

**KARAKTERISASI RESERVOAR MENGGUNAKAN METODE INVERSI AI  
(ACOUSTIC IMPEDANCE) DAN METODE SEISMIC MULTIATRIBUT PADA  
LAPANGAN “RM”, FORMASI TALANG AKAR  
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

Rachman Malik<sup>1,a)</sup>, Bagus Sapto Mulyatno<sup>1)</sup>, **Ordas Dewanto<sup>1,b)</sup>**, Sulistiyono<sup>2)</sup>

<sup>1)</sup>Teknik Geofisika, Fakultas Teknik Universitas Lampung, <sup>2)</sup>LEMIGAS

<sup>a)</sup>rachmanmalik35@gmail.com, <sup>b)</sup>ordasdewanto@gmail.com

**ABSTRAK**

Seismik inversi *Acoustic Impedance* dan seismik multiatribut merupakan salah satu metode seismik yang dapat digunakan dalam memetakan persebaran reservoir batupasir. Dengan menggunakan metode ini, kita dapat memisahkan dengan baik antara batupasir dan serpih Formasi Talang Akar yang terdapat pada Lapangan RM, Cekungan Sumatera Selatan. Kedua metode ini akan saling dibandingkan satu sama lain agar mendapatkan hasil yang lebih valid dalam pemetaan reservoir batupasir. Metode seismik inversi akustik yang digunakan dalam penelitian ini ada 3 jenis yaitu *bandlimited*, *modelbased*, dan *linier program sparse spike*. Sedangkan untuk seismik multiatribut yang digunakan adalah multiatribut regresi linier dalam memetakan volum *neutron porosity* dan *density*. Hasil analisis inversi impedansi akustik yang dilakukan, peta persebaran reservoir batupasir memiliki nilai impedansi sebesar 27000 – 30000 g/cc\*m/s. Sedangkan untuk multiatribut *neutron porosity*-nya, memiliki nilai 32-35%, dan nilai multiatribut *density*-nya sebesar 2.4 – 2.6 gr/cc, dan memiliki nilai porositas efektif sebesar 19 – 20%. Berdasarkan peta volume *Acoustic Impedance* (AI) , *PHIE* , Volum *NPHI*, dan Volum *density* diketahui batupasir yang porous, berada di arah SE-NW.

**ABSTRACT**

Seismik Acoustic impedance inversion and seismik multiattribute are the seismik methods that can be used to mapping the distribution of sandstone reservoir. By using these methods, we can distinguish between sandstone and shale in Talang Akar Formation at RM Field, South Sumatra basin. Both of these methods will be mutually comparable to each other in order to obtain more valid results in mapping of sandstone reservoirs. There are 3 types of seismik acoustic inversion that used in this research, which are *bandlimited*, *modelbased*, and *linear sparse spike*. seismik multi-attribute that used in this research is multiatribut linear regression to mapping neutron porosity volume and density. As the results of seismik acoustic impedance inversion, the value of sandstone reservoir is 27000 - 30000 g / cc \* m/s. As the results of neutron porosity multiattribute, it has a value of 32-35%, and the value of density multiattribute is 2.4 - 2.6 gr / cc, and effective porosity value is 19 - 20%. Based on the Acoustic Impedance (AI) volume map, PHIE, NPHI volum, and density volum, the porous rocks located in SE-NW.

**Keyword:** *Sandstone Talang Akar Formation, Acoustic Impedance inversion, and Seismik Multiattribute.*

## I. PENDAHULUAN

Tuntutan yang tinggi dalam upaya mengurangi resiko eksplorasi dewasa ini mendorong para geosains untuk melakukan studi lebih jauh mengenal reservoir. Banyak studi dan penelitian yang telah dilakukan untuk mempelajari karakter suatu reservoir, salah satunya bertujuan untuk mengetahui distribusi atau penyebaran dari parameter-parameter fisisnya. Informasi mengenai distribusi parameter-parameter fisis reservoir merupakan informasi yang sangat penting untuk menentukan lokasi pemboran dalam rangka pengembangan suatu lapangan minyak dan gas bumi.

Pengembangan eksplorasi hidrokarbon dan optimalisasi studi mengenai cekungan semakin ditingkatkan. Dalam hal ini metode seismik yang merupakan bagian dari metode geofisika adalah metode utama yang digunakan dalam eksplorasi dan pengembangan di bidang industri minyak dan gas bumi. Salah satu yang mengalami pengembangan adalah metode seismik untuk interpretasi adalah Seismik Inversi.

Metode Seismik Inversi merupakan teknik inversi berupa suatu pendekatan keadaan geologi kebelakang (*invers modelling*), metode ini dapat memberikan hasil penampakan geologi bawah permukaan, sehingga dapat diidentifikasi karakter dan pola penyebaran reservoir di daerah target berupa interpretasi geologi, litologi dan fluida serta batas lapisan geologi bawah permukaan (Sukmono, 1999). Dalam studi kali ini metode inversi yang digunakan adalah Inversi Impedansi Akustik.

Multiatribut pada dasarnya suatu proses ekstraksi beberapa atribut dari data seismik yang mempunyai korelasi yang baik terhadap data log yang pada akhirnya digunakan untuk memprediksi data log pada setiap lokasi di volume seismik. Sedangkan dengan inversi seismi kini, kita dapat menggali informasi sifat fisik batuan reservoir dan indikasi fluida secara langsung dari data seismik yang dilengkapi oleh data log. Oleh karena itu, penulis akan melakukan penyebaran batupasir pada Formasi Talang Akar dengan kedua metode tersebut dan melihat hasil perbandingan dari kedua metode tersebut.

Tujuan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan persebaran reservoir batupasir menggunakan metode seismik inversi impedansi akustik.
2. Menentukan persebaran reservoir batupasir menggunakan metode seismik multiatribut.
3. Membandingkan hasil seismik inversi impedansi akustik.
4. Memetakan persebaran Reservoir Batupasir di Lapangan "RM".

## II. TINJAUAN PUSTAKA

Daerah penelitian termasuk ke dalam Cekungan Sumatra Selatan yang merupakan salah satu cekungan penghasil minyak yang berada di Indonesia bagian barat. Cekungan ini dibatasi oleh tinggian berarah timur laut-barat daya yang dikenal sebagai Tinggian Tiga Puluh (**Gambar 1**).

Petroleum system pada Cekungan Sumatra Selatan adalah sebagai berikut:

- a. Batuan Induk (*Source Rock*)  
Hidrokarbon pada Cekungan Sumatera Selatan diperoleh dari batuan induk *lacustrine* Formasi Lahat dan batuan induk *terrestrial coal* dan *coaly shale* pada Formasi Talang Akar (Bishop, 2001).
- b. Reservoir Batupasir  
Dalam Cekungan Sumatera Selatan, beberapa Formasi dapat menjadi reservoir yang efektif untuk menyimpan hidrokarbon, antara lain adalah pada basement, Formasi Lahat, Formasi Talang Akar, Formasi Batu Raja, dan Formasi Gumai (Bishop, 2001)
- c. Batuan Penutup (*Seal*)  
Batuan penutup Cekungan Sumatera Selatan secara umum berupa lapisan *shale* cukup tebal yang berada di atas reservoir Formasi Talang Akar dan Gumai itu sendiri (*intraformational seal rock*) (Ariyanto, 2011).
- d. *Trap*  
Jebakan hidrokarbon utama diakibatkan oleh adanya antiklin dari arah barat laut ke tenggara dan menjadi jebakan yang pertama dieksplorasi. Antiklin ini dibentuk akibat adanya kompresi yang dimulai saat Awal Miosen dan berkisar pada 2-3 juta tahun yang lalu (Bishop, 2001).

### III. TEORI DASAR

#### A. Konsep Dasar Seismik Refleksi

Metode seismik didasarkan pada respon bumi terhadap gelombang seismik yang merambat dari suatu gelombang buatan di permukaan bumi. Sumber gelombang pada permukaan bumi melepaskan energi ke dalam bumi dalam bentuk energi akustik dan dirambatkan ke segala arah. Apabila dalam perambatannya gelombang mengenai bidang batas antara dua medium yang memiliki perbedaan kontras impedansi akustik, maka sebagian energi akan dipantulkan kembali ke permukaan dan sebagian ditransmisikan. (Shearer, 2009). **Gambar 2** menunjukkan sifat penjalaran gelombang.

#### B. Metode Seismik Inversi

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. Definisi tersebut menjelaskan bahwa metode inversi merupakan kebalikan dari pemodelan dengan metode ke depan (*forward modelling*) yang berhubungan dengan pembuatan seismogram sintetik berdasarkan model bumi. (Russel, 1994).

#### C. Metode Multiatribut

Analisis seismik multiatribut adalah salah satu metode statistik menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksi beberapa properti fisik dari bumi. Pada analisis ini dicari 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 (Hampson, 2009).

#### D. Tinjauan Umum *Well Logging*

##### 1. Log Gamma Ray

*Gamma Ray Log* adalah metode untuk mengukur radiasi sinar gamma yang dihasilkan oleh unsur-unsur radioaktif yang terdapat dalam lapisan batuan di sepanjang

lubang bor. Unsur radioaktif umumnya banyak terdapat dalam *shale* dan sedikit sekali terdapat dalam *sandstone*, *limestone*, *dolomite*, *coal*, *gypsum*, dll. Oleh karena itu *shale* akan memberikan respon *gamma ray* yang sangat signifikan dibandingkan dengan batuan yang lainnya (Abdullah, 2011)

##### 2. Log Densitas dan Log Neutron

Pengukuran *Neutron Porosity* pada evaluasi formasi ditujukan untuk mengukur indeks *hydrogen* yang terdapat pada formasi batuan. Jadi, *Neutron Porosity log* tidaklah mengukur porositas sesungguhnya dari batuan, melainkan yang diukur adalah kandungan hidrogen yang terdapat pada pori-pori batuan.

*Density logging* sendiri dilakukan untuk mengukur densitas batuan di sepanjang lubang bor. Densitas yang diukur adalah densitas keseluruhan dari *matrix* batuan dan fluida yang terdapat pada pori. Penggabungan *neutron porosity* dan *density porosity log* sangat bermanfaat untuk mendeteksi zona gas dalam reservoir. Zona gas ditunjukkan dengan ‘*cross-over*’ antara *neutron* dan *density* (Abdullah, 2011).

##### 3. Log Sonic

Log sonik adalah log yang menggambarkan waktu kecepatan suara yang dikirimkan/dipancarkan ke dalam formasi, sehingga pantulan suara yang kembali diterima oleh *receiver*. Waktu yang diperlukan gelombang suara untuk sampai ke *receiver* disebut “*interval transit time*” atau  $\Delta t$ . Besar atau kecilnya  $\Delta t$  yang melalui suatu formasi tergantung dari jenis batuan dan besarnya porositas batuan serta isi kandungan dalam batuan (Harsono, 1997).

### IV. METODOLOGI PENELITIAN

#### A. Lokasi dan Waktu Penelitian

Penelitian dilakukan pada bulan Oktober 2017 hingga Maret 2018. Penelitian ini dilakukan di Bidang KP3T Eksplorasi 3 Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (PPPTMGB) “LEMIGAS” di Jl. Ciledug Raya Kav. 109 Cipulir, Kebayoran Lama, Jakarta Selatan 12230 dan Laboratorium Geofisika Eksplorasi Fakultas Teknik Universitas Lampung.

## B. Alat dan Bahan Penelitian

Alat dan bahan yang digunakan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Data Sumur (Log *Gamma Ray*, log Densitas, log *Neutron*, log *Resistivity*, log *Sonic*, log *Caliper*, dan Koordinat X-Y, *Marker*).
2. Data Eksplorasi Geofisika (Seismik 3D *CDP Gather*, *Checkshot*).
3. Data geologi regional dan stratigrafi area penelitian.
4. *Software* Pengolahan (HRS. VCE8R1, Petrel 2010, dan Surfer 2011)

## C. Prosedur Penelitian

### 1. Analisis Sumur

Analisis sumur dilakukan dengan tujuan untuk melihat secara langsung zona batu pasir yang berpotensi memiliki kandungan hidrokarbon dan menentukan *marker* yang berfungsi untuk melihat batas atas dan batas bawah dari reservoir masing-masing sumur.

### 2. Ekstraksi *Wavelet* dan *Well-Seismik Tie*

*Well-seismik tie* adalah proses pengikatan data sumur dengan data seismik. proses ini dilakukan untuk menyamakan domain sumur dengan seismik, karena domain sumur adalah kedalaman dalam meter sedangkan domain seismik adalah waktu dalam satuan milisekon.

Pada penelitian kali ini, metode yang digunakan adalah membuat *wavelet ricker* (**Gambar 5**). Parameter yang digunakan sebagai berikut:

<i>Dominan Frequency</i>	= 45 Hz
<i>Phase Rotation</i>	= 0
<i>Sample Rate</i>	= 2ms
<i>Wavelet Length</i>	= 100 ms

### 3. *Picking Horizon*

*Picking horizon* dilakukan dengan cara membuat garis horizon pada kemenerusan lapisan pada penampang seismik. Setelah kita melakukan *picking horizon*, maka akan didapatkan peta struktur waktu (*time structure map*).

### 4. *Picking Fault*

*Picking fault* dilakukan mulai dari pergeseran horizon yang tampak jelas dan

diteruskan pada zona pergeseran itu secara vertikal. Pada penelitian ini *picking fault* dilakukan setelah melakukan *picking horizon* agar lebih mudah menentukan kemenerusan dan arah sesar tersebut.

### 5. Pembuatan *Cross-plot*

*Cross plot* dilakukan untuk mengetahui lokasi reservoir dari data log. *Cross plot* dilakukan antara dua log pada sumbu kartesian X dan Y, semakin sensitif log tersebut dengan log yang di *cross plot*, maka akan semakin jelas zona *cut-off*, sehingga dapat memisahkan litologinya.

### 6. Inversi Impedansi Akustik

Tahapan pada proses inversi ini sebagai berikut:

- a. Langkah pertama yang dilakukan adalah membuat *initial model*, yaitu membuat penyebaran nilai *p-impedance* pada seismik. Hasil dari *initial model* ini akan menjadi dasar pada proses pembuatan model inversi seismik.
- b. Selanjutnya melakukan analisis inversi. Pada analisis inversi ini yang ingin dilihat adalah nilai *error* dari *P-impedance log* dengan *P-impedance* inversi serta melihat korelasi antara *synthetic trace* dan *seismic trace*. Pada penelitian ini, penulis melakukan analisis 3 metode inversi impedansi akustik, yaitu diantaranya *model based*, *bandlimited*, dan *linier program sparse spike*.
- c. Selanjutnya, yaitu tahap inversi. Dari ketiga metode tersebut, perlu pertimbangan dalam memilih metode inversi yang tepat, baik dari *total error* maupun dari *total correlation*.
- d. Tahap terakhir, persamaan yang didapatkan pada saat melakukan *crossplot*, dimasukkan ke dalam hasil inversi tersebut, untuk mendapatkan persebaran nilai log yang di *cross plot* kan dengan log *p-impedance*.

### 7. Seismik Multiatribut

Tahapan dalam proses multiatribut diantaranya :

- a. Menentukan log yang akan digunakan pada tiap sumur. Setelah itu, di *import* data *raw seismik* dan data hasil inversi *LP-Sparespike* yang telah dilakukan sebagai *external attribute*. Untuk data log yang

- akan diprediksi adalah log *neutron porosity*.
- b. Selanjutnya menentukan kelompok atribut yang akan digunakan dalam memprediksi log *neutron porosity*. Proses ini dilakukan secara *try and error* sampai menemukan kelompok atribut yang tepat..
  - c. Selanjutnya melihat seberapa besar korelasi log prediksi yang dihasilkan dari proses multiatribut dengan *original* log target. Korelasi log *neutron porosity* adalah sebesar 0.750. Hal ini menunjukkan bahwa kelompok atribut yang akan digunakan, bisa memprediksi dengan baik log tersebut.
  - d. Tahap terakhir menerapkan kelompok atribut tersebut ke dalam data seismik untuk melihat hasil persebaran prediksi log yang dihasilkan dari proses multiatribut.

## V. HASIL DAN PEMBAHASAN

### A. Analisis Zona Target

Analisis zona target dilakukan untuk mengetahui jenis batuan yang mengisi zona reservoir, dalam penelitian ini daerah yang menjadi zona target adalah Lapangan "RM" Formasi *Upper* Talang Akar, Cekungan Sumatera Selatan. Tahap awal yang dilakukan untuk menganalisis zona target dapat dilakukan dengan melihat respon log (*quick look*) pada data sumur yang dimiliki. Respon nilai log *gamma ray* yang relatif rendah diidentifikasi sebagai batupasir dan nilai log *gamma ray* yang relatif tinggi diidentifikasi sebagai serpih. Selain menggunakan log *gamma ray*, digunakan juga log *neutron porosity* dan log *density* untuk penentuan zona target. *Cross-over* antara log *density* dan *neutron porosity* dapat mengidentifikasi zona tersebut merupakan batupasir dan terdapat adanya fluida. Untuk memetakan persebaran batupasir dan porositas, maka dilakukan proses multiatribut pada sumur RM-81 dan RM-84. Pada **Gambar 3** dapat dilihat zona target yang terdapat pada sumur.

### B. Analisis Sensitivitas

Analisis sensitivitas digunakan untuk memperoleh distribusi litologi dan karakteristik dari reservoir atau zona

*interest*. *Cross plot* yang dilakukan, yaitu log *p-impedance* vs NPHI, dalam penelitian ini hanya dilakukan satu kali analisis, karena pada lapisan ini kurang sensitif dengan parameter lainnya seperti *gamma ray*, RHOB, dan parameter lainnya. **Gambar 4** menunjukkan *cross-plot* sensitivitas antara *P-impedance* vs NPHI. Dari hasil *cross plot* ini, didapat batasan impedansi akustik untuk batupasir pada sumur RM-81 yaitu antara 32500 ft/s\*gr/cc - 18000 ft/s\*g/cc. serta nilai porositas efektif  $\approx 10\%$  untuk batupasir.

### C. Analisis Well Seismik Tie

Pada penelitian ini dilakukan *well seismik tie* untuk mengikat suatu titik yang sama pada domain kedalaman (data sumur) dengan domain waktu (data seismik). Sebelum *well seismik tie* dilakukan terlebih dahulu dilakukan kalibrasi antara log *P-wave* dengan data *checkshot*. **Gambar 5** menunjukkan hasil ekstraksi *wavelet* yang digunakan untuk proses well tie.

*Wavelet* yang telah diekstrak kemudian dikonvolusikan dengan nilai *AI* untuk memperoleh seismogram sintetik. **Gambar 6** dan **Gambar 7** menunjukkan hasil well tie yang menghasilkan korelasi yang baik, yaitu 0.750 untuk Sumur RM-81 dan 0.719 untuk Sumur RM-84.

### D. Picking Horizon

*Picking horizon* dilakukan dengan cara penarikan dan penelusuran *horizon* reservoir pada data seismik di daerah penelitian. Penelusuran *horizon* pada data seismik ini difokuskan pada *marker* SB-10 dan SB-8 yang merupakan lapisan target.

Dari hasil penarikan *horizon* secara *inline* dan *xline* akan menghasilkan peta struktur waktu (*time map*) pada *layer* SB-10 dan SB-8. **Gambar 8** menunjukkan hasil *picking* yang melintasi sumur RM-81 pada *inline* 2336.

Kemudian dibuat peta struktur waktu yang akan menggambarkan bentuk pola kontur sepanjang lapisan SB-10 dan SB-8. Dari peta tersebut dapat dilihat bagaimana pola struktur target di dalam domain waktu (ms) (**Gambar 9** dan **Gambar 10**).

### E. Hasil Inversi Seismik Acoustic Impedance

Pada inversi impedansi akustik ini,

penulis menggunakan 3 metode dalam mengidentifikasi keberadaan lapisan Batupasir. Metode itu di antaranya inversi *model based* (**Gambar 11**), inversi *bandlimited* (**Gambar 12**), dan inversi *linier program sparse spike* (**Gambar 13**).

Dari ketiga metode inversi yang telah dilakukan, hasil yang ditampilkan menunjukkan perbedaan yang tidak terlalu terlampau jauh. Secara *quick look* dapat dilihat bahwa lapisan batupasir, akan ditunjukkan nilai *p-impedance* yang lebih rendah dari pada lapisan serpih. Setelah itu, maka dilakukan *slicing* pada volume hasil inversi *LP-Sparespike*.

Pada **Gambar 14**, dapat dilihat bahwa penyebaran batupasirnya cenderung berada di daerah SE-NW serta sedikit ada di daerah sekitar sumur RM-84 yang ditunjukkan dengan daerah yang ditandai dengan kontur berwarna hitam. Nilai *p-impedance* untuk reservoir batupasir pada peta di atas adalah sebesar 27000 – 30000 *g/cc\*m/s* dengan skala warna hijau hingga kuning. Sedangkan untuk serpih ditunjukkan dengan skala warna biru tua hingga ungu dengan nilai *p-impedance* sebesar 30250 – 33000 *g/cc\*m/s*. Dengan mengasumsikan bahwa batupasir tersebar diarah SE-NW yang berdekatan dengan patahan turun (*normal fault*), maka hidrokarbon yang ada dapat diasumsikan pula terperangkap di struktur tersebut, sehingga, daerah tersebut baik untuk dilakukan eksploitasi selanjutnya.

#### F. Peta Pesebaran Porositas Efektif Berdasarkan AI

Nilai AI yang rendah berasosiasi dengan nilai porositas yang tinggi. Dari persamaan, diketahui bahwa nilai porositas efektif yang diperoleh berasal dari konvolusi nilai impedansi akustik hasil inversi. Secara umum, nilai porositas efektif yang diperoleh ini tidak secara tepat mengidentifikasi nilai porositas reservoir yang sesungguhnya. Namun, melalui hasil persamaan ini kita dapat memperkirakan pola distribusi porositas yang ada *dilapangan*.

Hubungan antara porositas dengan nilai AI atau impedansi akustik dituangkan dalam persamaan regresi *least square* yaitu  $y = -2E-05x + 0.6388$  dengan  $x$  adalah nilai AI pada peta persebaran AI. Pada **Gambar 15** menunjukkan hasil persebaran posrositas

pada 80ms.

Untuk 80 *ms* di bawah horizon SB-10 setebal 20*ms* nilai porositas berkisar antara 0.1985–0.2045 dan tergolong kualitas reservoir yang baik. Dari gambar peta persebaran porositas PHIE berdasarkan interpretasi kuantitatif reservoir secara keseluruhan memiliki porositas sekitar 0.1836 - 0.2045.

#### G. Hasil Seismik Multiatribut

Penerapan seismik multiatribut dalam memprediksi log *neutronporosity* memberikan hasil yang sangat baik. Dalam hal ini, hasil inversi *LP-Sparespike* yang telah dilakukan akan menjadi *external atribut* dalam memprediksi log *neutronporosity*. **Gambar 16** menunjukkan hasil volume *neutronporosity*. Lapisan batupasir ditunjukkan dengan skala warna biru hingga ungu. Sedangkan untuk lapisan serpih, ditunjukkan dengan skala hijau hingga *orange*.

Hasil *slicing* volume *neutronporosity* **Gambar 17** menunjukkan bahwa penyebaran batupasir terletak pada daerah bagian SE-NW serta ada beberapa pada daerah sekitar sumur RM-84 dengan skala warna biru hingga ungu dan skala nilainya sebesar 30-35%.

**Gambar 18** menunjukkan hasil multiatribut *volumeedensity*. Hasil *slicing volumedensity* (**Gambar 19**) menunjukkan bahwa penyebaran batupasir terletak pada daerah bagian SE-NW serta ada beberapa pada daerah sekitar sumur RM-84 dengan skala warna hijau hingga kuning dan skala nilainya sebesar 2.4 -2.6 *gr/cc*.

#### H. Analisis Pola Penyebaran Batupasir

Selanjutnya dilakukan perbandingan antara keduanya untuk mendapatkan hasil yang lebih tepat dalam menentukan penyebaran batupasir. Untuk melihat pola penyebaran reservoir batupasir pada penelitian ini, dapat dilakukan dengan *slice window*. *Slice window* adalah memotong volume baik itu AI, ataupun porositas dengan *interval* yang ditentukan dari target yang dianalisis. Analisis pola penyebaran batupasir ini, bertujuan melihat arah dari penyebaran batupasir yang poros. Nilai AI rendah, jika berasosiasi dengan porositas yang tinggi, maka dapat dikatakan itu merupakan batupasir.

Pada **Gambar 20**, dapat dilihat bahwa penyebaran reservoir batupasir dengan menggunakan metode seismik inversi impedansi akustik dan seismik multiatribut saling bersesuaian. Penyebaran reservoir batupasir cenderung berada pada daerah *South East to northwest* dan pada daerah patahan yang ditunjukkan dengan daerah dekat no. 2.

Peta persebaran Impedansi akustik dan porositas zona target pada lapangan "RM". Warna Ungu menunjukkan nilai Impedansi akustik yang tinggi dan porositas yang rendah. Warna hijau menunjukkan nilai Impedansi akustik rendah dan porositas yang tinggi. Keempat peta persebaran tersebut menunjukkan respon yang saling mendukung satu sama lain, yakni ketika nilai *p-impedance* rendah, maka nilai *density* nyarendah, sedangkan nilai *PHIE* dan *NPHI* tinggi.

## VI. KESIMPULAN DAN SARAN

### A. KESIMPULAN

Setelah dilakukan interpretasi, maka didapatkan kesimpulan sebagai berikut:

1. Reservoir batupasir pada penelitian ini, memiliki nilai *p-impedance* sebesar 27000 – 30000 g/cc\*m/s dengan menggunakan metode seismik inversi impedansi akustik.
2. Reservoir batupasir, memiliki nilai *vol.neutron porosity* sebesar 32 – 35%, *PHIE* (porositas efektif) sebesar 19 – 20% dan *RHOB* (densitas) sebesar 2.4 – 2.6 gr/cc.
3. Pada penelitian ini, Metode Inversi *LP-Sparsity* menampilkan hasil inversi yang lebih baik dibandingkan dengan metode *Bandlimited*, dan *Model Based*
4. Berdasarkan peta volume *Acoustic Impedance* (AI), *PHIE*, Volum *NPHI*, dan Volum *density* diketahui batupasir yang poros, berada di arah SE-NW.

### B. SARAN

Saran dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Diperlukan data sumur tambahan agar data pengontrol semakin banyak.
2. Perlu dilakukan studi lanjutan analisis

*EI/EEI/AVO*.

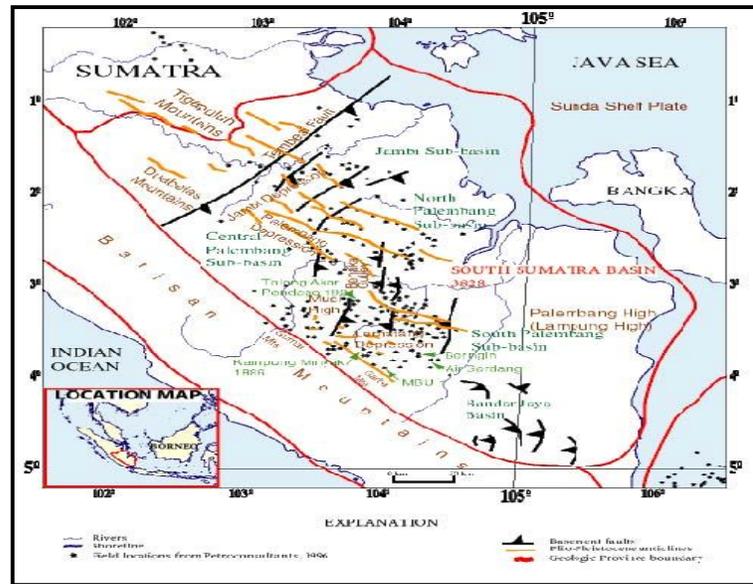
## UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Bapak Sulis sebagai pembimbing penelitian di perusahaan, serta Bapak Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T. dan Bapak Dr. Ordas Dewanto S.Si., M.Si yang telah membimbing dan memberikan dukungan terhadap penyelesaian penelitian ini.

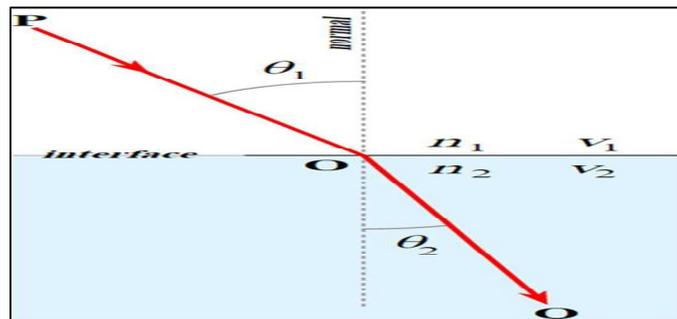
## DAFTAR PUSTAKA

- Abdullah, A., 2011. *Ensiklopedia Seismik Indonesia: E-Book Ensiklopedia Seismik*.
- Ariyanto, Y., 2011. Skripsi: *Pemodelan Impedansi Akustik untuk karakterisasi reservoir pada daerah "X", Sumatera Selatan*. FMIPA Universitas Indonesia.
- Bishop, M.G., 2001. *South Sumatra basin province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar – cenozoic total petroleum system, USGS*
- Hampson, D., 2009. *Emerge Theory*. Singapore Workshop: A CGG Veritas Company.
- Harsono, A., 1997. *Pengantar Evaluasi Log, Schlumberger Data Services*. Jakarta: Schlumberger Oil Field Service.
- Russel, B., 1994. *Seismik Inversion. USA: SEG course notes*.
- Shearer, P., 2009. *Introduction to Seismology; Second Edition*. Cambridge University Press: UK.
- Sukmono, S., 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*. Bandung: Jurusan Teknik Geofisika ITB.

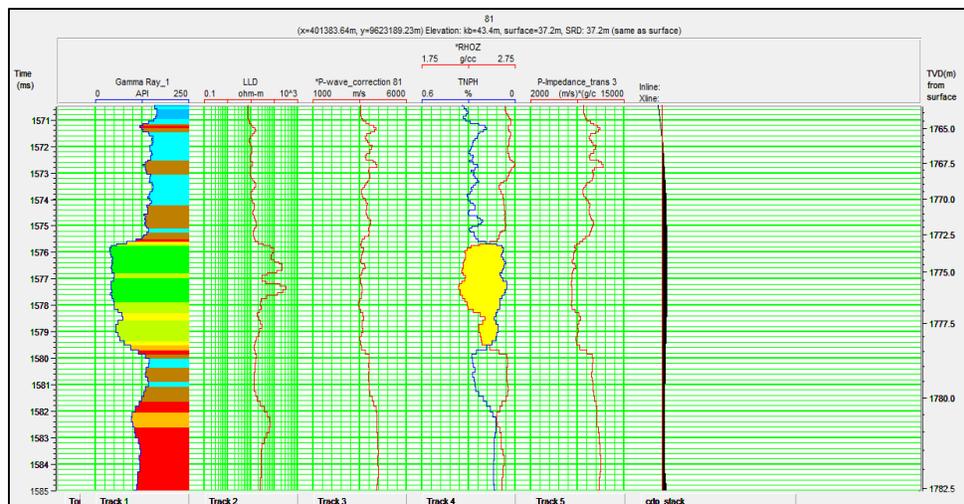
LAMPIRAN



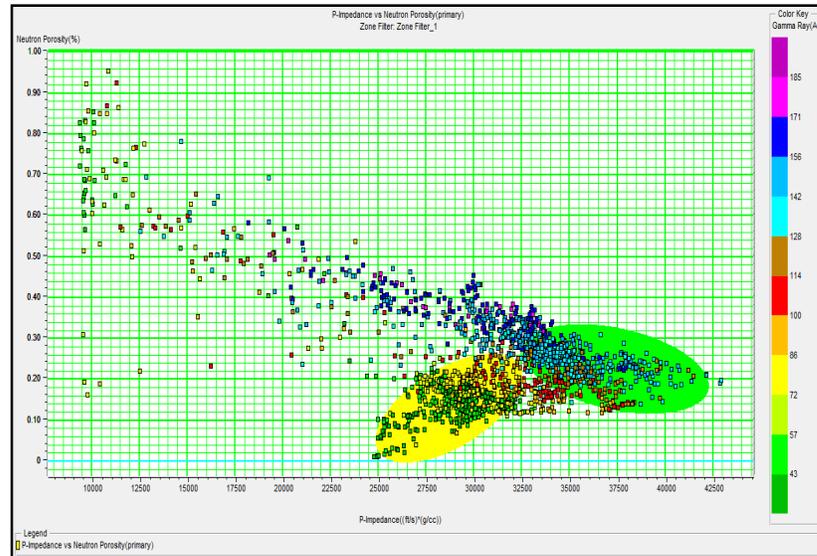
Gambar 1. Lokasi Cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2001).



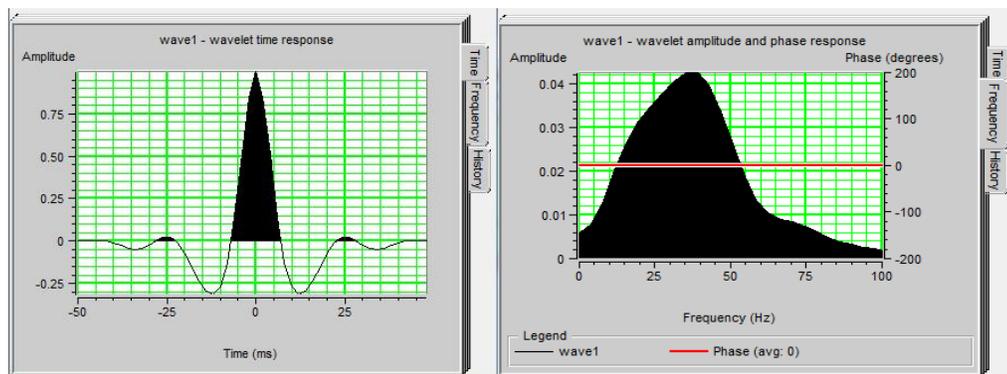
Gambar 2. Gelombang ketika melewati medium yang berbeda menurut Hukum Snellius (Shearer, 2009).



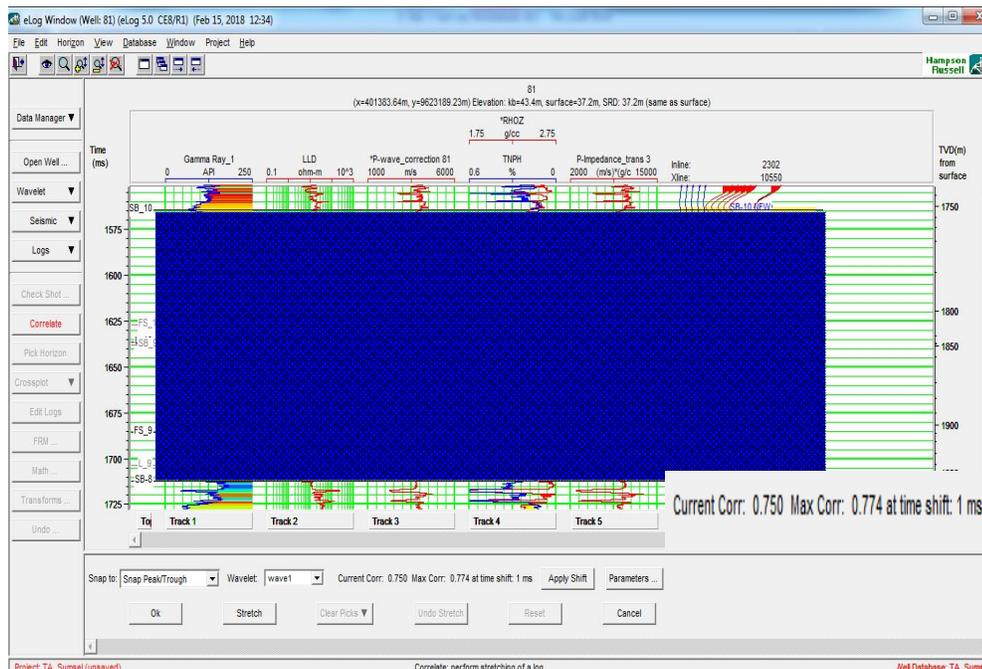
Gambar 3. Quick Look Zona Target Sumur RM-81.



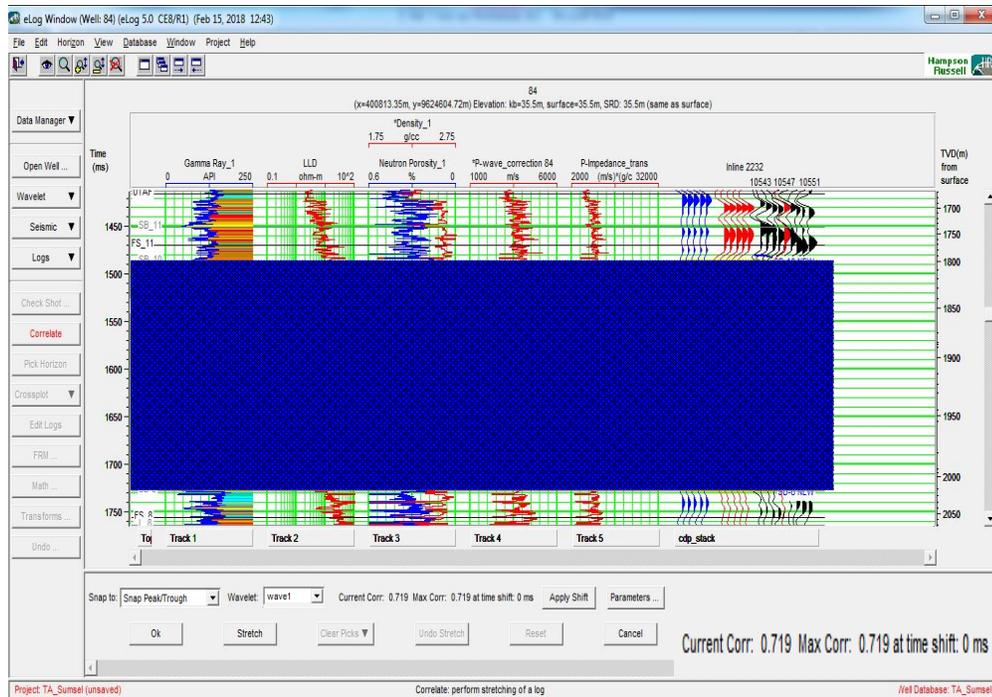
Gambar 4. Cross-plot antara P-impedance vs NPHI.



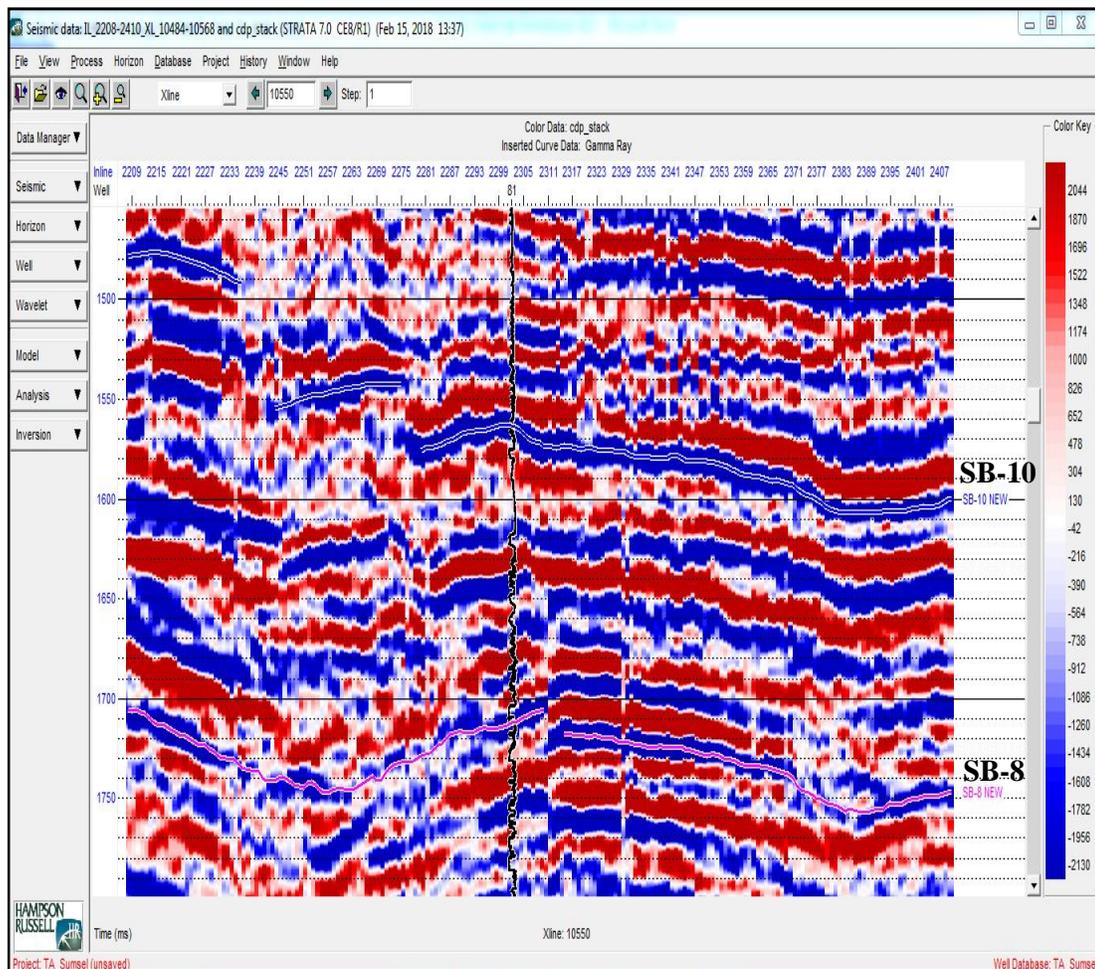
Gambar 5. Hasil ekstrak wavelet (a)Time(b) Frekuensi



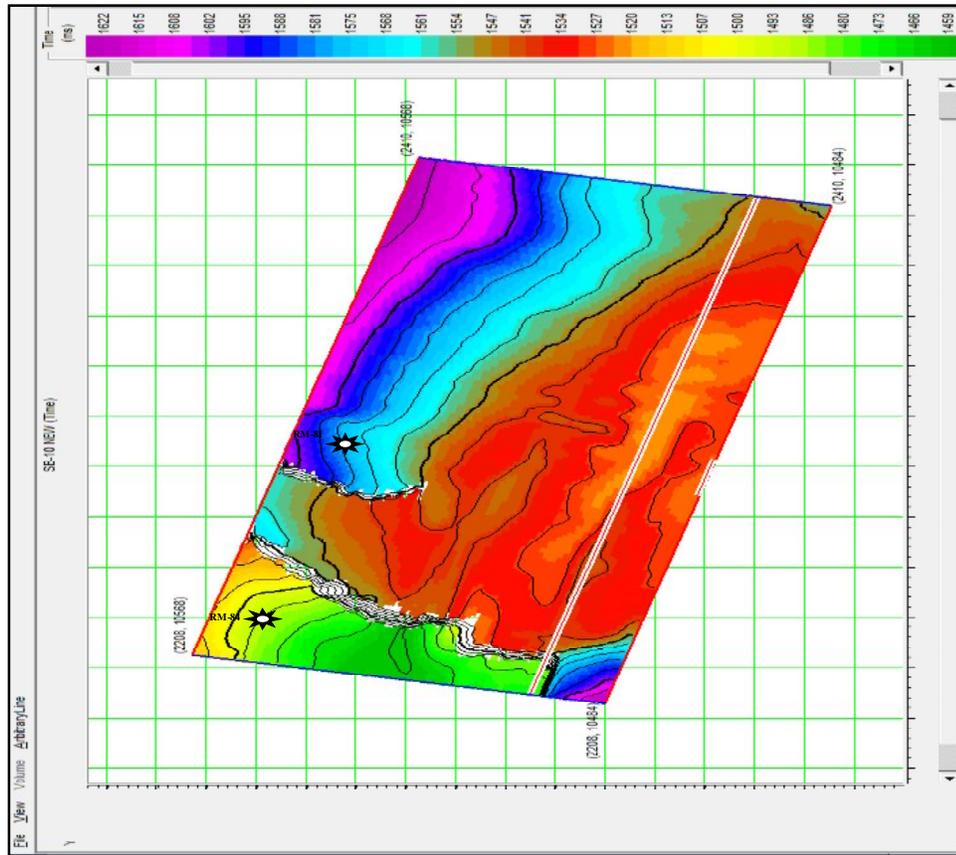
Gambar 6. Hasil well tie sumur RM-81, korelasi 0.750.



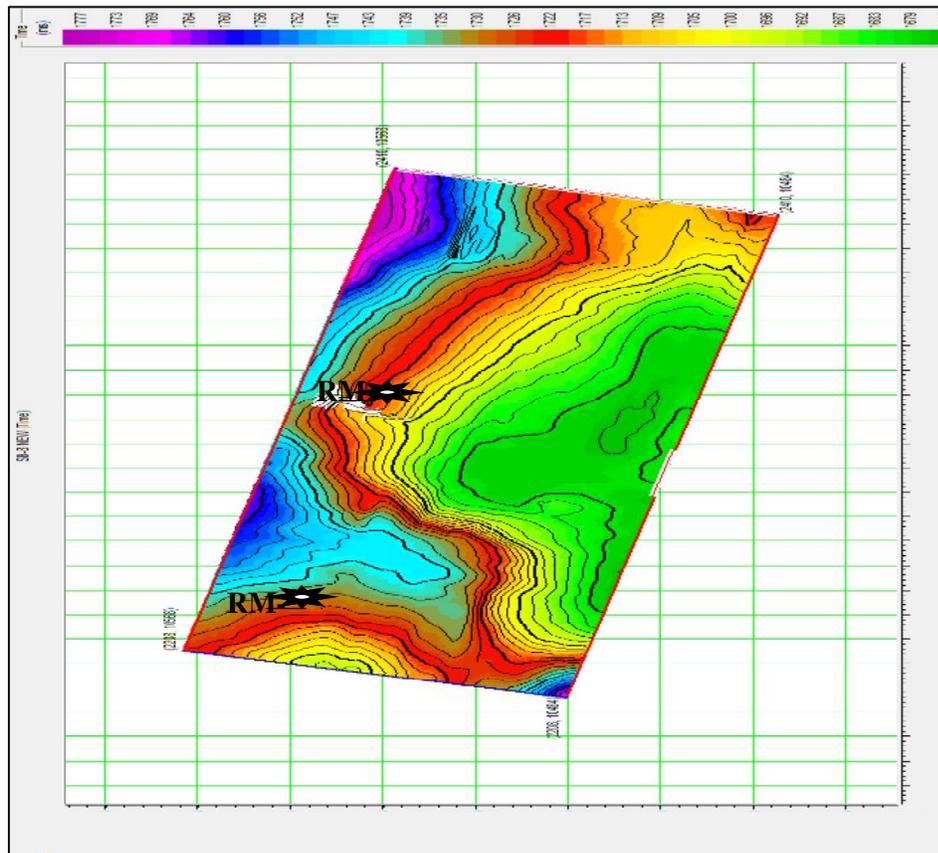
Gambar 7. Hasil well tie sumur RM-84, korelasi 0.719.



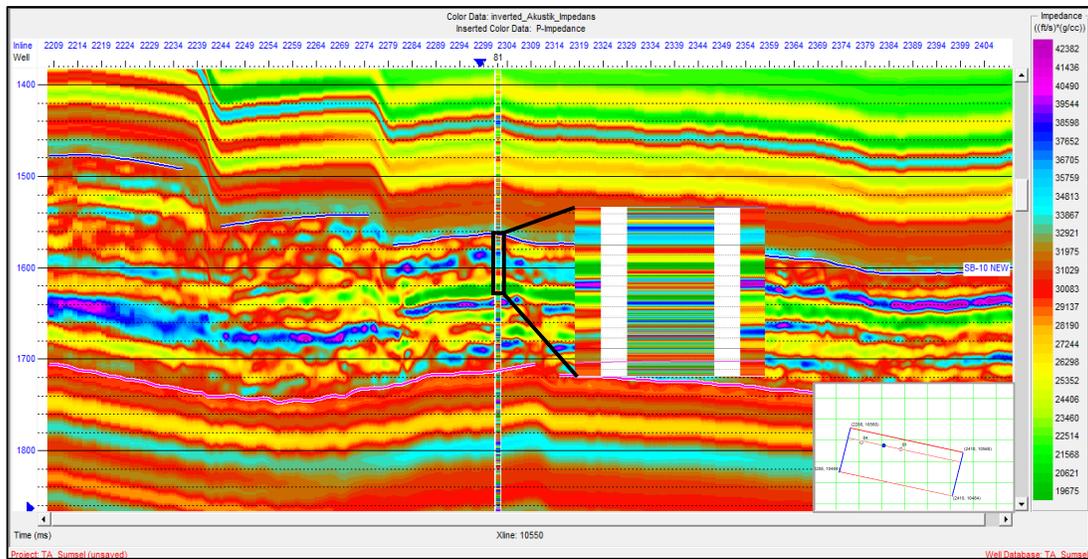
Gambar 8. Hasil picking horizon melalui sumur RM-81 pada xline 10550



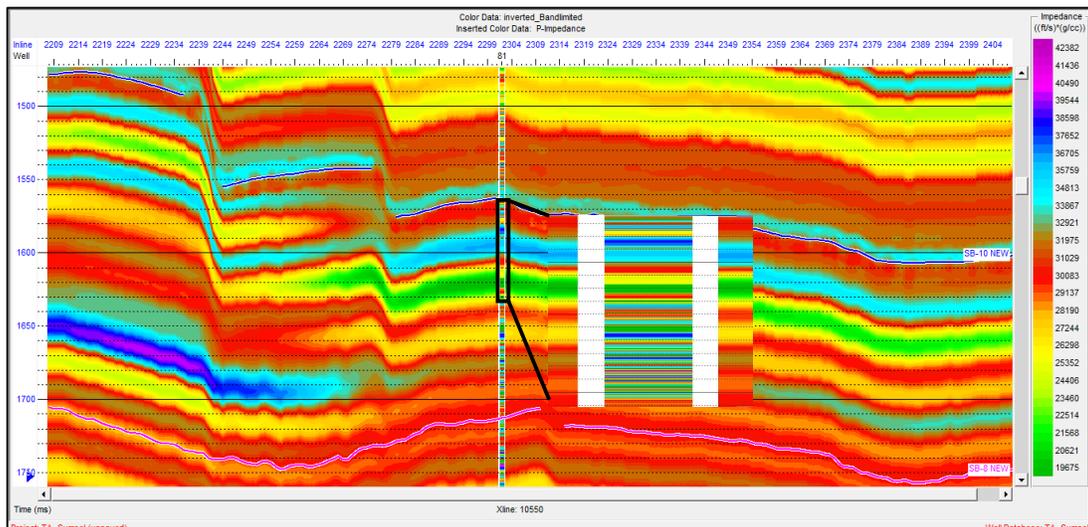
Gambar 9. Time structure map SB-10



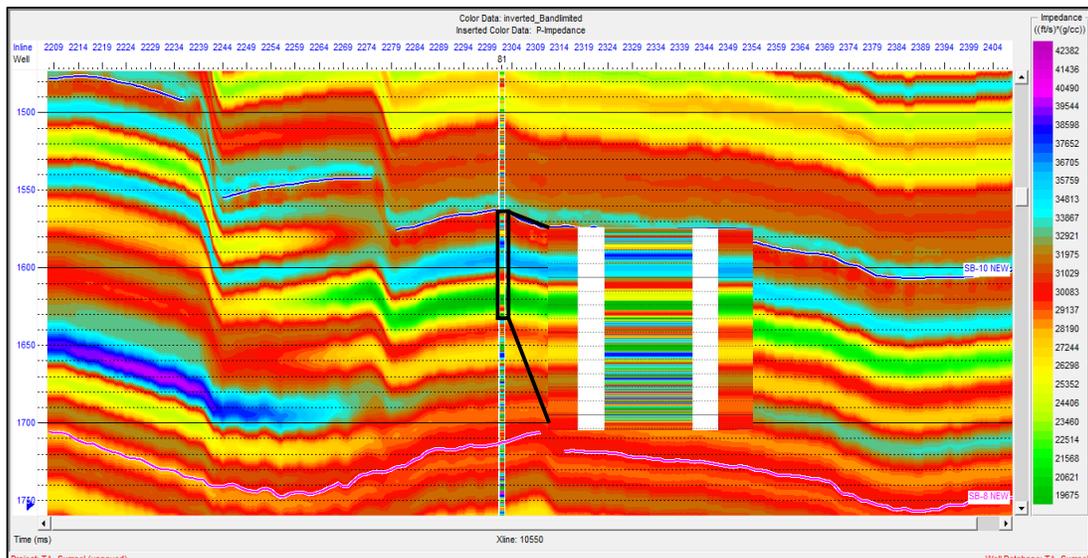
Gambar 10. Time structure map SB-8



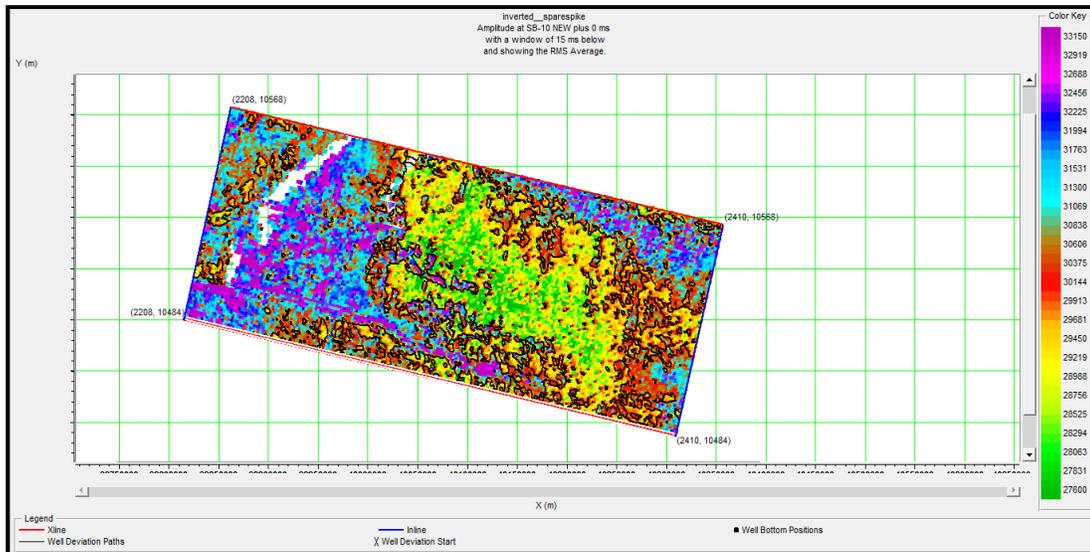
Gambar 11. Hasil inversi Model Based



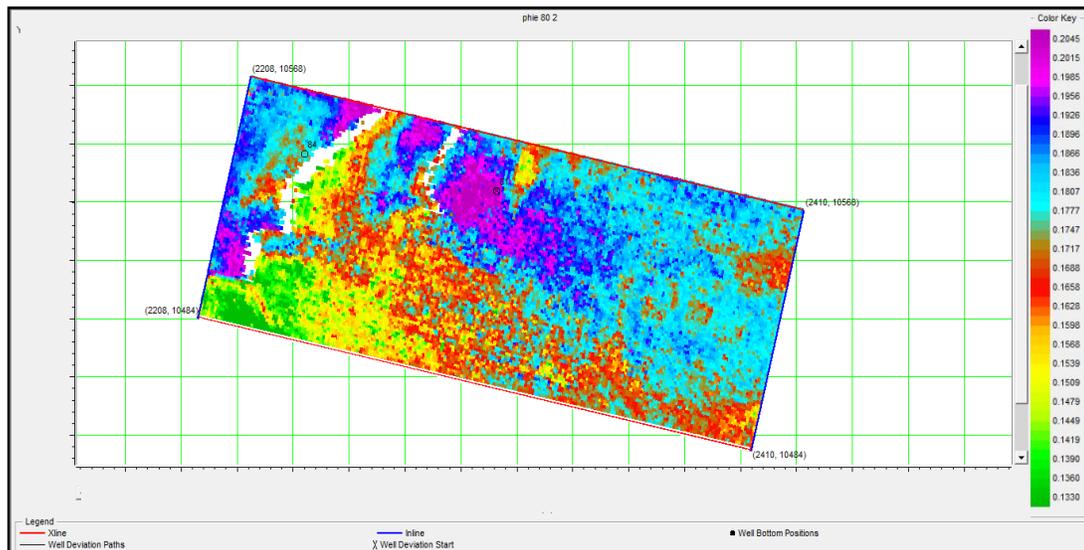
Gambar 12. Hasil inversi Bandlimited



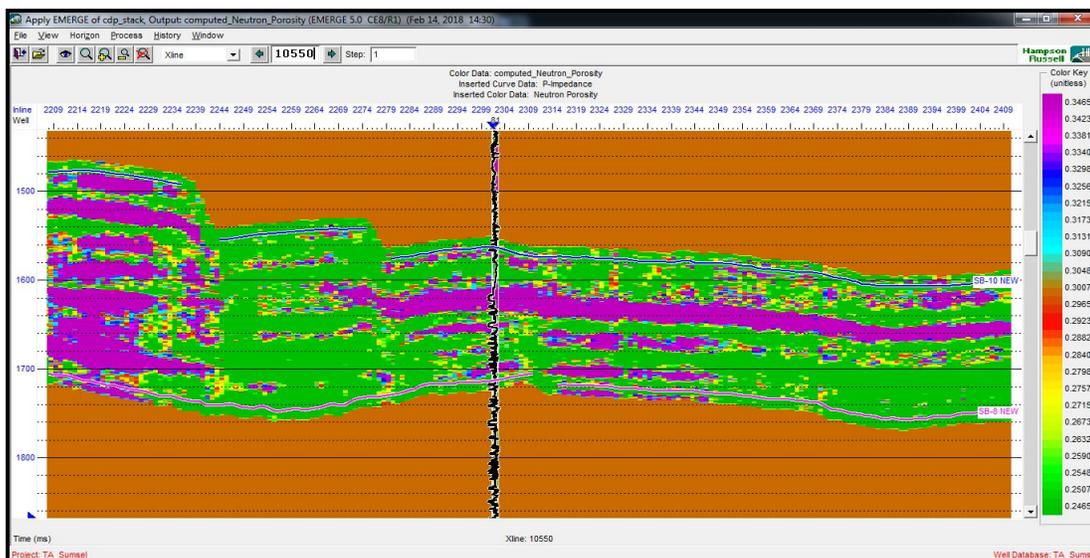
Gambar 13. Hasil inversi LP Sparsespikes



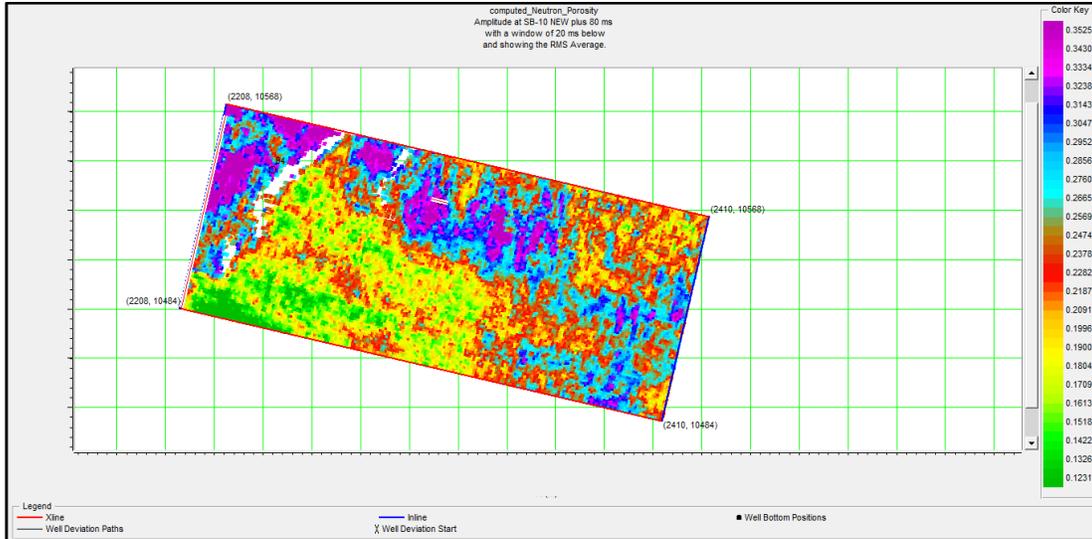
Gambar 14. Slicing persebaran Batupasir berdasarkan AI



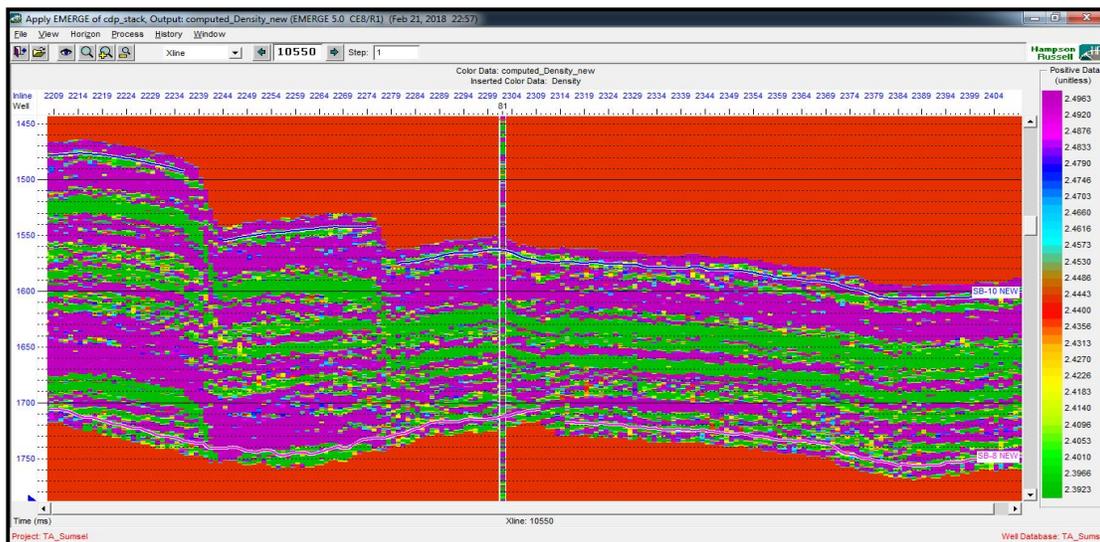
Gambar 15. Peta Persebaran Porositas Efektif 80 ms dari SB-10 setebal 20 ms.



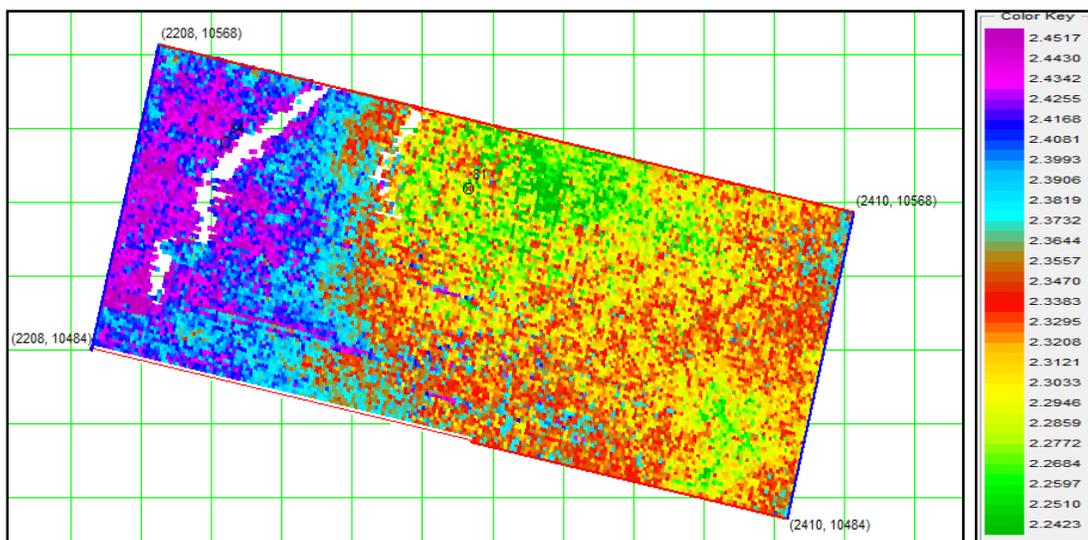
Gambar 16. Hasil multiatribut volume neutronporosity



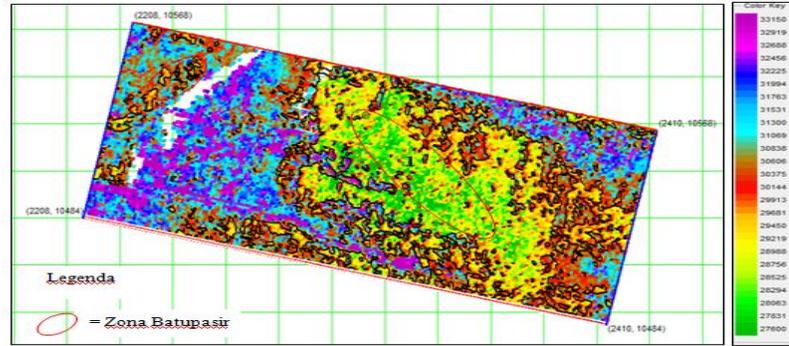
**Gambar 17.** Penyebaran batupasir berdasarkan multiatribut *neutronporosity* 80 ms dari SB-10 setebal 20 ms.



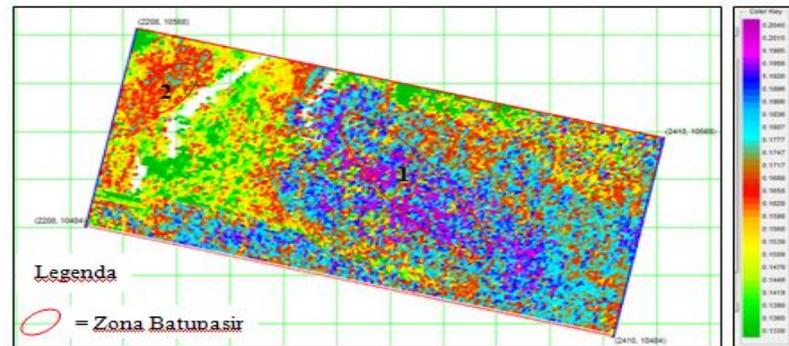
**Gambar 18.** Hasil multiatribut *volumeedensity*



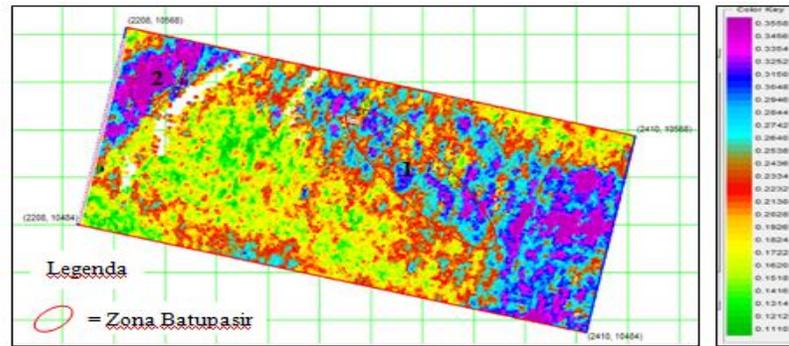
**Gambar 19.** Penyebaran batupasir berdasarkan multiatribut *density* 80 ms dari SB-10



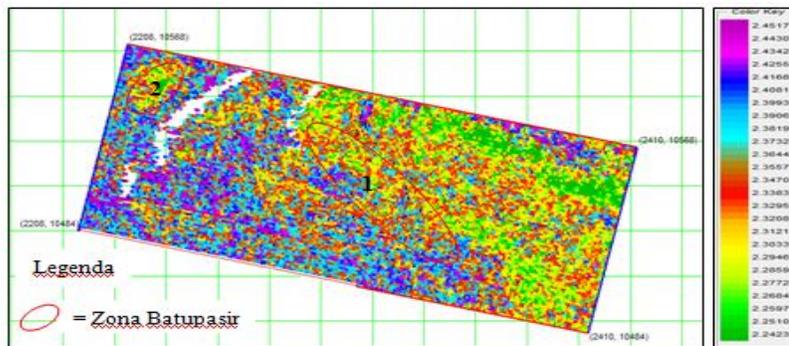
(a)



(b)



(c)



(d)

**Gambar 20.** Perbandingan hasil seismik inversi impedansi akustik dan seismik multiatribut; (a) Hasil seismik inversi impedansi akustik; (b) Hasil persebaran PHIE; (c) Hasil seismik multiatribut *neutron porosity*; (d) Hasil seismik multiatribut *density*, pada *slice 0 ms* dari SB-10 dengan ketebalan 20 ms.