

Aplikasi Inversi Seismik untuk Karakterisasi Reservoir lapangan “Y”, Cekungan Kutai, Kalimantan Timur

Satya Hermansyah Putri dan Bagus Jaya Santosa
Jurusan Fisika, FMIPA, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS)
Jl. Arief Rahman Hakim, Surabaya 60111 Indonesia
e-mail: bjs@physics.its.ac.id

Abstrak— Karakterisasi reservoir di lapangan “Y” telah dilakukan dengan inversi seismik impedansi akustik. Metode inversi impedansi akustik dilakukan untuk memprediksi informasi sifat fisis bumi berdasarkan informasi rekaman seismik yang diperoleh. Pada penelitian ini digunakan empat buah sumur dan delapan buah lintasan seismik yang terletak pada area penelitian. Metode seismik inversi menghasilkan peta distribusi nilai impedansi akustik sedangkan ekstraksi atribut seismik menghasilkan peta distribusi nilai amplitudo. Model inisial dibuat sebanyak tiga buah sesuai dengan klasifikasi rentang nilai distribusi impedansi pada masing-masing sumur. Kombinasi peta sebaran densitas dan porositas menunjukkan area prospektif yang terletak di sebelah timur channel, dengan porositas yang relatif lebih tinggi. Dari hasil analisa crossplot menunjukkan bahwa penggunaan atribut impedansi akustik pada studi ini belum mampu memisahkan litologi pada area penelitian.

Kata Kunci— impedansi akustik, inversi, amplitudo, porositas, densitas

I. PENDAHULUAN

PERANAN metode geofisika dalam industri migas sangat penting terutama untuk melihat kondisi bawah permukaan. Metoda geofisika merupakan metoda yang menggunakan sifat fisis batuan guna menggambarkan kondisi bawah permukaan secara vertikal dan lateral. Dalam eksplorasi minyak dan gas bumi, metoda seismik refleksi merupakan metoda yang efektif dalam menggambarkan kondisi bawah permukaan.

Untuk menghasilkan interpretasi bawah permukaan yang lebih akurat, maka perlu untuk mengintegrasikan antara data seismik dan data log sumur. Salah satu metoda yang digunakan dalam integrasi data seismik dan data log sumur adalah metoda inversi seismik impedansi akustik.

Dengan menggunakan inversi seismik impedansi akustik, dapat diketahui informasi sifat fisis batuan reservoir secara langsung dari data seismik yang dikontrol oleh data log sumur. Metoda ini dapat memberikan hasil penampakan geologi bawah permukaan sehingga dapat mengidentifikasi karakter serta distribusi sebaran reservoir pada daerah target.

Lapangan “Y” ditemukan pada tahun 1972 di pesisir Kalimantan timur (Borneo), sekitar 35 kilometer timur laut dari ibukota provinsi Samarinda. Minyak dan gas ditemukan di banyak lapisan batupasir delta dari Miosen tengah sampai Pliosen, antara 4500 dan 11.000 ft. Secara geologi, lapangan

“Y” merupakan bagian dari delta Mahakam, yang merupakan lapisan dari sedimen klastik Tersier atas setebal 20.000 ft (6.096 m) yang terdeposisi di cekungan Kutai [1]. Delta Mahakam merupakan daerah yang memiliki kandungan hidrokarbon yang sangat besar mencapai lebih dari 5 miliar barrel (Moss, et.al.,1997) yang merupakan akumulasi batupasir dari fasies *deltaic bar* dan *channel* [2].

Impedansi akustik (IA) merupakan parameter fisis yang didefinisikan sebagai perkalian antara nilai kecepatan gelombang seismik dengan densitas batuan. IA merupakan sifat fisis batuan yang nilainya dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan dan temperatur. Maka dari itu IA dapat digunakan sebagai indikator jenis litologi, nilai porositas, jenis hidrokarbon, dan pemetaan litologi dari suatu zona reservoir.

$$IA = \rho \cdot V \quad (\text{Persamaan 1})$$

dimana:

IA = Impedansi Akustik

ρ = densitas (g/cc)

V = kecepatan (m/s)

Kecepatan memiliki peran yang lebih dominan dalam mengontrol harga IA karena perubahan kecepatan lebih signifikan dari pada perubahan densitas secara lateral maupun vertikal. Porositas atau fluida pengisi pori batuan lebih mempengaruhi harga kecepatan daripada densitas. Batuan yang keras dan sukar dimampatkan, misalnya batu gamping, mempunyai nilai IA yang tinggi, sedangkan batuan yang lunak misalnya batulempung yang lebih mudah dimampatkan, mempunyai nilai IA yang rendah. Secara sederhana parameter kecepatan memiliki skala nilai yang jauh lebih besar dari skala pada densitas batuan sehingga secara matematis kecepatan akan sangat mempengaruhi nilai IA. IA dapat dianalogikan berbanding lurus terhadap kekerasan batuan dan berbanding terbalik dengan porositas [3].

Seismik inversi adalah suatu teknik pembuatan model geologi bawah permukaan, dengan menggunakan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai kontrol [4]. Secara umum metoda seismik inversi adalah suatu proses untuk mengubah data seismik yang berupa kumpulan nilai-nilai amplitudo ke dalam kumpulan nilai impedansi. Proses utama yang dilakukan dalam metoda ini adalah dekonvolusi yang

mengubah *trace* seismik menjadi reflektifitas. Model geologi yang dihasilkan dari hasil inversi adalah model impedansi antara lain, AI, SI, dan EI yang merupakan parameter fisis dari suatu lapisan batuan.

Metoda seismik inversi terbagi menjadi dua berdasarkan proses *stack* data seismiknya, yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Inversi *pre-stack* dapat digunakan untuk melihat pengaruh fluida yang dapat memberikan efek perubahan amplitudo terhadap *offset*. Pada dasarnya inversi seismik merupakan proses untuk mengubah data seismik yang berupa kumpulan nilai amplitudo ke dalam kumpulan nilai impedansi akustik. Perbedaan antara data seismik dengan data impedansi akustik adalah bahwa data seismik hanya “melihat” pola perlapisan bumi sedangkan data impedansi akustik melihat sifat fisik dalam lapisan itu sendiri. Oleh karena itu, tampilan impedansi akustik akan mendekati nilai riil dan lebih mudah dipahami.

Seismik inversi AI menjadi metode standar yang dikerjakan oleh geofisikawan karena mampu mendeskripsikan sifat fisik dari tiap lapisan batuan secara lebih detail. Dengan kata lain, inversi seismik merupakan pemodelan kebelakang (*backward modelling*), dimana *input*-nya merupakan rekaman seismik yang dimodelkan inversi ke dalam penampang AI. Berdasarkan macam data, metode seismik inversi dibagi menjadi dua, yaitu inversi pada data seismik yang telah *di-stack* (*post-stack inversion*) dan inversi pada data yang belum *di-stack* (*pre-stack inversion*) [5].

II. METODOLOGI

A. Data

Data seismik yang digunakan merupakan data seismik 2D *post-stack time migration* (PSTM) dengan jumlah *line* sebanyak 8 buah, *sampling rate* 4 ms, dan polaritas normal. Pada penelitian ini diasumsikan bahwa data seismik yang digunakan merupakan data yang telah melalui tahapan *processing* yang benar dan memiliki *preserved amplitude* pada seluruh *line*.

Sedangkan sumur yang digunakan dalam penelitian ini yaitu sebanyak 4 sumur. Data sumur telah dilengkapi dengan *marker* yang diinterpretasi oleh peneliti sebelumnya. Sumur dipilih berdasarkan kelengkapan data log, *marker*, dan terutama yang berpotongan dengan data seismik.

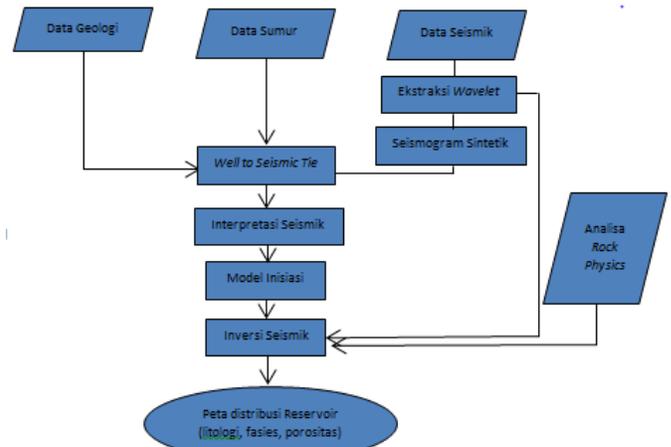
B. Pengolahan Data

Tabel 1. Ketersediaan Data sumur

Nama Sumur	Sonic	Densitas	Gamma ray	Porositas	Resistivitas	SP
Y-01	✓	✓	✓	✓	-	-
Y-02	✓	✓	✓	✓	-	-
Y-03	✓	✓	✓	✓	-	-
Y-04	✓	✓	✓	✓	-	-

Penelitian ini dilakukan dengan beberapa perangkat lunak yaitu:

1. Hampson Russel CE8/RI
 - Modul eLog : digunakan untuk *loading* data sumur, *editing* log, dan pembuatan *trace* sintetik.
 - Modul STRATA : digunakan untuk *loading* data seismik dan proses inversi.
2. Petrel
 - Digunakan untuk interpretasi horizon
 - Digunakan untuk visualisasi *map*.

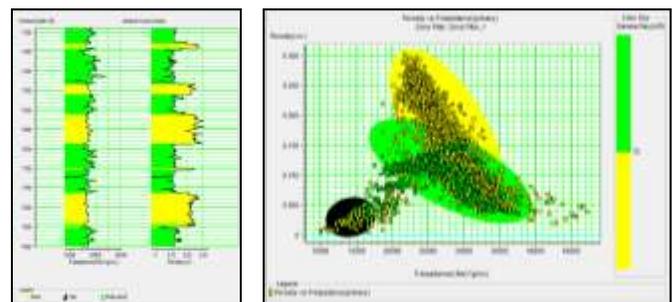


Gambar. 1. Diagram Alir Penelitian

III. ANALISA DATA DAN PEMBAHASAN

A. Analisa Fisika Batuan

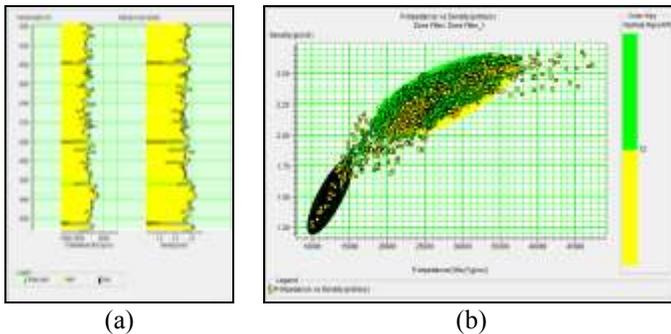
Untuk mengetahui karakteristik zona reservoir yang ingin diintegrasikan dengan peta RMS amplitudo, terlebih dahulu dilakukan analisa fisika batuan menggunakan data sumur. Tahap ini dilakukan guna mengetahui korelasi nilai impedansi akustik zona reservoir terhadap parameter lainnya seperti gamma ray, porositas, ataupun densitas.



Gambar 2. Crossplot P-Impedansi dengan porositas pada zona target pada sumur Y-02 dan (b) posisi hasil crossplot pada log

Berdasarkan hasil *crossplot* impedansi akustik dengan porositas yang ditunjukkan pada gambar 2 (a) dan posisinya pada log oleh gambar 2 (b) terlihat bahwa korelasi antara impedansi akustik, gamma ray, dan porositas memperlihatkan bahwa zona reservoir berada pada daerah yang memiliki nilai impedansi akustik yang sedang antara 22.000-29.000 (g/cc)*(m/s) yang ditunjukkan oleh zona berwarna kuning.

Pada zona ini nilai impedansi akustik yang rendah mengindikasikan nilai gamma ray yang relatif rendah pula yaitu di bawah 72 API, dan nilai porositas yang tinggi. Zona berwarna hijau dianalisis sebagai batulempung, sedangkan zona hitam menunjukkan zona batubara/coal.



Gambar 3. (a) Crossplot P-Impedansi dengan densitas pada zona target pada sumur Y-02 dan (b) posisi hasil crossplot pada log.

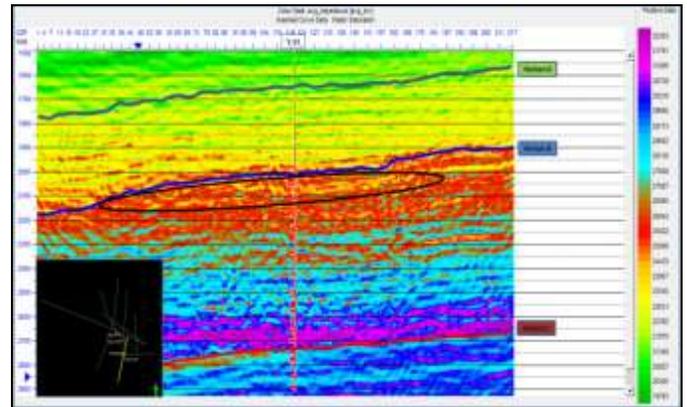
Sedangkan berdasarkan hasil *crossplot* impedansi akustik dengan densitas yang ditunjukkan pada gambar 3 (a) dan posisinya pada log oleh gambar 3 (b) terlihat bahwa hubungan antara nilai impedansi akustik dan densitas hanya dapat memisahkan zona batubara yaitu yang mempunyai nilai *cut-off* densitas dibawah 1.8 g/cc, sedangkan batulempung dan batupasir tidak dapat dipisahkan. Maka dapat dilihat bahwa pada area studi, batubara memiliki nilai impedansi di bawah 15.000 (g/cc)*(m/s) yang ditunjukkan oleh zona berwarna hitam. Dapat dilihat pula posisi batubara terhadap kedalaman pada log dan terlihat juga hasil *cross-section* zona batupasir dan batulempung yang bercampur (tidak terpisahkan).

B. Analisa Inversi Seismik

1) Pembahasan Impedansi Akustik

Densitas dan kecepatan merupakan parameter penting dalam pembentukan nilai impedansi akustik. Perubahan yang besar pada nilai kecepatan dan densitas antar lapisan akan mempengaruhi nilai koefisien refleksi. Amplitudo pada *trace* seismik menunjukkan nilai koefisien refleksi pada batas lapisan karena *trace* seismik merupakan konvolusi antara koefisien refleksi dan *wavelet*. Perbedaan nilai amplitudo pada *trace* seismik menunjukkan besarnya perbedaan nilai impedansi akustik yang dapat diturunkan menjadi perbedaan kecepatan dan densitas tiap lapisan.

Hasil inversi seismik dilihat dari distribusi nilai impedansi akustik (AI) pada penampang seismik (gambar 4). Karakter reservoir yang ingin diketahui dapat dilihat dari nilai impedansi akustik penampang seismik tersebut.



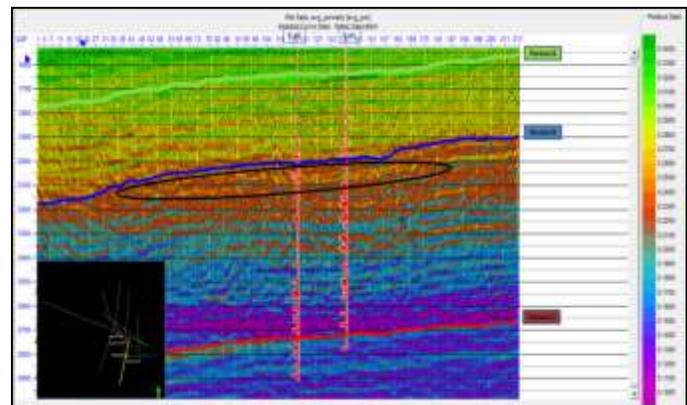
Gambar 4. Hasil inversi model based seismik line 4

Penampang seismik *line 4* yang ditunjukkan gambar 4 memiliki nilai impedansi akustik 22.000-29.000 (g/cc)*(m/s) ditunjukkan dengan warna kuning dan ditandai oleh *ellips* yang menunjukkan zona reservoir yang akan dikarakterisasi dan diintegrasikan dengan nilai porositas/densitas dan nilai amplitudonya. Reservoir terletak pada kedalaman sekitar 2050 ms dan diantara horizon B dan C.

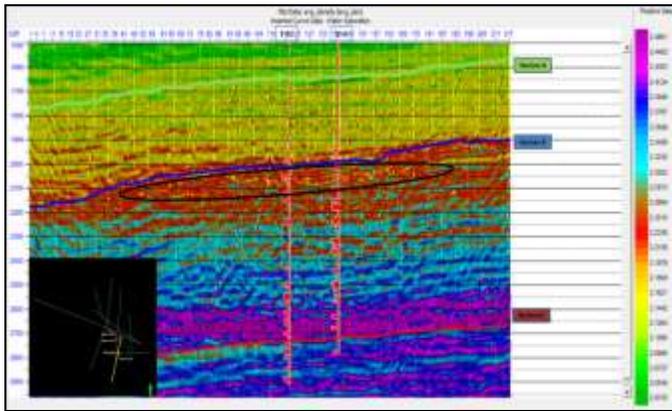
2) Pembahasan Porositas dan Densitas

Berdasarkan hasil *crossplot* antara porositas/densitas dan P-impedansi pada gambar 4, telah diperoleh hubungan impedansi akustik dengan porositas/densitas. Dari hubungan tersebut, diperoleh penampang porositas dan densitas yang ditunjukkan pada gambar 5 dan gambar 6.

Hasil analisa porositas dari data log menunjukan bahwa zona reservoir berada pada nilai porositas 0.25-0.28. Pada penampang seismik 4 gambar 5.3 daerah yang memiliki *range* tersebut ditandai oleh warna kuning dan *ellips* guna menunjukkan zona reservoir yang akan dikarakterisasi. Sedangkan analisa densitas dari data log menunjukkan bahwa zona reservoir berada pada nilai densitas 2.17-2.2. Pada penampang seismik 4 gambar 5.4 daerah yang memiliki *range* tersebut ditandai oleh warna kuning hingga merah dan *ellips* guna menunjukkan zona reservoir yang akan dikarakterisasi. Hasil menunjukkan bahwa zona reservoir berada diantara zona horizon B dan zona horizon C.



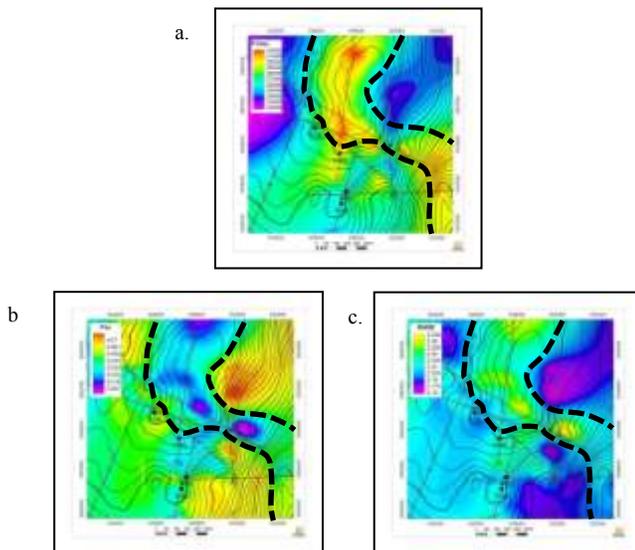
Gambar 5. Penampang porositas seismik line 4



Gambar 6. Penampang densitas seismik line 4

C. Analisa Atribut RMS Amplitudo Seismik

Pada peta atribut RMS amplitudo dengan *window* 5 ms di atas dan 5 ms di bawah horizon B, terdapat beberapa daerah yang memiliki nilai amplitudo RMS paling tinggi ditunjukkan oleh daerah yang berwarna ungu pada gambar 4. Dari peta tersebut dapat dilihat dengan baik distribusi reservoir. Peta persebaran impedansi akustik yang ditunjukkan pada gambar 5.6 menunjukkan bahwa nilai impedansi akustik yang menjadi target pada penelitian ini adalah nilai impedansi akustik yang cukup rendah yang ditunjukkan oleh daerah dengan warna ungu yang bernilai 25.000-27.000 (g/cc)*(m/s).



Gambar 7 Peta interpretasi distribusi batupasir pada kontur peta struktur waktu. (a.) Peta distribusi nilai P-impedansi, (b.) Peta distribusi nilai porositas, (c.) Peta distribusi nilai densitas.

Dari hasil interpretasi peta distribusi nilai P-impedansi dapat dilihat bahwa terdapat area dengan nilai impedansi tinggi dan area dengan nilai impedansi rendah. Untuk mengetahui litologi sebaran batuan pada area penelitian tersebut maka dilakukan *crossplot* antara P-impedansi dengan porositas dan densitas.

Dari hasil *crossplot* antara log P-impedansi dan log densitas, dapat dipisahkan *coal* yaitu dengan nilai *cut-off* densitas dibawah 1.8 gr/cc dan dengan nilai impedansi dibawah 15.000

(g/cc)*(m/s). Tetapi dari hubungan P-impedansi dan densitas tidak dapat memisahkan antara batupasir dan batulempung.

Berdasarkan peta sebaran P-impedansi, porositas dan densitas pada gambar 7 di atas terlihat bahwa sebaran batubara dengan densitas di bawah 1.8 gr/cc tidak terdistribusi di sepanjang zona B. Hal ini ditunjukkan dengan besaran *range* untuk densitas berkisar antara 2.16-2.29. Namun dengan begitu, pemisahan antara batupasir dan batulempung pun masih belum dapat ditentukan dengan jelas.

Maka dari itu dilakukan *crossplot* antara log P-impedansi dan porositas, Dapat dilihat bahwa untuk nilai porositas dibawah 0.15, nilai impedansi antara batupasir dan batulempung tidak dapat dipisahkan. Sedangkan untuk nilai porositas tinggi yaitu 0.17-0.4 dengan nilai impedansi akustik relatif rendah dan nilai gamma ray yang relatif rendah pula yaitu dibawah 72 API, dapat menunjukkan area batupasir yang lebih prospektif. Berdasarkan *crossplot* tersebut, penulis melakukan transformasi dengan menggunakan persamaan regresi antara P-impedansi dengan *trend* batupasir saja. Hal ini dilakukan untuk memprediksi sebaran porositas batupasir secara lateral.

Dengan mengkombinasikan peta sebaran densitas dan porositas maka dapat ditunjukkan pada peta daerah yang prospektif dengan porositas yang relatif tinggi di bagian timur dari daerah garis hitam putus-putus yang diinterpretasikan sebagai *channel*. *Channel* menunjukkan porositas yang relatif lebih rendah dibandingkan sekitarnya namun memiliki posisi struktur yang lebih baik karena berlokasi di puncak antiklin. Namun apabila bergeser ke arah timur, akan didapatkan batupasir dengan porositas lebih tinggi walaupun secara struktur sudah berada di *downflank*.

IV. KESIMPULAN DAN SARAN

A. Kesimpulan

1. Penggunaan atribut impedansi akustik pada studi ini belum mampu memisahkan litologi pada area penelitian, namun metoda ini mampu memetakan distribusi batupasir berdasarkan properti porositasnya.
2. Reservoir target dari studi ini terletak di antara zona horizon B dan horizon C dengan nilai impedansi akustik rendah hingga sedang yaitu 25.00-27.000 (gr/cc)*(m/s), porositas tinggi yaitu 0.25-0.28, dan densitas rendah yaitu 2.16-2.29 gr/cc.
3. Integrasi peta sebaran densitas dan porositas menunjukkan area prospektif dengan nilai porositas lebih tinggi berada disebelah timur *channel*, walaupun secara struktur berada di daerah *downflank*.
4. *Channel* menunjukkan daerah dengan nilai porositas yang lebih rendah namun memiliki struktur lebih baik yaitu di puncak antiklin.

B. Saran

1. Sebaiknya tersedia data seismik 3D guna mengarakterisasi *channel* reservoir dengan lebih baik.
2. Sebaiknya terdapat data tambahan seperti log *S-wave* dan data seismik *pre-stack* agar dapat memisahkan

antara batupasir dan batulempung menggunakan teknik inversi lainnya.

UCAPAN TERIMA KASIH

Penulis mengucapkan terima kasih kepada Bapak Prof. Dr. Bagus Jaya Santosa, S.U. selaku pembimbing tugas akhir dan VICO Indonesia yang telah fasilitas kepada penulis selama pengerjaan tugas akhir, serta semua pihak yang telah membantu dalam penyelesaian penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- [1] J. W. Gwinn, H.M Helmig, L. Witoelar Kartaadipoetra, 1974. *Geology of the Badak Field, East Kalimantan, Indonesia*. 3rd Annual Convention Proceedings: 311-331.
- [2] Moss, S. J., J. Chambers, I. Cloke, A. Carter, D. Satria, J. R. Ali, and S. Baker, 1997, *New observations on the sedimentary and tectonic evolution of the Tertiary Kutai Basin, east Kalimantan*, dalam A. Fraser, S. Matthews, and R. W. Murphy, eds., *Petroleum geology of southeast Asia*: Geological Society of London, Special Publication 106, p. 395-417.
- [3] Sukmono, S., 1999a. *Interpretasi Seismik refleksi*. Bandung: Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.
- [4] Sukmono, 2009b. *Advance Seismic Atribut Analysis*. Bandung: Laboratorium Geofisika Reservoir, Institut Teknologi Bandung.
- [5] Sukmono, S., 2001c. *Seismik Atribut untuk Karakterisasi Reservoir*. Bandung: Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.