

Evaluasi Stimulasi Hydraulic Fracturing dan Kondisi Formasi Pada Reservoir Sandstone di Sumur AML-14

Aulia Miranti Larasathi¹, Amiruddin² and Firdaus³, Sulardi⁴, Hamriyani Ryka⁵ Ipan Sampe⁶ Iin Darmiyati⁷

¹²³⁴⁵⁶ Sekolah Tinggi Teknologi Migas; Indonesia
correspondence e-mail*, auliamiranti14@gmail.com

Submitted:

Revised: 2021/11/01;

Accepted: 2021/11/21; Published: 2021/12/12

Abstract

The reservoir layer in the FAY field is sandstone which is categorized as having low permeability. An evaluation was carried out on the AML-14 well to determine the cause of failure of the hydraulic fracturing work carried out on the well and its handlers. The evaluation carried out in the FAY field included validating IPR data before hydraulic fracturing, pressure obtained during the step rate test, fracture geometry obtained after hydraulic fracturing, average permeability value, and increase in IPR value using the Vogel method. Based on the results of the evaluation carried out, it can be seen that the pressure obtained during the step rate test was around 2602 Psi and the fracture flow rate was 1.2 Bpm which caused a screen out. The obtained fracture conductivity is about 6200 md-ft. The average permeability value obtained is 79 mD. The results of the fracturing carried out were that production decreased from the previous 154,626 Bopd to 15,757 Bopd. These results indicate that the hydraulic fracturing operation on the AML-14 well can be declared a failure due to a screen out that has an impact on production results that are not as expected. Handling of the well can be done by installing gravel pack conditions as well as slug pumping of sand which can effectively reduce the problem of placing sand into the wellbore.

Keywords



Hydraulic Fracturing, Frac Fluid, Proppant, Step Rate Test, Screen Out.

© 2021 by the authors. Submitted for possible open access publication under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution 4.0 International (CC BY SA) license, <https://creativecommons.org/licenses/by-sa/4.0/>.

PENDAHULUAN

Rendahnya produksi sumur merupakan persoalan penting pada industri minyak, baik pada sumur yang sudah lama memproduksi maupun pada sumur baru¹. Rendahnya produktivitas sumur antara lain dapat disebabkan oleh permeabilitas yang rendah². Sehingga, diperlukan suatu metode untuk meningkatkan permeabilitas batuan dimana bertujuan untuk menaikkan produksi³. Salah satu metode yang dapat digunakan untuk meningkatkan

¹ Ikhwannur Adha, "RESERVOIR DI LAPANGAN CIPLUK KENDAL" 3, no. September (2021): 39–50.

² (Sirait, 2021)

³ Joko Wiyono and Tinggi Teknologi Migas, "EVALUASI JEBAKAN STRATIGRAFI PADA LAPISAN RESERVOIR SANDSTONE DENGAN MENGGUNAKAN DATA PRE STACK DAN POST STACK SEISMIK 3D" 6, no. 2 (2024): 53–59.

permeabilitas formasi adalah metode stimulasi hydraulic fracturing.⁴

Metode stimulasi hydraulic fracturing adalah suatu Teknik stimulasi yang dipergunakan untuk memperbaiki atau meningkatkan produktifitas fluida suatu sumur⁵. Kegiatan hydraulic fracturing ini dilakukan untuk memperbesar permeabilitas batuan, sehingga diharapkan fluida dari reservoir dapat masuk ke dalam lubang bor dengan akumulasi yang relative stabil seperti sebelum dilakukannya proses stimulasi⁶. Proses perekahan dilakukan dengan menginjeksikan fluida perekah ke dalam lubang formasi atau reservoir yang akan direkahkan melalui lubang sumur dengan tekanan perekah yang lebih tinggi dari tekanan rekah formasi sehingga akan terbentuk rekahan pada batuan dan untuk mempertahankan rekahan maka harus diganjal dengan proppant agar rekahan tidak menutup lagi.

Begitupun yang terjadi di sumur AML-14 pada lapangan FAY yang terletak di Kabupaten Sarolangun, Provinsi Jambi, Sumatera selatan. Sumur AML-14 dengan dominasi batupasir dan target interval perforasi berada pada kedalaman 1041,5-1044,5 meter. Setelah beberapa tahun sumur AML-14 dilakukan produksi, terjadi penurunan laju produksi minyak yang disebabkan oleh permeabilitas yang tergolong kecil yaitu sebesar 1,4 mD dan tekanan reservoir sebesar 1015 psi yang masih relative tinggi. Hal tersebut menjadi pertimbangan akan dilakukannya stimulasi hydraulic fracturing untuk meningkatkan produktivitas sumur dengan memperbesar nilai permeabilitas formasi. Setelah pekerjaan hydraulic fracturing dilaksanakan, tahap selanjutnya adalah melakukan evaluasi terhadap pekerjaan yang sudah dilakukan dan melihat kondisi pada formasi reservoir. Hasil evaluasi selanjutnya dianalisa agar mengetahui berhasil atau tidaknya pekerjaan yang sudah dilakukan.

METODE

⁴ Novita Ratna Dila, "Evaluasi Stimulasi Hydraulic Fracturing Menggunakan Software Mfrac," *Jurnal Offshore: Oil, Production Facilities and Renewable Energy* 3, no. 1 (2019): 30–35; Aly Rasyid, Nugroho Marsiyanto, and M Gilang Farhana Irsyad, "Evaluasi Stimulasi Hydraulic Fracturing Dan Analisa Produktivitas Sumur Pada Formasi Sandstone Sumur" MG-09" Lapangan" FI," *Jurnal Bhara Petro Energi*, 2022, 13–16; IDHAM IKHLASUL AMAL ZAIN, "Evaluasi Penerapan Stimulasi Hydraulic Fracturing Pada Sumur DHM-25 Lapangan" KLS" Jawa Barat" (Universitas Pembangunan Nasional Veteran Yogyakarta, 2021).

⁵ (Salfigo, 2021)

⁶ (Johanis, 2021)

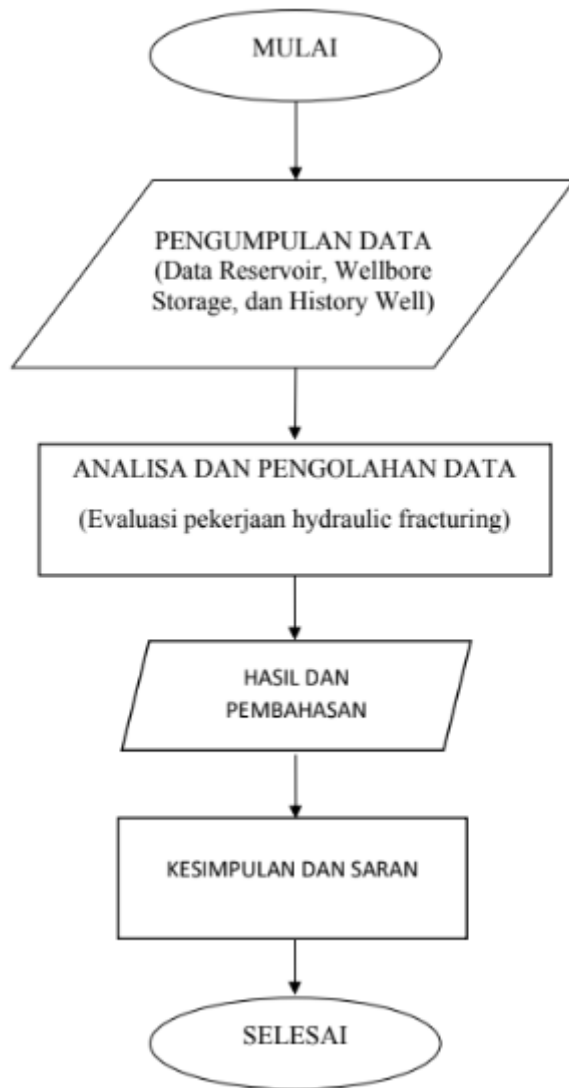
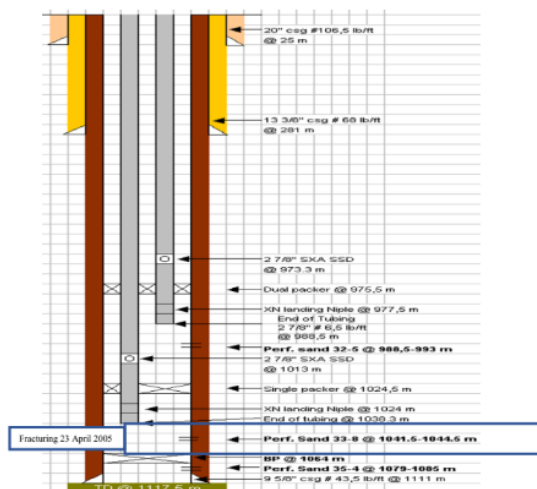


Diagram sumur AML-14 dibawah menunjukkan kedalaman sumur dan zona yang akan dilakukan hydraulic fracturing.



Gambar 1. Diagram Sumur AML-14 (Perusahaan)

Pada gambar 4.2 ditunjukkan yaitu zona 33-8 dengan kedalaman sumur 3417 – 3427 ft ditandai dengan garis berwarna biru yang merupakan zona dilakukannya hydraulic fracturing. Zona 33-8 adalah zona formasi air benakat yang memiliki litologi batuan Sandstone dengan total kedalaman sumur hingga 3666 ft.

Pada pelaksanaan kegiatan hydraulic fracturing pada sumur diperlukan data- data menunjang seperti data reservoir, wellbore storage, dan production history sumur AML-14. Data-data penunjang digunakan untuk membantu proses perekahan pada sumur. Adapun data-data tersebut dapat dilihat pada table berikut :

Table 1. Data Umum Lapangan AML-14

Lapangan	Meruap
Nama Sumur	AML-14
Formasi	Sandstone

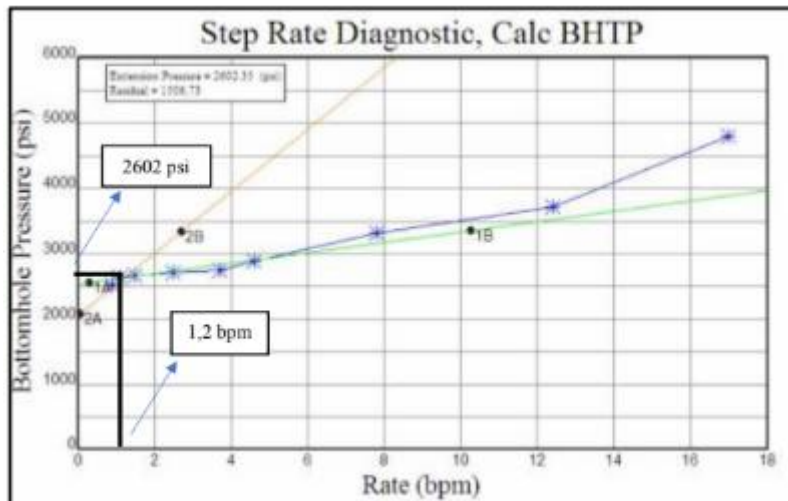
Table 2. Data Reservoir AML-14

Parameter	Nilai	Unit
Porositas	15	%
Permeabilitas	1,4	Md
Viskositas Fluida	0,586	Cp
API	42,8	
Gradient Rekah	0,68	psi/ft
Tekanan Reservoir (Pr/Ps)	1015	Psi
Tekanan Gelembung (Pb)	960	psi
Faktor Volume Formasi	1,17	

Table 3. Data Wellbore Storage AML-14

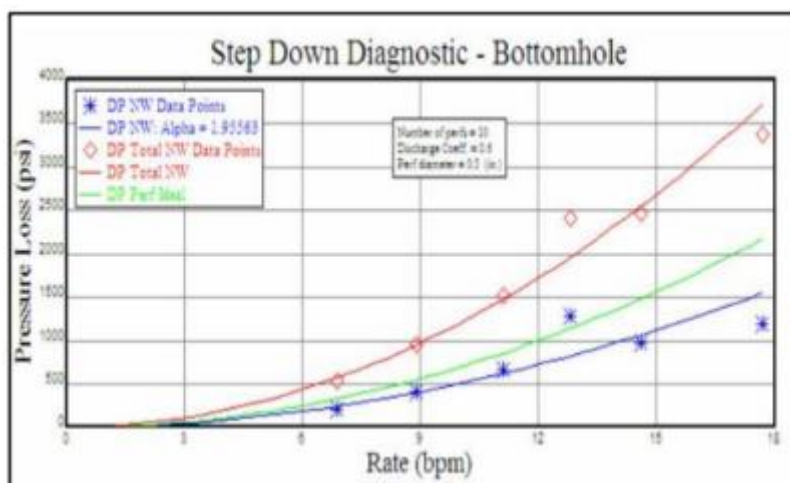
Parameter	Nilai	Unit
Permeabilitas Awal	45,2	Md
Panjang Rekah (Xf)	494	Ft
Lebar Rekah (Xf)	0,26	Ln
Tinggi Rekah (hf)	12,7	Ft
Konduktifitas (Wkf)	6200	md.ft
Tebal Formasi (h)	101	Ft
Jari-jari sumur (rw)	0,354	Ft
Radius Pengurasan (re)	320	ft

Grafik hasil test laju bertingkat pada sumur AML-14 dapat dilihat pada Gambar 4.3. dari step rate test didapatkan frac extension pressure 2602 psi dan frac extension rate 1,2 bpm sedangkan pada step down test Gambar 4.4. didapatkan friksi berupa Perforation friction dominant karena grafik cenderung melengkung ke bawah di 1,2 bpm.



Gambar 2. Step Up Rate Test Plot Sumur AML-142

Berdasarkan hasil analisa grafik step up rate test di sumur AML-14 setelah di dapatkan tekanan extensi fracnya sebesar 2602 Psi yang menyebabkan terjadinya screen out dan laju alir fracnya 1,2 Bpm



Gambar 3. Step Down Rate Test Plot Sumur AML-14

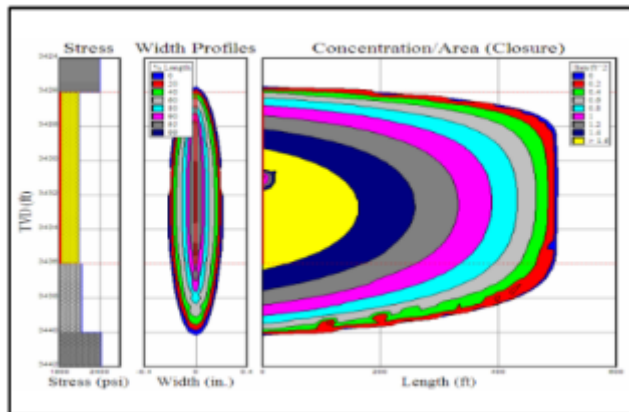
MineFrac

Tujuan utama dilakukan minifrac adalah untuk mendapatkan data terbaik yang dapat dijadikan acuan pada mainfrac. Dari Analisa minifrac dapat diketahui ISIP, Closure Pressure, Closure Time, Reservoir Pressure, dan Fluid Efficiency. Pada kegiatan minifrac digunakan sebanyak 143 bbl slick water dengan rate 10 bpm, diperoleh nilai Surface ISIP sebesar 760 psi dan Bottomhole ISIP sebesar 2216 psi. Adapun hasil dari kegiatan minifrac sumur AML-14 adalah sebagai berikut :

Table 4. Hasil Mini Frac

Hasil Test	Nilai	Unit
Pump Pad Volume	143	bbl
Closure Pressure	2089	psi
Pump Rate	19,5	bpm
Fluid Efficiency	0,21	

Hasil Geometri Rekahan



Gambar 4. Geometri Rekahan Sumur AML-14

Inflow Performance Relationship (IPR)

Inflow performance relationship (IPR) merupakan kemampuan suatu formasi produktif untuk memproduksi, yang menggambarkan hubungan antara laju produksi dengan tekanan alir dasar sumur. Berikut data sebelum dan sesudah produksi untuk perhitungan IPR 2 fasa dengan menggunakan metode Vogel.

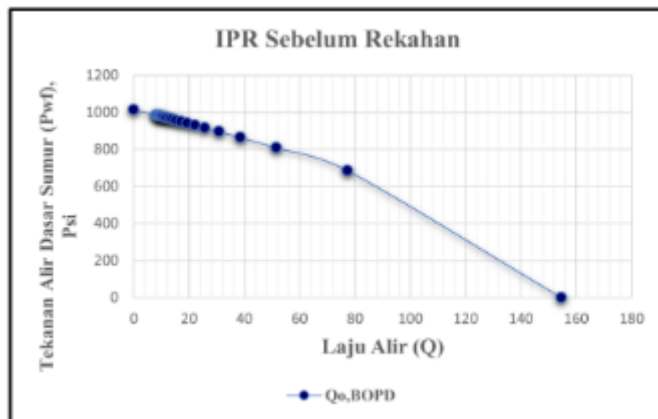
Table 5. Data Perhitungan IPR 2 fasa

Parameter	Nilai		Unit
	Sebelum	Sesudah	
Pr	1015		psi
Pwf	152,416		psi
qo	150	15	Bopd

Table 6. Hasil perhitungan IPR sebelum perekahan

pwf	Q
1015	0
984,9	8,1
983,2	8,6
981,3	9,1
979,2	9,7
976,8	10,3
974,0	11,0
970,8	11,9
967,0	12,9
962,5	14,1
957,1	15,5

950,5	17,2
942,2	19,3
931,4	22,1
916,8	25,8
896,0	30,9
864,1	38,7
808,3	51,5
685,5	77,3
0	154,6



Gambar 4 Geometri Rekahan Sumur AML-14

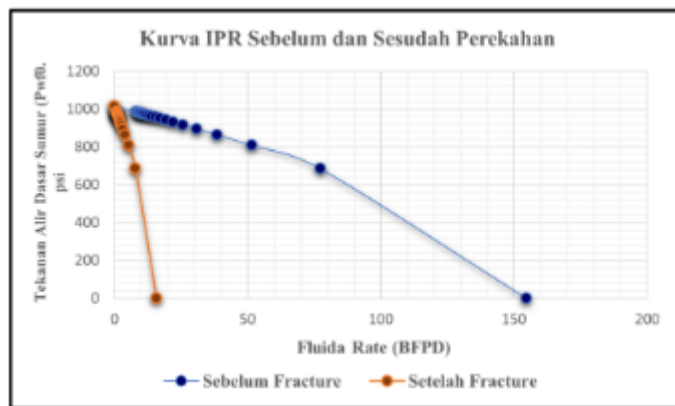
Table 7. Hasil perhitungan IPR setelah perekahan

Pwf	Q
1015	0
984,9	0,83
983,2	0,88
981,3	0,93
979,2	0,98
976,8	1,05
974,0	1,13
970,8	1,21
967,0	1,31
962,5	1,43
957,1	1,58
950,5	1,75
942,2	1,97
931,4	2,25
916,8	2,63
896,0	3,15
864,1	3,94
808,3	5,25
685,5	7,88
0	15,76



Gambar 5 Kurva IPR setelah Perekahan

Berdasarkan gambar kurva diatas, dapat dilihat bahwa setelah dilakukan perekahan menunjukkan produksi Q_{max} 15,757 BOPD.



Gambar 6 Kurva IPR setelah Perekahan

Gambar 6 Kurva Perbandingan IPR sebelum dan setelah perekahan

Pada gambar kurva diatas, hasil perhitungan P_{wf} dan Q pada kondisi sebelum dan sesudah perekahan di plot kedalam satu kurva agar terlihat perbandingannya. Berdasarkan kurva dapat disimpulkan bahwa pada kondisi sebelum perekahan, sumur AML-14 memiliki nilai Q_f sebesar 150 BFPD dengan p_{wf} 152,416 dan pada kondisi setelah perekahan nilai Q_f mengalami penurunan menjadi 15 BFPD dengan p_{wf} 152,416 psi.

HASIL DAN PEMBAHASAN

Sumur AML-14 merupakan sumur minyak yang terdapat pada lapangan FAY yang telah berproduksi secara berkala sejak Mei 2001 pada zona "33-8" dengan kedalaman 3174-3184 ft. Sumur AML-14 mengalami penurunan permeabilitas, permeabilitas yang rendah yaitu 1,4 mD. Kecilnya permeabilitas pada sumur tersebut merupakan alasan utama dilakukannya suatu stimulasi hydraulic fracturing untuk meningkatkan nilai permeabilitas sumur.

Pada well diagram sumur AML-14 dipasang casing rata-rata ID casing 6,336". Tubing yang digunakan adalah ukuran tubing 2,441". Perekahan yang dilakukan pada sumur ditandai dengan garis kotak biru dapat dilihat pada gambar 4.2. Sumur AML-14 sebelum dilakukan stimulasi berproduksi sebesar 150 BOPD pada empat tahun terakhir dimulai Mei 2001 hingga 31 Desember 2004 setelahnya mengalami penurunan produksi. Sumur ini memiliki nilai permeabilitas rendah yaitu 1,4 mD dan memiliki tekanan reservoir (P_r) yang cukup tinggi 1015 psi.

Kemudian melakukan validasi data step rate test untuk mengetahui tekanan extensi fracture. Grafik hasil test laju bertingkat pada sumur AML-14 dapat dilihat pada step rate test didapatkan frac extension pressure 2602 psi yang menyebabkan terjadinya screen out dan frac extension rate 1,2 bpm sedangkan pada step down test, didapatkan friksi berupa Perforation friction dominant karena grafik cenderung melengkung ke bawah di 1,2 bpm. Setelah itu validasi data geometri rekahan pada sumur AML-14 panjang rekahan (x_f) yang terbentuk sepanjang 501,22 ft, tinggi rekahan (h_f) 14,49 ft, lebar rekahan (w_f) 0,45 inch dan konduktivitas rekahan sebesar 6200 md-ft.

Pada stimulasi didapat nilai permeabilitas rata-rata sebesar 79 mD. Berdasarkan hasil perhitungan permeabilitas dapat dilihat bahwa terjadi peningkatan permeabilitas yang sangat besar dibandingkan dengan permeabilitas awal. Namun keberhasilan hydraulic fracturing harus diikuti juga dengan keberhasilan meningkatkan produksi atau meningkatkan laju alir fluida reservoir.

Untuk mengetahui laju alir sebelum dan sesudah hydraulic fracturing dilakukan perhitungan Q_{max} untuk mengetahui laju alir mengalami kenaikan atau tidak. Setelah dilakukan perhitungan Q_{max} sebelum hydraulic fracturing didapatkan nilai sebesar 154,626 BOPD pada sumur AML-14, Q_{max} sesudah hydraulic fracturing didapatkan nilai sebesar 15,757 BOPD pada sumur AML-14. Dapat diketahui dari hasil hydraulic fracturing laju alir mengalami peningkatan hanya 1 kali lipat dari laju alir sebelum hydraulic fracturing dikarenakan tekanan friksi yang dimiliki terlalu tinggi sekitar 2500-3500 Psi yang menyebabkan slick water menutupi lubang perforasi yang akan mengakibatkan screen out.

Penanganan pada sumur dapat dilakukan dengan pemasangan gravel pack kondisi juga dengan pemompaan pasir secara slug dapat secara efektif mengurangi permasalahan pada penempatan pasir ke dalam lubang sumur. Hal ini telah terbukti efektif untuk mengurangi efek

screen out dengan cara mengikis jalur di dekat lubang sumur dan menutup rekahan-rekahan alami di dekat lubang sumur sehingga memperbesar rekahan-rekahan kecil yang ada membentuk rekahan yang diinginkan.

KESIMPULAN

Hasil evaluasi pada Lapangan FAY di sumur AML-14 kegiatan hydraulic fracturing mengalami kegagalan. Kegagalan pada stimulasi hydraulic fracturing di sumur AML-14 akibat terjadinya kondisi tortuosity yang menyebabkan screen out. Pada hasil step rate test didapatkan tekanan ekstensi frakturnya sebesar 2602 Psi dikarenakan tekanan friksi yang di miliki terlalu tinggi sehingga slick water menutupi lubang perforasi Untuk mengatasi kondisi screen out pada Fracturing dapat ditempuh metode pemasangan gravel pack dan pemompaan pasir secara slug dikombinasikan dengan pengaturan laju alir pemompaan.

REFERENCES

- Adha, Ikhwannur. "RESERVOIR DI LAPANGAN CIPLUK KENDAL" 3, no. September (2021): 39–50.
- Dila, Novita Ratna. "Evaluasi Stimulasi Hydraulic Fracturing Menggunakan Software Mfrac." *Jurnal Offshore: Oil, Production Facilities and Renewable Energy* 3, no. 1 (2019): 30–35.
- Johanis, Sheehan, Elisa Karamoy, Adelia Rohani, Sekolah Tinggi, and Teknologi Migas. "PENENTUAN FLOW RATE SUMUR LHD-SY WILAYAH KERJA PANAS BUMI LAHENDONG BERDASARKAN" 6, no. 2 (2024): 32–41.
- Rasyid, Aly, Nugroho Marsiyanto, and M Gilang Farhana Irsyad. "Evaluasi Stimulasi Hydraulic Fracturing Dan Analisa Produktivitas Sumur Pada Formasi Sandstone Sumur" MG-09" Lapangan" FI". *Jurnal Bhara Petro Energi*, 2022, 13–16.
- Salfigo, Rahdin Fiqri, Esterina Natalia Paingan, Program Studi, Teknik Perminyakan, Sekolah Tinggi, and Teknologi Migas. "PREDIKSI PORE PRESSURE DAN FRACTURE GRADIENT (PPFPG) PADA SUMUR HSN MENGGUNAKAN PENDEKATAN SUMUR RHN & FGO PADA LAPANGAN BUNYU" 6, no. 2 (2024): 1–10.
- Sirait, Dicky Setiawan, Rohima Sera Afifah, and Karmila Karmila. "Analisis Jenis Fluida Reservoir Berdasarkan Nilai Sw Dan Log Sumur Ds-19, Cs-21, Rs-23 Formasi Air Benakat Cekungan Sumatera Selatan." *PETROGAS: Journal of Energy and Technology* 5, no. 1 (2023): 78–91. <https://doi.org/10.58267/petrogas.v4i1.92>.
- Wiyono, Joko, and Tinggi Teknologi Migas. "EVALUASI JEBAKAN STRATIGRAFI PADA LAPISAN RESERVOIR SANDSTONE DENGAN MENGGUNAKAN DATA PRE STACK DAN POST STACK SEISMIK 3D" 6, no. 2 (2024): 53–59.
- ZAIN, IDHAM IKHLASUL AMAL. "Evaluasi Penerapan Stimulasi Hydraulic Fracturing Pada Sumur DHM-25 Lapangan" KLS" Jawa Barat." Universitas Pembangunan Nasional Veteran Yogyakarta, 2021.