



Intergrasi Seismik Menggunakan Atribut Seismik dan Amplitude *Variation with Frequency (AVF)* pada Lapangan *Penobscot* untuk Mengidentifikasi Fluida pada *Tight Sand*

Muhamad Rizky Adi Purnomo^{1*}, Mokhammad Puput Erlangga¹, Muhammad Hafizh¹, Akhmad Khoirunas¹

¹Program Studi Teknik Geofisika, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sumatera, Lampung, Indonesia

DOI: <https://doi.org/10.29303/goescienceed.v6i4.1537>

Article Info:

Received : 10 September 2025
Revised : 09 Oktober 2025
Accepted : 23 Oktober 2025
Published : 23 November 2025

Correspondence:

Muhamad Rizky Adi Purnomo

Phone

Abstract: This study aims to identify the presence of hydrocarbon-bearing fluids within the tight sand intervals of the Mississauga Formation in the Penobscot Field, Scotia Basin, Canada, through the analysis of amplitude- and frequency-based seismic attributes. The primary dataset comprises 3D seismic volumes processed using Pre-Stack Time Migration (PSTM), supported by well data from Penobscot L-30 and B-41 as lithology and fluid controls. A suite of seismic attributes – including RMS Amplitude, Envelope, Sweetness, Instantaneous Q, Intercept (A), Gradient (B), Low-Frequency Amplitude (15 Hz), and Amplitude Variation with Frequency (AVF) – was computed to evaluate lithological variations and fluid responses within the target interval. Among these, four key attributes – Sweetness, Envelope, Low-Frequency Amplitude (15 Hz), and AVF – were selected for integrated analysis using a multiplicative workflow following data normalization. The integration results reveal pronounced low-frequency (15–25 Hz) amplitude anomalies associated with an anticlinal crest in the central-southern part of the study area. This zone is interpreted as a gas-saturated sandstone layer characterized by low acoustic impedance and significant poroelastic effects. The integrated, normalized multi-attribute approach proves effective in enhancing seismic responses attributable to fluid presence and provides a robust basis for reservoir characterization in unconventional systems, particularly tight-sand environments.

Keywords: Sweetness, Envelope, Low-Frequency Amplitude, AVF, tight sand, 3D seismic, hydrocarbons

Citation: purnomo, M. R., Erlangga, M. P., Hafizh, M., & Khoirunas, A. (2025). Intergrasi Seismik Menggunakan Atribut Seismik dan Amplitude *Variation with Frequency (AVF)* pada Lapangan *Penobscot* untuk Mengidentifikasi Fluida pada *Tight Sand*. *Jurnal Pendidikan, Sains, Geologi, Dan Geofisika (GeoScienceEd Journal)*, 6(4), 2134–2142. <https://doi.org/10.29303/goescienceed.v6i4.1537>

Pendahuluan

Eksplorasi dan karakterisasi reservoir hidrokarbon saat ini semakin menekankan pentingnya analisis berbasis data seismik 3D, terutama untuk mengidentifikasi sifat fisik dan kandungan fluida batuan bawah permukaan. Salah satu tantangan besar dalam interpretasi seismik adalah membedakan anomali amplitudo yang disebabkan oleh variasi litologi, porositas, dan saturasi fluida. Hal ini menjadi semakin kompleks pada sistem tight sand reservoir, di mana sifat batunya yang sangat kompak menyebabkan respon seismik yang lemah dan tidak selalu

mencerminkan keberadaan fluida secara langsung (Erlangga dkk., 2024).

Reservoir tight sand termasuk dalam kategori non-konvensional, di mana fluida hidrokarbon terperangkap di dalam pori-pori mikroskopik dan tidak dapat mengalir secara bebas tanpa adanya rekahan alami atau stimulasi buatan. Identifikasi hidrokarbon pada sistem ini memerlukan pendekatan integratif dari sisi seismik dan petrofisika untuk membedakan anomali akibat fluida dari pengaruh litologi dan tekanan pori (Wang dkk., 2020). Dalam konteks ini, atribut seismik memainkan peran penting dalam interpretasi

Email: adipurnomorizky60@gmail.com

kandungan fluida dan sifat elastik batuan di bawah permukaan. Atribut seperti *RMS Amplitude*, *Envelope*, *Sweetness*, *Instantaneous Q*, dan *Amplitude Versus Offset (AVO)* banyak digunakan untuk mengidentifikasi reflektor anomali serta menafsirkan perubahan fisik batuan (Sulaiman dkk., 2023).

Metode *AVO* secara khusus memungkinkan analisis hubungan antara amplitudo pantulan dan sudut datang gelombang, yang sensitif terhadap perubahan impedansi dan jenis fluida di dalam batuan (Tian dkk., 2023). Selain itu, atribut berbasis frekuensi seperti *Instantaneous Q*, *Low-frequency amplitude (15 Hz)* hasil *S-Transform* dan *Sweetness* digunakan untuk menilai variasi frekuensi dan tingkat atenuasi energi, yang sering kali menjadi indikator keberadaan fluida hidrokarbon pada lapisan berpori (Mandong dkk., 2021). Analisis dispersi seismik juga memberikan pemahaman lebih lanjut mengenai hubungan antara amplitudo dan frekuensi. Fenomena dispersi dan atenuasi biasanya meningkat pada media jenuh fluida akibat interaksi antara gelombang elastik dan viskoelastik pori (Ren dkk., 2009). Pada sistem tight sand, efek ini menjadi signifikan karena perubahan kecil pada saturasi fluida dapat menyebabkan variasi besar pada respon elastik batuan (Li dkk., 2021). Kombinasi antara atribut dispersi dan atenuasi sebagai fungsi sudut memiliki hubungan yang linear terhadap saturasi gas pada batuan pasir yang memiliki impedansi akustik rendah (Erlangga dkk., 2025).

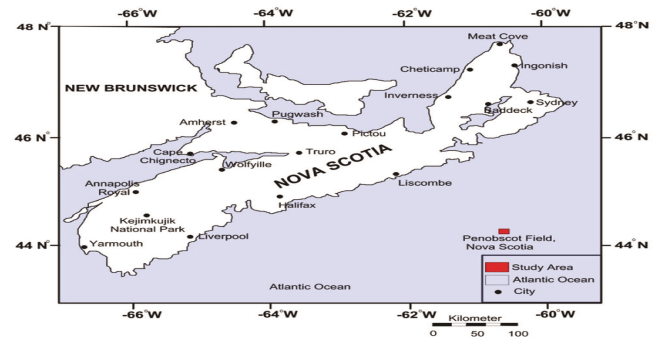
Metode *Amplitude Variation with Frequency (AVF)* menjadi salah satu teknik yang efektif untuk mengevaluasi hubungan antara amplitudo dan frekuensi sebagai indikator dispersi seismik (Erlangga dkk., 2024). Pendekatan berbasis *AVF* memungkinkan identifikasi fluida dengan menganalisis perubahan amplitudo terhadap frekuensi, yang sering kali berkorelasi dengan anomali fluida hidrokarbon. Dalam penelitian ini, beberapa atribut seismik seperti *Envelope*, *Sweetness*, *Low Fekuensi*, serta *AVF* digunakan secara terpadu melalui proses perkalian antar atribut yang telah dinormalisasi. Pendekatan ini bertujuan untuk menghasilkan volume atribut integrasi yang merepresentasikan kombinasi respon amplitudo dan frekuensi, sehingga mampu menonjolkan anomali seismik yang berkaitan dengan keberadaan fluida hidrokarbon pada lapisan tight sand.

Pendekatan *Amplitude Variation with Frequency (AVF)* terhadap offset telah digunakan untuk memetakan nilai saturasi gas pada reservoir berimpedansi rendah (Erlangga dkk., 2024). Kombinasi antara atribut *Amplitude Variation with Frequency (AVF)* dan anomali frekuensi rendah juga dapat digunakan untuk mengidentifikasi sebaran gas yang terdapat pada reservoir batu pasir pada lingkungan pengendapan yang berupa delta agradasi (Erlangga dkk., 2025).

Tujuan akhir penelitian ini adalah menganalisis respon frekuensi terhadap amplitudo guna mengidentifikasi fluida hidrokarbon potensial pada lapisan tight sand di area Penobscot dengan menggunakan atribut seismik Frekuensi dan atribut seismik Amplitudo serta hasil dari perkalian semua atribut yang telah di normalisasi.

Geologi Regional

Lapangan Penobscot terletak pada Cekungan Scotia yang berada di wilayah samudra Atlantik bagian utara, sebelah Tenggara Provinsi *Nova Scotia*, Kanada. Secara detail, lapangan ini berada pada 25 km NW dari pulau Sable dengan kedalaman air dari 50 sampai 150 m (Gambar 1). Secara geografis lapangan eksplorasi terletak pada 44°07'46''N / 60°06'00''W. Sejak tahun 1992 telah dilakukan survei dan akuisisi data seismik 2D ataupun 3D untuk kegiatan eksplorasi minyak dan gas bumi oleh *Canada Nova Scotia Offshore Petroleum Board* dan *Departement Energy Nova Scotia, Canada (Nova Scotia Departement of Energy, 2011)*.



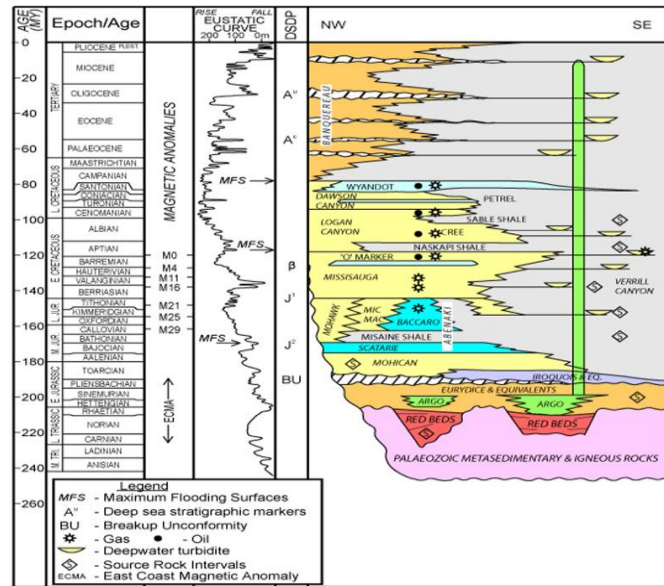
Gambar 1. Lapangan Eksplorasi Penobscot, Nova Scotia, Kanada (Sumber:

Opentect.org/osr/uploads/Main/Penobscot3D_Loc).

Setengah dari cekungan terletak di landasan benua dimana sekarang berada di kedalaman air kurang dari 200 m dengan setengah lainnya berada di lereng benua dengan kedalaman air dari 200 sampai 4000 m (CNSOPB, 2010). Pada tahun 1976 telah dilakukan pengeboran sumur Penobscot L-30 oleh Perusahaan Minyak Petro-Canada Shell dengan total kedalaman 4237,5 m pada kedalaman air 138 m. Analisa Petrofisika dan mengindikasikan adanya light oil, condensate, dan gas pada tujuh lapisan batu pasir pada Formasi Missisauga Tengah.

Secara stratigrafi, susunan batuan di Cekungan Scotian diawali oleh Formasi Argo, yang tersusun atas endapan evaporit dan karbonat hasil fase awal pembentukan cekungan. Di atasnya, berkembang Formasi Eurydice dan Mohican yang didominasi oleh sedimen klastik dan terbentuk pada tahap syn-rift (Grant dkk., 1986). Lapisan berikutnya adalah Formasi Missisauga berumur Kapur Awal, yang terdiri atas batupasir berbutir halus hingga sedang dengan

lingkungan pengendapan *fluvio-deltaik*, berperan sebagai reservoir hidrokarbon utama di cekungan ini (MacLean & Wade, 1992). Selanjutnya, Formasi Logan Canyon menindih secara selaras dan tersusun atas serpih dengan sisipan batupasir tipis, yang berfungsi sebagai top seal regional. Sementara itu, Formasi Verrill Canyon diidentifikasi sebagai batuan induk (source rock) utama dalam sistem petroleum Cekungan Scotian (Campbell dkk., 2015).



Gambar 2. Stratigrafi Umum Lapangan Eksplorasi Penobscot (Sumber: CNSOPB, 2000).

Sebagian interval Formasi Mississauga, khususnya pada bagian bawah hingga menengah, memperlihatkan karakteristik tight sand yang menonjol. Tight sand pada formasi ini ditandai oleh batupasir berporositas rendah (<10%) dan permeabilitas yang sangat kecil (<0,1 mD), akibat proses kompaksi kuat dan sementasi silika maupun kalsit selama diagenesis lanjut. dalam konteks eksplorasi, Formasi Mississauga memiliki potensi sebagai reservoir hidrokarbon non-konvensional. Keberadaan fluida pada batupasir kompak ini sering kali hanya dapat diidentifikasi melalui respon anomali seismik yang halus, seperti variasi amplitudo terhadap frekuensi (AVF) atau efek dispersi dan atenuasi akibat interaksi antara fluida dan kerangka batuan. Oleh karena itu, pemahaman mengenai karakter petrofisika dan respon seismik frekuensi-bergantung dari Formasi Mississauga menjadi kunci dalam mendelineasi zona prospek hidrokarbon di wilayah Penobscot

Metode Informasi data dan sumur

Penelitian ini menggunakan data seismik 3D dan data sumur dari area Penobscot Field yang terletak di

Cekungan Scotia, Kanada. Data utama yang digunakan berupa volume seismik 3D TS-fix hasil proses Pre-Stack Time Migration (PSTM). Sebagai data pendukung, digunakan dua sumur utama yaitu Penobscot B-41Lasout_w4 (*dry well*) dan Penobscot L-30Lasout_w7 (*productive well*). Kedua sumur ini memiliki data log utama seperti *Gamma Ray (GR)*, *Density (RHOB)*, *Neutron Porosity (NPHI)*, *Sonic (DT)*, dan *Resistivity (ILD, ILM, LL8)*. serta data checkshot yang berfungsi sebagai kontrol vertikal untuk korelasi waktu-kedalaman dan kalibrasi litologi serta fluida. Selain itu, digunakan pula data geologi tambahan berupa stratigrafi, dan informasi formasi batuan (terutama Formasi Mississauga) yang diacu dari literatur geologi regional (Hansen dkk., 2004; CNSOPB, 2010). Tabel 1 menunjukkan jenis data log utama yang digunakan dalam penelitian ini.

Table 1. Data well log pada sumur L-30 dan B-41 di Lapangan Penobscot

LOG	L-30	B-41
DT	✓	✓
GR	✓	✓
ILD	✓	✓
ILM	✓	✓
LL8	✓	✓
NPHISS	✓	✓
RHOB	✓	✓

Atribut Seismik dan Amplitude Variation with Frequency (AVF)

Analisis atribut seismik dilakukan untuk mengekstraksi parameter fisik batuan yang merepresentasikan variasi litologi dan kandungan fluida pada lapisan target. Atribut yang digunakan meliputi *RMS Amplitude*, *Envelope*, *Sweetness*, *Instantaneous Quality (Q-Factor)*, serta atribut AVO yang terdiri atas *Intercept (A)* dan *Gradient (B)*. Berdasarkan hasil analisis AVO, respon yang diperoleh menunjukkan karakteristik Kelas I, dengan nilai Intercept positif dan *Gradient negatif*. Pola ini menandakan keberadaan batuan dengan impedansi akustik tinggi yang umumnya berasosiasi dengan lapisan tight sand jenuh gas dengan sifat batuan keras dan padat (Wang dkk., 2020). Respon tersebut konsisten dengan model AVO reservoir gas tak konvensional yang dijelaskan oleh Jin dkk. (2024), di mana kombinasi impedansi tinggi dan redaman amplitudo terhadap offset mengindikasikan lapisan gas berporositas rendah.

Tahap berikutnya adalah *analisis Amplitude Variation with Frequency (AVF)* untuk mengamati perubahan amplitudo terhadap variasi frekuensi pada data seismik. Metode AVF digunakan untuk mendeteksi

anomali amplitudo yang bersifat frekuensi-spesifik dan berhubungan dengan keberadaan fluida hidrokarbon di bawah permukaan (Mandong dkk., 2021). Secara prinsip, AVF dihitung dari kemiringan (slope) hubungan antara amplitudo dan frekuensi hasil dekomposisi spektral berbasis S-Transform. Hubungan ini dapat dinyatakan secara matematis sebagai turunan amplitudo terhadap frekuensi:

$$AVF(t) = \frac{dA(f, t)}{dF}$$

Pada implementasi diskret, nilai AVF dapat dihitung menggunakan dua frekuensi berbeda dalam rentang analisis sebagai:

$$AVF(t) = \frac{A(f2, t) - A(f1, t)}{f2 - f1}$$

dengan: $A(f, t)$ = amplitudo pada frekuensi f dan waktu t , $f1$ dan $f2$ = frekuensi batas bawah dan atas dalam jendela analisis.

Nilai AVF negatif menunjukkan penurunan amplitudo terhadap peningkatan frekuensi yang disebabkan oleh efek atenuasi selektif fluida gas, sedangkan nilai AVF positif menunjukkan kenaikan amplitudo pada frekuensi tinggi yang umumnya merepresentasikan lapisan batuan padat atau kering. Hasil analisis AVF pada penelitian ini memperlihatkan zona anomali yang lebih jelas dibandingkan atribut tunggal lainnya, terutama pada frekuensi rendah (sekitar 15–25 Hz) yang menunjukkan fenomena low-frequency shadow khas lapisan gas (Jin dkk., 2024). Pola ini memperkuat interpretasi keberadaan lapisan pasir jenuh gas dengan impedansi akustik rendah dan respon poroelastik signifikan. Selain analisis AVF, penelitian ini juga menggunakan atribut *low-frequency amplitude (15 Hz)* yang diekstraksi dari hasil S-Transform. Atribut ini merepresentasikan respon amplitudo dominan pada frekuensi rendah yang sensitif terhadap keberadaan fluida dalam pori-pori batuan.

Peningkatan amplitudo pada frekuensi rendah sering kali menunjukkan efek poroelastik, di mana interaksi antara fluida dan kerangka batuan menyebabkan redaman selektif terhadap gelombang berfrekuensi tinggi. Dengan demikian, atribut *low-frequency (15 Hz)* berfungsi sebagai indikator tambahan untuk menegaskan anomali fluida yang terdeteksi oleh atribut AVF, Sweetness, dan Envelope, sekaligus memperkuat interpretasi zona prospek hidrokarbon pada lapisan tight sand Formasi Mississauga. Untuk memperkuat interpretasi beberapa atribut seismik – yaitu Envelope, Sweetness, hasil low frekuensi dan AVF – dikalikan dengan menggunakan kalkulator petrel

namun sebelum di kalikan atribut seismik harus di normalisasi terlebih dahulu agar memiliki rentang nilai yang seragam dengan melihat nilai maksimum dan minimum dari tiap atribut maka di dapatkan lah rumus nomalisasi atribut berikut ini :

$$norm = \frac{-(minn)}{(\max(-minn))}$$

dimana x adalah nilai atribut asli, min adalah nilai minimum dari atribut dan max adalah nilai adalah nilai maksimum atribut.

Hal ini dilakukan untuk mencegah dominasi satu atribut akibat perbedaan skala nilai, sehingga perkalian antar atribut menjadi lebih adil. Selanjutnya dilakukan perkalian atribut dengan menggunakan rumus perkalian Normalisasi dilakukan berdasarkan persamaan: dinormalisasi guna menghasilkan volume atribut seismik dengan menggunakan rumus perkalian :

$$Result = Sweetnes \times envelope \times low \text{ frekuensi} \times AVF$$

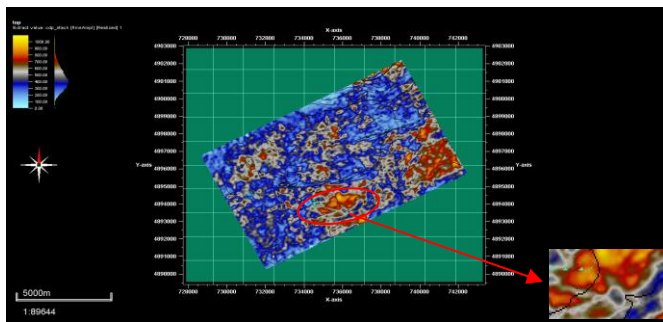
Masing-masing atribut memiliki sensitivitas yang berbeda terhadap karakteristik batuan dan fluida, yaitu: *Sweetness* = kombinasi antara amplitudo dan frekuensi untuk menonjolkan lapisan berpori dan hidrokarbon; *Envelope* = amplitudo instan yang menunjukkan energi refleksi total; *Instantaneous Q* = kualitas faktor dari atenuasi seismik yang mencerminkan viskositas fluida dan litologi; *Intercept A* = parameter AVO yang mewakili reflektivitas normal-incidence; *Gradient B* = parameter AVO yang menggambarkan perubahan amplitudo terhadap sudut datang; *AVF = Amplitude Variation with Frequency*, yaitu variasi amplitudo terhadap frekuensi hasil S-transform; *Low-frequency amplitude (15 Hz)* = amplitudo pada frekuensi konstan rendah yang diperoleh dari hasil S-Transform. Atribut ini menyoroti respon poroelastik batuan akibat kandungan fluida, karena lapisan jenuh gas cenderung menampilkan peningkatan amplitudo pada frekuensi rendah akibat redaman selektif terhadap gelombang berfrekuensi tinggi.

Pendekatan perkalian ini dimaksudkan untuk menonjolkan respon anomali amplitudo dan dispersi frekuensi yang konsisten dengan karakteristik fluida hidrokarbon pada lapisan tight sand. Hasil integrasi dalam bentuk volume atribut seismik ini kemudian digunakan sebagai penentuan zona anomali seismik yang berpotensi mengandung fluida hidrokarbon. Analisis dispersi amplitudo terhadap frekuensi juga membantu menafsirkan efek atenuasi akibat fluida dalam pori-pori batuan (Erlangga, 2023). Model akhir selanjutnya divalidasi menggunakan data sumur untuk memastikan kesesuaian antara respon seismik, litologi, dan saturasi fluida pada lapisan target

Hasil dan Pembahasan

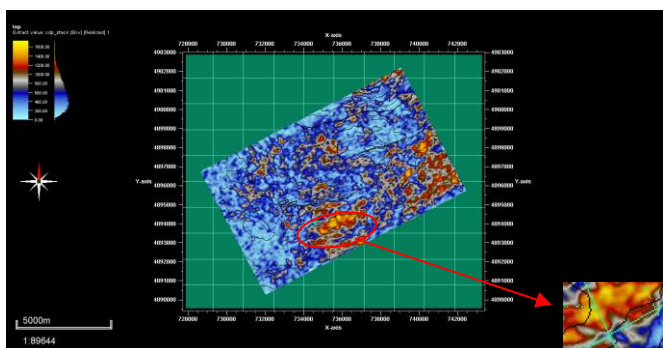
Analisa Atribut

Hasil analisis atribut seismik dilakukan untuk mengekstraksi parameter fisik batuan yang merepresentasikan variasi litologi dan kandungan fluida pada lapisan target. Atribut yang digunakan dalam penelitian ini meliputi *RMS Amplitude*, *Envelope*, *Sweetness*, *Instantaneous Quality (Q-Factor)*, serta atribut *AVO* yang terdiri atas *Intercept (A)* dan *Gradient (B)*. Selain itu, dilakukan pula analisis *Amplitude Variation with Frequency (AVF)* untuk menilai hubungan antara amplitudo dan frekuensi sebagai indikator dispersi dan atenuasi fluida. Hasil dari seluruh atribut ini diintegrasikan untuk menginterpretasikan karakteristik *tight sand* Formasi *Mississauga* yang berpotensi mengandung hidrokarbon dan pada penanda yang berwarna merah merupakan zona target pada penelitian ini.



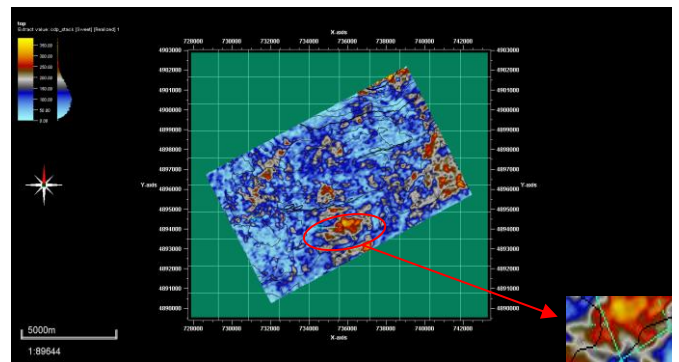
Gambar 3. Atribut Seismic Rms Amplitude

Hasil atribut *RMS Amplitude* (Gambar 3) memperlihatkan adanya reflektor dengan energi tinggi pada interval Formasi *Mississauga*. Reflektor kuat dengan nilai amplitudo tinggi menunjukkan adanya perbedaan impedansi akustik signifikan antara lapisan batupasir dan batuan penutupnya. Pola ini menandakan batuan padat berimpedansi tinggi, yang umum dijumpai pada *tight sand* jenuh gas (Tian dkk., 2023). Distribusi amplitudo tinggi yang terlokalisasi dan berkesinambungan lateral juga menunjukkan kontinuitas lapisan reservoir yang baik dan mendukung interpretasi keberadaan fluida hidrokarbon.



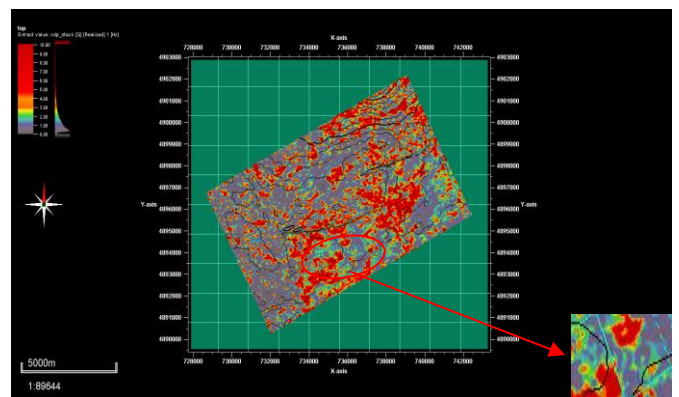
Gambar 4. Atribut seismic Envelope

Hasil atribut *Envelope* (Gambar 4) menunjukkan variasi energi total pantulan seismik. Nilai envelope tinggi pada area target mencerminkan reflektor kuat dengan batas lapisan yang kontras secara akustik. Citra ini mengindikasikan lapisan *tight sand* kompak dan jenuh fluida, di mana energi pantulan meningkat akibat kontras densitas dan kecepatan antar lapisan (Han dkk., 2020). Kesamaan pola anomali antara *RMS* dan *Envelope* memperkuat interpretasi bahwa zona tersebut merupakan lapisan berpotensi.



Gambar 5. Atribut seismic Sweetnes

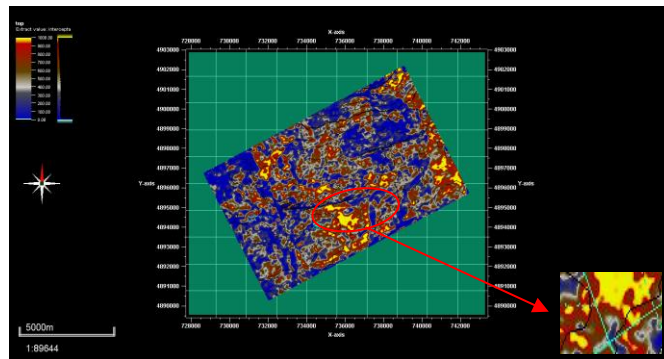
Hasil atribut *Sweetness* (Gambar 5) digunakan untuk mendeteksi reflektor amplitudo kuat dan frekuensi rendah. Pada hasil analisis, zona target menunjukkan nilai *Sweetness* tinggi yang konsisten dengan anomali pada *RMS* dan *Envelope*. Respon ini menandakan atenuasi frekuensi tinggi akibat kehadiran fluida gas dalam pori batuan, sehingga energi seismik yang dominan bergeser ke frekuensi rendah (Mandong dkk., 2021). Konsistensi hasil dari ketiga atribut ini menjadi indikasi kuat adanya lapisan *tight sand* jenuh gas di Formasi *Mississauga*.



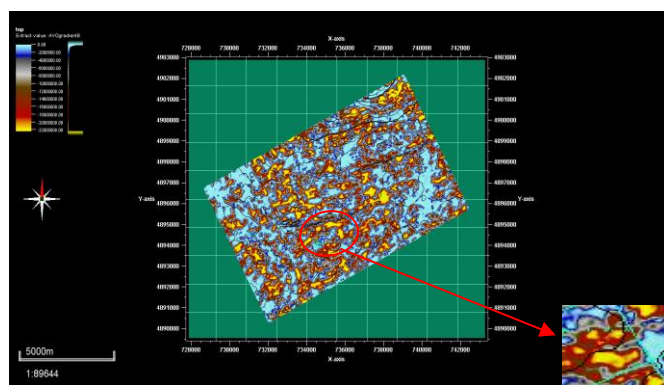
Gambar 6. Atribut seismic Instatanius Quality (Q).

Hasil atribut *Instantaneous Q* (Gambar 6) digunakan untuk menilai tingkat redaman energi seismik (atenuasi). Hasil analisis menunjukkan bahwa area target memiliki nilai *Q* rendah, yang menandakan peningkatan atenuasi akibat keberadaan fluida. Nilai *Q*

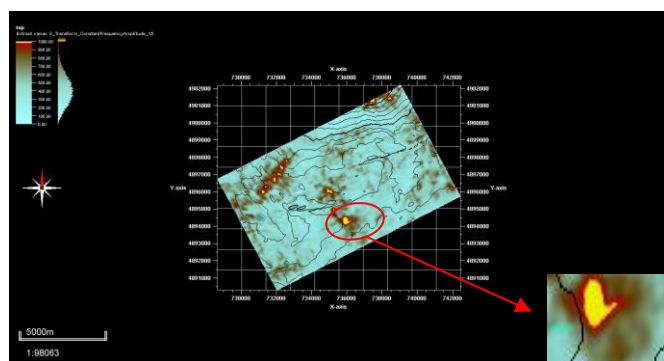
rendah biasanya berasosiasi dengan zona jenuh gas, di mana viskositas fluida menyebabkan kehilangan energi gelombang seismik (Jin dkk., 2024). Walaupun kontras visualnya tidak sekuat atribut amplitudo, pola ini mendukung keberadaan hidrokarbon yang mengakibatkan penurunan frekuensi dominan pada sinyal seismik yang di akibatkan adanya fluida hidrokarbon.



Gambar 7. Intercept A(positive).



Gambar 8. Gradient B (Negative)



Gambar 9. Low Frequency S transform 15 Hz

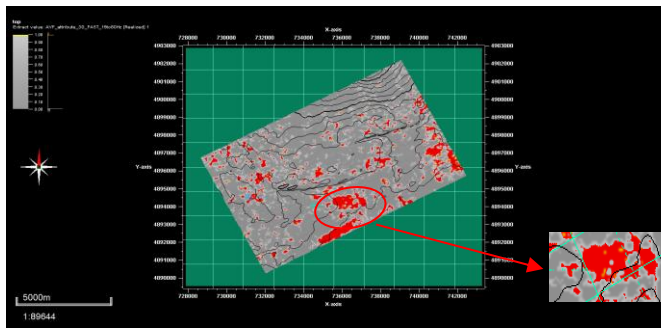
Selanjutnya Analisis AVO memberikan informasi hubungan antara amplitudo pantulan dan sudut datang gelombang seismik. Hasil atribut *Intercept* (A) (Gambar 7) menunjukkan nilai positif tinggi, sedangkan atribut *Gradient* (B) (Gambar 8) menunjukkan nilai negatif. Kombinasi keduanya menggambarkan respon AVO Kelas I, yang mencirikan lapisan keras dengan

impedansi akustik tinggi di atas lapisan dengan impedansi lebih rendah (Tian dkk., 2023). Pola ini sangat umum ditemukan pada tight sand jenuh gas, di mana amplitudo menurun terhadap offset akibat perbedaan kecepatan dan densitas antara lapisan reservoir dan penutupnya.

Low-frequency amplitude (15 Hz) (Gambar 9) diperoleh melalui proses dekomposisi spektral berbasis S-Transform, yang berfungsi untuk memisahkan respon amplitudo terhadap komponen frekuensi tertentu. Atribut ini menggambarkan distribusi energi seismik pada frekuensi rendah yang sensitif terhadap perubahan sifat fisik batuan dan kandungan fluida di bawah permukaan.

Pada hasil bagian Sumur L-30 menunjukkan bahwa nilai amplitudo tinggi pada rentang nilai 700 - 1000 (ditunjukkan oleh warna coklat hingga merah tua) tersebar di bagian tengah hingga selatan area penelitian, sedangkan nilai amplitudo rendah (warna biru hingga hijau muda) umumnya berada di bagian utara dan barat daya. Pola distribusi ini memperlihatkan konsentrasi anomali amplitudo rendah-frekuensi di sekitar puncak struktur antiklin yang tampak dari kontur ketinggian horizon reflektor. Secara fisik, peningkatan amplitudo pada frekuensi rendah mencerminkan adanya fenomena redaman selektif terhadap gelombang berfrekuensi tinggi (*high-frequency attenuation*) akibat keberadaan fluida dalam pori batuan. Energi seismik yang melewati zona jenuh fluida cenderung kehilangan komponen frekuensi tinggi karena efek viskoelastik, sehingga amplitudo pada frekuensi rendah relatif meningkat. Kondisi ini menghasilkan anomali khas yang dikenal sebagai *low-frequency shadow*, yang sering dikaitkan dengan keberadaan hidrokarbon. Dengan demikian, area yang menampilkan amplitudo tinggi pada frekuensi 15 Hz diinterpretasikan sebagai zona prospek fluida, terutama gas, yang berasosiasi dengan lapisan pasir berporositas sedang hingga rendah (*tight sand*). Respon ini selaras dengan hasil atribut *Sweetness*, *Envelope*, dan *AVF*, yang juga menunjukkan intensitas tinggi pada lokasi yang sama.

Korelasi spasial antara anomali *low-frequency* dengan puncak antiklin menunjukkan bahwa akumulasi fluida tersebut kemungkinan terperangkap secara struktural, membentuk jebakan antiklin lemah di bagian tengah-selatan wilayah studi. Secara keseluruhan, atribut *low-frequency amplitude* (15 Hz) berperan penting dalam memperkuat interpretasi zona prospek hidrokarbon karena mampu menyoroti respon amplitudo spesifik yang tidak terlihat jelas pada atribut konvensional berfrekuensi menengah-tinggi. Hasil ini mendukung interpretasi bahwa lapisan target memiliki sifat poroelastik yang khas dari reservoir gas tak konvensional, di mana redaman energi dan pergeseran frekuensi menjadi indikator utama keberadaan fluida.



Gambar 10. Amplitude Variation With Frequency (AVF)

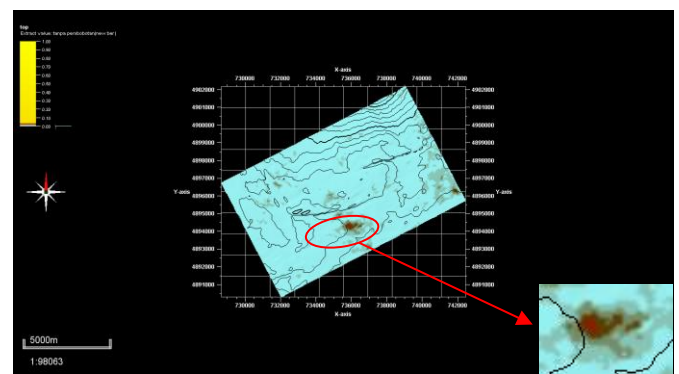
Hasil atribut *Amplitude Variation with Frequency* (AVF) (Gambar 9) dari hasil pengolahan *S- Transform Time with Frekuensi* rentang 15–80 Hz menunjukkan adanya respon amplitudo yang meningkat di tunjukan dengan daerah yang berwarna merah elips yang diinterpretasikan sebagai indikasi keberadaan hidrokarbon, khususnya gas. Peningkatan amplitudo pada frekuensi menengah-tinggi menandakan anomali atenuasi yang umumnya berkaitan dengan lapisan berpori dan jenuh gas.

Fenomena ini menjelaskan bahwa atribut AVF dapat digunakan sebagai *direct hydrocarbon indicator* untuk mendeteksi perubahan kandungan fluida dan variasi impedansi batuan (Mandong dkk). Selain itu, respon AVF yang berkorelasi dengan hasil atribut *RMS amplitude, envelope, dan sweetness* pada kedalaman 1800–3000 ms menunjukkan keterkaitan yang kuat antara energi frekuensi dan karakter reflektifitas seismik. Korelasi tersebut mengindikasikan bahwa zona-zona dengan nilai AVF tinggi memiliki potensi sebagai reservoir jenuh gas, sebagaimana juga ditunjukkan pada studi karakterisasi reservoir karbonat di Cekungan Salawati (Handoyo dkk., 2024). Secara keseluruhan, distribusi AVF yang halus di area target memperlihatkan zonasi fluida yang cukup jelas, walaupun masih terdapat beberapa respon tinggi di luar zona prospek utama yang kemungkinan besar disebabkan oleh efek noise, tuning, atau perubahan litologi non-hidrokarbon. Namun hasil ini berkorelasi positif dengan atribut *RMS, Sweetness, dan Envelope*, sehingga memperkuat interpretasi keberadaan lapisan pasir berisi gas (*gas-charged sandstone*) pada area tersebut.

Berdasarkan hasil integrasi perkalian atribut seismik yang telah dinormalisasi (Gambar 10) – meliputi *Sweetness, Envelope, Low-frequency amplitude (15 Hz)*, dan *AVF (Amplitude Variation with Frequency)* – diperoleh zona anomali dominan yang teridentifikasi jelas pada bagian tengah-selatan area penelitian (area yang ditandai dengan lingkaran merah). Zona ini memperlihatkan nilai tertinggi (0 - 0.10) yang ditunjukkan oleh gradasi warna coklat hingga merah tua, menandakan respon amplitudo konsisten dan

signifikan di antara seluruh atribut yang dikombinasikan.

Atribut *low-frequency amplitude (15 Hz)* memberikan kontribusi penting terhadap hasil integrasi, karena menonjolkan respon amplitudo pada area berisi fluida yang sering kali teredam pada frekuensi tinggi. Respon gabungan yang tinggi ini mengindikasikan kemungkinan keberadaan lapisan pasir berporositas dengan pengisian fluida berupa gas, ditunjukkan oleh nilai *Sweetness* tinggi (kombinasi amplitudo tinggi dan frekuensi rendah), serta nilai AVF yang meningkat pada frekuensi menengah–rendah. Fenomena ini menunjukkan adanya efek poroelastik akibat interaksi antara fluida dan kerangka batuan, di mana lapisan jenuh gas menghasilkan redaman selektif terhadap gelombang berfrekuensi tinggi.



Gambar 11. Perkalian antar atribut *Sweetness x Envelope x Low Frekuensi x Amplitude Variation With Frequency (AVF)*

Pola ini konsisten dengan karakteristik umum reservoir gas berimpedansi rendah, di mana amplitudo meningkat dan frekuensi menurun akibat efek penyerapan selektif (*attenuation*) oleh fluida gas (Chopra & Marfurt, 2020). Berdasarkan analisis hubungan antara atribut *Intercept positif dan Gradient negatif*, respon AVO di area ini dapat dikategorikan sebagai *Class I AVO response*, di mana peningkatan amplitudo pada sudut besar terjadi akibat kontras impedansi antara lapisan batuan berisi gas dengan batuan di atasnya (Erlangga dkk., 2024). Temuan ini sejalan dengan hasil penelitian Erlangga dkk. (2024) yang menyebutkan bahwa atribut AVF dan *low-frequency amplitude* sangat sensitif terhadap perubahan saturasi gas, terutama pada reservoir pasir berimpedansi rendah, dan dapat memperlihatkan anomali kuat pada frekuensi menengah (15 - 80 Hz) di sekitar zona prospek fluida gas.

Secara struktural, anomali ini terletak di puncak antiklin lemah bagian tengah-selatan, yang berperan sebagai jebakan struktural utama. Korelasi spasial antara respon amplitudo tinggi dengan kontur puncak struktur memperkuat interpretasi bahwa area tersebut

merupakan zona prospek hidrokarbon utama, khususnya gas. Sementara itu, anomali berintensitas rendah di bagian barat dan tenggara diduga merupakan respon non-reservoir, kemungkinan akibat tuning effect atau variasi litologi (Zhao dkk., 2023).

Metode integrasi berbasis perkalian atribut ternormalisasi terbukti efektif dalam meningkatkan sensitivitas terhadap variasi properti batuan dan fluida, karena memperkuat area dengan respon atribut yang konsisten (Aini dkk., 2023). Dengan demikian, zona berwarna merah pada area yang ditandai dapat diinterpretasikan sebagai prospek utama pembawa g

Kesimpulan

Penelitian ini berhasil menerapkan metode Amplitude Variation with Frequency (AVF) untuk mengidentifikasi keberadaan fluida hidrokarbon pada lapisan tight sand Formasi Mississauga di Lapangan Penobscot, Cekungan Scotia, Kanada. Analisis dilakukan menggunakan data seismik 3D hasil Pre-Stack Time Migration (PSTM) serta data sumur Penobscot L-30 dan B-41 sebagai kontrol litologi dan fluida. dari hasil analisis beberapa atribut seismik seperti RMS Amplitude, Envelope, Sweetness, Instantaneous Q, Intercept (A), Gradient (B), Low-Frequency Amplitude (15 Hz), dan AVF, diperoleh bahwa atribut AVF, Sweetness, Envelope, dan Low-Frequency Amplitude (15 Hz) memiliki sensitivitas paling tinggi terhadap variasi fluida. Keempat atribut tersebut kemudian diintegrasikan melalui proses normalisasi dan perkalian antar atribut untuk menonjolkan respon anomali yang konsisten.

Hasil integrasi menunjukkan adanya zona anomali amplitudo tinggi pada frekuensi rendah (15–25 Hz) di bagian tengah-selatan area penelitian, yang berasosiasi dengan puncak struktur antiklin. Zona ini diinterpretasikan sebagai lapisan pasir jenuh gas dengan impedansi akustik rendah dan efek poroelastik signifikan. Pendekatan integrasi atribut seismik ternormalisasi terbukti efektif dalam meningkatkan kejelasan zona prospek hidrokarbon pada sistem tight sand. Dengan demikian, metode ini dapat digunakan sebagai pendekatan alternatif dalam karakterisasi reservoir non-konvensional yang memiliki respon seismik lemah dan kompleks.

Ucapan Terimakasih

Penulis mengucapkan puji syukur ke hadirat Tuhan Yang Maha Esa atas segala rahmat dan kemudahan yang diberikan sehingga penelitian ini dapat diselesaikan dengan baik. Ucapan terima kasih yang sebesar-besarnya disampaikan kepada pembimbing akademik dan yang telah memberikan arahan, masukan, dan bimbingan yang sangat berharga selama proses penyusunan penelitian ini. Penulis juga menyampaikan apresiasi kepada program studi dan fakultas yang telah

menyediakan fasilitas serta lingkungan akademik yang mendukung terlaksananya penelitian ini. Terimakasih juga disampaikan kepada Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board (CNSOPB) yang telah memberikan akses data dalam penelitian ini. Tidak lupa, penulis menyampaikan terima kasih kepada rekan-rekan mahasiswa, sahabat, serta keluarga tercinta yang selalu memberikan semangat, bantuan, dan doa dalam setiap tahap penyusunan penelitian ini.

Daftar Pustaka

- Campbell, D. C., Shimeld, J. W., & Deptuck, M. E. (2015). Source rock potential and petroleum systems of the Scotian Basin. Geological Survey of Canada, Open File 8048. <https://doi.org/10.4095/297046>
- Chopra, S., & Marfurt, K. J. (2020). Seismic attributes for prospect identification and reservoir characterization. Society of Exploration Geophysicists. <https://doi.org/10.1190/1.9781560803418>
- CNSOPB. (2010). Scotian Basin exploration overview report. Canada Nova Scotia Offshore Petroleum Board. <https://www.cnsopb.ns.ca/>
- Erlangga, M.P., Sigalingging, A. S., Nugraha, P. (2025). Identifikasi Keberadaan Gas pada Reservoir Batuan Pasir Berdasarkan Anomali Frekuensi Rendah dan Atribut Atenuasi Gelombang Seismik. *Jurnal Geosaintek*, 11(1), 31-41. DOI: 10.12962/j25023659.v11i1.2381
- Erlangga, M.P., Triyoso, W., Sukmono, S., Fatkhan, Wardaya, P., Septama, E. (2024), The Application of Amplitude Variation with Frequency (AVF) Seismic Attribute to Map Gas Saturation Values in Low Impedance Sandstone Reservoirs. *First Break*, 42(9), 95-105. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.fb2024080>.
- Erlangga, M.P., Triyoso, W., Sukmono, S., Fatkhan, Wardaya, P., Septama, E. (2025), The Application of Dispersion and Attenuation Seismic Attributes to Determine the Gas Saturation in Low Impedance Sandstone: A Case Study in the Sadewa Field, Indonesia. *First Break*, 43(7), 69-78. <https://doi.org/10.3997/1365-2397.fb2025055>.
- Grant, A. C., McAlpine, K. D., & Wade, J. A. (1986). Geology of the Scotian Basin. Geological Survey of Canada Bulletin 375. <https://doi.org/10.4095/120607>
- Handoyo, H., Ronlei, B. C., Sigalingging, A. S., Avseth, P., Triyana, E., Akin, Ö., & Carbonell, R. (2024). Characterization of Carbonate Reservoir Potential in Salawati Basin, West Papua: Analysis of Seismic Direct Hydrocarbon Indicator (DHI), Seismic Attributes, and Seismic Spectrum Decomposition. *Indonesian Journal*

- on *Geoscience*, 11(2), 173–188.
<https://doi.org/10.17014/ijog.11.2.173-188>
- Han, Y., Chen, T., & Liu, X. (2020). Frequency-dependent seismic attributes for identifying gas reservoirs in tight sandstone. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(6), 2359–2371.
- Hansen, D. M., dkk. (2004). *Petroleum geology and well data from the Penobscot Field, Nova Scotia*. Geological Survey of Canada.
- J in, H., Zhao, X., & Liu, W. (2024). Seismic AVO responses and fluid detection in unconventional gas reservoirs. *Interpretation*, 12(1), T1–T12.
<https://doi.org/10.1190/INT-2023-0056.1>
- Li, Y., Xu, S., & Hu, G. (2021). Elastic dispersion characteristics of tight sandstone with different fluid saturations. *Journal of Seismic Exploration*, 30(2), 121–138.
- MacLean, B. C., & Wade, J. A. (1992). *Petroleum geology of the Scotian Basin, offshore eastern Canada*. Geological Survey of Canada Bulletin 429.
<https://doi.org/10.4095/133998>
- Mandong, R., Li, J., & Zhou, S. (2021). Frequency-dependent attenuation and its relation to fluid saturation in sandstone reservoirs. *Geophysics*, 86(4), B271–B282.
<https://doi.org/10.1190/geo2020-0453.1>
- Nova Scotia Department of Energy. (2011). *Penobscot Field geologic report*. Canada Nova Scotia Offshore Petroleum Board.
<https://novascotia.ca/energy/offshore/>
- Ren, H., Liu, C., & Zhao, X. (2009). Frequency dispersion and attenuation mechanisms in gas-saturated rocks. *Geophysical Prospecting*, 57(2), 241–250.
<https://doi.org/10.1111/j.1365-2478.2008.00787.x>
- Sulaiman, M., Rachman, A., & Nurdin, H. (2023). Seismic attributes and fluid characterization in tight sandstone reservoirs. *Indonesian Journal of Geoscience Research*, 9(2), 45–57.
- Tian, Y., Chen, J., & Zhao, Q. (2023). Amplitude and frequency-dependent seismic attributes for gas detection in tight sandstone. *Journal of Geophysical Research: Solid Earth*, 128(6).
<https://doi.org/10.1029/2023JB025210>
- Wang, Y., Li, X., & Zhang, H. (2020). Amplitude variation with offset analysis for tight sandstone reservoirs. *Journal of Applied Geophysics*, 182, 104182.
<https://doi.org/10.1016/j.jappgeo.2020.104182>
- Zhao, L., Tang, J., & Wei, Y. (2023). Effect of tuning and lithologic variation on amplitude anomalies. *Geophysics*, 88(3), D41–D55.
<https://doi.org/10.1190/geo2022-0431.1>