

PEMANFAATAN METODA INVERSI DAN PROBABILISTIC NEURAL NETWORK PADA DATA SEISMIK DALAM PENENTUAN ZONA RESERVOAR BATUGAMPING (CARBONATE BUILDUP) DI LAPANGAN SUKO, CEKUNGAN JAWA TIMUR UTARA

Ardian Novianto*

*Teknik Geofisika, Universitas Pembangunan Nasional "Veteran" Yogyakarta
Jln. SWK 104 Condong Catur Sleman Yogyakarta*

** Korespondensi penulis, Email: ardian.novianto@upnyk.ac.id*

Abstract

Limestone particularly Carbonate Buildup is one type of reservoir potential as a hydrocarbon accumulation. Problems often encountered in the analysis are the type of reservoir porosity deployment complexity that is very different from other rocks. The understanding of porous area as a zone of a reservoir in the body Carbonate buildup will provide an overview in the development and determination of drilling new wells. Identification of potential zones in carbonate buildup can be done with the approach of the seismic data inversion process and multi-attribute with neural network method. Seismic inversion process is the reverse of the forward modeling process which will produce Acoustic impedance value that describes not only the boundary between the layers but also a layer of rock itself (Layer Properties). Validation of the results of the inversion process is done by creating a density map using multi-attribute process with probabilistic neural network method. The results of the inversion and multi-attribute process is expected to provide an overview of the deployment area having a large porosity which can serve as a reservoir zone. The results from the combination of the two methods showed that the reservoir zone is in the central part of carbonate buildup that field through the development of new drilling process can be directed at the zone.

Keywords: *AI inversion, Multi-attribute PNN, Carbonate Buildup*

Abstrak

Batugamping khususnya Carbonate Buildup merupakan salah satu jenis reservoir yang sangat potensial sebagai akumulasi hidrokarbon. Permasalahan yang sering dihadapi didalam analisa reservoir jenis ini adalah kompleksitas penyebaran porositasnya yang sangat berbeda dengan batuan lainnya. Pemahaman penyebaran daerah poros sebagai zona reservoir di dalam tubuh Carbonate Buildup akan memberikan gambaran didalam pengembangan dan penentuan sumur-sumur pengeboran baru. Identifikasi zona potensial pada Carbonate Buildup tersebut dapat dilakukan dengan pendekatan proses inversi pada data seismik dan multiattribute dengan metoda neural network. Proses inversi seismik merupakan kebalikan dari forward modeling dimana proses ini akan menghasilkan nilai Acoustic Impedance yang menggambarkan bukan hanya batas antara lapisan namun juga lapisan batuanannya itu sendiri (Layer properties). Validasi hasil proses inversi, dilakukan dengan membuat penyebaran densitas batuan menggunakan proses multiattribute, metoda probabilistic neural network. Hasil dari proses inversi yang berupa peta Acoustic Impedance dan penyebaran densitas batuan dari multiattribut diharapkan mampu memberikan gambaran penyebaran dari daerah yang mempunyai poros besar yang dapat berfungsi sebagai zona reservoir. Hasil dari kombinasi kedua metoda tersebut manunjukkan bahwa zona reservoir berada di bagian tengah dari buildup karbonat sehingga pengembangan lapangan melalui proses pemboran baru dapat diarahkan pada zona tersebut.

Kata Kunci: *Inversi AI, Multiattribute PNN, Carbonate Buildup.*

Pendahuluan

Batugamping merupakan batuan kimiawi yang umumnya terbentuk di laut dengan kandungan kalsium karbonat (CaCO_3) yang dihasilkan oleh organisme-organisme laut. Pembentukan batuan karbonat di Indonesia sangat intensif karena terletak di zona equator dimana sinar matahari yang menjadi salah satu sarat terbentuknya reef cukup terpenuhi. Batuan ini sering sekali dapat berfungsi sebagai reservoir hidrokarbon, baik pada batugamping klastik maupun batugamping terumbu (Non Klastik, reef).

Permasalahan yang sering dihadapi didalam analisa reservoir jenis ini adalah kompleksitas dan heterogenitas internal yang terdapat pada batugamping tersebut sehingga sering sekali menjadi permasalahan yang tidak terduga dalam kegiatan eksplorasi dan eksploitasi hidrokarbon. Beberapa hal yang menjadi penyebab kompleksitas dan heterogenitas internal dari batugamping terutama batugamping terumbu (*Carbonate Buildup*) adalah proses diagenesa, sementasi, waktu penutupan rongga pori dengan proses sedimentasi, berkurangnya pori pada proses dolomitasi, dan sebagainya yang sering menyebabkan porositas pada batuan karbonat tidak merata (*uniform*).

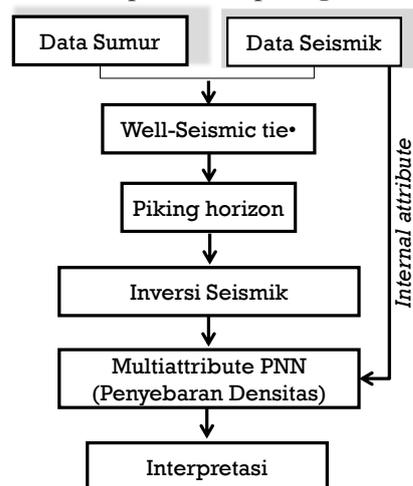
Kualitas dari porositas merupakan salah satu faktor yang sangat penting di dalam analisa reservoir hidrokarbon. Pengenalan terhadap penyebaran daerah yang poros sebagai zona reservoir di dalam tubuh *Carbonate Buildup* akan memberikan gambaran didalam pengembangan dan penentuan sumur-sumur pengeboran baru. Identifikasi zona potensial pada *Carbonate Buildup* tersebut dapat dilakukan dengan pendekatan proses inversi pada data seismik dan multiattribute dengan metoda neural network. Interpretasi subsurface sangat terkendala jika hanya menggunakan data seismik konvensional

karena secara konsep data seismic hanya memberikan gambaran pada batas antar lapisan batuan saja. Proses inversi seismic merupakan kebalikan dari forward modeling dimana proses ini akan menghasilkan nilai Acoustic Impedance yang menggambarkan bukan hanya batas antara lapisan namun juga lapisan batumannya itu sendiri (Layer properties). Validasi hasil dari proses inversi akan dilakukan dengan melakukan penyebaran densitas batuan menggunakan proses multiattribute dengan metoda probabilistic neural network.

Penelitian ini bertujuan untuk menginterpretasi penyebaran daerah poros yang dapat berfungsi sebagai reservoir hidrokarbon menggunakan metoda inversi dan probabilistic neural network pada data seismic.

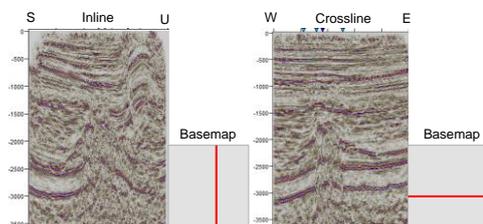
Metode Penelitian

Analisis zona yang berpotensi sebagai reservoir pada daerah telitian ini dilakukan dengan metoda seismic inversi dan melakukan penyebaran densitas batuan menggunakan metoda multiattribute PNN. Diagram alir penelitian dapat dilihat pada **gambar 1**.

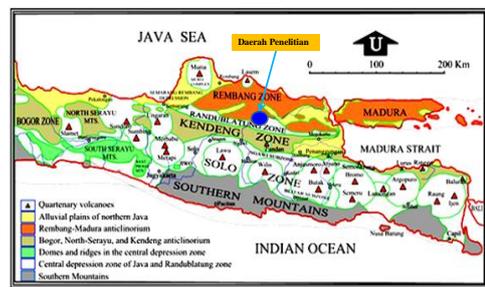


Gambar 1. Diagram alir penelitian

Penelitian ini menggunakan data seismik 3D dan 3 (tiga) buah sumur dari lapangan minyak yang berada di cekungan Jawa Timur Utara (**gambar 2a dan 2b**). Data seismik yang digunakan merupakan data *post stack migration* dan sudah melalui proses pengolahan lebih lanjut sehingga bisa digunakan untuk tahapan interpretasi lebih lanjut. Target dari penelitian adalah batugamping terumbu (*Carbonate Buildup*) dari Formasi Tuban.



Gambar 2a. Data seismik pada arah inline dan crossline.



Gambar 2b. Lokasi penelitian pada.

Seismik Inversi

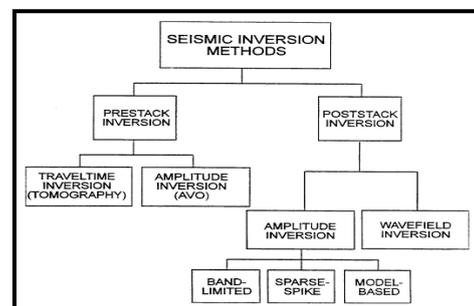
Gelombang seismik merambat melewati batuan dalam bentuk gelombang elastis yang mentransfer energi menjadi pergerakan partikel batuan. Salah satu sifat akustik yang khas pada batuan adalah akustik impedansi yang merupakan hasil perkalian antara densitas (ρ) dan kecepatan (V) batuan. Perbedaan nilai akustik impedansi dari perlapisan batuan (batuan atas dan bawahnya) ini akan menyebabkan terjadinya refleksi gelombang yang dapat dinyatakan dalam bentuk koefisien Refleksi (R_c) dan dinyatakan dalam persamaan berikut :

$$R_c = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} \quad (1)$$

dengan : R_c adalah besar koefisien refleksi, AI adalah besar akustik impedansi, ρ_1 , ρ_2 adalah densitas medium 1 & 2, V_1, V_2 adalah kecepatan medium 1 & 2. Konsep ini menunjukkan bahwa seismik menggambarkan interaksi pada batas antar lapisan.

Seismik Inversi secara umum merupakan kebalikan dari proses di atas. Tujuan akhirnya adalah mendapatkan nilai Akustik impedansi dari batuan, sehingga analisa yang dilakukan tidak lagi pada bidang batas antar lapisan batuan namun pada lapisannya itu sendiri (layer properties). Pengertian secara lebih spesifik tentang seismik inversi dapat didefinisikan sebagai suatu teknik pembuatan model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2001).

Russel, B., Hampson, D., Schuelke, J., and Qurein, J (2001) membagi metode seismik inversi dalam dua kelompok, yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Inversi *post-stack* terdiri dari inversi rekursif (*Bandlimited*), inversi berbasis model (*Model Based*) dan inversi *Sparse Spike*. Berikut ini diagram yang menggambarkan jenis teknik seismik inversi:



Gambar 3. Metoda inversi seismik (Russel, 2001)

Metode Inversi Berdasarkan Model (Model Based)

Prinsip metoda ini adalah membuat respon seismik dari **model geologi** dan membandingkannya dengan data rill seismik. Hasil perbandingan tersebut digunakan secara iteratif untuk memperbarui model geologi yang disesuaikan dengan data seismik” (Russel,1988). Hubungan antara model dengan data seismik dapat dijelaskan dengan metode *Generalized Linear Inversion* (GLI). Jika terdapat sebuah data observasi geofisika, metode GLI akan menurunkan model geologi yang paling sesuai dengan data observasi. Secara matematis model dan data observasi dapat ditulis dalam vektor:

$$\mathbf{M} = (m_1, m_2, \dots, m_k)^T \quad (2)$$

$$\mathbf{T} = (t_1, t_2, \dots, t_n)^M$$

\mathbf{M} = vektor model dengan parameter k

\mathbf{T} = vektor data observasi n

Sehingga diperoleh hubungan keduanya adalah :

$$t_i = F(m_1, m_2, \dots, m_k), \quad (3)$$

untuk $i=1,2,\dots, n$

dimana F adalah fungsi hubungan antara model dan data pengukuran sedangkan t adalah data pengukuran. Proses ini akan menghasilkan model dengan metoda trial and error dengan cara menganalisa perbandingan antara model dengan data pengukuran.

GLI akan menganalisis deviasi kesalahan antara model keluaran dan data observasi, kemudian parameter model diperbaharui untuk menghasilkan keluaran dengan kesalahan sekecil mungkin. Oleh karena itu dapat dilakukan iterasi untuk mendapatkan solusi yang dirumuskan secara matematis sebagai berikut:

$$F(M) = F(M_0) + \frac{\delta F(M_0)}{\delta M} \Delta M \quad (4)$$

dengan: M_0 adalah model awal; ΔM adalah perubahan parameter model; M adalah model bumi sebenarnya; $F(M)$ adalah data observasi; $F(M_0)$ adalah nilai terhitung dari model awal; $\delta F(M_0)/\delta M$ adalah perubahan nilai yang dihitung.

Kesalahan antara data observasi dengan model dapat disederhanakan menjadi :

$$\Delta F = F(M) - F(M_0) \quad (5)$$

Dan dapat dibentuk dalam matrik sebagai berikut :

$$\Delta F = A \cdot \Delta M \quad (6)$$

Dimana A adalah matrik derivative dengan jumlah baris n dan kolom k, sehingga penyelesaian persamaan tersebut adalah

$$\Delta M = A^{-1} \cdot \Delta F \quad (7)$$

Dimana A^{-1} adalah inverse matrik A

Pada kasus dimana jumlah data observasi lebih banyak daripada parameter model ($n > k$) maka matrik A tidak berupa matrik segi empat sehingga tidak memiliki inver sebenarnya atau dikenal sebagai kasus overdeterminasi. Kasus tersebut dapat diselesaikan dengan metode *least square* yang sering dikenal dengan nama metode Marquart-Levenburg. Solusi yang diperoleh:

$$\Delta M = (A^T A)^{-1} A^T \Delta F \quad (8)$$

A^T adalah matriks transpose dari matriks A.

Hasil akhir dari suatu proses inversi data seismik adalah berupa data impedansi akustik yang memiliki informasi lebih lengkap dibandingkan data seismik. Perubahan amplitudo pada data seismik hanyalah mencerminkan suatu bidang batas antar lapisan batuan sehingga bisa dikatakan bahwa data seismik adalah attribut dari suatu bidang batas lapisan batuan. Sedangkan impedansi akustik mencerminkan sifat fisis dari batuan.

Seismik Multiattribute

Analisis seismik multi-atribut adalah salah satu metode statistik menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksi beberapa properti fisik dari bumi. Analisa ini mencari hubungan antara log dengan data seismik pada lokasi sumur dan menggunakan hubungan tersebut untuk memprediksi atau mengestimasi volume dari properti log pada semua lokasi pada volume seismik.

Statistik dalam karakteristik reservoir digunakan untuk mengestimasi dan mensimulasikan hubungan spasial variabel pada nilai yang diinginkan pada lokasi yang tidak mempunyai data sampel terukur. Hal ini didasarkan pada kenyataan yang sering terjadi di alam bahwa pengukuran suatu variabel di suatu area yang berdekatan adalah sama. Kesamaan antara dua pengukuran tersebut akan menurun seiring dengan bertambahnya jarak pengukuran.

Schultz (1994) mengidentifikasi tiga sub-kategori utama pada teknik analisa multi-atribut geostatistik, yaitu:

- a. Perluasan dari co-kriging untuk melibatkan lebih dari satu atribut sekunder untuk memprediksi parameter utama.
- b. Metode yang menggunakan matriks kovariansi untuk memprediksi suatu parameter dari atribut input yang telah diberi bobot secara linear.
- c. Metode yang menggunakan Artificial Neural Networks (AANs) atau teknik optimisasi non-linear untuk mengkombinasikan atribut-atribut menjadi perkiraan dari parameter yang diinginkan.

Contoh kasus yang paling umum, kita mencari sebuah fungsi yang akan mengkonversi m atribut yang berbeda ke dalam properti yang diinginkan, ini dapat ditulis sebagai :

$$P(x, y, z) = F[A_1(x, y, z), \dots, A_m(x, y, z)] \tag{9}$$

dengan :

P : properti log, sebagai fungsi dari koordinat x,y,z ; F : fungsi yang menyatakan hubungan antara atribut seismik dan properti log; A_i : atribut m, dimana $i = 1, \dots, m$.

Untuk kasus yang paling sederhana, hubungan antara log properti dan atribut seismik dapat ditunjukkan oleh persamaan jumlah pembobotan linier.

$$P = W_0 + W_1A_1 + \dots + W_mA_m \tag{10}$$

dengan adalah w_i : nilai bobot dari $m+1$, dimana $i = 0, \dots, m$

Neural Networks Multiatribut

Prinsip Neural Network mulai dikembangkan sejak 1969 dan pada tahun 1990 Specth menemukan metoda *Neural networks probabilistic* (PNN). Ide dasar dibalik PNN adalah menggunakan satu data atau lebih yang disebut *variable independen* untuk memprediksi *variable dependen* tunggal. *Variable independen* di representasikan sebagai vektor $x = [x_1, x_2, \dots, x_p]$ dimana p adalah jumlah *variable independen*. Sedangkan *variable dependen* adalah y. Tujuan algoritma ini adalah untuk memprediksi *variable y'* yang tidak diketahui. Estimasi ini didasarkan pada persamaan fundamental dari regresi umum PNN :

$$y'(x) = \frac{\sum_{i=1}^n y_i \exp(-D(x, x_i))}{\sum_{i=1}^n \exp(-D(x, X_i))} \tag{11}$$

dengan n adalah jumlah dari sampel dan $D(x, x_i)$:

$$D(x, X_i) = \sum_{j=1}^p \left(\frac{x_j - x_{ij}}{\sigma_j} \right)^2 \tag{12}$$

D adalah jarak yang di skalakan diantara poin yang akan di estimasi, jarak tersebut yang disebut "smoothing" parameter. Untuk sampel ke m, prediksiya :

$$y'_m(x_m) = \frac{\sum_{i \neq m}^n y_i \exp(-D(x_m, x_i))}{\sum_{i \neq m}^n \exp(-D(x_m, x_i))} \quad (13)$$

Jadi nilai yang di prediksi dari sampel ke m adalah Y_m' . Jika tahu nilai Y_m , kita dapat memprediksi error validasi :

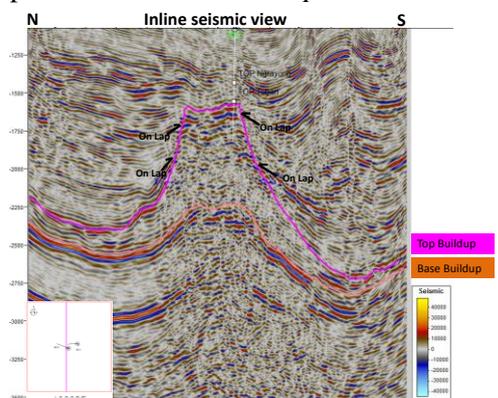
$$e_m = (y_m - y'_m)^2 \quad (14)$$

Dan total error prediksiya adalah :

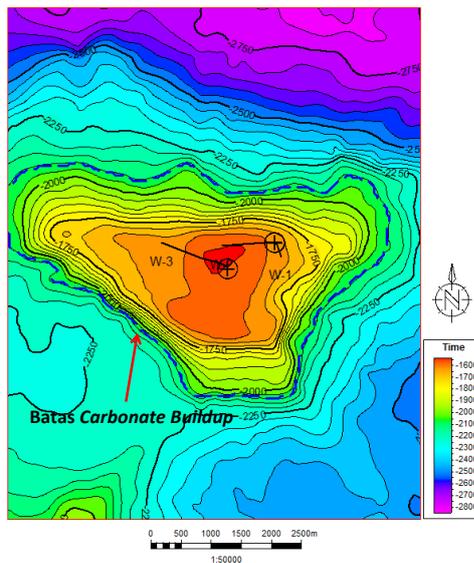
$$e = \sum_{i=1}^n (y_i - y'_i)^2 \quad (15)$$

Hasil dan Pembahasan

Terdapat beberapa ciri *Carbonate Buildup (reef)* pada penampang seismik, pengenalan pertama dapat kita lihat dari bentuknya. Pada umumnya karena *Carbonate Buildup* merupakan organisme yang tumbuh maka akan berbentuk kerucut terpancung (Gambar 4a dan 4b). Bentuk tersebut dapat dipengaruhi oleh banyak hal, seperti kejernihan air laut, kedalaman, energy air laut dan lain-lain. Ciri-ciri yang lain adalah terdapatnya onlapping-onlapping disekitar tubuh *Carbonate buildup* tersebut dan akan menghilang di bagian puncak *carbonate buildup*.

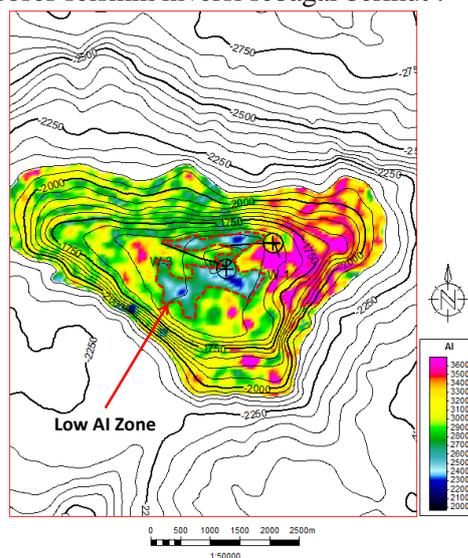


Gambar 4a. Penampang seismik yang menunjukkan tubuh *Carbonate Buildup*



Gambar 4b. Peta struktur yang menunjukkan tubuh *Carbonate Buildup*

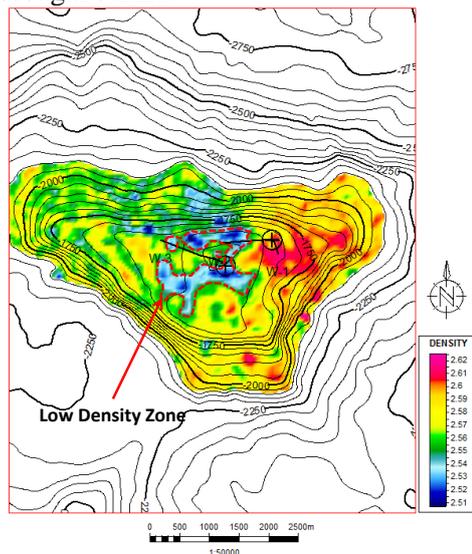
Pada Gambar 4a dan 4b dapat dilihat dengan jelas bahwa pada daerah telitian mempunyai buldup karbonat yang cukup besar, namun yang menjadi permasalahan adalah apakah semua tubuh karbonat buldup tersebut dapat berfungsi sebagai reservoir yang baik? Hal tersebut dapat dijawab dari hasil proses seismik inversi sebagai berikut :



Gambar 5. Horizon slice AI pada puncak *Carbonate Buildup*

Slice AI tersebut menunjukkan pada bagian puncak dari tubuh *Carbonate Buildup* mempunyai nilai AI rendah (25.000-20.000 ft/s*gr/cc) atau ditunjukkan dengan warna biru muda hingga biru tua). Nilai AI rendah dapat dipengaruhi oleh nilai porositas yang tinggi. Porositas tinggi akan mempengaruhi kecepatan perambatan gelombang dan nilai densitas dari batuan, dimana semakin besar porositas maka akan menurunkan nilai kecepatan dan densitas batuan sehingga nilai AI pun akan turun.

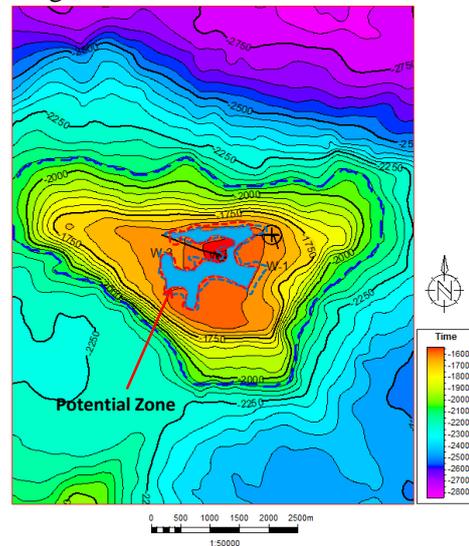
Kontrol terhadap hasil penyebaran AI dapat dilakukan dengan membuat penyebaran densitas batuan, dimana densitas rendah akan menggambarkan zona yang mempunyai porositas tinggi. Penyebaran densitas batuan pada penelitian ini dilakukan dengan melakukan analisa multiattribute dengan metoda *Probabilistic Neural Network* (PNN). Input dalam proses ini adalah seismik raw sebagai internal attribute, seismik hasil inversi dan attribute RMS sebagai Eksternal attribute serta data sumur sebagai kontrolnya. Hasil dari penyebaran density tersebut adalah sebagai berikut :



Gambar 6. Horizon slice Density pada puncak *Carbonate Buildup*

Puncak tubuh *Carbonate Buildup* pada slice density menunjukkan zona dengan densitas rendah (2,54-2,50 gr/cc) atau ditunjukkan dengan warna biru muda hingga biru tua). Zona ini meyakinkan bahwa pada puncak *Carbonate Buildup* terdapat zona porositas rendah yang dapat berfungsi sebagai reservoir.

Pengembangan lapangan berdasarkan analisa terhadap peta AI dan peta density dapat dilakukan pada zona low AI dan Low density yang mengidikasikan sebagai zona dengan porositas tinggi. Penyebaran dari zona tersebut dapat ditunjukkan dari overlay antara peta potensi AI dan Density sebagai berikut :



Gambar 7. Zona potensial pengembangan lapangan yang merupakan zona porositas tinggi.

Kesimpulan

1. Identifikasi tubuh *Carbonate Buildup* dapat dilakukan berdasarkan interpretasi visual terhadap penampang seismik berdasarkan ciri-ciri khasnya.
2. Zona Low AI pada puncak *Carbonate Buildup* diinterpretasikan sebagai cirikan zona porositas tinggi akibat dari penurunan nilai density dan velocity.

3. Zona Low density pada puncak *Carbonate Buildup* diinterpretasikan sebagai cirikan zona porositas tinggi.
4. Area Potensial sebagai pengembangan lapangan berada pada puncak tubuh *Carbonate Buildup* yang dicirikan dengan zona low AI.

Daftar Pustaka

- [1] James, N. P., and Bourque, P. A., 1992. Reefs and Mounds. in Walker, R. G., and James, N. P., (eds.). *Facies Models*. Ontario. p. 323-347.
- [2] Premonowati, 2010. *Optimalisasi Metode Pendiskripsian Batugamping untuk Karakterisasi Reservoir Hidrokarbon dalam Pemodelan Geologi* Jurnal Ilmiah MTG, Vol. 3, No. 2.
- [3] Russel, B., Hampsom, D., Schuelke, J., and Qurein, J., 2001. *Use of Multiatribut Transform to Predict Log Properties from Seismic Data*. Society of Exploration Geophysicst.
- [4] Schultz, P. S., Ronen, S., Hattori, M., and Corbett, C., 1994. *Seismic Guided Estimation of Log Properties, The Leading Edge, Vol. 13, p. 305-315*.
- [5] Sukmono, S., 2001. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung : Bandung.