

Karakterisasi Reservoir Batu Pasir Padat (*Tight Sand*) Menggunakan *Partial AVO Inversion* di Lapangan Penobscot, Kanada

Muhammad Hafizh^{1*}, Mokhammad Puput Erlangga², Asido Saputra Sigalingging³

^{1,2,3} Program Studi Teknik Geofisika, Fakultas Teknologi Industri, Institut Teknologi Sumatera, Lampung, Indonesia

DOI: <https://doi.org/10.29303/Goescienceed.v6i4.1494>

Article Info

Received: 31 October 2025

Revised: 18 November 2025

Accepted: 30 November 2025

Correspondence:

Hafizhmuhammad800@gmail.com

Abstrak: Reservoir batu pasir padat (*tight sandstone*) memiliki porositas dan permeabilitas yang rendah sehingga memerlukan pendekatan karakterisasi kuantitatif menggunakan analisis seismik pre-stack untuk mengevaluasi potensi hidrokarbonnya secara akurat. Penelitian ini bertujuan untuk mengidentifikasi zona prospek pada Lapangan Penobscot menggunakan metode *partial AVO inversion*. Data yang digunakan mencakup dua sumur (L-30 sebagai sumur produktif dan B-41 sebagai sumur kering) serta data seismik 3D pre-stack. Tahapan penelitian meliputi estimasi parameter petrofisik (V_s , V_{shale} , dan porositas efektif), analisis sensitivitas elastik antara AI-SI-densitas, interpretasi struktur, perbandingan hasil inversi antara post-stack dan pre-stack dan perbandingan hasil inversi antara *partial AVO inversion* dan pre-stack (*full angle*). Hasil analisis menunjukkan bahwa AI dan SI merupakan parameter paling responsif dalam membedakan zona batu pasir padat dan tidak padat. Inversi pada sudut *near* memberikan konsistensi terbaik terhadap data log dengan nilai error terendah dibanding kelompok sudut lainnya. Distribusi porositas yang diperoleh dari hubungan linier AI- ϕ_e mengindikasikan zona reservoir yang terbukti di *South Penobscot* dan potensi target baru di *North Penobscot* dengan nilai SI yang lebih rendah, porositas relatif lebih tinggi, dan posisi struktur yang menguntungkan di dekat sesar utama. Dengan demikian, metode *partial AVO inversion* pada sudut *near* dianggap terbaik untuk karakterisasi reservoir batu pasir padat di Lapangan Penobscot. Selanjutnya, area utara direkomendasikan untuk eksplorasi lanjutan dengan mempertimbangkan keterbatasan kontrol sumur.

Kata kunci: batu pasir padat, inversi AVO, karakterisasi reservoir, kumpulan sudut parsial, Lapangan Penobscot

Citation:

Hafizh, M., Erlangga, P., M., & Sigalingging, S., A. (2025). Karakterisasi Reservoir Batu Pasir Padat (*Tight Sand*) Menggunakan *Partial AVO Inversion* di Lapangan Penobscot, Kanada. *Journal Pendidikan, Sains, Geologi dan Geofisika (GeoScienceEd Journal)*, 6(4), 2271-2283. doi: <https://doi.org/10.29303/Goescienceed.v6i4.1494>

Pendahuluan

Tight sandstone merupakan jenis reservoir non-konvensional yang memiliki porositas rendah, permeabilitas sangat kecil, dan sifat elastik yang kompleks. Kondisi ini membatasi pergerakan fluida dan menjadikan karakterisasi reservoir jauh lebih menantang dibandingkan dengan reservoir konvensional. Salah satu metode yang umum digunakan adalah analisis berbasis variasi sudut datang gelombang seismik, seperti *Amplitude Variation with*

Offset (AVO). Metode ini memanfaatkan perubahan amplitudo terhadap sudut datang untuk mengidentifikasi variasi sifat elastik batuan dan keberadaan fluida di bawah permukaan (Anderson & Bogaards, 2000)

Namun, pendekatan AVO konvensional sering kali menghadapi keterbatasan akibat perbedaan *bandwidth* antar sudut, efek *tuning*, dan asumsi polaritas serta fasa data yang tidak konstan. Untuk mengatasinya, dikembangkan metode *angle-dependent inversion (ADI)*

Email: Hafizhmuhammad800@gmail.com

yang mengurangi kesalahan tersebut dengan memanfaatkan informasi dari berbagai rentang sudut refleksi (Anderson & Bogaards, 2000). Pendekatan berbasis sudut kemudian dikembangkan melalui penerapan *partial stack*, yaitu pemisahan data menjadi kelompok sudut rendah (*near angle*) dan tinggi (*far angle*) sebelum proses inversi. (Wei et al., 2006) menunjukkan bahwa amplitudo seismik pada berbagai sudut dapat berbeda signifikan pada zona hidrokarbon, dan bahwa *partial stack* mampu mengurangi kehilangan informasi serta derau yang biasanya terjadi pada *full stack*.

Pendekatan tersebut kemudian diperluas melalui metode *Elastic Impedance Variation with Angle* (EVA) yang menghubungkan impedansi elastik pada berbagai sudut dengan karakter fisis batuan (Zong et al., 2012). Penambahan informasi dari *far angle* terbukti meningkatkan kestabilan hasil inversi dan memperjelas kontinuitas refleksi, meskipun dengan kompromi pada resolusi vertikal. Studi lain juga menunjukkan bahwa penerapan inversi berbasis *partial angle stack* dapat memperkuat estimasi parameter elastik pada zona yang sensitif terhadap variasi sudut refleksi (Dai & Yang, 2023).

Mosquera et al. (2013) menerapkan teknik *partial stack* untuk mendeteksi anomali gas bertipe *Class I* pada Formasi Ciénaga de Oro. Pendekatan ini efektif membedakan respons antara sumur produktif dan sumur kering, serta memperkuat kemampuan identifikasi zona gas. Sementara itu, Erlangga et al. (2025) menerapkan pendekatan *partial angle gather* untuk mengestimasi atribut dispersi dan atenuasi pada sudut tertentu, serta menemukan bahwa *near angle* memiliki korelasi tertinggi terhadap saturasi gas.

Berdasarkan perkembangan tersebut, penelitian ini dilakukan untuk mengkarakterisasi zona *tight sandstone* di Lapangan Penobscot menggunakan metode *Partial AVO Inversion*. Pendekatan ini memanfaatkan data *pre-stack* dengan pemisahan sudut *near* dan *far angle* untuk mengevaluasi pengaruh variasi sudut terhadap properti elastik batuan. Penelitian ini adalah membandingkan hasil inversi antara *partial angle gather* dan *full angle gather* untuk menilai efektivitas pemisahan sudut dalam merepresentasikan variasi properti elastik batuan dan mengidentifikasi zona potensial hidrokarbon. Lokasi penelitian berada di Lapangan Penobscot, Cekungan Scotian, Kanada. Area study ini secara geologi didominasi oleh endapan *Lower Cretaceous* hasil sistem klastik laut dangkal.

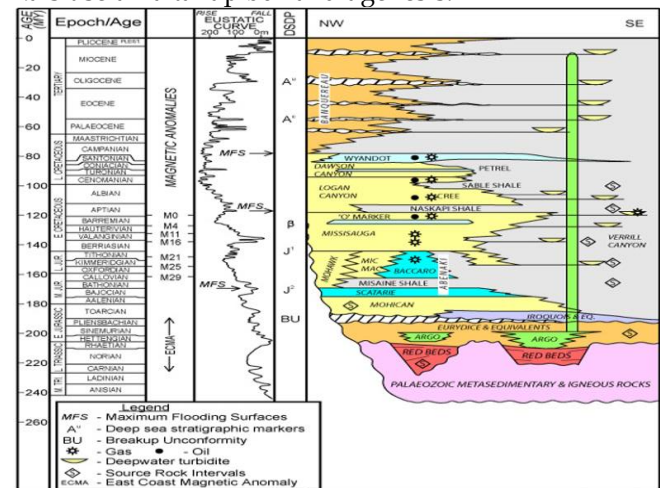
Geologi Regional

Lapangan Penobscot terletak di bagian barat laut Cekungan Scotian yang berada pada wilayah *Scotian Shelf* di lepas pantai Nova Scotia, Kanada. Cekungan ini terbentuk akibat proses *rifting* pada kala Trias Akhir hingga Jura bersamaan dengan pemisahan Lempeng

Amerika Utara dan Afrika serta pembukaan Samudra Atlantik. Aktivitas tektonik tersebut menghasilkan sistem rift basin berorientasi timur laut-barat daya (NE-SW) yang dikontrol oleh sesar normal dan berkembang menjadi margin pasif yang luas (Royden & Keen, 1980). Seiring evolusi tektonik dan sedimentasi, wilayah ini menjadi salah satu area pengendapan utama bagi sedimen klastik laut dangkal.

Secara stratigrafi, urutan batuan di Cekungan Scotian diawali oleh Formasi Argo, yang terdiri atas endapan evaporit dan karbonat pada fase awal pembentukan cekungan. Di atasnya diendapkan Formasi Eurydice dan Mohican, yang didominasi oleh sedimen klastik hasil pengendapan pada fase *syn-rift* (Grant et al., 1986). Unit di atasnya, Formasi Missisauga berumur Kapur Awal terdiri atas batupasir berbutir halus hingga sedang yang diendapkan dalam lingkungan *fluvio-deltaic* dan berperan sebagai reservoir hidrokarbon utama (MacLean & Wade, 1992). Di atas formasi ini terdapat Formasi Logan Canyon yang tersusun atas serpih dan batupasir tipis dan berfungsi sebagai top seal regional. Adapun Formasi Verrill Canyon berperan sebagai *source rock* utama pada sistem petroleum di cekungan ini (Campbell et al., 2015).

Secara lokal, area Lapangan Penobscot dikontrol oleh aktivitas sesar regional berarah timur laut-barat daya (NE-SW) yang membentuk struktur perangkap dan memengaruhi distribusi reservoir. Formasi Missisauga di area penelitian didominasi oleh endapan batupasir berbutir halus hingga sedang dengan sifat elastik yang bervariasi, mencerminkan perbedaan tingkat kompaksi dan sementasi antar lapisan. Kondisi ini memungkinkan terbentuknya interval batupasir padat (*tight sandstone*) akibat pengaruh proses diagenetik dan tekanan pengendapan yang tinggi. Fenomena ini sejalan dengan karakteristik umum batuan fluvio-deltaik pada margin Atlantik Utara yang mengalami kompaksi kuat serta sementasi silika dan kalsit selama tahap *burial diagenesis*.



Gambar 1 Bagan kronostratigrafi Cekungan Scotian

Metodologi

Informasi data

Data yang digunakan dalam penelitian ini terdiri atas data seismik *pre-stack angle gather* dan data log sumur dari Lapangan Penobscot, Cekungan Scotian, Kanada. Data seismik berupa *angle gather* dengan rentang sudut 3°–42° memiliki 14 *fold* dengan interval 3° antar sudut. Selain itu, digunakan dua data sumur yaitu L-30 (*productive well*) dan B-41 (*dry well*). Kedua sumur ini memiliki data log utama seperti Gamma Ray (GR), *Density* (RHOB), *Neutron Porosity* (NPHI), Sonic (DT), dan *Resistivity* (ILD, ILM, LL8). Data log ini menjadi dasar untuk analisis litologi, estimasi porositas, dan perhitungan parameter elastik. Tabel 1 menunjukkan jenis data log utama yang digunakan dalam penelitian ini.

Tabel 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	✓	✓

Analisa Petrofisika

Analisis petrofisika dilakukan untuk memperoleh parameter dasar batuan yang digunakan dalam analisis elastik dan inversi. Tahapan ini mencakup estimasi kecepatan gelombang geser (V_s), volume *shale* (V_{sh}), porositas total (ϕ_t), dan porositas efektif (ϕ_e).

Estimasi kecepatan V_s dilakukan menggunakan persamaan Castagna et al. (1985) yang menghubungkan kecepatan gelombang kompresi (V_p) dengan kecepatan gelombang geser melalui hubungan empiris pada batuan silisiklastik. Persamaannya ditulis sebagai berikut:

$$V_s = C_1 V_p + C_2 \quad (1)$$

dimana C_1 dan C_2 adalah koefisien empiris yang didapatkan dari hubungan antara kecepatan gelombang P dan kecepatan gelombang S. Dalam penelitian ini, nilai C_1 dan C_2 masing-masing diasumsikan sebesar 0.862 dan -1.172 yang menggambarkan rata-rata sifat elastik batuan *sand-shale*. Nilai V_s hasil estimasi ini digunakan untuk menghitung impedansi geser (SI) yang dibutuhkan dalam analisis elastik.

Selanjutnya, volume *shale* (V_{sh}) dihitung berdasarkan log gamma ray (GR) dengan pendekatan

indeks linear, sebagaimana dinyatakan pada Persamaan (2):

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2)$$

dengan GR_{log} merupakan nilai gamma ray terukur, sedangkan GR_{min} dan GR_{max} berturut-turut menunjukkan nilai gamma ray pada batupasir bersih dan *shale* murni. Nilai ini digunakan untuk memperkirakan distribusi *shale* pada interval target.

Parameter porositas total (ϕ_t) ditentukan menggunakan *Wyllie Time-Average Equation* (Wyllie et al., 1956) yang menghubungkan waktu transit gelombang sonik terhadap proporsi pori batuan, sebagaimana pada Persamaan (3):

$$\phi_t = \frac{\Delta T_{log} - \Delta T_{ma}}{\Delta T_{fl} - \Delta T_{ma}} \quad (3)$$

Persamaan tersebut menunjukkan bahwa nilai porositas total (ϕ_t) diperoleh dari perbandingan antara waktu transit gelombang sonik pada batuan terukur (ΔT_{log}), waktu transit pada matriks batuan (ΔT_{ma}), dan waktu transit fluida dalam pori (ΔT_{fl}). Dalam penelitian ini, ΔT_{ma} dan ΔT_{fl} masing-masing diasumsikan sebesar 55,5 $\mu s/ft$ dan 189 $\mu s/ft$ sesuai karakteristik batupasir jenuh air.

Kemudian, porositas efektif (ϕ_e) diperoleh dengan mengoreksi pengaruh *shale* terhadap porositas total menggunakan Persamaan (4):

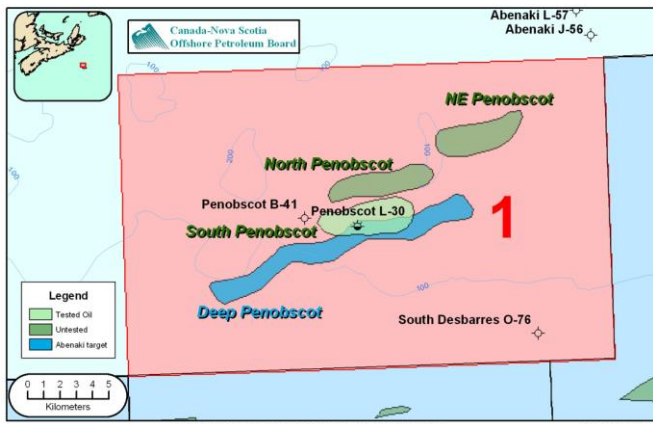
$$\phi_e = \phi_t \times (1 - V_{sh}) \quad (4)$$

Hasil estimasi dari keempat parameter tersebut digunakan untuk melakukan analisis sensitivitas antar parameter elastik (AI, SI, densitas, dan porositas). Analisis ini bertujuan untuk mengidentifikasi parameter paling sensitif terhadap karakteristik *tight sandstone* sebelum dilakukan proses inversi parsial.

Interpretasi Seismik

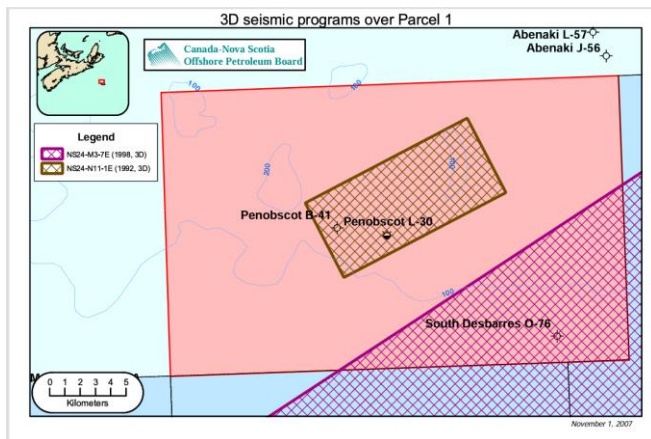
Berdasarkan interpretasi dari *Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board* (CNSOPB, 2007), Lapangan Penobscot terdiri atas tiga zona akumulasi hidrokarbon utama yang terpisah secara struktural, yaitu *South Penobscot*, *North Penobscot*, dan *Northeast Penobscot* (Gambar 2). Zona *South Penobscot* telah dikonfirmasi mengandung minyak berdasarkan hasil uji sumur Penobscot L-30, sedangkan dua zona di bagian utara masih memiliki tingkat potensi yang lebih rendah

karena belum dilakukan pengeboran untuk mengonfirmasi keberadaan hidrokarbon.



Gambar 2 Peta yang menunjukkan tiga akumulasi hidrokarbon utama di area Penobscot

Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini berupa data 3D *pre-stack* yang mencakup area utama di sekitar Lapangan Penobscot, meliputi sebagian besar zona *North Penobscot* dan *South Penobscot*, serta sebagian kecil area *Northeast Penobscot* (Gambar 3).



Gambar 3 Cakupan survei seismik 3D *pre-stack* yang mencakup sumur Penobscot L-30 dan B-41

Tahapan interpretasi dilakukan untuk mengidentifikasi horizon utama reservoir, yaitu *Top Tight Sand* dan *Base Tight Sand*, serta menafsirkan struktur lokal yang memengaruhi distribusi dan akumulasi hidrokarbon di sekitar area penelitian. Hasil interpretasi ini digunakan untuk menentukan batas vertikal zona target dan area analisis pada proses inversi parsial. Hal ini juga menjadi dasar dalam evaluasi lanjutan terhadap potensi reservoir di area *North Penobscot*.

Analisa Sensitivitas dan Crossplot

Analisis sensitivitas dilakukan untuk mengevaluasi keterkaitan antara parameter elastik dan

sifat petrofisik batuan pada interval target. Parameter utama yang digunakan meliputi impedansi akustik (*AI*), impedansi geser (*SI*), densitas (*RHOB*), dan porositas efektif (ϕ_e).

Beberapa kombinasi *crossplot* seperti *AI-RHOB*, *SI-RHOB*, dan *AI-SI* digunakan untuk menilai hubungan antar parameter elastik serta mengidentifikasi zona yang berpotensi sebagai *tight sandstone*. Pendekatan ini bertujuan untuk memahami pengaruh variasi sifat elastik terhadap karakter fisik batuan, terutama keterkaitan antara impedansi, densitas, dan porositas pada Formasi *Missisauga*.

Selanjutnya, hubungan antara *AI* dan porositas digunakan untuk membangun model regresi linier sederhana yang diaplikasikan pada hasil inversi parsial guna menghasilkan penampang porositas. Hubungan tersebut dinyatakan dalam bentuk:

$$\phi = a \cdot AI + b \tag{5}$$

dengan *a* dan *b* merupakan koefisien hasil *fitting* linier berdasarkan data log sumur.

Inversi Seismik

Analisis inversi dilakukan untuk memperoleh parameter elastik bawah permukaan, yaitu impedansi akustik (*AI*), densitas (ρ) dan impedansi geser (*SI*) yang merepresentasikan variasi sifat fisik batuan pada zona target. Pendekatan yang digunakan meliputi *post-stack inversion*, *pre-stack*, dan *partial inversion*. Perbandingan antara *post-stack* dan *pre-stack* dilakukan terlebih dahulu untuk menilai efektivitas masing-masing pendekatan dalam merepresentasikan respons elastik. Hasil evaluasi tersebut menjadi dasar pemilihan metode yang paling sesuai untuk diterapkan pada proses inversi parsial.

Data *pre-stack* yang digunakan terdiri atas *angle gathers* dengan rentang sudut 3° - 42°, yang kemudian dipisahkan menjadi dua subset utama, yaitu *near angle* (3° - 21°) dan *far angle* (24° - 42°). Pemisahan ini bertujuan untuk menilai sensitivitas respons elastik terhadap perubahan sudut datang gelombang seismik, khususnya pada zona *tight sandstone*.

Proses inversi dilakukan pada masing-masing subset untuk menghasilkan model *AI*, ρ dan *SI*. Hasil inversi kemudian divalidasi dengan data log sumur untuk menilai tingkat kesesuaiannya terhadap kondisi aktual bawah permukaan. Nilai perbandingan antara log hasil inversi dan log aktual ditampilkan dalam bentuk tabel *error analysis* yang digunakan untuk menilai performa metode inversi.

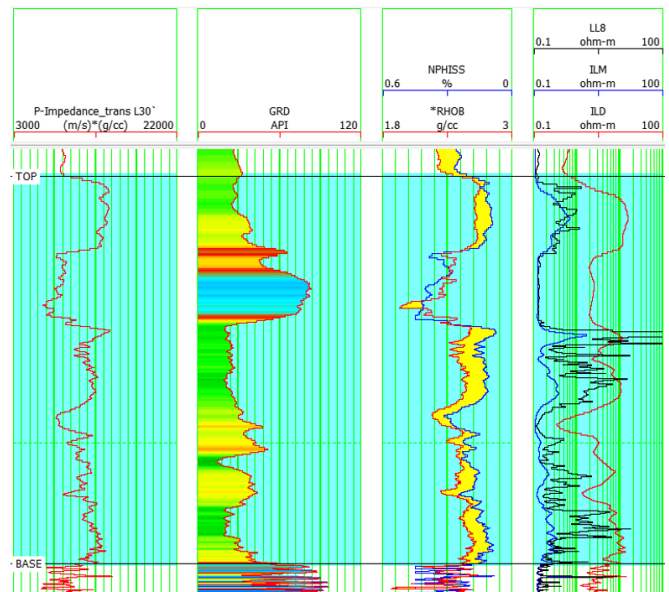
Hasil impedansi akustik (*AI*) dari inversi parsial selanjutnya digunakan untuk menurunkan model porositas (ϕ) berdasarkan hubungan regresi linier yang telah diperoleh dari analisis sensitivitas sebelumnya. Model porositas ini menjadi dasar untuk interpretasi

kuantitatif zona *tight sandstone* pada tahap analisis hasil.

Hasil dan Pembahasan

Analisa Data Log

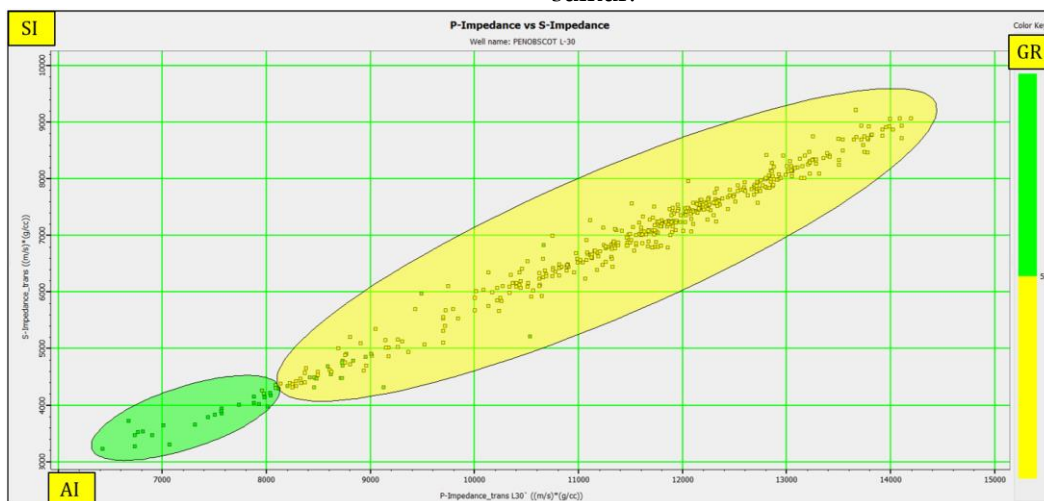
Analisis log dilakukan pada sumur L-30 dan B-41 untuk mengidentifikasi zona target *tight sandstone*. Berdasarkan log gamma ray (GR), interval dengan nilai GR rendah mengindikasikan dominasi litologi batupasir. Pada interval tersebut, log *acoustic impedance* (AI) yang dihitung dari kombinasi kecepatan gelombang P dan densitas menunjukkan nilai yang tinggi merepresentasikan tingkat kekompakan yang kuat sesuai karakter *tight sand*. Pola *crossover* pada log RHOB-NPHI dan peningkatan nilai resistivitas semakin menguatkan indikasi keberadaan fluida dalam batupasir kompak tersebut (Gambar 4). Secara stratigrafi, zona target *tight sand* berada di antara *Upper Missisauqua Formation* dan Base "O" Marker, yang menjadi fokus analisis kuantitatif pada tahap inversi.



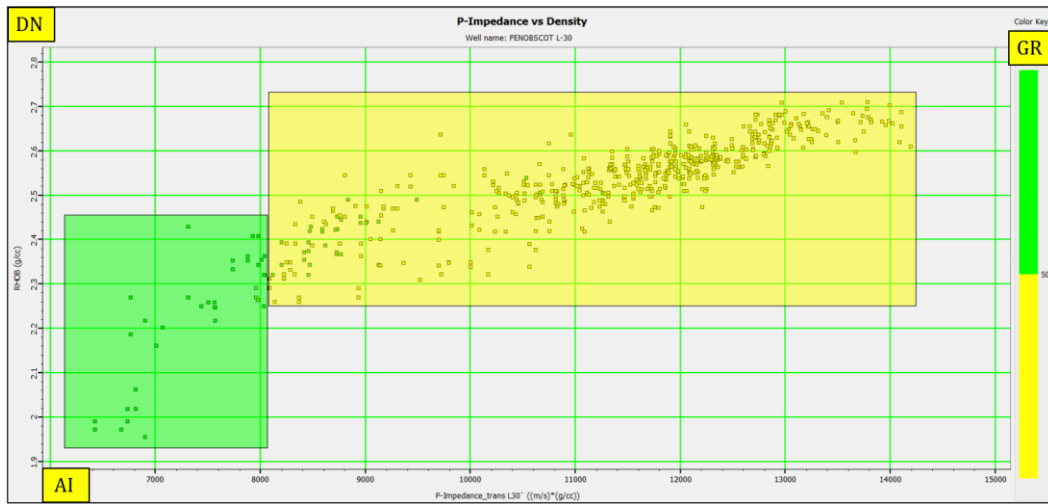
Gambar 4 Log sumur L-30 yang menunjukkan karakter zona target *tight sandstone* pada interval penelitian.

Analisa Sensitivitas

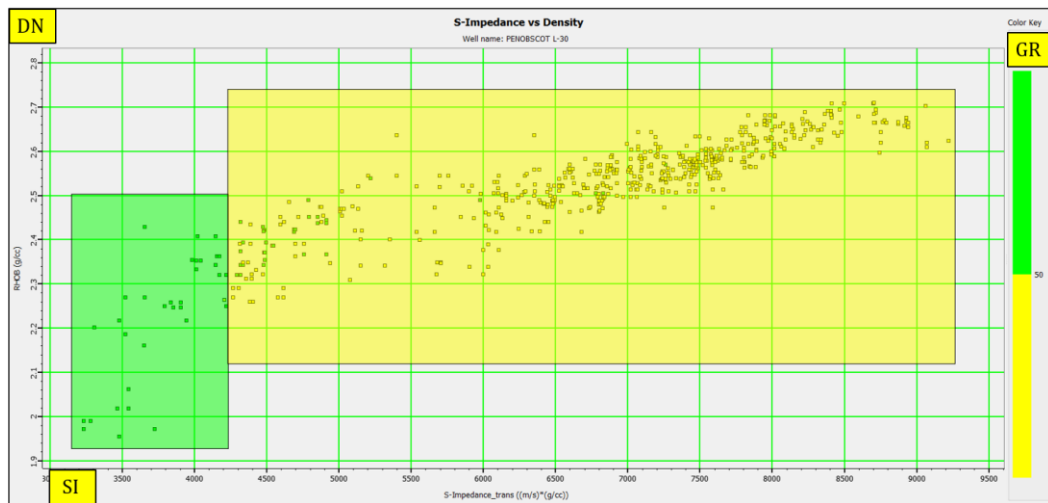
Hubungan antarparameter elastik dan petrofisik ditinjau melalui *crossplot* untuk menilai sensitivitasnya dalam membedakan zona *tight* dan *non-tight sandstone*. Pada sumur L-30, pasangan AI-SI menunjukkan pemisahan fasies yang paling tegas (Gambar 5). Hubungan AI-RHOB (Gambar 6) dan SI-RHOB (Gambar 7) juga cukup baik dalam mengelompokkan data *tight sand* pada nilai impedansi dan densitas yang lebih tinggi. Sebaliknya pada sumur B-41, pemisahan fasies melalui AI-RHOB dan SI-RHOB tidak sejelas sumur L-30 (Gambar 9-10), meskipun AI-SI masih mampu memberikan zonasi yang cukup terdefinisi (Gambar 8). Variasi ini mengindikasikan adanya perbedaan karakter fisik dan tingkat kompaksi antar sumur.



Gambar 5 *Crossplot* AI-SI sumur L-30 yang memperlihatkan pemisahan jelas antara zona *tight sand* dan *non-tight sand*.



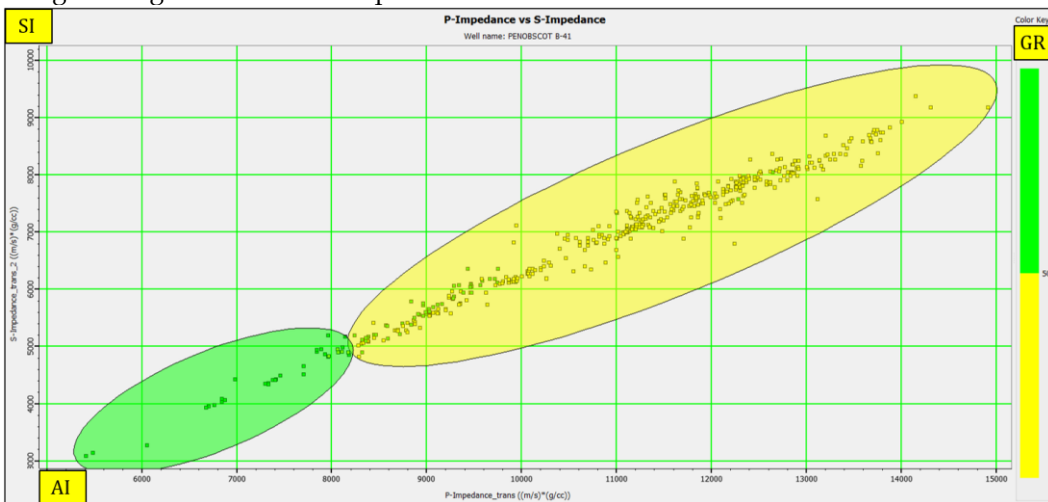
Gambar 6 Crossplot AI-SI sumur L-30 yang memperlihatkan pemisahan jelas antara zona *tight sand* dan *non-tight sand*.



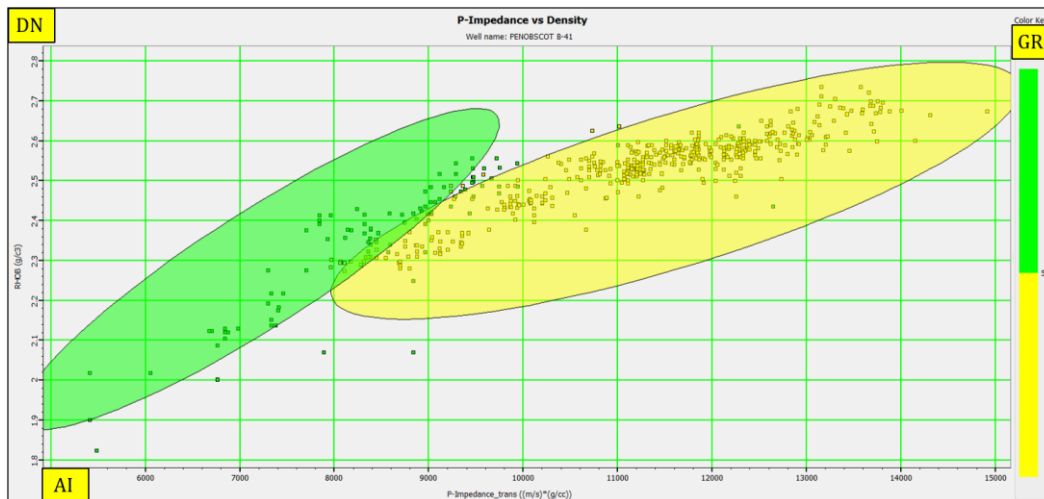
Gambar 7 Crossplot AI-RHOB sumur L-30 yang menunjukkan korelasi positif antara impedansi akustik dan densitas batuan.

Berdasarkan hasil analisis sensitivitas pada data log diperoleh hubungan regresi linier antara impedansi akustik (AI) dan porositas efektif (ϕ_e) (Gambar 11) yang digunakan sebagai fungsi transformasi pada hasil

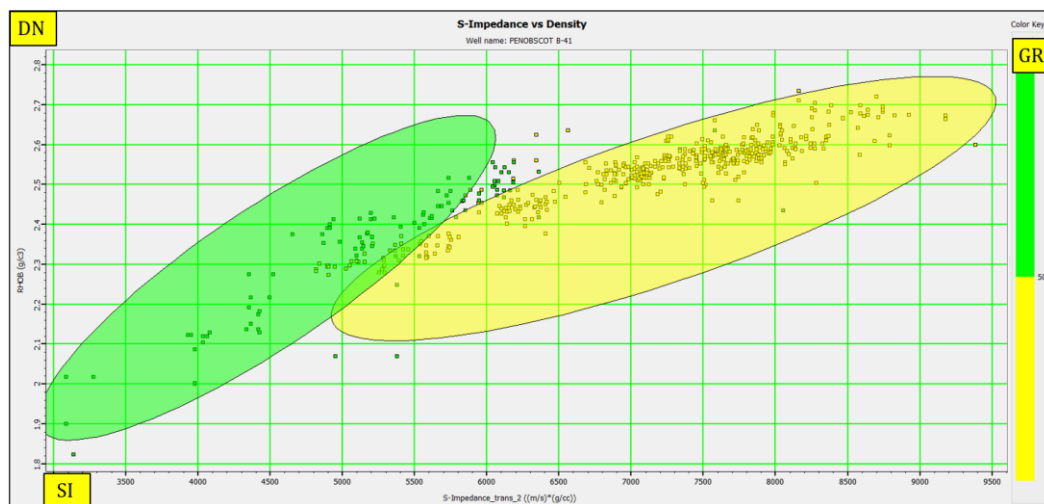
inversi. Nilai koefisien *intercept* (a) dan *gradient* (b) diperoleh melalui proses *linear fitting*, kemudian disubstitusikan ke dalam Persamaan (5).



Gambar 8 Crossplot AI-SI sumur B-41 dengan pemisahan zona *tight* dan *non-tight* yang masih terdefinisi.



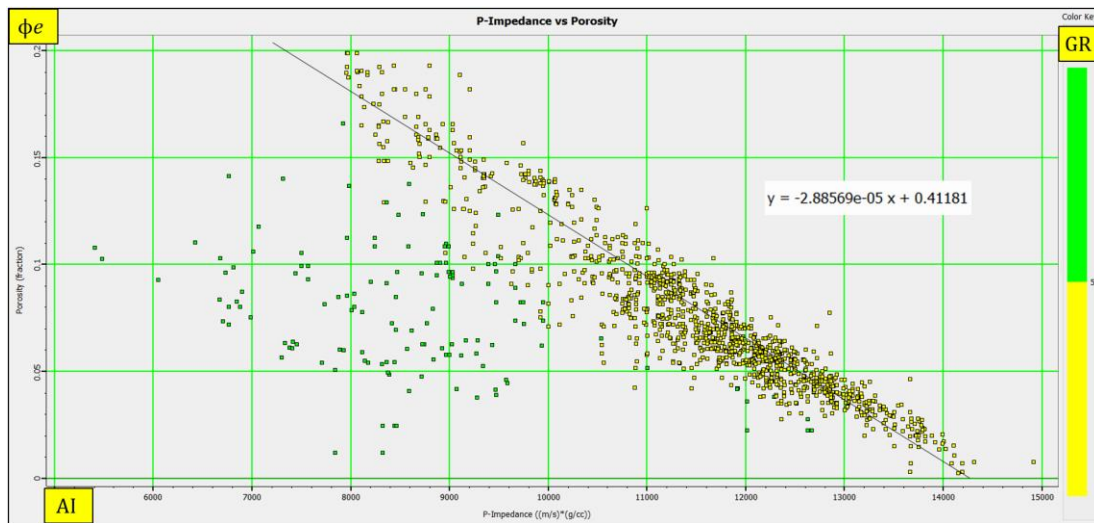
Gambar 9 Crossplot AI-RHOB sumur B-41 yang menunjukkan tumpang tindih distribusi data antarfasies.



Gambar 10 Crossplot SI-RHOB sumur B-41 dengan pemisahan litologi yang kurang tegas dibandingkan parameter lainnya.

Fungsi tersebut kemudian diaplikasikan pada model AI hasil inversi parsial terbaik untuk menghasilkan penampang distribusi porositas pada zona target. Pendekatan ini memberikan estimasi

kuantitatif terhadap kualitas reservoir, sehingga area dengan impedansi akustik lebih rendah dan porositas relatif lebih tinggi dapat diidentifikasi sebagai zona prospek pada *tight sandstone* Formasi Missisauga.

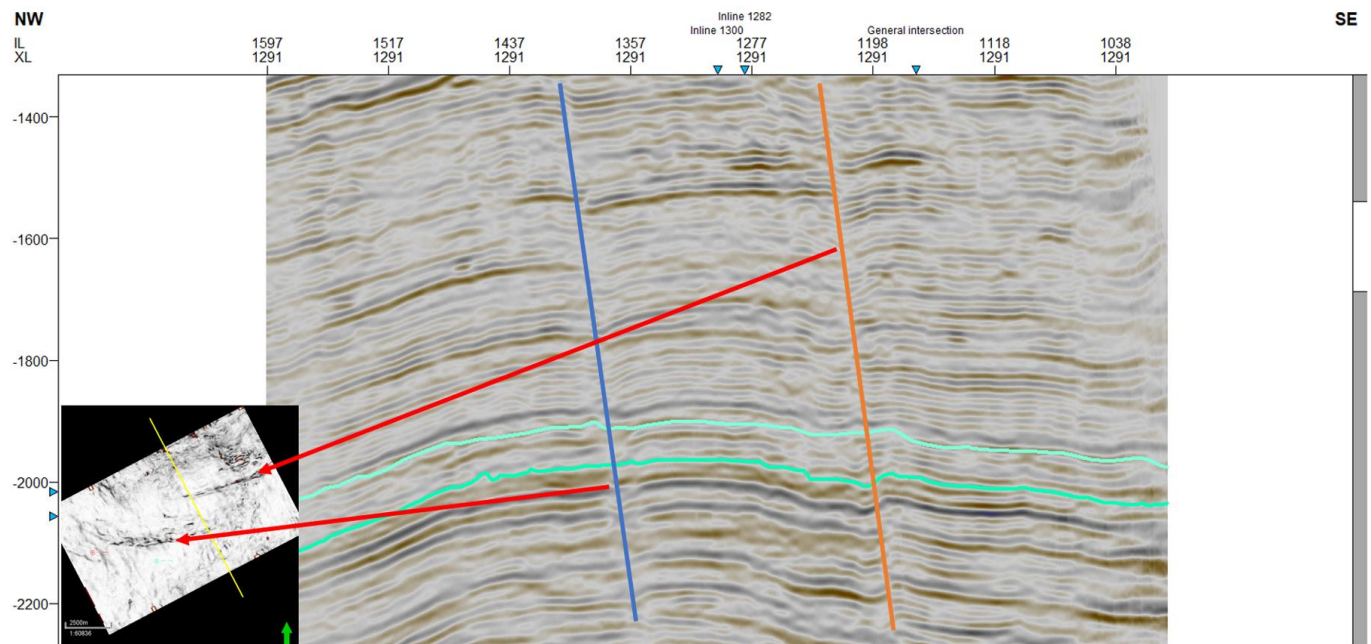


Gambar 11 Hubungan regresi linier antara AI dan porositas efektif (ϕ_e)

Interpretasi Seismik

Interpretasi struktur dilakukan dengan memanfaatkan atribut *variance* pada data seismik 3D untuk mengidentifikasi pola ketidakselarasan refleksi yang berasosiasi dengan keberadaan sesar. Hasil interpretasi menunjukkan dua sistem sesar utama dengan orientasi berbeda di wilayah penelitian (Gambar

12). Sesar pertama berarah barat laut-tenggara (NW-SE), sedangkan sesar kedua memiliki orientasi timur laut-barat daya (NE-SW). Kedua sesar tersebut diinterpretasikan sebagai elemen struktural yang berperan dalam pembentukan perangkap hidrokarbon melalui kombinasi pengangkatan lokal dan pemisahan blok batuan.

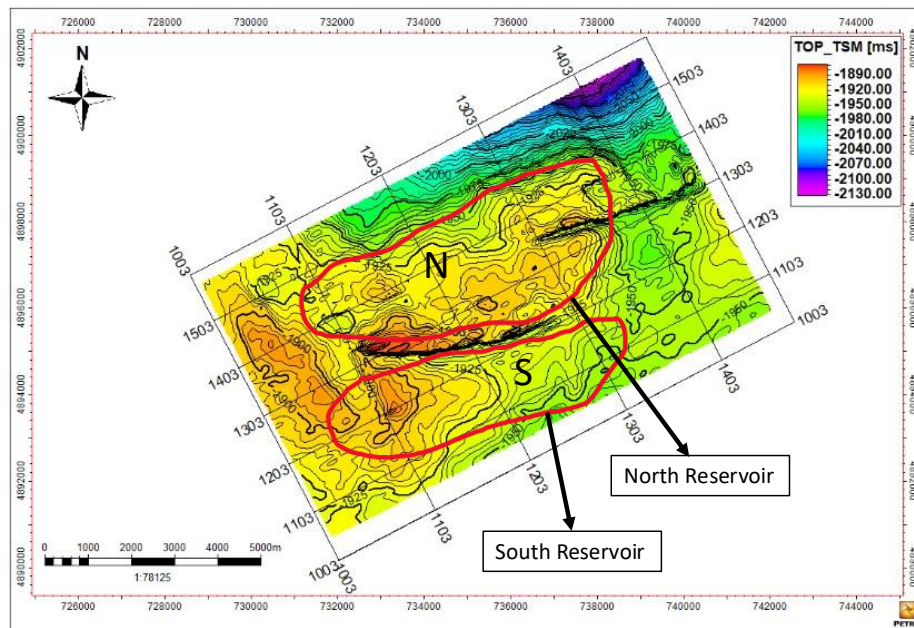


Gambar 12 Atribut *variance* yang memperlihatkan pola sesar utama berarah NW-SE dan NE-SW di area penelitian.

Pemodelan struktur kemudian diterapkan pada horizon Top Tight Sand untuk menghasilkan peta time structure (Gambar 13). Peta ini memperlihatkan dua zona puncak struktur yang cukup menonjol, yaitu di bagian selatan (South Penobscot) dan bagian utara (North Penobscot). Zona selatan telah terbukti mengandung hidrokarbon berdasarkan hasil pengeboran sumur L-30, sedangkan zona utara masih

belum diuji melalui pengeboran. Namun, kedudukannya yang berdekatan dengan dua sesar utama serta berada pada posisi struktur yang lebih tinggi dibanding area sekitarnya mengindikasikan potensi keberadaan perangkap hidrokarbon. Identifikasi awal area prospek ditandai pada peta struktur (lingkaran merah pada Gambar 13) sebagai

dasar untuk evaluasi kuantitatif pada tahap analisis inversi dan *slicing* yang dibahas pada bagian berikutnya.



Gambar 13 Peta struktur waktu horizon *Top Tight Sand* yang menampilkan dua zona struktur meninggi di area *South* dan *North* Penobscot.

Inversi Seismik

Inversi dilakukan menggunakan dua pendekatan utama, yaitu *post-stack inversion* dan *pre-stack inversion* untuk mengevaluasi sensitivitas data seismik terhadap estimasi impedansi akustik (AI). Hasil evaluasi kuantitatif pada Tabel 2 menunjukkan bahwa metode *pre-stack* memberikan nilai *error* yang lebih rendah dibandingkan *post-stack* sehingga mampu merepresentasikan karakter elastik batuan dengan lebih baik. Berdasarkan hasil tersebut, data *pre-stack* digunakan sebagai *input* untuk proses *partial AVO inversion* pada tahap selanjutnya.

Tabel 2 Perbandingan nilai *error post-stack* dan *pre-stack inversion*.

Well	Stack	Zp Error (m/s*gr/cc)
L-30	Pre	160.063
	Post	278.776
B-41	Pre	134.807
	Post	224.877

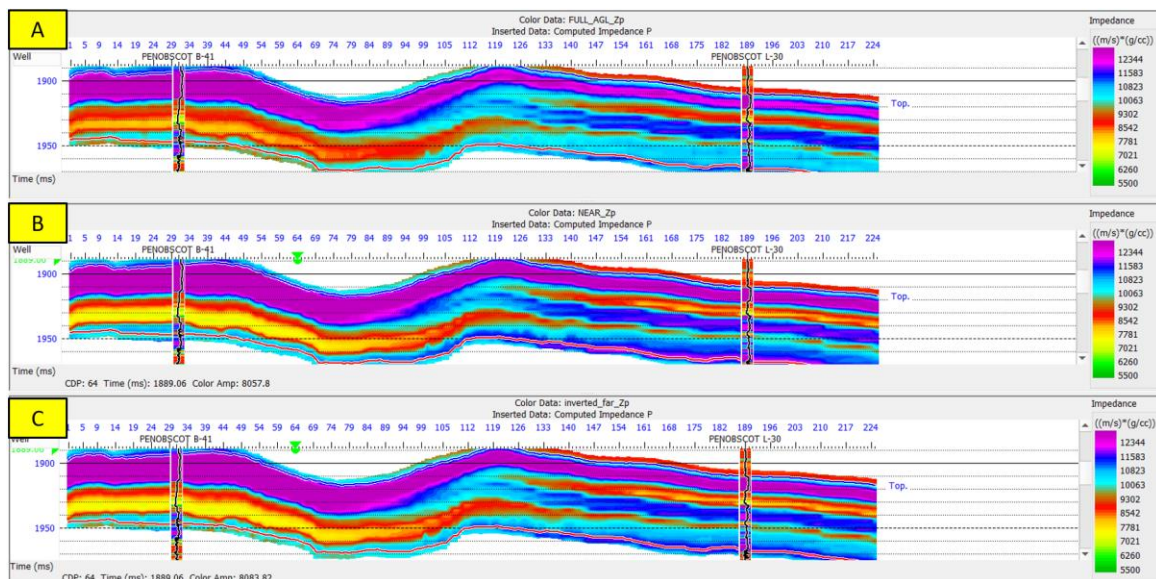
Partial inversion dilakukan dengan mengelompokkan sudut data menjadi *full angle*, *near angle*, dan *far angle*, kemudian dibandingkan tingkat akurasi terhadap log sumur (Tabel 3). Hasilnya menunjukkan bahwa *near angle* menghasilkan nilai RMSE paling kecil dan memiliki kesesuaian tertinggi terhadap data log, diikuti *full angle* dan *far angle*. Hal ini

menegaskan bahwa variasi sudut datang berpengaruh langsung terhadap kestabilan dan ketepatan estimasi parameter elastik pada zona *tight sandstone*.

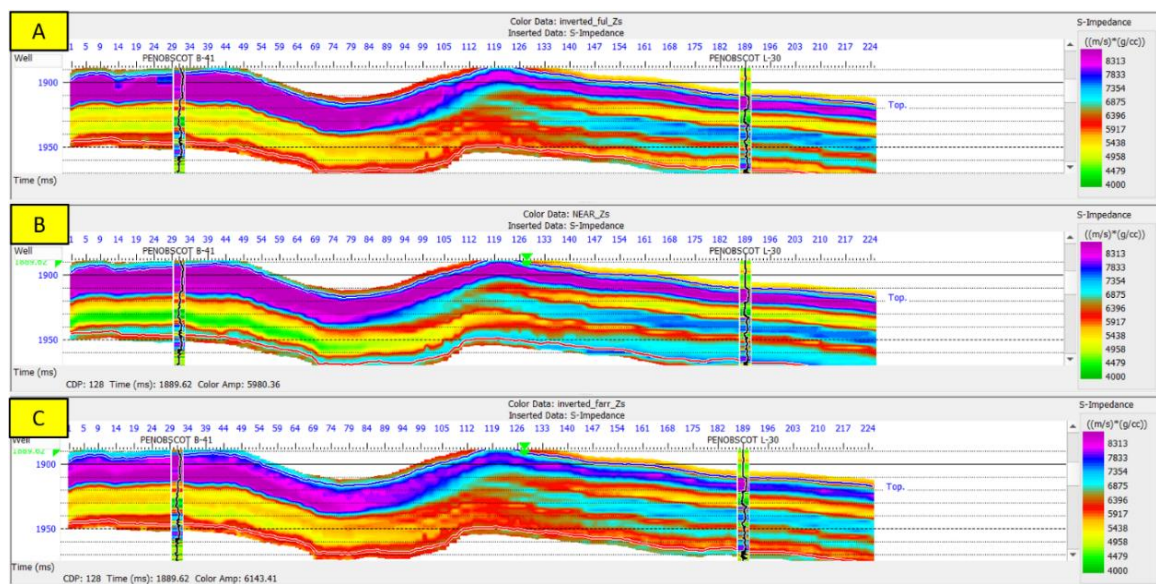
Tabel 3 Nilai *error partial AVO inversion* pada data *full*, *near*, dan *far angle gather*.

Well	Angle (°)	Zp Error (m/s*gr/cc)	Zs Error (m/s*gr/cc)	Dn Error (gr/cc)
L-30	Full	160.06	283.67	0.0098
	Near	105.92	165.93	0.0078
	Far	146.93	438.68	0.0113
B-41	Full	134.81	334.56	0.0081
	Near	58.36	103.79	0.0056
	Far	141.59	385.22	0.0091

Perbandingan hasil inversi impedansi akustik (AI) dan impedansi geser (SI) ditunjukkan pada Gambar 14 dan Gambar 15. Masing-masing gambar menampilkan tiga penampang hasil inversi untuk kelompok sudut *full*, *near*, dan *far*. Berdasarkan *quality control* (QC), penampang *near* AI (Gambar 14b) memperlihatkan resolusi yang paling baik dan kesesuaian paling tinggi terhadap data log, dibandingkan *full* AI (Gambar 14a) dan *far* AI (Gambar 14c). Pola serupa juga terlihat pada hasil inversi impedansi geser, di mana *near* SI (Gambar 15b) menampilkan kontinuitas refleksi yang paling jelas dibanding dua kelompok sudut lainnya.



Gambar 14 Penampang AI hasil inversi untuk (a) *full angle*, (b) *near angle*, dan (c) *far angle* pada zona target.

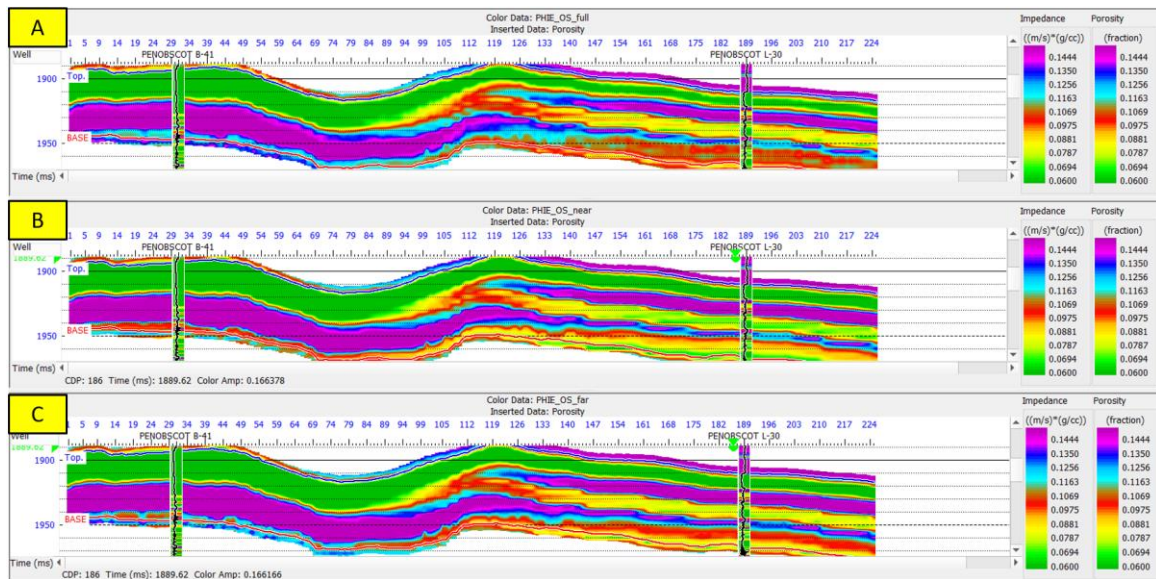


Gambar 15 Penampang SI hasil inversi untuk (a) *full angle*, (b) *near angle*, dan (c) *far angle* pada zona target.

Performa superior *near angle* tersebut sesuai dengan karakter AVO berdasarkan persamaan Zoeppritz, di mana sudut kecil masih berada pada domain linier sehingga respons amplitudo terhadap perubahan impedansi jauh lebih stabil. Sementara itu, *full angle* sudah mencakup kontribusi dari sudut jauh (*far angle*) yang meningkatkan faktor non-linieritas dan *far angle* sendiri cenderung lebih dipengaruhi oleh efek fluida serta *noise* yang menyebabkan hasil inversi menjadi kurang stabil dan memiliki akurasi yang lebih rendah.

Penampang porositas yang dihasilkan dari konversi hasil inversi AI ditunjukkan pada Gambar 16. Distribusi porositas pada hasil *near angle* (Gambar 16b)

menunjukkan kesesuaian paling baik terhadap data log, sementara *full* (Gambar 16a) dan *far angle* (Gambar 16c) memperlihatkan nilai porositas rata-rata yang lebih tinggi namun kurang sesuai dengan kondisi impedansi pada zona target. Perbedaan ini berkaitan dengan hasil inversi AI, di mana impedansi pada *near angle* (Gambar 14b) memiliki nilai lebih tinggi dibanding dua kelompok sudut lainnya. Hal tersebut menghasilkan estimasi porositas yang lebih rendah dan lebih representatif terhadap karakteristik *tight sandstone* pada Formasi Missisauga. Berdasarkan hasil tersebut, hasil inversi *near angle* dipilih sebagai model utama untuk analisis distribusi lateral.



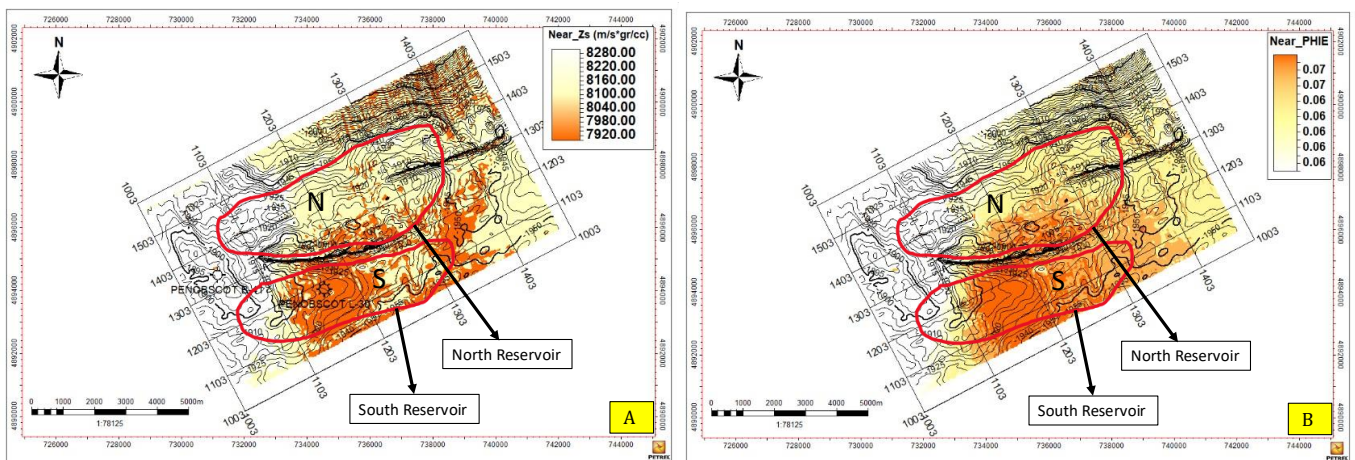
Gambar 16 Penampang porositas dari hasil inversi AI untuk (a) *full angle*, (b) *near angle*, dan (c) *far angle*

Distribusi Lateral Porositas dan Impedansi Geser

Analisis distribusi lateral dilakukan untuk menilai potensi reservoir pada zona *tight sandstone*. Pada tahap ini digunakan hasil inversi *near angle* karena memiliki akurasi terbaik berdasarkan analisis sebelumnya. Interpretasi dilakukan dengan mengambil irisan data (*slicing*) pada interval 10 ms di bawah horizon Top *Tight Sand* untuk melihat sebaran lateral parameter elastik dan petrofisika pada area target.

Gambar 17a memperlihatkan sebaran nilai *shear impedance* (SI) pada interval tersebut. Nilai SI yang lebih rendah diinterpretasikan sebagai zona dengan tingkat

kekompakan yang lebih rendah dalam *tight sandstone*. Dua area utama menunjukkan anomali SI rendah yang menonjol, yaitu pada bagian selatan (*South Penobscot*) dan utara (*North Penobscot*). Kedua area ini sebelumnya telah ditandai pada peta struktur (Gambar 13) sebagai zona dengan elevasi relatif tinggi dan adanya *fault* yang berpotensi menjadi perangkap hidrokarbon. Selain itu, sebaran SI rendah juga tampak meluas ke arah timur laut dari area *North*, yang mengindikasikan kemungkinan keterhubungan lateral reservoir di daerah tersebut.



Gambar 17 Peta sebaran SI (A) dan porositas efektif (B) pada *near angle* pada interval 10 ms di bawah Top *Tight Sand*.

Distribusi porositas yang diperoleh dari hasil konversi *near AI* (Gambar 17b) juga memperlihatkan pola yang sejalan dengan hasil SI. Zona dengan nilai porositas relatif lebih tinggi teridentifikasi pada area *South* dan *North*, meskipun nilai porositas masih berada dalam rentang karakteristik *tight sandstone* yaitu <12%.

Konsistensi anomali porositas dengan pola SI mendukung interpretasi bahwa kedua area tersebut merupakan zona prospektif yang memiliki kualitas reservoir lebih baik dibandingkan area sekitarnya. Secara khusus, area *North* menunjukkan indikasi yang menjanjikan karena memiliki kombinasi porositas yang

lebih tinggi dan nilai SI yang lebih rendah, serta posisinya yang berada di antara dua sesar utama yang berpotensi berfungsi sebagai perangkap struktural.

Hasil ini memperkuat interpretasi bahwa area *South* merupakan zona *proven hydrocarbon accumulation* berdasarkan sumur L-30, sementara area *North* dapat direkomendasikan sebagai target eksplorasi lanjutan dengan mempertimbangkan ketidakpastian akibat belum adanya kontrol sumur di area tersebut.

Kesimpulan

Penelitian ini menunjukkan bahwa metode *partial AVO inversion* pada sudut *near* memberikan karakterisasi reservoir yang paling akurat dibandingkan pendekatan *full-angle* maupun *far-angle*, sehingga digunakan sebagai dasar interpretasi prospek. Integrasi hasil inversi impedansi akustik, impedansi geser, dan porositas berhasil mengidentifikasi dua zona prospek utama di Lapangan Penobscot. Area *South* telah terbukti menghasilkan hidrokarbon berdasarkan pengeboran sumur L-30, sedangkan area *North* yang belum dibor menunjukkan indikasi prospektivitas yang kuat dari segi kontrol struktur dan parameter elastik. Oleh karena itu, area *North* direkomendasikan sebagai target pengeboran lanjutan. Meskipun demikian, ketidakpastian tetap perlu diperhatikan mengingat terbatasnya kontrol sumur dan porositas yang rendah pada *tight* reservoir.

Ucapan Terima Kasih

Penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada para pembimbing akademik dari Program Studi Teknik Geofisika, Institut Teknologi Sumatera atas bimbingan dan masukan yang sangat berharga selama penyelesaian penelitian ini. Terima kasih juga disampaikan kepada Canada-Nova Scotia Offshore Petroleum Board (CNSOPB) yang telah memberikan akses terhadap data seismik dan data sumur *Penobscot Field* yang digunakan dalam penelitian ini. Penulis juga mengucapkan terima kasih kepada rekan-rekan dan teman-teman yang telah memberikan kontribusi diskusi yang sangat membantu selama tahap pengolahan dan interpretasi data.

Daftar Pustaka

- Anderson, J. W., & Bogaards, M. A. (2000). Quantifying Fluid Prediction Using Angle-Dependent Inversion Measured Against Log Fluid Substitutions. *Offshore Technology Conference*. doi:<https://doi.org/10.4043/11908-MS>
- Campbell, T. J., Bill Richards, F. W., Silva, R. L., Wach, G., & Eliuk, L. (2015). Interpretation Of The Penobscot 3D Seismic Volume Using Constrained Sparse Spike Inversion, Sable Sub-Basin, Offshore Nova Scotia. *Marine and Petroleum Geology*, 68(Part A), 73 - 93. doi:<https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2015.08.009>
- Canada–Nova Scotia Offshore Petroleum Board (CNSOPB). (2007, January). *Geology and Reserve Estimates of Parcel 1*. Retrieved 10 22, 2025, from Call for Bids 2007: https://callforbids.cnsopb.ns.ca/2007/01/geology_parcell_reserve_estimates.html
- Castagna, J., Batzle, M., & Eastwood, R. (1985). Relationship Between Compressional and Shear-wave Velocities in Elastic Silicate Rocks. *Geophysics*, 50, 571-581. doi:<https://doi.org/10.1190/1.1441933>
- Dai, R., & Yang, J. (2023). Amplitude-Versus-Angle (AVA) Inversion for Pre-Stack Seismic Data With L0-Norm-Gradient Regularization. *Mathematics*, 11(4), 880. doi:<https://doi.org/10.3390/math11040880>
- 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 the Low-Impedance Sandstone: A Case Study in the Sadewa Field, Indonesia. *First Break*, 43(7), 69–78. doi:<https://doi.org/10.3997/1365-2397.fb2025055>
- Grant, A. C., McAlpine, K. D., & Wade, J. A. (1986). Offshore Geology and Petroleum Potential of Eastern Canada. *Energy Exploration & Exploitation*, 4(1), 5-52. doi:<https://doi.org/10.1177/014459878600400103>
- MacLean, B. C., & Wade, J. A. (1992). Petroleum geology of the continental margin south of the islands of St. Pierre and Miquelon, offshore Eastern Canada. *Bulletin of Canadian Petroleum Geology*, 40(3), 222–253. doi:<https://doi.org/10.35767/gscpgbull.40.3.222>
- Mosquera, J. C., Ghisays, A., & Montes, L. (2013). AVO Analysis With Partial Stacking to Detect Gas Anomalies in the GÜEPAJE-3D Project. *Geofisica Internacional*, 52(3),

249–260.

doi:[https://doi.org/10.1016/S0016-7169\(13\)71475-2](https://doi.org/10.1016/S0016-7169(13)71475-2)

- Royden, L., & Keen, C. E. (1980). Rifting Process And Thermal Evolution Of The Continental Margin Of Eastern Canada Determined From Subsidence Curves. *Earth and Planetary Science Letters*, 51(2), 343-361. doi:[https://doi.org/10.1016/0012-821X\(80\)90216-2](https://doi.org/10.1016/0012-821X(80)90216-2)
- Wade, J. A., & MacLean, B. C. (1990). *The Geology of the Southeastern Margin of Canada* (Vol. 2). Boulder: Geological Society of America. doi:<https://doi.org/10.1130/DNAG-GNA-II.167>
- Wei, X., Jiang, X., Booth, D., & Liu, Y. (2006). The Inversion of Seismic Velocity Using a Partial-Offset Stack With Well-Log Constraints. *Journal of Geophysics and Engineering*, 3(1), 50 - 58. doi:<https://doi.org/10.1088/1742-2132/3/1/007>
- Wyllie, M. R., Gregory, A. R., & Gardner, G. H. (1956). An experimental study of the effect of porosity. *Geophysics*, 21(1), 28 - 43.
- Zong, Z., Yin, X., & Wu, G. (2012). Elastic Impedance Variation With Angle Inversion For Elastic Parameters. *Journal Of Geophysics and Engineering*, 9(3), 247–260. doi:<https://doi.org/10.1088/1742-2132/9/3/247>