



UNIVERSITAS INDONESIA

**APLIKASI DEKOMPOSISI SPEKTRAL *SMOOTHED PSEUDO*  
*WIGNER-VILLE DISTRIBUTION* (SPWVD) UNTUK  
MENGIDENTIFIKASI RESERVOAR SHALE: STUDI KASUS DI  
LAPANGAN ABIYOSO, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

**SKRIPSI**

**SUHENDRA**

**0706262804**

**DEPARTEMEN FISIKA  
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
UNIVERSITAS INDONESIA  
DEPOK  
JUNI 2012**



UNIVERSITAS INDONESIA

**APLIKASI DEKOMPOSISI SPEKTRAL *SMOOTHED PSEUDO*  
*WIGNER-VILLE DISTRIBUTION* (SPWVD) UNTUK  
MENGIDENTIFIKASI RESERVOAR SHALE: STUDI KASUS DI  
LAPANGAN ABIYOSO, CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

**SKRIPSI**

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana sains**

**SUHENDRA**

**0706262804**

**DEPARTEMEN FISIKA  
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
UNIVERSITAS INDONESIA  
DEPOK  
JUNI 2012**

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

**Skripsi ini adalah hasil karya saya sendiri,  
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk  
telah saya nyatakan dengan benar.**

**Nama : Suhendra**

**NPM : 0706262804**

**Tanda Tangan :**

**Bulan : Juni 2012**

## HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh

Nama : Suhendra  
NPM : 0706262804  
Program Studi : Fisika  
Peminatan : Geofisika  
Judul Skripsi : Aplikasi Dekomposisi Spektral Smoothed Pseudo Wigner-Ville  
Distribution (SPWVD) untuk Mengidentifikasi Reservoir Shale:  
Studi Kasus Lapangan Abiyoso, Cekungan Sumatera Selatan

Telah berhasil dipertahankan di hadapan Dewan Penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Sarjana Sains pada Program Studi S1 Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Dr. rer. nat. Abdul Haris

(.....)

Pembimbing II : Endra Triyana, S.T, M.Si

(.....)

Penguji I : Dr. Dede Djuhana

(.....)

Penguji II : Ir. Anggoro Drajat, M.T

(.....)

Ditetapkan di : Universitas Indonesia, Depok  
Tanggal : 5 Juni 2012

## KATA PENGANTAR

Alhamdulillah robbil ‘alamin, segala puji hanya milik Allah SWT atas limpahan hidayah, taufik, dan keberkahan ilmu kepada penulis, sehingga penulis dapat merampungkan skripsi yang berjudul: “**Aplikasi Dekomposisi Spektral *Smoothed Pseudo Wigner-Ville Distribution* (SPWVD) untuk Mengidentifikasi Reservoir Shale: Studi Kasus di Lapangan Abiyoso, Cekungan Sumatera Selatan**” dengan baik. Shalawat serta salam senantiasa terlimpah kepada Rasulullah Muhammad saw, segenap keluarga, sahabat serta pengikut setia beliau hingga hari kemudian.

Skripsi ini disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar Sarjana di Departemen Fisika, Universitas Indonesia. Penulis menyadari bahwa tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan skripsi ini, sulitlah kiranya bagi penulis untuk menyelesaikan skripsi ini. Oleh karena itu penulis mengucapkan banyak terima kasih kepada :

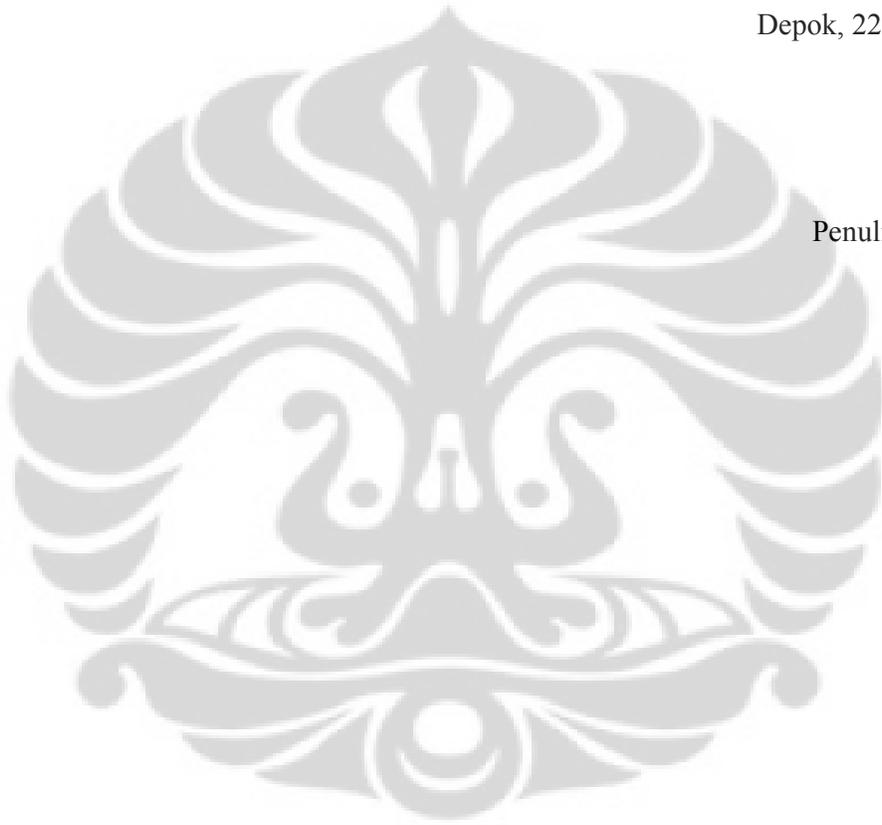
1. Kedua orangtuaku terkasih yang tak henti-hentinya memberikan do’a, kasih sayang dan semangat untuk terus maju kepada penulis. Adikku Indah yang telah memberikan dukungan dan dorongan untuk terus kuat kepada penulis.
2. Dr. rer. nat. Abdul Haris serta Endra Triyana, M.Si selaku Pembimbing Tugas Akhir yang telah rela mengorbankan banyak waktu, tenaga dan pikiran untuk memberikan pengarahan dan pengertian kepada penulis.
3. Dr. Dede Djuhana dan Ir. Anggoro Drajat, M.T selaku Penguji yang telah berkenan memberikan waktu dan kesempatan untuk berdiskusi serta *sharing* ilmunya disela-sela kesibukan.
4. Segenap Dosen FMIPA UI yang telah memberikan transfer ilmu yang bermanfaat.
5. Jajaran karyawan Departemen Fisika UI, atas bantuan teknis yang penulis peroleh selama menjadi mahasiswa Fisika UI.
6. Rekan-rekan puri M17 (Byan, Banu, Gangga, Rangga, Ryan, Willem, dan Tom) serta penghuni Puri (Mas Apip, Mas Amar, Aryo, Erlangga, dan JB) atas segala bantuannya selama ini.
7. Rekan seperjuangan di Fisika UI dan Geofisika UI angkatan 2007 dengan keanekaragaman sifat yang memberikan penulis sebuah arti fisika yang sesungguhnya. Terima kasih atas perkenalan dan pertemanan selama ini.

8. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, terima kasih banyak atas dukungannya.

Semoga Allah membalas jasa semua pihak tersebut diatas dengan sebaik-baiknya balasan. Penulis juga menyadari bahwa laporan ini masih kurang sempurna, oleh karena itu perlulah kiranya saran dan kritik yang membangun demi perbaikan pada masa mendatang. Semoga laporan ini membawa faedah bagi penulis pribadi maupun bagi pembaca.

Depok, 22 Juni 2012

Penulis



**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR  
UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

---

Sebagai civitas akademik Universitas Indonesia, saya yang bertanda tangan di bawah ini :

Nama : Suhendra  
NPM : 07060262804  
Program Studi : S1 Fisika  
Departemen : Fisika  
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam  
Jenis Karya : Skripsi

demi pengembangan ilmu pengetahuan, menyetujui untuk memberikan kepada Universitas Indonesia **Hak Bebas Royalti Non-eksklusif (*Non-exclusive Royalty-Free Right*)** atas karya ilmiah saya yang berjudul :

**APLIKASI DEKOMPOSISI SPEKTRAL *SMOOTHED PSEUDO WIGNER-VILLE*  
*DISTRIBUTION* (SPWVD) UNTUK MENGIDENTIFIKASI RESERVOAR  
SHALE: STUDI KASUS DI LAPANGAN ABIYOSO, CEKUNGAN SUMATERA  
SELATAN**

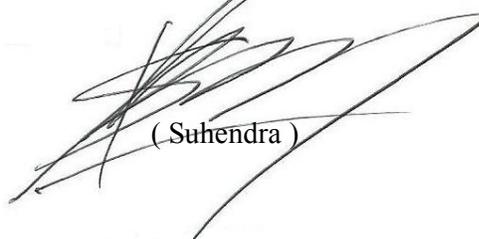
beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Non-eksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan mempublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok

Pada Bulan : Juni 2012

Yang menyatakan



( Suhendra )

## ABSTRAK

Nama : Suhendra  
Program Studi : S1 Fisika  
Judul : Aplikasi Dekomposisi Spektral Smoothed Pseudo  
Wigner-Ville Distribution (SPWVD) untuk Mengidentifikasi  
Reservoir Shale: Studi Kasus Lapangan Abiyoso,  
Cekungan Sumatera Selatan

Hasil dekomposisi spektral dengan menggunakan metode Smoothed Pseudo Wigner-Ville Distribution (SPWVD) digunakan untuk mengestimasi nilai atenuasi pada data seismik. Tujuan tugas akhir ini adalah untuk mengkarakterisasi reservoir shale pada formasi Gumai yang terletak di Lapangan Abiyoso yang berada di sub cekungan Jambi, cekungan Sumatera Selatan dengan menggunakan dekomposisi spektral. Tahapan pertama yang dilakukan adalah analisis petrofisika dan analisis *crossplot* untuk mengarakterisasi lapisan reservoir shale. Karakterisasi lebih lanjut dilakukan dengan *overlay* kurva DlogR dan kurva *Transit time* sonik. Dari ketiga zona shale yang diprediksi, diperlihatkan bahwa lapisan batuan lempung pada zona Shale 1 merupakan lapisan batuan lempung yang diduga reservoir. Hasil tersebut didukung pula oleh estimasi nilai atenuasi dari dekomposisi spektral. Selanjutnya dekomposisi spektral diteruskan untuk data seismik secara keseluruhan sehingga didapatkan estimasi persebaran reservoir lapisan batuan lempung pada data seismik.

Kata kunci : Dekomposisi Spektral, Analisis Reservoir Batuan Lempung, Estimasi  
Nilai Atenuasi

xvi+65 halaman: 60 gambar; 2 tabel

Daftar Acuan : 18 (1990-2011)

## ABSTRACT

Name : Suhendra  
Program Study : Bachelor Degree of Physics  
Title of Essay : Application of Spectral Decomposition with Smoothed Pseudo Wigner-Ville Distribution (SPWVD) Method for Identification Shale Reservoir: A Case Study in Abiyoso Field, South Sumatera Basin

*The results of spectral decomposition using Smoothed Pseudo Wigner-Ville Distribution (SPWVD) is used to estimate the value of attenuation on seismic data. The purpose of this thesis is to characterize shale reservoir in Gumai Formation at Abiyoso Field in Jambi Sub Basin, South Sumatera Basin. The first stage, it is carried out petrophysical analysis and crossplot analysis to characterize shale reservoir layer. Further characterization is done by overlaying DlogR and Sonic transit time curve. Based on the three predicted shale zone, it is shown that shale layer at Shale zone 1 is estimated the layer of shale reservoir. These results are confirmed also by the estimated value of the attenuation of spectral decomposition. Further spectral decomposition is applied to seismic data set to map distribution of shale reservoir.*

Keywords : *Spectral Decomposition Shale Reservoir Analysis, Attenuation Value Estimated*

xvi+65 pages : 60 pictures; 2 table

Bibliography : 18 (1990-2011)

## DAFTAR ISI

<b>HALAMAN JUDUL</b> .....	i
<b>HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS</b> .....	ii
<b>LEMBAR PENGESAHAN</b> .....	iii
<b>KATA PENGANTAR</b> .....	iv
<b>HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI</b> .....	vi
<b>ABSTRAK</b> .....	vii
<b>ABSTRACT</b> .....	viii
<b>DAFTAR ISI</b> .....	ix
<b>DAFTAR TABEL</b> .....	xii
<b>DAFTAR GAMBAR</b> .....	xiii
<b>BAB I. PENDAHULUAN</b> .....	1
1.1. Latar Belakang.....	1
1.2. Objek Penelitian.....	3
1.3. Tujuan Penelitian.....	4
1.4. Batasan Masalah.....	4
1.5. Metodologi Penelitian.....	5
1.6. Sistematika Penulisan.....	6
<b>BAB II. TEORI DASAR</b> .....	8
2.1.1. Model Konseptual Batuan Kaya Kandungan Organik.....	8
2.1.2. Respon Well-Log Terhadap Shale Kaya Kandungan Organik.....	9
2.1.3. Model Skematik untuk Interpretasi Metode $\Delta\log R$ .....	10
2.1.4. Pengembangan Metode $\Delta\log R$ .....	12
2.1.5. Penggunaan Crossplot Dalam Batuan Shale Kaya Kandungan Organik.....	13
2.1.6. Efek Ketebalan Reservoir dan Perubahan Fluida pada Data Seismik.....	15
2.1.7. Dekomposisi Spektral.....	16
2.1.7.1. Wigner-Ville Distribution.....	16
2.1.7.2. Smoothed Pseudo Wigner-Ville Distribution.....	17
2.1.8. Analisis Lanjutan Dekomposisi Spektral.....	18



5.2. Saran .....	63
<b>DAFTAR ACUAN .....</b>	<b>64</b>



## DAFTAR TABEL

<b>Tabel 3.1</b> Data Marker Penelitian.....	27
<b>Tabel 3.2</b> Data Pengamatan Core (Triyana, 2010).....	27



## DAFTAR GAMBAR

<b>Gambar 1.1</b> Model skematik <i>cross-section</i> cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2000).....	4
<b>Gambar 1.2</b> Diagram Alir Penelitian .....	7
<b>Gambar 2.1</b> Model skematik dari komponen padatan dan fluida dalam <i>source rock</i> dan <i>non-source rock</i> (Passey., et al. 2006).....	8
<b>Gambar 2.2</b> Rekaman Gamma Ray, overlay Resistivitas dengan <i>Transit time</i> sonik, dan pembacaan TOC dari shale A ( <i>immature</i> ) dan shale B ( <i>mature</i> ) (Passey., et al. 2006).....	10
<b>Gambar 2.3</b> <i>Guide</i> skematik untuk intepretasi dari metode $\Delta\log R$ .....	11
<b>Gambar 2.4</b> <i>Crossplot</i> antara porositas Neutron dengan porositas Densitas dengan zona di atas garis regresi merupakan lapisan pasir (Katahara. 2008) .....	14
<b>Gambar 2.5</b> <i>Crossplot</i> Resistivitas dengan <i>Transit time</i> sonik pada sumur Qarun E-1 dalam pemisahan lapisan shale yang menjadi <i>source rock</i> (Aly., et al.2003) .....	14
<b>Gambar 2.6</b> <i>Fourier spectrum</i> dari data seismik sintetik yang memiliki perbedaan kandungan fluida (Li. 2004) .....	15
<b>Gambar 2.7</b> Perbandingan <i>amplitude spectrum</i> pada data sintetik lapisan batuan pasir yang memiliki perbedaan kandungan fluida (Deng., et al. 2007) ....	16
<b>Gambar 2.8</b> Perbandingan <i>Time-Frequency Map</i> hasil metode SPWVD dengan metode lainnya (Wu dan Liu. 2009).....	18
<b>Gambar 2.9</b> <i>Well-seismic tie</i> dan data log dari <i>interest zone</i> pada lapangan Frio (Burnett dan Castagna. 2004).....	19
<b>Gambar 2.10</b> <i>Amplitude Spectrum</i> dari dua zona yang memiliki kandungan fluida berbeda dari sumur yang sama (Garis Merah: zona yang mengandung hidrokarbon dan Garis Biru: zona yang mengandung air laut) .....	19
<b>Gambar 2.11</b> <i>Amplitude spectrum</i> dari lima zona marker (Wahdanadi., et al. 2011).....	20
<b>Gambar 2.12</b> Penampang seismik hasil analisis dekomposisi spektral lanjutan (Wahdanadi., et al. 2011).....	21
<b>Gambar 2.13</b> Daerah penelitian yang diketahui memiliki kandungan Gas (Wang dan Gao. 2011).....	22

<b>Gambar 2.14</b> Hasil atenuasi spektral dari daerah penelitian yang dihitung dengan persamaan (2.17) (Wang dan Gao, 2011).....	22
<b>Gambar 3.1</b> Data sintetik yang memiliki empat frekuensi dominan yang berbeda	24
<b>Gambar 3.2</b> Data Seismik Penelitian .....	25
<b>Gambar 3.3</b> Data Log pada sumur TA-1 .....	26
<b>Gambar 3.4</b> <i>Time-Frequency Map</i> hasil dekomposisi spektral dari metode S-Transform (ST) dan <i>Smoothed Pseudo Wigner-Ville Distribution</i> (SPWVD).....	28
<b>Gambar 3.5</b> Histogram data rekaman Gamma Ray .....	29
<b>Gambar 3.6</b> Zona interest penelitian.....	30
<b>Gambar 3.7</b> Koreksi lingkungan sebelum analisis petrofisika .....	31
<b>Gambar 3.8</b> Koreksi data log dengan menghilangkan <i>spike</i> pada data sumur .....	31
<b>Gambar 3.9</b> <i>Crossplot</i> Resistivitas dengan <i>Transit time</i> sonik untuk mendapatkan persamaan $\Delta \log R$ .....	32
<b>Gambar 3.10</b> Analisis Petrofisika serta nilai TOC estimasi.....	33
<b>Gambar 3.11</b> Korelasi antara TOC pengamatan data <i>core</i> dengan rekaman Densitas (Triyana, 2012 modifikasi) .....	33
<b>Gambar 3.12</b> Korelasi antara TOC pengamatan data <i>core</i> dengan TOC estimasi yang berasal dari hasil korelasi dengan rekaman Densitas .....	34
<b>Gambar 3.13</b> <i>Crossplot</i> Porositas Densitas dengan Porositas Neutron untuk .....	35
memisahkan lapisan pasir dengan lapisan shale.....	35
<b>Gambar 3.14</b> <i>Crossplot</i> log Resistivitas dengan <i>Transit time</i> sonik untuk memisahkan shale yang menjadi <i>source rock</i> dengan yang tidak.....	35
<b>Gambar 3.15</b> Bentuk wavelet ekstraksi dari sumur TA-1 .....	36
<b>Gambar 3.16</b> <i>Well-seismic tie</i> data sumur TA-1 dengan CDP ke-4469 atau <i>trace</i> seismik ke-466 dengan nilai korelasi 0.617 .....	36
<b>Gambar 3.17</b> <i>Time-frequency map</i> dari data seismik pada TWT 1000 hingga 1600 ms.....	37
<b>Gambar 3.18</b> <i>Amplitude spectrum</i> dari ketiga zona shale .....	38
<b>Gambar 3.19</b> Nilai atenuasi pada <i>trace</i> seismik ke-466.....	39
<b>Gambar 3.20</b> Estimasi atenuasi yang terjadi pada penampang seismik.....	39
<b>Gambar 4.1</b> Fenomena hidrokarbon mendesak air formasi pada lapisan atasnya pada zona Shale 1.....	42

<b>Gambar 4.2</b> <i>Crossplot</i> antara porositas Densitas dengan porositas Neutron untuk setiap kedalaman dari sumur TA-1 .....	43
<b>Gambar 4.3</b> <i>Crossplot</i> porositas Densitas dengan porositas Neutron pada zona Shale 1 dengan Gamma Ray sebagai warna .....	44
<b>Gambar 4.4</b> <i>Crossplot</i> porositas Densitas dengan porositas Neutron pada zona Shale 2 dengan Gamma Ray sebagai warna .....	45
<b>Gambar 4.5</b> <i>Crossplot</i> porositas Densitas dengan porositas Neutron pada zona Shale 3 dengan Gamma Ray sebagai warna .....	45
<b>Gambar 4.6</b> <i>Crossplot</i> antara Transit time sonik dengan Resistivitas untuk setiap kedalaman dari sumur TA-1 .....	46
<b>Gambar 4.7</b> <i>Crossplot</i> Resistivitas dengan <i>Transit time</i> sonik pada zona Shale 1 dengan kedalaman sebagai warna .....	47
<b>Gambar 4.8</b> <i>Crossplot</i> Resistivitas dengan <i>Transit time</i> sonik pada zona Shale 2 dengan kedalaman sebagai warna .....	48
<b>Gambar 4.9</b> <i>Crossplot</i> Resistivitas dengan <i>Transit time</i> sonik pada zona Shale 3 dengan kedalaman sebagai warna .....	49
<b>Gambar 4.10</b> <i>Crossplot</i> data TOC laboratorium dengan rekaman <i>Transit time</i> sonik (Triyana, 2012 dimodifikasi) .....	50
<b>Gambar 4.11</b> <i>Crossplot</i> data TOC laboratorium dengan rekaman Resistivitas Dalam (Triyana, 2012 dimodifikasi) .....	51
<b>Gambar 4.12</b> <i>Amplitude spectrum</i> dari ketiga zona shale .....	51
<b>Gambar 4.13</b> Respon <i>trace</i> ke-466 pada enam frekuensi yang berbeda .....	53
<b>Gambar 4.14</b> Estimasi atenuasi yang terjadi pada <i>trace</i> ke-466.....	54
<b>Gambar 4.15</b> <i>Crossplot</i> atenuasi dengan TOC estimasi pada zona Shale 1 .....	55
<b>Gambar 4.16</b> <i>Crossplot</i> atenuasi dengan TOC estimasi pada zona Shale 3.....	56
<b>Gambar 4.17</b> <i>Crossplot</i> antara atenuasi dengan DlogR-DTC pada zona Shale 1 .....	57
<b>Gambar 4.18</b> <i>Crossplot</i> antara atenuasi dengan DlogR-DTC pada zona Shale 3 .....	58
<b>Gambar 4.19</b> Persebaran nilai atenuasi estimasi pada penampang seismik penelitian .....	59
<b>Gambar 4.20</b> Intepretasi persebaran shale potensial (zona Shale 1).....	59

# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1. Latar Belakang dan Perumusan Masalah

Shale merupakan batuan sedimen yang berbutir halus dengan struktur laminasi yang memiliki permeabilitas yang kecil (ukuran permeabilitas dalam *nanodarcy*). Dalam *petroleum system*, shale dapat berfungsi sebagai batuan penutup (*seal*) dan batuan penghasil hidrokarbon (*source rock*). Sebagai batuan penutup, shale biasanya memiliki besar butir yang lebih halus dan memiliki kandungan material organik yang sangat sedikit atau bahkan tidak ada sedangkan sebagai batuan penghasil hidrokarbon shale umumnya memiliki kandungan organik dalam rentang 0,2 hingga 1.65 % dari berat total batuan (Passey., et al. 1990).

Dalam menentukan banyak ataupun sedikitnya kandungan organik dari shale, biasanya digunakan analisis geokimia seperti Analisis TOC, *Thermal Alteration Index*, dan *Vitrinite Reflectance* (Boyer., et al. 2006). Dalam praktiknya, analisis geokimia tersebut membutuhkan sampel batuan (baik dari proses *cutting* ataupun *coring*) yang bervariasi beratnya tergantung metode geokimia yang digunakan.

Selain menggunakan analisis geokimia, penentuan potensi shale dapat pula dilakukan dengan menggunakan data rekaman sumur (*well log*) (Passey., et al. 1990). Metode tersebut menggunakan beberapa data rekaman dari sifat fisis batuan seperti Gamma Ray, Densitas, Resistivitas, dan *Transit-time* sonik. Passey., et al. (1990) memperkenalkan metode  $\Delta\log R$  yang merupakan kombinasi rekaman data Resistivitas dengan *Transit time* sonik. Metode tersebut sangat baik digunakan jika dikombinasikan dengan data Gamma Ray dalam penentuan zona shale yang kaya kandungan pada daerah yang mempunyai sedikit data *core* ataupun yang tidak mempunyai data *core* (Passey., et al. 1990).

Untuk metode dekomposisi spektral sendiri pertama kali diperkenalkan oleh Partyka., et al. (1999) dalam mengkarakterisasi reservoir. Dekomposisi spektral merupakan metode yang relatif baru yang digunakan untuk memisahkan *trace* seismik ke dalam kumpulan *trace* yang memiliki frekuensi yang sama sehingga menghasilkan *single-frequency maps*. Selain untuk meningkatkan resolusi temporal, dekomposisi spektral juga diaplikasikan untuk memvisualisasi penampakan paleo-geologi dan mendeteksi keberadaan hidrokarbon. Dalam penggunaannya, dekomposisi spektral memiliki keterbatasan dalam memetakan distribusi reservoir hidrokarbon sehingga dilakukan analisis lebih lanjut dari dekomposisi spektral yang ditujukan untuk dapat menyelesaikan kekurangan dekomposisi spektral biasa.

Studi sebelumnya tentang analisis lanjutan dekomposisi spektral telah dilakukan oleh Burnett dan Castagna (2004) menggunakan metode *Wavelet Transform* (WT) di formasi Frio, Gulf Mexico. Diketahui bahwa pada rentang frekuensi (24-47 Hz) pada lapisan yang mengandung hidrokarbon memiliki amplitudo yang lebih besar dibandingkan dengan amplitudo lapisan yang berisi air laut (*brine*).

Di lapangan yang berbeda, Wahdanadi., et al. (2011) melakukan penyelidikan analisis lanjutan dekomposisi spektral menggunakan metode *Continuous Wavelet Transform* (CWT) untuk mengestimasi distribusi reservoir hidrokarbon pada lapangan X yang berlokasi di Tarakan Basin, Kalimantan Barat yang berada di antara lapisan *volcanic rock*.

Selain itu, Wu dan Liu (2009) melakukan komparasi antara lima metode dekomposisi spektral, yaitu; *Short Time Fourier Transform* (STFT), *Continuous Wavelet Transform* (CWT), *Wigner-Viile Distribution* (WVD), *Smoothed Pseudo Wigner-Viile Distribution* (SPWVD), dan *Reassigned Smoothed Pseudo Wigner-Viile Distribution* (RSPWVD), untuk sebuah *trace* seismik sintetik. Hasilnya, metode dengan menggunakan SPWVD, dan RSPWVD menunjukkan resolusi temporal yang lebih baik bila dibandingkan dengan tiga metode lainnya.

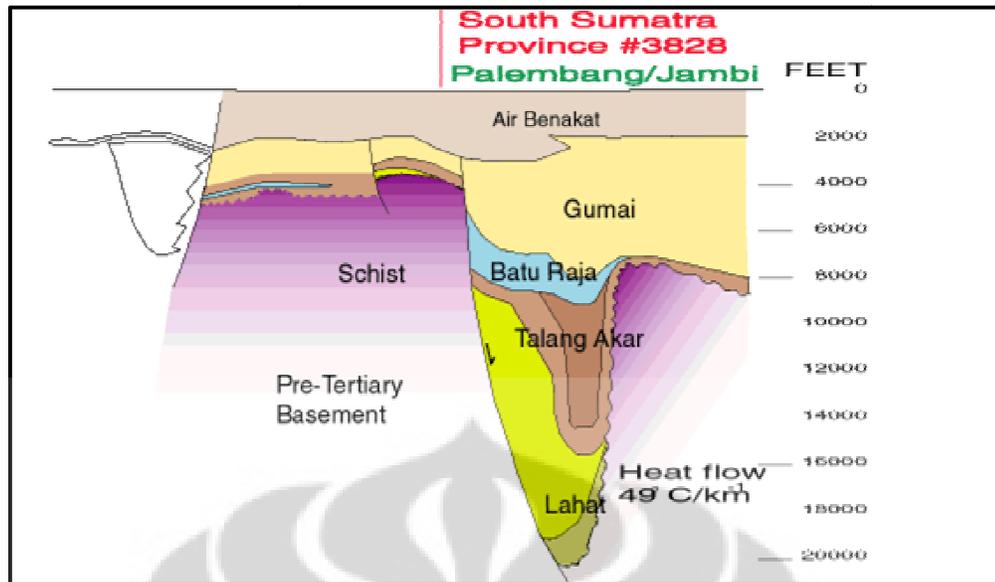
Pada formasi Gumai, penelitian mengenai reservoir shale telah dilakukan oleh Triyana (2010). Penelitian tersebut menekankan pada aspek geologi, petrofisika,

dan pemodelan fisis batuan (*rock physics*) seperti modulus Young dan rasio Poisson. Akan tetapi, penelitian distribusi reservoir shale belum dilakukan. Oleh karena itu, dalam penelitian ini akan ditinjau pula distribusi reservoir shale pada data seismik menggunakan analisis lanjutan dekomposisi spektral dengan metode *Smoothed Pseudo Wigner-Ville Distribution* (SPWVD). Diharapkan dengan bantuan analisis lanjutan dekomposisi spektral pada data seismik, reservoir shale yang banyak mengandung material organik dapat diketahui penyebarannya.

## 1.2. Objek Penelitian

Lapangan Abiyoso berada di sub cekungan Jambi, cekungan Sumatera Selatan. Objek penelitian adalah shale pada formasi Gumai yang diendapkan pada kala Eosen akhir hingga pertengahan Miosen. Formasi ini diendapkan secara selaras di atas formasi Baturaja. Formasi tersebut tersusun atas campuran batu gamping, shale, dan batuan napal di bagian bawah formasi sedangkan pada bagian atasnya tersusun atas perselingan antara batu pasir dan shale (Bishop. 2000). Model skematik formasi yang berada pada cekungan Sumatera Selatan dapat dilihat pada **gambar 1.1**.

Berdasarkan penelitian sebelumnya yang dilakukan Triyana (2010), diketahui bahwa formasi Gumai pada penelitian tersebut diendapkan pada lingkungan laut dangkal hingga laut dalam. Selain itu, shale formasi Gumai memiliki kandungan material organik dengan kandungan TOC 0,5 sampai 2,0 % dan rata-rata mencapai 1,2% (Triyana. 2010). Sarjono dan Sardjito (1989) dalam Bishop (2000) menyatakan bahwa shale pada formasi Gumai dan limestone pada formasi Baturaja diperkirakan matang dan menghasilkan hidrokarbon dalam lokal area tertentu.



**Gambar 1.1** Model skematik *cross-section* cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2000)

### 1.3. Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah:

- Mengembangkan metode analisis lanjutan dekomposisi spektral terutama dengan menggunakan metode *Smoothed Pseudo Wigner-Ville Distribution* (SPWVD) untuk mengestimasi penyebaran reservoir shale yang banyak mengandung material organik.
- Mengkarakterisasi reservoir shale pada formasi Gumai yang terletak di Lapangan Abiyoso yang berada di sub cekungan Jambi, cekungan Sumatera Selatan dengan menggunakan dekomposisi spektral.

### 1.4. Batasan Masalah

Batasan masalah dalam penelitian ini adalah:

- Daerah studi kasus ini merupakan lapangan Abiyoso yang berada di Cekungan Sumatera Selatan.
- Pengkajian zona reservoir shale dan yang tidak berdasarkan penelitian sebelumnya yang menyatakan bahwa zona 4266-4280 *feet* merupakan reservoir shale prospektif (TOC >1) dan zona 4283-4295 *feet* shale yang tidak prospektif (TOC <1).

- Pengkajian yang dilakukan adalah sebatas mencari zona reservoir shale prospektif pada sumur dan estimasi penyebarannya dengan menggunakan analisis lanjutan dekomposisi spektral pada data seismik.

### 1.5. Metodologi Penelitian

Adapun tahapan-tahapan yang dilakukan dalam penelitian ini adalah:

1. Melakukan koreksi dan analisis petrofisika terhadap data well-Log.
2. Melakukan analisis *crossplot* untuk memperkirakan shale yang berpotensi menjadi *source rock*.
3. Melakukan *well-seismic tie* antara data seismik dengan seismogram sintetik yang dibentuk dari data well.
4. Melakukan dekomposisi spektral dengan metode *Smoothed Pseudo Wigner-Ville Distribution* (SPWVD) untuk *trace* seismik yang posisinya berada di dekat well. Proses ini akan menghasilkan *time-frequency map*.
5. Melakukan analisis *amplitude spectrum* yang didasarkan oleh data *time-frequency map* yang sebelumnya dibuat.
6. Dari analisis *amplitude spectrum*, didapatkan zona frekuensi rendah dan zona frekuensi tinggi.
7. Melakukan perhitungan untuk mendapatkan nilai atenuasi yang terjadi pada data seismik yang sudah di *well-seismic tie*.
8. Melakukan dekomposisi spektral dengan metode *Smoothed Pseudo Wigner-Ville Distribution* (SPWVD) untuk seluruh *trace* data seismik. Proses ini akan menghasilkan *time-frequency map*.
9. Berdasarkan hasil analisis *amplitude spectrum* yang sebelumnya dibuat, dilakukan perhitungan untuk mendapatkan nilai atenuasi pada seluruh data seismik.
10. Penampang seismik hasil perhitungan nilai atenuasi merupakan gambaran atenuasi yang terjadi pada data seismik.

### **1.6.Sistematika Penulisan**

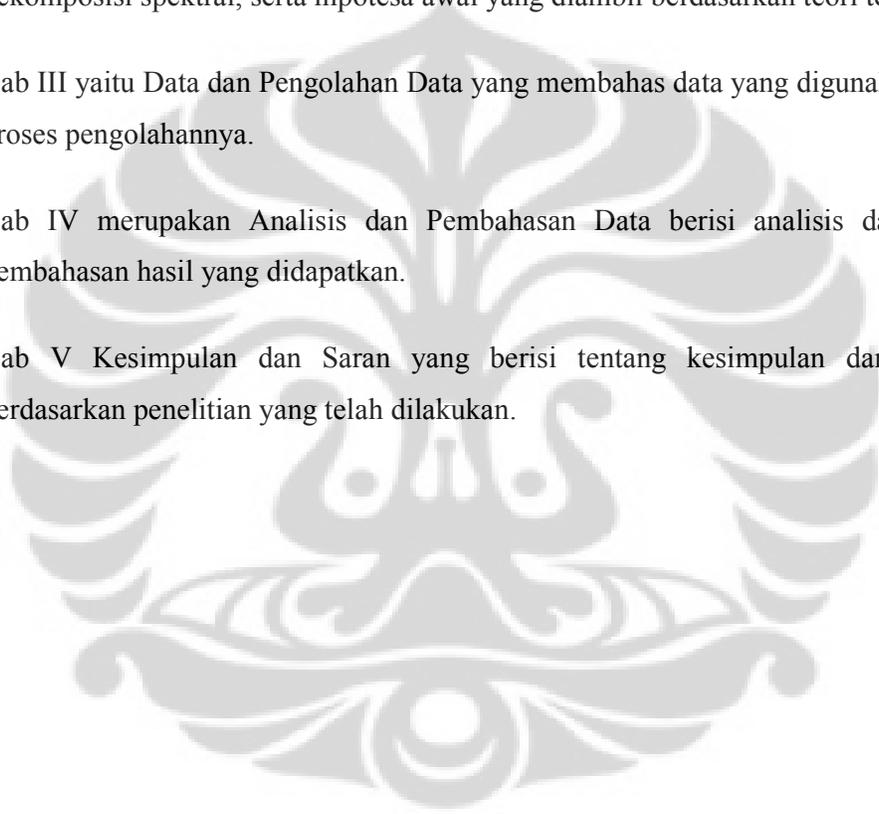
Laporan tugas akhir ini ditulis berdasarkan sistematika, dimana Bab I yang merupakan Pendahuluan membahas latar belakang, objek penelitian, tujuan penelitian, batasan masalah, metode penelitian, serta sistematika penelitian.

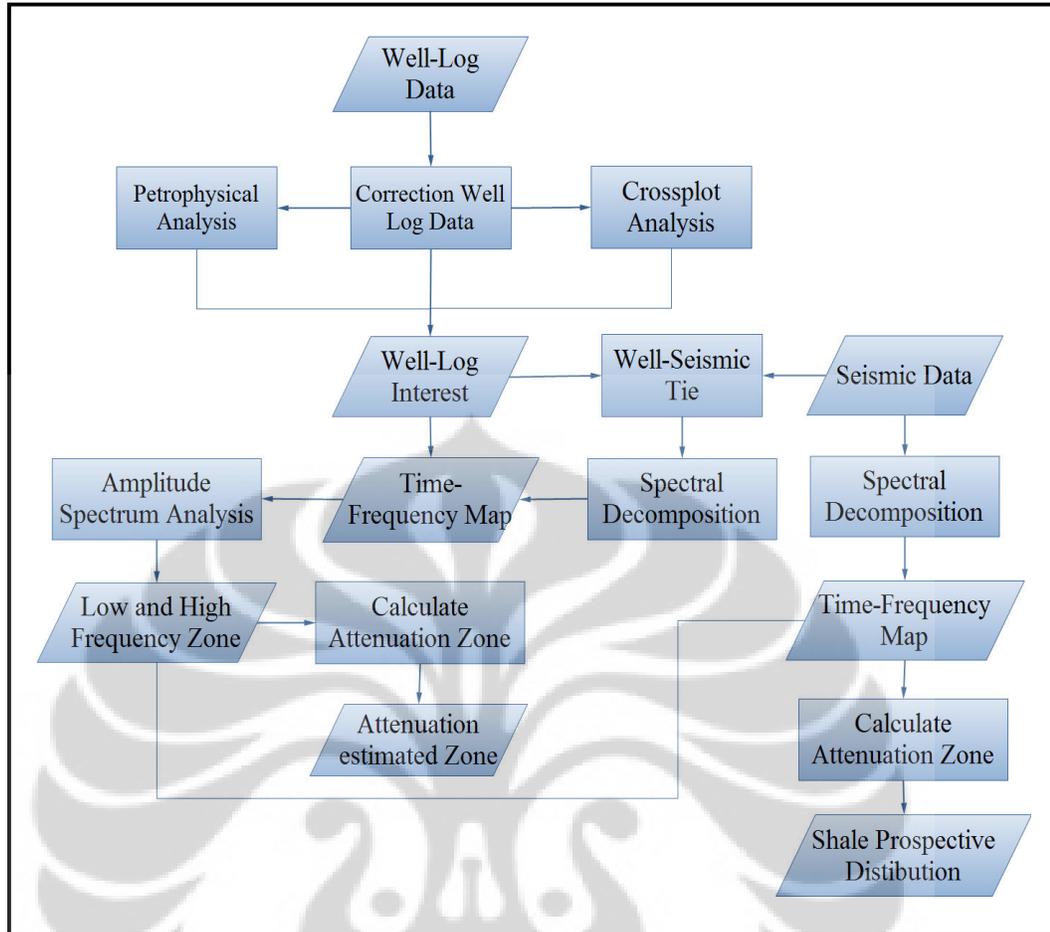
Bab II merupakan tinjauan pustaka yang membahas teori dasar mengenai reservoir shale, respon well-log terhadap shale yang kaya kandungan organik, penentuan zona shale yang kaya kandungan organik dengan metode  $\Delta\log R$ , dekomposisi spektral, serta hipotesa awal yang diambil berdasarkan teori tersebut.

Bab III yaitu Data dan Pengolahan Data yang membahas data yang digunakan dan proses pengolahannya.

Bab IV merupakan Analisis dan Pembahasan Data berisi analisis data dan pembahasan hasil yang didapatkan.

Bab V Kesimpulan dan Saran yang berisi tentang kesimpulan dan saran berdasarkan penelitian yang telah dilakukan.





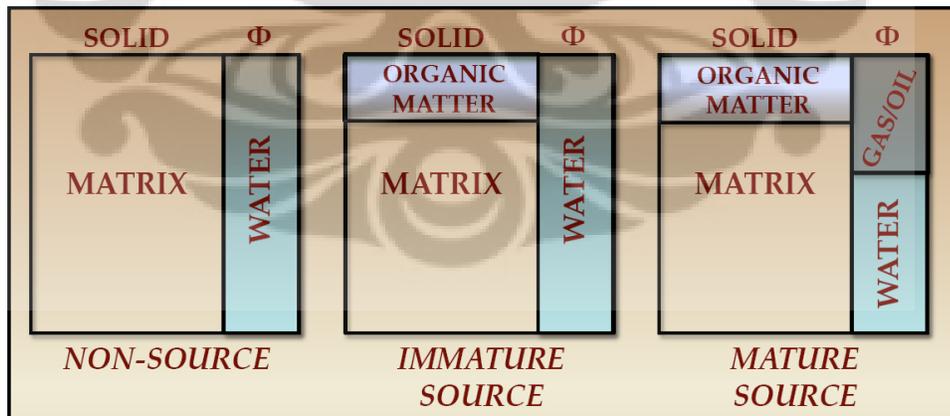
**Gambar 1.2** Diagram Alir Penelitian

## BAB II

### TEORI DASAR

#### 2.1.1. Model Konseptual Batuan Kaya Kandungan Organik

Passey., et al. (1990) membuat tiga model untuk menggambarkan perbedaan keadaan batuan antara *source rock* yang matang (*mature*), *source rock* yang belum matang (*immature*), dan *non-source rock* seperti yang ditunjukkan **gambar 2.1**. Batuan yang kaya kandungan organik diasumsikan memiliki tiga komponen utama, yaitu: matriks batuan, material organik padatan, dan fluida yang mengisi pori. Untuk batuan *source rock* yang belum matang, material organik dan matriks batuan disusun dalam fraksi padatan serta adanya air formasi yang mengisi pori batuan. Sedangkan untuk *source rock* yang sudah matang (*mature*), sebagian material organik padatan diubah menjadi hidrokarbon likuid (dapat minyak ataupun gas) yang dapat bergerak dalam ruang pori batuan. Untuk batuan *non-source rock*, komposisi batumannya tersusun atas dua komponen, yaitu; matriks batuan dan fluida yang mengisi pori.



**Gambar 2.1** Model skematik dari komponen padatan dan fluida dalam *source rock* dan *non-source rock* (Passey., et al. 2006)

### 2.1.2. Respon Well-Log Terhadap Shale Kaya Kandungan Organik

Dalam papernya, Passey., et al. (1990) menuliskan beberapa log sumur yang dapat digunakan dalam mengidentifikasi batuan yang kaya kandungan material organik. Rekaman Gamma Ray digunakan untuk memisahkan lapisan reservoir dengan lapisan non-reservoir (dapat sebagai *source rock* ataupun *seal*). Secara prinsipnya, rekaman Gamma Ray merupakan rekaman kombinasi aktivitas radioaktivitas dari Uranium (U), Thorium (Th), dan Kalium (K). Tingginya nilai pembacaan Gamma Ray yang disebabkan radioaktivitas uranium secara tidak langsung dapat diasosiasikan dengan material organik. Sedangkan tingginya pembacaan Gamma Ray yang disebabkan radioaktivitas Thorium dan Kalium dapat diasosiasikan dengan kandungan mineral mika dan mineral *clay* (Aly., et al. 1990).

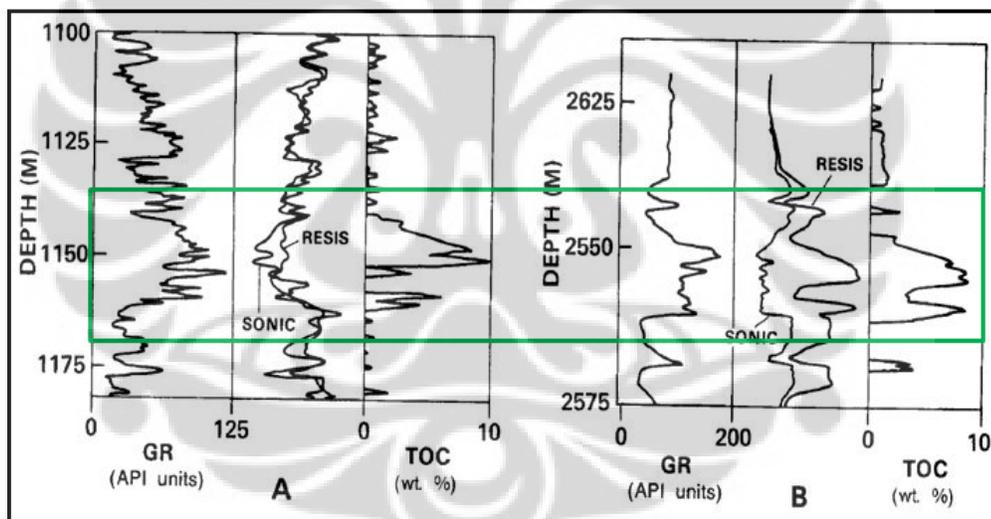
Rekaman Densitas juga digunakan dalam mengestimasi batuan yang kaya kandungan material organik. Pada batuan kaya kandungan organik, pembacaan log Densitas akan lebih rendah dibandingkan dengan batuan sekitarnya. Selain itu, Schomoker (1979) dalam Passey., et al. (1990) menganjurkan penggunaan log Densitas untuk estimasi kandungan material organik (TOC) karena menurutnya log Densitas dapat digunakan secara luas dan lebih akurat dibandingkan pembacaan log Gamma Ray.

Selain itu, Meyer dan Nederlof (1984) dalam Passey., et al. (1990) menggunakan kombinasi log Resistivitas, Densitas, dan *Transit time* sonik. Data yang memiliki rekaman Resistivitas yang tinggi, pembacaan *Transit time* sonik yang lama, dan Densitas yang rendah diduga memiliki kandungan material organik yang banyak. Sementara itu, Passey., et al. (1990) sendiri menggunakan teknik  $\Delta\log R$ . Teknik tersebut menggunakan kombinasi log *Transit time* sonik dan Resistivitas. Ketika kurva Resistivitas dan kurva *Transit time* sonik berhimpit, zona tersebut dikatakan zona "*non-source rock*". Jika terjadi separasi antara kedua kurva tersebut, disebut  $\Delta\log R$ . Hal tersebut dapat mengindikasikan batuan yang kaya kandungan organik karena pemisahan  $\Delta\log R$  berhubungan linear dengan TOC (Passey., et al. 1990).

Pemisahan  $\Delta\log R$  selain terjadi pada zona yang kaya kandungan organik, dapat pula terjadi pada lapisan reservoir hidrokarbon. Rekaman Gamma Ray atau

*Spontaneous Potential* (SP) dapat digunakan untuk membedakan zona *source rock* dengan reservoir hidrokarbon dalam pemisahan  $\Delta\log R$ .

Terjadinya pemisahan  $\Delta\log R$  dikarenakan respon porositas untuk kandungan organik yang menyebabkan meningkatnya pembacaan *Transit time* sonik dan kontribusi respon rekaman resistivitas yang relatif tinggi akibat terbentuknya hidrokarbon. Sebagai salah satu contohnya dapat dilihat pada **gambar 2.2**, metode tersebut digunakan pada formasi Duvernay Denovian di Kanada Barat. Shale pada well A diketahui belum matang (*immature*), kurva Resistivitas relatif *flat* (datar) dan kurva Gamma Ray dan *Transit time* sonik meningkat. Sedangkan pada well B, kurva Resistivitas meningkat bersamaan kurva *Gamma Ray* dan *Transit time* sonik yang diduga karena sudah matangnya *source rock* dan terbentuknya hidrokarbon.

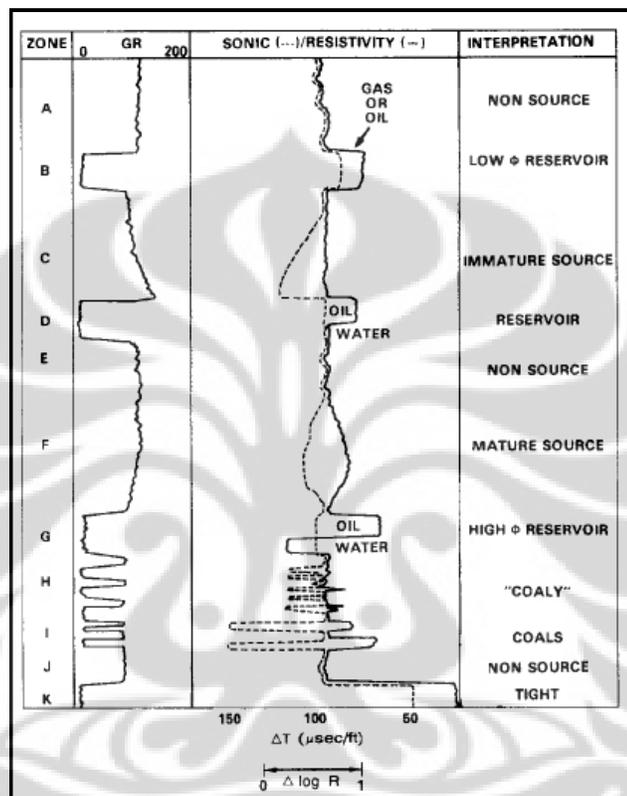


**Gambar 2.2** Rekaman Gamma Ray, *overlay* *Transit time* sonik, dan pembacaan TOC dari shale A (*immature*) dan shale B (*mature*) (Passey., et al. 2006)

### 2.1.3. Model Skematik untuk Intepretasi Metode $\Delta\log R$

Passey., et al. (1990) membuat model skematik sebagai *guide* untuk intepretasi menggunakan kombinasi rekaman Gamma Ray dan  $\Delta\log R$ . Terdapat 11 respon kombinasi log untuk 11 zona pada **gambar 2.3**. Karakteristik shale yang banyak kandungan material organik dapat dilihat pada zona C, F, H dan I. Zona C merupakan zona shale yang belum matang karena dari respon kurva *Transit time* sonik yang besar sedangkan kurva Resistivitas yang *flat* (datar). Sedangkan zona

shale yang matang ditunjukkan oleh zona F dengan pemisahan kurva *Transit time* sonik dan Resistivitas pada  $\Delta \log R$ . Zona H dan I merupakan zona *Coaly* karena memiliki nilai pembacaan Gamma Ray yang rendah selain itu lapisannya relatif lebih tipis dan berlapis tipis dibandingkan interval lapisan shale *marine* yang kaya kandungan organik.



**Gambar 2.3** Panduan skematik untuk intepretasi metode  $\Delta \log R$  (Passey., et al. 2006)

Reservoar hidrokarbon menunjukkan pemisahan  $\Delta \log R$  karena meningkatnya nilai pembacaan Resistivitas yang diakibatkan keberadaan minyak atau gas. Contoh respon  $\Delta \log R$  untuk reservoar dapat dilihat pada zona B, D, dan G. Sedangkan untuk reservoar yang memiliki kontak antara hidrokarbon dengan air dapat diamati pada zona G.

Sedangkan zona yang diduga mengandung porositas yang rendah dapat dilihat pada zona K. Zona porositas rendah tersebut ditunjukkan dengan pembacaan Resistivitas yang tinggi karena tidak adanya fluida konduktif yang terbaca dan

juga pembacaan kurva *Transit time* sonik yang singkat (umumnya lebih rendah dari 55  $\mu\text{s}/\text{ft}$ ) (Passey., et al. 2006).

#### 2.1.4. Pengembangan Metode $\Delta\log R$

Metode  $\Delta\log R$  yang diperkenalkan Passey., et al. (1990) terbukti sangat membantu untuk menentukan zona *source rock* yang kaya kandungan material organik pada lapangan yang sedikit ataupun tidak adanya pengambilan data *core*. Tetapi secara teknis, metode tersebut memiliki kendala tersendiri seperti penentuan zona terhimpitnya kurva *Transit time* sonik dan Resistivitas (*zero TOC*) untuk tiap sumur akan memiliki nilai yang berbeda dengan sumur lainnya. Oleh karena itu, Bowman (2010) mencoba mengembangkan metode  $\Delta\log R$  dari hubungan *crossplot* kurva Resistivitas dengan kurva *Transit time* sonik. Secara teori, hubungan Resistivitas dengan *Transit time* sonik dituliskan oleh Passey., et al. (1990).

Dari persamaan *Archie*, hubungan Resistivitas dengan porositas dinyatakan

$$Rt = \frac{R_w a}{S_w^n \phi^m} \quad (2.1)$$

dimana  $Rt$  adalah resistivitas formasi,  $R_w$  adalah resistivitas air formasi,  $a$  adalah konstanta (umumnya diasumsikan bernilai 1),  $S_w$  adalah saturasi air,  $n$  adalah eksponen saturasi,  $\phi$  adalah fraksi porositas, dan  $m$  adalah eksponen sementasi.

Dengan mengasumsikan nilai  $a=1$  dan  $S_w=1$  yang berarti dalam zona air, persamaan Archie di atas dapat diubah menjadi

$$Rt = \frac{R_w}{\phi^m} \quad (2.2)$$

Ada beberapa hubungan *Transit time* sonik dengan porositas. Salah satunya dinyatakan dalam persamaan *time-average* Wyllie

$$\phi = \frac{(\Delta t - \Delta t_m)}{(\Delta t_f - \Delta t_m)} \quad (2.3)$$

dimana  $\Delta t$  adalah rekaman *Transit time* sonik dalam  $\mu\text{s}/\text{ft}$ ,  $\Delta t_m$  adalah *Transit time* sonik matriks batuan, dan  $\Delta t_f$  adalah *Transit time* sonik fluida. Untuk litologi yang

dominan *non-shale*,  $\emptyset$  dapat disubstitusi dari persamaan Archie di atas ke dalam persamaan Wyllie sehingga menghasilkan

$$Rt = R_w \left[ \frac{\Delta t_f - \Delta t_m}{\Delta t - \Delta t_m} \right]^m \quad (2.4)$$

Dalam persamaan logaritmik, persamaan di atas dapat diubah menjadi

$$\log Rt = \log R_w + m \log \left[ \frac{\Delta t_f - \Delta t_m}{\Delta t - \Delta t_m} \right] \quad (2.5)$$

Sedangkan untuk litologi yang mengandung shale, hubungan porositas dengan *Transit time* sonik didapatkan dari persamaan Magara

$$\emptyset = (0,00466 \Delta t - 0,317)^m \quad (2.6)$$

Meskipun hubungan tersebut tidak dapat digunakan secara universal untuk semua shale, tetapi hubungan porositas dengan *Transit time* sonik lebih akurat dibandingkan persamaan *time-average* Wyllie.

Dengan langkah yang sama dengan sebelumnya, didapatkan hubungan

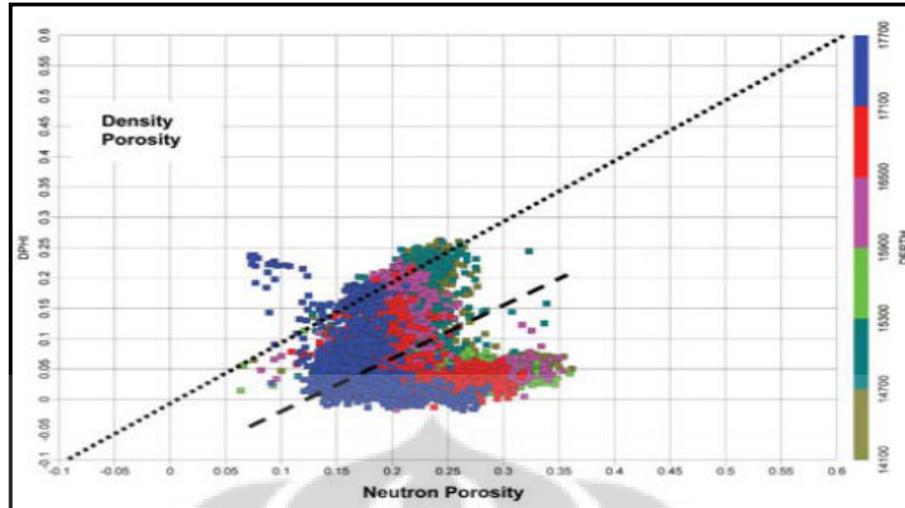
$$Rt = \frac{R_w}{(0,00466 \Delta t - 0,317)^m} \quad (2.7)$$

Dalam persamaan logaritmik, persamaan di atas menjadi

$$\log Rt = \log R_w - m \log(0,00466 \Delta t - 0,317) \quad (2.8)$$

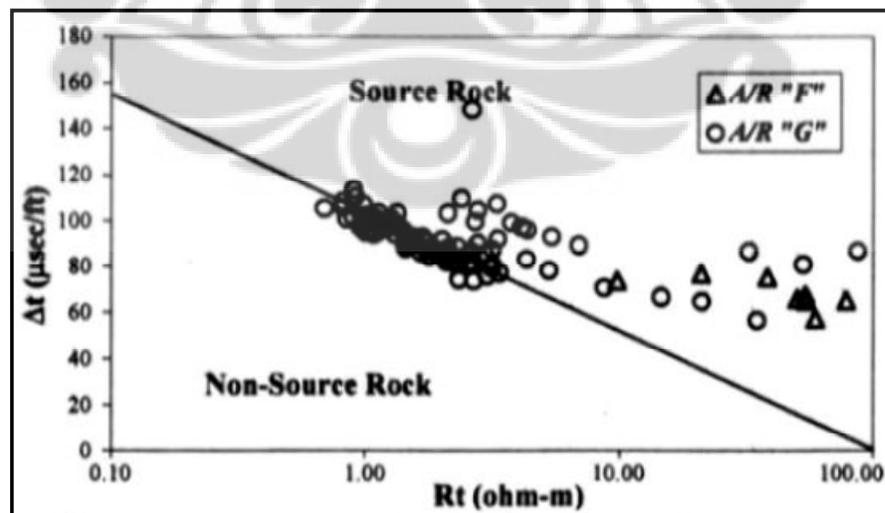
### 2.1.5. Penggunaan Crossplot Dalam Batuan Shale Kaya Kandungan Organik

Selain dengan penggunaan data log secara langsung, penentuan shale juga dapat menggunakan kombinasi log dalam *crossplot*. Menurut penelitiannya, Katahara (2008) menyatakan bahwa metode *crossplot* antara porositas Densitas dengan porositas Neutron lebih baik digunakan dalam memisahkan lapisan pasir dengan shale dibandingkan hanya dengan penggunaan rekaman data Gamma Ray seperti yang diperlihatkan **gambar 2.4**.



**Gambar 2.4** Crossplot antara porositas Neutron dengan porositas Densitas dengan zona di atas garis regresi merupakan lapisan pasir (Katahara. 2008)

Selain untuk pemisahan lapisan pasir dengan shale, metode *crossplot* lain digunakan untuk pemisahan lapisan shale yang menjadi *source rock* dengan lapisan shale yang tidak menjadi *source rock* seperti yang diperlihatkan **gambar 2.5**. Metode tersebut digunakan oleh Aly., et al. (2003) dengan menggunakan *crossplot* data rekaman Resistivitas dan *Transit time* sonik. Metode ini berdasarkan bahwa hidrokarbon yang terbentuk dalam shale akan mempengaruhi pembacaan rekaman Resistivitas dan *Transit time* sonik (Aly., et al. 2003).



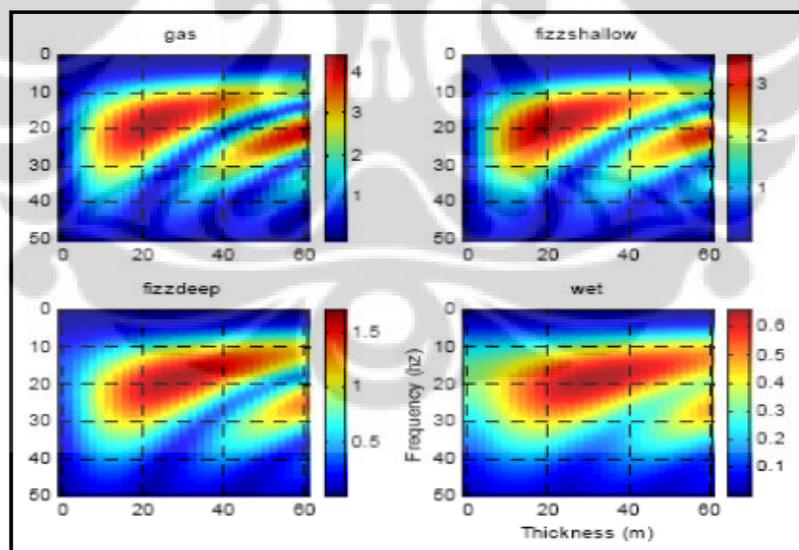
**Gambar 2.5** Crossplot Resistivitas dengan *Transit time* sonik pada sumur Qarun E-1 dalam pemisahan lapisan shale yang menjadi *source rock* (Aly., et al. 2003)

### 2.1.6. Efek Tebal Reservoir dan Perubahan Fluida pada Data Seismik

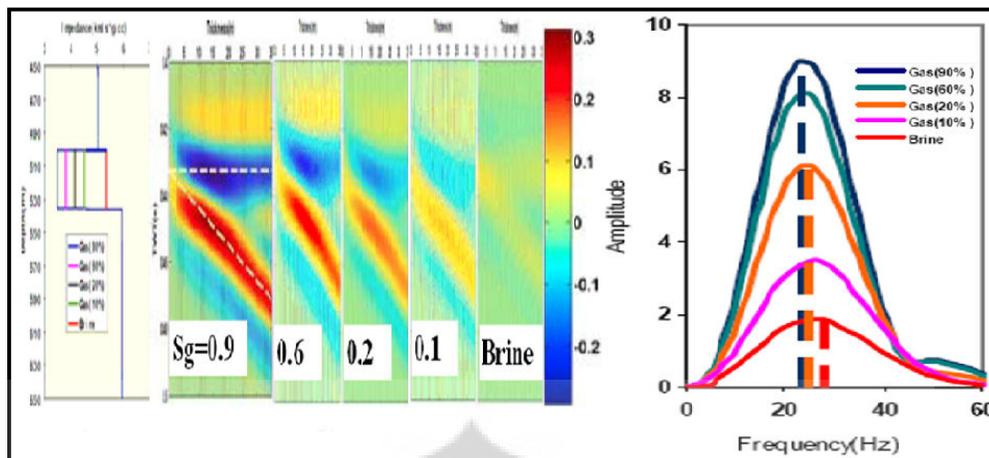
Ketebalan reservoir hidrokarbon seringkali lebih kecil dibandingkan dengan resolusi temporal seismik (Li, 2004). Tanpa mengetahui ketebalan reservoir, kita tidak dapat memisahkan interferensi lapisan tipis dari amplitudo data seismik untuk tiap refleksi. Efek dari interferensi lapisan tipis tersebut dapat menipu hasil *attribute* seismik (seperti amplitudo, frekuensi, dan AVO). Dengan menggunakan analisis *time-frequency*, ketebalan lapisan tipis dan juga sifat batuan (*rock properties*) dapat diestimasi.

Dalam papernya, Li (2004) menunjukkan bahwa perubahan kandungan fluida dari lapisan batu pasir selain dapat mempengaruhi besarnya amplitudo dan dapat pula menggeser puncak amplitudo seperti dapat dilihat pada **gambar 2.6**.

Selain itu, penelitian lainnya yang dilakukan oleh Deng., et al. (2007) memperlihatkan bahwa perubahan konsentrasi fluida dapat pula menggeser *peak* amplitudo seperti yang diperlihatkan **gambar 2.7**.



**Gambar 2.6** *Fourier spectrum* dari data seismik sintetik yang memiliki perbedaan kandungan fluida (Li, 2004)



**Gambar 2.7** Perbandingan *amplitude spectrum* pada data sintetik lapisan batuan pasir yang memiliki perbedaan kandungan fluida (Deng., et al. 2007)

### 2.1.7. Dekomposisi Spektral

Dekomposisi spektral merupakan salah satu *attribute* dalam metode seismik yang biasanya digunakan dalam *processing* data seismik, seperti analisis spektral, *filtering*, dan lainnya. Belakangan ini, dekomposisi spektral dikembangkan agar dapat digunakan dalam interpretasi seismik untuk mem-visualisasi stratigrafi dan juga mendeteksi keberadaan hidrokarbon (Wu dan Liu. 2009).

Dekomposisi spektral mempunyai dua fungsi utama, yaitu; digunakan untuk menggambarkan karakteristik refleksi seismik dari lapisan tipis berdasarkan perubahan dalam spektrum amplitudo dan juga digunakan untuk mengidentifikasi reservoir dan meningkatkan pengenalan litologi dan fluida dengan frekuensi yang berbeda (Maoshan., et al. 2010).

Dekomposisi spektral merupakan bagian dari analisis *time-frequency*. Kini, banyak teknik dalam melakukan dekomposisi spektral, seperti *Short-Time Fourier Transform* (STFT), *Continuous Wavelet Transform* (CWT), *Stockwell Transform* (ST), dan juga *Wigner-Ville Distribution* (WVD).

#### 2.1.7.1. Wigner-Ville Distribution

Metode *Wigner Distribution* (WD) pertama kali diperkenalkan oleh Wigner pada tahun 1932 untuk menyelesaikan permasalahan dalam bidang termodinamika kuantum. Kemudian pada tahun 1948, Ville mengembangkan dan

mengaplikasikan metode tersebut untuk digunakan dalam analisis sinyal digital (Wu dan Liu. 2009).

Wigner-Ville Distribution dari sebuah sinyal  $x(t)$  dapat didefinisikan sebagai

$$WVD(t, f) = \int_{-\infty}^{\infty} x\left(t + \frac{\tau}{2}\right) \bar{x}\left(t - \frac{\tau}{2}\right) e^{-i2\pi f\tau} d\tau \quad (2.9)$$

dimana  $\tau$  adalah variable *delay time*.

Dalam prosesnya, WVD akan menghasilkan pula *Cross Term Interference* (CTI), yaitu interferensi yang timbul ketika sinyal yang dianalisis mengandung multi-komponen.

Sebagai contohnya, WVD dari sinyal  $x(t)=x_1(t)+x_2(t)$  adalah

$$WVD_x(t, f) = WVD_{x_1}(t, f) + WVD_{x_2}(t, f) + 2 \operatorname{Re}[WVD_{x_1x_2}(t, f)] \quad (2.10)$$

dimana  $WVD_{x_1}(t, f)$  dan  $WVD_{x_2}(t, f)$  adalah bagian *auto-term* dan  $WVD_{x_1x_2}(t, f)$  adalah bagian *cross-term* yang beresilasi dengan besar amplitudonya dua kali lebih besar daripada bagian auto-terms (Li dan Zheng. 2008). Interferensi CTI tersebut akan menyulitkan ketika dilakukan proses interpretasi. Oleh karena itu, metode WVD tidak dapat digunakan dalam analisis dekomposisi spektral.

### 2.1.7.2. Smoothed Pseudo Wigner-Ville Distribution

Metode *Smoothed Pseudo Wigner-Ville Distribution* (SPWVD) merupakan pengembangan lebih lanjut metode WVD. Metode ini menggunakan *time smoothing window* dan *frequency smoothing window* untuk mengurangi efek interferensi yang diakibatkan oleh CTI. Penggunaan kedua *smoothing window* tersebut dapat dikatakan juga sebagai *2D low-pass filtering* yang hanya meloloskan sinyal yang bukan termasuk CTI.

Persamaan untuk metode SPWVD

$$SPWVD(t, f) = \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} X\left(t + \frac{\tau}{2}\right) \bar{X}\left(t - \frac{\tau}{2}\right) e^{-i2\pi tv} g(\tau) h(v) dv d\tau \quad (2.11)$$

dimana  $\tau$  adalah variabel *time delay* dan  $v$  adalah variabel *frequency offset*.  
Persamaan di atas dapat pula dinyatakan dengan

$$SPWVD(t, f) = \int_{-\infty}^{\infty} WVD(t, f) g(\tau) h(v) dv \quad (2.12)$$

Selain itu, persamaan (2.12) dapat pula dinyatakan sebagai konvolusi lipat dua dari WVD dengan *smoothing time-frequency* dua dimensi

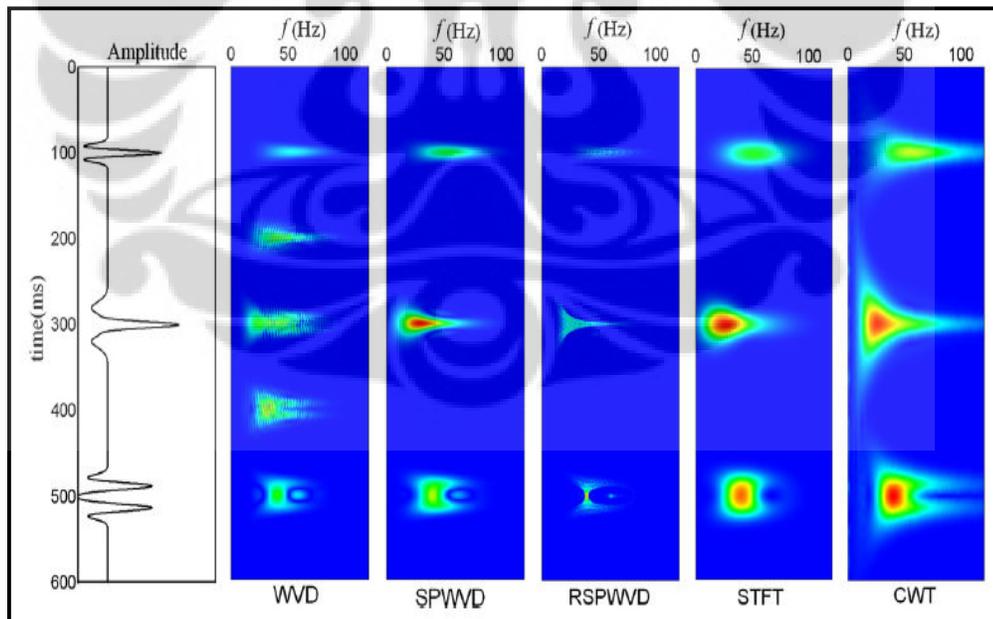
$$SPWVD(t, f) = WVD(t, f) ** L(t, f) \quad (2.13)$$

dengan  $L(t, f) = g(\tau)h(v)$

dimana  $g(\tau) = \text{time smoothing window}$

$h(v) = \text{frequency smoothing window}$

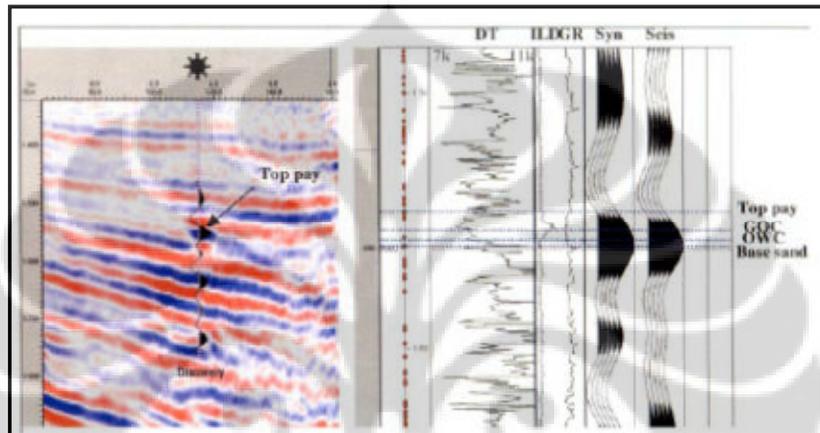
Perbandingan beberapa metode dekomposisi spektral diperlihatkan **gambar 2.8** yang menunjukkan bahwa metode SPWVD lebih baik dalam kualitas resolusi temporal dan resolusi frekuensi dibandingkan metode dekomposisi spektral lainnya (Wu dan Liu. 2009).



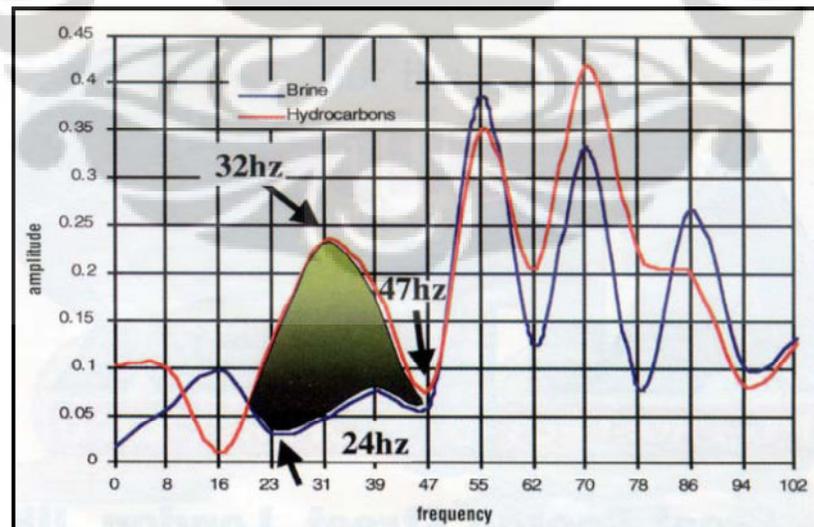
**Gambar 2.8** Perbandingan *Time-Frequency Map* hasil metode SPWVD dengan metode lainnya (Wu dan Liu. 2009)

### 2.1.8. Analisis Lanjutan Dekomposisi Spektral

Analisis lanjutan dekomposisi spektral pertama kali diperkenalkan oleh Burnett dan Castagna (2004) dalam mengkarakterisasi anomali *bright spot* di lapangan Frio. Dalam metode ini, *time-frequency map* dari seismogram yang berasal dari sumur menjadi *guide* dalam menginterpretasi frekuensi yang akan digunakan. Dalam menentukan frekuensi yang akan dipilihnya, Burnett dan Castagna (2004) menganalisis *amplitude spectrum* hasil dekomposisi spektral dari *trace* yang berada di dekat sumur.

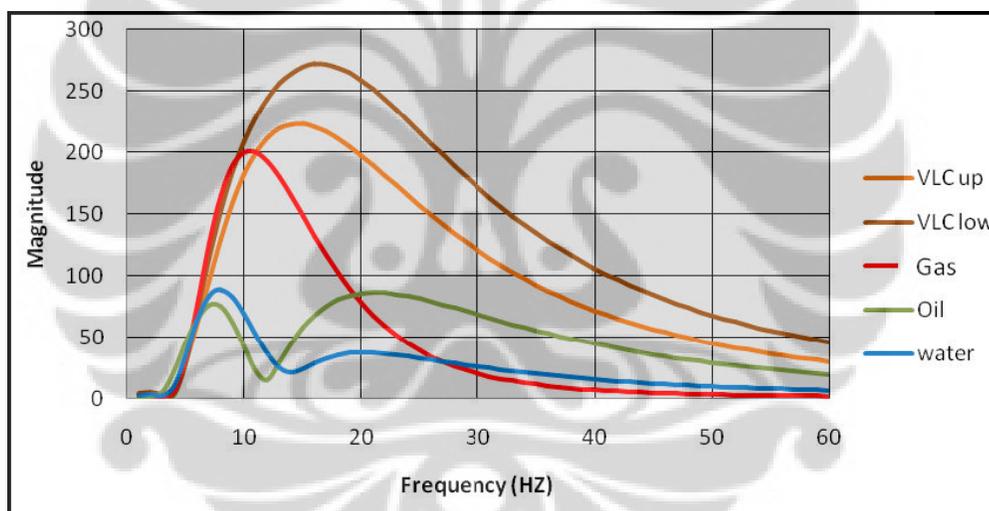


**Gambar 2.9** Well-seismic tie dan data log dari *interest zone* pada lapangan Frio (Burnett dan Castagna. 2004)

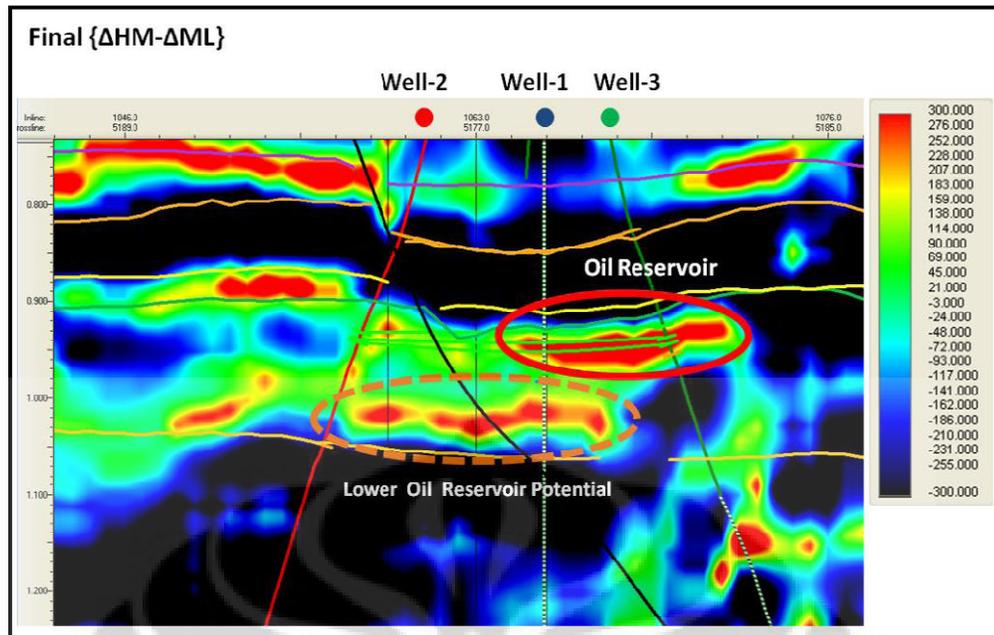


**Gambar 2.10** *Amplitude Spectrum* dari dua zona yang memiliki kandungan fluida berbeda dari sumur yang sama (Garis Merah: zona yang mengandung hidrokarbon dan Garis Biru: zona yang mengandung air laut) (Burnett dan Castagna. 2004)

Selain itu, Wahdanadi., et al. (2011) juga menggunakan analisis lanjutan dekomposisi spektral dalam mengkarakterisasi reservoir yang berada di antara dua lapisan batuan vulkanik. Dalam papernya, Wahdanadi., et al. (2011) membagi tiga zona frekuensi, yaitu: *low frequency zone*, *middle frequency zone* dan *high frequency zone*. Dari ketiga zona tersebut, diketahui bahwa lapisan yang mengandung lapisan vulkanik memiliki nilai amplitudo yang lebih besar dibandingkan zona reservoir hidrokarbon seperti yang diperlihatkan **gambar 2.11**. Oleh karena itu, dilakukan proses untuk mendapatkan zona  $\Delta ML$  dan  $\Delta HM$ . Dari kedua zona tersebut, tahapan selanjutnya mencari nilai selisih amplitudo sehingga didapatkan  $\Delta HM - \Delta ML$ . Dengan cara tersebut, Wahdanadi., et al. (2011) berhasil mendapatkan penyebaran distribusi reservoir yang mengandung hidrokarbon seperti yang diperlihatkan **gambar 2.12**.



**Gambar 2.11** *Amplitude spectrum* dari lima zona marker (Wahdanadi., et al. 2011)



**Gambar 2.12** Penampang seismik hasil analisis dekomposisi spektral lanjutan (Wahdanadi., et al. 2011)

Metode analisis lanjutan dekomposisi spektral lainnya diperkenalkan oleh Wang dan Gao (2011) dengan memanfaatkan atenuasi yang terjadi pada reservoir minyak dan gas. Metode tersebut didasarkan bahwa terjadinya atenuasi pada frekuensi tinggi akibat keberadaan hidrokarbon di reservoir sehingga spektrum atenuasi dari data seismik dapat dievaluasi dengan menghitung ratio komponen frekuensi tinggi dengan komponen frekuensi rendah untuk tiap *trace* pada *time-frequency map*. Wang dan Gao (2011) menghitung energi pada frekuensi tinggi dengan merata-ratakan amplitudo untuk komponen frekuensi tinggi terlebih dahulu.

$$S(\bar{f}_{H,x,t}) = \sum_{i=1}^{N1} S(f_{Hi}, x, t) / N1 \quad (2.14)$$

dimana N1 adalah jumlah komponen frekuensi tinggi.

Dengan langkah yang serupa, energi pada frekuensi rendah akan didapatkan pula.

$$S(\bar{f}_{L,x,t}) = \sum_{i=1}^{N2} S(f_{Li}, x, t) / N2 \quad (2.15)$$

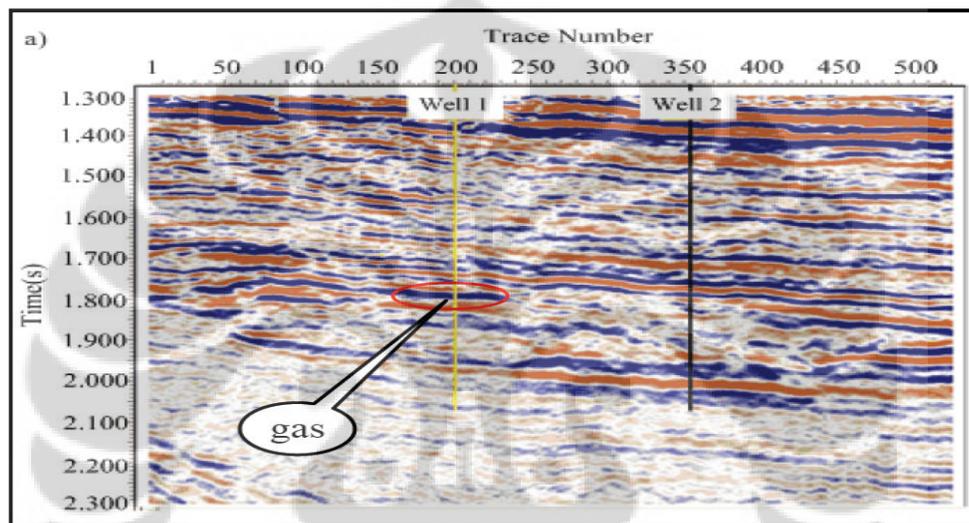
dimana N2 adalah jumlah komponen frekuensi rendah. Selanjutnya nilai Q dari data seismik akan didapatkan dengan persamaan

$$Q(x, t) = 1 - S(\bar{f}_{H,x,t})/S(\bar{f}_{L,x,t}) \quad (2.16)$$

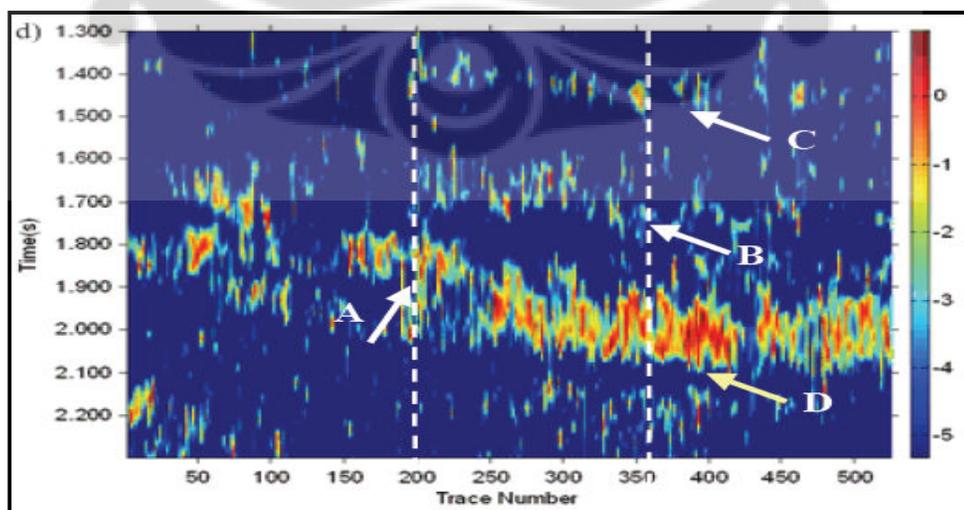
Nilai Q disebut juga dengan faktor kualitas yang didefinisikan sebagai rasio dari energi gelombang seismik yang terdisipasi. Untuk mengetahui daerah yang mengalami atenuasi yang besar dapat dicari dengan

$$Attenuation(x, t) = 1/Q(x, t) \quad (2.17)$$

daerah penelitian dan hasil atenuasi spektral dari penelitian Wang dan Gao (2011) dapat dilihat pada **gambar 2.13** dan **gambar 2.14**.



**Gambar 2.13** Daerah penelitian yang diketahui memiliki kandungan Gas (Wang dan Gao. 2011)

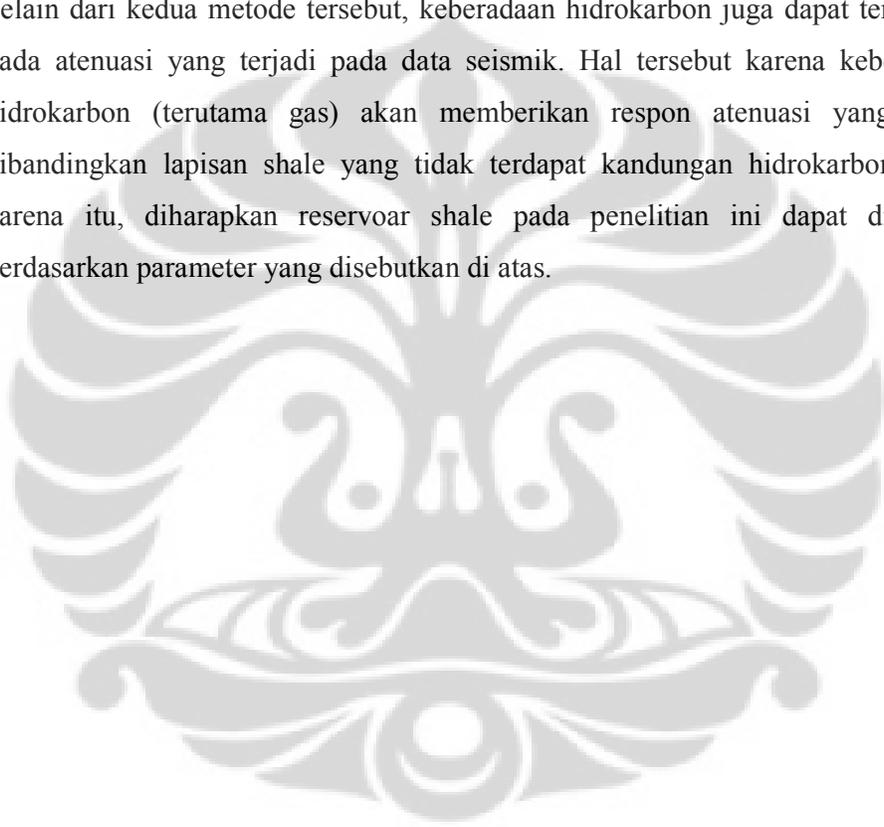


**Gambar 2.14** Hasil atenuasi spektral dari daerah penelitian yang dihitung dengan persamaan (2.17) (Wang dan Gao. 2011)

## 2.2. Hipotesis

Berdasarkan teori yang dibahas sebelumnya, dibuat hipotesis untuk reservoir shale. Suatu lapisan shale dikatakan sebagai reservoir shale jika pada lapisan shale tersebut diketahui sudah menghasilkan hidrokarbon (*mature*).

Kematangan shale dapat diketahui berdasarkan *overlay* kurva Resistivitas dan kurva *Transit time* sonik dengan terdapatnya pemisahan antara kedua kurva yang besar dan juga analisis *crossplot* antara data Resistivitas dan *Transit time* sonik. Selain dari kedua metode tersebut, keberadaan hidrokarbon juga dapat terdeteksi pada atenuasi yang terjadi pada data seismik. Hal tersebut karena keberadaan hidrokarbon (terutama gas) akan memberikan respon atenuasi yang besar dibandingkan lapisan shale yang tidak terdapat kandungan hidrokarbon. Oleh karena itu, diharapkan reservoir shale pada penelitian ini dapat dideteksi berdasarkan parameter yang disebutkan di atas.



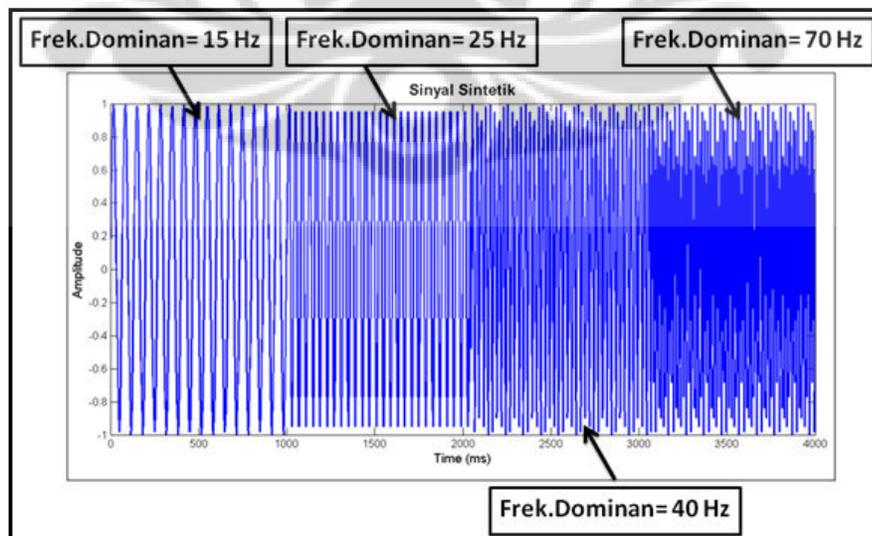
## BAB III DATA DAN PENGOLAHAN DATA

### 3.1. Data

Data penelitian terbagi menjadi dua, yaitu data sintetis dan data riil. Data sintetis berupa gelombang yang memiliki frekuensi yang berbeda-beda setiap 1000 ms yang dibuat menggunakan *software* MATLAB™. Sedangkan data riil terdiri dari data seismik dan data sumur. Data sumur sendiri terbagi lagi menjadi data log, data *checkshot*, dan data *core*.

#### 3.1.1. Data Sintetik

Data sintetis digunakan untuk menguji dan membandingkan hasil dekomposisi spektral antara metode SPWVD dengan S-Transform (ST) sebagai pembanding. Data sintetis yang digunakan berupa sebuah gelombang yang memiliki empat buah frekuensi dominan yang berbeda dengan waktu tempuh yang digunakan sebesar 4000 ms. Frekuensi yang digunakan adalah 15 Hz, 25 Hz, 40 Hz, dan 70 Hz seperti yang diperlihatkan **gambar 3.1**.

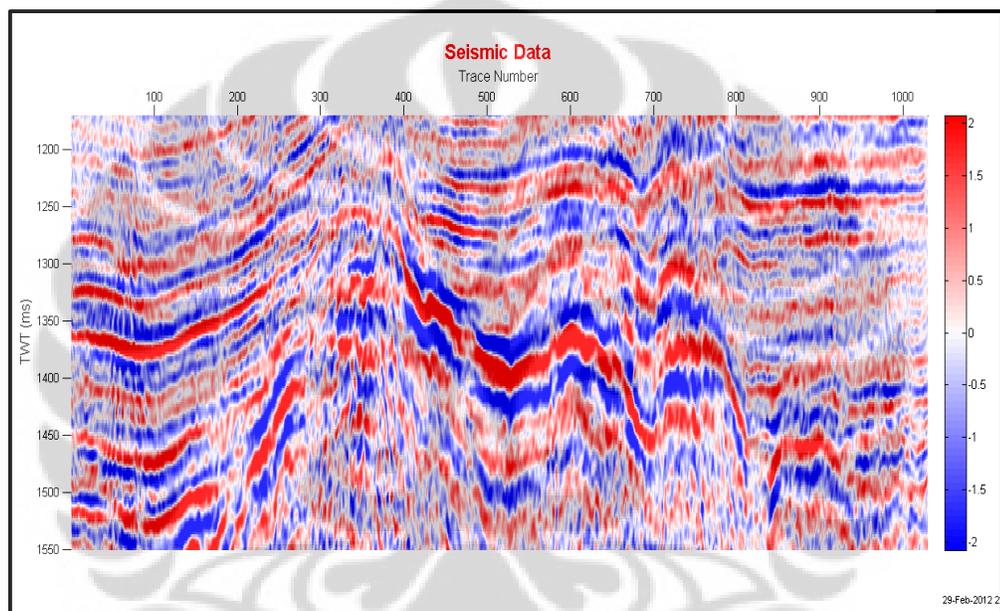


**Gambar 3.1** Data sintetis yang memiliki empat frekuensi dominan yang berbeda

### 3.1.2. Data Riil

- **Data Seismik**

Selain menggunakan data sintetik, penelitian ini juga menggunakan data seismik riil. Data seismik yang digunakan adalah data seismik 2 dimensi yang merupakan data *Post Stack Time Migration* yang dibatasi pada *CDP number* 4004 sampai 4862 atau *trace* seismik dari *trace* 1 hingga *trace* 859 serta zona target yang berada di kedalaman TWT ke 1000 sampai 1600 ms dengan *sampling rate* sebesar 2 ms seperti yang diperlihatkan **gambar 3.2**.



**Gambar 3.2** Data Seismik Penelitian

- **Data Sumur**

Data sumur yang digunakan dalam penelitian ini hanya sebanyak 1 buah (TA-1) yang berada di dekat CDP ke-4469 atau *trace* seismik ke-466. Walaupun hanya terdapat 1 data sumur, data sumur tersebut memiliki semua data log yang dibutuhkan dalam penentuan zona interest dan intepretasi awal data well.

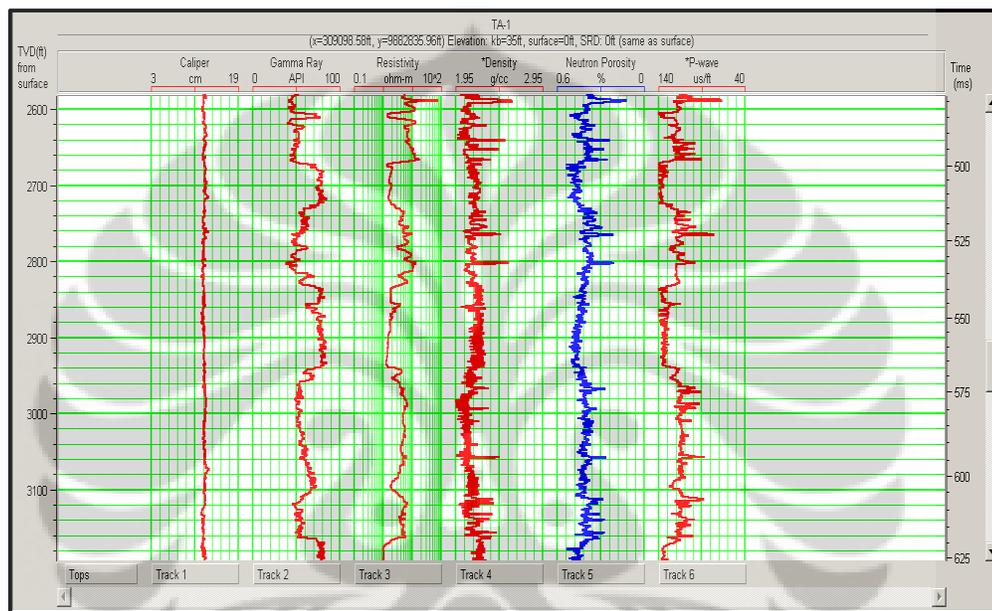
- **Data Log**

Data log yang tersedia dan dibutuhkan terdiri dari beberapa data log, seperti;

1. Caliper (CAL)
2. Gama Ray (GR)

3. Resistivitas Dalam (LLD)
4. Resistivitas Sedang (LLS)
5. Resistivitas Mikro (MSFL)
6. Porositas Neutron (NPHI)
7. Densitas (RHO)
8. *Transit time* sonik ( $\Delta t$ )

Berikut contoh tampilan data log tersebut:



Gambar 3.3 Data Log pada sumur TA-1

- **Data Checkshot**

Selain data log, terdapat pula data *checkshot* pada sumur TA-1. Data *checkshot* digunakan untuk mengkonversi data sumur yang berada dalam domain kedalaman ke dalam domain waktu.

- **Data Marker**

Data marker yang digunakan dalam penelitian ini adalah *Shale 1*, *Shale 2*, dan *Shale 3* dari Formasi Gumai diperlihatkan **tabel 3.1**.

**Tabel 3.1** Data Marker Penelitian

Marker	Top Marker (feet)	Base Marker (feet)
Shale 1	3721	3791
Shale 2	3835	4260
Shale 3	4273	4289

- **Data Core**

Dari penelitian sebelumnya yang dilakukan Triyana (2010), didapatkan data *core* pada kedalaman 4266 sampai 4295 *feet* yang dilengkapi data pengukuran TOC serta *Oil Yield* yang diperlihatkan **tabel 3.2**.

**Tabel 3.2** Data Pengamatan *Core* (Triyana, 2010)

DEPTH (ft)	CAL (inchi)	GR (API)	LLD (Ohm-m)	Density (gr/cc)	NPHI	DTC (us/ft)	Oil Yield Lab (gal/ton)	% TOC Lab	Porosity (%)	Oil Yield Calc (gal/ton)	% TOC Calc
4266	9.63	79.78	3.58	2.36	0.33	118.36	7.60	1.37	9.51	7.84	1.33
4267	9.63	77.97	3.99	2.36	0.31	117.86	7.80	1.26	8.26	7.84	1.33
4268	9.59	72.80	4.13	2.36	0.32	114.81	8.00	1.38	11.50	7.82	1.32
4269	9.49	76.11	3.94	2.39	0.32	115.93	7.54	1.35	10.73	7.69	1.27
4270	9.38	75.76	3.44	2.40	0.32	113.61	7.80	1.29	9.39	7.65	1.26
4271	9.34	79.38	2.62	2.37	0.31	112.25	8.09	1.30	8.94	7.76	1.30
4272	9.30	84.09	2.12	2.38	0.32	120.73	8.06	1.33	10.80	7.73	1.29
4273	9.43	110.38	1.19	2.47	0.38	125.46	7.40	1.21	10.12	7.28	1.11
4274	9.02	126.25	0.95	2.51	0.41	124.71	7.20	1.08	11.30	7.09	1.03
4275	8.69	124.85	0.95	2.56	0.41	121.71	6.36	0.89	13.44	6.85	0.94
4276	8.68	131.54	0.97	2.56	0.42	121.51	7.00	1.15	9.74	6.83	0.93
4277	8.68	127.90	0.95	2.54	0.41	122.52	6.98	1.14	9.11	6.96	0.98
4278	8.68	118.35	0.93	2.35	0.39	123.06	7.72	1.29	10.58	7.87	1.34
4279	8.69	117.49	0.93	2.35	0.41	123.16	7.40	1.26	8.85	7.88	1.35
4280	8.68	114.26	0.93	2.67	0.41	123.64	8.17	1.20	8.40	7.49	0.72
4281	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4282	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4283	8.61	124.48	0.90	2.67	0.42	123.49	7.10	0.60	8.50	7.47	0.71
4284	8.62	127.69	0.88	2.68	0.40	124.63	7.25	0.69	13.55	7.43	0.70
4285	8.63	126.98	0.88	2.65	0.40	124.59	8.00	0.56	12.36	7.59	0.75
4286	8.63	124.23	0.90	2.67	0.40	124.95	7.25	0.60	12.90	7.47	0.71
4287	8.63	130.71	0.89	2.68	0.39	126.30	7.23	0.53	13.15	7.41	0.69
4288	8.63	131.75	0.92	2.65	0.41	119.50	7.22	0.54	16.87	7.60	0.75
4289	8.63	121.89	1.17	2.65	0.39	110.85	7.99	0.59	14.47	7.63	0.76
4290	8.62	119.13	1.57	2.67	0.36	98.80	7.23	0.56	15.10	7.50	0.72
4291	8.62	134.87	1.66	2.73	0.33	101.14	6.90	0.51	17.15	7.10	0.59
4292	8.63	155.29	1.66	2.76	0.28	106.56	7.10	0.51	13.95	6.92	0.53
4293	8.64	125.63	2.04	2.84	0.30	111.98	6.60	0.47	13.43	6.43	0.37
4294	8.67	107.23	1.93	2.92	0.27	106.50	6.01	0.46	12.10	6.01	0.23
4295	8.70	149.17	1.21	2.79	0.28	112.18	6.49	0.46	11.30	6.77	0.48

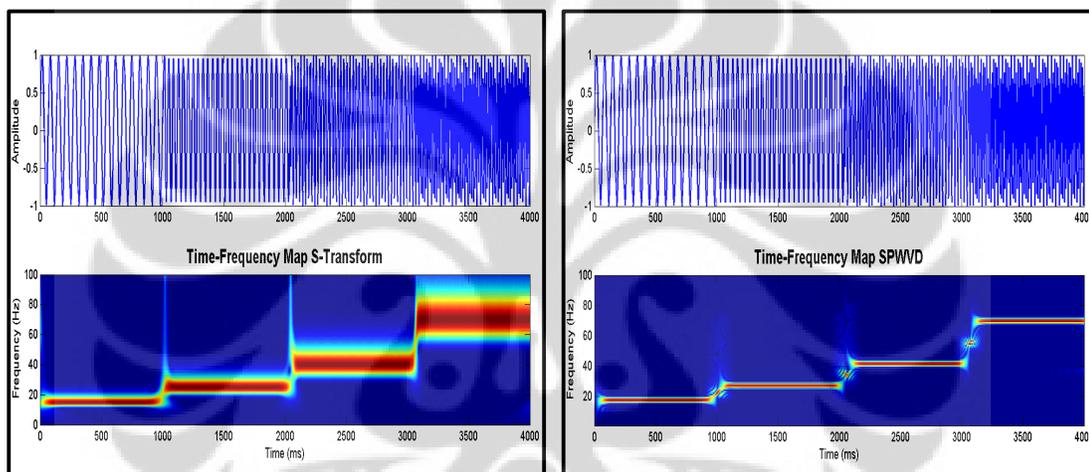
### 3.2. Pengolahan Data

Pengolahan data terbagi menjadi dua, yaitu pengolahan data sintetik dan pengolahan data riil. Untuk pengolahan data sintetik, seluruh pengerjaannya menggunakan *software* MATLAB™. Sedangkan untuk data riil, proses koreksi dan analisis data sumur menggunakan *software* *Integrated Petrophysics* (IP), proses input data well log hingga *well-seismic tie* menggunakan *Humpson Russel Software* (HRS) dan menggunakan *software* MATLAB™ untuk proses

dekomposisi spektral hingga mendapatkan penampang atenuasi estimasi dari data seismik.

### 3.2.1. Pengolahan Data Sintetik

Data sintetik yang sebelumnya dibuat kemudian didekomposisi spektral sehingga didapatkan *time-frequency map* seperti yang ditunjukkan **gambar 3.4**. *Time-frequency map* merupakan representasi pemisahan gelombang berdasarkan frekuensi yang dikandungnya. Sebagai contoh, pada saat waktu tempuh gelombang dari 0 hingga 1000 ms yang mempunyai frekuensi dominan 15 Hz akan ditempatkan pada frekuensi 15 Hz.



**Gambar 3.4** *Time-Frequency Map* hasil dekomposisi spektral dari metode *S-Transform* (ST) dan *Smoothed Pseudo Wigner-Ville Distribution* (SPWVD) (Haris dan Ardiyanto, 2010)

### 3.2.2. Pengolahan Data Riil

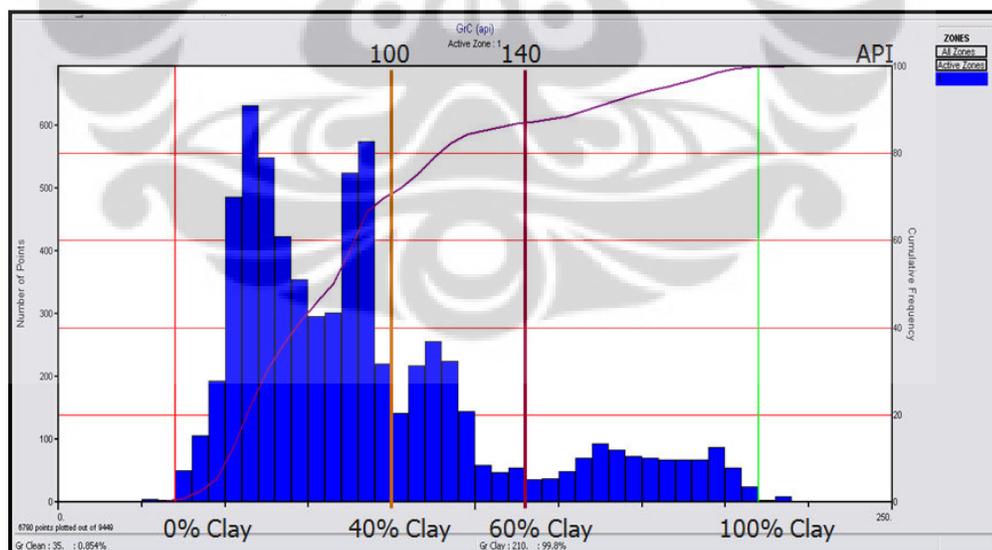
- **Pemilihan Zona Interest**

Langkah awal dalam melakukan pengolahan data sumur adalah penentuan zona *interest*. Penentuan area tersebut berdasarkan respon log yang menunjukkan adanya respon batuan yang kaya kandungan organik. Selain itu, pemilihan zona *interest* berdasarkan penelitian sebelumnya yang dilakukan Triyana (2011).

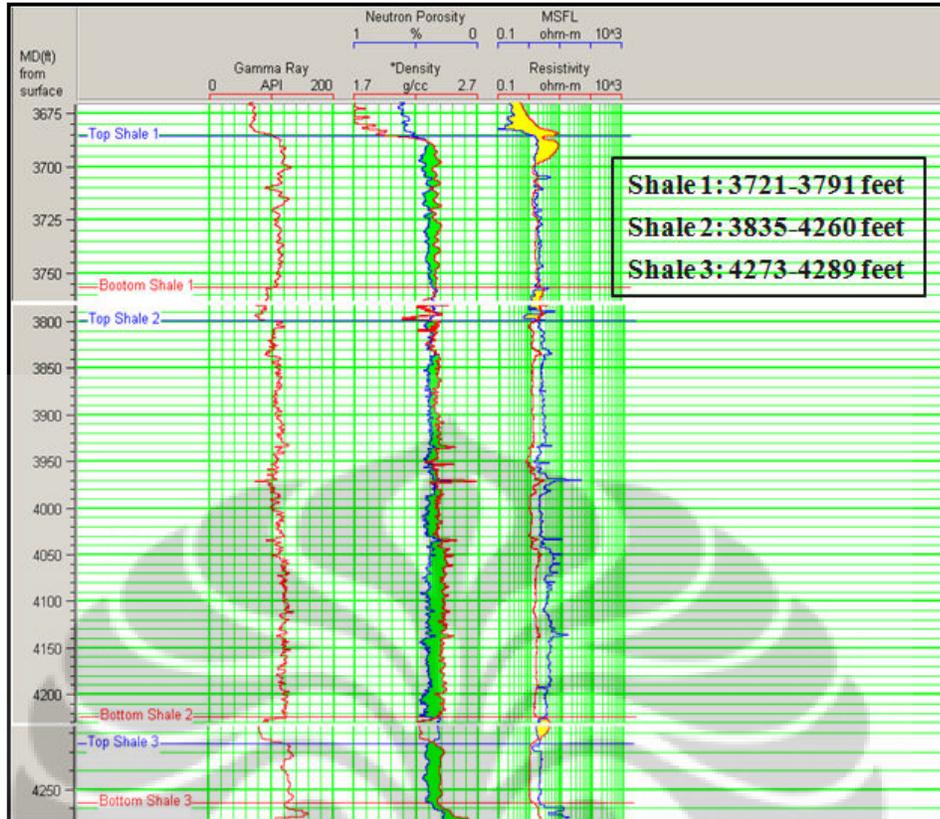
Pemilihan zona pertama kali menggunakan sebaran data Gamma Ray. Dari **gambar 3.5**, diketahui rentang data Gamma Ray penelitian dari 35 sampai 210 API. Dari sebaran nilai Gamma Ray tersebut, dibuat pembagian dengan 0% clay

(zona *clean clay*) untuk nilai Gamma Ray 35 API dan 100% clay (zona *maximum clay*) untuk nilai Gamma Ray 210 API. Berdasarkan penelitian yang dilakukan oleh Passey., et al. (2010) pada lapisan shale di formasi Barnett dan Eagleford, diketahui bahwa tingkat *brittle* dari lapisan shale tergantung dengan komposisi antara *clay* dengan kuarsa dan karbonat yang menyusun batuan tersebut. Tingkat *brittle* tersebut sangat penting dalam kaitan geomekanik serta manajemen pemboran agar ketika dilakukan pemboran, lapisan shale tidak mudah hancur. Semakin sedikit komposisi *clay* dalam batuan, tingkat *brittle* suatu shale akan makin tinggi dan semakin kuat ketika dibor. Shale yang memiliki tingkat *brittle* yang baik umumnya memiliki kandungan *clay* sekitar 40 sampai 60%. Sehingga penentuan zona penelitian dilakukan pemilihan dengan nilai Gamma Ray dalam rentang 100 hingga 140 API.

**Gambar 3.6** memperlihatkan pemilihan zona interest berdasarkan beberapa data rekaman sumur. Selain menggunakan data Gamma Ray, data lainnya yang digunakan untuk pemilihan zona adalah rekaman Densitas, porositas Neutron, serta Resistivitas untuk mendapatkan zona *interest* penelitian.



**Gambar 3.5** Histogram data rekaman Gamma Ray



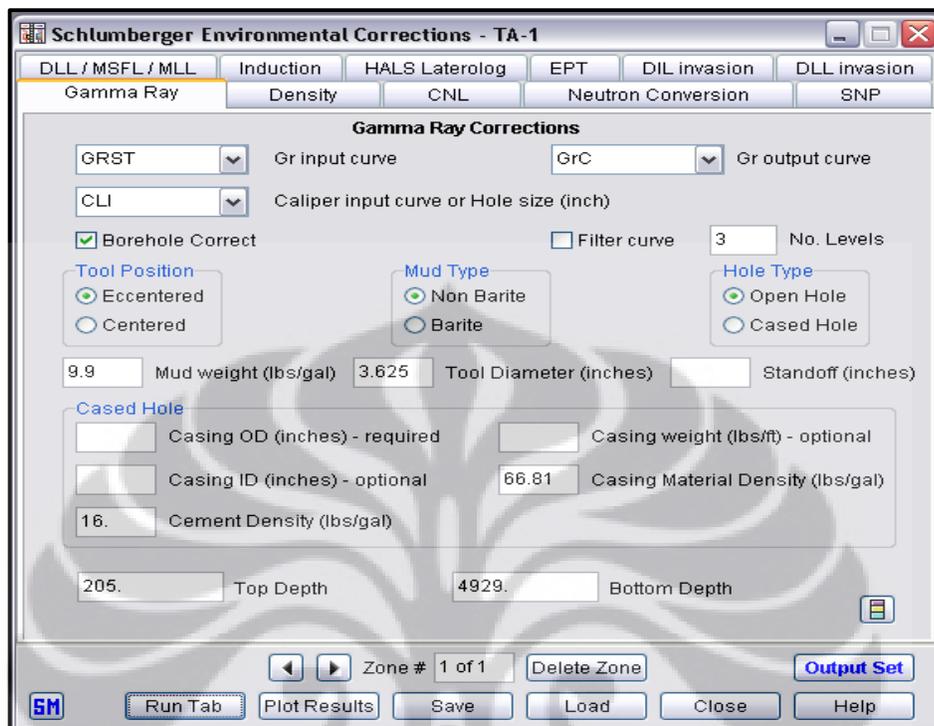
Gambar 3.6 Zona *interest* penelitian

- **Koreksi Data Well Log**

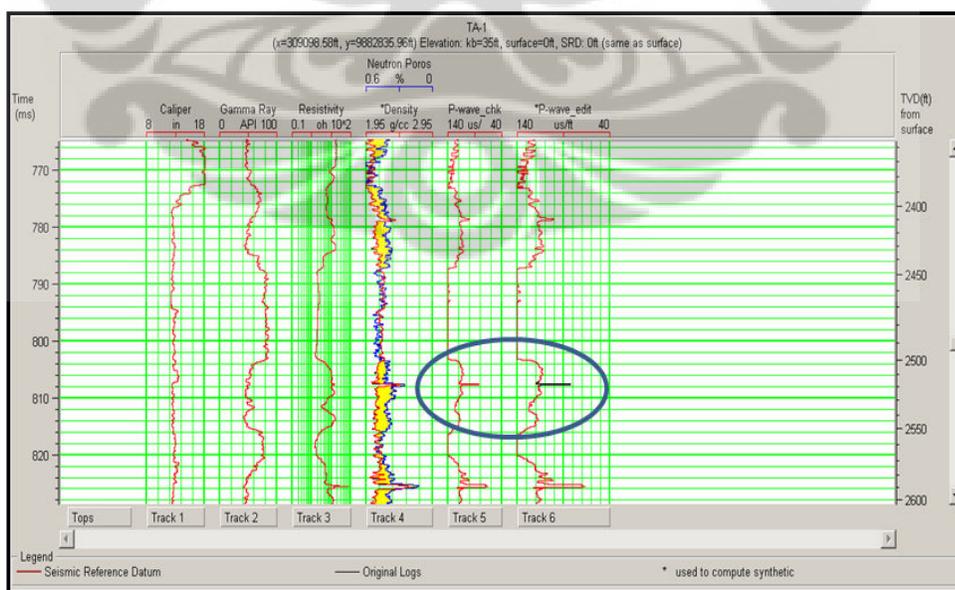
Sebelum analisis petrofisika, dilakukan koreksi lingkungan sumur pemboran terlebih dahulu seperti yang ditunjukkan **gambar 3.7**. Koreksi tersebut dilakukan karena kondisi lubang bor sangat mempengaruhi data rekaman sumur, terutama rekaman Gamma Ray dan Densitas. Setelah dilakukan koreksi lingkungan sumur, diharapkan data rekaman sumur merepresentasikan keadaan bawah permukaan yang sebenarnya.

Selain koreksi lingkungan sumur bor, koreksi data lainnya sebelum melakukan *well-seismic tie* perlu juga dilakukan terlebih dahulu seperti yang diperlihatkan **gambar 3.8**. Proses ini didasarkan oleh perbedaan kualitas resolusi antara data sumur dan data seismik. Resolusi seismik memiliki keterbatasan, yaitu seperempat panjang gelombang seismik ( $1/4 \lambda$ ). Sedangkan resolusi data sumur lebih baik dalam memisahkan lapisan-lapisan batuan yang lebih tipis dari  $1/4 \lambda$ . Oleh karena

itu, perlu dilakukan koreksi terhadap data sumur yang memiliki *spike-spike* pada lapisan tipis agar data sumur lebih *smooth* (disebut pula proses *low-pass filter*).



**Gambar 3.7** Koreksi lingkungan yang dilakukan terhadap data rekaman Gamma Ray sebelum analisis petrofisika



**Gambar 3.8** Koreksi data log dengan menghilangkan *spike* pada data sumur

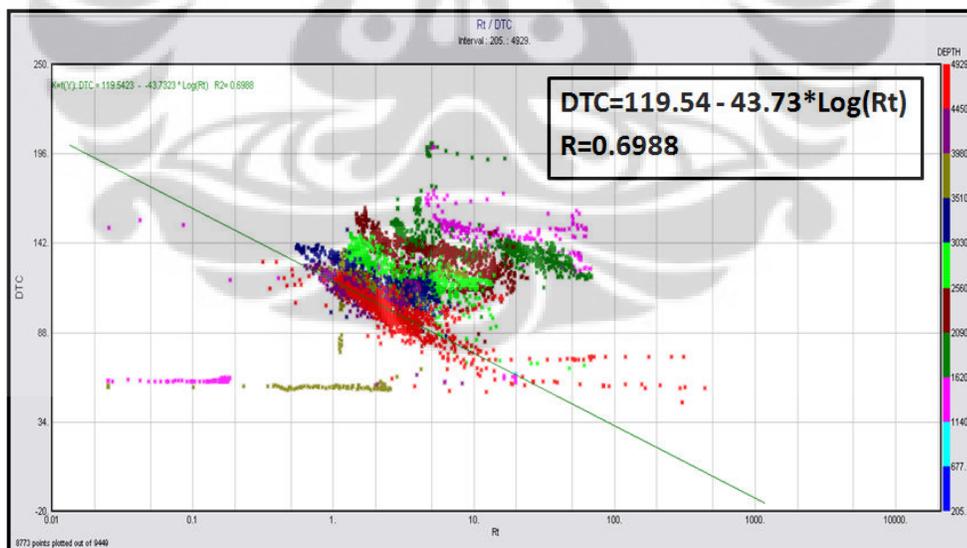
- **Analisis Petrofisika**

Setelah dilakukan koreksi terhadap data rekaman sumur, tahapan selanjutnya adalah proses analisis petrofisika. Dalam tahapan ini, dilakukan pencarian porositas, saturasi air, dan juga penentuan litologi.

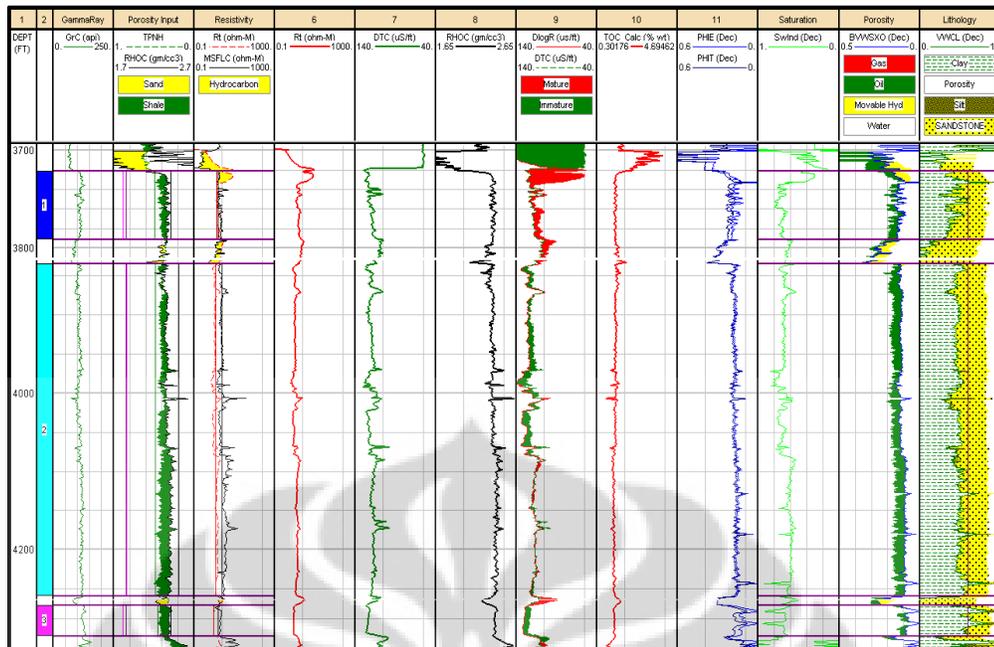
Selain parameter fisis yang didapatkan berdasarkan proses petrofisika, didapatkan pula kurva DlogR serta TOC estimasi. Kurva DlogR didapatkan berdasarkan crossplot *Transit time* sonik dengan logaritmik Resistivitas. **Gambar 3.9** memperlihatkan persamaan yang didapatkan untuk mencari kurva DlogR. didapatkan persamaan

$$DlogR = 119,54 - 43,73Log(Rt) \quad (3.1)$$

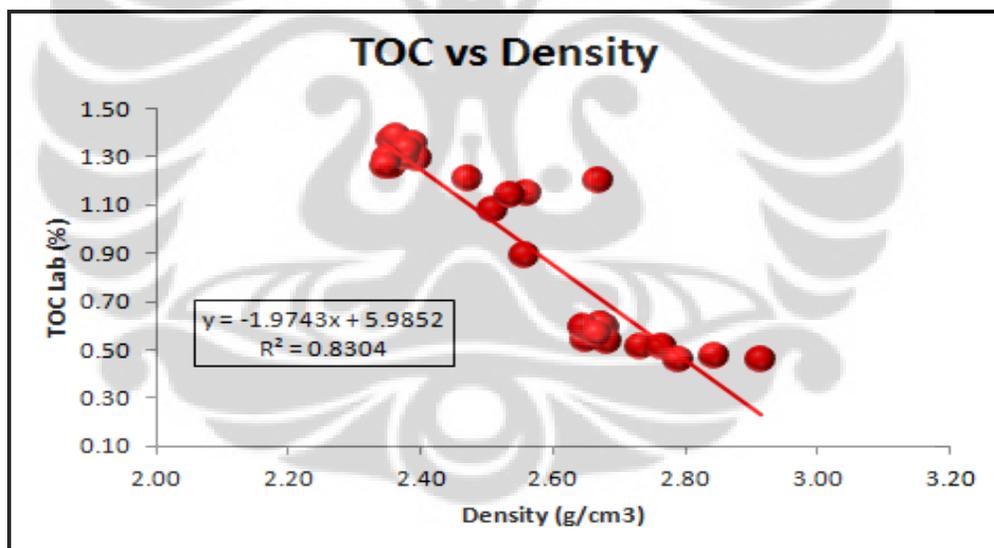
Sedangkan TOC estimasi didapatkan dari korelasi antara TOC hasil pengamatan data *core* dengan rekaman Densitas yang diperlihatkan **gambar 3.11**. **Gambar 3.10** memperlihatkan hasil analisis petrofisika, overlay kurva DlogR dan *Transit time* sonik, serta nilai TOC estimasi. **Gambar 3.12** memperlihatkan korelasi yang baik antara nilai TOC laboratorium dengan nilai TOC estimasi.



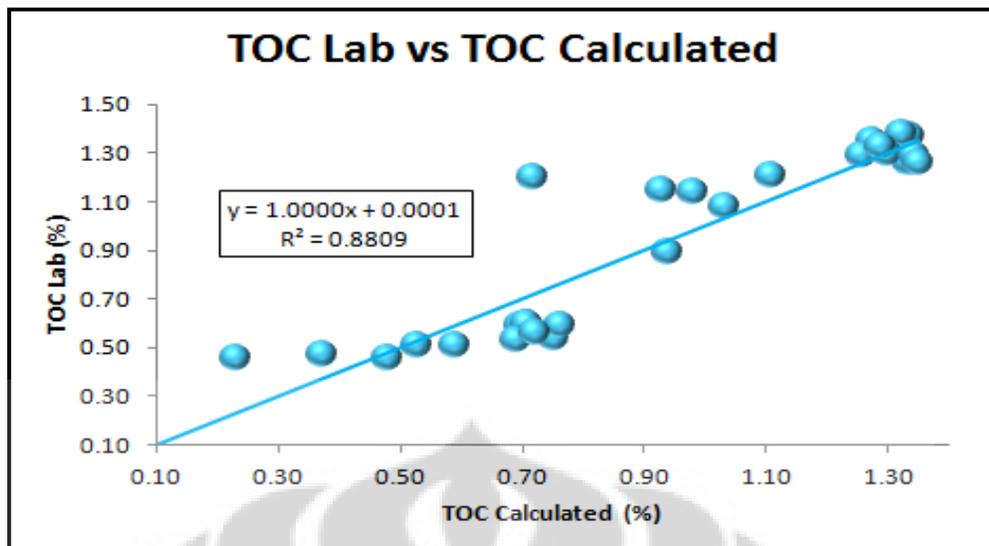
**Gambar 3.9** Crossplot Resistivitas dengan *Transit time* sonik untuk mendapatkan persamaan  $\Delta \log R$



Gambar 3.10 Analisis Petrofisika serta nilai TOC estimasi



Gambar 3.11 Korelasi antara TOC pengamatan data *core* dengan rekaman Densitas (Triyana, 2012 setelah modifikasi)



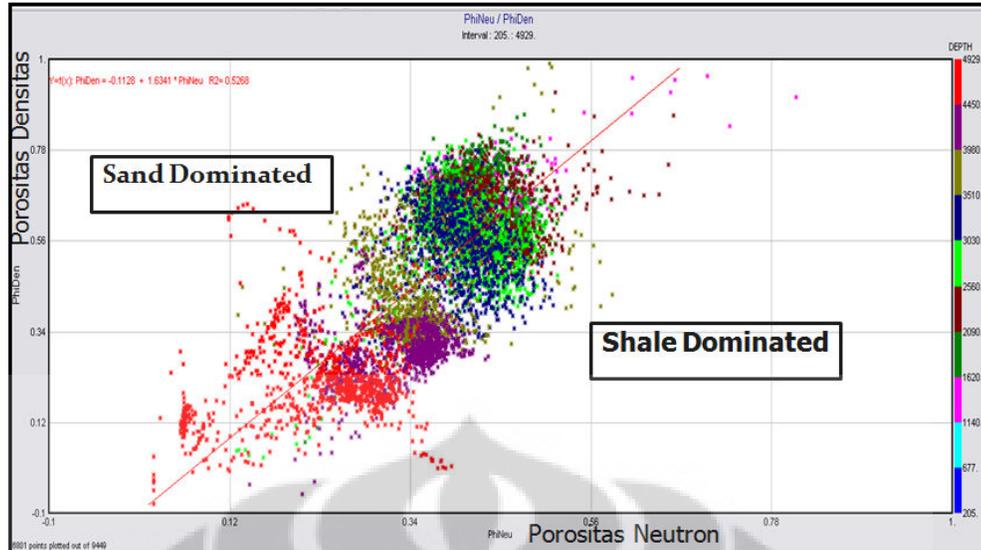
**Gambar 3.12** Korelasi antara TOC pengamatan data *core* dengan TOC estimasi yang berasal dari hasil korelasi dengan rekaman Densitas (Triyana, 2012 setelah modifikasi)

- **Analisis Crossplot**

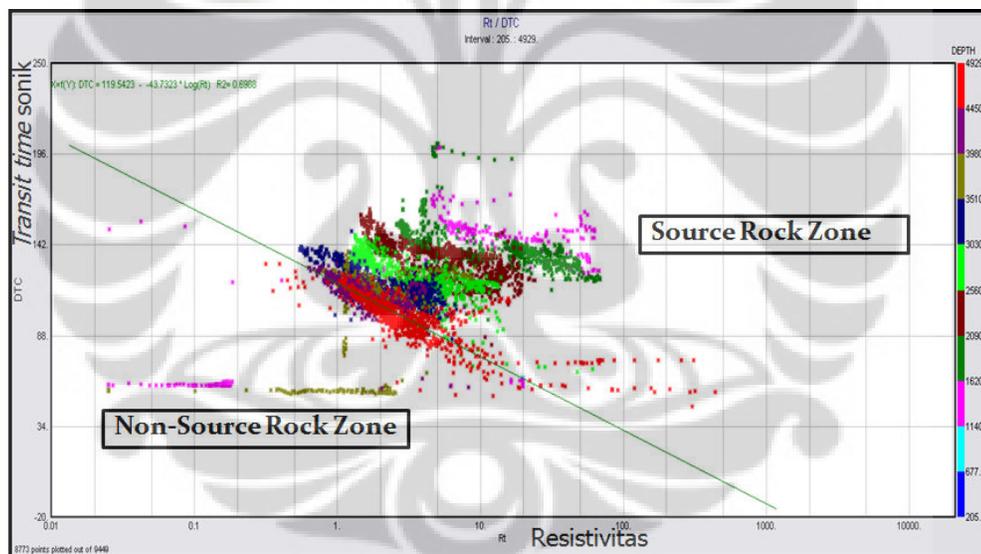
Selain melakukan analisis petrofisika dari data log, dilakukan pula analisis *crossplot*. Pada tahapan ini, dilakukan dua analisis *crossplot* utama yaitu; *crossplot* antara porositas Densitas dengan porositas Neutron dan *crossplot* antara *Transit time* sonik dengan Resistivitas.

*Crossplot* porositas Densitas dengan porositas Neutron dilakukan untuk mengetahui litologi dominan zona *interest* penelitian, apakah didominasi batu pasir atau shale. Metode tersebut digunakan oleh Katahara (2008) dalam memisahkan lapisan yang didominasi pasir dengan lapisan yang didominasi shale pada formasi yang tersusun oleh campuran pasir dan shale (*shaly sand*). Hasil dari *crossplot* ini dapat dilihat pada **gambar 3.13**.

Selain itu, digunakan pula analisis *crossplot* antara *Transit time* sonik dengan Resistivitas seperti yang diperlihatkan **gambar 3.14** untuk mengetahui apakah zona shale yang diteliti dapat menjadi *source rock* yang menghasilkan hidrokarbon atau tidak.



**Gambar 3.13** *Crossplot* Porositas Densitas dengan Porositas Neutron untuk memisahkan lapisan pasir dengan lapisan shale

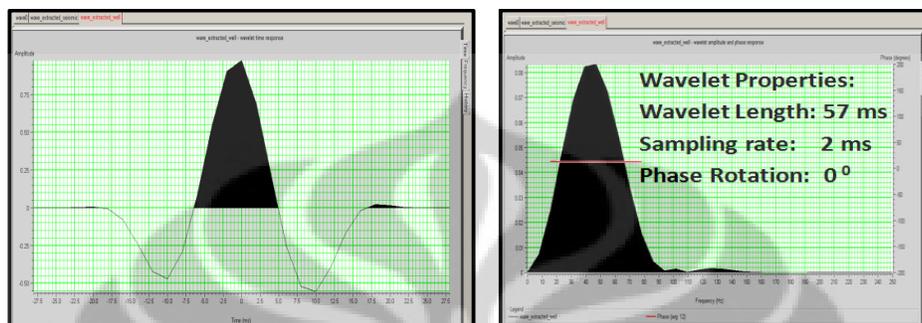


**Gambar 3.14** *Crossplot* log Resistivitas dengan *Transit time* sonik untuk memisahkan shale yang menjadi *source rock* dengan yang tidak

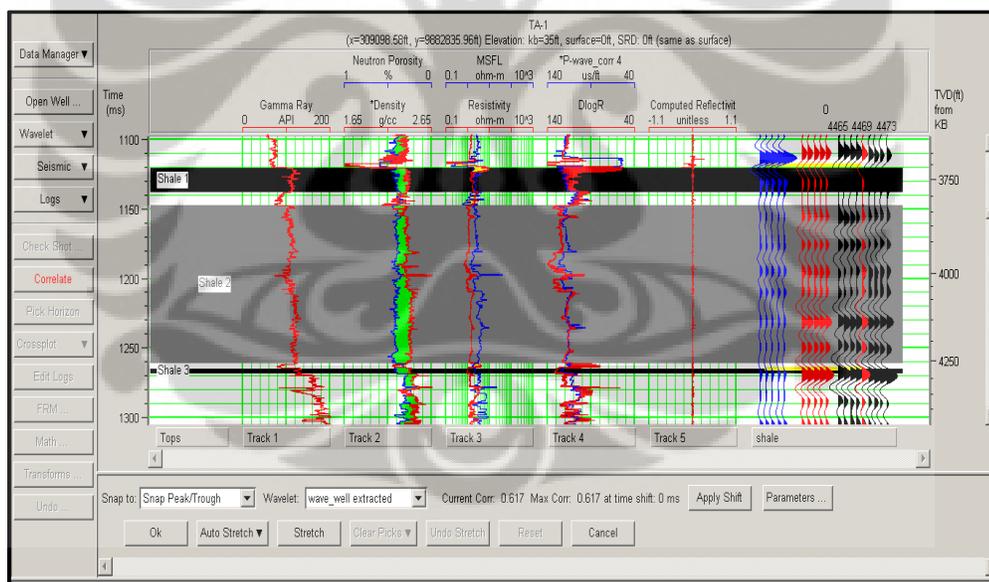
- **Well-Seismic Tie**

Setelah proses pengkoreksian data sumur, analisis petrofisika, serta analisis *crossplot*, tahap selanjutnya adalah dilakukannya proses *well-seismic tie*. Proses ini bertujuan untuk *mengikat* data sumur ke data seismik. Data sumur yang digunakan sebelumnya sudah mengalami konversi ke dalam domain waktu dengan bantuan data *checkshot*.

Sebelum melakukan *well-seismic tie*, perlu dibuat terlebih dahulu seismogram sintetik yang berasal dari hasil konvolusi koefisien refleksi dari data sumur dengan wavelet dari ekstraksi data seismik. Adapun wavelet ekstraksi dan seismogram sintetik yang dihasilkan dan proses *well-seismic tie* dapat dilihat pada **gambar 3.15** dan **gambar 3.16**.



**Gambar 3.15** Bentuk wavelet ekstraksi dari sumur TA-1

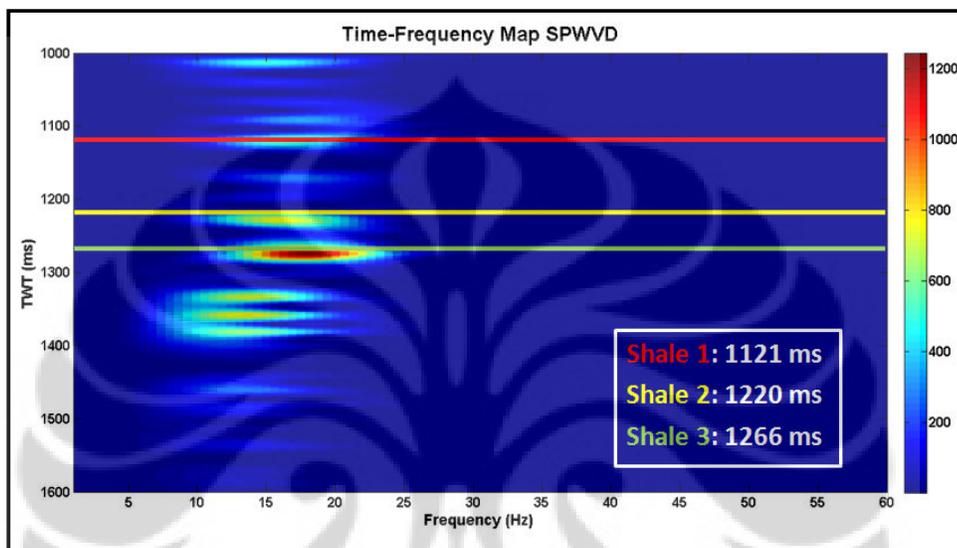


**Gambar 3.16** *Well-seismic tie* data sumur TA-1 dengan CDP ke-4469 atau *trace* seismik ke-466 dengan nilai korelasi 0.617

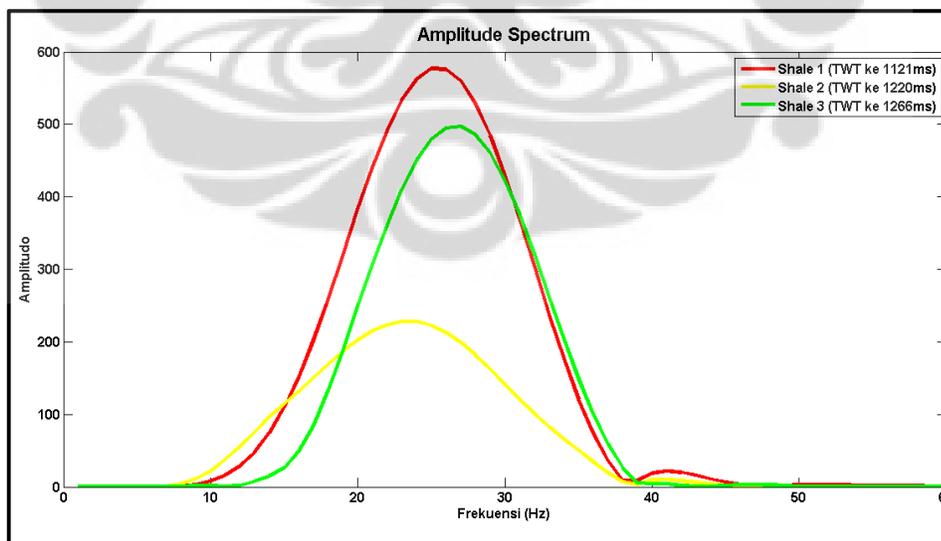
- **Analisis Dekomposisi Spektral**

Analisis dekomposisi spektral dimulai dari analisis *amplitude spectrum* yang dilakukan pada *trace* seismik ke-466 setelah *well-seismic tie*. Analisis *amplitude spectrum* dilakukan setelah sebelumnya dilakukan proses dekomposisi spektral

pada data seismik. Proses dekomposisi spektral dilakukan untuk memisahkan dan mengelompokkan gelombang seismik berdasarkan frekuensi yang dikandungnya. **Gambar 3.17** merupakan penampang *time-frequency map* hasil proses dekomposisi spektral. Dari data *time-frequency map* inilah diambil perubahan nilai amplitudo seismik terhadap frekuensinya untuk tahapan analisis *amplitude spectrum*.



**Gambar 3.17** *Time-frequency map* dari data seismik pada TWT 1000 hingga 1600 ms



**Gambar 3.18** *Amplitude spectrum* dari ketiga zona shale

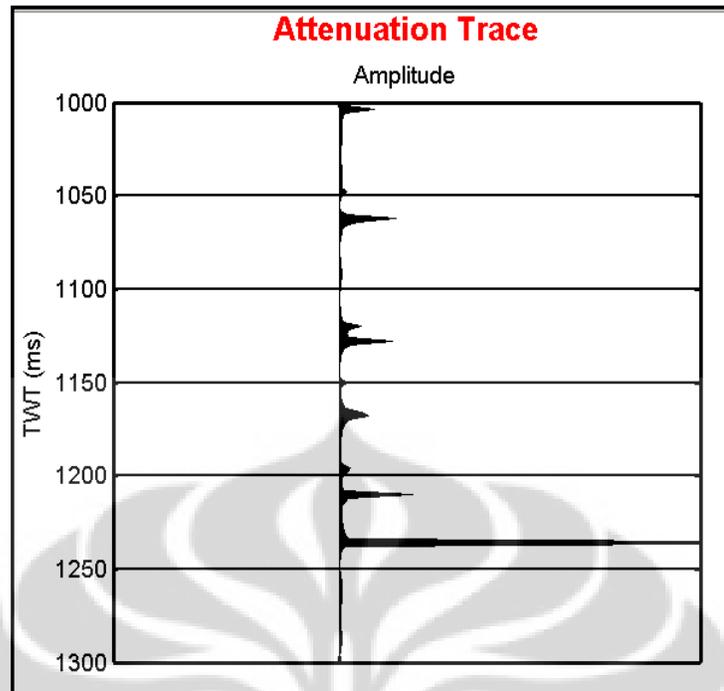
- **Analisis Lanjutan Dekomposisi Spektral**

Bergesernya *peak* amplitudo pada *amplitude spectrum* dapat terjadi juga karena adanya *low frequency shadow*. Dalam penelitiannya, Ebrom (2004) menyatakan ada 10 mekanisme yang dapat menjelaskan terjadinya *low frequency shadow*. Tujuh mekanisme berasal dari tahapan *processing*. Sedangkan tiga lainnya disebabkan oleh karakter gelombang seismik ataupun sifat fisik fluida reservoir. Ketiga mekanisme tersebut, yaitu:

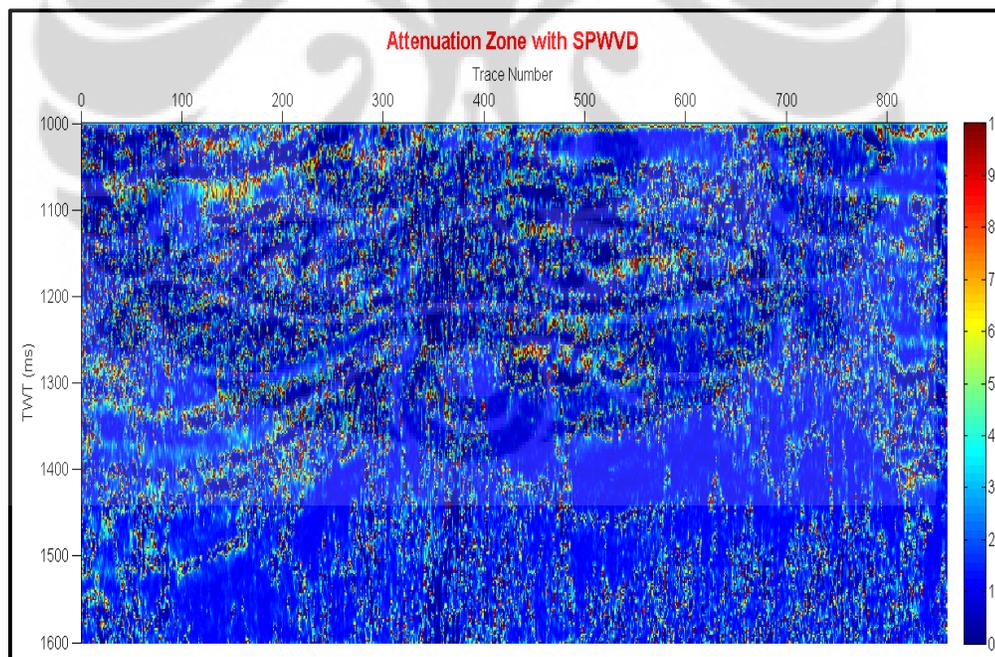
- Sangat rendahnya nilai Q di reservoir, yang berarti sangat besarnya atenuasi.
- Nilai Q yang cukup rendah dan terjadinya *chimney effect* di bawah reservoir
- Terjadinya refleksi *multiple* yang tinggi pada lapisan atas dan lapisan bawah zona reservoir.

Sehingga penelitian selanjutnya diarahkan pada atenuasi yang terjadi. Nilai atenuasi dihasilkan dengan melakukan proses pencarian nilai Q terlebih dahulu.

Nilai Q dapat dicari menggunakan persamaan (2.16) yang telah dibahas sebelumnya. Setelah mendapatkan nilai Q, nilai atenuasi dapat dihasilkan dengan persamaan (2.17). Nilai atenuasi estimasi pada *trace* ke-466 hasil dari proses ini dapat dilihat pada **gambar 3.19**. Selain itu, proses pencarian nilai atenuasi juga dilakukan untuk semua *trace* seismik sehingga dihasilkan estimasi atenuasi untuk penampang seismik daerah penelitian seperti **gambar 3.20**.



Gambar 3.19 Nilai atenuasi pada *trace* seismik ke-466



Gambar 3.20 Estimasi atenuasi yang terjadi pada penampang seismik

## BAB IV ANALISIS DATA

### 4.1. Analisis Data Sintetik

Setelah dilakukan pengolahan data pada data sintetik, diketahui bahwa hasil dekomposisi untuk metode SPWVD dan ST berhasil memisahkan gelombang berdasarkan frekuensi dominannya seperti yang diperlihatkan **gambar 3.4**. Akan tetapi, jika dilihat dengan seksama pada *time-frequency map* hasil dekomposisi spektral metode ST terdapat pelebaran pada resolusi frekuensinya. Jadi semakin besar frekuensi dominan suatu gelombang yang diberikan, akan menghasilkan resolusi frekuensi yang semakin besar. Sedangkan pada metode SPWVD, tidak terjadi pelebaran pada resolusi frekuensi.

Pelebaran pada resolusi frekuensi tersebut akan mempengaruhi kualitas *amplitude spectrum* yang nantinya dihasilkan. Pada kasus dimana sinyal seismik memiliki beberapa frekuensi berbeda pada satu *event* refleksi, akan terdapat *overlapping* pada *amplitude spectrum* yang dihasilkan jika resolusi frekuensi tidak stabil. Hal tersebut akan menyulitkan penentuan frekuensi yang dipilih untuk tiap zona *interest*.

### 4.2. Analisis Data Riil

#### 4.2.1. Analisis Petrofisika

Zona target berada pada formasi Gumai yang terletak pada rentang kedalaman 3721 sampai 4289 *feet* pada sumur TA-1. Dari proses petrofisika yang dilakukan, didapatkan beberapa parameter fisis seperti porositas efektif, porositas total, saturasi air, estimasi kandungan fluida, dan juga litologi dari ketiga zona.

Jika dilihat pada **gambar 3.10** berdasarkan beberapa parameter fisis tersebut, diketahui bahwa pada lapisan shale perkiraan nilai porositas efektif dan porositas total nilainya sangat kecil (lebih kecil dari 0,5) berbeda dengan nilai porositas pada lapisan pasir yang nilainya dapat lebih besar. Selain itu, kurva porositas total

dan porositas efektif hampir berhimpit antar keduanya. Hal tersebut terjadi dikarenakan besar butir shale sangat kecil (diameternya lebih kecil dari 3.9 mikrometer) dibandingkan besar butir pasir (diameternya 0,05 sampai 0,2 mm).

Selain itu pada parameter fisis lainnya seperti saturasi air menunjukkan bahwa pada ketiga zona Shale memiliki nilai saturasi air yang berbeda-beda. Saturasi air merupakan bagian dari ruang pori yang berisi air. Sedangkan sisa bagian yang berisi minyak atau gas disebut saturasi hidrokarbon yang nilainya  $(1-S_w)$  (Zain, 2011). Secara umum diasumsikan bahwa sebelum shale menghasilkan hidrokarbon, seluruh pori batuan terisi oleh air.

Ketika hidrokarbon telah terbentuk, air formasi kemudian digantikan oleh hidrokarbon. Air formasi tersebut tidak seluruhnya berpindah, akan tetapi masih ada sedikit sisa air formasi yang tertinggal di pori batuan. Sehingga perhitungan saturasi air menunjukkan estimasi kandungan fluida yang mengisi ruang pori batuan. Untuk zona Shale 1, nilai saturasi airnya berada dalam rentang 0,35 sampai 0,65. Sedangkan untuk zona Shale 2 dan 3, nilai saturasi airnya berada dalam rentang 0,8 sampai 1. Hal tersebut menunjukkan bahwa air formasi pada zona Shale 1 sudah mulai tergantikan akibat terbentuknya hidrokarbon. Sedangkan pada zona Shale 2 dan 3, kandungan fluida dalam ruang pori batuan masih terisi oleh air formasi.

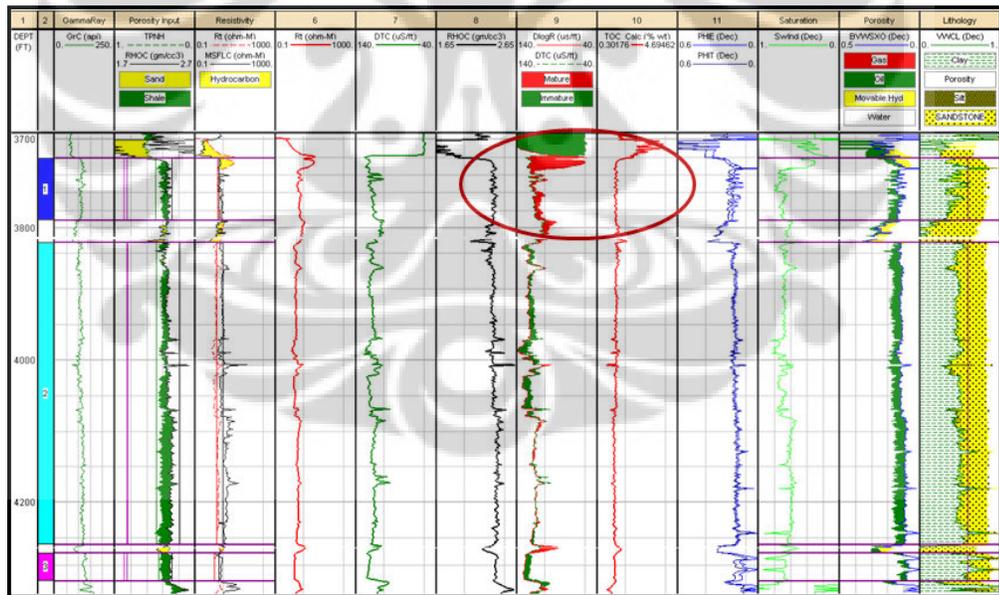
Selain parameter fisis yang didapatkan berdasarkan proses petrofisika, didapatkan pula kurva DlogR serta TOC estimasi yang didapatkan dari kurva densitas. Kurva DlogR dengan kurva *Transit time* sonik di-*overlay* untuk mengetahui apakah zona shale penelitian merupakan shale yang dapat menjadi *source rock* atau tidak dan apakah shale tersebut matang atau tidak.

Dari *overlay* yang dibuat, diperkirakan bahwa pada zona Shale 1 telah matang (*mature*) dan terbentuk hidrokarbon karena terjadinya pemisahan antara kurva *Transit time* sonik dengan DlogR. Terjadinya pemisahan tersebut karena pembacaan rekaman *Transit time* sonik yang lebih lama dibandingkan zona Shale 2 dan shale 3. Selain itu, dari pembacaan respon Resistivitas pada zona Shale 1 juga menunjukkan nilai yang lebih resistif dibandingkan zona Shale 2 dan Shale 3.

Hal tersebut tampak pada besarnya nilai DlogR pada zona Shale 1 seperti yang diperlihatkan **gambar 4.1**.

Penggunaan kurva DlogR sebenarnya merepresentasikan pembacaan Resistivitas yang dikonversi menjadi kurva *Transit time* sonik. Semakin besar nilai pembacaan Resistivitas suatu lapisan maka respon DlogR akan semakin cepat atau nilai perhitungannya makin kecil.

Jika perhatian lebih difokuskan pada zona shale 1 dan lapisan pasir di atasnya, berdasarkan *overlay* kurva DlogR dengan *Transit time* sonik maka dapat diamati bahwa hidrokarbon yang terbentuk pada zona Shale 1 mendesak air formasi ke lapisan pasir yang ada di atasnya. Hal tersebut sesuai dengan model Passey., et al. (1990) bahwa hidrokarbon yang terbentuk dari shale yang matang akan mendesak air formasi keluar dan mengisi pori tempat air formasi tersebut dengan hidrokarbon.



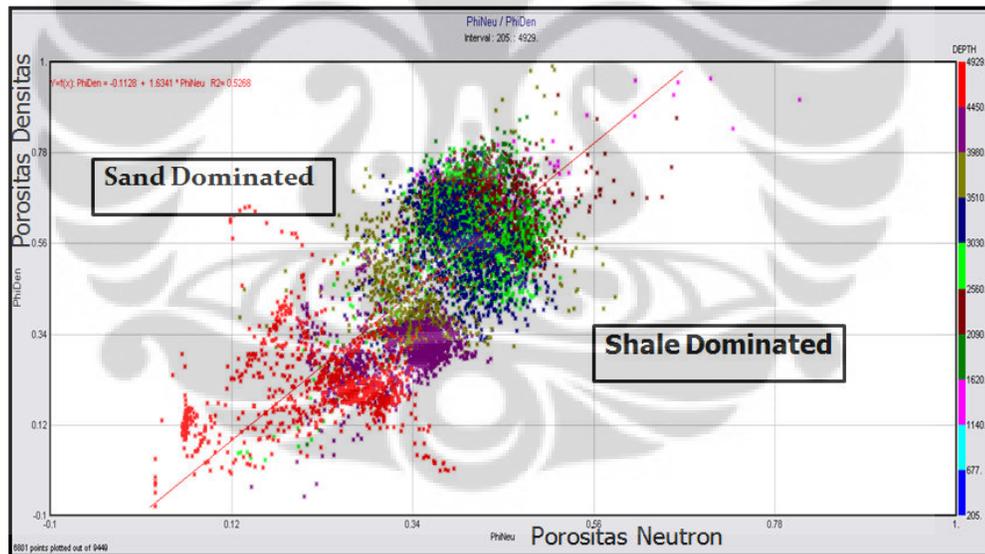
**Gambar 4.1** Fenomena hidrokarbon mendesak air formasi pada lapisan atasnya pada zona Shale 1

Berdasarkan penelitian yang telah dilakukan sebelumnya oleh Triyana (2010), diketahui bahwa pada zona Shale 3 merupakan zona Shale yang belum matang. Hal tersebut sesuai dengan *overlay* antara kurva DlogR dengan *Transit time* sonik yang dibuat dimana diperkirakan bahwa zona Shale 3 merupakan lapisan shale

yang belum matang. Untuk zona Shale 2, diperkirakan bahwa pada lapisan atasnya merupakan lapisan shale yang belum matang pula. Sedangkan pada bagian bawahnya, diperkirakan lapisan tersebut tidak dapat menghasilkan hidrokarbon (*non-source rock shale*) karena hampir berhimpitnya antara kurva DlogR dengan *Transit time* sonik. Untuk mengetahui lebih lanjut mengenai kualitas ketiga zona Shale, dilakukan pula analisis *crossplot* antara *Transit time* sonik dengan logaritmik Resistivitas.

#### 4.2.2. Analisis Crossplot

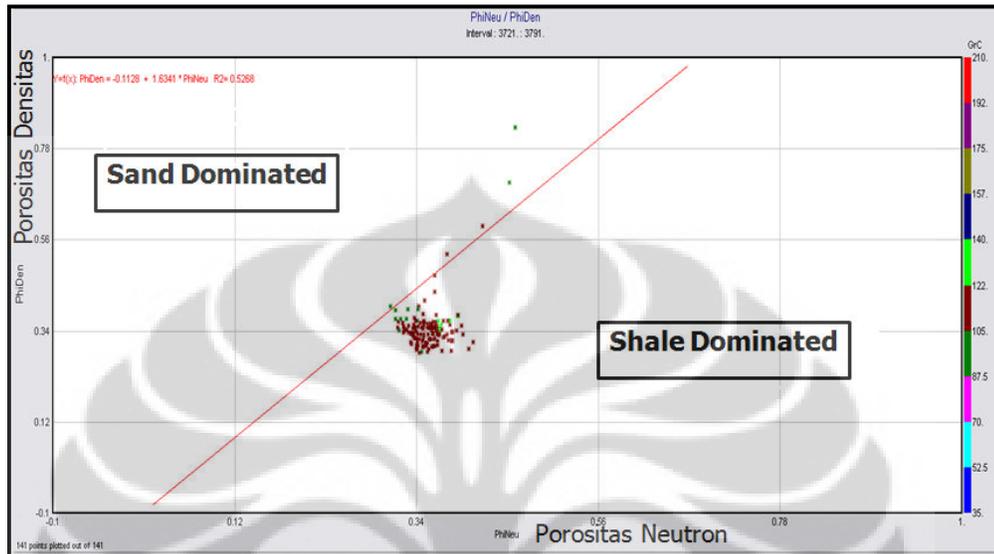
Pada tahapan analisis *crossplot*, dilakukan dua analisis *crossplot* utama yaitu; *crossplot* antara porositas Densitas dengan porositas Neutron dan *crossplot* antara *Transit time* sonik dengan Resistivitas. **Gambar 4.2** menunjukkan *crossplot* porositas Densitas dengan porositas Neutron dilakukan untuk mengetahui litologi dominan zona *interest* penelitian, apakah didominasi batu pasir atau shale.



**Gambar 4.2** *Crossplot* antara porositas Densitas dengan porositas Neutron untuk setiap kedalaman dari sumur TA-1

Dari seluruh nilai porositas Densitas dan porositas Neutron, dibuat garis regresi yang memisahkan antara zona yang didominasi lapisan batu pasir dengan zona yang didominasi shale. Jika didapatkan zona berada di atas garis regresi, zona tersebut dapat diperkirakan didominasi oleh batu pasir. Sedangkan jika diketahui bahwa data *crossplot* antara porositas Densitas dan porositas Neutron berada di

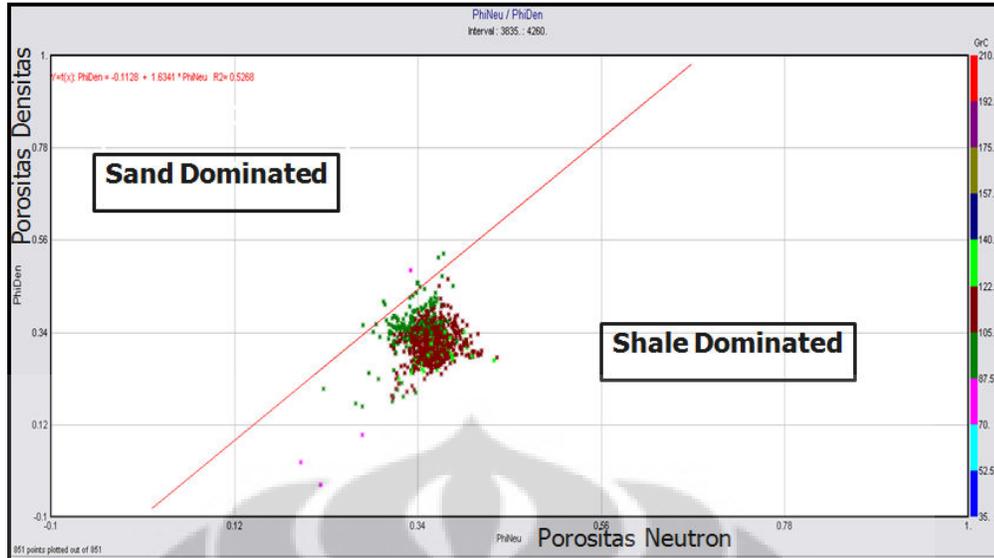
bawah garis regresi, zona tersebut didominasi oleh shale. Hal tersebut didasarkan bahwa porositas batuan pasir nilainya lebih tinggi dibandingkan porositas batuan shale. Sehingga untuk data yang merupakan batu pasir yang memiliki porositas yang semakin besar, nilai porositasnya akan semakin di atas garis regresi.



**Gambar 4.3** Crossplot porositas Densitas dengan porositas Neutron pada zona Shale 1 dengan Gamma Ray sebagai warna

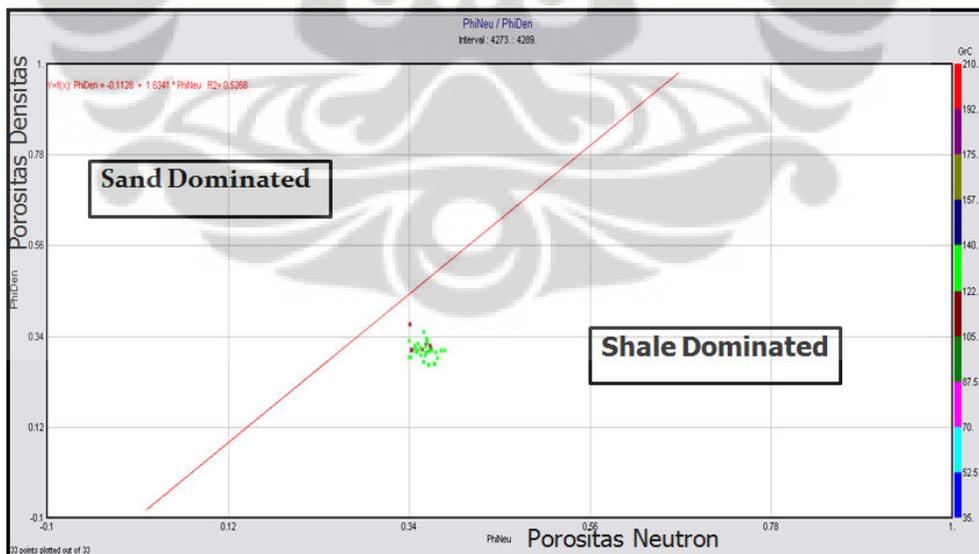
Untuk zona Shale 1, diketahui bahwa data *crossplot* dominan berada di bawah garis regresi dan terdapat pula sedikit data yang berada di atas garis regresi seperti yang diperlihatkan **gambar 4.3**. Hal tersebut mengindikasikan bahwa zona tersebut didominasi oleh batuan shale dengan sedikit perselingan batu pasir. Keberadaan batu pasir pada zona yang didominasi shale dapat meningkatkan tingkat *brittle* pada shale tersebut.

Selain zona Shale 1, pada zona Shale 2 didapatkan pula penyebaran data porositas Densitas berada di bawah garis regresi dengan sedikit data yang berada di atas garis regresi seperti yang diperlihatkan **gambar 4.4**. Hal tersebut juga dapat mengindikasikan adanya perselingan batu pasir pada zona tersebut.



**Gambar 4.4** *Crossplot* porositas Densitas dengan porositas Neutron pada zona Shale 2 dengan Gamma Ray sebagai warna

Pada zona Shale 3, persebaran data pada *crossplot* porositas Densitas dengan porositas Neutron diketahui berada di bawah garis regresi seperti yang diperlihatkan **gambar 4.5**. Sehingga dapat dikatakan bahwa pada zona ini tidak terdapat perselingan batuan pasir.

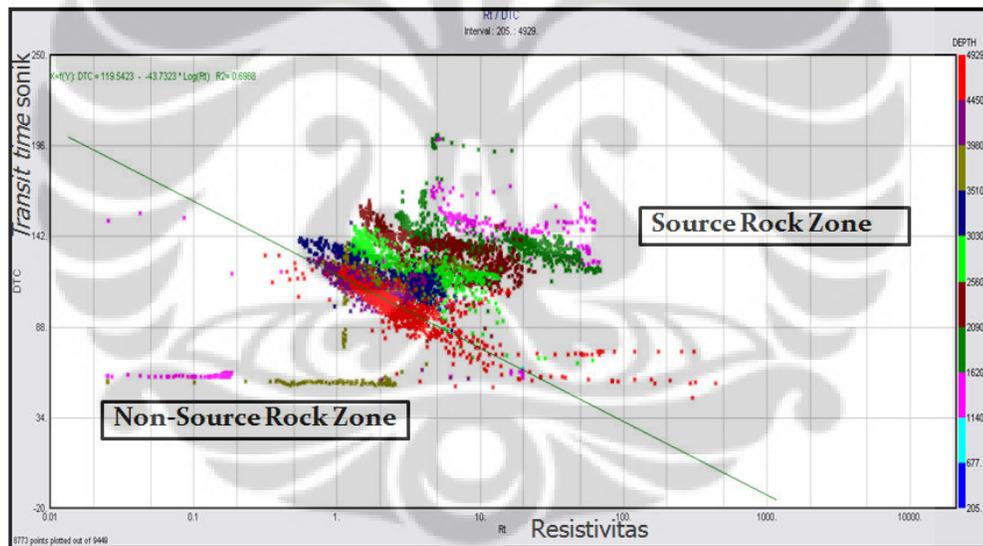


**Gambar 4.5** *Crossplot* porositas Densitas dengan porositas Neutron pada zona Shale 3 dengan Gamma Ray sebagai warna

Selain menggunakan analisis *crossplot* porositas Densitas dengan porositas Neutron, analisis *crossplot* lainnya yang digunakan adalah *crossplot* antara

*Transit time* sonik dengan Resistivitas. Analisis *crossplot* tersebut digunakan untuk memisahkan shale yang dapat menjadi *source rock* dengan shale *non-source rock*.

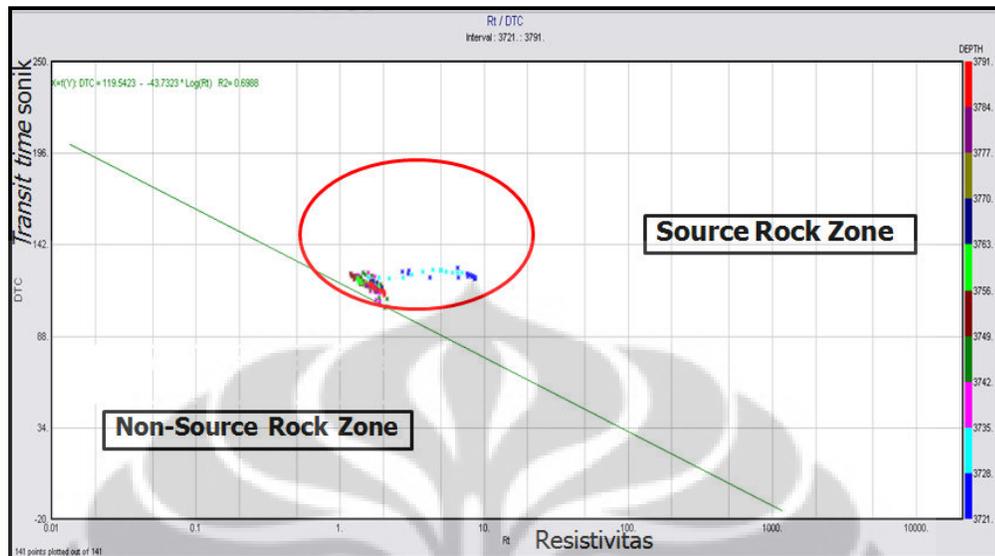
Seperti halnya *crossplot* porositas Densitas dengan porositas Neutron, pada *crossplot* antara *Transit time* sonik dengan Resistivitas dibuat pula garis regresi sebagai garis pemisah. Jika didapatkan zona berada di sebelah kanan garis regresi, dapat diperkirakan shale tersebut telah menghasilkan hidrokarbon. Untuk data pengamatan yang berada di sebelah kiri garis regresi, zona tersebut dikatakan shale yang tidak menghasilkan hidrokarbon. Sedangkan untuk data yang berhimpit dengan garis regresi, zona tersebut merupakan shale yang belum matang seperti yang diperlihatkan **gambar 4.6**. Analisis *crossplot* tersebut digunakan sebagai pembanding analisis petrofisika.



**Gambar 4.6** *Crossplot* antara *Transit time* sonik dengan Resistivitas untuk setiap kedalaman dari sumur TA-1

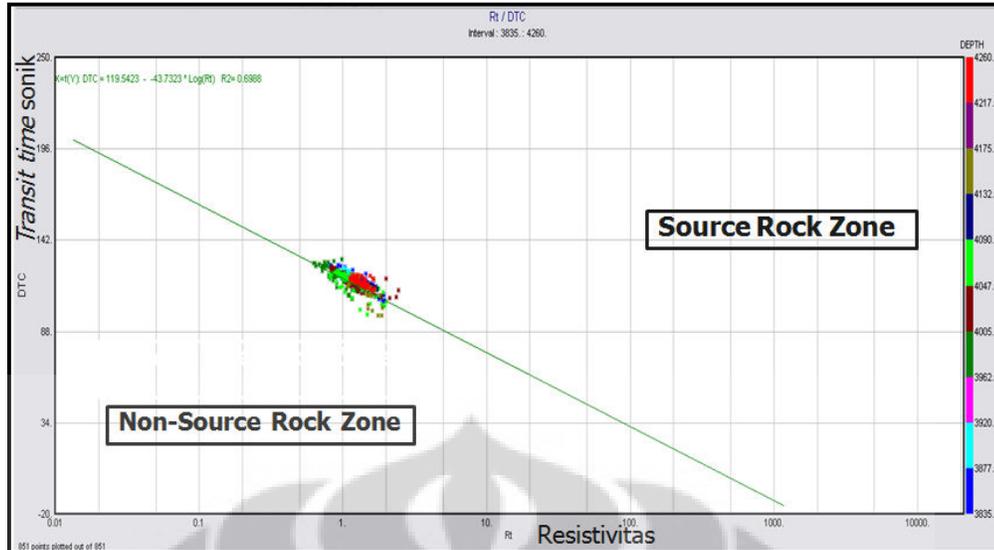
Pada zona Shale 1, didapatkan bahwa hampir semua data *crossplot* berada di sebelah kanan garis regresi. Hal tersebut menjadi pendukung analisis petrofisika bahwa pada zona Shale 1 tersebut telah menghasilkan hidrokarbon. Hal tersebut didasarkan oleh pembacaan Resistivitas zona Shale 1 yang lebih besar dibandingkan dengan zona Shale lainnya yang belum matang seperti yang diperlihatkan **gambar 4.7**. Selain itu, pembacaan *Transit time* sonik yang lebih

lama juga dapat mengindikasikan telah terbentuknya hidrokarbon pada zona tersebut.



**Gambar 4.7** Crossplot Resistivitas dengan *Transit time* sonik pada zona Shale 1 dengan kedalaman sebagai warna

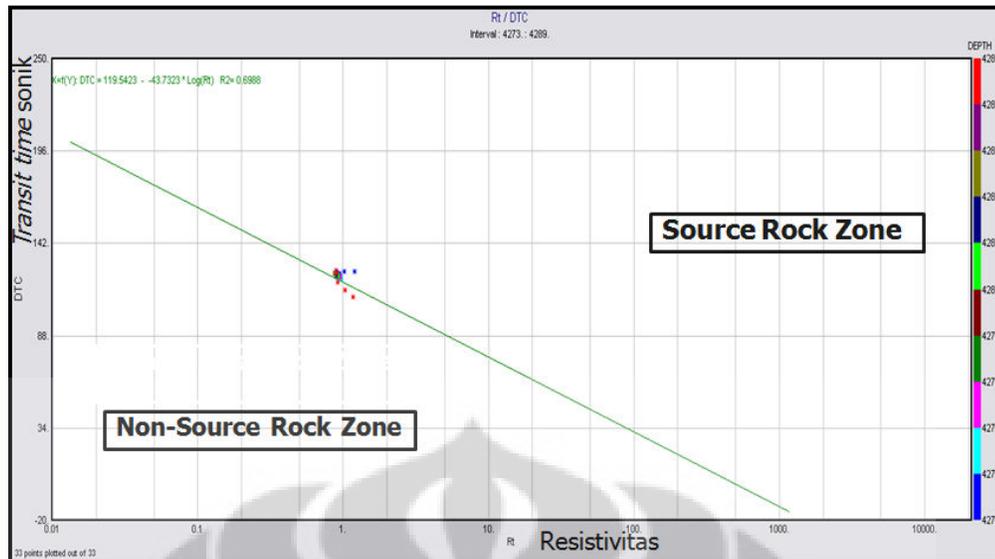
**Gambar 4.8** merupakan *crossplot* *Transit time* sonik dengan Resistivitas pada zona Shale 2, didapatkan bahwa hampir seluruh datanya berkumpul digaris regresi. Hal tersebut mengindikasikan bahwa lapisan shale tersebut masih bersifat konduktif yang berarti tidak ada hidrokarbon yang terbentuk sehingga air formasi masih mengisi pori batuan. Selain itu, ada sedikit data yang berada di bawah garis regresi yang dapat mengindikasikan di zona Shale 2 terdapat lapisan yang tidak dapat menghasilkan hidrokarbon (*non-source rock zone*).



**Gambar 4.8** Crossplot Resistivitas dengan *Transit time* sonik pada zona Shale 2 dengan kedalaman sebagai warna

Seperti halnya pada zona Shale 2, data pada zona Shale 3 juga relatif berhimpit dengan garis regresi seperti yang diperlihatkan **gambar 4.9**. Hal tersebut juga mengindikasikan tidak adanya indikasi hidrokarbon telah terbentuk pada lapisan zona Shale 3.

Seperti yang sudah dijelaskan pada bagian teori dasar, pembentukan hidrokarbon merupakan proses yang sulit dimengerti. Karena jika dilihat dari waktu pengendapan, seharusnya shale pada zona Shale 3 yang matang dan menghasilkan hidrokarbon terlebih dahulu dibandingkan shale pada zona Shale 1 karena semakin posisi kedalaman meningkat tekanan dan temperatur bawah permukaan pun akan meningkat. Ada banyak faktor yang dapat mempengaruhi kematangan suatu lapisan *source rock* salah satunya adalah kualitas kandungan organik di dalam batuan. Mungkin kualitas kandungan organik pada zona Shale 1 lebih banyak dan kualitasnya lebih baik daripada yang terkandung di zona Shale 2 dan Shale 3 sehingga shale pada zona Shale 1 yang matang terlebih dahulu dan menghasilkan hidrokarbon.



**Gambar 4.9** Crossplot Resistivitas dengan *Transit time* sonik pada zona Shale 3 dengan kedalaman sebagai warna

#### 4.2.3. Analisis TOC dari Crossplot Data Core

Dari analisis data *core* yang dilakukan oleh Triyana (2010), diketahui bahwa tipe kerogen shale pada formasi Gumai merupakan kerogen tipe II. Kerogen tersebut dapat menghasilkan minyak dan gas dengan panas dan kematangan yang progresif. Selain itu pada data *core* tersebut, diketahui bahwa shale yang dianalisis memiliki dua karakteristik yang berbeda. Pada kedalaman 4266 sampai 4280 merupakan shale yang memiliki kandungan TOC berkisar 0,89 hingga 1,37 % dari berat total. Sedangkan pada kedalaman 4283 hingga 4295 merupakan shale yang memiliki kandungan TOC 0,46 sampai 0,6 % dari berat total (Triyana. 2010). Dari penelitiannya, Triyana (2010) membagi kedua jenis shale tersebut menjadi shale dengan kandungan TOC > 1 (pada kedalaman 4266-4280 feet) dan shale dengan kandungan TOC < 1 (pada kedalaman 4283-4295 feet).

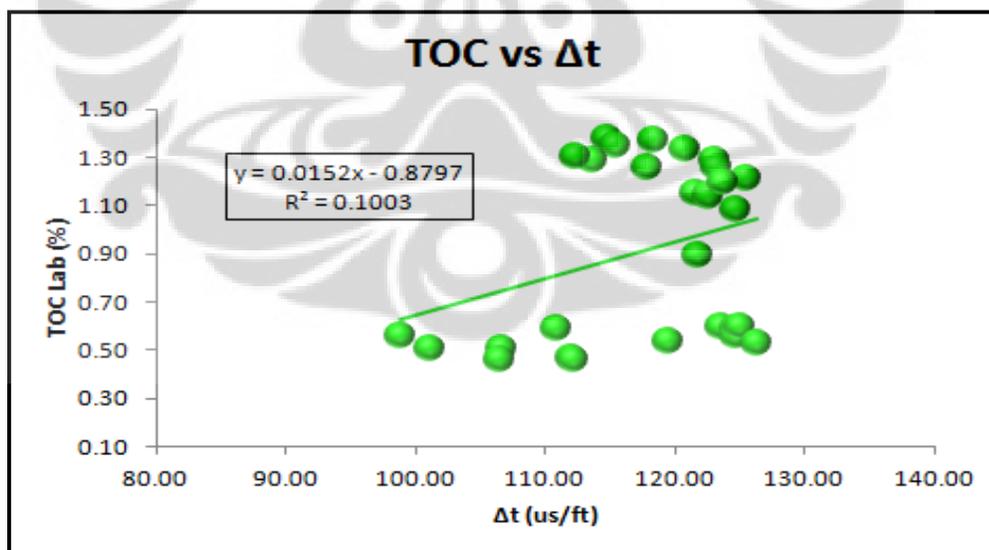
Selain data kandungan TOC, dari penelitian Triyana (2010) tersebut diketahui pula bahwa besarnya TOC berkorelasi negatif dengan Densitas melalui hubungan persamaan

$$TOC = -1.9743 * (Densitas) + 5.9852 \quad (4.1)$$

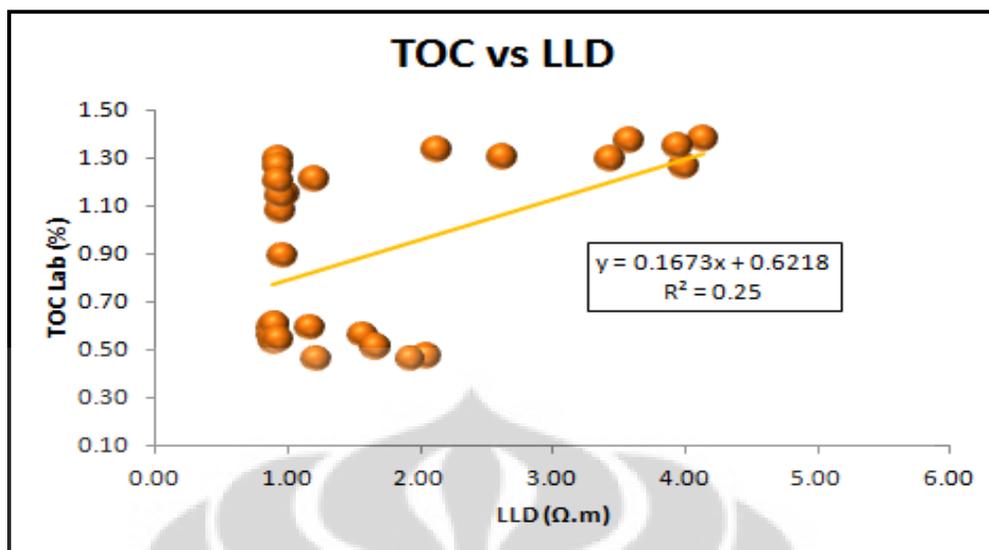
**Gambar 3.11** merupakan hasil korelasi antara nilai TOC pengamatan dengan data rekaman Densitas dengan bernilai korelasi 0.8304 yang merupakan nilai korelasi

tertinggi nilai TOC dari laboratorium dengan data rekaman sumur. Sedangkan *crossplot* TOC laboratorium dengan data log lainnya bernilai korelasi lebih rendah dari *crossplot* TOC dengan densitas yang dapat dilihat pada **gambar 4.10** dan **gambar 4.11**. Oleh karena itu, nilai TOC estimasi diperkirakan dari nilai persamaan (4.1) yang sangat bergantung dengan nilai rekaman Densitas.

Walaupun TOC yang didapatkan berdasarkan hubungannya dengan rekaman Densitas memiliki nilai korelasi yang sangat baik dengan nilai TOC laboratorium seperti yang diperlihatkan **gambar 4.13**, akan tetapi nilai estimasi TOC tersebut tidaklah mutlak digunakan karena pada praktiknya perhitungan TOC estimasi dilakukan untuk mendukung analisis petrofisika serta analisis *crossplot*. Karena pada kedalaman tertentu seperti pada lapisan pasir yang terletak di atas zona Shale 1 ketika pembacaan Densitasnya rendah akan menghasilkan kurva TOC estimasi yang bernilai besar yang dapat diartikan bahwa banyak kandungan organik ataupun hirkarbon pada lapisan tersebut. Sedangkan hasil analisis petrofisika dan analisis *crossplot* menunjukkan hal yang sebaliknya, sehingga nilai TOC estimasi tersebut dapat diabaikan.

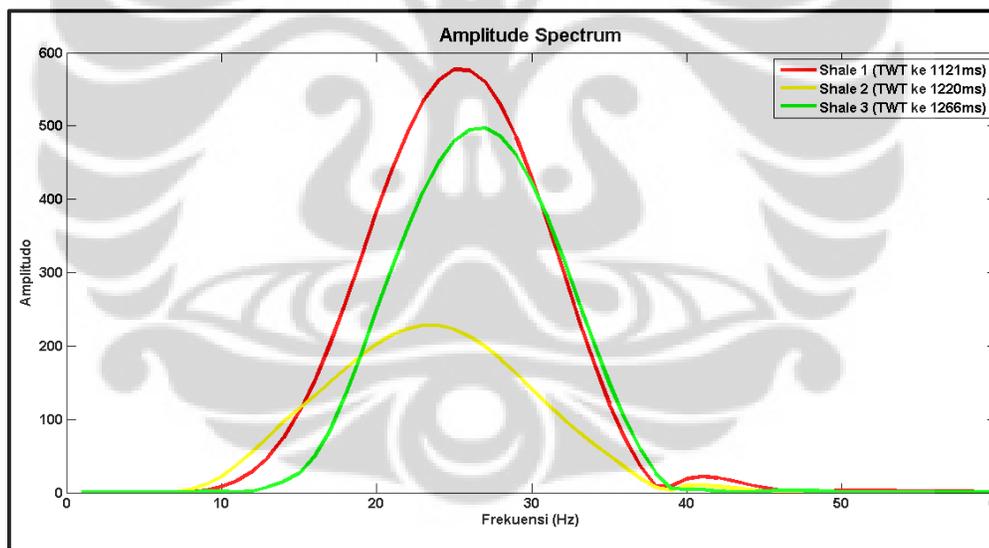


**Gambar 4.10** *Crossplot* data TOC laboratorium dengan rekaman *Transit time* sonik (Triyana, 2012 setelah dimodifikasi)



Gambar 4.2 Crossplot data TOC laboratorium dengan rekaman Resistivitas Dalam (Triyana, 2012 setelah dimodifikasi)

#### 4.2.4. Analisis Dekomposisi Spektral



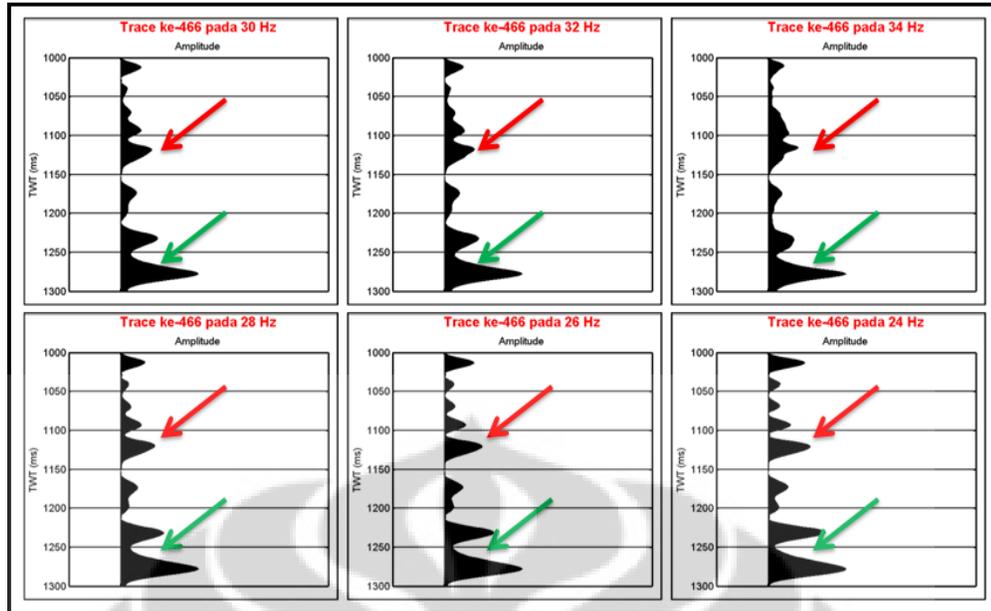
Gambar 4.12 Amplitude spectrum dari ketiga zona shale

Proses dekomposisi spektral dilakukan untuk memisahkan dan mengelompokkan gelombang seismik berdasarkan frekuensi yang dikandungnya. Proses tersebut menghasilkan *time-frequency map*. Dari *time-frequency map* tersebut, dapat diambil *amplitude spectrum* dari zona yang akan diteliti. Dalam penelitian ini diambil satu sampel sinyal untuk masing-masing zona seperti yang dapat dilihat pada gambar 4.12.

Untuk zona Shale 1, diambil sinyal hasil dekomposisi spektral pada TWT ke 1121 ms. Untuk zona Shale 2, diambil sinyal hasil dekomposisi spektral pada TWT ke 1220 ms. Sedangkan untuk zona Shale 3, diambil sinyal hasil dekomposisi spektral pada TWT ke 1266 ms. Ketiga sampel tersebut dipilih berdasarkan informasi sebelumnya yang didapat dari hasil analisis petrofisika dan analisis *crossplot*. Berdasarkan kedua analisis tersebut, sinyal pada TWT ke 1121 ms merupakan sampel yang diperkirakan telah menghasilkan hidrokarbon pada zona Shale 1. Sedangkan sinyal pada TWT ke 1220 ms diperkirakan merupakan lapisan shale yang tidak dapat menghasilkan hidrokarbon (*non-source rock shale*) dan pada TWT ke 1266 ms diperkirakan lapisan shale yang belum matang (*immature*).

Dari **gambar 4.12**, dapat diamati ketiga karakteristik shale yang berbeda terhadap perubahan nilai amplitudo berdasarkan frekuensi. Jika lebih difokuskan terhadap perbedaan antara respon yang diperlihatkan sampel zona Shale 1 dan zona Shale 3, dapat diketahui bahwa semakin matang shale sebagai *source rock* maka *peak* amplitudo pada *amplitude spectrum* akan bergeser ke frekuensi yang lebih rendah. Hal tersebut terjadi karena pada shale yang sudah matang terdapat kandungan hidrokarbon yang menyebabkan bergesernya *peak* amplitudo tersebut. Hasil tersebut serupa dengan penelitian yang dilakukan oleh Li (2004) dan Deng., et al. (2007) pada lapisan batu pasir yang menunjukkan bahwa keberadaan hidrokarbon dapat menyebabkan bergesernya *peak* amplitudo pada *amplitude spectrum*.

Dari hasil *amplitude spectrum* tersebut, diambil 6 frekuensi berbeda untuk melihat efek pemisahan yang terjadi pada TWT ke 1121 ms dan TWT ke 1266 ms. Kelima frekuensi yang dipilih adalah frekuensi 34 sampai 24 Hz. Pemilihan kelima frekuensi tersebut didasarkan bahwa pada frekuensi 34 hingga 30 Hz kedua garis pada *amplitude spectrum* saling berhimpit dan pada frekuensi 28 hingga 24 Hz mengalami pemisahan dengan pemisahan yang besar terjadi pada frekuensi 24 Hz.

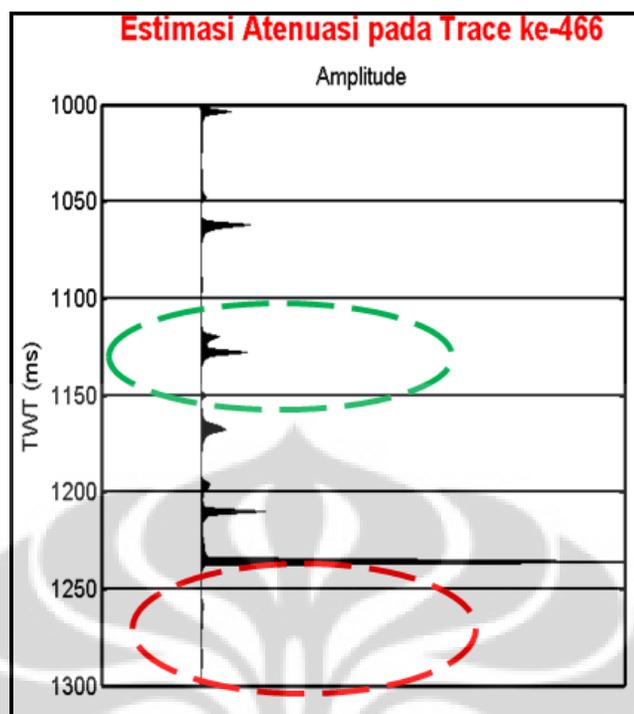


**Gambar 4.13** Respon *trace* ke-466 pada enam frekuensi yang berbeda

Dari **gambar 4.13**, dapat dilihat bahwa amplitudo pada zona Shale 1 (TWT ke 1121 hingga 1138 ms) besarnya semakin meningkat seiring penurunan frekuensi. Hal tersebut diduga karena efek keberadaan hidrokarbon. Sedangkan pada zona Shale 3 (TWT ke 1266 sampai 1269 ms) tidak terlihat perubahan signifikan. Hal tersebut terjadi karena pada zona di bawah zona Shale 3 terdapat respon yang sangat besar untuk keenam frekuensi yang dipilih sehingga perubahan amplitudo yang diharapkan pada zona Shale 3 tidak tampak.

#### 4.2.5. Analisis Dekomposisi Spektral Lanjutan Berdasarkan Atenuasi

Karena pemilihan keenam frekuensi kurang dapat menunjukkan hasil yang diharapkan, maka dilakukanlah analisis lanjutan dekomposisi spektral dengan target estimasi besar atenuasi yang terjadi pada zona Shale 1 dan Shale 3 dapat terdeteksi. Atenuasi merupakan fungsi dari beberapa variable termasuk litologi, *pore pressure*, saturasi fluida, dan permeabilitas. Sehingga jika terdapat perubahan litologi, ataupun saturasi fluida, akan memberikan penilaian estimasi atenuasi yang berbeda.



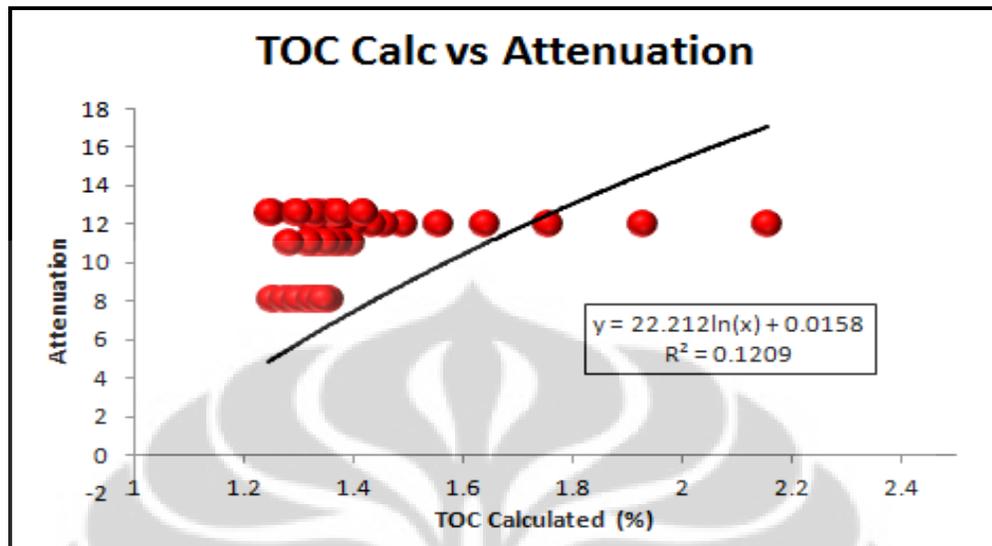
**Gambar 4.34** Estimasi atenuasi yang terjadi pada *trace* ke-466

Jika diamati **gambar 4.14** yang menunjukkan nilai atenuasi estimasi berdasarkan persamaan (2.17), pada zona Shale 1 terdapat atenuasi yang lebih besar dibandingkan zona Shale 3 yang besar atenuasinya hampir tidak terlihat. Seperti yang kemukakan sebelumnya bahwa atenuasi merupakan suatu fungsi yang besarnya dipengaruhi oleh beberapa variable, salah satunya adalah saturasi fluida.

Atenuasi yang lebih besar pada zona Shale 1 diperkirakan karena keberadaan hidrokarbon. Hal tersebut dikarenakan yang membedakan antara shale pada zona Shale 1 dan zona Shale 3 adalah keberadaan hidrokarbon pada zona Shale 1 sedangkan pada zona Shale 3 hidrokarbon belum terbentuk. Untuk zona yang terletak diantara kedua zona tersebut terdapat nilai atenuasi yang sangat besar. Jika dilihat pada data sumur, lapisan tersebut merupakan lapisan batuan pasir tipis yang berada di tengah zona Shale 2.

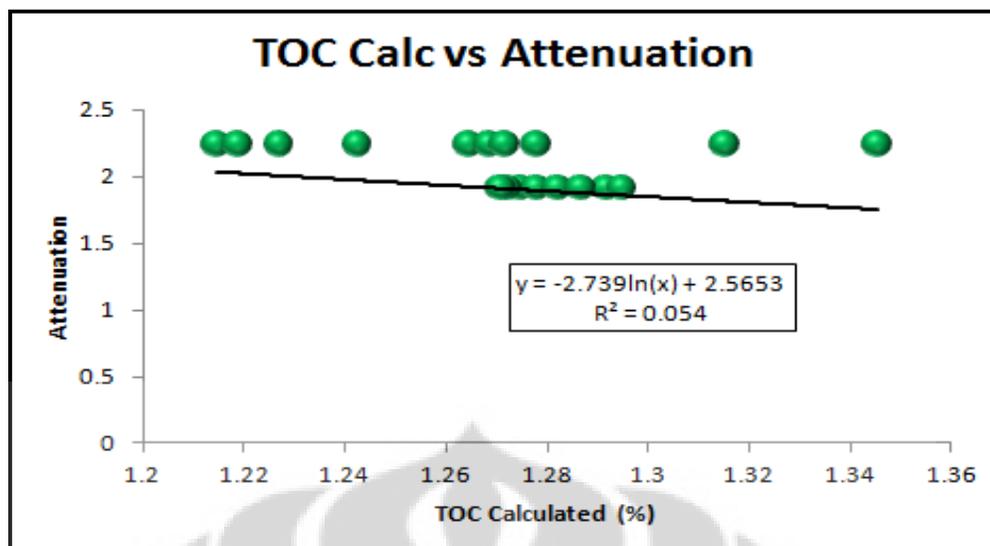
Dari hasil atenuasi estimasi pada *trace* ke-466, selanjutnya dibuat *crossplot* antara nilai atenuasi estimasi dengan TOC estimasi dan DlogR-DTC seperti yang ditunjukkan **gambar 4.15** dan **gambar 4.16**. Kedua *crossplot* tersebut dibuat

untuk mendapatkan persamaan model hubungan antara atenuasi dengan TOC antara kedua zona Shale yaitu, *mature* dan *immature*.



**Gambar 4.4** *Crossplot* atenuasi dengan TOC estimasi pada zona Shale 1

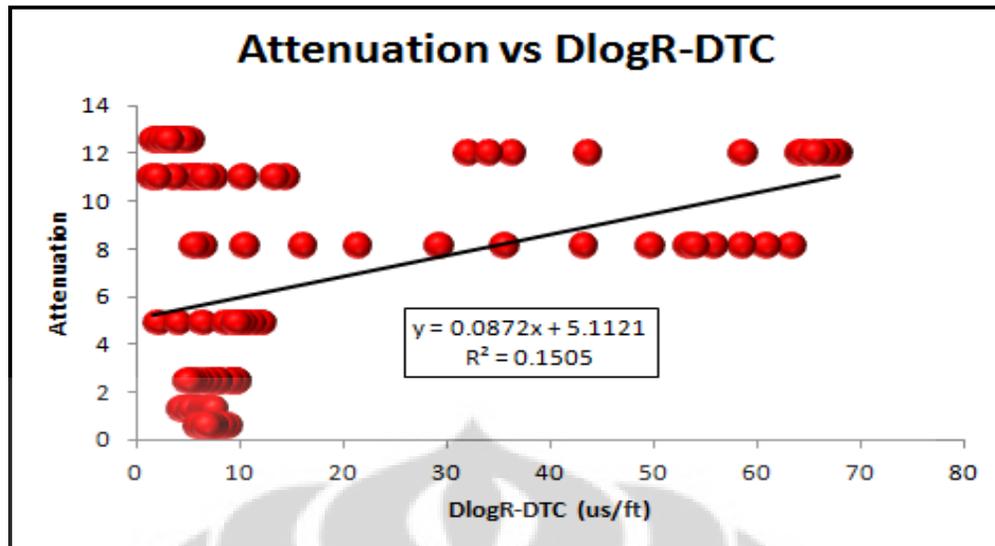
Dari *crossplot* yang terbentuk antara TOC estimasi dengan atenuasi estimasi pada zona Shale 1 pada **gambar 4.15**, diketahui bahwa nilai atenuasi akan semakin meningkat seiring meningkatnya kandungan organik yang telah matang (berkorelasi positif). Hal tersebut dikarenakan kandungan organik yang telah matang akan menghasilkan hidrokarbon dan keberadaan hidrokarbon pada suatu lapisan akan mengatenuasi gelombang seismik yang merambat pada lapisan tersebut.



**Gambar 4.165** *Crossplot* atenuasi dengan TOC estimasi pada zona Shale 3

Sedangkan untuk *crossplot* yang terbentuk antara TOC estimasi dengan atenuasi estimasi pada zona Shale 3 yang diperlihatkan **gambar 4.16**, diketahui bahwa nilai atenuasi menurun dengan meningkatnya kandungan organik (berkorelasi negatif). Walaupun kandungan organik pada zona Shale 3 relatif banyak, tetapi tidak terdapat hidrokarbon pada zona Shale 3. Hal tersebut menyebabkan atenuasi yang terjadi pada zona Shale 3 relatif lebih kecil dibandingkan dengan atenuasi yang terjadi pada zona Shale 1.

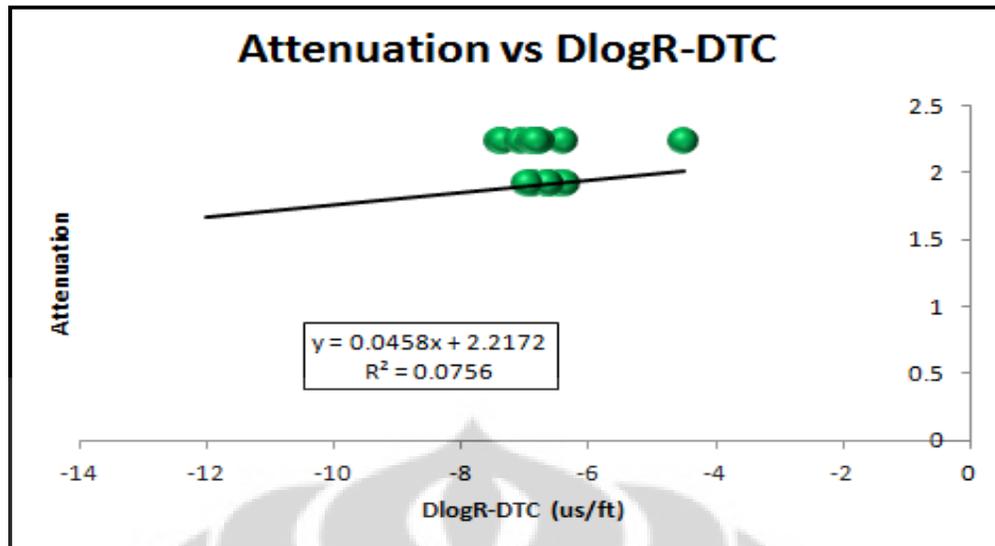
Selain membuat *crossplot* antara atenuasi dengan TOC estimasi, dibuat pula *crossplot* antara atenuasi dengan DlogR-DTC yang dapat dilihat pada **gambar 4.17** dan **gambar 4.18**. *Crossplot* tersebut dibuat sebagai pembandingan *crossplot* atenuasi dengan TOC estimasi. Seperti yang telah dibahas sebelumnya, nilai TOC estimasi sangat dipengaruhi oleh pembacaan rekaman densitas. Sehingga nilainya perlu dibandingkan dengan *overlay* antara DlogR dengan *Transit time* sonik (DTC). *Overlay* antara DlogR dengan *Transit time* sonik (DTC) dapat dimodifikasi dengan DlogR-DTC dalam penggunaannya sebagai *crossplot*.



**Gambar 4.67** *Crossplot* antara atenuasi dengan DlogR-DTC pada zona Shale 1

*Crossplot* antara atenuasi dengan DlogR-DTC pada zona Shale 1 di **gambar 4.17** menunjukkan korelasi linear positif antara atenuasi dengan selisih DlogR dengan *Transit time* sonik (DTC). Nilai positif antara selisih DlogR dengan DTC menunjukkan adanya pemisahan yang terjadi antara DlogR dengan DTC jika dilakukan *overlay*. Semakin besar pemisahan yang terjadi, maka semakin besar nilai selisih antara DlogR dengan DTC.

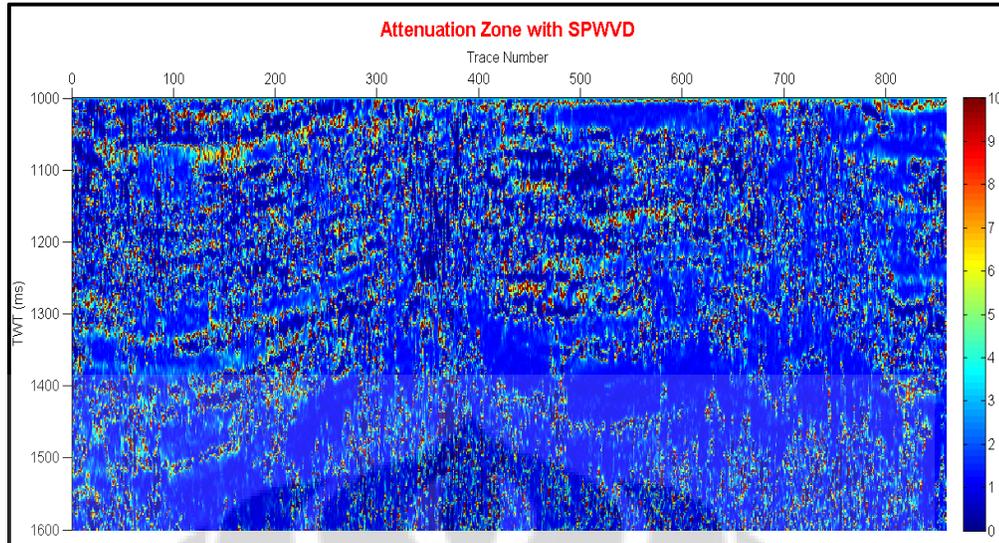
Jika dilihat kembali **gambar 4.17**, dapat dikatakan bahwa nilai atenuasi akan semakin besar dengan semakin besarnya selisih antara DlogR dengan DTC. Hal tersebut berarti bahwa hidrokarbon yang terbentuk pada zona Shale 1 menyebabkan meningkatnya nilai selisih DlogR dengan DTC dan atenuasi yang terjadi. Selain pada *crossplot* antara atenuasi dengan DlogR-DTC pada zona Shale 1, hubungan linear positif juga terjadi pada *crossplot* antara atenuasi dengan DlogR-DTC zona Shale 3 pada **gambar 4.18**.



**Gambar 4.18** *Crossplot* antara atenuasi dengan DlogR-DTC pada zona Shale 3

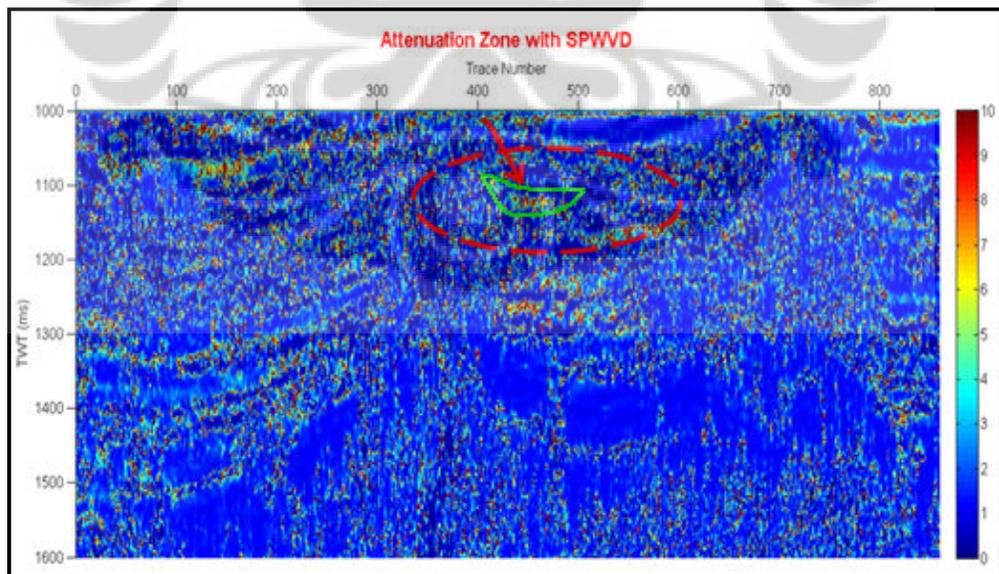
#### 4.2.6. Estimasi penyebaran Shale Potensial pada Data Seismik

Selain memperkirakan nilai estimasi yang terjadi pada *trace* ke-466 yang berada di dekat sumur TA-1, penelitian juga diteruskan dengan memperkirakan nilai atenuasi yang terjadi untuk seluruh penampang seismik seperti yang diperlihatkan **gambar 4.19**. Nilai estimasi pada data seismik dapat memberikan gambaran mengenai persebaran shale yang telah menghasilkan hidrokarbon ataupun persebaran reservoir tempat hidrokarbon terperangkap. Untuk penyebaran shale potensial pada **gambar 4.20**, pengamatan dapat diamati pada TWT yang berdekatan dengan zona Shale 1 yang telah diperkirakan sebelumnya merupakan shale yang telah menghasilkan hidrokarbon.



**Gambar 4.19** Persebaran nilai atenuasi estimasi pada penampang seismik penelitian

Persebaran shale potensial (zona Shale 1) diperkirakan menerus sedikit ke arah *trace* ke-450. Hal tersebut diperkirakan karena dari data seismik penelitian pada *trace* ke-450 sampai *trace* ke-520 diperkirakan adanya patahan tumbuh (*growth fault*) yang terjadi akibat pembebanan sewaktu proses sedimentasi yang cepat.



**Gambar 4.20** Intepretasi persebaran shale potensial (zona Shale 1)

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

#### 5.1. Kesimpulan

- Dari ketiga zona shale yang diteliti, diperkirakan pada zona Shale 1 telah terbentuk hidrokarbon sedangkan pada zona Shale 2 dan zona Shale 3 belum matang.
- Zona Shale 1 diperkirakan adalah lapisan reservoir shale sesuai dengan hipotesis yang dilakukan.
- Metode dekomposisi spektral cukup baik dalam mendeteksi keberadaan hidrokarbon pada zona Shale 1.
- Tidak hanya pada lapisan pasir, keberadaan hidrokarbon pada lapisan shale juga memerlukan respon pergeseran *peak* amplitudo ke arah frekuensi yang lebih rendah pada *amplitude spectrum*.
- Dekomposisi spektral kurang baik dalam mendeteksi perubahan amplitudo pada zona Shale 3 untuk enam frekuensi yang dipilih.
- Analisis lanjutan dekomposisi spektral dengan menggunakan parameter atenuasi dapat secara baik memisahkan zona shale yang sudah matang dan memiliki hidrokarbon dengan yang belum matang.
- Hubungan antara atenuasi dengan TOC estimasi untuk shale yang telah matang didapatkan dari persamaan

$$Atenuasi = 22,21 \log(TOC \text{ estimasi}) + 0,015$$

dengan nilai korelasi 0,12 untuk zona Shale 1.

- Hubungan antara atenuasi dengan TOC estimasi untuk shale yang belum matang didapatkan dari persamaan

$$Atenuasi = -2,74 \log(TOC \text{ estimasi}) + 2,56$$

dengan nilai korelasi 0,054 untuk zona Shale 3.

- Hubungan antara atenuasi dengan DlogR-DTC untuk shale yang telah matang didapatkan dari persamaan

$$Atenuasi = 0,087(DlogR - DTC) + 5,11$$

dengan nilai korelasi 0,15 untuk zona Shale 1.

- Hubungan antara atenuasi dengan DlogR-DTC untuk shale yang belum matang didapatkan dari persamaan

$$Atenuasi = 0,046(DlogR - DTC) + 2,22$$

dengan nilai korelasi 0,076 untuk zona Shale 3.

- Penyebaran reservoir shale pada data seismik melalui dekomposisi spektral lanjutan diketahui menyebar ke arah trace ke-450.
- Diperkirakan penyebaran reservoir shale terbatas akibat adanya patahan tumbuh (growth fault) selama proses sedimentasi.

## 5.2. Saran

- Sebaiknya dilakukan penelitian data *core* pada zona Shale 1 dan 2 agar dapat diketahui nilai TOC sebenarnya sehingga didapatkan persamaan antara atenuasi dengan TOC yang lebih baik.
- Sebaiknya dilakukan pula penelitian dengan menggunakan metode lainnya seperti inversi dan *attribute* lainnya agar hasil estimasi penyebaran shale potensial dapat diperbandingkan.
- Penelitian lanjutan perlu dilakukan pada data seismik dengan banyak lintasan dan well-log yang lebih banyak.

## DAFTAR ACUAN

- Aly., et al. 2003. Resistivity, Radioactivity, and Porosity Logs as Tools to Evaluate The Organic Content of Abu Roash “F” and “G” Members, Nort Western Desert, Egypt. *EGS Journal*, vol.1, No.1, 129-137 (2003).
- Bowman, Thomas. 2010. Direct Method for Determining Organic Shale Potential from Porosity and Resistivity Logs to Identify Possible Resource Plays. *Adapted from Oral Presentation at AAPG Annual Convention*, April, 11-14, 2010.
- Boyer., et al. 2006. Producing Gas from Its Source. *Autumn Oilfield Review*, 2006.
- Burnet, Michael D., dan Castagna, John P. 2003. Advances in Spectral Decomposition and Reflectivity Modeling in the Frio Formation of Gulf Coast. *Online Presentation from Geophysical Corner column in AAPG Explorer*, January, 2003.
- Deng., et al. 2007. Application of Spectral Decomposition to Detect Deepwater Gas Reservoir. *SEG/ San Antonio 2007 Annual Meeting*.
- Ebrom, Dan. 2004. The Low-Frequency Gas Shadow on Seismic Section. *The Leading Edge* August 2004, 772.
- Haris, Abdul., dan Ardiyanto, Didik. 2010. Hydrocarbon Reservoir Deleniation by Using Spectral Decomposition of Empirical Mode Decomposition: Case Study of East Java Basin. Bali 2010 International Geosciences Conference and Exposition.
- Katahara, Keith. 2008. What is Shale to a Petrophysicist?. *The Leading Edge* June 2008, 738-741.
- Li, Xin-Gong. 2004. The Effects of Reservoir Thickness, Fluid and Q to Seismic Amplitudes. *SEG Int'l Exposition and 74th Annual Meeting \* Denver, Colorado \* 10-15 October 2004*.
- Li, Yandong dan Zheng, Xiaddong. 2008. Spectral Decomposition Using Wigner-Ville Distribution with Application to Carbonate Reservoir Characterization. *The Leading Edge* August 2008, 1050-1057.

- Maoshan., et al. 2010. Spectral Decomposition and Derived Techniques for Clastic Reservoir Identification and Its Application. *SEG Denver 2010 Annual Meeting*.
- Partyka, G., J. Gridley, and J. Lopez. 1999. Interpretational Applications of Spectral Decomposition in Reservoir Characterization. *The Leading Edge*, 18, No.3, 346-352.
- Passey., et al. 1990. A Practical Model for Organic Richness from Porosity and Resistivity Logs. *AAPG Bulletin December 1990 V.74*, No.12. P.1777-1794.
- Passey., et al. 2010. From Oil-Prone Source Rock to Gas-Producing Shale Reservoir—Geologic and Petrophysical Characterization of Unconventional Shale-Gas Reservoir. *SPE Journal*, 131350.
- Triyana, Endra. 2010. Karakterisasi Organic Rich/ Oil Shale dengan Menggunakan Model Oil Yield dan Elastisitas Batuan pada Formasi Gumai, Sumur NBL-1, Lapangan Abiyoso, Sub Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan. Universitas Indonesia.
- Wahdanadi, M., Februana, Andy., dan Anofrilla. 2011. Advanced Interpretation of Spectral Decomposition Method for Estimating Oil Reservoir Distribution: A Case Study. *Proceedings JCM Makassar 2011*.
- Wang, Lingling., and Gao, Jinghuai. 2011. Hydrocarbon Detection using Adaptive Selected Spectrum Attenuation. *SEG San Antonio 2011 Annual Meeting*.
- Wu, Xiaoyang., dan Liu, Tianyou. 2009. Spectral Decomposition of Seismic Data with Reassigned Smoothed Pseudo Wigner-Ville Distribution. *Elsevier Journal of Applied Geophysics*, 68, 386-393.
- Zain, Musyafar Kudri. 2011. Analisa Log dan Evaluasi Formasi reservoir pada Lapangan Boonsville. Universitas Indonesia.