

ANALISA PERFORMA SUMUR INJEKSI "S-107" PADA KEGIATAN WATERFLOODING DI LAPANGAN X MENGGUNAKAN METODE HALL PLOT

Chatarina Silambi*¹, Deny Fatryanto², Engiline Marlin³, R. Bambang Wicaksono⁴, Ain Sahara⁵, Luthfiah Atisa⁶, Iin Darmiyati⁷

¹²³⁴⁵⁶⁷Departement of Petroleum Engineering, STT MIGAS Balikpapan, Indonesia

* Corresponding Author: Chatarinsilambi00@gmail.com

Abstrak

Waterflooding merupakan metode penting untuk meningkatkan *recovery* dari reservoir minyak. Menginjeksikan air melalui sumur injeksi ke dalam reservoir diharapkan akan mendorong minyak yang ada di reservoir dapat bergerak menuju sumur produksi. Namun, dalam pengaplikasian *waterflooding* tidak mudah, dapat di jumpai permasalahan berupa *formation damage*. Untuk menganalisa *formation damage* dapat menggunakan metode *Hall Plot*. Metode *Hall Plot* adalah kurva yang di plot berdasarkan cumulative pressure terhadap cumulative volume injection. Pada penelitian ini, analisa performa sumur injeksi S-107 dilakukan dengan metode *Hall Plot*. Hasil dari kurva *Hall Plot* digunakan sebagai acuan untuk mengindikasikan kondisi aktual pada sumur. Analisa lebih lanjut kemudian dilakukan terhadap nilai skin dan *injectivity index* untuk mengetahui seberapa besar efek skin pada formasi. Dilakukan perhitungan nilai skin dan *injectivity index* pada lapisan C dan D dikarenakan pada kedua lapisan tersebut mempunyai aliran yang kecil. Analisa kualitas air injeksi juga dilakukan untuk mengetahui kualitas air injeksi sebagai salah satu indikasi penyebab terbentuknya plugging atau scale. Kenaikan slope yaitu bulan Februari 2020 dan bulan Agustus 2022 hal ini mengindikasikan terjadinya kerusakan formasi. Hasil perhitungan skin pada lapisan C dan D pada tahun kenaikan slope diperoleh nilai skin positif yang menandakan pada kedua lapisan tersebut terjadi kerusakan formasi, nilai skin paling tinggi terjadi pada bulan Agustus 2022. *injectivity index* yang diperoleh pada lapisan C dan D yaitu 0,04 b/d/psi dan 0,07 b/d/psi yang menandakan *injectivity index* pada lapisan C dan D dalam keadaan tidak baik. Berdasarkan analisa kualitas air injeksi terhadap air yang diinjeksikan pada sumur S-107, parameter-parameter yang dianalisa yaitu oil content, turbidity, relative plugging index dan total solven solid solid menunjukkan nilai diatas standar kualitas air injeksi sehingga diindikasi air akan cenderung membentuk plugging.

Kata Kunci : Waterflooding, Hall Plot, skin dan kerusakan formasi.

Abstract

Waterflooding is an important method for increasing the recovery of oil reservoirs. Injecting water through injection wells into the reservoir is expected to encourage the oil in the reservoir to move towards the production wells. However, the application of *waterflooding* is not easy, problems can be encountered in the form of *formation damage*. To analyze *formation damage*, you can use the *Hall Plot* method. The *Hall Plot* method is a curve plotted based on cumulative pressure on cumulative injection volume. In this research, the performance analysis of the injection well S-107 was carried out using the *Hall Plot* method. The results of the *Hall Plot* curve are used as a reference to indicate the actual condition of the well. Further analysis is then carried out on the value of the skin and *injectivity index* to find out how much effect the skin has on the formation. The skin value and *injectivity index* are calculated on layers C and D because these two layers have a small flow. Analysis of the quality of the injection water is also carried out to determine the quality of the injection water as an indication of the cause of plugging or scale formation.

The results of the Hall Plot curve analysis that was carried out occurred twice with an increase in slope, namely in February 2020 and August 2022, this indicates formation damage. The results of skin calculations on layers C and D in the year of the increase in slope obtained a positive skin value indicating that the two layers occurred, the highest skin value occurs in August 2022. The injectivity index obtained in layers C and D is 0.04 b/d/psi and 0.07 b/d/psi which indicates the injectivity index in layers C and D is not good. Based on the injection water quality analysis of the water injected into the S-107 well, The parameters analyzed, namely oil content, turbidity, relative plugging index and total solid solvent show values above the injection water quality standard so that it is indicated that water will tend to form plugs or scale in the formation.

Keywords : *Waterflooding, Hall Plot, skin and formation damage.*

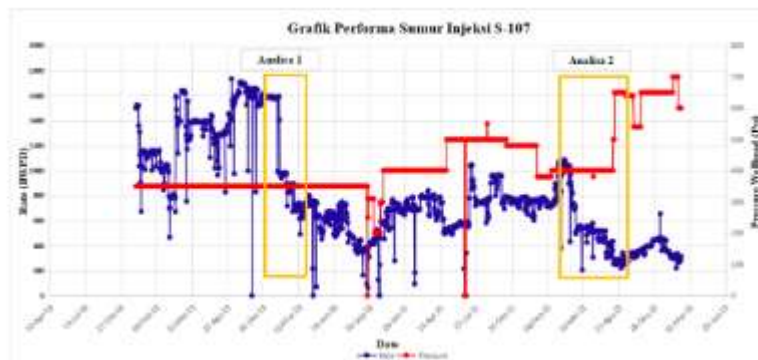
PENDAHULUAN

Produksi sumur secara terus menerus menyebabkan penurunan laju produksi dan menurunkan tekanan reservoir sehingga minyak masih tersisa dalam reservoir (Adha, 2021). Sumur yang telah melewati batas primary recovery dilakukan optimasi produksi yaitu metode tahap kedua disebut secondary recovery (Salfigo, 2021). *Secondary recovery* merupakan upaya untuk meningkatkan produksi dari suatu lapangan untuk memaksimalkan perolehan minyak dengan cara injeksi air atau waterflooding (Pertamina File, (2017). *Waterflooding* merupakan metode penting untuk meningkatkan recovery dari reservoir minyak (Johanis, 2021). *Waterflooding* dimulai setelah terjadi reservoir depletion atau penurunan tekanan. Menginjeksikan air melalui sumur injeksi ke dalam reservoir diharapkan akan mendorong minyak yang ada di reservoir dapat bergerak menuju sumur produksi (Malrin, 2022). Air yang diinjeksikan kedalam reservoir akan memenuhi pori batuan reservoir dan menekan minyak yang ada pada pori reservoir sehingga tekanan reservoir dapat di pertahankan dan produksi dapat ditingkatkan. Untuk mengetahui performa dari sumur injeksi dapat dilakukan analisa dengan Hall Plot Thakur File, (1998).

Analisa Hall Plot dilakukan pada sumur injeksi untuk mengetahui performa injeksi dan permasalahan yang mungkin terjadi pada suatu sumur seperti adanya penurunan injeksi, evaluasi stimulasi dan adanya *fracture* (Sirait, 2023). Hall Plot digunakan menganalisa data sumur injeksi berdasarkan pada plot cumulative pressure terhadap cumulative water injection. Peningkatan injeksi diindikasikan jika kemiringan menurun sedangkan apabila terdapat plugging ditandai dengan kemiringan yang curam (Andalucia,S., dan Al Hafidz, F.A., (2016).

Pada penelitian ini dilakukan analisa performa sumur injeksi dengan menggunakan metode Hall Plot. Metode Hall Plot digunakan untuk mengindikasikan permasalahan yang terjadi pada sumur serta menghitung nilai skin yang terbentuk 2 berdasarkan kurva Hall Plot. Metode Hall Plot terdiri dari data rate injeksi dan tekanan wellhead, serta data sumur injeksi S-107 dan lainnya. Pada sumur injeksi S-107 dilakukan perhitungan skin pada lapisan C dan D karena berdasarkan hasil dari uji logging Production Logging Tool yang menunjukkan bahwa terjadi aliran yang dominan pada lapisan A dan B yaitu 77,3%, injeksi lapisan D sebesar 15%, dan injeksi lapisan C sebesar 7,7% sehingga menyebabkan aliran yang kecil. Berdasarkan analisa dengan Hall Plot diperoleh indikasi permasalahan pada sumur beserta nilai skin pada lapisan C dan D.

METODE PENELITIAN



Gambar 1. Grafik Performa Sumur Injeksi S-107

Pada grafik diatas terdapat dua analisa kejadian diamana terjadi ketidakstabilan antara rate injeksi dan tekanan yang ditunjukkan oleh analisa pertama dan analisa kedua. Analisa pertama pada tanggal 6 Februari 2020 terjadi penurunan rate injeksi yang signifikan dengan tekanan yang konstan sehingga diindikasi terjadi hambatan pada formasi. Analisa kedua terjadi penurunan rate injeksi dari sebelumnya disertai dengan terjadi kenaikan tekanan pada tanggal 16 Agustus 2022 yang mengindikasi juga terjadinya hambatan pada formasi.

Untuk mendukung analisa pada grafik performa injeksi sumur S-107 diatas dapat dilakukan dengan analisa Hall Plot. Hall Plot digunakan untuk mengetahui kondisi aktual pada sumur dan mengindikasi apa yang mungkin terjadi pada sumur injeksi S-107. Data yang di plot pada grafik Hall Plot adalah cumulative water injection dan cumulative pressure, setala di plot kemudian dapat dianalisa terjadi kenaikan slope atau penurunan slope pada grafik Hall Plot sumur S-107.

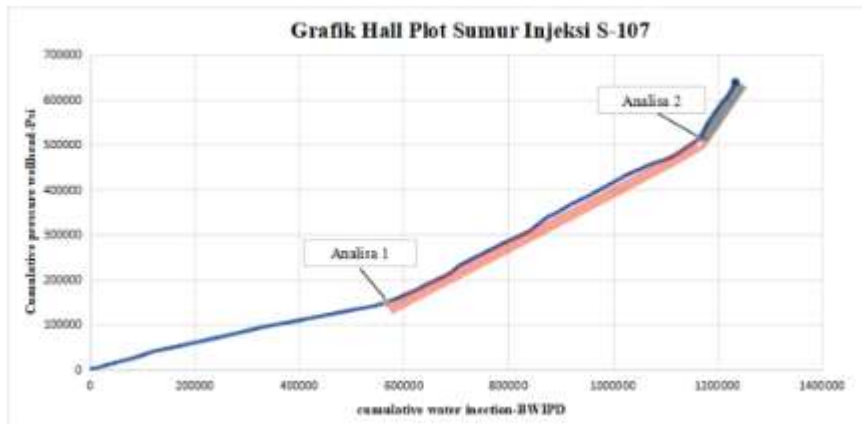
HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisa suatu sumur injeksi dapat digunakan untuk mengetahui performa sumur dan mengetahui permasalahan yang kemungkinan terjadi. Telah dilakukan Analisa pada sumur injeksi di lakukan pada sumur injeksi S-107 dengan melakukan monitoring pada sumur terhadap menganalisa grafik Performance injection dan Kurva Hall Plot. Pada Tugas Akhir ini penulis menganalisa suatu sumur dengan menggunakan Hall Plot untuk mengetahui kemungkinan permasalahan yang terjadi pada sumur. Parameter-parameter yang digunakan dalam Hall Plot adalah rate injeksi harian dan tekanan di weallhead.

Pada penenelitian Tugas Akhir ini yang pertama kali dilakukan adalah melakukan monitoring pada sumur injeksi S-107. Monitoring pada sumur di lakukan dengan membuat grafik performa sumur injeksi seperti pada Gambar 4.2 Grafik Performa Sumur Injeksi S-107, grafik ini di plot dengan dari tahun 2018 sampai tahun 2023. Tujuan untuk membuat grafik performa injeksi ini adalah untuk melihat kelakuan di sumur setiap harinya. Grafik performa injeksi di plot berdasarkan data rate injeksi harian dan pressure weallhead terhadap waktu.

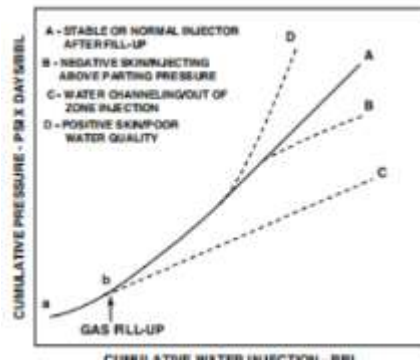
Dari Grafik 1 Grafik Performa Sumur Injeksi S-107 dapat diindikasi dua kejadian yaitu analisa satu dan analisa dua. Analisa satu terjadi pada tanggal 6 Februari 2020, terjadi penurunan rate injeksi yang signifikan dengan pressure yang stabil. Pada analisa dua rate injeksi air menurun dari sebelumnya yang disertai dengan kenaikan tekanan terjadi pada tanggal 16 Agustus 2022. Dari analisa satu dan dua terlihat bahwa perbandingan antara rate injeks dan tekanan injeksi terjadi ketidakstabilan, hal ini mengindikasikan adanya hambatan pada formasi yang dapat berupa scale atau plugging pada sumur injeksi S-107.

Untuk mengetahui indikasi yang mungkin terjadi yang menyebabkan ketidakstabilan antara rate injeksi dengan tekanan pada analisa satu dan dua maka digunakan Hall Plot.



Gambar 2. Grafik Hall Plot Sumur Injeksi S-107

Dari analisa grafik Hall Plot sumur injeksi S-107 terjadi dua kali kenaikan slope yaitu pada pada bulan Februari tahun 2020 dan slope kedua terjadi pada Agustus 2022. Terjadinya kenaikan slope grafik Hall Plot menandakan positif skin atau poor water quality seperti yang ditunjukkan pada gambar Hall Plot berikut:



Gambar 3 Hall Plot

Dari hasil analisa Hall Plot yang terjadi diindikasikan adanya skin positif pada analisa satu dan dua pada grafik performa injeksi sumur S-107 yang menyebabkan hambatan sehingga rate injeksi dan tekanan menjadi tidak stabil. Untuk menghitung nilai skin maka dilakukan analisa lanjutan, nilai skin dihitung menggunakan rumus Hall Plot. Nilai skin dihitung hanya pada lapisan C dan D yang memiliki aliran kecil dibandingkan dengan lapisan A dan B, hal ini berdasarkan hasil logging PLT 2022 pada sumur injeksi S-107.

Pada lapisan C diperoleh nilai radius injeksi adalah 222,11 ft. Analisa 1 lapisan C diperoleh nilai transmissibility pada zona undamaged adalah 9,46, nilai transmissibility pada zona damaged adalah 3,94, dan Nilai skin adalah 9,42. Analisa 2 lapisan C diperoleh nilai transmissibility pada zona undamaged adalah 9,46, nilai transmissibility pada zona damaged adalah 1,43, dan Nilai skin adalah 37,93. Nilai injectivity index lapisan C adalah 0,04 b/d/psi. Pada lapisan D nilai radius injeksi yang diperoleh adalah 355,20 ft. Analisa 1 lapisan D diperoleh nilai transmissibility pada zona undamaged adalah 19,54, nilai transmissibility pada zona damaged adalah 8,28, dan Nilai skin adalah 9,79. Analisa 2 lapisan D diperoleh nilai transmissibility pada zona undamaged adalah 19,54, nilai transmissibility pada zona damaged adalah 2,91, dan Nilai skin adalah 41,13. nilai injectivity index lapisan D adalah 0,07 b/d/psi.

Dari hasil perhitungan skin yang dihasilkan pada lapisan C dan D terjadi skin positif. Dengan diindikasinya terdapat skin positif menandakan pada lapisan C dan D terjadi wellbore damage atau formation damage. pada lapisan C analisa satu dan dua diperoleh nilai skin yang positif dimana nilai skin paling tinggi terdapat pada analisa dua. Pada lapisan D juga diperoleh nilai skin positif dan nilai skin positif yang tinggi juga terdapat pada analisa dua. Dengan nilai skin yang lebih besar yang terdapat pada analisa dua dibandingkan dengan analisa satu, menandakan pada periode di analisa kedua skin yang tinggi ini yang menyebabkan kenaikan tekanan yang tinggi disertai dengan penurunan rate injeksi sedangkan pada analisa satu tekanan cenderung konstan disertai juga dengan penurunan rate injeksi.

Pada Gambar 4.8 Grafik Perbandingan Hall Plot menunjukkan perbandingan kumulatif injeksi suatu sumur, kumulatif rate injeksi lapisan C dan kumulatif rate injeksi lapisan D. Dari grafik dapat dilihat kumulatif rate injeksi lapisan C dan kumulatif rate injeksi lapisan D dibawa 200.000 BBL sedangkan kumulatif rate injeksi sumur mencapai 120.000 BBL, hal ini menunjukkan aliran injeksi air pada lapisan C dan lapisan D kecil. Aliran yang kecil pada lapisan C dan D disebabkan oleh adanya hambatan berupa formation damage. Setelah dilakukan perhitungan skin maka di peroleh nilai skin positif dengan nilai skin yang besar hal ini yang menjadi hambatan pada lapisan C dan D.

Kenaikan slope juga menandakan air injeksi yang kurang baik. Setelah di lakukan monitoring dan perhitungan skin pada sumur S-107 diindikasikan terjadi wellbore damage atau formation damage. Untuk mengetahui penyebab terjadinya permasalahan tersebut maka di

lakukan analisa kualitas air injeksi. Analisa kualitas air injeksi dilakukan dengan menggunakan data laboratorium analisa air injeksi pada tahun 2020 dan 2022. Analisa dilakukan pada tahun 2020 dan 2022 dikarenakan berdasarkan analisa grafik performa sumur injeksi pada tahun tersebut terjadi ketidakstabilan antara rate injeksi dan tekanan wellhead.

Dari hasil analisa Hall Plot dan perhitungan skin diindikasikan penyebab terjadinya ketidakstabilan pada grafik performa injeksi adalah adanya hambatan yang dapat berupa plugging atau scale. Analisa kualitas air injeksi dilakukan untuk mengetahui apakah air yang diinjeksikan memengaruhi terbentuk plugging atau scale pada sumur injeksi S-107. Analisa kualitas air injeksi dilakukan dengan membuat grafik berdasarkan sifat fisika air injeksi yaitu oil content, turbidity, RPI dan TSS. Analisa air injeksi juga dapat dilihat dari PH air yang diinjeksikan. Analisa kualitas air injeksi dilakukan pada periode analisa satu dan analisa dua.

Dari data air injeksi tahun 2020 berdasarkan PH air injeksi pada bulan Februari tahun 2020 sekitar 7, nilai PH ini tidak tinggi sehingga air tidak berpotensi membentuk scale. Berdasarkan data air injeksi tahun 2022, pada bulan Agustus tahun 2022 nilai PH adalah 7-8, nilai PH pada bulan ini tidak melebihi dari batas standar pada lapangan X sehingga air tidak berpotensi membentuk scale karena nilai PH yang tidak tinggi.

Pada tahun 2020 grafik Oil Content menunjukkan nilai rata-ratanya berada di bawah standar parameter kualitas air injeksi lapangan X sedangkan grafik Turbidity, RPI, dan TSS menunjukkan nilai di atas batas standar kualitas air injeksi. Apabila berdasarkan grafik Turbidity, RPI dan TSS pada bulan Februari 2020 hingga bulan September 2022 menunjukkan bahwa nilai rata-ratanya berada di atas batas standar kualitasnya yang menunjukkan kandungan solid dalam air injeksi tinggi. Kandungan solid yang tinggi dalam air injeksi akan terakumulasi selama proses injeksi air dan akan membentuk plugging pada formasi sehingga menurunkan rate produksi pada analisa satu sekitar tanggal 6 Februari 2020.

Pada Grafik Performa Sumur Injeksi S-107 pada tanggal 16 Agustus 2022 dapat dilihat terjadi peningkatan tekanan di wellhead, peningkatan tekanan dapat diakibatkan karena kualitas air injeksi yang kurang baik sehingga menyebabkan hambatan. Dari grafik Oil Content, Turbidity dan TSS menunjukkan nilai yang tinggi yang menandakan kandungan solid yang tinggi dalam air injeksi. Pada awal bulan Januari 2022 grafik Oil Content, Turbidity dan TSS menunjukkan nilai yang tinggi, kandungan solid tinggi dari awal Januari seiring waktu terakumulasi selama proses injeksi air sehingga membentuk plugging pada formasi. Terbentuknya plugging menyebabkan penurunan air injeksi yang disertai dengan kenaikan rate injeksi pada tanggal 16 Agustus 2022.

SIMPULAN DAN SARAN

Simpulan

Dari hasil monitoring yang dianalisa dari grafik performa sumur injeksi terjadi penurunan rate injeksi yang signifikan dengan tekanan yang tetap stabil pada 10 Februari 2020 dan terjadi penurunan injeksi dari rate sebelumnya yang disertai dengan kenaikan tekanan pada tanggal 21 Agustus 2022. Hal ini mengindikasikan bahwa pada sumur injeksi S-107 terdapat hambatan. Berdasarkan Hall Plot maka didapatkan terjadi dua kali kenaikan slope yaitu pada bulan Februari 2020 dan bulan Agustus 2022 yang menandakan skin positif dan disimpulkan pada sumur injeksi S-107 terjadi wellbore damage atau formation damage.

Dari Analisa lanjutan pada lapisan C diperoleh nilai skin positif pada analisa satu sebesar 9,42 dan analisa dua 37,93, pada lapisan D diperoleh pada analisa satu yaitu 9,79 dan analisa dua 41,13. Nilai skin yang positif menandakan terjadinya hambatan dan hambatan yang paling besar terjadi pada analisa dua. Nilai injectivity index lapisan C dan D yaitu 0,04 dan 0,07 menandakan aliran sumur kecil sehingga sumur perlu di stimulasi. Dengan analisa air injeksi pada lapisan C dan D diperoleh bahwa nilai dari sifat fisika air yaitu Oil Content, Turbidity, Total Suspend Solid dan Relatif Plugging Index melebihi batas parameter standar

kualitas air injeksi pada lapangan X yang menandakan bahwa air injeksi mengandung solid yang tinggi. Kandungan solid dalam air yang di injeksikan pada sumur S-107 menyebabkan terjadinya Plugging pada sumur tersebut.

Saran

Adapun saran pada penulisan Tugas Akhir ini berdasarkan analisa yang telah dilakukan penulis mengenai analisa permasalahan yang terjadi pada sumur injeksi S-107, maka perlu dilakukan kajian lebih lanjut perihal penelitian yang telah dilakukan sebagai berikut:

1. Sebaiknya melakukan monitoring secara berkala pada sumur agar dapat mengetahui kelakuan sumur injeksi sehingga kinerja sumur dapat terjaga.
2. Melakukan tindakan lanjut terhadap sumur injeksi S-107 yang diindikasikan terjadi plugging misalnya dengan melakukan metode stimulasi.
3. Melakukan treatment lebih lanjut terhadap air injeksi sebelum diinjeksikan kedalam sumur agar dapat meminimalisir terbentuknya plugging atau scale.

DAFTAR PUSTAKA

- Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook Third Edition, 3rd Ed.*, Gulf Professional Publishing, United Kingdom.
- Alida, R. Fandra, P., (2018). Penanggulangan Scale Caco₃ Pada Sumur PFI Lapangan 26 Di PT Pertamina EP Asset 2 Field Limau. *Teknik Patra Akademika*
- Andalucia, S., Dan Al Hafidz, F.A., (2016). Analisa Kerusakan Formasi Pada Sumur Injeksi Dengan Menggunakan Metode Hall Plot Di Lapangan Ridosa A Dan Ridosa B PT Pertamina EP Asset 1 Field Ramba. *Jurnal Teknik Patra Akademik. Teknik Perminyakan Politeknik Akamigas Palembang, Palembang*
- Asmina, A., Dan Anggraini I. (2016). Analisa Hall Plot Untuk Mengidentifikasi Formation Damage Dan Performance Injeksi Pada Kegiatan Waterflooding Di Lapangan North Rifa PT. Pertamina EP Asset 1 Field Ramba. *Jurnal Teknik Patra Akademik. Teknik Perminyakan Politeknik Akamigas Palembang, Palembang*
- Hawe E. Daniel. (1976). Direct Apoach Hall Plot Evaluation Improves The Accuracy Of Formation Damage Calculation And Eliminates Pressure Fall Off Testing. *SPE Paper 5989.*
- Hjelmas, T, A., Dkk., (1996). Produce Water Reinjection: Experiences From Performance Measurements On Ula In The North Sea. *SPE Paper 35874.*
- Khoirinah, M., Dkk (2022). Evaluasi Performa Sumur Injeksi Dengan Metode Hall Plot Struktur X Dan Y Prabumulih Field. *SNTEM. Teknik Produksi Minyak Dan Gas PEM Akamigas, Palembang.*
- Satyana, A.H., Dan Silitonga, P.D. (1996). Tectonic Reversal In Barito Basin, South Kalimantan Consideration Of The Type Of Inversion Structures And Petroleum System Significance. *Proceedings Indonesia Petroleum Association. Indonesia.*
- Sianturi, J., Dkk., (2021). Perpheral Low Salinity Water Injection Handil Case Study. *International Petroleum Technology Conferences.*
- Pertamina File, (2010). Well File Lapangan Tanjung Pertamina EP Unit Bisnis. *Pertamina EP Tanjung.*
- Pertamina File, (2017). POFD Waterfood Lapangan Tanjung Phase-1. *Pertamina EP Tanjung.*
- Thakur, G.C. Dan Satter, Abdus., (1998). *Intgrated Waterflooding Asset Management.* Texas A&M University.
- Adha, I. (2021). *RESERVOIR DI LAPANGAN CIPLUK KENDAL.* 3(September), 39-50.
- Johanis, S., Karamoy, E., Rohani, A., Tinggi, S., & Migas, T. (2024). *PENENTUAN FLOW RATE SUMUR LHD-SY WILAYAH KERJA PANAS BUMI LAHENDONG BERDASARKAN.* 6(2), 32-41.
- Malrin, E., Studi, P., Perminyakan, T., Tinggi, S., & Migas, T. (2022). *TERHADAP PRODUKSI RESERVOIR MULTILAYER.* 4(September), 1-16.

- Salfigo, R. F., Paindan, E. N., Studi, P., Perminyakan, T., Tinggi, S., & Migas, T. (2024). *PREDIKSI PORE PRESSURE DAN FRACTURE GRADIENT (PPFPG) PADA SUMUR HSN MENGGUNAKAN PENDEKATAN SUMUR RHN & FGO PADA LAPANGAN BUNYU*. 6(2), 1-10.
- Sirait, D. S., Afifah, R. S., & Karmila, K. (2023). 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(1), 78-91. <https://doi.org/10.58267/Petrogas.V4i1.92>