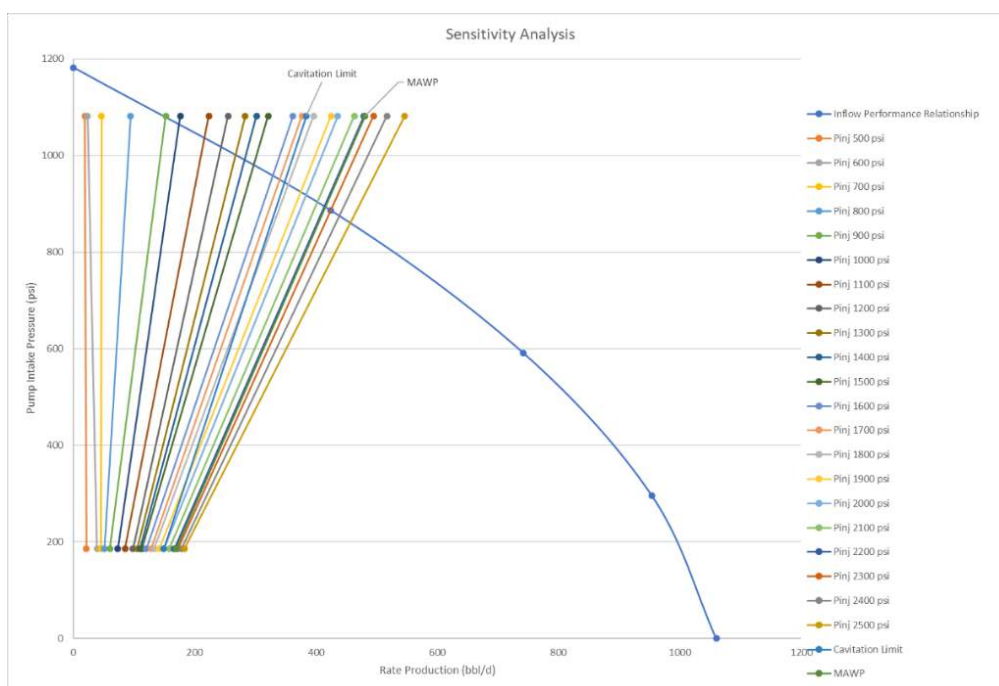


Figure 3 Sensitivity Analysis: MAWP and Cavitation Limit

This sensitivity analysis uses the parameters of the estimated production rate that can be produced with the surface injection pressure value. The sensitivity analysis was performed on a range of pump intake pressure values from 1011 psi to 186 psi as shown in Table 4. This value is based on the target production rate estimated based on previous production data, namely with a well capable of producing approximately 200 bbl/d. In this sensitivity

analysis, injection pressures of 500 psi to 800 psi do not intersect with the Inflow Performance Relationship graph. Figure 3 also shows that surface injection pressures of more than 2000 psi are not recommended for use in nozzle and throat areas that have been designed with several requirements and considerations. Pressures above 2000 psi exceed the limits of cavitation as shown in Table 7 or the formation of gas in the flow which is

something that is avoided as well as the limitation of the Maximum Allowable Working Pressure (MAWP) value of 2250 psi according to the availability and conditions in the field.

Based on Figure 4, the relationship between surface injection pressure and pump power is

comparable. The greater the surface injection pressure value, the greater the pump power. The calculation of the required power value is influenced by several parameters, namely surface injection pressure, pressure at the nozzle, pump intake pressure, and flowrate at the nozzle.

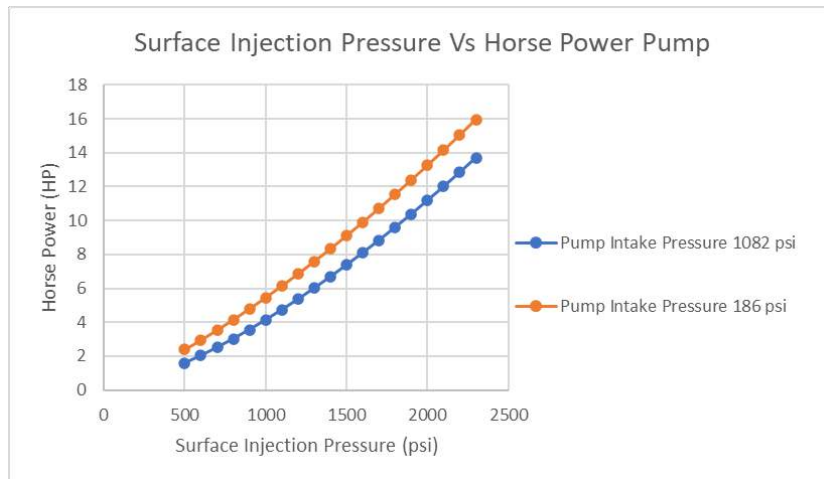


Figure 4 Surface Injection Pressure vs. horse Power

5. Conclusion

Based on the Hydraulic Jet Pump design calculation research, several things can be concluded, namely as follows:

1. The installation of Artificial Lift Hydraulic Jet Pump in the reactivation of well NVR-057 can be an option with consideration of sufficient performance, production rate, relatively low cost, temperature and other parameters such as the availability of Water Injection Plant (WIP) in the field as a pressurized fluid supply.
2. Hydraulic Jet Pump design is obtained from the calculation of well and reservoir data, production data, PVT data, and fluid properties that can produce output values of nozzle area, throat area, surface injection pressure, production rate, and pump power.
3. Hydraulic Jet Pump design calculations result in a recommended size of 4 manufacturer A nozzle and 5 manufacturer A

throat by specifications. The maximum pump power required is 13 HP.

4. Factors affecting changes in production rates are the limitation of surface injection pressure values, cavitation, and Maximum Allowable Working Pressure (MAWP).
5. The sensitivity analysis figure shows the effect of surface injection pressure that can produce the optimal production rate where the values of 500 psi to 800 psi do not intersect. Then the magnitude of the value can not achieve the production rate under the conditions of the well. If the value is greater than 2000 psi, cavitation or gas formation in the flow may occur. The maximum value is based on the limitation of the Maximum Allowable Working Pressure (MAWP) value of 2250 psi according to existing data in the field.

6. Acknowledgements

Praise the author's gratitude to Allah SWT because of His grace and grace the author can complete the research with the title "Design Planning of Artificial Lift Hydraulic Jet Pump in Suspend Wells at PT Pertamina EP Field Sangatta." This research can be completed inseparable from the help, motivation and support of various parties. Therefore, the authors would like to express their deepest gratitude to Dr. Erdila Indriani, S.Si., M.T., Dr. Diyah Rosiani, S.Si., M.T., Pradini Rahalintar, S.Si., M.T., Edi Untoro, M.T., Sulistiyono, S.T., M.Si., Arif Rahutama, S.T., M.Sc., Gerry Sasanti Nirmala, S.T., M.T., from PEM Akamigas and Novrisal Prasetya, Rochmatan, Hissandy Panggoroan Nababan, Syarifudin, and Aris from Pertamina EP Field Sangatta.

References

[1] B.C. Craft, *Applied Petroleum Reservoir Engineering Scond Edition*. Prentice Hall., 2014.
 [2] Kermit E. Brown, *The Tehcnology of Artificial Lift Methods : Inflow Performance Multiphase Flow In Pipes The Flowing Well*, vol. 1. PenWell Publishing Company.
 [3] F. Liknes, "Jet Pump," *Nor. Univ. Sci. Technol.*, 2013.

[4] Imam Zulkipli, Mursal Noor, Ardian Putra, "Application of Hydraulic Jet Pump Technology in MEL Field," *Jt. Conv. Yogyakarta*, 2019.
 [5] Kalwar, S.A., Farouque, K., Awan, A. B., Louis, C.S, "Reviving the Production of a Dead Well by Testing it with Hyddraulic Jet Pump," *Soc. Pet. Eng.*, 2016.
 [6] Pugh, T, "Overview of Hydraulic Pumping (Jet and Piston)," *Weather. CP*, 2009.
 [7] Kurkijan, A.L, "Optimizing Jet-Pump Production in the Presence of Gas," *Soc. Pet. Eng.*, 2019.
 [8] Mohamed Mahgoub Khairy, "Optimum Selection & Application of Hydraulic Jet Pump (HJP)," *Sudan Univ. Scince Technol. Coll. Pet. Min. Eng.*, 2020.
 [9] B. Guo, W. C. Lyons, and A. Ghalambor, *Petroleum production engineering: a computer-assisted approach*. Burlington, MA: Gulf Professional Pub, 2007.
 [10] Pertamina EP Field Sangatta, "Company Profile Sangatta Field." Pertamina, 2023.
 [11] T. H. Ahmed, *Reservoir engineering handbook*, 2nd ed. Boston: Gulf Professional Pub, 2001.
 [12] H. Dale Beggs, *Production Optimization Using Nodal Analysis*. OGCI and Petroskills Publications, 1991.

List of Symbols

A_{min} : Minimum section area, sq. in	P_{inj} : Surface injection pressure, psi
A_n : Nozzle area, sq.in	P_n : Pressure at nozzle, psi
A_t : Area throat, sq.in	p_s : Pump intake pressure, psi
D : Pump depth, ft	q_d : Discharge flow rate, bbl/d
f_w : Water cut, %	q_n : Flowrate of nozzle, bbl/d
f_{wd} : Discharge water cut, %	q_s : Pump intake flowrate, bbl/d
F_{ad} : $\frac{\text{Area Nozzle}}{\text{Area Thorat}}$	q_{sc} : Flow rate before cavitation, bbl/d
G_n : Power fluid gradient (nozzle), psi/ft	q_{si} : Initial assumed value of q_s (prod), bbl/d
G_s : Pump intake gradient, psi/ft	ΔP_f : Friction losses, psi
G_o : Oil gradient, psi/ft	μ_s : Discharge viscosity, cSt
GOR : Gas-Oil Ratio, SCF/bbl	μ_o : Oil viscosity, cSt
SG : Spesific Gravity	μ_w : Water viscosity, cSt
P_d : Discharge pressure, psi	F_{mFD} : Dimensionless mass flow ratio
q_s^{new} : Intake flow rate new, bbl/d	

Evaluating Well Service Rig Utilization for Competency-Based Training in the Oil and Gas Energy Sector

Mukhamad Faeshol Umam^{1,2*}, M Samsul Hadi Alam², Agus Alexandri², Asep Mohamad Ishaq Shiddiq³

¹Institute for Advanced Studies, Universiti Malaya, Malaysia

²Drilling Laboratory, Pusat Pengembangan Sumber Daya Manusia Minyak dan Gas Bumi, Indonesia

³Prodi Teknologi Pertambangan, Politeknik Energi dan Pertambangan Bandung, Indonesia

ABSTRACT

Indonesia's significant oil and natural gas reserves necessitate the development of a highly skilled workforce to support and advance well-service operations. Ensuring that personnel possess the required blend of theoretical knowledge and practical experience is essential, and this can be achieved most effectively through hands-on training. The Center for Human Resources Development of Oil and Gas (PPSDM Migas) employs Rig #99 as a mobile training facility to address this need. This study aims to investigate the potential of Rig #99 utilization as a well-service training school that can produce competent human resources for the oil and gas sector. First, it identifies the training needs for oil and gas well service competencies in Indonesia. Second, it determines the competencies required based on the Indonesian National Work Competency Standards (SKKNI) for well service. Third, it assesses the readiness and suitability of Rig #99 as a well-service training facility at PPSDM Migas. This study provides comprehensive insights into the effectiveness of using Rig #99 as a training tool by evaluating training data, curriculum, participant demographics, duration, and post-training outcomes. The findings indicate that Rig #99 plays a critical role in developing the competencies necessary for well service, aligning with the SKKNI standards, and fulfilling the demand for qualified personnel in Indonesia's oil and gas industry. Feedback from participants demonstrates high satisfaction levels, reinforcing Rig #99's role as an effective platform for cultivating skilled well-service operators and establishing a solid foundation for well-service training schools.

Keywords: well service, mobile rig, training, competency

 s2116522@siswa.um.edu.my

1. Introduction

Indonesia is one of the world's leading oil and natural gas producers, with large untapped reserves that present significant opportunities for the country's energy sector. As these resources continue to be explored and developed, there is a growing need for skilled

workers capable of handling the complexities of oil and gas operations [1]. One key area that requires highly competent workers is well service and workover activities, which are essential for maintaining and increasing the productivity of oil and gas wells. However, developing proficiency in this field requires more than just theoretical knowledge; it de-

mands hands-on experience and practical skills that can only be acquired through direct exposure to real-world drilling and well service operations [2]. Indonesia's oil and gas industry must focus on training programs that blend theoretical learning with practical experience to meet this demand.

Training is a systematic process designed to enhance an individual's knowledge, skills, and competencies, enabling them to perform their roles more effectively [3]. In the context of well service in the oil and gas industry, training equips workers with the necessary skills to handle complex tasks, operate equipment safely, and respond to emergencies. Effective training bridges the gap between theoretical knowledge and practical skills, ensuring trainees can confidently apply what they have learned in real-world scenarios.

Well-service training is crucial for developing skilled personnel capable of managing the complexities of well workover and servicing operations. This training typically includes both classroom-based theoretical instruction and hands-on practical experience, providing trainees with a comprehensive understanding of the well-service process. The combination of classroom learning, hands-on practice, and simulation ensures trainees grasp technical concepts while developing the practical skills needed to work safely and efficiently on-site [4]. The primary goal is to prepare individuals for the challenges they will face in their roles, reduce the risk of accidents, increase operational efficiency, and ensure the longevity of the equipment and infrastructure they use [5].

Evaluating training effectiveness is essential to ensure the program delivers the desired results and adequately prepares trainees for their roles. Several methods can measure training effectiveness, including pre- and post-training assessments, practical performance evaluations, feedback from trainees, and on-the-job performance observations. Pre-training assessments establish a baseline of trainees' knowledge and skills, while post-training assessments indicate how much they have learned [6]. Practical performance eva-

luations allow trainees to demonstrate their skills in a controlled environment. Feedback from trainees provides insights into how well the training program met their needs and areas for improvement. Observing on-the-job performance after trainees return to the workplace is one of the most reliable ways to measure training effectiveness, as it tracks how well trainees apply their skills, handle challenges, and contribute to overall productivity and safety [7].

The Center of Human Resources Development for Oil and Gas (PPSDM Migas) has provided training in the oil and gas sector since 1966, approximately 90 years after the first oil discovery in Indonesia in the 1870s. As an agency under the Ministry of Energy and Mineral Resources, PPSDM Migas offers several educational and training facilities, including laboratories and workshops. The drilling laboratory is equipped with essential equipment such as Drilling rigs, drilling simulators, and Mobile rigs. The mobile Rig #99 was chartered for two years in 2020 for well-service in the Nglobo, Semanggi, and Ledok fields managed by Pertamina EP. In 2022, the rig ended its service in the field and went back to the laboratory for training. Thus, this rig could be a functional well-service rig used for training and certification purposes, offering trainees the unique opportunity to gain practical experience in a controlled environment.

PPSDM Migas could use this rig to simulate various well-servicing scenarios, enabling trainees to apply their theoretical knowledge to practical tasks. This hands-on approach enhances trainees' technical skills and helps them develop problem-solving abilities and a deeper understanding of safety protocols, which are essential qualities for professionals in the oil and gas industry [8].

Rig #99 is a portable Derrick Rig designed explicitly for well service operations, making it a crucial asset in the field of oil and gas exploration, as shown in Figure 1. Unlike fixed rigs, Rig #99 offers enhanced mobility and flexibility due to its smaller, more compact tower structure, allowing for easier transportation and setup across different well sites. Manu-

factured by Skytop Brewster and built/ rebuilt in 1976/2017, the Rig is rated with 550 HP and has a mast height of 50 feet, making it capable of handling a nominal drilling depth of up to 1500 meters. The Rig features a double drum drawwork system with a main line diameter of 7/8" and a sand line of 9/16", and

it is mounted on a 3-axle truck carrier, further enhancing its mobility. The diesel engine, coupled with an Allison transmission, provides the necessary power for the Rig's operations, while its maximum hook load of 150 tons ensures it can handle heavy-duty well service tasks effectively.



Figure 1. The operational of Rig #99 in Nglobo Field

The hoisting system of Rig #99 is designed to facilitate the lifting and lowering of tubing during well service operations, as shown in Figure 2. This system is vital for handling significant vertical and horizontal loads that arise from the tower, tubing, and wind pressures. Complementing this is the supporting structure, built from a steel frame tower above the wellhead. This structure comprises the substructure, drill floor, and drilling tower, each playing a crucial role in maintaining the stability and functionality of the Rig. The substructure serves as a platform that supports heavy loads, while the drilling floor accommodates various smaller drilling equipment, providing space for the crew to operate efficiently. The drilling tower itself is essential for the vertical movement of drill pipes and casing assemblies, with its various components, such as the gin pole, water table, and monkey board, facilitating safe and efficient operations.

Overhead tools are integral to Rig #99's well service capabilities, supporting operations such as lifting and lowering heavy equipment. The crown block, traveling block, hook, and

elevator are the primary overhead tools used, with each playing a specific role in the overall lifting mechanism. The crown block is a stationary pulley that supports the traveling block, which moves up and down to lift the hook and attached drill pipe assembly. This arrangement allows for precise equipment handling, ensuring safety and efficiency during well services. Additionally, the drilling line, which connects all the components in the lifting system, plays a critical role in maintaining the load-bearing capacity of the Rig, allowing it to handle heavy equipment with precision.

Rig #99 is also equipped with several auxiliary systems and safety mechanisms that enhance its operational efficiency and safety. The Blow Out Preventer (BOP) system is one such feature that ensures the safety of well operations by preventing uncontrolled pressure releases. Meanwhile, auxiliary equipment such as the sand line, guyed line, tongs, top drive, and pumps contribute to the Rig's versatility, allowing it to handle a wide range of well service tasks. Finally, the down-hole pumping system, which includes components

like well casing, pump tubing, sucker rods, and down-hole pumps, ensures effective oil extraction and movement within the well-

bore, making Rig #99 a comprehensive and versatile solution for well-service operations.



Figure 2. Hoisting system in Rig #99

This study aims to investigate the potential of Rig #99 utilization as a well-service training school that can produce competent human resources for the oil and gas sector. First, to identify the training needs for oil and gas well service competencies in Indonesia. Second, to determine the competencies required based on the Indonesian National Work Competency Standards (SKKNI) for oil and gas well service. Third, to assess the readiness and suitability of Rig #99 as a well-service training facility at PPSDM Migas.

This investigation is crucial to ensure that Indonesia can develop a workforce capable of meeting the current demands of the oil and gas industry and is adequately prepared to face future challenges.

2. Methods

This research employs a mixed-method approach, incorporating both quantitative and qualitative data. The quantitative aspect focuses on the specifications of Rig #99 and its operational procedures, which serve as a foundation for curriculum development aligned with the Indonesian SKKNI. The qualitative data include insights gathered from

training sessions conducted using Rig #99 and post-training evaluations. Training data collected spans from January 2023 to September 2024, covering 16 training sessions with 268 participants. These sessions were evaluated based on the curriculum, training hours, and post-training assessments.

Additionally, this study utilizes a descriptive approach to detail Rig #99's specifications, components, operational mechanisms, and standard operating procedures, providing an in-depth picture of the training environment and its effectiveness. The primary focus of this research is on how the mobile rig is directly related to the implementation of well-service training and certification. Data sources include primary data obtained through field surveys and questionnaires and secondary data from literature, documents, and reports on well-service operations in the oil and gas industry.

3. Results and Discussion

Achieving competency in well-service requirements meeting specific industry standards that define the necessary knowledge, skills, and abilities for well-service professionals. These standards ensure that

individuals are fully equipped to perform well service activities effectively and safely, minimizing the risk of accidents and operational failures. Competency standards typically cover areas such as well surface and subsurface equipment, rig equipment, well control techniques, safety procedures, and equipment handling. Trainees must also demonstrate their ability to diagnose common well problems, implement appropriate maintenance strategies, and respond to emergencies.

3.1 Well Service Training

PPSDM Migas introduced training with Rig #99 in 2023 as an essential component of the well-service division's efforts to develop a skilled workforce. A total of 16 training sessions are planned until September 2024, with programs lasting 6, 8, 15, and 26 days. These sessions cater to different audiences: the shorter six and 8-day sessions are designed for university students on short-term internships, covering key topics such as Mobilization/Demobilization, Rig Up/Down, Safety Induction, Well Control, and Well Services Operations. Meanwhile, the longer 15 and 26-day training sessions are tailored for beginners entering the oil and gas industry, providing more comprehensive training on Completion Fluid, Well Head/X-Mastree, Casing and Tubing, Artificial Lift Equipment, Rig Maintenance, and Safety.

The Well Service Floorman Training, designed for beginner operators with limited experience, is a cornerstone of this training initiative. Since 2023, 10 sessions have been conducted, offering 15-day and 26-day programs that blend theoretical knowledge with hands-on practice. The 15-day course includes 90 hours of classroom instruction and 50 hours of practical training, while the 26-day course offers a more intensive experience with 57 hours of theory and 137 hours of field practice, complemented by discipline training from the Indonesian National Army. This comprehensive training ensures that participants gain the necessary skills and knowledge to excel well service floormans as well.

Furthermore, community training programs, supported by the Ministry of Energy and

Mineral Resources (KESDM) under Regulation No. 13 of 2022, aim to extend training assistance to individuals from producing and potential areas, remote regions, and communities with limited access to training opportunities. The Well Services Operation and Internship Training, tailored for petroleum engineering students from institutions such as Universitas Bhayangkara Jakarta Raya, Universitas Trisakti, and Institut Teknologi Dili, offers six and 8-day sessions to enhance both theoretical and practical skills. Feedback from these sessions has shown that participants gain significant confidence and skills, making them more competitive and employable in the oil and gas industry.

Well-service activities are essential for managing oil and gas wells throughout their lifecycle, starting from the initial completion phase, which prepares wells for production, to workover operations that ensure sustained productivity. These operations are crucial for maintaining and enhancing well production rates, addressing any operational issues, and ensuring efficient functioning over time. Key activities in this field include rig up, rig down, rig moving, tripping in and out, and sand pumping—all vital for uninterrupted well operations. Therefore, developing a competency-based training curriculum for well service must encompass these core activities to equip trainees with the necessary skills and knowledge for the oil and gas sector.

3.1.1 Rig Up

The Rig Up curriculum provides a comprehensive guide to the preparation and procedural steps required for a rig's safe and efficient setup. The process begins with ensuring all personnel have the complete Personal Protective Equipment (PPE) and conducting a Pre-Job Meeting to assign tasks and develop a Job Safety Analysis (JSA). This phase also includes essential checks, such as verifying hydraulic oil levels, inspecting the Rig and its equipment using the Rig Safety Checklist, and preparing the ground anchor for stability. Proper communication is emphasized, especially for work near power lines, to ensure safety throughout the preparation.

The procedural steps involve the systematic adjustment and setup of various rig components. This includes adjusting screw jacks, bleeding air traps, and ensuring the hydraulic pressure reaches the required levels (1800-2000 PSI) according to industry standards like API Specification 4E. Operators are instructed to lift the lower and upper masts cautiously, monitor for any obstructions, and install safety pins and load guy lines for stability. Special attention is given to safety measures, such as keeping personnel away from the Draw work during mast lifting and using harnesses when accessing elevated areas.

Once the upper mast is correctly positioned and secured, the supervisor directs the installation and tensioning of guy lines, ensuring proper grounding and installation of equipment such as the crown load and wind load guy lines. Ground anchor installation is conducted meticulously, with guidelines ensuring it is free from underground hazards and positioned according to API RP 4G standards. The final steps include installing escape poles, flags, and safety guards to ensure the Rig is fully operational and adheres to safety standards, reflecting a thorough and safety-oriented approach to the rig setup.

3.1.2 Well Service Operation

The Well Service curriculum outlines the essential human resources, procedures, equip-

ment, and contingency plans required for effective well maintenance operations. It begins by emphasizing the importance of qualified and certified personnel, as illustrated in Figure 3. All rig crew members must possess valid competency certificates, ensuring that key roles such as Rig Superintendent, Tool Pusher, Derrickman, Driller, and Floorman are filled by appropriately trained individuals. Additional requirements include maintaining accurate worker identification, ensuring annual medical check-ups are validated by a certified field doctor, and supervising job roles to prevent personnel from performing tasks outside their designated responsibilities.

The procedural aspect of the curriculum ensures adherence to safety protocols and operational guidelines. Before starting any well-service work, Safe Work Permits (SIKA), JSA, and site entry procedures must be in place and communicated effectively to all crew members. A Health, Safety, and Environment (HSE) plan and emergency response protocols must be printed, available on-site, and understood by the team through daily briefings. Regular emergency drills, such as Kick Drill, BOP Drill, and Fire Drill, are also mandated to ensure readiness. Additionally, maintaining cleanliness, good housekeeping practices, and following the Rig Operation Checklist to address and resolve any findings are essential curriculum components.



Figure 3. Well service operation using Rig #99

Regarding equipment, the curriculum stresses the importance of ensuring that all certifications, such as the Oil and Gas Rig Certificate, certificates for cranes and forklifts, and calibration certificates for pressure gauges and weight indicators, are valid and present on-site. Function tests for all equipment, including BOP systems, fire pumps, and communication devices, must be conducted and documented before initiating operations. Effective communication is ensured by providing functioning Handy Talky radios to all key personnel.

The contingency plan section covers crucial safety measures for unexpected situations. Before the Rig operates, the annulus must be connected to the flowline. If a kick or flow occurs, the safety valve must be installed on the tubing, and the BOP must be closed immediately. Coordination with the operator to control fluid flow and ongoing observation is necessary, followed by bullheading and continuous monitoring to manage any potential well control issues. This comprehensive curriculum ensures that all aspects of well service operations are conducted efficiently, safely, and in compliance with industry standards.

3.1.3 Rig Down

The Rig Down curriculum outlines the steps to dismantle and prepare a rig for transportation safely. It starts with the preparation phase, where a tailgate meeting is conducted to assign tasks and coordinate the rig crew. During this phase, all attached guy lines and escape lines must be removed from ground anchors, including those connected to the bumper rig. Additionally, special attention is required to ensure there are no subsurface cables before rotating the ground anchor.

The procedure phase involves a series of detailed steps to dismantle the Rig. First, the electrical inlet cable and grounding connected to the upper mast are removed, and the rigging on the Monkey Board is secured to prevent snagging. All personnel must use climbing devices and belts for safety when climbing the mast. The air is then bled from the telescoping ram to ensure smooth hydraulic operation, and the traveling block,

sand line, and cat line cable are elevated to a safe height. The process continues by raising the upper mast and carefully removing the locking pawl before lowering it slowly. Throughout this step, it's essential to monitor wire lines and avoid any snagging or sudden movements that could damage the rig components.

The next steps involve bleeding air from the raising cylinder in a controlled manner, removing safety pins from the derrick leg, and gradually lowering the rig mast using the control valve. This phase requires meticulous attention to ensure wire lines do not interfere and to prevent rough handling, which could cause damage to the Rig's structural integrity or seals. Following this, all drilling lines, sand lines, cat lines, escape lines, and guy lines are rolled up and secured properly to prevent them from coming loose during transportation.

The final steps include folding and securing the rig floor, retracting the manual jack, releasing the leveling jack, and switching the transfer gear from the "DRAW WORK" position to the "CARRIER" position. A thorough inspection of all rig tires, oil systems, lubrication, steering, brake systems, and lighting systems is conducted to ensure they are in proper working condition. The Rig is also checked for any oil spills or trash around the site to maintain environmental safety, as shown in Figure 4. Once all equipment is properly loaded and secured, the Rig is declared ready for movement, marking the completion of the Rig Down process. This curriculum ensures a systematic and safe dismantling process for efficient and accident-free rig transportation.

3.1.4 Rig Moving

The Rig Moving curriculum provides a comprehensive guide to safely and efficiently relocate a rig to a new site. It begins with the preparation phase, which emphasizes the importance of ensuring that all required permits, such as CP-21-167 (Working Near Power Line) and Excavation Permits, are completed and available. All personnel must be equipped with the appropriate PPE. Before

starting the moving process, a Pre-Job Meeting is conducted with all involved parties to outline the procedures, risks, and safety measures. Necessary documentation like the Journey Management Moving plan, JSA, and Journey Management System form must be completed. The convoy leaders (Senior Tool-

pusher and Truck Pusher) must be equipped with revolving lights, red flags, and radio communication devices, and they should be accompanied by a competent Moving Team that includes field officers and an HSE representative.



Figure 4. Rig down and be ready for moving

The procedure phase outlines the steps involved in safely executing the rig move. It starts with a thorough inspection of the route to be taken, including checking road width, intersections, pipe positions, and power line heights. The Rig and equipment must be loaded carefully onto transport vehicles, ensuring the load is securely tied and does not exceed the transport's capacity. If the load surpasses the maximum length or width, it must be marked with red flags and approved by the Wellwork leadership. Repairs to the moving or abandoned location must be done if necessary, and all vehicle systems like tire pressure, engine oil, brakes, lights, and safety features must be checked to ensure proper functioning.

During the rig moving, safety is a top priority. The Rig is to be transported in a convoy led by the Convoy Leader, with a maximum of three vehicles per convoy. The convoy leader maintains a safe distance and assists the rig driver in navigating exits and entrances. The convoy should maintain a minimum distance of 30 meters, and the speed of the Rig should not

exceed 40 km/h. In adverse conditions such as slippery roads, safe convoy distances must be doubled and speed reduced accordingly. Throughout the journey, communication between convoy members is maintained using radio, lights, and horn signals to ensure smooth coordination. Rig personnel are not allowed on the rig carrier during movement to avoid accidents. After approximately 25 km, a trip inspection is conducted to ensure everything functions correctly and safely. Upon arrival at the new site, the Rig is parked in a safe location, ensuring that it adheres to the layout procedure and safety measures, with the transmission gear set to neutral, parking brakes engaged, and tire chocks properly installed. This curriculum ensures that the rig moving process is conducted safely, efficiently, and in compliance with all safety regulations.

3.2 Competency Standard for Well Service

The Rig #99 training program is designed to align with these competency standards, ensuring that trainees acquire the skills needed to meet industry requirements. These com-

petency standards are crucial for developing a skilled workforce capable of maintaining the productivity and safety of oil and gas wells, contributing to the long-term sustainability of Indonesia's oil and gas industry.

3.2.1 SKKNI for Well Service Operation

The Decree of the Minister of Manpower Number 52 of 2022 established the Indonesian SKKNI for the Mining and Quarrying sector, specifically for Oil, Gas, and Geothermal Mining in the field of well service and workover. This decree ensures that well-service workers have the skills and competencies needed to perform their duties efficiently and safely, serving as an official guideline for industry professionals.

The decree follows the provisions of Article 31 of the Regulation of the Minister of Manpower Number 3 of 2016, which outlines the procedures for determining national work competency standards. The need for this decree was reinforced during a national convention on December 7, 2021, in Bogor, where key industry stakeholders agreed on the draft standard. This collaborative approach ensured the standard was comprehensive and met practical industry requirements. Additionally, a letter from the Director of Oil and Gas Engineering and Environment (Number B-2918/MG.06/DMT/2022), dated April 8, 2022, emphasized the importance of clear competency standards for workover and well service sector workers. The decree was

officially ratified on May 20, 2022, providing a legal framework and standards for workforce competency in this sector.

Well-service competency standards have been in place in Indonesia since 2007, following the Decree of the Minister of Manpower and Transmigration Number KEP.243/MEN/V/2007 [9]. According to the Ministry of Manpower's competency mapping (2022), eleven competencies are currently identified in well-service operation [10]. However, this recent competency mapping does not specify the levels or qualifications of personnel. In contrast, the earlier decree identified five qualifications that can be attained. It also categorized the competencies into three types: general competencies (comprising 3 units), core competencies (6 units), and special competencies (1 unit). This updated competency standard is developed based on the Regional Model Competency Standard (RMCS), guided by job competency analysis, and is officially endorsed by the Minister of Manpower based on the outcomes of the national convention on SKKNI for onshore drilling. According to the International Labour Organization [11], the RMCS consists of three main elements: industry description and scope, function, and primary units. Each unit is further structured into four sub-components: performance criteria, evidence requirements, critical skills and essential knowledge, and scope statements, as illustrated in Figure 5.

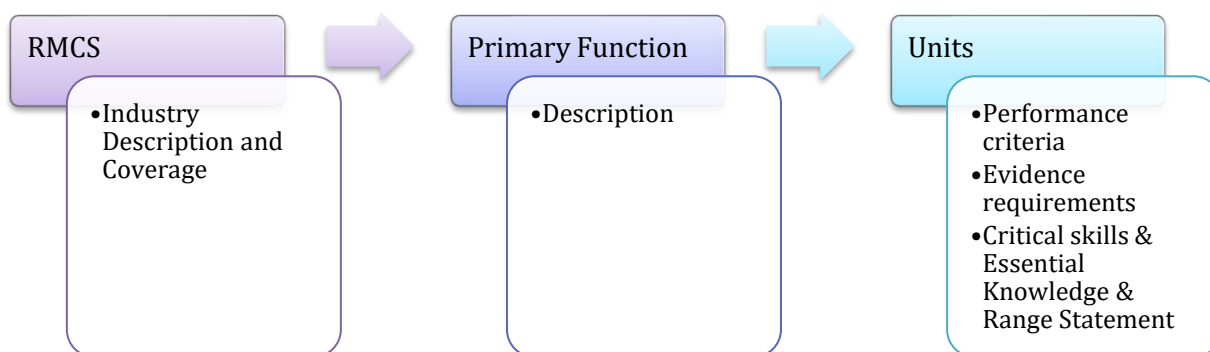


Figure 5. Main Functions and Units detailed in RMCS [11]

A significant advantage of having a single standard is that it enables centralized training and certification for workers, ensuring that only a select number of authorized profes-

sional training and certification institutions can issue well-service competency certificates. However, this centralized approach may limit the ability to quickly expand the

workforce to meet industry demands within a short timeframe [12]. Therefore, it is essential to strengthen the competency-based capacity development system to address future needs more efficiently.

The standards outlined in the SKKNI are further detailed in job scheme certifications, which help identify the specific competencies required for individuals to obtain a job competency certificate. The Well Service Job Certification Scheme is designed to provide competency certification for workers in the role of Rig Well service operator, in accordance with the Indonesian SKKNI. This certification ensures that individuals meet the essential competency requirements for this position, serving as a benchmark for assessments conducted by the Professional Certification Body (LSP) and qualified competency assessors. The scheme aims to achieve several key objectives, primarily by ensuring legal and regulatory compliance, which guarantees that every worker has the right to gain recognition for their competencies acquired through education, training, and work experience. Furthermore, the certification emphasizes the importance of having workers who are adequately skilled and competent in their roles, thereby enhancing overall safety and efficiency in well service operations.

3.2.2 Well service Floorman

The job description for a certified Well Service Floorman encompasses several critical responsibilities, including implementing oil and gas and geothermal mining regulations, maintaining occupational safety and health standards, executing barrier system equipment dismantling and installation, handling the tripping in and out, preventing blowout, addressing well service issues, performing fishing jobs, and carrying out well completion tasks.

To qualify for this certification, applicants must meet specific basic requirements. They must possess a health certificate that confirms their physical ability, vision, hearing, and mobility are in good condition. Additionally, they should have relevant education, training, and experience. This includes a

minimum high school education with at least six months of experience in workover and well service as a helper or roustabout rig, along with a recommendation from their company. Alternatively, applicants can have completed drill floor operator training with similar experience or possess a minimum of four years of work experience in the field of workover and well service, all with appropriate company endorsement.

3.2.3 Well service Derrickman

The Well Service Derrickman certification scheme is vital for ensuring that individuals in this role are equipped with the necessary competencies. The job description for a certified Derrickman encompasses several responsibilities that are essential for maintaining operational safety and efficiency. These include implementing oil and gas regulations, adhering to occupational safety, health, and environmental protection standards at the workplace, and executing well-killing procedures. Additionally, Derrickman is responsible for the dismantling and installation of barrier system equipment, tripping in and tripping out, and preventing wild gushes, which are crucial for maintaining well integrity.

Moreover, Derrickman must be proficient in handling workover and well service issues, carrying out fishing jobs, and ensuring successful well completion. This diverse range of responsibilities underscores the need for well-rounded training and certification, which not only enhances individual competence but also contributes to the overall safety and productivity of well service operations. To qualify for this certification, applicants must have a health certificate that confirms their physical ability, vision, hearing, and mobility are in good condition. A minimum education level of high school is required, along with at least one year of experience in workover and well service as a floorman. Additionally, applicants must hold a Drilling Floorman/Well service Floorman certificate and be recommended by their company.

3.2.4 Well service Driller

The job description for a certified Well Service Driller includes a variety of critical

responsibilities aimed at maintaining safety and efficiency at workover and well maintenance sites. Key duties involve implementing oil and gas regulations, ensuring compliance with occupational safety, health, and environmental protection standards, and executing well-killing procedures. Additionally, the Driller is tasked with dismantling and installing barrier system equipment, managing the tripping-in and out of circuits, preventing blowout, and controlling well pressure.

Moreover, the Driller must effectively handle workover and well service challenges, perform fishing jobs, and oversee well-completion activities. To qualify for certification, applicants must provide a health certificate that verifies their physical ability, vision, hearing, and mobility are in good condition. Candidates should be a minimum of high school graduates, with two years of work experience as a tower operator or assistant driller, holding a Derrickman certificate for at least two years, and receiving a recommendation from their company. Alternatively, candidates may qualify with one year of experience as a well service supervisor, well service engineer, completion engineer, rig operation engineer, or rig supervisor. Additionally, those moving up from a driller position must possess an active Driller certificate.

3.2.5 Well service Tool pusher

The Tool pusher's job description includes implementing oil and gas regulations, as well as occupational safety, health, and environmental protection measures at workover and well service sites. Key responsibilities involve performing well-killing procedures, dismantling and installing barrier system equipment, and executing tripping-in and out circuit operations. Furthermore, the Tool pusher is tasked with preventing blowouts and maintaining well pressure control, all while effectively handling various workover and well service challenges. This position also requires the implementation of fishing jobs and the supervision of all workovers and well service activities, emphasizing the importance of leadership and technical expertise.

To qualify for certification as a Well Service Tool pusher, a health certificate is required to confirm that candidates possess the necessary physical abilities, including vision, hearing, and mobility. The educational and experience criteria are designed to ensure that only qualified individuals assume this critical role. Candidates may qualify by holding a minimum high school diploma with at least four years of work experience as a driller, possessing a driller certificate for four years, and receiving a company recommendation. Alternatively, individuals with a bachelor's degree in engineering can qualify with a minimum of two years of experience in junior well services supervision, well service engineering, completion engineering, rig engineering, or rig supervision, along with holding a driller certificate for at least one year. Lastly, candidates with a bachelor's degree in engineering who have three years of experience as a well service supervisor may also qualify without the need for a driller certificate, provided they receive a company recommendation. Importantly, those transitioning from the Drilling toolpusher position must maintain an active certificate. By adhering to these stringent requirements, the certification process ensures that Well Service Toolpushers are highly skilled and competent, thereby enhancing the safety and efficiency of well service operations.

3.3 Post-training Evaluation

The post-training evaluation plays a crucial role in assessing the effectiveness of training programs and identifying areas for improvement. For the evaluation, each training participant completed a Likert scale questionnaire to measure their level of agreement with various aspects of the training experience. The questionnaire included 11 essential elements, such as the schedule and duration, learning materials, alignment of pre-tests and post-tests, and the quality of IT-related facilities. The evaluation results demonstrated varying degrees of satisfaction across different training programs, as shown in Figure 6. The Well service Floorman Training scored between 86.67 and 100, indicating a generally high level of satisfaction, albeit with some areas that could be improved. In contrast, the Well

Service Operations and Internship Training consistently received a perfect score of 100, suggesting that this program met or exceeded participant expectations in all aspects. The Oil and Gas Operations and Internship Training scored 94.44, which, while high, indicated that there is still room for minor enhancements. These results suggest that while all programs were effective, the Well Service Operations and Internship Training stood out as the most well-received.

Comparing these findings with similar studies in the field of vocational training, such as the study by Holderby and Van Domelen [13], which evaluated technical training programs

in the energy sector, the consistently high scores in this evaluation align with the general trend that hands-on, practical training tends to yield higher participant satisfaction. Smith et al. noted that training programs with a strong emphasis on practical, real-world applications, coupled with comprehensive learning facilities and resources, achieved significantly better outcomes in terms of participant satisfaction and skill acquisition. This comparison reinforces the idea that the more a training program can mimic real-life work environments and offer adequate support facilities, the higher the likelihood of achieving optimal training outcomes.

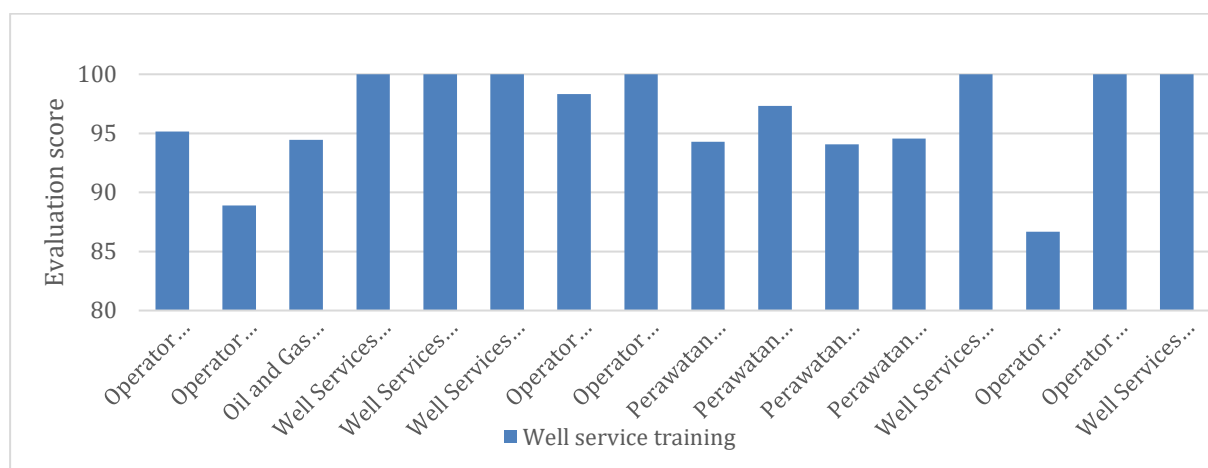


Figure 6. Average score from well service training participants from the 2023-2024 period

Participants' suggestions for improvement also provided valuable insights into areas that could enhance the training experience, as shown in Figure 7. For instance, participants recommended better time management for field practice and suggested limiting discipline training to morning sessions to avoid fatigue. Additionally, there were calls to increase the availability of Personal PPE to prevent reuse, extend the duration of the well

service program to allow for more effective field practice, and ensure thorough preparation with complete equipment to aid in understanding the materials and techniques. These suggestions are consistent with feedback from other vocational training programs, where participants often emphasize the importance of adequate resources, time, and support for maximizing learning outcomes.

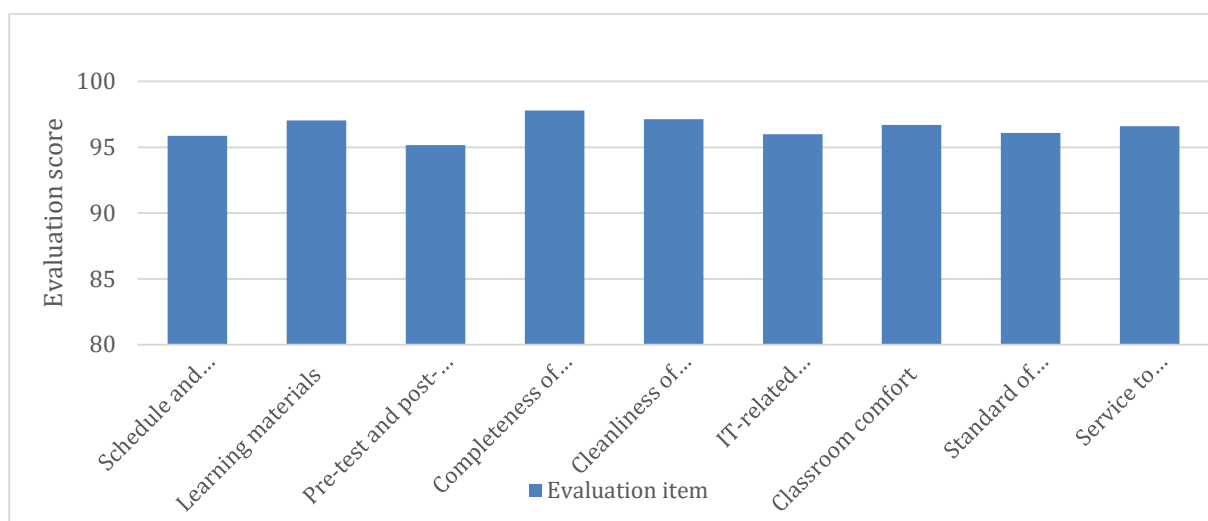


Figure 7. Average evaluation score per category

4. Conclusion

This study aimed to explore the potential of Rig #99 as a well service training school capable of producing competent human resources for the oil and gas sector in Indonesia. This was done by first identifying the training needs for oil and gas well service competencies, as well as determining the required competencies based on the Indonesian National Work Competency Standards. Additionally, the study assessed the readiness and suitability of Rig #99 as a well service training facility at PPSDM Migas.

The findings revealed that the training programs using Rig #99 were effective in developing practical competencies and enhancing participants' readiness for real-world applications. Evaluation scores showed that the programs generally met the needs of participants, with the Well Service Operations and Internship Training scoring the highest satisfaction levels, consistently reaching 100 across all criteria. The study also identified other programs, such as the Well Service Floor Operator Training and the Oil and Gas Operations and Internship Training, which demonstrated high scores ranging from 86.67 to 100, indicating overall satisfaction with the training quality.

These results suggest that Rig #99 is well-suited as a training facility for developing competencies in the oil and gas sector.

However, areas for improvement were identified, including better time management, increased availability of Personal Protective Equipment, and enhanced preparation and equipment. Addressing these suggestions will help further refine the training experience and ensure that Rig #99 continues to produce highly competent individuals who are well-prepared to meet the demands of the oil and gas industry in Indonesia.

5. References

- [1] T. R. Wanasinghe *et al.*, "Digital Twin for the Oil and Gas Industry: Overview, Research Trends, Opportunities, and Challenges," *IEEE Access*, vol. 8, pp. 104175-104197, 2020, doi: 10.1109/access.2020.2998723.
- [2] M. Mulder, "Competence-based Education and Training," *The Journal of Agricultural Education and Extension*, vol. 18, no. 3, pp. 305-314, 2012, doi: 10.1080/1389224x.2012.670048.
- [3] E. Salas and K. C. Stagl, "Design Training Systematically and Follow the Science of Training," in *Handbook of Principles of Organizational Behavior*, 2012, pp. 57-84.
- [4] T. M. Komulainen, A. R. Sannerud, and M. Cheng, "Learning transfer through industrial simulator training: Petroleum industry case," *Cogent*

- Education*, vol. 5, no. 1, 2018, doi: 10.1080/2331186x.2018.1554790.
- [5] C.V. Amaechi *et al.*, "Guidelines on Asset Management of Offshore Facilities for Monitoring, Sustainable Maintenance, and Safety Practices," *Sensors (Basel)*, vol. 22, no. 19, Sep 25 2022, doi: 10.3390/s22197270.
- [6] P. Ghosh, J. Prasad Joshi, R. Satyawadi, U. Mukherjee, and R. Ranjan, "Evaluating effectiveness of a training programme with trainee reaction," *Industrial and Commercial Training*, vol. 43, no. 4, pp. 247-255, 2011, doi: 10.1108/00197851111137861.
- [7] A. Tsiboukli and K. Wolff, "Using focus group interviews to understand staff perceptions from training in the therapeutic community model," *J Drug Educ*, vol. 33, no. 2, pp. 143-57, 2003, doi: 10.2190/FUK5-BQVL-R53W-4RG7.
- [8] S. O. O. Johnsen, E. Okstad, A. L. Aas, and T. Skramstad, "Proactive Indicators To Control Risks in Operations of Oil and Gas Fields," *SPE Economics & Management*, vol. 4, no. 02, pp. 90-105, 2012, doi: 10.2118/126560-pa.
- [9] Kementerian Ketenagakerjaan dan Transmigrasi (2007). Keputusan Menaker Nomor KEP.243/MEN/V/2007 tentang Penetapan Standar Kompetensi Kerja Nasional Indonesia Sektor Industri Minyak Dan Gas Bumi Serta Panas Bumi Sub Sektor Industri Minyak Dan Gas Bumi Hulu Bidang Produksi Sub Bidang Perawatan Sumur.
- [10] Kementerian Ketenagakerjaan (2022). Keputusan Menaker Nomor 52 Tahun 2022 tentang Penetapan Standar Kompetensi Kerja Nasional Indonesia Kategori Pertambangan dan Penggalian Golongan Pokok Pertambangan Minyak Bumi dan Gas Alam dan Panas Bumi Bidang Kerja Ulang dan Perawatan Sumur (Workover and Well Servicing).
- [11] ILO, "Regional Model Competency Standards: Core competencies. ," in "Regional Skills Programme, Regional Office for Asia and the Pacific," International Labour Organization, 2015. [Online]. Available: http://www.ilo.org/wcmsp5/groups/public/---asia/---ro-bangkok/documents/publication/wcms_420961.pdf
- [12] O. Elijah *et al.*, "A Survey on Industry 4.0 for the Oil and Gas Industry: Upstream Sector," *IEEE Access*, vol. 9, pp. 144438-144468, 2021, doi: 10.1109/access.2021.3121302.
- [13] E. Holderby and M. Van Domelen, "Advancing Multidisciplinary Training and Development for Young Professionals in the Oil and Gas Industry," in *SPE Annual Technical Conference and Exhibition*, 2015, vol. Day 2 Tue, September 29, 2015, D021S010R009, doi: 10.2118/176745-ms. [Online]. Available: <https://doi.org/10.2118/176745-MS>

Perencanaan Stimulasi Pengasaman Menggunakan *Matrix Acidizing* pada Sumur IA Lapangan K

Iglina Ihda Aulia Kaliky¹, Gerry Sasanti Nirmala^{2*}, Deny Ismail Pellu¹

¹Teknik Mesin/Teknik Produksi Minyak dan Gas, Politeknik Negeri Ambon, Indonesia

²Teknik Produksi Minyak dan Gas, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Indonesia

ABSTRAK

Salah satu aktivitas perbaikan sumur untuk meningkatkan permeabilitas batuan dan memperkecil *formation damage* guna meningkatkan laju produksi ialah stimulasi pengasaman, dilakukan dengan menginjeksikan larutan asam ke dalam pori-pori batuan atau lapisan produktif bertujuan melarutkan batuan reservoir dari partikel penyumbat pori-pori. Produktivitas sumur IA di lapangan K pada PT Pertamina EP Field Cepu Regional 4 Zona 11 mengalami penurunan laju produksi saat ini sebesar 200 BLPD karena kerusakan formasi disekitar lubang sumur. Untuk meningkatkan kembali produktivitas sumur IA, penelitian ini menggunakan metode *matrix acidizing* yang menjadi salah satu kegiatan stimulasi menghilangkan *damage* di dekat lubang sumur dengan menginjeksikan *acid* ke dalam media berpori pada tekanan injeksi dibawah tekanan rekah formasi. Pengasaman dilakukan pada batuan reservoir *sandstone* menggunakan jenis asam HCl 15% dengan volume sebesar 78 bbl dan beberapa aditif yang diharapkan dapat meningkatkan kembali laju produksi. Penulis mengevaluasi produktivitas indeks dan kurva *Inflow Performance Relationship* sebagai parameter keberhasilan dari penelitian. Hasil dari penelitian menunjukkan adanya keberhasilan setelah dilakukan perencanaan stimulasi *matrix acidizing* pada sumur IA diperoleh laju produksi sebesar 489.8 BLPD dengan produktivitas indeks sebesar 0.4 STB/d/psi dan kurva *inflow performance relationship* menunjukkan laju produksi maksimum yang mampu dicapai sumur sebesar 602 BLPD serta laju produksi optimum sebesar 482 BOPD.

Kata kunci: formation damage, stimulasi pengasaman, matrix acidizing

 gerry.nirmala@esdm.go.id

1. Pendahuluan

Salah satu faktor terjadinya penurunan produktivitas sumur adalah akibat rusaknya formasi di sekitar lubang sumur, hal ini menyebabkan terhambatnya permeabilitas alami batuan pada formasi minyak dan gas sehingga terjadi penurunan *rate* produksi. Pe-

nurunan produksi dapat terjadi dimana saja dalam sistem produksi mulai dari lubang sumur hingga perforasi bahkan sampai ke dalam formasi [1]. Kerusakan formasi dapat terjadi kapan saja selama operasi pengeboran, *completion*, *workover*, produksi, dan stimulasi [2]. Untuk menghasilkan sumur minyak atau gas yang produktif, permeabilitas batuan re-

servoair sangat penting untuk evaluasi reservoir yang tepat. Permeabilitas adalah ukuran seberapa mudah fluida baik minyak, gas, atau air melewati pori-pori batuan yang dinyatakan dalam milidarcy (mD). Oleh karena itu, sangat penting untuk mengetahui nilai permeabilitas formasi pada setiap lapisan batuan karena nilai ini mengatur laju aliran, letak perforasi, dan jarak sumur. Sehingga tidak akan efektif jika nilai permeabilitas formasi pada setiap lapisan batuan tidak diketahui. Terdapat tiga macam permeabilitas, diantaranya permeabilitas absolut merupakan ukuran permeabilitas sampel batuan yang jenuh sepenuhnya dengan satu fluida. Kedua, permeabilitas efektif adalah permeabilitas suatu fluida yang lebih dari satu fasa, yang akan selalu kurang dari mutlak dan akan bervariasi seiring perubahan saturasi. Ketiga, permeabilitas relatif yaitu perbandingan antara permeabilitas efektif dan permeabilitas absolut pada keadaan jenuh tertentu.

Apabila sumur tidak berproduksi seperti yang diharapkan atau dapat dikatakan formasinya mengalami *damage* yang ditandai dengan menurunnya *rate* produksi, maka stimulasi diperlukan untuk meningkatkan *rate* produksi agar sumur tersebut kembali berproduksi sesuai dengan yang diharapkan. Stimulasi sumur merupakan aktivitas teknis bertujuan meningkatkan aliran minyak atau gas dari reservoir karena adanya *damage* atau *skin* disekitar lubang sumur dengan cara melarutkan batuan atau membuat saluran baru disekitar lubang sumur [3]. Stimulasi sumur adalah prosedur perbaikan sumur untuk meningkatkan permeabilitas suatu formasi yang rusak sehingga menghasilkan laju produksi lebih tinggi dibandingkan sebelum sumur distimulasi [4]. Aktivitas perbaikan yang dilakukan pada suatu sumur untuk meningkatkan permeabilitas batuan dan memperbaiki atau memperkecil *formation damage* dengan tujuan meningkatkan *rate* produksi adalah stimulasi pengasaman (*acidizing*). *Acidizing* dilakukan dengan injeksi larutan *acid* ke dalam lubang sumur atau lapisan produktif untuk melarutkan batuan reservoir ataupun

material penyusunnya dari partikel penyumbat pori-pori, sehingga meningkatkan laju produksi yang terjadi karena adanya pelarutan atau reaksi antara asam dan batuan. Proses ini dilakukan pada formasi *sandstone* yang mempunyai tujuan utama untuk memperbaiki *damage*. Sedangkan pada formasi *carbonate* menargetkan untuk memperbaiki *damage* dan meningkatkan permeabilitas.

Beberapa metode pengasaman yang dapat dilakukan diantaranya *matrix acidizing*, *acid fracturing*, dan *acid washing* [5]. Apabila *formation damage* telah mengakibatkan penurunan produktivitas pada suatu sumur, maka *matrix acidizing* merupakan metode yang tepat digunakan untuk meningkatkan kembali produktivitas sumur tersebut. *Matrix acidizing* adalah kegiatan stimulasi yang digunakan untuk menghilangkan *damage* di dekat lubang sumur dengan melibatkan injeksi *acid* ke dalam media berpori pada tekanan injeksi dibawah tekanan rekah formasi agar reaksi *acid* dapat meresap secara merata ke seluruh formasi batuan [6].

Pada penelitian ini, sumur IA ialah salah satu sumur produksi di PT Pertamina EP Field Cepu Regional 4 Zona 11 yang pertama kali dilakukan pemboran eksplorasi pada tahun 2012 dan menjadi sumur produksi pada tahun 2013 yang terletak di wilayah Kabupaten Tuban, Jawa Timur. Sumur IA memiliki formasi batuan reservoir yaitu *sandstone* dan mengandung fluida dua fasa. Permasalahan produksi pada sumur IA karena terdapat *formation damage* yang mengakibatkan penurunan pada *rate* produksi dari sumur tersebut sebesar 200 BLPD. Dengan demikian, sumur IA dijadikan sebagai sumur kandidat dilakukannya stimulasi pengasaman. Dalam pelaksanaan operasi stimulasi pengasaman menggunakan menggunakan metode *coiled tubing* yang umumnya digunakan untuk aktivitas *well intervention* seperti rekahan, *well testing*, pengasaman, dan lainnya [7]. Perencanaan dan pemilihan jenis stimulasi pengasaman yang sesuai untuk sumur produksi bertujuan agar mengatasi *formation damage* yang mungkin terpengaruh oleh *damage*.

Oleh karena itu, akan dievaluasi keberhasilan perencanaannya menggunakan parameter indeks produktivitas dan kurva *inflow performance relationship* pada sumur IA di lapangan K.

2. Metode

Penelitian ini dilakukan pada sumur IA di wilayah pengelolaan PT Pertamina EP Field Cepu Regional 4 Zona 11 yang secara administratif terletak di Kabupaten Tuban, Jawa Timur. Reservoir pada Lapangan K terdiri dari formasi Ngrayong, formasi Bulu, dan formasi Wonocolo. Sumur IA memiliki lapisan produktif yang terletak pada formasi Wonocolo dengan litologi *calcareous sandstone* atau batupasir berkapur yang berbeda dengan batupasir lain yang biasanya terikat oleh silica atau oksida besi, melainkan tersusun dari kalsium karbonat (kalsit) sebagai bahan pengikat. Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah *matrix acidizing*, kegiatan stimulasi untuk menghilangkan *damage* di dekat lubang sumur dengan melibatkan injeksi asam dan beberapa aditif ke dalam media berpori pada tekanan injeksi dibawah tekanan rekah formasi agar reaksinya dapat meresap secara merata ke seluruh formasi batuan.

2.1 Data

Sementara itu, segala data yang dibutuhkan penulis dalam pengumpulan data berasal dari data primer yaitu data yang diperoleh secara langsung, dan data sekunder yaitu dari sumber yang sudah ada serta data penunjang lainnya. Adapun beberapa data yang diperlukan penulis untuk menyelesaikan penelitian ini antara lain:

- Data sumur yang digunakan untuk menginjeksikan asam pada kegiatan stimulasi pengasaman, dipaparkan pada Tabel 1.
- Data reservoir digunakan untuk melakukan perencanaan stimulasi pengasaman, dipaparkan pada Tabel 2.
- Data produksi yang berupa data laju alir produksi harian digunakan sebagai acuan untuk mengevaluasi PI dan kurva IPR sebelum dan sesudah dilakukan perencanaan stimulasi pengasaman menggunakan metode *matrix acidizing*.
- Data asam dan aditif yang diinjeksikan, mencakup jenis dan konsentrasi asam yang akan diinjeksikan serta penambahan beberapa aditif untuk menunjang perencanaan stimulasi pengasaman. Dipaparkan pada Tabel 3 dan 4.

Tabel 1. Data Sumur IA

Parameter	Nilai	Satuan
Nama Sumur	IA	
<i>Well Trajectory</i>	<i>Vertical</i>	
<i>Lifting Method</i>	<i>Artificial Lift</i>	
<i>Artificial Lift Type</i>	<i>Electric Submersible Pump</i>	
<i>Perforated Interval</i>	1362-1368	m
<i>Casing</i>	20" K-55 ; 94 ppf ; @60 m 13 3/8" K-55 ; 54.5 ppf ; @453 m 9 5/8" N-80 ; 47 ppf ; @1248 m 7" (Liner) N-80 ; 26 ppf ; @1799 m	inch
<i>Plug Bottom Total Depth (PBD)</i>	1372 (7" bridge plug)	m

<i>Completion String</i>	2 7/8" tubing 7" mech packer 2 jts 2-7/8 tubing 2-7/8 bell shoe	inch
<i>End of String</i>	1359	m
Kedalaman Sumur	1800	ft
Laju Produksi	200	BLPD

Tabel 2. Data Reservoir Sumur IA

Parameter	Nilai	Satuan
Tekanan Reservoir (Pr)	1870	psi
Tekanan Aliran Dasar Sumur (Pwf)	1100	psi
Temperatur Reservoir (T)	203°	F
Producing Layer	Layer F, Wonocolo	
Porositas (ϕ)	14	%
Permeabilitas (k)	57.53	mD
Viskositas Asam	1.27	cp
Jari-jari Sumur (rw) Asumsi	0.3	ft
Jari-jari Pengurasan (re) Asumsi	820.21	ft
Kedalaman Formasi	1368 ; 4488	m, ft
Tebal Formasi (h) Asumsi	2 ; 6.562	m, ft
Gradien Overburden Asumsi	1.106	psi/ft
Gradien Hidrostatik Asam 15%	0.4659	psi/ft

Tabel 3. Data *Preflush* dan *Overflush* Yang Akan Digunakan

				Total Volume 68 bbl			
Material	SG		Conc / 1000 gal	Job Requirement			
	Code	Dens, ppg		Qty	Unit	Qty	Unit
<i>Fresh Water</i>	F/W	8.34	907	2590.16	gal	61.67	bbl
<i>Pottasium Chloride</i>	KCl	12.77	333	951.05	lb	9.51	sack
<i>Non Emulsifier</i>	NEA-113	7.39	5	14.28	gal	0.26	drum
<i>Non Ionic Surfactant</i>	S-10L	7.68	10	28.56	gal	0.52	drum
<i>Mutual solvent</i>	MS-10	7.50	50	142.80	gal	2.60	drum
<i>Clay Stabilizer</i>	CI-100	8.34	2	5.71	gal	0.10	drum

Tabel 4. Data Sistem HCl 15% Yang Akan Digunakan

15% HCl System				Total Volume 78 bbl			
SG		1.06		Job Requirement			
Material	Code	Dens, ppg	Conc / 1000 gal	Qty	Unit	Qty	Unit
Fresh Water	F/W	8.34	490	1605.2	gal	38.22	bbl
Hydrogen Chloride 32%	HCl 32%	9.66	432	1415.2	gal	25.73	drum
Mutual Solvent	MS-10	7.50	50	163.8	gal	2.98	drum
Non Ionic Surfactant	S-10	7.68	8	266.2	gal	0.48	drum
Corrosion Inhibitor	CI-203S	8.12	10	32.80	gal	0.60	drum
Non Emulsifier	NEA-113	7.39	5	16.4	gal	0.30	drum
Iron Chelating Agent	IC-10	11.9262	30	98.3	lb	1.79	sack
Clay Stabilizer	CS-100	8.34	2	6.6	gal	0.12	drum
Methanol	M-10	6.56	0	0.0	gal	0	drum

2.2 Productivity Index

Penulis menggunakan *productivity index* (PI) dan kurva *inflow performance relationship* (IPR) sebagai parameter keberhasilan dari penelitian. PI adalah nilai indeks yang menunjukkan kemampuan produksi suatu formasi sumur produktif untuk mengalirkan fluida, baik minyak, gas atau air ke dasar sumur pada kondisi tertentu [8] menggunakan persamaan berikut:

$$PI = J = \frac{q}{Pr - Pwf} \tag{1}$$

Terdapat tiga penentuan terhadap tingkat *productivity index* (PI), diantaranya PI dikatakan rendah apabila $PI < 0,5$, PI dikatakan sedang apabila $0,5 < PI < 1,5$ dan PI dikatakan tinggi apabila $PI > 1,5$. Serta kurva IPR memberikan gambaran kinerja suatu sumur yang dapat digunakan untuk merencanakan pengoperasian suatu sumur produksi [9]. Dalam hal ini, menunjukkan kemampuan produksi suatu sumur dinyatakan dengan hubungan antara laju produksi (q) dan tekanan aliran dasar sumur (Pwf) menggunakan persamaan

Vogel karena sumur IA mengandung fluida dua fasa dengan menentukan laju produksi maksimum sebagai berikut:

$$q_{max} = \frac{q}{1 - 0,2\left(\frac{Pwf}{Pr}\right) - 0,8\left(\frac{Pwf}{Pr}\right)^2} \tag{2}$$

Laju produksi optimum (Q_{opt}) ditentukan dari 80% fluida yang terproduksi dari nilai laju produksi maksimum (Q_{maks}).

3. Hasil dan Pembahasan

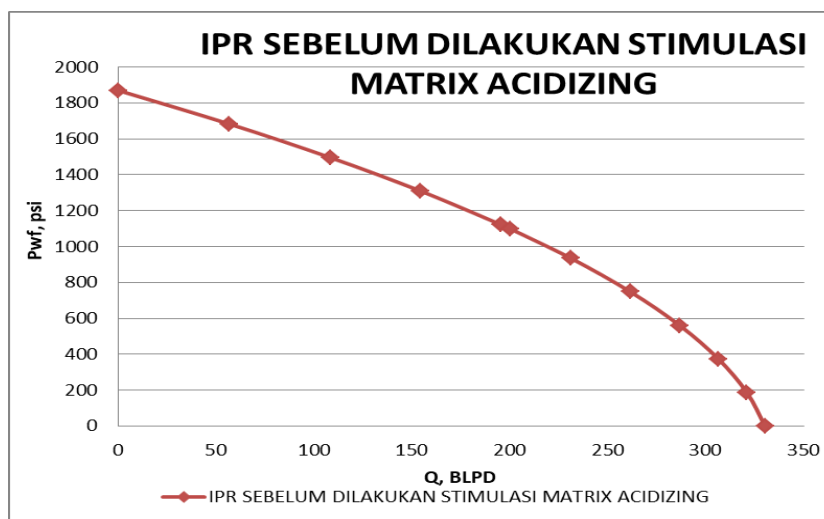
3.1 PI dan IPR Sebelum Dilakukan Pengasaman

Permasalahan yang dihadapi pada sumur IA yang mengandung 2 fasa ini berupa penurunan produktivitas sumur. Salah satu faktor turunnya laju produksi adalah rusaknya formasi di sekitar *wellbore*. Penelitian sebelumnya [10] diperoleh nilai skin -8.5 yang berarti telah melalui stimulasi, hal ini menunjukkan bahwa sebelumnya terjadi *damage* pada sumur tersebut. Aktivitas yang dapat mengatasi masalah ini adalah stimulasi pengasaman, dengan tujuan meningkatkan permeabilitas batuan dan perbaikan atau memperkecil kerusakan formasi.

PI dan IPR terlebih dahulu harus dianalisis untuk mengetahui kinerja produktivitas formasi sumur IA yang akan diasamkan. Berdasarkan data yang diperoleh dari beberapa parameter pada sumur IA dan menggunakan Pers. (1), maka didapatkan nilai PI sebesar 0.3 STB/d/psi. Berdasarkan klasifikasi *productivity index* menurut Brown [8], maka kemampuan produktivitas formasi pada sumur IA dapat dikatakan rendah.

Laju produksi maksimum sumur IA menggunakan kurva IPR digunakan Pers. (2), dan

didapatkan bahwa laju produksi maksimum yang seharusnya mampu dicapai oleh sumur IA sebesar 330.3 BLPD. Hal ini menunjukkan bahwa laju produksi pada sumur tersebut masih bisa ditingkatkan lagi jika dibandingkan dengan laju produksi aktual saat ini yaitu 200 BLPD, seperti dipaparkan pada Tabel 1. Sedangkan laju produksi optimum diperoleh dari 80% fluida sehingga diperoleh laju produksi optimum sebesar 264.2 BOPD. Gambar 1 merupakan kurva IPR yang didapatkan dari plot laju alir menggunakan Pers (2) dengan berbagai P_{wf} asumsi.



Gambar 1. Kurva IPR Sumur IA Sebelum Dilakukan Stimulasi *Matrix Acidizing*

3.2 Perencanaan Stimulasi Pengasaman Menggunakan Metode *Matrix Acidizing*

Untuk meningkatkan kembali laju produksi sumur IA lapangan K, maka perlu dilakukan desain pengasaman dengan menentukan gradien rekah formasi, *rate* injeksi asam maksimum, tekanan injeksi asam maksimum di permukaan, dan volume asam yang akan diinjeksikan ke dalam sumur.

- Menentukan gradien rekah formasi (*gf*) menggunakan persamaan:

$$gf = \alpha + (g_o - \alpha) \frac{Pr}{D} \quad (3)$$

Dari persamaan diatas, besar nilai gradien rekah formasi didapatkan 0,72 psi/ft menun-

unjukkan bahwa pengaruh terhadap kondisi reservoir cukup baik dan tidak menyebabkan keruntuhan pada formasi.

- Menghitung *rate* injeksi asam maksimum (i_{max}) agar tidak terjadi perekahan pada batuan formasi menggunakan persamaan:

$$i_{max} = \frac{4.917 \times 10^{-6} k_{avg} h (gf \times D - Pr)}{\mu \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (4)$$

Berdasarkan persamaan diatas, diperoleh 0.25 bbl/menit untuk *rate* injeksi asam maksimum agar tidak terjadi perekahan. Supaya mencegah rekahan atau keretakan formasi, *rate* injeksi (q_i) harus kurang dari i_{max}

atau $q_i < 10\%$ dari i_{max} menggunakan persamaan:

$$q_i = 0.9i_{max} \quad (5)$$

didapatkan 0.22 bbl/menit

- Menghitung tekanan injeksi asam maksimum di permukaan (P_{max}) menggunakan persamaan:

$$P_{max} = (gf - g_{ha})D \quad (6)$$

Dari perhitungan diatas, diperoleh nilai P_{max} sebesar 1127 psi untuk diinjeksikan tanpa merusak formasi.

Untuk mencapai kondisi optimal dalam proses stimulasi sumur IA menggunakan metode *matrix acidizing* maka digunakan HCl 15 % agar asam dapat meresap dengan efektif ke dalam formasi batuan dan menghilangkan *formation damage*. Cairan yang digunakan untuk *preflush* sebanyak 34 bbl dan *overflush* juga sebanyak 34 bbl sehingga total cairan yang digunakan untuk keduanya sebesar 68 bbl dengan radius penetrasi 4.5 ft dan porositas 13%. Untuk sistem HCl 15% dibutuhkan 78 bbl dengan radius penetrasi 7 ft dan porositas 13%.

3.3 Evaluasi Keberhasilan Perencanaan Stimulasi *Matrix Acidizing*

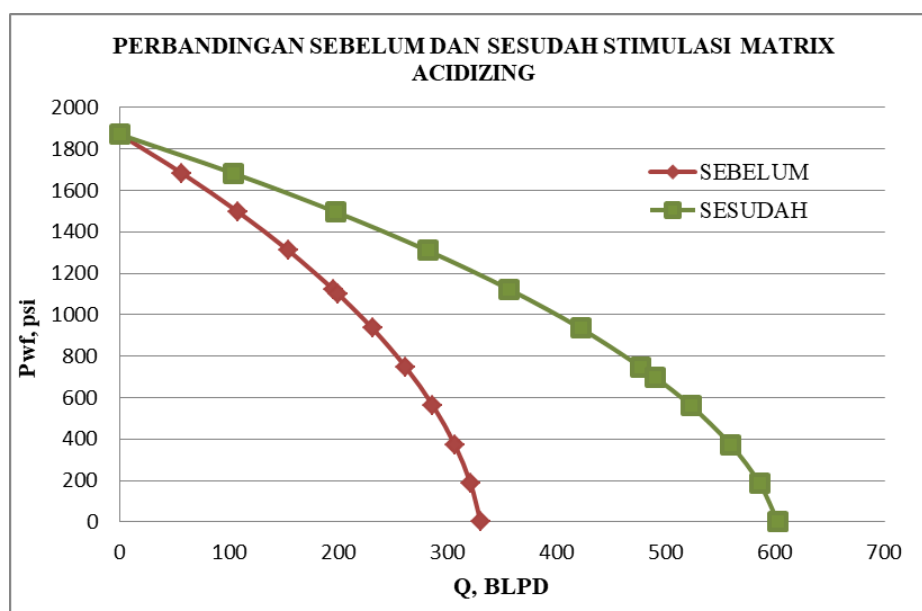
Setelah melakukan tahapan perencanaan stimulasi *matrix acidizing*, maka diperoleh laju produksi yang dihasilkan oleh sumur IA sebesar 489.8 BLPD dengan tekanan aliran dasar

sumur (P_{wf}) sebesar 700 psi. Tingkat keberhasilan dievaluasi dengan membandingkan *rate* produksi sumur IA sebelum dan sesudah dilakukan perencanaan stimulasi *matrix acidizing* berdasarkan parameter PI dan kurva IPR pada sumur IA menggunakan persamaan (1) dan (2) sebagai berikut:

$$PI = J = \frac{489.8}{1870 - 700} = 0.4 \text{ STB/d/psi}$$

Berdasarkan perhitungan diatas, yakni PI sebesar 0.4 menunjukkan bahwa kemampuan formasi sumur IA untuk berproduksi adalah rendah, walaupun terjadi peningkatan dibandingkan nilai PI sebelumnya yaitu 0,3. Hal ini juga menunjukkan bahwa keberhasilan program stimulasi tidak serta merta ditunjukkan melalui kenaikan nilai PI. Nilai PI merupakan tingkat kemampuan sumur dalam berproduksi yang dipengaruhi oleh banyak factor di luar *rate* yang dihasilkan.

Evaluasi laju produksi maksimum sumur IA menggunakan kurva IPR maka perhitungan menggunakan Pers. (2) didapatkan nilai 602 BLPD. Hal ini menunjukkan bahwa setelah dilakukan stimulasi *matrix acidizing* laju produksi pada sumur IA mengalami peningkatan. Laju produksi optimum diperoleh dari 80% fluida dalam laju produksi maksimum, sehingga diperoleh laju produksi optimum sumur IA sebesar 482 BOPD. Hal ini merupakan peningkatan pesat dari laju produksi actual saat ini yaitu pada 200 BLPD.



Gambar 2. Kurva Perbandingan IPR Sumur IA Sebelum Dan Sesudah Stimulasi *Matrix Acidizing*

Berdasarkan Gambar 2 hasil perbandingan kurva IPR serta laju produksi sebelum dan sesudah dilakukan stimulasi *matrix acidizing* menunjukkan terdapat kenaikan pada *rate* produksinya. Pengaruh tekanan aliran dasar sumur (P_{wf}) sebelum stimulasi sebesar 1100 psi terhadap laju produksi (q) sebesar 200 BLPD menjadi 700 psi untuk tekanan aliran dasar sumur (P_{wf}) menghasilkan peningkatan laju produksi secara signifikan menjadi 489,8 BLPD setelah distimulasi. Hal ini menunjukkan bahwa hambatan terhadap aliran fluida di dalam formasi telah berkurang setelah proses *acidizing* sehingga memungkinkan lebih banyak fluida untuk mengalir ke permukaan, yang berarti stimulasi pengasaman efektif dalam meningkatkan *rate* produksi sumur tersebut.

4. Kesimpulan

Berdasarkan hasil yang diperoleh dalam penelitian yang dilakukan untuk menjawab permasalahan penurunan laju produksi pada sumur IA lapangan K akibat adanya kerusakan formasi disekitar lubang sumur, maka dapat disimpulkan bahwa perencanaan stimulasi pengasaman menggunakan metode *matrix acidizing* dinyatakan berhasil karena mengalami kenaikan laju produksi sebesar

489.8 BLPD dengan laju produksi maksimum yang mampu dicapai oleh sumur sebesar 602 BLPD dan laju produksi maksimum sebesar 482 BOPD.

Daftar Pustaka

- [1] M. J. Economides, A. D. Hill, C. Ehlig-Economides, and D. Zhu, *Petroleum production systems*. Prentice Hall, 2013.
- [2] D. B. Bennion, "An overview of formation damage mechanisms causing a reduction in the productivity and injectivity of oil and gas producing formations," *J. Can. Pet. Technol.*, vol. 41, no. 11, pp. 29–36, 2002, doi: 10.2118/02-11-DAS.
- [3] O. Ifeanyi, "Effect of Matrix Acidizing on The Performance of Selected Niger Delta Reservoirs," *Int. J. Oil, Gas Coal Eng.*, vol. 3, no. 2, pp. 18–23, 2015, doi: 10.11648/j.ogce.20150302.11.
- [4] M. Anisa and R. Sudibjo, "Analisis Perencanaan Pengasaman Sumur pada Sumur Jrr-2 dan Jrr-4 Dilapangan Y," *Pros. Semin. Nas. Cendekiawan*, pp. 276–284, 2016.
- [5] R. S. S. Bert B. Williams, John L. Gidley, *Bert B. Williams, John L. Gidley, Robert S. Schechter - Acidizing Fundamentals-Society of Petroleum (1979).pdf*. 1979.

- [6] M. J. Economides and K. G. Nolte, *Reservoir Stimulation Second Edition*. 1989.
- [7] A. Khan and M. T. Raza, "Coiled Tubing Acidizing : An Innovative Well Intervention for Production Optimization," vol. 4, no. 06, pp. 497–500, 2015.
- [8] K. Brown E, *The Technology of Artificial lift, Vol 1*. 1977.
- [9] E. Yani, "Analisis Penentuan Laju Aliran Optimum Pada Sumur Ukuran Tubing 3.5 Inchi Dengan Ipr Vogel," 2021, [Online].
- [10] M. Y. Fattah, "Analisa Deliverabilitas Pada Sumur 'X' Lapangan 'Y' Dengan Uji Modified Isochronal Test Metode Konvensional," 2023.

Daftar Simbol

q	=	Laju produksi dalam kondisi stock tanck, bbl/d
P_r	=	Tekanan reservoir static dasar sumur, psi
P_{wf}	=	Tekanan aliran dasar sumur, psi
gf	=	Gradien rekah formasi, psi/ft
α	=	Konstanta tanpa dimensi
g_o	=	Gradien overburden, psi/ft
D	=	Kedalaman formasi, ft
i_{max}	=	Tekanan injeksi asam maksimum, bbl/menit
K_{avg}	=	Permeabilitas rata-rata, md
h	=	Ketebalan formasi, ft
μ	=	Viskositas asam, cp
r_e	=	Jari-jari pengurasan, ft
r_w	=	Jari-jari sumur, ft
q_i	=	Laju injeksi asam, bbl/menit
P_{max}	=	Tekanan maksimum injeksi di permukaan, psi
gha	=	Gradien hidrostatik asam, psi/ft
Q_{max}	=	Laju produksi maksimum, BLPD

Perlakuan Variasi Sudut Air Datang pada Sudu 8/16/32 Terhadap Peningkatan Efisiensi Turbin

Muhammad Alif Kurnawan^{1*}, Shinta Ningrat¹, Ferro Aji¹

¹Teknik Mesin Kilang, Politeknik Energi dan Mineral Akamigas, Indonesia

ABSTRAK

Turbin air adalah alat yang menghasilkan energi listrik dari sumber energi terbarukan yang dapat dihasilkan melalui aliran air. Adapun faktor penting dalam meningkatkan efisiensi turbin air yaitu kemiringan dan bentuk sudu turbin. Sudu merupakan elemen penting dalam turbin air yang fungsi untuk mengubah energi kinetik air menjadi energi mekanis yang dapat digunakan untuk menggerakkan generator listrik. Pada penelitian ini variasi yang diambil yaitu sudu 8/16/32 dan variasi sudut air datang yaitu kemiringan 45°, 60°, 75°. Sudut air datang termasuk salah satu faktor yang mempengaruhi kinerja turbin karena dapat mempengaruhi efisiensi dan daya yang dihasilkan. Pada percobaan yang telah kami lakukan hasil pratikum dan analisis data, pada sudu 8 kemiringan yang paling efisien terdapat pada kemiringan 75° yang mampu menghasilkan daya sebesar 2,19 W pada frekuensi 57 Hz dengan efisiensi sebesar 39,5%, pada sudu 8 kemiringan yang paling efisien terdapat pada kemiringan 75° yang mampu menghasilkan daya sebesar 3,40 W pada frekuensi 57 Hz dengan efisiensi sebesar 61,3%, pada sudu 32 kemiringan yang paling efisien terdapat pada kemiringan 75° yang mampu menghasilkan daya sebesar 3,48 W pada frekuensi 54 Hz dengan efisiensi sebesar 62,7 %.

Kata kunci: Turbin Air, Efisiensi Turbin, Variasi Sudu, Variasi Kemiringan Air Datang

 shintangrt63@gmail.com

1. Pendahuluan

Energi air dapat dimanfaatkan sebagai pembangkit listrik dengan memanfaatkan tenaga potensial yang tersedia (potensi air terjun dan kecepatan aliran) [1]. Turbin air adalah perangkat penting dalam menghasilkan energi listrik dari sumber energi terbarukan yang dapat dihasilkan melalui aliran air terjun, aliran sungai, atau bendungan. Menurut sejarahnya turbin hidrolik sekurang-berasal dari kincir-kincir air pada jaman abad pertengahan yang dipakai untuk memecah

batu bara, keperluan pabrik gandum, dan lain-lain [2].

Salah satu faktor kunci dalam meningkatkan efisiensi turbin air adalah desain sudu turbin. Sudu merupakan elemen penting dalam turbin air yang bertanggung jawab untuk mengubah energi kinetik air menjadi energi mekanis yang dapat digunakan untuk menggerakkan generator listrik. Desain sudu yang tepat dapat meningkatkan efisiensi turbin dengan mengoptimalkan aliran fluida melalui turbin dan mengurangi kerugian energi.

Pada penelitian ini sudu yang diambil yaitu sudu 8/16/32, angka tersebut mengacu pada jumlah sudu yang digunakan dalam turbin. Adapun variasi sudut air datang pada kemiringan $45^\circ, 60^\circ, 75^\circ$ yang merujuk pada perubahan sudut di mana air memasuki sudu turbin. Sudut air datang adalah salah satu faktor yang memengaruhi kinerja turbin karena dapat memengaruhi efisiensi dan daya yang dihasilkan [3].

Dalam industri pembangkit listrik tenaga air (PLTA) turbin adalah salah satu komponen penting untuk menghasilkan energi listrik selain generator [4]. Turbin air bekerja dengan cara memanfaatkan aliran air yang jatuh dari lubang Nozzel, kemudian aliran yang melalui Nozzel air akan mendorong sudu-sudu turbin sehingga sudu turbin dapat berputar. Putaran sudu turbin ini kemudian diteruskan ke generator untuk menghasilkan listrik.

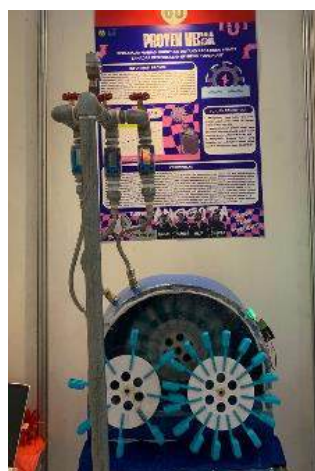
Turbin pelton merupakan turbin impuls, yaitu energi kinetik air sebagai penggerakannya. Semprotan air yang berkecepatan tinggi mengenai sudu dan setelah menggerakkan runner air keluar pada kecepatan rendah, yang berarti Sebagian energinya tidak diserap oleh runner. Tekanan air masuk dan keluar sudu adalah tekanan atmosfer [5]. Pengaplikasian turbin pelton menghasilkan daya yang besar dari pembangkitan dan menggunakan konstruksi yang sederhana.

Selain itu, mudah dalam perawatannya dan teknologi yang digunakan sederhana sehingga mudah untuk diterapkan didaerah terisolir [6].

Penelitian ini merupakan penelitian lanjutan yang memodifikasi simulator turbin air yang dirancang dan dibuat oleh penulis sebelumnya tahun (2022) dengan metode yang berbeda dari penelitian sebelumnya, metode sebelumnya hanya menggunakan satu kemiringan sudut yaitu pada sudut 60° yang masih kurang efisien jika diarahkan pada sudu 8/16/32, maka dari itu penelitian ini dilakukan modifikasi dengan menambahkan dua kemiringan sudut yaitu kemiringan 45° dan 75° , sehingga percobaan ini dilakukan pada kemiringan $45^\circ, 60^\circ, 75^\circ$ pada sudu 8/16/32. Jumlah sudu pada turbin sangat mempengaruhi putaran turbin untuk itu penelitian ini diarahkan untuk menentukan jumlah sudu serta sudut kemiringan air yang tepat untuk menghasilkan efisiensi turbin yang paling baik [7].

2. Metode dan Bahan-bahan

Penelitian ini menggunakan turbin pelton sebagai objek studi yang terdiri dari beberapa sudu dan kemiringan yaitu sudu 8/16/32 dan kemiringan nozzel $45^\circ, 60^\circ, 75^\circ$, seperti ditunjukkan pada Gambar 1.



Gambar 1. Turbin Pelton

2.1 Bahan-bahan

Pada penelitian ini bahan – bahan dan alat yang dibutuhkan adalah sebagai berikut:

- a. *Inverter*, berfungsi untuk mengatur frekuensi putara pada pompa



Gambar 2. Inverter

- b. *Valve*, berfungsi untuk membuka atau menutup aliran



Gambar 3. Valve

- c. *Nozzel*, tempat keluarnya air jatuh



Gambar 4. Nozzel

- d. *Pressure Indicator*, untuk mengukur tekanan fluida



Gambar 5. Pressure Indicator

- e. *Flowmeter Digital*, untuk mengukur laju aliran



Gambar 6. Flowmeter Digital

- f. *Generator*, generator berfungsi mengubah gaya mekanik menjadi daya listrik



Gambar 7. Generator

- g. Pompa Air *Centrifugal Type Ebara CDS/I 200/12IE3*, berfungsi untuk memopa fluida dari bak

- h. *Tachometer*, alat untuk mengukur putaran poros turbin pada *generator*
- i. *Multimeter*, alat untuk mengukur tegangan dan arus listrik yang dihasilkan
- j. Sudu 8/16/32, variasi sudu yang akan digunakan

2.2 Metode

Penelitian ini dilaksanakan pada bulan Mei 2024 yang bertempat di Bengkel Mekanik Nglajo, Cepu. Metode yang digunakan dalam penelitian ini menggunakan metode eksperimen.

Aliran air yang keluar dari lubang *nozzel* akan diarahkan ke sudu-sudu turbin sehingga mendorong sudu turbin untuk berputar, putaran turbin akan diteruskan ke *generator* untuk menghasilkan listrik kemudian diambil data hasil pengoperasian pada setiap

sudu dan setiap sudut, instrument penelitian yang digunakan untuk memperoleh data yaitu *pressure indicator*, *flowmeter digital*, *inverter*, *tachometer* dan *multimeter*.

3. Hasil Penelitian

Pada penelitian ini data yang diperoleh dari hasil uji variasi sudut air datang pada sudu 8/16/32 pada kemiringan 45°,60°,75° turbin air adalah kecepatan putaran turbin (rpm), tegangan (V), intensitas arus (I), daya listrik (P), dan efisiensi turbin. Tabel-tabel berikut merupakan hasil perhitungan dari persamaan diatas dengan variasi jumlah sudu (8, 16, dan 32) dan variasi kemiringan sudut air datang (45°,60°, dan 75°). Sedangkan hasil perbandingan ditunjukkan Gambar 8-10 pada kemiringan 45°,60°, dan 75° pada Sudu 8/16/32.

Tabel 1. Hasil Data Sudu 8 Kemiringan 45°

Sudu 8 Kemiringan 45°								
No	Frekuensi (Herzt)	Flow (L/min)	Pressure (kg/cm2)	Putaran Turbin (Rpm)	Tegangan (volt)	Arus (Ampere)	Daya Watt	Efisiensi Turbin %
1	36	0,17	0,5	138,4	7,1	0,06	0,426	7,7
2	39	0,19	0,6	150,7	7,2	0,07	0,504	9,1
3	42	0,21	0,8	168,5	7,6	0,08	0,608	11,0
4	45	0,22	0,9	180,8	8,3	0,09	0,747	13,5
5	48	0,23	1	195,9	9	0,1	0,9	16,2
6	51	0,25	1,2	213	9,5	0,11	1,045	18,8
7	54	0,25	1,3	229,5	9,5	0,11	1,045	18,8
8	57	0,26	1,4	251	9,7	0,12	1,164	21,0
9	60	0,26	1,4	272,1	9,8	0,12	1,176	21,2
10	63	0,26	1,5	285	9,8	0,12	1,176	21,2

Tabel 2. Hasil Data Sudu 8 Kemiringan 60°

Sudu 8 Kemiringan 60°								
No	Frekuensi	Flow	Pressure	Putaran Turbin	Tegangan	Arus	Daya	Efisiensi Turbin
	(Herzt)	(L/min)	(kg/cm2)	(Rpm)	(volt)	(Ampere)	Watt	%
1	51	0,5	1,2	160,4	6,7	0,05	0,335	6,0
2	53	0,5	1,2	185,3	6,7	0,06	0,402	7,2
3	55	0,5	1,2	192,75	6,7	0,07	0,469	8,5
4	57	0,5	1,3	210,7	6,8	0,07	0,476	8,6
5	59	0,5	1,3	229,5	6,9	0,07	0,483	8,7
6	61	0,5	1,3	243,7	6,9	0,07	0,483	8,7
7	63	0,5	1,3	258,8	6,9	0,07	0,483	8,7
8	65	0,5	1,5	269,5	6,9	0,07	0,483	8,7
9								
10								

Tabel 3. Hasil Data Sudu 8 Kemiringan 75°

Sudu 8 Kemiringan 75°								
No	Frekuensi	Flow	Pressure	Putaran Turbin	Tegangan	Arus	Daya	Efisiensi Turbin
	(Herzt)	(L/min)	(kg/cm2)	(Rpm)	(volt)	(Ampere)	Watt	%
1	30	0,1	0,1	166,7	6,7	0,05	0,335	6,0
2	33	0,14	0,3	184,3	7,3	0,06	0,438	7,9
3	36	0,15	0,5	198,5	8	0,08	0,64	11,5
4	39	0,16	0,6	200,8	8,8	0,08	0,704	12,7
5	42	0,18	0,8	226,7	9,7	0,11	1,067	19,2
6	45	0,19	0,9	233	10,6	0,12	1,272	22,9
7	48	0,2	1	248	11,4	0,14	1,596	28,8
8	51	0,21	1,2	262,8	12,1	0,15	1,815	32,7
9	54	0,22	1,2	283	12,5	0,16	2	36,0
10	57	0,23	1,3	295,1	12,9	0,17	2,193	39,5

Tabel 4. Hasil Data Sudu 16 Kemiringan 45°

Sudu 16 Kemiringan 45°								
No	Frekuensi	Flow	Pressure	Putaran Turbin	Tegangan	Arus	Daya	Efisiensi Turbin
	(Herzt)	(L/min)	(kg/cm2)	(Rpm)	(volt)	(Ampere)	Watt	%
1	30	0,13	0,3	123,5	6,9	0,05	0,345	6,2
2	33	0,15	0,4	134,2	7,1	0,07	0,497	9,0
3	36	0,17	0,5	155,6	7,7	0,08	0,616	11,1
4	39	0,18	0,6	168,9	8,2	0,09	0,738	13,3
5	42	0,2	0,8	197,7	8,9	0,11	0,979	17,6
6	45	0,22	1	210,9	9,4	0,12	1,128	20,3
7	48	0,24	1,2	224,9	10,2	0,14	1,428	25,7
8	51	0,25	1,2	237,3	10,8	0,15	1,62	29,2
9	54	0,26	1,2	246,6	11,1	0,17	1,887	34,0
10	57	0,26	1,4	253,2	11,4	0,21	2,394	43,1

Tabel 5. Hasil Data Sudu 16 Kemiringan 60°

Sudu 16 Kemiringan 60°								
No	Frekuensi	Flow	Pressure	Putaran Turbin	Tegangan	Arus	Daya	Efisiensi Turbin
	(Herzt)	(L/min)	(kg/cm2)	(Rpm)	(volt)	(Ampere)	Watt	%
1	39	0,14	0,5	133,7	6,9	0,06	0,414	7,5
2	42	0,16	0,9	144,3	6,7	0,07	0,469	8,5
3	45	0,17	1	152,9	7,3	0,08	0,584	10,5
4	48	0,18	1,2	165,3	7,7	0,09	0,693	12,5
5	51	0,18	1,2	170,5	8	0,1	0,8	14,4
6	54	0,19	1,4	182,1	8,3	0,11	0,913	16,5
7	57	0,19	1,4	195	8,5	0,11	0,935	16,8
8	60	0,2	1,4	217	8,7	0,12	1,044	18,8
9	63	0,21	1,5	239,7	8,7	0,12	1,044	18,8
10	65	0,22	1,6	260,7	8,8	0,12	1,056	19,0

Tabel 6. Hasil Data Sudu 16 Kemiringan 75°

Sudu 16 Kemiringan 75°								
No	Frekuensi	Flow	Pressure	Putaran Turbin	Tegangan	Arus	Daya	Efisiensi Turbin
	(Herzt)	(L/min)	(kg/cm2)	(Rpm)	(volt)	(Ampere)	Watt	%
1	30	0,1	0,1	165,1	7,6	0,08	0,608	11,0
2	33	0,12	0,2	183,5	8,4	0,09	0,756	13,6
3	36	0,14	0,6	207	9,4	0,11	1,034	18,6
4	39	0,15	0,7	230,5	10,3	0,14	1,442	26,0
5	42	0,16	0,9	240,4	11,3	0,15	1,695	30,5
6	45	0,19	1	275,9	12,1	0,17	2,057	37,1
7	48	0,2	1,2	297,1	13,1	0,19	2,489	44,9
8	51	0,21	1,2	327	13,9	0,2	2,78	50,1
9	54	0,24	1,6	342	14,4	0,22	3,168	57,1
10	57	0,24	1,6	383	14,8	0,23	3,404	61,3

Tabel 7. Hasil Data Sudu 32 Kemiringan 45°

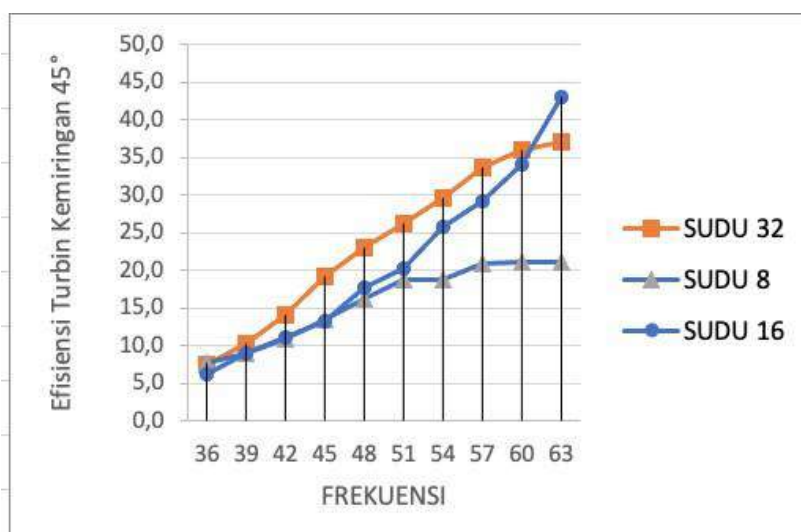
Sudu 32 Kemiringan 45°								
No	Frekuensi	Flow	Pressure	Putaran Turbin	Tegangan	Arus	Daya	Efisiensi Turbin
	(Herzt)	(L/min)	(kg/cm2)	(Rpm)	(volt)	(Ampere)	Watt	%
1	30	0,13	0,2	137,2	6,9	0,06	0,414	7,5
2	33	0,15	0,3	146,1	7,1	0,08	0,568	10,2
3	36	0,17	0,6	169,5	7,8	0,1	0,78	14,1
4	39	0,18	0,7	176,8	8,2	0,13	1,066	19,2
5	42	0,2	0,8	181,6	9,1	0,14	1,274	23,0
6	45	0,21	1	208,5	9,7	0,15	1,455	26,2
7	48	0,24	1,2	230,4	10,3	0,16	1,648	29,7
8	51	0,25	1,2	244,9	11	0,17	1,87	33,7
9	54	0,25	1,4	248	11,1	0,18	1,998	36,0
10	57	0,26	1,5	254,1	11,4	0,18	2,052	37,0

Tabel 8. Hasil Data Sudu 32 Kemiringan 60°

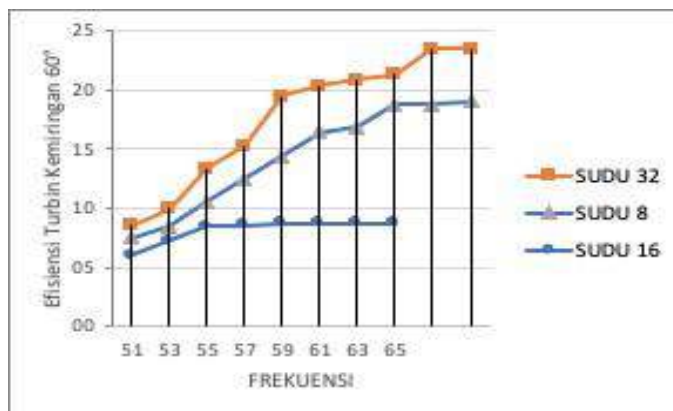
Sudu 32 Kemiringan 60°								
No	Frekuensi	Flow	Pressure	Putaran Turbin	Tegangan	Arus	Daya	Efisiensi Turbin
	(Herzt)	(L/min)	(kg/cm2)	(Rpm)	(volt)	(Ampere)	Watt	%
1	36	0,24	0,4	132	6,8	0,07	0,476	8,6
2	39	0,25	0,7	143,7	6,9	0,08	0,552	9,9
3	42	0,25	0,9	165,4	7,4	0,1	0,74	13,3
4	45	0,26	1	167,9	7,7	0,11	0,847	15,3
5	48	0,27	1,1	171,6	8,3	0,13	1,079	19,4
6	51	0,27	1,5	189,4	8,7	0,13	1,131	20,4
7	54	0,27	1,5	195,1	8,9	0,13	1,157	20,9
8	57	0,28	1,6	201,5	9,1	0,13	1,183	21,3
9	60	0,28	1,7	214,9	9,3	0,14	1,302	23,5
10	63	0,28	1,7	265,1	9,3	0,14	1,302	23,5

Tabel 9. Hasil Data Sudu 32 Kemiringan 75°

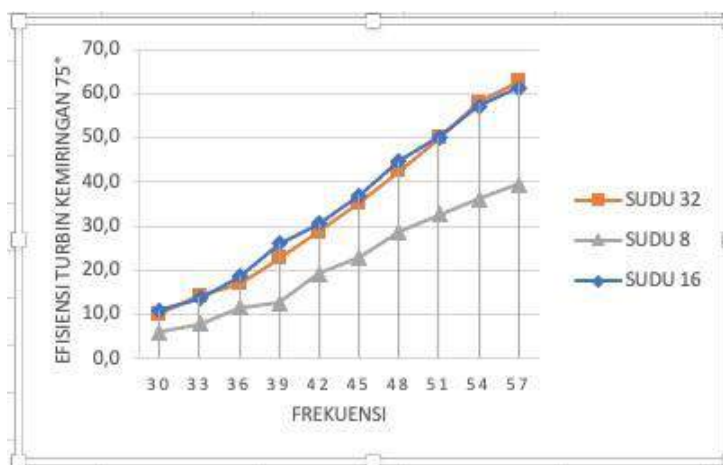
Sudu 32 Kemiringan 75°								
No	Frekuensi	Flow	Pressure	Putaran Turbin	Tegangan	Arus	Daya	Efisiensi Turbin
	(Herzt)	(L/min)	(kg/cm2)	(Rpm)	(volt)	(Ampere)	Watt	%
1	27	0,1	0,2	150	7,1	0,08	0,568	10,2
2	30	0,12	0,2	162,2	7,9	0,1	0,79	14,2
3	33	0,14	0,4	189,8	8,6	0,11	0,946	17,0
4	36	0,15	0,6	213,1	9,7	0,13	1,261	22,7
5	39	0,17	0,7	236,6	10,6	0,15	1,59	28,7
6	42	0,19	0,8	255,4	11,5	0,17	1,955	35,2
7	45	0,2	0,9	275,4	12,4	0,19	2,356	42,5
8	48	0,21	1,2	296,6	13,2	0,21	2,772	50,0
9	51	0,22	1,5	315	14	0,23	3,22	58,0
10	54	0,24	1,6	325,8	14,5	0,24	3,48	62,7



Gambar 8. Grafik Kemiringan 45°



Gambar 9. Grafik Kemiringan 60°



Gambar 10. Grafik Kemiringan 75°

4. Analisa

Saat penelitian diketahui beberapa data sebagai berikut :

- Tinggi jatuh air : 40 cm (0,4 m)
- Debit air : 85 l/min (0,001417 m³/s)
- ρ air : 998,2 kg/m³
- Percepatan gaya gravitasi : 9,81 m/s²

Daya potensial adalah daya yang dihitung berdasarkan energi potensial air jatuh dari ketinggian tertentu, daya ini menentukan seberapa banyak energi yang bisa dikonversi menjadi listrik oleh turbin dan generator. Rumus yang digunakan untuk menghitung daya potensial air adalah:

$$\begin{aligned}
 P_p &= \rho \cdot g \cdot Q \cdot H & (1) \\
 &= 998,2 \text{ kg/m}^3 \times 9,81 \text{ m/s}^2 \times 0,001417 \text{ m}^3/\text{s} \times 0,4 \text{ m} \\
 &= 5,549 \text{ watt}
 \end{aligned}$$

Efisiensi dari seluruh percobaan yang telah dilakukan pada kinerja turbin yang jumlah sudunya divariasikan sebanyak 8 sudu, 16 sudu, dan 32 sudu. Dapat diketahui menggunakan rumus:

$$\eta = \frac{P}{P_p} \times 100\% \quad (2)$$

Dari persamaan tersebut maka diperoleh hasil yaitu pada sudu 8 kemiringan 45° mampu menghasilkan daya efisien tertinggi pada frekuensi 63 Hz dengan daya yang dihasilkan sebesar 1,17 W dan efisiensi sebesar 21,2 %.

Kemudian, pada sudu 16 dengan kemiringan 45° menghasilkan daya efisien tertinggi pada frekuensi 57 Hz serta daya yang dihasilkan sebesar 2,39 W dan efisiensi sebesar 43,1 %. Selanjutnya, pada sudu 32 kemiringan 45° menunjukkan hasil daya efisien tertinggi pada frekuensi 57 Hz dengan daya yang dihasilkan sebesar 2,05 W dan efisiensinya sebesar 37 %.

Pada sudu 8 kemiringan 60° mampu menghasilkan daya efisien tertinggi pada frekuensi 65 Hz dengan daya yang dihasilkan sebesar 0,48 W dan efisiensi sebesar 8,7 %. Kemudian, pada sudu 16 dengan kemiringan 60° menghasilkan daya efisien tertinggi pada frekuensi 65 Hz serta daya yang dihasilkan sebesar 1,05 W dan efisiensi sebesar 19 %. Selanjutnya, pada sudu 32 kemiringan 60° menunjukkan hasil daya efisien tertinggi pada frekuensi 63 Hz dengan daya yang dihasilkan sebesar 1,30 W dan efisiensinya sebesar 23,5 %.

Pada sudu 8 kemiringan 75° mampu menghasilkan daya efisien tertinggi pada frekuensi 57 Hz dengan daya yang dihasilkan sebesar 2,19 W dan efisiensi sebesar 39 %. Kemudian, pada sudu 16 dengan kemiringan 75° menghasilkan daya efisien tertinggi pada frekuensi 57 Hz serta daya yang dihasilkan sebesar 3,40 W dan efisiensi sebesar 61 %. Selanjutnya, pada sudu 32 kemiringan 75° menunjukkan hasil daya efisien tertinggi pada frekuensi 54 Hz dengan daya yang dihasilkan sebesar 3,48 W dan efisiensinya sebesar 62,7 %.

5. Kesimpulan

Berdasarkan hasil penelitian dan analisis data dapat di simpulkan bahwa pada sudu 8 dengan kemiringan 45° yang paling efisien terjadi pada frekuensi 63Hz menghasilkan daya sebesar 1,176W dengan efisiensi sebesar 21,2 %, pada kemiringan 60° yang paling efisien terjadi pada frekuensi 65Hz menghasilkan daya sebesar 0,483W dengan efisiensi sebesar 8,7 %, pada kemiringan 75° yang paling efisien terjadi pada frekuensi 57 Hz meng-

hasilkan daya sebesar 2,193W dengan efisiensi sebesar 39,5 %.

Pada sudu 16 dengan kemiringan 45° yang paling efisien terjadi pada frekuensi 57Hz menghasilkan daya sebesar 2,394W dengan efisiensi sebesar 43,1%, pada kemiringan 60° yang paling efisien terjadi pada frekuensi 65Hz menghasilkan daya sebesar 1,056W dengan efisiensi sebesar 19%, pada kemiringan 75° yang paling efisien terjadi pada frekuensi 57Hz menghasilkan daya sebesar 3,404 W dengan efisiensi sebesar 61,3%.

Pada sudu 32 dengan kemiringan 45° yang paling efisien terjadi pada frekuensi 57Hz menghasilkan daya sebesar 2,052W dengan efisiensi sebesar 37%, pada kemiringan 60° yang paling efisien terjadi pada frekuensi 63Hz menghasilkan daya sebesar 1,302W dengan efisiensi sebesar 23,5%, pada kemiringan 75° yang paling efisien terjadi pada frekuensi 54Hz menghasilkan daya sebesar 3,48W dengan efisiensi sebesar 62,7%.

Berdasarkan perbandingan data dan hasil perhitungan diatas dapat disimpulkan bahwa pada sudu 32 dengan kemiringan 75° adalah sudu dan kemiringan yang paling efisien karena pada frekuensi 54 Hz dapat menghasilkan daya sebesar 3,48W dan efisiensinya sebesar 62,3 %.

Daftar Pustaka

- [1] Irawan, D. (2014). Prototype Turbin Pelton Sebagai Energi Alternatif Mikrohidro Di Lampung. Turbo: Jurnal Program Studi Teknik Mesin, 3(1).
- [2] Arismunandar, W. (2004). "Penggerak Mula Turbin", edisi ketiga ITB, Bandung.
- [3] F. Aziz dan D. Wijiyanto, "Pengaruh Variasi Sudut Kemiringan Debit Air Terhadap Daya Dan Efisiensi Turbin Air Vortex", hlm. 252, Nov 2021.
- [4] M. Baihaqi, "Analisa Pengaruh Variasi Jumlah Sudu 16,18,20 Pada Perfoma Turbin Pelton Dengan Diametret Runner 250 Mm."

- [5] Hamidi, Supandi. Dan Rohermanto, A, (2006). "Rancang Bangun Model Turbin Pelton Mini Sebagai Media Simulasi/Praktikum Matakuliah Konversi Energi dan Mekanika Fluida" Jurnal Ilmiah Semesta Teknik, Jurusan Teknik Mesin Politeknik Negeri Pontianak.
- [6] Sitompul, R. 2011. "Teknologi Energi Terbarukan yang Tepat untuk Aplikasi di Masyarakat Perdesaan". Jakarta : PNPM Mandiri.
- [7] Yani, A., Mustafa, D.,&Taqwa, T. (2018). "Rancang Bangun Prototype Pembangkit Listrik Tenaga Uap Mini Sebagai Media Praktikum Mahasiswa". Turbo Jurnal Program Studi Teknik Mesin, 7(1).
- [8] Yani. A, Mihdar dan Erianto. R (2016) "Pengaruh variasi bentuk sudu terhadap kinerja air turbin kinetik" (Sebagai Pembangkit Listrik Daerah Pedesaan). Jurnal Turbo No.1 Volume 5. Jurusan Teknik Mesin Fakultas Teknik Universitas Muhammadiyah Metro-Lampung.
- [9] Rosmiati, R., & Yani, A. (2017). "Pengaruh Variasi Diameter Nosel Terhadap Torsi Dan Daya Turbin Air". Turbo: Jurnal Program Studi Teknik Mesin, 6(1).
- [10] Yani, A. (2017). "Rancang Bangun Alat Praktikum Turbin Air Dengan Pengujian Bentuk Sudu Terhadap Torsi Dan Daya Turbin Yang Dihasilkan". Turbo: Jurnal Program Studi Teknik Mesin, 6(1).

ISSN 2797-9911



POLITEKNIK ENERGI DAN MINERAL AKAMIGAS

Jalan Gajah Mada No. 38, Cepu 58315, Kab. Blora, Jawa Tengah

☎ 0296-421897

✉ ijjem.journal@gmail.com