



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**DIFERENSIASI *COAL* TERHADAP RESERVOAR *SANDSTONE*  
DENGAN MENGGUNAKAN METODE SEISMIC MULTI-  
ATRIBUT DALAM KARAKTERISASI RESERVOAR SEISMIC  
LAPANGAN GITA, CEKUNGAN SUMATRA SELATAN**

**TESIS**

**MUHAMMAD NOOR ALAMSYAH  
0806421312**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
PROGRAM STUDI MAGISTER FISIKA  
JAKARTA  
APRIL 2011**



**UNIVERSITAS INDONESIA**

**DIFERENSIASI *COAL* TERHADAP RESERVOAR *SANDSTONE*  
DENGAN MENGGUNAKAN METODE SEISMIK MULTI-  
ATRIBUT DALAM KARAKTERISASI RESERVOAR SEISMIK  
LAPANGAN GITA, CEKUNGAN SUMATRA SELATAN**

**TESIS**

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Sains**

**MUHAMMAD NOOR ALAMSYAH  
0806421312**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM  
PROGRAM STUDI MAGISTER FISIKA  
KEKHUSUSAN GEOFISIKA RESERVOAR  
JAKARTA  
APRIL 2011**

## HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

**Nama : Muhammad Noor Alamsyah**

**NPM : 0806421312**

**Tanda Tangan : .....**

**Tanggal : 30 April 2011**

## HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :

Nama : Muhammad Noor Alamsyah  
NPM : 0806421312  
Program Studi : Magister Fisika  
Kekhususan : Geofisika Reservoar  
Judul Tesis :

Diferensiasi *Coal* terhadap Reservoar *Sandstone* dengan Menggunakan Metode Seismik Multi-Atribut dalam Karakterisasi Reservoar Seismik Lapangan Gita, Cekungan Sumatra Selatan.

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

### DEWAN PENGUJI

Pembimbing - I : Prof. Dr. Suprajitno Munadi (.....)

Pembimbing - II : Ir. Bambang Wisnu Handono MSc. (.....)

Penguji : Dr. rer. nat. Abdul Haris (.....)

Penguji : Dr. Waluyo (.....)

Penguji : Dr. Ricky Adi Wibowo (.....)

Ditetapkan di : Jakarta

Tanggal : 30 April 2011

## KATA PENGANTAR

Alhamdulillah saya panjatkan puji syukur kepada Allah SWT atas segala nikmat dan petunjuk-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan tesis ini dengan judul :

“Diferensiasi *Coal* terhadap Reservoar *Sandstone* dengan Menggunakan Metode Seismik Multi-Atribut dalam Karakterisasi Reservoar Seismik Lapangan Gita, Cekungan Sumatra Selatan.”

Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Magister Sains, Program Studi Magister Fisika, Kekhususan Geofisika Reservoar, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia. Pengumpulan, pengolahan, analisa data dan penulisan tesis dilakukan di Jakarta setelah melalui diskusi-diskusi dengan pembimbing maupun beberapa pihak yang terkait. Saya menyadari bahwa, tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan hingga pada penyusunan tesis ini, sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan tesis ini. Oleh karena itu, saya mengucapkan terima kasih kepada :

- (1) Prof. Dr. Suprajitno Munadi, selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan tesis ini;
- (2) Ir. Bambang Wisnu Handono MSc, selaku pembimbing lapangan yang dengan sepenuh hati memberikan bimbingan, arahan, masukan-masukan dan saran dalam penyusunan tesis ini;
- (3) Seluruh Staf Pengajar/Dosen dan Staf Administrasi Geofisika Reservoar UI yang telah banyak memberikan bantuan kepada penulis dalam menyelesaikan Program Studi Magister Fisika Kekhususan Geofisika Reservoar di Universitas Indonesia;

- (4) Pihak Manajemen *PetroChina International Companies in Indonesia* khususnya *PetroChina International Jabung Ltd.* yang telah memberikan beasiswa studi dan membantu penulis dalam usaha memperoleh data yang diperlukan sehingga penulis dapat menyelesaikan Program Studi Magister Fisika Kekhususan Geofisika Reservoir di Universitas Indonesia;
- (5) Rekan-Rekan Program Geofisika Reservoir angkatan 2008 Universitas Indonesia;
- (6) Rekan-Rekan PetroChina Jabung yang telah memberi dorongan kepada penulis dalam menyelesaikan tesis ini;
- (7) Orang Tua dan Adik saya serta Istri tercinta Sagita Rachmanira (Gita) yang banyak memberi dukungan semangat dan doa selama penulis mengikuti program magister ini;

Akhir kata, saya berharap semoga Allah SWT membalas budi baik dan keikhlasan semua pihak yang telah membantu. Semoga tesis ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu kebumihant, Amien.

Jakarta, 19 Maret 2011

Penulis

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI  
KARYA ILMIAH UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

---

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

Nama : Muhammad Noor Alamsyah  
NPM : 0806421312  
Program Studi : Magister Fisika  
Kekhususan : Geofisika Reservoir  
Departemen : Fisika  
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam  
Jenis Karya : Tesis

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

**DIFERENSIASI COAL TERHADAP RESERVOAR SANDSTONE DENGAN  
MENGUNAKAN METODE SEISMIC MULTI-ATRIBUT DALAM  
KARAKTERISASI RESERVOAR SEISMIC LAPANGAN GITA,  
CEKUNGAN SUMATRA SELATAN**

Beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan memublikasikan 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 : Jakarta

Pada tanggal : 30 April 2011

Yang menyatakan

(Muhammad Noor Alamsyah)

## ABSTRAK

Nama : Muhammad Noor Alamsyah  
Program Studi : Magister Fisika  
Kekhususan : Geofisika Reservoir  
Judul : Diferensiasi *Coal* terhadap Reservoir *Sandstone* dengan Menggunakan Metode Seismik Multi-Atribut dalam Karakterisasi Reservoir Seismik Lapangan Gita, Cekungan Sumatra Selatan.

Karakterisasi reservoir seismik dari data seismik 3D dan data sumur telah diaplikasikan pada lapangan Gita seluas 60 km<sup>2</sup> dengan target reservoir *sandstone* formasi Talang Akar Bawah, Blok Jabung, Cekungan Sumatra Selatan. Lapangan ini merupakan lapangan minyak yang berproduksi sejak tahun 2005 dari Reservoir-A. Masalah utama yang ada pada lapangan ini adalah distribusi *coal* yang cukup merata yang mempengaruhi reflektifitas seismik sehingga menunjukkan ambiguitas antara *coal* dan *sandstone*.

Masalah utama ini dapat diatasi dengan studi seismik multi-atribut dan atribut amplitudo. Hasil dari analisis *crossplot* data sumur mengindikasikan bahwa *coal* dapat didiferensiasikan terhadap reservoir *sandstone* dengan menggunakan *pseudo log Gamma Ray Index (GRI)* dalam batasan nilai tertentu. *Pseudo log* ini digunakan sebagai data masukan dalam proses multi-atribut dengan metode regresi linear untuk menghasilkan volum *Gamma Ray Index*. Distribusi lateral reservoir *sandstone* dari horizon Reservoir-A dihasilkan dari volum GRI dengan menggunakan atribut amplitudo berupa amplitudo RMS, Nilai Ambang dan Total Amplitudo Negatif. Atribut-atribut ini dapat digunakan untuk menggambarkan fitur geologi dari Reservoir-A pada lapangan Gita.

Peta distribusi yang dihasilkan menunjukkan gambaran dari reservoir *sandstone* yang mewakili Reservoir-A dengan arah sebaran Barat Laut menuju Tenggara yang konsisten dengan data sumur. Hasil sebaran ini dibandingkan dengan hasil studi sebelumnya dan menunjukkan bahwa *Gamma Ray Index* berhasil mendiferensiasi *coal* dan dapat memetakan sebaran reservoir *sandstone* di lapangan Gita.

Kata kunci :  
Karakterisasi reservoir seismik, seismik multi-atribut, atribut amplitudo



## ABSTRACT

Name : Muhammad Noor Alamsyah  
Study Program : Master Degree of Physics  
Specialty : Reservoir Geophysics  
Title : Coal Differentiation to Sandstone Reservoir using Multi-Attribute Seismic Method in Seismic Reservoir Characterization at Gita Field, South Sumatra Basin.

Seismic reservoir characterization of a 3D seismic and well data has been applied to 60 km<sup>2</sup> of seismic over Lower Talang Akar Formation sand reservoirs in Gita Field of Jabung Block, South Sumatra Basin. The field has produced oil since first production in late 2005 from the Reservoir-A. The main problem on this field is well distributed coal over and between sandstone reservoirs which affecting seismic reflectivity and shows the ambiguity between coals and sandstones.

The seismic multi-attribute and amplitude attribute study has been carried out to solve this problem. Results from crossplot analysis of well data indicate that the coals can be differentiating over and between the sandstone reservoirs by using pseudo log Gamma Ray Index (GRI) within certain cut-off value. By using this pseudo log and generating multi-attribute analysis with linear regression, the Gamma Ray Index volume has been created. From this volume, the lateral distribution over Reservoir-A surface was created by using amplitude attribute of RMS Amplitude, Threshold and Sum of Negative Amplitude. These attributes can be used to delineate the Reservoir-A geological feature in Gita Field.

The distribution maps are showing the delineation of sandstone reservoirs of Reservoir-A with NW-SE direction, which is consistent with well data. By comparing with the previous study, the result of latest study has been successfully used to differentiate coals and to define the sandstone reservoir distribution in Gita Field.

Keywords :

Seismic reservoir characterization, multi-attribute seismic, amplitude attribute

## DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL .....	i
HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS .....	ii
LEMBAR PENGESAHAN .....	iii
KATA PENGANTAR .....	iv
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH .....	vi
ABSTRAK .....	vii
ABSTRACT .....	viii
DAFTAR ISI .....	ix
DAFTAR GAMBAR .....	xi
DAFTAR TABEL .....	xv
DAFTAR LAMPIRAN .....	xvi
<b>1. PENDAHULUAN .....</b>	<b>1</b>
1.1 Latar Belakang Penelitian .....	1
1.2 Tujuan Penelitian .....	1
1.3 Manfaat Penelitian .....	2
1.4 Batasan Penelitian .....	2
1.5 Metodologi Penelitian .....	3
1.5.1 Studi Pustaka .....	3
1.5.2 Persiapan Data dan QC .....	3
1.5.3 Analisis Data .....	3
1.5.4 Interpretasi .....	3
1.6 Sistematika Penulisan .....	4
<b>2. TINJAUAN PUSTAKA .....</b>	<b>5</b>
2.1 Karakterisasi Reservoir Seismik .....	5
2.2 Pengertian Seismik Atribut .....	6
2.3 Klasifikasi Seismik Atribut .....	7
2.4 Seismik Atribut Komplek .....	12
2.5 Seismik Atribut Amplitudo .....	16
2.6 Seismik Multi Atribut .....	19
2.6.1 Regresi Linear Multi Atribut .....	20
2.6.1.1 <i>Conventional Crossplotting</i> .....	21
2.6.1.2 <i>Convolutional Operator</i> .....	21
2.6.1.3 Menentukan atribut dengan <i>Step-wise Regression</i> .....	22
2.6.1.4 Validasi .....	22
2.7 Analisis Fisika Batuan .....	23
2.8 Geologi Daerah Penelitian .....	25
2.8.1 Geologi Struktur Daerah Penelitian .....	25
2.8.2 Stratigrafi Daerah Penelitian .....	28
2.8.3 <i>Petroleum Systems</i> Daerah Penelitian .....	34
2.9 Hasil Studi Awal Daerah Penelitian .....	39

<b>3. METODE PENELITIAN .....</b>	<b>44</b>
3.1 Daerah Penelitian.....	44
3.2 Data Penelitian.....	44
3.3 Pengolahan Data.....	45
3.3.1 Input Data .....	47
3.3.2 <i>Re-Well Seismic Tie</i> .....	47
3.3.3 <i>Crossplot</i> Analisis.....	49
3.3.4 Analisis Multi Atribut .....	50
3.3.5 Analisis Sebaran Reservoir.....	50
3.3.6 Analisis <i>Crossplot</i> Properti Reservoir terhadap Nilai Sebaran Atribut.....	51
<b>4. HASIL DAN PEMBAHASAN.....</b>	<b>52</b>
4.1 Analisis Data Sumur.....	52
4.2 Analisis Multi Atribut .....	60
4.3 Analisis Sebaran Reservoir.....	66
4.4 Analisis <i>Crossplot</i> Properti Reservoir terhadap Nilai Sebaran Atribut.....	69
<b>5. KESIMPULAN DAN SARAN .....</b>	<b>76</b>
<b>DAFTAR ACUAN</b>	
<b>LAMPIRAN A</b>	
<b>LAMPIRAN B</b>	
<b>LAMPIRAN C</b>	

## DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	Sejarah Perkembangan Seismik Atribut (Chopra and Marfurt, 2005).....	7
Gambar 2.2	Klasifikasi Seismik Atribut (Brown, 1996, 2001).....	8
Gambar 2.3	Klasifikasi Seismik Atribut Berdasarkan Kinematika atau Dinamika Gelombang (Chen dan Sydney, 1997) .....	9
Gambar 2.4	Klasifikasi Seismik Atribut Berdasarkan Fitur Reservoir (Chen dan Sydney, 1997).....	10
Gambar 2.5	Klasifikasi Objek Seismik Atribut (Chen dan Sydney, 1997).....	10
Gambar 2.6	Pendefinisian Jendela Analisis .....	12
Gambar 2.7	Diagram Isometris Tras Seismik Aktual (Taner et. al, 1979).....	13
Gambar 2.8	Tras riil (a) dan kwadratur atau imajiner (b) dari tras seismik aktual. Garis putus-putus adalah kuat refleksi (amplitude envelope). Gambar (c) adalah fasa, (d) frekuensi sesaat dimana garis putus-putus adalah frekuensi rata-rata terbobotkan (Taner et. al, 1979).....	14
Gambar 2.9	Ilustrasi Perhitungan Amplitudo RMS (Sukmono, 2005) .....	17
Gambar 2.10	Ilustrasi Perhitungan Total Amplitudo Negatif .....	18
Gambar 2.11	Ilustrasi Perhitungan Nilai Ambang (Sukmono, 2005) .....	19
Gambar 2.12	Alur Dasar Analisis Seismik Multi Atribut (Barnes, 2001).....	20
Gambar 2.13	<i>Convolutional operator</i> untuk Menghubungkan Atribut Seismik dengan Log Target (Hampson, D.P. et. al, 2001).....	21
Gambar 2.14	Ilustrasi dari <i>Cross-validation</i> (Hampson, D.P. et. al, 2001) .....	22
Gambar 2.15	Ilustrasi Analisis Sensitivitas Reservoir dari Data Sumur (Alamsyah, M.N. et. al, 2010) .....	23

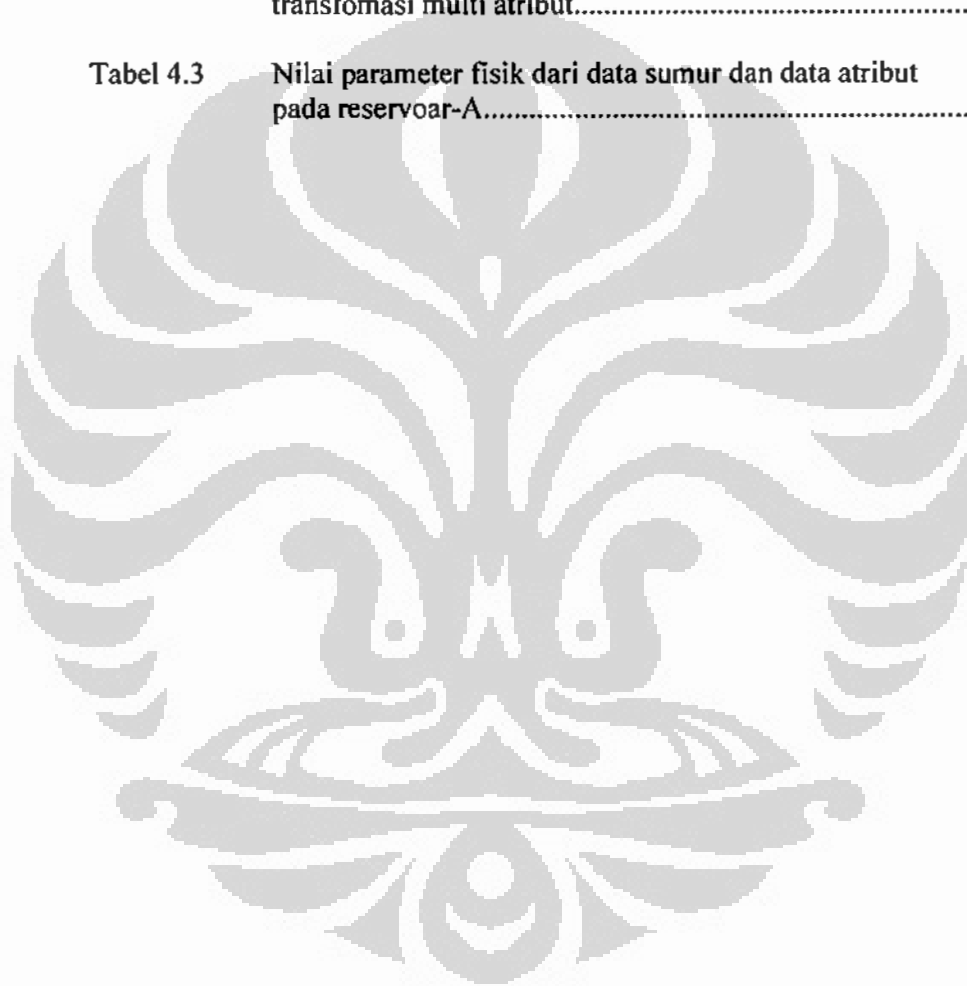
Gambar 2.16	(A) sebaran seismik atribut frekuensi sesaat dari <i>caddo limestone</i> . (B) Plot analisis sensitivitas reservoir dari kombinasi data sumur berupa ketebalan <i>caddo limestone</i> dan nilai data seismik atribut frekuensi sesaat dari <i>caddo limestone</i> pada titik sumur (telah diolah kembali dari Liu, et. al, 2006).....	24
Gambar 2.17	(A) Lokasi Lapangan Gita yang berada pada sub-cekungan Jambi, Cekungan Sumatra Selatan. (B) Struktur lapangan Gita....	26
Gambar 2.18	(A) Proses ekstensi yang menghasilkan beberapa <i>half-graben</i> dimana geometrinya dipengaruhi oleh heterogenitas <i>basement</i> . Area blok Jabung berada dalam kotak kuning (telah diolah kembali dari Ginger dan Fielding, 2005). (B) Diagram patahan orde pertama, kedua dan ketiga dan arah-arah patahan yang berhubungan, secara teori dihasilkan oleh kompresi utama arah Utara - Selatan . (Price dan Cosgrove, 1991).....	27
Gambar 2.19	Susunan Stratigrafi Blok Jabung (PetroChina Jabung Exploration, 2002).....	29
Gambar 2.20	(A) Jenis log lapangan Gita. (B) Formasi Talang Akar Bawah – Jenis log dan lingkungan pengendapannya (Ginger dan Fielding, 2005).....	31
Gambar 2.21	<i>Petroleum System</i> Blok Jabung (Marpaung et. al, 2005).....	34
Gambar 2.22	Krosplot Tmax vs HI untuk jenis kerogen dan tingkat kematangan dan TOC vs HI untuk kandungan Organik pada Blok Delta, Sub-Cekungan Jambi (Marpaung, et. al, 2005).....	35
Gambar 2.23	Jebakan struktur pada lapangan Gita. Warna merah muda menunjukkan kolom gas dan warna hijau menunjukkan kolom minyak serta biru muda menunjukkan kolom air.....	36
Gambar 2.24	Kolom hidrokarbon reservoir A, Formasi Talang Akar Bawah/ LTAF, pada korelasi struktur sumur-sumur lapangan Gita. Warna merah menunjukkan kolom Gas, warna hijau menunjukkan kolom minyak dan warna biru menunjukkan kolom fluida atau air.....	37
Gambar 2.25	Estimasi penyebaran atau jalur migrasi hidrokarbon pada lapangan Gita, Blok Jabung, Sub-Cekungan Jambi.....	38
Gambar 2.26	Sumur Eksplorasi pada Lapangan Gita. Reservoir minyak terdapat pada reservoir-A formasi LTAF (Alamsyah, M.N. et. al, 2008).....	39

Gambar 2.27. (A) Penampang Sseismik Struktur Lapangan Gita. (B) Peta Struktur Kedalaman (dalam feet) Reservoir-A Lapangan Gita (Alamsyah, M.N. et. al, 2008).....	40
Gambar 2.28 Penampang Seismik <i>flattened</i> Horison LTAF (Alamsyah, M.N. et. al, 2008).....	40
Gambar 2.29 Seismik atribut Lapangan Gita. (A) <i>Sum of negative amplitude</i> . (B) <i>Instantaneous Amplitude</i> . (C) <i>Instantaneous frequency</i> . (D) <i>Sweetness</i> (Alamsyah, M.N. et. al, 2008).....	41
Gambar 2.30 Korelasi seismik atribut terhadap fisika batuan reservoir (Alamsyah, M.N. et. al, 2008).....	42
Gambar 2.31 Korelasi seismik atribut terhadap fisika batuan reservoir setelah adanya sumur-sumur pengembangan (Alamsyah, M.N. et. al, 2008).....	42
Gambar 3.1 Alur Pengolahan Data .....	46
Gambar 3.2 Contoh Proses <i>Well Seismic Tie</i> Pada sumur G-1.....	47
Gambar 3.3 Contoh Proses <i>Well Seismic Tie</i> Pada sumur G-2.....	48
Gambar 3.4 Contoh Proses <i>Well Seismic Tie</i> Pada sumur G-5.....	48
Gambar 4.1 Data Sumur G-1.....	54
Gambar 4.2 Data Sumur G-6.....	54
Gambar 4.3 Contoh krosplot <i>Density vs P-Impedance</i> pada sumur G-1. Warna kuning menunjukkan batupasir (sandstone) dan batubara (coal), sedangkan warna hijau menunjukkan serpih.....	56
Gambar 4.4 Contoh krosplot <i>Gamma Ray vs Gamma Ray Index</i> pada sumur G-1. Warna kuning menunjukkan batupasir (sandstone) dan batubara (coal), sedangkan warna hijau menunjukkan serpih.....	57
Gambar 4.5 Contoh krosplot <i>Gamma Ray vs Gamma Ray Index</i> pada sumur G-1. Warna ungu pada <i>color index</i> menunjukkan litologi coal.....	58
Gambar 4.6 Krosplot <i>Gamma Ray vs Gamma Ray Index</i> untuk 13 sumur yang digunakan dalam penelitian.....	59
Gambar 4.7 Kombinasi terbaik atribut internal.....	62

Gambar 4.8	Kurva prediksi error dan validasi error untuk beberapa kelompok atribut.....	63
Gambar 4.9	<i>Crossplot</i> prediksi <i>Gamma Ray Index</i> (GRI) terhadap aktual <i>Gamma Ray Index</i> (GRI). Garis warna merah mengindikasikan <i>perfect correlation</i> . Dari <i>crossplot</i> tersebut diketahui nilai koefisien korelasinya adalah 0,73.....	63
Gambar 4.10	<i>Application plot</i> . Perbandingan antara kurva <i>Gamma Ray Index</i> (GRI) sebenarnya dengan kurva <i>Gamma Ray Index</i> (GRI) hasil prediksi.....	64
Gambar 4.11	<i>Traverse line</i> seismik 3D lapangan Gita.....	65
Gambar 4.12	<i>Traverse line</i> hasil dari transformasi multi atribut dengan nilai <i>Gamma Ray Index</i> (GRI).....	65
Gambar 4.13	Sebaran reservoir-A dari perhitungan atribut RMS.....	67
Gambar 4.14	Sebaran reservoir-A dari perhitungan atribut Nilai Ambang.....	67
Gambar 4.15	Sebaran reservoir-A dari perhitungan atribut Total Amplitudo Negatif.....	68
Gambar 4.16	<i>Cross plot</i> nilai ketebalan dan porositas reservoir-A terhadap nilai atribut <i>Root Mean Square</i> (RMS).....	70
Gambar 4.17	<i>Cross plot</i> nilai ketebalan dan porositas reservoir-A terhadap nilai atribut Nilai Ambang.....	71
Gambar 4.18	<i>Cross plot</i> nilai ketebalan dan porositas reservoir-A terhadap nilai atribut Total Amplitudo Negatif.....	71
Gambar 4.19	Perbandingan hasil penelitian terhadap hasil studi awal. (A) Atribut RMS. (B) Atribut Nilai Ambang. (C) Atribut Total Amplitudo Negatif, yang dihasilkan dari volum <i>Gamma Ray Index</i> (GRI). (D) Atribut <i>Sweetness</i> dari studi awal yang dihasilkan dari volum seismik atribut hibrid berbasis amplitudo.....	72
Gambar 4.20	(A) Atribut Total Amplitudo Negatif yang menggambarkan sebaran Reservoir-A . (B) Atribut Total Amplitudo Positif, yang menggambarkan sebaran <i>coal</i> didominasi oleh <i>shale</i> .....	73
Gambar 4.21	Grafik rata-rata produksi minyak harian Reservoir-A terhadap nilai properti Reservoir-A.....	75

## DAFTAR TABEL

Tabel 2.1	Korelasi antara parameter reservoir dengan parameter gelombang seismik (Munadi,2000).....	25
Tabel 4.1	Analisis Tuning Reservoir-A Lapangan Gita.....	55
Tabel 4.2	Hasil analisis percobaan <i>step-wise regression</i> untuk transformasi multi atribut.....	61
Tabel 4.3	Nilai parameter fisik dari data sumur dan data atribut pada reservoir-A.....	70





## DAFTAR LAMPIRAN

LAMPIRAN A : Data sumur yang digunakan pada penelitian.

LAMPIRAN B : Hasil analisis sensitivitas reservoir dengan metode krosplot.

LAMPIRAN C : Gambar hasil analisis percobaan *step-wise regression* untuk transformasi multi atribut.



# BAB I

## PENDAHULUAN

### 1.1 Latar Belakang Penelitian

Lapangan Gita merupakan lapangan minyak yang ditemukan pada tahun 2005. Lapangan ini terletak di Blok Jabung, Sub-Cekungan Jambi. Geologi struktur pada lapangan ini memiliki jebakan struktur hidrokarbon berupa *faulted anticline* yang memiliki *three-ways dip closure*. Produksi minyak utama pada lapangan ini berasal dari Reservoir-A Formasi Talang Akar Bawah. Untuk menjaga kestabilan produksi diperlukan program *pressure maintenance* yang membutuhkan kajian ulang karakterisasi Reservoir-A dari data seismik beserta pemodelan strukturnya. Masalah utama yang ada pada lapangan ini adalah sekitar Reservoir-A terdapat distribusi *coal* (batubara) yang cukup merata sehingga menimbulkan ambiguitas sebaran reservoir *sandstone* (batupasir) pada amplitudo data seismik. Maksud dari rencana penelitian ini adalah meminimalkan masalah utama yang ada sehingga dapat menentukan distribusi Reservoir-A sebagai pendukung pemodelan ulang lapangan Gita.

Penelitian ini dilakukan dengan menggunakan data seismik 3D dan data-data sumur pada lapangan Gita. Metoda interpretasi seismik lanjut terpadu dalam karakterisasi reservoir yaitu analisis sensitivitas dari data sumur dan analisis seismik multi-atribut digunakan pada penelitian ini. Sebaran distribusi reservoir *sandstone* dari hasil metode karakterisasi ini akan di validasikan terhadap sifat fisik batuan yang mewakili reservoir dari data sumur. Distribusi reservoir *sandstone* yang tervalidasi akan digunakan sebagai data dalam penentuan distribusi fasies yang berasosiasi dengan reservoir.

### 1.2 Tujuan Penelitian

Dengan menerapkan metoda karakterisasi reservoir terpadu, studi ini bertujuan untuk :

- a. Meminimalkan pengaruh distribusi *coal* pada Formasi Talang Akar Bawah Lapangan Gita dengan melakukan analisis sensitivitas dari data sumur dan data seismik.

- b. Menentukan distribusi Reservoir-A pada Formasi Talang Akar Bawah beserta kemenerusannya dengan metode karakterisasi reservoir seismik terpadu berupa seismik atribut dan multi-atribut pada Lapangan Gita.
- c. Membandingkan hasil sebaran Reservoir-A dengan hasil studi terdahulu.

### 1.3 Manfaat Penelitian

Karakterisasi reservoir lapangan Gita Blok Jabung, Sub-Cekungan Jambi, Indonesia adalah salah satu program yang akan dilakukan oleh PetroChina International Jabung Ltd. sebagai bagian dari program *pressure maintenance* bagi lapangan-lapangan migas yang produktif. Studi karakterisasi reservoir merupakan revisi dari studi terdahulu sebelum dilakukannya program ini. Manfaat dari studi yang dilakukan adalah hasil yang didapat akan dijadikan acuan dalam pembuatan geomodel terbaru yang nantinya akan digunakan didalam simulasi reservoir untuk pelaksanaan program *pressure maintenance*.

### 1.4 Batasan Penelitian

Dalam melakukan studi, untuk data seismik yang digunakan, terdapat batasan-batasan studi sebagai berikut :

- a. Data sumur yang digunakan adalah data *checkshot*, *conventional wireline log* berupa data *Gamma Ray*, *Resistivity* (resistivitas), *Density* (densitas), *Porosity* (porositas), *P-Wave* dan data *marker* yang berkorelasi tiap sumur.
- b. Data seismik yang digunakan pada studi adalah data seismik 3D *Post-stack* dalam domain waktu dengan *sampling rate* 2 ms, studi tidak menggunakan data *Pre-Stack* (Gather).
- c. Hasil interpretasi struktur dengan menggunakan data seismik sudah dilakukan sebelum penelitian ini dilakukan.

## 1.5 Metodologi Penelitian

Secara umum langkah kerja penelitian terbagi menjadi beberapa tahapan yaitu :

### 1.5.1 Studi Pustaka

Sebelum melakukan penelitian, diperlukan studi yang terintegrasi berkaitan dengan geologi regional dan lokal pada daerah penelitian beserta metode geofisika yang tepat dalam pengolahan dan penentuan sebaran reservoir target.

### 1.5.2 Persiapan Data dan QC

Tahapan ini dilakukan pengumpulan data seperti data-data pemboran dan data seismik 3D serta data hasil interpretasi seismik yang dilakukan sebelumnya. Selanjutnya dilakukan data *loading* pada perangkat lunak yang digunakan dan dilakukan proses QC untuk melihat validasi dan konsistensi data masukan.

### 1.5.3 Analisis Data

Analisis yang dilakukan dalam penelitian ini mengacu pada studi pustaka yang dilakukan berkaitan dengan penentuan metode geofisika yang tepat. Analisis berupa analisis *cross plot* dari data sumur untuk meminimalkan sebaran *coal* terhadap reservoir *sandstone*, analisis multi-atribut dari *pseudo* data sumur dan data seismik, dan analisis sebaran reservoir dengan menggunakan atribut amplitudo.

### 1.5.4 Interpretasi

Hasil sebaran reservoir yang diperoleh dari analisis data diintegrasikan dengan hasil studi pustaka yang berkaitan dengan lingkungan pengendapan pada daerah penelitian, kemudian divalidasi dengan sumur-sumur pemboran yang sudah ada dengan melakukan *cross plot* properti reservoir terhadap nilai sebaran atribut. Selain itu hasil sebaran reservoir yang terkorelasi diintegrasikan dengan hasil interpretasi struktur untuk melihat batas kontak hidrokarbon.

## 1.6 Sistematika Penulisan

Tesis ini akan ditulis dengan sistematika sebagai berikut :

Bab I Pendahuluan, pada bab ini dibahas latar belakang, tujuan penelitian, manfaat penelitian, batasan penelitian, metodologi penulisan dan sistematika penulisan yang memberikan gambaran umum tentang awal, proses dan akhir yang diharapkan dari penelitian ini.

Bab II Tinjauan Pustaka, pada bab ini membahas tentang teori dasar karakterisasi reservoir seismik beserta bagian-bagiannya, pengertian dan klasifikasi seismik atribut, pengertian seismik multi-atribut dan penjelasan metode seismik multi-atribut regresi linear. Pada bab ini juga membahas tentang geologi regional dan lokal daerah penelitian yaitu daerah cekungan sumatra selatan termasuk stratigrafi dari daerah tersebut.

Bab III Metodologi, pada bab ini membahas tentang pengolahan data yang dilakukan pada lapangan Gita sehingga menghasilkan sebaran reservoir *sandstone* dimana pengaruh *coal* sudah diminimalkan.

Bab IV Hasil dan Pembahasan, pada bab ini membahas tentang hasil analisis yang dilakukan pada BAB III secara rinci beserta membahas hasil akhir yang terintegrasi dengan hasil interpretasi struktur dan studi pustaka geologi daerah penelitian.

Bab V Kesimpulan dan Saran, pada bab ini berisi kesimpulan yang diperoleh dari penelitian dan saran-saran untuk aplikasi lebih lanjut.

## BAB II

### TINJAUAN PUSTAKA

#### 2.1 Karakterisasi Reservoir Seismik

Interpretasi geofisika dimaksudkan agar data seismik tidak hanya dapat memberikan informasi ruang dan struktur, tetapi juga dapat memberikan informasi sifat fisik batuan. Pembelajaran sifat fisik batuan (reservoir) dengan menggunakan data seismik merupakan penelitian yang masih terus berkembang sampai saat ini, dalam lingkup karakterisasi reservoir.

Menurut Sukmono dan Abdulah (2001), karakterisasi reservoir adalah proses pendeskripsian secara kualitatif dan atau kuantitatif karakter reservoir dengan menggunakan semua data yang tersedia dengan data seismik sebagai data utama. Karakterisasi reservoir dengan data seismik terdiri atas 3 bagian utama yaitu :

- a. Delineasi Reservoir, didefinisikan sebagai pendefinisian geometri sebuah reservoir, termasuk sesar-sesar dan perubahan fasies yang dapat mempengaruhi produksi reservoir tersebut.
- b. Deskripsi Reservoir, didefinisikan sebagai pendefinisian sifat-sifat fisik dari reservoir, misalnya porositas, permeabilitas, saturasi fluida, dan lain-lain.
- c. Monitoring Reservoir Hidrokarbon, atau pengelolaan reservoir didefinisikan sebagai pemantauan reservoir, memaksimalkan nilai ekonomis suatu reservoir dengan mengoptimalkan perolehan minyak / gas dan meminimalkan investasi modal dan biaya operasi. Jadi pengelolaan reservoir adalah proses ekonomi meningkatkan sebuah nilai properti. Nilai ekonomi ini biasanya meningkat bila semakin banyak cadangan yang terbukti (proven reserve) atau bila kecepatan produksi reservoir meningkat.

Kelkar 1982 menyatakan secara umum parameter karakter reservoir meliputi hal-hal sebagai berikut (Sukmono dan Abdulah, 2001) :

- a. Distribusi besar butir dan pori
- b. Porositas dan permeabilitas reservoir
- c. Distribusi fasies

- d. Lingkungan pengendapan, dan
- e. Deskripsi cekungan beserta tubuh reservoir.

Sebagai penunjang dalam penggambaran parameter diatas, metode seismik utama yang berperan di dalam karakterisasi reservoir adalah :

- a. Analisis seismik stratigrafi dan *system-tract* : delineasi geometri, korelasi dan klasifikasi reservoir
- b. Analisis seismik inversi : delineasi geometri, korelasi dan deskripsi sifat fisik reservoir.
- c. Analisis seismik atribut : delineasi geometri, korelasi dan deskripsi sifat fisik reservoir.
- d. Analisis AVO/AVA : deskripsi sifat fisik suatu reservoir.

Penelitian ini menggunakan metode seismik atribut untuk mendiskripsikan sebaran reservoir batu pasir di lapangan Gita.

## 2.2 Pengertian Seismik Atribut

Alfian dan Santoso (1996) mendefinisikan seismik atribut adalah bentuk tampilan penampang seismik berdasarkan sifat-sifat gelombang seismik. Berbeda dengan penampang seismik konvensional yang menampilkan jejak (*trace*) seismik dalam bentuk jejak seismik hitam putih, atribut seismik ditampilkan dalam bentuk gradasi warna berdasarkan nilai atributnya.

Chen dan Sidney (1997) mendefinisikan atribut seismik sebagai pengukuran spesifik mengenai sifat geometri, kinematik, dinamik atau statistikal hasil turunan data seismik.

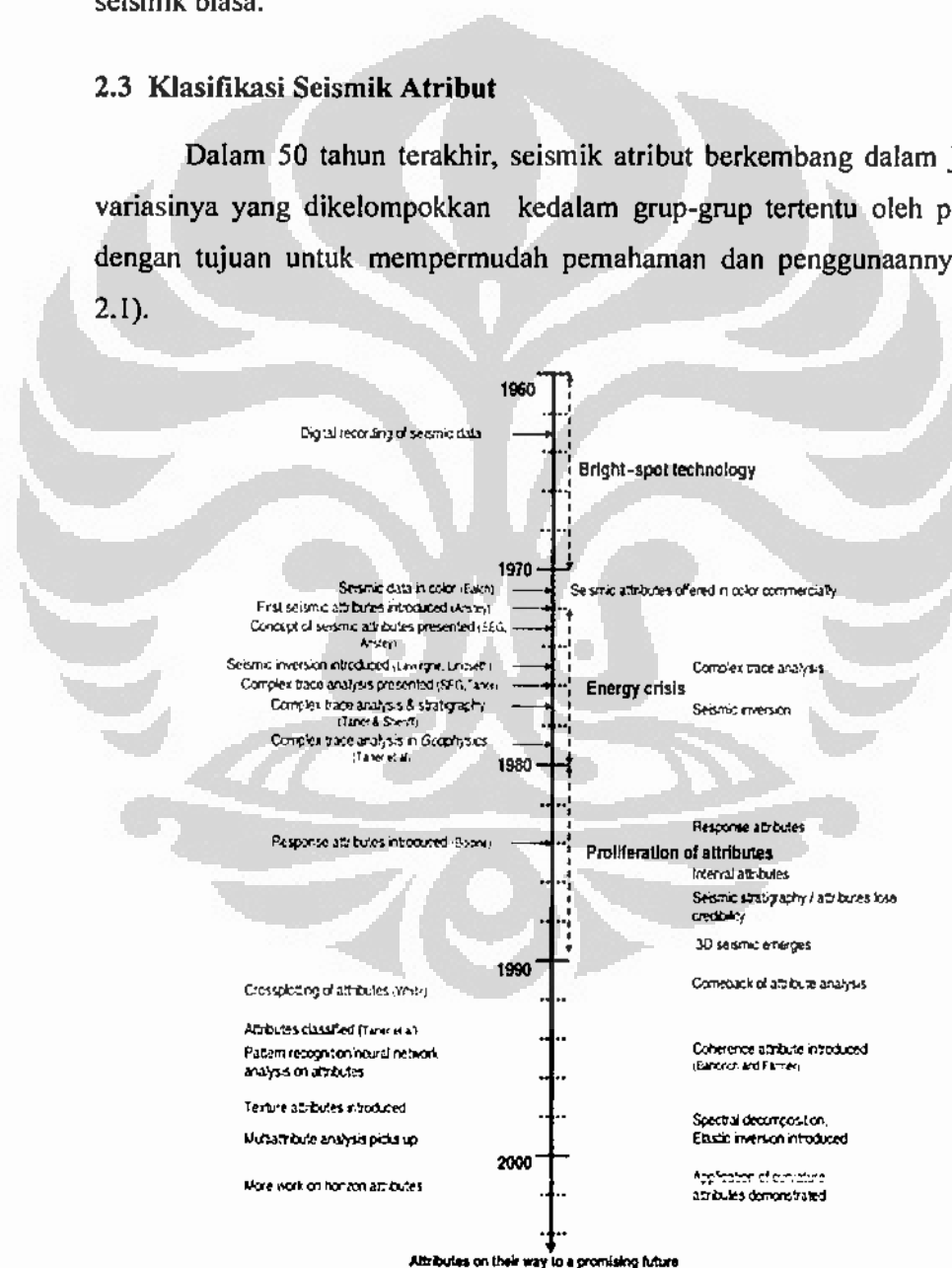
Sheriff (2006) mendefinisikan seismik atribut sebagai suatu pengukuran yang diturunkan dari data seismik, biasanya dari pengukuran waktu, amplitudo, frekuensi dan/atau atenuasi. Pada umumnya pengukuran yang berdasarkan waktu berhubungan dengan struktur sedangkan pengukuran yang berdasarkan amplitudo berhubungan dengan stratigrafi. Peran atribut turunan frekuensi sampai saat ini belum betul-betul dipahami, tapi banyak optimisme bahwa atribut ini akan menyediakan informasi tambahan yang berguna perihal reservoir dan stratigrafi. Atribut atenuasi juga praktis belum dimanfaatkan saat ini, namun dipercaya

bahwa atribut ini dimasa datang akan berguna untuk lebih memahami informasi mengenai permeabilitas.

Menurut Abdullah (2007), seismik atribut adalah segala informasi yang diperoleh dari data seismik baik melalui pengukuran langsung, komputasi maupun pengalaman. Seismik atribut bagian dari tahapan karakterisasi reservoir seismik karena untuk memperjelas anomali yang tidak terlihat secara kasat mata pada data seismik biasa.

### 2.3 Klasifikasi Seismik Atribut

Dalam 50 tahun terakhir, seismik atribut berkembang dalam jumlah dan variasinya yang dikelompokkan kedalam grup-grup tertentu oleh para penulis dengan tujuan untuk mempermudah pemahaman dan penggunaannya (Gambar 2.1).

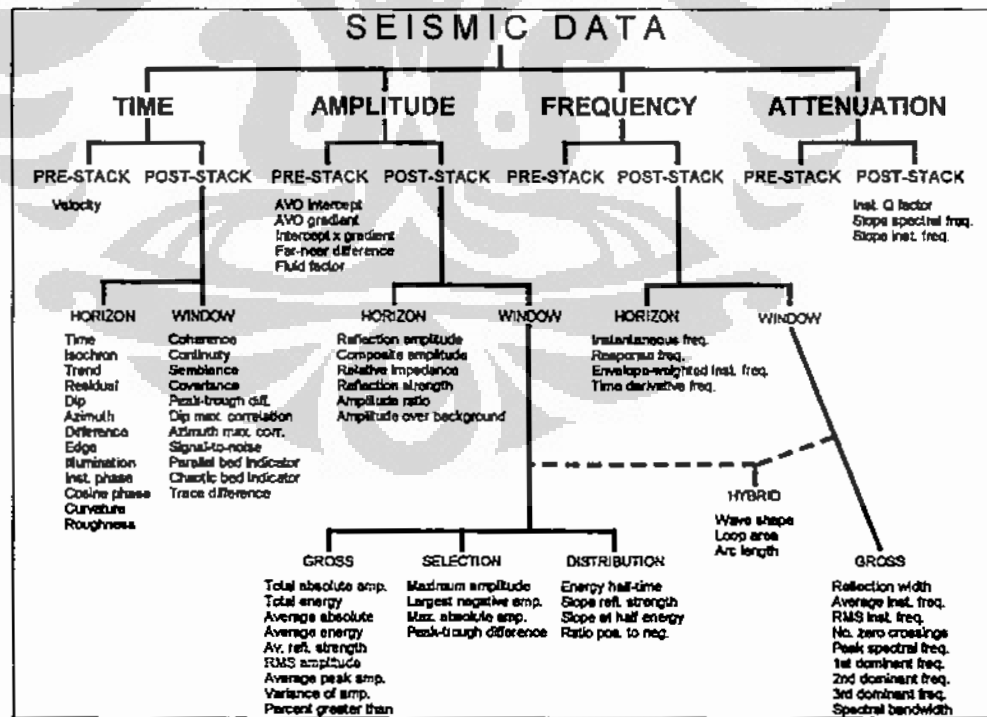


Gambar 2.1 Sejarah perkembangan seismik atribut (Chopra and Marfurt, 2005)



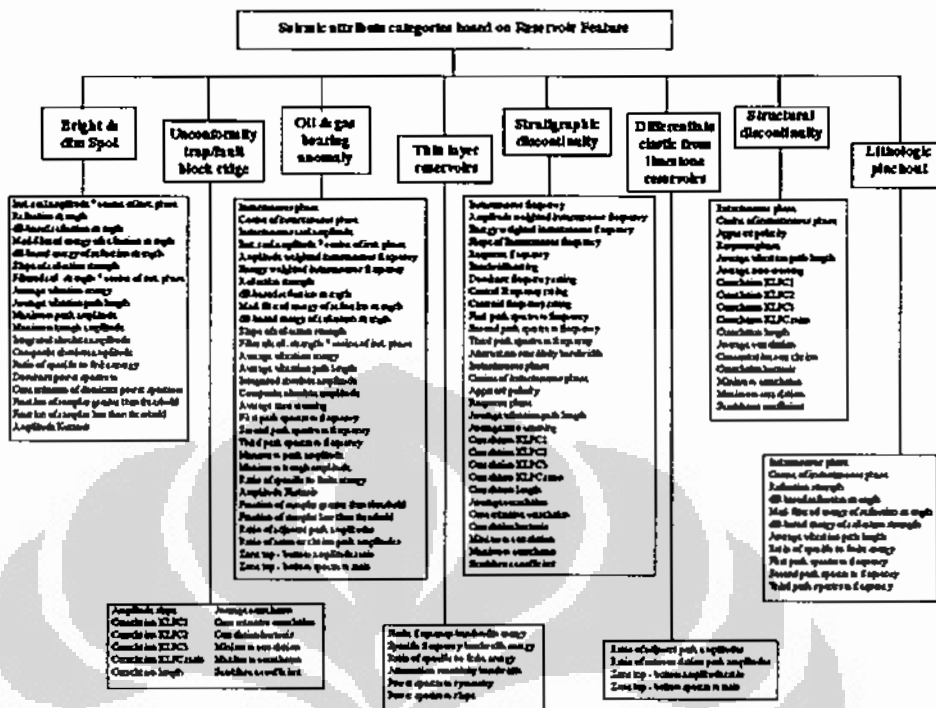
Taner et. al (1994) dalam makalah yang berjudul *Seismic Attribute Revisited*, membagi atribut menjadi 2 kategori yaitu geometri dan fisik. Kategori geometri atau konfigurasi refleksi digunakan untuk interpretasi stratigrafi, patahan maupun struktural. Tujuan atribut ini adalah untuk meningkatkan (enhance) objek gelombang seismik menjadi lebih jelas, seperti *dip*, *azimuth* dan kontinuitas. Kategori fisik atau karakteristik refleksi, digunakan untuk interpretasi karater litologi dan reservoir. Kategori fisik dibagi menjadi dua bagian yaitu pertama atribut yang dihitung dari bidang vertikal seismik (post-stack data). Atribut-atribut ini dihitung secara analitis dari tras-tras seismik. Contohnya adalah amplitudo sesaat (instantaneous amplitude), fasa sesaat (instantaneous phase) dan frekuensi sesaat (instantaneous frequency). Kedua adalah atribut yang dihitung dari data seismik *gather* (pre-stack data) dimana reflektor seismiknya bervariasi terhadap penambahan jarak (offset). Contohnya adalah amplitudo AVO dan frekuensi sesaat (instantaneous frequency).

Brown (1996, 2001) mengklasifikasikan atribut menjadi 4 struktur bagian yaitu waktu, amplitudo, frekuensi dan atenuasi (Gambar 2.2).



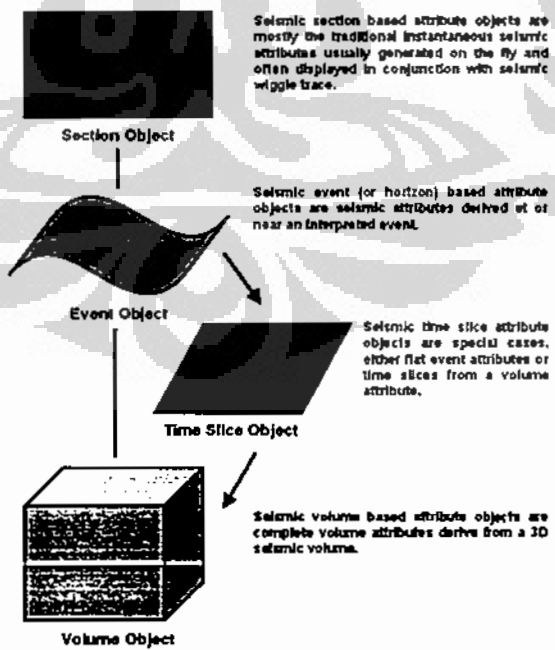
Gambar 2.2 Klasifikasi seismik atribut (Brown, 1996, 2001)





Gambar 2.4 Klasifikasi seismik atribut berdasarkan fitur reservoir (Chen dan Sydney, 1997)

Selain itu, Chen dan Sydney (1997) juga mengklasifikasikan skema untuk objek seismik atribut (Gambar 2.5) yang terdiri dari :



Gambar 2.5 Klasifikasi objek seismik atribut (Chen dan Sydney, 1997)

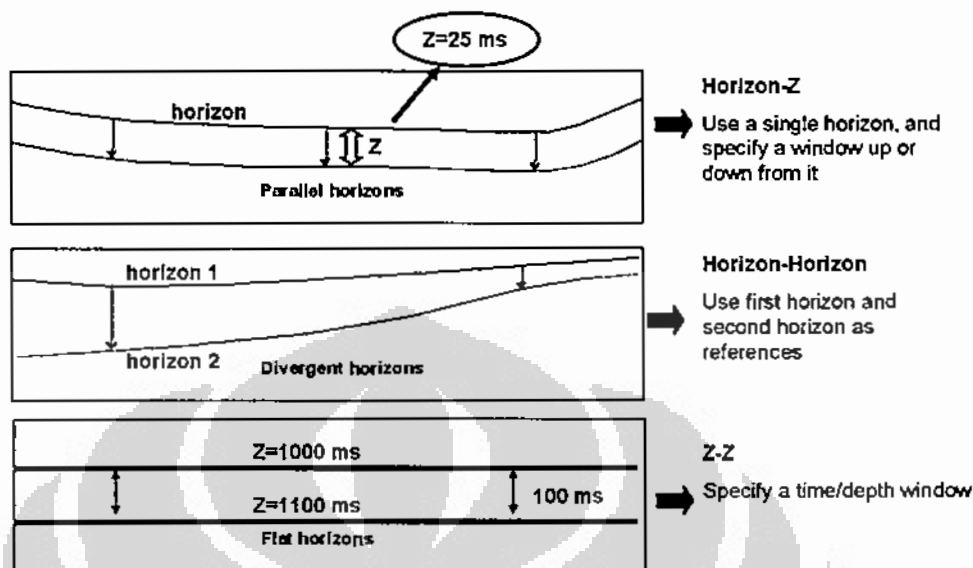
a) Atribut berdasarkan penampang atau bidang vertikal (section-based attributes)  
Atribut ini hanya menghasilkan atribut sesaat dari analisis tras seismik kompleks (complex seismic trace analysis) atau hasil dari proses tertentu seperti akustik impedansi dalam bentuk seismik 2D. Biasanya ditampilkan dengan tras seismik.

b) Atribut berdasarkan horison (event-based attributes)

Atribut yang dihasilkan adalah atribut lateral yang berhubungan dengan aktual kondisi bawah permukaan hasil dari interpretasi struktur. Sebaran atribut yang dihasilkan didapat dari beberapa penampang seismik 2D maupun volum seismik 3D. Pada Gambar 2.6 menunjukkan ada 3 metode pendefinisian *window analysis* (jendela analisis) dalam mengekstraksi sebaran atribut. Pertama, horison terhadap waktu (Horizon – Z), dengan menggunakan horison tunggal sebagai acuan kemudian batas atas atau bawah jendela dari horizon ditentukan secara spesifik. Contoh gambar menunjukkan batas bawah jendela analisis yang digunakan sebesar 25 ms dari horizon. Jika jendela analisis sebesar 0 ms, maka akan menjadi irisan horison (horizon slice) yang hanya berlaku untuk seismik 3D. Kedua, horison terhadap horison berikutnya (Horizon – Horizon), jendela analisis perhitungan menggunakan batas atas dan batas bawah dari horizon utama dan horizon kedua sebagai referensi. Ketiga, pendefinisian jendela tanpa menggunakan horison (flat event without conventional seismic interpretation), hanya dengan mendefinisikan batas atas dan batas bawah pada nilai waktu tertentu. Contoh gambar menunjukkan lebar jendela sebesar 100 ms. Jika jendela analisis sebesar 0 ms, maka akan menjadi irisan waktu (time slice) yang hanya berlaku untuk seismik 3D.

c) Atribut berdasarkan volum (volume-based attributes)

Atribut yang dihasilkan berasal dari analisis tras seismik kompleks (complex seismic trace analysis) atau hasil dari proses tertentu seperti akustik impedansi dalam bentuk volum seismik 3D.



Gambar 2.6 Pendefinisian jendela analisis

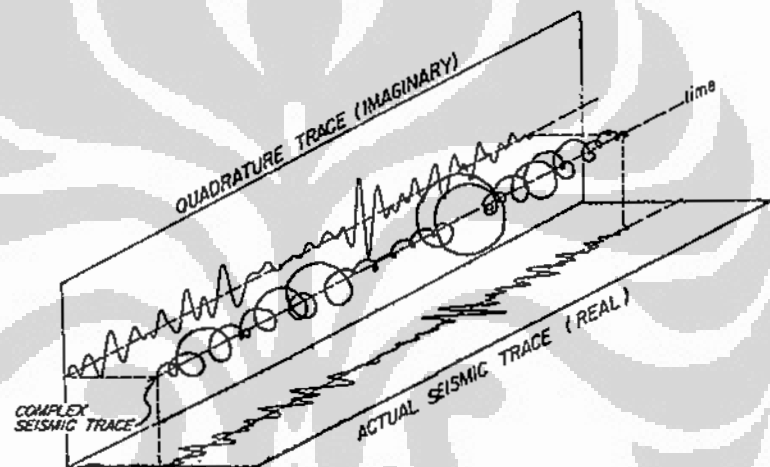
## 2.4 Seismik Atribut Komplek

Analisis atribut seismik ini merupakan kelanjutan dari pendekatan analisis sinyal yang mula-mula dikembangkan oleh D. Gabor di pertengahan 1940-an. Analisis tras kompleks dan teknik komputasi untuk displai atributnya mulai diterapkan di penampang seismik sekitar awal 1970-an oleh Nigel Anstey di Seiscom Delta. Teknik ini kemudian dipublikasikan secara luas di AAPG dan SEG "Distinguished Lecturers" oleh Turhan Taner dan Robert Sheriff di pertengahan 1970-an.

Perhitungan tras seismik atribut kompleks pada dasarnya adalah suatu transformasi yang memisahkan informasi amplitudo dan sudut (fasa dan frekuensi) dalam tampilan terpisah. Informasi dalam penampang seismik secara matematis dimanipulasi untuk menghasilkan tampilan baru yang menonjolkan amplitudo atau sudut dan mengorbankan lainnya. Istilah kompleks disini bukan berarti prosedur dan hasilnya yang kompleks, tapi karena perhitungan yang dilakukan mengasumsikan bahwa tras seismik konvensional adalah merupakan bagian riil dari fungsi matematis kompleks (bagian imajiner adalah hasil transformasi Hilbert dari tras seismik riil). Tidak ada informasi fundamental baru

yang dihasilkan dari manipulasi ini. Penampang-penampang baru yang dihasilkan terkadang mampu mencitrakan lebih baik aspek geologi yang pada awalnya “tersembunyi” pada penampang konvensional (Sukmono,2005).

Menurut Taner et al, (1979) yang dikutip dari Alfian dan Santoso (1996), Analisis tras seismik kompleks menganggap bahwa tras seismik yang terukur (penampang seismik) merupakan komponen riil dari suatu sinyal analitik yaitu tras seismik kompleks. Komponen imajinerinya dapat diperoleh dari hasil transformasi Hilbert tras seismik riil (Gambar 2.7). Dari kedua komponen ini kemudian muncul besaran amplitudo sesaat, fasa sesaat dan frekuensi sesaat.



Gambar 2.7. Diagram isometris tras seismik aktual (Taner et. al, 1979)

Secara matematis, tras seismik riil  $f(t)$  dapat diekspresikan sebagai berikut:

$$f(t) = A(t) \cos \theta(t) \dots\dots\dots(2.1)$$

dimana  $A(t)$  adalah amplitudo dan  $\theta(t)$  adalah fasa disuatu waktu tertentu sedangkan tras imajiner  $f^*(t)$  didefinisikan sebagai :

$$f^*(t) = A(t) \sin \theta(t) \dots\dots\dots(2.2)$$

dan tras kompleks  $F(t)$  didefinisikan sebagai :

$$F(t) = f(t) + j f^*(t) = A(t) e^{j\theta(t)} \dots\dots\dots(2.3)$$

Jika  $f(t)$  dan  $f^*(t)$  diketahui, maka  $A(t)$  dan  $\theta(t)$  dapat dipecahkan menjadi :

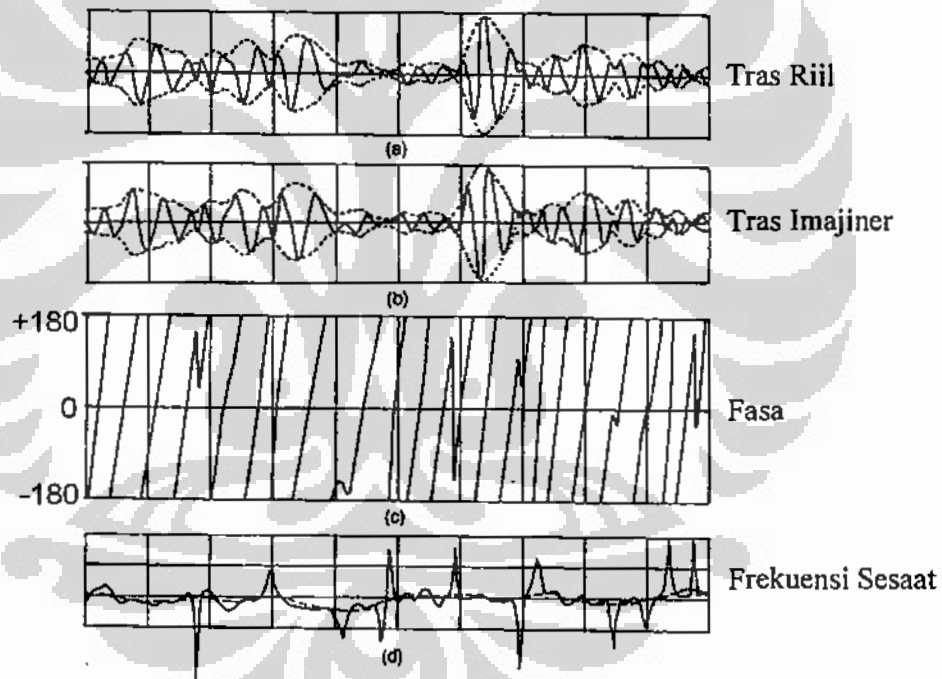
$$A(t) = [ f^2(t) + f^{*2}(t) ]^{1/2} = | F(t) | \dots\dots\dots(2.4)$$

$$\theta(t) = \tan^{-1} [ f^*(t) / f(t) ] \dots\dots\dots(2.5)$$

dimana  $A(t)$  disebut sebagai kuat refleksi (reflection strength) dan  $\theta(t)$  disebut sebagai fasa sesaat (instantaneous phase). Turunan dari fasa sesaat terhadap waktu memberikan nilai frekuensi sesaat atau  $\omega(t)$  :

$$\omega(t) = \frac{d\theta(t)}{dt} \dots\dots\dots(2.6)$$

Kuat refleksi atau amplitudo sesaat merupakan sampul (envelope) dari kedua komponen tras seismik riil. Fasa sesaat didefinisikan sebagai sudut antara vektor komponen riil dan komponen imajiner. Sedangkan frekuensi sesaat menggambarkan laju perubahan fasa sesaat terhadap waktu cuplik (Taner et al, 1979 dikutip dari Alfian dan Santoso, 1996). Secara sederhana hubungan tras seismik kompleks dengan ketiga besaran atribut seismik terlihat pada Gambar 2.8.



**Gambar 2.8** Tras riil (a) dan kwadratur atau imajiner (b) dari tras seismik aktual. Garis putus-putus adalah kuat refleksi (amplitude envelope). Gambar (c) adalah fasa, (d) frekuensi sesaat dimana garis putus-putus adalah frekuensi rata-rata terbobotkan (Taner et. al, 1979)

Beberapa penjelasan mengenai arti fisis dari tras seismik kompleks dikemukakan oleh banyak ahli. Salah satunya menjelaskan bahwa komponen riil tras seismik kompleks merupakan estimasi energi kinetik sistem bumi yang dihasilkan oleh suatu sumber seismik. Sedangkan komponen imajiner dapat digunakan sebagai ukuran energi potensial yang berkaitan dengan respon elastik

bumi terhadap gangguan seismik. Selanjutnya amplitudo tras seismik kompleks merupakan ukuran energi total yang terlibat dalam respon seismik refleksi. Jadi penampang seismik hasil penggabungan (*stack*) belumlah menggambarkan estimasi dari amplitudo refleksi yang diasosiasikan sebagai energi seismik. Amplitudo sesaat lebih dipercaya sebagai gambaran yang berhubungan dengan sifat refleksi. Variasi lateral besaran ini menggambarkan adanya perubahan sifat fisik batuan atau bisa juga menunjukkan adanya perubahan litologi (Alfian dan Santoso, 1996).

Interpretasi struktur geologi dari data seismik selalu mengandalkan korelasi *event* seismik, dimana suatu *event* refleksi dikorelasikan dengan tras seismik yang berdekatan. Artinya korelasi dilakukan berdasarkan kesamaan fasa gelombang (*puncak*, *lembah* atau *zero crossing*). Akan tetapi pada kasus tertentu, amplitudo tras seismik sangat lemah, sehingga sulit sekali melihat adanya kemiripan *event* refleksi. Tampilan fasa sesaat akan sangat membantu untuk mengatasi hal ini. Keuntungan utama dari tampilan fasa sesaat ini adalah bahwa sifat fasa tidak terpengaruh oleh tinggi rendahnya amplitudo refleksi. Tampilan fasa sesaat sangat membantu interpreter dalam melihat pola pembajian, ketidakselarasan, sesar, kontinuitas lapisan pada data dengan amplitudo rendah dan hubungan stratigrafi umum (Alfian dan Santoso, 1996).

Tampilan atribut frekuensi lebih banyak berperan dalam melihat adanya perubahan lateral maupun vertikal dari respon seismik yang berkaitan dengan medium yang dilewatinya. Sebagai contoh adanya lapisan batuan yang poros akan menyebabkan tingginya redaman gelombang seismik yang memiliki frekuensi tinggi pada zona tersebut. Hal ini akan menyebabkan penurunan kandungan frekuensi tinggi dari refleksi dibawahnya sehingga akan terlihat adanya zona frekuensi rendah. Jadi, dengan melihat tampilan frekuensi sesaat suatu interpretasi mengenai litologi dan variasinya dapat dilakukan. Namun semua ini bukan merupakan suatu hubungan yang eksak, akan tetapi lebih didasarkan pada suatu pengamatan dan pengalaman. Untuk penerapan yang lebih nyata tentu saja diperlukan suatu pengujian (Alfian dan Santoso, 1996).



## 2.5 Seismik Atribut Amplitudo

Menurut Sukmono (2005), amplitudo merupakan atribut terdasar tras seismik. Pada awalnya, ketertarikan interpreter tertarik pada amplitudo terbatas pada “kehadirannya” saja, bukan magnitudonya, karena pada awalnya data seismik hanya dipakai untuk analisis struktural. Saat ini pemrosesan data seismik umumnya ditujukan untuk mendapatkan “*preserve true amplitude*” sehingga analisis stratigrafi dapat dilakukan.

Amplitudo seismik paling banyak dimanfaatkan untuk mengenali anomali amplitudo akibat hidrokarbon, misalnya anomali daerah terang, daerah buram dan seterusnya. Amplitudo seismik juga umum digunakan untuk pemetaan fasies dan sifat reservoir. Perubahan lateral amplitudo sering dipakai pada studi-studi stratigrafi untuk membedakan satu fasies dengan fasies lainnya. Misalnya secara umum lapisan-lapisan yang konkordan akan mempunyai amplitudo yang lebih tinggi, “hummocky” sedikit lebih rendah dan “chaotic” paling rendah. Lingkungan yang kaya akan pasir umumnya mempunyai amplitudo yang lebih tinggi dibandingkan dengan yang kaya akan serpih. Perbedaan-perbedaan rasio batupasir-batuserpih ini dengan mudah dapat dilihat pada peta amplitudo (Sukmono, 2005).

Secara umum, kegunaan utama atribut amplitudo adalah untuk mengidentifikasi parameter-parameter seperti akumulasi gas dan fluida, gros litologi seperti ketebalan reservoir, gros porositas, batupasir “channel” dan deltaik, jenis-jenis tertentu reef, Ketidak selarasan, efek tuning dan perubahan stratigrafi sekuen (Sukmono 2005).

Umumnya jenis turunan atribut amplitudo tersebut diturunkan berdasarkan perhitungan statistik. Dalam perhitungannya, data seismik yang digunakan adalah data seismik 3D dari data riil, data atribut kompleks maupun dari proses khusus seperti akustik impedansi maupun hasil dari analisis multi atribut. Contoh perhitungan atribut yang diyakini untuk digunakan dalam mendiskripsikan sebaran reservoir secara lateral pada penelitian ini adalah sebagai berikut :

a) Amplitudo RMS (RMS Amplitude)

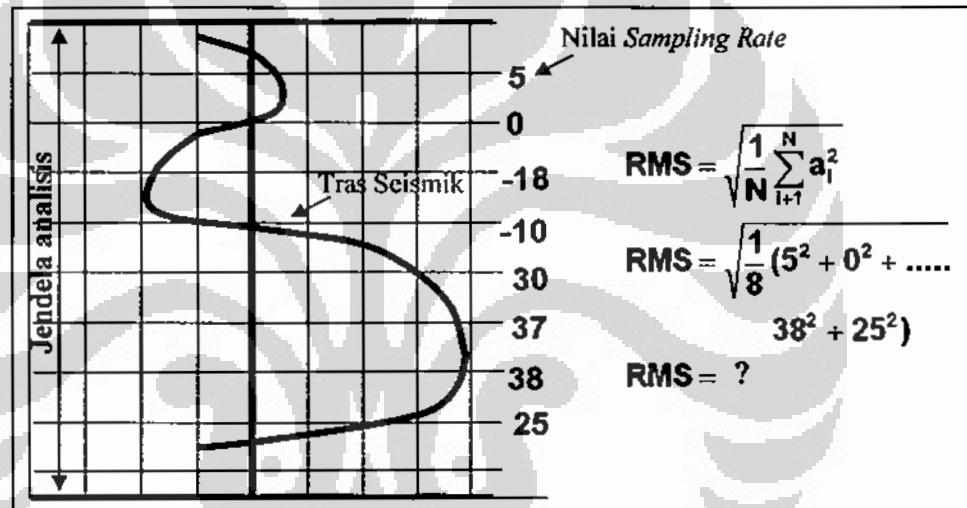
RMS Amplitudo dihitung dengan menggunakan persamaan :

$$RMS\_Amplitude = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i^2} \dots\dots\dots(2.7)$$

dimana N = jumlah sampel amplitudo pada jendela analisis

a = besar nilai amplitudo pada tiap sample data (sampling rate value)

Gambar 2.9 menunjukkan contoh perhitungan atribut amplitudo RMS. Karena nilai amplitudo diakarkan sebelum dirata-ratakan maka Amplitudo RMS sangat sensitif terhadap nilai amplitudo yang ekstrem (Sukmono, 2005).



Gambar 2.9 Ilustrasi perhitungan Amplitudo RMS (Sukmono, 2005)

b) Total Amplitudo Negatif (Sum of Negative Amplitude)

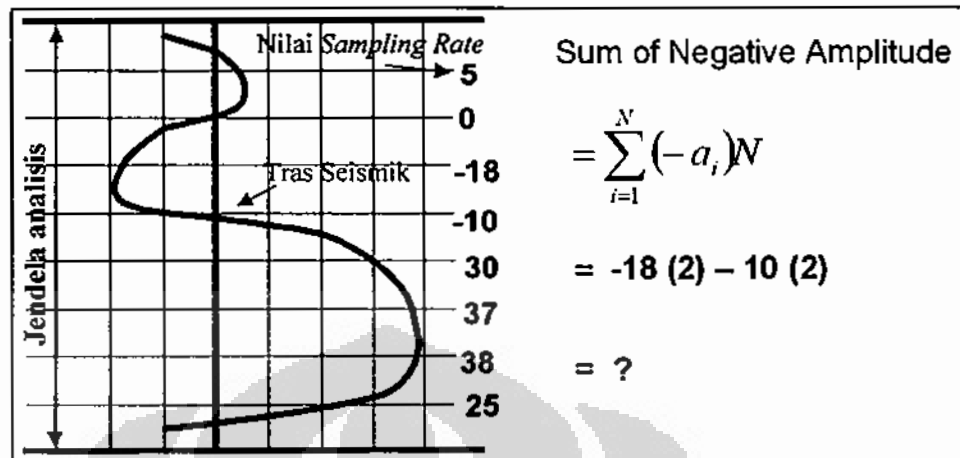
Total Amplitudo Negatif dihitung dengan menggunakan persamaan :

$$Sum\_of\_Negative\_Amplitude = \sum_{i=1}^N (-a_i)N \dots\dots\dots(2.8)$$

dimana N = jumlah sampel amplitudo pada jendela analisis

a = besar nilai amplitudo (yang negatif) pada tiap sample data

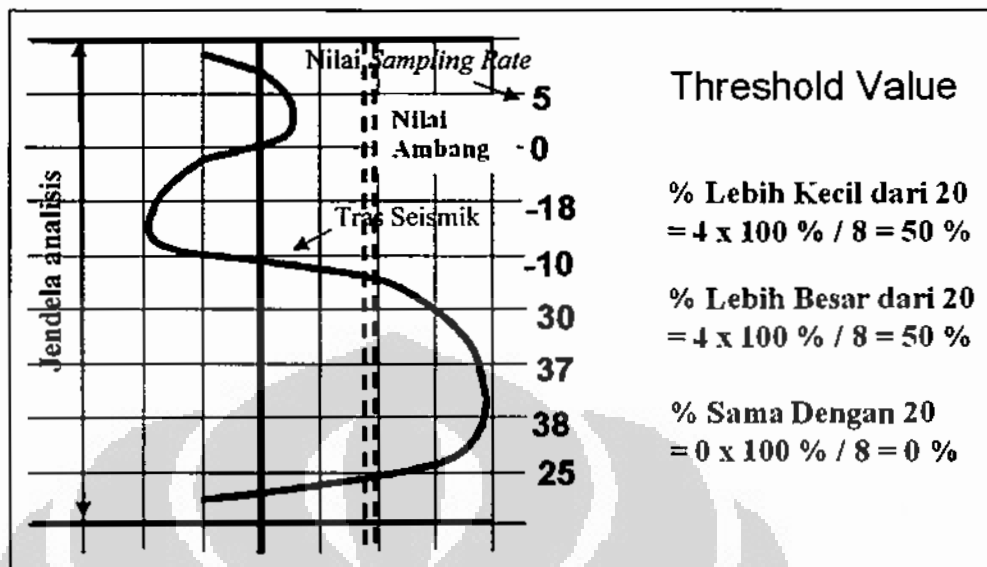
Gambar 2.10 menunjukkan contoh perhitungan atribut total amplitudo negatif.



Gambar 2.10 Ilustrasi perhitungan Total Amplitudo Negatif

c) Nilai Ambang (Threshold Value)

Untuk menghitung atribut ini bagi tiap tras, banyaknya sampel dengan nilai absolut lebih besar (greater than) atau lebih kecil (less than) atau sama dengan (equal to) dari satu nilai ambang yang dispesifikasikan akan dibagi dengan banyaknya total sampel, dalam interval jendela analisis tersebut. Hasilnya dikalikan dengan 100 dan diekspresikan sebagai prosentase dari semua sampel dalam jendela seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.11. Atribut ini menentukan berapa banyak sampel yang nilainya melebihi suatu nilai ambang. Dengan kata lain, diukur nilai dominasi relatif dari reflektor amplitudo didalam interval jendela analisis. Keunggulan teknik ini adalah bahwa ia merupakan penghitungan kemunculan secara statistika dan bisa sangat sensitif terhadap perubahan lateral dalam karakteristik data. Dengan menghitung prosentase dari amplitudo yang lebih besar dari nilai ambang maka perubahan lateral ini bisa dideteksi dan distribusi lateralnya dipetakan (Sukmono,2005).



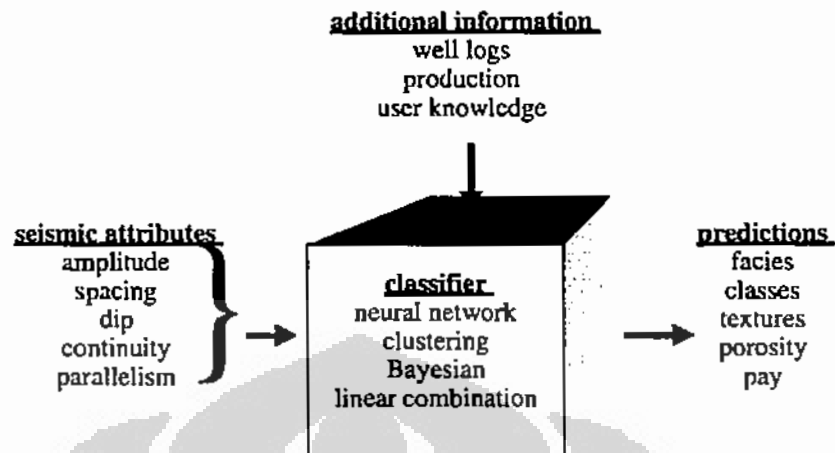
Gambar 2.11 Ilustrasi perhitungan Nilai Ambang (Sukmono, 2005)

## 2.6 Seismik Multi Atribut

Menurut Russel et. al (1997), analisis multi atribut seismik adalah suatu hubungan dengan pendekatan geostatistik yang menggunakan lebih dari satu atribut untuk prediksi beberapa properti fisik bumi.

Menurut Abdullah (2008), analisis multi atribut seismik adalah sebuah analisis seismik untuk memprediksi sifat reservoir seperti porositas, vshale, water saturation, dan sebagainya berdasarkan masukan data atribut seismik. Algoritma didalam multiatribut analisis cukup beragam.

Barnes (2001) mendiskripsikan seismik multi atribut (Gambar 2.12) adalah suatu kumpulan atribut yang dihitung dalam algoritma tertentu dengan pendekatan geostatistik atau *neural network*. Tiap data masukan (seismik) akan diklasifikasikan dalam perhitungan, dan jika ada data tambahan (data sumur atau data produksi) yang diberikan maka klasifikasi menjadi lebih spesifik. Hasil yang diperoleh dari perhitungan ini berupa prediksi fasies seismik atau sifat fisik reservoir seperti porositas, dan sebagainya.



Gambar 2.12 Alur dasar analisis seismik multi atribut (Barnes, 2001)

Salah satu metode perhitungan seismik multi atribut adalah metode regresi linear multi atribut.

### 2.6.1 Regresi Linear Multi Atribut

Metode regresi linear multiatribut pada dasarnya merupakan perluasan dari regresi linier sederhana dengan menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksikan properti log sumur dari data seismik.

#### 2.6.1.1 Conventional Crossplotting

*Conventional Crossplotting* merupakan prosedur sederhana untuk memperoleh hubungan antara data target dengan atribut seismik, dengan asumsi bahwa log target telah diintegrasikan dengan *traveltime* pada *sample rate* yang sama sebagai atribut seismik. Hubungan antara log target dengan atribut diasumsikan sebagai garis lurus dalam regresi linier :

$$y = a + bx \dots\dots\dots(2.9)$$

koefisien a dan b ditentukan dengan memperkecil kuadrat prediksi error :

$$E = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - a - bx_i)^2 \dots\dots\dots(2.10)$$

Dimana jumlah mencakup semua sampel data dalam *crossplot*.

Prediksi error E ditentukan oleh garis regresi dari persamaan (2.14). Normalisasi koefisien korelasi ditentukan oleh :

$$\rho = \frac{\sigma_{xy}}{\sigma_x \sigma_y} \dots\dots\dots (2.11)$$

Dimana :

$$\sigma_{xy} = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)(y_i - m_y) \dots\dots\dots (2.12)$$

$$\sigma_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (x_i - m_x)^2 \dots\dots\dots (2.13)$$

$$\sigma_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - m_y)^2 \dots\dots\dots (2.14)$$

$$m_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \dots\dots\dots (2.15)$$

$$m_y = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N y_i \dots\dots\dots (2.16)$$

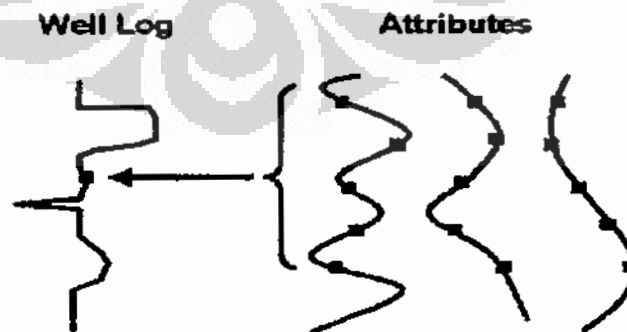
**2.6.1.2 Convolutional Operator**

Derivatif dari regresi multiatribut mengasumsikan bobot tunggal dari masing-masing atribut. *Convolutional Operator* (Gambar 2.13) digunakan untuk membuat korelasi antara log target dengan atribut pada basis "sample by sample" lebih optimal.

$$L = w_0 + w_1 * A_1 + w_2 * A_2 + w_3 * A_3 \dots\dots\dots (2.17)$$

Dimana \* merepresentasikan konvolusi dan  $w_i$  adalah operator length. Koefisien operator ditentukan dengan memperkecil akar prediksi error :

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 + w_1 * A_{1i} + w_2 * A_{2i} + w_3 * A_{3i}) \dots\dots\dots (2.18)$$



**Gambar 2.13 Convolutional operator untuk menghubungkan atribut seismik dengan log target (Hampson, D.P. et al, 2001)**

**2.6.1.3 Menentukan atribut dengan *Step-wise Regression***

Menurut (Draper dan Smith, 1966), *stepwise regression* merupakan suatu metode untuk menentukan operator optimal yang akan memberikan kombinasi atribut terbaik dengan nilai prediksi error antara original log target dan prediksi log target yang kecil. Asumsi dari metode ini adalah jika kombinasi terbaik dari  $M$  atribut diketahui, kemudian kombinasi terbaik dari  $M+1$  atribut termasuk dalam  $M$  atribut sebelumnya sebagai anggota dengan menghitung nilai prediksi error.

Permasalahan dari *stepwise regression* adalah tidak dapat menentukan dengan pasti solusi optimal. Dengan kata lain, kombinasi dari lima atribut tidak diketahui, faktanya menjadi lima atribut terbaik. Akan tetapi, tiap penambahan atribut mempunyai prediksi error yang lebih kecil dari atribut sebelumnya.

Satu keuntungan dari *stepwise regression* adalah metode ini secara otomatis memilih atribut berikutnya yang sesuai dengan atribut sebelumnya.

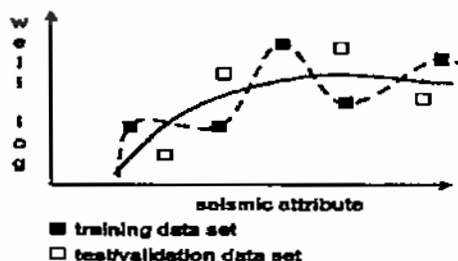
**2.6.1.4 Validasi**

Validasi merupakan parameter untuk menentukan kebenaran jumlah atribut yang digunakan. Transformasi multiatribut dengan  $N+1$  atribut harus selalu memiliki prediksi error yang lebih kecil atau sama dengan transformasi menggunakan  $N$  atribut.

*Cross-validation* (Gambar 2.14) dibagi atas 2 bagian, yaitu *training data* dan *validation data*. *Training data* terdiri atas sampel dari semua sumur dan digunakan untuk menghasilkan transformasi, sedangkan *validation data* terdiri atas sample dari sumur yang tersembunyi dan digunakan untuk mengukur prediksi error akhir. *Validation error* total adalah *Root Mean Squares* rata-rata dari individual error :

$$E_v = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N e_{vi}^2 \dots\dots\dots(2.19)$$

dimana  $E_v$  adalah validation error total,  $e_{vi}$  adalah *validation error* sumur  $i$ , dan  $N$  adalah jumlah sumur dalam analisis.

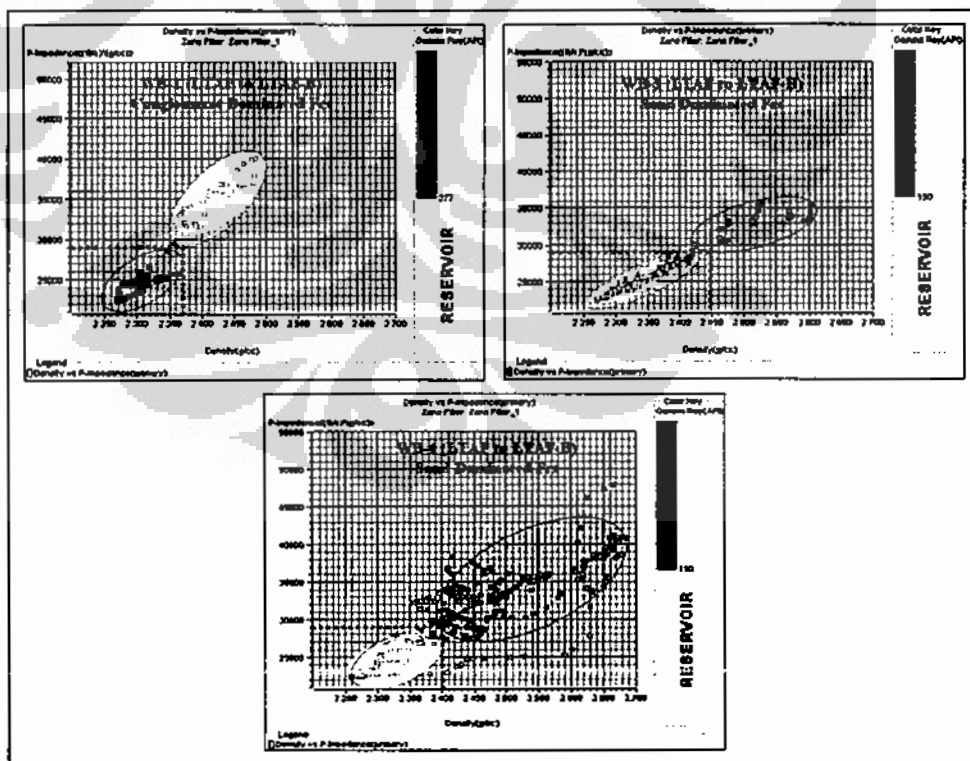


Gambar 2.14. Ilustrasi dari *Cross-validation* (Hampson, D.P. et. al, 2001)

## 2.7 Analisis Fisika Batuan

Menurut Abdullah (2007), untuk memahami karakter dan sifat fisis batuan dan fluida diperlukan sebuah analisis fisika batuan (rock physics analysis) atau analisis sensitivitas reservoir. Tujuan utamanya adalah mencari suatu sifat fisis yang dapat memisahkan antara zona prospek dengan zona yang tidak prospek. Sifat-sifat fisis yang dimaksud diantaranya: kecepatan gelombang seismik P ( $V_p$ ), kecepatan gelombang seismik S ( $V_s$ ), *Poisson's Ratio*, Impedansi Akustik, Lambda-Rho, Mu-Rho, dan sebagainya.

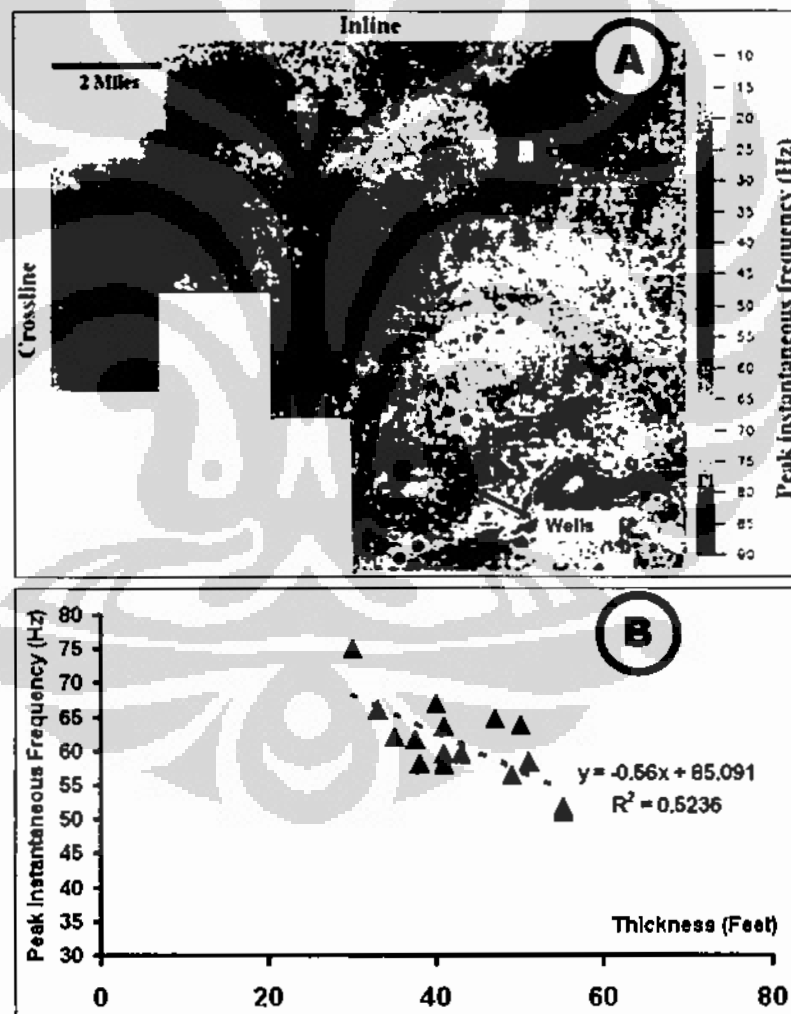
Gambar 2.15 menunjukkan contoh analisis sensitivitas reservoir dalam bentuk krosplot. Data yang digunakan adalah data sumur impedansi akustik (sumbu-Y), *gamma ray* (skala warna), dan densitas (sumbu-X). Hasil plot menunjukkan adanya perbedaan yang signifikan antara reservoir (warna kuning) dan non reservoir (warna hijau) dengan nilai *cut-off* tertentu untuk nilai impedansi akustik maupun nilai densitas. Dari plot ini maka disimpulkan metode karakterisasi reservoir terbaik yang dilakukan selanjutnya adalah metode seismik inversi.



Gambar 2.15 Ilustrasi analisis sensitivitas reservoir dari data sumur (Alamsyah, M.N. et. al, 2010)



Metode sensitivity analisis yang lainnya adalah kombinasi antara data sumur dengan data seismik, seperti seismik atribut, seismik multi atribut atau seismik inversi. Gambar 2.16(A) dan (B) menunjukkan contoh analisis sensitivitas reservoir dalam bentuk krosplot. Data yang digunakan adalah data sumur berupa ketebalan reservoir yang dianalisis dan data seismik atribut yaitu sebaran lateral frekuensi sesaat yang mewakili reservoir yang dianalisis dari data seismik. Hasil plot menunjukkan adanya korelasi antara ketebalan reservoir terhadap nilai atribut. Plot tersebut sangat berguna diantaranya untuk konversi sebuah peta sifat fisis ke peta sifat fisis yang lainnya dalam hal ini ketebalan reservoir.



Gambar 2.16 (A) sebaran seismik atribut frekuensi sesaat dari *caddo limestone*. (B) Plot analisis sensitivitas reservoir dari kombinasi data sumur berupa ketebalan *caddo limestone* dan nilai data seismik atribut frekuensi sesaat dari *caddo limestone* pada titik sumur (telah diolah kembali dari Liu, et. al, 2006).

Menurut Munadi (2000), secara umum ada korelasi yang kuat antara parameter gelombang seismik dengan parameter reservoir seperti yang ditunjukkan pada Tabel 2.1.

Tabel 2.1 Korelasi antara parameter reservoir dengan parameter gelombang seismik (Munadi,2000).

Parameter	Vp	Vs	Vp/Vs	$\sigma$	Q	A
Reservoir						
Ketebalan	*	*				
Litologi	*		*	*		
Porositas	*		*	*		
Saturasi Gas/Air					*	
Kandungan Fluida			*			*
Kandungan Lempung	*	*				
Tekanan	*	*				
Temperatur	*	*				
Orientasi Rekahian	*	*			*	

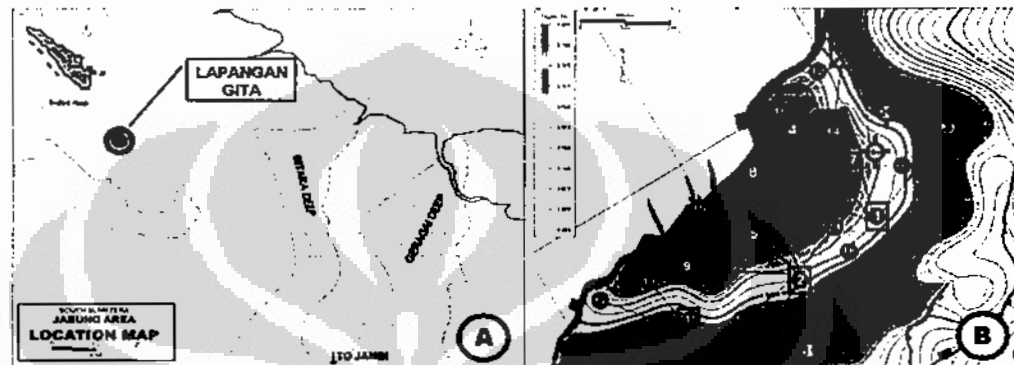
## 2.8 Geologi Daerah Penelitian

### 2.8.1 Geologi Struktur Daerah Penelitian

Secara regional, lapangan Gita berada pada Blok Jabung. Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatra Selatan (Gambar 2.17). Lapangan Gia memiliki struktur berupa *three ways dip closure faulted-anticline*. Struktur ini terbentuk akibat dari adanya proses ekstensi dan kompresi yang terjadi secara regional dalam pembentukan sub-cekungan Jambi dan Cekungan Sumatra Selatan secara keseluruhan.

Sub-Cekungan Jambi merupakan bagian dari Cekungan Sumatra Selatan. Cekungan Sumatra Selatan merupakan suatu seri cekungan belakang busur (*back arc basin*) yang terletak relatif pada bagian selatan Pulau Sumatra. Secara geologi Cekungan ini berada di antara blok mikro-kontinen Paparan Sunda yang stabil dan zona subduksi aktif antara Lempeng Samudera Hindia yang bergerak ke utara dan Lempeng Asia di sebelah tenggara yang relatif stabil.

Cekungan Sumatera Selatan terbentuk selama awal Jaman Tersier (Eosen – Oligosen) ketika suatu seri graben berkembang sebagai respon dari sistem subduksi oblique lempeng samudera Hindia di bawah lempeng benua Asia Tenggara yang menghasilkan suatu *wrench system* divergen lateral ke kanan pada cekungan busur belakang.

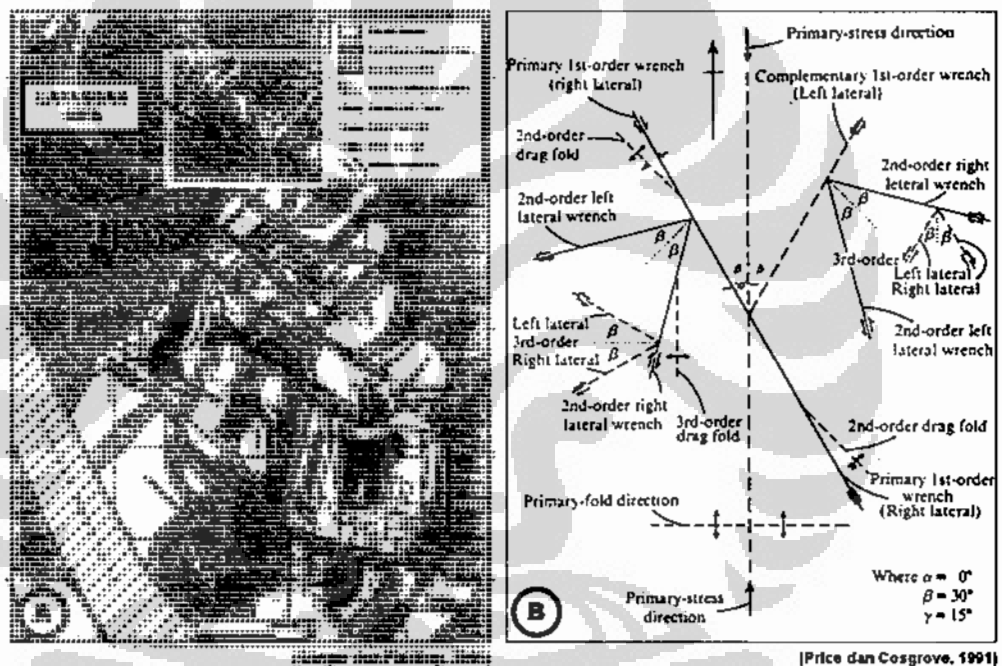


Gambar 2.17 (A) Lokasi lapangan Gita yang berada pada Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan. (B) Struktur lapangan Gita.

Ginger dan Fielding (2005) menyatakan pada saat *Syn-Rift Megasequence* (c. 40 – c. 29 Ma), daerah Sumatra mengalami proses ekstensional pada masa Eosen hingga Oligosen awal akibat dari subduksi lempeng tektonik di sepanjang palung Sumatra bagian barat. Proses ekstensi ini menghasilkan beberapa *half-graben* (Gambar 2.18A) dimana geometrinya dipengaruhi oleh heterogenitas *basement*. Awalnya orientasi ekstensi adalah Timur – Barat dan menghasilkan rangkaian *horst* dan *graben* yang berarah Utara – Selatan. Sumatera Selatan mengalami rotasi  $\pm 15^\circ$  searah jarum jam sejak jaman Miosen dan menghasilkan orientasi *graben* berarah Utara (N) – Timur Laut (NE) ; Selatan (S) – Barat Daya (SW). Pada daerah sub-cekungan Jambi, terbentuk beberapa *Half-graben* antara lain *Betara Deep*, *Geragai Deep*, *Mendahara Deep* dan *Tungkal Deep*.

Pembentukan sistem *half-graben* pada sub-cekungan Jambi dipengaruhi oleh sesar geser Semangko. Sesar geser Semangko merupakan hasil dari tumbukan antara Lempeng Samudera Hindia yang bergerak ke Utara dengan membentuk zona subduksi aktif terhadap Paparan Sunda yang relatif stabil. Ilustrasi pada Gambar 2.18B memperlihatkan akibat adanya arah tekanan (Utara – Selatan) yang utama dari arah pergerakan lempeng tektonik Samudera Hindia

menyebabkan terbentuknya sesar geser menganan (arah Barat Laut (NW) – Tenggara (SE)). Untuk mencapai kesetimbangan dalam pergerakannya, sesar-sesar antitetik orde pertama bermunculan yang berarah Timur Laut (NE) – Barat Daya (SW) diikuti dengan sesar-sesar orde kedua dan ketiga. Mengingat Paparan Sunda yang relatif stabil dan pasif dalam pergerakan lempengnya, maka terjadi fase extensional satu arah dari sesar-sesar antitetik tersebut dan membentuk beberapa *half-graben* secara bertahap. Untuk daerah Blok Delta, *half-graben* pertama yang terbentuk adalah *Betara Deep*, kemudian diikuti dengan pembentukan *Geragai Deep* dan yang paling muda adalah *Tungkal Deep*.



Gambar 2.18 (A) Proses ekstensi yang menghasilkan beberapa *half-graben* dimana geometrinya dipengaruhi oleh heterogenitas *basement*. Area blok Jabung berada dalam kotak kuning (telah diolah kembali dari Ginger dan Fielding, 2005). (B) Diagram patahan orde pertama, kedua dan ketiga dan arah-arah patahan yang berhubungan, secara teori dihasilkan oleh kompresi utama arah Utara - Selatan . (Price dan Cosgrove, 1991).

Secara umum sejarah tektonik Cekungan Jambi hampir sama dengan Cekungan Sumatera Selatan. Ada 3 fasa tektonik yang berkembang pada Cekungan ini (Ginger dan Fielding,2005), yaitu :

- a. Pembentukan *Graben*, karena adanya proses *extension* (Syn-Rift Megasequence / c.40 – c.29 Ma) selama Eosen hingga Oligosen Awal yang kemudian diisi endapan berumur Eosen – Miosene Awal.
- b. Masa Tenang (Post-Rift Megasequence / c.29 – c.5 Ma), adanya *subsidence* (*sagging process*), Tenggelamnya seluruh basin (High relative sea-level), terjadi sesar-sesar Normal selama Miosen Awal hingga Pliosen Awal dengan proses pengendapan yang konstan.
- c. Terjadinya proses pembalikan cekungan (Syn-Orogenic/ Inversion Megasequence . c.5 Ma – Present) yang terjadi pada Pliosen hingga holosen akibat adanya pergerakan *compressional* tektonik yang mengakibatkan pembalikan sesar-sesar normal yang merupakan jebakan minyak utama sehingga membentuk antiklin.

### 2.8.2 Stratigrafi Daerah Penelitian

Susunan Stratigrafi Blok Jabung yang berada pada sub-cekungan Jambi digambarkan dari yang tertua hingga yang termuda adalah sebagai berikut (Gambar 2.19):

#### a) Batuan Dasar/ Basement (Pra –Tersier)

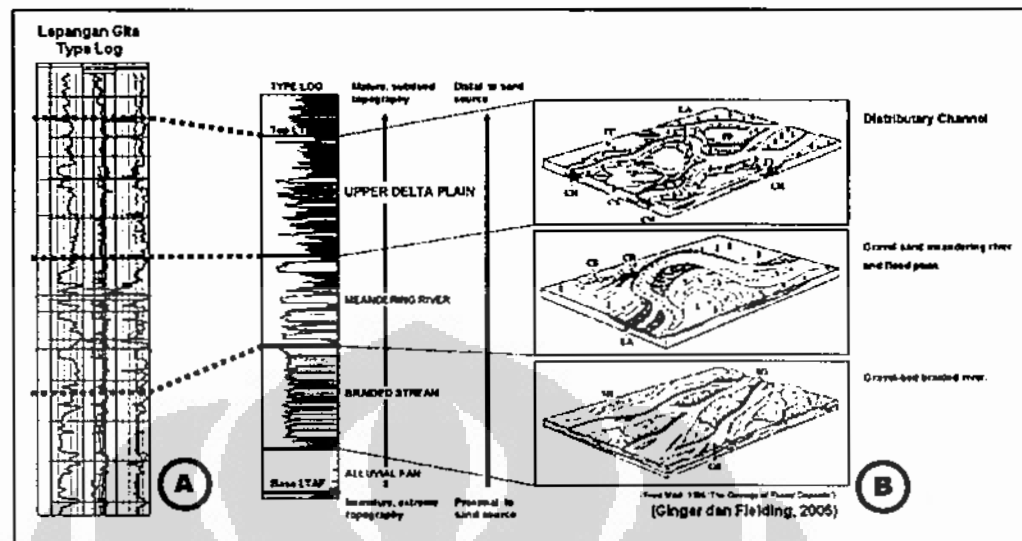
Batuan dasar Sub-Cekungan Jambi merupakan batuan Pra-Tersier yang meliputi granit, kuarsit, batugamping, serpih, metasedimen, filit , sekis, andesit dan basalt. Batuan ini diinterpretasikan sebagai produk pemekaran cekungan busur belakang dan volkanisme yang beriringan dengan penipisan kerak benua serta naiknya aliran panas (*heatflow*).



berselingan dengan serpih/lempung, *tuff* dan lapisan tipis batubara. Endapan Formasi Lahat ini sangat signifikan mengandung hidrokarbon dengan hadirnya endapan serpih *non-calcareus* yang kaya material organik berwarna coklat gelap-hitam dan batubara yang hadir pada bagian cekungan yang dalam. Shale ini diendapkan pada lingkungan *lacustrine* dan delta.

c) Formasi Talang akar (Oligosen Akhir – Miosen Awal)

Setelah terjadi hiatus pengendapan pada Kala Oligosen Tengah, kemudian terjadi pengendapan sedimen pada topografi rendahan dengan umur Oligosen Akhir. Variasi lingkungan pengendapannya merupakan rezim *fluvio-deltaik* yang berupa *braided stream* dan *point bar* di sepanjang paparan (*shelf*) berangsur berubah menjadi lingkungan pengendapan *delta front*, *marginal marine* dan *prodelta* yang mengindikasikan perubahan lingkungan pengendapan ke arah cekungan (*basinward*). Sumber sedimen batupasir *Lower Talang Akar* ini berasal dari dua tinggian pada Kala Oligosen Akhir, yaitu di sebelah timur (Sunda Landmass) dan sebelah barat (deretan Pegunungan Barisan dan daerah tinggian dekat Bukit Barisan). Sedimen Formasi Talang Akar pada umumnya berangsur angsur dari rezim lingkungan pengendapan *fluvial* pada bagian bawah, dan kearah atas menjadi lingkungan delta dan laut dangkal (*shallow marine*). Formasi Talang Akar Bawah (*Lower Talang Akar / LTAF*) secara umum sedimen tersusun oleh butiran yang berukuran halus sampai kasar, kadang-kadang dijumpai konglomerat, sortasi baik, relatif bersih, dan merupakan batupasir berpori yang berlapis tebal. Oleh karena itu Formasi Talang Akar Bawah memiliki kualitas yang lebih baik dan menjadi penghasil minyak utama di Sub-Cekungan Jambi. Pada Gambar 2.20 (A) menunjukkan jenis log Formasi LTAF daerah Lapangan Gita yang memiliki karakter serupa dari jenis log dan lingkungan pengendapan yang digambarkan oleh Ginger dan Fielding (2005) pada Gambar 2.20 (B).



Gambar 2.20 (A) Jenis log lapangan Gita. (B) Formasi Talang Akar Bawah – Jenis log dan lingkungan pengendapannya (Ginger dan Fielding, 2005).

Formasi Talang Akar Atas (Upper Talang Akar / UTAF) dicirikan oleh sedimen-sedimen delta sampai laut yang tersusun oleh sukseksi batupasir dan serpih berselingan dengan batubara dan kadang-kadang batugamping. Umumnya batupasir tersebut berukuran sangat halus-sedang, *argillaceous* hingga *calcareous* (karbonatan), dengan porositas dan permeabilitas yang jelek sampai bagus. Pengendapan Formasi Talang Akar sangat dipengaruhi oleh bentuk relief topografi, kedalaman topografinya berkisar antara 0 *feet* hingga lebih dari 3000 *feet*.

d) Formasi Batu Raja (Miosen Awal)

Formasi Batu Raja terutama tersusun oleh batugamping dan berkembang dengan baik secara lokal di Sub-Cekungan Jambi. Pada Cekungan Sumatra Selatan yang kemudian berlanjut menjadi lingkungan laut, batugamping Formasi Batu Raja diawali bentuk dengan *carbonate banks* secara lokal yang diendapkan di daerah *high platform* dan adakalanya berkembang *build-up* dan *mound* yang berasal dari hancuran terumbu terbentuk sebagai bagian dasar karbonat.



e) Formasi Gumai (Miosen Awal – Permulaan Miosen Tengah)

Formasi Gumai secara umum tersusun oleh serpih laut berfosil dengan lapisan batugamping dan batulanau yang tipis. Fasies laut yang lebih dangkal dapat ditemukan pada batas-batas cekungan yang dicirikan dengan terdapatnya batupasir berbutir halus, batulanau dan batugamping tipis yang berselingan dengan serpih, minyak dan gas telah di temukan dari batupasir ini. Pada bagian atas dari formasi ini, sering ditemukan perlapisan tebal batupasir berbutir halus-menengah serta memiliki karakteristik reservoir yang baik dan khususnya pada Cekungan Sumatera Selatan, terkadang mengandung hidokarbon.

f) Formasi Air Benakat – Muara Enim – Kasai ( Miosen Tengah – Pliosen),  
Endapan Fase Regresi

Awal pengendapan pada fase regresi ini terjadi pada lingkungan neritik hingga litoral, yang berubah menjadi lingkungan *delta plain* dan *coastal swamp* pada akhir dari siklus regresi pertama (akhir dari masa Formasi Air Benakat), menghasilkan formasi dengan lapisan batubara yang tebal atau batupasir yang menandai dasar pengendapan siklus kedua (Formasi Muara Enim).

Karena proses pendangkalan lingkungan pengendapan yang terjadi secara gradual, siklus regresi pertama ini tersusun oleh sedimen-sedimen yang bervariasi, yang antara lain serpih, batupasir glaukonitik, dan terkadang batugamping. Hal yang menarik untuk diketahui adalah bahwa kandungan lempung yang tinggi dan glaukonit pada bagian bawah dari siklus pasir pertama menyebabkan harga resistivitas yang rendah pada log elektrik, meskipun pada reservoir yang mengandung minyak.

Siklus regresi kedua (Formasi Muara Enim di Cekungan Sumatera Selatan) dapat dibedakan dari pengendapan siklus pertama (Formasi Air Benakat) dengan ketidakhadirannya batupasir glaukonit dan akumulasi lapisan batubara yang tebal. Pengendapan awal terjadi di sepanjang lingkungan rawa-rawa dataran pantai, sebagian di bagian selatan Cekungan Sumatera Selatan, menghasilkan deposit batubara yang luas. Pengendapan berlanjut pada

lingkungan *delta plain* dengan perkembangan secara lokal sikuen serpih dan batupasir yang tebal. Siklus regresi kedua terjadi selama Kala miosen Akhir dan diakhiri dengan tanda-tanda awal tektonik *Plio-pleistosen* yang menghasilkan penutupan cekungan dan *on-set* pengendapan lingkungan *non-marine*.

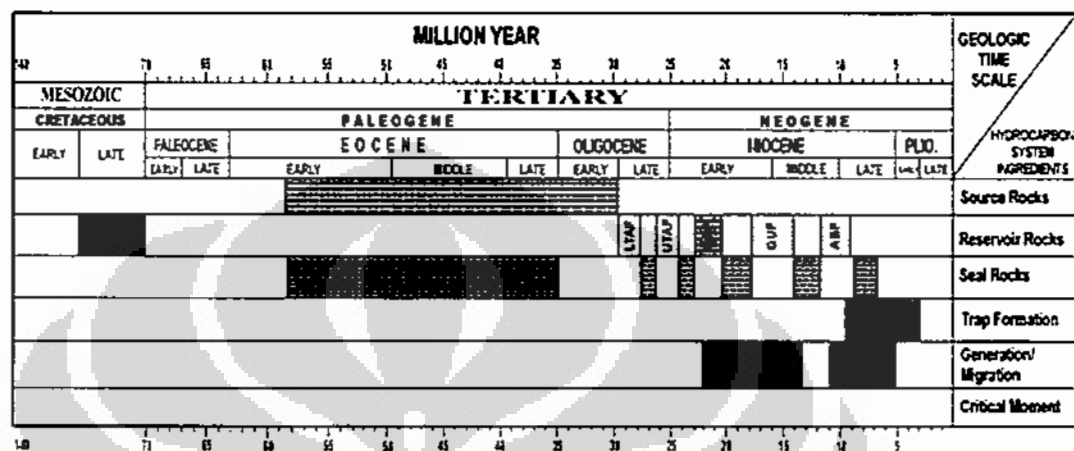
Siklus regresi sedimen ketiga (Formasi Kasai) diendapkan pada lingkungan *non-marine* selama Kala Pliosen dan relatif selaras berada di atas sedimen yang lebih tua. Pengendapan dimulai setelah tanda-tanda awal dari pengangkatan terakhir Pegunungan Barisan yang dimulai pada Miosen Akhir. Kontak formasi ini dengan Formasi Muara Enim ditandai dengan kemunculan pertama dari batupasir tufaan. Karakteristik utama dari endapan siklus regresi ketiga ini adalah dengan adanya kenampakan produk vulkanik. Formasi Kasai tersusun oleh batupasir kontinental dan lempung serta material piroklastik.

g) Aluvium ( Sedimen Kuarter )

Endapan ini berada di atas sedimen Tersier dan basement Pra-Tersier yang dipisahkan oleh batas ketidakselarasan. Endapan ini berupa material yang berukuran gravel dengan konsolidasi rendah yang berasal dari rombakan batuan tipe benua, pasir dan lempung serta produk vulkanik resen berasal dari Pegunungan Barisan.

### 2.8.3 Petroleum System Daerah Penelitian

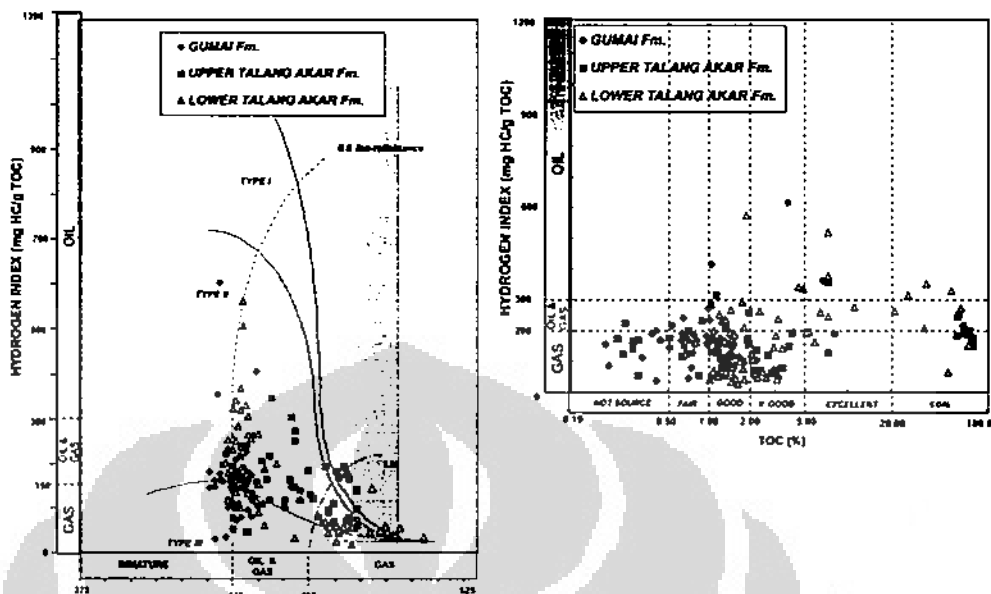
*Petroleum system* Blok Jabung, sub-cekungan Jambi dapat digambarkan sebagai berikut (Gambar 2.21) :



Gambar 2.21 *Petroleum System* Blok Jabung (Marpaung et. al, 2005)

#### a) Source rock (batuan induk)

*Source rock* yang menghasilkan minyak berasal dari dua sumber yang berbeda. Formasi Lahat dengan fasies *lacustrine* yang kaya akan material organik menjadi kontributor yang paling signifikan. Selain itu, *coaly shale* yang diendapkan pada lingkungan pengendapan *lacustrine* hingga transisi pada Formasi Lower Talang Akar juga sebagai *source rock* yang potensial. Gambar 2.22 menunjukkan Krosplot Tmax vs HI untuk jenis kerogen dan tingkat kematangan dan TOC vs HI untuk kandungan Organik pada Blok Jabung, sub-cekungan Jambi. Pada blok ini jenis kerogen yang dimiliki didominasi oleh jenis kerogen tipe 2 dan 3 dengan tingkat kematangan yang sangat baik untuk membentuk hidrokarbon. Pada formasi Talang Akar Bawah pada daerah tertentu dapat menghasilkan gas dan minyak. Dari kandungan organiknya, zona ini memiliki kandungan yang sangat baik dan cenderung menghasilkan minyak dan gas. Hal ini membuktikan bahwa batuan induk pada blok Jabung didominasi dari zona Talang Akar Bawah.



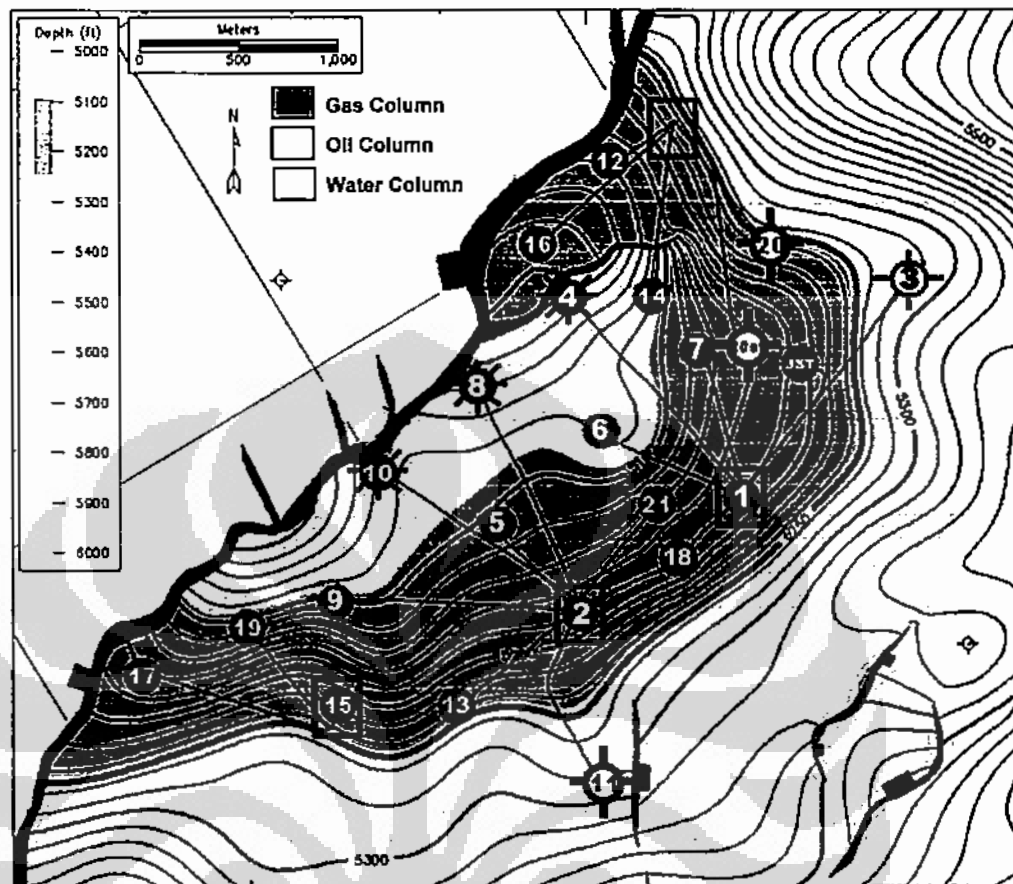
Gambar 2.22 Krosplot Tmax vs HI untuk jenis kerogen dan tingkat kematangan dan TOC vs HI untuk kandungan Organik pada Blok Delta, Sub-Cekungan Jambi (Marpaung, et. al, 2005)

b) Seal (batuan penutup)

Seal, batuan penutup pada petroleum system Sub-Cekungan Jambi secara umum berupa lapisan shale cukup tebal yang berada di atas reservoir Formasi Talang Akar dan Gumai itu sendiri (intraformational seal rock). Seal rock pada reservoir batugamping Formasi Batu Raja juga berupa lapisan shale yang berasal dari Formasi Gumai. Pada reservoir batupasir Formasi Air Benakat dan Muara enim, shale yang bersifat intraformational juga menjadi seal rock yang baik untuk menjebak hidrokarbon.

c) Trap (Jebakan)

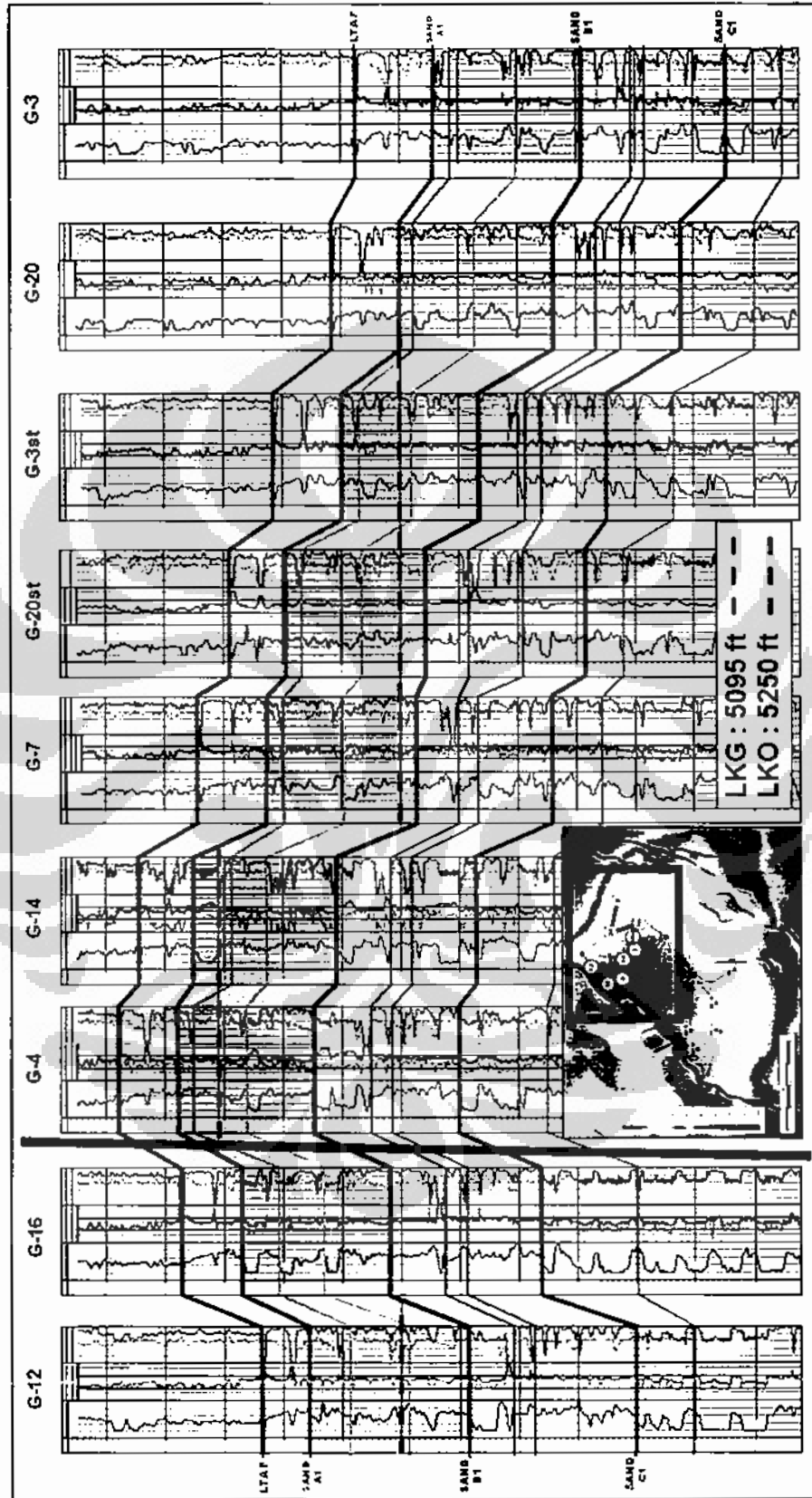
Jebakan hidrokarbon pada Blok Jabung, sub-cekungan Jambi terdiri atas dua tipe, yaitu tipe jebakan stratigrafi dan tipe jebakan struktur. Tipe jebakan stratigrafi pada umumnya berupa batupasir yang membaji atau batupasir melensa yang terdapat pada Formasi Lower Talang Akar yang diendapkan pada lingkungan *fluvial* hingga transisi. Tipe jebakan struktur secara umum dikontrol oleh struktur-struktur tua dan struktur yang lebih muda. Jebakan struktur tua ini berkombinasi dengan sesar naik sistem *wrench fault* yang lebih muda. Pada Lapangan Gita, jebakan hidrokarbon terbentuk dari jebakan struktur berupa *three ways dip closure faulted-anticline* (Gambar 2.23)



Gambar 2.23 Jebakan struktur pada lapangan Gita. Warna merah muda menunjukkan kolom gas dan warna hijau menunjukkan kolom minyak serta biru muda menunjukkan kolom air.

d) Reservoir

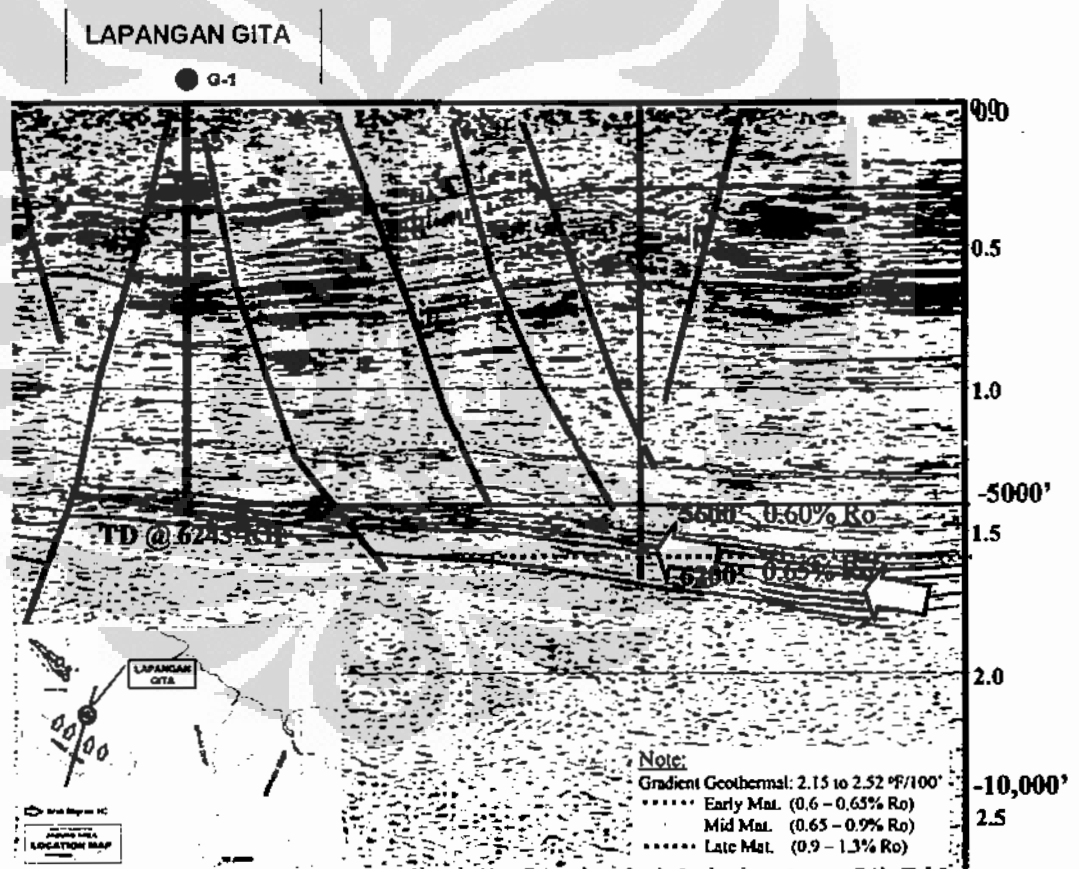
Reservoir utama penghasil hidrokarbon di Sub-Cekungan Jambi adalah pada batupasir berumur Oligo-Miosen Formasi Talang Akar. Sub-Cekungan Jambi, sekitar 70% minyaknya diproduksi dari formasi tersebut selain dari Gumai, Lahat, Formasi Batu Raja dan Air Benakat. Reservoir Formasi Talang Akar dengan karakteristik yang baik adalah pada bagian bawah formasi ini yang tersusun oleh batupasir *fluvio-deltaic* dengan ukuran butir sedang-sangat kasar dengan porositas dan permeabilitas sedang-baik. Gambar 2.24 menunjukkan kolom hidrokarbon dan fluida pada Reservoir-A Formasi Talang Akar Bawah (LTAF) lapangan Gita.



Gambar 2.24 Kolom hidrokarbon Reservoir-A, Formasi Talang Akar Bawah / LTAF, pada korelasi struktur sumur-sumur lapangan Gita. Warna merah menunjukkan kolom Gas, warna hijau menunjukkan kolom minyak dan warna biru menunjukkan kolom fluida atau air.

e) Migration (migrasi)

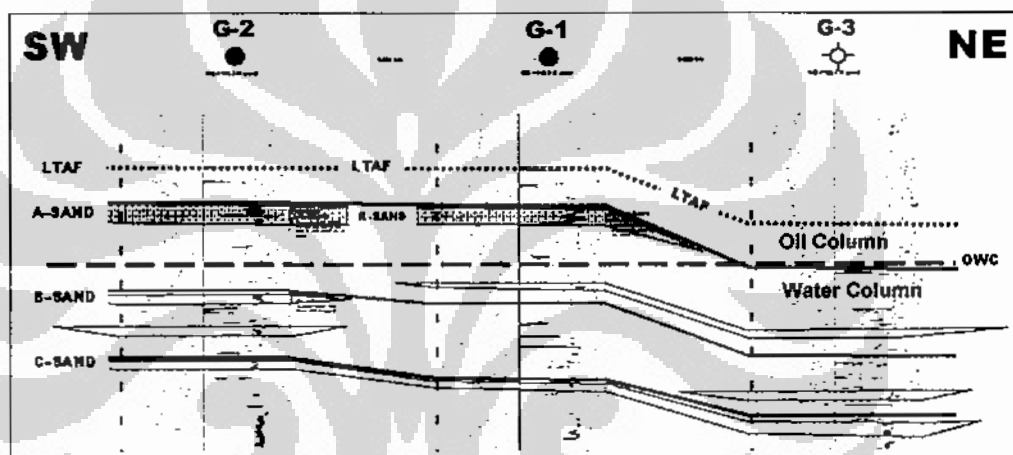
Migrasi minyak terjadi secara vertikal dan horizontal dari *source rock* serpih dan batubara pada Formasi Lahat dan Talang Akar. Migrasi vertikal dapat terjadi melalui rekahan-rekahan dan daerah sesar turun mayor. Terdapatnya resapan minyak dan akumulasi minyak di dalam Air benakat adalah sebagai bukti yang mengindikasikan adanya migrasi vertikal melalui daerah sesar kala Plio-Pleistosen. Migrasi secara lateral terjadi secara *intraformational* serpih dan batubara di dalam Formasi Talang Akar Bawah yang diendapkan pada lingkungan *fluvial* hingga transisi. Gambar 2.25 menunjukkan perkiraan penyebaran dan jalur migrasi pada lapangan Gita yang terjadi secara horizontal dari arah selatan.



Gambar 2.25 Estimasi penyebaran atau jalur migrasi hidrokarbon pada lapangan Gita, Blok Jabung, Sub-Cekungan Jambi

## 2.9 Hasil Studi Awal Daerah Penelitian

Pada tahap pengembangan awal lapangan Gita, telah dilakukan studi karakterisasi reservoir dengan pendekatan seismik atribut hibrid berdasarkan amplitudo. Dari konstrain tiga sumur eksplorasi (Gambar 2.26), diketahui terdapat minyak pada Reservoir-A Formasi Talang Akar Bawah (Lower Talang Akar /LTAF) pada sumur minyak G-1 dan G-2 serta satu sumur delineasi yaitu sumur G-3. Karakter Reservoir-A berupa batupasir dengan ketebalan *net pay* sebesar 24 feet, porositas 22 %, saturasi air 25 % dan permeabilitas 868 mD. Tekanan Reservoir-A pada Formasi LTAF sebesar 2100 hingga 2300 psia.

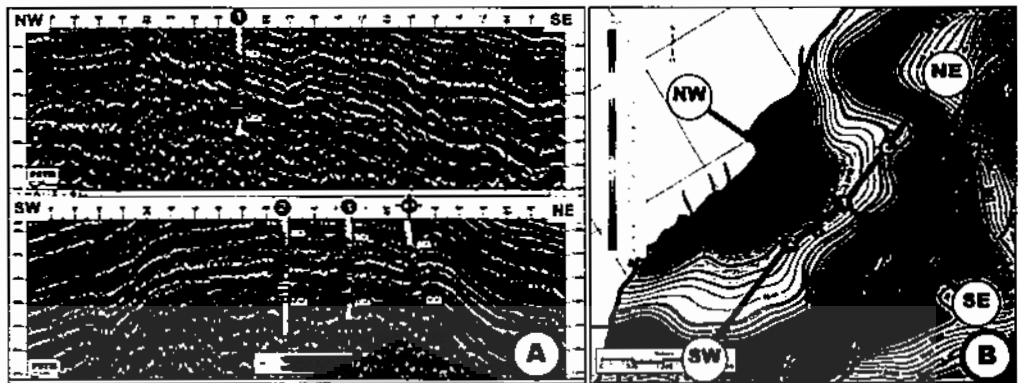


Gambar 2.26. Sumur eksplorasi pada lapangan Gita. Reservoir minyak terdapat pada Reservoir-A Formasi LTAF (Alamsyah, M.N. et. al, 2008).

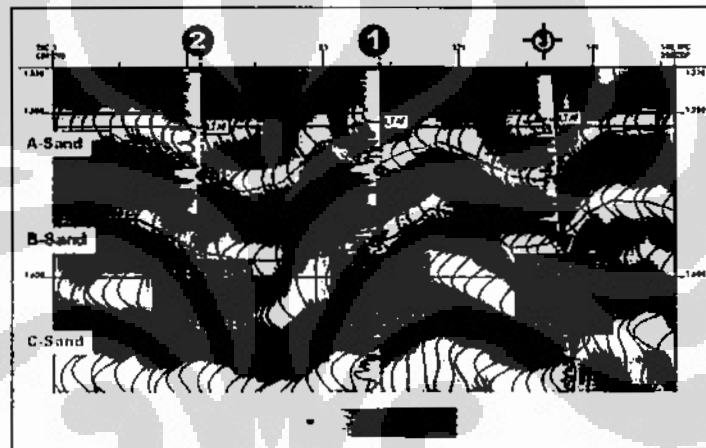
Gambar 2.27(A) menunjukkan *dip* dan *strike* struktur lapangan Gita dari penampang seismik, dan Gambar 2.27(B) adalah peta struktur kedalaman Reservoir-A pada Formasi LTAF yang merupakan struktur *faulted anticline* dengan *three ways dip-closure*.

Dari analisis data seismik *flattened* horison LTAF (Gambar 2.28), terlihat adanya tiga *channel* deposit pada Reservoir-A dimana pada sumur G-1 dan G-2 menebus deposit yang tebal dan sumur G-3 menebus deposit yang tipis atau berada disisi *channel* deposit. Ketiga *channel* deposit ini menunjukkan karakter amplitudo seismik yaitu palung (*troughs*) yang bernilai negatif (*polaritas normal*). Hal ini menjadi ide dasar dalam melakukan analisis seismik atribut.





Gambar 2.27. (A) Penampang seismik struktur lapangan Gita. (B) Peta struktur kedalaman (dalam feet) Reservoir-A lapangan Gita (Alamsyah, M.N. et. al, 2008).

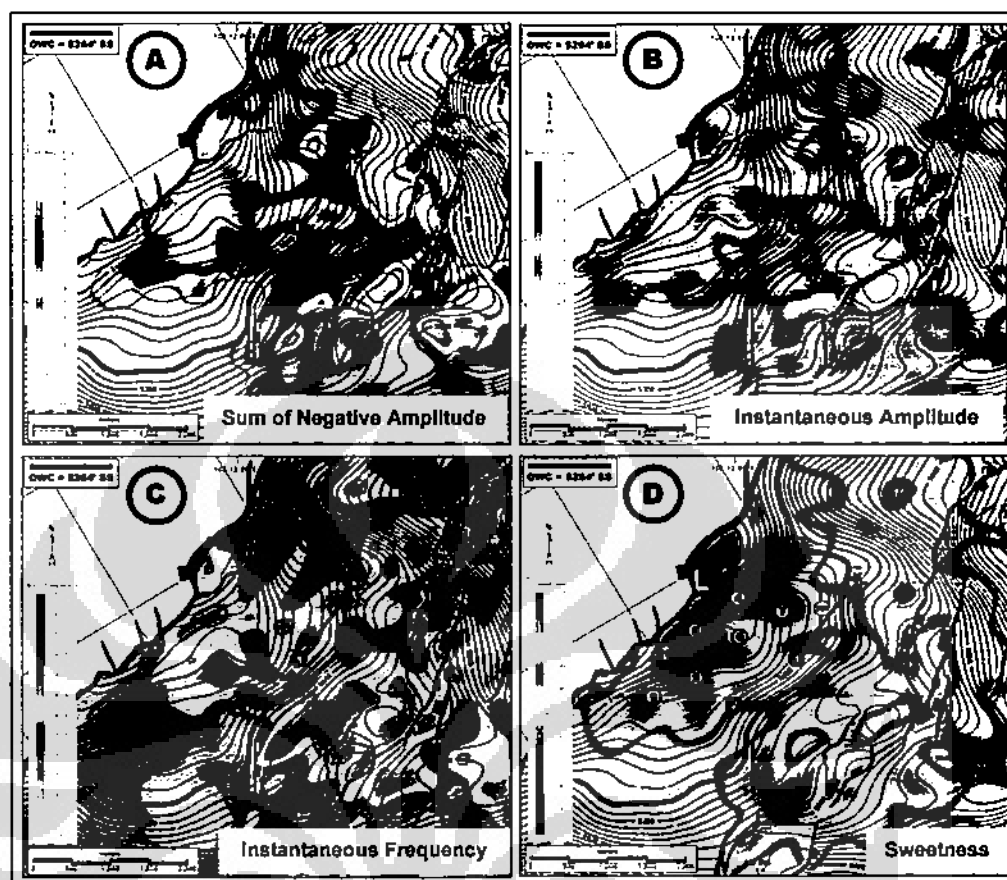


Gambar 2.28 Penampang seismik *flattened horizon* LTAf (Alamsyah, M.N. et. al, 2008).

Hasil yang diperoleh (Gambar 2.29) berupa *surface seismic attribute* dari perhitungan matematis. Adapun seismik atribut yang digunakan adalah *sum of negative amplitude*, *instantaneous frequency*, *instantaneous amplitude*, dan *sweetness*. *Sweetness* merupakan seismik atribut hibrid yang diturunkan dari persamaan :

$$sweetness = \frac{Inst.Amplitude}{\sqrt{Inst.Frequency}} \dots\dots\dots(2.20)$$

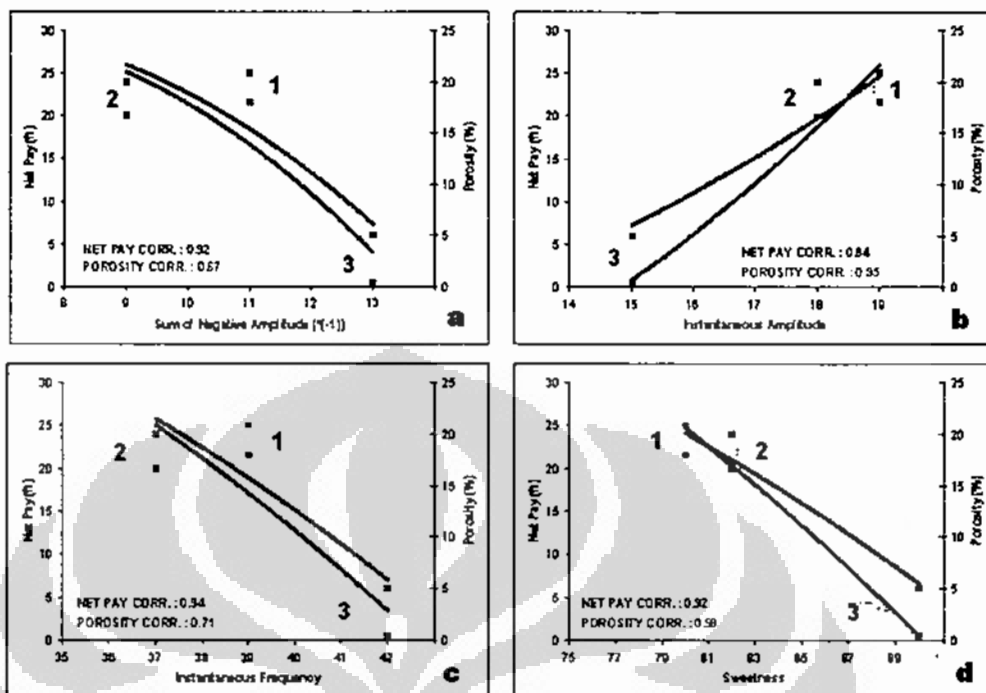
Seismik atribut *instantaneous amplitude* dan *instantaneous frequency* merupakan seismik atribut kompleks yang diturunkan dari data seismik dengan persamaan (2.4) dan (2.6). Sedangkan seismik atribut *sum of negative amplitude* merupakan seismik atribut amplitudo yang diturunkan berdasarkan perhitungan statistik dengan persamaan (2.8).



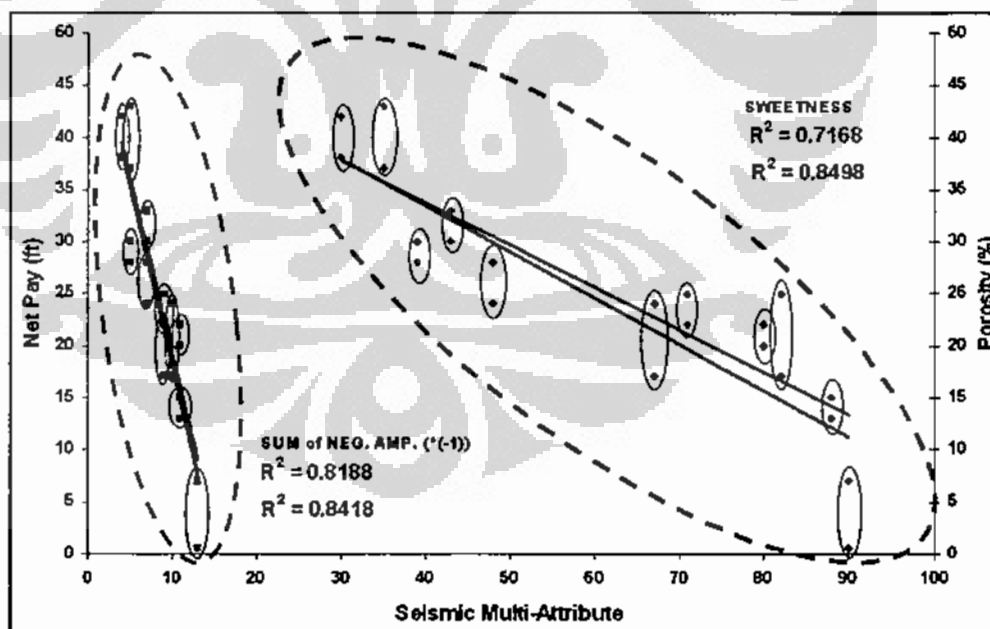
Gambar 2.29. Seismik atribut Lapangan Gita. (A) *Sum of negative amplitude*. (B) *Instantaneous Amplitude*. (C) *Instantaneous frequency*. (D) *Sweetness* (Alamsyah, M.N. et. al, 2008).

Mengacu pada Gambar 2.29, dari analisis fisika batuan, keempat atribut tersebut menunjukkan korelasi yang baik terhadap nilai fisika batuan Reservoir-A berupa porositas dan ketebalan dari 3 sumur eksplorasi seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.30.

Berdasarkan analisis tersebut, maka dapat ditentukan lokasi baru untuk beberapa sumur pengembangan seperti yang ditunjukkan pada Gambar 2.29(D). Hasil pemboran sumur-sumur pengembangan tersebut menunjukkan rasio kesuksesan yang cukup signifikan dan. Nilai korelasi seismik atribut terhadap fisika batuan reservoir tetap menunjukkan korelasi yang baik (Gambar 2.31).

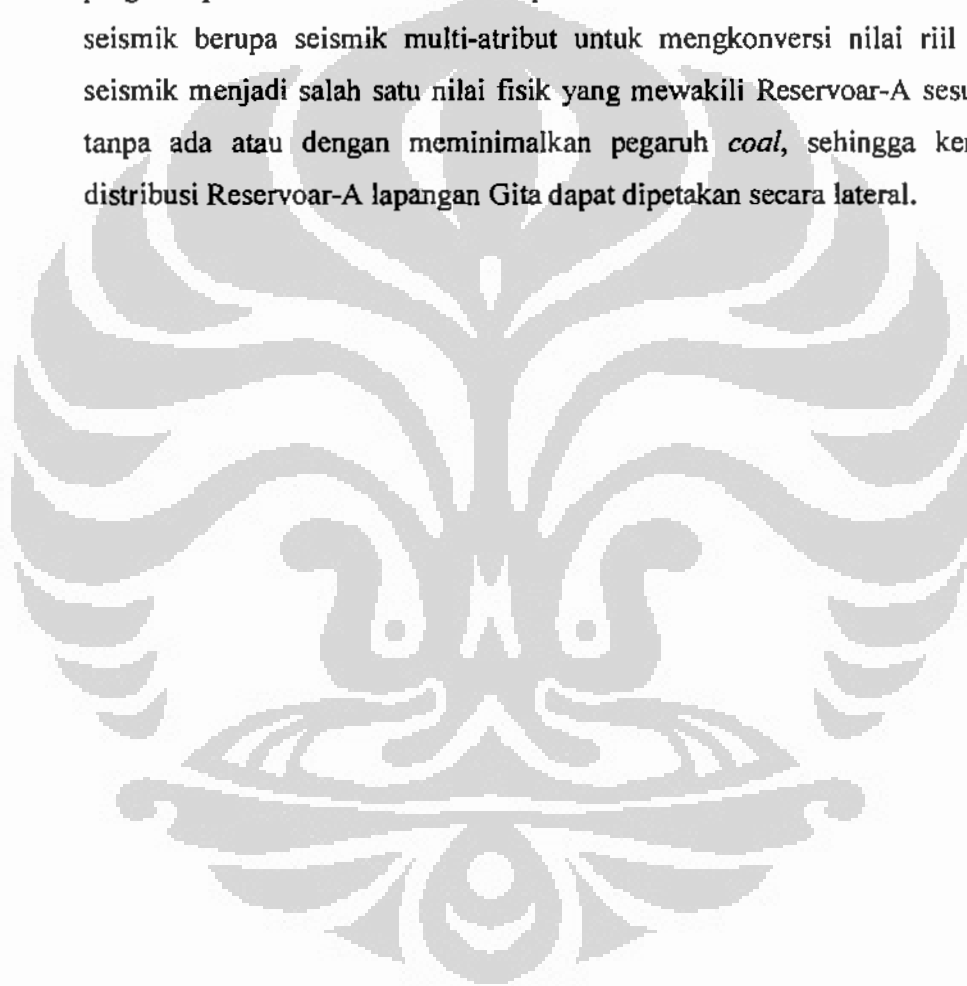


Gambar 2.30. Korelasi seismik atribut terhadap fisika batuan reservoir (Alamsyah, M.N. et. al, 2008).



Gambar 2.31. Korelasi seismik atribut terhadap fisika batuan reservoir setelah adanya sumur-sumur pengembangan (Alamsyah, M.N. et. al, 2008).

Meskipun bertambahnya sumur-sumur pengembangan dengan sukses rasio yang signifikan dan nilai korelasi seismik atribut terhadap fisika batuan reservoir dari data sumur tetap menunjukkan nilai yang baik, pengaruh batubara (coal) tidak dapat dilepaskan. Adanya pengaruh *coal* di dalam data seismik dapat mempengaruhi reflektifitas seismik sehingga memberikan nilai yang ambigu terhadap Reservoir-A yang sesungguhnya yaitu batupasir. Oleh karena itu, pada program *pressure maintenace* ini perlu diadakan studi karakterisasi reservoir seismik berupa seismik multi-atribut untuk mengkonversi nilai riil amplitudo seismik menjadi salah satu nilai fisik yang mewakili Reservoir-A sesungguhnya tanpa ada atau dengan meminimalkan pengaruh *coal*, sehingga kemenerusan distribusi Reservoir-A lapangan Gita dapat dipetakan secara lateral.



## BAB III

### METODOLOGI

#### 3.1 Daerah Penelitian

Daerah penelitian adalah Reservoir-A Formasi Talang Akar Bawah pada lapangan "Gita" (bukan nama sebenarnya). Lapangan Gita terletak di Blok Jabung, Sub-Cekungan Jambi, Cekungan Sumatera Selatan yang merupakan daerah konsesi *Petrochina International Companies in Indonesia*.

#### 3.2 Data Penelitian

Data atau materi penelitian yang digunakan berupa :

a) Data Geologi

Data geologi meliputi informasi geologi regional, kondisi struktur dan tektonik, serta urutan stratigrafi dari tiap formasi yang diperoleh dari studi literatur.

b) Data Log Sumur

Data log sumur dihasilkan dari rekaman alat logging setelah pemboran pada lapangan Gita. Data rekaman log sumur mengukur sifat-sifat fisis dan litologi batuan. Sebagai tahap uji coba, dari 21 sumur pemboran penelitian ini menggunakan 13 sumur (dari 3 sumur eksplorasi dan 10 sumur pengembangan). 13 sumur tersebut berupa 2 sumur vertikal, yaitu G-1 dan G-2, sedangkan untuk sumur deviasi ada 10 sumur yaitu, G-3, G-3ST, G-4, G-5, G-6, G-7, G-8, G-9, G-10, G-11 dan G-13. Data log dari masing-masing sumur yang digunakan dalam penelitian ini adalah data *wireline* berupa data log *Gamma Ray*, log *Resistivity* (resistivitas), log *Density* (densitas), log *Neutron Porosity*, dan log *Sonic* (Kecepatan Gelombang P atau Vp).

c) *Data Marker Geologi*

Data marker memberikan informasi kedalaman target serta batas antar *litologi* pada formasi batuan. Data diperoleh dari hasil korelasi struktur dan stratigrafi antar sumur. Marker yang digunakan adalah LTAF, A1 (Reservoir-A), B1, C1.

d) *Data Deviasi Sumur*

Data deviasi sumur memberikan gambaran bentuk dan arah *directional* (penjalaran) sumur di bawah permukaan.

e) *Data Check Shot*

Data *check shot* digunakan untuk pengikatan data seismik dan sumur (*Well Seismic Tie*) yang dilakukan pada saat akan interpretasi struktur. Pada penelitian ini data checkshot yang terkoreksi atau sudah terikat dengan data seismik ini digunakan sebagai data input pada perangkat lunak untuk melakukan analisis multi atribut.

f) *Data Seismik*

Data seismik yang digunakan adalah data seismik 3D *post stack time migration (PSTM)* dengan *Inline* 711 – 1205 dan *Xline* 96 – 496. *Sampling rate* data seismik yang digunakan adalah 2 ms.

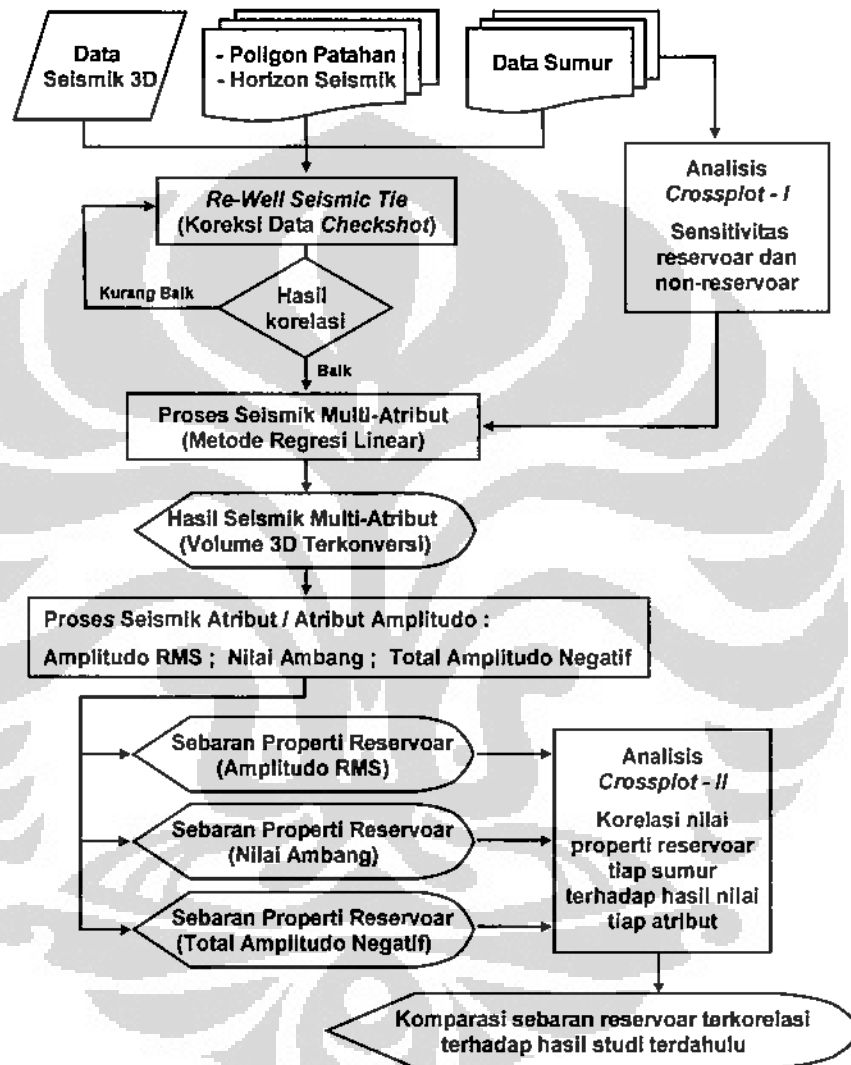
g) *Data Interpretasi Struktur dari Seismik*

Data hasil interpretasi stuktur yang digunakan adalah *surface horizon* top LTAF, *Sand A* (Reservoir-A), *Sand B*, dan *Sand C*. Data ini digunakan untuk mengetahui topografi atau kemenerusan bawah permukaan pada daerah target penelitian secara lateral. Selain itu, poligon yang menggambarkan pola dan arah patahan dari Reservoir-A juga digunakan dalam penelitian ini.

### 3.3 Pengolahan Data

Pengolahan data dalam penelitian ini menggunakan 2 perangkat lunak yaitu perangkat lunak *Hampson-Russell* dan perangkat lunak *Schlumberger Geoframe*. Perangkat lunak *Hampson-Russell* digunakan untuk menganalisis dan mengolah data sumur dan data seismik 3D dalam analisis sensitivitas reservoir dan seismik multi atribut. Modul utama yang digunakan dalam proses ini adalah *Well Explorer*, *E-log*, *Strata* dan *Emerge*. Perangkat lunak yang lain adalah perangkat

lunak dari *Schlumberger Geoframe* dengan modul utama berupa *IESX* dan *CPS-3*. Modul-modul ini digunakan pada saat pembuatan sebaran reservoir secara lateral dari data seismik multi atribut. Tahapan-tahapan yang dilakukan dalam penelitian ini adalah sebagai berikut :

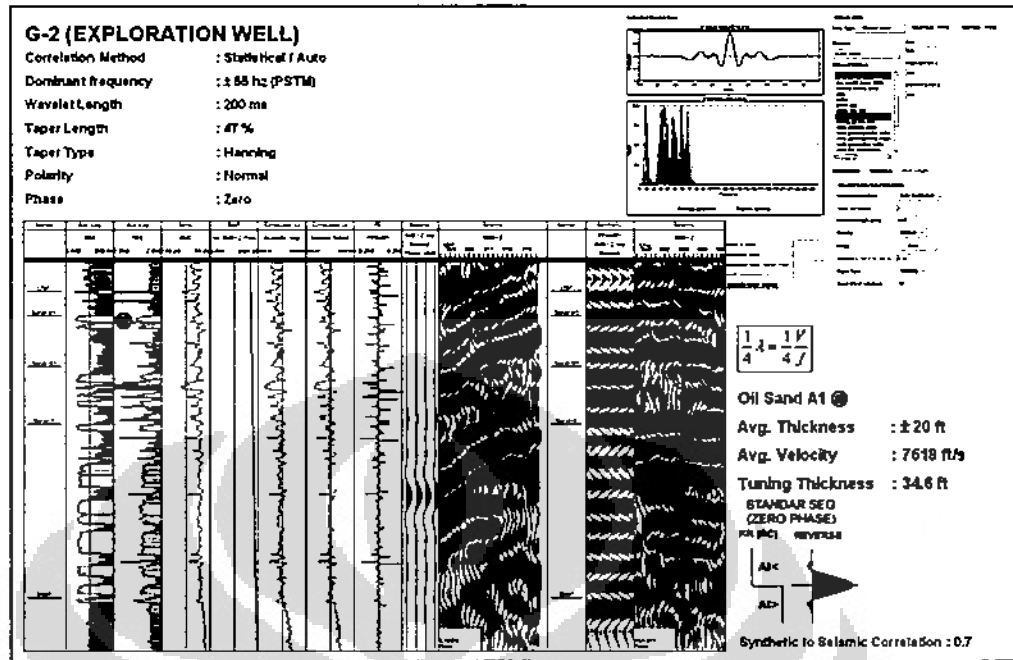


Gambar 3.1 Alur Pengolahan Data

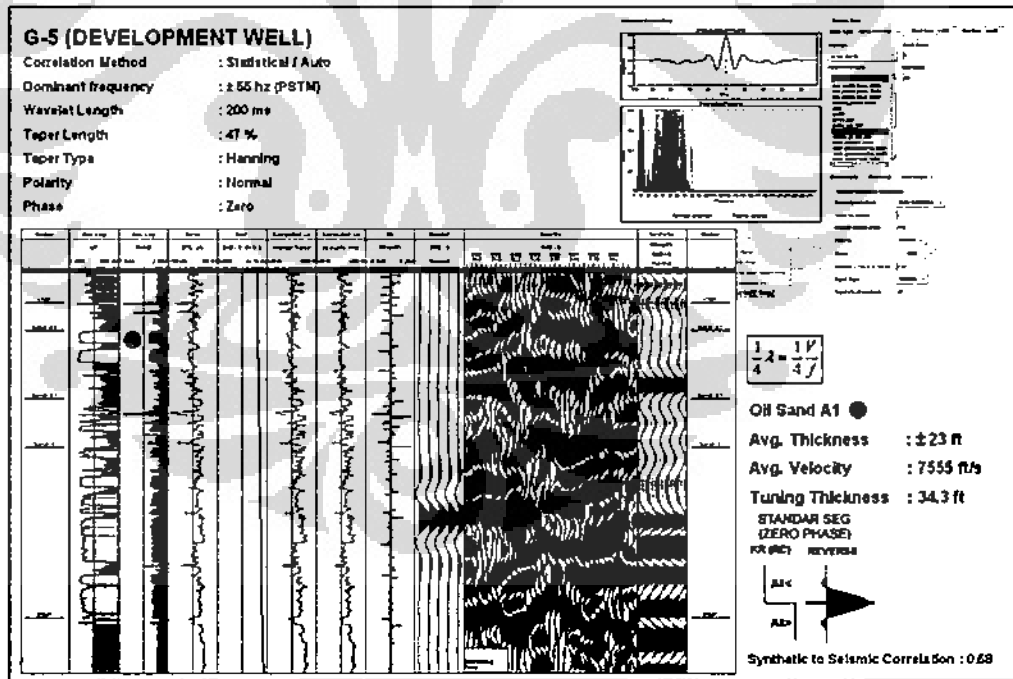
Sebelum dilakukan pengolahan data, terlebih dahulu melakukan studi literatur yang berupa geologi regional dan analisa konvensional atribut seismik dari studi terdahulu. Hasil pengolahan data nantinya akan dibandingkan dengan hasil studi literatur.







Gambar-3.3 Contoh Proses Well Seismic Tie Pada sumur G-2.



Gambar-3.4 Contoh Proses Well Seismic Tie Pada sumur G-5.

### 3.3.3 Cross plot Analisis

Seperti yang dijelaskan pada bab sebelumnya, tujuan dari analisis fisika batuan (rock physics analysis) atau analisis sensitivitas reservoir adalah mencari suatu sifat fisis yang dapat memisahkan antara zona prospek dengan zona yang tidak prospek. Analisis sensitivitas reservoir ini dilakukan dalam bentuk *cross plot*.

Untuk mengetahui *trend* yang dapat membedakan *litologi sandstone*, *coal* dan *shale* (shale) pada daerah penelitian, contoh data yang digunakan adalah Sumur G-1 dengan interval analisis dari top LTAF hingga top Sand-C1. Analisis pertama, pendekatan krosplot yang dibuat menggunakan data sumur log *Density* terhadap log *P-Impedance* dan *colour key* yang digunakan dari data log *Gamma Ray* dengan nilai batas antara litologi berporositas cukup baik dan tidak baik sebesar 150. Litologi berporositas cukup baik yakni *sandstone* dan *coal* memiliki nilai kurang dari 150. Sedangkan litologi yang memiliki porositas kurang baik memiliki nilai lebih dari 150.

Selanjutnya, analisis kedua dilakukan dengan pendekatan matematis dengan menggunakan data log *Gamma Ray* dan data log *Density*. Persamaan yang digunakan adalah persamaan GRI atau *Gamma Ray Index* atau dikenal *Pseudo Gamma Ray* terkoreksi, yaitu :

$$\text{GRI} = \text{Log } \gamma \text{ Ray} / \text{Log } \rho \text{ Density} \dots\dots\dots(3.1)$$

Asumsi persamaan ini adalah log *Gamma Ray* dan log *Density* memiliki karakter kurva yang sama, yang membedakan adalah karakter kurva pada litologi *coals*, dimana karakter kurva *coals* pada log *Density* sangat tajam jika dibandingkan dengan log *Gamma Ray*. Selain itu, nilai yang dimiliki sangat kecil ( $\pm 1.1 - 1.9$ ) pada log *Density*. Dengan asumsi ini, jika nilai log *Gamma Ray* dibagi dengan nilai log *Densitas*, maka nilai GRI yang diperoleh untuk *coals* akan lebih besar atau setara dengan nilai *shale* dibandingkan nilai GRI untuk *sandstone*.

Hasil yang diharapkan dari kedua analisis ini adalah dapat terbedakannya litologi *sandstone* terhadap *shale* dan khususnya *sandstone* terhadap *coal*.

### 3.3.4 Analisis Multi Atribut

Analisis multi atribut dilakukan untuk prediksi properti log yang didapat dari analisis sensitivitas reservoir metode krosplot. Dengan menggunakan modul *Emerge* pada *software Hampson Russell*, input data berasal dari *project* modul *Strata*. Dari analisa multiatribut tersebut akan dihasilkan volum data seismik atau *seismic cube* dengan nilainya sesuai dengan nilai data dari data log sebagai inputnya.

Dalam analisis multi atribut ini digunakan metode regresi linier, dimana modul *Emerge* memilih *single* atribut terbaik, yaitu atribut dengan nilai *error* yang kecil dengan pendekatan geostatistik. Kemudian atribut tersebut dikombinasikan dengan atribut lain, sehingga didapatkan kombinasi atribut terbaik dengan nilai *error* yang kecil, demikian seterusnya sampai didapatkan kombinasi atribut terbaik yang akan digunakan untuk proses selanjutnya.

Dari analisa tersebut akan dihasilkan kurva validasi *error* dan *cross plot*. Kurva validasi *error* memberikan informasi jumlah atribut yang digunakan dengan nilai prediksi *error* yang kecil. Prediksi *error* diharapkan menurun dengan meningkatnya jumlah atribut yang digunakan, Sedangkan *cross plot* diharapkan menunjukkan konsistensi atribut terhadap log target dalam satu *window analysis*.

### 3.3.5 Analisis Sebaran Reservoir

Setelah didapatkan *seismic cube* sesuai dengan nilai propoerti data *pseudo* log dari analisis sensitivitas reservoir dan multi atribut, tahap selanjutnya dilakukan proses seismik atribut melalui perhitungan statistik untuk mendapatkan sebaran lateral sesuai dengan *surface horizon Sand-A* (Reservoir-A) pada lapangan Gita. Pada proses ini dilakukan dengan menggunakan perangkat *Schlumberger Geoframe* modul *IESX* dan *CPS-3*.

Untuk pembuatan sebaran reservoir, pada penelitian ini proses seismik atribut menggunakan atribut RMS, atribut Total Nilai Amplitudo Negatif, dan atribut Nilai Ambang. Hasil perhitungan atribut-atribut tersebut diyakini dapat memberikan nilai yang mewakili sebaran reservoir. Perhitungan atribut-atribut tersebut dilakukan secara statistik menggunakan *single horizon* dengan *analysis*

*window* tertentu dari *surface horizon Sand-A* (Reservoir-A) yang merepresentasikan ketebalan dari *sandstone* Reservoir-A.

Hasil sebaran reservoir dari masing-masing atribut kemudian ditampilkan dengan kontur struktur kedalaman dari *surface horizon Sand-A* (Reservoir-A) untuk mengetahui sebaran Reservoir-A, batas kontak fluida terhadap hidrokarbon dan posisi kedalamannya.

### 3.3.6 Analisis *Cross plot* Properti Reservoir terhadap Nilai Sebaran Atribut

Sebagai validasi data sumur terhadap sebaran atribut secara lateral, dilakukan analisa *cross plot* untuk mengetahui hubungan antara nilai sebaran atribut dengan properti fisik data sumur berupa nilai ketebalan dan nilai porositas dari Reservoir-A. Nilai korelasi dari krosplot tersebut menunjukkan validasi dan tingkat kepercayaan bahwa sebaran yang didapat adalah benar. Hasil atribut yang berkorelasi dengan baik dianggap sebagai sebaran Reservoir-A secara lateral dan akan dibandingkan dengan hasil dari studi sebelumnya.

## BAB IV

### HASIL DAN PEMBAHASAN

#### 4.1 Analisis Data Sumur

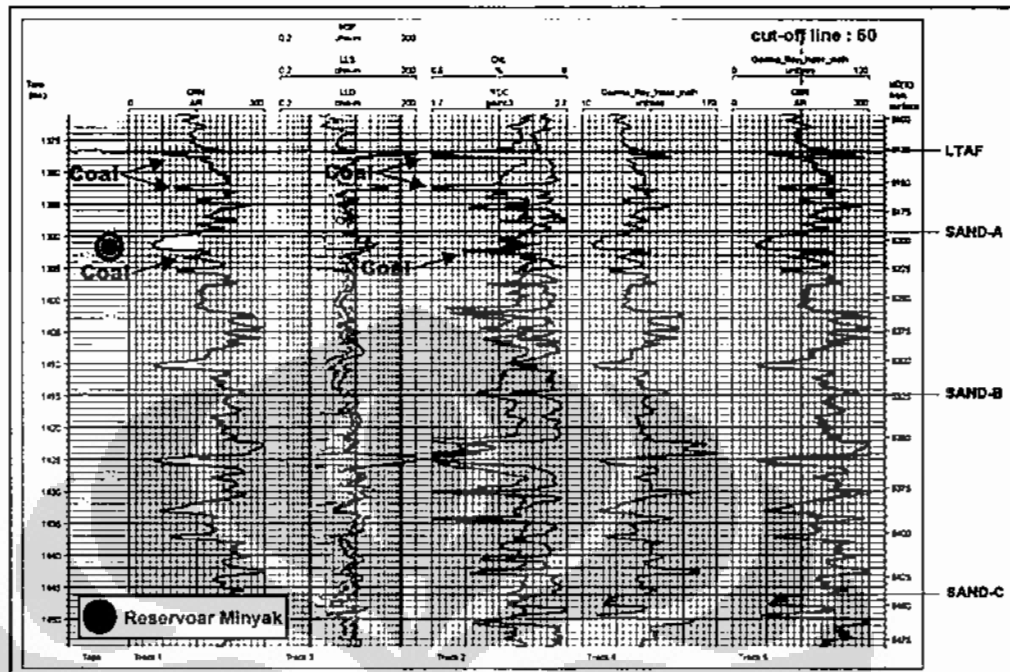
Analisis data sumur yang dilakukan dalam penelitian ini berupa analisis kualitatif, analisis tuning, dan analisis sensitivitas reservoir dengan metode krosplot.

Analisis kualitatif data sumur memberikan informasi tentang litologi daerah penelitian berdasarkan karakteristik log sumur. Gambar 4.1 dan Gambar 4.2 adalah contoh data sumur G-1 dan G-6. Data log yang dianalisis adalah log *Gamma Ray* (Track 1), log *Resistivity* (Track 2), log *Density* (Track 3 dengan garis biru), dan log *Neutron Porosity* (Track 4 dengan garis merah) untuk mengukur sifat-sifat fisis dan litologi batuan dari sumur. Berdasarkan data log, batuan berporositas bagus, *sandstone* dan *coal*, mempunyai nilai log *Gamma Ray* dan log *Density* yang kecil, namun untuk batubara memiliki nilai densitas yang jauh lebih kecil daripada batupasir. Ciri lain yang khas dari keberadaan batubara adalah nilai log *Neutron Porosity* yang membesar secara signifikan dibandingkan batupasir. Adanya batubara ini dapat dilihat dari bentuk kurva log *Density* dan log *Neutron Porosity* yang meruncing (*spike*) secara bersamaan ke arah kiri pada kolom (track) 2 Gambar 4.1 dan pada kolom (track) 3 Gambar 4.2. Batuan *shale* (serpih) yang berporositas kurang atau tidak ada memiliki nilai log *Gamma Ray* dan log *Density* yang besar dengan nilai log *Neutron Porosity* yang kecil. Selain itu, batuan berporositas bagus juga dapat terlihat pada nilai resistivitas dengan adanya separasi yang signifikan antara MSF dan LLD. Nilai resistivitas MSF menunjukkan nilai yang kecil dibandingkan nilai LLD. Hal ini dikarenakan adanya *mud cake* pada dinding batupasir di lubang bor sehingga nilai resistivitas *mud cake* terukur oleh log MSF. Keberadaan hidrokarbon ataupun fluida pada batuan reservoir dapat dikeahui dari log resistivitas dan kombinasi antara log densitas dan log *neutron porosity*. Untuk keberadaan gas atau minyak, log resistivitas memberikan nilai yang cukup besar, sedangkan kombinasi antara log densitas dan log *Neutron Porosity* menunjukkan pola *crossover* dengan

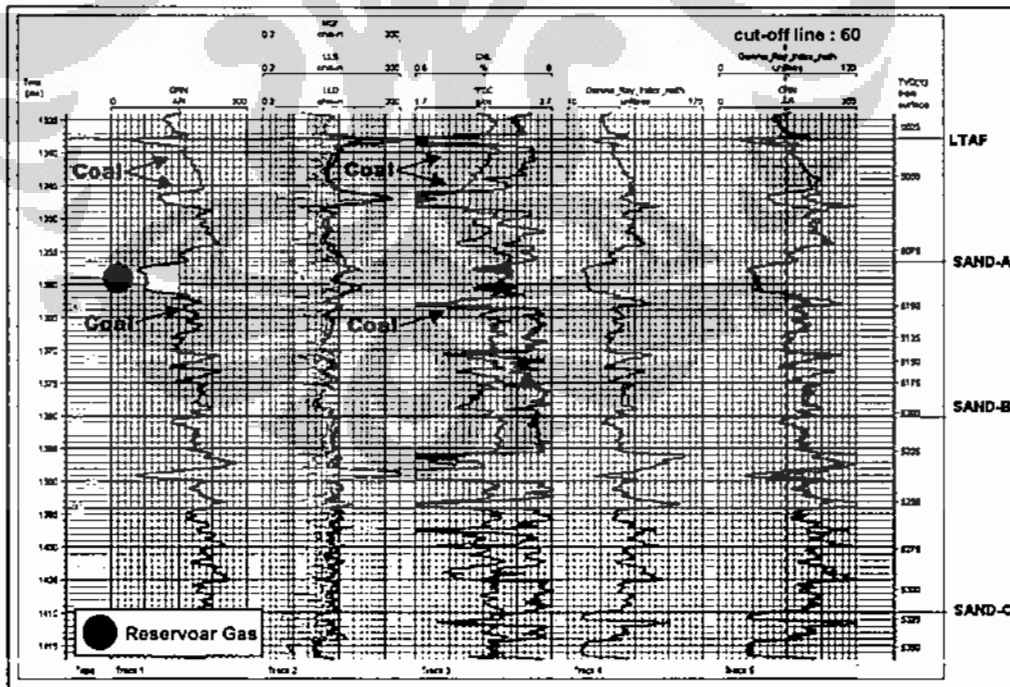
mencecilnya nilai log *Density* dan log *Neutron Porosity*. Hal yang membedakan jenis hidrokarbon dan fluida adalah dari pola kurva kedua log tersebut. Contoh pada Gambar 4.1, lingkaran hijau menunjukkan reservoir A yang berisi minyak, jika jenis hidrokarbon berupa minyak atau air, maka separasi *crossover* keduanya menyempit dengan pola kurvanya selaras, dan untuk minyak nilai resistivitasnya (LLD) tinggi sedangkan air sebaliknya. Jika jenis hidrokarbon berupa gas, maka separasi *crossover* dari kedua kurva tersebut melebar dan arahnya berlawanan. Hal ini dapat dilihat pada Gambar 4.2, lingkaran merah menunjukkan zona Reservoir-A terisi oleh gas pada sumur G-6.

Berdasarkan stratigrafi daerah penelitian (BAB II, Gambar 2.20), pada Formasi Talang Akar Bawah atau LTAF, karakter kurva log lapangan gita memiliki kesamaan karakter log pada sumur-sumur di daerah cekungan Sumatra Selatan jika dibandingkan dengan hasil studi dari Ginger dan Fielding tahun 2005. Sesuai dengan tipe lingkungan pengendapan yang berupa sistem *fluvial* pada umumnya, pola log *Gamma Ray* pada daerah penelitian khususnya Reservoir-A (Sand-A) mempunyai bentuk *bell shape* yang diasosiasikan sebagai *finning upward* (merekpresentasikan keheterogenitasan batuan reservoir), dimana *range* besar butir pada setiap level cenderung sama, namun jumlahnya memperlihatkan gradasi (fraksi butir halus dalam artian lempung yang bersifat radioaktif makin banyak ke arah atas). Adanya sisipan *coal* dan bentuk *bell shape* pada litologi interval pada Reservoir-A serta dibandingkan dengan hasil studi dari Ginger dan Fielding tahun 2005 (Gambar 2.20), menunjukkan bahwa perkiraan lingkungan pengendapan pada interval Reservoir-A (Sand-A) adalah daerah *anastomosed river* atau *multiple channel* dan *coastal plain*.

Contoh data sumur penunjuang yang lain dari daerah penelitian selanjutnya dapat dilihat pada Lampiran-A.



Gambar 4.1 Data Sumur G-1.



Gambar 4.2 Data Sumur G-6

Analisis tuning dilakukan untuk mengetahui ketebalan minimum lapisan batupasir yang masih dapat diresolusi secara teoritis dari data seismik. Berdasarkan wavelet yang diekstrak dari proses *well seismic tie* dari tiap-tiap data sumur (interval LTAF-BSMNT), rata-rata frekuensi dominan yang didapat adalah sekitar 50 Hz dan rata-rata kecepatan gelombang P atau Vp pada Reservoir-A sebesar 7584 ft/s (Gambar 3.2, 3.3 dan 3.4). Sesuai dengan persamaan dasar resolusi vertikal (Persamaan 4.1), ketebalan tuning untuk lapisan Reservoir-A dapat ditentukan.

$$\lambda = \frac{V}{f} \dots\dots\dots (4.1)$$

Tabel 4.1 menunjukkan hasil perhitungan analisis tuning, rata-rata ketebalan tuning Reservoir-A yang diperoleh adalah seperempat panjang gelombang, yaitu sekitar 38 ft (5ms).

Berdasarkan data ketebalan Reservoir-A dari data log, maka dapat dilihat bahwa rata-rata ketebalan Reservoir-A berada dibawah ketebalan tuning, dengan ketebalan berkisar antara 22 ft (3 ms). Hal ini sangatlah sulit untuk mendefinisikan Reservoir-A dengan kondisi tersebut. Sebagai alternatif, digunakan metoda perhitungan statistik dari atribut amplitudo untuk menentukan penyebaran lateral Reservoir-A tersebut.

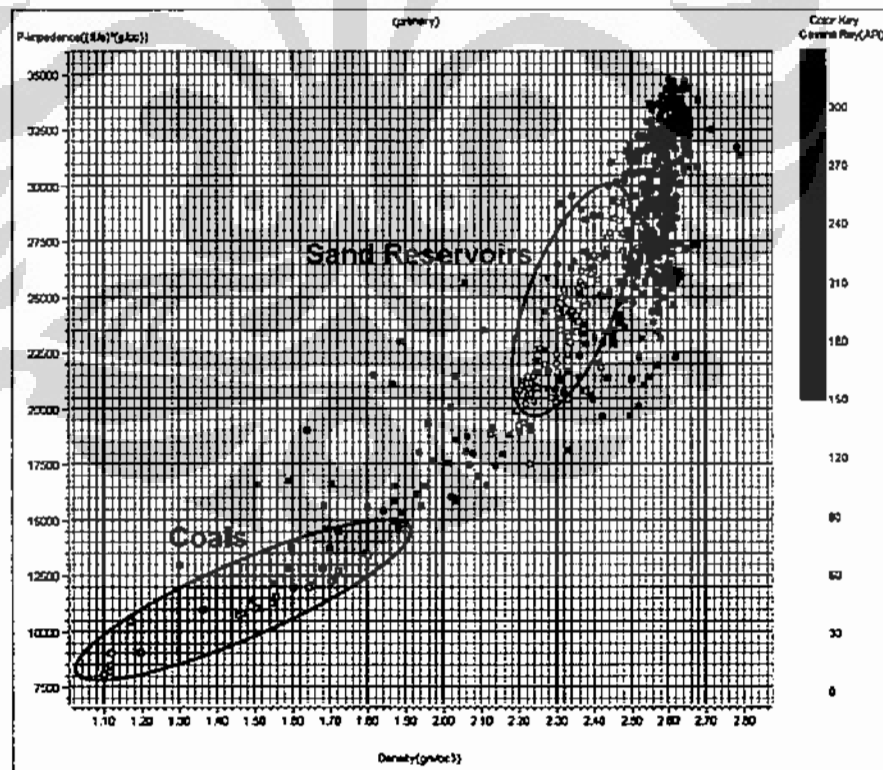
**Tabel 4.1 Analisis Tuning Reservoir-A Lapangan Gita**

No.	Wells	Content	Reservoir Properties		Sand-A reservoir Tuning Analysis				
			Sand Thickness (ft)	Average Velocity (ft/s)	Dominant Frequency (Hz)	Average Thickness (ft) (ms)		1/4 Lambda (ft) (ms)	
1	G-1	OH	22	7584	50	22	3	38	5
2	G-2	OH	25						
3	G-3	OH	7						
	G-3st	OH	17						
4	G-4	OH	24						
5	G-5	OH	42						
6	G-6	OH	13						
7	G-7	OH	28						
8	G-8	OH	30						
9	G-9	OH	25						
10	G-10	OH	43						
11	G-11	OH	27						
12	G-12	OH	6						
13	G-13	OH	44						
14	G-14	OH	33						
15	G-15	OH	23						
16	G-16	OH	32						
17	G-17	OH	20						
18	G-18	OH	39						
19	G-19	OH	37						
20	G-20	OH	13						
	G-20st	N/A	0.7						
21	G-21	OH	34.6						



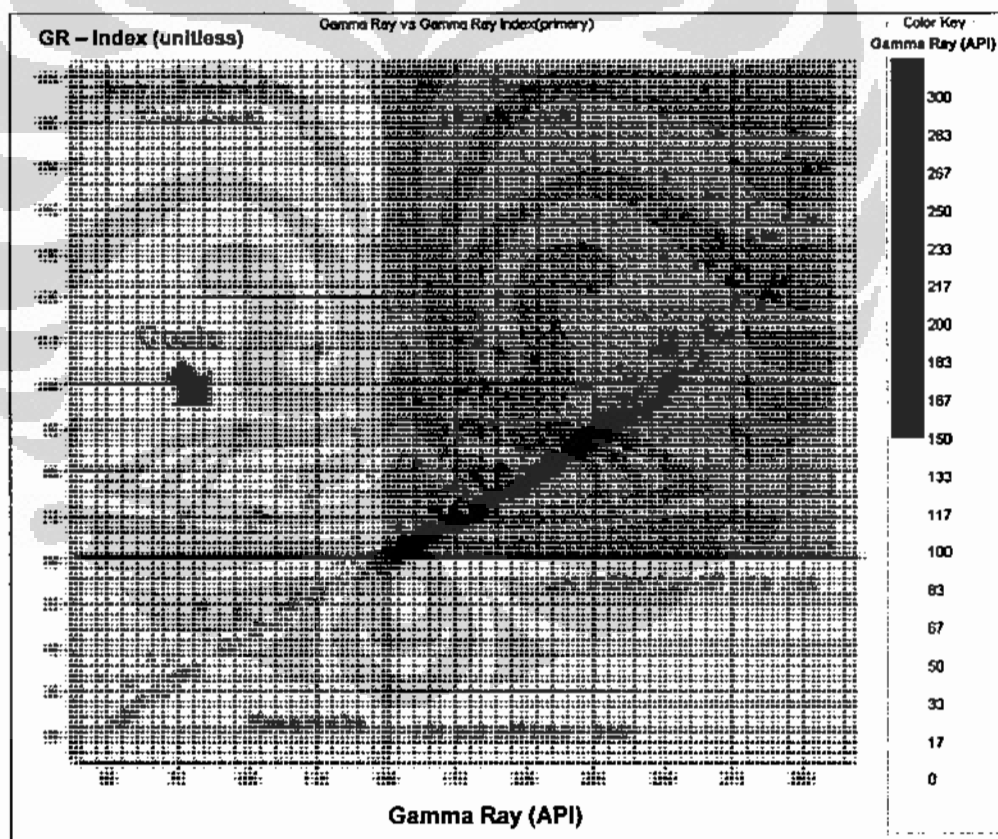
Analisis sensitivitas reservoir dengan metode krosplot digunakan untuk mengetahui *trend* atau parameter fisis yang dapat membedakan litologi batuan berdasarkan data sumur. Untuk mengetahui *trend* yang dapat membedakan litologi *sandstone*, *coal* dan *shale* pada daerah penelitian, contoh data yang digunakan adalah Sumur G-1 dengan interval analisis dari top LTAF hingga top Sand-C1.

Analisis pertama, pendekatan *cross plot* yang dibuat menggunakan data sumur log *Density* terhadap log *P-Impedance* (hasil perkalian log *Density* dan log *Sonic*) dan *colour key* yang digunakan dari data log *Gamma Ray* dengan nilai batas antara litologi berporositas cukup baik (*sandstone* dan *coal*) dan tidak baik (*shale*) sebesar 150. Dilihat dari hasil krosplot dengan pewarnaan (*color key*) *Gamma Ray* dengan nilai *cut-off* 150, nilai *P-Impedance overlap* antara batupasir dan serpih. Akan tetapi jika kita membuat sebaran nilai impedansi akustik *sandstone*, maka nilai tersebut akan ambigu karena nilai yang dimiliki sama dengan nilai *shale*.



Gambar 4.3 Contoh krosplot *Density vs P-Impedance* pada sumur G-1. Warna kuning menunjukkan batupasir (*sandstone*) dan batubara (*coal*), sedangkan warna hijau menunjukkan serpih (*shale*).

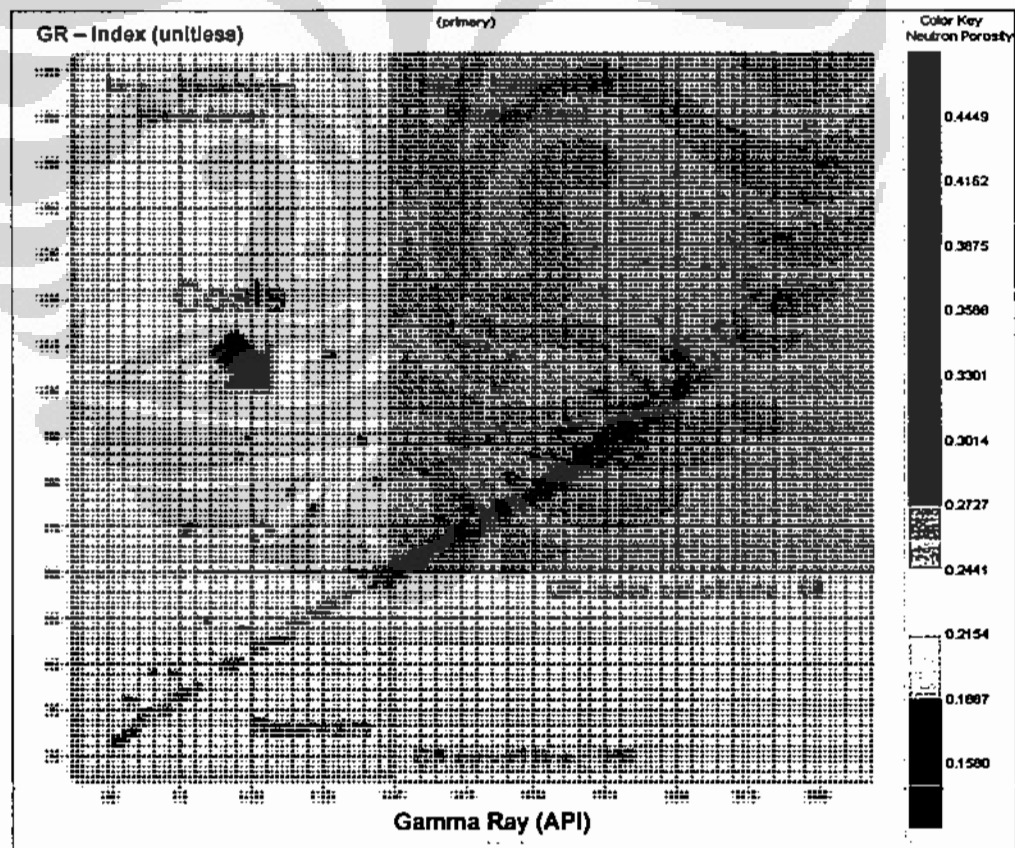
Analisis kedua dilakukan dengan pendekatan matematis dengan menggunakan data log *Gamma Ray* dan data log *Density*. Persamaan yang digunakan adalah persamaan GRI (Persamaan 3.1) atau *Gamma Ray Index* atau dikenal *Pseudo Gamma Ray* terkoreksi. Berdasarkan hasil krosplot diketahui adanya pemisahan yang signifikan antara reservoir *sandstone*, *coal*, dan *shale*. Terlihat pada Gambar 4.4, bahwa reservoir *sandstone* berada pada zona *Gamma Ray Index* rendah dengan batasan nilai *cut-off* sebesar 60. Angka 60 didapat dari analisis kualitatif antara log *Gamma Ray* (kisaran nilai 0 – 300) terhadap nilai log *Gamma Ray Index* (kisaran nilai 0 – 120) pada Lampiran-A (Track 5), selain itu angka 60 untuk *Gamma Ray Index* dapat dibuktikan dari titik perpotongan pada krosplot yang membedakan antara litologi berporositas cukup baik (*sandstone* dan *coal*) dan tidak baik (*shale*) sebesar 150.



Gambar 4.4 Contoh krosplot *Gamma Ray* vs *Gamma Ray Index* pada sumur G-1. Warna kuning menunjukkan batupasir (*sandstone*) dan batubara (*coal*), sedangkan warna hijau menunjukkan serpih (*shale*).

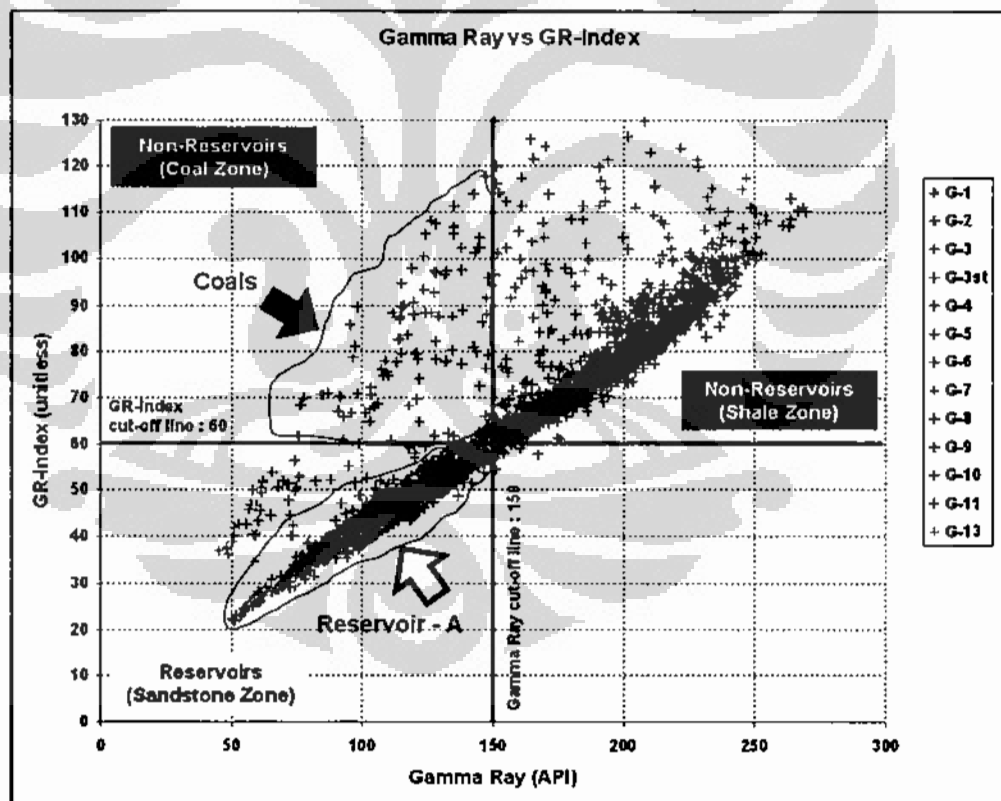
Dari krosplot, nilai serpih dan *coal* berada pada zona *Gamma Ray Index* tinggi (lebih besar dari 60) meskipun *coal* memiliki nilai *Gamma Ray* yang rendah.. Hal ini dikarenakan nilai penyebut pada persamaan 3.1 adalah nilai densitas yang memiliki kisaran nilai 1,7 - 2,7 gr/cc. Berdasarkan data log, batuan berporositas bagus (*sandstone* dan *coal*) mempunyai nilai log *Gamma Ray* dan log *Density* yang kecil, namun untuk *coal* memiliki nilai densitas yang jauh lebih kecil secara signifikan daripada *sandstone*, sehingga nilai penyebut pada persamaan 3.1 membuat nilai GRI untuk *coal* menjadi lebih besar daripada *sandstone* dan hampir sama dengan nilai *shale*.

Ciri lain yang khas dari keberadaan *coal* adalah nilai log *Neutron Porosity* yang membesar secara signifikan dibandingkan *sandstone*. Untuk membuktikan adanya diferensiasi *coal* pada zona reservoir maka pada *cross plot* yang sama *color index Gamma Ray* diganti dengan *color index Neutron Porosity*. Hasil *cross plot* terlihat pada Gambar 4.5.



Gambar 4.5 Contoh krosplot *Gamma Ray* vs *Gamma Ray Index* pada sumur G-1. Warna ungu pada *color index* menunjukkan litologi *coal*.

Gambar 4.5 membuktikan bahwa adanya diferensiasi *coal* yang signifikan dari zona reservoir. Pada *color index neutron porosity*, litologi *coal* dicirikan dengan nilai yang besar (warna ungu), sedangkan reservoir *sandstone* dicirikan dengan nilai yang kecil (warna kuning-hijau). Mengacu pada Gambar 4.4 dan 4.5, metode krosplot ini dilakukan untuk 13 data sumur yang digunakan di dalam penelitian ini. Hasil krosplot ditunjukkan pada Gambar 4.6, terlihat adanya konsistensi sebaran data. Secara linear, sebaran data reservoir *sandstone* berada pada zona nilai batas dibawah 60 untuk *Gamma Ray Index* dan nilai batas dibawah 150 API untuk *Gamma Ray*. Sedangkan nilai *coal* berada pada zona nilai batas diatas 60 untuk *Gamma Ray Index* dan nilai batas dibawah 150 API untuk *Gamma Ray*. Untuk *shale*, zona nilai batas diatas 60 untuk *Gamma Ray Index* dan nilai batas diatas 150 API untuk *Gamma Ray*.



Gambar 4.6 Krosplot *Gamma Ray* vs *Gamma Ray Index* untuk 13 sumur yang digunakan dalam penelitian.

Contoh kurva log dari hasil perhitungan persamaan 3.1 dapat dilihat pada Lampiran-A (Track 4 dan Track 5) dan hasil analisis sensitivitas reservoir dengan metode *cross plot* untuk tiap data sumur penunjuang yang lain dari daerah penelitian selanjutnya dapat dilihat pada Lampiran-B.

Hasil analisis sensitivitas reservoir dengan metode *cross plot* data sumur yang terbaik adalah hasil dari analisis kedua yaitu dengan menggunakan persamaan 3.1 dimana dibuat *pseudo* log baru yaitu *Gamma Ray Index* (GRI) yang dapat mendiferensiasi litologi *coal* dari reservoir *sandstone* secara signifikan. Sehingga metode karakterisasi reservoir dengan data seismik yang terbaik untuk mendiskripsikan nilai GRI adalah metode seismik multi atribut.

#### 4.2 Analisis Multi Atribut

Analisis multi atribut digunakan pada penelitian ini untuk memprediksi parameter fisis yang dapat memisahkan litologi *sandstone* terhadap *coal* dan *shale*. Input data yang digunakan untuk analisis ini adalah data log *Gamma Ray Index* (GRI) dan data seismik 3D. Analisis difokuskan untuk mengidentifikasi penyebaran zona prospek reservoir secara lateral menggunakan metode regresi linier multi atribut dengan memprediksi properti log dari zona target, sehingga menghasilkan volum seismik dari log tersebut. Zona prospek ini mencakup penyebaran reservoir *sandstone* yang dianggap sebagai reservoir yang produktif.

Analisa regresi linier multi atribut secara algoritma menghitung *training data set* menggunakan log original yang tersedia. Proses ini menghasilkan 2 *output* yang berupa, statistik kemungkinan kombinasi atribut internal dan *training error*, yang menunjukkan kecocokan antara log hasil prediksi dengan log original. Tabel 4.2 menunjukkan hasil analisis dari percobaan menggunakan *step-wise regression* untuk transformasi multi atribut. Percobaan dilakukan dengan menggunakan parameter konstan yaitu total internal atribut yang digunakan sebanyak 7 atribut, tujuannya adalah untuk menemukan grup atribut yang dapat digabungkan untuk memprediksi nilai *Gamma Ray Index* (GRI). Nilai *operator length* yang digunakan sebesar 9, karena untuk nilai 1 sebanding dengan regresi konvensional. Nilai *operator length* yang semakin besar dapat memprediksi nilai korelasi menjadi lebih baik. Hasil yang terbaik didapat pada analisis ke 8, untuk

transformasi multi atribut dari 13 data sumur, digunakan 6 sumur dengan jarak yang berdekatan, yaitu G-1, G-2, G-5, G-6, G-7 dan G-13. Nilai korelasi dan *error* yang dihasilkan sangat baik dibandingkan dengan analisis yang lainnya.

Gambar hasil analisis dari percobaan menggunakan *step-wise regression* untuk transformasi multi atribut dapat dilihat pada Lampiran-C.

Tabel 4.2 Hasil analisis percobaan *step-wise regression* untuk transformasi multi atribut.

Analysis No.	INPUT				RESULT							
	Parameters				Total Internal Attributes (Final)	Cross Plot		Training Result		Validation Result		
	Total Wells	Wells Out	Total Internal Attributes	Operator Length		Cross Correlation	Error	Correlation	Avg. Error	Correlation	Avg. Error	
1	13	-	7	0	4	0.45	19.28	0.45	19.28	0.36	18.99	
2	12	3set	7	0	4	0.46	19.28	0.46	19.28	0.36	17.08	
3	11	3, 3set	7	0	7	0.58	15.01	0.58	15.01	0.47	18.34	
4	10	3, 3set, 11	7	0	5	0.56	15.28	0.56	15.28	0.46	18.49	
5	9	3, 3set, 4, 11	7	0	5	0.59	14.88	0.55	14.88	0.49	18.31	
6	8	3, 3set, 4, 8, 11	7	0	8	0.61	14.43	0.61	14.43	0.46	18.51	
7	7	3, 3set, 4, 8, 9, 11	7	0	5	0.57	15.19	0.57	15.19	0.42	17.03	
8	6	3, 3set, 4, 8, 9, 10, 11	7	0	5	0.72	12.48	0.72	12.48	0.63	14.37	
9	5	3, 3set, 4, 8, 9, 10, 11, 13	7	0	8	0.57	14.81	0.57	14.81	0.46	18.11	
10	4	3, 3set, 4, 7, 8, 9, 10, 11, 13	7	0	4	0.81	14.87	0.81	14.87	0.45	17.07	

Properti log target diprediksi menggunakan sejumlah atribut. Tiap-tiap atribut saling berhubungan satu sama lain, dimana beberapa atribut memiliki sensitivitas terhadap reservoir dan beberapa atribut lainnya lebih baik dalam menampilkan informasi ataupun anomali bawah permukaan yang mula-mula tidak teridentifikasi oleh data konvensional. Untuk menentukan atribut mana saja yang akan digunakan dalam prediksi log ini, dilakukan training terhadap log target dalam hal ini *Gamma Ray Index* (GRI), dengan beberapa atribut seismik internal. Dari proses training ini diperoleh kelompok atribut seismik terbaik yang akan dipergunakan untuk memprediksi log *Gamma Ray Index* (Gambar 4.7)

Multi-Attribute List Multi Attribute List 25\_Spt

Validation criterion was used in step-wise regression.

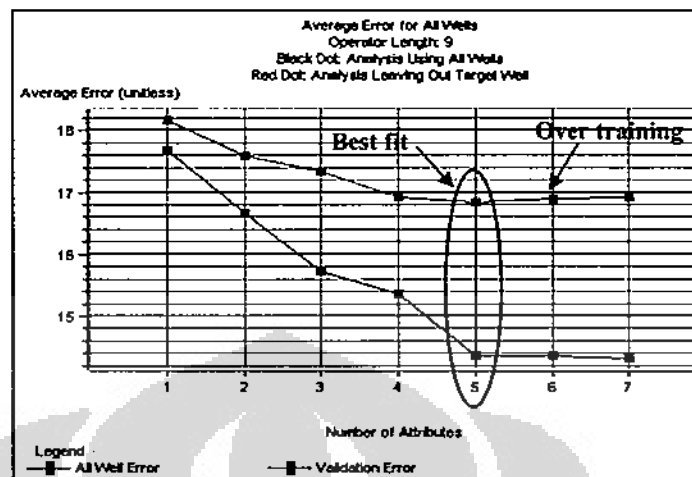
	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Gamma Ray Index	Apparent Polarity	17.683924	18.159789
2	Gamma Ray Index	Filter 45/50/55/60	16.659901	17.589500
3	Gamma Ray Index	Integrate	15.728624	17.343813
4	Gamma Ray Index	Time	15.369293	16.924326
5	Gamma Ray Index	Log(AE)	14.370051	16.835110
6	Gamma Ray Index	Y-Coordinate	14.369047	16.888392
7	Gamma Ray Index	X-Coordinate	14.330482	16.917981

There are 7 transforms.

Gambar 4.7 Kombinasi terbaik atribut internal.

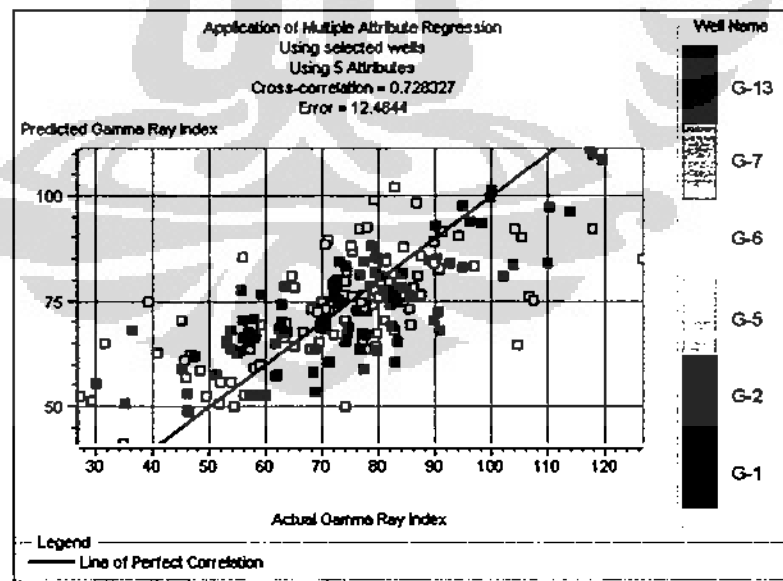
Atribut-atribut tersebut diantaranya, *Apparent Polarity*, *Filter 45/50-55/60*, *Integrate*, *Time*, dan *Log (AE)*. Dari transformasi dihasilkan 5 pasangan atribut terbaik yang di-generate dari single atribut dengan nilai prediksi error yang kecil. Properti log *Gamma Ray Index* (GRI) diprediksi dengan menggunakan 5 atribut untuk menghasilkan volum properti *Gamma Ray Index* (GRI).

Parameter untuk menentukan kelompok atribut seismik terbaik yang akan digunakan untuk memprediksi log target adalah nilai prediksi error dan validasi error. Nilai prediksi error akan menurun sejalan dengan jumlah atribut yang digunakan (semakin banyak jumlah atribut yang digunakan maka nilai prediksi errornya akan semakin kecil). Nilai validasi error yaitu nilai prediksi error yang diperoleh jika salah satu dari keenam sumur tersebut tidak disertakan dalam proses training. Dari hasil training diperoleh bahwa nilai validasi error dan prediksi error menurun hingga digunakannya lima buah atribut (Gambar 4.7). Penggunaan lebih dari lima buah atribut akan menyebabkan data menjadi 'over training' (Gambar 4.8), hal ini diperlihatkan oleh nilai *validation error* yang meningkat setelah penggunaan lebih dari lima atribut.



Gambar 4.8 Kurva prediksi error dan validasi error untuk beberapa kelompok atribut.

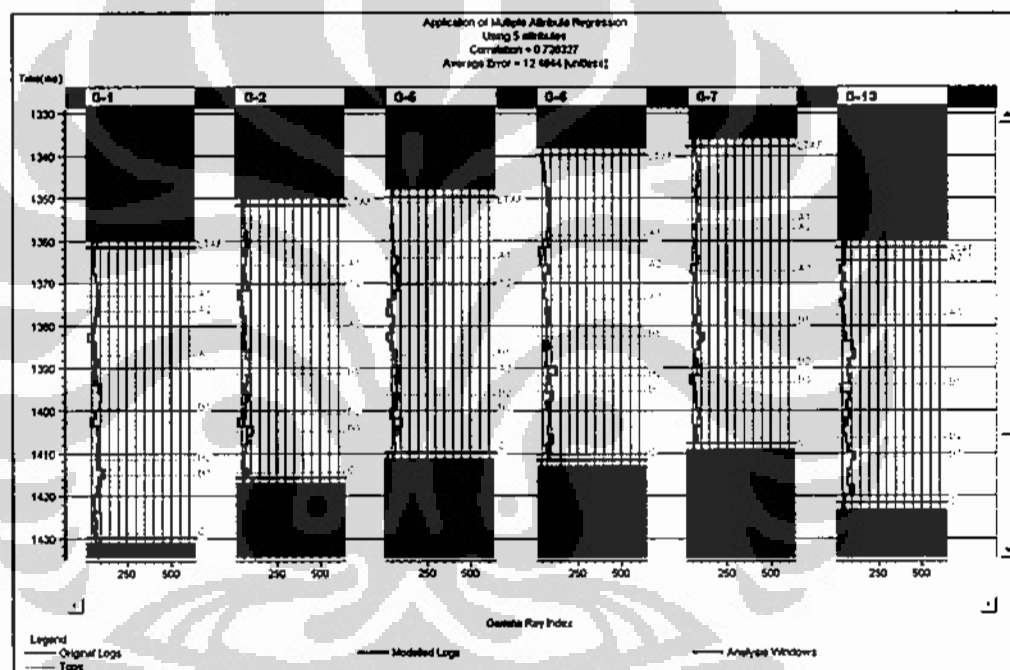
Hasil *cross plot* prediksi log *Gamma Ray Index* (GRI) dalam zona analisa, yaitu LTAF sampai *Sand-C* pada data seismik di sekitar lokasi sumur terhadap *Gamma Ray Index* (GRI) sebenarnya pada sumur tersebut. menunjukkan nilai korelasi sebesar 0.72. Hasil ini menunjukkan bahwa hasil prediksi *Gamma Ray Index* (GRI) dengan menggunakan lima atribut tersebut cukup baik. Hal ini diperlihatkan pada Gambar 4.9.



Gambar 4.9 *Crossplot* prediksi *Gamma Ray Index* (GRI) terhadap aktual *Gamma Ray Index* (GRI). Garis warna merah mengindikasikan *perfect correlation*. Dari *crossplot* tersebut diketahui nilai koefisien korelasinya adalah 0,73.

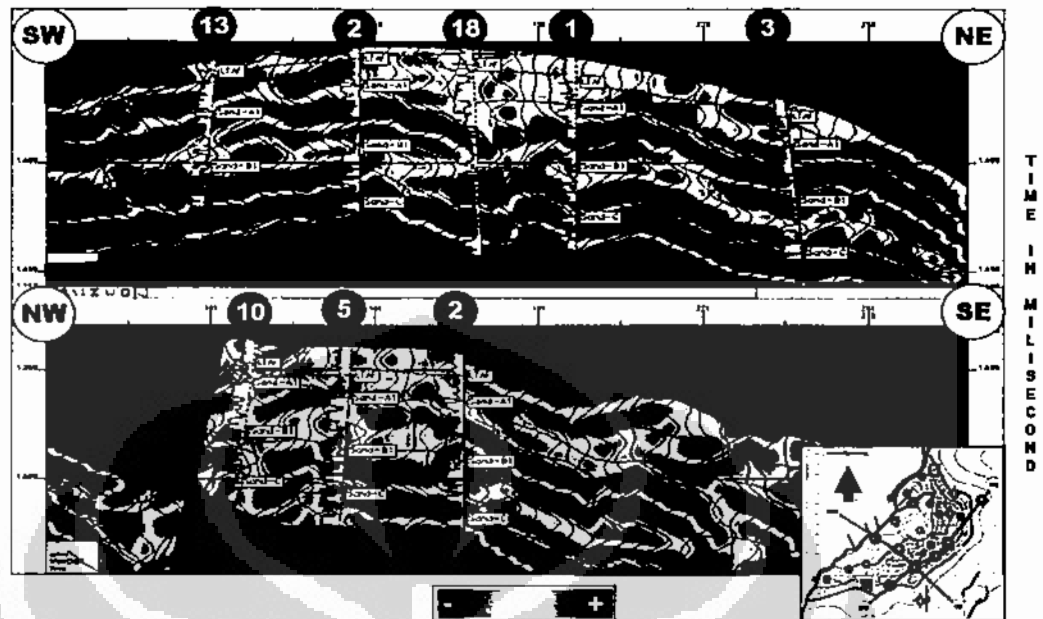


Perbandingan antara kurva *Gamma Ray Index* (GRI) sebenarnya (kurva hitam) dengan kurva *Gamma Ray Index* (GRI) hasil prediksi (kurva merah) terdapat pada *application plot* (Gambar 4.10). *Application plot* yang menunjukkan konsistensi antara prediksi log dari transformasi multiatribut dengan log target *Gamma Ray Index* (GRI). Plot warna merah menunjukkan prediksi log dari transformasi multiatribut, plot warna hitam menunjukkan log target, dan plot warna biru menunjukkan *window analisis*. Pada jendela analisis LTAF hingga *Sand-C*, memperlihatkan perbedaan yang tidak begitu jauh. Nilai korelasi antara gamma ray hasil prediksi dengan gamma ray yang sebenarnya sebesar 0.72.

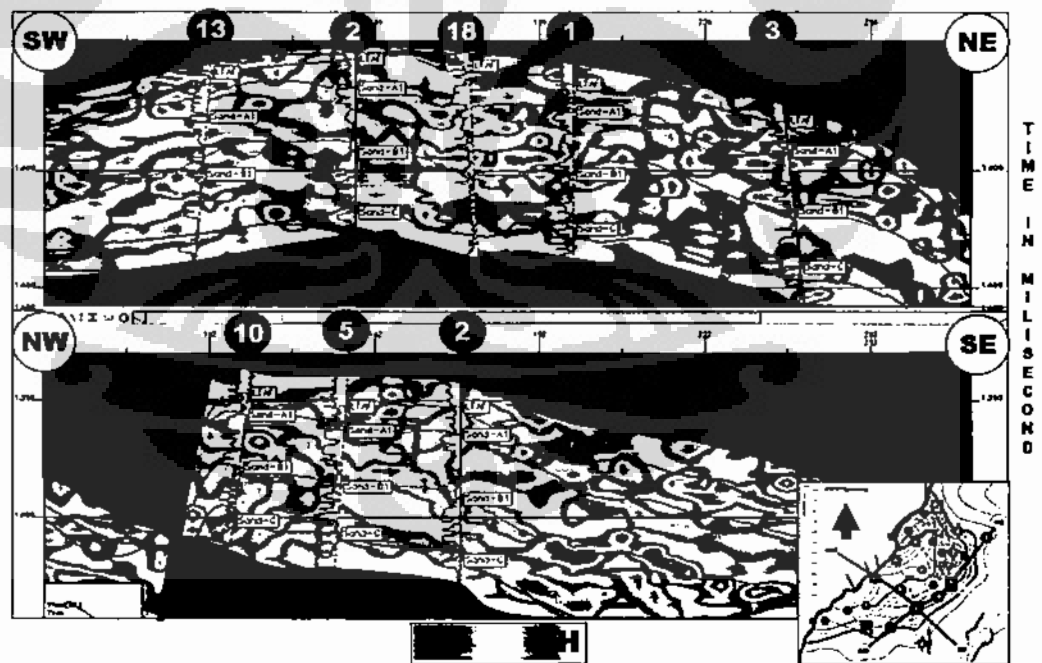


Gambar 4.10 *Application plot*. Perbandingan antara kurva *Gamma Ray Index* (GRI) sebenarnya dengan kurva *Gamma Ray Index* (GRI) hasil prediksi.

Setelah proses training pada kedua data tersebut selesai (data log dan atribut seismik), dan hasil prediksi log dianggap cukup valid, maka hasil analisis multi atribut tersebut diterapkan pada data volum seismik 3D untuk menghasilkan *cube Gamma Ray Index* (GRI). Gambar 4.11 menunjukkan *traverse line* dari data seismik 3D lapangan Gita dan Gambar 4.12 adalah hasil dari transformasi multi atribut dengan nilai *Gamma Ray Index* (GRI).



Gambar 4.11 *Traverse line* seismik 3D lapangan Gita.



Gambar 4.12 *Traverse line* hasil dari tranformasi multi atribut dengan nilai *Gamma Ray Index* (GRI), nilai rendah (L) menunjukkan intensitas GRI yang setara dengan reservoir *sandstone*.

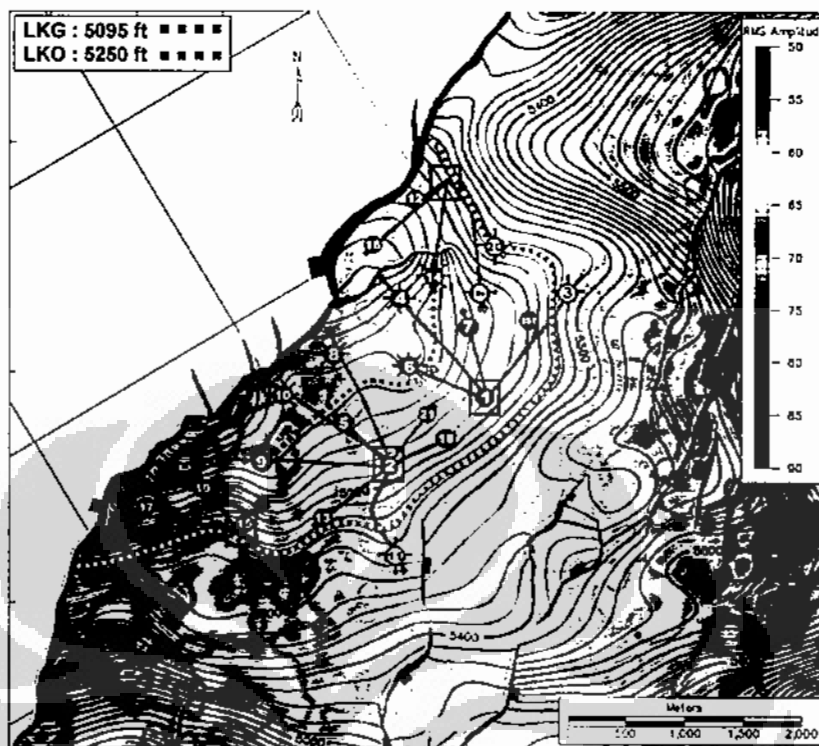
Gambar 4.12 adalah penampang dari volum properti *Gamma Ray Index* (GRI) hasil dari analisa multi atribut yang menggambarkan sebaran reservoir pada interval LTAF, khususnya Reservoir-A (Sand-A). *Pseudo Gamma Ray Index* (GRI) rendah diasosiasikan dengan *sandstone* (warna hijau – coklat, sedangkan *pseudo Gamma Ray Index* (GRI) tinggi diasosiasikan dengan *shale* (warna biru muda).

#### 4.3 Analisis Sebaran Reservoir

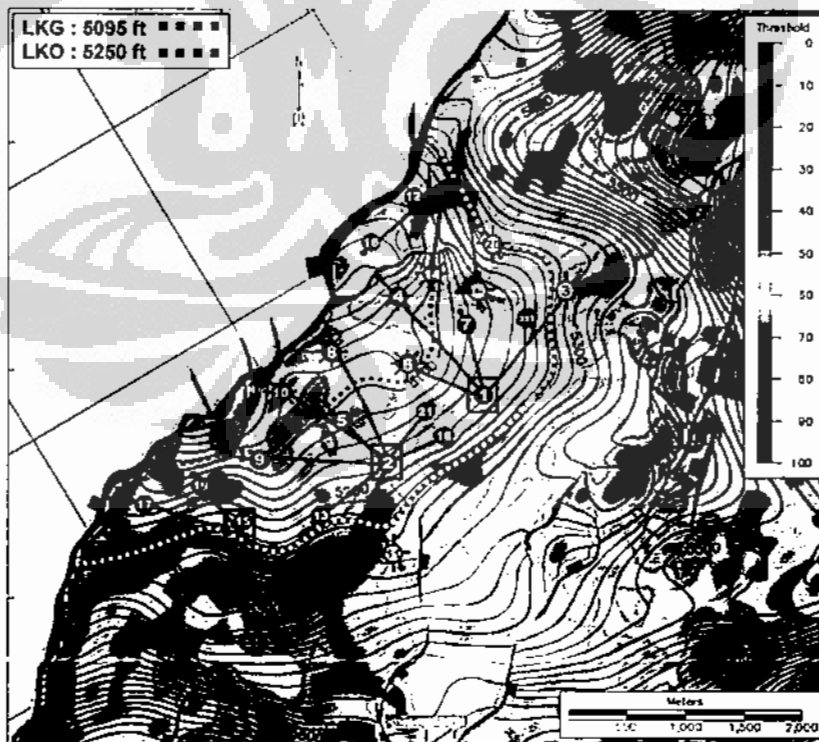
Setelah didapatkan volum properti *Gamma Ray Index* (GRI) dengan metode seismik multi-atribut, maka dilakukan analisa sebaran reservoir dari *cube Gamma Ray Index* (GRI). Untuk pembuatan sebaran reservoir, pada penelitian ini proses seismik atribut menggunakan atribut RMS, atribut Nilai Ambang, dan atribut Total Nilai Amplitudo Negatif yang diyakini hasil dari perhitungan atribut-atribut tersebut dapat memberikan nilai yang mewakili sebaran reservoir. Perhitungan atribut-atribut tersebut dilakukan secara statistik menggunakan *single horizon* dengan *analysis window* 10 ms keatas dan kebawah dari *surface horizon Sand-A* yang merepresentasikan ketebalan dari *sandstone* Reservoir A.

Hasil perhitungan atribut RMS dengan persamaan (2.7), *Gamma Ray Index* (GRI) menunjukkan bahwa nilai RMS rendah (50-70) menggambarkan sebaran Reservoir-A dapat dilihat pada Gambar 4.13.

Pada perhitungan atribut Nilai Ambang, sebaran Reservoir-A menggunakan nilai ambang *less than* (kurang dari) 60, dan nilai yang akan disebarakan adalah persentasi nilai *Gamma Ray Index* (GRI) yang kurang dari atau sama dengan 60. Nilai 60 didapat dari proses analisis sensitivitas reservoir dengan metode *cross plot*, dimana nilai yang kurang dari atau sama dengan 60 menunjukkan zona reservoir *sandstone* (Reservoir-A). Gambar 4.14 menunjukkan persentasi nilai *Gamma Ray Index* (GRI) dengan nilai ambang *less than* (kurang dari) 60. Nilai persentasi semakin besar (40-100%) menggambarkan sebaran Reservoir-A.

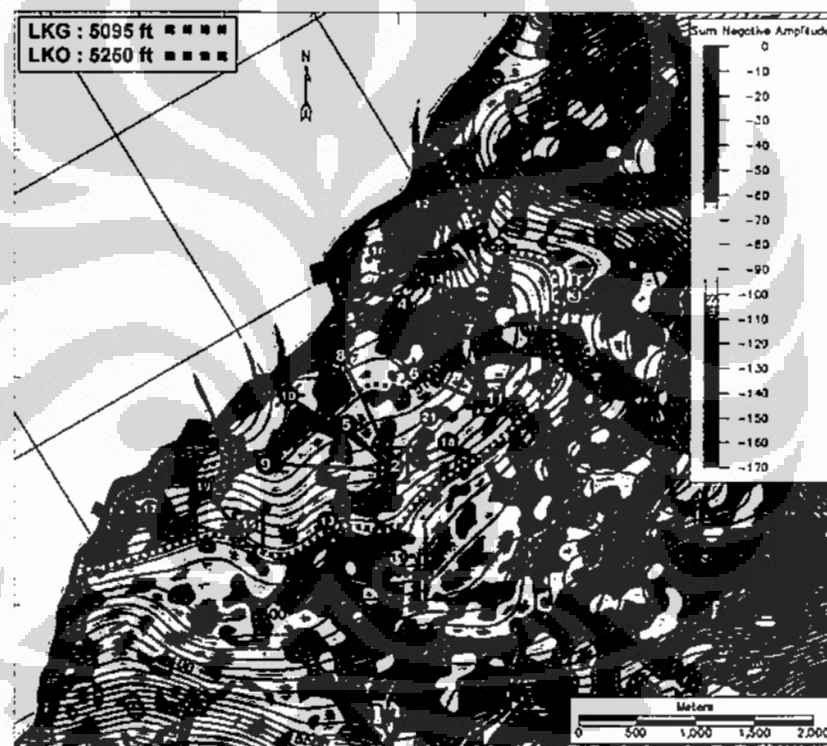


Gambar 4.13 Sebaran Reservoir-A dari perhitungan atribut RMS.



Gambar 4.14 Sebaran Reservoir-A dari perhitungan atribut Nilai Ambang.

Gambar 4.15 adalah hasil perhitungan dari atribut Total Nilai Amplitudo Negatif. Sebelum melakukan perhitungan dengan persamaan (2.8), volum *Gamma Ray Index* (GRI) terlebih dahulu dikurangkan dengan nilai 60, dan akan didapat nilai yang sama dengan 60 akan menjadi nol dan yang kurang dari 60 akan menjadi nilai negatif, sedangkan nilai yang diatas 60 akan positif. Nilai nol dan negatif secara tidak langsung adalah gambaran dari intensitas Reservoir-A, sehingga hasil dari perhitungan atribut Total Nilai Amplitudo Negatif menunjukkan nilai yang paling negatif (-50 hingga -170) adalah nilai Reservoir-A.



Gambar 4.15 Sebaran Reservoir-A dari perhitungan atribut Total Amplitudo Negatif.

Dari hasil sebaran yang didapat, secara konsisten menunjukkan *trend* (kenampakan) penyebaran Reservoir-A berarah dari Barat Laut (NW) menuju Tenggara (SE). Berdasarkan analisis data sumur dan analisis sebaran reservoir, data geometri diatas dapat diperkirakan lingkungan pengendapan pada interval Reservoir-A adalah daerah *distributary channel* pada lingkungan *upper delta-plain*.

#### 4.4 Analisis *Cross Plot* Properti Reservoir terhadap Nilai Sebaran Atribut

Analisis yang dilakukan merupakan validitas hasil sebaran lateral dari proses perhitungan statistik dari data seismik multi-atribut. Untuk melihat apakah hasil analisis multi-atribut tersebut valid untuk semua daerah penelitian, dilakukan *cross plot* antara nilai perhitungan statistik dari masing-masing atribut pada titik target dengan ketebalan Reservoir-A (*sandstone*) dan nilai porositasnya yang diperoleh dari data sumur pada target tersebut.

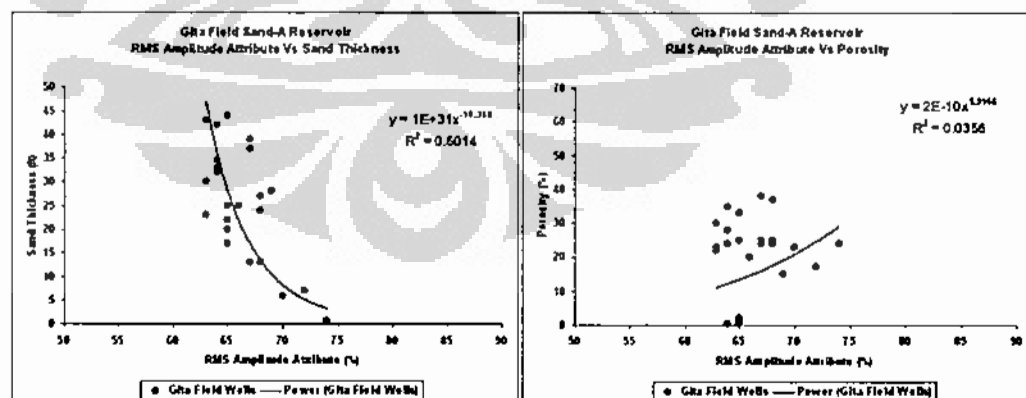
Tabel 4.3 adalah nilai parameter yang akan digunakan untuk melakukan *cross plot*. Gambar 4.16 menunjukkan hasil *cross plot* nilai ketebalan dan porositas Reservoir-A terhadap nilai atribut *Root Mean Square* (RMS). Korelasi nilai ketebalan Reservoir-A terhadap nilai RMS sebesar 0.60 dan nilai korelasi porositasnya sebesar 0.03. Nilai dari kedua korelasi yang diperoleh sangatlah kecil, hal ini dikarenakan atribut RMS menghitung nilai *Gamma Ray Index* (GRI) secara keseluruhan dalam jendela analisis yang telah ditentukan. Sehingga nilai GRI yang besar (bukan reservoir) memberikan nilai ambiguitas terhadap nilai RMS reservoir itu sendiri.

Gambar 4.17 adalah hasil hasil *cross plot* nilai ketebalan dan porositas Reservoir-A terhadap atribut Nilai Ambang. Korelasi nilai ketebalan dan porositas Reservoir-A terhadap nilai atribut Nilai Ambang menunjukkan nilai rata-rata 0.8. Korelasi nilai ketebalan Reservoir-A terhadap atribut Nilai Ambang sebesar 0.86 dan nilai korelasi porositasnya sebesar 0.81. Gambar 4.18 adalah hasil hasil *cross plot* nilai ketebalan dan porositas Reservoir-A terhadap nilai atribut Total Amplitudo Negatif. Korelasi menunjukkan nilai rata-rata yang sama dengan korelasi sebelumnya yaitu 0.8. Korelasi nilai ketebalan Reservoir-A terhadap atribut Total Amplitudo Negatif sebesar 0.88 dan nilai korelasi porositasnya sebesar 0.85. Nilai korelasi yang diperoleh sangatlah besar, hal ini dikarenakan atribut Nilai Ambang dan Total Amplitudo Negatif menghitung nilai *Gamma Ray Index* (GRI) secara tidak secara keseluruhan, melainkan menggunakan nilai *cut off* sebesar 60 dalam jendela analisis yang telah ditentukan. Sehingga nilai GRI yang besar (bukan reservoir) tidak dihitung, perhitungan hanya pada nilai GRI yang kecil dari atau sama dengan 60 (reservoir *sandstone*) dan memberikan nilai sebaran reservoir itu sendiri.

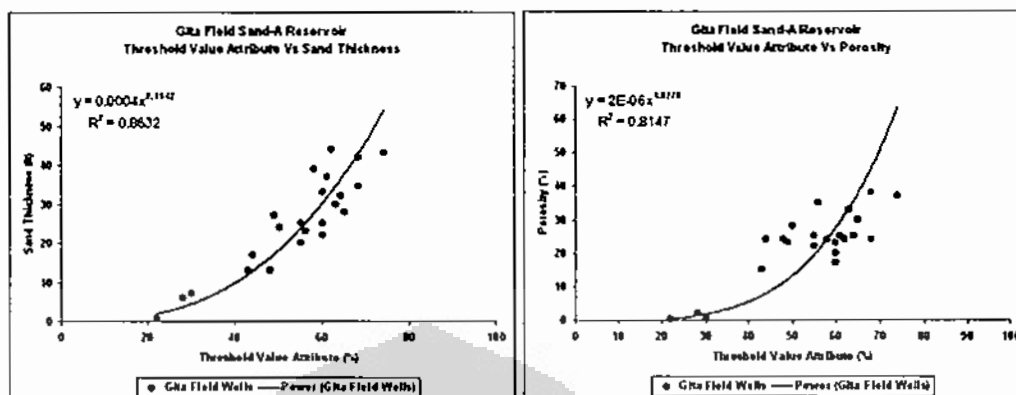
Hal ini menunjukkan bahwa antara data ketebalan dan porositas reservoir terhadap data nilai atribut Nilai Ambang dan Total Amplitudo Negatif dari volum *Gamma Ray Index* (GRI), memiliki hubungan yang cukup linier (koefisien korelasi mendekati 1), dimana reservoir yang tebal dengan porositas yang baik ditunjukkan oleh nilai atribut yang besar, begitu juga sebaliknya.

Tabel 4.3 Nilai parameter fisik dari data sumur dan data atribut pada Reservoir-A.

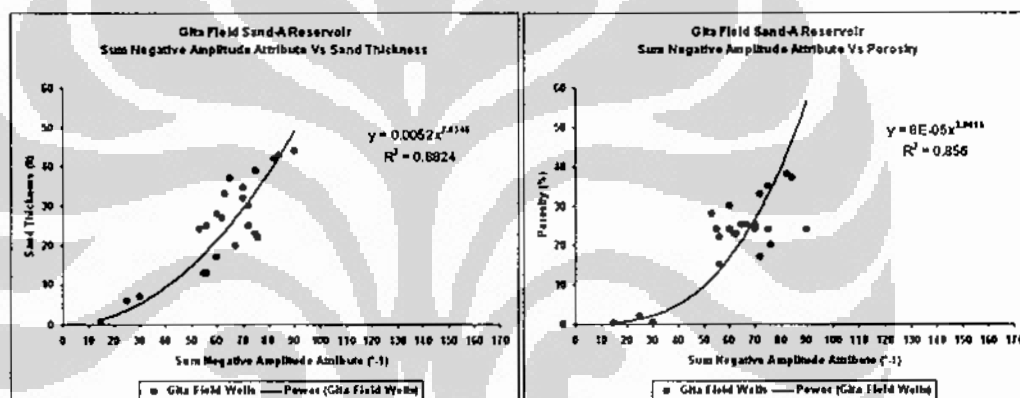
No.	Wells	Content	Reservoir Properties		Seismic Attributes		
			Sand Thickness (ft)	Porosity (%)	Threshold Value (%)	Sum of Negative Amp. (%)	RMS Amp.
1	G-1	Oil	22	20	60	70	65
2	G-2	Oil	25	17	60	72	66
3	G-3		7	0.5	30	30	72
	G-3st	Oil	17	24	44	80	65
4	G-4		24	28	50	53	88
5	G-5	Oil	42	38	68	82	84
6	G-6		13	15	43	56	87
7	G-7	Oil	28	30	65	60	69
8	G-8		30	33	63	72	63
9	G-9	Oil	25	22	55	56	65
10	G-10		43	37	74	84	83
11	G-11		27	23	49	62	68
12	G-12	Oil	6	2	28	25	70
13	G-13	Oil	44	24	62	90	65
14	G-14		33	23	60	63	64
15	G-15	Oil	23	35	58	75	83
16	G-16	Oil	32	25	64	70	84
17	G-17	Oil	20	25	55	67	85
18	G-18	Oil	39	24	58	75	87
19	G-19	Oil	37	25	61	65	87
20	G-20		13	24	48	55	68
	G-20st	N/A	0.7	0.2	22	15	74
21	G-21	Oil	34.8	24	68	70	64



Gambar 4.16 Cross plot nilai ketebalan dan porositas Reservoir-A terhadap nilai atribut Root Mean Square (RMS).



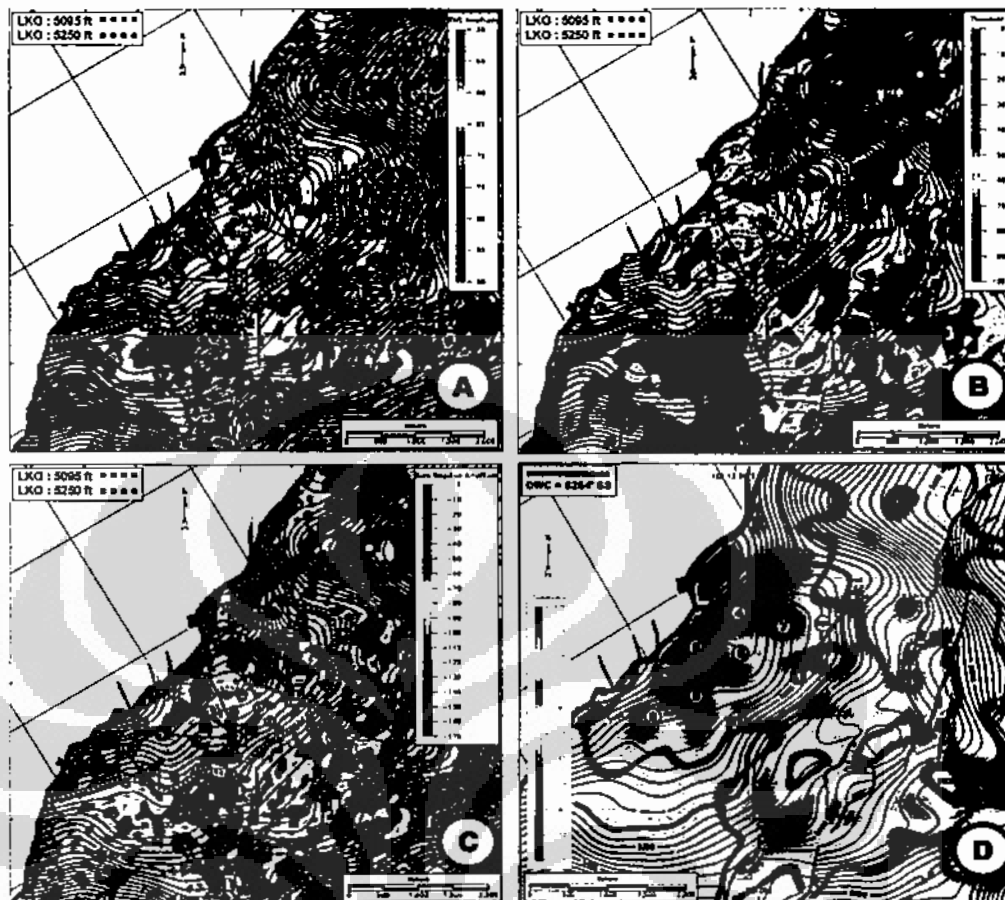
Gambar 4.17 Cross plot nilai ketebalan dan porositas Reservoir-A terhadap nilai atribut Nilai Ambang.



Gambar 4.18 Cross plot nilai ketebalan dan porositas Reservoir-A terhadap nilai atribut Total Amplitudo Negatif.

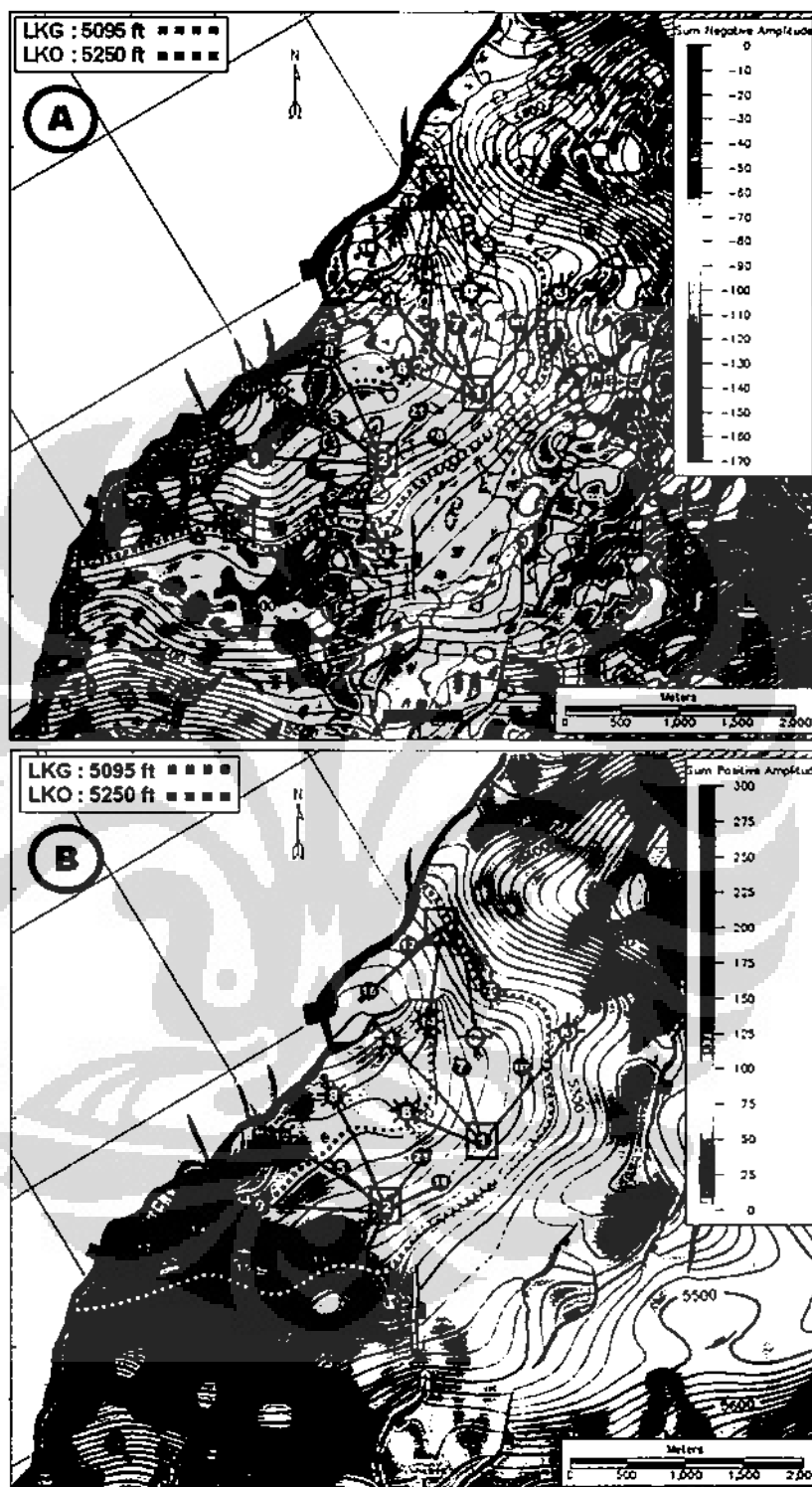
Penelitian ini merupakan pengembangan dari studi terdahulu seperti yang dijelaskan pada BAB II mengenai hasil studi awal daerah penelitian (Sub Bab 2.9). Gambar 4.19 menunjukkan perbandingan hasil penelitian terhadap hasil studi awal. Pada studi terdahulu penyebaran reservoir *Sand-A* (Reservoir-A) dipetakan dengan menggunakan atribut *sweetness*. Hasil penelitian memberikan gambaran penyebaran *Sand-A* secara lebih detail dibandingkan dengan studi terdahulu. Pada penelitian ini memperlihatkan bentuk *distributary channel* secara lebih jelas, dan adanya akumulasi sebaran *Sand-A* yang berkembang juga pada bagian Barat Daya (SW) Lapangan Gita, dimana pada studi terdahulu kemungkinan teridentifikasi adanya akumulasi Reservoir-A pada bagian Barat Daya (SW) tidak teridentifikasi.





Gambar 4.19 Perbandingan hasil penelitian terhadap hasil studi awal. (A) Atribut RMS. (B) Atribut Nilai Ambang. (C) Atribut Total Amplitudo Negatif, yang dihasilkan dari volum *Gamma Ray Index* (GRI). (D) Atribut *Sweetness* dari studi awal yang dihasilkan dari volum seismik atribut hibrid berbasis amplitudo.

Sebaran Reservoir-A dari hasil penelitian ini yang akan digunakan sebagai rekomendasi lanjut untuk pemodelan geologi statis adalah sebaran *Gamma Ray Index* dengan menggunakan atribut Total Amplitudo Negatif, karena sebaran ini sudah menggambarkan sebaran Reservoir-A dalam bentuk nilai negatif yang secara tidak langsung mewakili nilai reservoir dan bukan nilai persentasi seperti yang digambarkan oleh atribut Nilai Ambang. Selain itu, nilai korelasi atribut terhadap properti reservoir (Gambar 4.18) juga menunjukkan nilai yang baik dibandingkan dengan yang lainnya. Mengacu pada Gambar 4.5, Gambar 4.20A dan 4.20B menunjukkan perbandingan hasil sebaran yang diekstrak dari volum *Gamma Ray Index* dengan menggunakan atribut Total Amplitudo Negatif dan Total Amplitudo Positif.

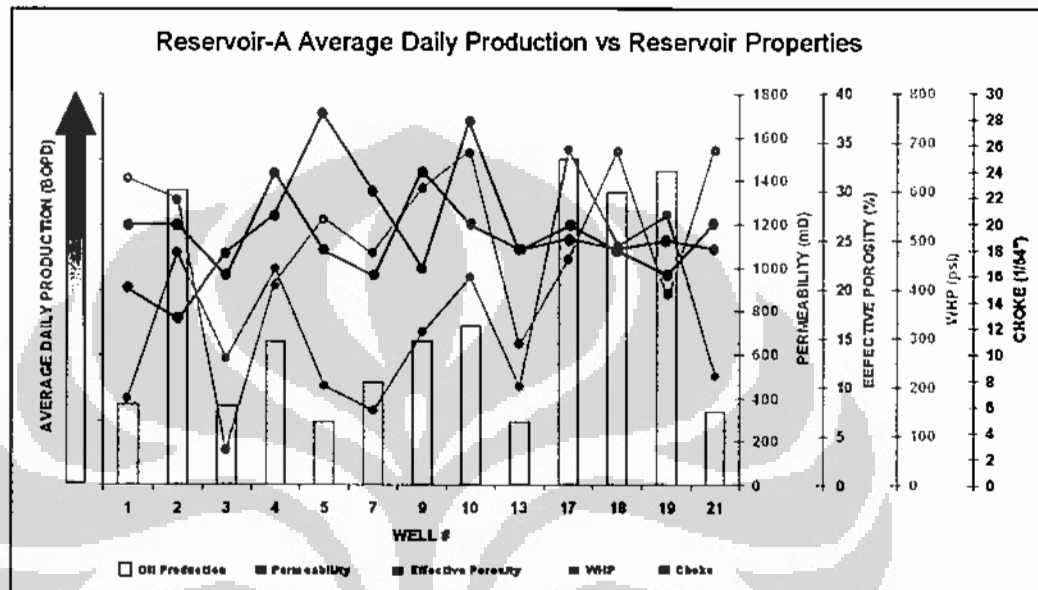


Gambar 4.20 (A) Atribut Total Amplitudo Negatif yang menggambarkan sebaran Reservoir-A. (B) Atribut Total Amplitudo Positif, yang menggambarkan sebaran coal didominasi oleh shale.

Seperti yang kita ketahui, sebelum melakukan perhitungan dengan persamaan (2.8), volum *Gamma Ray Index* (GRI) terlebih dahulu dikurangkan dengan nilai 60, dan akan didapat nilai yang sama dengan 60 akan menjadi nol dan yang kurang dari 60 akan menjadi nilai negatif, sedangkan nilai yang diatas 60 akan positif. Nilai nol dan negatif secara tidak langsung adalah gambaran dari intensitas Reservoir-A yang dapat digambarkan dengan atribut Total Nilai Amplitudo Negatif (Gambar 4.20A), sedangkan nilai positif yang diatas 60, dapat digambarkan dengan atribut Total Nilai Amplitudo Positif (Gambar 4.20B). Perhitungan atribut Total Nilai Amplitudo Positif menggunakan persamaan (2.8) hanya saja yang dihitung adalah amplitudo yang bernilai positif saja. Secara tidak langsung Total Nilai Amplitudo Positif menggambarkan sebaran *coal* yang didominasi oleh *shale*. Terlihat pada Gambar 4.20B, sebaran *coal* tersebar cukup merata (warna hijau) dan diduga sebaran *coal* yang didominasi oleh *shale* bersifat lokal pada lapangan Gita yang dicirikan dengan warna kuning hingga merah. Sebaran *coal* yang merata pada lapangan Gita ini juga dapat dibuktikan pada data hasil pemboran (Lampiran-A) dimana tiap data sumur mengindikasikan adanya *coal* pada interval Top LTAF hingga sekitar Reservoir-A.

Korelasi porositas efektif Reservoir-A terhadap nilai atribut Total Nilai Amplitudo Negatif yang ditunjukkan pada Gambar 4.18 mengindikasikan bahwa semakin tinggi nilai atribut maka semakin tinggi pula nilai porositas efektifnya meskipun porositas efektif Reservoir-A tersebut pada umumnya berada kisaran 15 - 40 %. Nilai porositas efektif ini bila dikaitkan dengan ketebalan Reservoir-A memiliki hubungan reservoir yang tebal dengan porositas yang baik ditunjukkan oleh nilai atribut yang besar pula. Bila porositas efektif Reservoir-A dikaitkan dengan produksi minyaknya, akan terlihat pada Gambar 4.21. Gambar 4.21 menunjukkan grafik rata-rata produksi minyak harian Reservoir-A terhadap properti Reservoir-A itu sendiri. Secara langsung gambar tersebut tidak berkorelasi terhadap sebaran atribut karena tingkatan produksi yang dihasilkan juga bergantung pada nilai permeabilitas reservoir, tekanan (well head pressure/WHP) dan *choke* yang digunakan pada tiap sumur produksi. Akan tetapi grafik ini akan diintegrasikan dengan data dari pemodelan geologi statis dan pemodelan reservoir (simulasi) untuk menjadi panduan dalam mengetahui sumur-

sumur yang produktif pada lapangan Gita dan menentukan sumur-sumur kandidat sebagai sumur injektor untuk meningkatkan produksi minyak pada sumur sekitarnya.



**Gambar 4.21 Grafik rata-rata produksi minyak harian Reservoir-A terhadap nilai properti Reservoir-A.**

## BAB V

### KESIMPULAN DAN SARAN

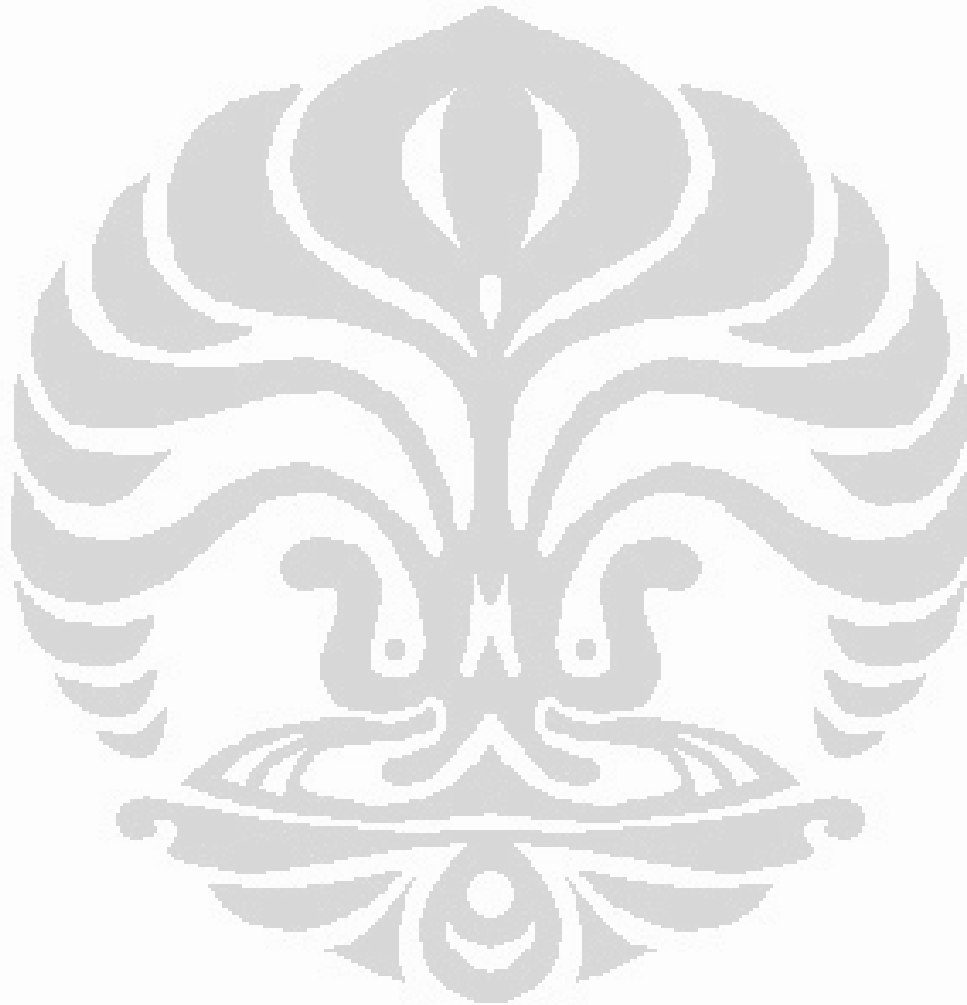
#### 5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisis pada penelitian ini, beberapa kesimpulan yang dapat diambil adalah:

- a. Pengaruh distribusi *coal* (batubara) pada Formasi Talang Akar Bawah lapangan Gita dapat diminimalkan dengan menggunakan *Gamma Ray Index* (GRI), yang terlihat dari hasil analisis sensitivitas reservoir pada data sumur maupun data seismik.
- b. Berdasarkan analisis regresi linier dari proses multi atribut dan analisis sebaran reservoir dengan menggunakan atribut RMS, Nilai Ambang dan Total Amplitudo Negatif, distribusi sebaran Reservoir-A (sandstone) Formasi Talang Akar Bawah (LTAF) pada lapangan Gita secara konsisten menunjukkan *trend* (kenampakan) penyebaran Reservoir-A berarah dari Barat Laut (NW) menuju Tenggara (SE). Hal ini diperkuat dengan nilai korelasi *cross plot* properti reservoir terhadap nilai sebaran atribut.
- c. Sebaran Reservoir-A dari hasil penelitian ini yang akan digunakan sebagai rekomendasi lanjut untuk pemodelan geologi statis adalah sebaran *Gamma Ray Index* dengan menggunakan atribut Total Amplitudo Negatif, karena sebaran ini sudah menggambarkan sebaran Reservoir-A dalam bentuk nilai negatif yang secara tidak langsung mewakili nilai reservoir dan nilai korelasi atribut terhadap properti reservoir menunjukkan nilai yang baik (0.88 dan 0.85) dibandingkan dengan yang lainnya.
- d. Secara kualitatif pola penyebaran Reservoir-A pada lapangan Gita memperlihatkan bentuk *distributary channel* secara lebih jelas, dan adanya akumulasi sebaran Reservoir-A yang berkembang juga pada bagian Barat Daya (SW) lapangan Gita, dimana pada studi terdahulu kemungkinan teridentifikasi adanya akumulasi Reservoir-A pada bagian Barat Daya sangat kecil.

## 5.2 Saran

- a) Untuk penelitian lebih lanjut, sebaiknya menambah kontrol sumur pada analisis multi atribut di lokasi penelitian.
- b) Dari hasil yang diperoleh, metode ini dapat diterapkan untuk daerah yang memiliki litologi *coal* serupa dengan lapangan Gita.



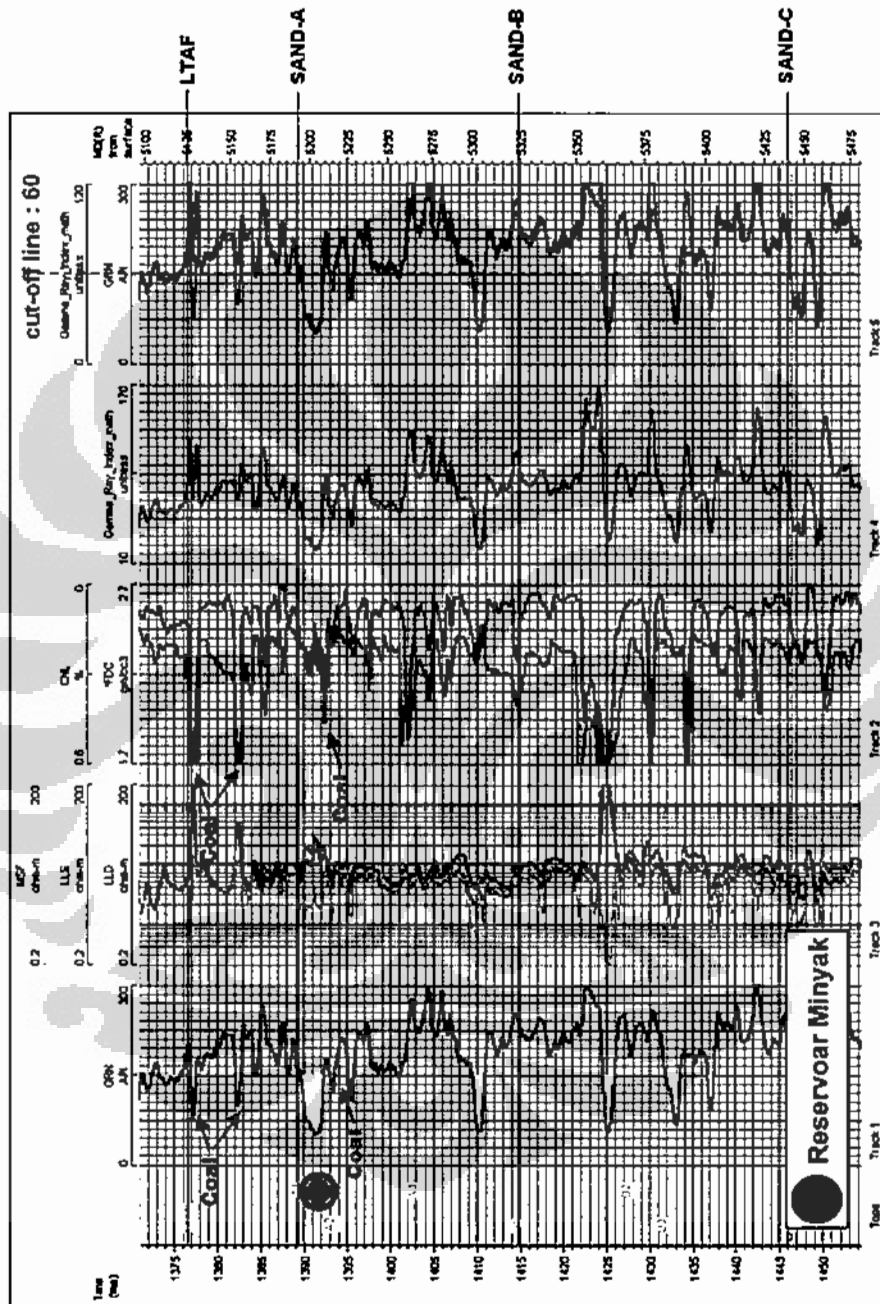
## DAFTAR ACUAN

- Abdullah, A. (2007). *Seismik atribut*.  
<http://ensiklopediseismik.blogspot.com/2007/06/seismik-attribute.html>
- Abdullah, A. (2007). *Analisis fisika batuan*.  
<http://ensiklopediseismik.blogspot.com/2007/06/analisis-fisika-batuan-rock-physics.html>
- Abdullah, A. (2008). *Multi atributte analysis*.  
<http://ensiklopediseismik.blogspot.com/2008/12/multiattribute-analysis.html>
- Alamsyah, M.N. et al. (2008). *Seismic reservoir characterization of Southwest Betara Field*. The Leading Edge Dec 2008, 260 – 267.
- Alamsyah, M.N. et al. (2010). *Reservoir differentiation using threshold-inversion method in lower talang akar formation, west betara field, south sumatra basin, Indonesia*. Proceedings of The Bali 2010 International Geosciences Conference and Exposition, Bali, Indonesia, 19-22 July 2010.
- Alfian & Santoso, D. (1996). *Keuntungan penggunaan atribut seismik dalam interpretasi*. Proceedings Himpunana Ahli Geofisika Indonesia, Pertemuan Ilmiah Tahunan ke-21, Jakarta 28-30 Oktober 1996.
- Anwar, K., Noeradi, D., Fifariz, R., and Gulo, MY. (2009). *Sequence stratigraphy study of Jabung Block, South Sumatra*. LAPI - ITB. PetroChina Internal Report.
- Barnes, A.E. (2001). *Seismic attributes in your facies*. Article. CSEG Recorder. P. 41-47.
- Brown, A.R. (1996). *Seismic attributes and their classification*. The Leading Edge (October 1996), SEG, p. 1090.
- Brown, A.R. (2001). *Understanding seismic attributes*. Geophysics (January-February 2001), SEG, p. 47-48.
- Chen, Q. & S. Sidney. (1997). *Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring*. The Leading Edge, 16, 445–456.
- Ginger D., & Fielding, K. (2005). *The petroleum systems and future potential of The South Sumatra Basin*. Proceedings Indonesian Petroleum Association 30th Annual Convention, p. 67-89.

- Hampson, D.P., Schuelke, J.S., and Quirein, J.A. (2001). *Use of multiattribute transforms to predict log properties from seismic data*. Geophysics (January-February 2001), SEG, p. 220-236.
- Marpaung, et. all. 2005. *Oil family characterization of Jabung Area, Jambi Sub-Basin*. Proceedings Join Convention Surabaya 2005 – HAGI-IAGI-PERHAPI. The 30th HAGI, The 34th IAGI, and The 14<sup>th</sup> PERHAPI Annual Conference and Exhibition.
- Munadi, S. 2000. *Aspek fisis seismologi eksplorasi*. Modul Kuliah. Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika FMIPA, Universitas Indonesia, Depok.
- Russell, B., D. Hampson., J. Schuelke, and Quirein, J., (1997). *Multiattribute seismic analysis*. The Leading Edge.
- Sheriff, RE. (2006). *Encyclopedic dictionary of applied geophysics*. 4<sup>th</sup> Edition. Geophysical Reference Series #13. Society of Exploration Geophysicists.
- Sukmono, S. & Abdulah, A. (2001). *Karakterisasi reservoir seismik*. Laboratorium Geofisika. Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, S. (2005). *Seismik atribut untuk karakterisasi reservoir*. Laboratorium Geofisika. Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.
- Sukmono, S. (2007). *Seismic multi-attribute for lithology and porosity mapping*. Laboratorium Geofisika. Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.
- South Sumatera AMI Study Group. (1995). *Remaining potential of The South Sumatera Basin*. Santa Fe Energy Resources S.E. Asia Ltd. ; Anadarko Petroleum Corporation ; Kerr-McGee Corporation, Jakarta (Internal Publication).
- Taner, M. T., F. Koehler, & R. E. Sheriff, (1979). *Complex seismic trace analysis*. Geophysics, 44, 1041–1063.
- Taner, M. T., J. S. Schuelke, R. O'Doherty, & E. Baysal. (1994). *Seismic attributes revisited*. 64<sup>th</sup> Annual International Meeting, SEG, Expanded Abstracts, p. 1104–1106.

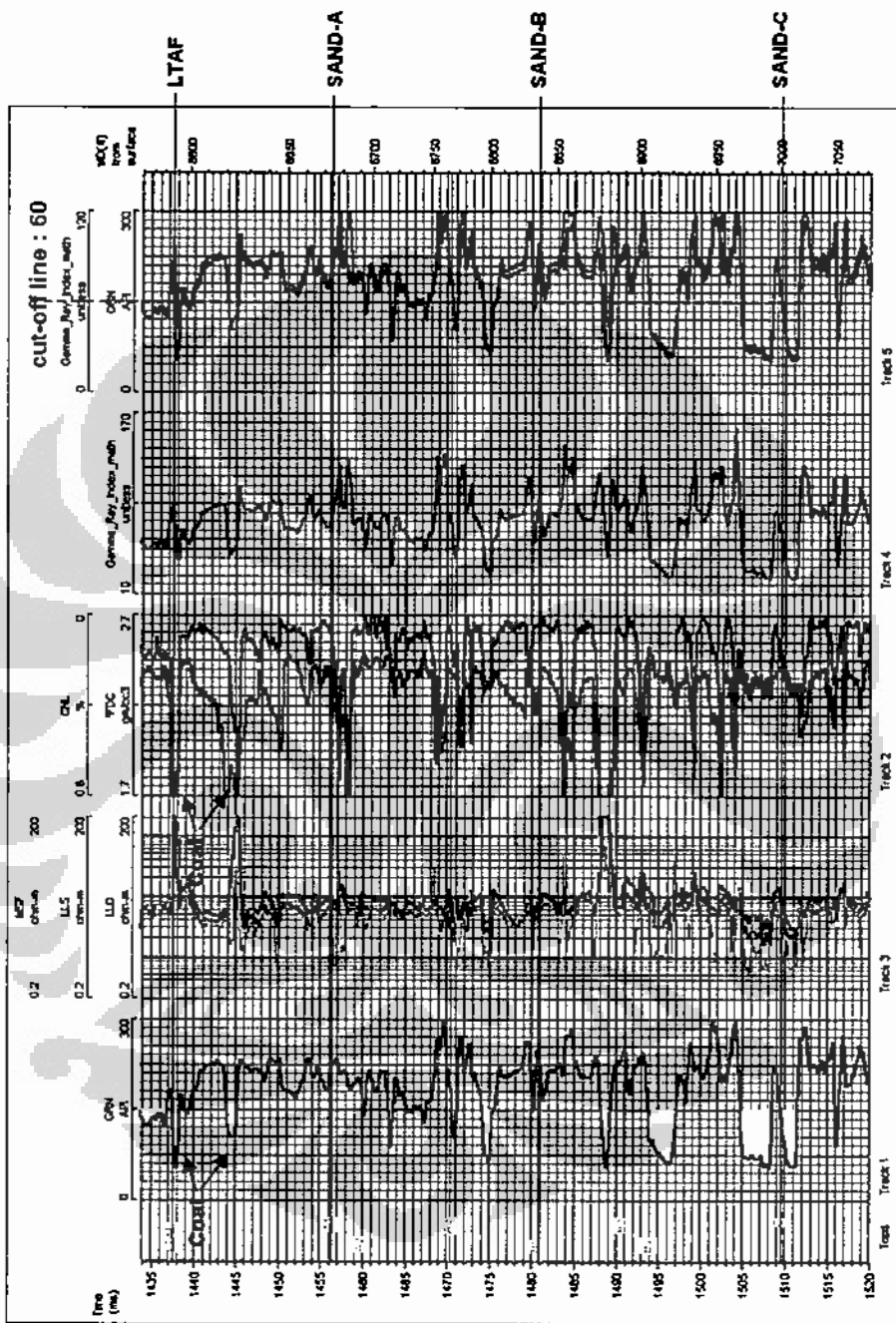




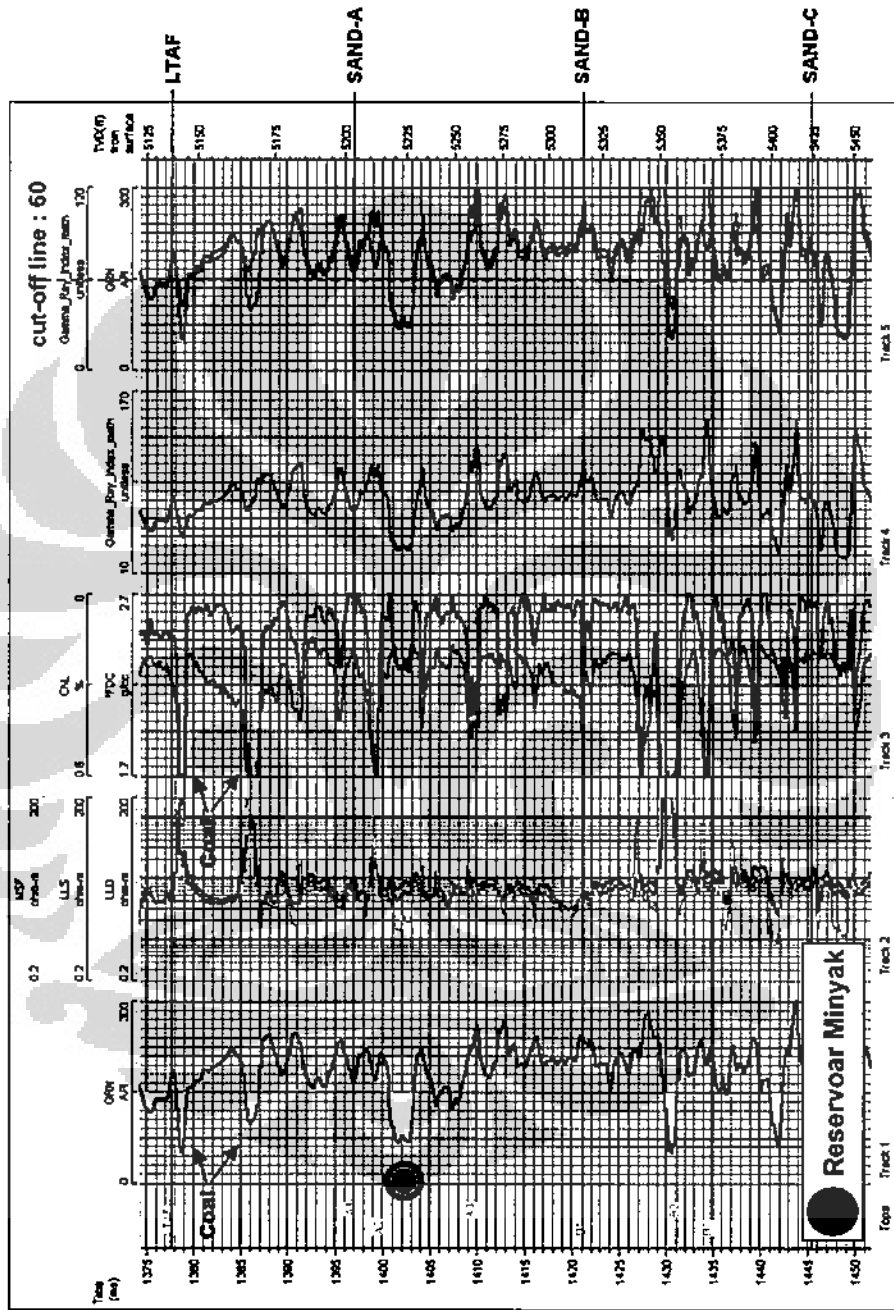


Lampiran A.1 Data Sumur G-1

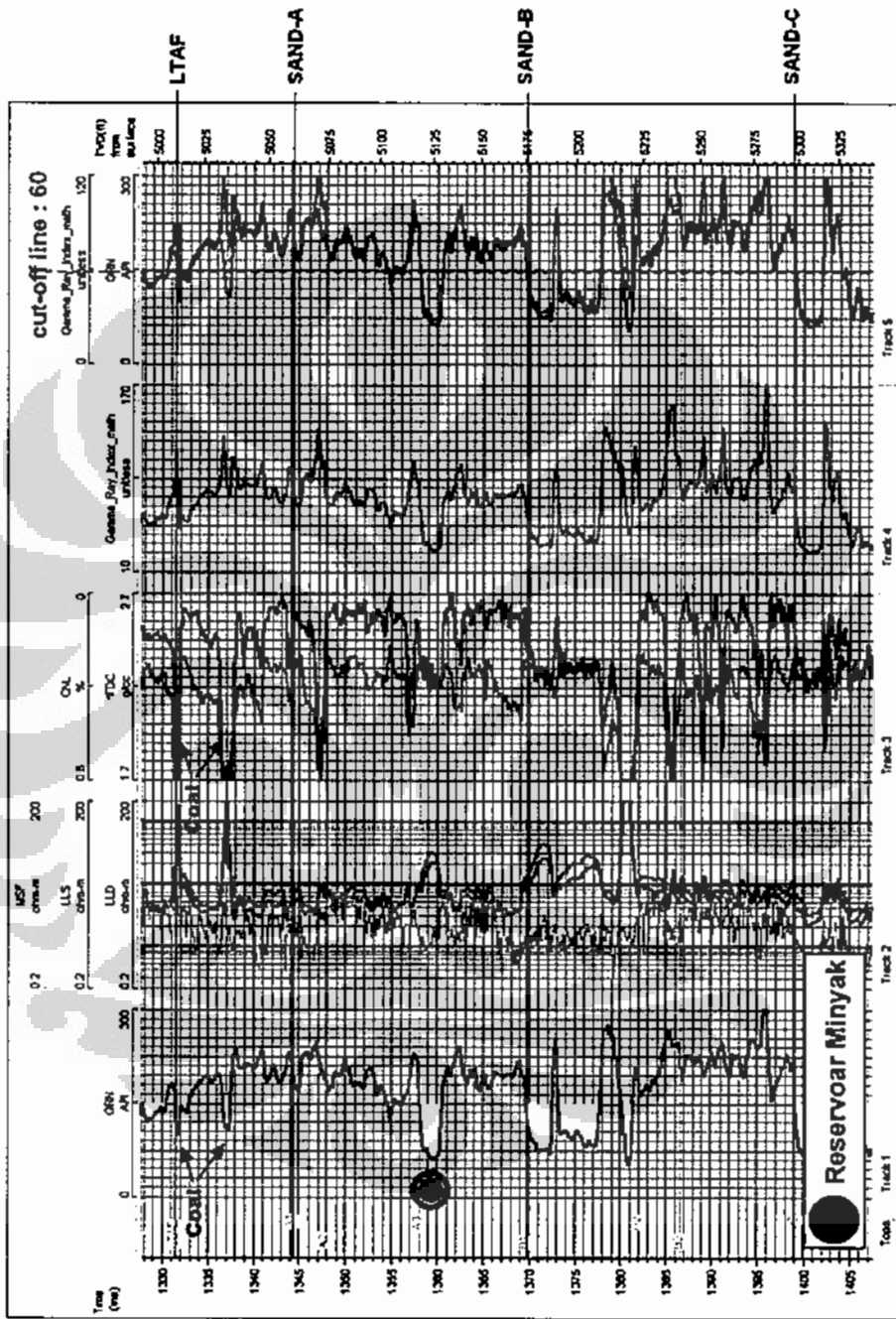




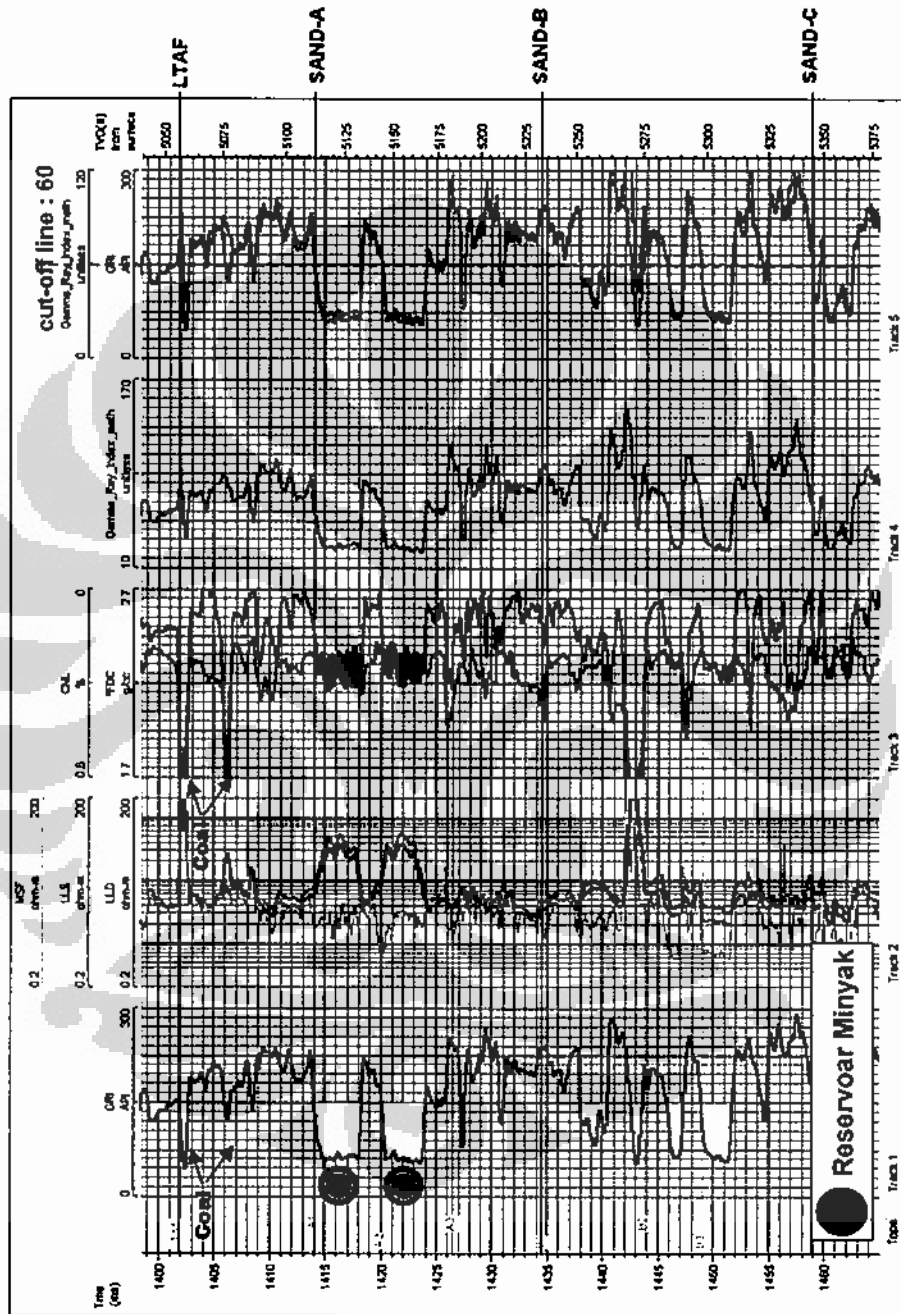
Lampiran A.3 Data Sumur G-3



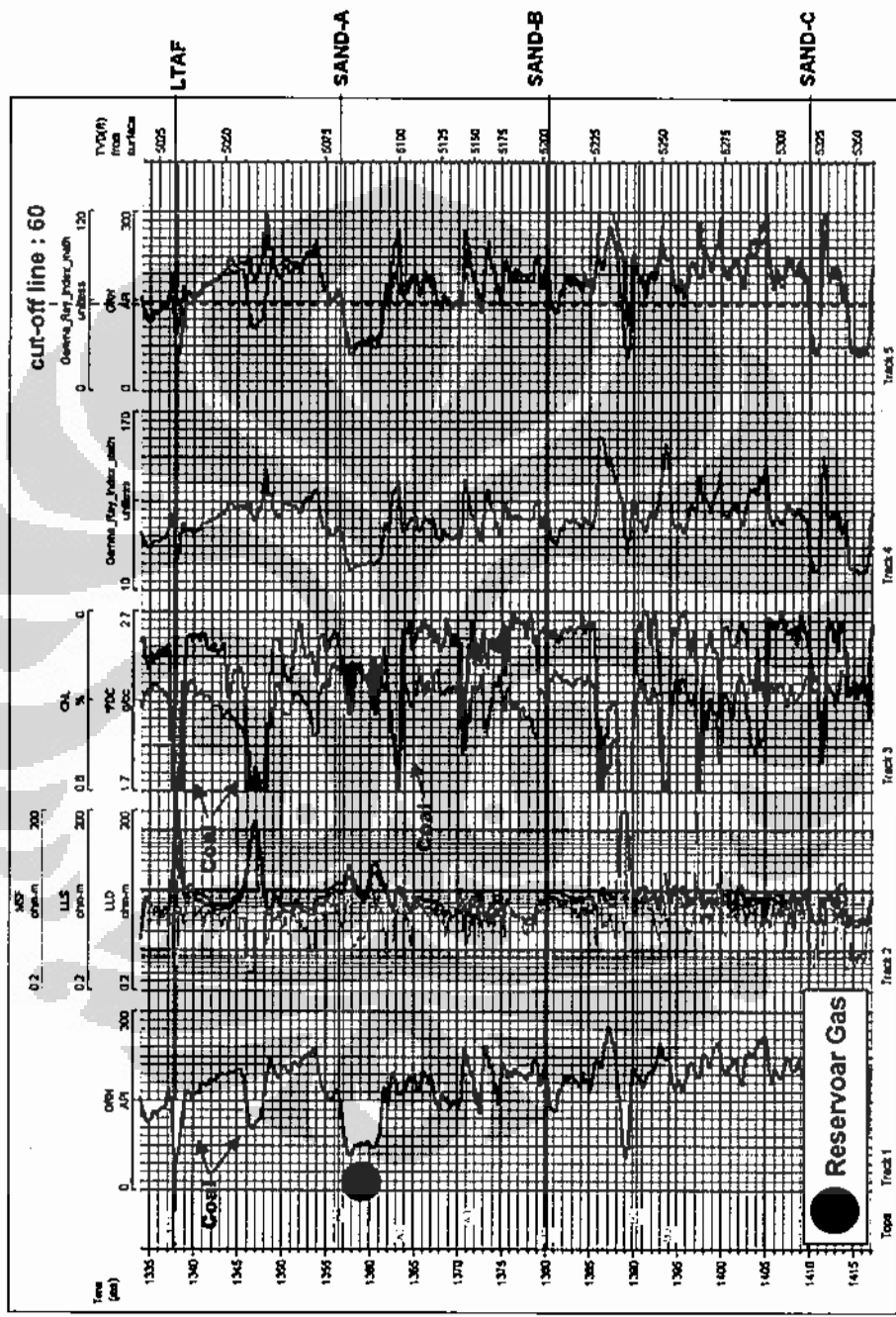
Lampiran A.4 Data Sumur G-3st



Lampiran A.5 Data Sumur G-4

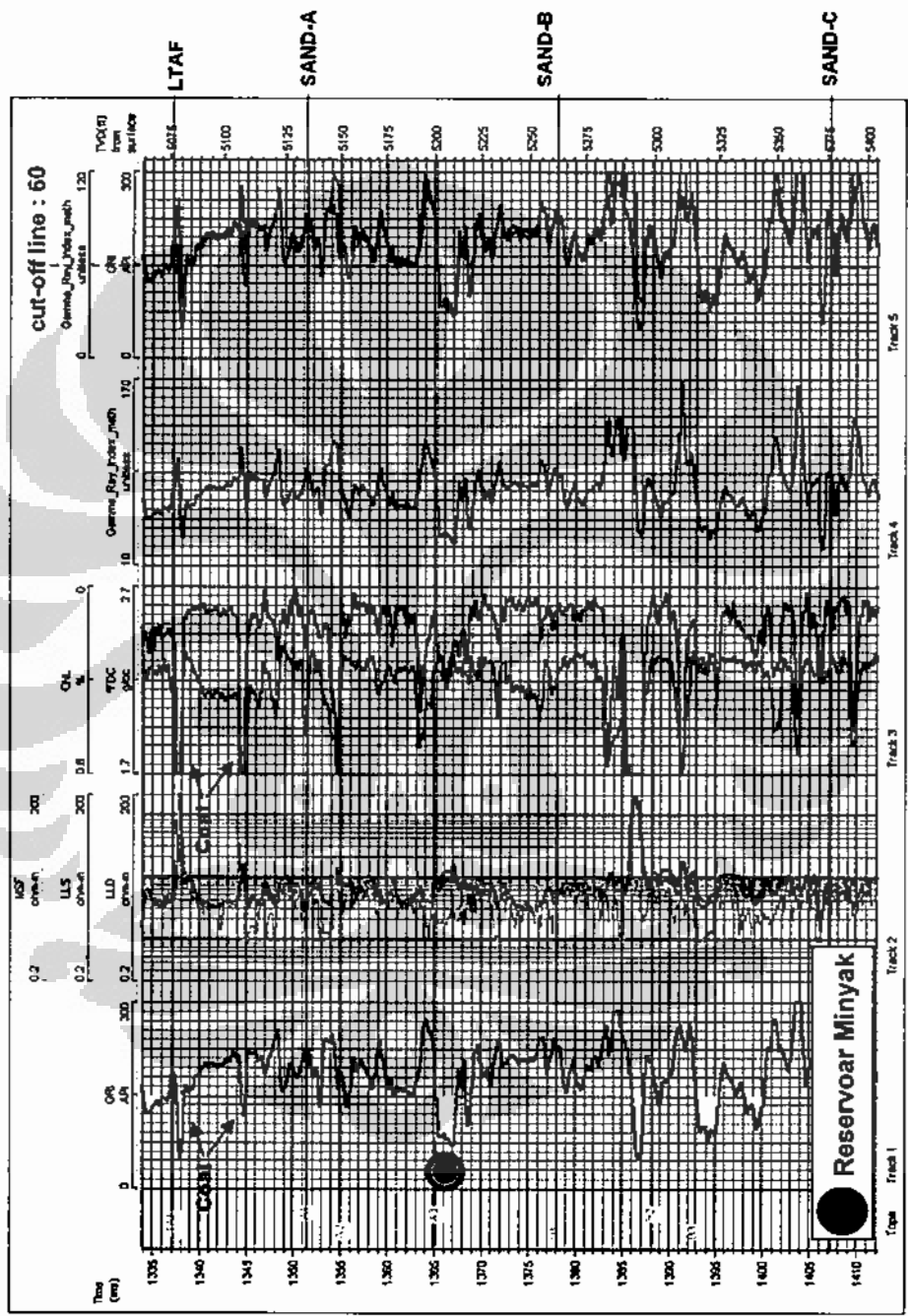


Lampiran A.6 Data Sumur G-5

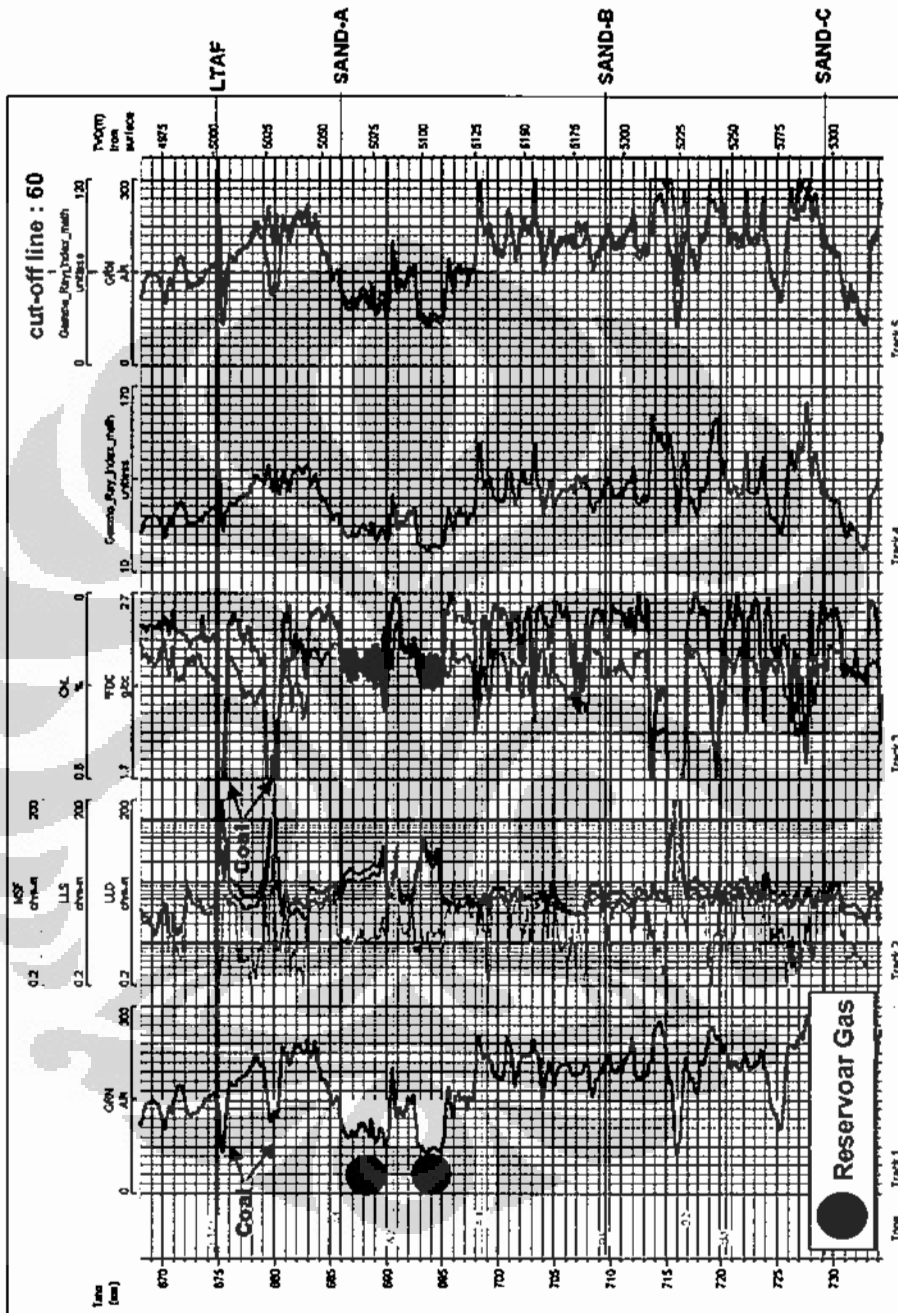


Lampiran A.7 Data Sumur G-6

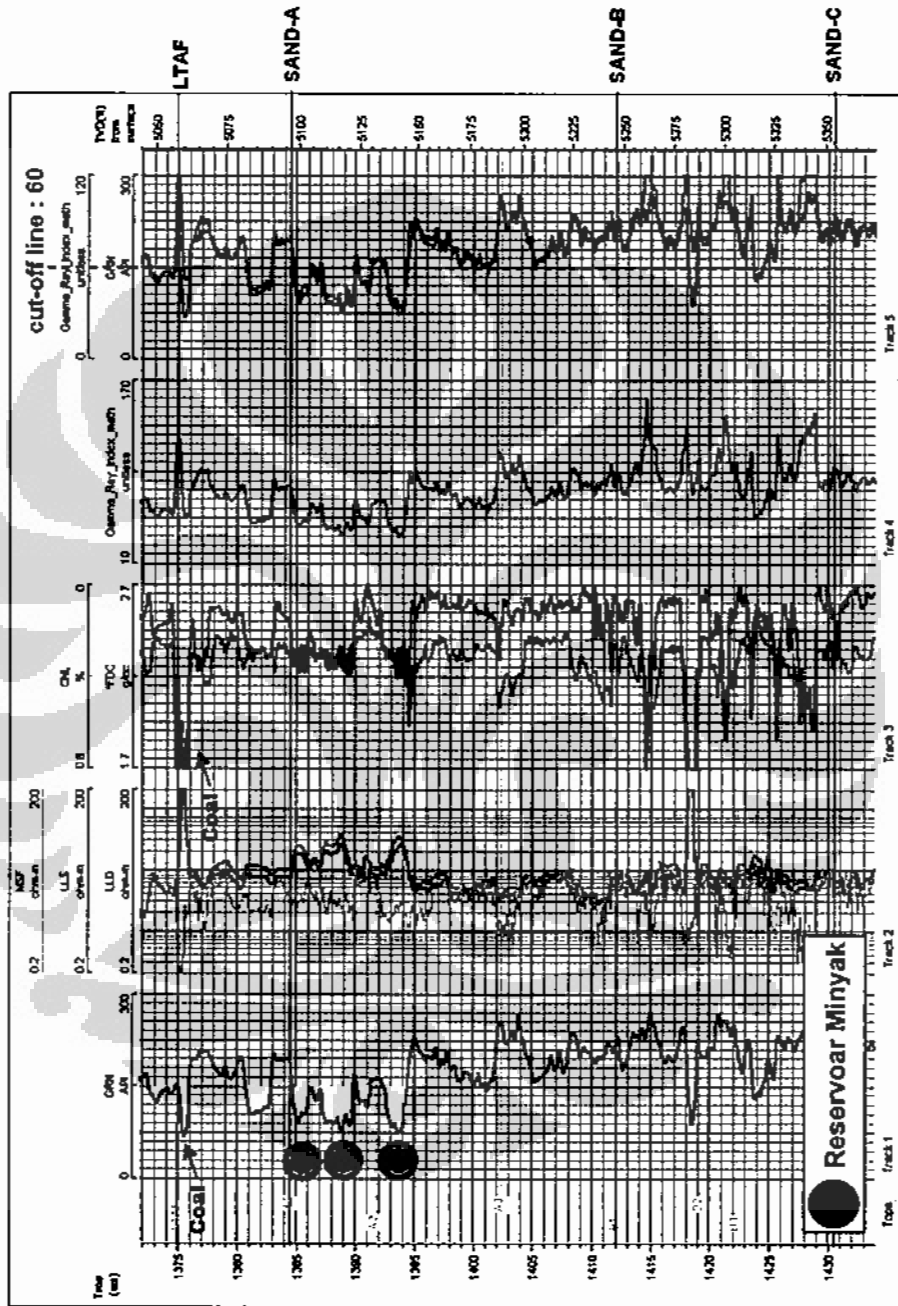




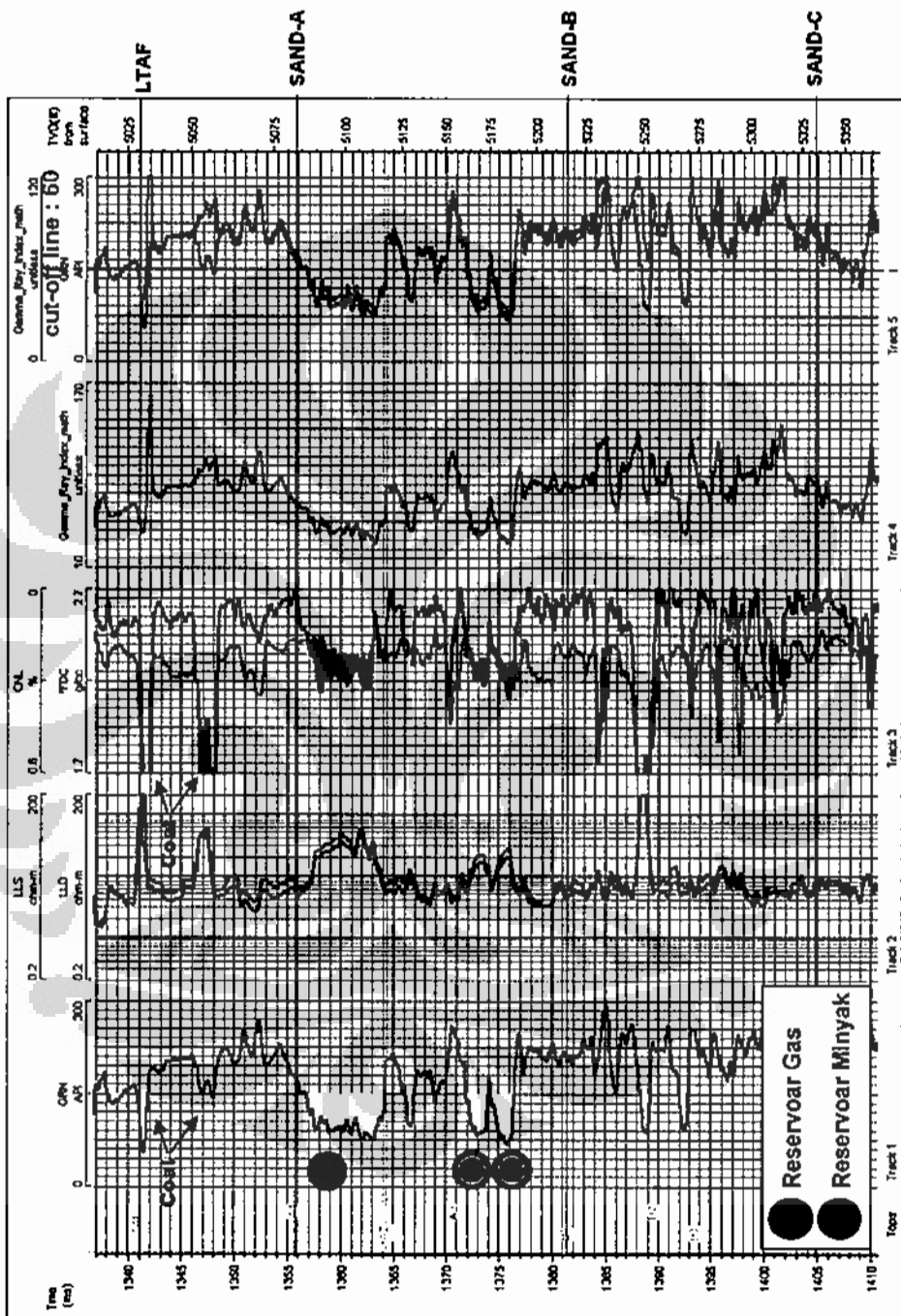
Lampiran A.8 Data Sumur G-7



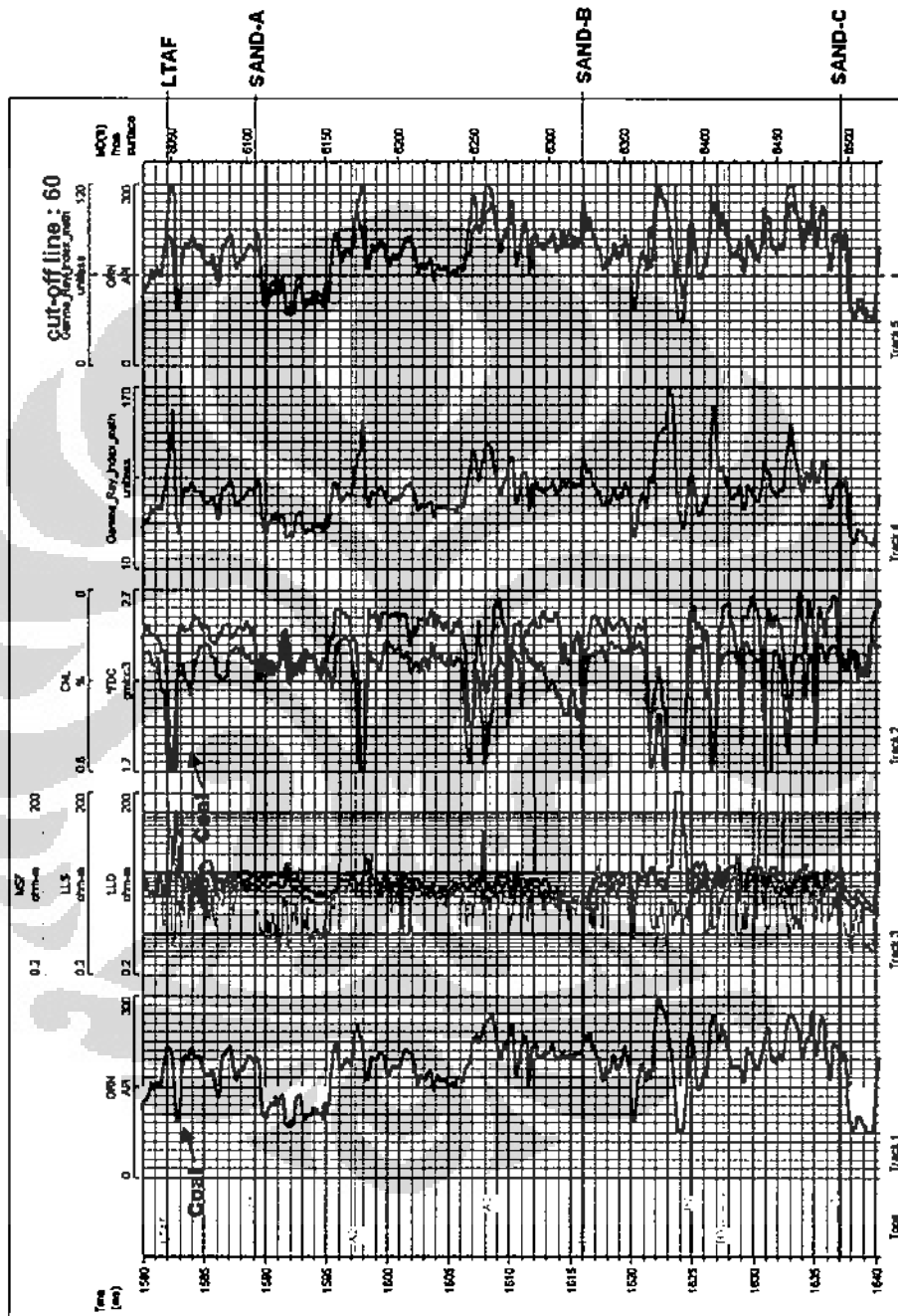
Lampiran A.9 Data Sumur G-8



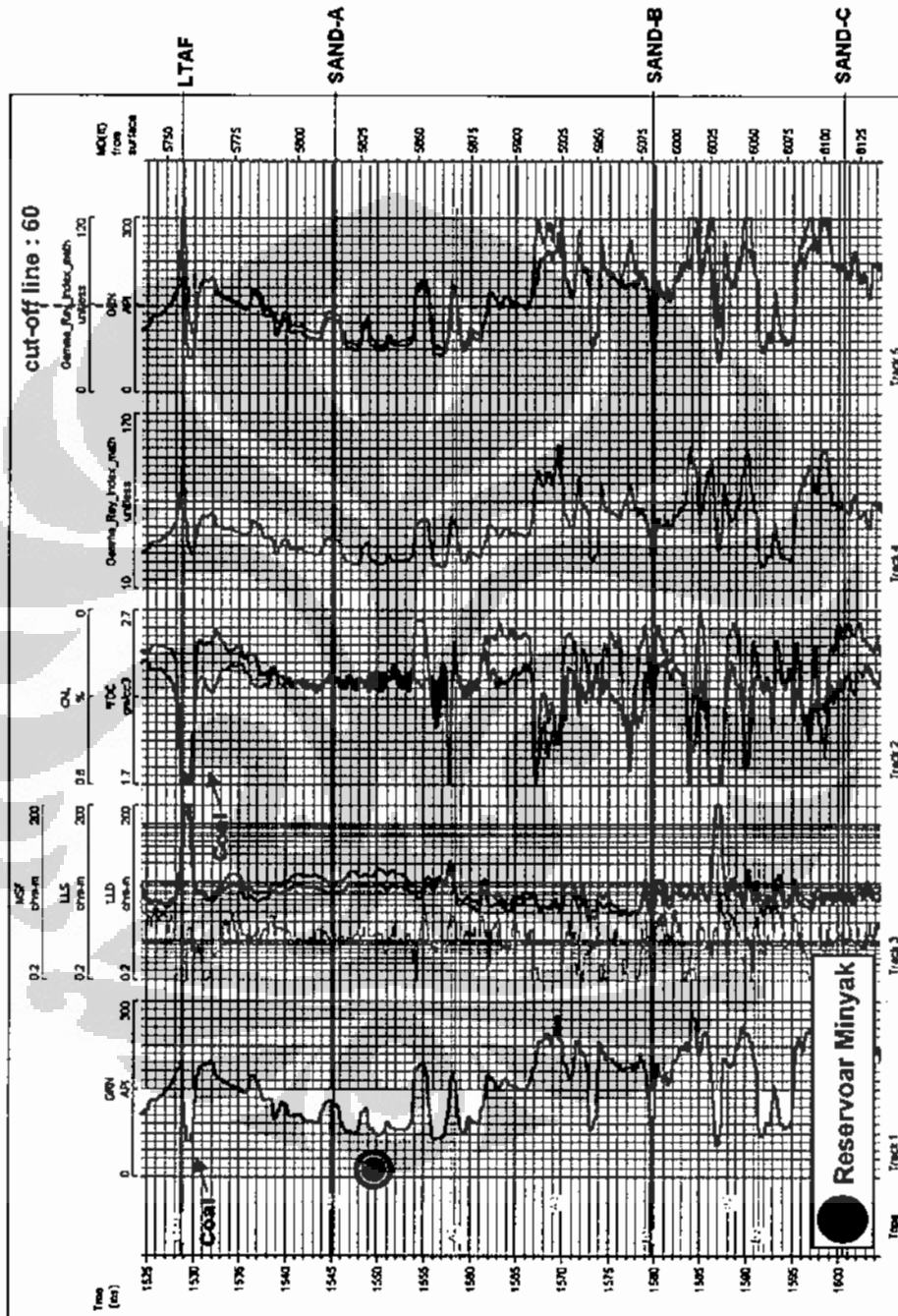
Lampiran A.10 Data Sumur G-9



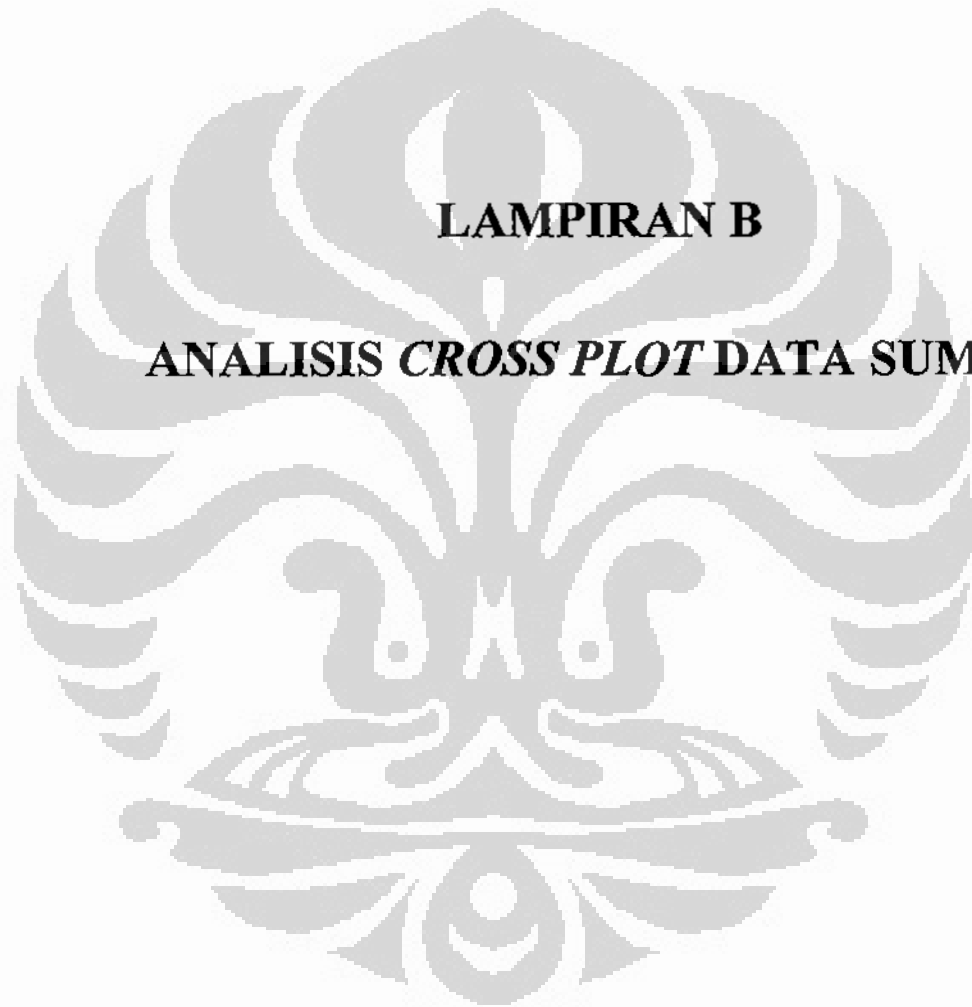
Lampiran A.11 Data Sumur G-10



Lampiran A.12 Data Sumur G-11

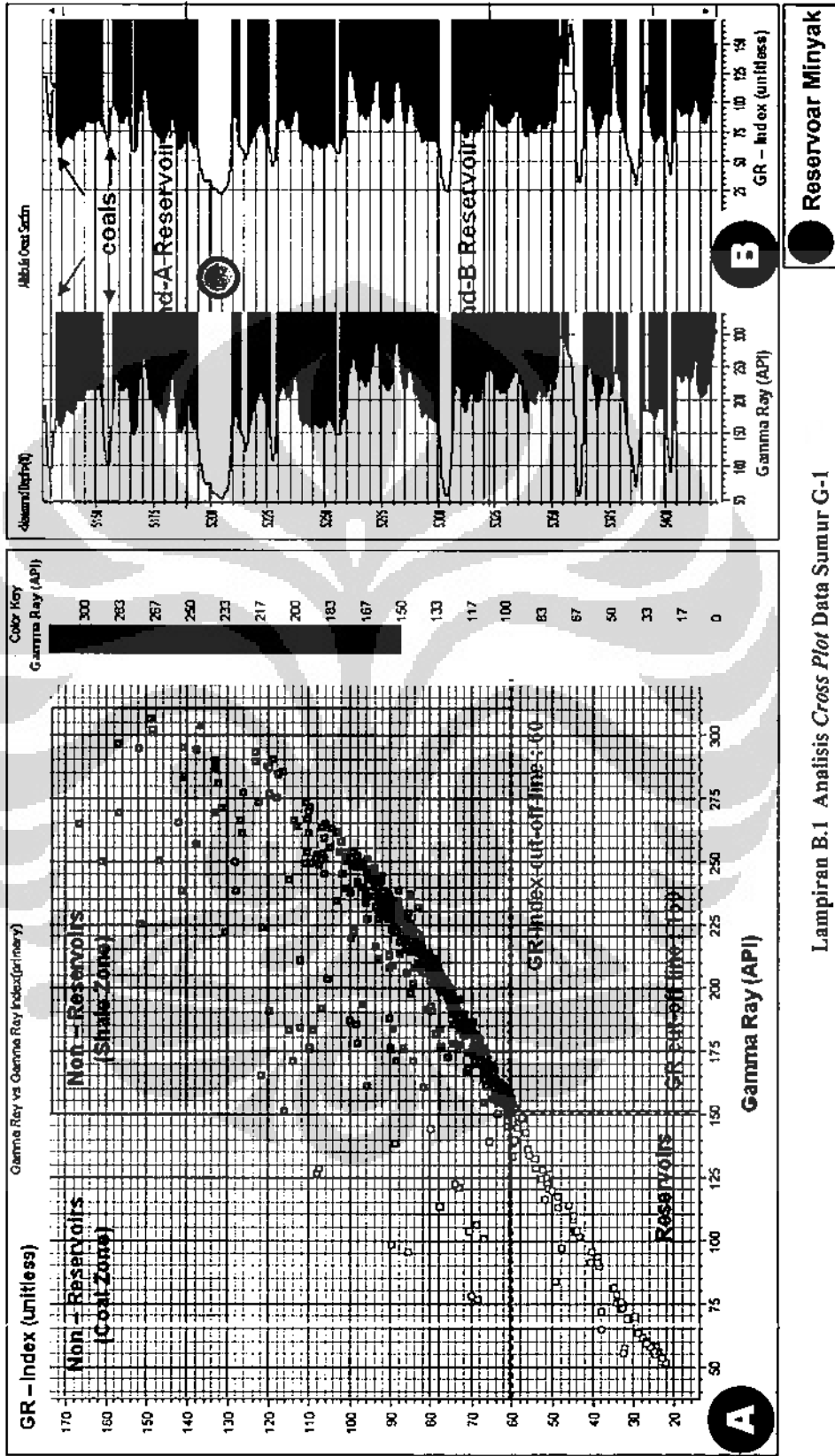


Lampiran A.13 Data Sumur G-13



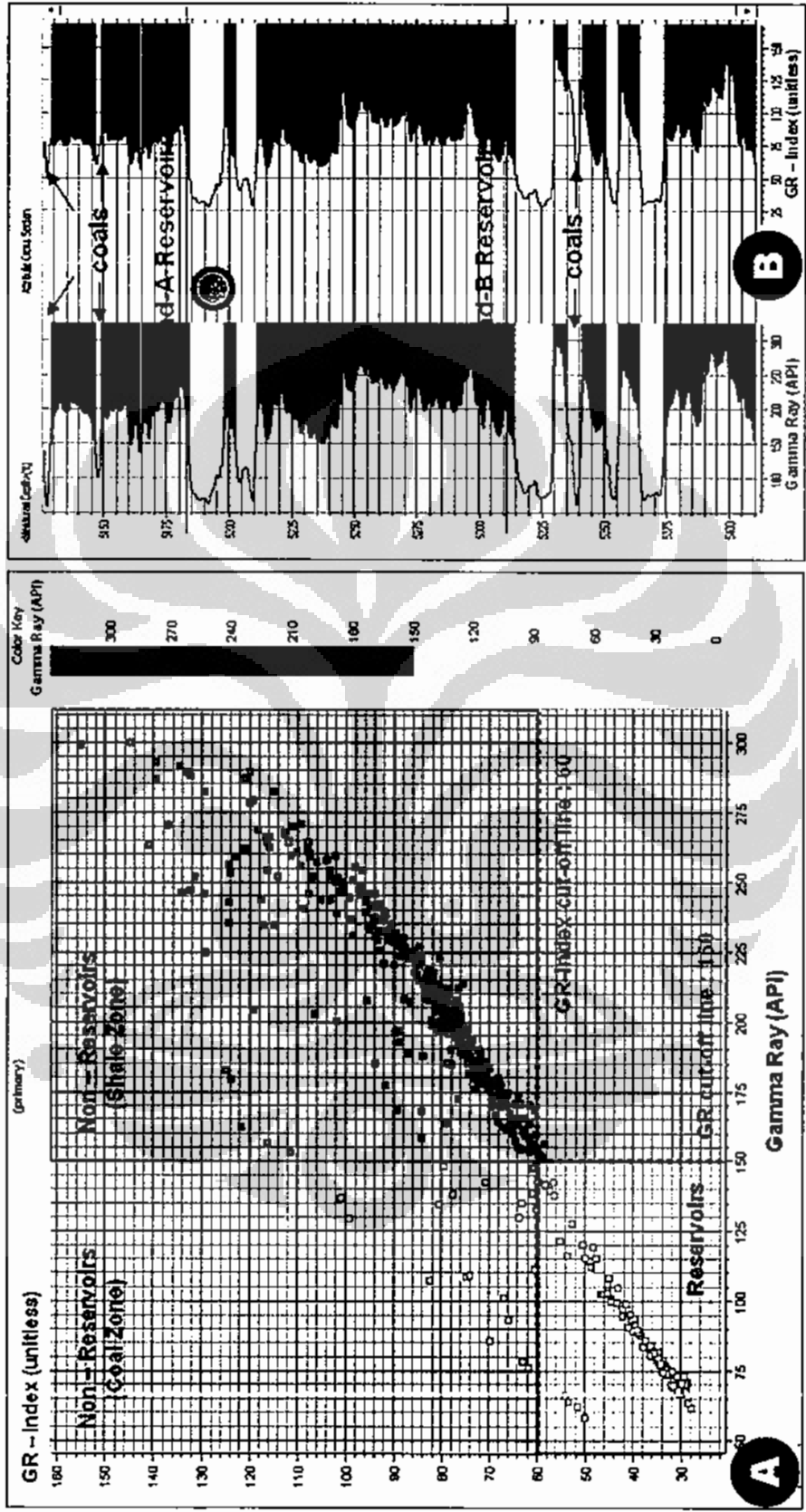
**LAMPIRAN B**

**ANALISIS *CROSS PLOT* DATA SUMUR**



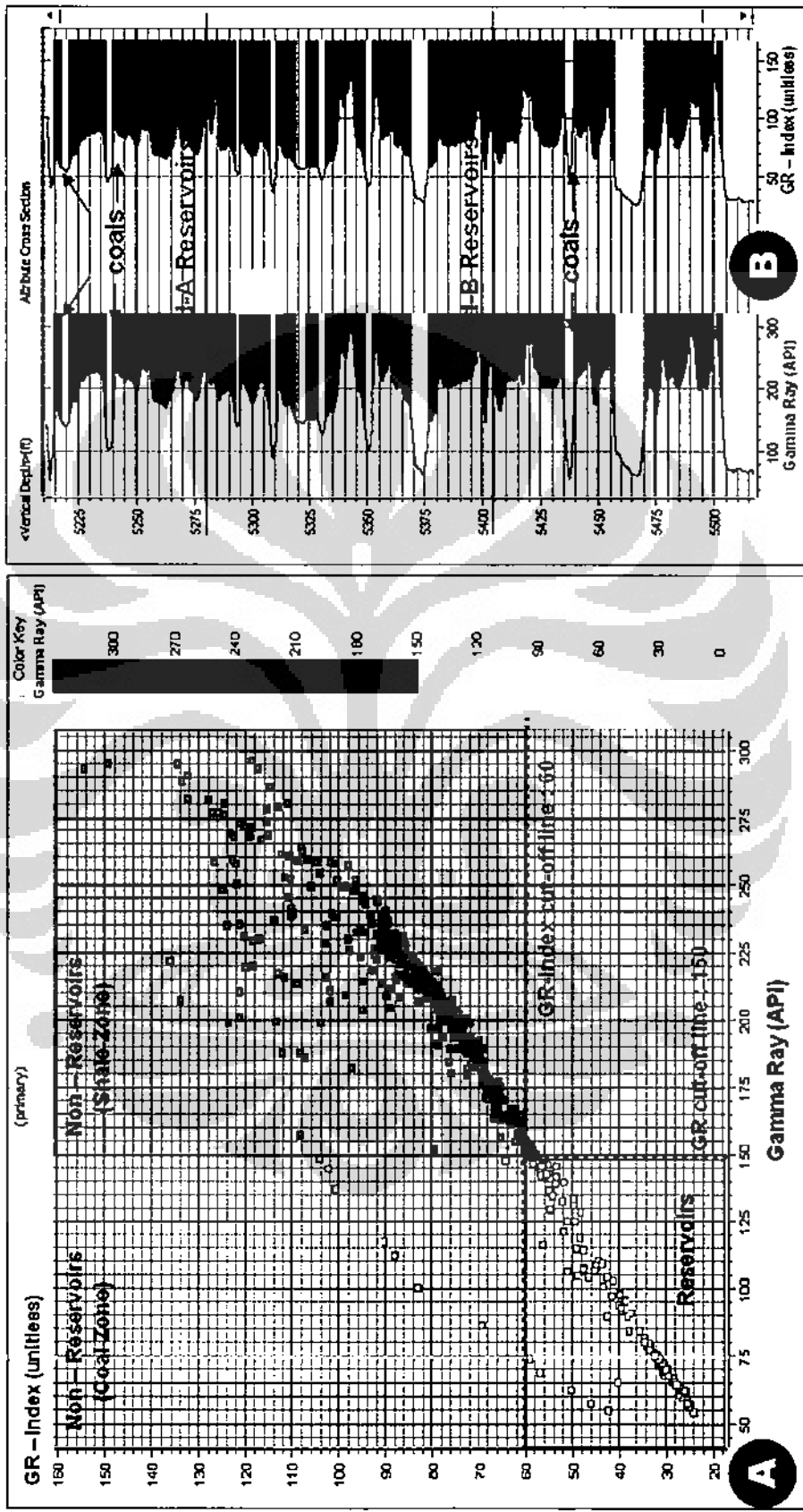
Lampiran B.1 Analisis Cross Plot Data Sumur G-1



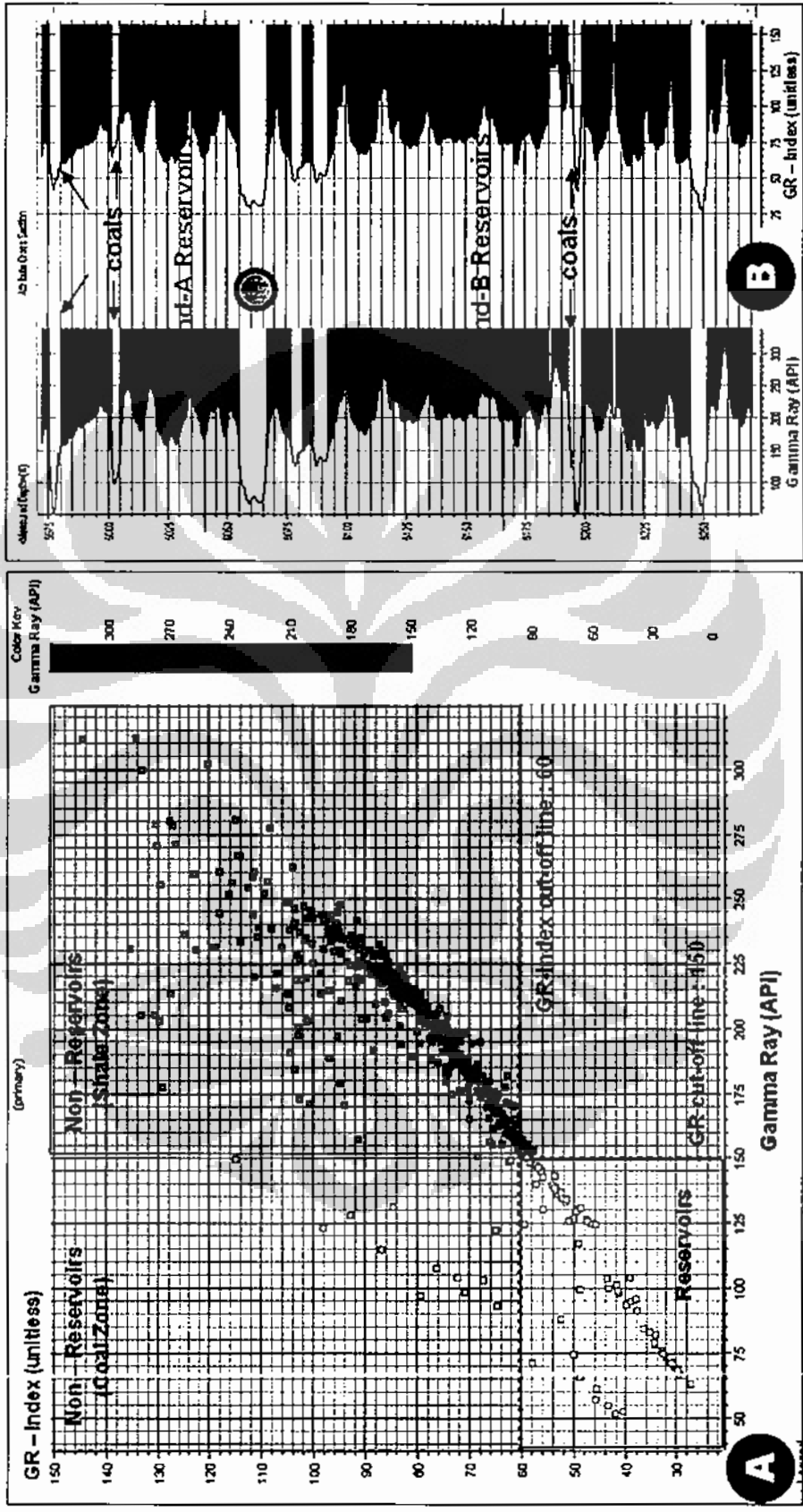


**Reservoir Minyak**

Lampiran B.2 Analisis Cross Plot Data Sumur G-2

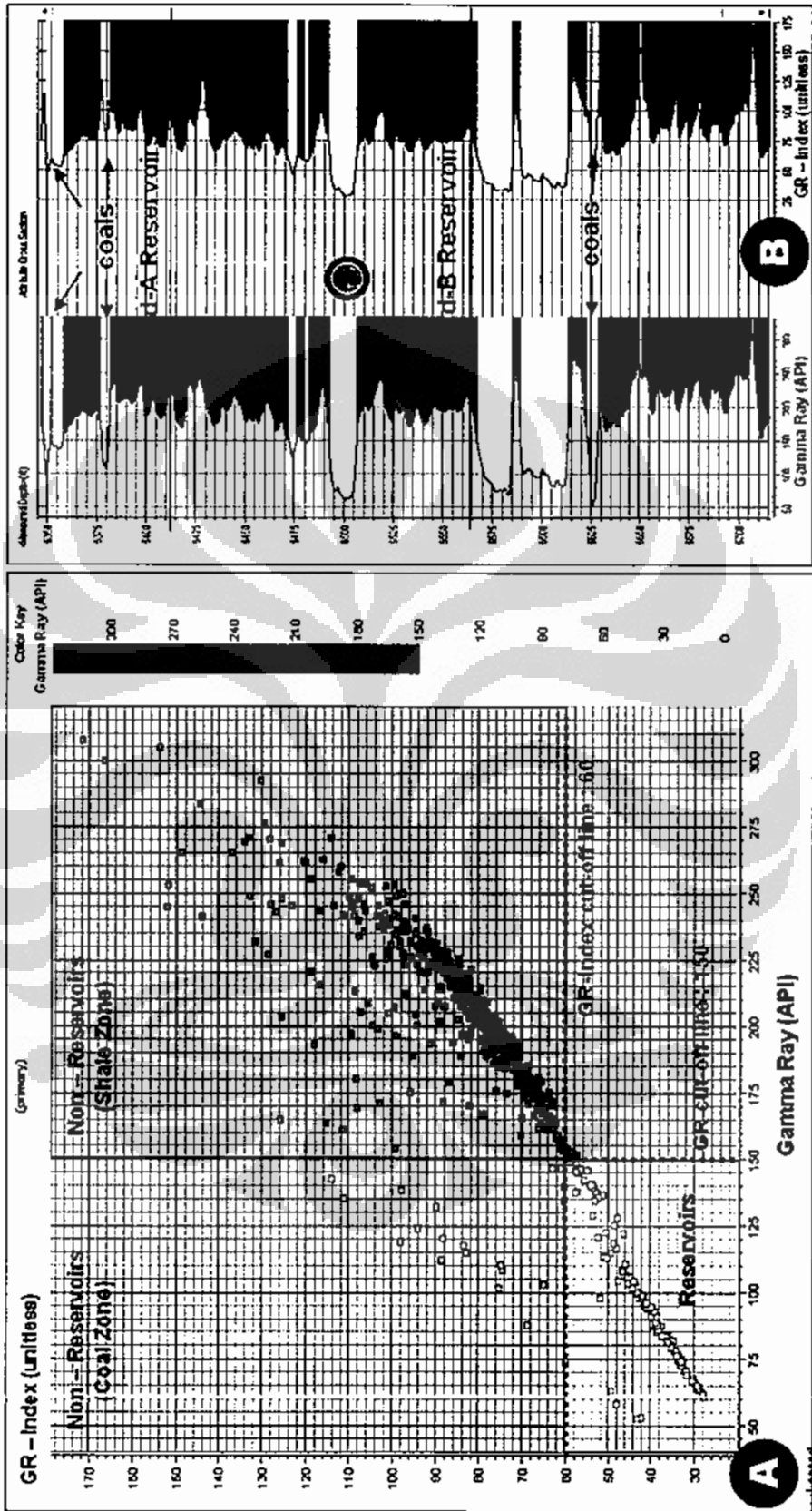


Lampiran B.3 Analisis Cross Plot Data Sumur G-3



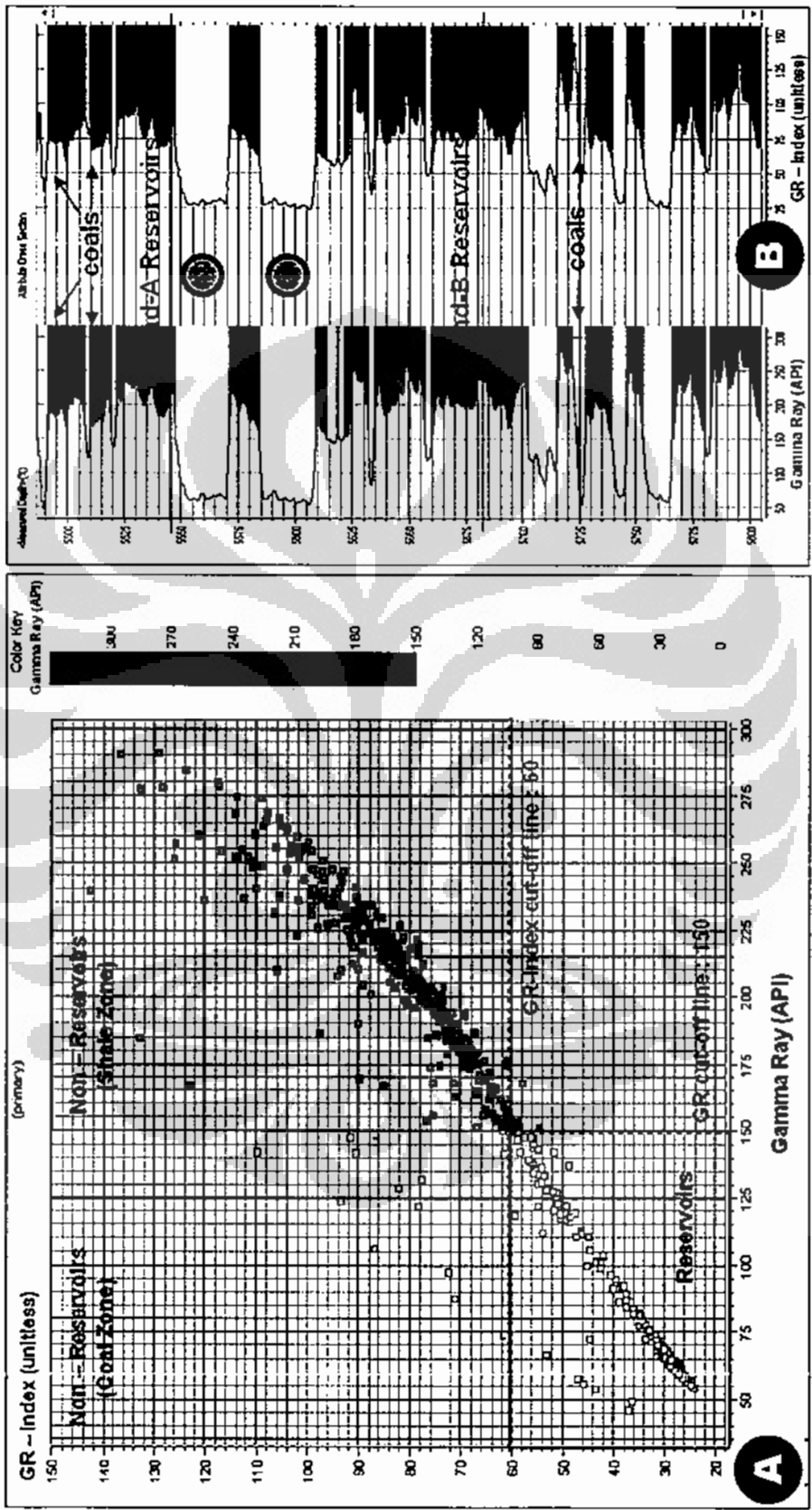
**Reservoir Minyak**

Lampiran B.4 Analisis Cross Plot Data Sumur G-3st



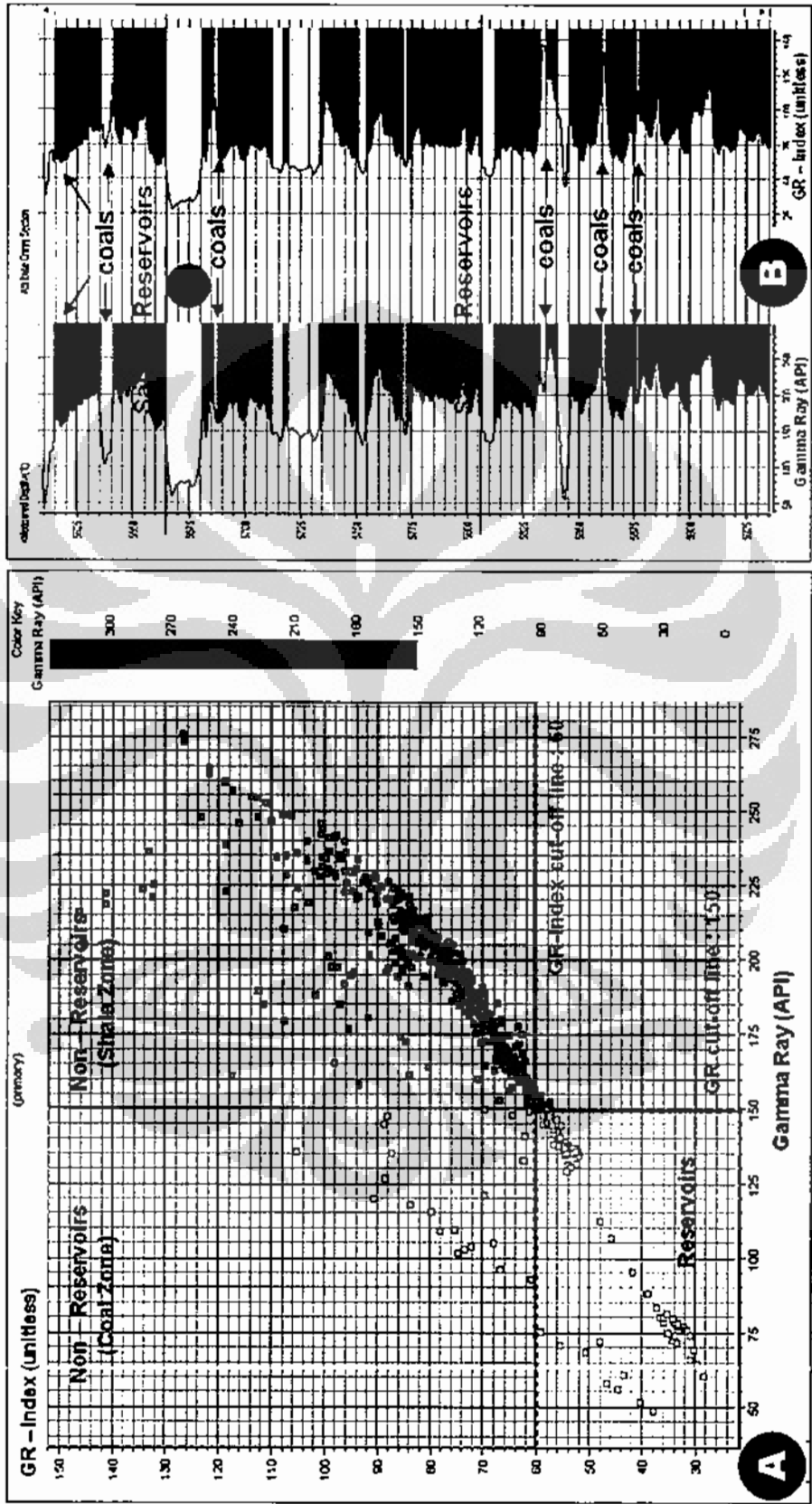
**Reservoir Minyak**

Lampiran B.5 Analisis Cross Plot Data Sumur G-4



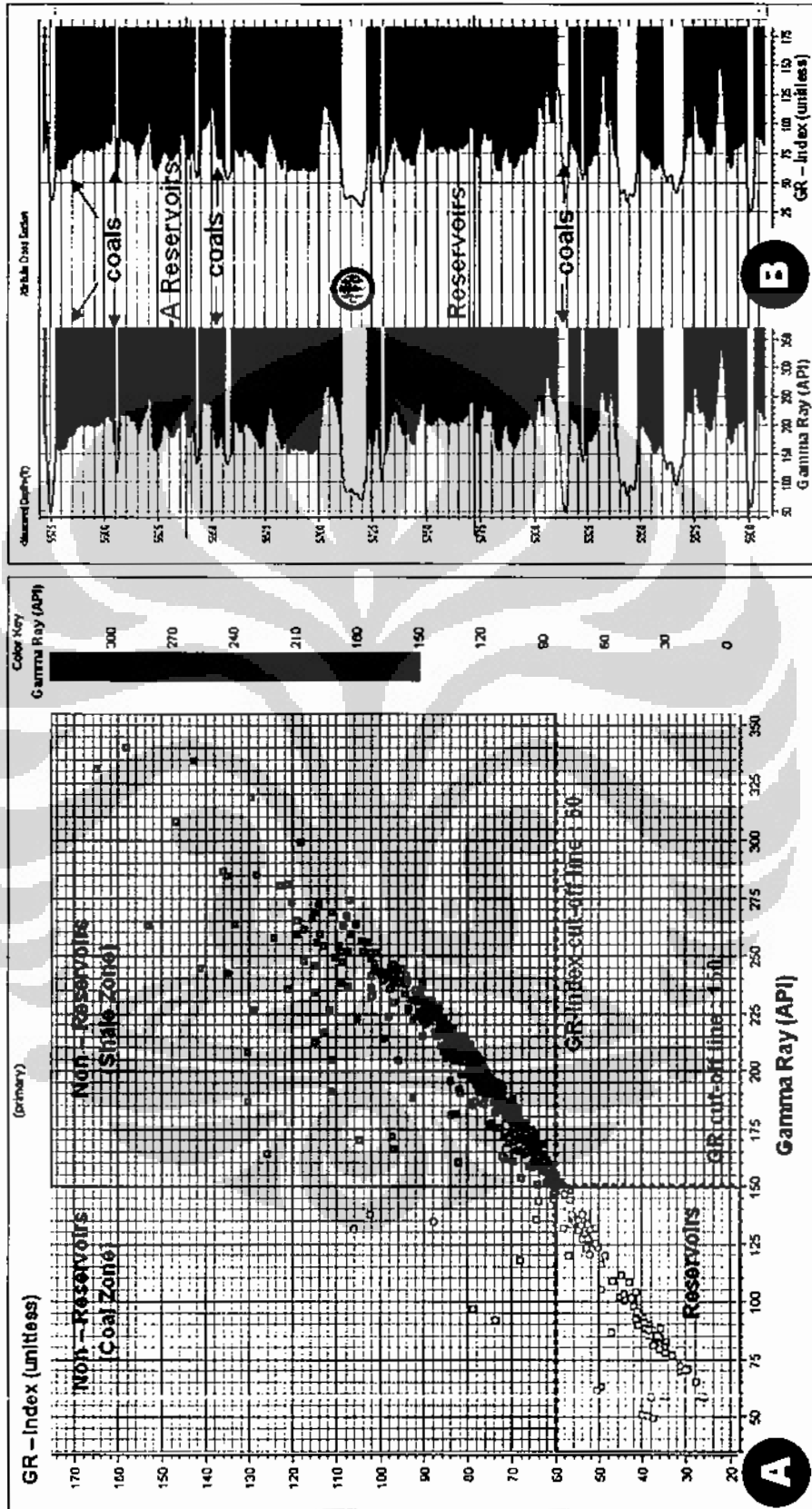
**Reservoir Minyak**

Lampiran B.6 Analisis Cross Plot Data Sumur G-5



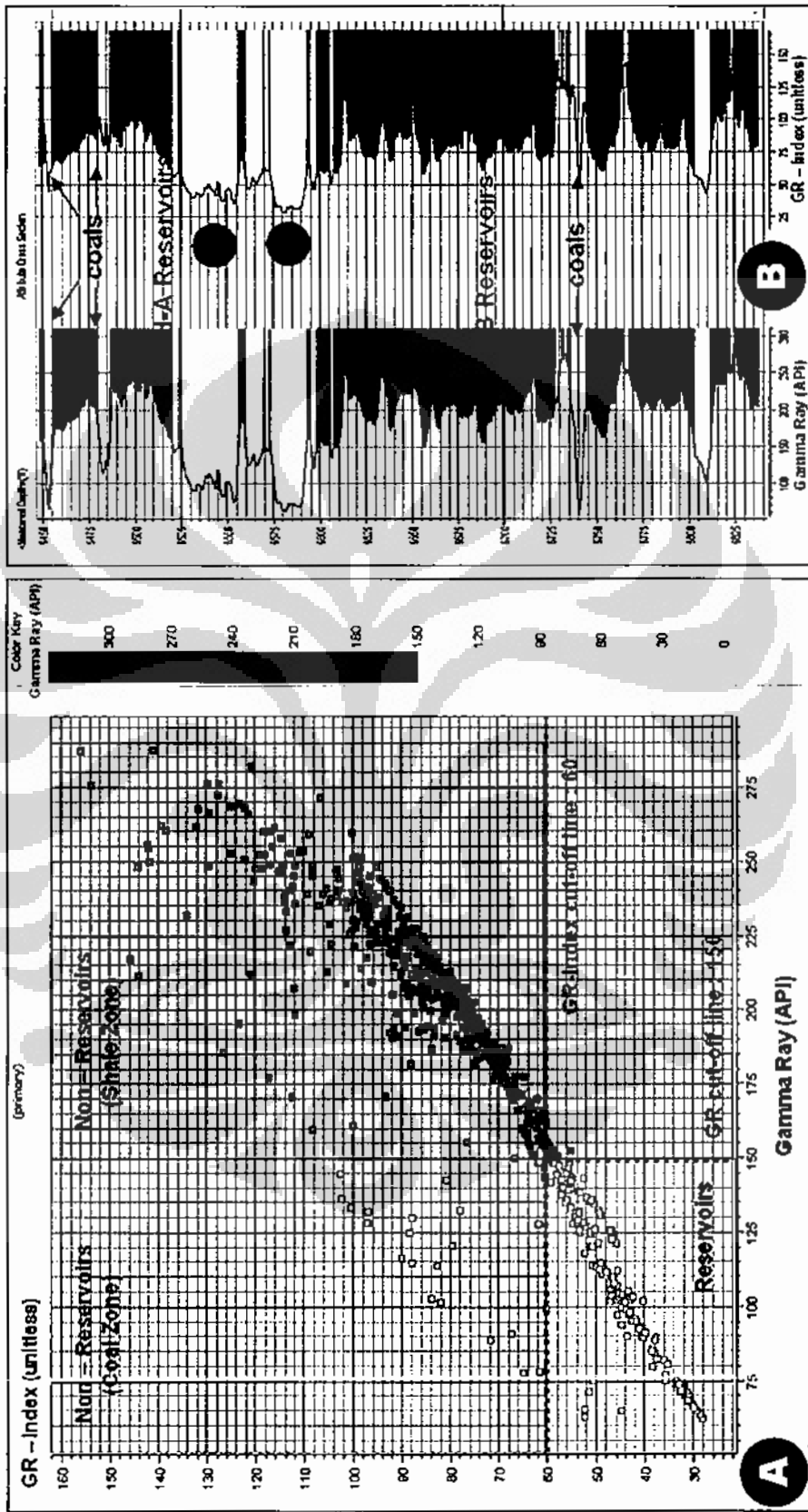
● Reservoir Gas

Lampiran B.7 Analisis Cross Plot Data Sumur G-6



**Reservoir Minyak**

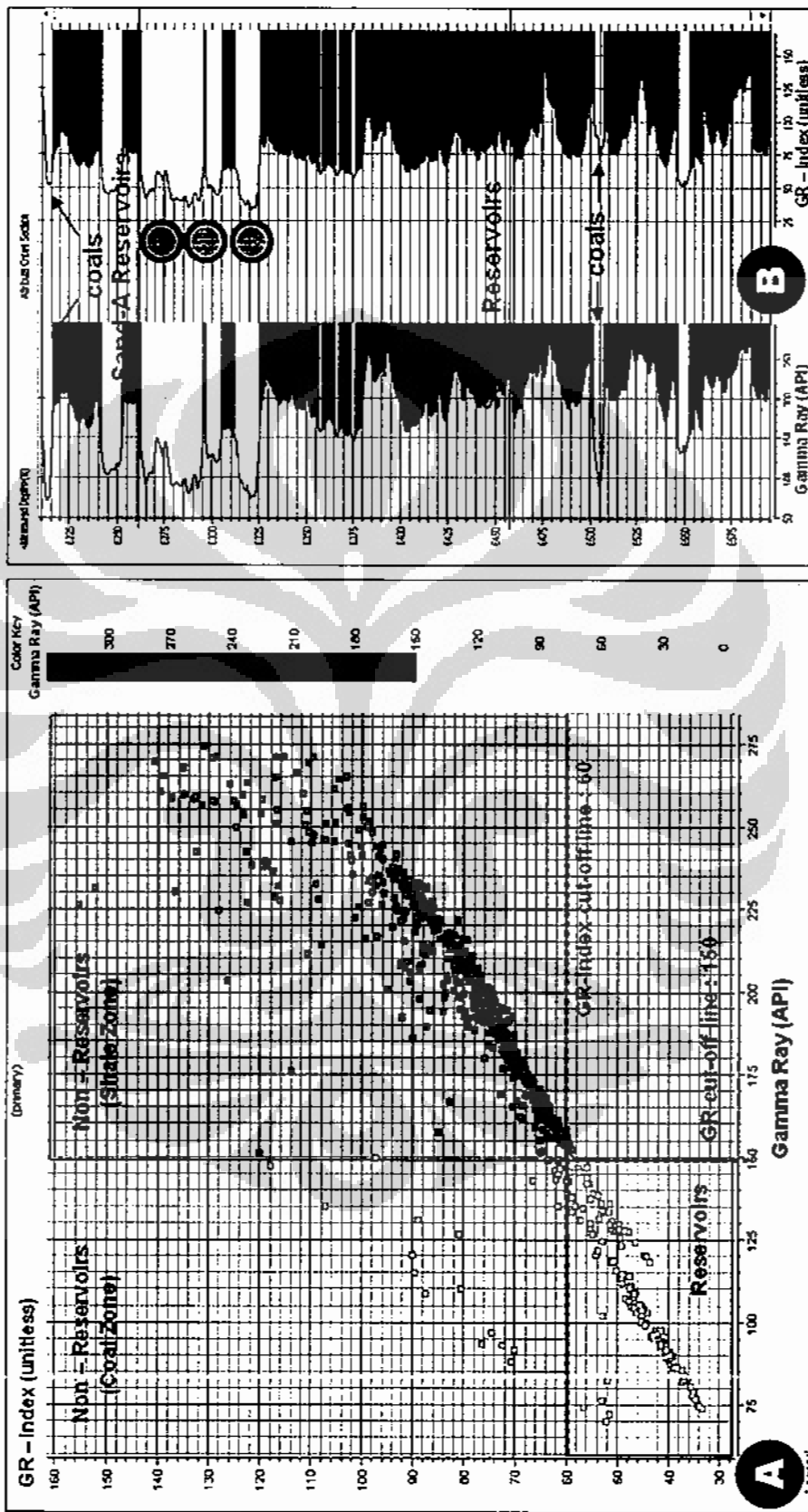
Lampiran B.8 Analisis Cross Plot Data Sumur G-7



● Reservoir Gas

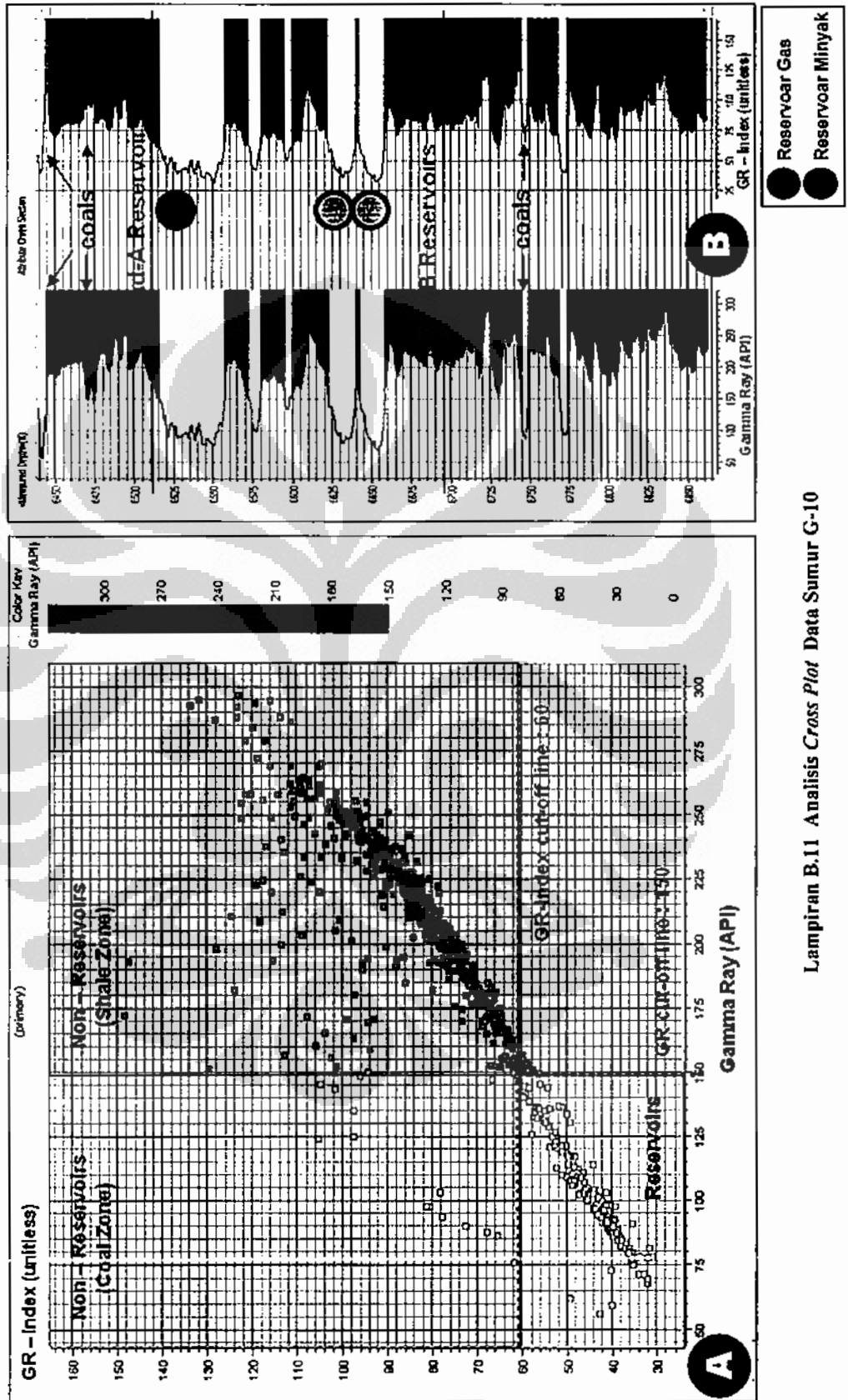
Lampiran B.9 Analisis Cross Plot Data Sumur G-8



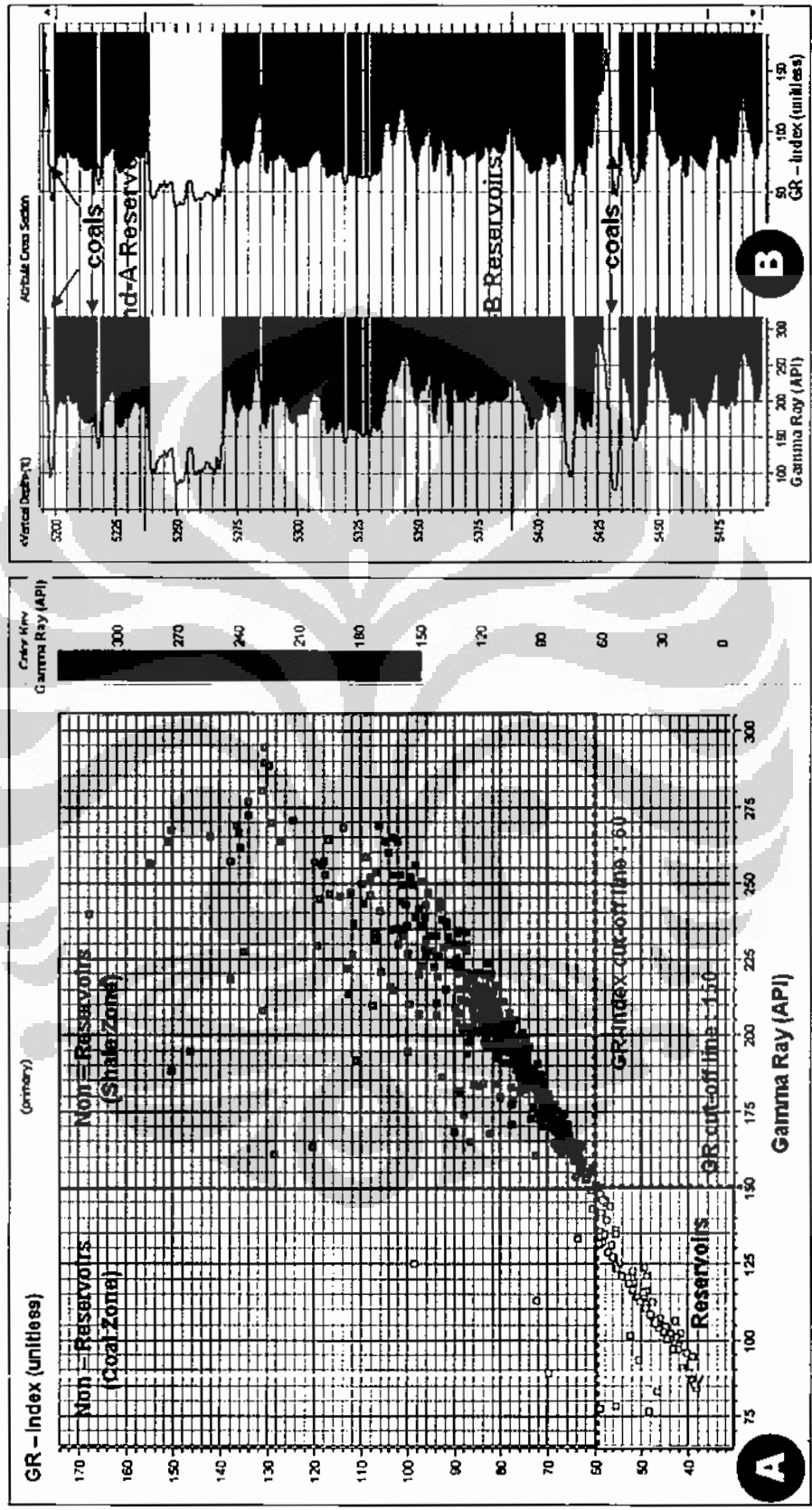


Reservoir Minyak

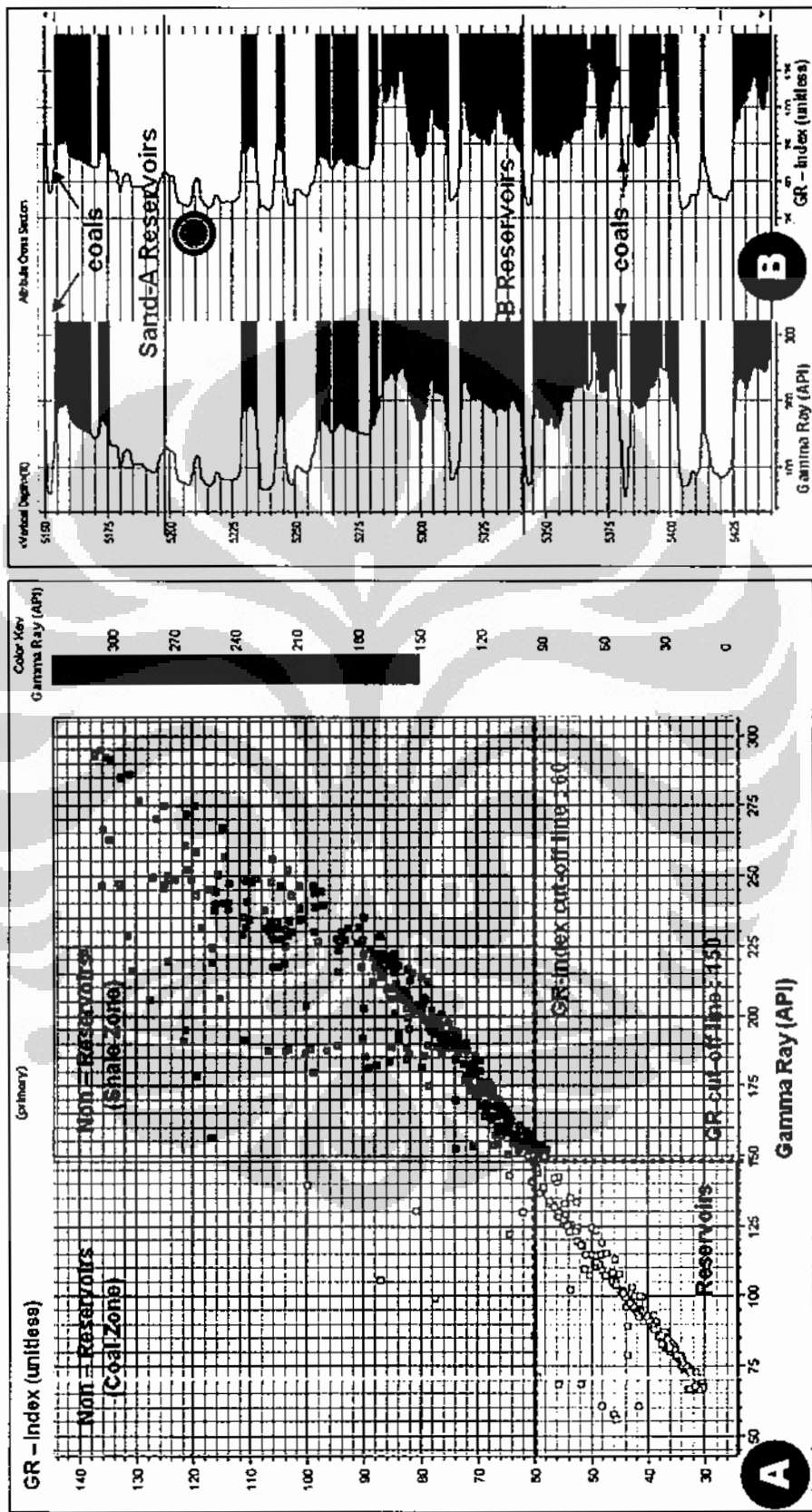
Lampiran B.10 Analisis Cross Plot Data Sumur G-9



Lampiran B.11 Analisis Cross Plot Data Sumur G-10



Lampiran B.12 Analisis Cross Plot Data Sumur G-11

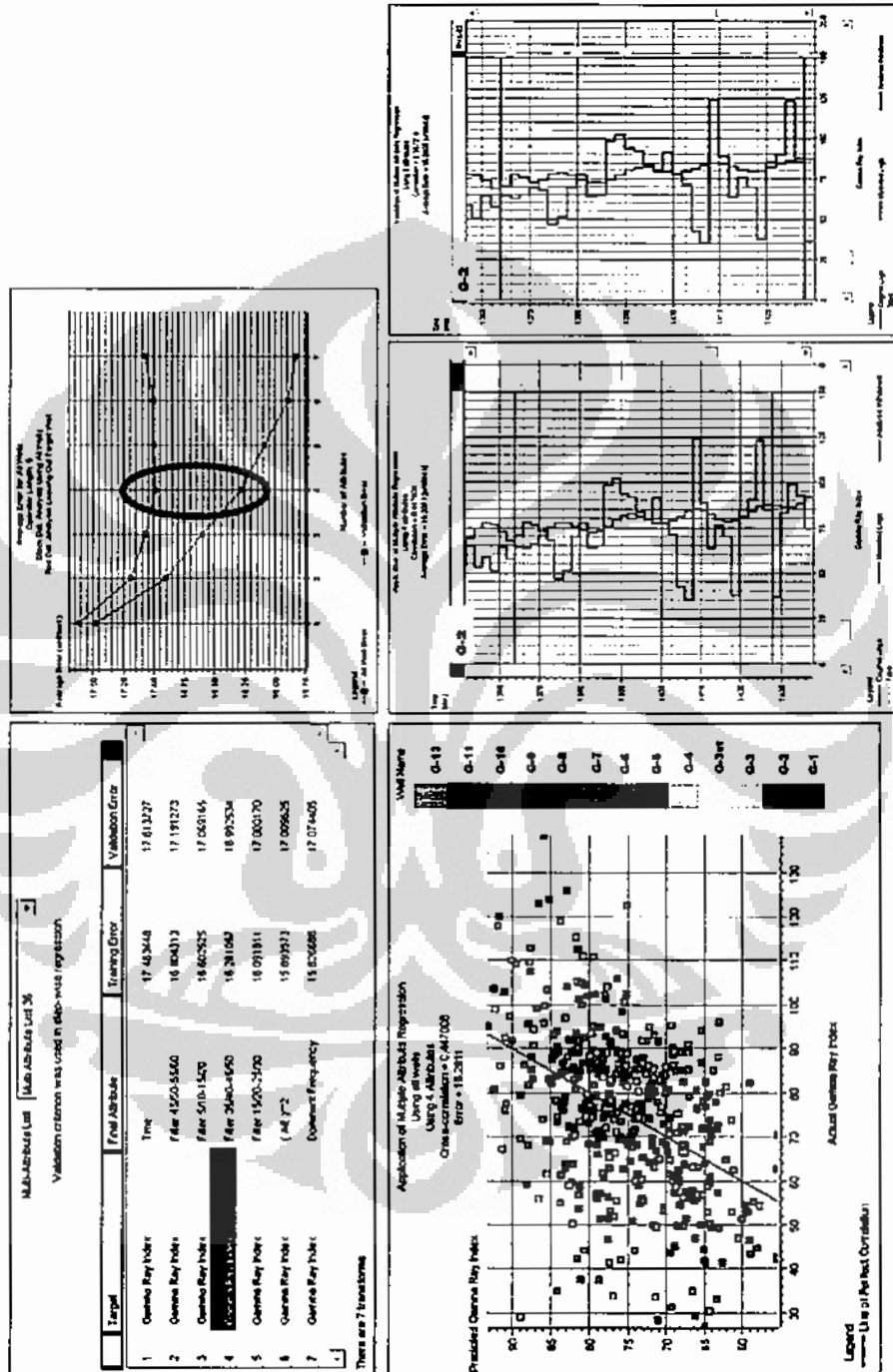


● Reservoir Minyak

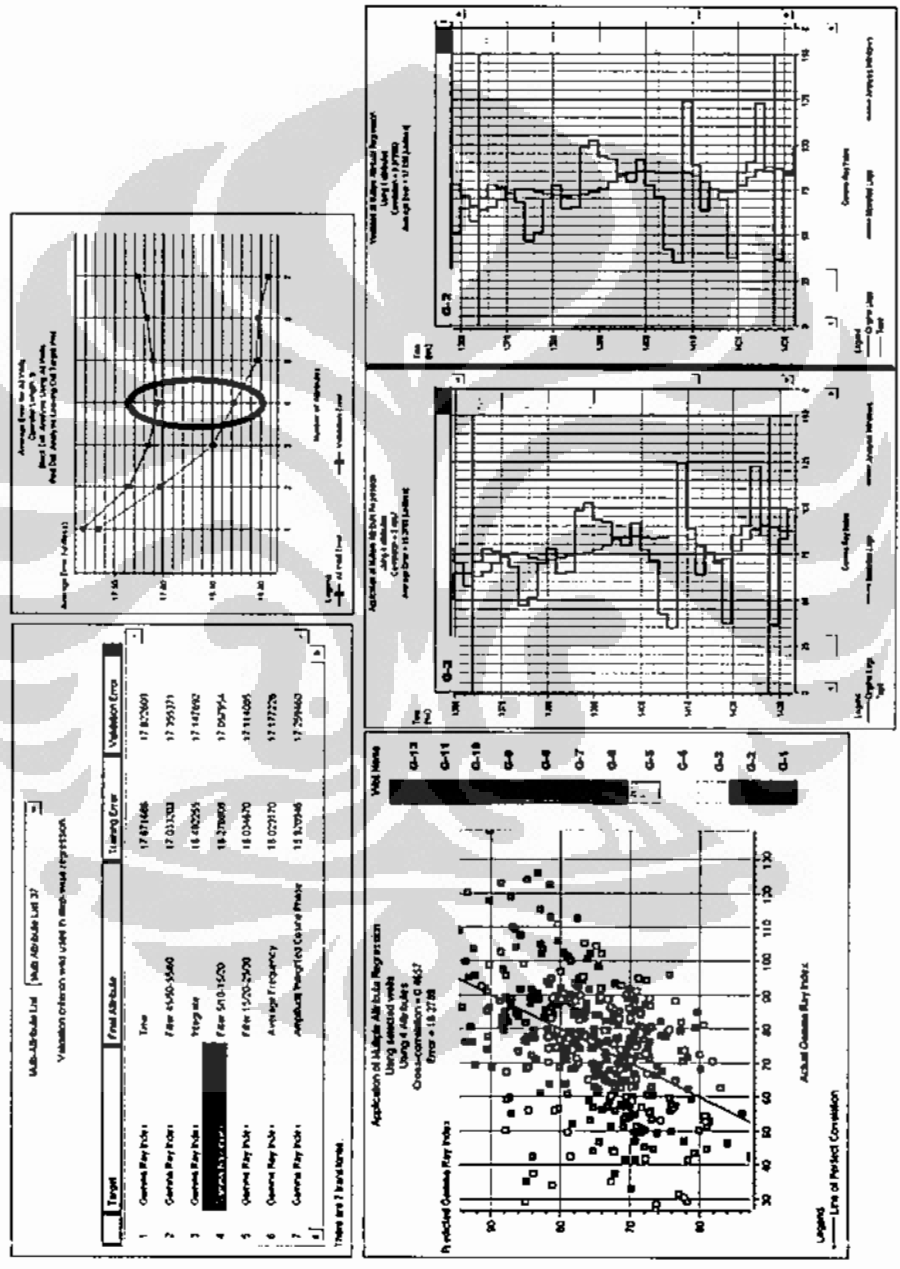
Lampiran B.13 Analisis Cross Plot Data Sumur G-13



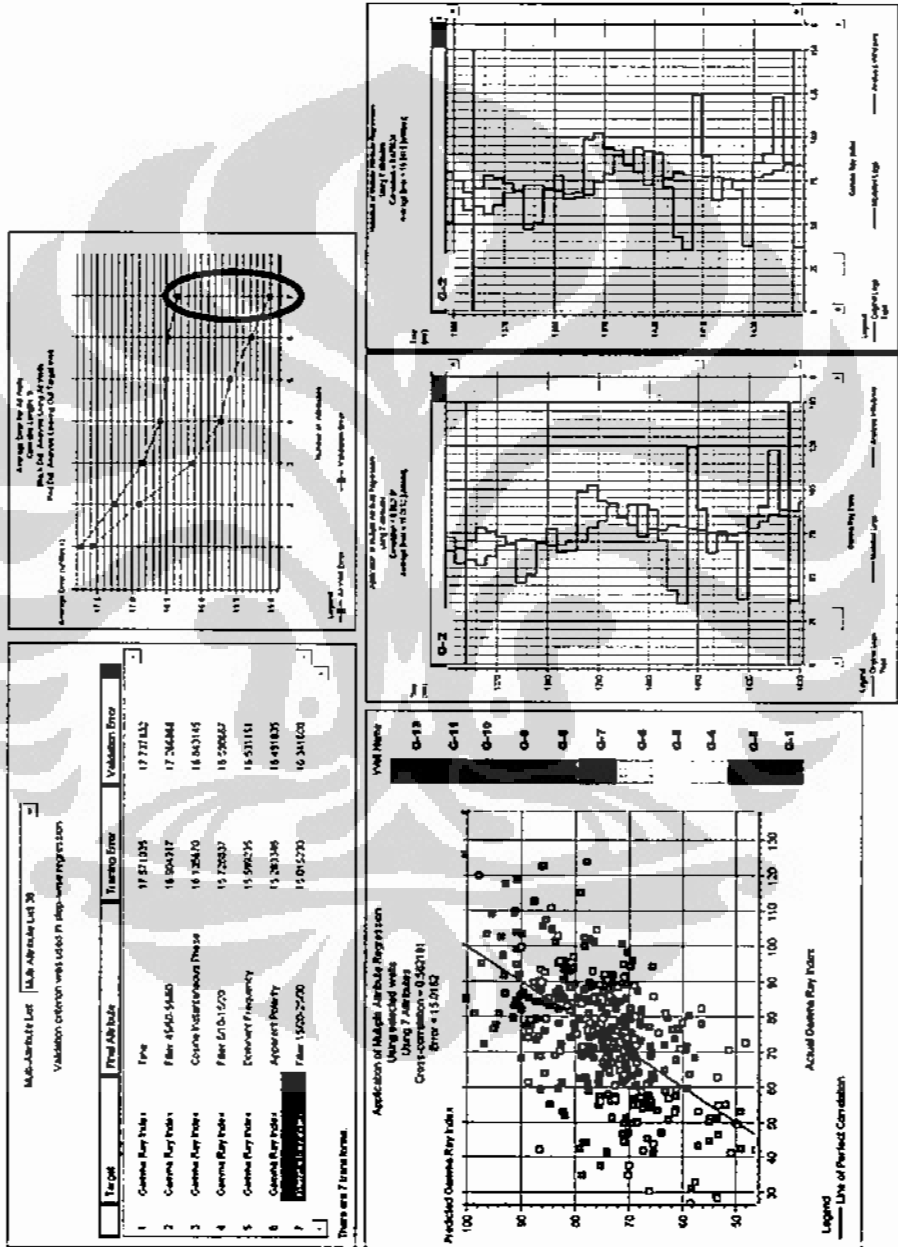
**LAMPIRAN C**  
**ANALISIS PERCOBAAN *STEP-WISE***  
***REGRESSION* UNTUK TRANSFORMASI**  
**MULTI ATRIBUT**



Lampiran C.1 Analisis percobaan step-wise regression menggunakan 13 sumur

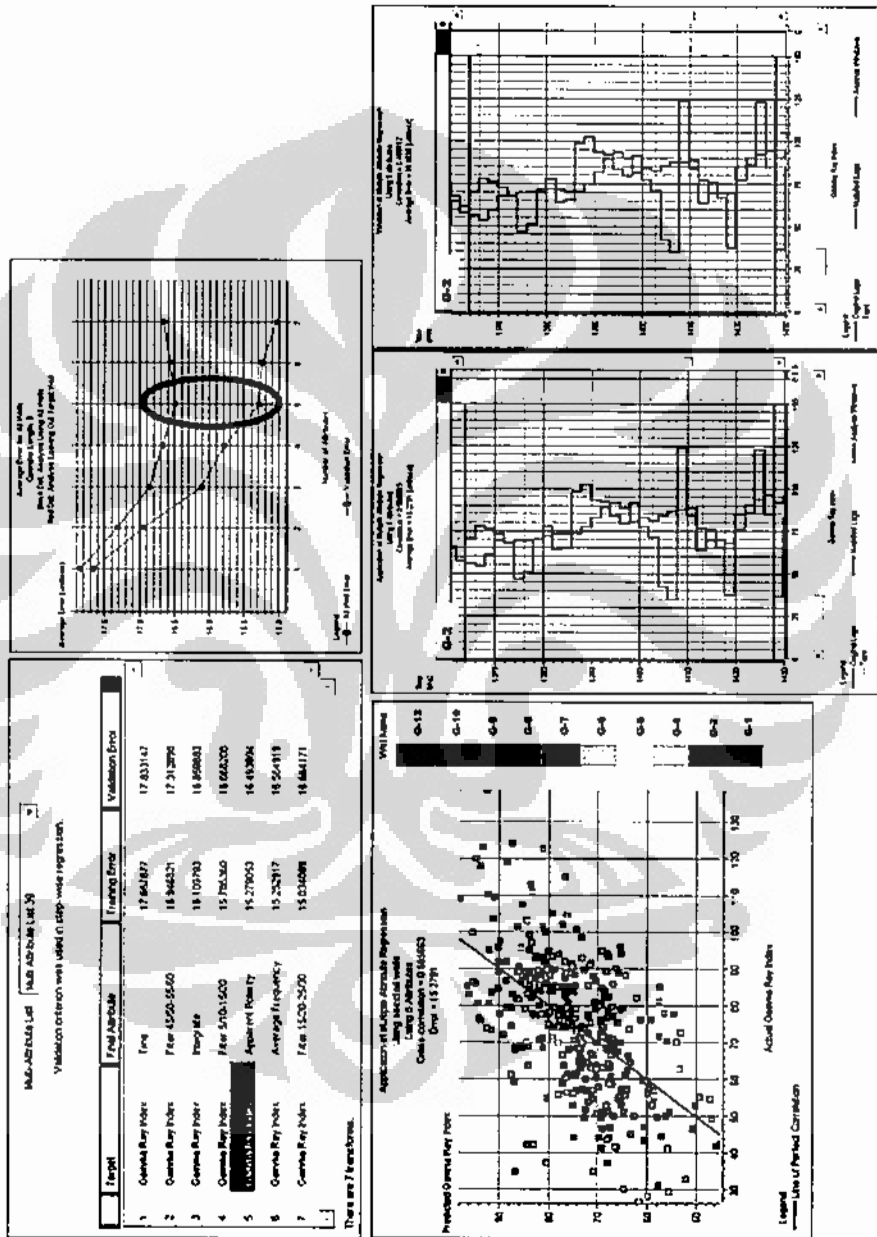


Lampiran C.2 Analisis percobaan step-wise regression menggunakan 12 sumur

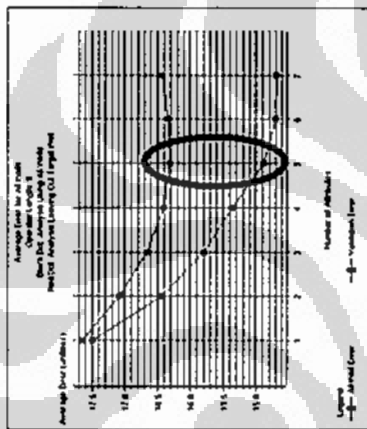


Lampiran C.3 Analisis percobaan step-wise regression menggunakan 11 sumur





Lampiran C.4 Analisis percobaan step-wise regression menggunakan 10 sumur

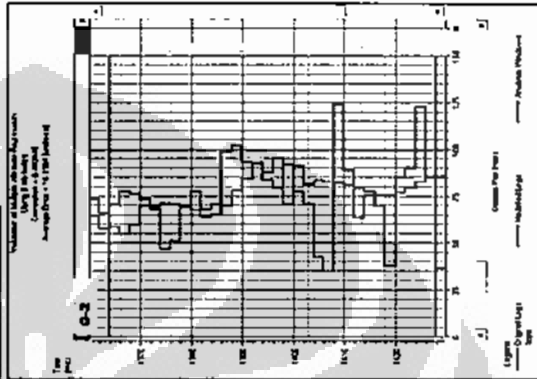
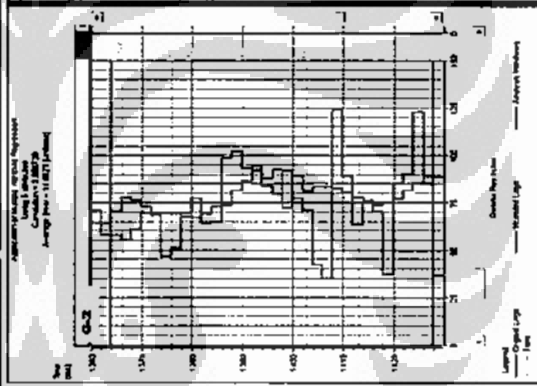
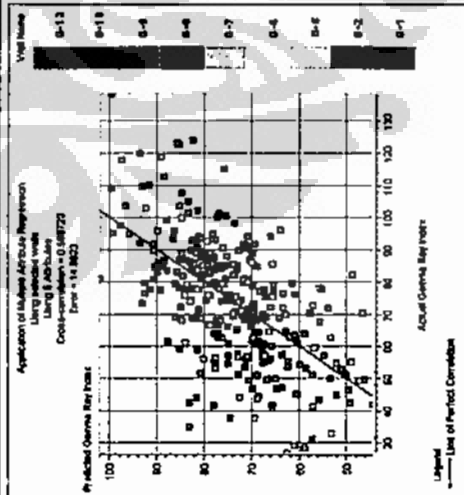


Multi-Attribute List: Multi-Attribute List 40

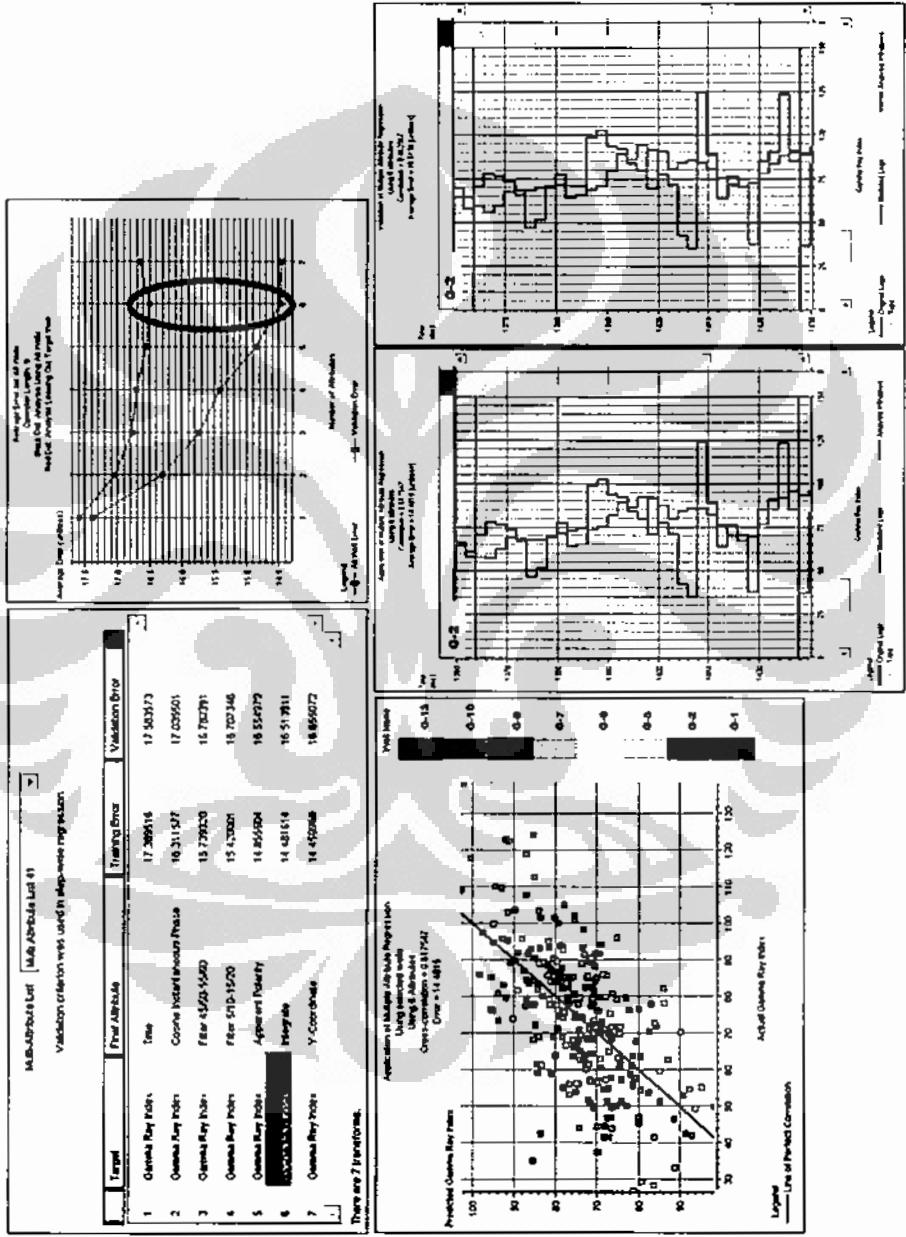
Validation criterion was used in step-wise regression

Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Gamma Ray Index	17.453649	17.654673
2	Gamma Ray Index	16.431484	17.080565
3	Gamma Ray Index	15.795548	16.611643
4	Gamma Ray Index	15.520306	16.410082
5	Gamma Ray Index	14.942345	16.318395
6	Gamma Ray Index	14.932573	16.341457
7	Gamma Ray Index	14.601179	16.436936

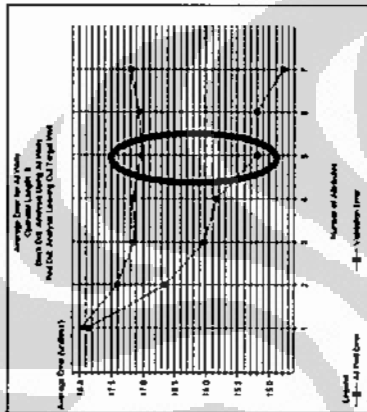
7 variables are 7 final forms.



Lampiran C.5 Analisis percobaan step-wise regression menggunakan 9 sumur



Lampiran C.6 Analisis percobaan step-wise regression menggunakan 8 sumur

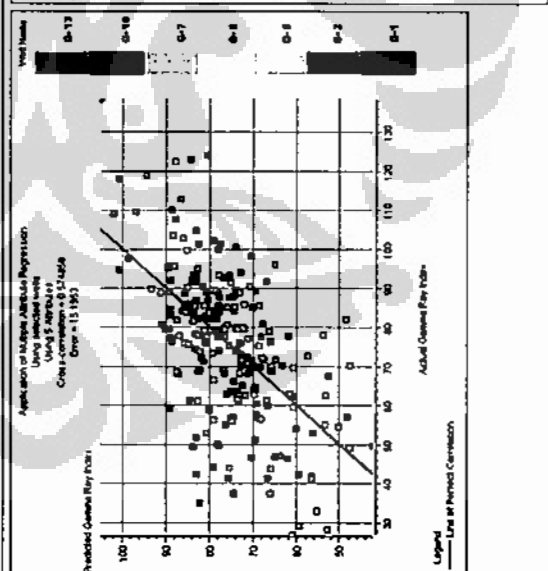
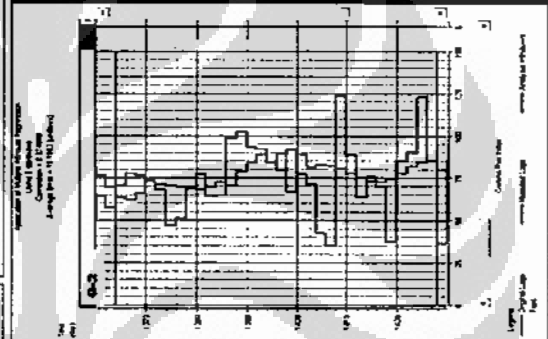
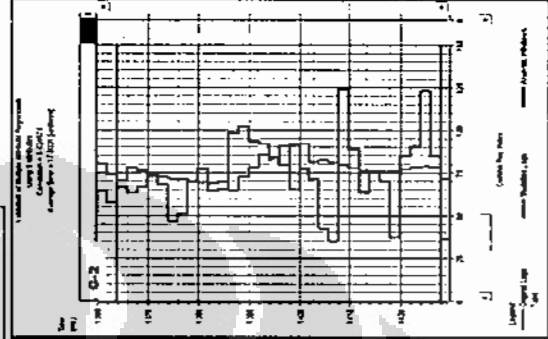


MALABUILD LUT MALABUILD LUT 42

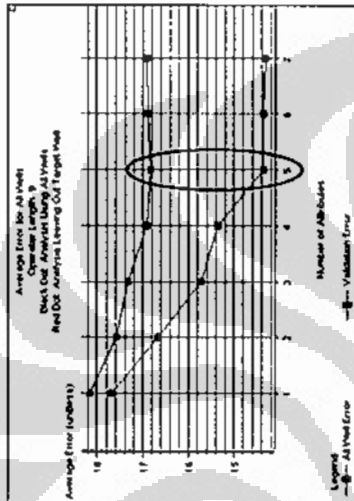
Validation criterion used in step-wise regression.

Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	General Ray Index	17.802623	17.902657
2	General Ray Index	18.842963	17.414637
3	General Ray Index	18.024685	17.161470
4	General Ray Index	15.820379	17.193355
5	General Ray Index	15.195290	17.007109
6	General Ray Index	15.194154	17.066905
7	General Ray Index	14.705268	17.182140

There are 7 variables

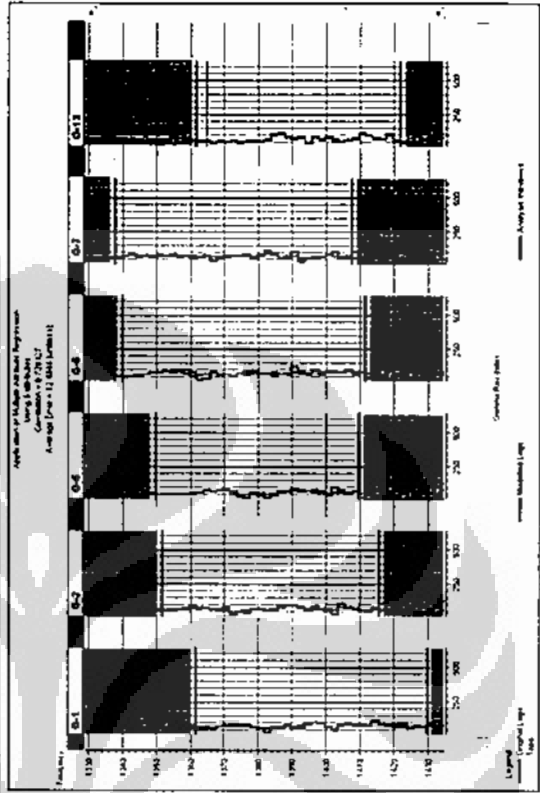
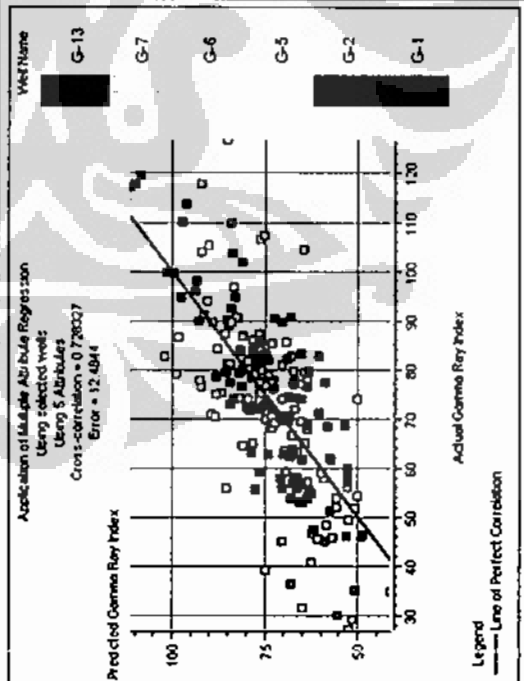


Lampiran C.7 Analisis percobaan step-wise regression menggunakan 7 sumur

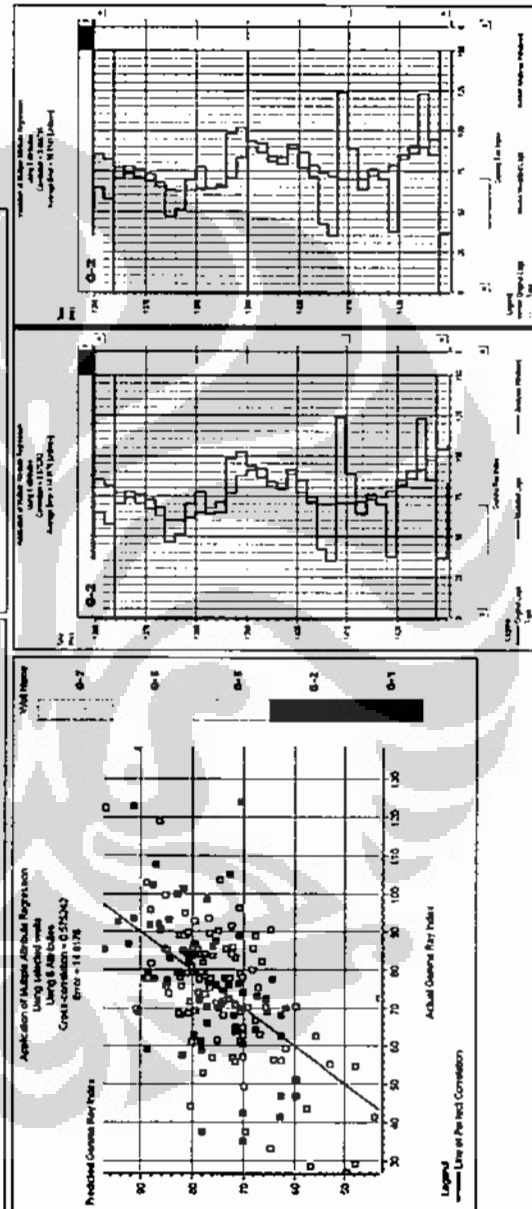
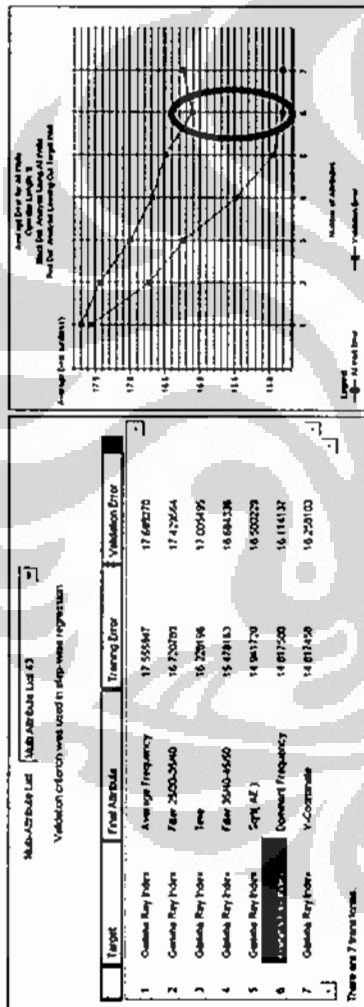


Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1. Gamma Ray Index	Gamma Ray Index	17.66724	19.15129
2. Gamma Ray Index	Gamma Ray Index	16.65901	17.29700
3. Gamma Ray Index	Gamma Ray Index	15.779624	17.343813
4. Gamma Ray Index	Gamma Ray Index	15.26223	16.763336
5. Gamma Ray Index	Gamma Ray Index	14.572051	16.925110
6. Gamma Ray Index	Gamma Ray Index	14.303047	16.688352
7. Gamma Ray Index	Gamma Ray Index	14.320482	16.917951

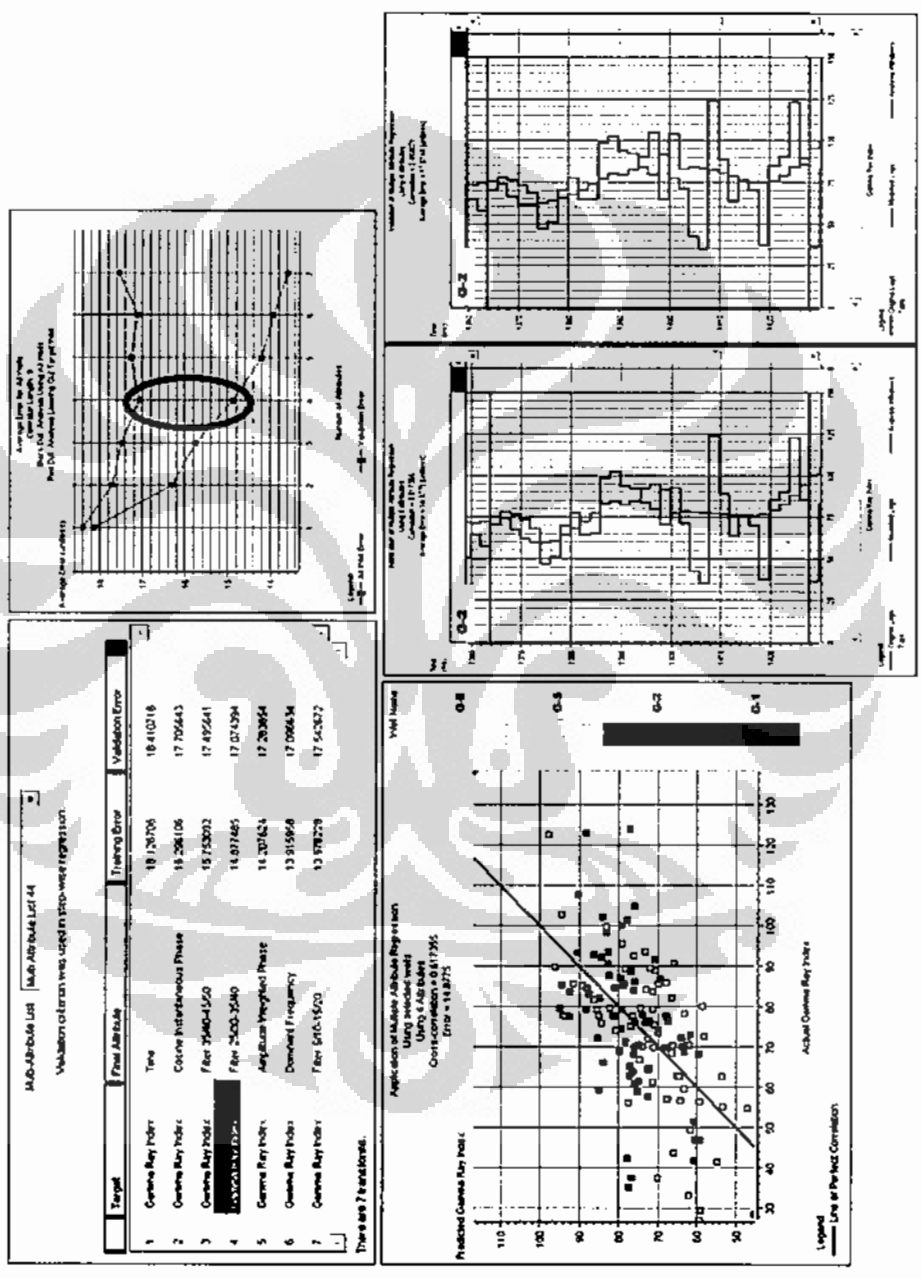
There are 7 final items



Lampiran C.8 Analisis percobaan step-wise regression menggunakan 6 sumur



Lampiran C.9 Analisis percobaan step-wise regression menggunakan 5 sumur



Lampiran C.10 Analisis percobaan step-wise regression menggunakan 4 sumur