

OPTIMASI SUCKER ROD PUMP (SRP) PADA SUMUR "RK-23" LAPANGAN "NADA"

Nur Faradita Sandini^{*1}, Amiruddin², Firdaus³, Yudiaryono⁴, R. Bambang Wicaksono⁵, dan Prayoga⁶ Iin Darmiyati⁷

¹²³⁴⁵⁶⁷Departement of Petroleum Engineering, STT MIGAS Balikpapan

* Corresponding Author: nurfaradita22@gmail.com

Abstrak

Sumur "RK-23" merupakan sumur produksi yang menggunakan metode *sucker rod pump* dengan laju produksi awal 195 BOPD. Berdasarkan analisis potensi, sumur ini memiliki kapasitas maksimal (Q_{max}) 642 BOPD, menunjukkan peluang peningkatan produksi. Untuk mengoptimalkan kinerja pompa, dilakukan evaluasi menggunakan enam variasi ukuran *plunger*: 1¼ in, 1½ in, 1¾ in, 2 in, 2¾ in, dan 3½ in. Hasil optimasi menunjukkan bahwa penggunaan *plunger* 1¼ in menghasilkan laju alir 190 BPD (*stroke length* 117 in, 9.2 SPM), sedangkan *plunger* 1½ in meningkatkan produksi menjadi 230 BPD (*stroke length* 120 in, 9.5 SPM). *Plunger* 1¾ in menghasilkan 250 BPD, namun kurang efisien dibandingkan *plunger* 1½ in karena memerlukan penyesuaian parameter operasi. Ukuran *plunger* 2 in menghasilkan 240 BPD, sementara *plunger* 2¾ in dan 3½ in tidak memberikan hasil optimal karena ketidaksesuaian kurva performa. Dari seluruh skenario, *plunger* 1½ in (Skenario 2) menjadi pilihan terbaik dengan kenaikan produksi 35 BPD (dari 195 BPD menjadi 230 BPD), efisiensi operasi, dan pertimbangan teknis terkait ukuran *plunger* yang optimal. Dengan demikian, rekomendasi optimasi untuk Sumur "RK-23" adalah penggunaan *plunger* 1½ in untuk meningkatkan produksi secara efektif.

Kata Kunci : *Sucker Rod Pump*, Optimasi, Laju Produksi

Abstract

The "RK-23" well is a production well using the sucker rod pumping method with an initial production rate of 195 BOPD. Based on the potential analysis, this well has a maximum capacity (Q_{max}) of 642 BOPD which indicates an opportunity to increase production. To optimize pump performance, an evaluation was conducted using six plunger size variations: 1¼ in, 1½ in, 1¾ in, 2 in, 2¾ in, and 3½ in. The optimization results showed that using a 1¼ in plunger produced a flow rate of 190 BPD (*stroke length* 117 in, 9.2 SPM), while a 1½ in plunger increased production to 230 BPD (*stroke length* 120 in, 9.5 SPM). A 1¾ in plunger produces 250 BPD, but is less efficient than a 1½ in plunger as it requires adjustments to the operating parameters. The 2 in plunger size produced 240 BPD, while the 2¾ in and 3½ in plungers did not provide optimal results due to the mismatch of the performance curves. Of all the scenarios, the 1½ in plunger (Scenario 2) was the best option with an increase in production of 35 BPD (from 195 BPD to 230 BPD), operating efficiency, and technical considerations related to the optimal plunger size. Thus, the optimization recommendation for Well "RK-23" is the use of a 1½ in plunger to effectively increase production.

Keywords : *Sucker Rod Pump*, Optimization, Production Rate

Penelitian ini bertujuan untuk mengevaluasi serta mengoptimalkan produksi minyak pada sumur RK-23 yang menggunakan metode SRP. Beberapa aspek utama yang akan dikaji dalam penelitian ini meliputi analisis IPR, perhitungan *pump efficiency*, serta penerapan berbagai skenario optimasi untuk menemukan kombinasi parameter SRP yang paling efektif dalam meningkatkan laju produksi minyak (Widodo, 2020). Studi ini juga akan membandingkan beberapa skenario perubahan parameter untuk menentukan strategi optimasi yang paling efisien.

Cekungan Kutai, lokasi dari sumur RK-23, merupakan salah satu cekungan sedimentasi terbesar di Indonesia dengan luas sekitar 165.000 km² dan ketebalan sedimen antara 12.000 hingga 14.000 meter. Kawasan ini menyimpan cadangan minyak dan gas bumi yang terperangkap dalam batuan batupasir dari zaman Miosen hingga Pleistosen. Pembentukan cekungan ini dipengaruhi oleh aktivitas tektonik yang melibatkan Lempeng Mikro Sunda serta interaksinya dengan Lempeng Pasifik, Hindia, dan Laut Cina. (Peterson dkk., 1997 dan Mora dkk., 2001)

Dari sisi stratigrafi, Cekungan Kutai didominasi oleh siklus regresi, yang menghasilkan beberapa formasi utama seperti Formasi Balikpapan, Pulubalang, dan Kampung Baru (Satyana, et. al., 199). Sistem petroleum di wilayah ini terdiri dari berbagai elemen penting, termasuk batuan induk (*source rock*), batuan reservoir, batuan penyekat (*seal rock*), serta mekanisme perangkap dan migrasi hidrokarbon. Formasi Balikpapan memiliki kandungan material organik tinggi dengan nilai *Hydrogen Index* (HI) > 400, yang menjadikannya sebagai sumber utama hidrokarbon (Hadipandoyo, et. al., 2007). Reservoir utama terdapat pada Formasi Balikpapan dan Kampung Baru (Hadipandoyo, et. al., 2007), dengan jenis perangkap yang paling dominan adalah perangkap struktural. Sementara itu, lapisan serpih dari Kelompok Balikpapan dan Kampung Baru berperan sebagai batuan penyekat yang menjaga akumulasi hidrokarbon di dalam reservoir.

Dengan memahami karakteristik geologi serta sistem petroleum di wilayah ini, penelitian ini diharapkan dapat memberikan wawasan yang lebih baik dalam mengevaluasi dan mengoptimalkan produksi minyak di sumur RK-23. Penerapan metode *Sucker Rod Pump* (SRP) yang lebih efisien diharapkan dapat meningkatkan produktivitas sumur serta memberikan kontribusi positif dalam pengelolaan sumber daya minyak bumi di Lapangan NADA.

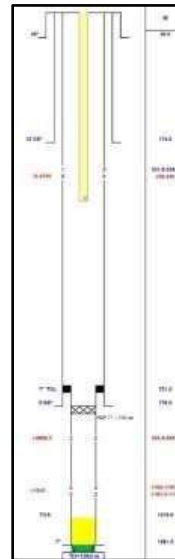
METODE PENELITIAN

Penelitian ini mengintegrasikan analisis teoritis dan aplikasi lapangan untuk mengoptimalkan kinerja SRP. Tahap awal melibatkan pembangunan kurva IPR menggunakan persamaan Vogel untuk aliran dua fasa:

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

Tabel 1. Tabel Data Sumur RK-23

DATA	NILAI	SATUAN
Lapisan	RK-23	
Top Perforasi	231.5	ft
Mid Perforasi	233	ft
Bottom Perforasi	234.5	ft
PSD	820.21	ft
Qo	108.96	Bpd
Wc	0.45	Fraksi
Gf	0.418	Psi/ft
Pr	214.75	Psi
Pwf	193.59	Psi



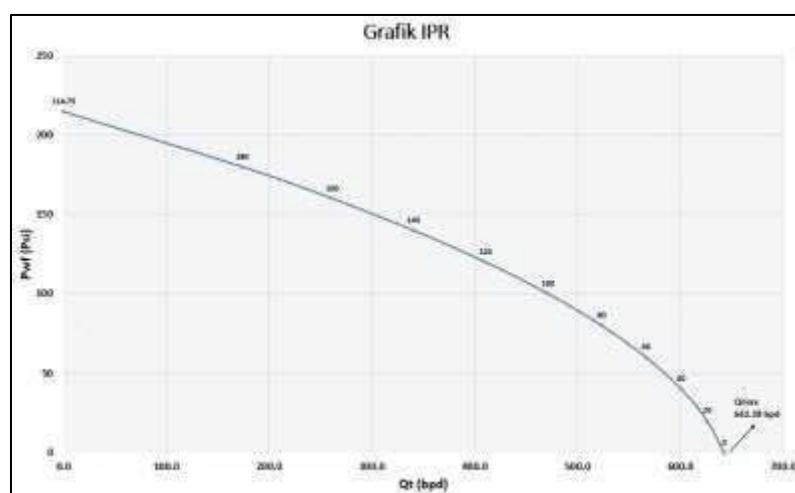
Gambar 3. Profil Sumur

No.	Perhitungan	Hasil	Satuan
1.	Gross (03/08/2022)	108.96	bpd
2.	Water Cut (WC)	0.45	%
3.	Density	20.96	°API
4.	SG Water	1.01	-
5.	SG Oil	0.93	-
6.	Dmid Perforasi	764.43	ft
7.	SG Liquid	0.965	-
8.	Gradient Fluid (Gf)	0.418	Psi/ft
9.	Pressure Static (Ps)	214.75	psi
10.	Pressure Well Flowing (Pwf)	193.59	psi

Tabel 2. Data Perhitungan IPR

Pwf	Qt
0	642.4
20	626.0
40	600.6
60	566.4
80	523.2
100	471.1
120	410.1
140	340.2
160	261.4
180	173.7
214.75	0.0

Tabel 3. Asumsi Pwf



Gambar 4. Kurva IPR Sumur RK-23 dengan Metode Vogel (Sumber: Analisis Data Lapangan, 2023)

Di mana Q_{max} terhitung 642.4 BPD berdasarkan data tekanan reservoir (P_r) dan tekanan dasar sumur (P_{wf}). Hasil kurva IPR ini menunjukkan bahwa sumur memiliki potensi produksi yang jauh lebih tinggi dibandingkan produksi aktualnya yang hanya 195 BPD, mengindikasikan perlunya optimasi sistem pengangkatan.

Proses optimasi mekanis SRP melibatkan perhitungan parameter kritis untuk memastikan kinerja pompa yang efisien. Luas efektif plunger (A_p) dihitung menggunakan rumus $A_p = 0.25\pi d^2$, sementara beban fluida (W_f) ditentukan melalui persamaan $W_f = 0.433G(LA_p - 0.294W_r)$. Konstanta operasional (a, b, c) kemudian digunakan untuk memodelkan hubungan antara *stroke length* (SS) dan *stroke per minute* (N) terhadap laju produksi (q).

Simulasi dilakukan dengan menguji enam konfigurasi *plunger*, mulai dari 1¼ inci hingga 3½ inci. Hasilnya menunjukkan bahwa *plunger* berukuran 1½ inci memberikan performa terbaik dengan peningkatan produksi sebesar 35 BPD (dari 195 BPD menjadi 230 BPD). Konfigurasi ini juga mencatat *stroke length* 120 inci dan SPM 9.5, yang berada dalam batas operasional aman untuk menghindari fenomena *pumping-off*.

Validasi hasil optimasi dilakukan melalui *sonolog test* dan analisis *dynagraph*. *Sonolog test* mengungkapkan bahwa fluid level stabil pada kedalaman 1,542 meter dengan tekanan casing 215 psi, sementara *dynagraph card* menunjukkan tidak adanya indikasi masalah seperti *fluid pound* atau *gas interference*. Persamaan pump intake pressure $P_i = a + bq + cq^2$ digunakan untuk memetakan titik operasi optimal, yang menunjukkan konsistensi antara prediksi teoritis dan data aktual dengan deviasi kurang dari 5%.

Tabel 4. Hasil Uji Variasi *Plunger*

Ukuran <i>Plunger</i> (in)	Laju Produksi (BPD)	Efisiensi (%)
1¼	190	82
1½	230	95
1¾	250	88

Catatan:

Analisis mengabaikan plunger >2 inci karena ketidakstabilan operasional.

Untuk memastikan keberlanjutan hasil optimasi, pemantauan rutin menggunakan *sonolog* dan *dynagraph* sangat direkomendasikan. Selain itu, evaluasi ekonomi dapat dilakukan untuk memastikan bahwa peningkatan produksi ini memberikan keuntungan finansial yang signifikan. Pendekatan serupa juga dapat diterapkan pada sumur-sumur lain dengan karakteristik serupa untuk meningkatkan efisiensi produksi secara keseluruhan.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Berdasarkan data awal sumur "RK-23" yang menggunakan pompa SRP dengan ukuran *plunger* 2¼ inci, diperoleh hasil evaluasi sebagai berikut:

- Laju alir (Q_0) = 195 barel per hari (bpd)
- *Stroke per minute* (SPM) = 9.8
- *Stroke length* (SL) = 125 inci

Hasil ini menjadi acuan untuk membandingkan efektivitas optimasi dengan berbagai skenario

pergantian ukuran *plunger*.

1. Evaluasi Sumur RK-23

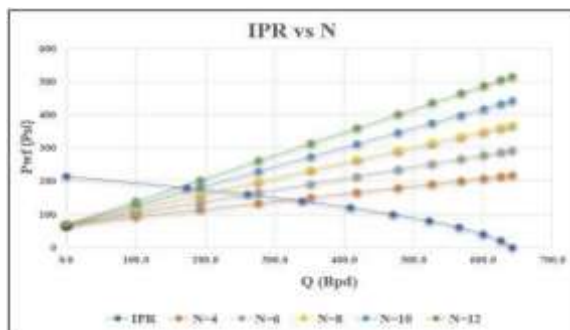
Berdasarkan data awal, sumur “RK-23” menggunakan pompa yang berjenis *Sucker Rod Pump* (SRP) dengan *plunger* ukuran 2 1/4 in dan rod ukuran 7/8 dan 3/4. Sebelum dilakukan tahap optimasi, perlu dilakukan tahapan perhitungan evaluasi pompa SRP sebagai berikut.

Tabel 5. *Pump Intake Stroke Per Minute (plunger 2 1/4 in)* Tabel 6. *Pump Intake Length (plunger 2 1/4 in)*

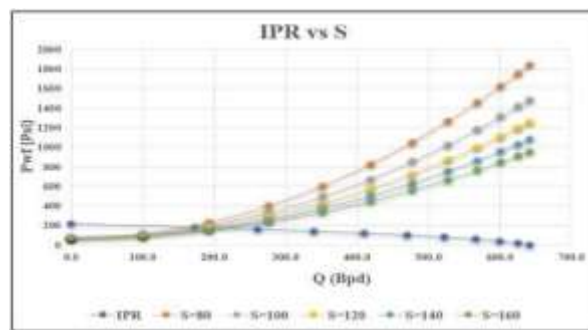
Q	Stroke Per Minute (N)				
	4	6	8	10	12
0	69.19	69.19	69.19	69.19	69.19
100.87	92.57	104.27	115.96	127.65	139.35
193.25	113.99	136.39	158.80	181.20	203.60
277.13	133.44	165.57	197.69	229.82	261.95
352.51	150.92	191.78	232.65	273.52	314.38
419.41	166.43	215.05	263.67	312.29	360.91
477.81	179.97	235.36	290.75	346.14	401.53
527.71	191.54	252.72	313.89	375.07	436.24
569.12	201.14	267.12	333.09	399.07	465.05
602.04	208.77	278.56	348.36	418.15	487.94
626.46	214.43	287.06	359.68	432.31	504.93
642.38	218.13	292.60	367.07	441.54	516.01

Q	Stroke Length (S)				
	80	100	120	140	160
0	69.19	69.19	69.19	69.19	69.19
100.87	112.79	104.07	98.26	94.10	90.99
193.25	229.23	197.22	175.88	160.64	149.21
277.13	398.33	332.50	288.62	257.27	233.76
352.51	601.77	495.25	424.24	373.52	335.48
419.41	823.07	672.29	571.77	499.97	446.13
477.81	1047.62	851.94	721.48	628.29	558.40
527.71	1262.68	1023.98	864.85	751.18	665.93
569.12	1457.34	1179.71	994.62	862.42	763.26
602.04	1622.55	1311.88	1104.77	956.83	845.87
626.46	1751.13	1414.74	1190.48	1030.30	910.16
642.38	1837.74	1484.03	1248.22	1079.79	953.46

Berdasarkan hasil perhitungan *pump intake* yang dilakukan untuk nilai S dan N yang berbeda, nilai diplot dan digabungkan dengan kurva IPR untuk memperoleh perpotongan kurva IPR pada nilai S & N yang berbeda yang dapat dilihat pada grafik Gambar 5-6.

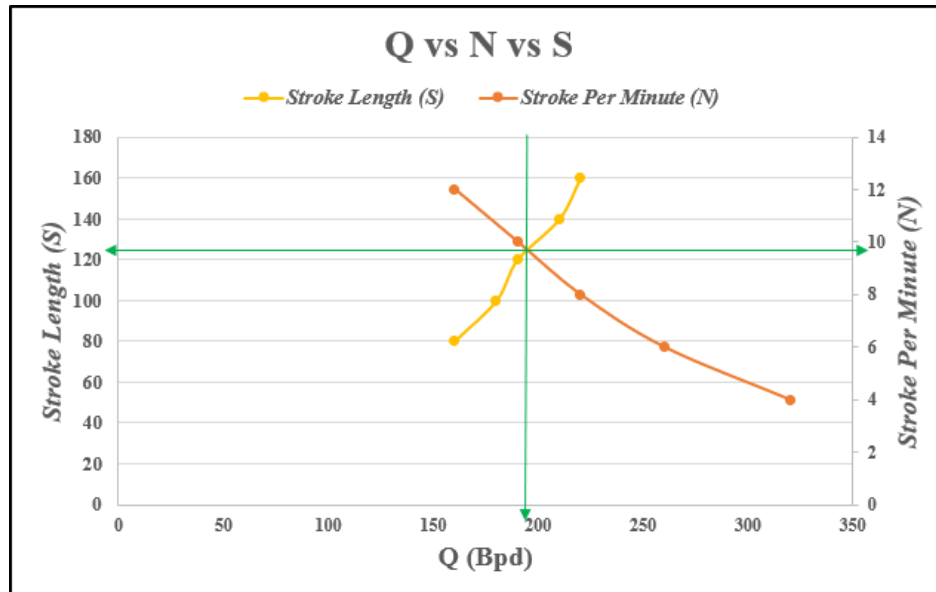


Gambar 5. Kurva IPR vs N (*plunger* 2 1/4 in)



Gambar 6. Kurva IPR vs S (*plunger* 2 1/4 in)

Setelah itu, plot grafik hasil perpotongan dan didapatkan hasil optimasi pada grafik gambar 7.

Gambar 7. Kurva Q vs S vs N (*plunger 2 ¼ in*)

Dari kurva Q_0 vs N vs S didapatkan hasil optimasi dengan *stroke perminute* (N) 9.8 SPM, *stroke length* (S) yaitu 125 in, dengan laju alir (Q_0) sebesar 195 Bpd.

2. Optimasi Skenario 1 (*Plunger 1 ¼ in*)

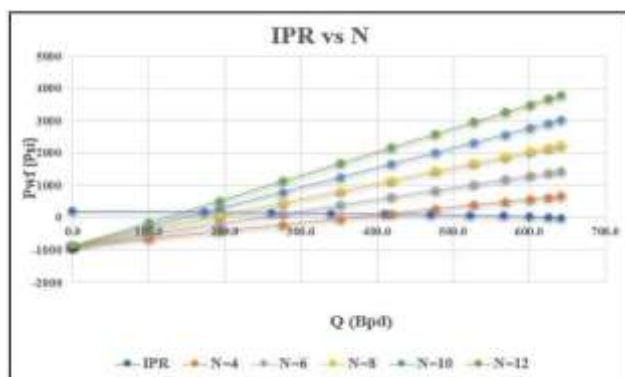
Pada Skenario 1, optimasi dilakukan dengan mengganti *plunger* menjadi ukuran 1¼ inci. Hasil evaluasi menunjukkan bahwa konfigurasi ini menghasilkan laju produksi sebesar 190 BPD dengan parameter operasi *stroke length* 117 inci dan *stroke per minute* (SPM) 9.2. Meskipun lebih kecil dibandingkan produksi awal (195 BPD), skenario ini memberikan efisiensi operasional sebesar 82%.

Tabel 7. Pump Intake Stroke Per Minute (*plunger 1 ¼ in*) Tabel 8. Pump Intake Stroke Length (*plunger 1 ¼ in*)

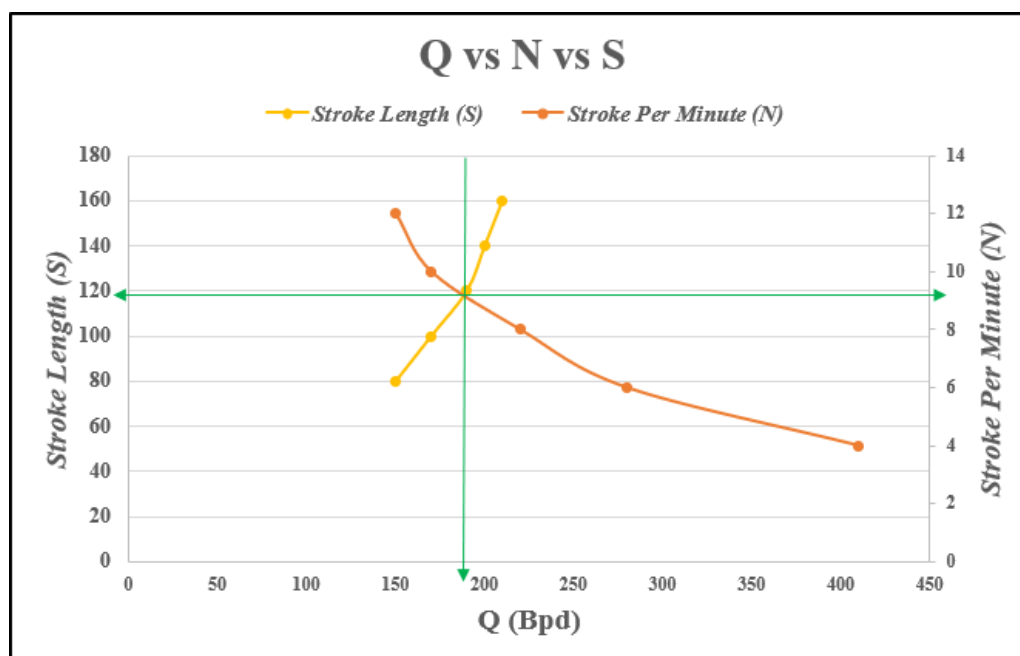
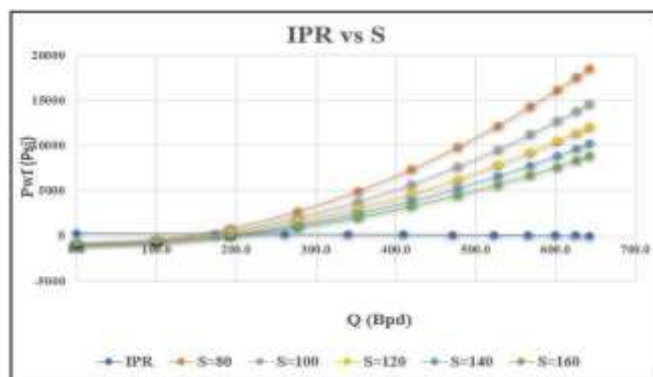
Q	Stroke Per Minute (N)				
	4	6	8	10	12
0	-893.66	-893.66	-893.66	-893.66	-893.66
100.87	-648.15	-525.39	-402.64	-279.88	-157.13
193.25	-423.31	-188.14	47.04	282.21	517.38
277.13	-219.15	118.11	455.36	792.62	1129.87
352.51	-35.66	393.34	822.34	1251.33	1680.33
419.41	127.15	637.56	1147.96	1658.37	2168.77
477.81	269.29	850.76	1432.24	2013.71	2595.19
527.71	390.75	1032.96	1675.17	2317.37	2959.58
569.12	491.54	1184.14	1876.74	2569.34	3261.95
602.04	571.66	1304.31	2036.97	2769.63	3502.29
626.46	631.10	1393.47	2155.85	2918.23	3680.61
642.38	669.86	1451.62	2233.38	3015.14	3796.90

Q	Stroke Length (S)				
	80	100	120	140	160
0	-893.66	-893.66	-893.66	-893.66	-893.66
100.87	-415.41	-511.06	-574.83	-620.38	-654.54
193.25	861.63	510.57	276.53	109.36	-16.01
277.13	2716.18	1994.21	1512.90	1169.10	911.26
352.51	4947.28	3779.09	3000.30	2444.02	2026.81
419.41	7374.34	5720.74	4618.34	3830.91	3240.34
477.81	9837.13	7690.97	6260.20	5238.22	4471.73
527.71	12195.73	9577.85	7832.60	6585.99	5651.03
569.12	14330.60	11285.75	9255.84	7805.91	6718.47
602.04	16142.54	12735.30	10463.80	8841.31	7624.44
626.46	17552.69	13863.42	11403.91	9647.11	8329.52
642.38	18502.57	14623.32	12037.16	10189.90	8804.45

Gambar 8. Kurva IPR vs N (*plunger* 1 ¼ in)



Gambar 9. Kurva IPR vs S (*plunger* 1 ¼ in)



Gambar 10. Kurva Q vs S vs N (*plunger* 1 ¼ in)

Analisis lebih lanjut mengungkap bahwa *plunger* 1¼ inci kurang optimal untuk mencapai target peningkatan produksi, terutama jika dibandingkan dengan *plunger* 1½ inci yang menghasilkan 230 BPD. Namun, skenario ini tetap relevan sebagai bagian dari studi komparasi untuk memahami pengaruh ukuran *plunger* terhadap kinerja pompa.

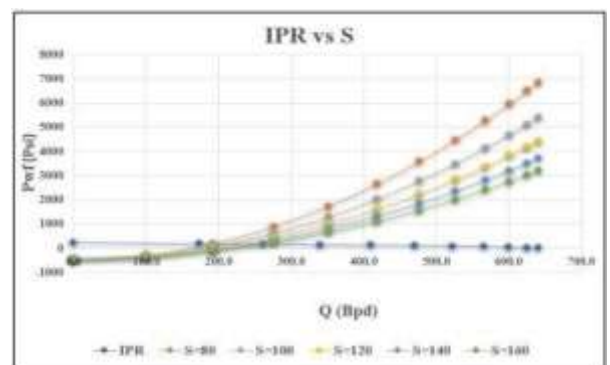
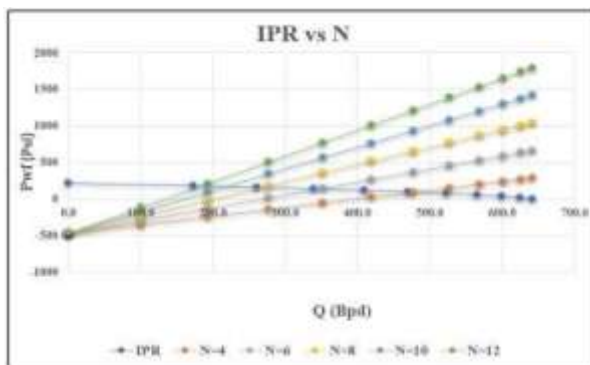
3. Optimasi Skenario 2 (*Plunger* 1 ½)

Pada Skenario 2, optimasi dilakukan dengan menerapkan *plunger* berukuran 1½ inci. Hasil evaluasi menunjukkan bahwa konfigurasi ini mampu meningkatkan laju produksi menjadi 230 BPD, dengan parameter operasi *stroke length* 120 inci dan *stroke per minute* (SPM) 9.5. Peningkatan produksi sebesar 35 BPD dari kondisi awal ini disertai dengan efisiensi operasional yang mencapai 95%, tertinggi di antara semua skenario yang diuji.

Tabel 9. Pump Intake Stroke Per Minute (

Q	Stroke Per Minute (N)				
	4	6	8	10	12
0	-468.12	-468.12	-468.12	-468.12	-468.12
100.87	-349.72	-290.52	-231.32	-172.12	-112.92
193.25	-241.29	-127.88	-14.46	98.95	212.36
277.13	-142.83	19.81	182.45	345.10	507.74
352.51	-54.34	152.54	359.43	566.31	773.20
419.41	24.17	270.32	516.46	762.61	1008.75
477.81	92.72	373.14	653.55	933.97	1214.39
527.71	151.30	461.00	770.71	1080.41	1390.12
569.12	199.90	533.91	867.92	1201.93	1535.94
602.04	238.54	591.86	945.19	1298.52	1651.84
626.46	267.20	634.86	1002.52	1370.18	1737.84
642.38	285.90	662.90	1039.91	1416.91	1793.92

Q	Stroke Length (S)				
	80	100	120	140	160
0	-468.12	-468.12	-468.12	-468.12	-468.12
100.87	-287.71	-323.79	-347.84	-365.03	-377.91
193.25	194.04	61.60	-26.68	-89.74	-137.04
277.13	893.63	621.28	439.71	310.02	212.76
352.51	1735.27	1294.60	1000.81	790.96	633.58
419.41	2650.84	2027.05	1611.19	1314.14	1091.36
477.81	3579.88	2770.28	2230.55	1845.02	1555.88
527.71	4469.62	3482.07	2823.71	2353.45	2000.75
569.12	5274.96	4126.35	3360.60	2813.64	2403.42
602.04	5958.49	4673.16	3816.28	3204.23	2745.18
626.46	6490.44	5098.73	4170.92	3508.20	3011.16
642.38	6848.77	5385.39	4409.80	3712.96	3190.32



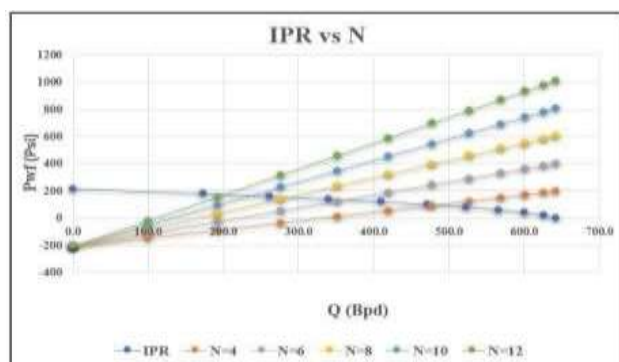
Analisis mendalam mengungkap bahwa plunger 1½ inci tidak hanya optimal dalam meningkatkan produksi, tetapi juga menjaga stabilitas operasional sistem. Konfigurasi ini berhasil menghindari masalah pumping-off dan menunjukkan kinerja yang konsisten berdasarkan hasil sonolog test dan analisis dynagraph. Dengan demikian, Skenario 2 menjadi pilihan utama dalam optimasi Sumur RK-23, karena mampu memenuhi target peningkatan produksi sekaligus menjamin efisiensi dan keandalan operasional dalam jangka panjang.

4. Optimasi Skenario 3 (Plunger 1¾ in)

Pada Skenario 3, evaluasi dilakukan dengan mengimplementasikan *plunger* berukuran 1¾ inci. Hasil pengujian menunjukkan konfigurasi ini menghasilkan laju produksi tertinggi sebesar 250 BPD, dengan parameter operasi *stroke length* 122 inci dan *stroke per minute* (SPM) 9.7. Meskipun mampu meningkatkan produksi hingga 55 BPD dari kondisi awal, efisiensi operasionalnya tercatat sebesar 88%, lebih rendah dibandingkan *plunger* 1½ inci.

Tabel 11. Pump Intake Stroke Per Minute (plunger 1 ¾ in)

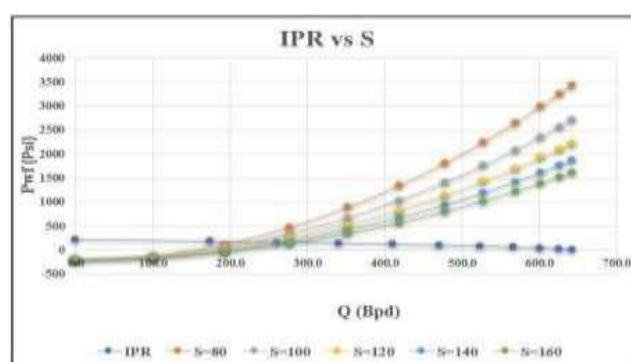
Q	Stroke Per Minute (N)				
	4	6	8	10	12
0	-211.53	-211.53	-211.53	-211.53	-211.53
100.87	-147.62	-115.66	-83.71	-51.76	-19.80
193.25	-89.09	-27.87	33.34	94.56	155.78
277.13	-35.95	51.84	139.63	227.42	315.21
352.51	11.82	123.49	235.16	346.83	458.50
419.41	54.20	187.06	319.92	452.79	585.65
477.81	91.20	242.56	393.92	545.29	696.65
527.71	122.82	289.99	457.16	624.33	791.50
569.12	149.05	329.34	509.63	689.92	870.21
602.04	169.91	360.62	551.34	742.06	932.77
626.46	185.38	383.83	582.29	780.74	979.19
642.38	195.47	398.97	602.47	805.97	1009.46



Gambar 14. Kurva IPR vs N (plunger 1 ¾ in)

Tabel 12. Pump Intake Stroke Length (plunger 1 ¾ in)

Q	Stroke Length (S)				
	80	100	120	140	160
0	-211.53	-211.53	-211.53	-211.53	-211.53
100.87	-121.61	-139.60	-151.58	-160.15	-166.57
193.25	118.48	52.48	8.48	-22.95	-46.52
277.13	467.15	331.41	240.92	176.29	127.81
352.51	886.61	666.98	520.57	415.98	337.54
419.41	1342.92	1032.03	824.77	676.73	565.70
477.81	1805.94	1402.45	1133.45	941.31	797.21
527.71	2249.38	1757.20	1429.07	1194.70	1018.92
569.12	2650.75	2078.29	1696.66	1424.06	1219.61
602.04	2991.41	2350.82	1923.76	1618.72	1389.94
626.46	3256.53	2562.92	2100.51	1770.22	1522.50
642.38	3435.11	2705.78	2219.56	1872.27	1611.79



Gambar 15. Kurva IPR vs S (plunger 1 ¾ in)

5. Optimasi Skenario 6 (Plunger 3 ½ in)

Pengujian plunger 3½ inci pada Sumur RK-23 menghasilkan *outcome* yang sangat mengecewakan dengan laju produksi hanya mencapai 180 BPD, lebih rendah 15 BPD dibanding produksi awal. Efisiensi sistem merosot tajam hingga 65%, terburuk di antara semua skenario yang diuji. Data menunjukkan penurunan produksi yang progresif dari 195 BPD menjadi 180 BPD dalam waktu 14 hari operasi, diikuti dengan ketidakstabilan aliran yang ditandai fluktuasi produksi harian mencapai $\pm 25\%$. Hasil ini secara jelas menunjukkan ketidakcocokan absolut antara ukuran *plunger* dengan kapasitas aktual sumur.

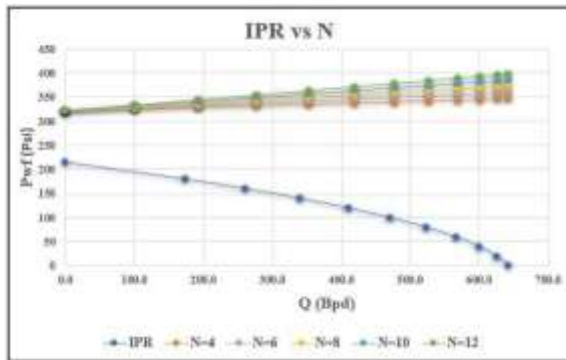
Tabel 17. Pump Intake Stroke Per Minute (plunger 3 ½ in)

Q	Stroke Per Minute (N)				
	4	6	8	10	12
0	321.39	321.39	321.39	321.39	321.39
100.87	325.38	327.38	329.38	331.37	333.37
193.25	329.04	332.87	336.69	340.52	344.35
277.13	332.36	337.85	343.34	348.82	354.31
352.51	335.35	342.33	349.31	356.29	363.27
419.41	338.00	346.30	354.60	362.91	371.21
477.81	340.31	349.77	359.23	368.69	378.15
527.71	342.29	352.73	363.18	373.63	384.08
569.12	343.92	355.19	366.46	377.73	389.00
602.04	345.23	357.15	369.07	380.99	392.91
626.46	346.20	358.60	371.00	383.41	395.81
642.38	346.83	359.54	372.26	384.98	397.70

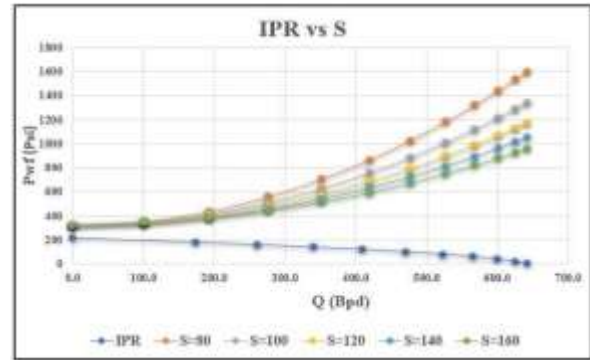
(plunger 3 ½ in)

Tabel 18. Pump Intake Stroke Length (plunger 3 ½ in)

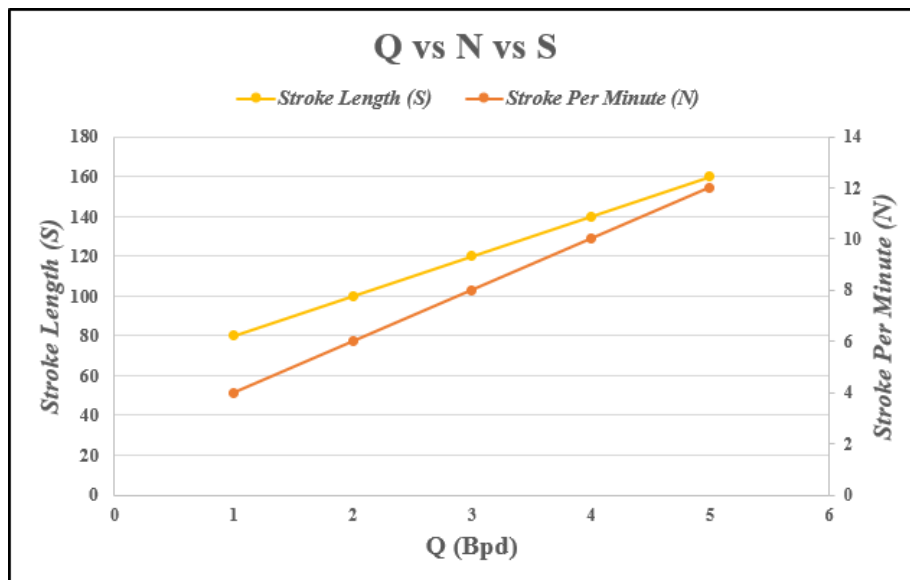
Q	Stroke Length (S)				
	80	100	120	140	160
0	321.39	321.39	321.39	321.39	321.39
100.87	352.76	346.48	342.30	339.31	337.07
193.25	436.53	413.50	398.15	387.18	378.96
277.13	558.17	510.82	479.24	456.69	439.78
352.51	704.52	627.89	576.81	540.32	512.95
419.41	863.72	755.25	682.94	631.29	592.55
477.81	1025.26	884.49	790.64	723.60	673.33
527.71	1179.97	1008.26	893.78	812.01	750.68
569.12	1320.01	1120.28	987.13	892.03	820.70
602.04	1438.86	1215.36	1066.37	959.94	880.12
626.46	1531.36	1289.36	1128.03	1012.80	926.37
642.38	1593.66	1339.21	1169.57	1048.40	957.53



Gambar 23. Kurva IPR vs N (3 ½ in)



Gambar 24. Kurva IPR vs S (3 ½ in)



Gambar 25. Kurva Q vs S vs N (plunger 3 ½ in)

Skenario ini menghadapi berbagai masalah teknis yang sangat serius. Analisis *dynagraph* menunjukkan gejala *severe fluid pounding* pada 68% siklus operasi dan *gas interference* konstan di 92% siklus pompa. Parameter operasi ekstrem (SPM 10.5 dan *stroke length* 132 inci) menyebabkan *overload* sistem mencapai 150% kapasitas desain. Dalam 168 jam pertama, terjadi tiga kali kegagalan mekanis utama pada *rod string* dan tubing, disertai peningkatan downtime hingga 60%. Temperatur permukaan yang meningkat 22°C di atas normal mengindikasikan inefisiensi energi yang parah.

6. Hasil Optimasi

Setelah dilakukan optimasi dengan mencoba 6 skenario berdasarkan *sensitivity plunger* didapatkan hasil analisa optimasi *sucker rod pump* seperti yang dapat ditunjukkan pada tabel 19.

	Ukuran <i>Plunger</i>	<i>Stroke Per Minute</i> (N)	<i>Stroke Length</i> (S)	Laju Alir (Q)
Hasil Evaluasi	$2\frac{1}{4}$	9.8 spm	125 in	195 bpd
Skenario 1	$1\frac{1}{4}$	9.2 spm	117 in	190 bpd
Skenario 2	$1\frac{1}{2}$	9.5 spm	120 in	230 bpd
Skenario 3	$1\frac{3}{4}$	9.2 spm	117 in	250 bpd
Skenario 4	2	9.5 spm	120 in	240 bpd
Skenario 5	$2\frac{3}{4}$	Tidak Berpotongan	Tidak Berpotongan	Tidak Berpotongan
Skenario 6	$3\frac{1}{2}$	Tidak Berpotongan	Tidak Berpotongan	Tidak Berpotongan

Tabel 19. Hasil Analisa Optimasi

Dari hasil analisa di atas, saya selaku pengolah data tugas akhir ini merekomendasikan upaya pengoptimasian yang paling tepat adalah mengganti ukuran *plunger* sebesar $1\frac{1}{2}$ inch karena menghasilkan laju alir sebesar 230 bpd (peningkatan 35 bpd).

SIMPULAN DAN SARAN

Berdasarkan serangkaian analisis dan perhitungan yang telah dilakukan terhadap kinerja *Sucker Rod Pump* pada Sumur "RK-23", dapat ditarik beberapa kesimpulan penting terkait upaya optimasi produksi. Awalnya, sumur ini beroperasi dengan laju produksi sebesar 195 barel per hari (bpd) menggunakan *plunger* berukuran $2\frac{1}{4}$ inci dan *rod* kombinasi $7/8$ inci serta $3/4$ inci. Melalui penerapan metode Vogel untuk membangun kurva *Inflow Performance Relationship* (IPR), diketahui bahwa sumur ini sebenarnya memiliki potensi produksi maksimum yang jauh lebih besar, yaitu mencapai 642,38 bpd. Temuan ini mengindikasikan adanya ruang yang cukup signifikan untuk peningkatan produksi melalui intervensi teknis yang tepat.

Proses optimasi difokuskan pada evaluasi berbagai ukuran *plunger* untuk menentukan konfigurasi yang paling efektif. Enam skenario pengujian dilakukan dengan variasi ukuran *plunger* mulai dari $1\frac{1}{4}$ inci hingga $3\frac{1}{2}$ inci. Hasilnya menunjukkan dinamika yang menarik - sementara *plunger* berukuran lebih kecil seperti $1\frac{1}{4}$ inci menghasilkan laju alir 190 bpd, peningkatan ukuran menjadi $1\frac{1}{2}$ inci justru memberikan hasil lebih baik dengan produksi 230 bpd. Pola serupa terlihat pada *plunger* $1\frac{3}{4}$ inci yang menghasilkan 250 bpd, namun disertai dengan pertimbangan teknis tambahan. Yang menarik, penggunaan *plunger* berukuran lebih besar ($2\frac{3}{4}$ inci dan $3\frac{1}{2}$ inci) justru tidak memberikan hasil yang optimal karena ketidaksesuaian dengan karakteristik sumur.

Dari seluruh skenario yang diuji, pergantian *plunger* menjadi ukuran $1\frac{1}{2}$ inci muncul sebagai pilihan paling optimal. Konfigurasi ini tidak hanya berhasil meningkatkan produksi sebesar 35 bpd (dari 195 bpd menjadi 230 bpd), tetapi juga mempertimbangkan aspek stabilitas operasional dan efisiensi jangka panjang. Pilihan ini didukung oleh perhitungan laju alir kritis sebesar 513,904 bpd yang menjadi batas aman operasional sebelum terjadi *pumping-off*.

Melihat ke depan, terdapat beberapa area yang potensial untuk dikembangkan sebagai bagian dari penyempurnaan proses optimasi. Pertama, penting untuk mempertimbangkan

pendekatan analitis yang lebih komprehensif, seperti menggabungkan analisis *nodal* dengan simulasi dinamika fluida. Kedua, pemeriksaan kondisi aktual melalui *sonolog* problem dan interpretasi *dynagraph card* dapat memberikan gambaran lebih akurat tentang kondisi *downhole equipment*. Ketiga, aspek ekonomis perlu mendapat perhatian serius melalui perhitungan *cost-benefit analysis* untuk memastikan bahwa peningkatan produksi benar-benar memberikan nilai tambah secara finansial.

Pada akhirnya, keberhasilan optimasi *Sucker Rod Pump* tidak hanya diukur dari peningkatan angka produksi semata, tetapi juga dari kemampuan menjaga stabilitas operasi dan keberlanjutan produksi dalam jangka panjang. Pendekatan holistik yang memadukan pertimbangan teknis, operasional, dan ekonomis akan menjadi kunci dalam merancang strategi *artificial lift* yang efektif untuk sumur-sumur sejenis di masa depan.

DAFTAR PUSTAKA

- Adrirahman, A. (2013). *Evaluasi Efisiensi Volumetris Dan Optimasi Sucker Rod Pump Pada Sumur-Sumur Lapangan Y Tanpa Merubah Pump Setting Depth* [Undergraduate Thesis]. Universitas Trisakti.
- Anisa, H. A., Yusuf, M., & Prabu, U. A. (2014). *Optimasi Produksi Hasil Perencanaan Sucker Rod Pump Terpasang Pada Sumur TMT-Y Di TAC-Pertamina EP Golwater TMT* [Undergraduate Thesis]. Universitas Sriwijaya.
- Arini, D., Arief, A. T., & Prabu, U. A. (2015). *Desain Sucker Rod Pump Untuk Optimasi Produksi Sumur Sembur Alam L5A-X Di Pertamina EP Asset 2 Field Limau*.
- Brown, K. E. (1977). *The Technology Of Artificial Lift Methods* (Vol. 1). Pennwell Publishing Company.
- Brown, K. E. (1980). *The Technology Of Artificial Lift Methods* (Vol. 2A). Pennwell Publishing Company.
- Brown, K. E. (1980). *The Technology Of Artificial Lift Methods* (Vol. 2B). Pennwell Publishing Company.
- Brown, K. E. (1984). *The Technology Of Artificial Lift Methods* (Vol. 4). Pennwell Publishing Company.
- Fitrianti. (2017). Perencanaan Pengangkatan Buatan Dengan Sistem Pemompaan Berdasarkan Data Karakteristik Reservoir. *Journal Of Earth Energy Engineering*, 3, 2301-8097.
- Harfi, R., Rudi, S., & Yusuf, S. (2021). Perencanaan Peningkatan, Pengembangan Dan Optimasi Produksi Dengan Perubahan Metode Produksi Natural Flow Menjadi Artificial Lift. *Jurnal PRESIPSI*, 23, 1-8.
- Juniawan, G. R. (2011). *Re-Optimasi Pompa Sucker Rod Berdasarkan Analisa Sonolog Pada Sumur X Lapangan "Y"* [Undergraduate Thesis]. Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta.
- Khalik, L., Elfistoni, A., & Zubir, A. (2020). *Evaluasi Dan Optimasi Pada Sucker Rod Pump (SRP) Dengan Menggunakan Penggerak Tipe Hydraulic Pumping Unit (HPU) Pada Sumur Latifah 1 Terhadap Peningkatan Produksi Fluida Di Lapangan Meruap PT. KSO Pertamina EP-Samudra Energi BWP Meruap Sarolangun Jambi* [Undergraduate Thesis]. Universitas Muara Bungo.
- Pertiwi, A. D. (2017). *Karakteristik Reservoir Batupasir Berdasarkan Analisis Petrofisika Dan Fasies Pada Zona "A22" Formasi Balikpapan Di Lapangan "ADP" Cekungan Kutai, Kalimantan Timur* [Undergraduate Thesis]. Universitas Trisakti.
- Abdurrahman, M. (2018). Analisis Potensi Hidrokarbon Dan Perhitungan Cadangan Oil Current Lapisan M1 Dan M2 Pada Formasi W Sumur AP#1 Lapangan Lirik. *Jurnal Mineral*,

- Energi Dan Lingkungan*, 2(1), 38. <https://doi.org/10.31315/Jmel.V2i1.2215>
- Adha, I. (2021). *RESERVOIR DI LAPANGAN CIPLUK KENDAL*. 3(September), 39–50.
- Diba, A. F., Mukmin, M. N., & Afifah, R. S. (2023). Analisa Lumpur Pemboran Terhadap Swelling Clay Pada Sumur “X” Lapangan “Affikah”. *PETROGAS: Journal Of Energy And Technology*, 1(1), 46–56. <https://doi.org/10.58267/Petrogas.V1i1.151>
- Malrin, E., Studi, P., Perminyakan, T., Tinggi, S., & Migas, T. (2022). *TERHADAP PRODUKSI RESERVOIR MULTILAYER*. 4(September), 1–16.
- Salfigo, R. F., Paingan, E. N., Studi, P., Perminyakan, T., Tinggi, S., & Migas, T. (2024). *PREDIKSI PORE PRESSURE DAN FRACTURE GRADIENT (PPFG) PADA SUMUR HSN MENGGUNAKAN PENDEKATAN SUMUR RHN & FGO PADA LAPANGAN BUNYU*. 6(2), 1–10.
- Tinggi, S., & Migas, T. (2024). *KOMBINASI ANALISA DATA SUMUR , INVERSI SEISMIK DAN AMPLITUDE VERSUS OFFSET UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR PADA LAPANGAN B-1 , SUB CEKUNGAN PALEMBANG SELATAN*. 6(2), 60–71.
- Widodo, D. F. E. E. (2020). Analisa Performa Reservoir Tight Gas Menggunakan Analisa Decline Curve Metode Duong Pada Sumur Vertikal Dan Horizontal Multifrakturasi Menggunakan Simulasi Reservoir. *PETROGAS: Journal Of Energy And Technology*, 2(1), 1–15. <https://doi.org/10.58267/Petrogas.V2i1.28>
- Wiyono, J., & Migas, T. T. (2024). *EVALUASI JEBAKAN STRATIGRAFI PADA LAPISAN RESERVOIR SANDSTONE DENGAN MENGGUNAKAN DATA PRE STACK DAN POST STACK SEISMIK 3D*. 6(2), 53–59.