

# ANALISA KESEKATAN SESAR DAN KOMPARTEMEN LAPISAN BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA DAN ATTRIBUT SEISMIK PADA FORMASI TALANG AKAR, SUB CEKUNGAN JAMBI

Eko Wibowo

Prodi Teknik Teknik Geofisika, FTM, Universitas Pembangunan Nasional “Veteran” Yogyakarta

Corresponding author. email : [wibowo.ekogeofisika69@yahoo.com](mailto:wibowo.ekogeofisika69@yahoo.com)

## Abstrak

Daerah penelitian terletak pada Sub Cekungan Jambi. Fokus utama dalam penelitian ini adalah melakukan pendekatan mengenai stuktur yang berkembang di daerah penelitian yang dapat bersifat sebagai tempat akumulasi atau jalur migrasi dengan menggunakan metode SGR (*Shale Gauge Ratio*), rekonstruksi tektonik berdasarkan data seismik diharapkan dapat menjawab kompartemenisasi lapisan reservoir pada Formasi Talang Akar dan migrasi fluida hidrokarbon pada reservoir.

Berdasarkan analisis terhadap sumur Alpha-1 dan Betha-1 terdapat lapisan prospek hidrokarbon yang merupakan lapisan Formasi Talang Akar. Pada Alpha-1 zona prospek berada pada kedalaman 1436,6 – 1456,6 m (TVDSS) diberi nama TAF 1 memiliki porositas efektif rata-rata 0,1281; saturasi air rata-rata 0,34 dengan nilai  $R_f$  rata-rata 1794 ohm m dan  $R_w$  0,4 ohmm. Pada sumur Betha-1 zona prospek berada pada kedalaman 1448 m – 1456,5 m (TVDSS) dengan porositas efektif rata-rata pada zona ini 0,129; saturasi air rata-rata 0,586 dengan nilai  $R_f$  rata-rata 32,2ohm m dan nilai  $R_w$  0,9 ohmm. Sifat kesekatan sesar pada sesar yang dianalisa adalah *leak* dengan ratio SGR 15 %, serta lapisan yang tersesarkan merupakan lapisan reservoir dari Formasi Talang Akar yang sama. Pergerakan fluida hidrokarbon (migrasi) terjadi secara intraformasi (terjadi pada formasi yang sama).

**Kata kunci:** *Shale Gauge Ratio*, Seismik Atribut, Porositas, Saturasi

## Abstract

*The research area is located in the Jambi Sub-Basin. The focus of this study was the structure in this sub basin, fault which can be a trap or migration route, which can be defined using SGR (Shale Gauge Ratio) method. This study also resulted in reconstruction of the tectonics history to know the compartments between reservoir (Talang Akar Formation) and to know the migration of hydrocarbon.*

*Based on the analysis of the well Alpha-1 and Betha-1, there is a layer of hydrocarbon prospects in Talang Akar Formation. At ALPHA 1, prospect zone at depth of 1436.6 to 1456.6 m (TVDSS) named TAF 1 has an average effective porosity 0.1281, the average water saturation of 0.34 with an average permeability in this zone is 20,  $R_f$  62 mD with an average value of 1794 ohm ohm m and  $R_w$  0.4 m. The Betha-1 wells prospects zone at depth of 1448 m – 1456,5 m (TVDSS) with an average effective porosity in this zone is 0,129 average water saturation of 0,586, permeability 19,6 mD with an average value of  $R_f$  32,2 ohm m and  $R_w$  value of 0,9 ohm m. The conclusion of fault seal in analysis that separated two layers is leaking with SGR ratio of 15%, as well as layers that faulted the reservoir layer of the same Talang Akar Formation. The movements of hydrocarbon as intraformation (in one formation migration).*

**Key words:** *Shale Gauge Ratio, SeismicAttribute, Porosity, Saturation*

## I. Pendahuluan

Permasalahan muncul ketika penggunaan sumber daya mineral dan bahan bakar fosil tidak dengan bijaksana digunakan, penggunaan secara berlebihan dan terus menerus tanpa melakukan eksplorasi baru. Permasalahan ini sering kali terjadi pada ketersediaan bahan bakar fosil (minyak dan gas bumi) padahal Indonesia merupakan negara yang memiliki sumberdaya minyak dan gas bumi dalam jumlah yang

melimpah. Diperkirakan cadangan minyak dan gas bumi di Indonesia sebesar 87,22 miliar barrel dan 594,43 TSCF tersebar di Indonesia (ESDM, 2015).

Bahan bakar fosil yang telah dikenal dan banyak digunakan adalah batubara, minyak dan gas bumi. Pada kesempatan kali ini, penulis akan memfokuskan minyak dan gas bumi sebagai bahan kajian. Secara konsepsional, deposit minyak dan gas bumi akan dipengaruhi oleh beberapa faktor dikenal dalam konsep *Petroleum System*, antara lain adalah *source rock, reservoir rock, seal rock,*

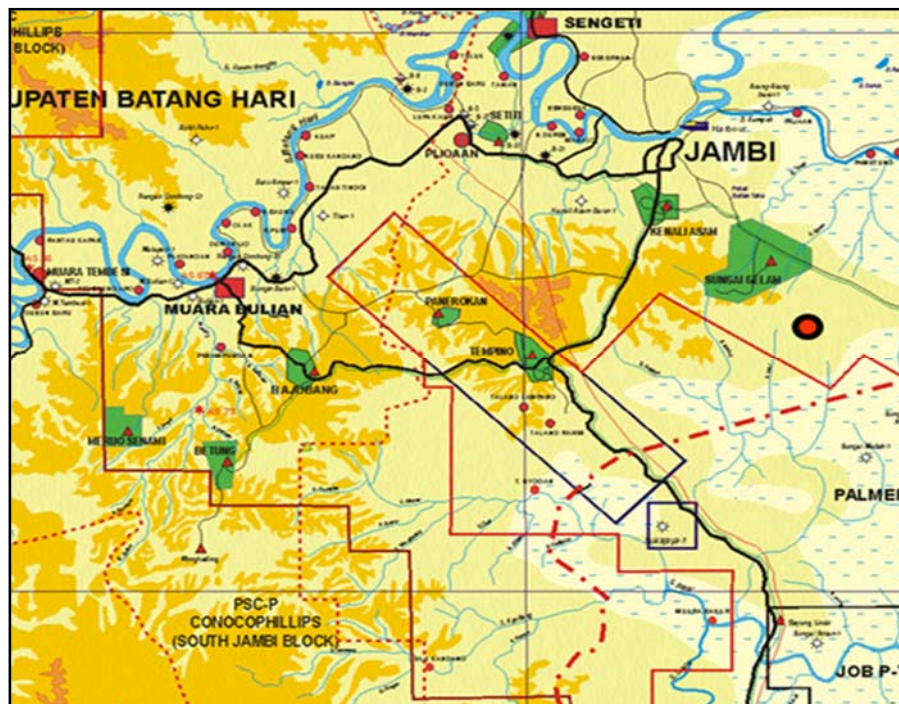
## ANALISA KESEKATAN SESAR DAN KOMPARTEMEN LAPISAN BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA DAN ATTRIBUT SEISMIK PADA FORMASI TALANG AKAR, SUB CEKUNGAN JAMBI

*migration route* dan *trap*. Salah satu cekungan penghasil hidrokarbon terbesar di Indonesia adalah Cekungan Sumatera Selatan. Cekungan Sumatera Selatan terdiri dari beberapa sub cekungan, yaitu Sub Cekungan Jambi, Sub Cekungan Palembang Utara, Sub Cekungan Palembang Tengah dan sub cekungan Palembang Selatan (Bishop, 2001). Penelitian dilakukan pada Sub Cekungan Jambi lapangan X. Kontrol struktur sangat berpengaruh pada pelamparan lapisan dari reservoir. Tinggi rendahnya pola *basement* juga merupakan sebagai akibat dari struktur yang terjadi pada daerah penelitian. Pola tinggian dan rendahan di *basement* mempengaruhi pola kemenerusan dari Formasi Talang Akar, hal lainnya yang menarik sebagai akibat adanya struktur adalah pola migrasi fluida hidrokarbon.

*Migration route* atau jalur migrasi dapat didefinisikan sebagai jalur yang dapat digunakan oleh fluida yang terkandung dalam batuan untuk bergerak, jalur migrasi ini tentu saja dapat berupa penjarangan lapisan yang memungkinkan Bergeraknya fluida, atau melalui retakan (kekar) dan patahan (sesar) yang menghubungkan antara batuan berbeda yang memiliki sifat sebagai *reservoir*. Sedangkan, *trap* merupakan tempat terakumulasi fluida, akumulasi fluida dapat terjadi

akibat adanya pensejajaran lapisan *reservoir* dan *non reservoir*, dapat pula terjadi akibat adanya variasi litologi pada lapisan yang sama (beda fasies) atau dapat pula akumulasi fluida diakibatkan hadirnya sesar atau patahan yang bersifat *seal*, sehingga fluida tidak dapat bergerak.

Berdasarkan penjelasan diatas bahwa keberadaan *migration route* dan *trap* menjadi faktor yang paling menentukan terhadap jumlah minyak dan gas bumi yang dapat dimanfaatkan. Sehingga studi ini akan membahas kemungkinan sesar menjadi *trap* atau *migration route*. Analisa kesekatan sesar adalah langkah pertama yang dilakukan untuk mengetahui pola kompartemenisasi, hal ini dikarenakan untuk mengetahui sifat sesar. Sesar yang bersifat *leak* cenderung akan memberikan gambaran bahwa blok di *hanging* dan *footwall* memiliki komunikasi atau merupakan bagian sama yang berkompartmen. Sesar yang bersifat *leak*, cenderung memiliki *vertical displacement* yang kecil, sehingga kemungkinan bahwa reservoir berada dalam satu lapisan yang sama akan besar. Selanjutnya, dari *properties* petrofisika yang dianalisa, lapisan yang sama akan memiliki nilai *properties* batuan yang tidak jauh berbeda.



Gambar 1. Peta Lokasi Penelitian

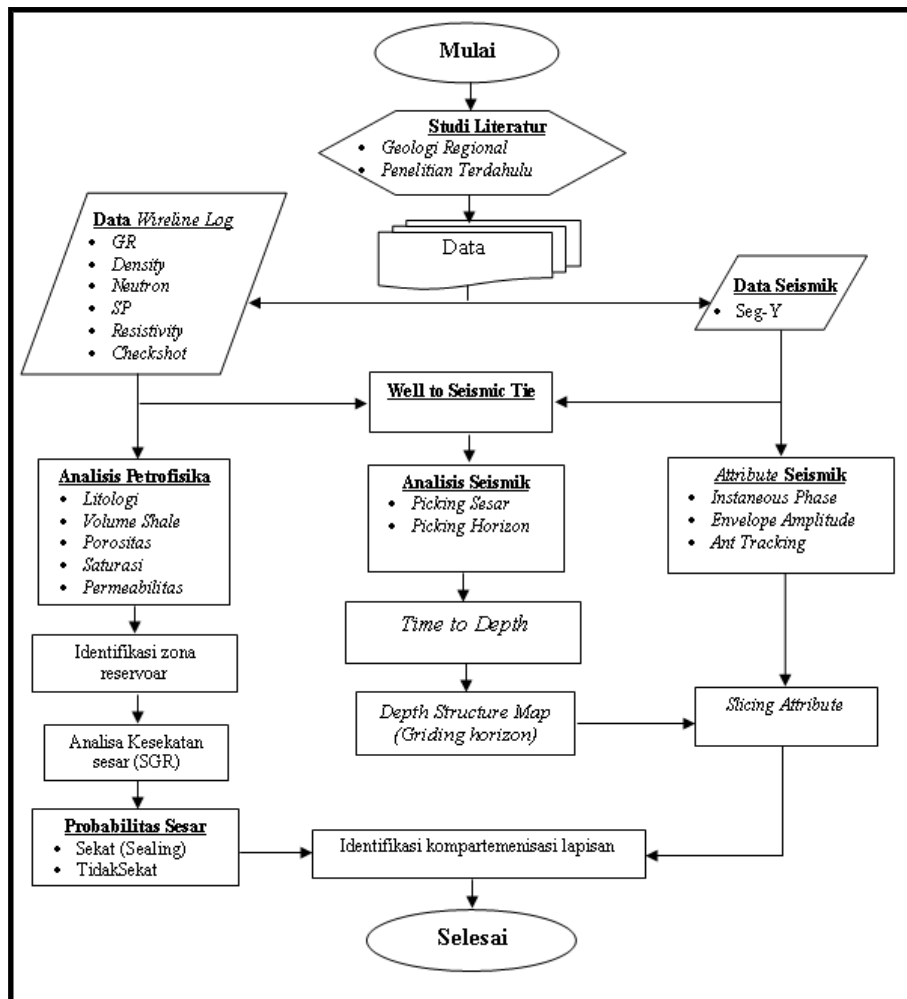
## II. Metodologi

Analisis data dilakukan pada Lapangan “X” yang terdapat di daerah Jambi dan berada pada struktur Bungin Batu – Rengan Condong kurang lebih 60 km di sebelah barat daya kota Jambi dan dapat dilihat pada Gambar 1. Daerah ini merupakan salah satu lapangan minyak dan gas bumi yang dikelola oleh Pertamina.

### 2.1 Prosedur penelitian

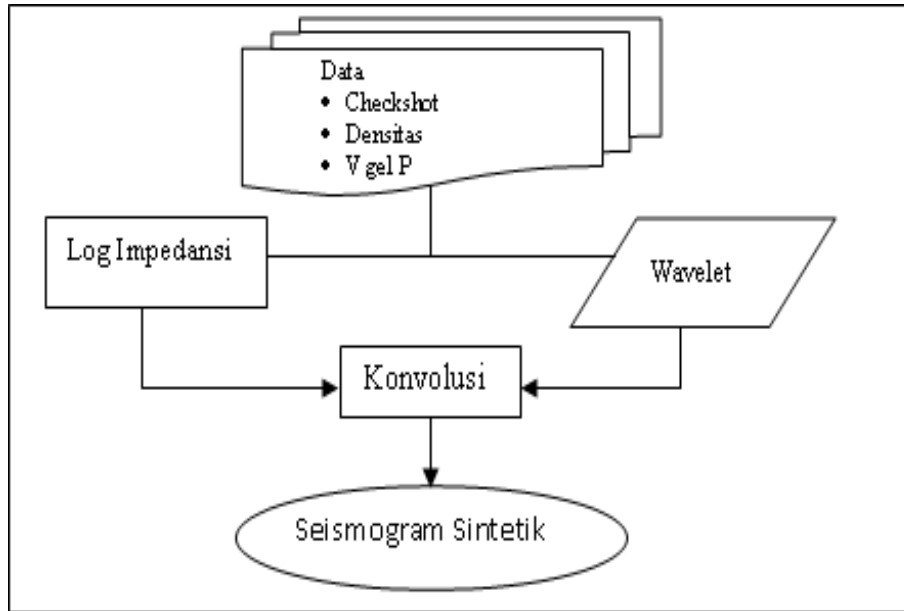
Adapun prosedur penelitian sebagaimana dapat dilihat pada diagram alir seperti dapat dilihat pada Gambar 2.

Data yang digunakan dalam penelitian ini terdiri dari data seismik, data *well log*, data *checkshot* dan data *well report* (Gambar 3). Data *well report* digunakan untuk mengkalibrasi formasi batuan kedalaman tertentu hasil interpretasi *log*.



Gambar 2. Diagram alir penelitian

ANALISA KESEKATAN SESAR DAN KOMPARTEMEN LAPISAN BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA DAN ATTRIBUT SEISMIK PADA FORMASI TALANG AKAR, SUB CEKUNGAN JAMBI



Gambar 3. Diagram alir pengolahan data

## 2.2 Prosedur *Well Seismic Tie*

Proses *well seismic tie* merupakan proses mengikat data sumur (zona prospek) dalam domain kedalaman dengan data seismik dalam domain waktu.

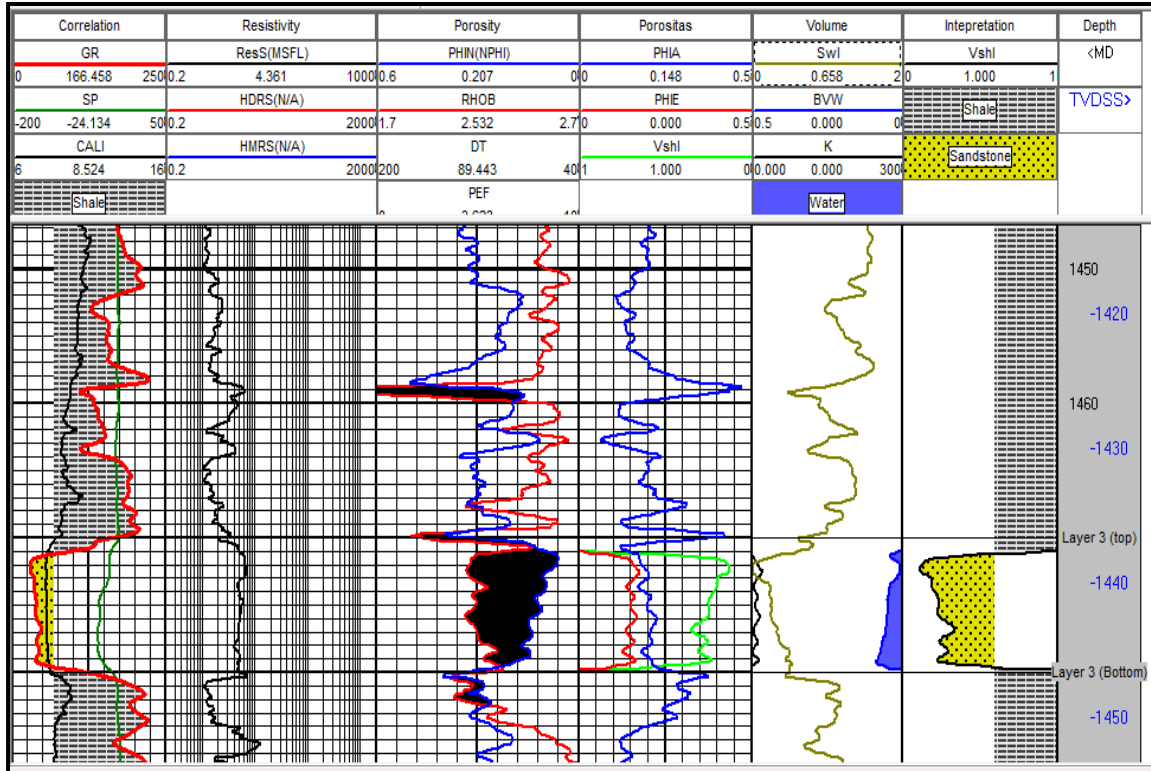
## III. Hasil dan Pembahasan

### 3.1 Identifikasi *Reservoir*

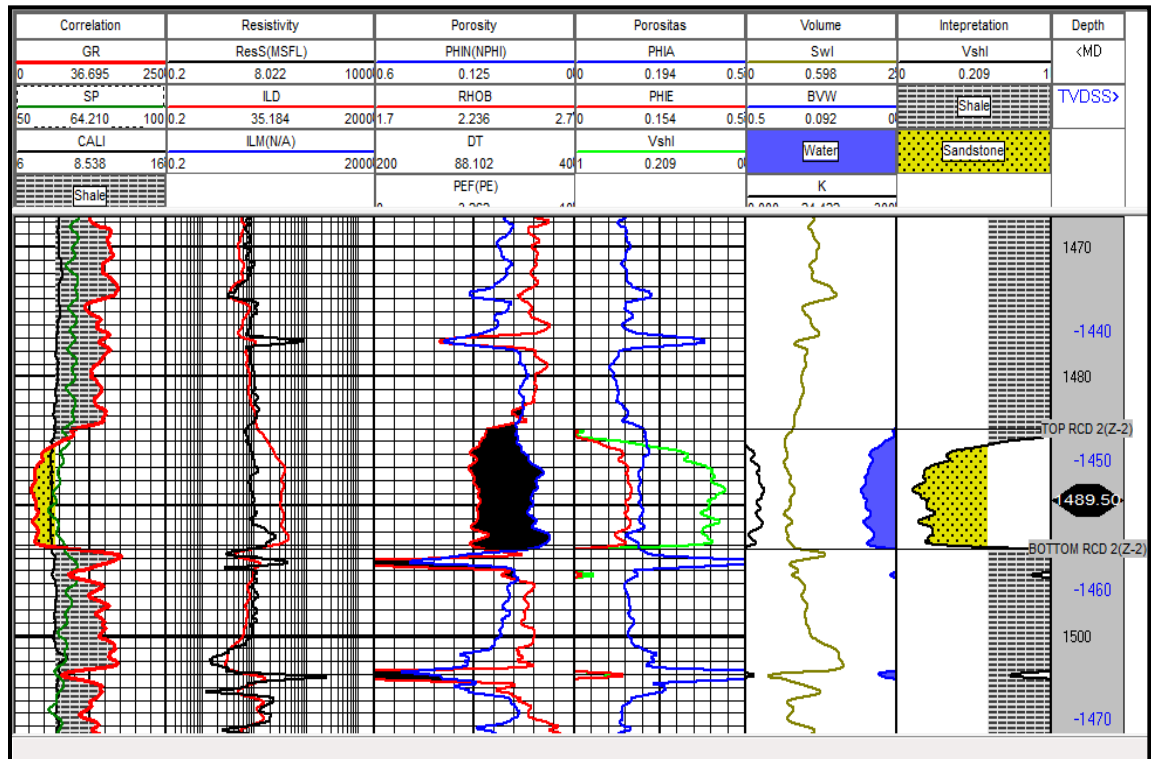
Pengolahan data dibagi dalam dua tahap yaitu, penentuan zona prospek, kemudian dari beberapa zona prospek ini akan dianalisa lebih lanjut satu zona yang menarik dan memiliki kaitan dengan struktur. Pengolahan data dilakukan dengan menggunakan program *GeoGraphix* untuk melakukan analisa terhadap sumur daerah telitian dan *Petrel* digunakan untuk melakukan interpretasi berkaitan dengan pelamparan lapisan *reservoir* dan struktur yang berkembang di lapangan X, *time slicing* dilakukan pada atribut seismik untuk membantu penentuan pola kompartemenisasi dengan menggunakan *software* *Petrel*. Untuk analisa pertama dilakukan terhadap data sumur,

analisa terhadap data sumur ini dilakukan dalam beberapa jenis analisa, yaitu :

1. Analisa kualitatif. Analisa ini merupakan bagian dari analisis di dalam menentukan sifat petrofisika batuan *reservoir*. Analisa ini terdiri dari beberapa hal yaitu : identifikasi litologi dan keberadaan fluida. Analisa ini dilakukan dengan menggunakan data log mekanik sumur Alpha-1 dan Beta-1 yaitu log sinar gamma (GR), log resistivitas yaitu log MSFL dan log LLD, log porositas yaitu log densitas dan neutron.
2. Analisa kuantitatif. Analisa ini terdiri dari penentuan nilai kandungan serpih, porositas, permeabilitas serta kejenuhan air. Penentuan sifat-sifat petrofisika tersebut menggunakan persamaan Archie, persamaan Simandoux dan persamaan Indonesia.
3. Penentuan zona prospek hidrokarbon. Setelah dilakukan analisa kualitatif dan kuantitatif maka dapat ditentukan zona prospek hidrokarbon yang paling baik.



Gambar 4. Karakter log daerah telitian (Alpha-1) zona 1 (TAF 1)



Gambar 5. Karakter log daerah telitian (Beta-1) zona 1 (TAF 1)

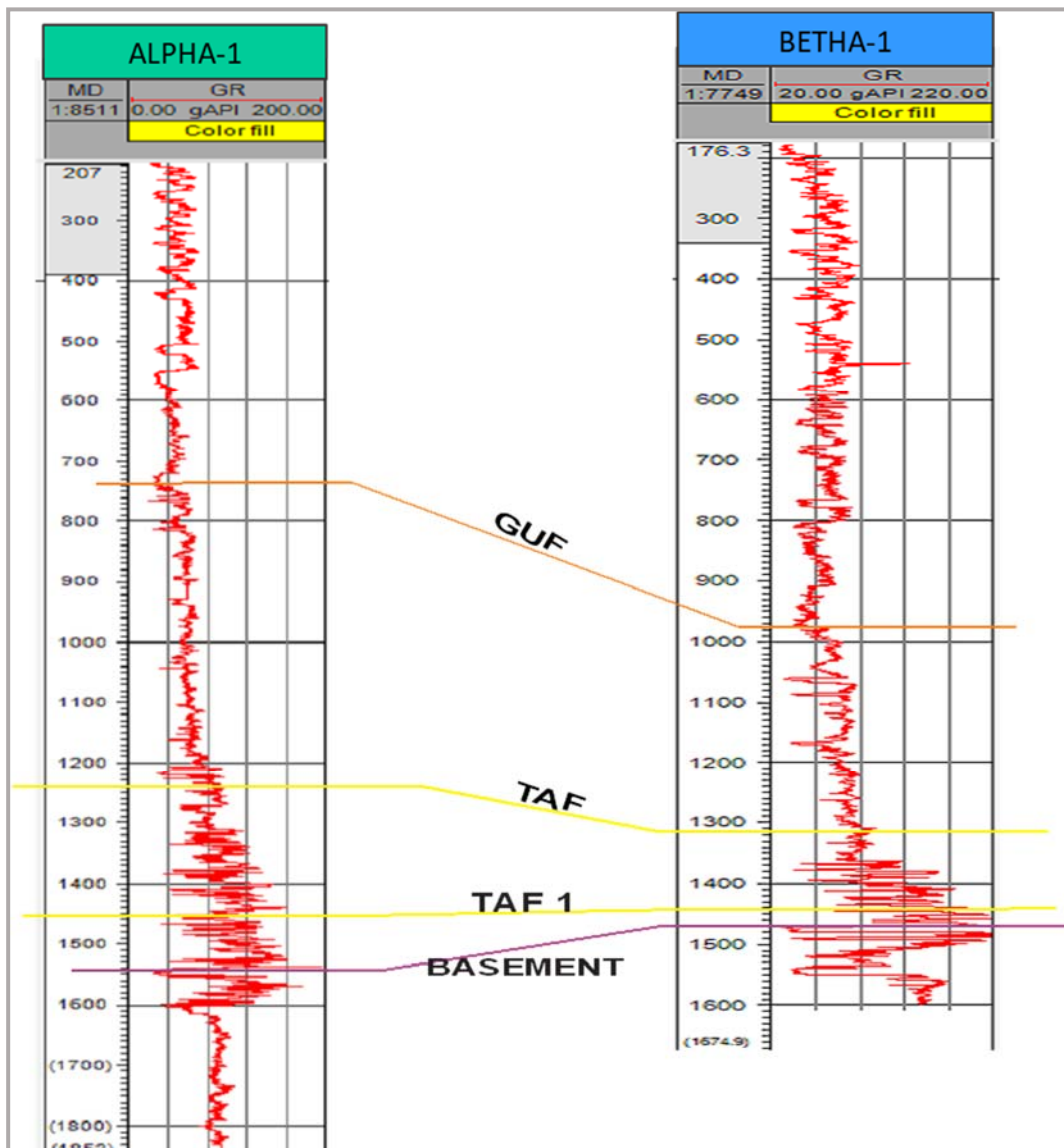
**ANALISA KESEKATAN SESAR DAN KOMPARTEMEN LAPISAN BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA DAN ATTRIBUT SEISMIK PADA FORMASI TALANG AKAR, SUB CEKUNGAN JAMBI**

Pada sumur Alpha-1 dengan karakter log yang ditunjukkan pada Gambar 4, zona prospek berada pada kedalaman 1436,6 – 1456,6 m (TVDSS) diberi nama **TAF 1** memiliki porositas efektif rata-rata 0,1281, saturasi air rata-rata 0,34 dengan permeabilitas rata-rata pada zona ini adalah 20,62 mD dengan nilai  $R_t$  rata-rata 1794 ohm m dan  $R_w$  0,4 ohm m. Pada sumur Betha-1 dengan karakter defleksi log yang ditunjukkan pada Gambar 5, zona prospek berada pada kedalaman 1448 m – 1456,5 m (TVDSS) diberi nama **TAF 1** dengan porositas efektif rata-rata pada zona ini 0,129 saturasi air rata-rata 0,586,

permeabilitas 19,6 mD dengan nilai  $R_t$  rata-rata 32.2 ohm m dan nilai  $R_w$  0,9 ohm m.

**3.2 Korelasi Sumur Alpha-1 dan Betha-1**

Korelasi antara sumur Alpha-1 dan Betha-1 dilakukan berdasarkan *well report* (deskripsi *cutting/core*) dan *log gamma-ray* yang dapat mencerminkan lingkungan pengendapan suatu formasi. Sumur Alpha-1 dan Betha-1 terdiri dari empat formasi dari tua ke muda yaitu Formasi Talang Akar, Formasi Gumai, Formasi Air Benakat dan Formasi Muara Enim yang dialas *basement* berupa batuan metamorf dengan litologi berupa sekis.



Gambar 6. Korelasi Zona Reservoir Sumur Alpha-1 dan Betha-1



Korelasi zona *reservoir* antara sumur Alpha-1 dan Beta-1 dilakukan berdasarkan analisa petrofisika dan deskripsi *cutting/core* pada masing-masing sumur. Objek penelitian berada pada Formasi Talang Akar dengan kode marker TAF 1. Pada kedua sumur zona *reservoir* yang potensial tersebut diendapkan secara tidak selaras tepat di atas *basement*. Korelasi antara sumur dapat dilihat pada Gambar 6.

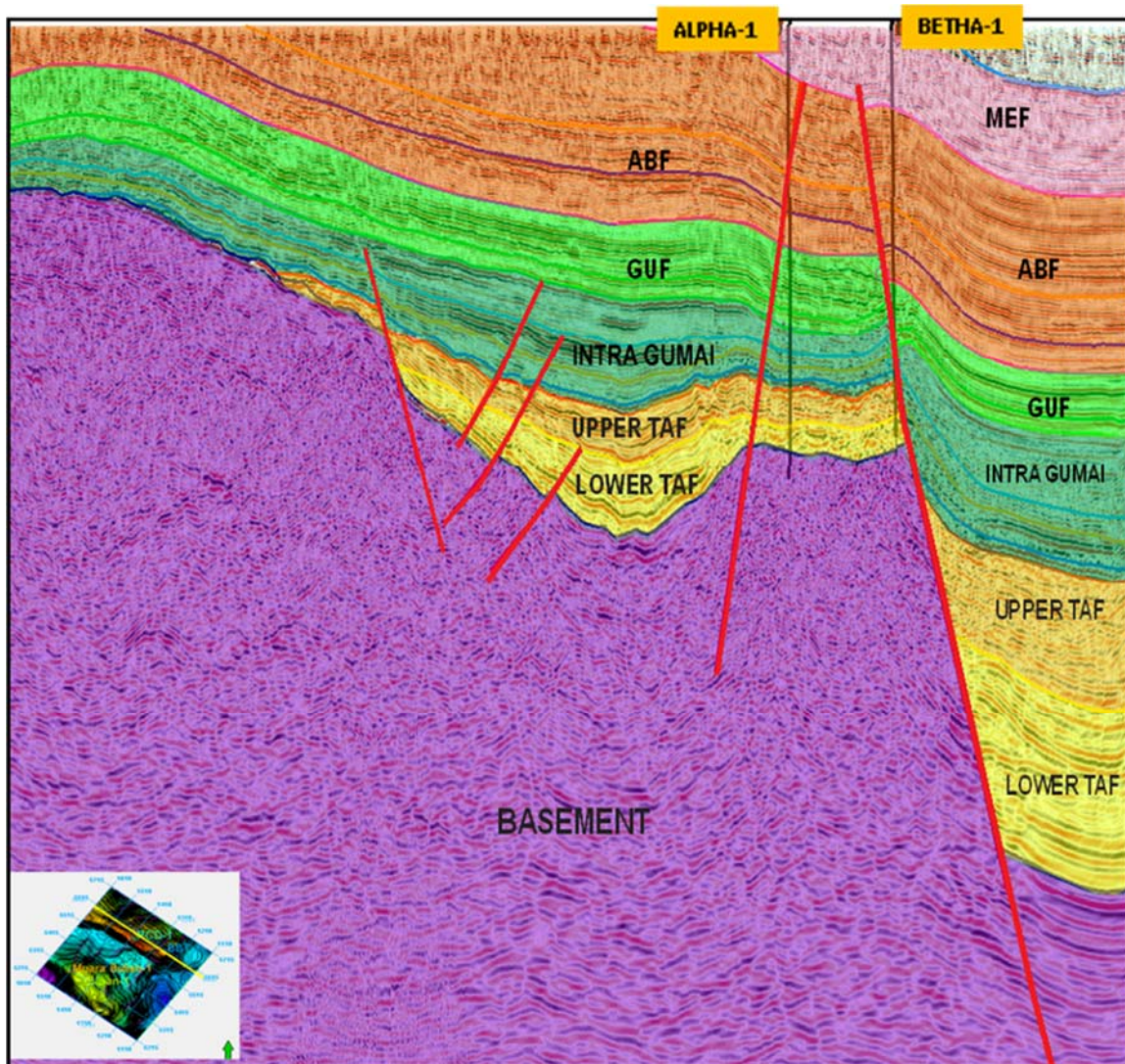
### 3.3 Identifikasi Horison dan Sesar

*Reservoir* yang telah diidentifikasi pada kedua sumur ini selanjutnya akan dijadikan *marker* untuk melakukan korelasi secara lateral karena pada dasarnya penyebaran *properties*

*reservoir* secara lateral dilakukan dengan interpretasi horison pada data seismik.

Pada Gambar 7, pola diskontinuitas pada horison dapat merepresentasikan keberadaan patahan atau terdapatnya dislokasi kemenerusan refleksi. Pada daerah yang mengalami fase tektonik yang cukup hebat biasanya akan muncul pola-pola *choatic* sebagai respon rusaknya reflektor pada daerah yang tersesarkan.

Pergerakan sesar dapat terbatas sepanjang sesar atau terdistribusi pada ruang yang berdekatan. Biasanya sesar memiliki garis lurus atau membelok sedikit pada arah tertentu.

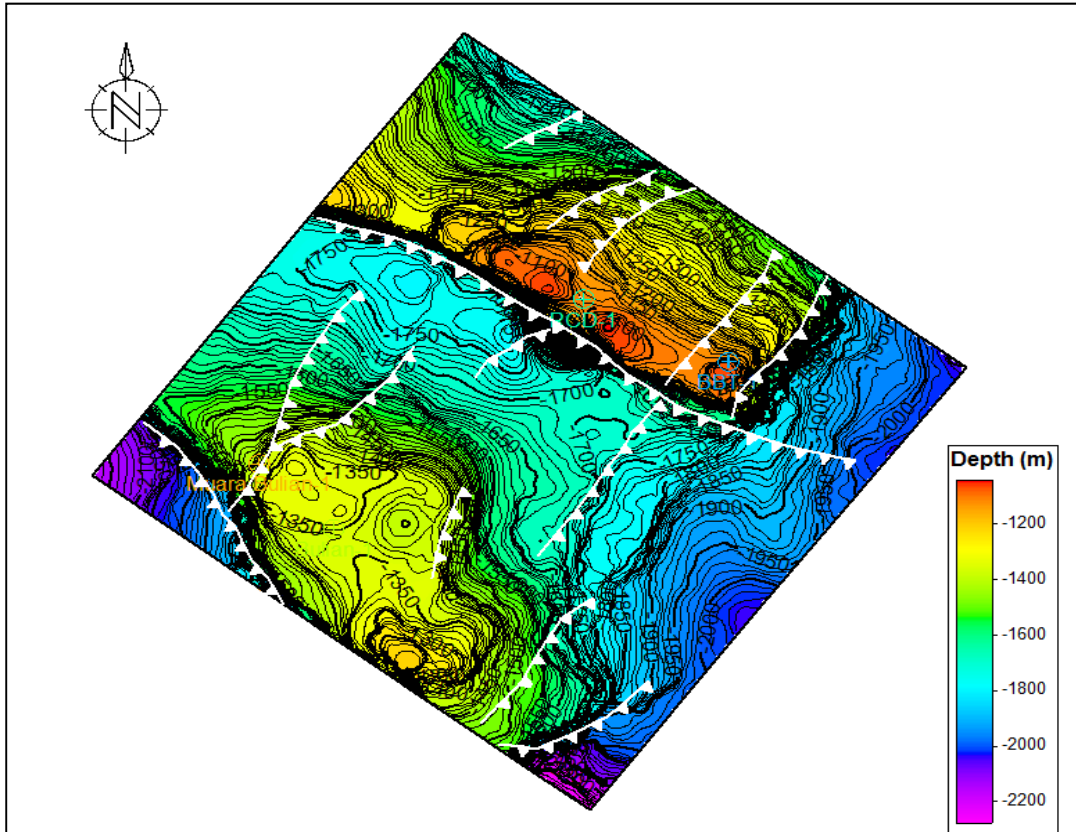


Gambar 7. Penampang Seismik 5602

## ANALISA KESEKATAN SESAR DAN KOMPARTEMEN LAPISAN BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA DAN ATTRIBUT SEISMIK PADA FORMASI TALANG AKAR, SUB CEKUNGAN JAMBI

Berdasarkan interpretasi sesar dan horison yang dilakukan pada data seismik, terdapat sesar utama berupa *reverse fault* yang berarah Baratlaut - Tenggara dan beberapa *normal fault* yang berarah Baratdaya – Timurlaut yang juga diantaranya memisahkan dua sumur yang digunakan dalam penelitian dapat dilihat pada Gambar 8.. Objek penelitian pun dibatasi pada

Formasi Talang Akar, dikarenakan memiliki sifat yang baik sebagai *reservoir* (terdapat *reservoir*) dan mengalami dua fase tektonik (*rifting* dan *compression*), sehingga mengakibatkan *reverse fault* pada sesar normal yang dimungkinkan dapat memiliki gejala geologi menarik (dalam sudut pandang kesekatan sesar).



Gambar 8. *Depth Structure Map*

### 3.4 Analisa Kesekatan Sesar

Pada tahap pertama dalam analisa sifat kesesaran ini adalah melakukan analisa kandungan dedritus halus pada zona sesar yang biasa menjadikan sesar memiliki sifat sebagai jalur migrasi (*leak*) atau menjadi penutup (*seal*). Hal ini diperlukan untuk menentukan pola kompartemenisasi lapisan yang menjadi tema dalam penelitian ini. Parameter dalam analisa ini adalah kandungan *Vshale* dan panjangnya dislokasi lapisan secara vertical (*throw*). Nilai *throw* ini akan berpengaruh pada kedekatan sesar, dimana semakin besar nilai pergeseran sesarnya (*throw*) akan semakin bagus sehingga

kemungkinan untuk bertemunya batupasir (*reservoir*) dengan serpih (bukan *reservoir*) akan semakin besar. Dengan asumsi bahwa dislokasi yang besar akan menghasilkan butiran halus bersifat *impermeable* lebih banyak sehingga dapat mengakibatkan suatu sesar bersifat sebagai penyekat. Analisa kandungan *Vshale* pada lapisan yang mengalami pensesaran, perhitungan *Vshale* rata-rata dilakukan pada setiap sumur untuk masing-masing lapisan batuan *reservoir* maupun bukan *reservoir* yang dipisahkan oleh sesar, selanjutnya nilai *Vshale* tersebut diinterpolasi ke bidang sesar sehingga didapatkan atribut kandungan serpih sepanjang permukaan *footwall* dan



*hanging wall* sesar (Yielding dkk, 1999). Atribut kandungan serpih bersama-sama *throw fault* digunakan untuk menghitung *shale gouge ratio* (SGR).

Nilai *Vshale* pada lapisan disekitar bidang sesar diperoleh/ditentukan berdasarkan nilai *Vshale* dari sumur-sumur yang menghimpit sesar (sumur Alpha-1 dan Betha-1), nilai *Vshale* adalah nilai *Vshale* lapisan yang terpisahkan sesar baik lapisan *reservoir* dan bukan *reservoir*. Berdasarkan hasil analisa petrofisika diperoleh kandungan volume serpih pada bidang sesar pada blok *hanging wall* dengan nilai 2.4 – 98%, tetapi nilai volume serpih rerata pada daerah yang dianalisa (terpisahkan sesar) didapatkan sebesar 19% (0.19) pada blok *hanging wall* dengan nilai delta z sebesar 10 meter. Dengan formula SGR seperti dituliskan pada persamaan di bawah ini.

$$SGR = \frac{\Sigma(\text{Shale Bed Thickness})}{\text{Fault Throw}} \cdot 100\%$$

Berdasarkan hasil perhitungan didapatkan nilai SGR (*shale gouge ratio*) pada sesar adalah 15.3%. Menurut Yielding (2002) pada batuan silisiklastik di beberapa lapangan dunia menghasilkan batas SGR < 15-20% untuk kapasitas sesar berpotensi untuk bersifat bocor (*leaking*), maka dapat disimpulkan bahwa sifat kesesaran pada sesar yang diteliti ini sebagai jalan bermigrasi untuk fluida.

Perbedaan-perbedaan sifat petrofisika batuan (zona *reservoir*) yang tidak terlalu signifikan pada masing-masing sumur Alpha-1 dan sumur Betha-1.

### 3.5 Analisa Atribut Seismik

Analisa atribut ini dilakukan untuk menunjang interpretasi berkaitan dengan pola kompartemenisasi lapisan ( pola kemenerusan lapisan dan keberadaan patahan). Atribut yang digunakan adalah *ant tracking*, *instaneous phase* dan *envelope amplitude* dikarenakan dapat menunjukkan adanya perubahan litologi yang

tajam ataupun keberadaan sesar. Gambar 9 merupakan *slicing* penampang seismik yang telah dilakukan atribut *instaneous phase* yang memiliki respon yang baik jika terdapat perubahan litologi secara tiba – tiba dan adanya pola ketidakmenerusan lapisan.

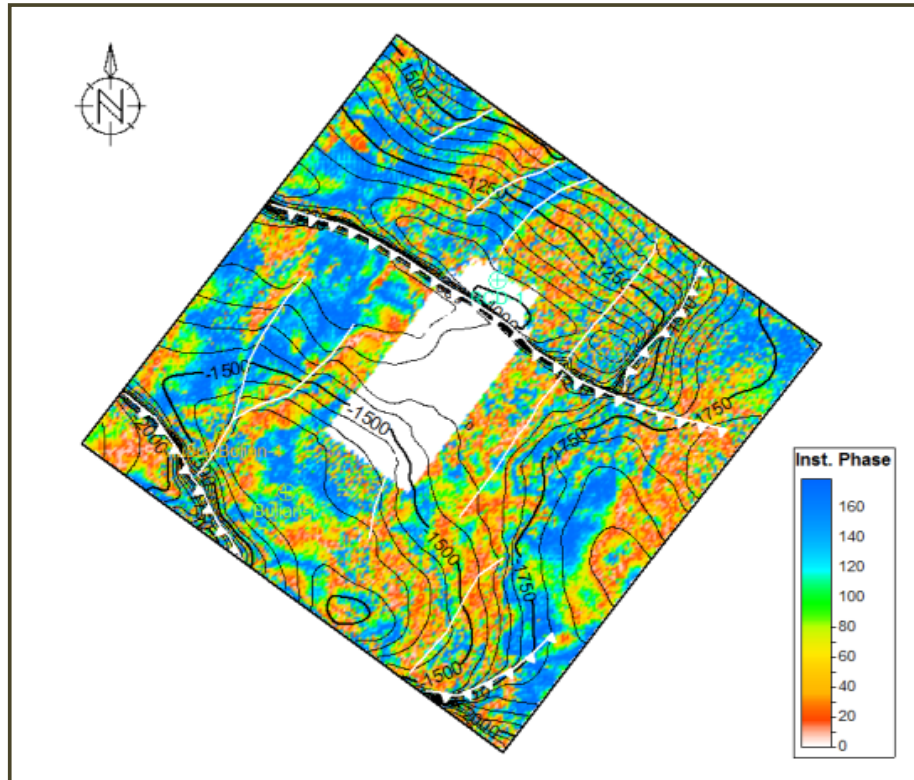
Pola – pola pemberhentian lapisan yang memiliki arah – arah kelurusan dapat diinterpretasikan sebagai adanya sesar, sesar utama memiliki arah relatif BaratLaut – Tenggara memisahkan dua tinggian Bungin Batu dan Muara Bulian. Pola – pola kelurusan terdapat pada arah Baratdaya - Timurlaut sebagai sesar yang memisahkan tinggian Bungin Batu dan Rengan Condong.

Selain atribut *instaneous phase* dilakukan pula atribut *ant tracking* seperti ditunjukkan pada Gambar 10 untuk menunjang interpretasi sesar pada lokasi penelitian.

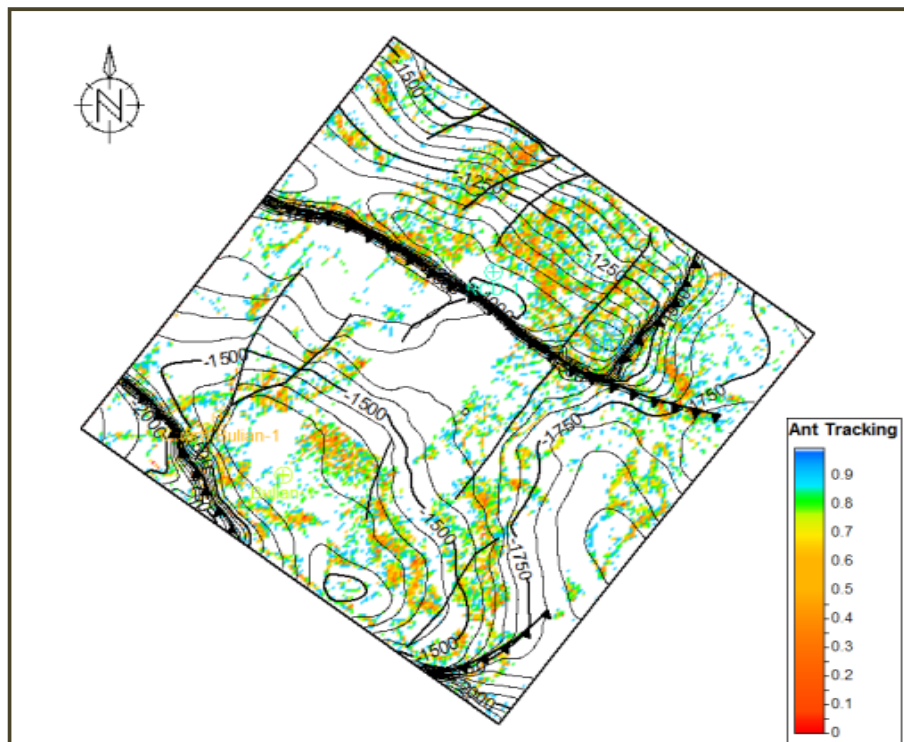
Perbedaan gradasi warna dapat diakibatkan oleh sifat fisika yang berbeda pada sebuah lapisan batuan, yang menarik pada *slicing* ini adalah pola – pola patahan yang ada pada atribut ini memiliki pola serupa dengan hasil *slicing* pada atribut *instaneous phase*. Peta hasil *slicing* pada horizon menunjukkan hal yang sama yaitu antara sumur Dahlia dan Teratai dipisahkan oleh sebuah sesar yang berarah relatif Timurlaut – Baratdaya. Untuk menunjang interpretasi sebelumnya yang menunjukkan pola pemberhentian lapisan, maka dilakukan atribut *RMS amplitude* seperti ditunjukkan pada Gambar 11.

Atribut *RMS amplitude* digunakan untuk mengetahui pola kemenerusan lapisan yang putus dikarenakan adanya sesar. Atribut ini digunakan untuk menunjang interpretasi keberadaan sesar dan analisa kompartemen dari *reservoir*. Sesar akan mengakibatkan dislokasi kemenerusan lapisan dengan besar *throw* tertentu. Kombinasi antara atribut *RMS amplitude*, *ant tracking* dan *instaneous phase* diharapkan mampu mendeteksi adanya patahan dan kemenerusan lapisan yang tersesarkan.

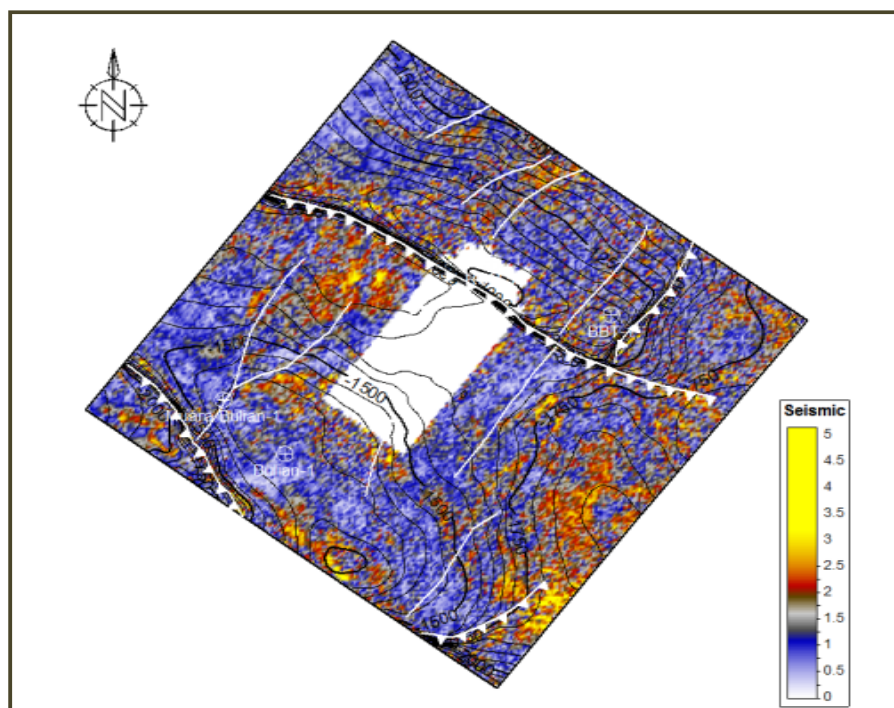
ANALISA KESEKATAN SESAR DAN KOMPARTEMEN LAPISAN BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA DAN  
ATTRIBUT SEISMIK PADA FORMASI TALANG AKAR, SUB CEKUNGAN JAMBI



Gambar 9. Slicing Instantaneous Phase Horizon TAF 1



Gambar 10. Slicing Ant Tracking Horizon TAF 1



Gambar 11. *Slicing RMS Amplitude HarizonTAF 1*

#### IV. Kesimpulan

Analisis yang dilakukan pada hasil data seismik dan sumur pada Lapangan X, maka dapat disimpulkan sebagai berikut :

1. Berdasarkan intepretasi data sumur yang dilakukan pada sumur Alpha-1 dan Betha-1 terdapat beberapa lapisan prospek dengan litologi batupasir. Sementara obyek dalam penelitian ini merupakan reservoir batupasir dari Formasi Talang Akar pada kedalaman 1436-1456 m pada sumur pertama dan 1448 – 1456 m pada sumur kedua.
2. Berdasarkan analisis data *log* lapisan reservoir pada sumur Alpha-1 yang berada pada kedalaman 1436-1456 m memiliki porositas efektif rata-rata 0,1281, saturasi air rata-rata 0,34 dengan permeabilitas rata-rata pada zona ini adalah 20,62 mD dengan nilai  $R_t$  rata-rata 1794 ohm m dan  $R_w$  0,4 ohm m. Sedangkan pada sumur BETHA-1 yang berada pada kedalaman 1448-1456 m memiliki porositas efektif rata-rata pada zona ini 0,129 saturasi air rata-rata 0,586, permeabilitas 19,6 mD dengan nilai  $R_t$  rata-rata 32.2 ohm m dan nilai  $R_w$  0,9 ohm m.
3. Berdasarkan analisis *Shale Gauge Ratio* yang dilakukan pada sesar turun geser yang menjadi objek penelitian ini didapatkan nilai SGR 15 % yang dapat diintepretasikan bahwa sesar ini

bersifat *leak* atau menjadi media bermigrasi fluida. Migrasi fluida berasal dari lapisan *source rock* yang berada di bawahnya (intra formasi).

4. Berdasarkan *slicing* yang dilakukan terhadap *attribute* seismik didapatkan indikasi bahwa lapisan prospek pada kedua sumur ini memiliki komunikasi atau reservoir yang sama (satu kompartemen) yang tersesarkan.

#### V. Daftar Pustaka

- Anonim, 1998, POD Struktur Bungin Batu dan Rengan Condong, Pertamina.
- Barnes, A.E.. 1999. *Seismic attributes past, present, and future: 69th Annual Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts*, 892-895.
- Chien, Q., dan Sidney, S., 1997, *Seismic Attribute Technology for Reservoir Forecasting and Monitoring*, Western Atlas International Inc., Houston, Texas.
- Dee, S, 2005 :*Faults Seal Analysis Training Course*, Badley TrapTester Version 5.3, Jakarta.
- Fisher, Q.J., Jones, G. dan Knipe, R.J. 1998. *Faulting, Fault Sealing and Fluid Flow in Hydrocarbon Reservoirs*. The Geological Society, London, UK.

ANALISA KESEKATAN SESAR DAN KOMPARTEMEN LAPISAN BERDASARKAN ANALISIS PETROFISIKA DAN  
ATTRIBUT SEISMIK PADA FORMASI TALANG AKAR, SUB CEKUNGAN JAMBI

- Ginger, D. dan Fielding, K., 2005, The Petroleum System And Future Potential Of The South Sumatra Basin. *Indon. Petroleum Assoc. 30 th Ann. Conv. Proc.*, p. 67-89.
- Lindsay, N.G., Murphy, E.C., Walsh, dan J.J., Watterson, J., 1993. *Outcrop studies of shale smears on fault surface*. International Association of Sedimentology.
- Smith, D. A., 1980, *Sealing and Nonsealing Faults in Louisiana Gulf Coast Salt Basin*, The American Association of Petroleum Geologist Bulletin, v. 64, p. 145-172.
- Watts, N., 1987. *Theoretical aspects of cap rock and faults seals for single and two- phase hydrocarbon columns*. Mar. Pet. Geol.
- White, R.E., 1991, *Properties of instantaneous seismic attributes*: The Leading Edge, 10, no. 7, 26-32.
- Yielding, G., B. Freeman., dan D.T. Needham, 1997, *Quantitative Fault Seal Prediction*, The American Association of Petroleum Geologist Bulletin, v. 81, p. 897-917.
- Yielding, G., 2002, *Shale Gouge Rati-Calibration By Geohistory*, NPF Special Publication 11, p. 1-15.
- Yielding, G., Overland, J.A., dan Byberg, G., 1999, *Characterization of Fault Zones for Reservoir Modeling : An Example from The Gullfaks Field, Northern Sea*. The American Association of Petroleum Geologist Bulletin, v. 83, p. 92