

Analisis petrofisika dan *shale gouge ratio* pada formasi Ngrayong untuk menentukan potensi CCS lapangan Gundih, Jawa Tengah

Muhammad Hilmy Shubhi*, Ginanda Salfira, M. Aditya Makki,

Rahmat C. Wibowo, Karyanto, dan Ilham Dani

Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung

Jl. Prof. Dr. Sumantri Brojonegoro No. 1 Bandar Lampung, 35145

*email: hilmy.hilmy50@gmail.com

Abstrak - CCS merupakan upaya yang dilakukan industri migas untuk mengurangi emisi karbon atau rumah kaca. Penelitian ini dilakukan dengan menganalisis perhitungan petrofisika serta perhitungan Shale Gouge Ratio (SGR). Metode Shale Gouge Ratio (SGR) merupakan salah satu metode dalam menentukan Fault Seal Analysis (FSA) untuk menganalisis patahan yang bersifat sealing (tersekat) atau leaking (bocor), sehingga didapatkan potensi Carbon Capture Storage (CCS) daerah tersebut. Dari nilai yang didapatkan dapat dilihat analisis FSA yang bernilai <20% menunjukkan daerah dapat mengalirkan fluida (leaking) sedangkan nilai FSA >20% menunjukkan daerah yang menyekat aliran fluida (sealing). Hasil dari beberapa metode yang dilakukan tersebut kemudian diintegrasikan dan diperoleh hasil perhitungan petrofisika serta nilai dari SGR pada Formasi Ngrayong menunjukkan bahwa terdapat reservoir yang memiliki litologi batupasir dan karbonat serta formasi tersebut memiliki SGR sebesar 24.09% bersifat sealing.

Kata Kunci: carbon capture storage, Formasi Ngrayong, shale gouge ratio

Abstract – CCS is an effort made by the oil and gas industry to reduce carbon or greenhouse emissions. This research was carried out by calculating petrophysical calculations and calculating the Shale Gouge Ratio (SGR). The Shale Gouge Ratio (SGR) method is one method for determining Fault Seal Analysis (FSA) to analyze faults that are sealing or leaking, so as to obtain the potential for Carbon Capture Storage (CCS) in the area. From the values obtained, it can be seen from the FSA analysis that a value of <20% indicates an area that can flow fluid (leaking) while an FSA value >20% indicates an area that blocks fluid flow (sealing). The results of several methods carried out were then integrated and obtained the results of petrophysical calculations as well as the SGR value in the Ngrayong Formation showing that there is a reservoir that has sandstone and carbonate lithology and the formation has an SGR of 24.09% which is sealing.

Key words: carbon capture storage, Ngrayong Formation, shale gouge ratio

PENDAHULUAN

Salah satu negara yang menghasilkan emisi karbon terbesar keempat di dunia adalah Indonesia setelah China, Amerika Serikat, dan Uni Eropa [1]. Saat ini Pemerintah Indonesia sedang berkomitmen untuk mengatasi peningkatan gas karbon dioksida (CO₂) dari penggunaan bahan bakar fosil yang mempengaruhi iklim [2]. Peningkatan tinggi muka laut dan perubahan kenaikan suhu merupakan salah satu dampak perubahan iklim yang terjadi di Indonesia akibat peningkatan emisi karbon [3]. Dibandingkan dengan situasi saat ini, kesepakatan Indonesia mengarah pada Perjanjian Paris tahun 2016, yang akan mengurangi emisi karbon hingga 26% dengan meningkatkan bauran energi, mengurangi ketergantungan pada bahan bakar batu bara, dan memperkenalkan sumber energi terbarukan pada

tahun 2020 hingga 2050 [4]. Langkah-langkah pemerintah saat ini seperti perbaikan bauran energi, peralihan ke bahan bakar rendah karbon, dan penggunaan sumber daya alam terbarukan masih dipandang perlu. Oleh karena itu, sejalan dengan tujuan pemerintah, penangkapan dan penyimpanan karbon (CCS) menawarkan peluang besar untuk mengurangi emisi karbon dioksida dari sumber emisi utama seperti pembangkit listrik tenaga batu bara dan pabrik pengolahan minyak dan gas. di Indonesia. [5].

Menurut Syahrial, Pasarai, & Iskandar [5] sumber CO₂ banyak berasal dari industri di Indonesia, seperti pembangkit listrik, pabrik pengolahan minyak dan gas, pabrik baja dan amoniak, serta pabrik semen. Survei menemukan bahwa sebagian besar sumber daya penelitian industri ini berlokasi di Jawa dan Sumatra, dan pada tingkat lebih rendah di

Kalimantan dan Sulawesi. Oleh karena itu, Jawa dan Sumatera kemungkinan besar akan memperkenalkan CCS di Indonesia. Salah satu wilayah potensial penyebaran CCS di Indonesia adalah ladang minyak Gundih di Jawa Tengah, bagian dari Cekungan Jawa Timur. Cekungan Jawa Timur merupakan salah satu cekungan penghasil minyak bumi yang kaya di Indonesia terletak di tepi tenggara Paparan Sunda, dengan koordinat antara 110° dan 118° BT dan antara 4° dan 8° LS. [6]. Terdapat dua formasi yang berada di Lapangan Gundih, yaitu Formasi Kujung (reservoir dalam) yang memiliki litologi klastik dan karbonat serta Formasi Ngrayong (reservoir dangkal) yang memiliki litologi batupasir dan karbonat. Formasi Ngrayong sendiri memiliki struktur geologi yang stabil dan sesuai untuk studi percobaan CCS (Carbon Capture Storage) [7].

Secara umum CCS (Carbon Capture Storage) memiliki urutan aktivitas yang dimulai dari penangkapan $[\text{CO}]_2$ dari sumber, pengangkutan karbon ke lokasi penyimpanan, dan penyuntikan karbon ke dalam formasi geologi [5]. Aspek terpenting dalam memilih lokasi penyimpanan CCS adalah stabilitas kondisi formasi geologi (reservoir) dalam jangka panjang. Oleh karena itu, analisis geologi dan geofisika secara detail dengan menggunakan analisis petrofisika dan analisis sekat sesar dengan metode Shale Gouge Ratio (SGR) merupakan salah satu metode yang memungkinkan untuk mengetahui potensi CCS.

LANDASAN TEORI

A. Analisis Petrofisika

a. Saturation Water (S_w)

Saturation water merupakan banyaknya fluida air yang memenuhi volume batuan. Analisis saturasi air diterapkan untuk menganalisis fluida pada batuan karena fluida pengisi batuan tidak hanya berisi hidrokarbon [8]. Klasifikasi jenis fluida pengisi pori dapat dilihat pada Tabel 1.

Tabel 1. Tabel klasifikasi jenis fluida pengisi pori berdasarkan nilai saturasi air [9].

So Rata-rata	Sw Rata-rata	Perkiraan Jenis Reservoir
> 3 %	< 50 %	Gas
2 - 5 %	< 60 %	Minyak dan Gas
> 5 %	50 - 70 %	Minyak
< 1 %	70 - > 75 %	Air

b. Volume Shale

Volume *shale* terdapat banyak kandungan *shale* dari batuan pada sebuah formasi. Banyaknya kandungan *shale* pada batuan mempengaruhi aliran fluida, karena semakin banyak kandungan *shale* maka kurang cocok sebagai zona reservoir [10]. Rumus perhitungan volume *shale* dapat dilihat pada persamaan 1 [11].

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{mi}}{GR_{max} - GR_{mi}} \quad (1)$$

Dimana,

GR log: GR log pada lapisan zona reservoir

GR *max*: GR log maksimal pada lapisan log

GR *min*: GR log minimal pada lapisan log

c. Porositas

Porositas merupakan kemampuan batuan untuk menyimpan fluida. Semakin tinggi porositas maka akan semakin baik untuk menyimpan fluida. Sebaliknya jika porositas pada batuan semakin kecil maka semakin buruk batuan untuk menyimpan fluida.

Tabel 2. Parameter Porositas Batuan Pada Reservoir [12].

Porositas	Kualitas
0-5	Diabaikan
5-10	Buruk
10-15	Cukup
15-20	Baik
20-25	Sangat Baik
>25	Istimewa

B. Shale Gouge Ratio

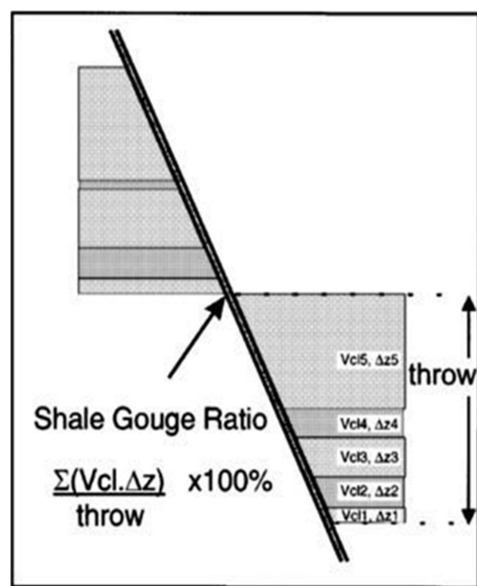
Fault Seal Analysis (FSA) merupakan analisis yang digunakan untuk melihat adanya sekat sesar yang dapat bersifat *leaking* (mengalirkan) atau *sealing* (menyekat). Salah satu metode pada penentuan sekat sesar adalah dengan menggunakan metode *Shale Gouge Ratio* (SGR) yaitu penentuan sekat sesar menggunakan parameter volume *shale* pada lapisan patahan. Untuk menentukan *sealing* dan *leaking* pada Batupasir-Serpip dan Batugamping-Serpip dapat dilihat pada tabel di bawah ini.

Tabel 3. Penentuan *Sealing* dan *Leaking* pada Batupasir-Serpih dan Batugamping-Serpih pada nilai SGR [13].

Perbandingan	Batupasir - serpih	Batugamping (terumbu) - serpih
Leaking	< 20%	≤ 20%
Sealing	> 20%	≥ 20%

METODE PENELITIAN

Penelitian ini berada pada daerah Lapangan Gundih, Jawa Tengah dengan sampel sumur UNILA-1 menggunakan analisis petrofisika dan perhitungan *Shale Gouge Ratio* (SGR). Kemudian dilakukan analisis petrofisika berupa analisis secara kualitatif dan analisis secara kuantitatif. Analisis kualitatif merupakan analisis yang berguna untuk mengetahui zona reservoir, fluida pada hidrokarbon, dan litologi. Analisis secara kualitatif menggunakan parameter seperti log *gamma ray*, NPHI, RHOB, dan resistivitas. Analisis kuantitatif merupakan analisis yang berguna untuk menentukan target nilai zona reservoir menggunakan perhitungan. Analisis kuantitatif menggunakan parameter seperti saturasi air (S_w), volume *shale*, dan porositas.



Gambar 1. Analisis Sekatan Sesar dengan Metode SGR [13].

Tahap pertama penelitian ini yaitu melakukan studi literatur pada daerah penelitian mengenai literatur pendukung seperti peta geologi, data geologi regional, dan data stratigrafi daerah penelitian. Tahap kedua penelitian berupa pengolahan data sekunder menggunakan *software Interactive Petrophysics V3.5*. Tahap ketiga penelitian merupakan tahap akhir berupa interpretasi hasil pengolahan. Dari analisis petrofisika, kemudian diintegrasikan dengan perhitungan *shale gouge ratio* dimana *shale gouge ratio* dilihat dengan adanya kandungan serpih pada celah patahan sebagai penyekat patahan tersebut. Hasil dari *shale gouge ratio* dapat memberikan informasi berupa sifat dari patahan yang mengunci fluida atau mengalirkan fluida sebagai parameter dari potensi penginjeksian karbon (CCS).

HASIL DAN PEMBAHASAN

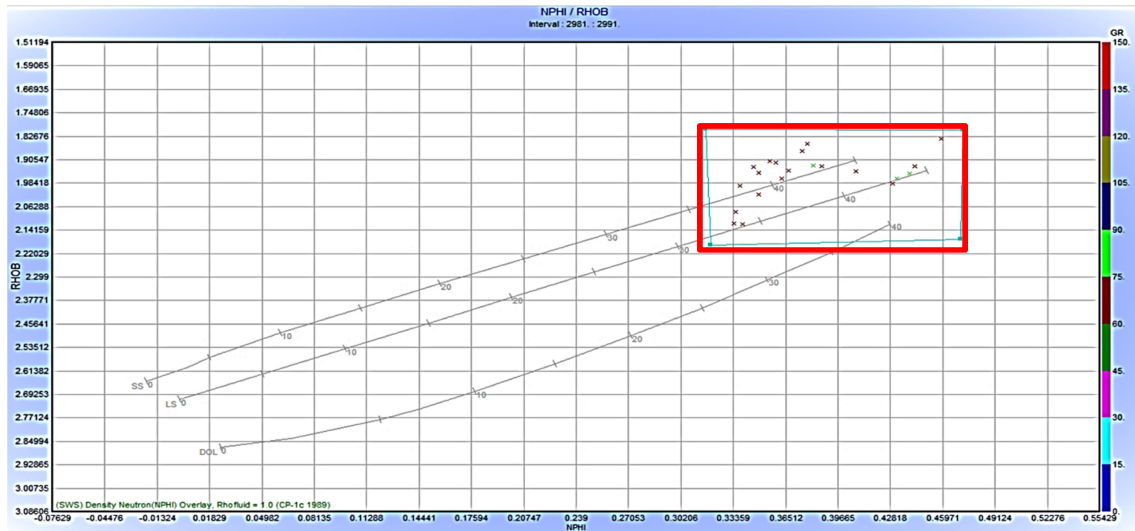
Dilakukan *crossplott* pada lima zona target reservoir yang diambil untuk mengetahui litologi penyusunnya. Zona target 1 diidentifikasi sebagai *sandstone* dengan rentang nilai GR 66-90. Zona target 2 diidentifikasi sebagai *sandstone* dengan rentang nilai GR 57-75. Zona target 3 diidentifikasi sebagai *sandstone* perselingan *dolomite* dengan rentang nilai GR 41-49. Zona target 4 diidentifikasi sebagai *sandstone* perselingan *limestone* dengan rentang nilai GR 45-73. Zona target 5 diidentifikasi sebagai *sandstone* perselingan *limestone* dengan rentang nilai GR 26-58.

Analisis Kualitatif

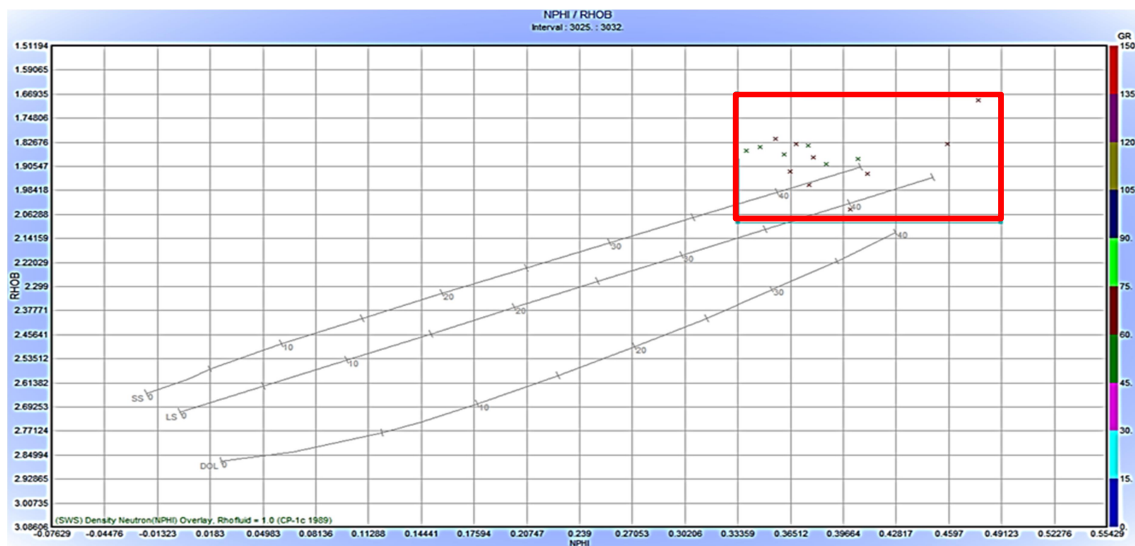
Analisis kualitatif berguna untuk menentukan fluida hidrokarbon, zona prospek reservoir, dan penentuan litologi batuan. Untuk menganalisis secara kualitatif dilakukan identifikasi dengan melihat kurva log untuk membedakan antara zona hidrokarbon yang memiliki sifat *permeable* dan *impermeable*. Identifikasi secara kualitatif dapat dilihat dengan adanya separasi antara NPHI dan RHOB. Terdapat lima zona target reservoir yang diambil ditunjukkan dengan kotak berwarna merah. Zona target 1 berada pada kedalaman 2981.5 ft – 2991 ft dan memiliki nilai resistivitas sebesar 0.995-ohm m. Zona 2 berada pada kedalaman 3025.5–3032 ft dan memiliki nilai resistivitas sebesar 0.787–1.17 ohm m. Zona target 3 berada pada kedalaman 3376 ft–3380 ft dan memiliki nilai resistivitas sebesar 2.32–3.13 ohm m. Zona target 4 berada

pada kedalaman 4898 ft – 4905 ft dan memiliki nilai resistivitas sebesar 3.51 ohm m – 7.85 ohm m. Zona target 5 berada pada kedalaman 5142 ft

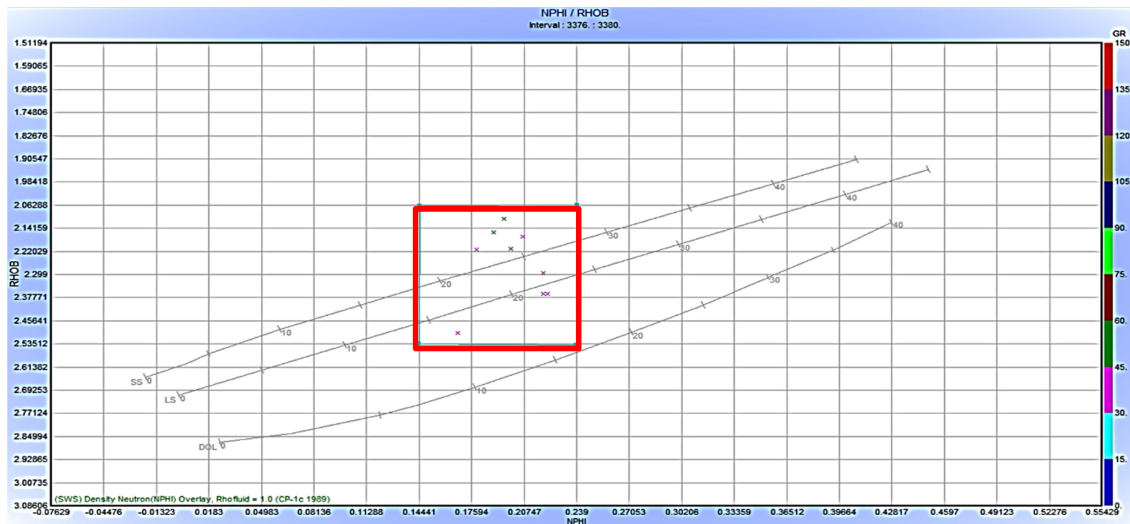
– 5156 ft dan memiliki nilai resistivitas sebesar 0.73 ohm m–1.45 ohm m.



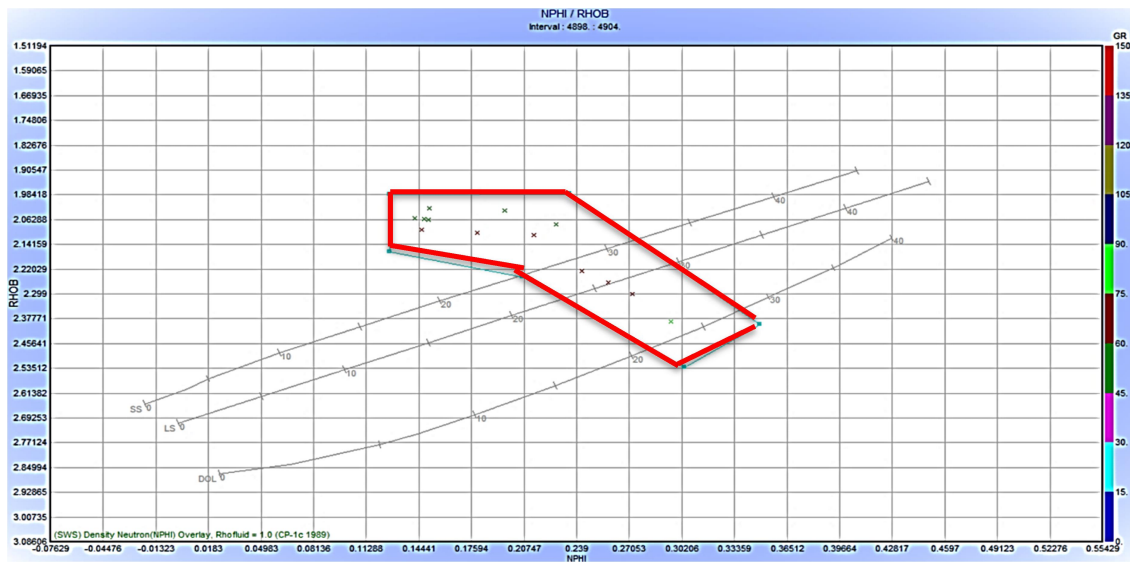
Gambar 2. Crossplot zona 1



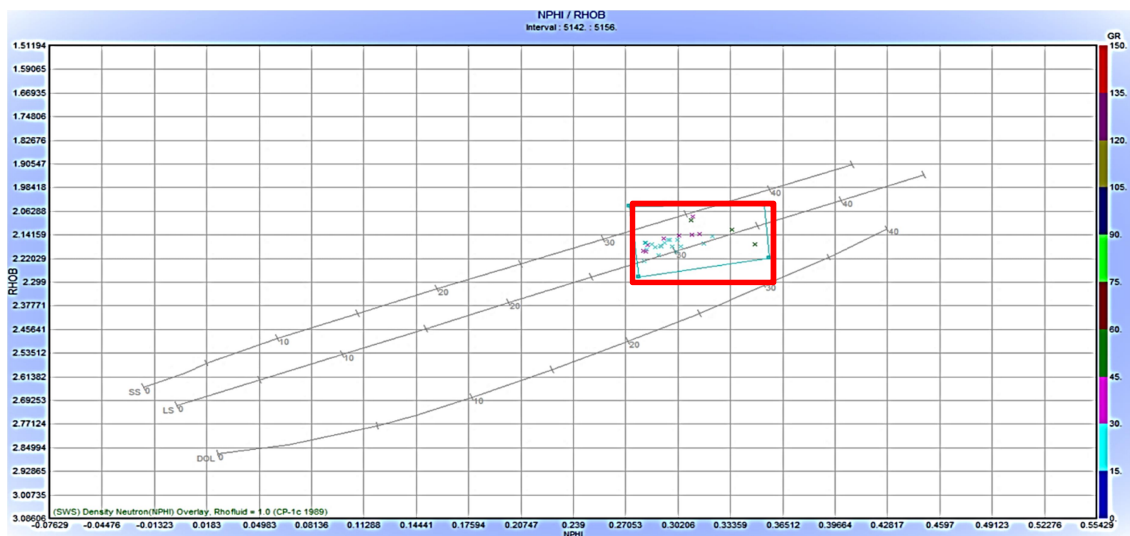
Gambar 3. Crossplot zona 2



Gambar 4. Crossplot zona 3



Gambar 5. Crossplot zona 4



Gambar 6. Crossplot zona 5

Analisis Kuantitatif

a. Saturation Water (S_w)

Saturation water adalah parameter petrofisika yang mengacu sejauh mana pori-pori batuan dapat diisi oleh air. Semakin tinggi tingkat saturasi air maka semakin sedikit ruang untuk fluida lain. Zona 1 memiliki rata-rata saturasi air 59%. Zona 2 memiliki rata-rata saturasi air 65%. Zona 3 memiliki rata-rata saturasi air 66%. Zona 4 memiliki rata-rata saturasi air 37%. Zona 5 memiliki rata-rata saturasi air 83%.

b. Volume Shale

Perhitungan volume shale dilihat dengan parameter log GR karena dapat mendeteksi sinar radioaktif yang terdapat pada shale. Indikator yang dapat dilihat dari volume shale adalah makin rendah nilai rata-rata volume shale maka formasi dikatakan bersih. Sedangkan makin tinggi nilai rata-rata volume shale maka formasi dikatakan kotor. Zona 1 memiliki rentang nilai GR 63-73 dan rata-rata volume shale 23 %. Zona 2 memiliki rentang nilai GR 55- 66 dan rata-rata volume shale 46%. Zona 3 memiliki rentang nilai GR 41-49 dan rata-rata volume shale 49%. Zona 4 memiliki rentang nilai GR 45-73 dan rata-rata volume shale 32%. Zona 5 memiliki rentang nilai GR 25-58 dan rata-rata volume shale 12%.

c. Porositas

Porositas batuan merupakan parameter yang dapat dilihat dari kemampuan batuan memiliki pori- pori yang dapat diisi dengan fluida seperti air, minyak, dan gas. Porositas yang memiliki harga yang tinggi biasanya memiliki kemampuan untuk menyimpan hidrokarbon lebih. Zona 1 memiliki rata-rata porositas 39%. Zona 2 memiliki rata- rata porositas 44%. Zona 3 memiliki rata-rata porositas 23%. Zona 4 memiliki rata-rata porositas 27%. Zona 5 memiliki rata-rata porositas 28%. Dari lima zona reservoir yang sudah dihitung porositasnya, terdapat empat zona yang memiliki kualitas istimewa dan satu zona reservoir yang memiliki kualitas sangat baik berdasarkan Tabel 2 [12].

Shale Gouge Ratio

Fault Seal Analysis (FSA) merupakan analisis sekatan sesar untuk menentukan suatu patahan

yang mempunyai sifat mengunci (*sealing*) atau mengalirkan (*leaking*). Dalam menentukan Fault Seal Analysis terdapat metode yang dapat dilakukan yaitu menggunakan metode Shale Gouge Ratio (SGR). Shale Gouge Ratio (SGR) adalah metode untuk menentukan sekatan sesar dengan parameter shale sebagai penentuan lapisan pada sesar. Pada sumur “UNILA-1” diambil lima zona target reservoir yang dilewati oleh sesar dan memiliki patahan berbentuk vertical dengan kedalaman patahan 50 ft.

Pengambilan zona reservoir memiliki kedalaman yang bervariasi pada tiap lapisan. Zona 1 pada kedalaman 2981.5 ft – 2991 ft, zona 2 pada kedalaman 3025.5 ft – 3032 ft, zona 3 pada kedalaman 3376.5 ft – 3380 ft, zona 4 pada kedalaman 4898.5 ft – 4950 ft, dan zona 5 pada kedalaman 5142 ft – 5156.5 ft. Perhitungan SGR dapat dilihat pada Tabel 4. Dan rata-rata hasil perhitungan SGR pada Tabel 5.

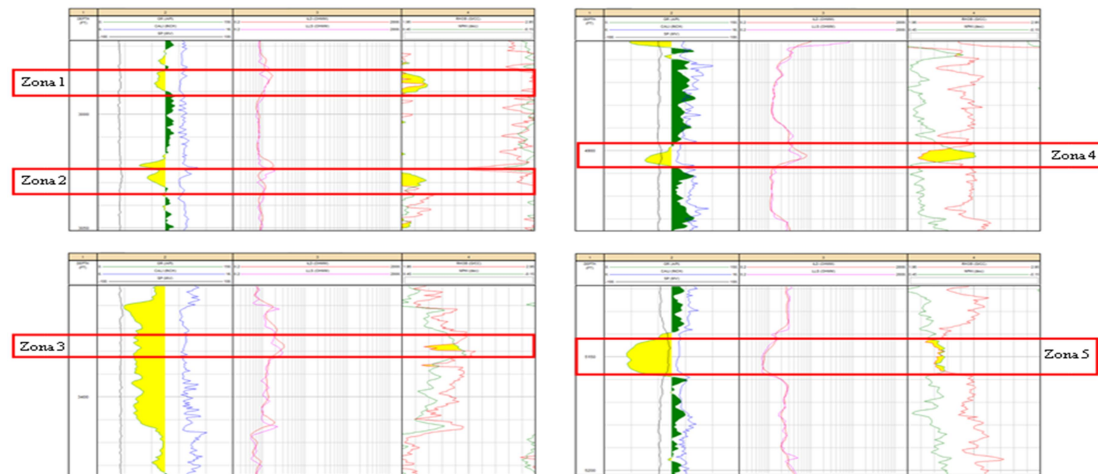
Tabel 4. Perhitungan SGR tiap zona reservoir

No.	Lapisan	Vsh (%)	z (ft)	F (ft)
1	Zona 1	26%	8	50
2	Zona 2	46%	5,5	50
3	Zona 3	49%	3	50
4	Zona 4	32%	6	50
5	Zona 5	12%	14	50

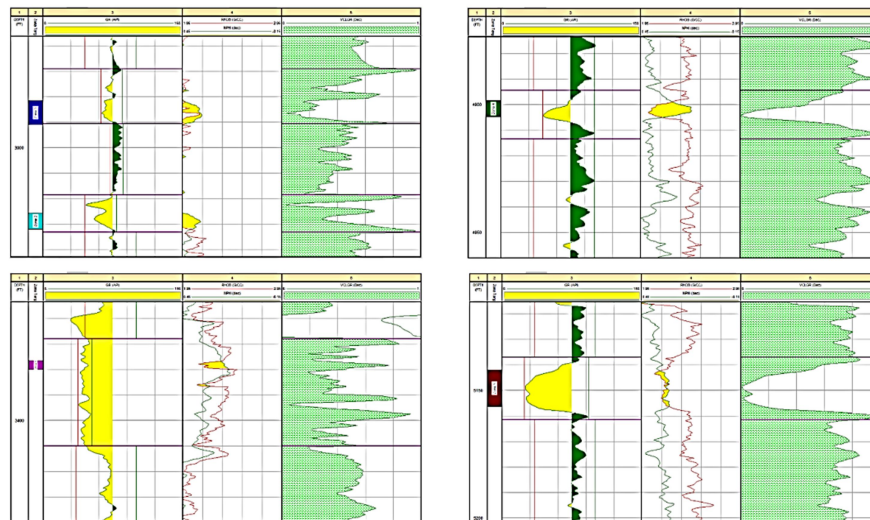
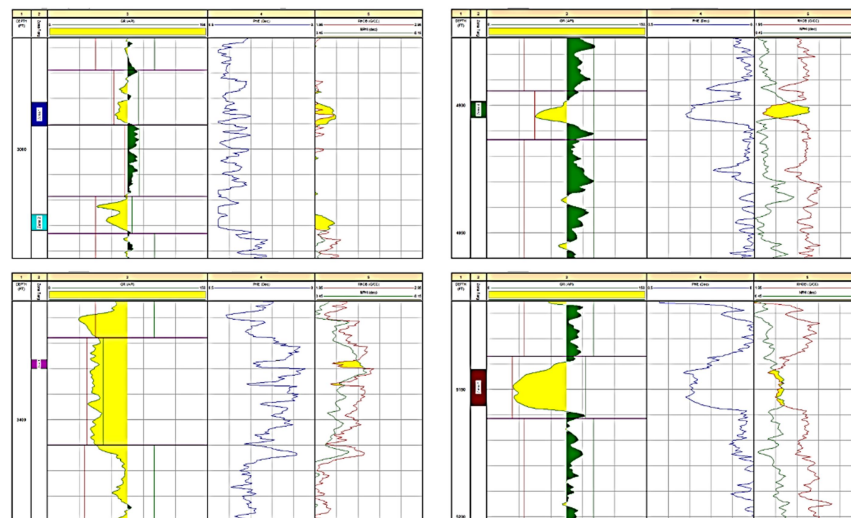
Tabel 5. Rata-rata hasil perhitungan SGR

ΔVsh (%)	Δz (ft)	F (ft)	SGR (%)	Patahan
33%	36,5	50	24,09	Sealing

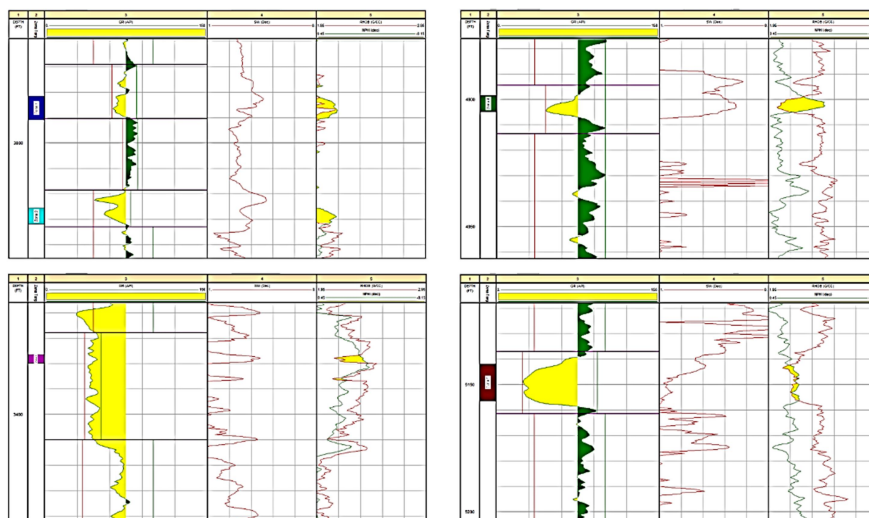
Pada Tabel 4, terdapat lima zona reservoir yang memiliki nilai volume shale yang berbeda-beda yang kemudian akan dirata-ratakan untuk penentuan sifat patahan sesar (*sealing/leaking*). Pada Tabel 5, hasil perhitungan rata-rata dari keseluruhan zona reservoir didapatkan nilai volume shale sebesar 33%. Nilai interval lapisan sebesar 36.5 ft. Nilai throw fault sebesar 50 ft. Dari keseluruhan data yang dirata-ratakan, kemudian didapatkan hasil SGR sebesar 24,09% dengan sifat mengunci (*sealing*).



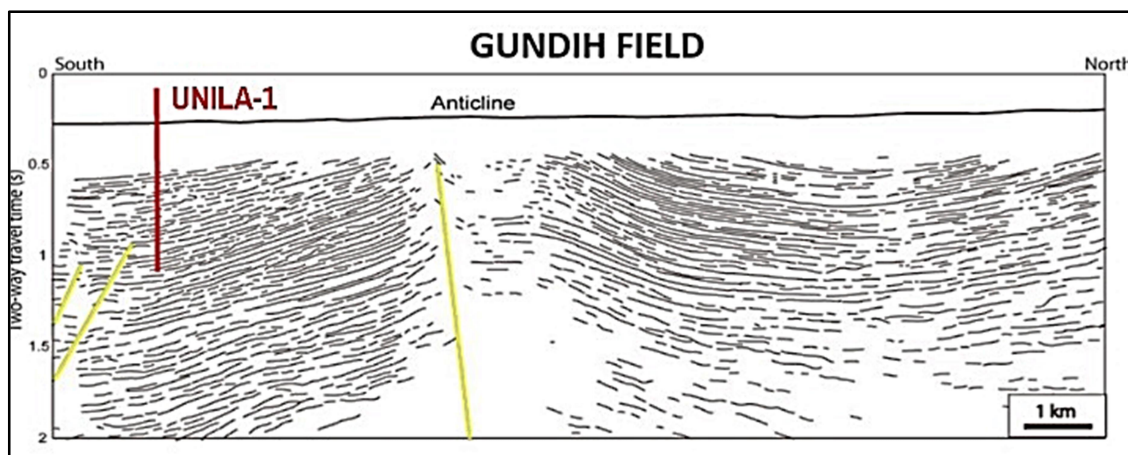
Gambar 7. Analisis kualitatif petrofisika

Gambar 8. (V_{sh}) pada lima zona target

Gambar 9. Porositas pada lima zona target



Gambar 10. Saturasi air pada lima zona target



Gambar 11. Penampang seismik 2d pada sumur UNILA-1 sebagai parameter penentuan shale gouge ratio

KESIMPULAN

Dari penelitian ini dapat disimpulkan beberapa hal, yaitu:

1. Formasi Ngrayong merupakan formasi yang memiliki litologi batupasir dengan selingan batuan *limestone* dan *dolomite* berdasarkan hasil *crossplot* pada lima zona target.
2. Dalam analisis petrofisika pada daerah zona target yang meliputi parameter-parameter petrofisika yaitu, kandungan (V_{sh}), porositas efektif, dan saturasi air. Pada zona target 1 perhitungan kandungan V_{shale} didapatkan sebesar 26%, porositas efektif 39%, saturasi air 59%. Zona target 2 didapatkan kandungan V_{shale} 46%, porositas efektif 44%, saturasi air 65%. Kemudian pada zona target 3 didapatkan kandungan V_{shale} sebesar 49%, porositas efektif 23%, saturasi air 66%. Zona target 4 didapatkan kandungan V_{shale} 32%, porositas efektif 27%, saturasi air 37%. Terakhir pada zona target 5 didapatkan kandungan V_{shale} 12%, porositas efektif 28%, saturasi air 83%. Hasil analisis petrofisika yang didapatkan dapat diketahui bahwa zona target reservoir tersebut baik dalam menyimpan fluida.
3. Hasil perhitungan metode *Shale Gouge Ratio* didapatkan nilai sebesar 24,09% pada sekatan sesar yang bersifat mengunci (*sealing*) dan memiliki potensi untuk penginjeksian karbon untuk proyek CCS.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada pihak yang telah membantu dalam proses penulisan paper penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] B. Jaggi, & M.Freedman, "Global Warming, Kyoto Protocol, and The Need for Corporate Pollution Disclosure in India: A Case Study", *International Journal of Business, Humanities and Technology*, vol. 60, 2011.
- [2] F. F. Zaemi, R. C. Rohmana, "Carbon Capture, Utilization, and Storage (CCUS) untuk Pembangunan Berkelanjutan: Potensi dan Tantangan di Industri Migas Indonesia", *Prosiding Seminar Nasional Teknik Lingkungan Kebumihan Ke-III*, 2021.
- [3] Bappenas, "Implementasi Rencana Aksi Nasional Penurunan Emisi Gas Rumah Kaca", 2013.
https://www.new.menlh.go.id:https://www.new.go.id/Publikasi/Buku/Lain-lain/Emisi_GRK.pdf
- [4] Nasional Sekretaris, Indonesia-Energy-Outlook-2019, 2019.
<https://www.esdm.go.id:https://www.esdm.go.id/Assets/Media/Content/Content-Outlook-Energi-Indonesia-2019-Bahasa-Indonesia.pdf>
- [5] E. Syahrial, U. Pasarai, & U. P. Iskandar, "Understanding Carbon Capture And Storage (Ccs) Potential In Indonesia", *Understanding Carbon Capture And Storage*, 129-134, 2010.
- [6] Satyana, Awang, H., & dkk. (2004). Rembang-Madura-Kangean-Sakala (RMKS) Fault Zone, East Java Basin: The Origin and Nature of Geologic Border. Jakarta: Badan Pelaksana Migas.
- [7] B.Sapiie, H. Danio, A. Priyono, A. R. Asikin, D. S. Widarto, E. Widiyanto, & T. Tsuji, "Geological characteristic and fault stability of the Gundih CCS pilot project at Central Java, Indonesia", *Proceedings of the 12th SEGJ International Symposium*, 110-113, 2015.
- [8] I. Malureanu, T. Boaca, & D. Naegu, "New Relations of Water Saturation's Calculus from Well Logs", *Acta Geophysica*, 2016. doi: 10.1515/acgeo-2016-0063.
- [9] H. Adim, "Pengetahuan Dasar Mekanika Reservoir, Volume 1", Badan Penelitian dan Pengembangan Energi dan Sumber Daya Mineral Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi, 1991.
- [10] M. Rider, "The Geological Interpretation of Well Logs, Second Editions", Rider-French Consulting Lt., 2002.
- [11] A. Nurhayanto, & B. G. Santosa, "Evaluasi Formasi Menggunakan Data Log dan Data Core pada Lapangan "X" Cekungan Jawa Timur Bagian Utara", *Jurnal Sains dan Seni Pomits*, vol. 3, no. 2, B112-B117, 2014.
- [12] R. P. Koesoemadinata, "Geologi Minyak dan Gas Bumi", Bandung: ITB, 1978.
- [13] G. Yielding, B. Freeman, & D. Needham, "Quantitative fault seal prediction", *AAPG Bulletin*, vol. 81, no. 6, pp. 897-917, 1997.