

MEMBANGUN MODEL *NEUTRON POROSITY* BAWAH PERMUKAAN DENGAN PROPERTI FISIK DATA SEISMIK PADA *RESERVOIR* KARBONAT

Tabah Fatchur Rubiyana^{1*}, Paul Hutabarat²

¹Program Studi Teknik Perminyakan, STT Migas Cilacap

²Pusat Pengembangan dan Penelitian Teknologi Minyak dan Gas Bumi LEMIGAS

*E-mail korespondensi: tabahfr@gmail.com

ABSTRACT

Physical properties are often applied to oil and gas exploration analysis using seismic data. However, in reality, none of the physical properties (attributes) of seismic data can describe the entire type of lithology of a subsurface layer. It takes a combination of various physical properties (multi-attributes) and other data to map the lithological distribution of a subsurface layer. One of the seismic attributes that can be used in describing the condition of subsurface lithology is acoustic impedance (AI). Acoustic impedance can provide information in the form of rock lithology in a layer. This information can be interpreted by inversion. Inversions performed on acoustic impedance obtain the results of cross-sectional distribution of acoustic impedance that shows lithology. As existing lithological conditions, correlations to other physical properties can be modeled. Combination of the physical property used is called multi-attribute. Multi-attribute methods can predict and model the porosity of rocks from seismic attributes. The application of this method is used to describe lateral distribution and porosity mapping (neutron porosity). The results of the study using the multi-attribute seismic method applied to the LMGs Field seismic data obtained a distribution map of neutron porosity. Neutron porosity values obtained to show a hydrocarbon reservoir range from 0.05 to 0.2 on the fraction scale.

Keywords: Seismic Attribute, Porosity, Neutron Porosity, Acoustic Impedance, Multi-Attribut.

ABSTRAK

Properti fisik sering diaplikasikan pada analisis eksplorasi migas dengan menggunakan data seismik. Namun, pada kenyataannya, tidak satupun properti fisik (atribut) dari data seismik yang dapat mengungkapkan seluruh jenis litologi suatu lapisan bawah permukaan. Diperlukan kombinasi dari berbagai properti fisik (multi-atribut) dan data lain untuk melakukan pemetaan terhadap sebaran litologi suatu lapisan bawah permukaan. Salah satu dari atribut seismik yang dapat digunakan dalam menggambarkan keadaan litologi bawah permukaan adalah impedansi akustik (AI). Impedansi akustik dapat memberikan informasi berupa litologi batuan pada suatu lapisan. Informasi ini dapat diinterpretasikan dengan melakukan inversi. Inversi yang dilakukan terhadap impedansi akustik mendapatkan hasil penampang sebaran impedansi akustik yang menunjukkan litologi. Dengan kondisi litologi yang ada, korelasi terhadap properti fisik lain dapat dimodelkan. Beberapa properti fisik yang digunakan ini disebut dengan istilah multi-atribut. Metode multi-atribut dapat memprediksi dan memodelkan porositas batuan dari atribut seismik. Penerapan metode ini digunakan untuk menggambarkan sebaran lateral dan pemetaan porositas (neutron porosity). Hasil penelitian dengan menggunakan metode multi-atribut seismik yang diterapkan pada data seismik Lapangan LMGs diperoleh peta sebaran neutron porosity. Nilai neutron porosity yang didapatkan untuk menunjukkan suatu reservoir hidrokarbon berkisar antara 0,05 sampai dengan 0,2 dalam skala fraction.

Kata kunci: Atribut Sesimik, Porositas, *Neutron Porosity*, Impedansi Akustik, Multi-Atribut.

Diterima 29-10-2021 | Disetujui 13-11-2021 | Dipublikasi 30-11-2021

PENDAHULUAN

Metode seismik banyak digunakan untuk memberikan gambaran kondisi bawah permukaan dan sifat-sifat batuan reservoir dengan interpretasi data [1]. Berbagai metode juga dikembangkan untuk melakukan interpretasi sebagai tahap akhir dalam mendapatkan gambaran atau deskripsi keadaan bawah permukaan. Kemajuan teknologi memungkinkan untuk melakukan gambaran litologi reservoir hidrokarbon secara lebih akurat dengan memadukan data lapangan yang didapat dengan metode yang paling tepat untuk keadaan data tersebut.

Beberapa metode dikembangkan untuk mendapatkan gambaran keadaan bawah permukaan yang lebih akurat. Atribut seismik sering diterapkan pada analisis eksplorasi dengan menggunakan data seismik. Namun, pada kenyataannya, tidak satupun atribut seismik yang dapat mengungkapkan seluruh jenis litologi suatu lapisan. Atribut seismik lebih menunjukkan batas kontras antar lapisan. Oleh karena itu, diperlukan kombinasi dari berbagai atribut (multi-atribut) dan diperlukan data lain untuk menemukan potensi hidrokarbon.

Tabah [2] menyatakan satu dari atribut seismik yang dapat digunakan dalam penggambaran litologi reservoir hidrokarbon adalah impedansi akustik. Impedansi akustik (AI) merupakan hasil dari kecepatan gelombang P (v_p) dan densitas (ρ). Kecepatan gelombang P merupakan fungsi dari unsur batuan, sehingga impedansi akustik ini akan menggambarkan keadaan litologi dari batuan dari lapisan bawah permukaan.

Peningkatan akurasi gambaran bawah permukaan pada penelitian ini menggunakan suatu metode yang sedang berkembang yaitu metode inversi. Jejak seismik yang masuk kedalam bumi sebagai kumpulan-kumpulan amplitudo seismik diubah ke dalam nilai impedansi akustik. Impedansi secara langsung berhubungan dengan sifat-sifat batuan, maka impedansi dapat menghasilkan hasil yang lebih berarti daripada analisis amplitudo seismik

konvensional. Inversi yang dilakukan pada atribut impedansi akustik akan memperoleh suatu model geologi bawah permukaan yang dapat menggambarkan adanya litologi batuan dan kandungan fluida didalamnya dengan menggunakan data seismik sebagai masukan dan data geologi sebagai kontrol.

Menurut Russel [3], multi-atribut seismik merupakan pengembangan dari atribut seismik, dimana metode ini menggunakan lebih dari satu atribut seismik untuk mengetahui hubungan antara data log sumur dengan atribut seismik. Berdasarkan proses pencocokan atribut, maka kombinasi atribut terbaik akan digunakan untuk memprediksi sifat fisis batuan pada data seismik dan dapat memperkirakan sebaran porositas dengan melakukan pemetaan.

Perpaduan antara metode inversi impedansi akustik dan multi-atribut seismik diharapkan dapat memberikan hasil peta sebaran litologi dan porositas dengan baik dibandingkan dengan analisis amplitudo konvensional karena atribut-atribut yang dipilih berdasar kecocokan beberapa atribut.

TINJAUAN PUSTAKA

Impedansi Akustik

Gelombang seismik dipancarkan melalui batuan dalam bentuk gelombang elastis yang berupa gerakan partikel batuan. Kecepatan gelombang dalam batuan umumnya bernilai ribuan feet per sekon. Pergerakan partikel tersebut juga mengalirkan energi dan berkaitan dengan kecepatan gelombang seismik dalam batuan tersebut. Anstey [4] menyatakan bahwa salah satu sifat akustik yang khas pada batuan adalah impedansi akustik (Z) yang merupakan hasil perkalian antara densitas (ρ) dan kecepatan (v), yang dapat dituliskan sebagai:

$$Z = \rho \cdot v \quad (1)$$

Pada pengontrolan pada nilai Z , kecepatan v memiliki arti yang lebih penting daripada densitas. Sebagai contoh, porositas atau

material pengisi batuan (air, minyak dan gas) lebih mempengaruhi harga kecepatan daripada densitas. Batuan yang keras (*hard rock*) seperti batu gamping ataupun granit mempunyai z yang tinggi, sedangkan batuan yang lunak seperti lempung mempunyai z yang rendah. Adapun nilai densitas (ρ) dan kecepatan (v) batuan berperan dalam pembuatan seismogram sintetis guna mendapatkan nilai koefisien refleksi sebelum dikonvolusikan dengan *wavelet*.

Koefisien Refleksi

Prinsip dari koefisien refleksi (**RC**) adalah bahwa bumi terbagi atas beberapa lapisan dengan ρ_1 dan ρ_2 masing-masing adalah densitas lapisan pertama dan kedua. v_1 dan v_2 adalah kecepatan lapisan pertama dan kedua, sehingga dapat dituliskan dengan persamaan [5]:

$$RC = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} \quad (2)$$

atau dapat juga dituliskan:

$$RC = \frac{z_2 - z_1}{z_2 + z_1} \quad (3)$$

Harga kontras z dapat diperkirakan dari amplitudo refleksinya. Jika amplitudonya semakin besar, maka koefisien refleksi (**RC**) dan kontras z semakin besar. Dapat dikatakan bahwa hanya sebagian kecil energi yang direfleksikan, sedang sebagian besar lainnya akan terus dipancarkan pada lapisan lebih dalam yang akan memungkinkan terjadinya refleksi berikutnya [4].

Pengikatan Data Sumur dan Data Seismik (*Well-Seismic Tie*)

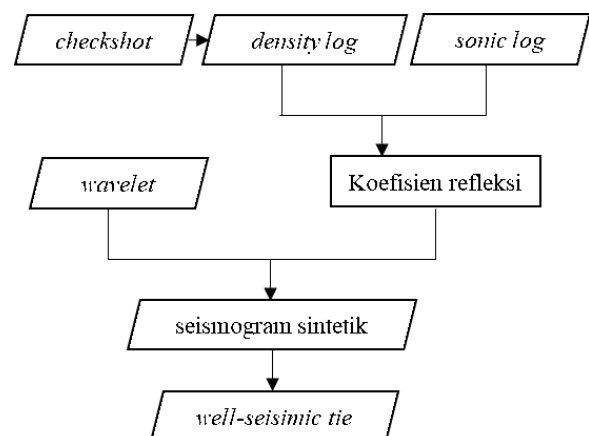
Data sumur merupakan data hasil rekaman pengambilan informasi melalui proses logging data. Data sumur memuat informasi kondisi fisik dari respon batuan yang menggambarkan

kondisi geologi sumur. Data ini disajikan dalam domain kedalaman.

Data seismik merupakan data informasi bawah permukaan yang menggambarkan respon sifat fisis batuan berdasarkan besaran akustik. Suara (akustik) yang ditransmisikan ke bawah permukaan memperoleh respon dari lapisan bawah permukaan terhadap akustik dari sumber. Informasi ini kemudian diterima oleh penangkap berupa data tras seismik dalam bentuk wiggle yang disusun membentuk penampang seismik. Data yang didapat merupakan informasi dalam domain waktu.

Informasi yang ada dalam data seismik dapat memberikan informasi fisik yang menggambarkan kondisi geologi. Hal ini tentunya membutuhkan informasi tambahan agar dapat diinterpretasikan. Informasi ini dapat diperoleh dari data sumur yang dikorelasikan dengan data seismik.

Proses korelasi data sumur dengan data seismik dapat dilakukan dengan meletakan data sumur pada data seismik. Proses ini memerlukan langkah yang tidak sederhana. Data seismik merupakan data yang berada pada domain waktu, sedangkan data sumur merupakan data yang berada pada domain kedalaman.



Gambar 1. Diagram alir proses *well-seismic tie* [7].

Untuk meletakan horison seismik (skala waktu) pada posisi kedalaman sebenarnya dan dapat dikorelasikan dengan data geologi yang diplot pada skala kedalaman, maka perlu dilakukan *well-seismic tie*. Terdapat beberapa

metode pengikatan ini, tetapi yang umum dipakai adalah dengan memanfaatkan seismogram sintetik dari hasil survei kecepatan (*well velocity survey*) [6]. Proses *well-seismic tie* dapat digambarkan seperti pada Gambar 1.

Metode Inversi Berdasarkan Model (*Based Model Inversion*)

Based model inversion merupakan salah satu metode inversi yang diajukan oleh Russel [3]. Metode ini melakukan proses inversi melalui model yang dibangun, kemudian dicocokkan dengan hasil inversi. Langkah pertama yang dilakukan pada metode ini adalah membangun model geologi. Kemudian model tersebut dibandingkan dengan data seismik dan diperbarui secara iteratif.

Hasil yang didapatkan, dicocokkan dengan data seismik untuk mendapatkan hasil yang lebih baik. Semakin banyak iterasinya, maka koefisien korelasi antara seismik sintetik (model) dan seismik riilnya semakin besar dan *error* semakin kecil. Kelebihan metode *based model inversion* adalah memiliki nilai kontras antar lapisan yang baik sehingga mempermudah dalam penentuan batas atas (*top*) dan batas bawah (*bottom*) suatu lapisan reservoir.

Hasil keluarannya berupa model yang sesuai dengan data masukan. Metode ini membutuhkan suatu model impedansi akustik awal yang biasanya diperoleh dari hasil perkalian antara data log kecepatan dengan data log densitas:

$$z = \rho \cdot v \quad (4)$$

dengan

z : impedansi akustik (m/s²·g/cm³)

ρ : densitas (g/cm³)

v : kecepatan (m/s)

Impedansi akustik tersebut kemudian diturunkan untuk memperoleh harga koefisien refleksinya dengan persamaan:

$$RC = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} \quad (5)$$

sehingga dapat ditulis dengan persamaan:

$$RC = \frac{z_2 - z_1}{z_2 + z_1} \quad (3)$$

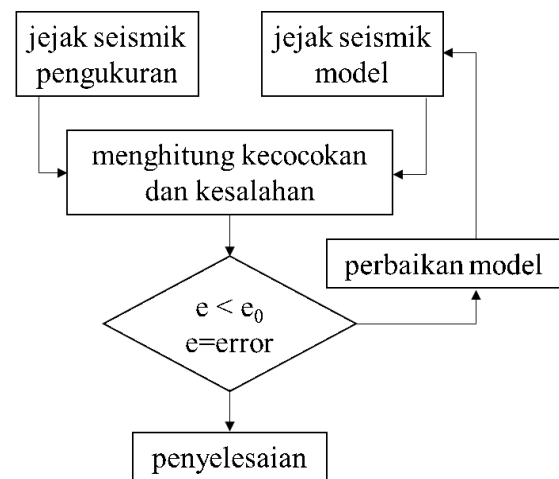
dengan

RC : koefisien refleksi

z_1 : impedansi akustik pada lapisan ke 1

z_2 : impedansi akustik pada lapisan ke 2

Hasil seismogram sintetik ini dibandingkan dengan jejak seismik riil secara iteratif dengan mengubah-ubah parameter pada model awal untuk memperoleh korelasi yang bagus antar kedua data ini dengan tingkat kesalahan yang terkecil. Secara sederhana, proses inversi dengan menggunakan *based model* digambarkan dengan diagram alir yang ditunjukkan Gambar 2.



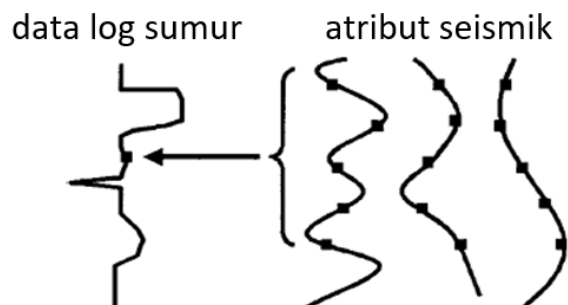
Gambar 2. Diagram alir penyelesaian *based model inversion* [3].

Hasil akhir dari suatu proses inversi data seismik adalah berupa data impedansi akustik yang memiliki informasi lebih komperhensif dibandingkan data seismik. Perubahan amplitudo pada data seismik mencerminkan suatu bidang batas antar lapisan batuan sehingga bisa dikatakan bahwa data seismik adalah atribut dari suatu bidang batas lapisan batuan, sedangkan impedansi akustik mencerminkan sifat fisis dari batuan. Impedansi akustik merupakan sifat fisis batuan yang dengan mudah dapat langsung dikonversikan

menjadi karakter suatu batuan reservoir seperti ketebalan maupun sifat pori batuan.

Metode Multi-atribut Seismik

Menurut Schultz dalam [3], analisis multi-atribut seismik adalah suatu hubungan dengan pendekatan geostatistik yang menggunakan lebih dari satu atribut untuk prediksi beberapa properti fisik bumi. Data seismik yang diperoleh dari informasi lapangan, direkonstruksi untuk menghasilkan data sintetik log sumur. Properti seismik yang berupa waktu, amplitudo, frekuensi dan atenuasi digunakan untuk membangun kondisi yang menggambarkan sumur yang dicocokkan dengan data riil lapangan.



Gambar 3. Hubungan antara data log dan atribut seismic [3].

Barnes [8] mendefinisikan atribut seismik sebagai karakterisasi secara kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang secara langsung dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data awal. Secara matematis, properti log atau sifat fisis dari sumur dapat dituliskan dengan menggunakan sebuah persamaan. Kasus yang paling umum, dicari sebuah fungsi yang akan mengkonversi m atribut yang berbeda ke dalam properti yang diinginkan, ini dapat ditulis sebagai:

$$P(x, y, z) = F[A_1(x, y, z), \dots, A_m(x, y, z)] \quad (7)$$

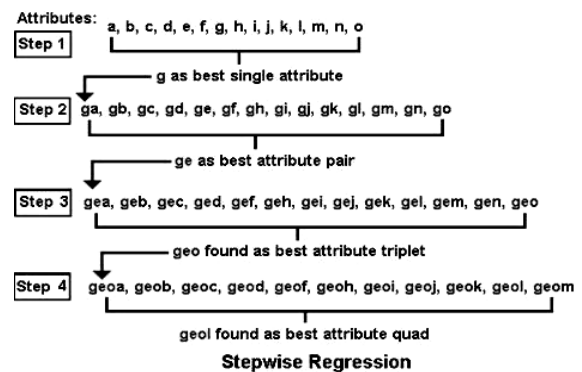
dengan:

P : properti log, sebagai fungsi x, y, z

F : fungsi atribut seismik dan properti log

A_i : atribut m , dimana $i = 1, \dots, m$

Gambar 3 merupakan ilustrasi hubungan antara data log dan atribut seismik. Properti log yang akan dibangun digunakan sebagai kontrol dalam pemilihan atribut yang nantinya akan digambarkan. Atribut seismik dari data informasi berupa properti seismik dari data waktu, amplitudo, frekuensi, dan atenuasi dikombinasikan untuk membentuk data sintetik dari properti log. Proses kombinasi terbaik dapat dianalogikan pada Gambar 4.



Gambar 4. Proses kombinasi atribut terbaik [3].

Kondisi Geologi Data

Secara geografis data yang digunakan terletak pada Cekungan Sumatra Selatan. Daerah ini dibatasi oleh kawasan kaki Pegunungan Barisan di sebelah barat daya, Paparan Sunda di sebelah timur laut, Tinggian Lampung dan Palembang di sebelah selatan dan timur. Sedangkan tinggian Pegunungan Tiga Puluh di sebelah utara dan barat laut [9].

Penelitian dilakukan pada Formasi Baturaja yang diendapkan diatas Formasi Talang Akar. Formasi ini berada pada lingkungan pengendapan laut dangkal. Ketebalannya antara 19-150meter dan berumur Miosen awal. Formasi Baturaja disusun terutama oleh batu gamping dan berkembang dengan baik secara lokal di Cekungan Sumatera Selatan [10].

Batu gamping Formasi Baturaja diawali dengan ongkongan karbonat secara lokal yang diendapkan di daerah tinggian. Batu ini ada kalanya berkembang menjadi tumpukan karbonat yang berasal dari hancuran terumbu kemudian terbentuk sebagai bagian dasar karbonat [11]. Kondisi ini menggambarkan

bahwa daerah ini merupakan potensi reservoir yang cukup baik.

METODE PENELITIAN

Data seismik penelitian merupakan *seismic non-preserve data*. Data seismik telah diolah untuk meningkatkan kualitas agar mudah untuk diinterpretasikan. Data ini berupa data stack yang merupakan tras seismik yang sudah menjadi *seismic section*. *Seismic section*, menurut Yilmaz [12], merupakan deskripsi dari sebuah penampang seismik yang digambarkan secara vertikal sebagai domain kedalaman waktu.

Seismic section ini kemudian diolah dengan menggunakan metode inversi untuk menghasilkan data properti fisik yang diperlukan. Pada penelitian ini properti fisik yang diperlukan adalah impedansi akustik. Impedansi akustik dibangun dengan berdasarkan properti dari sesimik berupa kecepatan dan properti dari data sumur berupa densitas. Impedansi akustik ini yang akan menjadi masukan dalam menghasilkan data properti fisik lain.

Keseuaian antara data impedansi akustik dan properti fisik yang dibangun dilakukan dengan menggambarkan *crossplot*. Analisis *crossplot* dilakukan pada properti fisik yang akan dibangun dari properti seismik. *Crosplot* harus dapat memisahkan dengan baik nilai korelasi antar beberapa parameter fisik.

Properti fisik yang diharapkan untuk dapat digambarkan adalah data sumur yang memungkinkan sebagai suatu reservoir. Data sumur digunakan sebagai kontrol dalam penentuan batas geologi bawah permukaan. Pada penelitian ini, properti sumur yang akan digambarkan adalah neutron porosity.

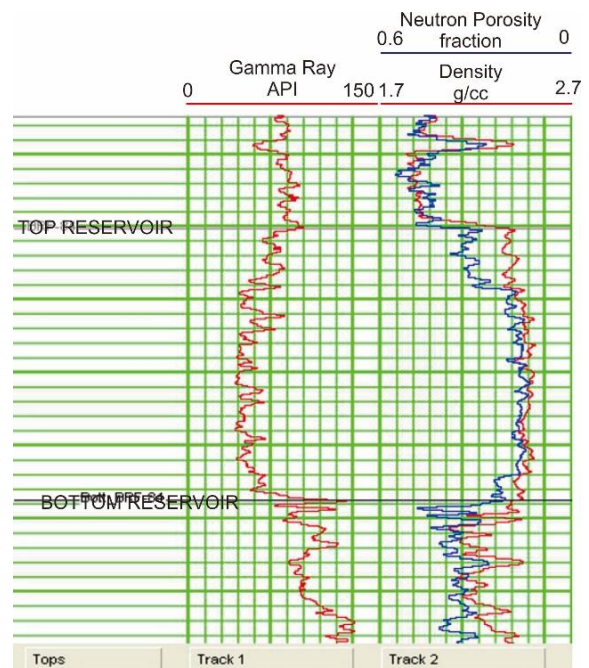
HASIL DAN PEMBAHASAN

Data Sumur

Penelitian dilakukan pada reservoir yang memiliki litologi pasir atau sand. Analisis untuk zona reservoir dilakukan dengan melakukan

interpretasi terhadap data log sumur. Litologi pasir dapat diindikasikan dengan adanya nilai *gamma ray* yang rendah.

Pada kurva data log sumur, zona reservoir dapat diinterpretasikan dengan memberikan *marker* (tanda) pada zona yang menunjukkan pasir. Tanda yang menunjukkan zona reservoir digambarkan pada kurva data log dengan notasi *top* dan *bottom* reservoir. Pada Gambar 5, kurva log *gamma ray* menunjukkan bahwa zona reservoir ditandai dengan nilai *gamma ray* yang rendah kurang dari 70 API. Nilai *gamma ray* yang rendah mengindikasikan bahwa zona tersebut merupakan zona permeabel [13].



Gambar 5. Integrasi log permeabel dan log porositas.

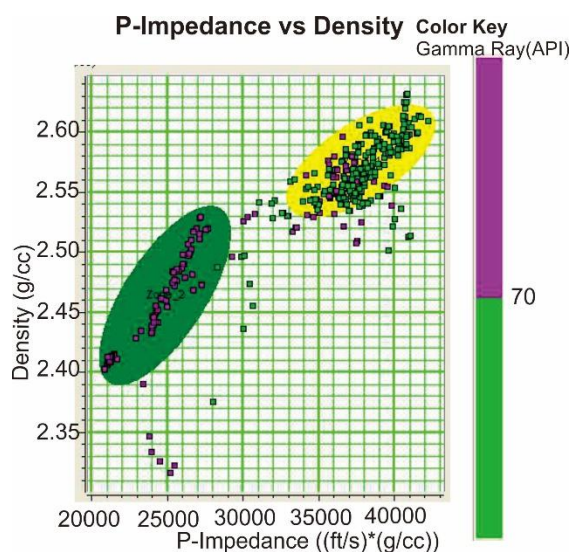
Penentuan properti (atribut) yang sesuai sebagai masukan pada metode multi-atribut adalah dengan melakukan perbandingan hubungan antar atribut. Hal ini dapat dilakukan dengan menggunakan *crossplot* parameter yang dibandingkan. Apabila dalam perbandingan (*crossplot*) dapat memisahkan empat bagian (zona) pemisah dengan baik, maka parameter yang dihubungkan terdapat korelasi yang baik sebagai pembanding.

Adapun *crossplot* parameter-parameter log yang dilakukan dalam penelitian ini adalah *crossplot* antara P-Impedance (AI) dan *density*

(densitas), serta *P-Impedance* (AI) dan *neutron porosity*. Apabila zona pemisah antara nilai setiap parameter terlihat dengan jelas, maka parameter yang menjadi properti (atribut) dapat digunakan sebagai masukan. Sedangkan apabila zona pemisah tidak dapat membedakan dengan jelas, maka parameter yang digunakan perlu dipertimbangkan sebagai masukan.

Data yang digunakan sebagai properti masukan dikatakan kurang baik apabila sebaran data tidak terkumpul pada satu zona. Data menyebar pada setiap zona sehingga tidak dapat membedakan dengan baik zona dengan nilai rendah atau nilai tinggi. Hal ini akan mempersulit penentuan dalam penilaian masukan.

Korelasi digambarkan dengan grafik hubungan antara *P-Impedance* (AI) dengan *Density* (densitas) dengan parameter pemisah (*cut-off*) adalah *gamma ray*. Untuk memudahkan pembagian nilai, pemisah nilai digambarkan dengan warna yang berbeda. Nilai *gamma ray* rendah digambarkan dengan warna hijau dan nilai *gamma ray* tinggi digambarkan dengan warna ungu. Sedangkan untuk pembagian zona, zona reservoir digambarkan dengan warna kuning dan zona non-reservoir digambarkan dengan warna hijau.

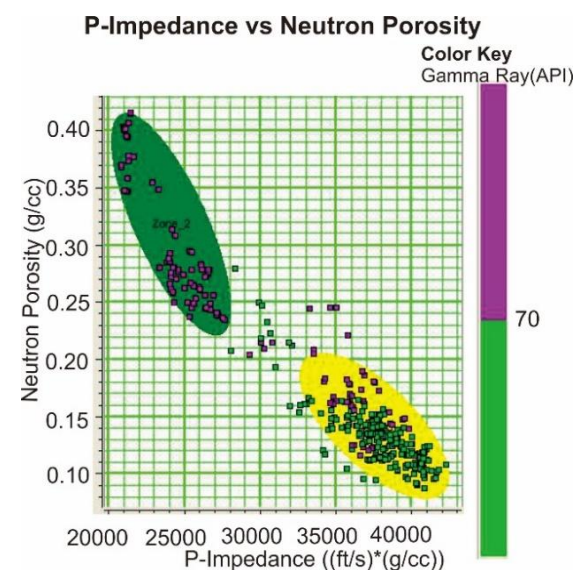


Gambar 6. Crossplot *P-Impedance* vs *Density*.

Gambar 6 menunjukkan korelasi antara *P-Impedance* (AI) dan *Density* (densitas) dengan *cut-off gamma ray*. Hasil *crossplot*

menunjukkan nilai *gamma ray* rendah sudah terpisah dengan baik yaitu pada zona densitas tinggi dan *P-Impedance* tinggi. Sedangkan nilai *gamma ray* rendah terletak pada zona densitas rendah dan *P-Impedance* rendah.

Hal ini menunjukkan bahwa reservoir terletak pada daerah yang memiliki nilai AI tinggi dan densitas yang tinggi. Kondisi ini tergambar cukup baik, mengingat reservoir berada pada formasi karbonat dengan densitas yang tinggi. Nilai densitas yang merupakan zona reservoir sesuai dengan *crossplot* pada Gambar 6 adalah di atas 2,53 g/cc, sedangkan nilai *P-impedance* yang menunjukkan zona reservoir adalah 32500 ((ft*s)/(g/cc)).



Gambar 7. Crossplot *P-Impedance* vs *Neutron Porosity*.

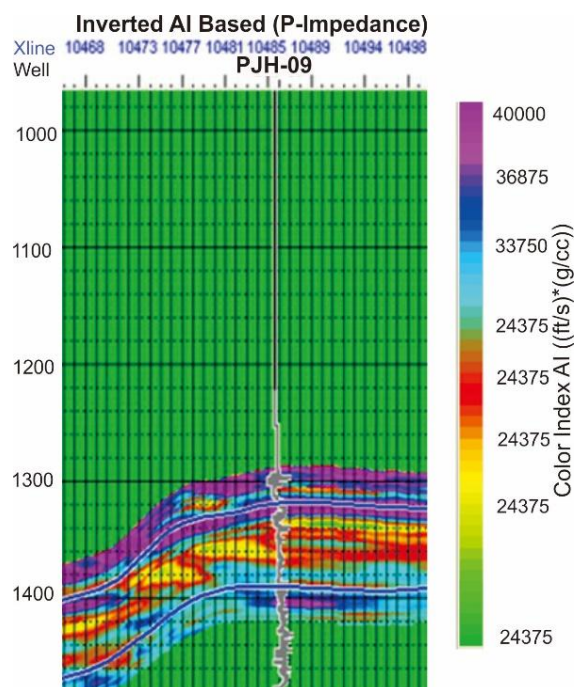
Gambar 7 menunjukkan *crossplot* *P-Impedance* dan *Neutron Porosity* dengan parameter *cut-off gamma ray*. Pada *color key*, parameter *cut-off gamma ray* ditunjukkan dengan warna hijau untuk nilai *gamma ray* kurang dari 70 API dan warna ungu untuk nilai *gamma ray* lebih dari 70 API. Nilai *gamma ray* rendah atau pada kasus ini kurang dari 70 API menunjukkan merupakan zona reservoir.

Neutron porosity yang menunjukkan reservoir pada Gambar 7 digambarkan dengan zona warna kuning. Sedangkan zona non-reservoir digambarkan dengan warna hijau. Nilai *neutron porosity* yang menunjukkan

reservoir adalah 0,05 sampai dengan 0,2 pada skala fraksi.

Inversi Impedansi Akustik (AI)

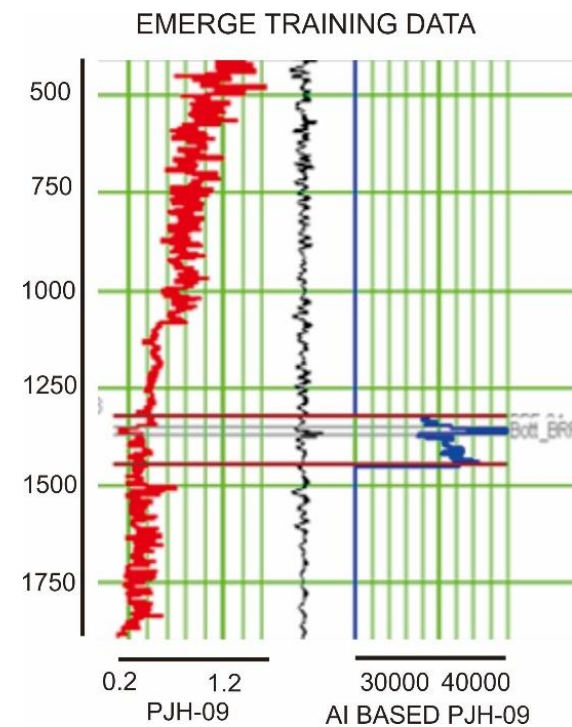
Menurut Sukmono [14] (2000) metode seismik inversi pada dasarnya untuk meningkatkan resolusi data seismik sehingga dapat dilihat dimensi dan delineasi penyebaran reservoir. Data jejak seismik refleksi pada metode inversi seismik diubah menjadi impedansi akustik yang merupakan sifat fisis batuan, sehingga akan lebih mudah untuk diinterpretasikan menjadi parameter petrofisik reservoir. Metode ini digunakan misalnya untuk menghitung ketebalan dan porositas reservoir serta penyebarannya. Metode yang digunakan dalam penelitian ini adalah *based model inversion*.



Gambar 8. Display model inverted-AI dengan korelasi Sumur PJH-09.

Gambar 8 merupakan hasil dari proses inversi ini menunjukkan bahwa *top* dan *bottom* dari zona target sudah dapat didelineasi dengan cukup baik. Berdasarkan analisis hasil inversi di atas, metode inversi *based model* merupakan metode yang cukup baik karena mampu menghasilkan hasil inversi yang memiliki tren impedansi (*AI-based*) yang hampir sama

dengan aslinya. Begitu juga antara tras sintetis dan tras seismiknya, kurva seismogram sudah dapat memisahkan batas antar lapisan dengan jelas.



Gambar 9. Analisis hasil inversi AI Sumur PJH-09.

Kesesuaian antara data sumur, data sintetis dan data hasil inversi ditunjukkan pada Gambar 9. Gambar menunjukkan garis (kurva) berwarna merah, hitam dan biru yang menggambarkan masing-masing parameter. Garis merah merupakan data properti sumur yang dijadikan masukan untuk dikorelasikan dengan data seismik. Garis warna hitam merupakan tras seismik sintetis dari masukan data sumur garis berwarna merah. Garis berwarna biru merupakan hasil inversi dari data seismik. Dari tras sintetis dan hasil inversi yang ada pada Gambar 9, analisis dapat dilakukan untuk melihat kesesuaian tren. Tren dari kurva tersebut menunjukkan kemiripan sehingga kondisi ini dapat dikatakan proses inversi mendapatkan hasil yang baik.

Multi-Atribut untuk Porositas

Analisis multi-atribut dilakukan dengan korelasi antara beberapa atribut, dimana

masukan berupa data seismik sebagai atribut internal dan impedansi akustik sebagai atribut eksternal serta data sumur sebagai kontrol. Metode ini akan memilih atribut yang cocok dengan data log yang propertinya akan digambarkan. Hal ini dilakukan untuk mendapat prediksi yang mendekati nilai riil dari log.

Kesesuaian antara log yang didapatkan dari data sumur dan data masukan atribut seismik dinyatakan dalam data korelasi. Atribut yang cocok dikombinasikan untuk membangun data kontrol yang berupa data sumur. Data sumur yang akan dibangun pada penelitian ini adalah *neutron porosity*.

Data yang dibangun adalah data target berupa data *neutron porosity*, sedangkan data yang digunakan sebagai masukan adalah data atribut seismik. Kesesuaian antara data yang dibangun dan masukan data dinyatakan dalam data kesesuaian hubungan (korelasi) dan nilai ketidak sesuaian (*error*). Hasil validasi ditunjukkan dengan ketidak cocokan atribut (*error*) pada Tabel 1.

Table 1. Nilai error atribut masukan.

Target	Attribute	Training Error	Validation Error
Neutron Porosity	Amplitude Weighted Frequency	0.077224	0.081244
Neutron Porosity	Integrate (AI-Based)	0.071112	0.075392
Neutron Porosity	Filter 15/20- 25/30	0.069007	0.072137
Neutron Porosity	Second Derivative	0.066055	0.069181
Neutron Porosity	Instantaneous Frequency (AI-Based)	0.063186	0.067071

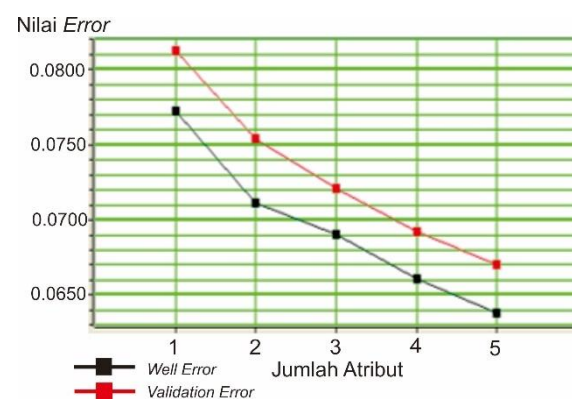
Jumlah atribut yang digunakan sebagai masukan untuk membangun data *neutron porosity* adalah lima atribut. Data tersebut diperoleh dari atribut data seismik dan data luaran hasil inversi impedansi akustik (AI) yang sesuai dengan daftar atribut pada Tabel 1. Nilai ketidak cocokan (*error*) dapat dinyatakan dalam masukan data dan validasi data.

Atribut yang diterapkan sebagai masukan untuk membangun data *neutron porosity* akan

dinilai sebagai data masukan yang akan diprediksi nilai ketidak cocokan dengan *training error*. Data atribut masukan yang sudah diterapkan kemudian divalidasi untuk memastikan nilai ketidak sesuaian pada luaran proses multi-atribut. Nilai ketidak cocokan implementasi dinyatakan dalam *validation error*.

Nilai ketidak cocokan (*error*) yang dihasilkan dalam membangun data sumur (*neutron porosity*) terlihat memiliki tren yang cukup baik. Hal ini terlihat dari nilai *error* yang menurun seiring bertambahnya masukan atribut. Semakin banyak atribut yang ditambahkan akan mendekati target atau kondisi yang diharapkan.

Penggambaran tren penurunan nilai *error* dapat dilihat pada Gambar 10. Nilai *error* terlihat mengalami penurunan dengan semakin bertambahnya masukan atribut yang ditambahkan. Penurunan terjadi tidak hanya pada analisis data masukan, tetapi juga pada validasi. Titik berwarna hitam menunjukkan nilai *error* pada saat estimasi masukan, sedangkan titik berwarna merah menunjukkan nilai *error* setelah masukan diimplementasikan dan dilakukan validasi.

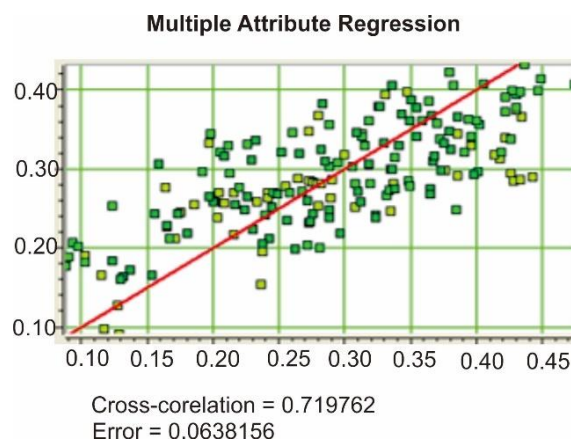


Gambar 10. Grafik *error* pada proses multi-atribut sumur PJH-09.

Kesesuaian antara data yang dibangun dari multi-atribut dan data sumur dapat dinyatakan dalam nilai korelasi. Korelasi menyatakan hubungan yang sesuai untuk membangun sebuah model data sumur dari atribut seismik. Semakin baik (sesuai) data hasil multi-atribut dengan data riil (data sumur), maka nilai

korelasinya akan semakin tinggi. Apabila hasil proses multi-atribut sama (presisi) dengan data target, maka nilai korelasi adalah 1. Sedangkan apabila hasil multi-atribut tidak sesuai dengan data target, maka nilai korelasi adalah 0.

Pada penelitian ini, nilai korelasi diperoleh dari membandingkan masukan dengan data target. Nilai yang dibandingkan berupa data masukan dari variabel sumur berupa kedalaman target yang dihitung. Perhitungan dilakukan dengan menghitung korelasi antara data masukan dan data target dengan perhitungan. Perhitungan dilakukan dengan menggunakan regresi linier. Nilai korelasi masukan dan target yang diperoleh adalah 0,719762 dengan nilai prediksi kesalahan perhitungan (*error*) adalah 0.063815. Nilai korelasi yang dianalisis dengan menggunakan hubungan regresi linier dapat dilihat pada Gambar 11.



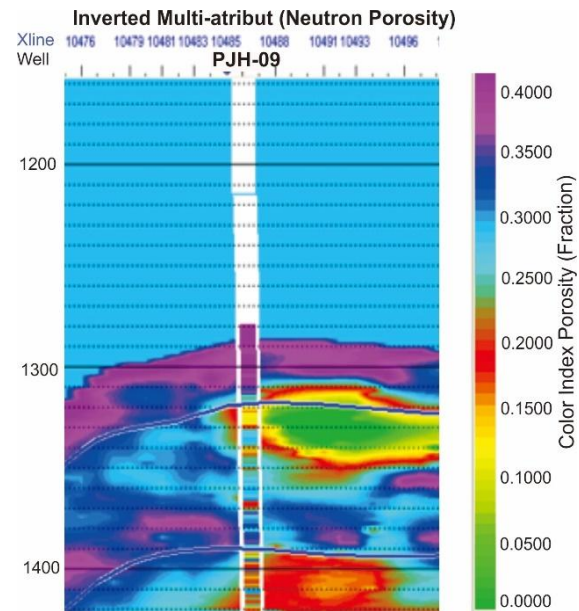
Gambar 11. Grafik korelasi multi-atribut dengan data Sumur PJH-09.

Model Vertikal Porositas (*Neutron Porosity*)

Multi-atribut mengkorelasikan antara beberapa atribut yang cocok sehingga mendapatkan hasil porositas arah vertikal dari data log dan arah lateral dari seismik. Jika perhitungan dan analisis cukup baik, maka proses multi-atribut dapat dilakukan. Proses ini dijalankan (*run*) dengan mengkorelasikan data sumur dan data seismik. Hasil *running* multi-atribut ditunjukkan pada Gambar 12.

Pada Gambar 12, terlihat dengan jelas lapisan yang menjadi target. Sesuai analisis *crossplot* yang dilakukan, zona potensial

reservoir hidrokarbon terletak pada lapisan dengan nilai *neutron porosity* berkisar 0,05 sampai dengan 0,2 dalam skala fraksi. Berdasarkan hasil proses multi-atribut, reservoir potensial sesuai analisis *crossplot* terletak pada kontur antara warna kuning dan merah dengan sedikit warna hijau kekuningan.



Gambar 12. Model porositas (*neutron porosity*) dengan kontrol sumur LMG-09.

Kontrol sumur pada Gambar 12 menggunakan Sumur PJH-09. Terlihat pada gambar tersebut, kontrol sumur dan seismik terikat (*well-seismic tie*) dengan baik. Kontur dengan warna kuning dan merah disebar dari sumur ke arah lateral, dimana warna kontur pada sumur dan seismik sebagian besar terlihat cukup cocok.

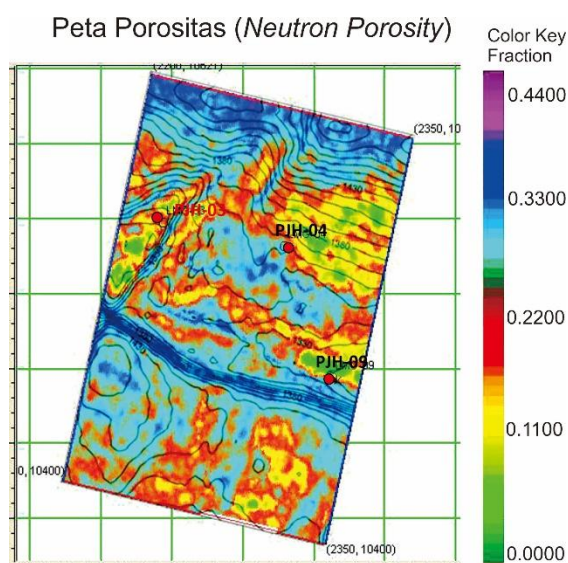
Peta Sebaran Porositas (*Neutron Porosity*)

Hasil proses membangun data porositas dengan menggunakan beberapa properti seismik diperoleh model porositas (*neutron porosity*) multi-atribut. Hasil multi-atribut yang berupa data vertikal dengan kontrol sumur kemudian diterapkan pada data seismik. Penerapan hasil multi-atribut pada data seismik dilakukan untuk menghasilkan data porositas (*neutron porosity*) yang disebar secara lateral dengan menggunakan data seismik. Sebaran porositas dengan menggunakan data

seismik secara lateral dapat dipetakan sejauh data seismik yang tersedia. Namun, untuk memperoleh hasil sebaran yang baik diperlukan beberapa sumur agar kontrol data porositas dilakukan dengan baik.

Sebaran porositas dapat dilihat tidak hanya secara vertikal ke lateral saja, tetapi dapat dilihat gambaran sebaran secara lateral mendatar atau luasan lateral. Sebaran lateral secara luasan dapat dilihat dengan memetakan. Pemetaan dilakukan dengan melakukan sayatan (*slice*) pada data vertikal dengan menggunakan data horison (*horizon*) dari kemenerusan (*sequence boundary*) lapisan yang tergambar pada data seismik.

Peta sebaran porositas didapatkan setelah melakukan sayatan (*slice*) pada hasil porositas (*neutron porosity*) dari metode multi-atribut seismik yang dibatasi oleh horison yang menjadi zona target. Parameter yang menjadi masukan adalah horison BRF dengan mengambil window rata-rata dibawahnya sebesar 10 ms. Window di bawah horison BRF lebih menunjukkan adanya zona interest yang yang dapat dianggap sebagai zona porositas yang memiliki nilai porositas yang dianggap sebagai reservoir yang berpotensi.



Gambar 13. Peta porositas (*neutron porosity*) dengan sekuen pada window 10 ms di bawah horison BRF.

Gambar 13 menunjukkan peta sebaran porositas (*neutron porosity*) dengan warna yang

menunjukkan perbedaan porositas. Peta tersebut merupakan gabungan (*overlay*) dengan peta struktur waktu dengan batas horison BRF. Struktur waktu digunakan untuk mengetahui letak sebaran dalam peta kontur kedalaman waktu.

Multi-atribut seismik menghasilkan peta yang menunjukkan sebaran porositas (*neutron porosity*). Reservoir yang dianggap berpotensi berdasarkan hasil analisis data sumur berdasarkan Gambar 5 merupakan zona dengan nilai *gamma ray* rendah yang menunjukkan zona permeabel. Sedangkan berdasar analisis sensitivitas dari *crossplot* pada Gambar 7 dapat dilihat nilai porositas yang merupakan zona reservoir.

Berdasarkan analisis *crossplot*, reservoir karbonat pada penelitian ini memiliki nilai porositas (*neutron porosity*) rendah dengan nilai kisaran 0,05 sampai dengan 0,20 dalam skala fraksi (*fraction*). Reservoir yang kurang berpotensi ditunjukkan dengan nilai kisaran 0,20 sampai dengan 0,40 dalam skala fraksi. Warna yang menunjukkan potensi adanya reservoir adalah warna kuning dan merah. Sedangkan zona yang menunjukkan daerah kurang berpotensi sebagai reservoir ditunjukkan dengan warna biru sampai dengan ungu.

KESIMPULAN

Multi-atribut merupakan salah satu metode yang cukup baik dalam membangun properti sumur yang diperoleh dari *logging* data. Salah satu yang menggambarkan properti sumur adalah data *neutron porosity*. Dari analisis, terlihat bahwa korelasi antara properti yang dibangun dari data seismik untuk mendapatkan properti sumur memiliki korelasi yang cukup baik. Hal ini terlihat dari hasil korelasi yang memiliki nilai 0,719762 dengan nilai *error* 0.063815. Berdasarkan nilai tersebut, masukan properti seismik dapat digunakan untuk membangun properti sumur yaitu *neutron porosity*. Nilai *neutron porosity* yang menunjukkan reservoir hidrokarbon adalah berkisar 0,05 sampai dengan 0,20 dalam skala fraksi. Pada peta sebaran *neutron porosity*,

potensial reservoir digambarkan dengan sebaran peta berwarna kuning hingga merah.

UCAPAN TERIMA KASIH

Ucapan terima kasih kami sampaikan kepada PPPT Minyak dan Gas Bumi LEMIGAS yang telah memberikan banyak dukungan berupa ketersediaan data dan tempat serta referensi. Selanjutnya kami sampaikan terima kasih juga kepada Bapak Dr. Hernowo Danusaputro dari Universitas Diponegoro untuk bimbingan teknis dan teoritis, serta masukan dalam pelaksanaan penelitian ini.

REFERENSI

1. Rubiyana, T. F., & Nurcahya, B. E. (2021). Study of Constrained Velocity Inversion of Seismic Data in North Sumatra Basin. *Journal of Engineering & Technological Sciences*, **53**(1).
2. Tabah, F. R., & Danusaputro, H. (2010). Inversi Model Based Untuk Gambaran Litologi Bawah Permukaan. *Jurnal Sains dan Matematika*, **18**(3), 88–93.
3. Hampson, D. (2004). AVO Theory: Hampson-Russell Software Services Ltd.
4. Anstey, N. A. (1977). Seismic interpretation: the physical aspects: International Human Resources Development Corporation. *Boston, MA*, **625**.
5. Bacon, M., & Barclay, W. (1984). *An introduction to seismic interpretation: reflection seismic in petroleum exploration* (No. 550.83 MCQ).
6. Hadi, J. M., Nurwidyanto, M. I., & Yulianto, G. (2006). Analisis Atribut Seismik untuk Identifikasi Potensi Hidrokarbon. *BERKALA FISIKA*, **9**(4), 165–170.
7. Canning, A. (2000). *AVO Inversion*. Tulsa-USA, Manual Book of Paradigm, Geophysical.
8. Barnes, A. E. (1999). Seismic attributes past, present, and future. In *SEG Technical Program Expanded Abstracts 1999* (pp. 892–895). Society of Exploration Geophysicists.
9. De Coster, G. L. (1974). The geology of the central and south Sumatra basins.
10. LEMIGAS, Team Research and Development Center for Oil and Gas Technology. (2005). *Petroleum Geology of Indonesia's Sedimentary Basins*, Jakarta: LEMIGAS. *Tidak dipublikasi*.
11. Spruyt, J. N. (1956). Subdivisions and nomenclature of the Tertiary sediments of the Djambi-Palembang area. *Pertamina, Jakarta*. (Tidak dipublikasikan).
12. Yilmaz, Ö. (2001). *Seismic data analysis: Processing, inversion, and interpretation of seismic data*. Society of exploration geophysicists.
13. Tiab, D., & Donaldson, E. C. (2015). *Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties*. Gulf professional publishing.
14. Sukmono, S. (2000). Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir. *Departemen Teknik Geofisika ITB. Bandung*.



Artikel ini menggunakan lisensi
[Creative Commons Attribution
4.0 International License](https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/)