

Inversi Seismik Model Based (AI) untuk Karakterisasi Reservoir Sub-Formasi Sand4 Lapangan Penobscot, Kanada

Seismic Inversion Model Based (AI) for Characterization of The Sand4 Sub-Formation Reservoir in The Penobscot Field, Canada

Muh. Riswan Anas Sukri^{1*}, Awali Priyono², Warni Multi¹

¹Program Studi Teknik Geofisika Universitas Pattimura, Jln. Ir. M. Putuhena, Poka, Ambon

²Program Studi Teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung, Jln. Ganesha No.10, Bandung

***muh.riswan.as@gmail.com**

Diterima: 01 Februari 2024; Disetujui: 23 April 2024

DOI: [10.30598/tanahgoyang.2.1.22-36](https://doi.org/10.30598/tanahgoyang.2.1.22-36)

Kata Kunci:	Abstrak
<i>Acoustic Impedance</i> <i>Densitas</i> <i>Inversi</i> <i>Porositas</i> <i>Seismik</i>	Prospek Lapangan Penobscot berlokasi di <i>Sub-basin Sable</i> di Utara Pulau Sable. Pada lapangan ini didukung oleh sumur L-30. Meskipun pada Lapangan Penobscot ini telah diketahui perkiraan kedalaman lapisan <i>sandstone</i> pada Formasi Mississauga, data ini masih terlalu lemah untuk dijadikan acuan perkiraan persebaran lapisan reservoir <i>sandstone</i> yang ada. Maka dari itu perlu dilakukan seismik inversi (<i>Model based</i>) untuk menghasilkan volume <i>acoustic impedance</i> , volume porositas dan volume densitas sebagai landasan dalam mengambil tindakan terhadap reservoir. Zona target berada di Formasi Mississauga pada sub-formasi <i>Sand4</i> . Pada proses inversi <i>acoustic impedance</i> didapat nilai korelasi sebesar 0.951745 dan <i>error</i> 0.312563. Berdasarkan hasil inversi seismik menunjukkan zona <i>sandstone</i> memiliki nilai <i>acoustic impedance</i> rendah (7874 - 8923 (m/s)*(g/cc)) dan pada penampang volume porositas yang dihasilkan terlihat bahwa zona <i>sandstone</i> memiliki porositas relatif tinggi yaitu 22 – 26.3 %, serta pada penampang volume densitas menggambarkan zona <i>sandstone</i> memiliki densitas yang rendah berkisar 2.23 – 2.37 g/cc.
Keywords: <i>Acoustic Impedance</i> <i>Density</i> <i>Inversion</i> <i>Porosity</i> <i>Seismic</i>	Abstract <i>The Penobscot Field Prospect is located in the Sable Sub-basin in the North of Sable Island. This field is supported by well L-30. Although the estimated depth of the sandstone layer in the Mississauga Formation has been known in the Penobscot Field, this data is still too weak to serve as a reference for estimating the distribution of existing sandstone reservoir layers. Therefore, seismic inversion (Model-based) is needed to produce volumes of acoustic impedance, porosity, and density as a basis for taking action on the reservoir. The target zone is in the Mississauga Formation in the Sand4 sub-formation. In the process of acoustic impedance inversion, a correlation value of 0.951745 and an error of 0.312563 were obtained. Based on the seismic inversion results, the sandstone zone has low acoustic impedance values (7874 - 8923 (m/s)*(g/cc)), and in the porosity volume section generated, it is evident that the sandstone zone has relatively high porosity ranging from 22% to 26.3%. Additionally, in the density volume section, it is shown that the sandstone zone has low densities ranging from 2.23 to 2.37 g/cc.</i>

1. PENDAHULUAN

Kedalaman lapisan *sandstone* pada Formasi Mississauga di Lapangan Penobscot sudah dapat diperkirakan, namun data yang ada masih terlalu lemah untuk menjadi dasar perkiraan yang akurat terkait persebaran lapisan reservoir *sandstone*. Kelemahan tersebut disebabkan oleh keterbatasan interpretasi yang hanya bergantung pada data geologi dan sumur. Meskipun data sumur memiliki tingkat akurasi yang tinggi, risikonya masih terlalu besar untuk dijadikan panduan langsung dalam menilai persebaran reservoir lapisan *sandstone* di lapangan ini. Dampaknya, tingkat kesalahan dalam interpretasi data tetap tinggi. Penambahan sumur bukanlah solusi yang tepat, mengingat rasio kegagalan yang masih tinggi dan dampak negatif seperti kerugian waktu dan biaya yang signifikan, sehingga bukanlah pilihan yang diinginkan secara keseluruhan.

Inversi seismik adalah teknik untuk menciptakan model geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2002). Salah satu metode inversi seismik adalah inversi *acoustic impedance* (AI) yang merupakan parameter yang menggambarkan porositas dan litologi batuan (Sukmono, 2000). *Acoustic impedance* adalah properti fisika yang menggambarkan tingkat kekerasan batuan di bawah permukaan tanah. Komponen tersebut sangat dipengaruhi oleh kecepatan gelombang dan densitas batuan sebagai respons dari perbedaan litologi dan kandungan fluida (Erryansyah dkk., 2020; Simanjuntak dkk., 2014). Oleh karena itu indikasi batuan reservoir dapat dilihat melalui properti fisika nilai *acoustic impedance* ini (Malik dkk., 2018). Dengan mengetahui nilai *acoustic impedance* ini, maka interpretasi persebaran lapisan *sandstone* akan jauh lebih baik. Dengan meningkatnya akurasi interpretasi data seismik, maka rasio kesuksesan pengeboran sumur baru akan jauh lebih tinggi.

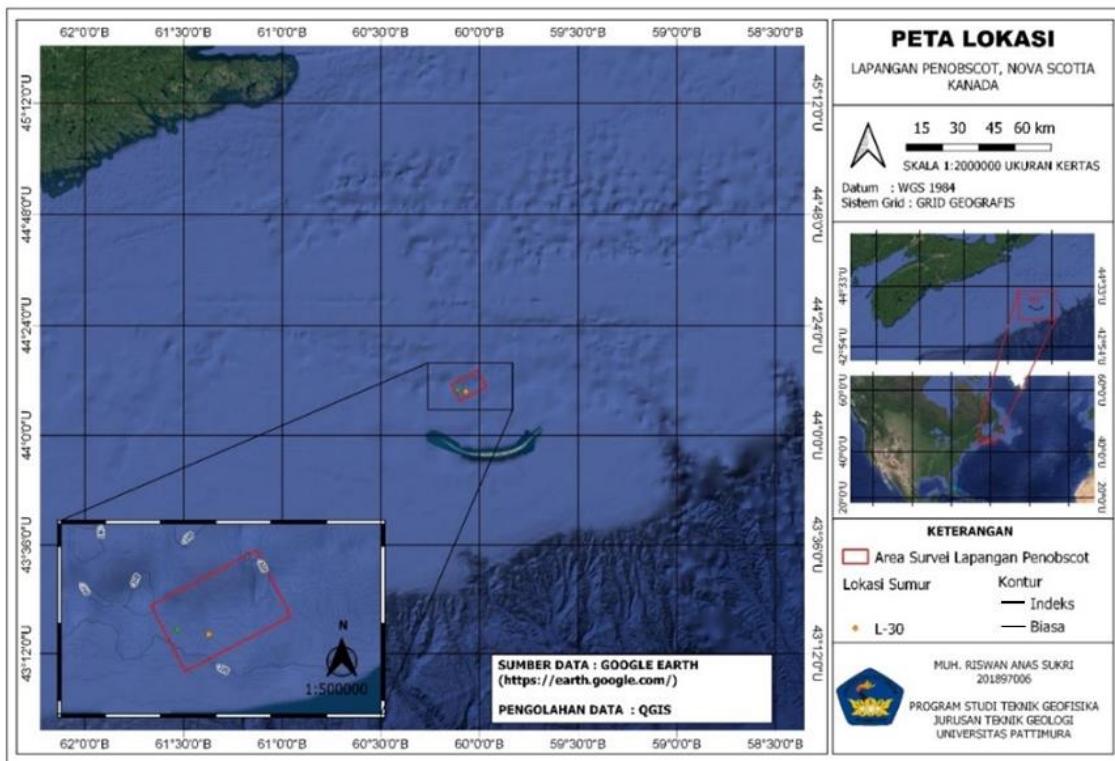
Penelitian menggunakan metode inversi seismik *acoustic impedance* telah berhasil mengkarakterisasi reservoir hidrokarbon di perairan Utara Bali (Pamalik dkk., 2020). Karakterisasi reservoir karbonat menggunakan analisis inversi seismik *acoustic impedance* di Lapangan "CLM" Cekungan Jawa Barat Utara telah berhasil dilakukan oleh Yuniarto (2021). Metode inversi seismik juga dilakukan oleh Rosid dkk (2019) untuk mengkarakterisasi reservoir di Cekungan Sumatera Utara. Kemudian Erryansyah dkk (2020) juga telah berhasil mengidentifikasi reservoir di perairan Nias menggunakan inversi *acoustic impedance*.

Berdasarkan pemaparan diatas maka tujuan dari pelaksanaan penelitian ini yaitu memperoleh hasil analisa inversi *acoustic impedance* (*Model Based*) serta volume porositas dan volume densitas pada sub-formasi *Sand4* Formasi Mississauga. Penelitian ini diharapkan dapat memahami penerapan *acoustic impedance* dalam membuat gambaran sebaran litologi, porositas serta densitas reservoir hidrokarbon pada daerah penelitian, serta memberikan informasi dan gambaran sebaran reservoir daerah penelitian sebagai pertimbangan dalam pengembangan penelitian selanjutnya.

2. METODE PENELITIAN

2.1. Lokasi Penelitian

Penelitian ini menggunakan data sekunder dari sumber terbuka laman terranubis (<https://terranubis.com/datainfo/Penobscot>) dan laman resmi Canada Nova Scotia Offshore Petroleum Board (<https://cnsopbdigitaldata.ca/geoviewer/dmc>) yang diakses pada September 2022. Daerah penelitian berada di Lapangan Penobscot, Cekungan Scotia, Kanada. Untuk area survei seismik dan lokasi sumur dapat dilihat pada Gambar 1.



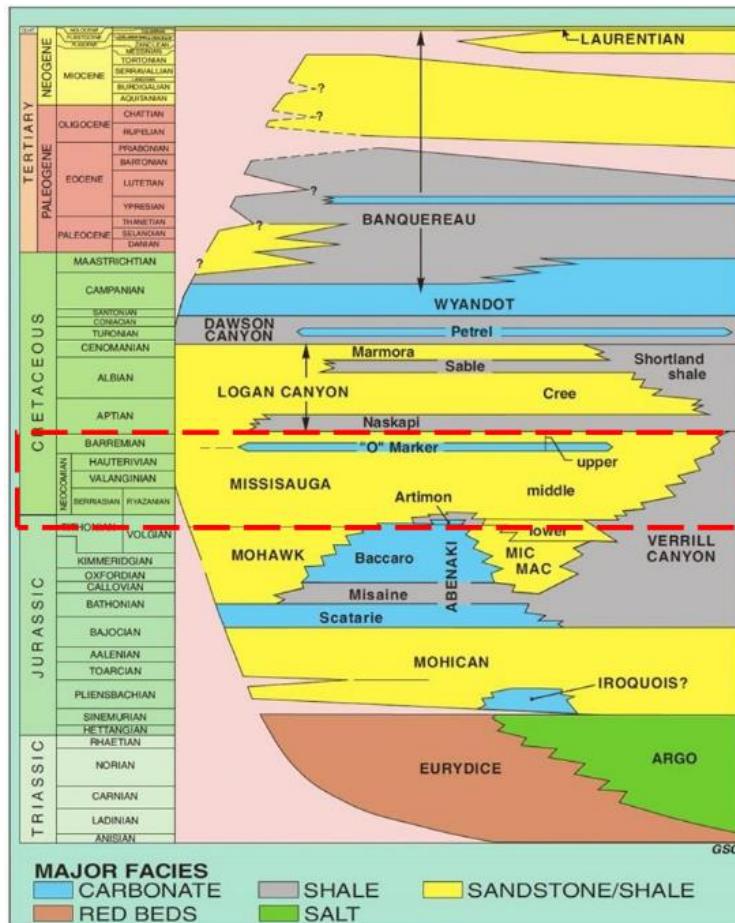
Gambar 1. Peta lokasi seismik.

2.2. Stratigrafi Regional

Lapangan Penobscot secara umum terdapat pada Cekungan Scotia. Cekungan Scotia dengan total luas ± 300.000 km², terletak pada wilayah *offshore* Nova Scotia dengan panjang sekitar 1200 km dari perbatasan *Yarmouth Arch* (Amerika Serikat) pada posisi Barat Daya ke *Uplift Avalon* di *Grand Banks–Newfoundland* pada posisi timur laut. Cekungan Scotia terdiri dari batuan sedimen *Mesozoic–Cenozoic* hingga kedalaman 16 km yang terendapkan selama retakan *Pangea* hingga pembentukan Atlantik Utara (Campbell, 2014).

Formasi Missisauga merupakan formasi target yang tersebar luas pada *basin* Scotia yang bervariasi secara fasies dan ketebalan. Diseluruh *platform* LaHave, *platform* Burin, dan Canso Ridge, ketebalannya mencapai 1000 meter dan berisi 60 hingga 80 persen *sandstone* dengan beberapa fasies *limestone* lokal pada bagian Barat Daya. Pada *sub-basin* Sable, lebih dari 2770 meter formasi ini dibor pada area Pulau Sable dan diduga memiliki ketebalan lebih dari 3 km dengan 30 hingga 50 persen berisi *sandstone* atau *siltstone*. Ke arah basin, Formasi Missisauga terdiri dari *grades* turbidit dan *shale* dari bagian *Cretaceous* Formasi Verrill Canyon. Pada interval stratigrafi ini terdapat Formasi Missisauga tengah khususnya pada sub-formasi *Sand4* yang menjadi target penelitian. Formasi ini terbentuk dari *limestone* serta *sandstone* yang memiliki sekvens seismik yang kompleks dan menonjol. Formasi Missisauga sendiri memiliki 11 anggota (sub-formasi) yaitu : *Upper Missisauga*, "0" *Limestone*, *Base "0" Limestone*, *Sand1*, *Sand2*, *Sand3*, *Sand4*, *Sand5*, *Sand6*, *Sand7*, *Lower Missisauga / Mic Mac* (Campbell, 2014).

Interval stratigrafi pada penelitian ini dibatasi oleh periode *Early Cretaceous* pada masa Valanginan sampai *Early Cretaceous* pada masa Barremian yaitu sekitar 140 sampai 125 juta tahun yang lalu. Pada kolom stratigrafi Gambar 2 terdapat Formasi Missisauga yang menjadi target penelitian. Formasi ini terbentuk dari *limestone* serta *sandstone* yang memiliki sekvens seismik yang kompleks dan menonjol.



Gambar 2. Kolom stratigrafi paparan scotia. Formasi target ditunjukkan dengan garis berwarna merah (Wade, J. A., dan MacLean, 1990).

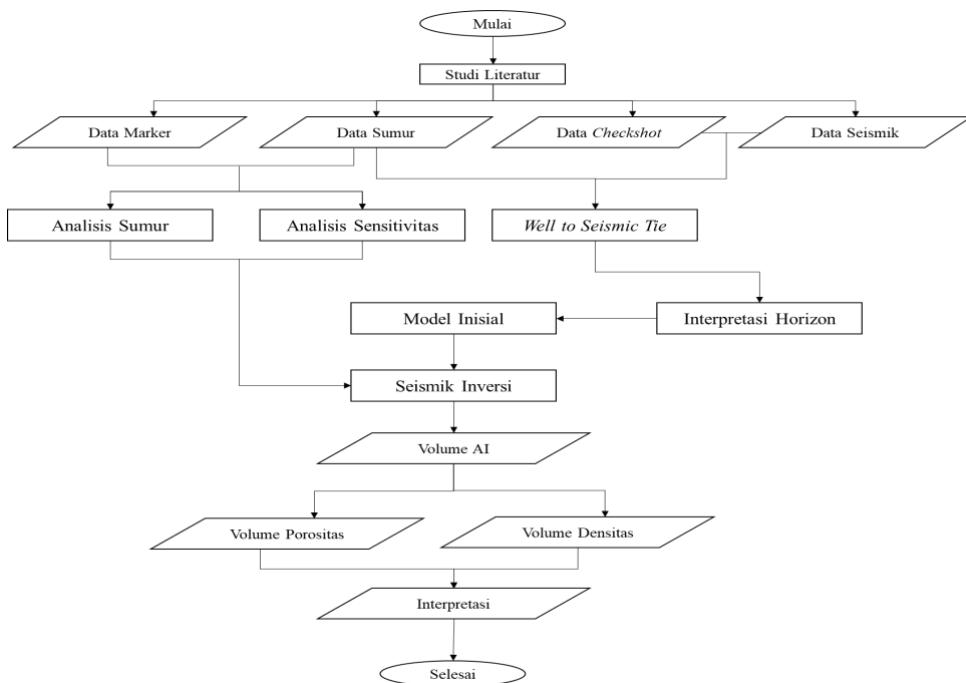
2.3. Data

- 1) Data seismik 3D Post Stack Time Migration (PSTM) *preserved amplitude* di mana memiliki interval *sampling rate* sebesar 4 ms berfase nol serta polaritas normal dengan *inline* yang berjumlah 440 (1081 – 1520) dan *xline* 482 (1000 – 1481).
- 2) Terdapat 1 sumur yaitu sumur L-30, sumur tersebut telah diliputi dengan data *log Gamma Ray*, *log Resistivity*, *log NPHI*, *log RHOB*, *log P-Wave* dan *log PHI*.
- 3) Data *checkshot* digunakan untuk mengikat data sumur terhadap data seismik (*well to seismic tie*), yang mana diketahui bahwa untuk data sumur berada dalam domain kedalaman, sementara untuk data seismik berada dalam domain waktu.
- 4) Data *Marker*, Data ini digunakan sebagai acuan dalam melakukan tahapan *well to seismic tie* serta dalam tahapan interpretasi horizon, selain itu juga digunakan untuk mengetahui ketebalan lapisan zona target. Terdapat 2 data marker yaitu *Top Sand4*, *Base Sand4*.

2.4. Metodologi

Penelitian ini dilakukan melalui beberapa tahapan. Tahapan pertama adalah studi literatur dan persiapan data yang diperlukan, tujuan dari tahapan ini yaitu guna memastikan kelengkapan data yang dibutuhkan dalam penelitian guna dilakukan interpretasi pada daerah penelitian. Dilanjutkan dengan analisa awal seperti analisa data sumur, analisis sensitifitas, *well-to-seismic tie* serta *picking horizon* tujuan dilakukannya tahap analisa awal ini ialah sebagai tahapan awal guna melakukan inversi seismik. Dilanjutkan dengan tahapan

inversi seismik untuk mendapat volume AI seismik seperti pemilihan *wavelet* terbaik yang akan diaplikasikan pada data, pembuatan model awal guna melihat sejauh mana kecocokan parameter yang dipilih dengan inversi yang dilakukan, analisis hubungan AI dan porositas serta hubungan AI dan densitas untuk melihat bagaimana hubungan keduanya, kemudian membuat volume porositas serta densitas untuk melihat nilai persebarannya pada seluruh data seismik. Bagan alir penelitian secara lengkap terdapat pada Gambar 3.



Gambar 3. Bagan alir penelitian.

Metode inversi berbasis model (*Model based Inversion*) disebut juga metode *blocky* karena *acoustic impedance* tersusun dari blok-blok kecil. Konsep inversi metode ini dimulai dengan membuat model inisial *acoustic impedance* dengan ukuran blok yang telah ditentukan. Koefisien refleksi diturunkan dari *acoustic impedance* lalu dikonvolusikan dengan *wavelet* sehingga menghasilkan seismogram sintetik pada tiap-tiap *trace*. Kemudian seismogram sintetik ini dibandingkan dengan *trace* seismik sebenarnya dan dihitung kesalahannya (*error*). Proses ini dilakukan secara iteratif dengan memodifikasi blok *trace* model hingga diperoleh hasil sintetik berdasarkan pendekatan geologi dan kesalahan terkecil. Penampang *acoustic impedance* hasil modifikasi model awal inilah yang merupakan hasil akhir. metode inversi *model based* dengan menggunakan teknik inversi *Generalized Linear Inversion* (GLI) memiliki hasil dengan ralat yang terkecil. Menurut Russell (1988), proses inversi linear umum (GLI) merupakan proses untuk menghasilkan model *acoustic impedance* yang paling cocok dengan data hasil pengukuran berdasarkan harga rata-rata kesalahan terkecil (*least square*).

Secara matematis, model dan data pengukuran dapat dirumuskan pada persamaan 1 sebagai berikut:

$$M = (m_1, m_2, m_3, \dots, m_k)^T, D = (d_1, d_2, d_3, \dots, d_k)^T \quad (1)$$

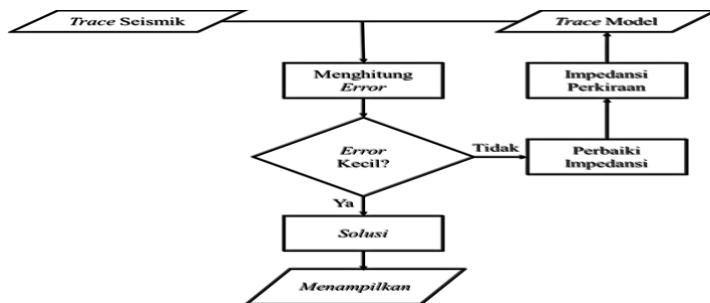
Dengan M adalah model inversi, D adalah data pengukuran lapangan. Sedangkan hubungan antara keduanya pada persamaan 2 adalah:

$$d_i = F(m_1, m_2, m_3, \dots, m_k)^T, i = 1, 2, 3, \dots, n \quad (2)$$

Dalam menentukan model inversi dengan menggunakan metode *model based* perlu dilakukan metode *trial and error* dengan membandingkan hasil keluaran model dengan hasil pengukuran langsung. Proses dilakukan dengan iterasi tertentu sampai mendapatkan hasil terbaik. Secara matematis F dapat dituliskan dengan persamaan (Russell, 1988):

$$F(M) = F(M_0) + \frac{\partial F(M_0)}{\partial M} \Delta M \quad (3)$$

Pada persamaan 3, M_0 adalah model dugaan awal, M adalah model bumi sebenarnya, ΔM adalah perubahan parameter model, $F(M)$ adalah data pengukuran, $F(M_0)$ adalah harga perhitungan dari model dugaan dan $\frac{\partial F(M_0)}{\partial M} \Delta M$ adalah perubahan nilai perhitungan terhadap model. Teknik ini dapat dijelaskan melalui diagram alir pada Gambar 4:



Gambar 4. Alur sistematika teknik inversi *model based* (Sukmono, 2005).

Keunggulan dari metode inversi ini adalah metode paling sederhana namun hasil yang didapatkan memiliki informasi yang lebih akurat karena memasukkan komponen frekuensi rendah (dari data *log*), memiliki kontrol yang baik dari hasil yang didapatkan karena menghindari inversi langsung dari data seismik melainkan menginversi model geologinya. Hasil inversi digambarkan dalam bentuk *blocky* dengan nilai *acoustic impedance* yang kontras, sehingga mempermudah dalam penentuan batas suatu lapisan reservoir.

3. HASIL DAN PEMBAHASAN

3.1. Analisis Sumur

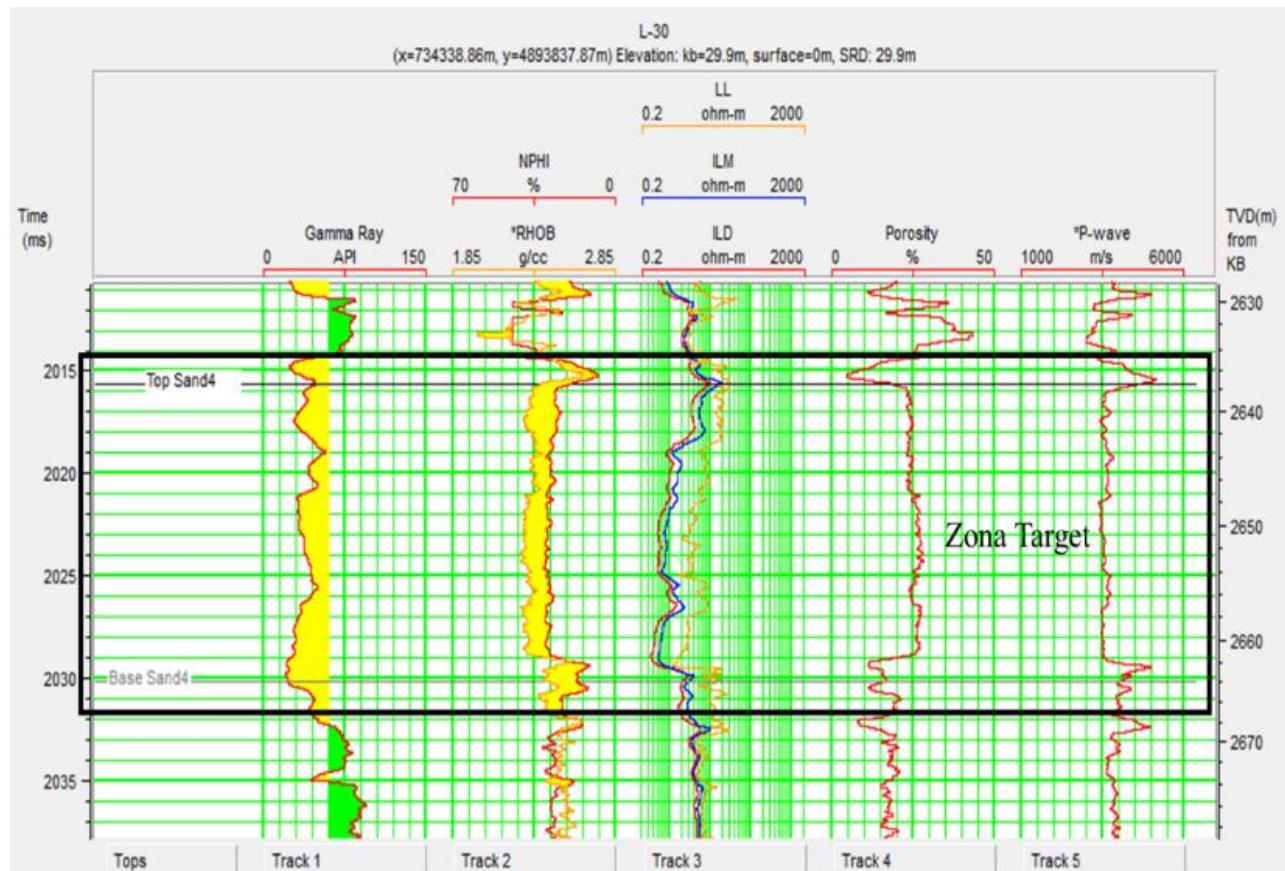
Analisis sumur dilakukan secara kualitatif dengan merujuk pada parameter kurva *log* yang berada di sumur target penelitian. Kurva *log gamma ray* digunakan untuk mengidentifikasi serta memisahkan lapisan permeabel dan impermeabel (Sidiq dkk., 2019). Sementara kurva *log RHOB (density)* dan *NPHI (neutron-porosity)* ini memiliki korelasi untuk menentukan adanya kandungan hidrokarbon pada zona target (Halomoan dkk., 2017). Kemudian dalam menentukan jenis kandungan fluida yang terdapat dalam zona target seperti gas, minyak dan air diperlukan *log resistivity* berupa ILD untuk memvalidasi hubungan antara *log RHOB* dan *NPHI*. Karena batuan reservoir yang mengandung hidrokarbon akan memiliki respons resistansi yang besar dibandingkan batuan tanpa hidrokarbon (Ellis & Singer, 2007).

Nilai *cut-off* untuk *log gamma ray* pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

$$GR_{cut-off} = \frac{GR_{max} + GR_{min}}{2} \quad (4)$$

$$GR_{cut-off} = \frac{80 + 40}{2} = 60 \text{ API}$$

Nilai *log gamma ray* maksimum rata-rata pada zona reservoir adalah 80 API sedangkan nilai minimum rata-ratanya adalah 40 API. Maka nilai *cut-off* untuk *log gamma ray* adalah 60 API yang artinya jika nilai *log gamma ray* <60 maka litologinya berupa *sandstone* yang bersifat permeabel sedangkan jika nilai *log gamma ray* >60 maka litologinya berupa *shale* yang bersifat impermeabel.

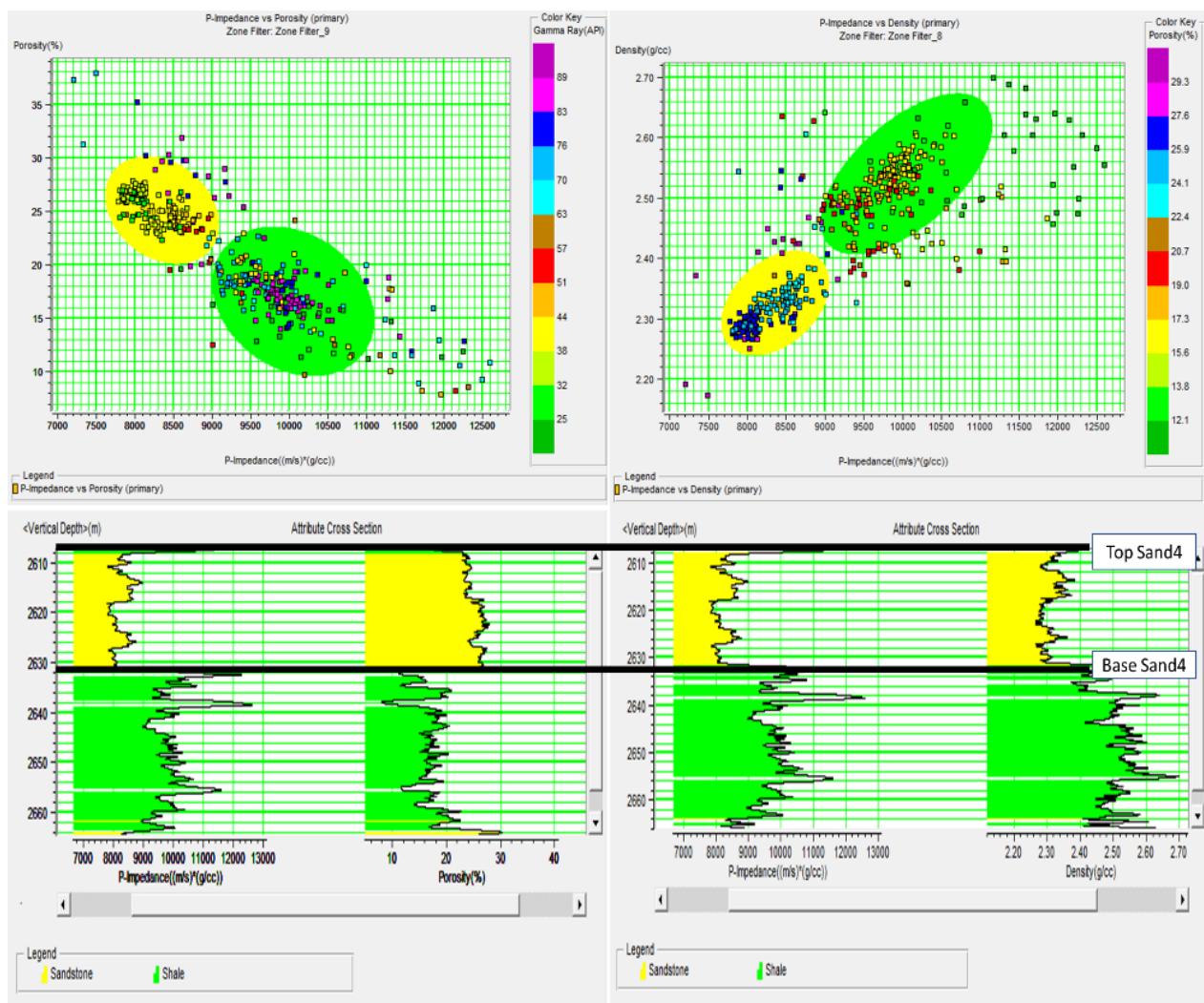


Gambar 5. Analisis sumur zona target pada sumur L-30.

Hasil *quicklook* analisis sumur zona target penelitian reservoir pada sumur L-30 ditampilkan pada Gambar 5, tampilan kurva *log gamma ray* menunjukkan adanya zona reservoir lapisan permeabel karena memiliki nilai *gamma ray* rendah yang berkisar pada <60 API dengan litologinya berupa *sandstone*. Selain itu terdapat *crossover* antara *log NPHI* dan *log RHOB* yang menandakan adanya hidrokarbon yang mengandung fluida pada zona reservoirnya dengan kedalaman 2637.6 hingga 2663.5 m. Kemudian pada zona target pada penelitian ini memiliki porositas yang baik seperti yang ditunjukkan pada *log porosity*. Lalu untuk menentukan kandungan fluidanya dapat diketahui berdasarkan respons *log resistivity* yang menunjukkan nilai yang tinggi, hal itu menandakan adanya kandungan fluida pada zona target Sumur L-30 daerah penelitian.

3.2. Analisis sensitivitas

Analisis ini bertujuan untuk melakukan pengecekan litologi serta pemisahan zona reservoir dan non-reservoir berdasarkan nilai *acoustic impedance* dengan membuat *crossplot* antara *log impedansi (P-Impedance)*, *log densitas (density)* dan *log porosity (PHI)* serta *log gamma ray* yang terdapat pada sumur.



Gambar 6. Crossplot parameter *acoustic impedance* dan *porosity* dengan skala warna *gamma ray* (kiri atas) serta *cross section* (kiri bawah) pada sumur L-30. Crossplot parameter *acoustic impedance* dan *density* dengan skala warna *porosity* (kanan atas) serta *cross section* (kanan bawah) pada sumur L-30.

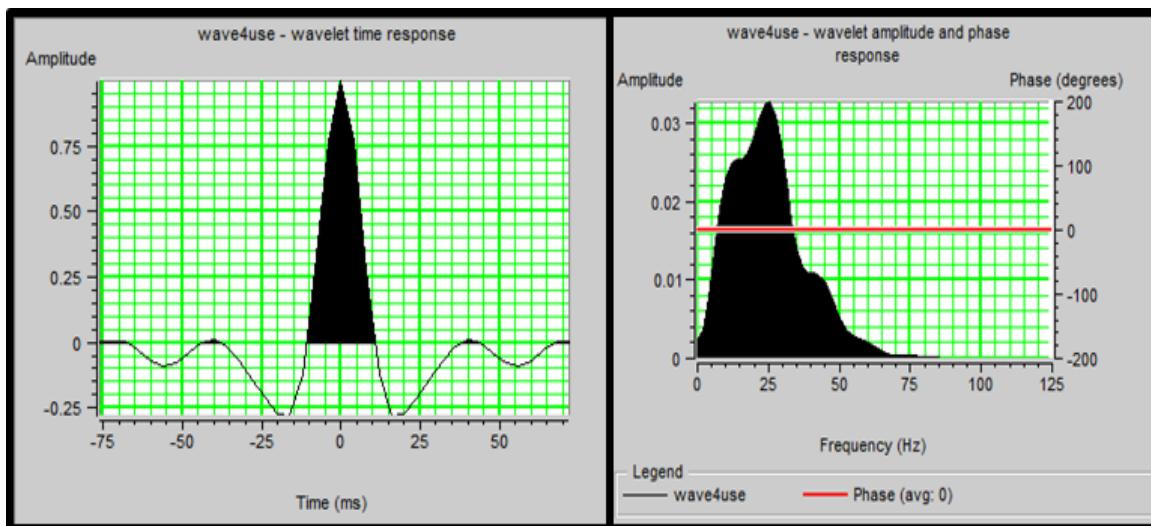
Berdasarkan hasil analisis *crossplot* sensitivitas pada Gambar 6, diperoleh nilai *cut-off* yang ditampilkan pada Tabel 1. Secara kuantitatif dan kualitatif semua parameter yang telah ditentukan menghasilkan pemisahan (*cluster*) antara zona *sandstone* dan *shale* yang cukup baik. Dengan mempertimbangkan hasil tersebut, maka dalam tahapan inversi akan dilakukan pembuatan penampang *porosity* dan *density* melalui koefisien regresi antara *acoustic impedance* dan *porosity* serta *acoustic impedance* dengan *density*. Karena hal tersebut memberikan hasil analisis yang sensitif terhadap zona target.

Table 1. Hasil analisis *cut-off* sensitivitas data log pada sumur L-30.

Parameter	<i>Cut-off</i>	Zona	
		<i>Sandstone</i>	<i>Shale</i>
<i>Acoustic Impedance</i> (m/s)*g/cc	9000	7700 – 9000	9000 – 11000
<i>Gamma Ray</i> (API)	60	20 – 60	60 – 96
<i>Porosity</i> (%)	20	20 – 30	10 – 20
<i>Density</i> (g/cc)	2.4	2.24 – 2.4	2.4 – 2.66

3.3. Well to Seismic Tie

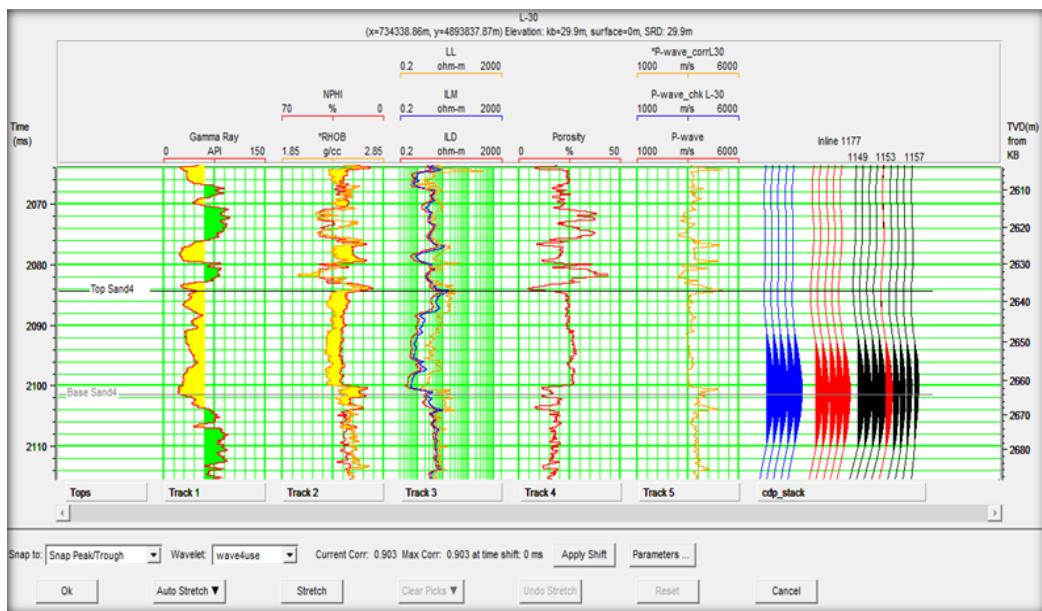
Well to seismic tie merupakan tahapan yang dilakukan untuk mengorelasikan *event* pada seismogram sintetik dengan seismogram data seismik pada interval zona target. Seismogram sintetik dibuat dengan melakukan konvolusi antara *wavelet* hasil tahapan sebelumnya dengan *log* reflektivitas atau koefisien refleksi (transformasi *log P-wave velocity* dengan densitas). Hal yang diperhatikan dalam melakukan *well to seismic tie*, yaitu mendapatkan korelasi yang baik dengan sedikit melakukan *stretching* dan memiliki *time shift* yang bernilai nol. Besarnya nilai korelasi pada proses *well-to-seismic tie* berkisar 0 sampai 1 dan semakin mendekati 1, nilai korelasi semakin baik (Dikman dkk., 2015).



Gambar 7. Wavelet statistical.

Wavelet yang dipakai adalah dengan cara statistik (Gambar 7), karena frekuensi gelombang seismik menjadi semakin kecil seiring dengan berubahnya kedalaman, dengan begitu dibutuhkan referensi yang hanya mempresentasikan kondisi pada kedalaman dimana reservoir target berada saja. Dan menghasilkan nilai korelasi yang lebih tinggi dari pada metoda lainnya pada saat melakukan *well seismic tie*. *Wavelet* di dapatkan dari ekstraksi data seismik pada jendela disekitar zona yang diprediksi adalah zona reservoir. Panjang *wavelet* yang diekstrak sebesar 153 ms, sedangkan lebar jendela yang digunakan sebesar 300 ms. Lebar jendela ini tidak boleh lebih kecil dari pada lebar *wavelet* yang diekstraksi agar seismogram sintetik yang didapatkan cukup menggambarkan keadaan sebenarnya. Frekuensi dominan yang digunakan pada *wavelet* ini adalah 25 Hz, sedangkan fasa yang digunakan adalah *zero phase*. Polaritas yang digunakan pada ekstraksi *wavelet* ini adalah polaritas normal.

Berdasarkan hasil *well seismic tie* pada Gambar 8, penulis beranggapan bahwa seismogram sintetik sudah memiliki kesamaan dengan *trace* seismik dan memiliki nilai korelasi maksimum yaitu 0.903 serta *time shift* minimum yaitu 0 ms, hal ini menandakan bahwa hasil yang diperoleh dari proses *well seismic tie* sudah cukup baik. Sehingga membantu dalam melakukan interpretasi horizon yang dijadikan sebagai acuan saat *picking*. Pada Gambar 9 diketahui bahwa horizon *Top Sand4* pada data seismik berada di *through* sementara horizon *Base sand4* berada di *peak*.

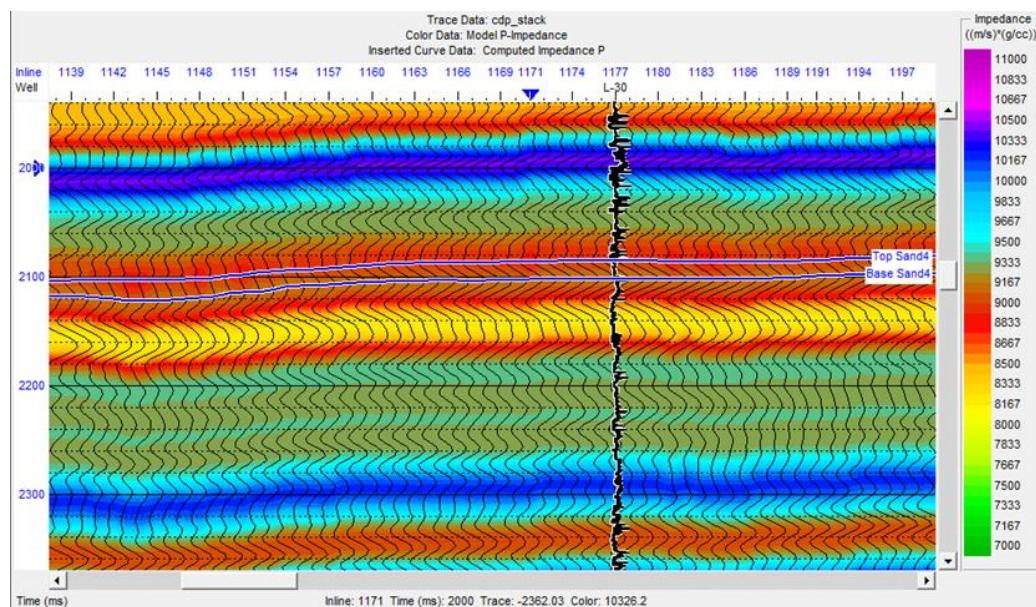


Gambar 8. Hasil well seismic tie sumur L-30.

3.4. Model Inisial

Langkah awal yang dilakukan dalam analisis inversi adalah membuat model inisial yang akan berguna sebagai bahan dasar dalam proses pembuatan model inversi seismik, karena dijadikan sebagai penentu apakah model inversi sudah baik atau belum dengan memerhatikan kontrol sumur dan horizon zona reservoir sebagai batas *window* analisis serta hasil yang maksimal pada korelasi *well seismic tie*. Dalam pembuatan model inisial, penulis dibutuhkan horizon *Top Sand4* dan *Base Sand4* lapisan, serta kontrol sumur menggunakan sumur L-30.

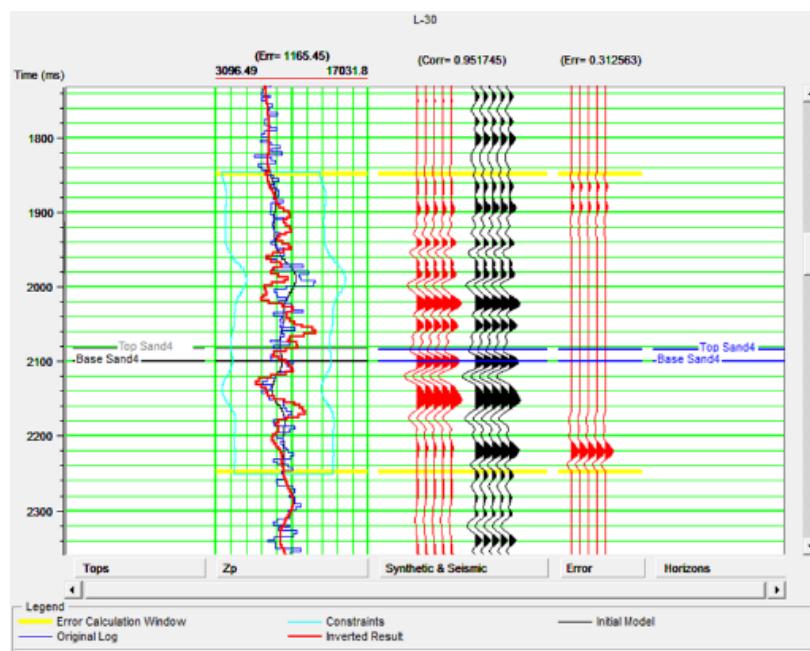
Berdasarkan model inisial pada Gambar 9, zona target reservoir *sandstone* berada pada *acoustic impedance* 8000 – 9167 ($\text{m/s}^2 \cdot \text{g/cc}$). Impedansi tinggi digambarkan dengan warna biru hingga ungu sedangkan impedansi rendah digambarkan dengan warna kuning hingga hijau.



Gambar 9. Tampilan Model Inisial.

Selanjutnya *pre-inversion analysis* bertujuan untuk mengetahui sejauh mana metode inversi ini memiliki korelasi yang baik dengan data seismik dan data sumur. Bentuk *trace* inversi (*trace* berwarna merah: *inverted result*), harus memiliki bentuk yang representatif dengan *trace model* awal (*initial model*). Kemudian area yang dianalisis (*analysis window*) yang ditandai dengan dua garis kuning, dengan tujuan memastikan ketepatan zona lapisan yang ingin dianalisis. Ketiga, koefisien korelasi harus mendekati hasil 1 (satu) sedangkan hasil *error*-nya harus mendekati 0 (nol) (Gambar 10).

Pada proses ini didapat nilai korelasi sebesar 0.951745 dan error 0.312563 menggunakan metode inversi *model based*. Secara umum *log* hasil inversi memiliki *trend* kurva menyamai *log* asli, dan dapat dikatakan baik untuk dilanjutkan pada proses inversi.

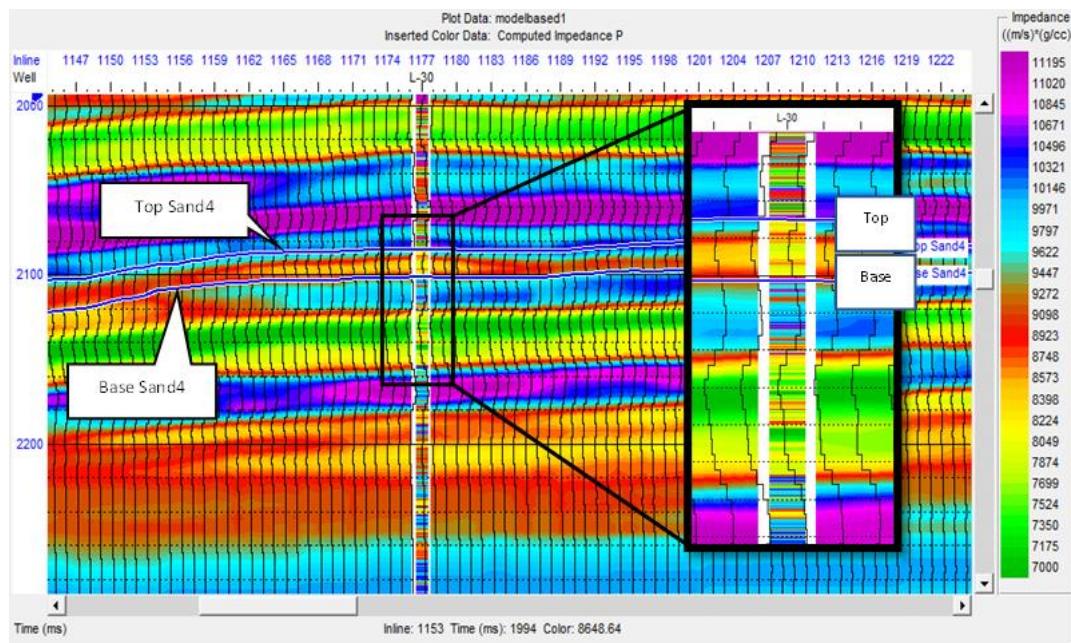


Gambar 10. Proses *pre-analysis inversion* sumur L-30.

3.5. Penampang Hasil Inversi Seismik *Acoustic Impedance*

Parameter yang digunakan dalam aplikasi inversi seismik *Based Model* ini antara lain sebagai berikut: *hard constraint upper 50%*, *hard constraint lower 50%*, *average block size 4 ms*, *prewhitening 1%*, *number of iteration 50* dan *processing sampling rate 4 ms*.

Berdasarkan hasil penampang inversi *acoustic impedance* di Gambar 11, dapat diketahui reservoir berupa *sandstone* memiliki AI yang berkisar pada rentang 7874 hingga 8923 (m/s)*(g/cc) yang ditandai dengan warna kuning muda sampai merah tua. Sedangkan *acoustic impedance* yang tinggi ditunjukkan dengan warna biru muda hingga ungu diinterpretasikan sebagai litologi *shale*. Hal ini sudah sesuai dengan hasil perhitungan data *log* sumur.



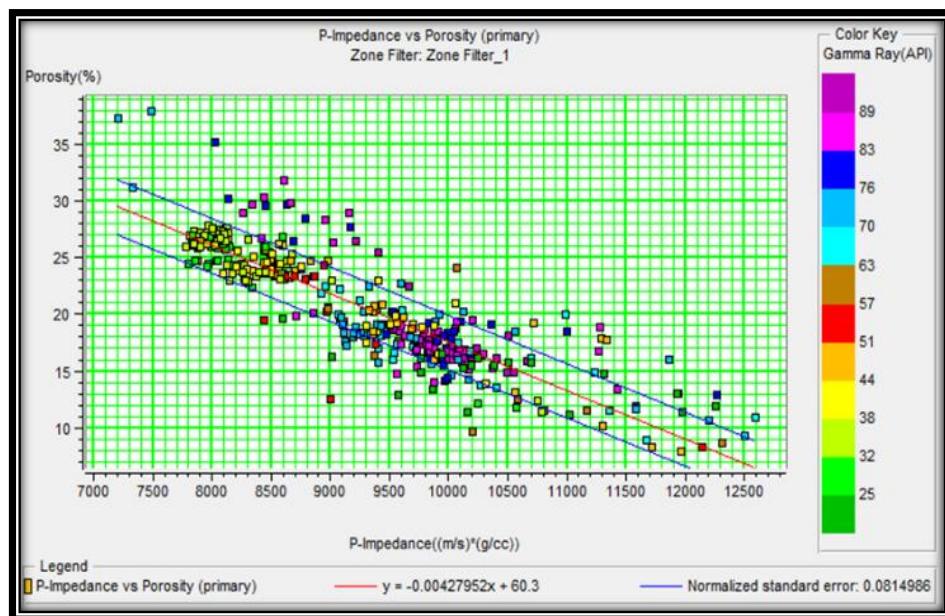
Gambar 11. Penampang distribusi *acoustic impedance* hasil inversi.

3.6. Volume Porositas

Persebaran nilai porositas *sandstone* yang ada pada volume seismik didapat dari hasil konversi nilai *acoustic impedance* ke nilai porositas melalui persamaan pada *crossplot* antara *log acoustic Impedance* dan *log porosity*. Persamaan tersebut menghasilkan hubungan matematis:

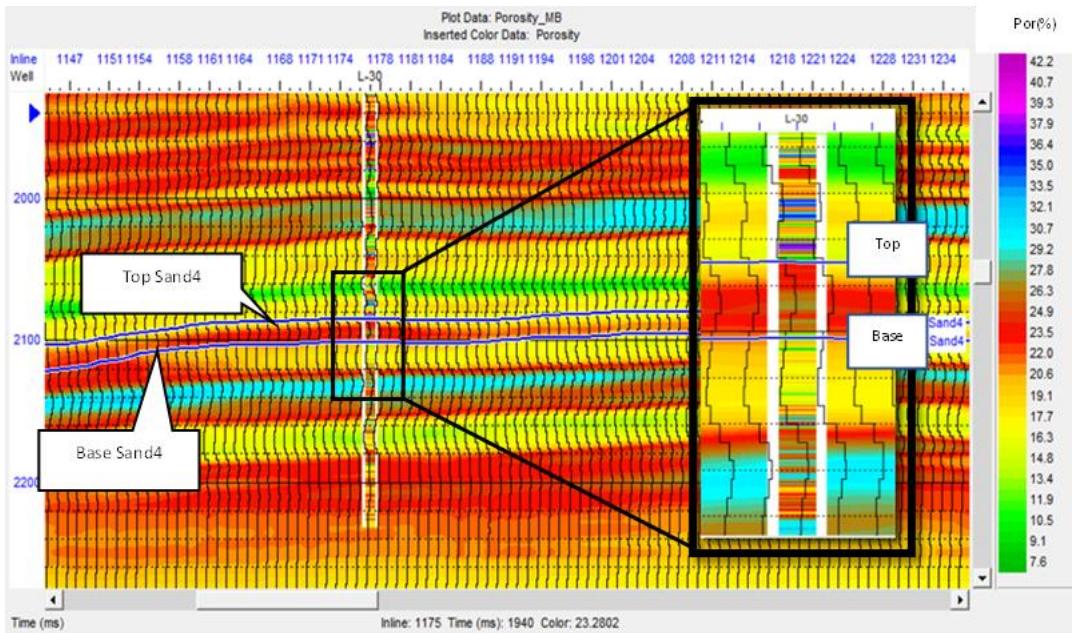
$$y = -0.0042795x + 60.3$$

Hubungan matematis tersebut kemudian digunakan untuk mengkonversi volume *acoustic impedance* menjadi volume porositas (Gambar 12). Berdasarkan hasil hubungan regresi linear diatas didapatkan volume porositas seperti Gambar 13. Dari hasil tersebut dapat diketahui lebih jelas nilai porositas sebenarnya yang tersebar di setiap lapisan kedalaman daerah penelitian.



Gambar 12. Hubungan *acoustic impedance* dan porositas.

Dimana porositas rendah didominasi warna hijau - kuning dan porositas tinggi didominasi warna biru – ungu. Dapat diketahui reservoir berupa *sandstone* memiliki nilai porositas yang berkisar pada rentang 22 % hingga 26.3 % yang ditandai dengan warna merah. Sedangkan nilai porositas yang rendah ditunjukkan dengan warna kuning hingga hijau diinterpretasikan sebagai litologi *shale*. Hal ini sudah sesuai dengan hasil perhitungan data *log* sumur. Dari hasil ini terdapat kesesuaian nilai terhadap hasil analisis *crossplot* sensitivitas data *log* dalam mendeterminasi *sandstone* maupun *shale*.



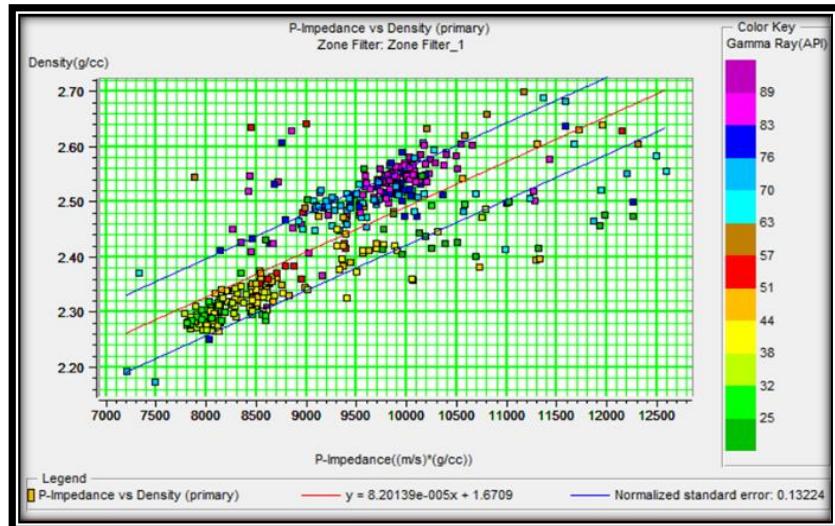
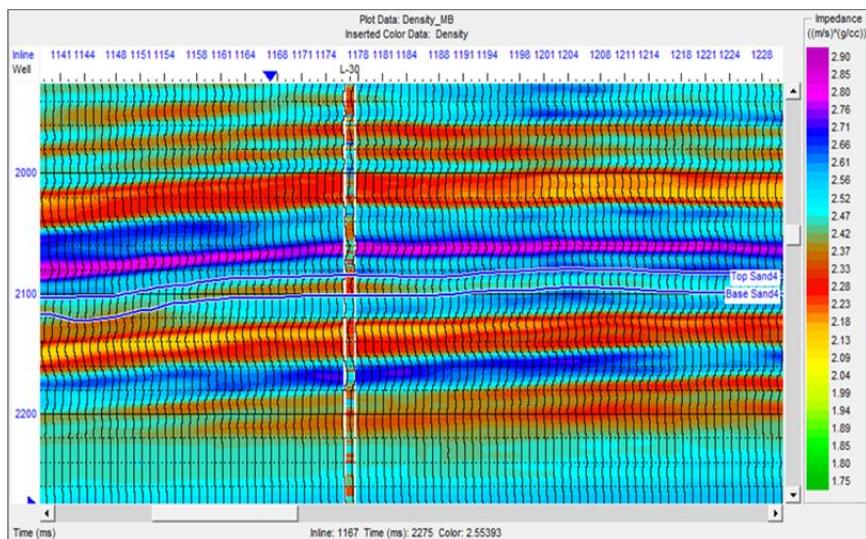
Gambar 13. Penampang distribusi volume porositas.

3.7. Volume Densitas

Persebaran nilai densitas *sandstone* yang ada pada volume seismik didapat dari hasil konversi nilai *acoustic impedance* ke nilai densitas melalui persamaan pada *crossplot* antara *log acoustic Impedance* dan *log density*. Persamaan tersebut menghasilkan hubungan matematis:

$$y = 0.0000820139 + 1.6709$$

Hubungan matematis tersebut kemudian digunakan untuk mengkonversi volume *acoustic impedance* menjadi volume densitas (Gambar 14). Berdasarkan hasil hubungan regresi linear diatas didapatkan volume densitas seperti Gambar 15. Dari hasil tersebut dapat diketahui lebih jelas nilai densitas sebenarnya yang tersebar di setiap lapisan kedalaman daerah penelitian. Dimana densitas rendah didominasi warna hijau - kuning dan densitas tinggi didominasi warna biru – ungu. Dapat diketahui reservoir berupa *sandstone* memiliki nilai densitas yang berkisar pada rentang 2.23 g/cc hingga 2.37 g/cc yang ditandai dengan warna merah. Sedangkan nilai densitas yang tinggi ditunjukkan dengan warna biru muda hingga ungu diinterpretasikan sebagai litologi *shale*. Hal ini sudah sesuai dengan hasil perhitungan data *log* sumur. Dari hasil ini terdapat kesesuaian nilai terhadap hasil analisis *crossplot* sensitivitas data *log* dalam mendeterminasi *sandstone* maupun *shale*.

Gambar 14. Hubungan *acoustic impedance* dan densitas.

Gambar 15. Penampang distribusi volume densitas.

4. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil yang diperoleh pada penelitian ini, dapat disimpulkan bahwa:

- Metode inversi *acoustic impedance* memiliki korelasi yang baik dengan data seismik dan data sumur. Pada proses ini didapat nilai korelasi sebesar 0.951745 dan *error* 0.312563 menggunakan metode inversi *model based*.
- Berdasarkan penampang volume inversi seismik menunjukkan *sandstone* memiliki nilai *acoustic impedance* rendah [7874 - 8923 (m/s)*(g/cc)], pada penampang volume porositas terlihat bahwa zona *sandstone* memiliki porositas relatif tinggi yaitu 22 – 26.3 %, serta pada penampang volume densitas terlihat zona *sandstone* yang memiliki densitas rendah berkisar 2.23 – 2.37 g/cc.

DAFTAR PUSTAKA

Campbell, T. (2014). *Seismic stratigraphy and attribute analysis of the Mesozoic and* (Issue March).

Dikman, T., Susilo, A., dan Sabbeq, S. (2015). Korelasi data log sumur dan seismik untuk penyebaran litologi

- dan porositas reservoir hidrokarbon Formasi Gumai Cekungan Sumatera Selatan. *Natural B*, 3(2), 166–174. <https://doi.org/10.21776/ub.natural-b.2015.003.02.10>.
- Ellis, D. V., and Singer, J. M. (2007). Basic Resistivity and Spontaneous Potential. In *Well Logging for Earth Scientists* (2nd ed.). https://doi.org/10.1007/978-1-4020-4602-5_3.
- Erryansyah, M., Nainggolan, T. B., and Manik, H. M. (2020). Acoustic impedance model-based inversion to identify target reservoir: a case study Nias Waters. *The 3rd International Conference on Marine Science (ICMS) 2019 “Towards Sustainable Marine Resources and Environment”*. <https://doi.org/10.1088/1755-1315/429/1/012033>.
- Halomoan, H. L., Mulyatno, B. S., dan Dewanto, O. (2017). Karakterisasi reservoir dan identifikasi sebaran batuan karbonat menggunakan analisis seismik inversi dan attribute Lapangan “Hatoru” Cekungan Jawa Timur utara. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 3(3), 57–72.
- Malik, R., Mulyatno, B. S., Dewanto, O., dan Sulistiyono. (2018). Karakterisasi Reservoir Menggunakan Metode Inversi AI (Acoustic Impedansi) dan Metode Seismik Multi-attribute Pada Lapangan “RM”, Formasi Talang Akar Cekungan Sumatera Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 3(1).
- Pamalik, A. R., Manik, H. M., dan Susilohadi. (2020). Karakterisasi Reservoir Hidrokarbon Menggunakan Atribut Sweetness Dan Inversi Impedansi Akustik Di Perairan Utara Bali. *Jurnal Ilmu Dan Teknologi Kelautan Tropis*, 12(3), 697–710. <https://doi.org/10.29244/jitkt.v12i3.32640>.
- Rosid, M. S., Och, A. F. T., dan Andri, A. A. (2019). Karakterisasi Reservoir Batuan Serpih Menggunakan Simultaneous Inversion di Lapangan TAF, Formasi Baong Bawah, Cekungan Sumatra Utara. *Jurnal Fisika Unnes*, 9(2), 66–79.
- Russell, B. H. (1988). Introduction to Seismic Inversion Methods. In C. N. Series (Ed.), *Introduction to Seismic Inversion Methods* (3rd ed.). <https://doi.org/10.1190/1.9781560802303>.
- Sidiq, A. P., Manik, H. M., dan Nainggolan, T. B. (2019). Studi komparasi metode migrasi seismik dalam mengkarakterisasi reservoir migas di Blok Kangean Laut Bali menggunakan inversi impedansi akustik berbasis model. *Jurnal Ilmu Dan Teknologi Kelautan Tropis*, 11(1), 205–219. <https://doi.org/10.29244/jitkt.v11i1.23028>.
- Simanjuntak, A. S., Mulyatno, B. S., dan Sarkowi., M. (2014). Karakterisasi reservoir hidrokarbon pada Lapangan ‘TAB’ dengan menggunakan pemodelan inversi impedansi akustik. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 2(1), 2–13. <https://doi.org/10.23960/jge.v2i01.214>.
- Sukmono, S. (2000). *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir*. Departemen Teknik Geofisika ITB.
- Sukmono, S. (2002). *Seismic Attributes for Reservoir Characterization*. Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, S. (2005). *Fundamental of Seismic Inversion*. Institut Teknologi Bandung.
- Wade, J. A., and MacLean, B. . (1990). The geology of the southeastern margin of Canada: Aspects of the geology of the Scotian Basin from recent seismic and well data. Chap. 5 in Keen, M. J., and Williams, G. L., (Eds.), *Geology of Canada No.2 - Geology of the Continental Margin of Eastern Canada*. Geological Survey of Canada, 190–240.
- Yuniarto, A. H. P. (2021). Karakterisasi Reservoir Karbonat Berdasarkan Analisis Inversi Seismik Impedansi Akustik dan Atribut Seismik di Lapangan “CLM” Cekungan Jawa Barat Utara. *Jurnal Ilmu Dan Inovasi Fisika*, 5(2), 95–104. <https://doi.org/10.24198/jif.v5i2.31188>.