

Penentuan Sebaran Reservoir Belumai Sand Menggunakan Integrasi Inversi *Model Based* dan Atribut RMS Pada Lapangan “TERATAI” Cekungan Sumatera Bagian Utara

Rudi Hidayat¹, Elistia Liza Namigo¹, Muhammad Marwan²

¹Laboratorium Fisika Bumi, Jurusan Fisika, FMIPA, Universitas Andalas
Kampus Unand, Limau Manis, Padang, 25163

²PT.Pertamina EP Asset 1 Field Jambi, Ka.Asam, Kota Jambi, 36128

Info Artikel

Histori Artikel:

Diterima: 3 Oktober, 2019
Direvisi: 6 November, 2019
Diterbitkan: 1 Maret, 2020

Kata kunci:

Belumai sand
impedansi akustik
inversi *model based*
karakteristik reservoir batupasir
RMS amplitudo

Keywords:

Belumai sand
acoustic impedance
model based inversion
sandstone reservoir characterization
RMS amplitude

Penulis Korespondensi:

Elistia Liza Namigo
Email:
elistializanamigo@yahoo.com

ABSTRAK

Telah dilakukan karakterisasi reservoir Belumai sand menggunakan integrasi seismik inversi *model based* dan atribut RMS menggunakan *software* Hampson-Russel dan Petrel pada horizon “H” struktur “Duku” dan “Durian” Lapangan “TERATAI” Cekungan Sumatera Bagian Utara. Data seismik yang digunakan merupakan data seismik *non-preserved* 3D PSTM, data sumur RDH-001, RDH-002, RDH-003, RDH-04 dan RDH-06 yang memiliki kelengkapan data log (*checkshot*, *sonic*, *density*, dan *porosity*). *Tracing horizon* menunjukkan dua antiklin dengan arah barat-laut-tenggara. Hasil analisis inversi menunjukkan bahwa sebaran AI pada struktur “Duku” berkisar dari 10.553-11.297 (m/s)*(g/cc) sedangkan sebaran AI pada struktur “Durian” berkisar dari 9.678-11.219 (m/s)*(g/cc). Hasil analisis atribut menunjukkan nilai berkisar dari 4.000-12.000 (mm/sec) di sekitar sumur. Zona reservoir pada horizon “H” terindikasi sebagai *porous sand* dan berpotensi menjadi hidrokarbon ke arah utara dan timur laut.

Belumai Sand reservoir characterization has been conducted by using integration of model based inversion and RMS attribute analysis on horizon “H” of “Duku” and “Durian” structures, “TERATAI” field in North Sumatra Basin. The data were processed by Hampson-Russel and Petrel software. The seismic data used were non-preserved 3D PSTM and well data of RDH-001, RDH-002, RDH-003, RDH-04 and RDH-06 that are completed with log data (checkshot, sonic, density, and porosity). The tracing horizon result shows two parts of anticline with the orientation of northwest-southeast. The analysis result using inversion shows that AI determination on “Duku” structure approximate range of 10.553-11.297 (m/s)(g/cc) while the AI distribution on “Durian” structure of 9.678-11.219 (m/s)*(g/cc) approximate height. The result of attribute analysis shows that approximate range of 4.000-12.000 (mm/sec) around the well. The reservoir zone in horizon “H” was indicated as porous sand and potentially become hydrocarbons to the north and northeast.*

Copyright © 2020 Author(s)

1. PENDAHULUAN

Batuan reservoir dapat diketahui posisinya untuk dijadikan sumber hidrokarbon yang mengandung minyak dan gas bumi. Secara umum ada dua jenis batuan reservoir hidrokarbon yaitu jenis batuan batupasir (*sandstone*) dan batuan gamping atau batuan karbonat (Koesoemadinata, 1980).



Salah satu cara yang dapat dilakukan untuk mengetahui gambaran karakter reservoir dari batuan reservoir adalah dengan karakterisasi reservoir pada batuan tersebut.

Karakterisasi reservoir merupakan suatu proses untuk menjabarkan karakter batuan reservoir secara kualitatif dan kuantitatif dengan menggunakan semua data yang ada (Sukmono, 2002). Tujuan dari karakterisasi reservoir adalah untuk mendapatkan informasi dari suatu batuan reservoir dan mengoptimalkan perolehan hidrokarbon. Burge, D.W., dkk (1998) menyatakan bahwa karakterisasi reservoir dengan menggabungkan semua data yang ada termasuk data seismik, petrofisika dan geologi akan memberikan distribusi parameter reservoir seperti: porositas dan saturasi dengan lebih baik.

Secara umum, teknik yang digunakan dalam mengkarakterisasi batuan reservoir yaitu interpolasi dan ekstrapolasi data sumur. Data sumur ini menggambarkan keadaan bawah permukaan bumi dengan baik secara vertikal. Untuk memperoleh gambaran bawah permukaan secara lateral digunakan metode seismik refleksi (Novarie, 2009). Hasil penelitian yang dilakukan Tullailah, dkk (2015) memperlihatkan bahwa data seismik memiliki kelemahan dalam memberikan kenampakan adanya patahan dan bentuk badan reservoir. Oleh karena itu perlu dilakukan analisis atribut seismik yang dapat memperlihatkan adanya patahan dan badan reservoir secara lebih jelas.

Hasil penelitian yang dilakukan Yaman (2005) menyatakan bahwa beberapa jenis atribut memiliki sensitifitas lebih baik terhadap sifat reservoir dan beberapa atribut lainnya dalam menampilkan informasi ataupun anomali bawah permukaan bahkan sebagai DHI (*direct hydrocarbon indicator*). Pemilihan atribut yang tepat untuk karakterisasi reservoir akan menghasilkan gambaran geologi yang lebih baik. Data seismik konvensional hanya memberikan gambaran batas lapisan berdasarkan nilai amplitudo gelombang seismik sedangkan sifat fisis dari litologi reservoir tidak dapat terlihat jelas. Oleh sebab itu perlu dilakukan seismik inversi untuk melihat sifat fisis AI (*acoustic impedance*) pada lapisan itu sendiri.

Seismik inversi merupakan suatu cara untuk membuat model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai masukan dan data sumur sebagai kontrol (Tabah, 2010). Kelebihan seismik inversi memiliki keakuratan dan resolusi vertikal yang cukup tinggi. Penerapan seismik inversi akan menghasilkan model perhitungan geologi yang mampu mendekati model geologi bumi sebenarnya dengan tingkat kesalahan yang diharapkan kecil (Arifien, 2010).

Penelitian ini dilakukan pada lapangan “TERATAI” cekungan Sumatera Bagian Utara dengan inisial struktur “Duku” dan “Durian”. Integrasi inversi *model based* dan atribut *RMS (Root Mean Square)* dipakai menganalisis reservoir. Selanjutnya dilakukan interpretasi dan pemetaan bawah permukaan yang lebih baik dan memiliki cakupan daerah yang luas secara lateral atau horizontal, untuk mengetahui prospek kandungan hidrokarbon di suatu zona bawah permukaan pada wilayah tertentu.

2. METODE PENELITIAN

2.1 Data

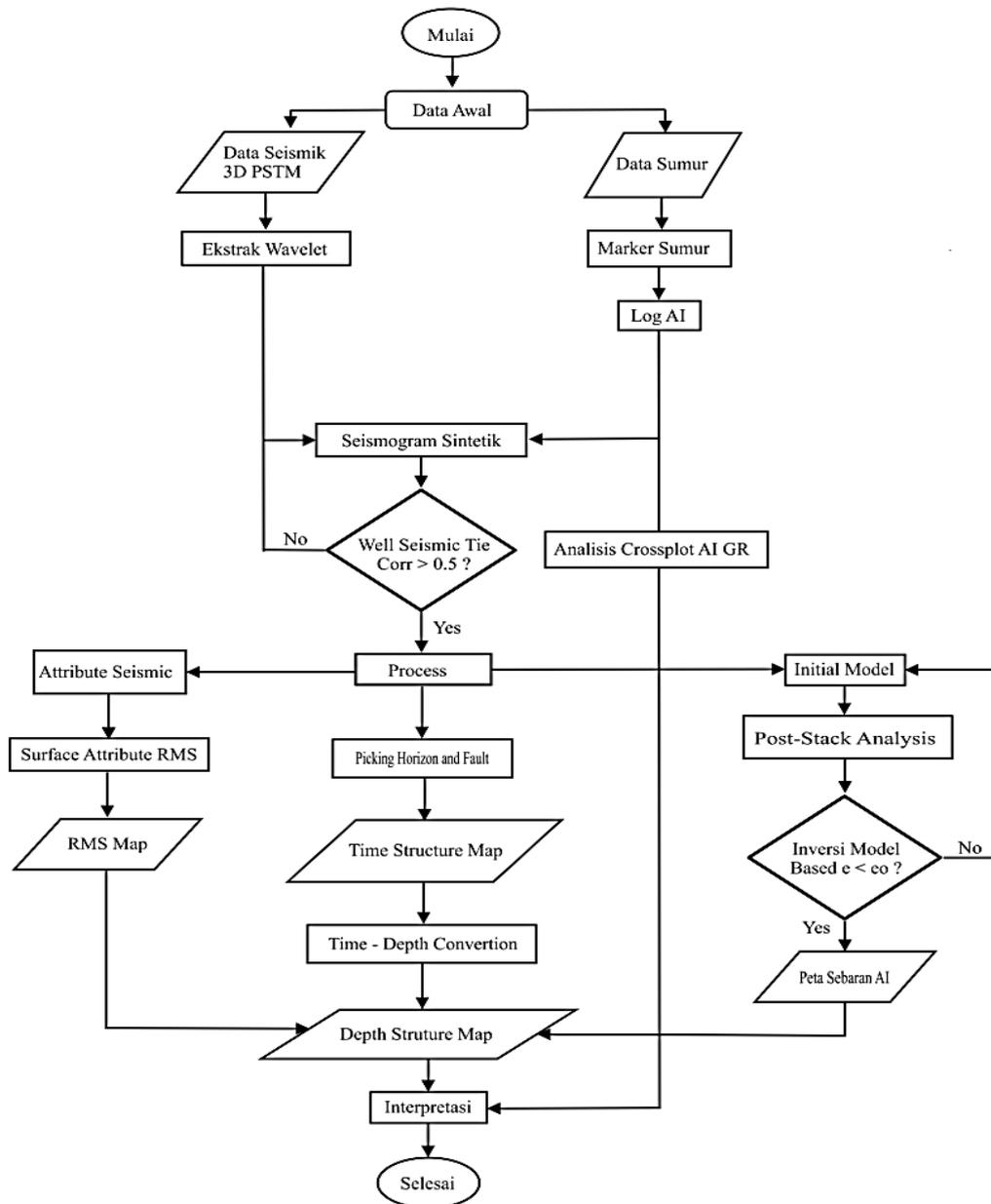
Data yang digunakan dalam penelitian ini meliputi data seismik 3D tipe PSTM yang terdiri dari 1171 *inline* dan 1088 *xline*, data sumur pemboran sebanyak 5 sumur yang terdiri dari 4 sumur *vertical* dan 1 sumur *directional*, data geologi, data *marker*, dan data *checkshot*. Semua data merupakan data sekunder yang diperoleh dari Pertamina EP Asset 1 *Field* Jambi.

2.2 Pengolahan Data

Pengolahan data menggunakan seperangkat komputer yang dilengkapi dengan *software* Hampson-Russell dan Petrel. Sebelum melakukan pengolahan data terlebih dahulu dibuat *database* sebagai lokasi menyimpan *project* pada masing-masing *software*. Data yang dimasukkan berupa data sumur, data seismik, data *marker*, dan *checkshot* yang akan digunakan dalam pengolahan data.

Selanjutnya dilakukan pengolahan data agar diperoleh hasil pemodelan yang baik menggunakan teknik geofisika yaitu seismik inversi dan atribut seismik. *Software* Hampson-Russell digunakan untuk melakukan *picking horizon*, *initial model* dan proses seismik inversi. *Software* Petrel

digunakan untuk *fault picking*, atribut seismik dan pembuatan peta bawah permukaan. Prosedur penelitian yang dilakukan melalui beberapa tahapan sistematis seperti Gambar 1.



Gambar 1 Flowchart penelitian

2.3 Tahap Interpretasi Data

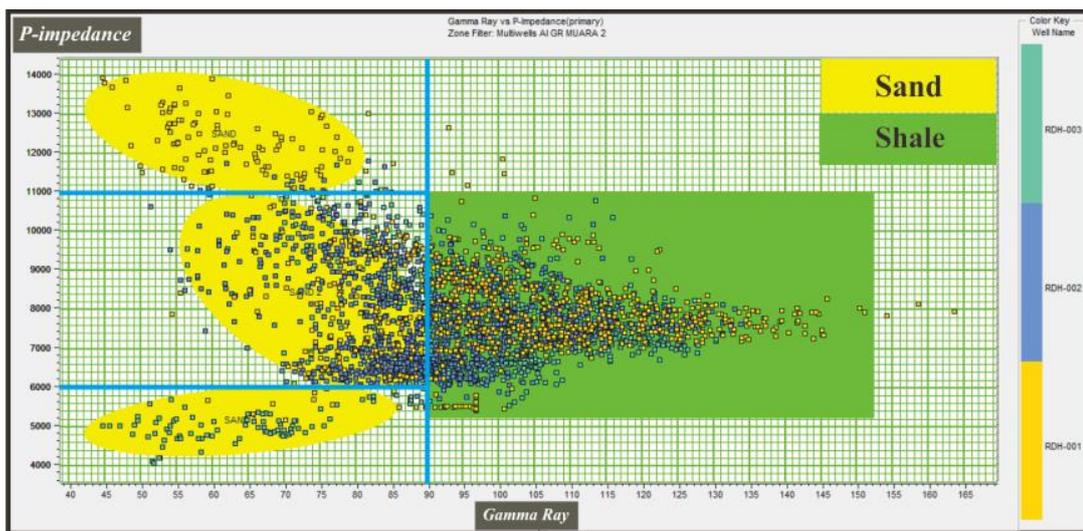
Data seismik dan data sumur dianalisis secara terpadu dari setiap hasil pengolahan data di atas untuk dievaluasi dan ditentukan prospektivitas hidrokarbon pada daerah penelitian. Selain data seismik dan data sumur, diperlukan juga data geologi regional lapangan “TERATAI” Formasi Belumai, seperti litologi formasi, sejarah pembentukan cekungan dan lain-lain. Analisis atribut seismik juga dilakukan pada penelitian ini untuk menentukan karakteristik reservoir dan penyebaran reservoir pada daerah tersebut. Pada akhirnya dapat ditentukan daerah yang mempunyai potensi hidrokarbon berdasarkan

interpretasi seismik struktural dan stratigrafi serta analisis atribut dan seismik inversi yang telah dilakukan.

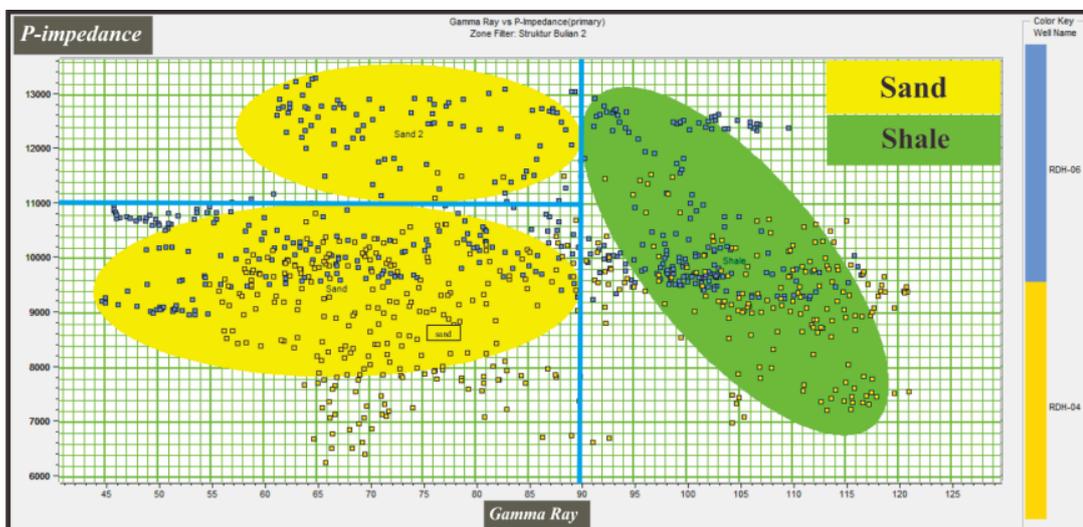
3. HASIL DAN DISKUSI

3.1 Analisis Crossplot

Analisis *crossplot* digunakan untuk menentukan properti *log* yang akan digunakan untuk memisahkan zona reservoir dengan non reservoir. *Crossplot* antara *log gamma ray* dan *p-impedance* memperlihatkan harga *GR* dapat digunakan untuk memisahkan litologi antara *sand* dan *shale* pada nilai *cutoff* 90 API. Hasil *crossplot* pada struktur “Duku” dan “Durian” dapat dilihat pada Gambar 2 dan Gambar 3.



Gambar 2 Crossplot AI vs GR struktur “Duku” menggunakan marker

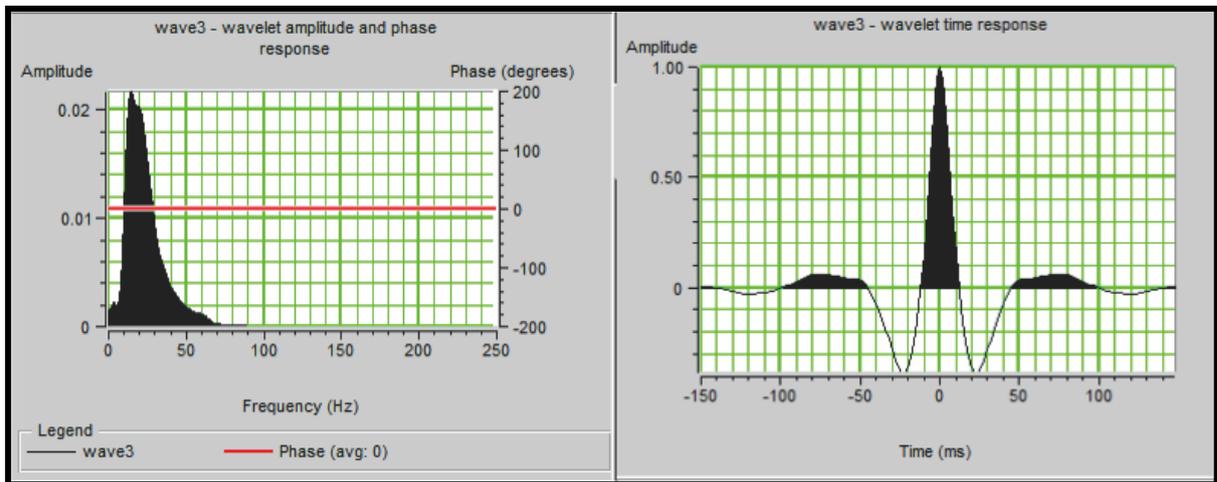


Gambar 3 Crossplot AI vs GR struktur “Durian” menggunakan marker

Hasil *crossplot* pada struktur “Duku” dan “Durian” menjelaskan bahwa *log p-impedance* dapat digunakan untuk membedakan zona reservoir yang berwarna kuning dibawah *cutoff* dan non reservoir berwarna hijau diatas *cutoff*. Warna kuning terbagi menjadi *tight sand* untuk nilai AI tinggi berkisar dari 11.000-13.000 (m/s)*(g/cc) dan GR 45-90 API. Sedangkan *porous sand* untuk nilai AI lebih rendah berkisar dari 6.000-11.000 (m/s)*(g/cc) dan GR 56-90 API.

3.1.1 Well Seismic Tie (WST)

Sebelum dilakukan WST diperlukan koreksi *checkshot* untuk memindahkan *domain* kedalaman sumur ke kedalaman yang sebenarnya. Selanjutnya dilakukan ekstraksi *wavelet* menggunakan jenis *statistical* dari data seismik. *Wavelet* yang dihasilkan menggunakan parameter *wavelet length* 300 ms, *taper length* 25 ms dan *sample rate* 2 ms. Berikut adalah hasil dari ekstraksi *wavelet* seperti pada Gambar 4.



Gambar 4 (a) Hasil ekstraksi *wavelet* (b) frekuensi *wavelet*

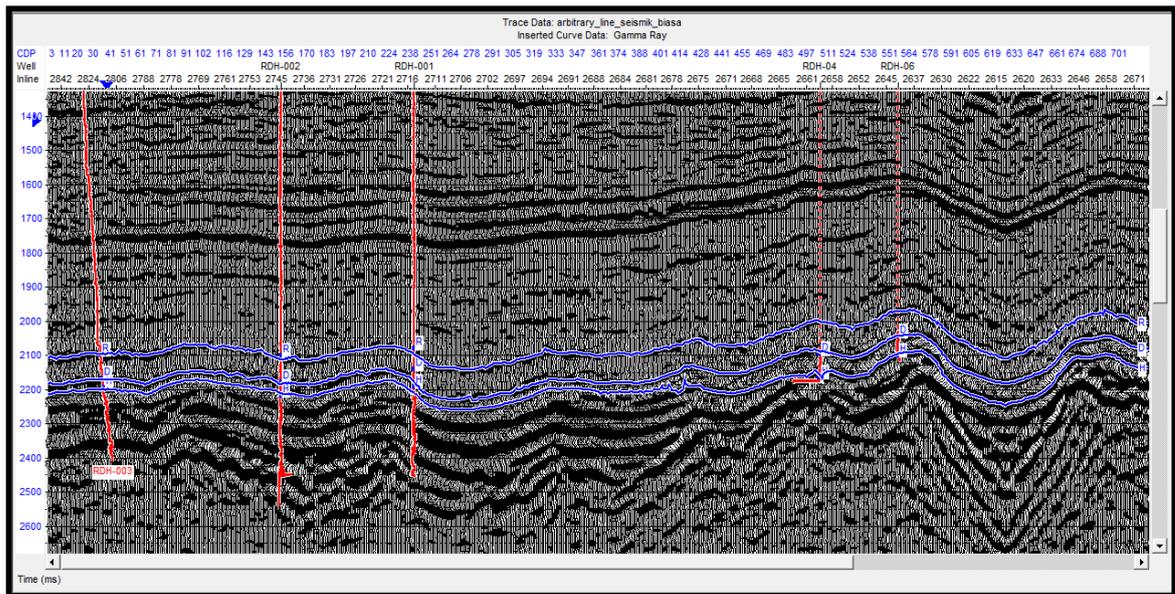
Wavelet kemudian dikonvolusi dengan *log AI* untuk mendapatkan seismogram sintetik. Setelah dilakukan proses *stretching*, *squeezing* dan *shifting* maka, akan diperoleh nilai korelasi antara seismogram sintetik terhadap *trace* seismik di atas nilai 0,5 dengan *time shift* mendekati nol. Kemiripan *wavelet* saat WST menunjukkan bahwa *wavelet* memiliki fasa dan frekuensi yang sama. Jika nilai korelasi yang diperoleh kecil maka harus dilakukan ekstraksi ulang pada *wavelet* yang dibuat sebelumnya. *Time shift* 0 sampai 1 mengindikasikan bahwa tidak ada pergeseran signifikan antara seismogram sumur dan seismogram seismik. Hasil ekstraksi *wavelet time response* menunjukkan *wavelet zero phase*, menggunakan *wavelet* ini korelasi yang dihasilkan cukup baik seperti Tabel 1.

Tabel 1 Hasil korelasi pada *well seismic tie*

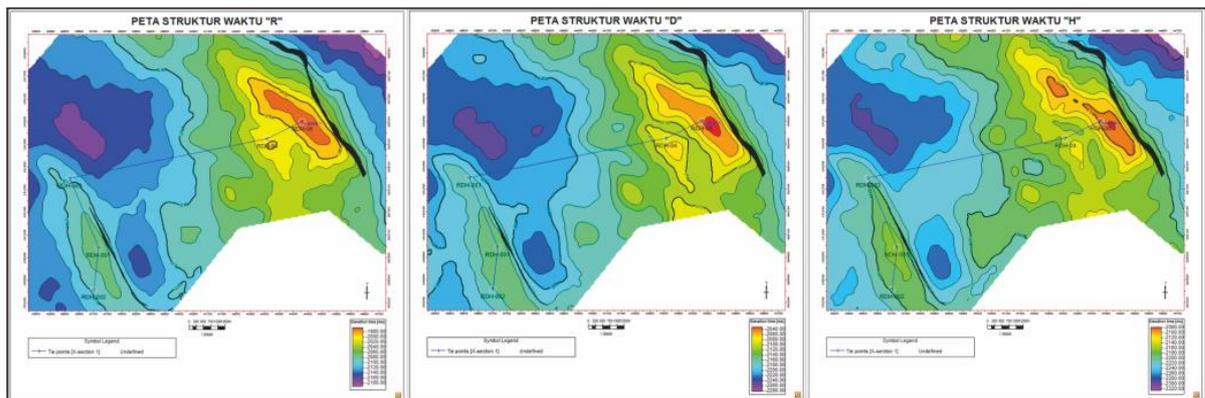
Well Name	Correlation	Time Shift
RDH-001	0,698	0
RDH-002	0,238	0
RDH-003	0,211	0
RDH-04	0,848	-1
RDH-06	0,846	0

3.1.2 Analisis Struktur

Hasil *picking horizon* secara lateral di semua *line* seismik lapangan “TERATAI” formasi Belumai terletak pada *time* 2.100-2.300 ms membentuk struktur tutupan (antiklin) disebelah barat laut dan tenggara yang ditembus masing-masing sumur seperti Gambar 5. Selain itu, didapatkan tiga peta permukaan zona target yaitu *basement horizon* R formasi Baong, *transition horizon* D antara formasi Baong dan formasi Belumai dan *top horizon* H formasi Belumai. Penelitian ini difokuskan pada *top horizon* H yang diindikasikan sebagai reservoir Belumai *sand* pada Gambar 6.

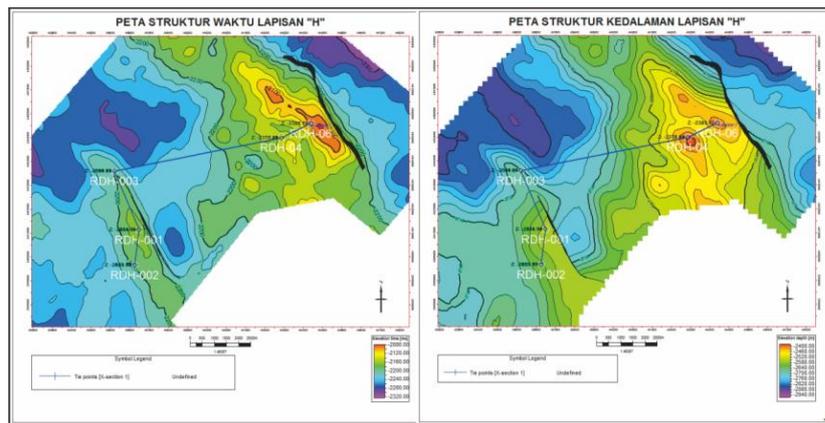


Gambar 5 Picking horizon seismik lapangan “TERATAI”



Gambar 6 Peta permukaan horizon R,D dan H

Gambar 7 menunjukkan peta *time structure* dan *depth structure* dari horizon H formasi Belumai. Hasil pemetaan *time structure* horizon H memberikan *interval* TWT antara -2080 sampai -2320 ms dan *interval* TVD antara -2.400 sampai -2.940 meter. Antiklin sebelah barat ditembus oleh sumur-sumur RDH-001, RDH-002 dan RDH-003 di struktur “Duku”, sedangkan sebelah timur ditembus oleh sumur-sumur RDH-04 dan RDH-06 di struktur “Durian”. Analisis struktur terdapat juga patahan yang berorientasi dari tenggara-timur laut (SW-NE) terlihat jelas memotong kedua struktur yang ditandai oleh garis berwarna hitam.



Gambar 7 Peta (a) *time structure* TWT (b) *depth structure* TVD horizon H

3.1.3 Analisis Inversi Model Based

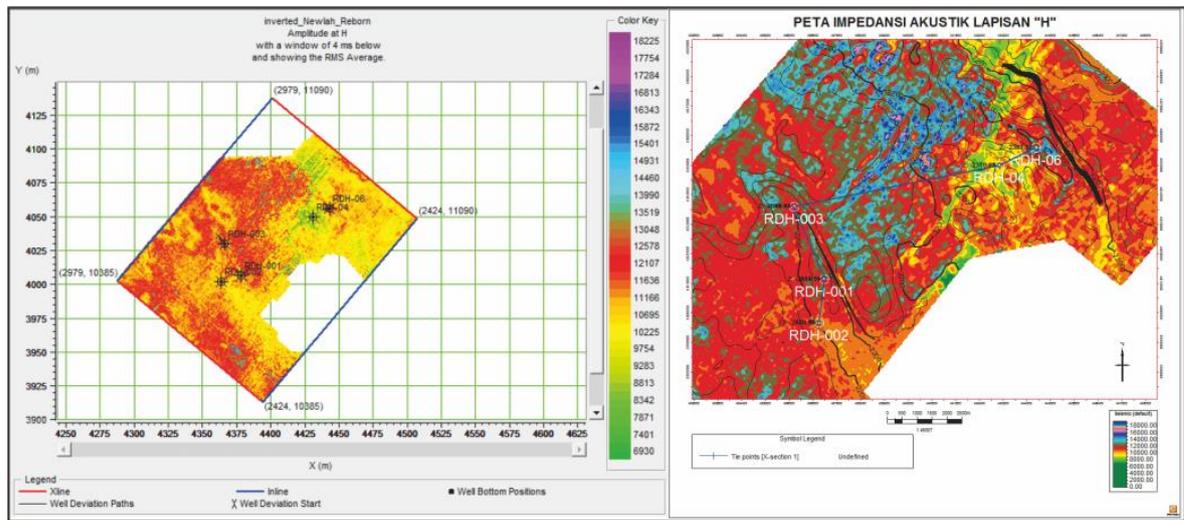
Sebelum dilakukan proses inversi diperlukan *post-stack analysis* pada model awal yang telah dibuat dengan menggunakan parameter tiga metode inversi yaitu *model based*, *bandlimited* dan *LP sparse spike*. Hasilnya diperoleh rata-rata nilai *error* terkecil untuk korelasi terbaik yaitu inversi *model based* pada proses selanjutnya. Pada penelitian ini dibatasi pada jenis inversi seismik *model based hard constraint* karena paling baik dibandingkan kedua jenis inversi lain dapat dilihat hasil analisis pada Tabel 2.

Tabel 2 Hasil *post-stack analysis* pada model awal

Well Name	Inversion Type	Correlate	Error
RDH-001	Model Based	0,943053	0,343972
	Bandlimited	0,829462	
	LP Sparse Spike	0,947638	0,336466
RDH-002	Model Based	0,981216	0,198649
	Bandlimited	0,918109	
	LP Sparse Spike	0,983276	0,193905
RDH-003	Model Based	0,984943	0,174287
	Bandlimited	0,906445	
	LP Sparse Spike	0,972407	0,258603
RDH-04	Model Based	0,993536	0,113674
	Bandlimited	0,974641	
	LP Sparse Spike	0,98291	0,185218
RDH-06	Model Based	0,994494	0,105531
	Bandlimited	0,973555	
	LP Sparse Spike	0,983967	0,180975

Hasil inversi *model based* pada lapangan “TERATAI” menunjukkan nilai AI berkisar dari 5.572-16.459 (m/s)*(g/cc). Nilai AI 5.572-11.469 (m/s)*(g/cc) dikategorikan dengan litologi *sand* dan nilai AI 11.469-16.459 (m/s)*(g/cc) dikategorikan litologi *shale*. Pada struktur “Duku” sumur RDH-001 mempunyai nilai AI berkisar 10.700 (m/s)*(g/cc), sedangkan sumur RDH-002 mempunyai nilai AI berkisar 11.000 (m/s)*(g/cc) dan sumur RDH-003 mempunyai nilai AI berkisar 10.500 (m/s)*(g/cc). Pada struktur “Durian” sumur RDH-04 mempunyai nilai AI berkisar 8.600 (m/s)*(g/cc) dan sumur RDH-06 mempunyai nilai AI berkisar 10.400 (m/s)*(g/cc). Dimana semakin ke warna ungu menyatakan semakin cepat atau tinggi nilai *velocity* gelombang seismik saat menembus lapisan batuan. Sumur-sumur penelitian di struktur “Duku” dan struktur “Durian” memiliki *velocity* rendah sampai menengah sehingga dapat dikelompokkan ke dalam tipe batupasir yang sifatnya *porous*.

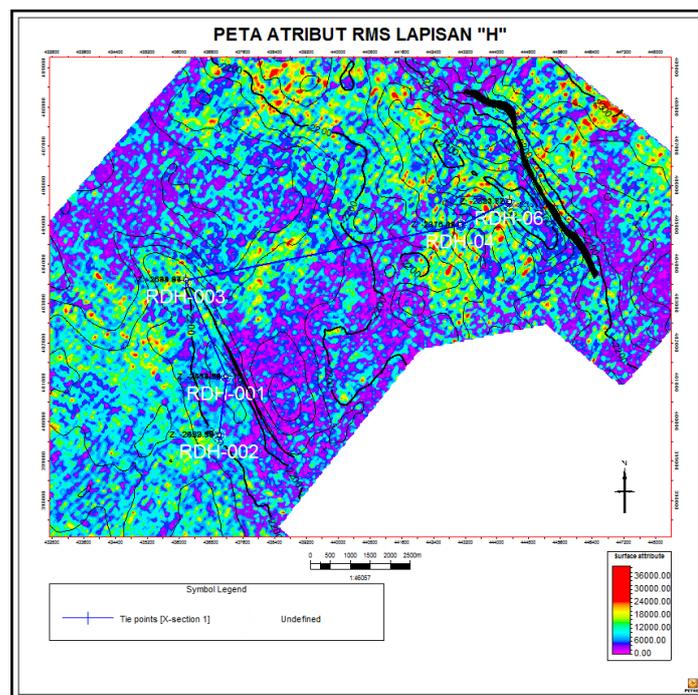
Interpretasi AI dilakukan melalui *slicing* AI dengan *window* 4 ms dibawah *horizon* H kemudian di *overlay* ke peta *depth structure* menggunakan ekstrak *value* pada penampang AI seperti Gambar 8.



Gambar 8 (a) Slice AI window 4 ms dibawah horizon H (b) Overlay depth structure dengan ekstrak value AI

3.1.4 Analisis Atribut Seismik

Sebaran nilai RMS (*Root Mean Square*) amplitudo pada *horizon* H menunjukkan anomali secara lateral yang terlihat jelas. Atribut RMS amplitudo sangat sensitif terhadap perubahan nilai amplitudo yang signifikan. Nilai amplitudo rendah ditunjukkan dengan warna biru sedangkan amplitudo tinggi ditunjukkan dengan warna merah. Pada kedua struktur “Duku” dan “Durian” seperti Gambar 9 terdapat sumur-sumur penelitian dengan nilai atribut RMS lebih rendah berkisar antara 4.000-12.000 (mm/sec) ditunjukkan dengan warna biru. Daerah sumur memiliki litologi batupasir dengan porositas lebih besar, oleh karena itu nilai atributnya lebih rendah. Nilai atribut yang rendah ini mengindikasikan litologi batupasir yang *porous* karena lebih lambat memantulkan gelombang seismik.



Gambar 9 Peta atribut seismik RMS amplitudo

4. KESIMPULAN

Dari penelitian dapat disimpulkan bahwa *picking horizon* menunjukkan tutupan (antiklin) yaitu struktur “Duku” dan struktur “Durian” dengan arah barat laut dan tenggara dengan kedalaman antara 2.100-2.300 ms. Hasil *crossplot log p-impedance vs GR* memiliki sensitifitas yang baik dan memisahkan zona reservoir dibawah *cutoff* 90 API sebagai batupasir. *Slicing map window size* 4 ms dibawah *horizon H* menyatakan struktur “Duku” memiliki nilai AI berkisar antara 10.553-11.297 (m/s)*(g/cc) dan struktur “Durian” memiliki nilai AI berkisar antara 9.678-11.219 (m/s)*(g/cc). Hasil atribut RMS amplitudo menunjukkan nilai berkisar antara 4.000-12.000 (mm/sec) tersebar ke semua arah terutama di bagian utara dan timur laut. Hasil inversi *model based* dan atribut *RMS* pada *horizon H* menunjukkan interpretasi yang saling berhubungan maka dapat kemungkinan zona reservoir hidrokarbon tersebut adalah *porous sand*.

UCAPAN TERIMA KASIH

Ucapan terima kasih disampaikan pada PT.Pertamina EP Asset 1 *Field* Jambi yang telah memfasilitasi penelitian ini dan segala bantuan teknis serta diskusi yang diberikan selama penelitian berlangsung. Bapak dan Ibu penguji tugas akhir, serta tim reviewer Jurnal Ilmu Fisika Universitas Andalas.

DAFTAR PUSTAKA

- Arifien, H., 2010, *Inversi Seismik Berbasis Model Untuk Karakterisasi Reservoir: Studi Kasus Haurgeulis*, (Skripsi), Jurusan Fisika, Fakultas MIPA, Universitas Diponegoro, Semarang.
- Burge, D.W., Neff D.B., 1998, *Well-based Seismic Lithology Inversion for Porosity and Pay-thickness Mapping*, The Leading Edge, February Issue.uta
- Koesoemadinata, R.P., 1980, *Geologi Minyak- dan Gasbumi*, Edisi Ke-2, Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- Novarie, 2009, *Karakterisasi Reservoir Menggunakan Analisa Atribut Seismik Untuk Lapangan Mendawai, Jawa Barat Utara*, (Skripsi), Departemen Fisika, FMIPA, Universitas Indonesia, Jakarta.
- Sukmono, S., 2002, *Interpretasi Seismik Refleksi*, Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung, Bandung.
- Tabah, F.R, 2010, Inversi Model Based Untuk Gambaran Litologi Bawah Permukaan, *Jurnal Sains & Matematika (JSM)*, Vol.18, No.3, Lab.Geofisika, Jurusan Fisika, Universitas Diponegoro, hal.88-93.
- Tullailah, N.N., Lantu dan Aswad, S., 2015, Karakterisasi Reservoir Karbonat Menggunakan Analisis Seismik Atribut dan Inversi Impedansi Akusti (AI) Pada Formasi Kais Lapangan “NNT” Cekungan Salawati Papua, *UNHAS Repository, Jurusan Geofisika*, Universitas Hasanuddin.
- Yaman, I.H, 2005, Lithology Classification Using Cluster Analysis Of Generalized Principle Components Of Seismic Attributes: A Case Study In Boonsville Area. *Proceeding Joint Convention HAGI-LAGI-PERHAPI*, Surabaya.