

Pemetaan Distribusi Lapisan Batubara Menggunakan Inversi *Accoustic Impedance* sebagai Potensi Gas CBM di Cekungan Barito

Rifdayani Hafifah¹, Handoyo Handoyo^{1*}, Asido Saputra Sigalingging¹, Sondang Samosir², Aladdin Nasibov³

¹Teknik Geofisika, Institut Teknologi Sumatera, Lampung Selatan, Indonesia

²Teknik Geofisika, Techwin South Betung Energy, Jakarta, Indonesia

³Azerbaijan State Oil and Industry University, Azerbaijan

DOI: <https://doi.org/10.29303/Goescienceed.v6i4.1390>

Article Info

Received: 06 September 2025

Revised: 18 November 2025

Accepted: 29 November 2025

Correspondence:

handoyo.geoph@tg.itera.ac.id

Abstract: Ketersediaan energi yang semakin menipis mendorong urgensi diversifikasi sumber energi, salah satunya pemanfaatan *Coal Bed Methane* (CBM). Batubara berperan sebagai *source rock* sekaligus reservoir bagi CBM sehingga sangat menarik untuk dipelajari karakteristiknya. Penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi dan memetakan distribusi lapisan batubara sebagai potensi CBM di Cekungan Barito melalui analisis inversi impedansi akustik. Data yang digunakan berupa data seismik 2D post-stack time migration (PSTM) sebagai input dan data sumur (log GR, NPHI, RHOB, sonic, dan ILD) sebagai kontrol, serta data checkshot dan marker untuk penentuan zona target. Hasil inversi AI dengan metode LPSS menghasilkan penampang impedansi akustik yang menunjukkan zona target Coal C pada kedalaman 665-700 m atau *time* 620-660 ms dengan nilai AI <5200 [(g/cc)(m/s)]. Korelasi antara sifat fisis batubara, respon log, dan hasil inversi AI menunjukkan keterkaitan yang konsisten terhadap sebaran lapisan batubara sebagai Lokasi potensi *Coal Bed Methane* (CBM).

Keywords: CBM, *Coal Bed Methane*, inversi, *Accoustic Impedance*.

Citation: Hafifah, R., Handoyo, H., Sigalingging, A. S., Samosir, S., & Nasibov, A. (2025). Pemetaan Distribusi Lapisan Batubara Menggunakan Inversi *Accoustic Impedance* sebagai Potensi Gas CBM di Cekungan Barito. *Jurnal Pendidikan, Sains, Geologi, dan Geofisika (GeoScienceEd)*, 6(4), 2304-2312. doi: <https://doi.org/10.29303/Goescienceed.v6i4.1390>

Pendahuluan

Di Indonesia, kebutuhan energi masih sangat bergantung pada minyak dan gas konvensional. Namun, eksploitasi yang terus berlangsung tanpa diimbangi dengan penemuan cadangan baru menyebabkan ketersediaannya semakin menipis. Kondisi ini mendorong urgensi diversifikasi sumber energi, salah satunya melalui pemanfaatan *Coal Bed Methane* (CBM) yang dianggap sebagai alternatif energi nonkonvensional dengan potensi besar meskipun pengembangannya di Indonesia masih terbatas (Nursanto dkk., 2024; Song dkk., 2012).

CBM merupakan gas alam yang terdiri dari 90% gas metana dan 10% gas lainnya, yang terperangkap dalam pori-pori batubara dan terbentuk bersamaan dengan proses pembatubaraan. Diperkirakan, Potensi sumber daya CBM di Indonesia mencapai 337 TCF yang tersebar di sebelas wilayah penghasil batubara, di antaranya Sumatera Selatan (120 TCF), Barito (75 TCF), Kutai (50 TCF), dan wilayah lainnya (Stevens & Hadiyanto, 2004). Potensi ini menjadikan CBM berpeluang menjadi sumber energi yang signifikan bagi ketahanan energi nasional selain energi hidrogen geologis (Stevens & Hadiyanto, 2004; Handoyo, 2025).

Email: handoyo.geoph@tg.itera.ac.id

Dalam konteks pemetaan, diperlukan pemahaman yang mendalam mengenai karakteristik fisis batubara seperti porositas, permeabilitas, ketebalan, serta kontinuitas lateral. Batubara berperan sebagai source rock sekaligus reservoir bagi CBM (Dallegge & Barker, 2000). Secara geofisis, lapisan batubara memiliki densitas dan kecepatan gelombang primer (V_p) yang rendah sehingga menimbulkan kontras impedansi akustik dengan batuan pengapitnya. Kontras inilah yang memungkinkan identifikasi batubara melalui metode geofisika, khususnya seismik inversi berbasis Acoustic Impedance (AI).

Untuk memperoleh data impedansi akustik, metode seismik refleksi digunakan sebagai langkah awal (Alabi & Enikanselu, 2019). Prinsipnya, gelombang seismik akan dipantulkan pada batas antar lapisan yang memiliki perbedaan sifat fisis. Intensitas gelombang pantul dipengaruhi oleh perbedaan sifat fisik antar lapisan, terutama impedansi akustik. Semakin besar kontras impedansinya, semakin kuat energi pantulan yang terekam. Data seismik refleksi inilah yang kemudian diolah untuk memperoleh informasi bawah permukaan secara lebih detail.

AI sendiri merepresentasikan kemampuan batuan dalam mentransmisikan dan memantulkan gelombang seismik (Asrim & Sarman, 2022). Nilainya berkorelasi dengan parameter fisik seperti litologi, porositas, fluida, tekanan, dan suhu. Karena AI meningkat seiring dengan kekerasan batuan, lapisan batubara dengan sifat akustik yang relatif rendah dapat teridentifikasi dengan jelas (Zhang dkk., 2023). Berikut persamaan yang merepresentasikan *acoustic impedansi*:

$$AI = \rho V$$

Dimana:

- AI : Acoustic Impedance ($m/s \text{ gr}/m^3$)
- P : Densitas (gr/cc)
- V_p : Kecepatan gelombang primer (m/s)

Variasi AI antar lapisan menghasilkan nilai koefisien refleksi (Sukmono, 1999), Koefisien refleksi merupakan nilai yang merepresentasikan bidang batas tiap medium yang memiliki harga impedansi akustik yang berbeda. Oleh karena itu, nilai koefisien refleksi dipengaruhi oleh perbedaan harga impedansi akustik tiap lapisan; semakin besar perbedaannya, semakin tinggi nilai koefisien refleksinya. Secara matematis, koefisien refleksi dirumuskan :

$$KR = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1}$$

Dimana :

- KR : Koefisien Refleksi
- AI_2 : Impedansi Akustik lapisan bawah ($m/s.gr/m^3$)
- AI_1 : Impedansi Akustik lapisan atas ($m/s.gr/m^3$)

Pendekatan lebih lanjut dilakukan melalui metode seismik inversi yang pada dasarnya merupakan kebalikan dari *forward modelling*. Seismik inversi terbagi menjadi *pre-stack inversion* dan *post-stack inversion*, dengan beberapa algoritma seperti *model-based*, *band-limited*, dan *sparse spike* (Russell & Hampson, 1991). Penelitian ini menerapkan metode *sparse spike inversion* pada data seismik 2D untuk mengonversi penampang seismik menjadi impedansi akustik (AI). Metode ini mampu mengekstraksi reflektivitas yang signifikan dengan resolusi vertikal tinggi, sehingga lapisan batubara yang tipis sekalipun dapat dikenali lebih baik daripada interpretasi berbasis amplitudo seismik semata. Oleh karena itu, paper ini bertujuan untuk memetakan distribusi lapisan batubara sebagai potensi gas CBM secara lebih detail dan realistis melalui penampang akustik impedansi dari target lapisan batubara Cekungan Barito (Formasi Warukin).

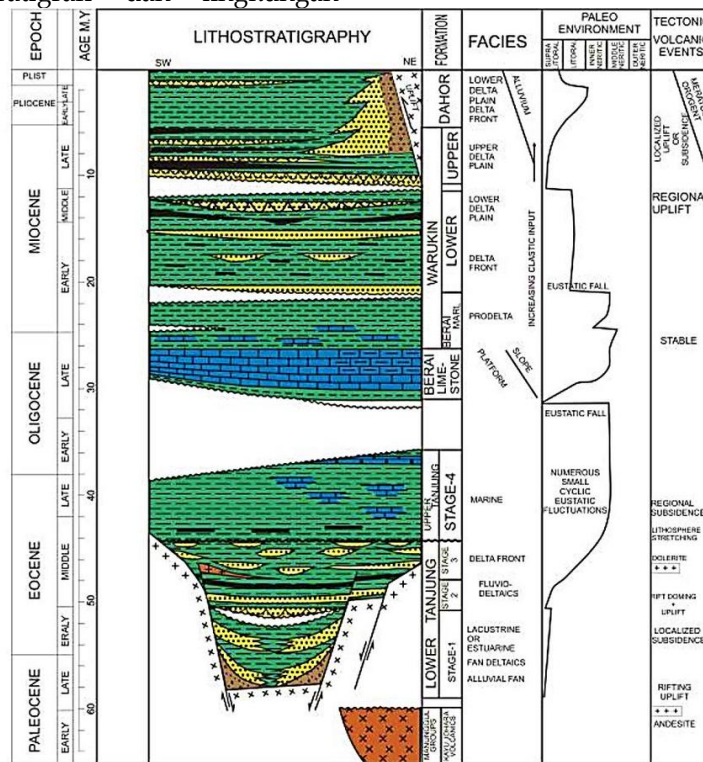
Secara geologis, daerah penelitian termasuk dalam Cekungan Barito, salah satu cekungan sedimen utama di Kalimantan yang memiliki potensi besar untuk pengembangan energi, khususnya *Coal Bed Methane* (CBM). Cekungan ini tergolong *foreland basin* yang terbentuk akibat proses *rifting* pada zona tumbukan (*suture belt*) pada kala Paleosen, sekitar 65–55 juta tahun lalu. Rangkaian batuan penyusunnya terdiri dari sedimen Kenozoikum yang tebal, terlipat dengan baik di bagian timur, dan secara stratigrafi tersusun atas empat formasi utama dari tua ke muda: Formasi Tanjung, Berai, Warukin, dan Dahor (Gambar 1), dengan kisaran umur Eosen Tengah hingga Pleistosen. Dari keempat formasi tersebut, Formasi Warukin merupakan lapisan pembawa batubara yang paling penting di cekungan ini. Formasi berumur Miosen–Pliosen tersebut terdiri atas perulangan batupasir kuarsa berbutir halus hingga kasar, batulempung pasir, batulempung gampingan, setempat mengandung konglomerat, serta beberapa lapisan batubara yang bervariasi ketebalannya.

Formasi Warukin dapat dibagi menjadi tiga zona utama. Bagian bawah terdiri dari batupasir yang tercampur batulempung gampingan serta lensa batugamping tipis, terbentuk pada lingkungan muka delta hingga dataran delta. Bagian tengah didominasi oleh batupasir, batulempung gampingan, dan batubara, yang mengindikasikan lingkungan pengendapan pada dataran delta. Sementara itu, bagian atas memperlihatkan perlapisan batubara tebal yang disertai lapisan batulempung di atasnya, batupasir tipis berlapis, serta sisipan batubara tipis di antara batulempung, yang menandakan lingkungan fluvial hingga dataran delta (Rachman dkk., 2022).

Distribusi lapisan batubaranya Pada Formasi Warukin relatif luas, sehingga memberikan prospek yang signifikan untuk eksplorasi CBM. Selain itu, keterdapatannya lapisan batubara yang tebal di bagian atas

formasi memberikan indikasi adanya akumulasi gas yang lebih baik. Dengan demikian, pemahaman mendalam terhadap stratigrafi dan lingkungan

pengendapan Formasi Warukin menjadi dasar penting untuk menilai prospek CBM di Cekungan Barito.



Gambar 1. Stratigrafi regional cekungan Barito (Kusuma & Darin , 1989)

Metode

Penelitian ini menggunakan data seismik 2D *post-stack time migration* (PTSM) sebagai data input, dan satu data sumur yang meliputi data log *gamma ray*, *neutron porosity* (NPHI), *density* (RHOB), *sonic* (P-wave), dan ILD sebagai data kontrol, serta didukung oleh data *checkshot* dan *marker* untuk memastikan keterikatan antara domain kedalaman dengan domain waktu, sekaligus mempertegas posisi zona target yang akan dianalisis.

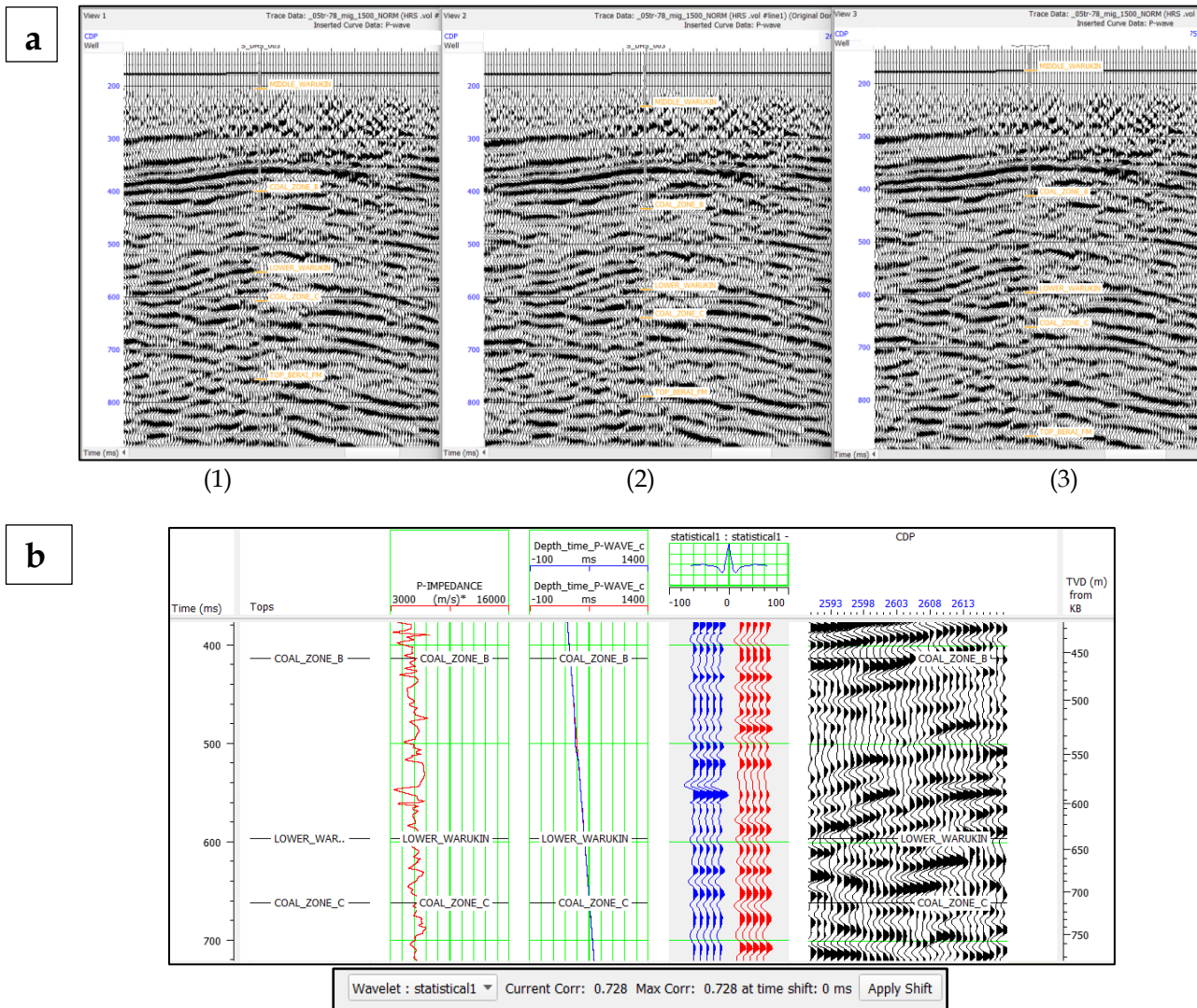
Pada tahapan awal, data *checkshot* diintegrasikan dengan log P-wave guna memperoleh kesesuaian yang lebih akurat antara domain kedalaman pada data sumur dan domain waktu pada data seismik. Hasil integrasi tersebut berupa log P-wave yang telah terkoreksi (*P-wave_ckk*), yang kemudian dijadikan sebagai acuan utama dalam proses *well-seismic tie* (Gambar 2a). Log terkoreksi ini digunakan sebagai dasar pembentukan seismogram sintetik sehingga keterkaitan antara data sumur dan data seismik dapat dipertanggungjawabkan.

Selain itu, dilakukan pula ekstraksi wavelet sebagai tahap penting dalam pemrosesan data seismik. Proses ini dilakukan untuk menghubungkan data log sumur dengan data seismik yang berada dalam domain yang berbeda. Wavelet yang diekstraksi berfungsi sebagai alat untuk mengaitkan kedua jenis data ini

dalam proses *well-seismic tie*, bentuk wavelet yang sesuai akan menghasilkan seismogram sintetik yang mendekati data seismik rill baik dari sisi amplitudo maupun fase, sehingga keberhasilan ekstraksi wavelet sangat menentukan hasil korelasi pada *well-seismic tie*.

Tahap *well-seismic tie* (Gambar 2b) kemudian dilakukan sebagai proses pengikatan data sumur dengan data seismik yang didasarkan pada perbedaan domain pada keduanya. Proses *well-seismic tie* bekerja dengan mengubah domain sumur yang semula dari domain kedalaman menjadi domain waktu sehingga marker yang ada pada sumur dapat diproyeksikan secara langsung ke dalam penampang seismik. Hasil pengikatan ini dievaluasi dengan cara membandingkan seismogram sintetik dengan data seismik aktual untuk mendapatkan nilai korelasi. Nilai korelasi dianggap memadai apabila lebih besar dari 0,5 atau mendekati 1, karena hal tersebut menunjukkan kesesuaian yang baik antara data sintetik dengan data lapangan. Hasil *well-seismic tie* dalam penelitian ini menunjukkan nilai korelasi sebesar 0,728 yang tergolong baik dan mendekati 1. Hal ini menunjukkan bahwa data sumur dan data seismik telah sejajar, sehingga reflektor berupa *peak* dan *trough* pada penampang seismik dapat dimanfaatkan secara optimal dalam proses horizon picking. Pada Gambar 2b diperlihatkan hasil korelasi, di mana seismogram sintetik ditampilkan dengan warna

biru, sedangkan data seismik aktual ditampilkan dengan warna merah. Kedua data tersebut memperlihatkan pola refleksi yang serupa, sehingga memperkuat keyakinan bahwa hasil tie telah dilakukan dengan baik dan dapat digunakan sebagai dasar pada tahapan inversi selanjutnya.

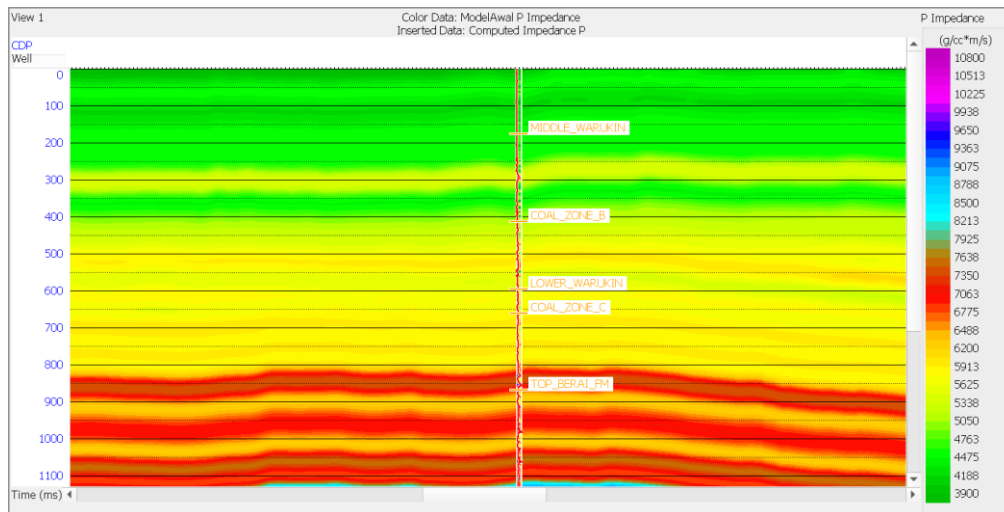


Gambar 2.a.(1) tampilan *trace seismic before checkshot correction*, a(2) *after checkshot correction*, a(3) *after well-seismic tie* secara berurutan, terlihat separasi besar pada marker geologi terhadap reflektor seismik. 2b. Well seismic tie menunjukkan korelasi data seismik dan data sumur.

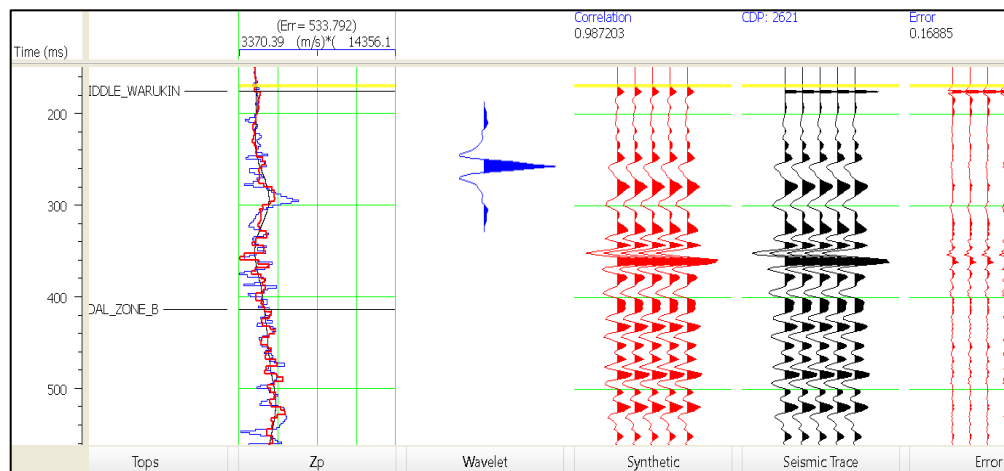
Tahap awal inversi dimulai dengan pembuatan inisial model pada data seismik yang dikontrol oleh data sumur dengan asumsi bahwa nilai impedansi akustik tiap lapisan terdistribusi dalam volume seismik. Dengan adanya kontrol dari data sumur, model awal yang dihasilkan mampu merepresentasikan kondisi bawah permukaan dengan lebih realistis, sehingga dapat menjadi dasar yang kuat untuk proses inversi selanjutnya. Hasil dari inisial model ialah representasi awal dari hasil inversi impedansi akustik. Nilai impedansi akustik ini diperoleh dengan mengasumsikan bahwa setiap lapisan geologi memiliki karakter fisis tertentu yang dapat digeneralisasikan ke dalam volume seismik. Tahapan ini menjadi penting karena kualitas hasil inversi sangat bergantung pada

ketepatan inisial model. Jika model awal mendekati kondisi geologi sebenarnya, maka hasil inversi yang dihasilkan juga akan semakin akurat dan konsisten.

Hasil inisial model yang ditunjukkan oleh Gambar 3 memperlihatkan pola stratigrafi yang konsisten dengan keberadaan beberapa lapisan coal tampak jelas dengan karakter impedansi akustik rendah (hijau) dengan rentang nilai AI 3900-5050 (ft/s)*(gr/cc) yang kontras terhadap lapisan pengapitnya (kuning dan merah) yang memiliki nilai menengah keatas dengan rentang 5338-7638 (ft/s)*(gr/cc). Perbedaan kontras ini memberikan indikasi yang jelas mengenai batas litologi. Dengan demikian, pembuatan inisial model tidak hanya memberikan gambaran awal distribusi AI, tetapi juga membantu memperkuat interpretasi geologi.



Gambar 3. Inisial model

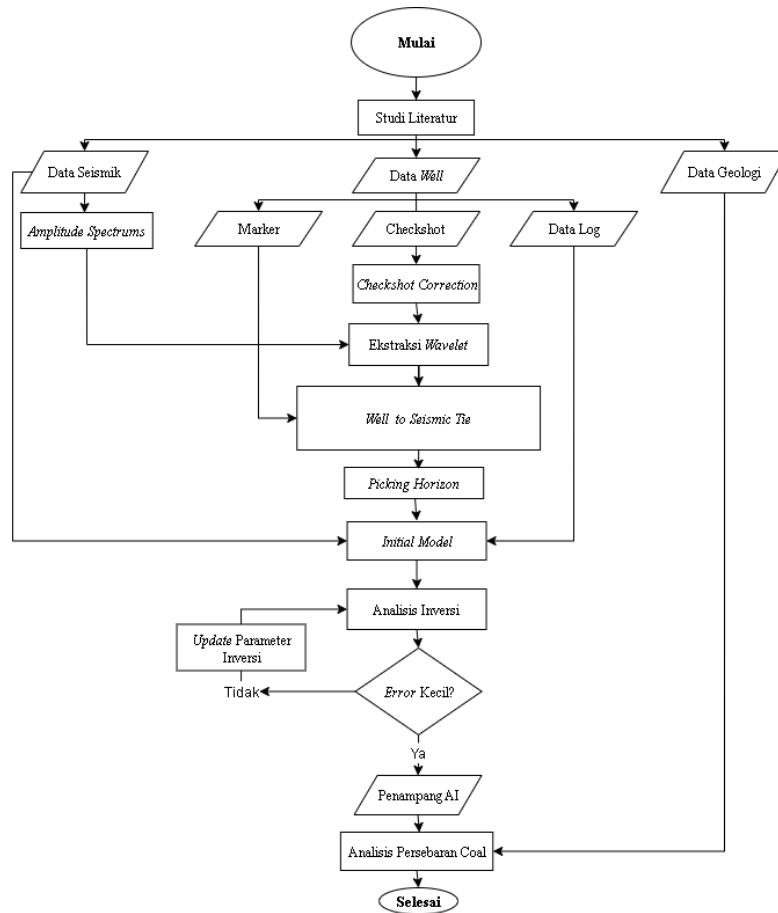


Gambar 4. Analisis pre-inversi menggunakan metode *Linear Programming Sparse Spike*.

Tiga parameter utama yang memengaruhi kualitas hasil inversi impedansi akustik adalah *trace seismic*, model awal, dan *wavelet*. Sebelum inversi dilakukan, analisis pra-inversi dengan pendekatan *Linear Programming Sparse spike* secara iteratif diperlukan untuk menilai sejauh mana korelasi antara data log, model inisial, dan hasil inversi. Metode inversi *sparse spike* mengasumsikan bahwa reflektivitas sesungguhnya terbentuk dari rangkaian *spike* berukuran kecil yang tersembunyi di dalam reflektivitas yang lebih dominan. Secara geologi, *spike* yang berukuran besar mencerminkan adanya ketidakselarasan atau batas utama antar litologi. Dalam perspektif inversi seismik, metode *sparse spike* dinilai mampu memanfaatkan kontrol tambahan untuk memperkirakan reflektivitas dengan cakupan *bandwidth* yang lebih luas dibandingkan metode dekonvolusi klasik lainnya. Dengan demikian, perolehan model inisial yang optimal akan mendukung proses inversi seismik untuk

menghasilkan penampang sebaran impedansi akustik yang merepresentasikan sifat fisis batuan dan memudahkan identifikasi litologi, khususnya batubara. Semakin tinggi tingkat korelasi yang diperoleh, maka semakin baik pula kualitas inversi impedansi akustik yang dihasilkan. Pada Gambar 4 ditampilkan hasil pra-inversi yang menunjukkan nilai korelasi antara seismogram sintetik dan *trace seismic* mencapai 0,987203, serta nilai *error* yang relatif kecil yaitu 0,16585.

Hal ini menjelaskan bahwa *wavelet* yang digunakan, yaitu *statistical wavelet*, mampu merepresentasikan respon seismik di area penelitian dengan baik. Kesesuaian pola dari seismogram sintetik (merah) dan *trace seismic* (hitam) terlihat serupa dan konsisten. Nilai batas minimum AI yang ditampilkan sekitar 3370 (g/cc)*(m/s), dengan kisaran *error* relatif kecil yakni sebesar 533,792. Berdasarkan tahapan yang telah diuraikan, alur penelitian ini dapat digambarkan melalui diagram alir yang ditunjukkan Gambar 5



Gambar 5. Diagram alir pengolahan

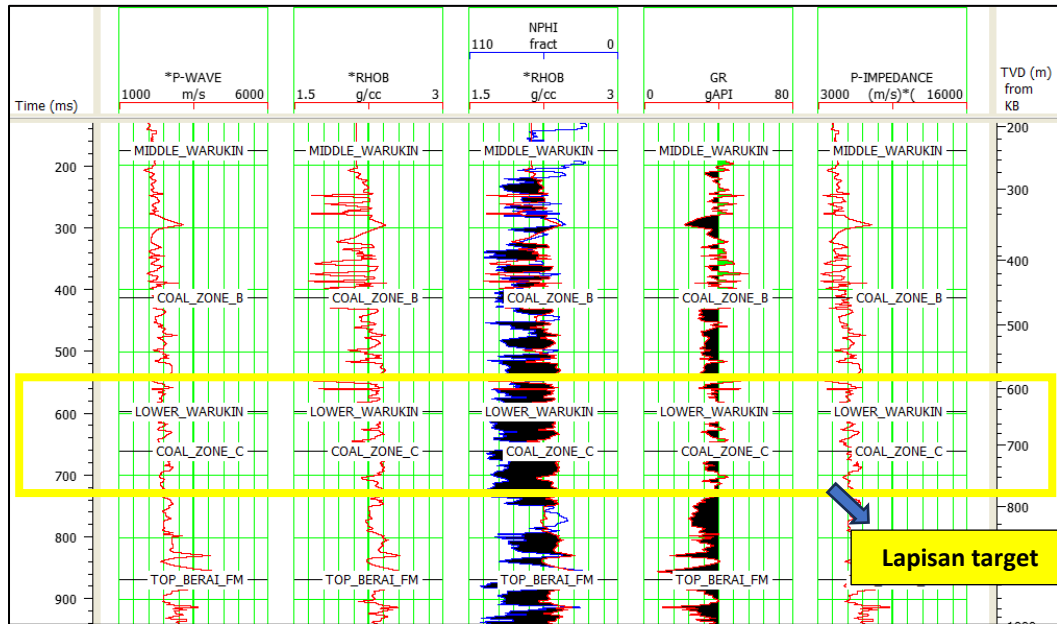
Hasil dan Pembahasan

Analisis data sumur dilakukan untuk mengidentifikasi dan menentukan zona-zona yang menjadi fokus dalam interpretasi. Interpretasi zona batubara dalam data sumur dilakukan dengan menggabungkan beberapa jenis log untuk mengurangi ambiguitas, karena setiap log memiliki keterbatasan jika dijadikan satu-satunya acuan. Keberadaan batubara dapat diidentifikasi melalui respons log sinar gamma yang rendah (defleksi ke kiri) akibat kandungan radioaktif yang minimal (<75 API), log densitas rendah (RHOB) (<1,75 g/cm³) dengan defleksi ke kiri, dan log porositas neutron (NPHI) yang menunjukkan defleksi ke kanan, mencerminkan porositas tinggi akibat kandungan hidrogen yang signifikan. Nilai tinggi pada log NPHI memperkuat indikasi saturasi gas metana. Integrasi antara log RHOB dan NPHI menghasilkan crossover, di mana besar-kecilnya separasi pada kedua kurva dapat menjadi indikator jenis fluida; separasi yang besar menunjukkan adanya gas (seperti gas metana batubara/CBM), sementara separasi yang kecil menunjukkan minyak atau air. Berdasarkan penjelasan

ini, penerapan pada data log yang tersedia menghasilkan identifikasi zona batubara (Gambar 6), yaitu lapisan batubara pada kedalaman 665-700 m (TVD).

Hasil inversi impedansi akustik menggunakan metode LPSS (*Linear Programming Sparse Spike*) berupa penampang AI (Gambar 7) yang menunjukkan zona batubara yang dapat diidentifikasi, yaitu lapisan batubara pada interval waktu 620-660 ms. Zona ini menunjukkan nilai AI rendah dengan nilai AI <5200 [(g/cc)(m/s)], didominasi warna biru muda hingga biru gelap, yang konsisten dengan sifat fisik batubara yang memiliki densitas dan kecepatan gelombang rendah, sehingga menunjukkan kapasitas pori yang mendukung akumulasi gas. Refleksi yang dihasilkan relatif lemah tetapi kontras dengan lapisan sekitar yang lebih padat. Sementara itu, pada kedalaman lebih dari 800 m, terdapat Formasi Berai, yang ditandai dengan warna merah hingga merah muda dan nilai AI tinggi >7000 [(g/cc)(m/s)], mencerminkan dominasi batupasir

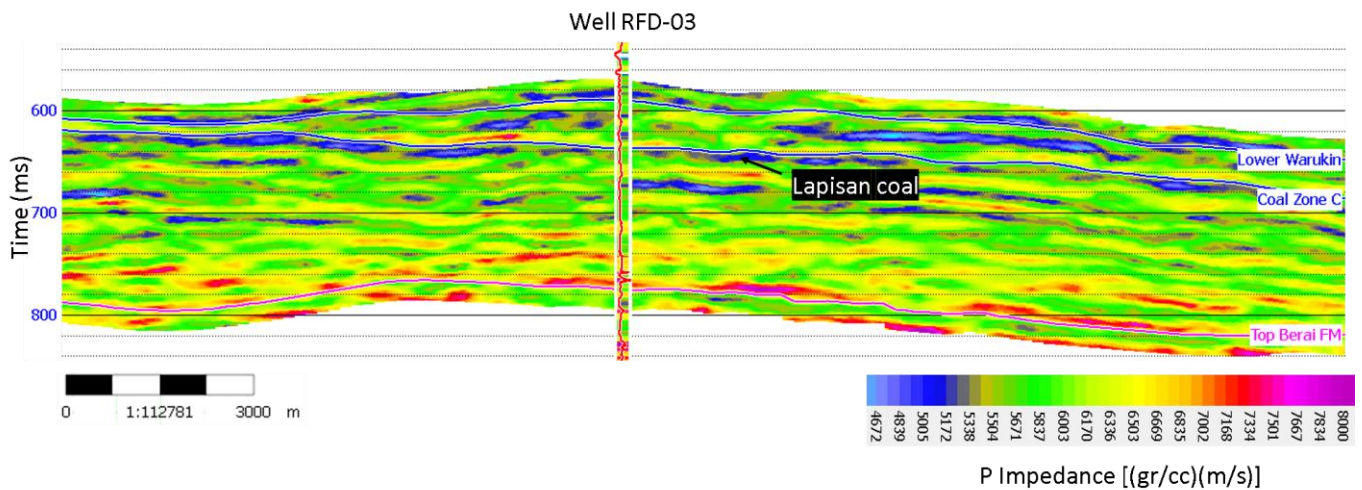
hingga serpih sebagai lapisan alami yang berfungsi sebagai *seal* untuk menahan gas.



Gambar 6. Analisis data log untuk menentukan zona *interest* berdasarkan parameter-parameter petrofisika

Kedalaman lapisan batubara merupakan faktor penting dalam menentukan potensi Gas Metana Lapisan Batubara (CBM). Lapisan batubara yang berada pada kedalaman >600 m umumnya dianggap sebagai area yang prospektif, karena tekanan overburden yang lebih tinggi di atasnya sehingga meningkatkan kemampuan adsorpsi metana. Pada kedalaman tersebut, batubara cenderung memiliki *rank* yang lebih tinggi, sehingga kandungan gas yang dihasilkan relatif besar. Rentang kedalaman yang optimal untuk akumulasi CBM adalah

antara 600 hingga 1200 meter, sebab pada kedalaman yang lebih dangkal (<300–400 meter), gas mudah menguap akibat tekanan rendah, sedangkan pada kedalaman yang terlalu dalam (>1200–1500 meter), permeabilitas menurun karena retakan tertutup oleh tekanan. Dengan demikian, keberadaan lapisan batubara C pada kedalaman lebih dari 600 meter dapat diinterpretasikan sebagai lapisan batubara dengan prospek CBM.



Gambar 7. Hasil inversi impedansi akustik dan zona target lapisan batubara.

Kesimpulan

Pada penelitian ini, hasil inversi impedansi akustik menggunakan metode LPSS (Linear Programming Sparse Spike) berupa penampang AI menunjukkan zona batubara yang dapat diidentifikasi yaitu lapisan batubara pada kedalaman 665-700 m atau interval waktu 620-660 ms. Zona ini ditandai oleh nilai AI rendah dengan nilai AI <5200 [(g/cc)(m/s)], didominasi warna biru muda hingga biru gelap. Zona ini dianggap prospek berdasarkan hasil analisis inversi AI dan analisis data log serta didukung dengan keberadaan lapisan dibagian bawah dan atas dengan nilai AI lebih tinggi yang berperan sebagai *seal* yang menjaga gas tetap

terjebak di batubara. Korelasi antara sifat fisis batubara, respon log, dan hasil inversi AI menunjukkan keterkaitan yang konsisten terhadap potensi *Coal Bed Methane* (CBM). Namun, diperlukan studi lanjutan dengan data pendukung (gas content, permeabilitas, dan hidrogeologi) yang bertujuan untuk meningkatkan akurasi dalam interpretasi.

Ucapan Terimakasih

Terima kasih kepada ITERA atas dukungan dalam penelitian ini. Juga kepada Techwin Energy atas akses data dari penelitian ini.

References

- Alabi, A., & Enikanselu, P. A. (2019). Integrating seismic acoustic impedance inversion and attributes for reservoir analysis over 'DJ' Field, Niger Delta. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 9(4), 2487-2496. <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0720-z>
- Asrim, & Sarman. (2022). Karakteristik Litologi Berdasarkan Crossplot Akustik Impedansi dan Gamma Ray. *Akademika Jurnal*, 20(1), 1-5.
- Dallegge, B. T. A., & Barker, C. E. (2000). Coal-Bed Methane Gas-In-Place Resource Estimates Using Sorption Isotherms and Burial History Reconstruction: An Example from the Ferron Sandstone Member of the Mancos Shale, Utah. In *Geologic Assessment of Coal in the Colorado Plateau: Arizona, Colorado, New Mexico and Utah*.
- Handoyo, H. (2025). A Kontribusi Geofisika dalam Eksplorasi Hidrogen Geologis (Geologic Hydrogen) di Bawah Permukaan. *Jurnal Pendidikan, Sains, Geologi, dan Geofisika (GeoScienceEd Journal)*, 6(1), 117-128.
- Nursanto, E., Rijalul Haq, S., & Inmarlinianto, I. (2024). The Overview of Indonesia Coal Bed Methane Resources. *Journal of Metallurgical Engineering and Processing Technology*, 4(2), 18. <https://doi.org/10.31315/jmept.v4i2.11170>
- Rachman, M. G., Prasetyadi, C., Subandrio, A., & Krisnabudhi, A. (2022). Kondisi Geologi dan Analisa Struktur Geologi Daerah Kecamatan Lahei, Murunggraya, dan Sekitarnya, Kabupaten Barito Utara, Provinsi Kalimantan Tengah. *Jurnal Ilmiah Geologi Pangea*, 9, 68-90.
- Russell, B., & Hampson, D. (1991). Comparison of poststack seismic inversion methods. *1991 SEG Annual Meeting, April*, 876-878. <https://doi.org/10.1190/1.1888870>
- Kusuma, I., Darin, T. (1989). The Hydrocarbon Potential of the Lower Tanjung Formation, Barito Basin, SE Kalimantan. Indonesian Petroleum Association, 18th Annual Convention, Jakarta, 107138.
- Song, Y., Liu, S., Zhang, Q., Tao, M., Zhao, M., & Hong, F. (2012). Coalbed methane genesis, occurrence and accumulation in China. *Petroleum Science*, 9(3), 269-280. <https://doi.org/10.1007/s12182-012-0209-6>
- Stevens, S. H., & Hadiyanto. (2004). Indonesia: Coalbed methane indicators and Basin evaluation. *SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, APOGCE, Figure 1*, 1431-1438. <https://doi.org/10.2118/88630-ms>
- Zhang, Z. X., Gong, F., Kozlovskaya, E., & Aladejare, A. (2023). Characteristic Impedance and Its Applications to Rock and Mining Engineering. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 56(4), 3139-3158. <https://doi.org/10.1007/s00603-023-03216-3>

