

# Korelasi Data Log Sumur dan Seismik untuk Penyebaran Litologi dan Porositas Reservoir Hidrokarbon Formasi Gumai Cekungan Sumatera Selatan

Timur Dikman S.<sup>1)\*</sup>, Adi Susilo<sup>2)</sup>, Said Sabbeq<sup>3)</sup>

<sup>1)</sup> Program Studi Magister Ilmu Fisika, Jurusan Fisika, Fakultas MIPA, Universitas Brawijaya

<sup>2)</sup> Jurusan Fisika, Fakultas MIPA, Universitas Brawijaya

<sup>3)</sup> Upstream Technology Center (UTC) PT. Pertamina (Persero)

Diterima 12 Mei 2015, direvisi 19 Agustus 2015

## ABSTRAK

Integrasi data seismik dan log sumur telah dilakukan pada lapangan X untuk mengidentifikasi penyebaran litologi dan porositas pada zona target reservoir di lapangan ini. Tujuannya adalah untuk mendapatkan interpretasi bawah permukaan yang baik dalam proses eksplorasi hidrokarbon. Integrasi kedua data tersebut dilakukan dengan menggunakan analisis inversi impedansi akustik. Dua jenis metode inversi impedansi akustik diterapkan pada data log sumur dan seismik yaitu *maximum likelihood sparse spike* dan *model based inversion*. Keduanya memiliki nilai korelasi yang tinggi dan nilai error yang rendah. Hasil *inversi sparse spike* dipilih untuk digunakan dalam proses selanjutnya karena memiliki nilai impedansi akustik yang lebih mirip dengan nilai impedansi akustik log sumur. Model impedansi akustik dikorelasikan dengan profil litologi dari log sumur digunakan untuk memprediksi penyebaran litologi reservoir. Hasil inversi *sparse spike* kemudian digunakan sebagai input untuk modul EMERGE Hampson Russell Suite 9. Untuk memprediksi sebaran porositas dari volume seismik. Volume porositas dibuat dari fungsi regresi crossplot antara impedansi akustik hasil inversi dengan log porositas yang tersedia pada setiap sumur.

**Kata kunci :** log sumur, seismik inversi, evaluasi formasi, litofasies

## ABSTRACT

Integration of seismic data and well log is carried on the field X to identify the distribution of lithology and porosity in the reservoir target zone in this field. With the purpose to get a good interpretation of the subsurface in the process of hydrocarbon exploration. The integration of data is done by using acoustic impedance inversion analysis. Two types of acoustic impedance inversion method is applied to the well log data and seismic, i.e maximum likelihood sparse spike and a model-based inversion. Both of them have a high correlation coefficient and a low error rate. Sparse spike inversion result was selected to use in the next process as it has an acoustic impedance value that is more similar to the well log acoustic impedance value. Acoustic impedance models correlated with the lithological profiles of well log is used to predict the spread of reservoir lithology. Sparse spike inversion results are then used as input to the module EMERGE on Hampson Russell Suite 9 software, to predict the distribution of porosity from seismic volume. The volume of porosity is determined from regression function crossplot between acoustic impedance inversion results with fixed porosity well logs.

**Keywords :** well log, seismic inversion, formation evaluation, lithofacies

## PENDAHULUAN

Penelitian ini dilakukan dengan

-----  
\*Corresponding author:  
E-mail: dikman\_77@yahoo.com

menggunakan data yang diambil dari Lapangan X, yang terletak di Cekungan Selatan Sumatra, Sub Cekungan Jambi. Dengan konsentrasi pada reservoir hidrokarbon yang ada di Formasi Gumai.

Formasi ini didapatkan sekitar kala Oligosen hingga Miosen tengah. Terdiri dari

Batulempung berfosil, Batupasir halus dan Lanau dengan ketebalan bervariasi hingga 2700 m pada tengah cekungan. [1]

Menurut penelitian terdahulu, dengan menggunakan log sumur telah diidentifikasi bahwa formasi ini merupakan endapan turbidit dan menunjukkan bahwa batupasir yang ada bisa dijadikan target eksplorasi. Berdasarkan analisis log sumur juga menunjukkan terjadinya penurunan muka air laut secara cepat, yang terjadi pada akhir pengendapan Formasi Gumai [2].

Dahulu posisi sumur eksplorasi ditentukan berdasarkan informasi struktur geologi saja. Tetapi pada kenyataannya struktur geologi yang dianggap dapat mengandung hidrokarbon belum tentu mengandung hidrokarbon yang ekonomis. Maka diperlukan suatu ide baru untuk mengidentifikasi keberadaan reservoir hidrokarbon tersebut, sehingga kesalahan dalam penentuan posisi sumur bor dapat diminimalkan. Data utama yang dipakai pada tahapan eksplorasi maupun pengembangan lapangan migas adalah data log dan data seismik. Data seismik memiliki resolusi horizontal yang baik dengan resolusi vertikal yang kurang baik. Sementara data log memiliki resolusi vertikal yang sangat baik namun resolusi horizontalnya buruk. Integrasi dari kedua data tersebut dapat memberikan interpretasi bawah permukaan yang lebih baik [3]. Beberapa metode yang dapat mengintegrasikan kedua data tersebut adalah inversi impedansi akustik dan mengkorelasikan antara kedua data tersebut.

Konsep geologi dapat diterapkan secara langsung pada refleksi seismik, karena refleksi seismik terjadi akibat adanya perbedaan impedansi akustik dari permukaan batuan yang merupakan permukaan lapisan dan atau bidang ketidakselarasan (bidang diskontinuitas). Bidang permukaan lapisan tersebut mewakili suatu hiatus kecil atau suatu ruang waktu minimal, sehingga untuk keperluan praktis dapat dianggap sebagai permukaan waktu/isokron. Dalam hal ini horizon seismik dianggap pula sebagai bidang permukaan lapisan, dengan demikian penarikan horizon seismik pada penampang seismik adalah merupakan bidang kesamaan waktu [4].

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk mengetahui penyebaran litologi dan porositas reservoir hidrokarbon pada Formasi Gumai

pada Lapangan X. Pembahasan terfokus pada prediksi penyebaran litologi dan porositas. Data log yang digunakan adalah log *gamma ray*, *sonic*, densitas, dan *neutron porosity*. Sedangkan, data seismik yang digunakan adalah *Post-Stack Seismic* 3D yang telah melalui tahap pengolahan data yang dianggap benar.

Hasil dari metode seismik inversi yang dilakukan kemudian dikorelasikan dengan profil litologi dari log sumur untuk mengetahui penyebaran litologi reservoir dan sebagai input pada prediksi penyebaran porositas dari volume seismik [5]. Untuk pengolahan data, digunakan perangkat lunak *Seiswork* untuk proses *picking horizon* serta *Hampson Russel Suite 9* untuk database sumur, *crossplot*, ekstraksi wavelet, *well-seismic tie* proses seismik inversi, serta pembuatan volume *pseudo-porosity* dalam modul *EMERGE* [6].

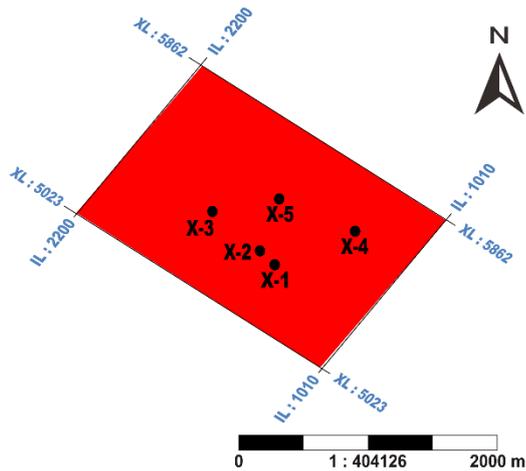
## METODE PENELITIAN

**Data penelitian.** Data yang digunakan dalam penelitian ini antara lain. Data seismik *post stack* 3D dengan polaritas normal dan fasa campuran. Sampling interval seismik adalah 2 ms. Penelitian dibatasi dari *crossline* 5023 sampai 5862 dan *inline* dari 1010 sampai 2200. Data seismik ini telah melalui proses-proses penghilangan *noise* serta melalui pengolahan awal sehingga dianggap memiliki kualitas yang baik untuk diproses dan diinterpretasi lebih lanjut. Data-data sumur yang dipergunakan sebanyak 5 buah seperti yang terlihat pada Tabel 1.

**Tabel 1.** Data sumur yang digunakan dalam penelitian

| Log Type         | Sumur |     |     |     |     |
|------------------|-------|-----|-----|-----|-----|
|                  | X-1   | X-2 | X-3 | X-4 | X-5 |
| <b>NPFI</b>      | ×     | ×   | ×   | ×   | ×   |
| <b>RHOB</b>      | ×     | ×   | ×   | ×   | ×   |
| <b>Caliper</b>   | ×     |     |     |     |     |
| <b>Gamma Ray</b> | ×     | ×   | ×   | ×   | ×   |

Data *checkshot*, untuk *well seismic tie*, mengkonversi kedalaman (sumur) ke domain waktu (seismik), dan mengkoreksi *sonic P*. Sedangkan, Peta dasar (Gambar 1) yang menggambarkan penampang *x* dan *y* yang menunjukkan kerangka survei daerah penelitian beserta posisi sumur pada lintasan seismik.



Gambar 1. Peta dasar daerah penelitian

**Pengolahan data.** Langkah awal yang dilakukan sebelum melakukan pengolahan data, baik data log sumur maupun data seismik adalah menentukan daerah target penelitian. Penentuan daerah target dilakukan dengan menganalisis respon log dari data sumur yang telah diberikan seperti *gamma-ray*, *neutron porosity*, dan densitas. Berdasarkan waktu pengendapan dengan formasi paling bawah adalah yang tertua dan formasi teratas adalah paling muda. Target dalam penelitian ini adalah reservoir yang berada dalam Formasi Gumai

(GUF).

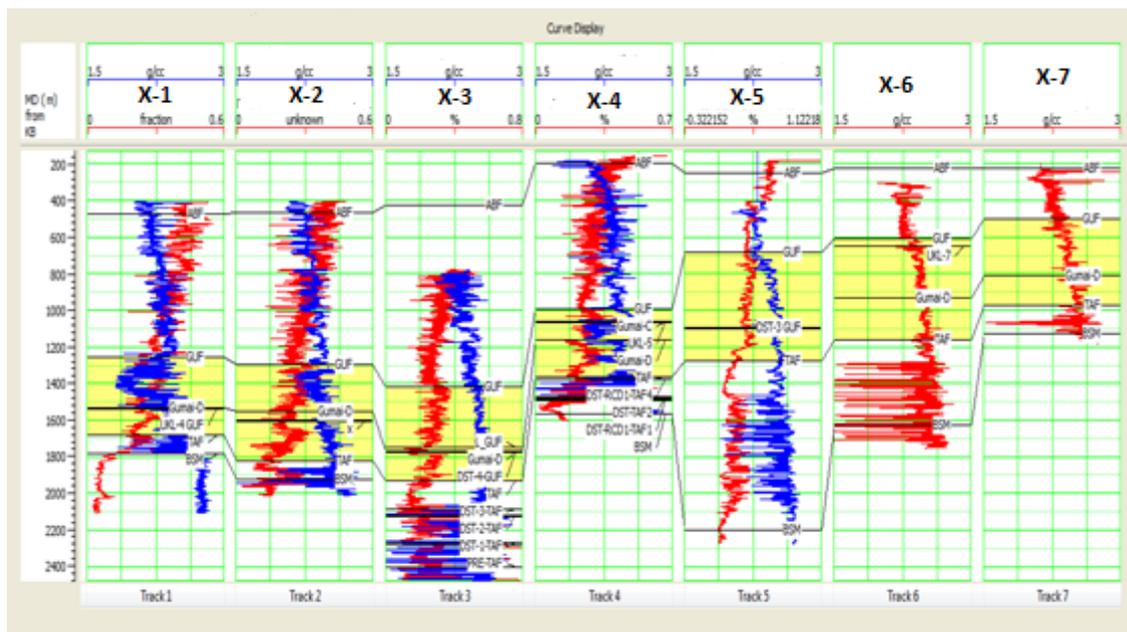
**Pembuatan Seismogram Sintetik.**

Seismogram sintetik (rekaman seismik buatan) dibuat dari data log kecepatan yang sudah dikoreksi *chekshot* dan log densitas. Dari kedua log tersebut dapat diketahui koefisien refleksi yang menggambarkan bidang batas antara dua medium yang berbeda. Seismogram sintetik diperoleh dengan mengkonvolusikan koefisien refleksi dengan *wavelet*.

Dalam pembuatan seismogram sintetik hal yang penting untuk diperhatikan yaitu *wavelet*. *Wavelet* yang digunakan adalah wavelet yang mempunyai korelasi bagus antara *trace* seismik buatan dengan *trace* seismik asli. *Wavelet* tersebut diekstrak dari data seismik di sekitar daerah target. Tipe *wavelet* yang diekstrak adalah *constant phase* atau *wavelet phase nol* dengan *wavelet length 160 ms*, *taper length 25 ms* dan *sample rate 2 ms*.

**Pengikatan Data Seismik dan Data Sumur.**

Setelah dilakukan pembuatan seismogram sintetik, tahap pengolahan selanjutnya adalah pengikatan data sumur ke data seismic yang dikenal dengan istilah *well seismic-tie* (Gambar 2).



Gambar 2. Target pada daerah penelitian (warna kuning menunjukkan formasi Gumai)

Proses ini mencocokkan antara *trace* seismik sebenarnya dengan *trace* seismik sintetik hasil konvolusi reflektivitas dari data

sumur dengan *wavelet*. Kecocokan antara *trace* seismik pada daerah sumur dengan *trace* sintetik dinilai dengan tingkat korelasi yang

mempunyai kisaran nilai antara 0 sampai 1, semakin bagus korelasi antara seismik dengan sintetik nilai korelasinya akan semakin mendekati 1. Sederhananya *well seismic tie* bertujuan untuk meletakkan horizon seismik pada posisi kedalaman sebenarnya sehingga interpretasi data seismik dapat dikorelasikan dengan data geologi yang biasanya diplot pada skala kedalaman.

Data seismik yang digunakan yaitu berupa data *PSTM stack*. Pada pengikatan data sumur ini digunakan data *VSP* yang ada pada sumur untuk memperoleh hasil yang lebih akurat, karena pada data *VSP* ini memiliki informasi hubungan kedalaman terhadap waktu (*time depth table*).

**Analisis inversi.** sebelum melakukan proses inversi terlebih dahulu dilakukan proses analisis inversi (*inversion analysis*), tujuannya adalah agar diperoleh parameter inversi yang paling bagus. Pada penelitian ini metode inversi yang digunakan adalah metode *sparse spike* dan *model based*. Parameter-parameter yang mempengaruhi hasil inversi adalah *wavelet*, *sample rate*, *sparseness*, *constraint frequency* dan *window length*.

Tahap kerja selanjutnya setelah diperoleh parameter-parameter inversi yang bagus dilakukan proses inversi pada reflektivitas gelombang P agar didapatkan volume impedansi gelombang P. Berdasarkan hasil analisis atribut dan inversi akan menunjukkan satu pola dimana reservoir batupasir yang mengandung gas bumi diidentifikasi dengan nilai impedansi akustik yang rendah

**Analisis Fasies.** Analisis fasies dilakukan dengan membuat profil litologi pada sumur X-1 sebagai sumur acuan (*key well*). Mengingat data yang terbatas, analisis fasies dilakukan berdasarkan korelasi log *Gamma Ray*, *Self Potential*, *NPHI* dan *RHOB* saja. Berdasarkan interpretasi log di atas analisis fasies dilakukan untuk mengetahui lingkungan pengendapan saat reservoir diendapkan. Selain itu tumpang tindih (*overlay*) profil litologi dan penampang impedansi akustik juga digunakan untuk mengetahui penyebaran litologi reservoir.

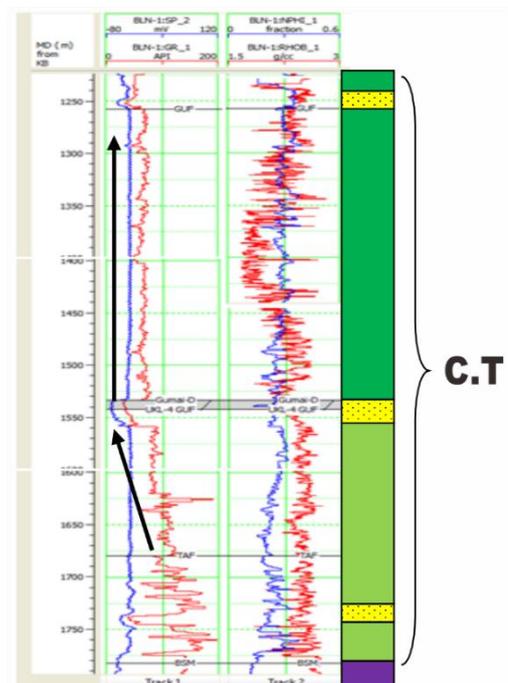
**Prediksi log porositas pada volume seismik.** Setelah dilakukan analisis inversi seismik dan penurunan log porositas dari

densitas. Kemudian dilakukan korelasi antara data log sumur dan seismik untuk membuat volume cube pseudo-porosity. Volume ini dibuat untuk mengetahui penyebaran porositas pada reservoir. Untuk menentukan atribut yang akan digunakan dalam prediksi log ini, dilakukan training terhadap log target dan seismik menggunakan modul *EMERGE* pada software *HRS 9*. Dari proses training ini diperoleh kelompok seismik terbaik yang akan dipergunakan untuk memprediksi log porositas.

## HASIL DAN PEMBAHASAN

### Hasil Analisis Fasies Pengendapan.

Analisis fasies pengendapan dilakukan untuk mengetahui lingkungan pengendapan saat batuan yang ada diendapkan. Profil litologi yang dibuat pada sumur X-1 (Gambar 3) dengan menggunakan log *GR*, *SP*, *NPHI* dan *RHOB* digunakan dalam analisis ini [7].

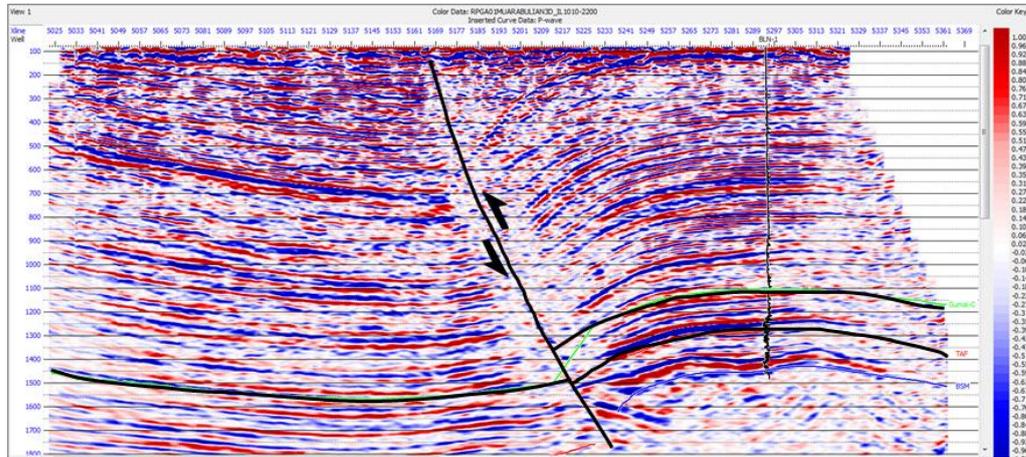


Gambar 3. Profil litologi pada sumur X-1

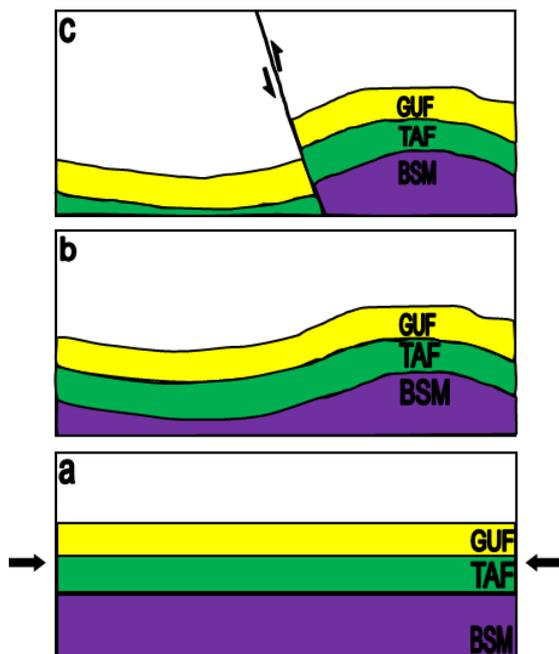
Dari profil litologi terlihat adanya pola selang-seling yang bersifat monoton (*monotonous alternation*) antara lapisan batupasir yang memiliki kontak tegas dengan batulempung. Tidak ada tanda-tanda erosi dan semua lapisan dapat di deskripsi menggunakan model *Bouma Sequence*. Sekuen ini menunjukkan bahwa daerah penelitian terbentuk

akibat ada material sedimen yang diendapkan oleh arus turbid. Selanjutnya dari model kipas bawah laut [8], pada lokasi penelitian termasuk dalam fasies *CT (Classical Turbidite)*. Fasies ini dicirikan dengan adanya kenampakan struktur sedimen gejala turbidit interval Bouma yang hampir lengkap (Tb–Te). Asosiasi dari fasies ini idealnya terbentuk pada daerah *lower fan* hingga *basin floor* dari bagian distal endapan turbidit [8].

Profil litologi diatas juga menunjukkan adanya *stacking pattern*. Pola ini terbentuk akibat adanya proses progradasi, dimana proses ini akibat laju sedimentasi yang lebih cepat dari laju *subsidence* [9]. Menyebabkan arah pengendapan sedimen kearah yang lebih dalam (*seaward*). Kemudian terlihat pula adanya pola agradasi. Pola ini dapat menunjukkan energi pengangkut sedimentasi yang mulai melemah atau adanya perubahan muka air laut.



Gambar 4. Penampang seismik yang menunjukkan adanya patahan



Gambar 5. Rekonstruksi struktur pada daerah penelitian

Berdasarkan hasil analisis profil litologi di sumur X-1, dapat diinterpretasikan bahwa lokasi penelitian ini diendapkan pada suatu kompleks kipas bawah laut, pada bagian *Smooth Portion of Suprafan Lobes on Mid Fan* menuju ke *Lower Fan* [8].

**Interpretasi struktur pada daerah penelitian.** Interpretasi struktur dilakukan untuk mengetahui jebakan hidrokarbon yang berkembang pada daerah penelitian. Gambar 4 merupakan penampang seismik yang melewati sumur X-1 yang menunjukkan adanya patahan. Berdasarkan penampang seismik ini dibuat rekonstruksi patahan yang dikaitkan dengan geologi regional yang ada (Gambar 5). Penampang di atas diinterpretasikan sebagai berikut,

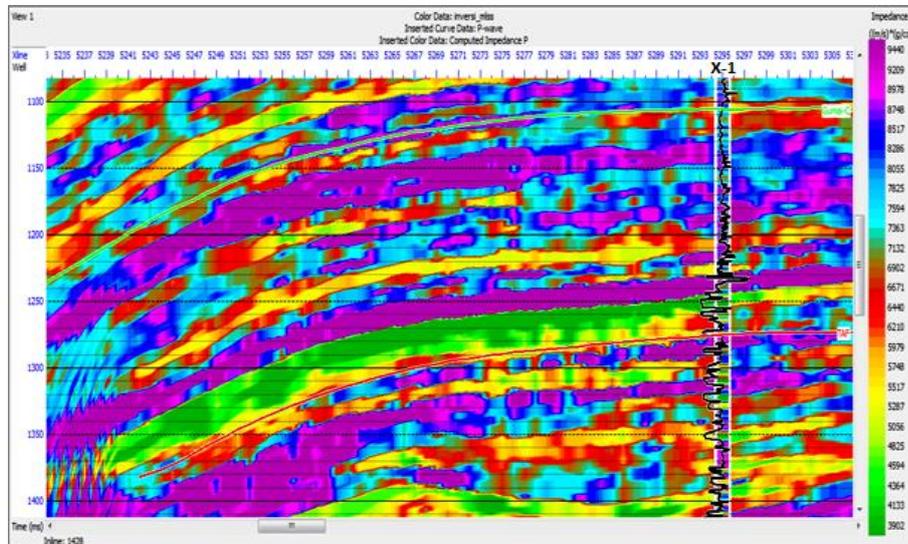
- Setelah diendapkan Basement (BSM), Formasi Talang Akar (TAF) dan Formasi Gumai (GUF), mengalami gaya kompresi dengan arah Timur Laut – Barat Daya. Gaya kompresi ini akibat dari proses tektonik pada fase *Syn-Orogenic* yang mengakibatkan terbentuknya Bukit Barisan [10].
- Gaya kompresi ini menyebabkan lapisan yang ada menjadi lipatan.
- Kompresi ini terus berlanjut. Hingga menyebabkan terjadinya patahan pada zona lemah. Sesar yang ada pada daerah dari rekonstruksi diatas diperkirakan adalah sesar naik.

**Hasil Analisis Inversi.** Hasil inversi impedansi akustik dengan algoritma maksimum *likelihood sparse spike* dibandingkan dengan log asli pada sumur X-1 ditunjukkan pada Gambar 6. Secara umum, inversi impedansi akustik mirip (*comparable*) dengan log sumur. Kesesuaian antara tras sintetis dan data sumur menunjukkan korelasi yang sangat baik untuk sebagian besar sumur dengan total korelasi 0,932. *Error residual* pada impedansi akustik bervariasi dari 1668,39 sampai 12832,3 ( $m/s$ )\*( $gr/cm^3$ ).

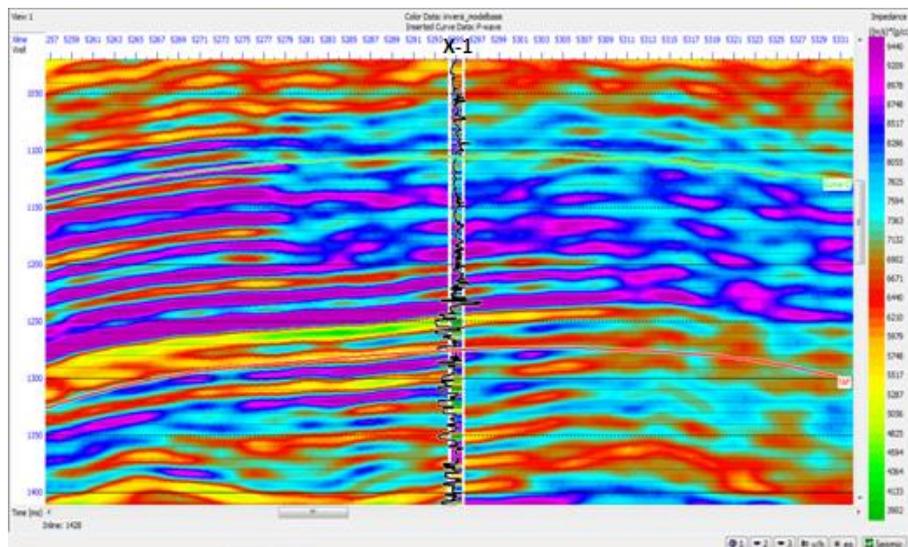
Fakta bahwa kecilnya *error* yang koheren mengindikasikan bahwa model yang dihasilkan merupakan representasi yang sangat baik dari data seismik asli. Hasil inversi impedansi akustik dengan algoritma model based

dibandingkan dengan log asli pada sumur BLN-1 ditunjukkan pada Gambar 7.

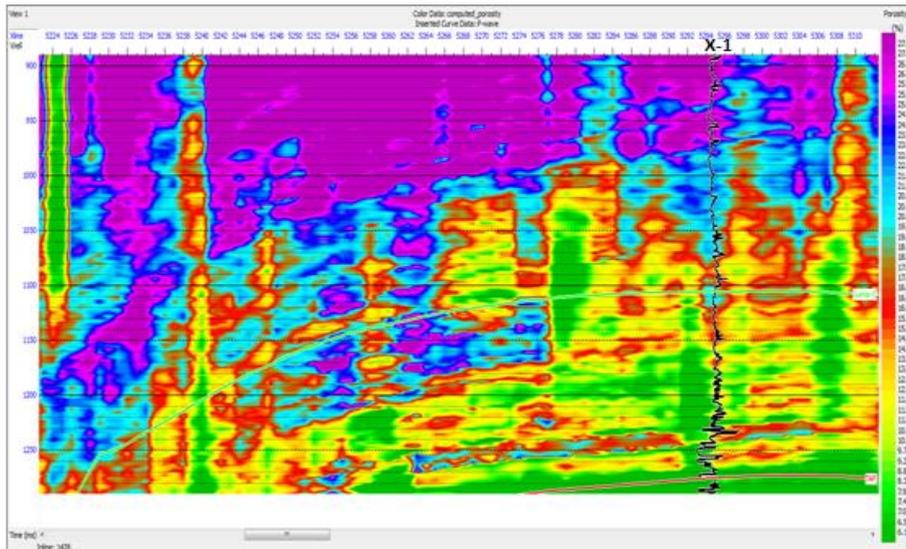
Kesesuaian antara tras sintetis dan data sumur menunjukkan korelasi yang sangat baik untuk sebagian besar sumur yaitu dengan total korelasi 0,993. *Error residual* pada impedansi akustik bervariasi dari 1263,13 sampai 15546 ( $m/s$ )\*( $gr/cm^3$ ). Kedua algoritma inversi di atas menunjukkan nilai korelasi yang tinggi dan nilai *error* yang rendah. Akan tetapi jika dibandingkan, penampang impedansi akustik dari masing-masing algoritma yang melewati sumur acuan. Terlihat pada hasil inversi maksimum *likelihood sparse spike*, nilai impedansi akustik pada sumur dibandingkan dengan hasil inversi di sekitar sumur memiliki nilai yang hampir sama.



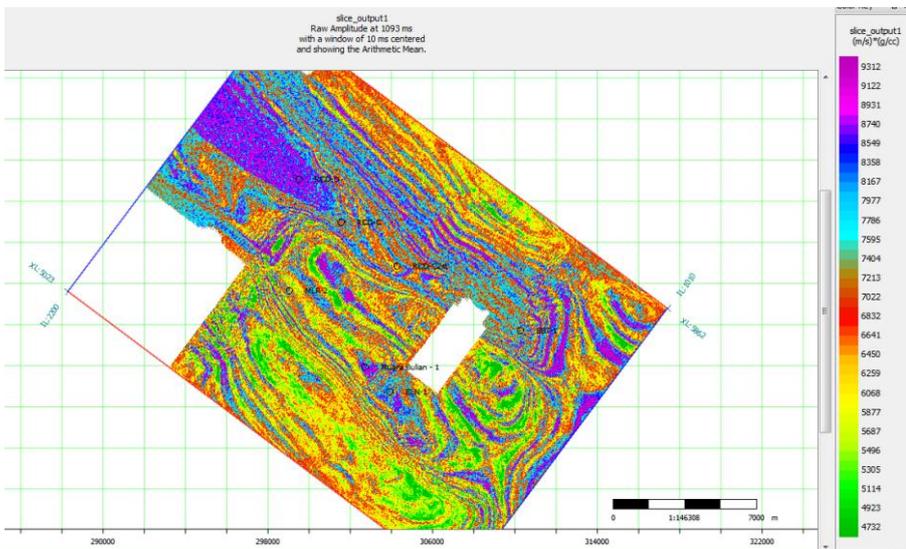
**Gambar 6.** Hasil inversi impedansi akustik dengan algoritma *maximum likelihood sparse spike*



**Gambar 7.** Hasil Inversi Impedansi Akustik Algoritma *Model Based*.



Gambar 8. Hasil Prediksi Penampang Porositas.



Gambar 9. Peta Time Slice Impedansi Akustik

Sementara pada hasil inversi model based memiliki korelasi yang kurang baik. Korelasi log impedansi pada bagian sumur yang dangkal mirip dengan hasil inversi dan semakin dalam semakin kurang mirip kemungkinan disebabkan adanya perbedaan resolusi antara seismik dan log sumur serta kualitas data seismik yang lebih buruk pada zona yang lebih dalam. Berdasarkan perbandingan di atas hasil inversi yang menggunakan algoritma maximum likelihood sparse spike inversion akan digunakan dalam proses selanjutnya.

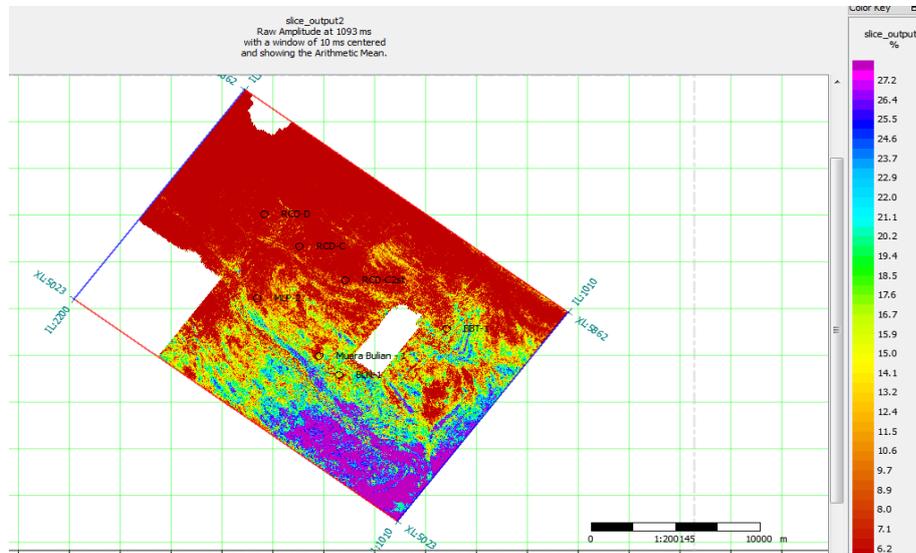
**Prediksi Log Porositas Pada Volume Seismik.** Setelah dilakukan analisis inversi seismik dan penurunan log porositas dari densitas. Kemudian dilakukan korelasi antara

data log sumur dan seismik untuk membuat volume *cube pseudo-porosity*. Volume ini dibuat untuk mengetahui penyebaran porositas pada reservoir. Untuk menentukan atribut yang akan digunakan dalam prediksi log ini, dilakukan *training* terhadap *log target* dan seismik menggunakan modul EMERGE pada software HRS 9. Berdasarkan proses training ini diperoleh kelompok seismik terbaik yang akan dipergunakan untuk memprediksi log porositas.

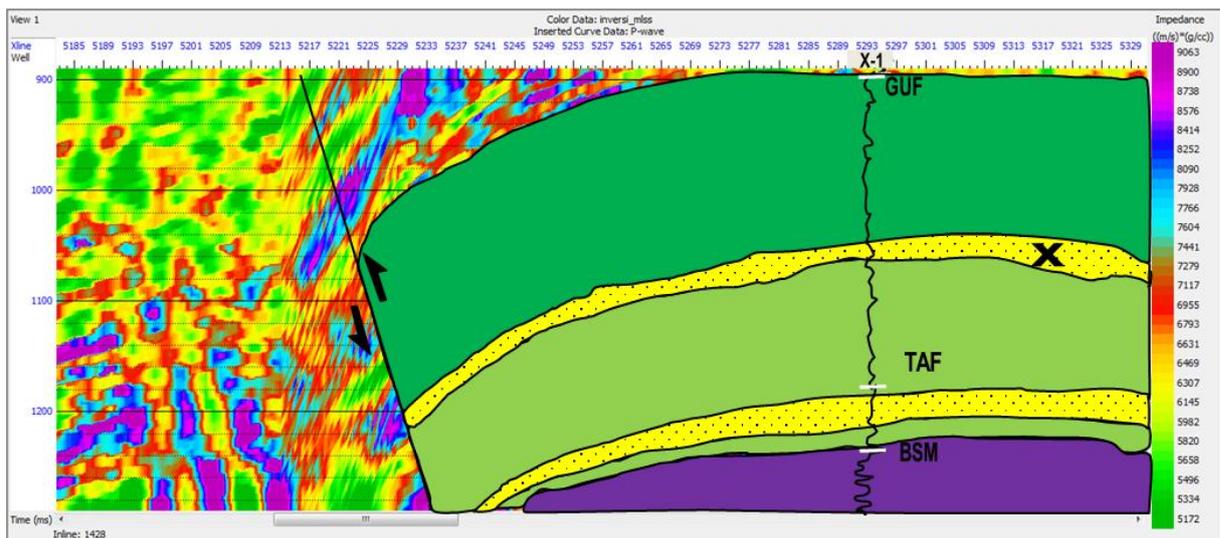
**Penentuan Zona Reservoir.** Hasil dari inversi akustik dan prediksi porositas (Gambar 7 dan 8) kemudian dibuat peta *time slice* dari horizon GUF dengan window 10 ms *below* yang diilustrasikan pada Gambar 9 dan 10. Kedua peta tersebut menunjukkan konsistensi yang

cukup seragam dan delineasi yang cukup baik. Diasumsikan bahwa zona reservoir target adalah suatu tubuh batupasir berarah Barat Daya-Tenggara dengan karakteristik impedansi rendah  $< 6500 (m/s)*(gr/cm^3)$  dan porositas berkisar antara 15-25% pada kedalaman 1093 ms dalam domain waktu.

Profil yang telah dibuat ditumpang tindihkan (*overlay*) dengan penampang impedansi akustik hasil inversi seismik untuk melihat penyebaran litologi reservoir pada daerah penelitian (Gambar 11). Batupasir yang ada pada formasi Gumai (tanda x) merupakan reservoir hidrokarbon penghasil gas bumi.



Gambar 10. Peta Time Slice Porositas Terprediksi.



Gambar 11. Overlay profil litologi pada volme impedansi akustik.

## KESIMPULAN

Berdasarkan hasil analisis litofasies, diinterpretasikan lingkungan pengendapan pada daerah penelitian berada pada *Smooth Portion of Suprafan Lobes on Mid Fan* menuju ke *Lower Fan*. Sedangkan, dari analisis struktur yang dilakukan sesar yang ada diinterpretasikan

sebagai sesar naik dan jebakan hidrokarbon yang ada pada daerah penelitian adalah jebakan struktural kombinasi antiklin dan patahan.

Pada daerah penelitian target merupakan Batupasir pada formasi Gumai yang memiliki impedansi akustik rendah  $< 6500 (m/s)*(gr/cm^3)$  dan porositas 15-25% pada kedalaman 1093 ms dalam domain waktu dan merupakan reservoir penghasil gas bumi.

Hasil inversi yang dilakukan memberikan gambaran yang baik tentang target reservoir sebagai zona dengan anomali impedansi rendah. Inversi *maximum likelihood sparse spike* dipilih untuk digunakan dalam proses selanjutnya karena mempunyai kemiripan nilai impedansi akustik yang lebih baik antara data seismik dan data log sumur asli.

Kontrol mutu pada analisis inversi dapat dilakukan dengan mencari koefisien korelasi tertinggi serta *error synthetic* dan *error log* yang paling rendah, juga dengan melakukan *blind well test*. Sedangkan kontrol mutu analisis multi-atribut dilakukan dengan melihat prediksi dan validasi silang yang mempunyai error paling rendah.

Secara umum ditemukan bahwa korelasi data log sumur dan seismik dapat digunakan untuk melihat penyebaran litologi, prediksi impedansi akustik dan porositas pada reservoir target.

#### UCAPAN TERIMA KASIH

Terima kasih penulis sampaikan kepada pihak *Upstream Technology Center (UTC) PT. Pertamina (Persero)* yang telah membantu dalam penelitian ini.

#### DAFTAR PUSTAKA

- [1] Bishop, M.G. (2001), South Sumatera Basin Province, Indonesia: The Lahat/Talang Akar cenozoic total petroleum system, *USGS Open-file report*, 99-50-S.
- [2] Hartanto, Karsan, Widiyanto, Eko, and Safrizal (1991), Hydrocarbon prospect related to the local unconformities of the Duang area, South Sumatra Basin, *Proceedings Indonesian Petroleum Association Twentieth Annual Convention*, October, 1991, p. 17-36.
- [3] Abdullah, A., dan Sukmono, S. (2001). *Karakterisasi Reservoir Seismik*, Departemen Teknik Geofisika ITB, Bandung.
- [4] Koesoemadinata, R. Prayatna (1980), *Geologi minyak dan gas bumi*, Penerbit ITB, Bandung.
- [5] Calderon, J. E. and Castagna, J. (2007), Porosity and Lithologic Estimation Using Rock Physics and Multiattribute Transforms in Balcon Field, Colombia, *The Leading Edge* **26**, p. 142-150
- [6] Hampson, D.P. (2001), Use of Multiattribute transforms to predict log properties from seismic data, *Geophysics*, **66(1)**, P.220-236.
- [7] Serra, Oberto (1984), *Fundamental of Well-Log interpretation*, Elsevier Science Publishing Company INC, New York.
- [8] Walker, R. G., and James, N. P. (1992), *Facies Models Response to Sea Level Change*, Geological Association.
- [9] Mitchum, R.M., Jr. and P.R. Vail (1977), Seismic stratigraphy and global changes of sea level. Part 7, Seismic stratigraphic interpretation procedure, *AAPG Memoir* **26**, p. 135-143.
- [10] Saifuddin, F., Soeryowibowo, M., Suta, I. N., dan Chandra, B. (2001), Acoustic Impedance as a Tool to Identify Reservoir Targets: A Case Study of the Cempaka-11 Horizontal Well, Jabung Block, South Sumatra, *Proceedings 28th Annual Convention and Exhibition*, Indonesian Petroleum Association Oktober 2001.