

Pemetaan Sebaran Porositas Reservoir Batupasir Menggunakan Inversi *Extended Elastic Impedance* di Lapangan Penobscot, Kanada

Alfian Fauzan Akbari Ali^{1*}, Ruhul Firdaus², Mokhammad Puput Erlangga³

¹Teknik Geofisika, Jurusan Teknik Manufaktur dan Kebumihan, Institut Teknologi Sumatera, Jalan Terusan Ryacudu, Way Huwi, Lampung Selatan, 35365

E-mail: alfianfauzan210298@gmail.com

Abstract: The development in the field of seismic interpretation in determining the reservoir area of good porosity sandstones is the achievement of this research.. This study uses pre-stack 3D seismic data (PSTM) WITH 481 xline and 600 inline data. Inversion Extended Elastic Impedance (EEI) is needed for this study because this method uses parameters V_p , V_s , and density which are considered more sensitive to map the distribution of well-porous sandstone reservoir zones in the Penobscot field, Canada. From the results of the correlation of the porosity parameter, the highest value was obtained of 0.91 which is equivalent to the EEI spectrum with an angle of 90° , while the gamma ray correlation value is 0.5 which is equivalent to the EEI spectrum with an angle of 30° . Based on the interpretation, the sandstone reservoir with good porosity is located in the north and northeast of the L-30 well around the main fault which is NW-SE and is in the north of the main fault which is NE-SW.

Keywords: Extended Elastic Impedance, prospect porosity, Penobscot.

Abstrak: Pengembangan di bidang interpretasi seismik dalam menentukan daerah reservoir batupasir berporositas baik menjadi capaian dari penelitian ini. Penelitian ini menggunakan data seismik *prestack* 3D (PSTM) dengan jumlah xline sebanyak 481 dan inline sebanyak 600. Inversi *Extended Elastic Impedance* (EEI) diperlukan untuk penelitian ini karena metode ini menggunakan parameter V_p , V_s , dan densitas yang dinilai lebih sensitif untuk memetakan sebaran zona reservoir batupasir berporositas baik pada lapangan Penobscot, Kanada. Dari hasil korelasi parameter porositas diperoleh nilai tertinggi sebesar 0,91 yang ekuivalen dengan spektrum EEI sudut 90° , sedangkan nilai korelasi *gamma ray* bernilai 0,5 ekuivalen dengan spektrum EEI sudut 30° . Berdasarkan hasil interpretasi, daerah reservoir batupasir berporositas baik berada di daerah utara dan timur laut dari sumur L-30 di sekitar *main fault* yang berarah NW-SE serta berada di arah utara dari *main fault* yang berarah NE-SW.

Kata kunci: Extended Elastic Impedance, porositas prospek, Penobscot.

PENDAHULUAN

Energi berbahan fosil merupakan salah satu energi yang masih menjadi pilihan utama dalam kegiatan manusia. Kebutuhan akan energi fosil terus meningkat setiap tahunnya sejalan dengan bertambahnya jumlah manusia. Hal ini menyebabkan berkurangnya cadangan energi fosil sehingga perlu dilakukan pencarian reservoir minyak dan gas bumi yang potensial. Shahri (2013) mengatakan bahwa penggunaan teknologi di bidang eksplorasi diperlukan agar dapat melihat secara lebih detail potensi cadangan reservoir migas serta mengurangi resiko pengeboran.

Metode inversi seismik merupakan salah satu metode untuk menginterpretasikan litologi dan perserbarannya dengan melakukan proses pengikatan antara data seismik dan data sumur sebagai pengontrolnya (J. Hiltermann, 2001). Selain itu terdapat beberapa macam metode inversi seismik dalam bidang seismik yang sering digunakan untuk menginterpretasikan litologi dan kandungan fluida yaitu metode inversi AVO (*Amplitude Versus Offset*),

inversi AI (*Acoustic Impedance*), inversi EI (*Elastic Impedance*), dan inversi EEI (*Extended Elastic Impedance*).

Metode inversi *Extended Elastic Impedance* (EEI) salah satu metode yang sangat efektif untuk melihat perubahan litologi dan kandungan fluida yang merupakan perluasan dari metode inversi *Elastic Impedance* (EI) yang juga merupakan perluasan dari metode inversi *Acoustic Impedance* (AI). Dengan menggunakan konsep rotasi koordinat dan mengganti sudut reflektifitas (θ) menjadi sudut rotasi (χ) sehingga mendapatkan jangkauan sudut yang lebih luas dari metode sebelumnya. Sudut rotasi EEI juga mewakili parameter densitas (ρ), rigiditas (μ), *poisson's ratio* (Q) dan V_p/V_s pada data sumur untuk melihat persebaran parameter tersebut secara lateral menggunakan teknik inversi (Connolly, 1999).

Lapangan Penobscot yang merupakan lapangan eksplorasi minyak dan gas yang memiliki kompleksitas yang cukup tinggi. Daerah prospek yang memiliki perselingan dan

berada pada Formasi Missisauga yang merupakan formasi yang tersusun atas litologi *sandstone* dan *shale* yang ketidak menerusan yang tinggi dan berada pada lingkungan pengendapan delta yang menyebabkan kesulitan tersendiri dalam melakukan eksplorasi sehingga digunakan metode inversi *Extended Elastic Impedance* dengan jangkauan sudut yang luas untuk melihat sebaran atau mendelineasi daerah potensial minyak dan gas.

LOKASI DAN GEOLOGI REGIONAL



Gambar 1 Lokasi penelitian (Google Map, 2015).

Daerah penelitian pada tugas akhir ini adalah lapangan Penobscot yang berada di provinsi Nova Scotia bagian Tenggara, Kanada dan 25 km NW dari pulau Sable. Lokasi ini berada pada Samudra Atlantik Utara. Secara geografis lapangan Penobscot terletak pada 44°07'46" N / 60°06'00" W. Prospek ini terletak pada Missisauga Ridge yang memisahkan Sub-basin Abenaki dan Sub-basin Sable. Lapangan Penobscot berada pada cekungan Scotia dengan luas $\pm 300.000 \text{ km}^2$ dan panjang $\pm 1200 \text{ km}$ yang membentang dari Barat Daya pada perbatasan Yarmouth Arch / Amerika Serikat hingga Timur Laut pada Uplift Avalon di Grand Banks Newfoundland pada posisi timur laut. Cekungan Scotia terbentuk pada daerah passive continental margin yang berkembang setelah periode retakan Pangea hingga pembentukan Atlantik. Retakan Pangea yang menyebabkan terpisahnya benua Amerika Utara dengan benua Afrika yang berlangsung pada periode Triassic pertengahan. Kemudian membentuk cekungan yang terisi oleh lapisan paling awal berupa sedimen fluvial dan lacustrine serta intrusi batuan vulkanik. Pada periode Jurassic awal cekungan secara bertahap terisi oleh batuan klastik dan karbonat kemudian berkembang menjadi lautan sepenuhnya pada periode Jurassic pertengahan yang memicu terbentuknya susunan alluvial plain dan pembentukan karbonat. Pada Cretaceous didominasi oleh serangkaian batupasir tebal dari tipe deltaic, karbonat shoal, dan suksesi aparan laut dangkal. Fluktuasi relatif permukaan air laut pada periode Tersier mengakibatkan unconformity pada lapisan sedimen terutama formasi Missisauga.

Petroleum System

Source Rock dan Migrasi

Letaknya berada di Missisauga Ridge, hidrokarbon yang dihasilkan akan bermigrasi ke arah utara dan selatan dari

struktur Penobscot dengan source rock kemungkinan berada di selatan pada Formasi Verrill Canyon di kedalaman 3,666 meter di bawah permukaan. Faults dan fractures terbentuk akibat proses tektonik serta pergerakan batugaram pada Formasi Argo sebagai jalan untuk hidrokarbon pada source rock untuk bermigrasi.

Reservoir Rock dan Trap

Missisauga Tengah

Reservoir ini tersusun atas lapisan batupasir yang lebih tebal daripada Lower Missisauga dan reservoir ini mudah untuk dikorelasikan dengan sumur-sumur eksplorasi di daerah Penobscot. Sandstone pada Missisauga Tengah yang ditemukan pada sumur L-30 dan B-41 memiliki gradasi butir yang mengkasar ke atas (coarsening upward). Diperkirakan porositas reservoir ini berkisar antara 20 hingga 32 persen. Permeabilitas rata-rata sebesar 120 mD dengan nilai permeabilitas maksimum lebih dari 1000 mD.

Baccaro

Reservoir ini merupakan bagian dari platform karbonat Abenaki dan telah terbukti produktif di bagian barat daya pada lapangan Deep Panuke. Pembentukan dolomite pada formasi ini akibat adanya proses hidrotermal sehingga memiliki porositas yang tinggi. Patahan basement di sepanjang Missisauga Ridge memberikan jalur untuk fluida hidrotermal sangat baik dalam bermigrasi.

DASAR TEORI

Konsep Gelombang Seismik

Gelombang seismik muncul dan merambat akibat adanya gangguan mekanis pada batuan yang menyebabkan pergerakan partikel-partikel penyusun batuan tersebut dan kemudian diteruskan ke segala arah, hal ini juga yang membuat gelombang seismik disebut gelombang elastik.

Gelombang seismik yang menjalar di medium bumi yang memiliki energi yang kemudian diteruskan ke segala arah. Ketika melewati 2 medium yang memiliki perbedaan kontras impedansi akustik, sebagian energi akan dipantulkan kembali ke permukaan dan sebagian ditransmisikan (Shearer, 2009).

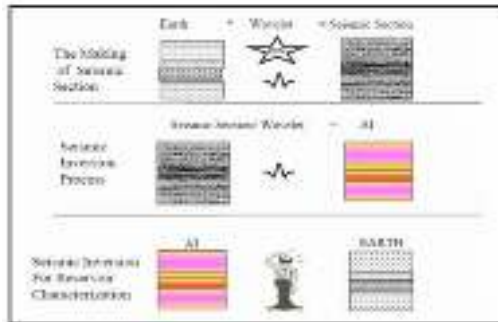
Gelombang seismik yang menjalar memiliki amplitudo, fasa, frekuensi yang berubah-ubah dalam domain lateral maupun vertikal, Hal ini disebabkan karena beberapa faktor, antara lain :

1. Perubahan litologi dan fasies;
2. Adanya ketidakselarasan akibat adanya sesar atau rekahan;
3. Porositas dan kandungan fluida dalam batuan; dan
4. Kedalaman.

Inversi Seismik

Metode inversi seismik adalah suatu teknik untuk membuat model bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai data *input* dan di kontrol oleh data sumur (Sukmono, 2000). Hal ini berkebalikan dengan pembuatan

seismogram sintetik yang merupakan pemodelan ke depan yang dibuat berdasarkan model bumi. Metode inversi seismik diperlukan untuk interpretasi seismik, karena dengan dilakukan inversi seismik dan mengkonversinya ke dalam impedansi akustik yang dapat merepresentasikan model geologi bawah permukaan, sehingga interpretasi yang dilakukan menjadi lebih mudah dalam menentukan parameter-parameter fisika batuan seperti menentukan ketebalan, porositas, dan penyebarannya.

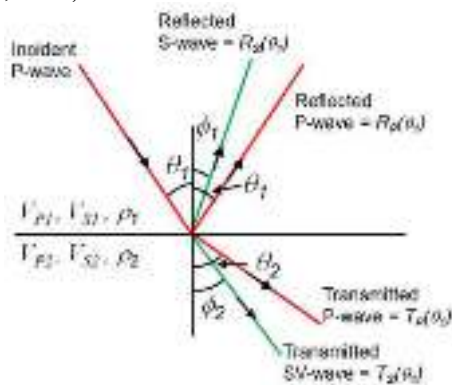


Gambar 2 Konsep dasar seismik inversi (Sukmono, 2000).

Pada saat proses *stacking* data seismik, terdapat klasifikasi proses inversi seismik, yakni inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Pada inversi *pre-stack*, terbagi atas inversi tomografi untuk menentukan struktur bawah permukaan menggunakan waktu tempuh gelombang dan inversi AVO yang digunakan untuk menentukan parameter elastisitas berdasarkan variasi amplitudo terhadap jarak (*offset*). Pada inversi *post-stack*, terbagi atas inversi amplitudo dan inversi medan gelombang (*wavefield*). Berdasarkan algoritma, inversi amplitudo terbagi atas *band limited*, *model based*, dan *sparse spike*.

Amplitude Versus Offset (AVO)

AVO (*Amplitude Versus Offset*) merupakan teori yang digunakan untuk mengidentifikasi adanya penguatan amplitudo sejalan dengan bertambahnya *offset*. Metode AVO adalah salah satu teknik dalam menganalisa data seismik sebagai indikator keberadaan hidrokarbon (Russell, 2001).



Gambar 3 Partisi energi gelombang seismik pada bidang reflektor (Simm dan Bacon, 2014).

Amplitude yang dihasilkan dari proses pemantulan dan pentransmisi gelombang bergantung pada sifat fisik bidang reflektor. Koefisien refleksi sebagai hasil dari peristiwa tersebut merupakan fungsi dari kecepatan gelombang-P (V_p), kecepatan gelombang-S (V_s), densitas (ρ) dari lapisan, serta sudut datang gelombang (θ).

Extended Elastic Impedance (EEI)

Extended Elastic Impedance (EEI) didefinisikan sebagai metode yang memperhatikan parameter seperti *Acoustic Impedance (AI)* dan *Gradient Impedance (GI)* yang dikontrol oleh sudut χ , sebagai fungsi sudut datang dari target horizon. Sudut χ merupakan sudut rotasi dari *crossplot* AI dan GI (Woelandari, 2010). Parameter yang ada pada EEI mewakili parameter *density* (ρ), *rigidity* (μ), *incompressibility* (λ), *poisson's ratio* (σ) dan V_p/V_s pada sumur dan dapat digunakan untuk melihat penyebaran parameter tersebut secara lateral.

$$EEI(\chi) = \alpha_o, \rho_o \left[\left(\frac{\alpha}{\alpha_o} \right)^p \left(\frac{\beta}{\beta_o} \right)^q \left(\frac{\rho}{\rho_o} \right)^r \right] \quad (1)$$

$$p = \cos \chi + \tan \chi \quad (2)$$

$$q = -8K \sin \chi \quad (3)$$

$$r = \cos \chi - 4K \sin \chi \quad (4)$$

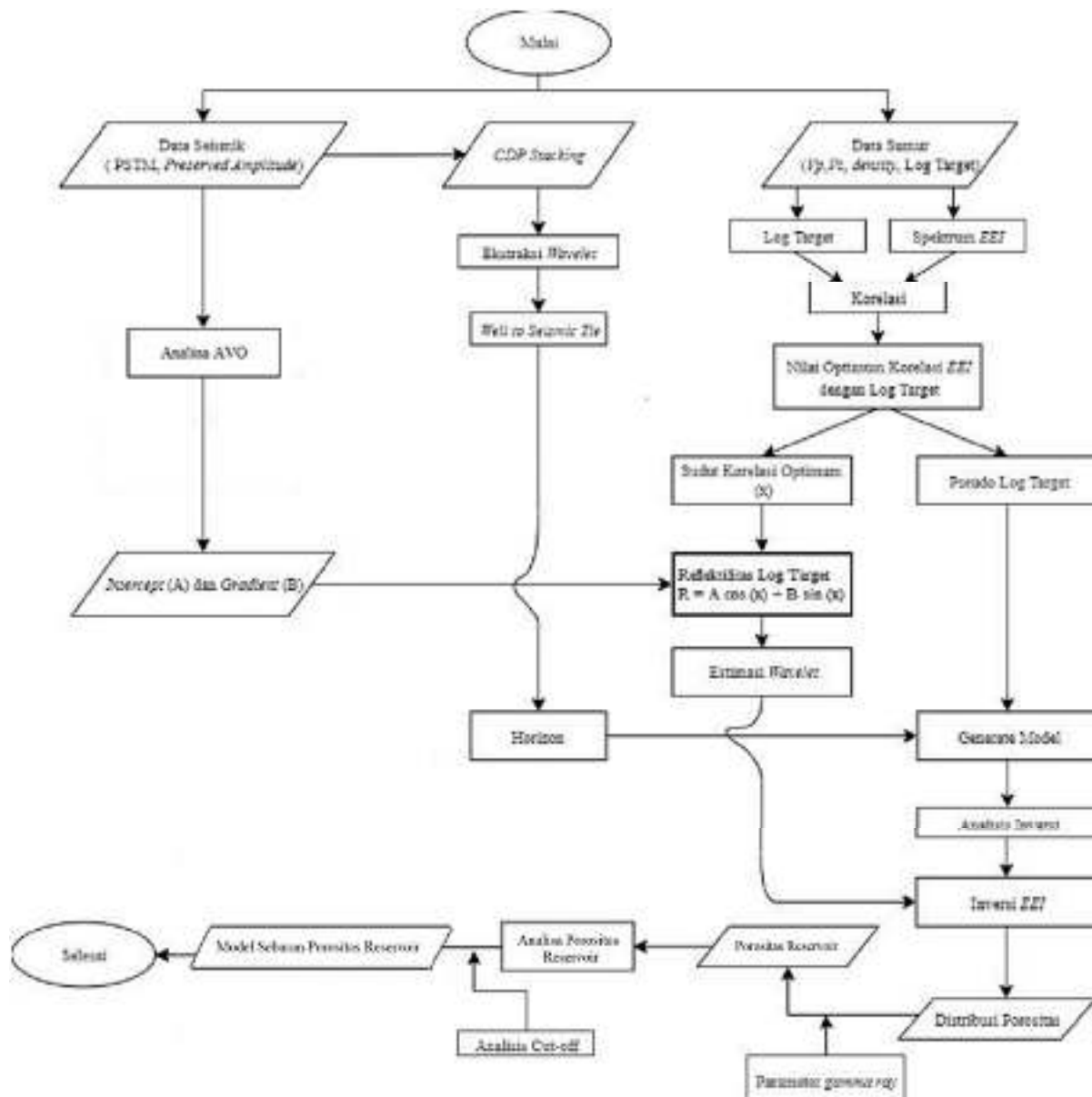
$\alpha_o, \rho_o, \beta_o$ = nilai rata-rata dari V_p , V_s dan densitas pada zona target.

Besaran reflektifitas dengan properti bernilai A pada $\chi = 0^\circ$ dan bernilai B pada $\chi = 90^\circ$. Saat $\chi = 0^\circ$, EEI ekuivalen dengan nilai A atau AI (*Acoustic Impedance*) dan pada $\chi = 90^\circ$ EEI memiliki reflektifitas sama dengan B atau GI (*Gradient Impedance*).

METODOLOGI PENELITIAN

Perangkat lunak yang digunakan dalam pengolahan data penelitian antara lain *Hampson-Russell Software* dan *Petrel 2009*. Data awal berupa data seismik *pre-stack* 3D (PSTM) dengan jumlah xline sebanyak 481 dan jumlah inline sebanyak 600. Kemudian, dimasukkan data sumur L-30 serta B-41. Kemudian dilakukan analisa awal sebagai penentuan zona target serta analisa *tuning thickness*.

Adapun diagram alir penelitian ini seperti pada gambar di bawah ini.



Gambar 4 Diagram alir penelitian.

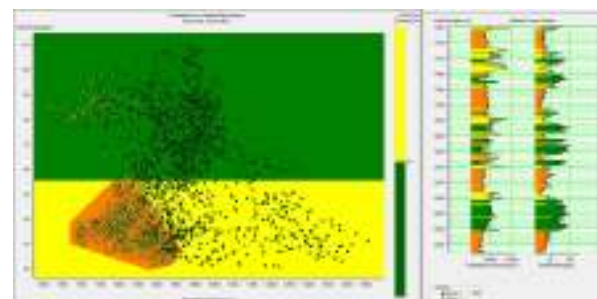
HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisa Sensitifitas

Analisis sensitivitas bertujuan untuk melihat parameter yang sensitif dalam pemisahan litologi. Untuk mendapatkan parameter yang sensitif dilakukan *crossplot* pada parameter yang ada di sumur. *Crossplot* parameter data sumur berada pada batas zona target penelitian yakni sand 2 hingga sand 7. Parameter yang sensitif akan digunakan pada proses inversi *extended elastic impedance*.

Crossplot antara log *P-impedance* dengan *gamma ray* digunakan untuk mendapatkan informasi mengenai litologi. Dengan menggunakan *cutoff gamma ray* diharapkan dapat dibedakan *sandstone* yang

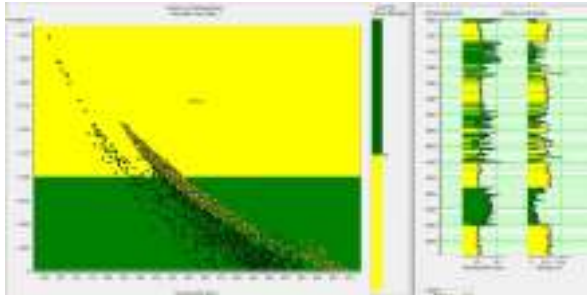
berporositas baik dan menjadi daerah reservoir yang *porous*.



Gambar 5 *Crossplot* antara log *P-impedance* dengan log *gamma ray*.

Pada **Gambar 5**, bahwa *gamma ray* dapat memisahkan litologi *sandstone* (ditunjukkan oleh warna kuning) dan dapat memisahkan litologi *sandstone* berporositas baik

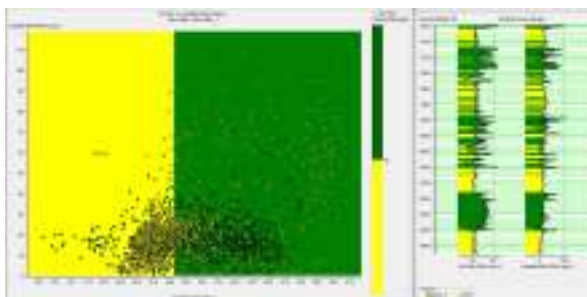
(ditunjukkan dengan warna jingga). Sedangkan parameter *P-impedance* terlihat tidak dapat memisahkan litologi dengan baik dikarenakan nilai *P-impedance* untuk litologi *shale* dan batupasir memiliki rentang nilai yang hampir sama (terjadi *overlap* nilai *P-impedance*).



Gambar 6 Crossplot antara log *mu-rho* dengan log porositas.

Kemudian dilakukan *crossplot* antara *mu-rho* dan porositas untuk melihat gambaran litologi pada zona reservoir. Pada **Gambar 6**, terlihat bahwa log porositas terlihat kurang dapat memisahkan zona dengan *gamma ray* rendah dan *gamma ray* tinggi dikarenakan litologi yang dipisahkan merupakan litologi *shale* dan *sandstone* yang memiliki nilai pori batuan yang beragam dan bergantung pada sejarah pengendapan dari litologi tersebut. Begitupun dengan log *mu-rho* kurang dapat memisahkan antara litologi *shale* dan *sandstone* (terjadi *overlap* nilai *mu-rho* dengan litologi *shale* dan *sandstone*).

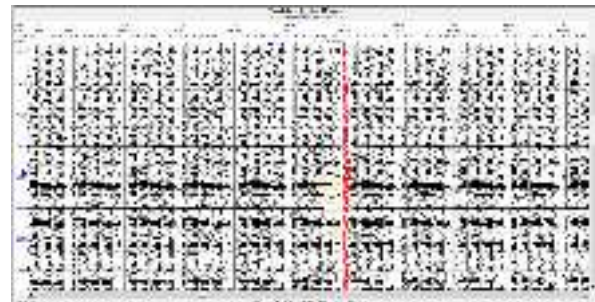
Selain itu dilakukan *crossplot* parameter lain seperti *lamda-rho* dan *mu-rho* yang sensitif terhadap litologi dan fluida dari reservoir.



Gambar 7 Crossplot antara log *mu-rho* dengan log *lamda-rho*.

Terlihat pada **Gambar 7**, parameter *lamda-rho* ($\lambda\rho$) yang sensitif terhadap fluida pori batuan kurang dapat memisahkan litologi *sandstone*. Parameter *mu-rho* ($\mu\rho$) yang sensitif dalam memisahkan litologi juga terlihat tidak dapat memisahkan antara litologi *shale* dan *sandstone*.dikarenakan kedua litologi memiliki rentang nilai densitas yang hampir sama. Sehingga digunakan parameter log *gamma ray* untuk pemisahan litologi *sandstone* yang diaplikasikan inversi *extended elastic impedance* dan ekuivalen dengan log *EEI* sudut 30°.

Analisa AVO



Gambar 8 Common angle gather.

Analisa AVO digunakan untuk mendapatkan parameter *intercept* (A) dan *gradient* (B) dengan menggunakan persamaan linier orde dua sebagai berikut.

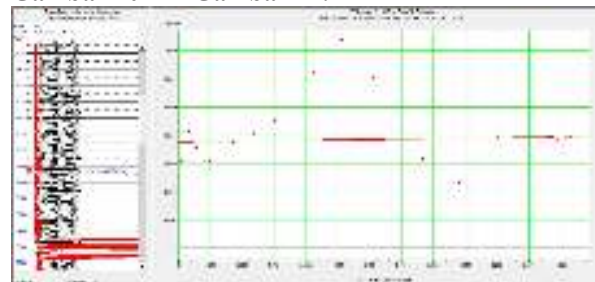
$$R(\theta) = A + B \sin^2 \theta \quad (5)$$

dengan :

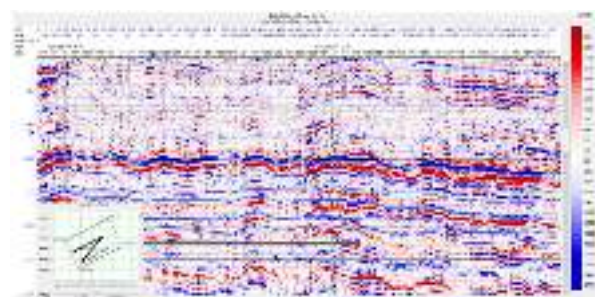
θ = rentang sudut yang terbaca (°)

$R(\theta)$ = Reflektifitas yang dibuat berdasarkan rentang sudut yang terbaca.

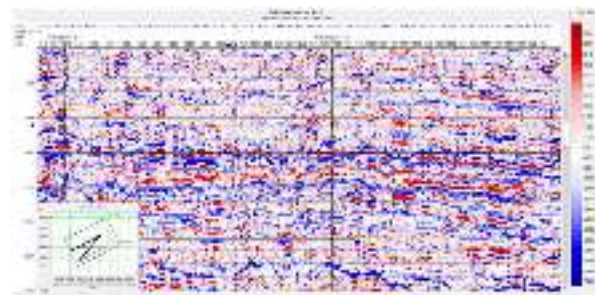
Kemudian dari hasil regresi linier terhadap plotting amplitudo terhadap $\sin^2 \theta$ seperti pada **Gambar 9**, didapatkan *intercept* (A) dan *gradient* (B) seperti pada **Gambar 10** dan **Gambar 11**.



Gambar 9 Plot Amplitudo terhadap $\sin^2 \theta$.



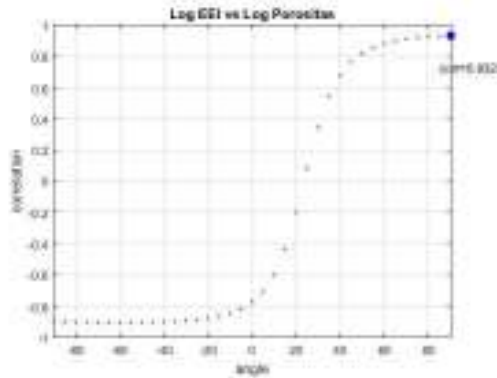
Gambar 11 Reflektifitas *intercept* (A).



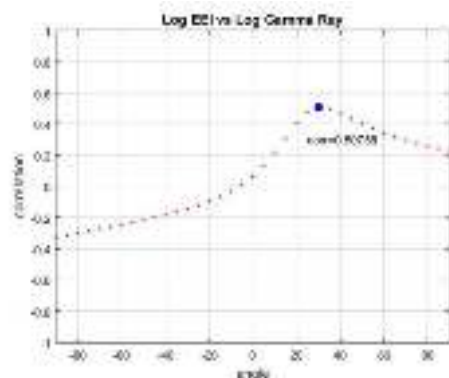
Gambar 12 Reflektifitas *gradient* (B).

Korelasi Log EEI dengan Log Target

Pada penelitian ini log target yang digunakan adalah log porositas dan log *gamma ray*. Korelasi ini dilakukan di sepanjang sudut korelasi ($\chi = -90^\circ$ sampai 90°). Proses ini menentukan sudut optimum yang menghasilkan nilai korelasi tertinggi. Sudut optimum korelasi tersebut nantinya digunakan pada pembuatan reflektivitas log target.



(a)

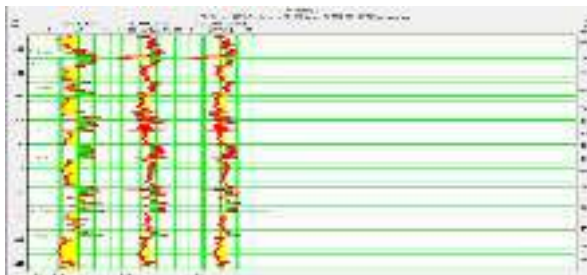


(b)

Gambar 13 Korelasi antar log *EEI* dengan log porositas (a) dan log *EEI* dengan *gamma ray* (b).



(a)



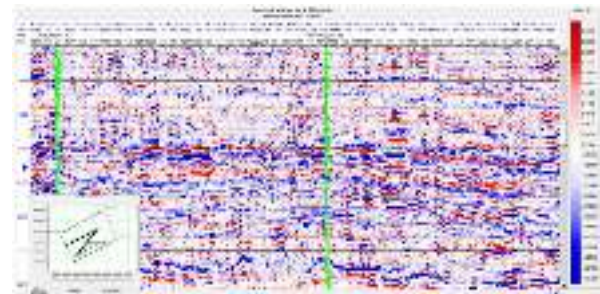
(b)

Gambar 14 Korelasi log *EEI* dengan log porositas pada *Hampson-Russell Software* (a) dan Korelasi antara log *EEI* dengan log *gamma ray* pada *Hampson-Russell Software* (b).

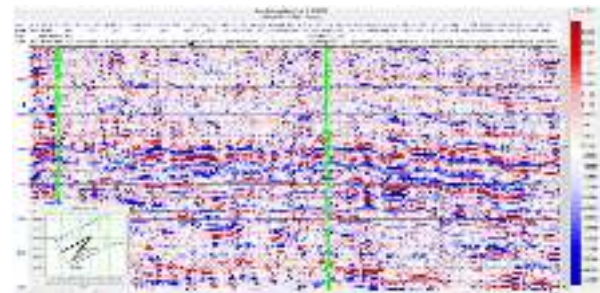
Reflektivitas *EEI*

Reflektivitas *EEI* ini nantinya digunakan untuk proses inversi *EEI*. Pembuatan *volume* reflektivitas *EEI* yang dibuat berdasarkan persamaan (6) dengan nilai sudut korelasi (χ) yang didapat dari korelasi antara log *EEI* dengan log target. Sedangkan nilai *intercept* (A) dan *gradient* (B) didapat dari analisa *AVO*.

$$R = A \cos \chi + B \sin \chi \quad (6)$$



(a)

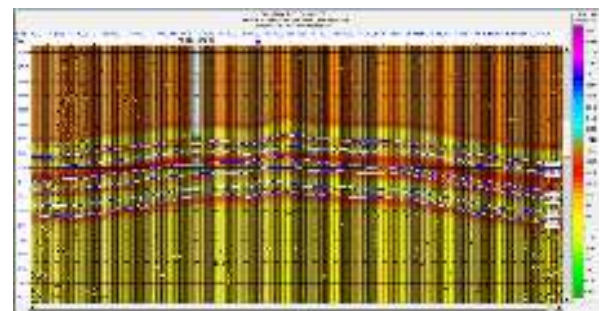


(b)

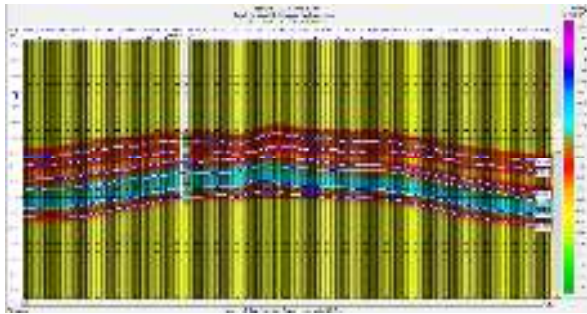
Gambar 15 Reflektivitas *EEI* sudut 90° (a) dan Reflektivitas *EEI* sudut 30° (b).

Generate Model

Setelah mendapatkan pseudo log target (berupa log *EEI*) kemudian dilakukan generalisasi model *EEI* dengan menggunakan data log serta horizon yang didapat pada proses *proses picking horizon*.



(a)



(b)

Gambar 16 Model *EEI* porositas (a) dan Model *EEI* *gamma ray* (b).

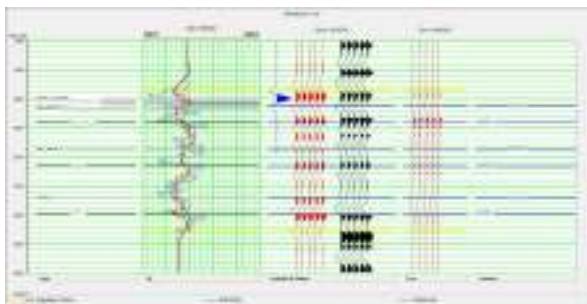
Analisis Inversi

Sebelum melakukan tahapan inversi *EEI*, dilakukan proses analisis dengan tujuan untuk mengontrol kualitas hasil inversi dengan parameter inversi tertentu agar nilai impedansi yang dihasilkan mirip dengan nilai impedansi yang ada pada data sumur. Parameter yang penting untuk dianalisis antara lain :

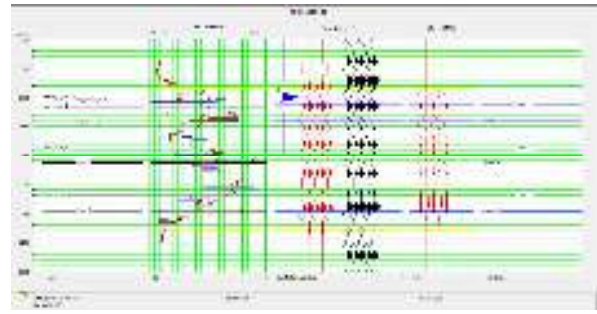
1. *Time window* inversi ;
2. *Wavelet* yang digunakan ;
3. Konstrains proses inversi ; dan
4. Jumlah iterasi.

Time window inversi merupakan zona dimana proses inversi dilakukan dan dapat berupa *time window* konstan atau mengacu pada horizon tertentu. Penelitian ini menggunakan *time window* inversi mengacu pada horizon Sand 2 (-30 ms) untuk batas atasnya dan horizon Sand 7 (+30 ms) untuk batas bawahnya.

Konstrains yang digunakan pada proses inversi ini merupakan parameter yang akan mengatur dominasi antara model yang dibuat dengan reflektifitas data seismik. Pada penelitian ini, konstrains inversi yang digunakan sebesar 0,8 yang berarti dominasi model akan lebih besar serta dilakukan iterasi sebesar 50 kali untuk mendapatkan nilai error yang minimum. Berikut merupakan hasil analisis inversi *EEI* porositas dan hasil analisis inversi *EEI* *gamma ray* yang ditunjukkan oleh **Gambar 17**.



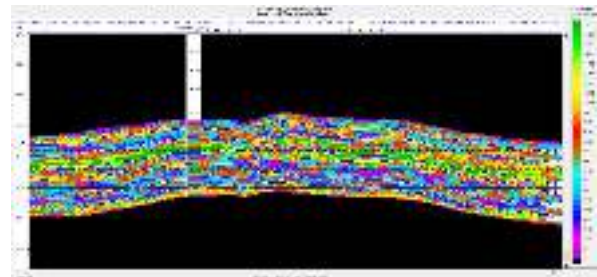
(a)



(b)

Gambar 17 Analisis inversi *EEI* porositas (a) dan analisis inversi *EEI* *gamma ray* (b).

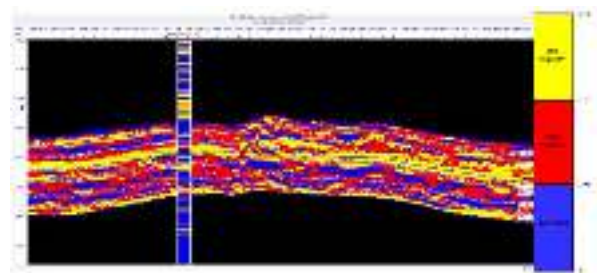
Inversi *Extended Elastic Impedance* (*EEI*)



Gambar 18 Hasil inversi *EEI* porositas.

Hasil inversi *EEI* diatas menunjukkan persebaran porositas batuan pada zona target berupa batupasir dengan nilai impedansi yang rendah dan sedang. Terlihat pada Gambar (5.4) bahwa rentang nilai hasil inversi berada pada 8277-11853 ((m/s)*(g/cc)). Warna hitam pada gambar tersebut menunjukkan area di luar zona inversi.

Distribusi Porositas

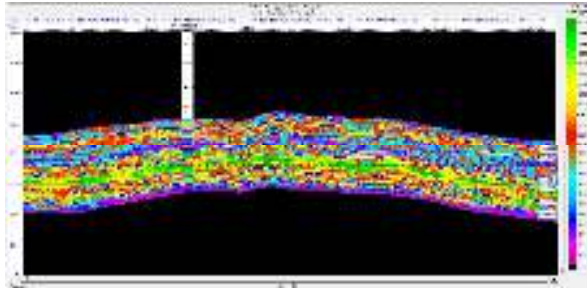


Gambar 19 Hasil inversi *EEI* porositas setelah dilakukan normalisasi.

Pada gambar diatas lebih terlihat dengan jelas zona *fair porosity* (berwarna kuning) , zona *poor porosity* (berwarna merah), dan zona *negligible* atau diabaikan (berwarna biru). Akan tetapi, tidak semua zona memiliki kesamaan antara hasil inversi *EEI* dengan log porositas sebenarnya dikarenakan adanya data hasil inversi yang tidak sesuai dengan data *original log* yang menyebabkan *error* yang terlihat pada proses analisis inversi sebesar 8,9 persen.

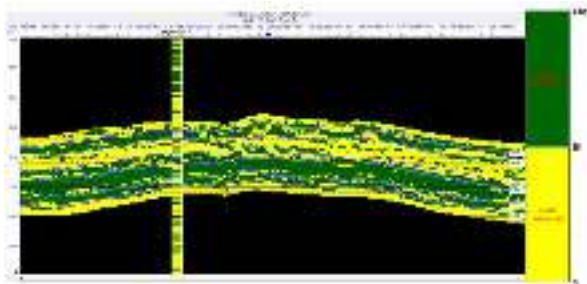
Parameter Gamma Ray

Untuk mendapatkan zona *good porosity* dan *poor porosity* reservoir diperlukan adanya parameter yang membantu dalam menginterpretasikan kedua zona tersebut. Parameter *gamma ray* digunakan karena sensitif terhadap perubahan litologi. Parameter *gamma ray* yang merupakan hasil inversi *EEI* ditunjukkan oleh **Gambar 20**.



Gambar 20 Hasil inversi *EEI gamma ray*.

Kemudian dilakukan proses *cutoff* dengan nilai sebesar 9650 ((m/s)*(g/cc)) yang digunakan untuk membagi menjadi zona dengan nilai *gamma ray* rendah (zona *sand dominated*) dan zona dengan nilai *gamma ray* rendah (zona *shale dominated*).



Gambar 21 Hasil inversi *EEI gamma ray* setelah dilakukan normalisasi.

Pada **Gambar 21** terlihat bahwa warna hijau menunjukkan zona dengan nilai *gamma ray* tinggi yang kemungkinan zona tersebut merupakan zona *shale dominated* dan warna kuning menunjukkan zona dengan nilai *gamma ray* yang rendah yang merupakan zona *sand dominated*.

Porositas Reservoir

Parameter ini merupakan parameter yang akan membantu dalam melihat distribusi porositas hasil inversi *EEI* dan menentukan letak zona porositas reservoir yang berkaitan dengan litologi dengan pori batuan.

$$\text{Porositas reservoir } ((v/v)/API) = \frac{\text{Porositas } (v/v)}{\text{Gamma ray } (API)} \quad (7)$$

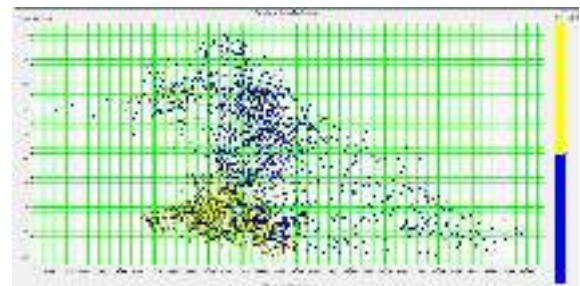
Analisa Cutoff

Dalam mencari zona porositas reservoir kita perlu mengetahui zona dengan porositas baik. Akan tetapi, litologi *sandstone* dan *shale* memiliki nilai porositas

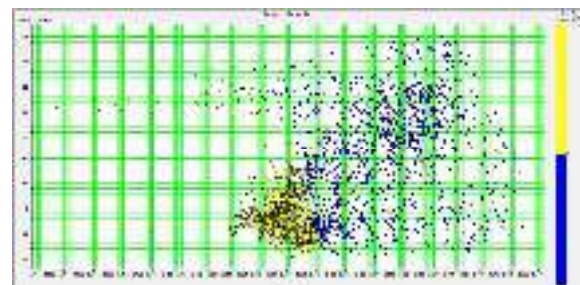
yang cenderung tidak berbeda jauh, kemudian berkaitan dengan lingkungan pengendapan zona target yang berada pada zona perselingan antara *sandstone* dan *shale*, maka diperlukan parameter *gamma ray* dikarenakan parameter *gamma ray* sensitif terhadap perubahan litologi. Analisa *cutoff* pada log *gamma ray* dilakukan dengan memperhatikan nilai minimal porositas batupasir secara umum sebesar 10 persen atau setara dengan nilai 0.1 v/v (Koesoemadinata, 1978) seperti pada **Tabel 1**.

Tabel 1 Skala baik tidaknya kualitas nilai porositas suatu batuan reservoir (Koesoemadinata, 1978).

Harga Porositas (%)	Skala
0 – 5	Diabaikan (<i>negligible</i>)
5 – 10	Buruk (<i>poor</i>)
10 – 15	Cukup (<i>fair</i>)
15 – 20	Baik (<i>good</i>)
20 – 25	Sangat baik (<i>very good</i>)
>25	Istimewa (<i>excellent</i>)

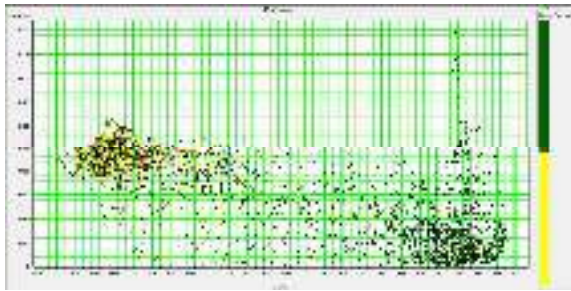


Gambar 22 Analisa *crossplot* antara log *P-impedance* dengan log *gamma ray*.

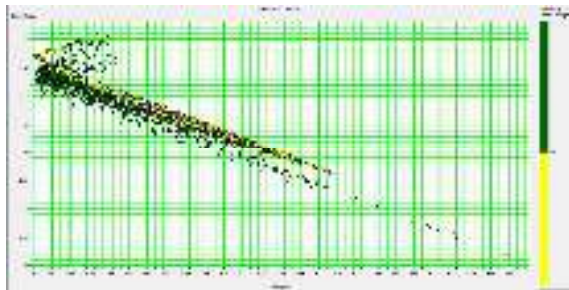


Gambar 23 Analisa *crossplot* antara log densitas dengan log *gamma ray*.

Dari analisa *cutoff* diatas, terlihat sebaran data yang merupakan zona dengan porositas tinggi yang ditunjukkan oleh warna kuning dan zona dengan porositas rendah yang ditunjukkan oleh warna biru. Hal ini membuktikan bahwa besaran *cutoff* porositas sebesar 10 persen memiliki ketepatan yang cukup baik dalam membagi zona tersebut. Pada besaran *cutoff* tersebut, terlihat bahwa litologi dapat terpisahkan dengan baik. Selanjutnya dalam menentukan analisa *cutoff gamma ray* juga dengan melakukan beberapa analisa *crossplot*.

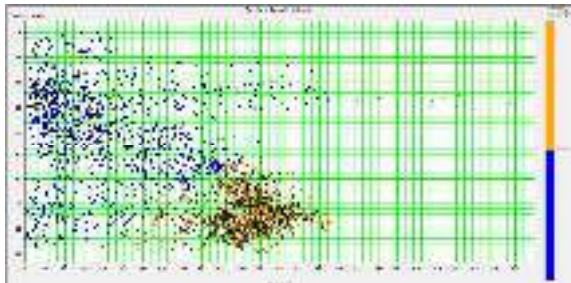


Gambar 24 Analisa *crossplot* antara log SP dengan log porositas.

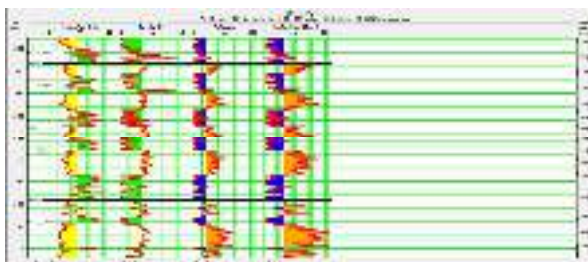


Gambar 25 Analisa *crossplot* antara log porositas dengan log densitas.

Berdasarkan beberapa analisa *cutoff gamma ray* dengan nilai 55 dapat memperlihatkan pembagian antara zona dengan nilai *gamma ray* tinggi (zona *shale dominated*) dan zona dengan nilai *gamma ray* rendah (zona *sand dominated*).



Gambar 26 Analisa *crossplot* antar log porositas dengan log *gamma ray*.



Gambar 27 Perbandingan log dalam penentuan *cutoff* porositas reservoir.

Sebelum melakukan analisa *cutoff* porositas reservoir, kita perlu melakukan proses normalisasi dari nilai porositas reservoir yang didapatkan dari persamaan (7).

Proses normalisasi dilakukan menggunakan persamaan (8).

$$\text{Porositas reservoir normalized} = \frac{\text{Porositas reservoir}}{\text{Nilai maks dari porositas reservoir}} \times 100\% \quad (8)$$

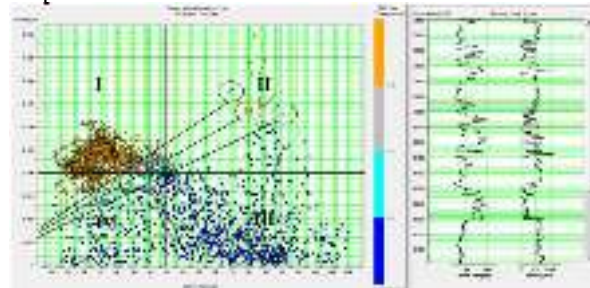
dengan :

Porositas reservoir *normalized* dalam satuan (%)

Porositas reservoir dalam satuan $\left(\frac{v}{v}/API\right)$

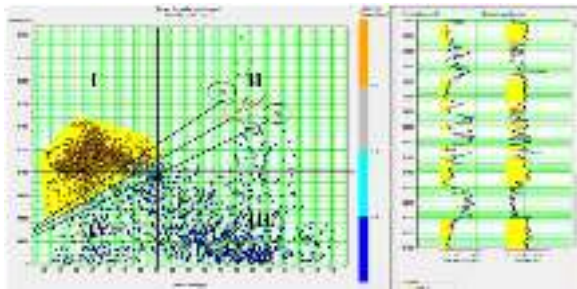
Nilai maks dari porositas reservoir dalam satuan $\left(\frac{v}{v}/API\right)$

Proses normalisasi dilakukan agar nilai porositas reservoir berada pada rentang 0-100 %. Setelah itu dilakukan *crossplot* antara log porositas dengan log *gamma ray* untuk memetakan zona porositas reservoir. Pada **Gambar 28**, dilakukan percobaan pada beberapa nilai *cutoff* porositas reservoir sebesar 30%, 35%, dan 40% untuk melihat pembagian zona reservoir berporositas baik. Sebaran data dibagi menjadi empat kuadran agar lebih mudah memetakan zona reservoir berporositas baik.



Gambar 28 Hasil *crossplot* antara log *gamma ray* dengan log porositas untuk penentuan *cutoff* porositas reservoir.

Dari gambar diatas, terlihat bahwa nilai *cutoff* sebesar 35% paling baik dalam memetakan zona reservoir berporositas baik. Cutoff tersebut dikatakan paling baik karena dapat dengan baik memetakan litologi sandstone (nilai *gamma ray* kurang dari 55) yang berada pada kuadran I dan IV. Sebaran data yang berada diatas nilai cutoff 35 dapat dikategorikan sebagai zona reservoir berporositas baik (ditunjukkan oleh zona warna kuning) seperti pada **Gambar 29**.

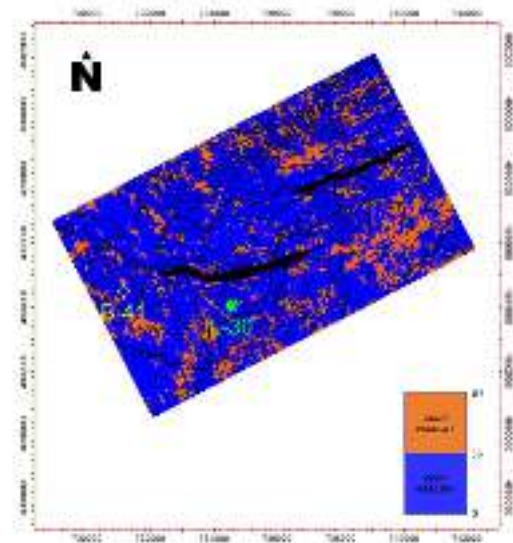


Gambar 29 Penentuan *cutoff* porositas reservoir.

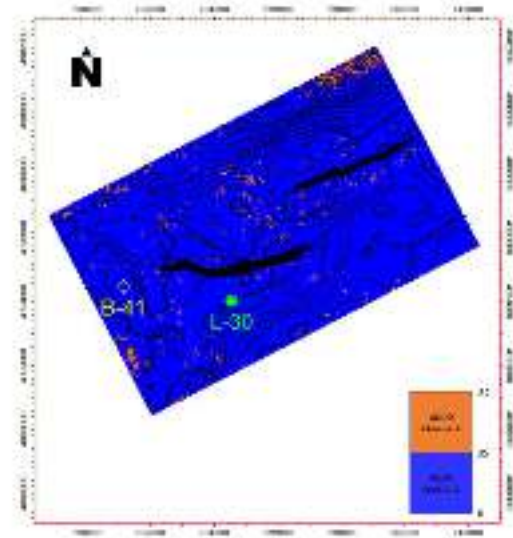
Model Sebaran Porositas Reservoir

Secara umum marker Sand 2 hingga Sand 7 berada pada formasi Missisauga Tengah yang merupakan zona reservoir yang berumur *Lower Cretaceous*. Formasi ini memiliki batas formasi Verril Canyon dibawahnya dan formasi Logan Canyon diatasnya dengan masa akhir pengendapan formasi ini ditandai dengan adanya *base marker limestone*. Suplai sedimen pada formasi ini diperkirakan berasal dari *Sable delta* dengan dominasi batupasir dengan ciri khas mengkasar ke atas (*coarsening upward*). Sedangkan lapisan *shale/siltstone* pada formasi ini berasal dari formasi Verril Canyon yang terjadi pada fase MFS (*Maksimum Flooding Surface*) atau terjadi pada saat *eustacy* air laut tertinggi. Zona target berada pada daerah transisi tepatnya berada pada lingkungan pengendapan *fluvio-deltaic* yang memungkinkan adanya perselingan litologi antara *sandstone* dan shale. Ada beberapa fasies yang terendapkan pada formasi Missisauga yaitu fasies pengendapan *beach sand* dengan grain yang mengkasar ke atas, fasies pengendapan *barrier beach sand* dengan ciri khas butiran menghalus ke atas, fasies pengendapan *tributary mouth bar sands*, fasies *barrier beach tidal channel*, serta fasies pengendapan *shallow self* (Clack dan Crane, 1992).

Pada model sebaran porositas reservoir dibawah ini, zona berwarna jingga merupakan zona yang berasosiasi dengan zona *good porosity* reservoir dengan pori batuan yang besar dan merupakan zona *sand dominated*. Sedangkan zona berwarna biru merupakan zona yang berasosiasi dengan zona *poor porosity* reservoir dengan pori batuan yang kecil dan merupakan zona *shale dominated*. Selain itu, terdapat dua kenampakan struktur patahan utama (*main fault*) berarah NW-SE yang berada di sekitar sumur L-30 dan B-41 yang menjadi jalur migrasi bagi hidrokarbon yang berasal dari formasi Verril Canyon serta struktur patahan dengan arah NE-SW yang kemungkinan merupakan sesar naik.

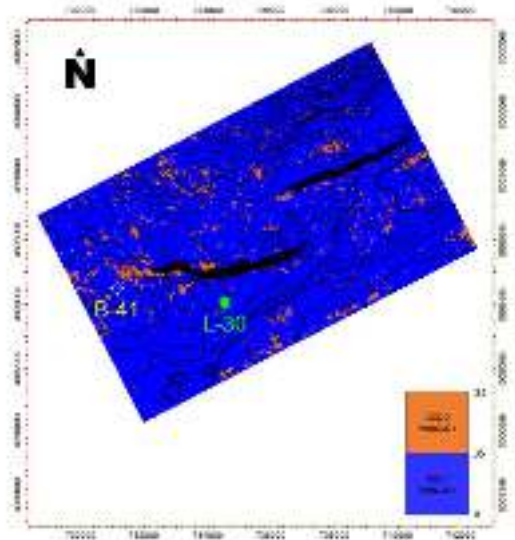


Gambar 30 Zona porositas reservoir pada sand 7.



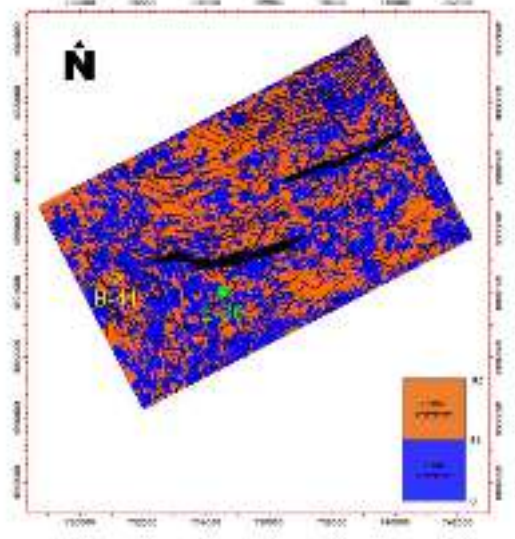
Gambar 31 Zona porositas reservoir pada sand 6.

Pada **Gambar 30**, saat pengendapan horizon Sand 7, di arah utara lebih berpotensi menjadi reservoir karena didominasi oleh lapisan *porous* yang berasal dari *channels* pada delta Sable dan kemungkinan berada pada fasies *tributary tidal channel sands*. Sedangkan pada horizon Sand 6 terlihat banyak terjadi perubahan litologi yang mengindikasikan perubahan fasies pengendapan. Pada horizon Sand 6 merupakan zona *poor porosity*.



Gambar 32 Zona porositas reservoir pada sand 5.

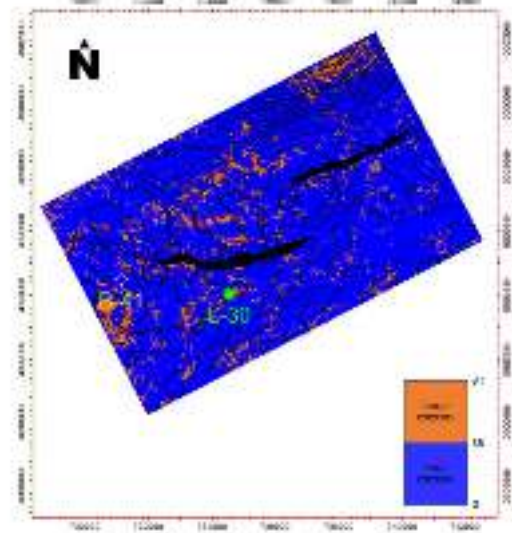
Kemudian pada fase pengendapan horizon Sand 5, mulai kembali terlihat adanya lapisan dengan porositas yang baik di sekitar sumur B-41 dan menebal pada sumur L-30 yang berarti suplai sedimen di dominasi dari arah barat laut dan utara yang kemungkinan pada saat itu berada pada fasies pengendapan *barrier beach tidal channel sands* yang ditandai dengan masih seimbang antara suplai dari *landward* dan *basinward*. Pada horizon ini daerah di dekat kedua sumur termasuk dalam zona *good porosity*.



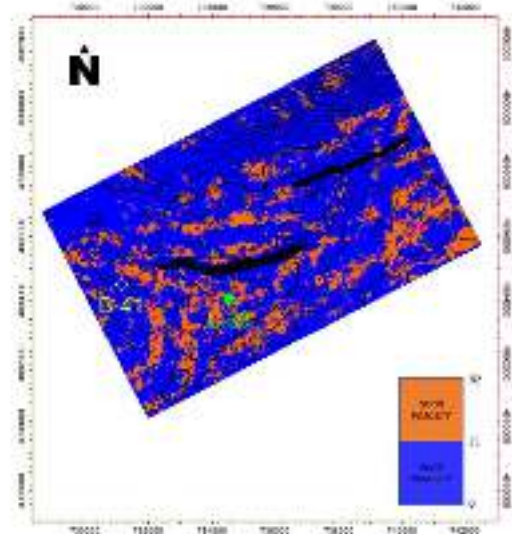
Gambar 33 Zona porositas reservoir pada sand 4.

Kemudian pada fase pengendapan horizon Sand 4 semakin terlihat dominasi lapisan yang memiliki porositas yang baik dan merupakan akibat dari dominasi suplai sedimen dari delta Sable di arah utara dan timur laut seperti yang ditunjukkan oleh **Gambar 33**. Hal ini juga membuktikan pada saat terendapkan lapisan ini keadaan air laut sedang mengalami fase

regresi. Kemungkinan fasies yang terendapkan pada saat pembentukan Sand 4 merupakan fasies *distributary mouth bar sands*. Pada horizon ini memiliki lapisan *sandstone* yang termasuk ke dalam zona *good porosity*.



Gambar 34 Zona porositas reservoir pada sand 3.



Gambar 35 Zona porositas reservoir pada sand 2.

Pada **Gambar 35** merupakan fase dimana suplai sedimen masih didominasi dari arah *landward* dan kemungkinan fasies pengendapan saat itu berada pada fasies *beach sands*. Hal ini mengakibatkan keadaan pada horizon Sand 2 termasuk ke dalam zona *good porosity*.

Berdasarkan kejadian dan fasies pengendapan dari waktu ke waktu terlihat bahwa arah pengendapan cenderung dari arah utara dan timur laut yang dipengaruhi oleh delta Sable dan arah pengendapan dari selatan yang berasal dari formasi Verrill Canyon yang merupakan formasi batuan *shale/siltstone*. Untuk

fase yang menghasilkan reservoir dengan *good porosity* berada antara fase pengendapan Sand 3 hingga Sand 2 dikarenakan memiliki *lapisan sandstone dominated* yang tebal dan memiliki litologi dengan porositas yang cukup hingga baik. Sementara untuk zona *good porosity* cenderung berada di arah selatan yang berada di sekitar sumur L-30 serta di sekitar *main fault* yang berarah timur laut- barat daya dengan lokasi di barat dari main fault tersebut.

KESIMPULAN

Adapun kesimpulan dari penelitian ini adalah sebagai berikut.

1. Inversi *Extended Elastic Impedance* impedansi porositas serta parameter impedansi *gamma ray* dapat memetakan sebaran reservoir batupasir yang berporositas baik.
2. Korelasi maksimum antara log target yakni log porositas dan log *gamma ray* terhadap spektrum *EEI* adalah 0,91 dan 0,50. Berdasarkan dari hasil model sebaran reservoir yang berporositas baik didapatkan yaitu pada zona Sand 3 hingga Sand 2.

Saran

Berdasarkan hasil pembahasan, terdapat beberapa hal yang perlu diperhatikan dan dikembangkan, antara lain sebagai berikut.

1. Pembuatan *EEI* spektrum membutuhkan parameter kecepatan gelombang S, sedangkan tidak semua data sumur memiliki data kecepatan gelombang S. Maka saran untuk penelitian ke depan untuk data sumur yang tidak memiliki parameter kecepatan gelombang S dapat lebih baik lagi menentukan metode yang tepat dalam prediksi nilai kecepatan gelombang S.
2. Diperlukan penelitian lebih lanjut mengenai estimasi cadangan hidrokarbon di daerah-daerah reservoir yang potensial terutama zona yang berada di timur laut dan di sekitar *main fault* yang berorientasi ke arah timur laut-barat daya.

Ucapan Terima Kasih

Penghargaan dan terimakasih penulis berikan kepada Program studi Teknik Geofisika Institut Teknologi Sumatera serta kepada Bapak Ruhul Firdaus, S.T., M.T., serta Bapak Mokhammad Puput Erlangga, S.Si., M.T., yang telah memberikan ilmu serta pengarahan dalam pembuatan makalah ini.

Daftar Pustaka

- Clack, W.J.F., & Crane, J.D.T. (1992). *Penobscot Prospect : Geological Evaluation and Oil Reserve Estimates For Nova Scotia Resources (Ventures) LTD.*
- Connolly, P. (1999). *Elastic Impedance : The Leading Edge*, 18 No 4, 538-452.

Hampson, D., & Russell, B. (2001). *STRATA : Seismic Inversion Workshop*, Hampson-Russell Software Services Ltd, Canada.

Koesoemadinata, R.P. (1980). *Geologi Minyak dan Gas Bumi : Edisi 1-2*. Jurusan Teknik Geologi ITB. Bandung.

Shearer, P.M. (2009). *Introduction to Seismology. Second Edition*. Cambridge : Cambridge University Press.

Simm & Bacon (2014). *Seismic Amplitude: an Interpreter's Handbook*. Cambridge : Cambridge University Press.

Sukmono, S. (2000). *Seismik Inversi untuk Karakterisasi Reservoir*, Jurusan Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.