

KARAKTERISASI RESERVOAR FORMASI BELUMAI DENGAN MENGUNAKAN METODE INVERSI IMPEDANSI AKUSTIK DAN NEURAL NETWORK PADA LAPANGAN ‘YPS’

Andri Kurniawan¹, Bagus Sapto Mulyatno, M.T¹, Muhammad Marwan, S.Si²

¹Jurusan Teknik Geofisika Universitas Lampung dan ²Pertamina EP Region Sumatera

Abstrak

Penelitian ini bertujuan untuk mengetahui struktur *layer* Formasi Belumai, menganalisis nilai sebaran impedansi akustik dan porositas reservoir yang diperoleh dari proses inversi seismik dan *neural network*, untuk menentukan zona lokasi sumur baru berdasarkan peta struktur waktu, atribut seismik, dan sebaran porositas. Data seismik yang digunakan merupakan data seismik *non preserve* 2D PSTM, data sumur YPS-04 dan YPS-06 yang memiliki kelengkapan data log (*checkshot, sonic, density, dan porosity*). *Trasing horizon* menunjukkan dua bagian tutupan (*antiklin*) pada arah timur dan barat mengarah ke NW-SE. Dari hasil penelitian dengan menggunakan metode inversi *modelbased* dan analisa atribut *RMS amplitude, instantaneous frequency, envelope* dan *neural network* menunjukkan sebaran porositas di *layer* TBF (*Top Belumai Formation*) memiliki nilai porositas 0,12-0,21 fraksi dengan nilai impedansi 8000-12000 (m/s)*(gr/cc). Pada *layer* BBF (*Bottom Belumai Formation*) memiliki nilai porositas 0,09-0,21 fraksi dengan nilai impedansi 7000-12000 (m/s)*(gr/cc). Nilai impedansi 7000-9000 (m/s)*(gr/cc) dan nilai porositas 0,17-0,21 fraksi diindikasikan sebagai batupasir. Karakterisasi reservoir berdasarkan nilai impedansi, anomali atribut dan sebaran porositas, zona pertama dan kedua diindikasikan sebagai batupasir reservoir pada Formasi Belumai.

Kata kunci:

Trasing horizon, Formasi Belumai, Inversi modelbased, RMS amplitude, instantaneous frequency, envelope dan neural network.

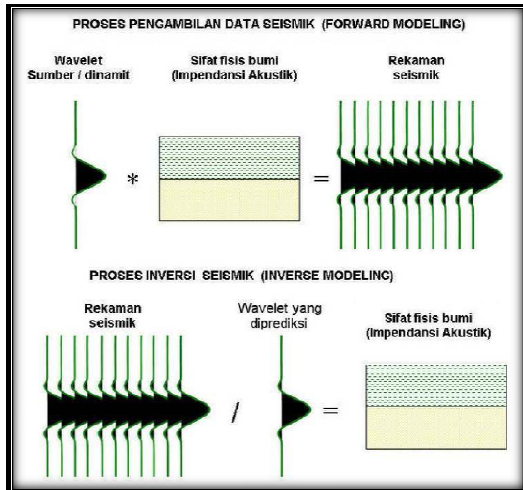
PENDAHULUAN

Dalam usaha pengembangan suatu reservoir minyak dan gas bumi, informasi tentang karakter reservoir (parameter petrofisik) sangat dibutuhkan untuk pengembangan dalam menentukan lokasi sumur baru. Kemajuan teknologi eksplorasi saat ini telah memungkinkan untuk melakukan analisa karakterisasi reservoir secara lebih akurat dengan memadukan dan memanfaatkan

semaksimal mungkin data-data lapangan yang tersedia, seperti data *log* sumur dan data seismik. Salah satu metode yang paling berkembang dan diminati oleh perusahaan-perusahaan minyak dan gas bumi saat ini adalah metode inversi seismik.

Letak dan posisi lapangan YPS yang strategis serta didukung dengan keberhasilan sumur YPS-07 yang telah dilakukan pengeboran dengan produksi

dari data seismik. Karena impedansi merupakan salah satu parameter yang menyatakan sifat fisis batuan, maka impedansi yang didapatkan ini dapat dengan lebih mudah dikonversi menjadi parameter fisis batuan yang lebih spesifik lainnya.



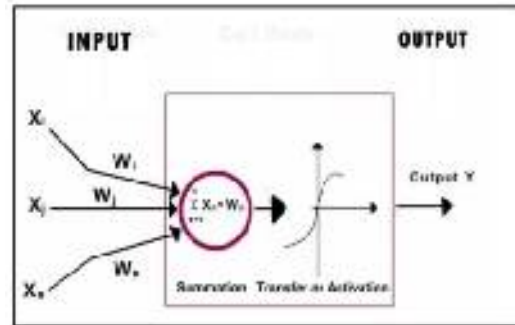
Gambar 2. konsep dasar inversi seismik (Abdullah, 2008).

Neural Network

Regresi atribut dapat berjalan dengan baik apabila ada relasi linear fungsional yang baik di antara log yang diprediksi dan atribut seismik. Pada kasus hubungan yang *non linear* kita dapat mengaplikasikan transformasi tersebut dengan metoda *neural network* sebagai algoritma prediksi.

Neural network adalah suatu algoritma yang diperoleh dari perkalian beberapa *input* dan menghasilkan satu atau beberapa *output*. Tiap-tiap *input* dikalikan oleh suatu bobot, hasil tersebut

dijumlahkan dan melewati proses fungsi *nonlinier* untuk menghasilkan *output*.



Gambar 3. Ilustrasi artificial neural network (Poulton, 1992)

DATA DAN METODA

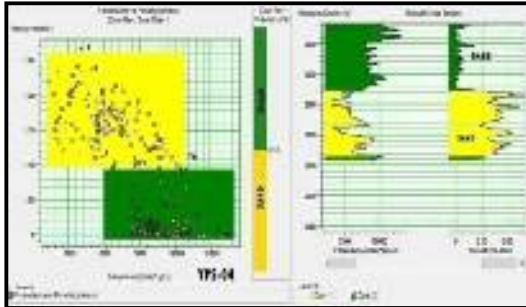
Data seismik yang digunakan merupakan data seismik *non preserve 2D PSTM (Post Stack Time Migration)*, data sumur acuan yang digunakan untuk inversi seismik adalah sumur YPS-04 dan YPS-06 yang memiliki kelengkapan data log (*checkshot, sonic, density, dan porosity*), dan metode inversi yang digunakan adalah metode inversi *modelbased, hard constraint* dengan batasan window ± 15 ms di atas TBF dan di bawah BBF. Analisa atribut yang dilakukan penulis adalah *RMS amplitude, instantaneous frequency, envelope* dan *neural network* untuk menghasilkan sebaran *porosity*.

HASIL DAN PEMBAHASAN

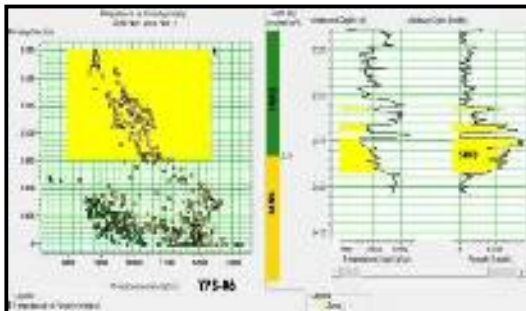
Analisis Crossplot

Analisa *crossplot* digunakan untuk menentukan properti *log* yang akan

digunakan untuk memisahkan reservoir batupasir dengan *shale* disekitarnya, Selain itu juga tujuan dilakukan *crossplot* nantinya akan mendapatkan persamaan matematis. Dari persamaan matematis ini dapat digunakan untuk mendapatkan model porositas.



Gambar 4. Hasil *crossplot impedance vs porosity* sumur YPS-04



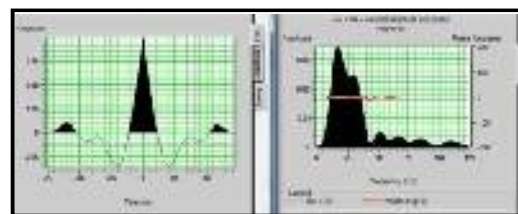
Gambar 5. Hasil *crossplot impedance vs porosity* sumur YPS-06

Hasil *crossplot log impedansi* (sumbu-x) *versus log porositas* (sumbu-y) dengan menggunakan *color key log Vshale* dengan *cut off 0,51 fraksi*. Hasil *crossplot* pada sumur YPS-04 (Gambar 4) menjelaskan bahwa *log impedansi* dapat digunakan untuk membedakan litologi *sand-shale*. Sedangkan, pada YPS-06 (Gambar 5) tidak dapat membedakan litologi *shale-sand*, sebab sebagian nilai impedansi *shale*

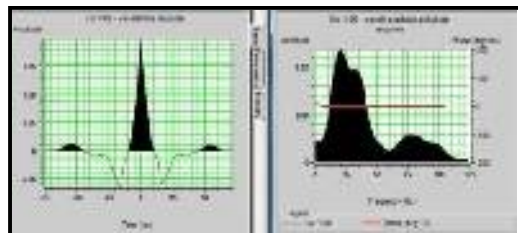
yang terdapat pada sumur *overlapping* terhadap *sand*. Dari hasil *crossplot* dapat disimpulkan bahwa proses inversi tidak dapat seutuhnya digunakan untuk mengkonversi impedansi ke porositas dengan menggunakan persamaan regresi, dikarenakan terdapat nilai impedansi *shale* yang *overlapping* dengan litologi *sand*.

Well seismik tie

Ekstraksi *wavelet* dilakukan di dua *line* seismik yaitu YP-61 dan YP-96, sebab kedua sumur tersebut terdapat di *line* seismik yang berbeda. Untuk *wavelet* sumur YPS-04 diekstrak dari *line* YP-61 di *time* 2030-2330 ms, sedangkan sumur YPS-06 diekstrak dari *line* YP-96 di *time* 1950-2230 ms dengan parameter *wavelet length* 150 ms, *taper length* 25 ms dan *sample rate* 4 ms *tipe constant phase*. Berikut adalah hasil dari ekstraksi *wavelet*;



Gambar 6. Hasil ekstraksi *wavelet* YPS-04



Gambar 7. Hasil ekstraksi *wavelet* YPS-06

Dari hasil ekstraksi *wavelet* menunjukkan bentuk *wavelet* yang terbilang baik, *side lobe* pada *wavelet* tersebut sangat sedikit dan nilai *phase* yang mendekati nol. Kemudian *wavelet* dikonvolusikan dengan *log impedansi* untuk mendapatkan *seismogram sintetik*. Setelah dilakukan proses *stretch and squeeze*, korelasi antara *seismogram sintetik* terhadap *trace seismic* mencapai nilai 0,9 dengan nilai *time shift* nol, nilai yang cukup valid. Berikut adalah hasil korelasi pada *well seismic tie*

No	Wavelet	YPS 04		YPS 06		Korelasi
		Korelasi	Time shift	Korelasi	Time shift	
1	Sedetik	0,994	0	0,992	0	0,978
2	OneWell	0,991	0	0,981	0	0,968

Tabel 1. Hasil korelasi pada *well seismic tie*

Interpretasi Struktur

Dari hasil penelusuran *horizon* secara lateral di semua *line* seismik, Formasi Belumai lapangan YPS terletak pada *time* 1900-2300 ms di penampang seismik dan membentuk struktur *antiklin*. Selain itu, dari penelusuran *horizon* didapatkan dua peta permukaan zona target untuk *top* TBF dan *bottom* BBF dengan kemampuan untuk melihat struktur regional daerah zona target penelitian. Pada data 2D penelusuran *horizon* berfungsi untuk mengontrol sebaran AI, atribut dan porositas di daerah penelitian

Pada gambar 8 menunjukkan peta struktur waktu *layer* TBF dan BBF

Formasi Belumai. Hasil pemetaan trasing *horizon* pada *layer* TBF memberikan *interval* TWT 1970-2160 ms, pada *layer* BBF memberikan *interval* TWT 2040-2250 ms dan menunjukkan dua bagian tutupan (*antiklin*) sebelah timur dan barat. *Antiklin* sebelah timur ditembus oleh sumur-sumur YPS-02, YPS-02ST, YPS-03, YPS-06, dan YPS-06ST. Sumur YPS-01 tidak sampai menembus zona target. Tutupan di sebelah barat ditembus sumur YPS-04, serta YPS-05 sayap selatan dan terdapat juga patahan yang berarah relatif timurlaut-baratdaya (NE-SW)

Interpretasi Inversi Seismik

Daerah zona reservoir batupasir cenderung berasosiasi dengan harga AI yang relatif rendah daripada serpih (*shale*). Kehadiran *hidrokarbon* pada zona reservoir batupasir yang mempunyai *densitas* rendah dan kecepatan gelombang rendah akan menimbulkan nilai anomali AI rendah. Dari hasil *ekstrak value* pada *layer* TBF (Gambar 9 (A)) mempunyai nilai impedansi akustik 8000-12000 (m/s)*(gr/cc). Nilai impedansi 8000-9000 (m/s)*(gr/cc) dikategorikan dengan litologi *sand* dan nilai impedansi 9000-12000 dikategorikan litologi *shale*. Sumur YPS-04 mempunyai nilai impedansi berkisar antara 11000-12000 (m/s)*(gr/cc), sedangkan sumur YPS-06 mempunyai

nilai impedansi berkisar antara 9000-10000 (m/s)*(gr/cc).

Pada *layer* BBF (Gambar 9 (B)) mempunyai nilai impedansi akustik 7000-12000 (m/s)*(gr/cc). Sumur YPS-04 mempunyai nilai impedansi berkisar antara 7000-8000 (m/s)*(gr/cc) dikategorikan mempunyai litologi *sand*, sedangkan sumur YPS-06 mempunyai nilai impedansi cukup besar berkisar antara 11000-12000 (m/s)*(gr/cc) dikategorikan mempunyai litologi *shale*.

Interpretasi Atribut Seismik

Dari hasil seismik atribut *layer* TBF (Gambar 10) terlihat sebaran anomali atribut amplitudo dan frekuensi. Atribut frekuensi sesaat menunjukkan penyebaran nilai anomali yang rendah hingga sedang yaitu 16-40 Hz. Nilai frekuensi rendah ditunjukkan dengan warna biru yang mendominasi daerah tutupan bagian barat dan timur. Atribut RMS amplitudo dan *envelope* merupakan atribut amplitudo yang pada dasarnya memiliki kesamaan di dalam interpretasinya. Sebaran atribut *envelope* mempunyai nilai anomali 1000-18000 dan RMS mempunyai nilai anomali 1000-10000. Pada *layer* BBF (Gambar 11) memiliki nilai anomali yang sama seperti *layer* TBF tetapi sebaran amplitudo dan frekuensinya berbeda. Atribut frekuensi sesaat didominasi dengan frekuensi tinggi akan tetapi tidak sedikit frekuensi

rendahnya. Atribut RMS dan *envelope* juga didominasi dengan nilai anomali amplitudo rendah yang ditunjukkan dengan warna ungu.

Interpretasi Neural Network

Berdasarkan gambar 12 hasil proses *neural network*, terlihat kecocokan yang cukup baik antara porositas prediksi dengan porositas sumur. Dimana porositas sumur mempunyai nilai porositas 0,1-0,2 fraksi. Atas dasar tersebut di asumsikan penampang yang dihasilkan proses *neural network* cukup *valid* untuk memprediksikan penyebaran reservoir dan diharapkan dapat memisahkan antara reservoir dan *non* reservoir.

Pada *layer* TBF memiliki nilai porositas 0,12-0,21 fraksi. Sebaran porositas menyebar di bagian utara, selatan dan barat. Sedangkan pada *layer* BBF memiliki nilai porositas 0,09-0,21 fraksi dengan sebaran porositas bagian timur yang berarah NW-SE. Berdasarkan data geologi bahwa lapangan YPS mempunyai reservoir batupasir. Reservoir batupasir cenderung berasosiasi dengan porositas yang lebih besar. Porositas yang diindikasikan sebagai reservoir hidrokarbon mempunyai nilai 0,17-0,21 fraksi dan ditunjukkan dengan warna hijau, kuning dan merah..

Dari hasil analisa dapat diambil kesimpulan bahwa metode *algoritma*

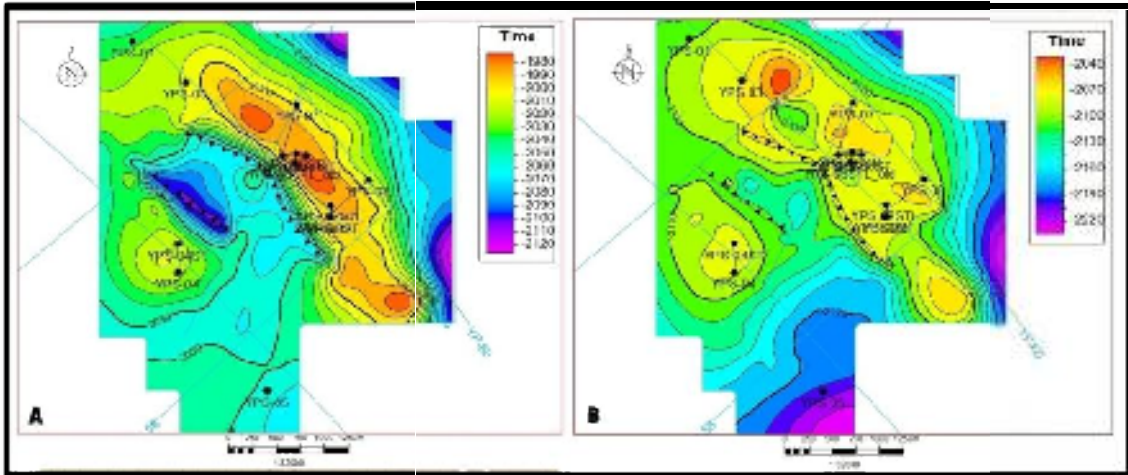
neural *network* cukup efektif untuk membantu memecahkan permasalahan dalam distribusi penyebaran properti fisik yang dikehendaki. Selain itu dapat menggambarkan sebaran properti fisik batuan sebenarnya (porositas sumur).

Interpretasi Sumur Usulan

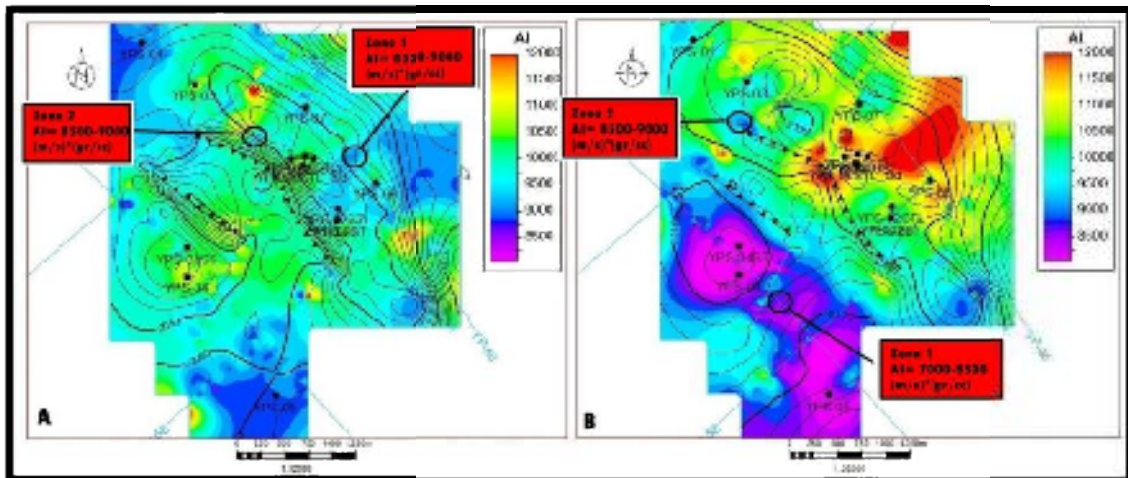
Untuk menentukan suatu pengeboran memerlukan perhitungan secara matang serta aspek-aspek yang mendukung apakah zona tersebut layak dilakukan pengeboran. Penentuan zonasi dilakukan berdasarkan peta sebaran impedansi akustik, peta atribut seismik dan peta sebaran porositas. Proses penentuan zonasi yang pertama dilakukan di peta impedansi akustik (Gambar 9). Hasil analisis *crossplot* dengan *cut off* 0,51 fraksi menunjukkan bahwa litologi *sand* pada Formasi Belumai diketahui mempunyai nilai impedansi akustik 7000-9000 (m/s)*(gr/cc). Pada *layer* TBF zona pertama dan kedua mempunyai nilai impedansi akustik 8500-9000 (m/s)*(gr/cc). Kedua zona tersebut menembus antiklin bagian barat Formasi Belumai. *Layer* BBF zona pertama mempunyai nilai impedansi 7000-8500 (m/s)*(gr/cc) lebih rendah dari zona kedua yaitu 8500-9000 (m/s)*(gr/cc). Zona pertama terletak di lereng antiklin bagian timur dan zona 2 terletak di ujung patahan bagian barat. Proses penentuan zonasi

selanjutnya berdasarkan peta atribut. Pada penelitian ini atribut seismik sangat berguna untuk zonasi area prospek. Zona pertama pada *layer* TBF (Gambar 10) mempunyai anomali atribut *instantaneous frekuensi* 24-28 Hz, *envelope* 8000-9000 dan RMS 4000-5000. Sedangkan, untuk zona kedua mempunyai anomali atribut *instantaneous frekuensi* 16-20 Hz, *Envelope* 4000-6000 dan RMS 3000-4000. Zona pertama pada *layer* BBF (Gambar 11) mempunyai anomali atribut *instantaneous frekuensi* 16-20 Hz, *envelope* 2000-4000 dan RMS 3000-4000. Sedangkan, untuk zona kedua mempunyai anomali atribut *instantaneous frekuensi* 28-30 Hz, *envelope* 10000-12000 dan RMS 8000-9000.

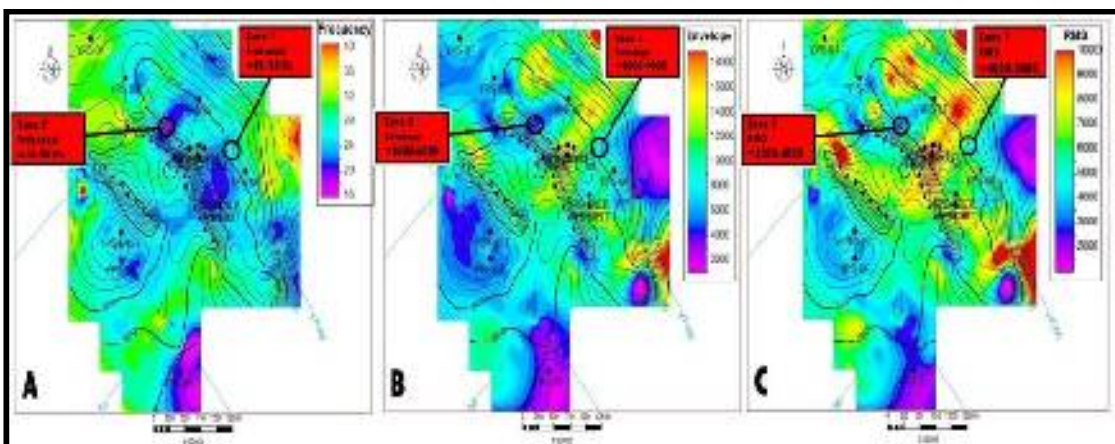
Tahap penentuan zonasi terakhir berdasarkan peta sebaran porositas hasil konversi *neural network* (Gambar 12). Zona pertama dan kedua pada *layer* TBF mempunyai nilai porositas 17-19 %. Sedangkan untuk *layer* BBF zona pertama mempunyai nilai porositas 19-20 % lebih besar dibanding zona kedua yaitu 17-19 %. Dari hasil analisis karakterisasi reservoir berdasarkan nilai impedansi, anomali atribut dan sebaran porositas, zona pertama dan kedua diindikasikan sebagai batupasir reservoir pada Formasi Belumai. Sehingga layak untuk dilakukan pengeboran baru.



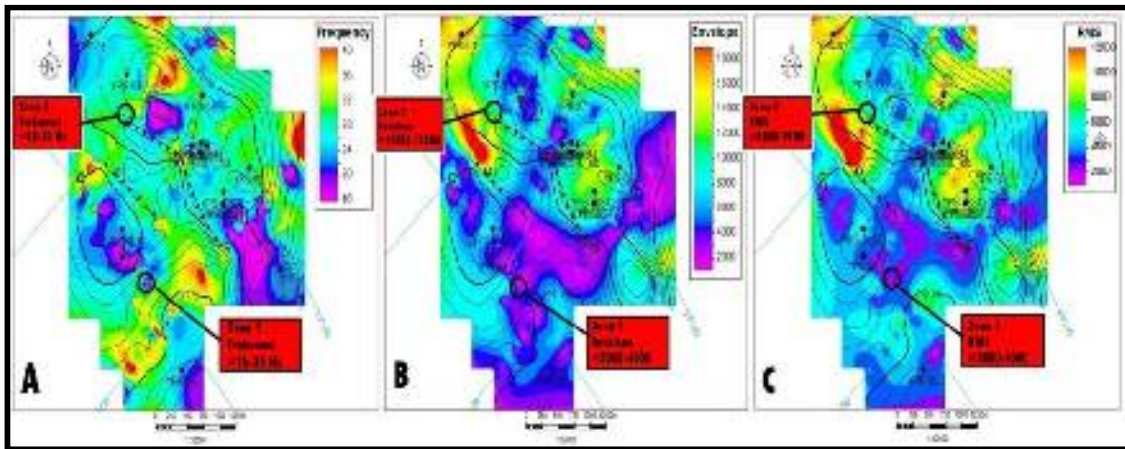
Gambar 8. Peta struktur waktu Formasi Belumai *layer* TBF (A) dan *layer* BBF (B)



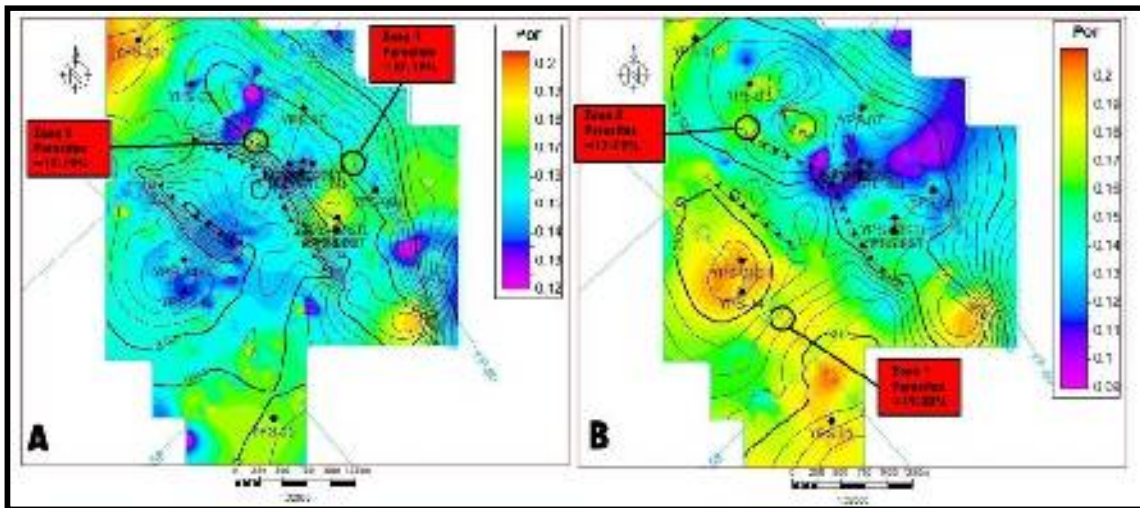
Gambar 9. Peta struktur waktu Layer TBF (A) dan BBF (B) overlay impedansi akustik.



Gambar 10. Peta struktur waktu *layer* TBF overlay Atribut *Ins.Frequency*(a), *Envelope*(b) dan *RMS Amplitude*(c)



Gambar 11. Peta struktur waktu *layer BBF overlay* Atribut *Ins.Frequency* (a), *Envelope* (b) dan *RMS Amplitude* (c)



Gambar 12. Peta struktur waktu *layer TBF* (A) dan *BBF* (B) overlay peta isoporositas hasil konversi dari *neural network*

KESIMPULAN

Adapun kesimpulan pada penelitian ini adalah sebagai berikut

1. *Trasing horizon* TBF memberikan interval TWT 1970-2160 ms, BBF memberikan interval TWT 2040-2250 ms dan menunjukkan dua bagian

tutupan (antiklin) sebelah timur dan barat mengarah ke NW-SE

2. *Ekstrak value* pada *layer TBF* dan *BBF* nilai impedansi 7000-9000 (m/s)*(gr/cc) dikategorikan dengan litologi *sand* dan nilai impedansi 9000-12000 dikategorikan litologi *shale*

3. Pada *layer* TBF memiliki nilai porositas 0,12-0,21 fraksi dengan sebaran porositas menyebar di bagian utara, selatan dan barat. Sedangkan pada *layer* BBF memiliki nilai porositas 0,09-0,21 fraksi dengan sebaran porositas bagian timur yang berarah NW-SE. Porositas yang diindikasikan sebagai reservoir hidrokarbon mempunyai nilai 0,17-0,21 fraksi
4. Karakterisasi reservoir berdasarkan nilai impedansi, anomali atribut dan sebaran porositas, zona pertama dan kedua diindikasikan sebagai batupasir reservoir pada Formasi Belumai.

Pertamina EP (Persero), Fungsi Geologi dan Geofisika, NAD-SBU, 2006.

Poulton, M.M., 1992. *Location Of Subsurface Targets In Geophysical Data Using Neural Networks*. SEG Vol. 57, no. 12 : 1535-1536.

Sosromihardjo, 1988. *Proceedings of the annual convention - Indonesian Petroleum association*, Volume 21.

Sukmono. S., 2000. *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoir*, Departemen Teknik Geofisika- ITB. Bandung.

UCAPAN TERIMA KASIH

saya mengucapkan terima kasih terutama kepada keluarga yang selalu mendo'akan, kepada Pak Muhammad Marwan dan Pak Bagus Sapto Mulyatno yang telah meluangkan waktu untuk membimbing di dalam penyelesaian penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

Abdullah, Agus., 2007-2008, *Ensiklopedia Seismik Online*, <http://ensiklopediseismik.blogspot.com>

Koesoemadinata, R.P., 1978, *Geologi Minyak dan Gas Bumi*, Edisi kedua, Jilid 1 dan 2, ITB, Bandung

Petrel, 2009. *Train Neural Network*. Petrel Software, Schlumberger.