



Analisis Tekanan Pori dan Karakteristik *Overpressure* pada Lapangan “GEO”, Cekungan Sumatra Selatan

Rizky Andra Prasetya^a, Budhi Setiawan^b

^{a,b}Program Studi Teknik Geologi, Fakultas Teknik, Universitas Sriwijaya, Indonesia

ARTICLE INFO

Sejarah artikel:

Diterima: 24 Mei 2026

Disetujui: 04 Juni 2026

Dipublish: 30 Juni 2026

Keywords:

Compaction, Eaton, Loading, Overpressure, Unloading

Corresponding author:

Budhi Setiawan

Email:

budhi.setiawan@unsri.ac.id

ABSTRACT

The presence of abnormal pore pressure zones in the South Sumatra Basin represents a significant technical challenge in drilling operations, with the potential to trigger serious incidents such as kicks and blowouts if not accurately predicted in advance. This study aims to estimate pore pressure values, characterize overpressure generation mechanisms, and identify their spatial distribution in the "GEO" Field, South Sumatra Basin. Pore pressure estimation was conducted using the Eaton method based on sonic log data through the construction of a Normal Compaction Trend (NCT) curve across four drilling wells, which was subsequently integrated with Gas While Drilling (GWD) data analysis as an independent validation approach. The results identified two genetically distinct overpressure mechanisms operating at different stratigraphic levels. Loading mechanism overpressure zone, attributed to disequilibrium compaction was consistently identified in association with the Air Benakat Formation and Gumai Formation intervals at depth ranges of 530–1,623 mTVD, with pore pressure values ranging from 797 to 2,811 psi. Unloading mechanism overpressure zone, characterized by distinctive sonic log and resistivity reversal phenomena, was identified within the Talang Akar Formation interval, with pore pressure values ranging from 1,254 to 2,893 psi, consistently higher than those observed in the loading zone. The spatial distribution of both overpressure zones is regional in nature and stratigraphically consistent across all analyzed wells. These findings provide a scientific contribution as the primary basis for optimizing drilling mud weight planning and casing design, thereby effectively mitigating Non-Productive Time (NPT) risks in future drilling operations at the "GEO" Field.

How to cite this article:

Prasetya, R. A., Setiawan, B. (2026). Analisis Tekanan Pori dan Karakteristik Overpressure pada Lapangan “GEO”, Cekungan Sumatra Selatan. *Journal of Applied Geoscience and Engineering*, 5(1), 127-141
<https://doi.org/10.37905/jage.v5i1.39130>

1. PENGANTAR

Cekungan Sumatra Selatan merupakan salah satu cekungan produktif penghasil hidrokarbon di Indonesia (Ngoroyemoto, 2021). Sehingga, kebutuhan akselerasi eksplorasi pada cekungan ini dibutuhkan. Cekungan Sumatra Selatan memberikan sebuah tantangan teknis yang signifikan di mana keberadaan zona – zona tekanan pori abnormal yang tersebar pada berbagai interval kedalaman (Ramadhan & O’connor, 2022). Kondisi ini menegaskan bahwa pemahaman yang komprehensif terhadap karakteristik dan distribusi tekanan pori abnormal di cekungan ini merupakan sebuah kebutuhan dalam setiap perencanaan pengeboran.

Tekanan pori abnormal yang melebihi tekanan hidrostatisnya atau dikenal dengan *overpressure* dapat meningkatkan risiko *Non – Productive Time* (NPT) dan memicu insiden pengeboran yang serius seperti *Blow out*, *Kick*, dan *Influx fluida* apabila tekanan tidak diprediksi secara akurat selama

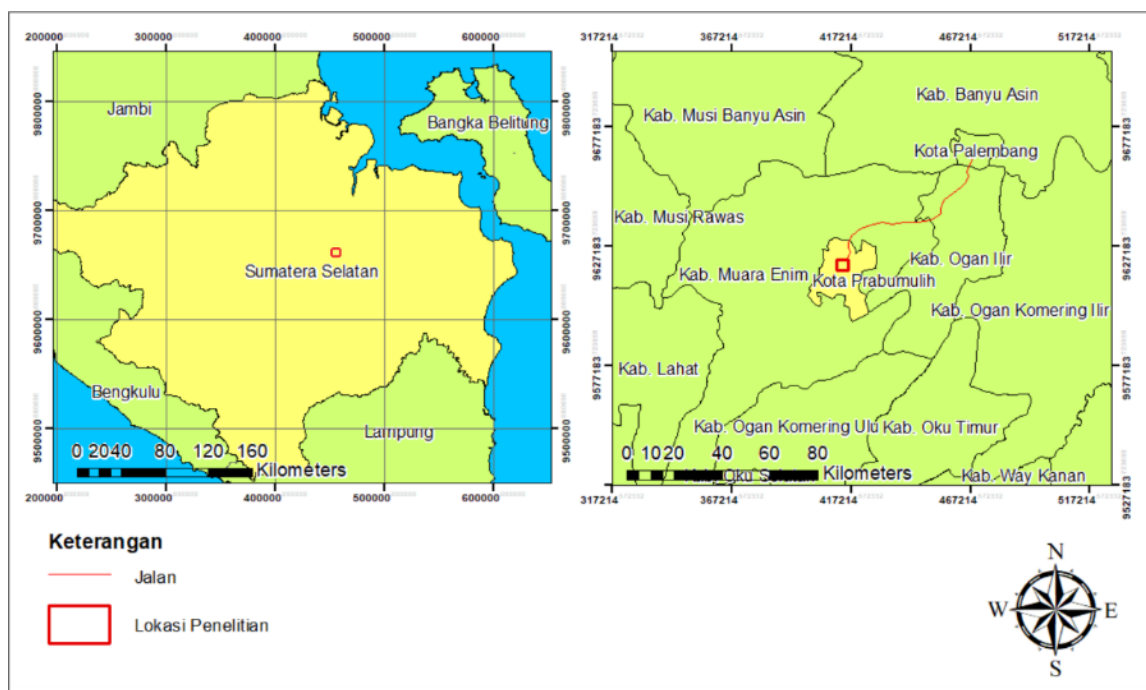
pengeboran berlangsung (Zhang, 2011; Radwan et al., 2019). Di waktu yang bersamaan, prediksi tekanan pori yang andal berperan penting dalam mengoptimalkan desain *hydraulic fracturing* serta memitigasi risiko ketidakstabilan lubang bor selama operasi pengeboran berlangsung (Zoback, 2010; Peng et al., 2026; Liu et al., 2026). Metode prediksi tekanan pori dalam operasi pengeboran umumnya dapat dibedakan menjadi tiga jenis, yaitu prediksi sebelum pemboran (*pre – drilling prediction*), prediksi selama proses pemboran berlangsung (*while – drilling prediction*), dan evaluasi setelah pemboran selesai dilakukan (*post – drilling prediction*) (Zhang et al., 2025)

Pada penelitian ini, prediksi nilai tekanan pori berfokus kepada evaluasi setelah pemboran selesai dilakukan. Evaluasi tersebut bertujuan untuk menyempurnakan prediksi tekanan pori sebelum pemboran dengan memanfaatkan data log maupun laporan aktivitas pemboran yang diperoleh dari sumur yang telah dibor sebelumnya, di mana pendekatan berbasis data logging yaitu metode Eaton merupakan metode yang paling umum digunakan (Eaton, 1975; Lu et al., 2022; Zhang et al., 2025)).

Informasi data gas hasil pemboran (*gas while drilling/GWD*) juga memiliki peranan penting dalam karakterisasi mekanisme pembentukan overpressure. Hasil rekaman *Gas Chromatograph* tersebut membantu validasi interval yang mendekati puncak kedalaman zona *overpressure* dan mekanisme pembentukannya (Mouchet & Mitchell, 1989; Ramdhan, 2022). Berdasarkan latar belakang tersebut, maka tujuan penelitian ini adalah untuk mengetahui mengestimasi nilai tekanan pori, mengetahui karakteristik *overpressure* serta mengidentifikasi distribusi dan pembentukan zona *overpressure* berdasarkan analisis data *wireline logging* dan laporan gas hasil pemboran pada Lapangan “GEO”, Cekungan Sumatra Selatan.

2. METODE

Lapangan “GEO” merupakan lapangan migas *onshore* yang dimiliki oleh PT. Pertamina Hulu Rokan Zona 4 Prabumulih. Secara administratif, Lapangan “GEO” termasuk kedalam wilayah administratif Kota Prabumulih, Provinsi Sumatra Selatan (Gambar 1). Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan data dari empat sumur pengeboran yang berada di Lapangan “GEO”, Cekungan Sumatra Selatan yaitu sumur ANDR – 13, sumur ANDR – 14, sumur ANDR – 19, dan sumur ANDR – 20. Data tersebut terdiri dari data *wireline log* (log sinar gamma, densitas, sonik, resistivitas dan porositas neutron), data berat lumpur, dan data laporan pengeboran (Tabel 1).



Gambar 1. Peta Ketersampaian Lokasi Penelitian.

Tabel 1. Data penelitian

Tipe Data	Data Uji			
	ANDR - 13	ANDR - 14	ANDR - 19	ANDR - 20
Log Sinar Gamma	✓	✓	✓	✓
Log Densitas	✓	✓	✓	✓
Log Sonik	✓	✓	✓	✓
Log Resistivitas	✓	✓	✓	✓
Log Porositas Neutron	✓	✓	✓	✓
Data berat lumpur	✓	✓	✓	✓
Laporan Pengeboran	✓	✓	✓	✓

Sebelum mengestimasi nilai tekanan pori, dilakukan beberapa perhitungan pendahuluan berdasarkan data log yang sebelumnya diperoleh. Hal yang pertama dilakukan adalah kalkulasi volume serpih (*Shale volume*) untuk mengetahui persentase jumlah kandungan serpih (*shale*) pada batuan. Hasil kalkulasi tersebut kemudian digunakan untuk kemudian dilakukan seleksi interval serpih dan non – serpih menggunakan nilai ambang batas (*cut – off*) sebesar 0,35. Tahapan berikutnya ialah estimasi tekanan litostatik atau *overburden pressure* dengan menggunakan nilai log densitas. Dalam tahapan estimasi tekanan litostatik ini digunakan persamaan sebagai berikut:

$$\sigma_v = \int_0^z \rho(z)g dz \tag{1}$$

Dimana σ_v = tekanan litostatik atau *overburden pressure* (Psi), $\rho(z)$ = densitas batuan, g = percepatan gravitasi (9,8 m/s²), z = kedalaman.

Tahapan berikutnya adalah estimasi nilai tekanan pori. Estimasi nilai tekanan pori pada penelitian ini dilakukan menggunakan metode Eaton (1975) berbasis data log sonik. Secara matematis metode ini dapat ditulis sebagai berikut:

$$Pp = \sigma_v - \left[(\sigma_v - Pn) \times \left(\frac{\Delta t n^3}{\Delta t} \right) \right] \tag{2}$$

Dimana Pp = tekanan pori (Psi), σ_v = tekanan litostatik/tegasan vertikal (Psi), Pn = tekanan hidrostatik (Psi), $\Delta t n$ = *Transit time* pada keadaan NCT (μs /ft), Δt = *Transit time* dari log sonik (μs /ft).

Metode ini memanfaatkan data *transit time* (Δt) untuk menentukan kurva tren kompaksi normal (*Normal Compaction Trend/ NCT*), yang secara fundamental merepresentasikan hubungan antara penurunan porositas terhadap pertambahan kedalaman. Dalam merekonstruksi kurva tren kompaksi normal dilakukan beberapa pembersihan data (*cleaning data*) terhadap interval zona dengan litologi batubara dan interval zona *washout* yang dicerminkan dari pembesaran kaliper dari besaran ukuran mata bor. Hal demikian bertujuan untuk menghindari distorsi kurva NCT dan mencerminkan tren kompaksi serpih yang sebenarnya.

Setelah estimasi nilai tekanan pori sudah didapatkan, dilakukan karakterisasi mekanisme pembentukan *overpressure* dan analisis distribusi puncak kedalaman *overpressure*. Karakterisasi mekanisme pembentukan *overpressure* pada penelitian ini memerhatikan hasil analisis plot silang (*crossplot*) antara log sonik dan log densitas. Interpretasi tersebut kemudian didukung dengan analisis data bacaan *gas while drilling* yang mencakup data total gas (*total gas*), gas latar belakang (*background gas*), serta rasio komposisi gas etana (C2) dan gas propane (C3) yang diperoleh dari pembacaan *gas chromatograph* selama operasi pengeboran berlangsung.

3. HASIL DAN DISKUSI

3.1. Analisis Volume Serpih

Perhitungan volume serpih pada penelitian ini dilakukan berdasarkan analisis data log sinar gamma. Proses pemisahan antara interval serpih dan non – serpih dilakukan dengan membagi data kedalaman sumur ke dalam beberapa interval berdasarkan pembagian stratigrafi formasi. Pada setiap zona formasi tersebut kemudian ditentukan ambang batas nilai volume serpih (*Cut-Off*

Vshale). Lapangan “GEO” berdasarkan studi terdahulu memiliki nilai ambang batas volume serpih yang digunakan dalam penelitian ini ditetapkan sebesar 0.35 (Pertamina, 2017).

3.2. Analisis Tekanan Overburden

Tekanan *overburden* pada penelitian ini dihitung berdasarkan data log densitas yang diintegrasikan terhadap kedalaman untuk memperoleh distribusi tekanan *overburden* sebagaimana persamaan yang telah diuraikan pada pembahasan sebelumnya. Kendati demikian, keterbatasan data menyebabkan tidak seluruh interval sumur memiliki data log densitas. Oleh karena itu, pada interval yang tidak memiliki data densitas, estimasi nilai densitas dilakukan menggunakan pendekatan *Amoco Compaction Relationship* (Traugott, 1997). Pendekatan ini terlebih dahulu menghitung rata – rata densitas sedimen (ρ_{avg}) sebagai fungsi kedalaman dengan persamaan:

$$\rho_{avg} = 16.3 + \left(\frac{D-W-A}{3125} \right)^{0.6} \quad (3)$$

Dimana ρ_{avg} = rata – rata densitas sedimen (gm/cc), D = *True Vertical Depth* (m), W = kedalaman air (m), dan A = *Air Gap* (m).

Setelah nilai ρ_{avg} diperoleh, gradien tegasan vertikal (OBG) dihitung menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$OBG = \frac{(8.5 \times W) + \rho_{avg}(D-W-A)}{D} \quad (4)$$

Besaran gradien yang diperoleh terhadap keempat sumur berada pada rentang 0,970 – 1,025 psi/ft, yang mencerminkan variasi karakteristik densitas dan kompaksi batuan pada masing – masing sumur. Rincian nilai gradien tegasan vertikal untuk setiap sumur disajikan secara sistematis dalam Tabel 2.

Tabel 2. Data gradien tekanan *overburden* pada Lapangan “GEO”.

Nama Sumur	Gradien tekanan <i>overburden</i>	
	gm/cc	Psi/ft
ANDR – 13	2,368	1,025
ANDR – 14	2,248	0,974
ANDR – 19	2,238	0,970
ANDR – 20	2,244	0.972

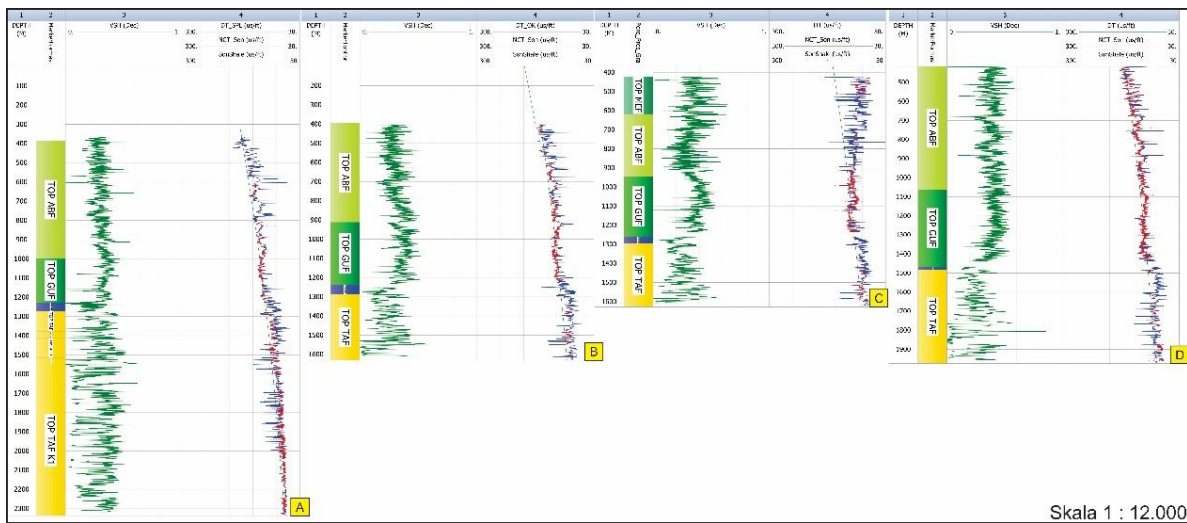
3.3. Perhitungan Nilai Tekanan Pori

Pada penelitian ini, analisis dilakukan dengan memanfaatkan data hasil pengeboran untuk mengestimasi tekanan pori. Nilai tekanan pori pada kondisi normal akan terus bertambah secara linear terhadap pertambahan kedalaman. Kenaikan ini mengikuti gradien tekanan hidrostatik sebesar 0,433 psi/ft, dengan asumsi fluida formasi sebesar 1 gr/cc. Estimasi tekanan pori pada Lapangan “GEO” dilakukan dengan menerapkan metode Eaton sebagai pendekatan kuantitatif berdasarkan data log sumur. Penerapan metode ini difokuskan secara selektif pada interval litologi serpih (shale) dengan menggunakan nilai ambang batas (*Cut-Off*) serpih sebesar 0,35. Data log sonik pada interval dengan nilai volume serpih (V_{sh}) <0,35 tidak disertakan dalam penentuan kurva *Normal Compaction Trend* (NCT). Selain itu juga dilakukan proses pembersihan data log sumur untuk menghilangkan interval yang berpotensi menghasilkan anomali pembacaan log seperti interval batubara dan interval zona *bad hole*.

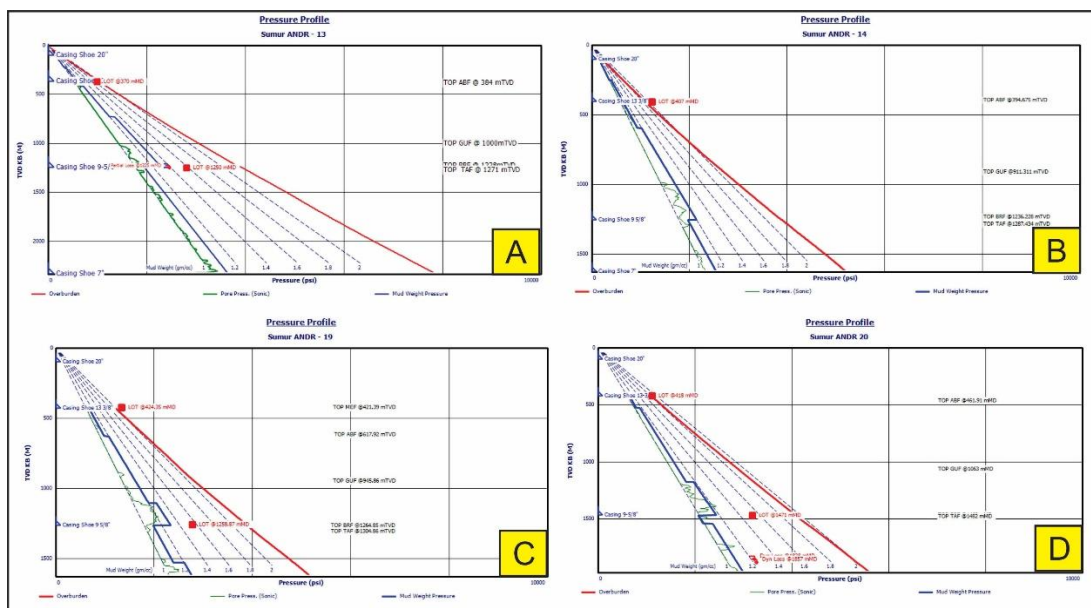
Hasil penentuan kurva tren kompaksi normal (NCT) pada Lapangan “GEO” ditampilkan pada gambar 2. Kurva yang telah dihasilkan tersebut merupakan hasil dari proses selektif pembersihan data log sumur. Berdasarkan kurva tren kompaksi normal yang ditampilkan pada

sumur ANDR -13, ANDR – 14, ANDR – 20 terlihat bahwa pada interval dangkal umumnya mengikuti garis tren yang telah ditentukan. Namun pola berbeda dihasilkan pada sumur ANDR – 19 pada interval dangkal, dimana menunjukkan penyimpangan data log sonik terhadap garis tren kompaksi normal. Penyimpangan tersebut tidak sepenuhnya merepresentasikan indikasi peningkatan tekanan pori, melainkan pengaruh dari kondisi lubang bor yang mengalami *washout*.

Kurva tren kompaksi normal yang telah berhasil dikonstruksi pada tahapan analisis sebelumnya merupakan fondasi kuantitatif yang krusial dalam proses estimasi tekanan pori. Kurva tersebut merepresentasikan perilaku kompaksi batuan sedimen di bawah kondisi drainase normal, di mana porositas berkurang secara gradual seiring dengan pertambahan kedalaman akibat beban litostatik yang bekerja secara efektif (Terzaghi, 1943; Bowers, 1995). Deviasi nilai log sonik terhadap kurva NCT tersebut menjadi indikator kuantitatif adanya zona overpressure, di mana nilai observasi yang menyimpang ke kiri dari tren normal menjadi masukan utama dalam perhitungan tekanan pori menggunakan persamaan Eaton.



Gambar 2. Kurva Tren Kompaksi Normal pada Lapangan “GEO”, A. Sumur ANDR – 13, B. Sumur ANDR – 14, C. Sumur ANDR – 19, D. Sumur ANDR – 20.



Gambar 3. Profil tekanan sumur pada Lapangan “GEO”, A. Profil tekanan sumur ANDR – 13, B. Profil tekanan sumur ANDR – 14, C. Profil tekanan sumur ANDR – 19, D. Profil tekanan sumur ANDR – 20.

Hasil estimasi tekanan pori kemudian diplot dalam bentuk profil tekanan terhadap kedalaman seperti yang ditunjukkan pada Gambar 3. Grafik tersebut memperlihatkan hubungan antar tekanan pori yang dilambangkan dengan garis berwarna hijau, tekanan overburden dengan garis berwarna merah, serta berat lumpur yang digunakan selama kegiatan pengeboran pada Lapangan “GEO” dengan garis berwarna biru. Berdasarkan hasil estimasi tekanan pori menggunakan metode Eaton terhadap data log sonik, teridentifikasi keberadaan 3 tren tekanan utama, yaitu tren tekanan luap dangkal (*Shallow overpressure*), tren tekanan luap dalam (*Deep overpressure*), dan tren tekanan pori normal atau tren tekanan hidrostatik. Rincian nilai gradien tekanan pori dalam keadaan normal dan keadaan *overpressure* untuk setiap sumur kemudian disajikan pada Tabel 3 dan Tabel 4.

Tabel 3. Gradien tekanan pori dalam keadaan normal Lapangan “GEO”.

Nama Sumur	Gradien tekanan pori dalam keadaan normal	
	gm/cc	Psi/ft
ANDR – 13	1	0,433
ANDR – 14	1,003	0,434
ANDR – 19	1,001	0,434
ANDR – 20	1	0,433

Tabel 4. Gradien tekanan pori dalam keadaan *overpressure* Lapangan “GEO”.

Nama Sumur	Gradien tekanan pori dalam keadaan <i>overpressure</i>	
	gm/cc	Psi/ft
ANDR – 13	1,02	0,443
ANDR – 14	1,07	0,463
ANDR – 19	1,026	0,444
ANDR – 20	1,048	0,454

3.4. Analisis Karakteristik *Overpressure*

Analisis karakteristik *overpressure* dilakukan untuk mengidentifikasi distribusi kedalaman puncak tekanan serta memahami mekanisme pembentukan *overpressure* pada daerah penelitian. Kajian ini didasarkan pada hasil pengolahan data yang menghasilkan profil tekanan pori terhadap kedalaman, serta didukung oleh analisis informasi gas pengeboran (*Gas While Drilling/ GWD*). Pendekatan tersebut digunakan untuk memperoleh interpretasi yang komprehensif mengenai kondisi tekanan bawah permukaan dan faktor yang mempengaruhinya.

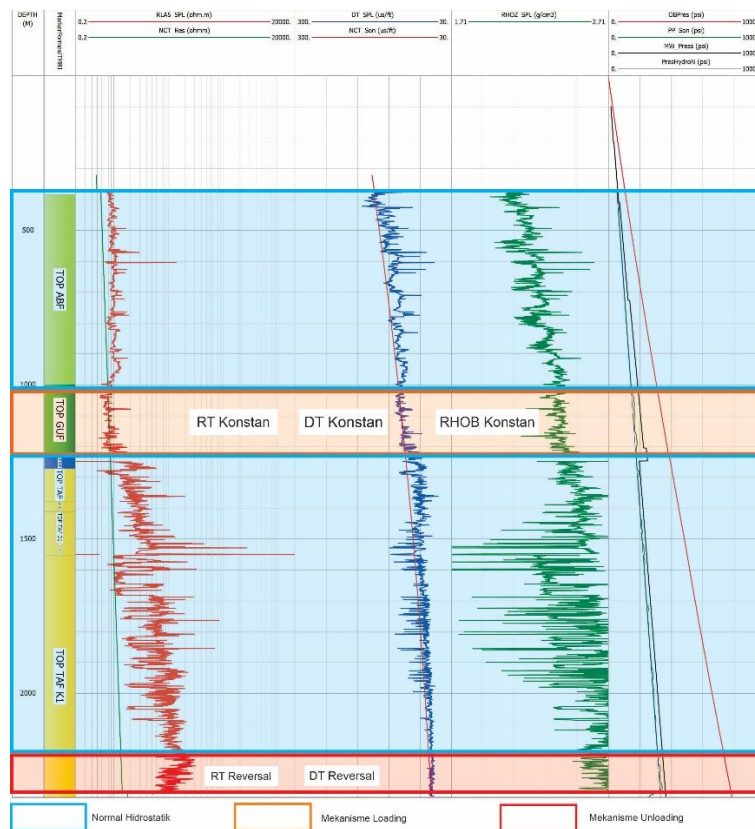
3.4.1. Karakteristik *Overpressure* Sumur ANDR – 13

Sumur ANDR-13 pada Lapangan "GEO" memiliki kedalaman total 2.337 mTVD. Analisis respons *wireline log* pada sumur ini mengidentifikasi dua zona tekanan normal hidrostatik, yakni pada interval 370,18–1.025 mTVD dan 1.232–2.189,84 mTVD. Zona tersebut ditandai oleh penurunan nilai log sonik serta peningkatan nilai log resistivitas dan densitas secara gradual seiring pertambahan kedalaman (Eaton, 1975; Bowers, 1995).

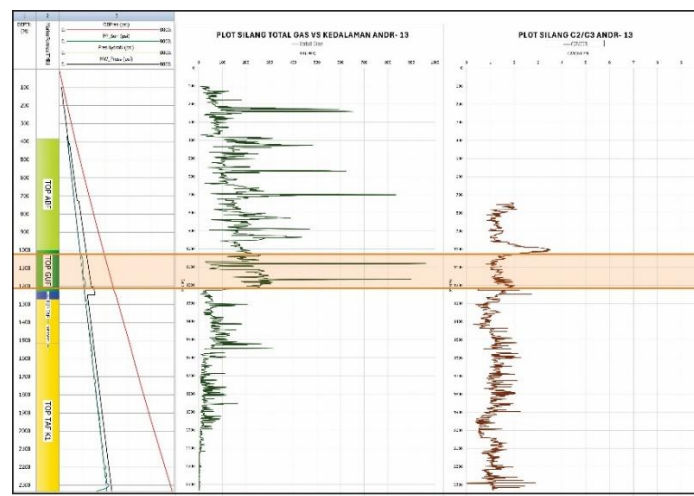
Puncak zona *overpressure* pertama teridentifikasi pada kedalaman 1.026 mTVD, dicirikan oleh nilai log sonik dan log resistivitas yang relatif konstan terhadap kedalaman, serta tren log densitas yang stagnan. Pola deviasi tersebut mengindikasikan terjadinya *disequilibrium compaction* sebagai mekanisme dominan pembentukan *overpressure* pada interval ini (Swarbrick & Osborne, 1998). Hasil estimasi tekanan pori pada interval 1.026–1.231 mTVD mengonfirmasi kondisi tersebut, dengan nilai tekanan pori berkisar antara 1.496–1.779 Psi yang melampaui gradien tekanan hidrostatik normal (Gambar 4.).

Interpretasi tersebut diperkuat oleh data *mud gas* selama operasi pemboran, yang mencatat kenaikan *total gas* dan *background gas* disertai kemunculan *connection gas* pada kedalaman 1.026 mTVD. Data *Gas Chromatograph* (GC) turut mendukung interpretasi ini melalui penurunan rasio C_2/C_3 , yang merupakan indikator klasik memasuki zona transisi *overpressure* (Mouchet & Mitchell,

1989; Ramdhan, 2022) (Gambar 5.). Pada kedalaman yang lebih lanjut, teramati adanya pembalikan tren (*reversal*) pada log sonik dan log resistivitas mulai kedalaman 2.189,84 mTVD, yang mengindikasikan pergeseran mekanisme *overpressure* dari *disequilibrium compaction* menuju mekanisme *unloading* (Bowers, 1995; Radwan, 2022).



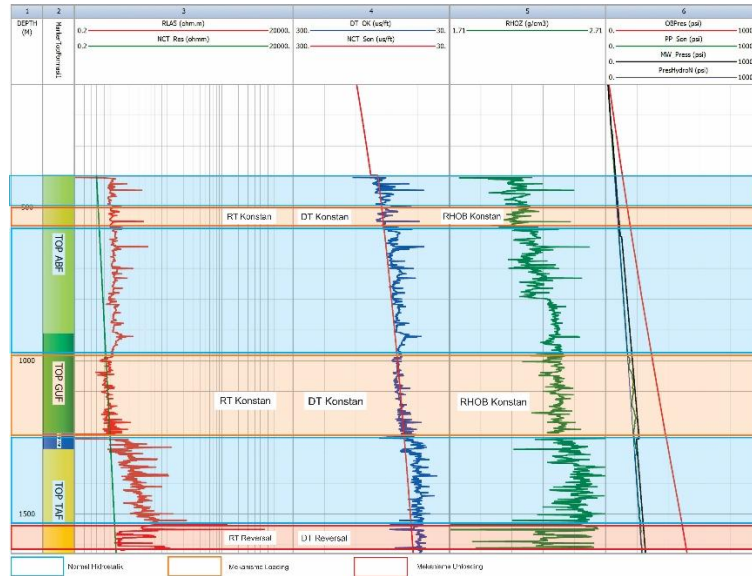
Gambar 4. Profil *wireline log* dan estimasi tekanan pori Sumur ANDR-13 menunjukkan zona tekanan normal hidrostatik, zona *overpressure* mekanisme *loading* (*disequilibrium compaction*) pada interval 1.026–1.231 mTVD, dan zona *overpressure* mekanisme *unloading* pada kedalaman 2.189,84 mTVD yang dicirikan oleh pembalikan tren (*reversal*) log sonik (DT) dan resistivitas (RT).



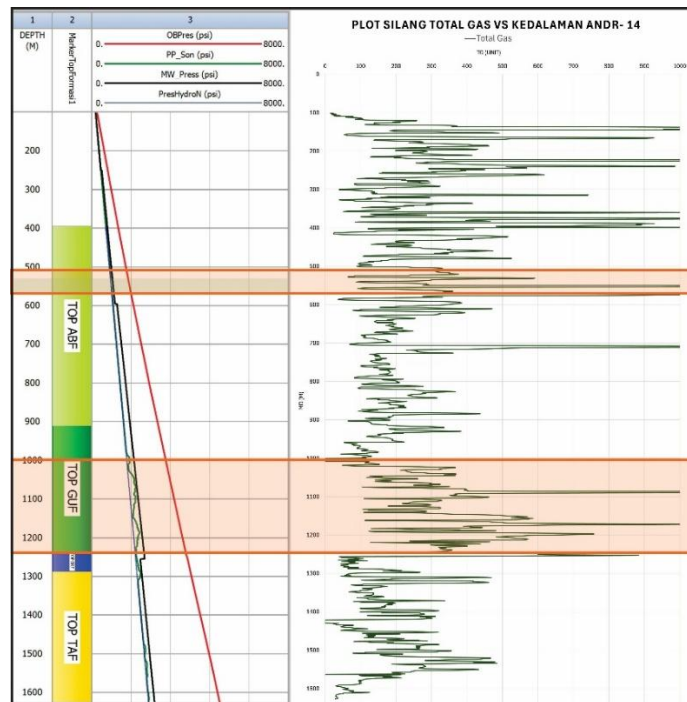
Gambar 5. Plot silang *total gas* terhadap kedalaman dan rasio C_2/C_3 Sumur ANDR-13 yang memperlihatkan anomali kenaikan *total gas* disertai penurunan rasio C_2/C_3 pada interval 1.026–1.231 mTVD sebagai indikator pendukung identifikasi puncak zona *overpressure* mekanisme *loading*.

3.4.2. Karakteristik *Overpressure* Sumur ANDR – 14

Sumur ANDR-14 pada Lapangan "GEO" memiliki kedalaman total 1.630,34 mTVD. Analisis *wireline log* mengidentifikasi tiga zona bertekanan normal hidrostatik pada interval 403–529 mTVD, 574–1.024 mTVD, dan 1.254–1.550 mTVD. Interpretasi tersebut dicirikan oleh reduksi nilai *interval transit time* log sonik serta peningkatan progresif log resistivitas dan densitas seiring pertambahan kedalaman, konsisten dengan perilaku kompaksi normal (Eaton, 1975; Bowers, 1995).



Gambar 7. Profil *wireline log* dan estimasi tekanan pori Sumur ANDR-14 menunjukkan zona tekanan normal hidrostatik, zona *overpressure* mekanisme *loading* (*disequilibrium compaction*) pada interval 530–573 mTVD dan 1.025–1.253 mTVD, serta zona *overpressure* mekanisme *unloading* pada interval 1.551–1.603 mTVD yang dicirikan oleh pembalikan tren (*reversal*) log sonik (DT) dan resistivitas (RT).



Gambar 8. Plot silang *total gas* terhadap kedalaman Sumur ANDR-14 yang memperlihatkan anomali kenaikan signifikan *total gas* pada kedalaman 530 mTVD dan 1.025 mTVD sebagai indikator pendukung identifikasi zona transisi *overpressure* mekanisme *loading*.

Deviasi respons *wireline log* terhadap kurva NCT teridentifikasi pada dua interval, yakni 530–573 mTVD dan 1.025–1.253 mTVD, yang dicirikan oleh stagnasi nilai log sonik, resistivitas, dan densitas terhadap kedalaman. Hal tersebut mengindikasikan mekanisme *disequilibrium compaction* sebagai penyebab dominan *overpressure* (Swarbrick & Osborne, 1998). Estimasi tekanan pori mengonfirmasi keberadaan kedua zona tersebut dengan nilai masing-masing berkisar 797–815 Psi dan 1.497–1.823 Psi, melampaui gradien hidrostatik normal (Gambar 6). Interpretasi tersebut diperkuat oleh data *mud gas* yang mencatat peningkatan *total gas* dan *background gas* pada kedalaman 530 mTVD dan 1.025 mTVD. Kendati demikian, komponen gas C₂ dan C₃ dari instrumen *Gas Chromatograph* (GC) pada sumur ini menghasilkan nilai rasio C₂/C₃ yang relatif konstan sepanjang seluruh interval pemboran. Kondisi demikian secara geologi tidak konsisten dengan variasi litologi dan rezim tekanan yang teridentifikasi pada sumur ini, sehingga data rasio C₂/C₃ diinterpretasikan sebagai tidak representatif akibat keterbatasan kualitas akuisisi data instrumen GC lapangan selama operasi pemboran berlangsung. Pada interval 1.551–1.603 mTVD, fenomena pembalikan tren (*reversal*) log sonik dan resistivitas mengindikasikan pergeseran mekanisme menuju *unloading* (Bowers, 1995), dengan estimasi tekanan pori berkisar 1.254–1.550 Psi.

3.4.3. Karakteristik *Overpressure* Sumur ANDR – 19

Sumur ANDR-19 pada Lapangan "GEO" memiliki kedalaman total 1.627,6 mTVD. Analisis *wireline log* mengidentifikasi zona bertekanan normal hidrostatik pada interval 1.259–1.502 mTVD. Hal tersebut dicirikan oleh reduksi nilai *interval transit time* log sonik serta peningkatan progresif log resistivitas dan densitas seiring pertambahan kedalaman, konsisten dengan perilaku kompaksi normal (Eaton, 1975; Bowers, 1995). Adapun pada interval 426–1.089 mTVD, respons *wireline log* tidak dapat digunakan sebagai acuan interpretasi tekanan akibat adanya pengaruh *washout* yang memicu pembentukan *caving* dan mengakibatkan distorsi pada akurasi pengukuran log sonik dan resistivitas.

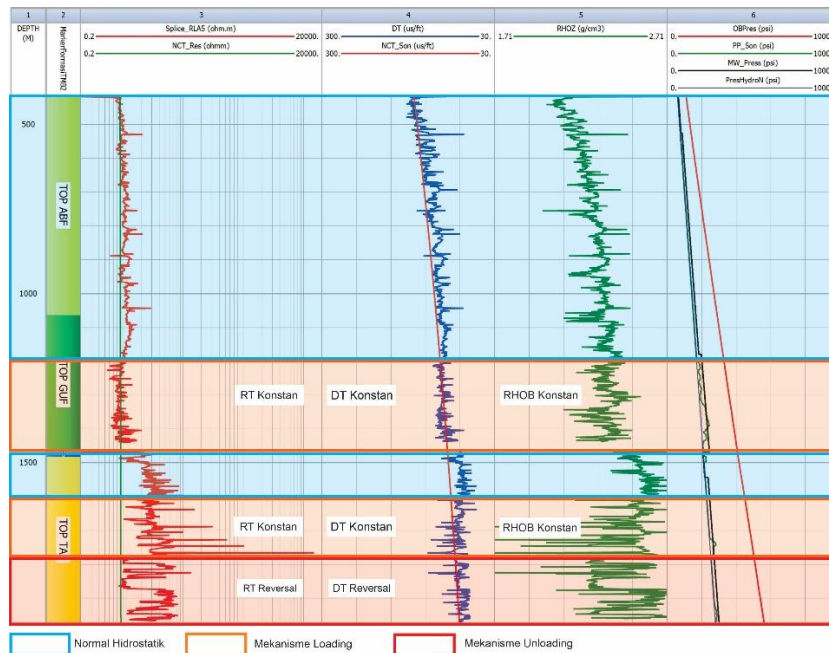


Gambar 9. Profil *wireline log* dan estimasi tekanan pori Sumur ANDR-19 menunjukkan zona tekanan normal hidrostatik, zona *overpressure* mekanisme *loading* (*disequilibrium compaction*) pada interval interval 1.090–1.258 mTVD dan 1.503–1.551 mTVD, serta zona *overpressure* mekanisme *unloading* pada interval 1.552–1.594 mTVD yang dicirikan oleh pembalikan tren (*reversal*) log sonik (DT) dan resistivitas (RT).

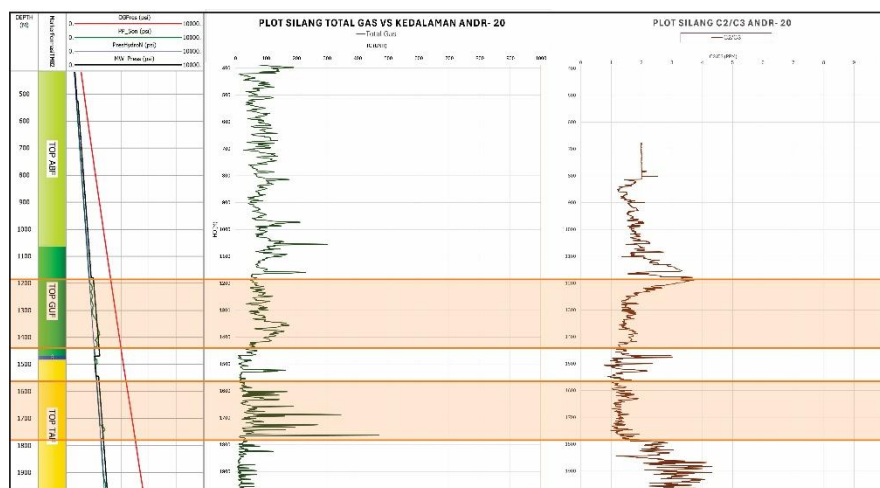
Deviasi respons *wireline log* terhadap kurva NCT teridentifikasi pada dua interval, yakni 1.090–1.258 mTVD dan 1.503–1.551 mTVD, yang dicirikan oleh stagnasi nilai log sonik, resistivitas, dan densitas terhadap kedalaman. Fenomena tersebut mengindikasikan mekanisme *disequilibrium compaction* sebagai mekanisme pembentuk *overpressure* (Gambar 9) (Swarbrick & Osborne, 1998). Estimasi tekanan pori mengonfirmasi keberadaan kedua zona tersebut dengan nilai masing-masing berkisar 1.633–1.883 Psi dan 2.197–2.279 Psi, melampaui gradien hidrostatik normal. Interpretasi tersebut diperkuat oleh data *mud gas* yang mencatat peningkatan *total gas* pada kedalaman 1.090 mTVD dan 1.503 mTVD (Gambar 10). Data *Gas Chromatograph* (GC) turut mendukung interpretasi ini melalui penurunan rasio C_2/C_3 sebagai indikator klasik zona transisi *overpressure* (Mouchet & Mitchell, 1989; Ramdhan, 2022). Pada interval 1.552–1.594 mTVD, fenomena pembalikan tren (*reversal*) log sonik dan resistivitas mengindikasikan pergeseran mekanisme menuju *unloading* (Bowers, 1995), dengan estimasi tekanan pori berkisar 2.310–2.415 Psi.



Gambar 10. Plot silang *total gas* terhadap kedalaman dan rasio C_2/C_3 Sumur ANDR-14 yang memperlihatkan anomali kenaikan *total gas* disertai penurunan rasio C_2/C_3 pada interval 1.090–1.258 mTVD dan 1.503–1.551 mTVD sebagai indikator pendukung identifikasi puncak zona *overpressure* mekanisme *loading*.



Gambar 11. Profil *wireline log* dan estimasi tekanan pori Sumur ANDR-20 yang memperlihatkan zona tekanan normal hidrostatik, dua zona *overpressure* mekanisme *loading* (*disequilibrium compaction*) pada interval 1.196–1.435 mTVD dan 1.623–1.764 mTVD, serta zona *overpressure* mekanisme *unloading* pada interval 1.765–1.960 mTVD yang dicirikan oleh pembalikan tren (*reversal*) log sonik (DT) dan resistivitas (RT).



Gambar 12. Plot silang *total gas* dan rasio C_2/C_3 terhadap kedalaman Sumur ANDR-20 yang memperlihatkan anomali kenaikan *total gas* disertai penurunan rasio C_2/C_3 pada kedalaman 1.196 mTVD dan 1.623 mTVD sebagai indikator pendukung identifikasi dua zona transisi *overpressure* mekanisme *disequilibrium compaction*.

3.4.4. Karakteristik *Overpressure* Sumur ANDR – 20

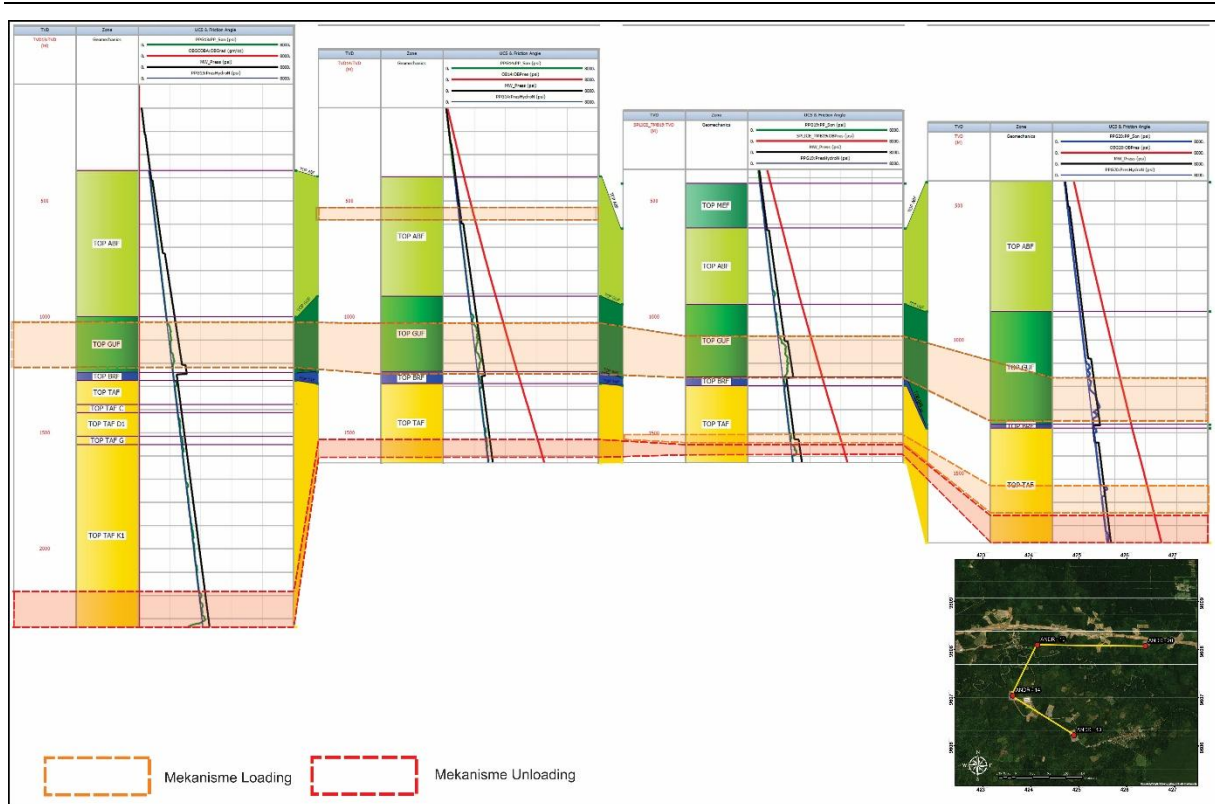
Sumur ANDR-20 pada Lapangan "GEO" memiliki kedalaman total 1.974,19 mTVD. Analisis wireline log mengidentifikasi dua zona bertekanan normal hidrostatik pada interval 416–1.195 mTVD dan 1.436–1.622 mTVD. Zona dicirikan oleh reduksi nilai interval transit time log sonik serta peningkatan progresif log resistivitas dan densitas seiring pertambahan kedalaman, konsisten dengan perilaku kompaksi normal (Eaton, 1975; Bowers, 1995).

Deviasi respons *wireline log* terhadap kurva NCT teridentifikasi pada dua interval, yakni 1.196–1.435 mTVD dan 1.623–1.764 mTVD, yang dicirikan oleh stagnasi nilai log sonik, resistivitas, dan densitas terhadap kedalaman. Fenomena tersebut mengindikasikan mekanisme *disequilibrium compaction* sebagai penyebab dominan *overpressure* (Swarbrick & Osborne, 1998). Estimasi tekanan pori mengonfirmasi keberadaan kedua zona tersebut dengan nilai masing-masing berkisar 1.729–2.440 Psi dan 2.309–2.811 Psi, melampaui gradien hidrostatik normal (Gambar 11).

Interpretasi tersebut diperkuat oleh data *mud gas* yang mencatat peningkatan *total gas* dan *background gas* disertai kemunculan *connection gas* pada kedalaman 1.196 mTVD dan 1.623 mTVD, serta penurunan rasio C_2/C_3 dari data *Gas Chromatograph* (GC) sebagai indikator memasuki zona transisi *overpressure* (Gambar 12) (Mouchet & Mitchell, 1989; Ramdhan, 2022). Pada interval 1.765–1.960 mTVD, fenomena pembalikan tren (*reversal*) log sonik dan resistivitas mengindikasikan pergeseran mekanisme menuju *unloading* (Bowers, 1995), dengan estimasi tekanan pori berkisar 2.686–2.893 Psi.

3.4.5. Analisis Distribusi Puncak *Overpressure*

Karakterisasi distribusi zona *overpressure* pada Lapangan "GEO" dilakukan melalui korelasi lateral antar sumur yang mencakup Sumur ANDR-13, ANDR-14, ANDR-19, dan ANDR-20 (Gambar 13). Pendekatan korelasi ini bertujuan untuk mendelineasi geometri vertikal dan lateral zona bertekanan tinggi serta mengidentifikasi konsistensi mekanisme pembentukannya secara spasial di seluruh area penelitian. Zona *overpressure* dengan mekanisme *loading* yang dikontrol oleh proses *disequilibrium compaction* teridentifikasi secara konsisten pada kisaran kedalaman 530–1.231 mTVD di seluruh sumur yang dianalisis, dengan rincian puncak kedalaman *overpressure* mekanisme *loading* sebagai berikut: Sumur ANDR-13 pada 1.026 mTVD, Sumur ANDR-14 pada 530 mTVD dan 1.025 mTVD, Sumur ANDR-19 pada 1.090 mTVD dan 1.503 mTVD, serta Sumur ANDR-20 pada 1.196 mTVD dan 1.623 mTVD.



Gambar 13. Korelasi lateral distribusi zona *overpressure* antar sumur pada Lapangan "GEO" yang memperlihatkan konsistensi keberadaan zona *overpressure* mekanisme *loading* pada interval Formasi Air Benakat serta Formasi Gumai dan zona *overpressure* mekanisme *unloading* pada interval Formasi TAF di seluruh sumur yang dianalisis (ANDR-13, ANDR-14, ANDR-19, dan ANDR-20).

Keberadaan zona *overpressure* mekanisme *loading* yang secara konsisten berasosiasi dengan interval Formasi GUF pada seluruh sumur mengindikasikan bahwa proses *disequilibrium compaction* berlangsung secara regional pada interval stratigrafi yang ekuivalen di Lapangan "GEO". Perbedaan kedalaman puncak *overpressure* antar sumur diinterpretasikan sebagai cerminan heterogenitas litologi bawah permukaan yang dipengaruhi oleh variasi ketebalan interval serpih dan posisi struktural masing-masing sumur terhadap sistem pengendapan regional. Zona *overpressure* dengan mekanisme *unloading* teridentifikasi pada kedalaman yang lebih besar di seluruh sumur, dengan rincian puncak kedalaman sebagai berikut: Sumur ANDR-13 pada 2.189,84 mTVD, Sumur ANDR-14 pada 1.551 mTVD, Sumur ANDR-19 pada 1.552 mTVD, dan Sumur ANDR-20 pada 1.765 mTVD. Keberadaan mekanisme *unloading* yang secara konsisten terletak di bawah zona *loading* pada seluruh sumur mencerminkan pengaruh proses diagenetik lanjut yang memicu peningkatan tekanan pori secara independen terhadap beban litostatik (Bowers, 1995; Tingay et al., 2009). Korelasi marker stratigrafi regional mengonfirmasi bahwa transisi mekanisme *loading* menuju *unloading* berlangsung secara konsisten di bawah Formasi Talang Akar (TAF) pada seluruh sumur yang dianalisis.

Kuantifikasi besaran *overpressure* dilakukan melalui perhitungan gradien tekanan pori pada masing-masing zona dan sumur. Pada zona *overpressure* mekanisme *loading*, nilai estimasi tekanan pori yang diperoleh adalah sebagai berikut: Sumur ANDR-13 berkisar 1.496–1.779 Psi, Sumur ANDR-14 berkisar 797–815 Psi pada puncak pertama dan 1.497–1.823 Psi pada puncak kedua, Sumur ANDR-19 berkisar 1.633–1.883 Psi pada puncak pertama dan 2.197–2.279 Psi pada puncak kedua, serta Sumur ANDR-20 berkisar 1.729–2.440 Psi pada puncak pertama dan 2.309–2.811 Psi pada puncak kedua. Adapun pada zona *overpressure* mekanisme *unloading*, nilai estimasi tekanan pori yang teridentifikasi adalah: Sumur ANDR-13 tidak tersedia nilai estimasi eksplisit, Sumur

ANDR-14 berkisar 1.254–1.550 Psi, Sumur ANDR-19 berkisar 2.310–2.415 Psi, dan Sumur ANDR-20 berkisar 2.686–2.893 Psi.

Perbedaan yang signifikan antara magnitudo tekanan pori pada mekanisme *loading* dan *unloading* mengindikasikan bahwa mekanisme *unloading* menghasilkan intensitas *overpressure* yang substansial lebih tinggi dibandingkan mekanisme *loading*. Kondisi ini konsisten dengan karakteristik ekspansi fluida pada rezim temperatur dan tekanan yang lebih tinggi di kedalaman yang lebih besar (Bowers, 1995; Tingay et al., 2009; Ramdhan, 2022). Temuan ini memiliki implikasi signifikan terhadap perencanaan densitas lumpur pemboran dan desain selubung (*casing design*) pada operasi pemboran di Lapangan "GEO", khususnya pada interval yang menembus zona *unloading* yang berkarakter tekanan lebih tinggi dan memerlukan antisipasi perencanaan yang lebih konservatif.

4. KESIMPULAN

Pada penelitian ini berhasil mengestimasi nilai tekanan pori dan mengkarakterisasi zona *overpressure* pada Lapangan "GEO", Cekungan Sumatra Selatan, melalui integrasi analisis *wireline log*, metode Eaton dan data gas hasil pemboran pada empat sumur. Distribusi zona *overpressure* di Lapangan "GEO" bersifat regional dan dikontrol oleh dua mekanisme yang berbeda secara genetis. Zona *overpressure* mekanisme *loading* (*disequilibrium compaction*) teridentifikasi secara konsisten berasosiasi dengan interval Formasi Air Benakat dan Formasi Gumai pada kisaran kedalaman 530–1.623 mTVD dengan nilai tekanan pori berkisar 797–2.811 Psi, sedangkan zona *overpressure* mekanisme *unloading* yang dicirikan oleh fenomena *reversal log* sonik dan resistivitas teridentifikasi secara konsisten pada interval Formasi Talang Akar dengan nilai tekanan pori berkisar 1.254–2.893 Psi. Perbedaan magnitudo tekanan pori antara kedua mekanisme tersebut menegaskan bahwa mekanisme *unloading* berkontribusi lebih besar terhadap intensitas *overpressure* pada kedalaman yang lebih besar, dan hal ini perlu menjadi pertimbangan utama dalam perencanaan pemboran lanjutan di Lapangan "GEO".

Penelitian ini memiliki beberapa keterbatasan yang perlu diakui. Interpretasi mekanisme *unloading* didasarkan sepenuhnya pada analisis respons *wireline log* tanpa dukungan data *X-Ray Diffraction* (XRD), sehingga hipotesis transformasi mineral smektit menjadi illit sebagai pemicu mekanisme *unloading* tidak dapat dikonfirmasi secara mineralogis. Selain itu, ketiadaan data gradien termal dan *bottom hole temperature* (BHT) membatasi konfirmasi tercapainya rentang temperatur kritis 70–120°C yang diperlukan untuk berlangsungnya transformasi smektit–illit secara signifikan. Berdasarkan keterbatasan tersebut, beberapa arah penelitian lanjutan perlu dipertimbangkan untuk memperkuat dan menyempurnakan hasil penelitian ini. Analisis mineralogi menggunakan data XRD pada interval Formasi Talang Akar sangat direkomendasikan guna mengkonfirmasi keberadaan transformasi smektit–illit sebagai pemicu mekanisme *unloading*, yang idealnya diintegrasikan dengan akuisisi data gradien termal dan *bottom hole temperature* (BHT) untuk mengevaluasi apakah kondisi termal formasi telah mencapai rentang temperatur kritis yang diperlukan bagi berlangsungnya transformasi mineral tersebut secara signifikan. Di samping itu, penerapan *crossplot log* sonik dan log densitas sebagai metode diagnostik tambahan direkomendasikan untuk mempertegas diskriminasi mekanisme *overpressure* secara kuantitatif. Diharapkan hasil penelitian ini nantinya berkontribusi sebagai referensi ilmiah dalam optimalisasi perencanaan pemboran dan mitigasi risiko *Non-Productive Time* (NPT) di Cekungan Sumatra Selatan.

5. UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Bapak Budhi Setiawan, S.T., M.T., Ph.D. atas bimbingan akademis, arahan ilmiah, dan masukan konstruktif yang diberikan selama proses penelitian dan penulisan artikel ini berlangsung. Penulis juga menyampaikan apresiasi kepada Saudara Benedictus Dicky Pradnya Agung Pramudhita dan Saudara M. Ayman Al Ghiffari selaku mentor selama pelaksanaan program magang pada fungsi *Well Operation, Petrophysics, and Data*

Management PT Pertamina Hulu Rokan Zona 4, atas bimbingan teknis, fasilitasi akses data, serta diskusi yang sangat bermanfaat dalam mendukung kelancaran penelitian ini.

6. REFERENSI

- Bowers, G. L. (1995). Pore Pressure Estimation From Velocity Data: Accounting for Overpressure Mechanisms Besides Undercompaction. *SPE Drilling & Completion*, 10(02), 89–95. <https://doi.org/10.2118/27488-PA>.
- Eaton, B. A. (1975). The Equation for Geopressure Prediction from Well Logs. Fall Meeting of the Society of Petroleum Engineers of AIME. <https://doi.org/10.2118/5544-MS>.
- Liu, X., Liu, B., Lyu, F., Li, C., & Zu, S. (2026). Pore pressure prediction method based on quantum support vector regression. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 178. <https://doi.org/10.1016/j.engappai.2026.115069>.
- Lu, B., Wang, Z., & Zhang, Y. (2022). Progress of theories and methods for prediction and detection of pore pressure in carbonate rock. *Acta Petrolei Sinica*, 43, 571–580. <https://doi.org/https://doi.org/10.7623/syxb202204010>.
- Mouchet, J. P., & Mitchell, A. (1989). *Abnormal pressures while drilling: origins, prediction, detection, evaluation* (2nd ed.). Editions Technip.
- Ngoroyemoto, T. F. K. (2021). Evaluating the Implications of Lineaments on Petroleum Fields: South Sumatra, Indonesia. *Journal of Applied Geology*, 6(2), 77. <https://doi.org/10.22146/jag.58161>.
- Peng, X., Yuan, B., Zhang, W., Wu, S., Fan, T., Wang, B., & Chen, Z. (2026). A deep learning architecture for fast simulation of subsurface in-situ pressure profile dynamics based on Conditional Wasserstein Generative Adversarial Network with Gradient Penalty. *Engineering Applications of Artificial Intelligence*, 164. <https://doi.org/10.1016/j.engappai.2025.113277>.
- Radwan, A. E. (2022). A multi-proxy approach to detect the pore pressure and the origin of overpressure in sedimentary basins: An example from the Gulf of Suez rift basin. *Frontiers in Earth Science*, 10. <https://doi.org/10.3389/feart.2022.967201>.
- Radwan, A. E., Abudeif, A. M., Attia, M. M., & Mohammed, M. A. (2019). Pore and fracture pressure modeling using direct and indirect methods in Badri Field, Gulf of Suez, Egypt. *Journal of African Earth Sciences*, 156, 133–143. <https://doi.org/10.1016/j.jafrearsci.2019.04.015>
- Ramdhan, A. M. (2022). *ANALISIS DAN PREDIKSI OVERPRESSURE DI CEKUNGAN SEDIMEN*. ITB Press.
- Ramdhan, A. M., & O'connor, S. (2022). Generation and estimation of overpressure from wireline logs using deterministic approaches in western Indonesia's Tertiary sedimentary basins. *Petroleum Geoscience*, 28(3). <https://doi.org/10.1144/petgeo2021-062>.
- Swarbrick, R. E., & Osborne, M. J. (1998). Mechanisms that generate abnormal pressure: an overview. In *Abnormal Pressures in Hydrocarbon Environments* (AAPG Memoir 70, pp. 13–34). AAPG.
- Terzaghi, K. (1943). *Theoretical Soil Mechanics*. Wiley. <https://doi.org/10.1002/9780470172766>.

-
- Tingay, M. R. P., Hillis, R. R., Swarbrick, R. E., Morley, C. K., & Damit, A. R. (2009). Origin of overpressure and pore-pressure prediction in the Baram province, Brunei. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 93(1), 51–74. <https://doi.org/10.1306/08080808016>.
- Traugott, M. (1997). Deepwater Technology Supplement to World Oil, August 1997 Pore Pressure and Fracture Pressure Determinations in Deepwater. *World Oil*, 218(8), 68–70.
- Zhang, D. Y., Ma, T. S., Liu, Y., & Zhang, D. C. (2025). A stacking ensemble approach for pore pressure prediction in real-time during drilling based on mud log data. *Petroleum Science*, 22(12), 5047–5067. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2025.09.020>..
- Zhang, J. (2011). Pore pressure prediction from well logs: Methods, modifications, and new approaches. In *Earth-Science Reviews* (Vol. 108, Numbers 1–2, pp. 50–63). <https://doi.org/10.1016/j.earscirev.2011.06.001>.
- Zoback, M. D. (2010). *Reservoir Geomechanics*. Cambridge University Press.