



Karakterisasi Reservoir Hidrokarbon Menggunakan Analisis Seismik Multi-atribut di Lapangan Teapot Dome, Wyoming, USA

Arikah Zhaafirah, Ida Herawati*

Teknik Geofisika, Universitas Pertamina

Abstrak

Inversi seismik merupakan metode yang umum digunakan dalam karakterisasi reservoir hidrokarbon. Namun, pendekatan ini terkadang belum cukup untuk merepresentasikan hubungan antara parameter seismik dan properti fisik batuan reservoir. Oleh karena itu, analisis seismik multi-atribut digunakan untuk meningkatkan korelasi antara kedua parameter tersebut. Penelitian ini bertujuan menganalisis distribusi porositas menggunakan analisis multi-atribut, serta mengevaluasi kualitas reservoir berdasarkan hasil estimasi porositas pada zona F1WC dan F2WC dari Formasi Frontier di Lapangan Teapot Dome. Data penelitian mencakup log sumur dari empat sumur (48-X-28, 88-DX-3, 67-1-TpX-10, dan 64-JX-15) serta data seismik 3D post-stack. Inversi berbasis model dilakukan untuk memperoleh volume impedansi akustik, yang kemudian digunakan sebagai masukan dalam analisis multi-atribut bersama atribut seismik lainnya. Korelasi antara porositas hasil multi-atribut dengan porositas dari log mencapai 0,766 dengan estimasi porositas berkisar 15–19%. Zona F1WC mempunyai porositas tertinggi (18%) di sumur 48-X-28 berasosiasi dengan impedansi akustik rendah, sedangkan area selatan (sekitar sumur 64-JX-15) memiliki porositas lebih rendah (17%) dengan impedansi akustik tinggi. Sebaliknya, zona F2WC memberikan porositas lebih rendah (16–17%) namun lebih konsisten antar sumur dan selaras dengan pola struktur. Meskipun sumur 64-JX-15 tetap menunjukkan porositas rendah dan impedansi tinggi, zona F2WC merepresentasikan kontrol kompaksi lebih stabil serta potensi reservoir lebih baik dibandingkan F1WC.

Kata kunci: Karakteristik Reservoir; Porositas; Inversi Model-Based, Seismik Multi-atribut

Abstract

Seismic inversion is a commonly used method in hydrocarbon reservoir characterization. However, this approach is sometimes insufficient to describe the relationship between seismic parameters and the physical properties of reservoir rocks. Therefore, multi-attribute seismic analysis is applied to improve the correlation between them. This study aims to analyze porosity distribution using multi-attribute analysis and to evaluate reservoir quality based on the estimated porosity within the F1WC and F2WC zones of the Frontier Formation in the Teapot Dome Field. The research data consist of well logs from four wells (48-X-28, 88-DX-3, 67-1-TpX-10, and 64-JX-15) and 3D post-stack seismic data. Model-based inversion was performed to obtain acoustic impedance (AI) volumes, which were then used as input in multi-attribute analysis along with other seismic attributes. The correlation between the predicted porosity with log porosity reached 0.766 with porosity estimates ranging from 15 to 19%. The F1WC zone shows the highest porosity (18%) in 48-X-28 well associated with low AI, while the southern area (around well 64-JX-15) exhibited lower porosity (17%) with high AI. In comparison, the F2WC zone exhibits slightly lower porosity values (16–17%) but shows a more consistent distribution between wells and aligns with the structural pattern. Although 64-JX-15 well still shows low porosity and high AI, the F2WC zone represents more stable compaction control and better reservoir potential compared to F1WC.

Keywords: Reservoir Characterization; Porosity; Model-Based Inversion; Multi-attribute Seismic

* Korespondensi : idaherawati@universitaspertamina.ac.id

Diajukan : 23 September 2025

Diterima : 21 November 2025

Diterbitkan : 16 Maret 2026

DOI: 10.14710/jgt.9.1.59-67

PENDAHULUAN

Karakterisasi reservoir menjadi salah satu tahapan penting dalam kegiatan eksplorasi dan produksi migas. Salah satu metode geofisika yang dapat mengintegrasikan data seismik dengan data log adalah metode seismik inversi. Seismik inversi merupakan proses untuk mengestimasi properti fisik bawah permukaan secara spasial dengan mengekstrak model dasar dari data seismik dan data log (Maurya dkk., 2020).

Dalam kasus tertentu, hubungan antara parameter seismik dengan properti reservoir cukup kompleks. Oleh karena itu digunakan pendekatan lain yaitu analisis seismik multi-atribut secara linear yang bertujuan untuk meningkatkan korelasi antara data seismik dan data log dalam memprediksi parameter petrofisika yang diinginkan (Hampson dkk., 2001).

Karakterisasi reservoir telah banyak dilakukan di Lapangan Teapot Dome dengan memanfaatkan ekstraksi atribut seismik. Lestari dkk. (2025) menggunakan atribut envelope dan RMS pada data seismik 3D Teapot Dome untuk mendeteksi zona prospektif hidrokarbon, dan hasilnya berhasil mengidentifikasi zona *bright spot* beramplitudo tinggi sebagai batu pasir pembawa hidrokarbon serta struktur antiklin dominan sebagai perangkap hidrokarbon. Haj & Herawati (2023) menerapkan metode inversi simultan untuk menganalisis Formasi First Wall Creek (F1WC) dan Second Wall Creek (F2WC), dan hasilnya menunjukkan bahwa reservoir minyak pada interval F2WC terindikasi berada di bagian barat laut daerah penelitian.

Meskipun berbagai penelitian tersebut telah berhasil menggambarkan distribusi porositas, mendeteksi zona hidrokarbon prospektif, serta membedakan litologi dan kandungan fluida, kajian yang secara khusus mengintegrasikan data log, inversi seismik berbasis model, serta analisis multi-atribut regresi linier pada Formasi Frontier masih terbatas. Formasi Frontier merupakan salah satu formasi penghasil minyak dan memiliki porositas yang cukup untuk menjadi reservoir komersial di lapangan ini. Lapangan Teapot Dome memiliki struktur antiklin yang berfungsi sebagai perangkap hidrokarbon yang mengisi Formasi Frontier dan lainnya. Saat ini ratusan sumur telah dibor di daerah tersebut, namun masih terdapat potensi dalam pengembangan cadangan tambahan maupun

peningkatan perolehan minyak dari lapangan ini. Oleh karena itu, penelitian ini bertujuan untuk menganalisis persebaran porositas dan mengevaluasi kualitas zona produksi hidrokarbon di Formasi Frontier, Lapangan Teapot Dome, dengan pendekatan terintegrasi tersebut.

Geologi Daerah Penelitian

Lapangan Teapot Dome merupakan lapangan penghasil hidrokarbon dengan struktur Laramide yang terbentuk pada akhir periode Kapur hingga Eosen. Lapangan ini terletak di bagian barat daya Powder River Basin, sekitar 30 mil di utara Casper, Wyoming, Amerika Serikat (Gambar 1). Struktur geologi Teapot Dome berbentuk antiklin memanjang yang asimetris, dengan kedua ujungnya miring dan dipisahkan oleh sesar berarah timur laut – barat daya (Onohuome, 2007).

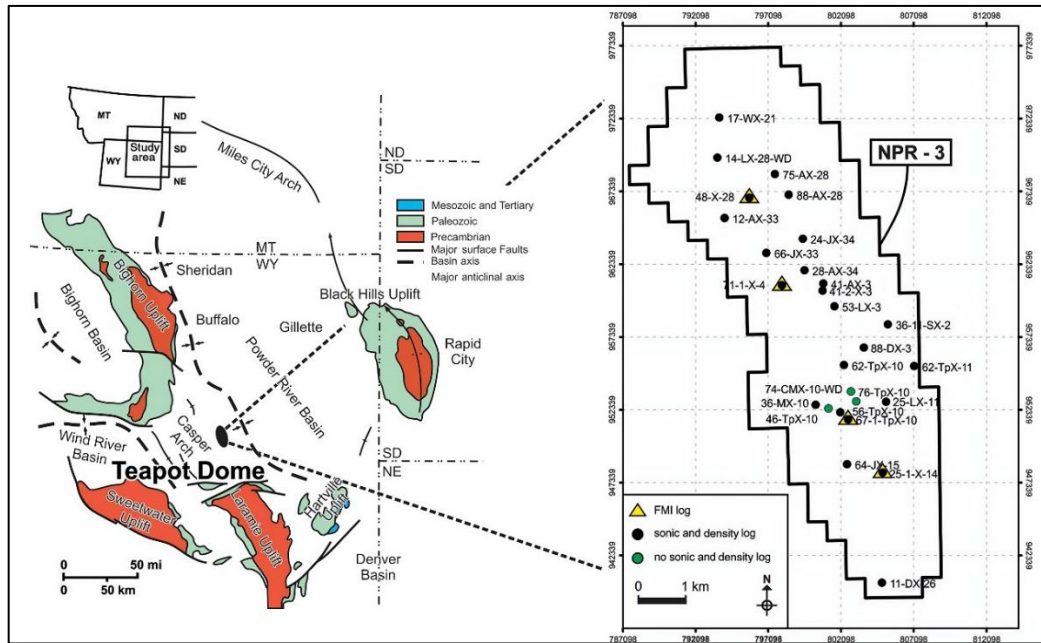
Stratigrafi Lapangan Teapot Dome memiliki beberapa formasi, salah satunya adalah Formasi Frontier. Formasi ini terbentuk selama periode Kapur Akhir, yang diendapkan sekitar 83,5 juta tahun lalu dalam lingkungan pasir pantai berenergi tinggi pada fase regresi Western Interior Seaway (Khan dkk., 2020). Formasi ini terbagi atas Wall Creek Sandstone Member, yang berperan sebagai reservoir utama dengan ketebalan mencapai 160 ft pada F1WC dan 65 ft pada F2WC, serta Belle Fourche Shale Member yang bersifat *non-reservoir* dan berada di antara unit pasir. Di atasnya, Formasi Carlisle Shale dengan ketebalan 240 ft berfungsi sebagai batuan penutup, sedangkan Formasi Mowry Shale dengan ketebalan 230 ft berperan sebagai batuan sumber utama sistem petroleum.

METODOLOGI

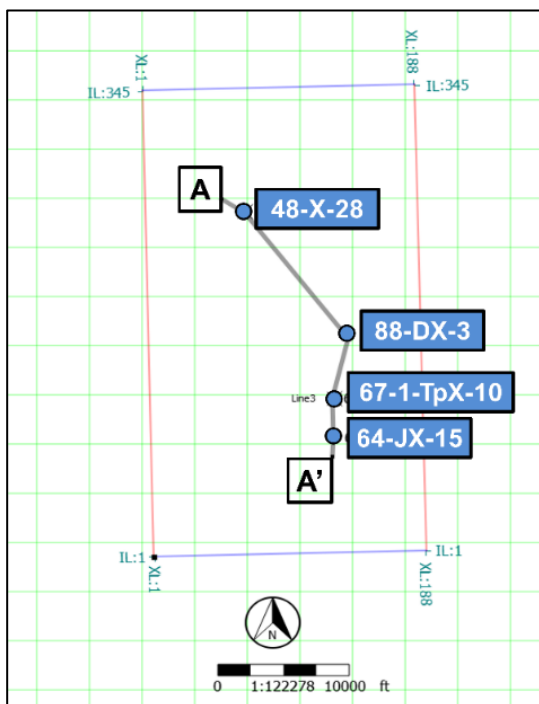
Data

Penelitian ini menggunakan empat data sumur dan data seismik 3D dari Rocky Mountain Oilfield Testing Center (RMOTC) yang ditunjukkan pada Gambar 2. Data seismik yang tersedia adalah volume 3D *post-stack time migrated*, sample rate 2 ms, interval 0 – 3000 ms, dengan cakupan area sekitar 72 km².

Penelitian ini menggunakan empat dataset log sumur, yaitu 48-X-28, 88-DX-3, 67-1-TpX-10, dan 64-JX-15. Sumur-sumur tersebut dipilih karena memiliki data log paling lengkap dalam dataset RMOTC. Data log tersebut adalah gamma ray (GR), resistivitas (RT), densitas (RHOB), porositas neutron (NPHI), dan sonik (DT) yang



Gambar 1. Lokasi Penelitian Teapot Dome, Wyoming, USA (Schneider dkk., 2016).



Gambar 2. Basemap

digunakan untuk menganalisis properti reservoir. Namun, data checkshot hanya tersedia untuk sumur 48-X-28, sehingga *pseudo* checkshot dibuat untuk tiga sumur lainnya berdasarkan data *marker* dan data horison.

Seismik Inversi Model-Based

Konsep dasar inversi berbasis model adalah menggunakan asumsi awal untuk model

impedansi akustik frekuensi rendah, yang kemudian disesuaikan melalui penyesuaian parameter untuk mencapai kesesuaian terbaik antara data seismik lapangan dan sintetis (Maurya, dkk., 2020). Teknik inversi seismik *post-stack* bertujuan untuk mendapatkan distribusi impedansi akustik dari *trace* seismik menggunakan model konvolusi. Pendekatan matematis ini diformulasikan pada persamaan 1 (Pranowo & Herawati, 2023).

$$S = WDL \quad (1)$$

Dimana, S adalah *trace* seismik, W adalah matriks wavelet, D adalah matriks selisih, dan L adalah logaritma impedansi akustik. Dalam studi ini, metode inversi berbasis model menggunakan metode *Generalized Linear Inversion* (GLI). GLI adalah proses untuk memperoleh model impedansi akustik yang paling sesuai dengan data yang diamati, dengan meminimalkan kesalahan rata-rata. Hal ini dapat diekspresikan dalam persamaan 2 (Maurya, dkk., 2020).

$$F(M) = F(M_0) + \frac{\partial F M_0}{\partial M} \Delta M \quad (2)$$

Dimana, $F(M)$ adalah data yang diobservasi (*trace* seismik), $F(M_0)$ adalah respons dari model awal (sintetis seismogram), M_0 adalah model awal, M adalah model sebenarnya, ΔM adalah perubahan parameter model, dan $\frac{\partial F M_0}{\partial M}$ adalah perubahan respons model terhadap parameter model.

Seismik Multi-atribut

Atribut seismik diekstraksi untuk meningkatkan akurasi prediksi distribusi reservoir (Barnes, 2016). Atribut seismik memberikan informasi mengenai karakteristik geometris, kinematis, dinamis, atau statistik dari data seismik (Chen & Sidney, 1997). Salah satu metode sederhana untuk menganalisis hubungan antara atribut seismik dengan properti reservoir adalah dengan melakukan crossplot antara atribut seismik dengan properti reservoir dari data log yang tersedia contohnya log porositas, saturasi air (Hampson dkk., 2001).

Analisis seismik multiatribut melibatkan lebih dari satu atribut seismik untuk memprediksi properti reservoir melalui pendekatan linier ataupun *non*-linier. Salah satu metode multi-atribut linier yang sering digunakan adalah *Stepwise Regression* (Draper & Smith, 1998). Metode ini dimulai dengan pengujian banyak atribut seismik, selanjutnya dilakukan pemilihan satu atribut yang memiliki korelasi tertinggi dengan log target pada sumur yang ada. Kemudian, atribut ini akan digabungkan dengan atribut lain untuk meningkatkan korelasi. Pemilihan atribut akan dilakukan secara berurutan dan berulang hingga diperoleh kombinasi yang memberikan hasil terbaik. Kombinasi atribut tersebut akan diaplikasi ke data seismik untuk mendapatkan volum properti reservoir.

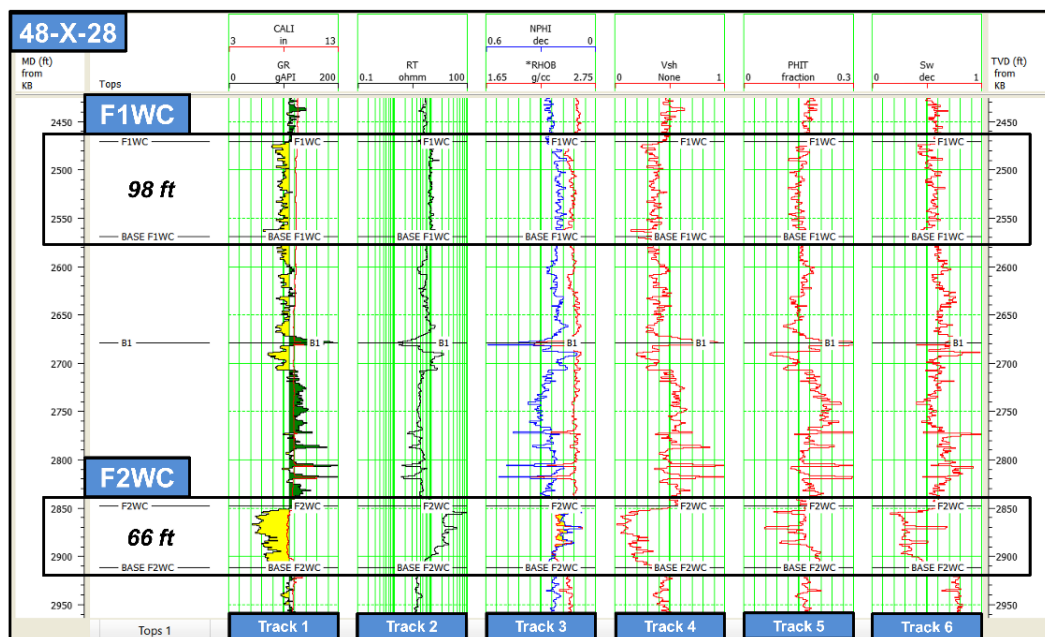
HASIL

Analisis Log Sumur

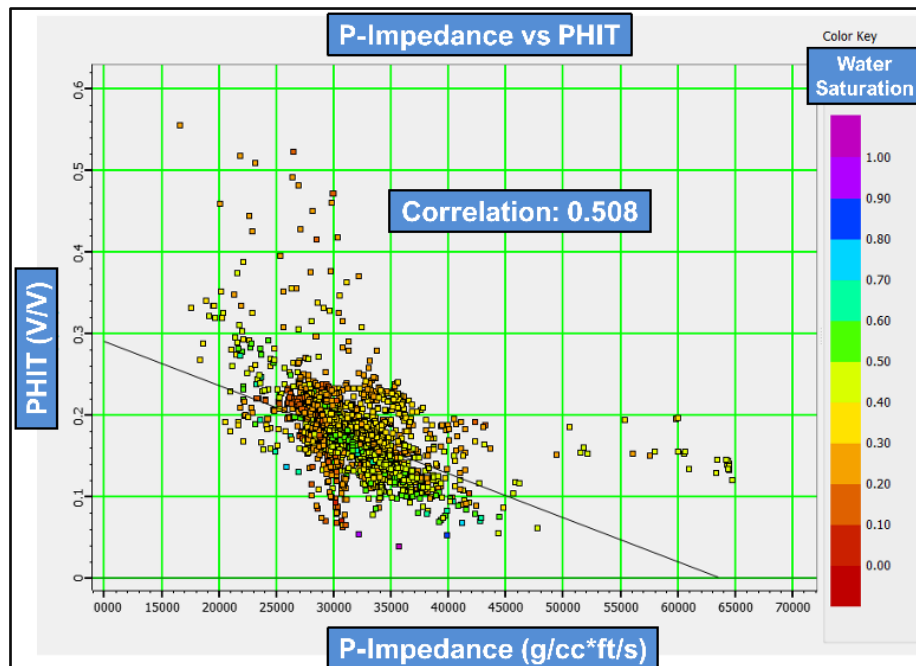
Sumur 48-X-28 dijadikan sumur acuan dalam menganalisis data-data log. Berdasarkan log gamma ray, target reservoir diidentifikasi berada di dua zona yaitu F1WC dan F2WC seperti ditunjukkan pada Gambar 3. Analisis log resistivitas menunjukkan bahwa zona F1WC memiliki nilai resistivitas rendah, sementara reservoir F2WC memiliki nilai resistivitas relatif tinggi, yang mengindikasikan adanya hidrokarbon dengan fluida jenis minyak. Interpretasi ini didukung oleh pola *cross-over* yang diamati pada kurva densitas dan log *neutron* porositas.

Analisis Crossplot

Analisis crossplot dilakukan untuk mengevaluasi tingkat sensitivitas log target terhadap impedansi akustik (*acoustic impedance*, AI). Analisis sensitivitas dilakukan pada data empat sumur, dengan fokus pada interval target yaitu dari Top F1WC hingga Base F2WC, seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4. Dari grafik terlihat bahwa nilai korelasi antara porositas dan impedansi akustik adalah 0.58. Korelasi ini tidak cukup kuat untuk mengestimasi nilai porositas hanya berdasarkan informasi impedansi akustik. Oleh karena itu, atribut seismik tambahan diperlukan untuk mendukung estimasi porositas di wilayah penelitian.



Gambar 3. Interpretasi sumur 48-X-28



Gambar 4. Crossplot antara akustik impedansi dan porositas total disemua sumur pada zona target.

Seismik Inversi *Model-Based*

Inversi *model-based* dilakukan untuk memperoleh volum AI yang merupakan salah satu atribut seismik yang akan digunakan pada analisis multi-atribut. Korelasi antara AI hasil inversi dan AI dari data log sumur menunjukkan nilai sebesar 0,817, yang mengindikasikan tingkat kesesuaian yang relatif tinggi. Distribusi nilai impedansi akustik berada pada rentang 28.290 – 35.937 g/cc*ft/s (Gambar 5).

Interpretasi kualitatif memperlihatkan adanya kontras yang jelas antara zona impedansi akustik rendah dan tinggi, dengan nilai rendah direpresentasikan dalam warna ungu, sedangkan nilai tinggi diindikasikan oleh warna hijau.

Seismik Multi-atribut

Analisis multi-atribut dilakukan dengan menggunakan kombinasi tujuh atribut, dengan urutan sebagai berikut : *1/(Inverted Zp), Second Derivative, Second Derivative Instantaneous Amplitude, Cosine Instantaneous Phase, Quadrature Trace, Relative Acoustic Impedance, and Envelope*. Hasil crossplot antara prediksi porositas dengan porositas dari log menunjukkan korelasi yang bagus, dengan nilai korelasi sebesar 0.766 dan error 0.012. Dari kombinasi tersebut terlihat bahwa atribut impedansi akustik hasil inversi *model-based* merupakan atribut utama pertama yang artinya memberikan korelasi

terbaik dan penambahan atribut seismik meningkatkan korelasi dari 0.588 menjadi 0.766.

Gambar 6 menunjukkan porositas hasil multi-atribut pada penampang yang melintasi empat sumur dengan nilai porositas berkisar antara 13% hingga 20%. Warna merah merepresentasikan zona porositas tinggi dan hijau mewakili zona porositas sedang. Zona-zona ini berpotensi menjadi bagian dari reservoir dengan kualitas penyimpanan fluida yang lebih baik. Sementara itu, warna ungu hingga biru mengindikasikan zona dengan porositas rendah yang kurang efektif sebagai reservoir. Secara umum, porositas yang diprediksi pada interval F1WC berkisar antara 15% hingga 18%, sedangkan interval F2WC menunjukkan nilai 16% hingga 20%.

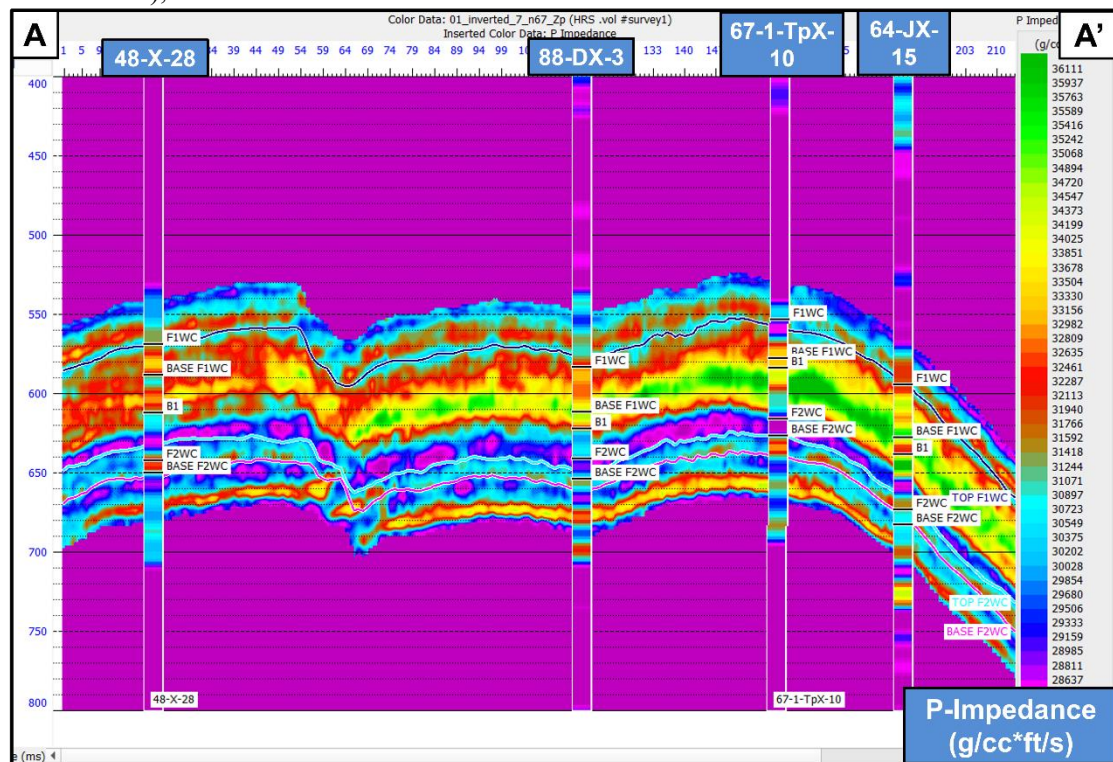
PEMBAHASAN

Setelah didapatkan penampang AI dan porositas, dilakukan *slicing* pada zona target di kedua volum tersebut untuk melihat persebaran impedansi dan porositas secara lateral.

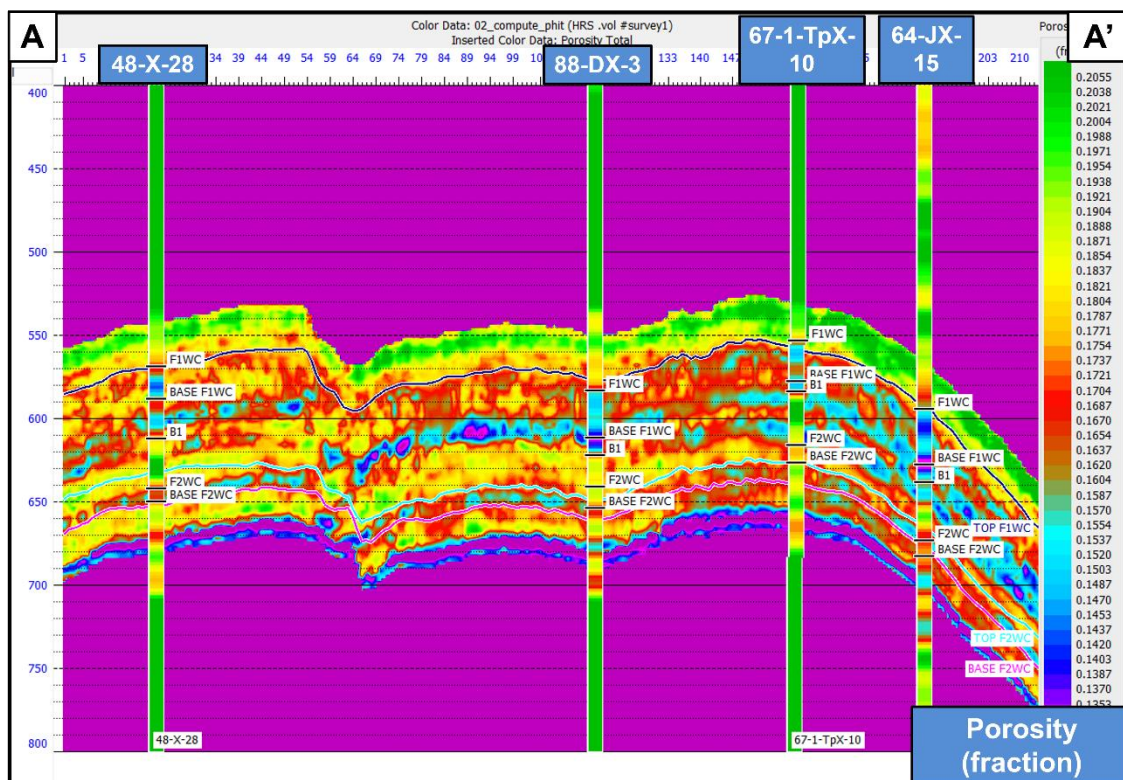
Distribusi Zona F1WC

Nilai impedansi akustik dari interval Top F1WC hingga Top F1WC +20ms menunjukkan variasi yang signifikan antar sumur, yaitu 30.750 – 33.750 g/cc*ft/s (Gambar 7a). Nilai AI tertinggi ditemukan di bagian selatan, di sekitar sumur 64-JX-15, dengan nilai sekitar 32.625–32.750 g/cc*ft/s. Sedangkan, pada wilayah utara,

(sumur 48-X-28),



Gambar 5. Penampang inversi model-based dari horizon Top F1WC pada -35ms hingga horizon Base F2WC pada +35ms



Gambar 6. Penampang porositas total dari horizon Top F1WC pada -35ms hingga horizon Base F2WC pada +35ms.

(sumur 48-X-28), menunjukkan nilai AI yang lebih rendah sekitar 31.625–31.750 g/cc* ft/s . Pada interval yang sama, peta porositas menunjukkan bahwa sumur 48-X-28 memiliki porositas tertinggi, mencapai 18%, sementara tiga sumur lainnya berkisar sekitar 17% (Gambar 7b). Hal ini disebabkan oleh posisi struktural dari F1WC.

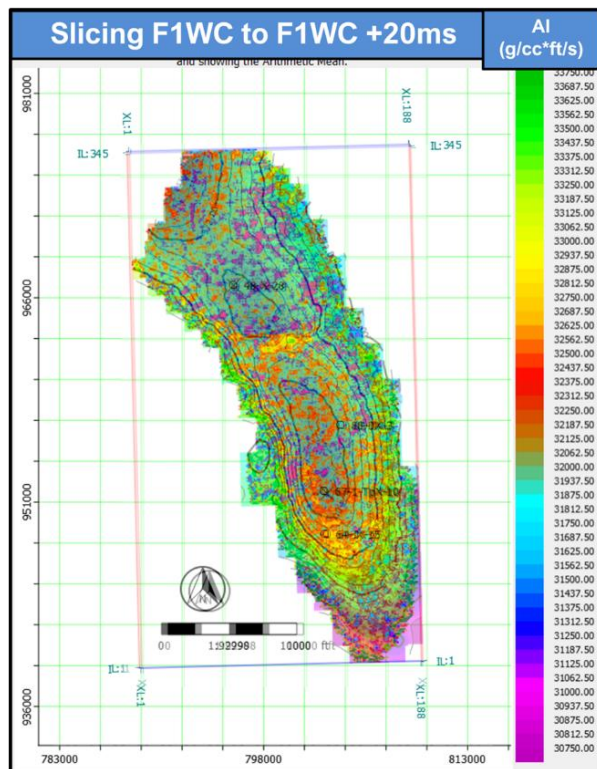
Integrasi dengan peta struktur waktu pada Gambar 7 menunjukkan bahwa zona dengan porositas tinggi dan AI rendah cenderung berada di bagian timur laut lapangan, yang bertepatan dengan puncak antiklin. Sebaliknya, ke arah selatan terjadi penurunan porositas dan peningkatan AI, yang sesuai dengan area struktural yang lebih rendah.

Distribusi Zona F2WC

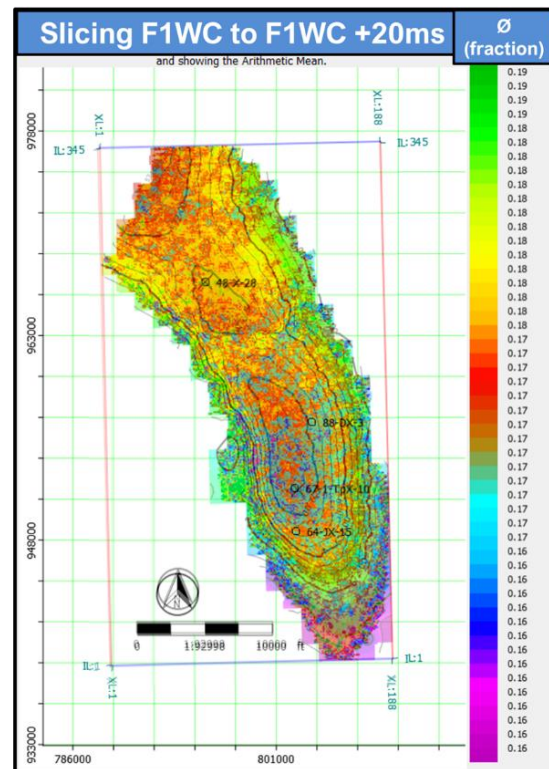
Nilai impedansi akustik (AI) dari interval Top F2WC hingga Base F2WC memiliki rentang nilai dari 28.750–32.750 g/cc* ft/s (Gambar 8a). Nilai AI tertinggi ditemukan di bagian selatan, terutama di sumur 64-JX-15, dengan nilai sekitar 31.500 – 31.750 g/cc* ft/s . Sementara itu, tiga

sumur lainnya memiliki nilai AI yang lebih rendah, sekitar 30.000–30.250 g/cc* ft/s . Pada peta porositas, sumur 64-JX-15 memiliki porositas lebih rendah, sekitar 16%, sementara tiga sumur lainnya memiliki nilai porositas sekitar 17% (Gambar 8b). Pola ini mengindikasikan bahwa zona F2WC di sumur 64-JX-15 memiliki batuan yang lebih padat karena berada pada struktur lebih dalam, sedangkan zona yang lebih dangkal dengan porositas lebih tinggi kemungkinan merepresentasikan kualitas reservoir yang lebih baik.

Integrasi dengan peta struktur waktu memperlihatkan bahwa bagian selatan memiliki nilai AI lebih tinggi dan porositas lebih rendah, mencerminkan kompaksi yang lebih besar pada struktur yang lebih dalam. Sementara itu, pada zona struktural dangkal, AI relatif lebih rendah tetapi porositas tidak menunjukkan peningkatan signifikan. Kondisi ini menegaskan bahwa porositas tetap dipengaruhi oleh kompaksi yang berkaitan dengan kedalaman struktural, meskipun nilai AI tidak selalu tinggi.

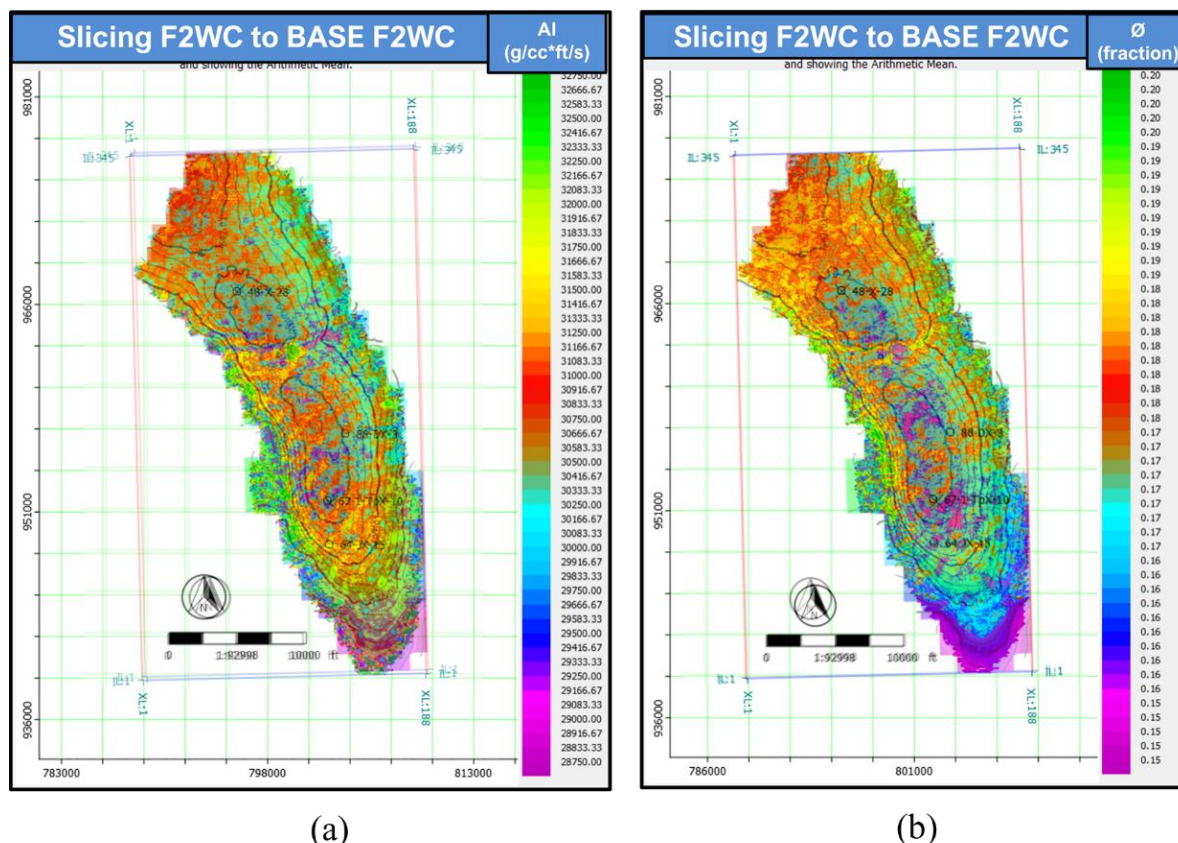


(a)



(b)

Gambar 7. Overlay Time Structure Map pada (a) Peta slicing P-Impedance; (b) slicing porositas dari horizon Top F1WC sampai horizon F1WC +20ms



Gambar 8. Overlay Time Structure Map pada (a) Peta slicing P-Impedance; (b) slicing porositas dari horizon Top F2WC sampai horizon Base F2WC

KESIMPULAN

Distribusi porositas hasil analisis multi-atribut memperlihatkan hubungan yang konsisten dengan struktur daerah studi. Pada zona F1WC, porositas berkisar 16–19%, dengan nilai tertinggi (18%) di sumur 48-X-28 pada bagian utara yang dangkal, sedangkan nilai porositas lebih rendah (17%) dan AI lebih tinggi dijumpai di selatan, terutama di sumur 64-JX-15. Pola serupa terlihat pada zona F2WC, dengan porositas 16–17%, nilai terendah (16%) terdapat di sumur 64-JX-15, sementara tiga sumur lainnya sekitar 17%. Hal ini mengindikasikan bahwa kompaksi akibat kedalaman struktural merupakan faktor utama pengendali porositas.

Evaluasi kualitas reservoir berdasarkan porositas menunjukkan bahwa zona F2WC memiliki potensi lebih baik dibandingkan F1WC. Pada F1WC, porositas tertinggi hanya muncul di satu sumur dan tidak konsisten dengan tren AI, sedangkan F2WC menunjukkan porositas lebih seragam yang mengikuti pola struktural dengan jelas, mencerminkan kontrol kompaksi yang lebih stabil. Meski demikian, porositas saja belum cukup untuk menilai kualitas reservoir

secara menyeluruh, sehingga diperlukan integrasi dengan parameter petrofisika lainnya seperti volum lempung dan saturasi fluida. Volum lempung yang menunjukkan persebaran litologi reservoir batupasir juga dapat diestimasi dengan menggunakan metode multiatribut seismik. Sementara itu untuk mendapatkan persebaran saturasi fluida diperlukan juga atribut seismik yang melibatkan kecepatan gelombang geser contohnya atribut V_p/V_s , Impedansi *Shear*, maupun λ -rho- μ yang lebih sensitif terhadap keberadaan fluida. Atribut tersebut dapat menjadi salah satu masukan untuk proses multiatribut untuk memprediksi nilai saturasi fluida.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada situs web RMOTC (Rocky Mountain Oilfield Testing Center) atas penyediaan data penelitian yang dapat diakses secara gratis. Ucapan terima kasih juga disampaikan kepada GeoSoftware atas akses perangkat lunak Hampson Russell kepada Teknik Geofisika, Universitas Pertamina.

DAFTAR PUSTAKA

- Barnes, A. E. (2016). *Handbook of Poststack Seismic Attributes*. Society of Exploration Geophysicists. DOI: <https://doi.org/10.1190/1.9781560803324>
- Chen, Q., & Sidney, S. (1997). Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring. *The Leading Edge*, 16(5), hal. 445–448. DOI: <https://doi.org/10.1190/1.1437657>
- Draper, N. R., & Smith, H. (1998). *Applied Regression Analysis*. Wiley. DOI: <https://doi.org/10.1002/9781118625590>
- Haj, M.I., & Herawati, I. (2023). Identifikasi Prospek Hidrokarbon menggunakan Metode Inversi Simultan pada Lapangan Teapot Dome, Wyoming. *Jurnal Rekayasa Geofisika Indonesia*, 5(02), hal. 82–97. DOI: <https://doi.org/10.56099/jrgi.v5i02.4>
- Hampson, D. P., Schuelke, J. S., & Quirein, J. A. (2001). Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data. *Geophysics*, 66(1), hal. 220–236. DOI: <https://doi.org/10.1190/1.1444899>
- Khan, H. A., Sultan, M., Khan, M. J., Alvarez, M. D., Mehdi, D., & Aqib, M. (2020). A case study of 3D geomodelling of Frontier Formation Second Wall Creek Sand, Teapot Dome, Wyoming, USA. *Journal of Applied Geophysics*, 180(4), hal. 104114. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2020.104114>
- Lestari, P. Y., Adhi, M. A., & Hardyanto, W. (2025). 3D Seismic Interpretation to determine Hydrocarbons in the 25-X-14 and 64-JX-15 wells of the Teapot Dome Basin using Envelope Attributes and RMS attributes *Jurnal Neutrino: Jurnal Fisika Dan Aplikasinya*, 17(2), hal. 67-75. DOI: <https://doi.org/10.18860/neu.v17i2.29927>
- Maurya, S. P., Singh, N. P., & Singh, K. H. (n.d.). *Springer Geophysics Seismic Inversion Methods: A Practical Approach*. DOI: <http://www.springer.com/series/10173>
- Onohuome Okojie-Ayoro, A. (2007). *An Approach to Mapping of Shallow Petroleum Reservoirs Using Integrated Conventional 3D and Shallow P-and SH-Wave Seismic Reflection Methods at Teapot Dome Field in Casper, Wyoming*. Brigham Young University.
- Pranowo, W., & Herawati, I. (2023). Amplitude preservation and seismic inversion reliability post spectral shaping. *The Leading Edge*, 42(7), hal. 492–501. DOI: <https://doi.org/10.1190/tle42070492.1>
- Schneider, S., Eichkitz, C. G., Schreilechner, M. G., & Davis, J. C. (2016). Interpretation of fractured zones using seismic attributes — Case study from Teapot Dome, Wyoming, USA. *Interpretation*, 4(2), hal. T273–T284. DOI: <https://doi.org/10.1190/INT-2015-0210.1>