

PENERAPAN METODE *PRINCIPAL COMPONENT PROXIMITY TRANSFORM* DAN GEOSTATISTIK UNTUK PEMODELAN PENYEBARAN *VOLUME SHALE* SEBAGAI PENCITRAAN KARAKTERISTIK RESERVOIR PADA *SEISMIC 3D*

Nur Islami

Program Studi Fisika, Jurusan Pendidikan Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam,
Fakultas Keguruan dan Ilmu Pendidikan, Universitas Riau, Pekanbaru 28293, Indonesia

E-mail: nris74@yahoo.com

Abstrak

Teknik *principal component proximity transform* (PCPT) digunakan untuk memprediksi kandungan *volume shale* ke dalam data seismik dalam kerangka pemodelan reservoir. Tujuan yang hendak dicapai pada penelitian ini adalah untuk mendapatkan pencitraan *volume shale* dalam bentuk tiga dimensi sehingga dapat diperoleh gambaran penyebaran reservoir yang ada. Pemodelan reservoir membutuhkan gabungan sumber data kuantitatif dan kualitatif yang dikumpulkan dari berbagai sumber yaitu data sumur dan data seismik. Penggabungan metode PCPT dan geostatistik, dapat menghasilkan informasi yang lebih detail untuk keperluan karakterisasi *property* reservoir. Akhirnya dapat ditunjukkan bahwa model yang dibuat telah mencapai tingkatan yang cukup baik dengan koefisien korelasi sebesar 0,986 antara data sumur dengan data *volume shale* seismik yang telah diprediksi. Zona reservoir dapat dilihat pada zona yang memiliki *volume shale* rendah ($<0,5$) yang divisualisasikan dengan warna abu-abu gelap.

Abstract

Application of Principal Component Proximity Transform and Geostatistics Methods for Volume Shale Distribution as Reservoir Characteristic Imaging in Seismic 3D. Principal component proximity transform (PCPT) technique was used to predict the content of volume shale into seismic data in reservoir modeling framework. The goal in this research is to get the volume shale imaging in three dimensions and allow for reservoir modelling. The reservoir modelling requires an integrated quantitative and qualitative data sources collected separately, such as well and seismic data. Integrating PCPT and Geostatistic methods can generate the detail information for characterization of reservoir's properties. Finally, it shows that the model was valid with correlation coefficient of 0.986 between volume shale in the well and predicted volume shale in the seismic. Reservoir zone can be found with low level of volume shale (<0.5) that it was visualized by colour dark-grey.

Keywords: geostatistic, PCPT, reservoir, seismic, volume shale

1. Pendahuluan

Penggunaan data seismik tiga dimensi (3D) untuk memperoleh gambaran bawah permukaan sudah lama dikenal dan digunakan dalam dunia perminyakan dan gas [1]. Seiring dengan berkembangnya teknologi komputer dalam hubungannya sebagai media pemrosesan data seismik, pemodelan bawah permukaan menggunakan data seismik juga sangat berkembang pesat [2-3]. Ini diikuti dengan semakin meningkatnya kualitas pencitraan bawah permukaan dengan berbagai metode [4].

Data seismik sangat bagus resolusinya dalam arah lateral, tetapi tidak demikian dalam arah vertikal. Sebaliknya data sumur memiliki resolusi vertikal yang sangat baik tetapi memiliki resolusi horizontal yang kurang bagus. Dengan mengkombinasikan kedua data ini akan memberikan hasil yang sangat baik dalam arah lateral dan vertikal [4-5].

Karakterisasi reservoir seismik, juga dikenal sebagai reservoir *geophysics*, telah berkembang pesat dalam kurun waktu 15 tahun ini. Walls, mendefinisikan reservoir *geophysics* sebagai penggunaan metode geofisika

untuk membantu menjelaskan atau membedakan sifat fisika yang terjadi dalam reservoir [5].

Karakterisasi seismik reservoir telah dimulai dan lebih populer sejak dikenalnya metode *seismic inversion* dalam kerangka pencarian akustik impedan bawah permukaan [5]. Reservoir yang bagus salah satu syaratnya adalah memiliki kandungan batuan pasir yang berporositas besar dan memiliki kandungan serpih (*volume shale*) yang minimum. Untuk itu, pencitraan penyebaran *volume shale* sangatlah penting dalam mengkarakterisasi *reservoir* [4,6-7].

Salah satu metode yang dapat digunakan untuk mencitrakan *volume shale* kedalam data seismik adalah dengan menggunakan teknik *principal component proximity transform* (PCPT) [5,8-10]. Teknik ini akan dapat memprediksi nilai *volume shale* yang ada pada sumur ke dalam nilai data seismik di sekitar sumur dan diteruskan ke semua data yang ada. Dengan menggunakan geostatistik diharapkan akan dapat lebih meningkatkan kualitas pencitraan *volume shale* yang ada. Pada studi ini dilakukan prediksi *volume shale* data sumur kedalam data seismik dengan menggunakan metode PCPT yang akhirnya dapat mencitrakan *volume shale* dalam bentuk tiga dimensi sehingga bisa diperoleh gambaran penyebaran *reservoir* yang ada.

2. Metode Penelitian

Terdapat 5 tahapan utama yang dilakukan sampai memperoleh hasil akhir, yaitu persiapan data, pengikatan sumur–seismik, interpretasi horizon, prediksi korelasi sumur–seismik dengan metode PCPT, dan pemodelan geostatistik.

Persiapan Data. Data-data yang diperlukan pada studi ini meliputi data sumur, data seismik 3D, dan data kecepatan yang diperoleh dari survei *checkshot* dan *vertical seismic profiling* (VSP) di beberapa sumur.

Data Sumur. Terdapat 3 sumur, yang masing masing memiliki data berikut: sonik, gamma-ray, densitas, *volume shale* dan marker yang diambil dari hasil yang telah didefinisikan oleh team geologi [4]. Log sonik pada ketiga sumur tersebut hanya pada jangkauan kedalaman 50-230 ft. Oleh sebab itu, data ini tidak representatif untuk dijadikan data yang selanjutnya berguna untuk menghasilkan sintetik seismogram. Untuk itu, pengikatan sumur–seismik dilakukan dengan cara membuat sonik bayangan dari log densitas. Log sonik diperoleh dengan cara menggunakan metode DT Gardner yang diprediksi dari log densitas. Hasil dari log densitas menjadi log DT Gardner (Gambar 1).

Data Seismik. Data seismik yang digunakan adalah data survei seismik 3D (*raw migration stack*). Data tersebut juga digunakan dalam interpretasi *horizon top* dan



Gambar 1. Data Log Sonik (DT Gardner) yang Diperoleh dari Data Log Densitas

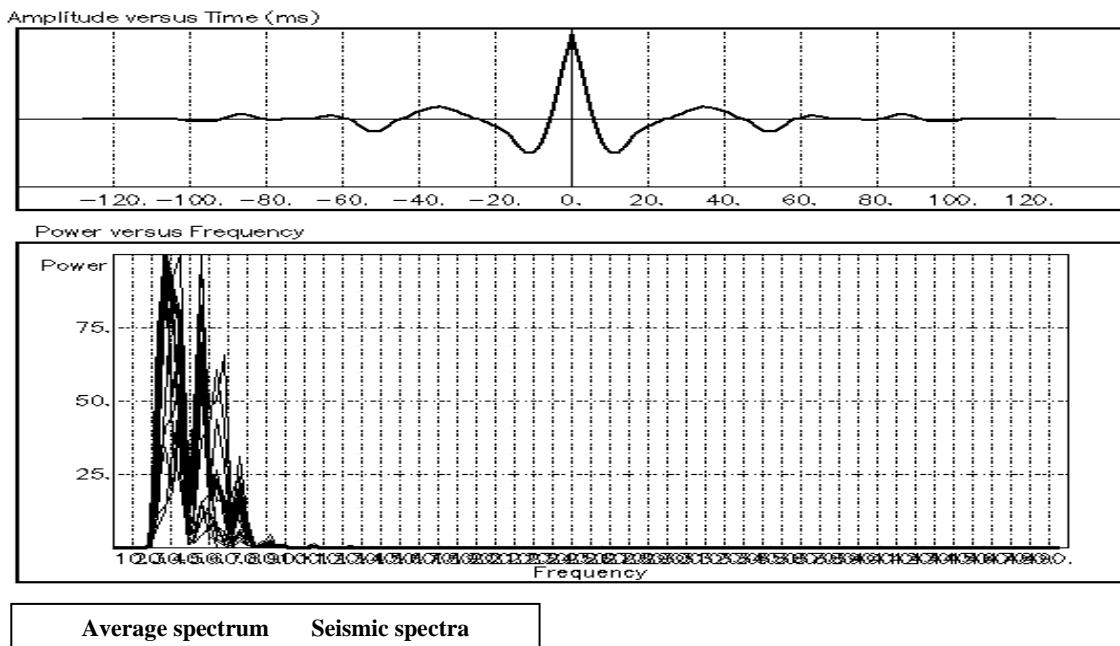
bottom yang nantinya digunakan sebagai batas atas dan bawah untuk keperluan pemodelan penyebaran *volume shale*.

Data Kecepatan. Data kecepatan merupakan harga kecepatan pada setiap titik dalam bentuk 3 dimensi, harga ini diperoleh dari data *checkshot* dan VSP yang diambil dari data sumur. Tempat-tempat dimana tidak terdapat data *checkshot* ataupun VSP diberi harga dengan cara interpolasi data. Data kecepatan diperlukan untuk mengkonversi data dalam domain waktu ke dalam domain *depth* pada proses pemodelan.

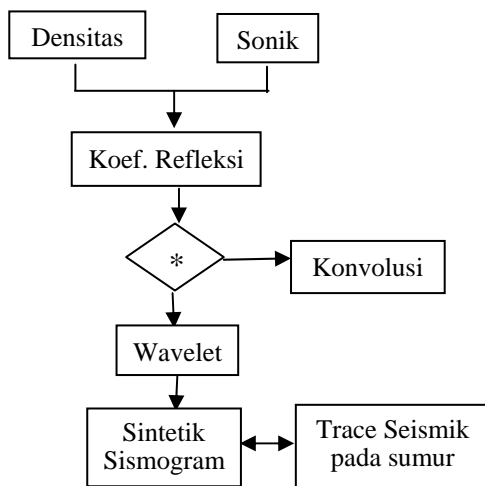
Pengikatan Sumur–Seismik. Sebelum dilakukan interpretasi terhadap data seismik, terlebih dahulu dilakukan pengikatan data sumur dan data seismik [7] dengan cara mengkonvolusikan deret reflektivitas sumur dengan suatu *wavelet* (dalam hal ini *wavelet* hasil ekstraksi) sehingga menghasilkan sintetik seismogram yang mendekati tras seismik pada posisi sumur tersebut. Hasil ekstraksi *wavelet* disajikan pada Gambar 2.

Alur kerja pengerjaan pengikatan data sumur dengan seismik disajikan pada Gambar 3. *Wavelet* hasil dari ekstraksi tersebut kemudian dipergunakan dalam proses pengikatan data sumur dan seismik dengan seismogram sintetik yang dihasilkan dari konvolusi *wavelet* dengan *acoustic impedance* log sumur (perkalian log densitas dan log sonik dalam hal ini DT Gardner). Sintetik seismogram tersebut diikatkan dengan *trace* data seismik di sekitar lokasi sumur (*composite trace*) dengan bantuan *marker* sumur pada zona target, yaitu *marker* Pemula_1T dan Pemula_2B.

Pada proses ekstraksi *wavelet*, diperoleh korelasi yang paling baik untuk sumur Z51-75A dengan parameter sebagai berikut: fasa 0°, kedalaman 100–240 ms, *taper length* 50 ms dan panjang *wavelet* 240 ms. Nilai fasa 0°



Gambar 2. Wavelet yang Diekstrak dari Data Seismik



Gambar 3. Alur Kerja dalam Pengerjaan Pengikatan Sumur-Seismik

dipilih berdasarkan pengujian dari beberapa nilai fasa (0°, 90°, 180°, 270°) dimana fasa 0° menghasilkan korelasi terbaik untuk semua sumur (korelasi hanya bisa dilakukan dengan visualisasi saja).

Data kedalaman sumur dikonversi menjadi fungsi waktu serta sampel interval disamakan dengan seismik. Untuk mencocokkan *trace* (teras) seismik dan teras sintetik dilakukan dengan cara *stretching* dan *squeezing* sedemikian sehingga diperoleh korelasi yang tinggi. Tidak ada angka yang dapat menunjukkan seberapa besar korelasi yang diperoleh. Korelasi hanya dapat dilihat secara visual saja karena keterbatasan *software* yang digunakan.

Interpretasi Horizon. Interpretasi horizon dari data seismik sangatlah diperlukan untuk memperoleh target reservoir yang hendak dimodelkan [11-13,15]. Interpretasi data seismik dilakukan untuk mendapatkan horizon *top* Pemula_1T dan *bottom* Pemula_2B. Selama melakukan interpretasi, tidak dilihat adanya indikasi *fault*. Interpretasi dilakukan dimulai dari sumur yang telah dilakukan pengikatan sumur-seismik. Untuk memastikan kebenaran horizon yang diinterpretasi, sintetik seismogram yang diperoleh dalam proses pengikatan sumur seismik ditampilkan pada waktu interpretasi.

Prediksi Korelasi Sumur-seismik dengan Metode PCPT. Pada studi ini, metode PCPT digunakan untuk prediksi *volume shale* data sumur kedalam data seismik, yaitu dengan cara interpolasi nilai properti sumur kedalam data seismik dengan teknik ‘*inverse distance*’ (ID) [9]. Teknik ini bisa digunakan untuk menghasilkan interpolasi dengan menggunakan stasiun observasi. Teknik ID secara matematis dapat dijelaskan dengan Persamaan (1), (2) dan (3):

$$P_j = \sum_{g=1}^G w_{jg} P_g \tag{1}$$

dengan besarnya w_{jg} adalah

$$w_{jg} = \frac{d_{jg}^{-b}}{\sum_{g=1}^G d_{jg}^{-b}} \tag{2}$$

sedangkan:

$$\sum_{g=1}^G w_{jg} = 1 \quad (3)$$

dengan G adalah jumlah dari stasiun, j lokasi di mana harga yang akan dihasilkan, P_j adalah nilai estimasi [14].

Pemodelan Geostatistik. Dalam proses geostatistik, digunakan teknik ‘*sequential Gaussian simulation*’ (SGS). Pengertian tentang metode ini didasari oleh tiga kata kunci, yaitu *simulation* (geostatistik), *Gaussian* dan *sequential*. ‘*Kriging*’ memberikan estimasi dimana fenomena geologi dispesifikasikan melalui model variogram. Simulasi geostatistik memberikan tambahan suatu residual acak terhadap nilai *kriging* tersebut pada setiap titik untuk melakukan simulasi ketidakpastian (*uncertainty*) dari nilai tersebut. Pengertian *Gaussian* adalah proses pencuplikan (*sampling*) yang dilakukan berdasarkan distribusi probabilitas *Gaussian*, sedangkan *sequential* berarti bahwa nilai yang telah disimulasikan akan digunakan sebagai data input dalam simulasi harga titik selanjutnya.

3. Hasil dan Pembahasan

Pada penelitian ini, dari keseluruhan sumur yang ada pada area penelitian, terdapat satu sumur, yaitu 5L-75A, yang tidak dijadikan sumber data input pada proses prediksi dan pada proses geostatistik. Hal ini dimaksudkan untuk melakukan pengujian apakah nantinya data hasil prediksi mempunyai korelasi yang baik pada sumur tersebut atau tidak.

Gambar 4 menunjukkan pola penyebaran *volume shale* yang didominasi oleh kisaran angka *volume shale* antara sekitar 0,35 dan 0,6 pada lapisan kedalaman 750 m. Besarnya harga *volume shale* yang telah dipetakan dapat dilihat dengan membandingkan pada skala warna yang ada, terlihat pada skala warna yaitu harga minimum 0



Gambar 4. Hasil Prediksi *Volume Shale* dengan Teknik PCPT pada Lapisan Kedalaman 750 m

dan harga maksimum 1. Pada lapisan kedalaman 750 m ini terlihat karakter yang memiliki *volume shale* besar. Dengan kata lain, kita dapat melihat zona-zona yang memiliki *volume shale* besar dan zona-zona yang memiliki *volume shale* kecil.

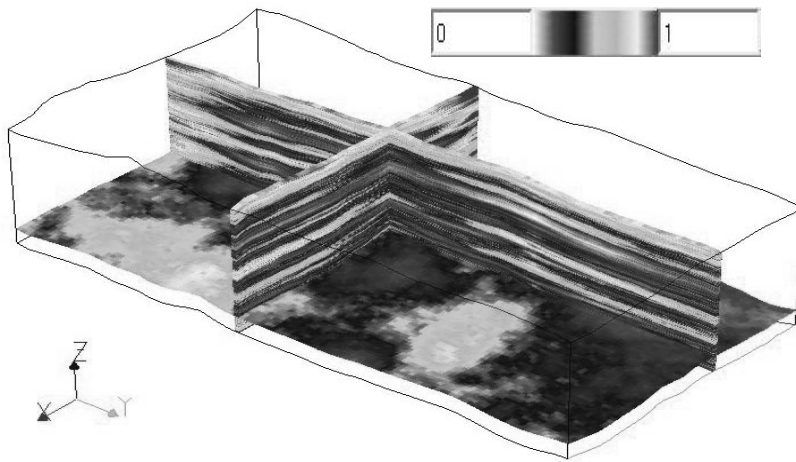
Pada proses geostatistik diperlukan ‘Sgrid’ yang dimaksudkan untuk memberikan ‘wadah’ nilai properti reservoir tertentu yang akan diekstrak kedalam *Sgrid* tersebut. Kelebihan penggunaan *Sgrid* adalah dimensi yang tidak berbentuk kartesian sehingga nilai properti reservoir dapat ditampilkan mengikuti bentuk (secara 3D) pola seismik yang dibatasi oleh permukaan atas dan bawah. Langkah awal yang dilakukan adalah membuat permukaan domain waktu untuk masing-masing horizon dalam domain waktu.

Parameter ukuran *grid* yang digunakan dalam penelitian ini untuk masing-masing sumbu adalah (a) Sumbu $u = nu : 10$; panjang : 70; (b) Sumbu $v = nv : 10$; panjang : 140; (c) Sumbu $w = nw : 1$ (jumlah lapisan).

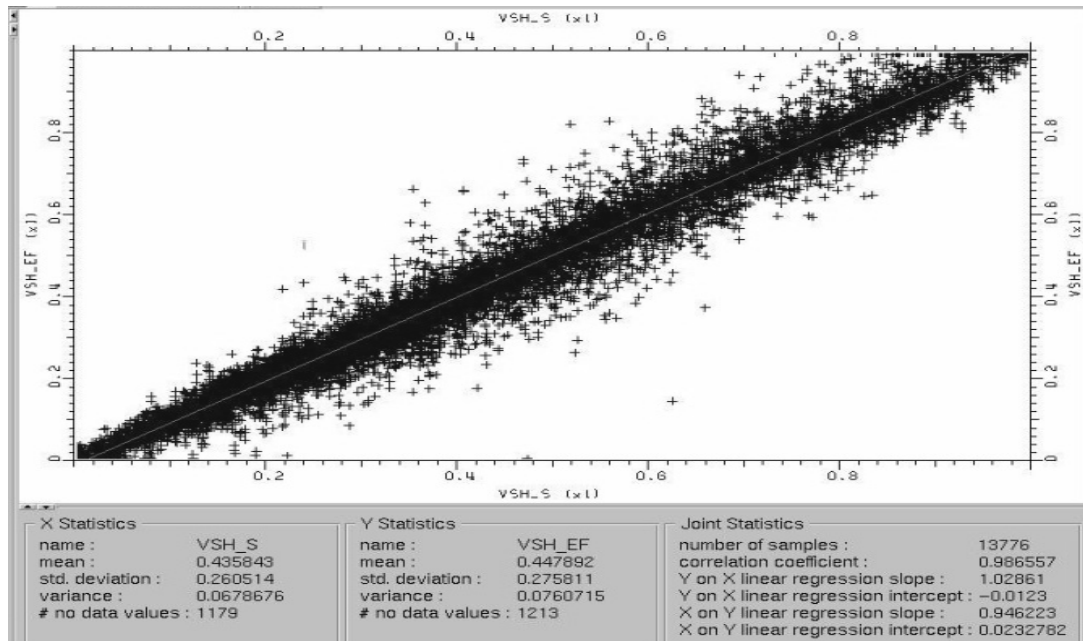
Berdasarkan parameter untuk masing-masing sumbu tersebut, maka setiap satu sel *grid* mempunyai dimensi (10 x 10 x 1) *ft* dengan total jumlah sel yang dihasilkan pada ukuran tersebut adalah 2940000 sel pada keseluruhan *Sgrid*. Batas lapisan yang digunakan untuk pembuatan *Sgrid* diambil dari permukaan seismik Pemula_1T sebagai batas atas dan Pemula_2B sebagai batas bawah dengan masing-masing permukaan tersebut diambil dari hasil interpretasi.

Gambar 5 merupakan hasil akhir yang diperoleh setelah melalui keseluruhan proses yang dilakukan. Hasil akhir yang diperoleh ini merupakan hasil pemodelan yang dilakukan dengan metode geostatistik. Dengan kata lain, Gambar 5 adalah data seismik 3D yang telah diprediksi kedalam nilai *volume shale*. Pada Gambar 5, pola penyebaran properti reservoir dalam hal ini *volume shale* dan juga batas-batas sub-sub reservoir dari Pemula_1T hingga Pemula_2B dapat dilihat dengan jelas. Warna abu-abu kegelapan merupakan potensial ber-*volume shale* rendah dengan kata lain merupakan zone reservoir. Ini dapat dilihat dari skala warna yang ditampilkan, skala ini berkaitan langsung dengan *property* reservoir dengan harga *volume shale* relatif kecil (<0,5). Warna abu-abu terang merupakan potensial ber-*volume shale* besar (>0,5), yang mengindikasikan zona bukan reservoir.

Zona-zona yang memiliki warna abu-abu gelap adalah zona yang kandungan *volume shale*-nya sekitar 0-0,5 (Gambar 5). Ini dapat diartikan bahwa fluida ataupun hidrokarbon akan lebih terkonsentrasi di zona ini. Batuan yang memiliki *volume shale* kecil artinya batuan tersebut akan dapat menampung fluida yang lebih banyak dibandingkan dengan batuan yang memiliki *volume shale* lebih besar.



Gambar 5. Penyebaran Volume Shale



Gambar 6. Korelasi antara Volume Shale pada Sumur dengan Volume Shale pada Seismik

Gambar 6 merupakan korelasi silang antara data sumur (*hard data*) dengan data prediksi pada seismik (*soft data*) untuk harga properti *volume shale* di setiap titik kedalaman pada zona sampel. *Soft data* yang berada di posisi sumur diproyeksikan kedalam sumur sehingga dapat dilihat korelasi antara *hard data* dan *soft data*.

Pada Gambar 6 dapat dilihat korelasi antara data sumur (*hard data*) dengan hasil akhir setelah dilakukan proses geostatistik dalam kerangka pemodelan penyebaran *volume shale*. Terlihat adanya korelasi yang sangat baik antara data sumur dengan data hasil prediksi yang ada

pada seismik, ini dapat dilihat pada nilai koefisien korelasi sebesar 0,986 dengan rata-rata *volume shale* lebih kurang 0,44%. Dengan melihat angka korelasi yang cukup bagus ini dapat ditafsirkan bahwa hasil pemodelan yang dilakukan menghasilkan akurasi yang cukup bagus terhadap data sumur yang original.

4. Simpulan

Berdasarkan pada pemodelan yang telah dilakukan, maka dapat disimpulkan bahwa pemodelan *volume shale* yang dilakukan dengan menggunakan metode

PCPT dan geostatistik menghasilkan model yang sangat baik. Ini dapat dilihat dari koefisien korelasi antara *volume shale* pada sumur dengan *volume shale* pada seismik sekitar sumur sebesar 0,986. Warna abu-abu gelap menunjukkan *volume shale* rendah mengindikasikan zona reservoir, sedang abu-abu terang menunjukkan *volume shale* besar yang mengindikasikan zona bukan reservoir. Terdapat beberapa lapisan berpotensi sebagai reservoir yang diindikasikan dengan harga *volume shale* rendah.

Daftar Acuan

- [1] A.R. Brown, Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data, Fifth Edition, AAPG Memoir 42 SEG Investigations in Geophysics, No. 9, Oklahoma, 2000.
- [2] S. Sigit, Application of Multi-attribute Analysis in Mapping Lithology and Porosity in the Pematang-Sihapas Groups of Central Sumatra Basin, Indonesia, The Leading Edge, 2007.
- [3] M. Sonja, M. Greve, K. Savage, New Zealand Earth Planet. Sci. Lett. 285/1-2 (2009) 16.
- [4] Hazairin, A. Linawati, A. Widiyantoro, Earth Modeling Application for Reservoir Heat Management in Duri Field, Proceedings Indonesian Petroleum Association, Indonesia, 2001.
- [5] J. Walls, Well Logs and Rock Physics in Seismic Reservoir Characterization, OTC paper No. 16921, Houston, 2004.
- [6] J. Pendrel, CSEG Recorder 26/1 (2001) 16.
- [7] M.W. Lee, T.S. Collett, Gulf of Mexico Mar. Pet. Geol. 25/9 (2008) 924.
- [8] K. Payrazyan, J.R. Scheevel, Principal Component Analysis Applied to 3-D Seismic Data for Reservoir Property Estimation, Society Petroleum Engineering (SPE) No. 56734, 1999.
- [9] K. Payrazyan., K. Kelsch, Seiswell Technique for Seismic Based Reservoir Characterization, ETRC KDK. PT. CPI, 2001.
- [10] Y.Q. Ni, X.T. Zhou, J.M. Ko, J. Sound Vibr. 290 (2006) 242.
- [11] M. Yong-Guang, C. Si-Yuan, J. Pet. Sci. Eng. 41/1-3 (2004) 159.
- [12] V. Linari, M. Santiago, C. Pastore, K. Azbell, M. Poupon, The Leading Edge 22 (2003) 32.
- [13] T. Zouaghi, M. Bédir, M.H. Inoubli, J. Afr. Earth Sci. 43/4 (2005) 464.
- [14] J.C. Davis, Statistical and Data Analysis in Geology. 2nd ed., John Wiley & Sons, New York, 1986, p.646.
- [15] A.E. Barnes, Geophysics 72/3 (2007) 33.