

ANALISIS RESERVOAR MIGAS (SANDSTONE) MENGGUNAKAN MULTIATRIBUT SEISMIK PADA LAPANGAN TG12, CEKUNGAN BARITO, KALIMANTAN SELATAN

Edo Pratama¹, Bagus Sapto Mulyatno², Ahmad Zaenudin³
^{1,2,3}Jl Prof. Dr. Sumantri Brojonegoro No.1 Bandar Lampung 35145
Jurusan Teknik Geofisika, FT UNILA

Corresponding author: pratamaedo27@gmail.com

Manuscript received: June 20, 2018; revised: August 3, 2018;

Approved: November 1, 2018; available online: March 1, 2019

Abstrak - Telah dilakukan penelitian menggunakan seismik multiatribut pada lapangan TG12 yang berada di Formasi Lower Tanjung, Cekungan Barito yang didominasi oleh sandstone pada lapisan area target X. Tujuan dari penelitian ini adalah untuk memetakan reservoir sandstone dengan memprediksi sebaran nilai log gamma ray, log neutron porosity dan density yang melewati beberapa sumur yaitu sumur FM1, FM2, FM3 dan FM4 pada data seismik. Jumlah atribut yang digunakan ditentukan oleh teknik step wise regression dengan mempertimbangkan validation error. Proses multiatribut hanya dilakukan sumur FM2, FM3, FM4, sedangkan sumur FM1 digunakan sebagai sumur uji untuk melihat bagaimana nilai korelasi antara data seismik dan data log yang digunakan. Dari korelasi sumur uji menunjukkan hasil korelasi yang baik adalah prediksi log neutron porosity dan log density karena memiliki korelasi 0.6322 dan 0.6557 sedangkan log gamma ray memiliki korelasi yang cukup rendah yaitu 0.1647 terhadap hasil multiatribut. Hasil pengolahan multiatribut diperoleh persebaran sandstone dengan prediksi gamma ray dengan nilai range 65-75.8API, prediksi neutron porosity dengan range 0.15-0.2262 sedangkan prediksi density dengan range 2.4308-2.77gr/cc.

Abstract - The study using multi attribute seismic has been done on TG12 field which situated at Lower Foreland Formation, Barito Basin dominated by sandstone on layer area of the target X. The objective of the study is to map the sandstone reservoir by predict distribution value of gamma ray log, neutron porosity, and density which goes through wells such as FM1, FM2, FM3, and FM4 on seismic data. Total attribute that is being used by step wise regression method by considering validation error. Multiattribute process only applied on FM2, FM3, and FM4 wells, whereas FM1 is used as a test well to determine the correlation value between seismic data and log data that is being used. In addition, from well test correlation showing great correlation result of neutron porosity log and density log both obtain the correlation around 0.6322 and 0.6557 while the gamma ray log obtain low correlation that is 0.1647 towards multi attribute result. The processing result of multi attribute obtained distribution of sandstone with gamma ray estimation range value of 65-75.8API, neutron porosity estimation range value 0.15-0.2262, while density estimation range value 2.4308-2.77gr/cc.

Keywords : Multiattribute, Gamma Ray, Neutron Porosity and Density

How to cite this article:

Pratama, E., Mulyatno, B.S., dan Zaenudin, A., 2019. Analisis Reservoir Migas (Sandstone) Menggunakan Multiatribut Seismik Pada Lapangan TG12, Cekungan Barito, Kalimantan Selatan. *Jurnal Geofisika Eksplorasi*, 5 (1) p.3-14.

1. PENDAHULUAN

Metode seismik refleksi telah digunakan untuk eksplorasi hidrokarbon semenjak akhir tahun 1920-an. Metode

seismik refleksi dapat memberikan gambaran struktur geologi dan perlapisan batuan bawah permukaan dengan cukup detail dan akurat, sehingga penentuan lokasi pemboran juga dapat ditentukan

dengan baik agar memberikan hasil yang optimal dan mampu mengurangi resiko kegagalan.

Data yang digunakan dalam eksplorasi hidrokarbon adalah data seismik dan data log sumur. Salah satu metode yang digunakan untuk mengintegrasikan antara data seismik dan data log sumur dalam membantu meningkatkan rasio keberhasilan dalam pemboran daerah prospek adalah multiatribut seismik.

Metode multiatribut seismik mempunyai korelasi yang baik terhadap data log yang pada akhirnya digunakan untuk memprediksi data log pada data seismik. Untuk dapat menentukan jenis-jenis atribut yang digunakan dalam multiatribut, maka perlu dilakukan *training* dengan dasar uji statistika antara atribut seismik dan data log. Setelah dilakukan *training* dan telah mengasumsikan bahwa hubungan antara atribut seismik dan data log yang dihasilkan valid, maka dapat dilakukan prediksi data log dari data seismik.

Analisis multiatribut seismik adalah suatu hubungan dengan pendekatan geostatistik yang menggunakan lebih dari satu atribut untuk prediksi beberapa properti fisik bumi. Regresi linier multiatribut bertujuan untuk mencari sebuah operator, yang dapat memprediksi log sumur dari data seismik didekatnya. Validasi merupakan parameter untuk menentukan kebenaran jumlah atribut yang digunakan (Sukmono, 2001).

Penelitian ini dilakukan pada Lapangan TG12, Cekungan Barito yang difokuskan pada lapisan X yang menjadi lapisan produksi utama pada lapangan tersebut. Metode multiatribut seismik bersama-sama dengan data log sumur sinar gamma, log *neutron porosity* dan log *Density* digunakan untuk memetakan distribusi batupasir. Jumlah atribut seismik yang digunakan ditentukan oleh proses *step-wise regression*. Untuk mengetahui tingkat kepercayaan dari transformasi multiatribut dilakukan proses *cross-validation*.

2. TINJAUAN PUSTAKA

2.1. Lokasi Daerah Penelitian

Penelitian ini dilakukan pada Cekungan Barito Kalimantan Selatan. Wilayah cekungan ini memiliki luas 40.660 km² yang mencakup daratan seluas 35.728 km² dan lautan seluas 4.932 km². Penyebarannya memanjang dari Kalimantan Timur hingga ke Kalimantan Selatan di sekitar wilayah Sungai Barito yang ditunjukkan pada **Gambar 1**. Cekungan Barito berada di antara Paparan Sunda dan Pegunungan Meratus di bagian Barat serta sabuk *melange* dan ofiolit pada bagian Timur. Sedimentasi cekungan berlangsung seiring terjadinya siklus transgresi-regresi dan peristiwa geologi lainnya yang bersifat lokal.

Reservoar utama di Lapangan TG12 adalah Formasi Tanjung yang berumur Eosen yang diendapkan pada tahap *rifting* cekungan yang membentuk struktur *horst graben* berarah NW-SE, sebagai susunan transgresif dari endapan aluvial di bagian bawah menuju endapan laut dangkal di bagian atas.

2.2. Stratigrafi

Cekungan Barito terdapat 4 formasi, yaitu Formasi Dahon, Formasi Warukin, Formasi Berau dan Formasi Tanjung, akan tetapi dalam penelitian ini terfokus di wilayah Formasi Tanjung.

Suksesi stratigrafi regional Cekungan Barito berdasarkan kerangka tektoniknya dapat dibedakan menjadi 4 (empat) megasikuen, yaitu sikuen *pre-rift*, *syn-rift*, *post-rift*, dan *syn-inversion* seperti pada **Gambar 2**.

Daerah target penelitian berada pada formasi *Lower* Tanjung yang beritologi *sandstone* dan serpih yang terbentuk pada umur Eosen Tengah. Sistem pengendapan *Lower* Tanjung berada pada sekuen *post rift*. Penurunan cekungan yang berlangsung dari Eosen Tengah sampai Miosen Awal yang menghasilkan pengendapan sedimen. Suksesi Stratigrafi *post rift* diawali oleh pengendapan *lower*

tanjung yaitu berada pada umur eosen tengah sampai dengan oligosen awal dengan litologi sandstone deltaik, lanau, batubara dan serpih neritik (Satyana & Silitonga, 1994).

2.3. Sistem Hidrokarbon

Suksesi stratigrafi Formasi Tanjung yang mengisi Cekungan Barito telah terbukti menghasilkan akumulasi hidrokarbon. Sistem hidrokarbon di Cekungan Barito terbentuk oleh integrasi elemen-elemen pendukungnya, seperti kematangan batuan induk, kualitas batuan reservoir, keefektifan batuan penutup, mekanisme pemerangkapan, dan migrasi (Kusuma & Darin, 1989; Rotinsulu, et al., 1993; Satyana & Silitonga, 1994; dan Satyana, 1995).

A. Batuan Induk

Batuan induk Formasi Tanjung dihasilkan dari pengendapan batuan serpih kaya organik, batulempung, dan batubara pada kondisi lingkungan *shallow lacustrine*. Batuan induk Formasi Tanjung berpotensi menghasilkan tipe hidrokarbon minyak dan gas.

B. Batuan Reservoir

Suksesi pengisian sedimen pada Cekungan Barito menghasilkan pengendapan *sandstone* Formasi Tanjung yang berpotensi sebagai batuan reservoir. Pengendapan fasies *sandstone* pada fase *syn-rift* umumnya terbatas mengisi terban dan dikenal dengan tahap pengendapan 1, sedangkan tahap pengendapan 2 – 4 berlangsung selama fase *post-rift* dengan penyebaran relatif melampar luas.

C. Batuan Tudung

Fase *post-rift* selama transgresi regional cekungan setelah pengendapan sedimen *sag-fill* menghasilkan pengendapan sedimen *shallow marine mudstone* di Cekungan Barito.

D. Migrasi dan Mekanisme Pemerangkapan

Tektonik Plio-Plistosen menyebabkan seluruh Cekungan Barito mengalami pembalikan struktur yang kuat. Aktivitas tektonik tersebut dapat menghasilkan perangkap inversi yang baru, akan tetapi juga dapat merusak perangkap yang terbentuk sebelumnya. Hidrokarbon yang telah terjebak mungkin termigrasi ulang menuju perangkap struktur baru melalui kemiringan perangkap tua atau rusak akibat inversi Plio-Plistosen.

3. TEORI DASAR

3.1. Analisis Multiatribut

Analisis seismik multiatribut adalah salah satu metode statistik menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksi beberapa properti fisik dari bumi. Pada analisis ini dicari hubungan antara log dengan data seismik pada lokasi sumur dan menggunakan hubungan tersebut untuk memprediksi atau mengestimasi volume dari properti log pada semua lokasi pada volum seismik.

Untuk kasus yang paling sederhana, hubungan antara log properti dan atribut seismik dapat ditunjukkan oleh persamaan jumlah pembobotan linier.

$$P = w_0 + w_1A_1 + \dots + w_mA_m \quad (1)$$

dimana:

w_i = nilai bobot dari $m+1$, dimana $i = 0, \dots, m$

3.2. Conventional Crossplotting

Prosedur sederhana untuk menentukan hubungan antara data log target dan atribut seismik adalah dengan melakukan *cross-plot* di antara kedua data tersebut. Hubungan linier antara log target dan atribut ditunjukkan oleh sebuah garis lurus yang memenuhi persamaan :

$$y = a + bx \quad (2)$$

Koefisien a dan b pada persamaan ini diperoleh dengan meminimalkan *mean-square prediction error*:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - a - bx_i)^2 \quad (3)$$

Dimana penjumlahan dilakukan pada setiap titik di *cross-plot*. Pengaplikasian garis regresi tersebut dapat memberikan prediksi untuk atribut target. Lalu dihitung kovariansi yang didefinisikan dalam persamaan

$$\rho = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y} \quad (4)$$

Dimana

$$\sigma_{xy} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)(y_i - m_y) \quad (5)$$

$$\sigma_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)^2 \quad (6)$$

$$\sigma_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - m_y)^2 \quad (7)$$

$$m_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (8)$$

$$m_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N y_i \quad (9)$$

3.3. Perluasan dari Crossloting menjadi Multiatribut

Dalam metoda ini, tujuan kita adalah untuk mencari sebuah operator, yang dapat memprediksi log sumur dari data seismik di dekatnya. Berikut **Gambar 3** merupakan contoh kasus pada 3 atribut data seismik. Pada tiap sampel waktu, log target dimodelkan oleh persamaan linier:

$$L(t) = w_0 + w_1 A_1(t) + w_2 A_2(t) + w_3 A_3(t) \quad (10)$$

Pembobotan (*weights*) pada persamaan ini dihasilkan dengan meminimalkan *mean-squared prediction error*:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 - w_1 A_{1i} - w_2 A_{2i} - w_3 A_{3i})^2 \quad (11)$$

Solusi untuk empat pembobotan menghasilkan persamaan normal standar :

$$\begin{bmatrix} w_0 \\ w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N & \sum A_{1i} & \sum A_{2i} & \sum A_{3i} \\ \sum A_{1i} & \sum A_{1i}^2 & \sum A_{1i} A_{2i} & \sum A_{1i} A_{3i} \\ \sum A_{2i} & \sum A_{1i} A_{2i} & \sum A_{2i}^2 & \sum A_{2i} A_{3i} \\ \sum A_{3i} & \sum A_{1i} A_{3i} & \sum A_{2i} A_{3i} & \sum A_{3i}^2 \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} \sum L_i \\ \sum A_{1i} L_i \\ \sum A_{2i} L_i \\ \sum A_{3i} L_i \end{bmatrix} \quad (12)$$

3.3. Validasi

Pada proses *Cross* Validasi proses analisis diulang beberapa kali untuk semua sumur setiap pengukuran meninggalkan

sumur yang berbeda. Validasi *error* total merupakan rata-rata rms *error* individual.

$$E_v^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N e_{vi}^2 \quad (13)$$

Ev: validasi *error* total

evi: validasi *error* untuk sumur i

N : jumlah sumur

Validasi *error* untuk setiap jumlah atribut selalu lebih besar dari *training error*. Hal ini disebabkan karena memindahkan sebuah sumur dari *set training* akan menurunkan hasil kemampuan prediksi (Russel, 1997). **Gambar 4** merupakan contoh plot Validasi *error*.

4. METODOLOGI PENELITIAN

4.1. Perangkat dan Data Penelitian

Perangkat yang digunakan dalam penelitian ini adalah *Software* Humpson Russel, yang terdiri dari *Geoview*, *Well explorer*, *eLog*, *Strata*, dan *Emerge*, sedangkan data yang digunakan dalam adalah

1. Data Seismik PSTM 3D dengan *inline* 2003- 2878 dan *xline* 10002-10961 dengan *sampling rate* 2 ms.
2. Data Sumur sebanyak 4 sumur yang dilengkapi dengan log Gamma Ray, *P-Wave*, RHOB, dan NPHI.
3. Data Geologi Regional Cekungan Barito
4. Data *Checkshot* dan *Marker*

4.2. Tahapan Pengolahan

1. *Well seismic tie* adalah proses pengikatan data sumur dan data seismik, yang mana data sumur berdomain kedalaman dalam meter dan data seismik berdomain waktu dalam milisekon yang akan disamakan domainnya. Dalam *well seismic tie* perlu dilakukan pembuatan seismogram sintetik pada masing-masing sumur. Seismogram sintetik adalah hasil

konvolusi antara koefisien refleksi dan *wavelet*. Well seismic tie dilakukan pada 4 sumur yaitu sumur FM1, FM2, FM3 dan FM4.

2. *Picking horizon* dilakukan dengan cara membuat garis kemenerusan pada penampang seismik. *Picking* dilakukan dengan acuan hasil *well seismic tie* dan *marker*. *marker* dalam *picking horizon* dalam penelitian ini adalah lapisan X.
3. Setelah melakukan *picking horizon*, maka tahap selanjutnya membuat peta struktur waktu, yang bertujuan untuk melihat bagaimana struktur pada lapisan X dalam domain waktu.
4. Proses multi atribut. pengolahan multiatribut ini menggunakan metode *stepwise regression* dengan mempertimbangkan besarnya nilai *training error* dan *validation error* yang dijadikan sebagai dasar pemilihan atribut yang digunakan. Multiatribut dilakukan pada prediksi gamma ray, *neutron porosity* dan *density*
5. Slice, setelah diperoleh hasil volume pseudo pada masing-masing atribut maka dilakukan slice dengan windows 10ms.

5. HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1. Analisis Zona Target

Analisis zona target bertujuan untuk mengetahui jenis batuan yang mengisi zona reservoir, dalam penelitian ini daerah yang menjadi target adalah pada lapangan TG12, Formasi Tanjung. Berdasarkan informasi geologi pada daerah ini terdapat *sandstone* yang disisipi dengan *shale* dan *coal*. Daerah yang menjadi kajian dalam penelitian ini lebih fokus pada *Top X* untuk memetakan sebaran *sandstone* dan *shale*.

5.2. Analisis *Tuning Thickness*

Analisis ini bertujuan untuk mengetahui ketebalan batas minimal gelombang seismik yang masih dapat teresolusikan untuk mengidentifikasi suatu lapisan target. Berikut pada tabel 1 dapat dilihat nilai dari *Tuning Thickness* pada masing-masing sumur

Dari tabel tersebut dapat dilihat bahwa ketebalan dari lapisan target lebih besar dari $\frac{1}{4} \lambda$, maka lapisan target dapat teridentifikasi dan beresolusi baik.

5.3. Analisis Well Seismic Tie

Well seismic tie dilakukan pada 4 sumur yaitu pada sumur FM1, FM2, FM3 dan FM4. *Wavelet* yang digunakan adalah *ricker* dengan frekuensi dominan 20 Hz, *wavelet length* 100m dan fasa yang digunakan *zero phase*. Proses *well seismic tie* ini dipengaruhi oleh *shifting*, *squeezing* dan *stretching* dengan *trial and error* untuk mendapatkan nilai korelasi yang tinggi. Besarnya nilai korelasi juga dipengaruhi oleh besar kecilnya parameter target yang digunakan. Dalam penelitian ini dengan menentukan parameter disekitar zona target dan *top X*. Dari sumur FM1, diperoleh nilai korelasi 0.911, FM2 dengan korelasi 0.879, FM3 dengan korelasi 0.655 dan FM4 dengan korelasi 0.499. Berikut ini **Gambar 5** merupakan salah satu sumur yang digunakan, yaitu sumur FM1.

5.4. *Picking Horizon* dan Peta Struktur

Picking horizon digunakan untuk menganalisa struktur dan analisa stratigrafi. proses *well seismic tie* sangat penting dalam menentukan *horizon* mana yang akan dilakukan *picking* dan akan mewakili sebagai lapisan target dalam penelitian. *Picking* dilakukan pada *trough* berdasarkan *SEG* data seismik. Dari hasil *picking* ini akan menghasilkan bentuk struktur secara *lateral* seperti **Gambar 6**.

Dari peta struktur dapat dilihat bagaimana pola struktur target dalam domain waktu (ms). Dalam struktur ini menggambarkan bentuk pola antiklin mulai dari kedalaman 559 ms, yang diduga sebagai tempat beradanya reservoir dapat dilihat pada **Gambar 7**.

5.5. Hasil Multiatribut

Dalam penelitian multi atribut ini melakukan prediksi terhadap log gamma ray, log *neutron porosity* dan log *density* yang bertujuan untuk melihat prediksi persebaran *sandstone* dan *shale*, Analisis multiatribut menggunakan metode regresi linear dengan teknik *step wise regression* yaitu mencari atribut- atribut dengan nilai *validation error* terkecil.

Pada prediksi gamma ray digunakan 2 atribut, yaitu atribut *Integrated* dan *Dominant Frequency* dengan nilai *validation error* 15.6983, penggunaan *operator length* ke-3 dan korelasi 0.5049. **Gambar 8** merupakan hasil volume *pseudo* prediksi Gamma Ray.

Prediksi *neutron porosity* menggunakan 3 atribut, yaitu atribut *Derivative Instantaneous Amplitude*, *Amplitude weighted phase* dan *Amplitude weighted Frequency* dengan nilai *validation error* 0.0572, penggunaan *operator length* ke-2, korelasi 0.7885 **Gambar 9** menunjukkan hasil volume *pseudo* prediksi *neutron porosity*.

Dan Prediksi *density* menggunakan 2 atribut, yaitu atribut *Derivative Instantaneous Amplitude* dan *Second Derivative* dengan nilai *validation error* 0.1508gr/cc, penggunaan *operator length* ke-8, korelasi 0.7679 **Gambar 10** menunjukkan hasil volume *pseudo* prediksi *density*.

5.6. Blind Well Test

Untuk memvalidasi hasil *pseudo volum*, dilakukan *blind well test* dengan melihat kecocokan antara hasil *pseudo volum* dengan properti sumur-sumur yang tidak diikuti sertakan dalam proses *training* dengan melihat nilai korelasinya. Dari

hasil volume *pseudo* gamma ray diperoleh hasil korelasi 0.1647, volume *pseudo neutron porosity* memiliki nilai korelasi 0.6322 sedangkan pada volume *pseudo density* memiliki korelasi 0.6557. maka dari hasil ini dapat diketahui bahwa hasil multiatribut yang terbaik yaitu pada prediksi *neutron porosity* dan *density*, sedangkan prediksi gamma ray kurang baik karena nilai korelasinya cukup rendah yang dapat dilihat pada **Gambar 11**.

5.7. Interpretasi Slice Mutiatribut

Slice bertujuan untuk melihat bagaimana persebaran *sandstone* dan *shale* di sepanjang *horizon Top X* dengan *window* +10 ms. Dari *slice* dapat dilihat *range* dari nilai *sandstone* dan *shale* dalam prediksi gamma ray, *neutron porosity* dan *density* seperti pada **Gambar 12**.

Dari hasil peta *slice* pada prediksi log gamma ray dapat terlihat persebaran *sandstone* dengan log gamma ray rendah pada *range* 65-75.8API yang di tandai berwarna kuning, sedangkan persebaran *shale* dengan gamma ray tinggi pada *range* 75.9-75.8API pada warna hijau. Dari prediksi log *neutron porosity*, diketahui *sandstone* berada pada *range* 0.15-0.2262 pada warna kuning dengan *shale* berada pada *range* 0.22621 – 0.300 pada warna hijau dan pada log *density* dapat diidentifikasi *sandstone* berada pada *range* 2.4308-2.7gr/cc yang berada pada warna kuning sedangkan *shale* berada pada *range* 2.2-2.4307gr/c pada warna hijau yang melewati sumur FM1, FM2, FM3, dan FM4. Persebaran *sandstone* diperkirakan berada pada kedalaman 559-807ms pada peta struktur waktu yang ditandai dengan adanya keberadaan antiklin.

6. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan

Adapun kesimpulan yang diperoleh dari hasil penelitian ini sebagai berikut:

1. Zona target penelitian lapisan X dapat diketahui persebaran *sandstone*

dengan metode multiatribut menggunakan sebaran log gamma ray, log *neutron porosity* dan log *density*

2. Persebaran reservoir lapisan *sandstone* diketahui nilai log gamma ray dengan *range* 65-75.8API, *neutron porosity* berada *range* 0.15-0.2262 dan prediksi *density* dengan *range* 2.4308-2.7gr/cc
3. Dari korelasi sumur uji menunjukkan hasil korelasi yang baik adalah prediksi sebaran log *neutron porosity* dan log *density* karena memiliki korelasi 0.6332 dan 0.6557, sedangkan sebaran log gamma ray memiliki korelasi yang cukup rendah yaitu 0.1647 terhadap hasil multiatribut.

6.2. Saran

1. Pemilihan *operator length* dan jumlah atribut sangat mempengaruhi hasil multiatribut dari korelasi antara data seismic dan data log.
2. Untuk memetakan persebaran *sandstone* yang lebih baik lagi juga dapat digunakan metode seismik inversi.

Basin, South Kalimantan. Proceeding of IPA Annu. and Conv. 22nd.

Russel, B., Hampson, D., Schuelke, J., and Qurein, J. 1997. *Multiattribute Seismic Analysis, The Leading Edge*, Vol. 16, p. 1439-1443.

Satyana dan Silitonga. 1994, Tectonic Reversal in East Barito Basin, South Kalimantan: Consideration of The Types of Inversion Structure and Petroleum System Significance, *Proceedings IPA Twenty Third Annual Convention*.

Sukmono, S. 2001. *Seismic Attributes For Reservoir Characterization*. Jurusan Teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung. Bandung.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Tri Handayani Pertamina EP Asset 5 sebagai pembimbing lapangan dan memberikan dukungan terhadap penyelesaian penelitian ini.

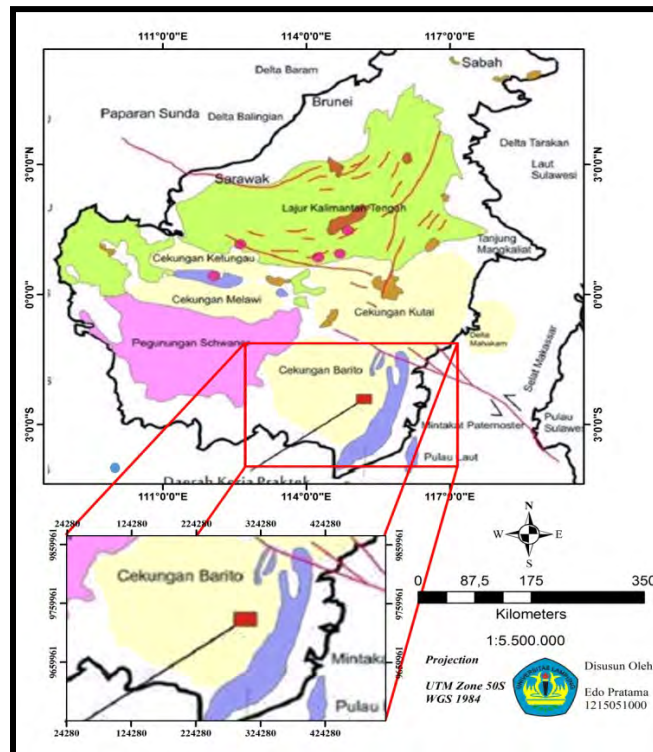
DAFTAR PUSTAKA

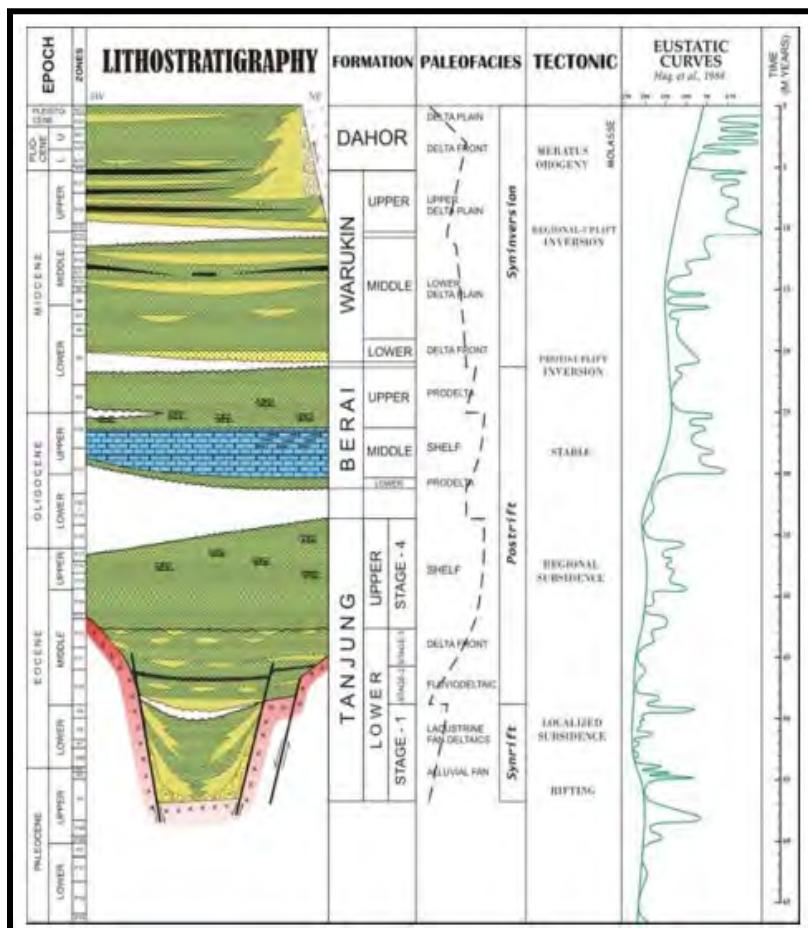
Kusuma dan Darin. 1989. The Hydrocarbon Potential of The Lower Tanjung Formation, Barito Basin, S.E. Kalimantan, *Proceedings IPA Eighteenth Annual Convention*.

Rotinsulu, dkk. 1993. The Hydrocarbon Generation and Trapping Mechanism Within the Northern Part of Barito

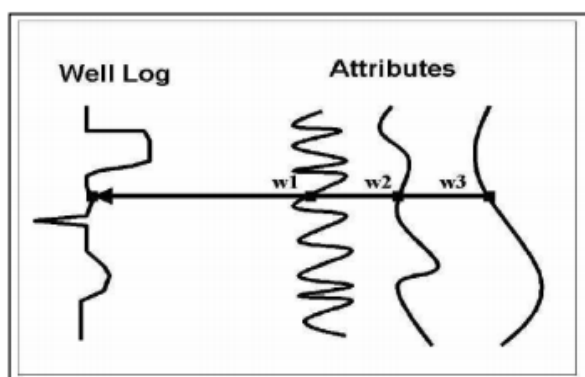
Tabel 1. Analisis *Tuning Thickness*

No	Sumur	v (m/s)	f (Hz)	λ (m)	Tebal (m)	$\frac{1}{4} \lambda$ (m)
1	FM1	2938.31	20	146.9155	100	36.73
2	FM2	3256.41	20	162.8205	100	40.71
3	FM3	2997.05	20	149.8525	100	37.46
4	FM4	3129.36	20	156.468	100	39.12

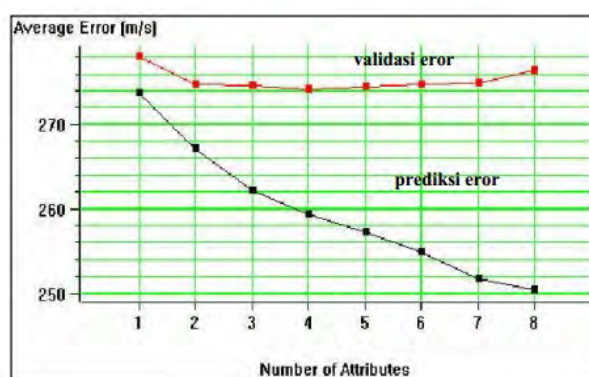
**Gambar 1.** Posisi Lapangan TG12 Pada Peta Kalimantan



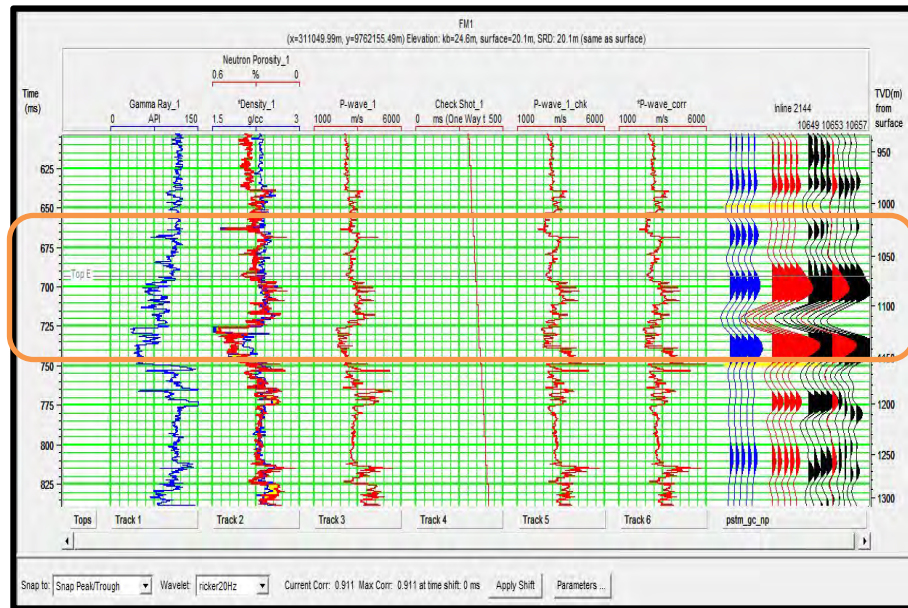
Gambar 2. Tektonostratigrafi Regional Cekungan Barito (kompilasi dari Haq, et al., 1988; Kusuma & Darin, 1989; dan Satyana & Silitonga, 1994)



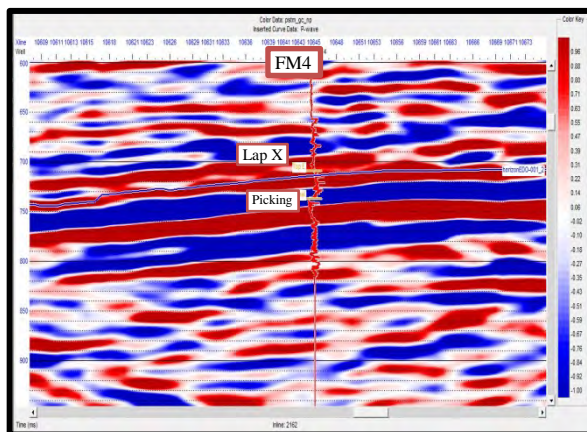
Gambar 3 Contoh kasus tiga atribut seismik, tiap sampel log target dimodelkan sebagai kombinasi linier dari sampel atribut pada interval waktu yang sama (Russel, 1997)



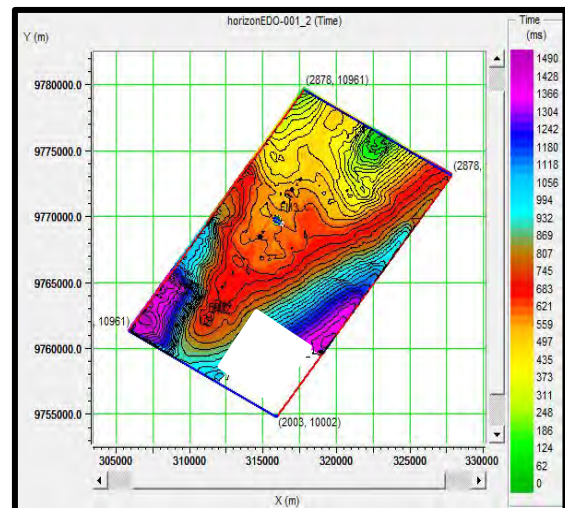
Gambar 4. Validasi error (Russel, 1997)



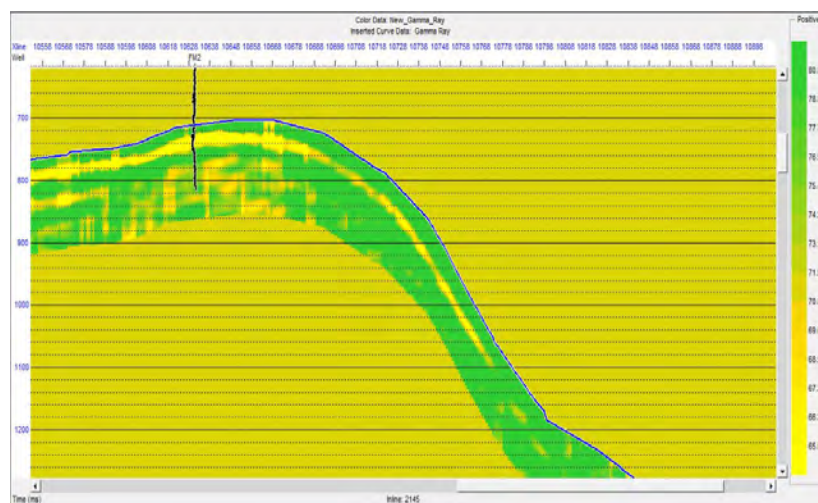
Gambar 5. Hasil *well seismic tie* sumur FM1



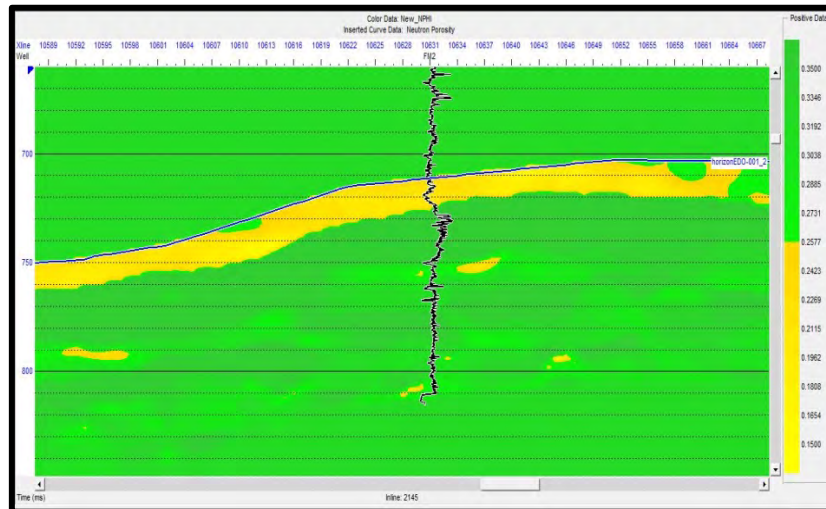
Gambar 6. *Picking horizon* inline 2162



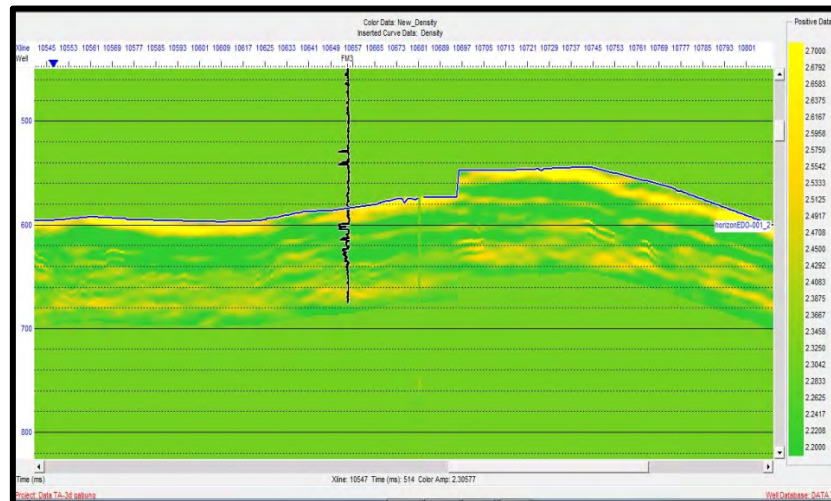
Gambar 7. Peta Struktur Waktu



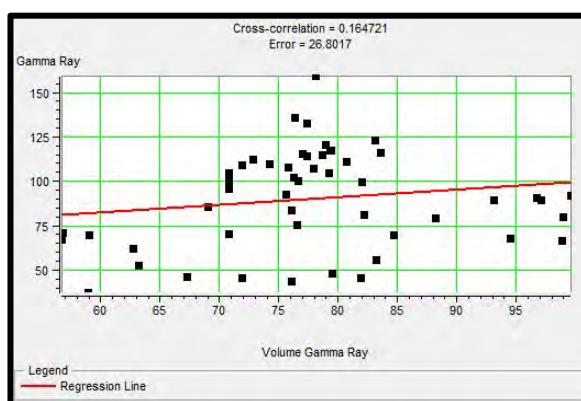
Gambar 8. Volume *Pseudo gamma ray* inline 2145 melewati sumur FM2



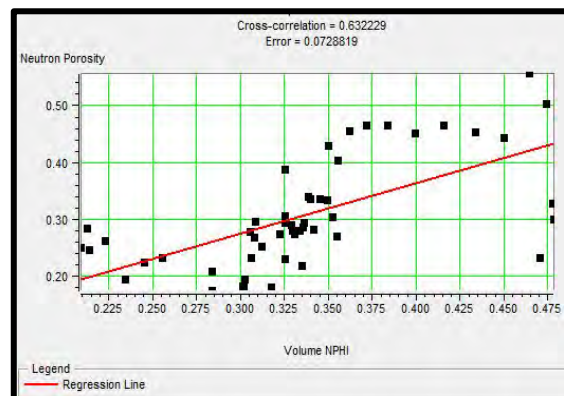
Gambar 9. Volume *Pseudo neutron porosity* inline 2145 melewati sumur FM2



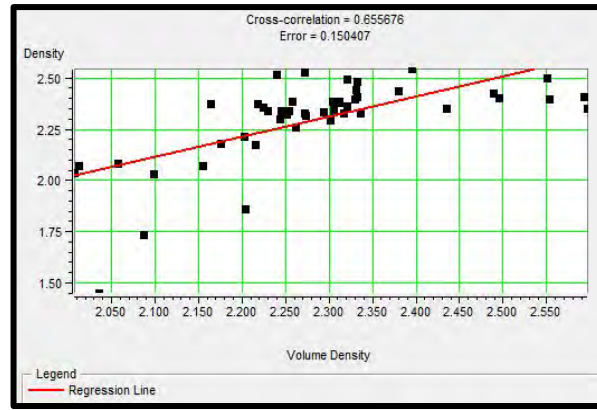
Gambar 10. Volume *Pseudo Density* inline 2505 melewati sumur FM3



a

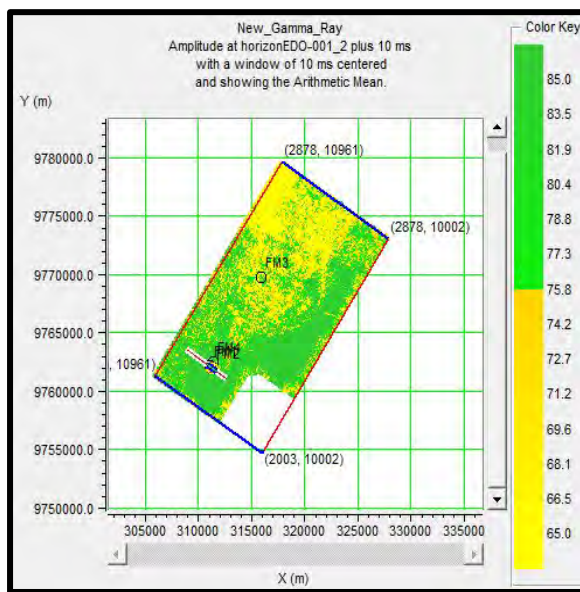


b

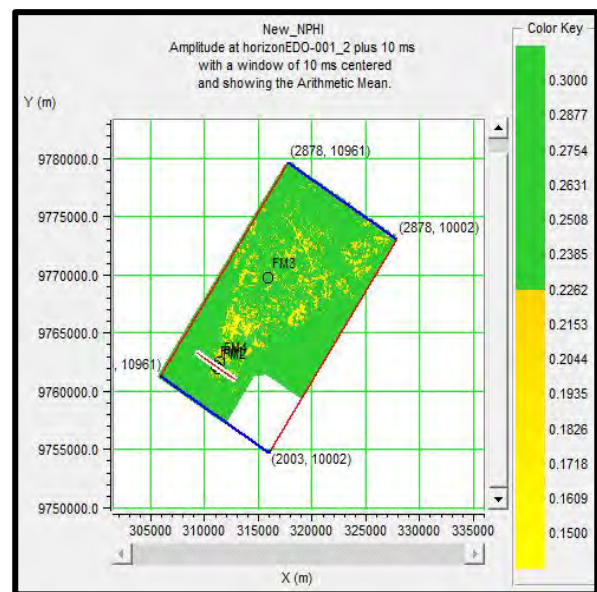


c

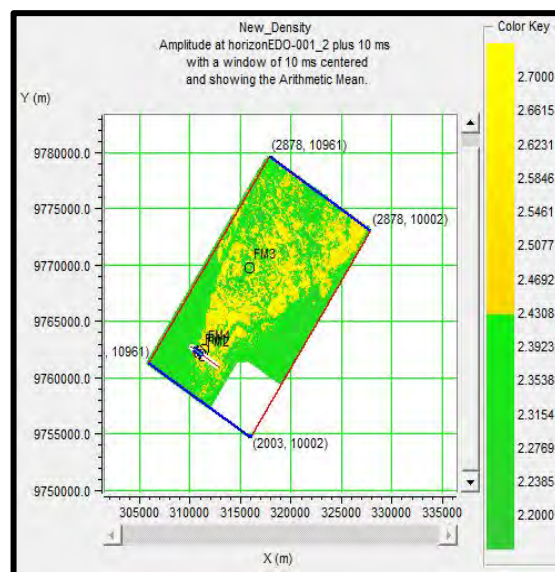
Gambar 11. *Cross plot* antara sumur FM1 (Sumur Uji) dan Volume Pseudo (a) Gamma Ray (b) NPHI, dan (c) Density



a



b



c

Gambar 12. *Peta slice* (a) Gamma ray, (b) NPHI, dan (c) Density