PEMETAAN DISTRIBUSI RESERVOAR *SANDSTONE* MENGGUNAKAN METODE SEISMIK INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE* (AI) PADA LAPANGAN ABL FORMASI MENGGALA CEKUNGAN SUMATERA TENGAH

Nurul Abdilla*[1], Bagus Sapto Mulyatno[1], Ahmad Zaenudin[1], M. Irfan Haris[2]

[1]Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung

[2]PT. Chevron Pacific Indonesia

**email: nurulabdilla@gmail.com*

ABSTRAK

Seismik inversi merupakan suatu teknik untuk membuat model sub-surface menggunakan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai kontrol. Analisis inversi dan atribut seismik telah diaplikasikan untuk data seismik 3D Post Stack Time Migration pada lapangan ABL yang berada pada Formasi Menggala, Cekungan Sumatera Tengah. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengetahui distribusi persebaran reservoar dengan menggunakan inversi. Di area penelitian ini terdapat 5 sumur yaitu sumur 1, 2, 8, 13, dan 15 pada data seismik. Metode yang digunakan untuk melakukan proses inversi adalah metode *Model based*. Hasil inversi tersebut ditransformasi menjadi volume porositas agar dapat mengetahui persebaran reservoar pada Formasi Menggala. Pada proses analisis inversi menunjukkan hasil korelasi yang baik antara sintetik inversi dengan *trace seismic*. Dari atribut seismik transformasi didapatkan nilai porositas sebesar 18%-26%. Terdapat tiga zonasi distribusi persebaran AI dengan porositas, di mana pada nilai AI yang rendah shale overlap dengan *sand*, pada nilai AI yang tinggi menunjukkan *tight sand*, dan zona *sand* ditunjukkan dengan nilai AI yang rendah dan nilai porositas yang tinggi. Distribusi porositas yang tinggi pada Formasi Menggala tersebar pada bagian utara, sedangkan porositas yang rendah berkembang pada top bagian selatan dari Formasi Menggala.

ABSTRACT

Seismic inversion is a technique to create sub-surface model using seismic data as input and well data as control. An analysis of inversion and seismic attributes has been applied for 3D Post Stack Time Migration seismic data on ABL field located in Menggala Formation, Central Sumatera Basin. The purpose of this research is to know the distribution of reservoir distribution by using inversion. In this research area there are 5 wells namely 1, 2, 8, 13, and 15 wells on seismic data. The method used to perform the inversion process is the Model based method. The inversion result is transformed into porosity volume in order to know the dispersion of reservoir on the Menggala Formation. In the process of inversion analysis shows good correlation result between synthetic inversion with trace seismic. From the seismic attribute of transformation obtained porosity value of18% -26%. There are three zoning distributions of AI distribution with porosity, where at low AI values shale overlap with sand, at high AI values indicate tight sand, and sand zones are indicated by low AI values and high porosity values. The high porosity distribution of the Menggala Formation is spread over the northern part, while the low porosity develops in the southern top of the Menggala Formation.

Keywords: Inversion, Cross plot, Acoustic Impedance (AI), Sand, Porosity and Model based.

I. PENDAHULUAN

Interpretasi seismik merupakan salah satu tahapan yang penting dalam eksplorasi hidrokarbon dimana dilakukan pengkajian, evaluasi, pembahasaan data seismik hasil pengolahan ke dalam kondisi geo*log*i yang mendekati kondisi geo*log*i bawah permukaan sebenarnya agar lebih mudah untuk dipahami. Pada tahapan interpretasi seismik ini dibutuhkan pengetahuan dasar yang baik dari ilmu geofisika dan geo*log*i mengenai keberadaan dan karakterisasi sebuah reservoar hidrokarbon.

Metode yang digunakan dalam melakukan interpretasi data seismik adalah metode inversi seismik. Seismik inversi merupakan suatu teknik untuk membuat model sub-surface geo*log*i menggunakan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2000). Konversi dari wiggle seismik menjadi Impedansi Akustik (AI) memberikan tampilan yang lebih komprehensif dan lebih mudah dipahami. Seismik inversi AI menjadi metoda standar yang dikerjakan oleh para *geoscientist* karena mampu memberikan informasi dan mendeskripsikan sifat fisik dari tiap lapisan batuan secara lebih detail.

Tujuan dilakukannya inversi seismik adalah untuk mendapatkan nilai kuantitatif parameter batuan yang berupa Impedansi Akustik (IA) sehingga dapat digunakan untuk memprediksikan reservoar. Metode yang akan digunakan dalam tugas akhir ini akan memberikan hasil model reservoar yang akan mempermudah pemahaman dari gambaran bawah permukaan serta distribusi persebaran reservoar. Impedansi akustik melihat batuan bawah permukaan secara berbeda dari data seismik konvensional di mana IA melihatnya sebagai susunan lapisan batuan sedangkan seismik konvensional melihatnya sebagai perlapisan atau interfacing antar batuan. Sehingga IA akan memberikan gambaran bawah permukaan yang lebih detail dibandingkan seismik konvensional.

II. TINJAUAN PUSTAKA

Cekungan Sumatera Tengah (Central Sumatera Basin) merupakan Cekungan Busur Belakang (*Back Arc Basin*) yang berkembang di sepanjang tepi barat dan selatan Paparan Sunda di baratdaya Asia Tenggara. Cekungan ini terbentuk akibat interaksi Lempeng Samudera Hindia dengan Lempeng Benua Eurasia. Cekungan Sumatera Tengah terbentuk di awal tersier (Eosen-Oligosen) dan merupakan seri dari struktur *half graben* terpisah oleh blok *horst*. Cekungan ini berbentuk asimetris berarah baratlaut-tenggara. Bagian yang terdalam terletak pada bagian baratdaya dan melandai ke arah timurlaut. Pada beberapa bagian *half graben* ini diisi sedimen klastik *non-marine* dan sedimen danau (Eubank & Makki, 1981).

Formasi Menggala berada dalam Kelompok Sihapas. Formasi Menggala, merupakan bagian terbawah dari Kelompok Sihapas yang berhubungan secara tidak selaras dengan Kelompok Pematang yang dicirikan oleh kontak berupa hiatus. Dicirikan oleh lito*log*i batupasir konglomeratan berselang seling dengan batupasir halus sampai sedang, yang diendapkan saat Miosen awal pada *fluvial channel*, dan mencapai ketebalan 1800 kaki. Sedimen klastik diendapkan pada *fluvial-braided* stream dan secara

lateral berubah menjadi *marine deltaic* ke arah utara. Formasi ini onlap terhadap *basement* dan struktur yang dihasilkan oleh inversi Oligosen dan jarang dijumpai diendapkan di atas tinggian. Formasi ini berubah secara lateral dan vertikal ke arah barat menjadi *marine shale* yang termasuk Formasi Bangko, dan menjadi lingkungan transisi dan laut terbuka ke arah timur yang merupakan Formasi Bekasap. Batupasir formasi ini merupakan reservoar yang penting bagi lapangan Minas.

III. TEORI DASAR

1. Metode Inversi Seismik

Seismik inversi merupakan suatu teknik untuk membuat model *sub-surface* geo*log*i menggunakan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2000). Tujuan dilakukannya inversi seismik adalah untuk mendapatkan nilai kuantitatif parameter batuan yang berupa Impedansi Akustik (IA) sehingga dapat digunakan untuk memprediksikan reservoar. Impedansi akustik melihat batuan bawah permukaan secara berbeda dari data seismik konvensional di mana IA melihatnya sebagai susunan lapisan batuan sedangkan seismik konvensional melihatnya sebagai perlapisan atau *interfacing* antar batuan. Sehingga IA akan memberikan gambaran bawah permukaan yang lebih detail dibandingkan seismik konvensional.

Pemodelan kedepan dengan data masukan adalah impedansi akustik atau koefisien refleksi (KR) pada lapisan bumi yang kemudian dimodelkan kedepan ke dalam rekaman seismik. Pada pemodelan algoritma kedepan adalah proses konvolusi antara *wavelet* seismik dan KR dari bumi. Sebaliknya pemodelan kebelakang seismik inversi, masukan data adalah rekaman seismik yang dimodelkan ke bentuk Impedansi Akustik. Pemodelan inversi ini pada dasarnya adalah dekonvolusi antara data rekaman seismik dan gelombang seismik yang kemudian menghasilkan Impedansi Akustik (Sukmono,1999).

a. Metode *Sparse Spike*

Metode inversi *Sparse Spike* menggunakan batasan ekstra yang dapat digunakan dalam estimasi *full bandwith* reflektifitas. Metode inversi *Sparse Spike* mengasumsikan bahwa hanya nilai *spike* yang besar saja yang menandakan adanya perbedaan impedansi akustik antar lapisan. Metode ini mencari *spike* yang besar dari seluruh *seismic trace*. *Spike* tersebut ditambahkan sampai *trace* termodelkan secara akurat. Inversi *Sparse Spike* menggunakan parameter yang sama dengan inversi *Model based*. Parameter yang harus ditambahkan adalah parameter untuk menghitung berapa banyak *spike* yang akan dipisahkan dalam setiap *trace. Spike* yang baru lebih kecil daripada *spike* sebelumnya (Hampson & Russel, 2006).

Dalam perhitungan, metode ini menggunakan data seismik sebagai *input* dengan model sumur yang digunakan untuk kontrol geo*log*i sekaligus memberikan informasi frekuensi rendah pada hasil inversi. Secara statistik, metode inversi ni baik digunakan untuk data yang mempunyai problem *noise* (bising).

b. Metode Inversi Berdasarkan Model (*Model based*)

Pada metode ini langkah yang pertama dilakukan adalah membangun model geo*log*i, kemudian model tersebut dibandingkan dengan data seismik, diperbarui secara iteratif sehingga didapatkan kecocokan yang lebih baik dengan data seismik. Semakin banyak iterasinya maka koefisien korelasi antara seismik sintetik dan seismik riilnya semakin besar dan *error* semakin kecil. Hasil keluarannya berupa model dengan data seismik dapat dijelaskan dengan metode *Generalized Linear Inversion* (GLI). Jika terdapat sebuah data observasi geofisika, metode GLI akan menurunkan model geo*log*i yang paling sesuai dengan data observasi. GLI akan menganalisis deviasi kesalahan antara model keluaran dan data observasi, kemudian parameter model diperbaharui untuk menghasilkan keluaran dengan kesalahan terkecil. Metode ini membutuhkan suatu model impedansi akustik awal yang biasanya diperoleh dari hasil perkalian antara data *log* kecepatan dengan data *log* densitas.

$$IA = \rho \cdot v \qquad (1)$$

Dengan:
Z = Impedansi Akustik (m/s.g/cm)
ρ = densitas (g/cm)
v = kecepatan (m/s)

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

$$KR = \frac{P_2V_2 - P_1V_1}{P_2V_2 + P_1V_1} \qquad (2)$$

Sehingga dapat ditulis:

$$KR = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \qquad (3)$$

Dengan:

KR = koefisien refleksi bernilai -1 sampai +1
AI1 = harga impedansi akustik pada lapisan ke 1
AI2 = harga impedansi akustik lapisan ke 2

Harga koefisien refleksi ini dikonvolusikan dengan *wavelet* untuk mendapatkan seismogram sintetik yang sama dengan jejak seismik berdasarkan harga impedansi model dengan rumusan:

$$S(t) = w(t) \cdot r(t) \qquad (4)$$

Dimana:
S (t) = seismogram sintetik w (t) = *wavelet*
r (t) = deret koefisien

Harga 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. Kelebihan metode inversi *Model based* adalah hasil yang didapatkan memiliki informasi yang lebih akurat dan jelas karena memasukkan komponen frekuensi rendah (dari data *log*), dan nilai impedansi akustik yang didapat rata-rata memiliki harga impedansi akustik yang kontras sehingga mempermudah dalam penentuan batas atas dan batas bawah suatu lapisan reservoar.

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 mencarminkan 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. Secara matematis impedansi akustik batuan adalah hail perkalian antara harga kecepatan dengan harga densitas suatu batuan. Impedansi akustik merupakan sifat fisis batuan yang dengan mudah dapat langsung dikonversikan menjadi karakter suatu batuan (reservoar) seperti ketebalan, lito*log*i, maupun fluida pengisi batuan (Tabah dan Hernowo,2010).

IV. METODO*LOG*I PENELITIAN

Penelitian dilakukan di PT. Chevron Pacific Indonesia, Rumbai, Pekanbaru yang dilaksanakan pada tanggal 17 Oktober 2016 sampai dengan 16 Desember 2016.

A. Data Penelitian

Data yang digunakan dalam penelitian ini meliputi data seismik 3D, data sumur, serta marker. Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah data yang diambil dari lapangan ABL, Cekungan Sumatera Tengah.

B. Pengolahan Data

Pada penelitian ini dilakukan proses untuk mengetahui informasi mengenai lito*log*i dan porositas dari hasil inversi dimana hasil tersebut didapat dari data seismik, data *log* dan data checkshot. Dalam penelitian ini ada beberapa tahap pengolahan, yang dimulai dari *well seismic tie*, *picking horizon*, peta struktur, inversi.

1. *Well – Seismic tie*

Well-seismic tie adalah proses pengikatan data sumur dengan data seismik. Proses ini dilakukan untuk mencocokkan antara data sumur yang berada dalam domain kedalaman dengan data seismik yang berada dalam domain waktu, sehingga data marker dapat digabungkan dari sumur untuk penentuan horison pada data seismik.. Tujuan akhir dari proses pengikatan data sumur dengan seismik ini untuk mengetahui posisi atau target horison. Pada data seismik hal ini sangat penting untuk proses selanjutnya. Karena yang dirubah adalah domain data sumur, maka perlu dilakukan pembuatan seismogram sintetik untuk masing-masing sumur. Seismogram sintetik merupakan hasil dari koefisien refleksi yang dikonvolusikan dengan *wavelet*.

2. *Picking horizon*

Picking horizon dilakukan dengan cara membuat garis horison pada kemenerusan lapisan pada penampang seismik. Proses *well-seismic tie* sangat berpengaruh pada hasil *picking horizon*, karena proses *well-seismic tie* berguna untuk menyamakan posisi kedalaman sumur yang sebenarnya pada seismik. Karena penelitian ini menggunakan *wavelet zero phase*, maka proses *picking horizon* dilakukan pada peak dan trough dari amplitudo seismik, tergantung di mana *event* horison terjadi pada proses *well-seismic tie*.

3. Analisis *Feasibility*

Hal-hal yang perlu dilakukan dalam analisis data ini yaitu *cross plot* antara porositas dan AI dari data sumur. Analisis ini bertujuan untuk melihat apakah ada korelasi anatara porositas dengan AI yang dapat memisahkan antara shale dengan *sand*. Jika pada analisis ini menunjukkan bahwa ada korelasi maka, dapat dilanjutkan untuk proses inversi.

4. Analisis Tuning Thickness

Analisis tuning bertujuan untuk mengetahui ketebalan minimal dari reservoar yang masih dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Jika lapisan memiliki ketebalan di bawah ketebalan lapisan tuning maka akan terjadi interferensi gelombang. Zona target dari penelitian ini adalah Formasi Menggala. Seismik yang dipakai dalam penelitian pada zona target yang memiliki frekuensi dominan sekitar 25 Hz. Jika kecepatan perambatan gelombang (V) dan frekuensi (f) diketahui maka panjang gelombang adalah hasil bagi kecepatan rambat gelombang dengan frekuensi. Resolusi vertikal data seismik umumnya seperempat dari panjang gelombang.

5. Initial Model

Initial model adalah proses modeling untuk memberikan batas yang digunakan sebagai *input* untuk melakukan inversi dengan memasukkan horison top dan bottom yang akan dijadikan guide dalam melakukan proses inversi. Pada proses ini hanya menggunakan 5 sumur yaitu sumur 1, 2, 8, 13, dan 15. Model inisial dibuat dengan *input* semua sumur yang telah mengalami *well-seismic tie*, horison target dan memasukkan *high cut frequency* yang diinginkan, dalam projek ini dilakukkan cut *frequency* 8/14 Hz.

6. Analisis Inversi Seismik

Inversi seismik adalah teknik pemodelan geo*log*i bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai kontrolnya. Sebelum melakukan proses inversi kita harus melakukan analisis inversi, hal ini ditujukan sebagai simulasi inversi, agar hasil inversi yang kita lakukan memiliki hasil yang baik dengan memasukan nilai parameter yang sesuai. Pada analisis inversi ini yang ingin dilihat adalah nilai error dari *P-impedance log* dan *P-impedance* inversi serta melihat korelasi antara *syntethic trace* dan *seismic trace*.

7. Inversi Seismik

Setelah melakukan analisa inversi maka siap dilakukan proses inversi. Dalam studi kali ini proses invesi hanya menggunakan metode *Model based*. Pada pemodelan ini, menggunakan 5 data sumur yaitu 1, 2, 8, 13 dan 15 dengan memasukkan *wavelet* yang telah dibuat pada saat melakukan *well-seismic tie* dan horison sebagai zona target interpretasi. Setelah melakukan inversi, kemudian nilai *p-impedance* hasil inversi ditransformasikan ke volume porositas dengan persamaan:

$$\text{Porositas: } 0{,}571 - 0{,}00001437.AI \qquad (6)$$

Dimana persamaan tersebut merupakan hasil regresi linear yang didapat dari plot silang antara impedansi akustik *vs*

porositas.

V. PEMBAHASAN

A. Inversi Seismik *Model based*

Initial model atau model awal merupakan model volume impedansi akustik yang digunakan sebagai kontrol dari hasil inversi yang akan dilakukan. Model awal ini diperoleh dari *picking horizon* dan hasil dari *well-seismic tie*.

Model awal dibuat dengan *input* lima data sumur (1, 2, 8, 13, dan 15) dan dua buah *horizon* (Horison B dan Horison C) seperti pada Gambar 3. Lintasan yang digunakan untuk membuat model inisial dititikberatkan pada lintasan yang melewati sumur. Hal ini dilakukan agar kontrol secara vertikal serta deviasi terhadap model inisial. Model inisial dan data seismik menentukan bagus tidaknya hasil inversi. Model inisial ini akan digunakan sebagai kontrol dalam melakukan inversi.

Penelitian ini menggunakan metode inversi *Model based*. Kurva biru menunjukkan *p-impedance log* sedangkan kurva merah menunjukka *p-impedance* inversi dan kurva hitam merupakan initial model. Hasil analisis inversi ini menunjukkan nilai rata-rata korelasi dari semua sumur antara *syntethic trace* dan *seismic trace* sebesar 0,93 seperti yang ditunjukkan pada Gambar 6.

B. Analisis Hasil Inversi Seismik Model Based

Setelah melakukan proses analisis inversi dan didapat hasil analisis nilai error *p-impedance log* dan *p-impedance* inversi serta korelasi antara synthetic *trace* dan *seismic trace* yang baik maka langkah selanjutnya adalah melakukan proses inversi *Model based*. Hasil dari tahap ini adalah penampang impedansi akustik, pada penampang ini dapat dilihat persebaran nilai impedansi akustik yang dapat memisahkan litologi. Prinsip dasar dari metode inversi *model based* adalah pembuatan model impedansi akustik secara *blocky* dimana model impedansi akustik yang dihasilkan berasal dari kontrol model awal yang sebelumnya telah dibuat.

Persebaran nilai impedansi akustik pada hasil inversi ini berkisar antara 18000-30000 (ft/s)*(gr/cc) sesuai dengan hasil *cross plot*. Hasil dari inversi *Model based* ini tidak jauh dari model bumi yang telah dibuat. Karena acuan dasar dari teknik inversi *Model based* kita dapat melihat persebaran nilai impedansi akustik secara jelas yang dapat diartikan adanya perbedaan litologi sehingga dapat mempermudah dalam interpretasi sebaran *sand*. *Sand* berdasarkan hasil *cross plot* berada pada nilai 23000-27000 (ft/s)*(gr/cc) dengan skala warna hijau muda hingga oranye muda.

Gambar 7 menunjukkan bahwa hasil inversi memiliki kecocokan dengan *log* sumur. Penampang impedansi akustik dibuat dengan tujuan untuk mempermudah analisis distribusi persebaran reservoar.

C. Transformasi Porositas

Schultz, dkk (1994) mengusulkan sebuah cara untuk memperkirakan nilai dan penyebaran porositas reservoar dengan cara memadukan antara *log* porositas dan data impedansi akustik dari data seismik

secara statistik. Harga impedansi batuan merupakan sifat fisik dari lapisan batuan, sehingga dapat dengan mudah ditransformasi secara langsung menjadi sifat fisik batuan, seperti porositas batuan.

Nilai AI yang rendah berasosiasi dengan nilai porositas yang tinggi, nilai impedansi akustik batuan adalah sifat fisik dari lapisan batuan itu sendiri, dan porositas merupakan sifat fisik dari batuan juga. Untuk melihat hubungan dari impedansi akustik dan porositas, maka dilakukan *cross plot* antara impedansi akustik dengan porositas. Untuk melakukan *cross plot* tersebut menggunakan data dari seluruh sumur yang digunakan. Dimana *sand* yang merupakan zona target dalam penelitian ini memiliki nilai impedansi akustik yang rendah dan berasosiasi dengan nilai porositas yang besar. Hasil dari penelitian ini adalah peta porositas dari horison C dengan ketebalan 10 ms. Peta porositas memberikan gambaran adanya distribusi porositas, hal ini menunjukkan bahwa terdapat variasi porositas walaupun berada pada formasi yang sama. Porositas berbeda tergantung dari pembentukannya. Pada penampang hasil transformasi menunjukkan nilai porositas yang besar pada spesifik lokasi tertentu. Jika ditinjau kembali dengan peta sebaran nilai impedansi akustik, terdapat kecocokan pada sebaran nilai impedansi akustik dan sebaran nilai porositas.

Dari hasil *cross plot* antar kedua sumur dapat dilihat bahwa harga impedansi akustik yang rendah berasosiasi dengan nilai porositas yang besar. Nilai porositas pada peta yang didapat merupakan hasil dari konversi nilai impedansi akustik. Oleh karena itu nilai porositas yang didapatkan tidak secara tepat mengidentifikasikan porositas reservoar yang sebenarnya. Namun kita dapat melihat pola distribusai porositas yang ada di Formasi Menggala.

Garis putus-putus sebelah Selatan menunjukkan daerah *tight-sand* yang memiliki nilai impedansi akustik yang tinggi dan nilai porositas yang rendah. Melihat dari distrbusi impedansi akustik dan porositas dibagi menjadi dua zona di mana pada bagian Utara cluster menunjukkan zona *low impedance* dan *high* porosity yang berasosiasi dengan *sand*, sedangkan pada bagian Selatan cenderung *high* impedancde yang berasosiasi dengan *tight-sand*, hal ini dapat dipengaruhi oleh keberadaan *tight-sand* dari top horison C. Seperti pada Gambar 9 dan Gambar 10, sumur 15 dan sumur 8 menunjukkan bahwa bagian Utara memiliki porositas yang tinggi dan *low impedance*. Dari hasil transformasi porositas didapatkan nilai porositas sekitas 18%-26%.

VI. KESIMPULAN

Adapun kesimpulan yang dapat diambil dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Hasil *cross plot* menunjukkan bahwa AI tidak dapat menjadi pembeda antara shale dan *sand* karena ada porsi shale yang overlap terhadap *sand*. Akan tetapi dari sumbu porositas dapat membedakan antara *sand* dengan *tight sand*. Dalam hal ini maka dilakukan transformasi hasil inversi ke dalam *volume* porositas.
2. Terdapat tiga zonasi distribusi persebaran AI dengan porositas, di mana pada nilai AI yang rendah shale overlap dengan *sand*, pada nilai AI yang tinggi menunjukkan *tight sand*, dan zona *sand* ditunjukkan dengan

nilai AI yang rendah dan nilai porositas yang tinggi.

3. Distribusi porositas yang tinggi pada Formasi Menggala tersebar pada bagian utara, sedangkan porositas yang rendah berkembang pada top bagian selatan dari Formasi Menggala.
4. Hasil dari transfomasi porositas memiliki kesesuaian dengan analisis *feasibility*, dimana porositas dapat menjadi pembeda antara *sand* dengan shale dengan nilai porositas pada Formasi Menggala sebesar 18% - 26%.

Dari hasil penelitian dan kesimpulan yang didapatkan saya menyarankan agar dilakukan analisis multiatribut untuk mengeahui persebaran *sand* dengan nilai porositas yang baik dan dapat direkomendasikan sebagai zona target produksi dengan data-data pendukung pada Formasi Menggala.

DAFTAR PUSTAKA

Eubank, R. T., dan Makki, A. C., 1981. *Structural geology of the Central Sumatera Back-arc Basin.* Proccedings of Indonesian Petroleum Association, Tenth Annual Convention.

Hampson-Russell Software Service, Ltd., 2006*, AVO Workshop: Theory and Exercises.*

Heidrick, T.L., dan Aulia, K., 1993. A *Structural and Tectonic Model of the Coastal Plains Block, Central Sumatera Basin, Indonesia.* Indonesia Petroleum Association, Proceedings 22th Annual Convention, Jakarta, vol.1, p.285-316.

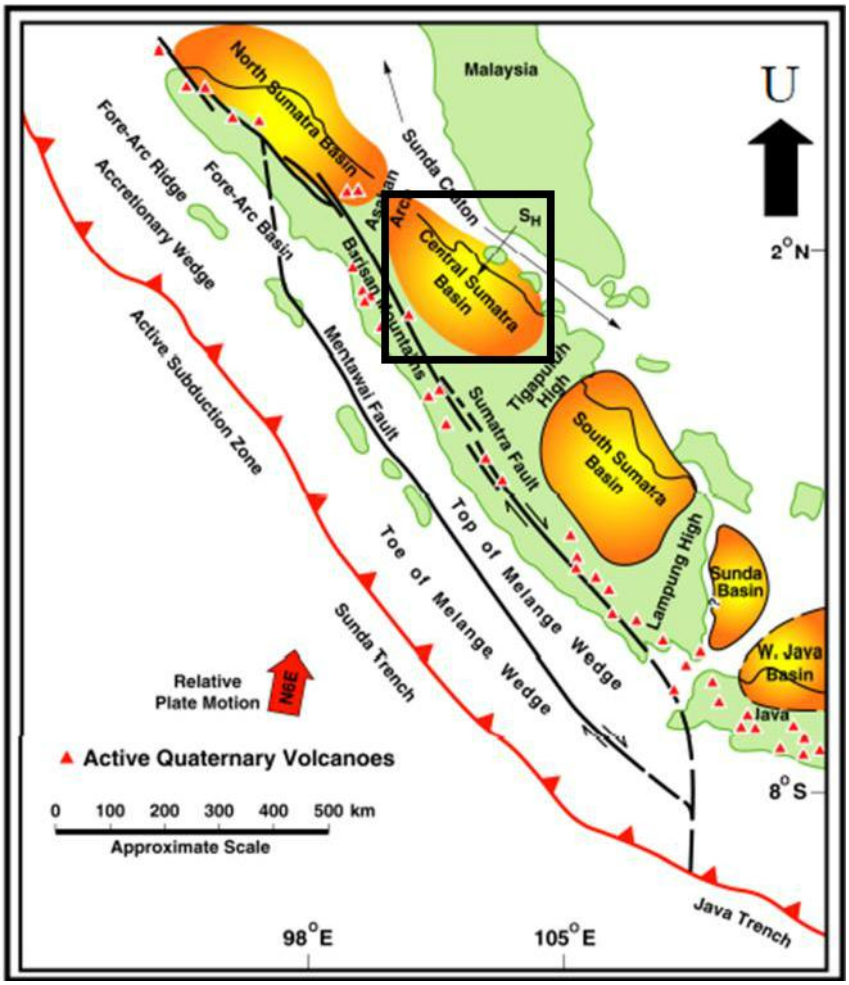
Russel, H. 1988. *Introduction to Seismic Inversion Methods*, S.N.Domenico Editor Course Notes Series, Vplume 2, SEG Continuing Education Short Course.

Schultz, P. S., Ronen, S., Hattori, M., dan Corbett, C., 1994. *Seismic Guided Estimation of Log Properties*, The Leading Edge, Vol. 13, p. 305-315.

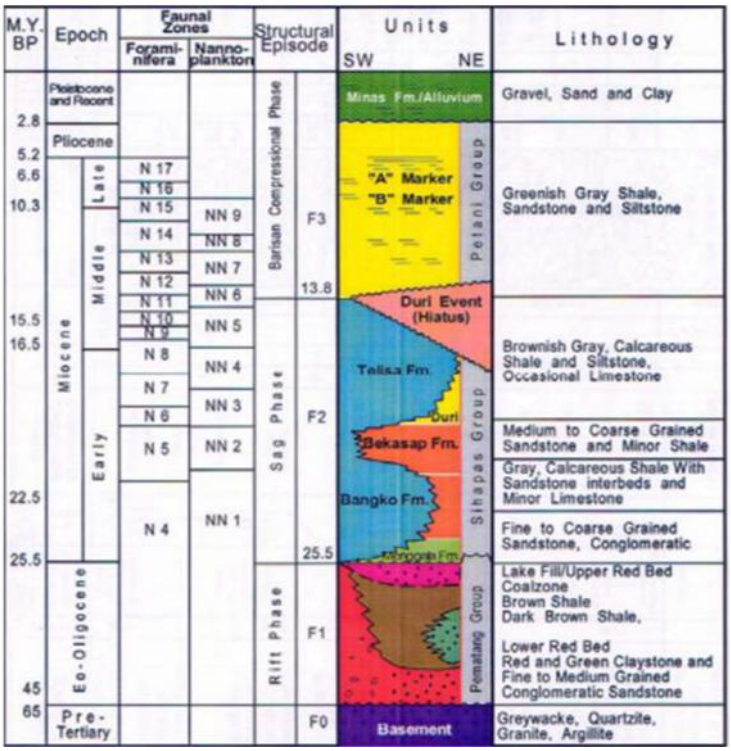
Sukmono, S., 1999, *Interpretasi Seismik Refleksi*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Techno*log*y Bandung.

Sukmono, S. 2000. *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoar*, Jurusan Teknik Geofisika, Institut Teknol*og*i Bandung.

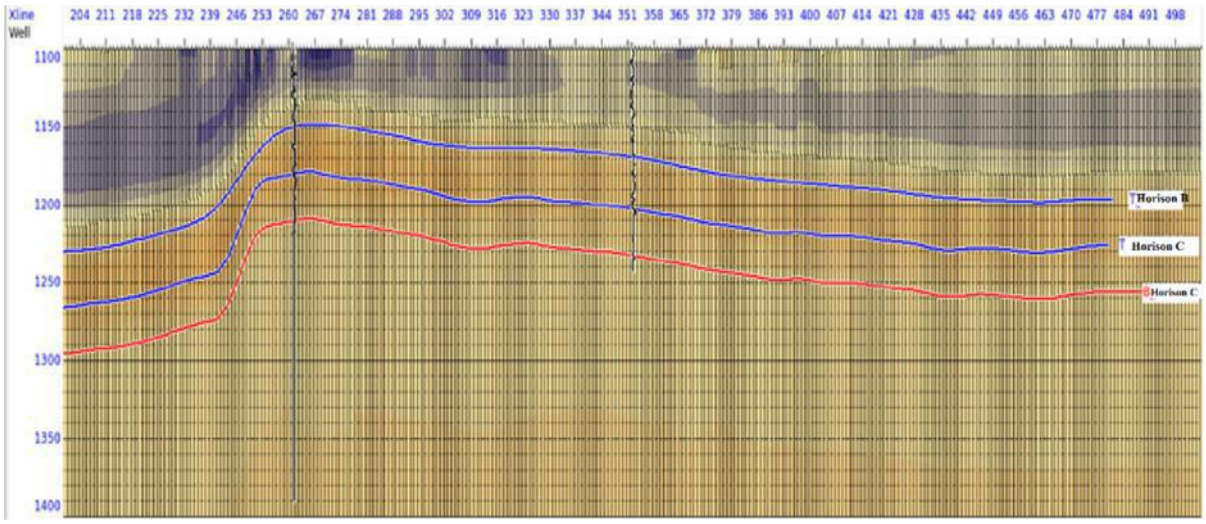
Tabah F.R., Hernowo Danusaputro. 2010. *Inversi Model based untuk Gambaran Litologi Bawah Permukaan*. Semarang: Laboratorium Geofisika "Jurusan Fisika" Universitas Diponegoro.



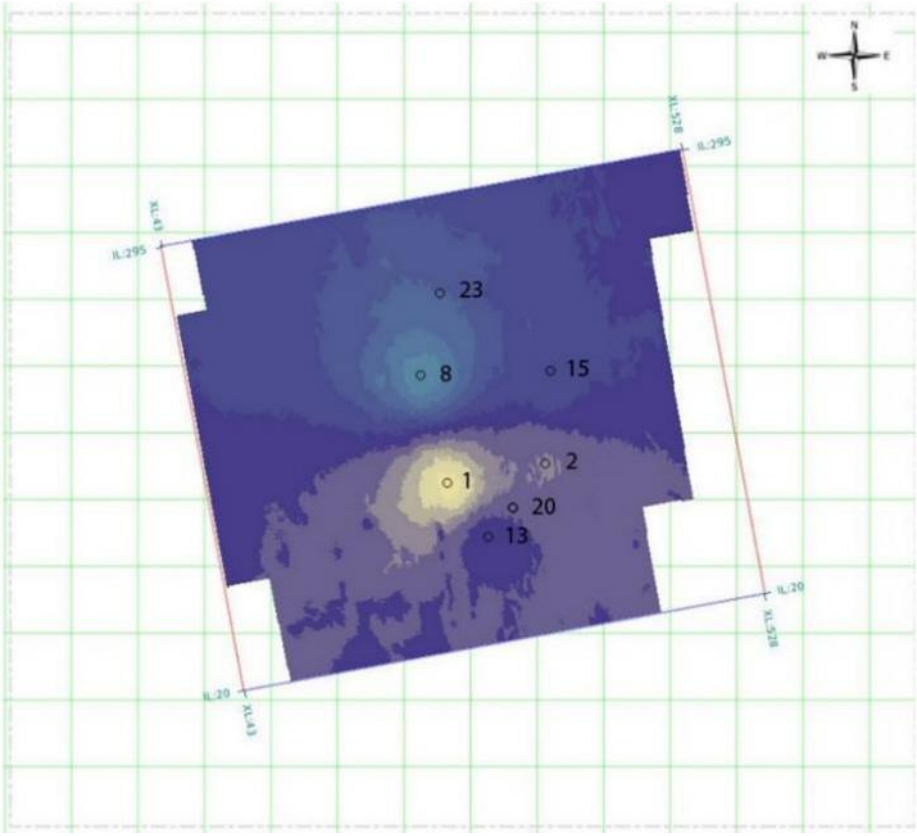
Gambar 1. Peta Regional Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick & Aulia, 1993).



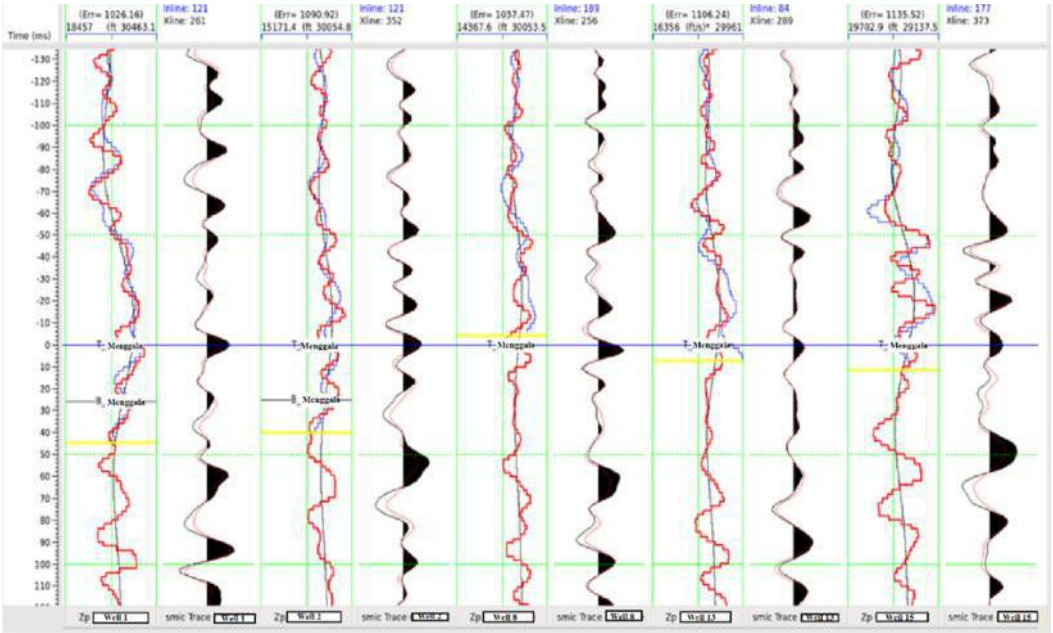
Gambar 2. Kolom Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah (Heidrick & Aulia, 1993).



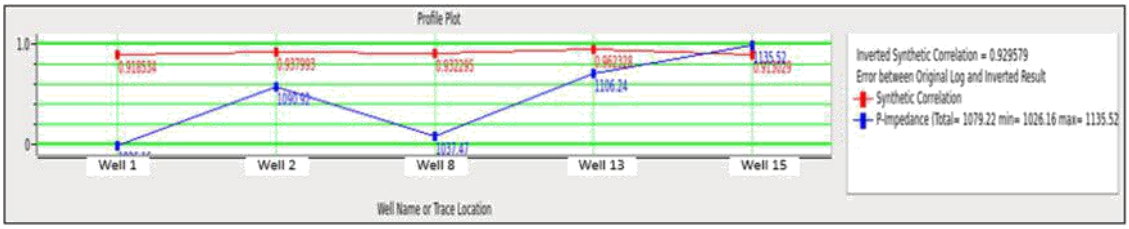
Gambar 3. Model awal AI yang melintasi sumur 1 dan 2.



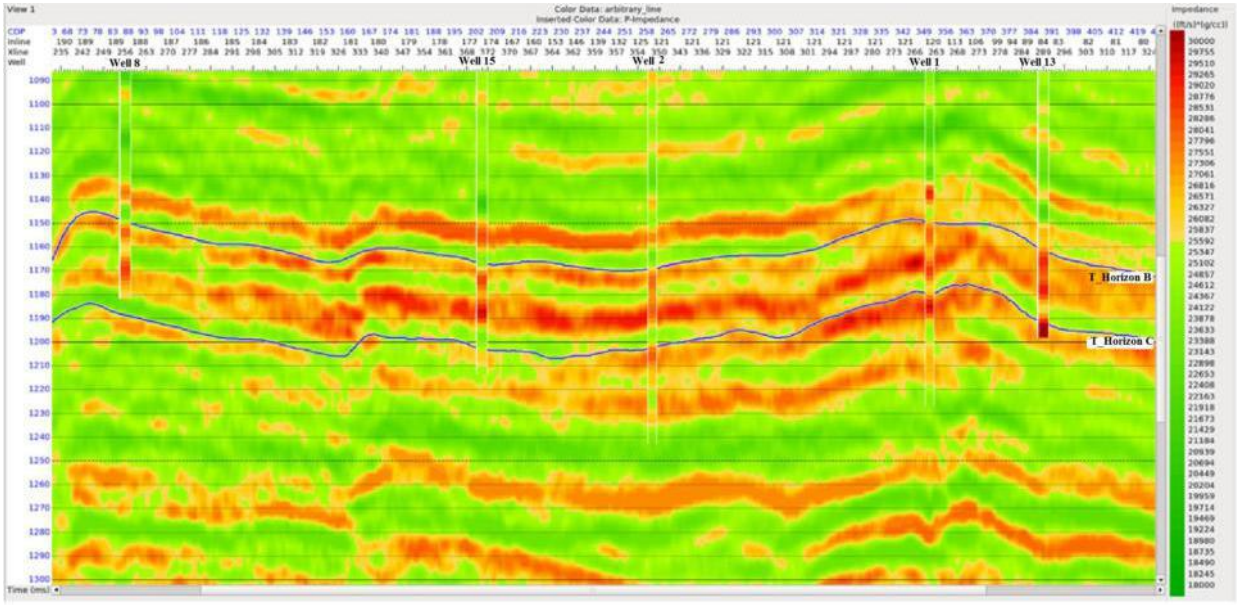
Gambar 4. Peta *initial model.*



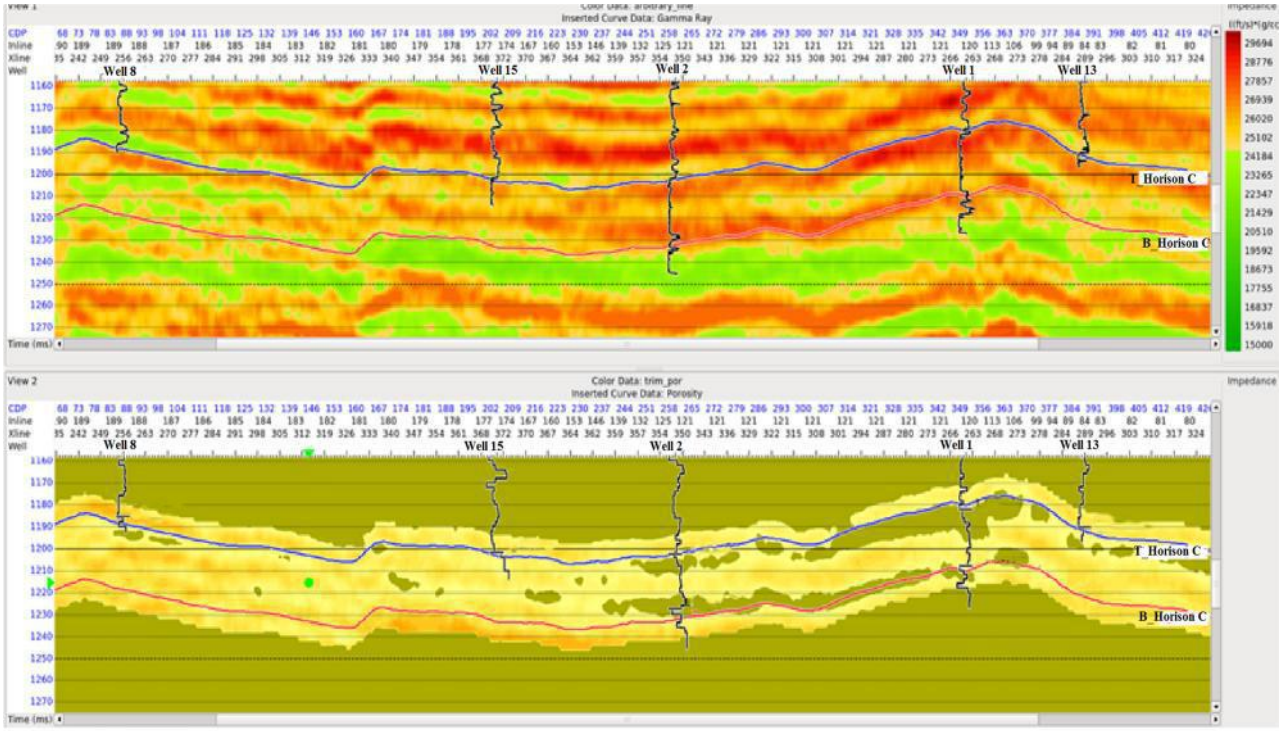
Gambar 5. Pre analisis inversi *model based*



Gambar 6. Korelasi *synthetic trace* dan *seismic trace.*

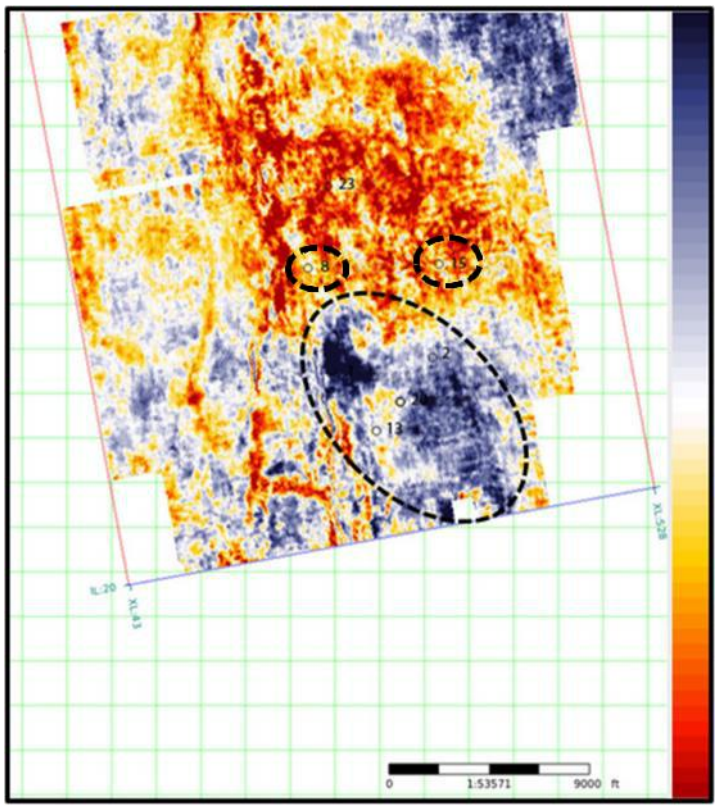


Gambar 7. Penampang hasil inversi impedansi akustik *Model based.*

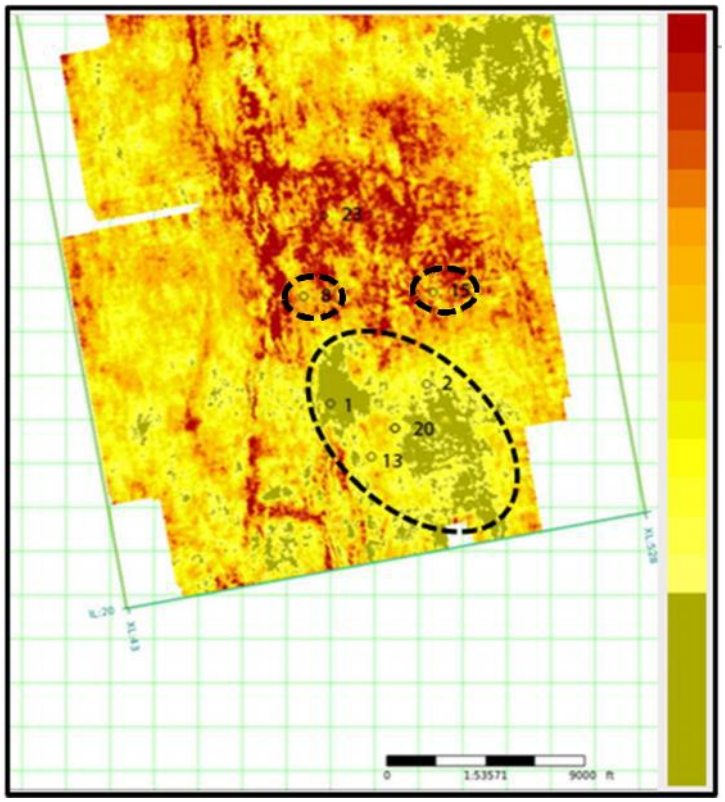


Gambar 8. Penampang hasil inversi AI dan porositas

.



Gambar 9. Peta *slice* impedansi akustik.



Gambar 10. Peta *slice* porositas.