



UNIVERSITAS INDONESIA

**PEMODELAN IMPEDANSI AKUSTIK UNTUK KARAKTERISASI RESERVOAR
COALBED METHANE PADA DAERAH X, RIAU**

SKRIPSI

Gemmy Adyendra

0606068215

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI FISIKA
DEPOK
DESEMBER 2011**



UNIVERSITAS INDONESIA

**PEMODELAN IMPEDANSI AKUSTIK UNTUK KARAKTERISASI
RESERVOAR *COALBED METHANE* PADA DAERAH X, RIAU**

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana sains

Gemmy Adyendra

0606068215

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI FISIKA
DEPOK
DESEMBER 2011**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Gemmy Adyendra

NPM : 0606068215

Tanda Tangan : 

Tanggal : 14 Desember 2011

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan Oleh

Nama : Gemmy Adyendra
N P M : 0606068215
Program Studi : Fisika
Peminatan : Geofisika
Judul Skripsi : Pemodelan Impedansi Akustik untuk
Karakterisasi Reservoir *Coalbed Methane*
pada Daerah X, Riau

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

DEWAN PENGUJI

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

Penguji I : Dr. Eng. Supriyanto (.....)

Penguji II : Dr. Dede Djuhana (.....)

Ditetapkan di : Depok
Tanggal : 14 Desember 2011

KATA PENGANTAR

Segala puji dan syukur kepada Tuhan Yang Maha Esa yang telah mengizinkan penulis menyelesaikan tugas akhir dan penyusunan skripsi ini. Penulisan skripsi ini dilakukan dengan tujuan untuk memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Sains Jurusan Fisika pada Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam Universitas Indonesia.

Penulis telah banyak mendapat bantuan dari berbagai pihak, maka pada kesempatan ini penulis mengucapkan banyak terima kasih kepada:

1. Dr. rer. nat. Abdul Haris, selaku Pembimbing Tugas Akhir yang telah rela mengorbankan banyak waktu dan tenaga untuk memberikan pengarahan dan bimbingan kepada penulis.
2. Dr. Syamsu Rosid, selaku Ketua Program peminatan Geofisika UI, yang telah banyak memberikan saran dan masukan yang sangat berharga.
3. Kedua Orang tua yang selalu memberikan perhatian serta dukungan penuh untuk menyelesaikan studi saya di Fisika UI.
4. Keluarga besar penulis, Revis Agardi, Eka Novita Agardi, Vivin Nogia, Nesa Mayona, Evra Nata, Cindy Anova, Zainul Arifin, Dewi dan Himawan yang telah memberikan support jasmani, rohani dan materi kepada penulis untuk menyelesaikan program sarjana ini.
5. Ng Bei Berger M.Si, Aryo Aviarto S.Si., dan Erlangga Wibisono S.Si. selaku pembimbing teknis.
6. Para Pejuang lima setengah tahun Aldi botak tuyel, Yoshi item sangir, Rotua d'Nemesis, Yaya Toure, Arfan aja, yang telah memberikan dukungan dan semangat yang tidak ternilai.
7. Rekan-rekan Puri, Ai kepala sekolah, Jb d'bulu gondrong, Afar si pegadang tangguh, Denny pacar bei, Angga Ndeso, Meli bawel, yang telah bekerja bersama untuk mencapai kebahagiaan di balairung.
8. Staf Departemen Fisika UI, Mbak Ratna dan Pak Mardi atas bantuan teknis yang penulis peroleh selama menjadi mahasiswa Fisika UI.

9. Teman-teman Fisika angkatan 2006, Igor, Catur, Adit Kunyuk, Satrio, Asrikin, Rial Metes, Mika si HIV, yang telah mengisi warna hidup penulis selama 5 tahun.
10. Sofi Amalia Lestari, atas support, doa dan perhatian yang tidak ternilai selama 3 tahun ini jadi teman terbaik bagi penulis dalam menyelesaikan kuliah ini.
11. Teman-teman Beforeyougetin, Mare, Ucok, Diaz, Saugy dan Bintang yang telah menjadi teman terbaik bagi penulis.
12. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, terima kasih banyak atas dukungannya.

Semoga Tuhan membalas jasa semua pihak tersebut dengan sebaik-baiknya. Penulis juga menyadari bahwa skripsi ini masih jauh dari sempurna, oleh karena itu perlulah kiranya saran dan kritik yang membangun demi perbaikan pada masa mendatang. Semoga skripsi ini membawa manfaat bagi penulis pribadi maupun bagi pembaca.

Penulis
2011

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

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

Nama : Gemmy Adyendra
NPM : 0606068215
Program Studi : Geofisika
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu pengetahuan Alam
Jenis karya : Skripsi

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 :

**PEMODELAN IMPEDANSI AKUSTIK UNTUK KARAKTERISASI
RESERVOAR *COALBED METHANE* PADA DAERAH X, RIAU**

beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia /format-kan, 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 : Depok

Pada tanggal : 14 Desember 2011

Yang menyatakan



(Gemmy Adyendra)

ABSTRAK

Nama : Gemmy Adyendra
Program Studi : Geofisika
Judul : Pemodelan Impedansi Akustik untuk Karakterisasi Reservoir *Coalbed Methane* pada Daerah X, Riau

Pemodelan Impedansi Akustik untuk Karakterisasi Reservoir *Coalbed Methane* pada daerah X di Riau dilakukan dengan menggunakan seismik inversi. Pada studi ini data seismik diinversi menjadi nilai impedansi akustik yang diturunkan dari data sumur untuk mengubah data volume seismik menjadi data volume impedansi akustik. Inversi model base digunakan untuk melakukan proses tersebut. Hasil dari proses inversi dapat memperkirakan keberadaan lapisan batubara yang dalam hal ini menjadi reservoir yang dicari. Kajian dalam terhadap hasil inversi ditekankan pada reservoir batubara yang terdapat pada lapisan batu pasir pada pengendapan pada formasi muara enim. Identifikasi reservoir pada data log sumur memperlihatkan indikasi yang jelas pada kedalaman antara 460 sampai 465 meter untuk *Coal 1*, dan juga pada kedalaman 604 – 628 meter untuk *Coal 2*. Hasil inversi memperlihatkan bahwa distribusi nilai impedansi akustik mampu membantu mendeliniasi sebaran reservoir *coalbed methane*.

Kata Kunci : Impedansi Akustik, Inversi, *Coalbed methane*, batubara
xvi +66 halaman ; 50 gambar; 2 tabel
Daftar Acuan : 16 (1959-2010)

]

ABSTRACT

Name : Gemmy Adyendra
Program Study : Geophysics
Title : Reservoir Charactization of Coalbed Methane Using
Acoustic Impedance Modeling of X Field, Riau

Reservoir Charactization of Coalbed Methane Using Acoustic Impedance Modeling of X Field, Riau is done by using seismic inversion. In this study the seismic inversion is constrained by well to change the volume of seismic data to the data volume of acoustic impedance. In this study model base inversion of seismic method is used to perform the inversion process. The inverted result is used as process to delinieate coal layering that as the reservoir. This study is pointed out on sand reservoir, which was deposited at Muara Enim formation. . Reservoir identification from log data shows a clear indication of reservoir at depths of 460 m - 465 m for Coal 1 and at depths of 604 m – 628 m for Coal 2. AI inversion results are expected to help delineate the distribution of the Coalbed Methane reservoir.

Keyword : Acoustic Impedance, Inversion, Coalbed Methane, Coal
xvi+66 pages ; 50 pictures; 2 tables
Bibliography : 16 (1959-2010)

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
HALAMAN PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	v
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH	vii
ABSTRAK	viii
ABSTRACT	ix
DAFTAR ISI	x
DAFTAR GAMBAR	xiii
DAFTAR TABEL	xvi
BAB I. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Batasan Masalah	2
1.3 Tujuan Studi	3
1.4 Metodologi Penelitian	3
1.5 Sistematika Penulisan	4
BAB II. TINJAUAN UMUM KONDISI GEOLOGI REGIONAL	
2.1 Geologi Regional	6
2.2 Geologi Struktur Cekungan Sumatera	9
2.2.1 <i>Syn-Rift Megasequence</i> (c. 40 - c. 29 Ma)	10
2.2.2 <i>Post Rift Megasequence</i> (c. 29 - c. 5 Ma)	11
2.2.3 <i>Syn-Orogenic/Inversion Megasequence</i> (c. 5 Ma - Sekarang)	11
2.3 Stratigrafi Struktur Cekungan Sumatera Selatan	12
2.3.1 Batuan Dasar (<i>Basement</i>)	12
2.3.2 Formasi Lahat	13
2.3.3 Formasi Talang Akar	13

2.3.4 Formasi Batu Raja	14
2.3.5 Formasi Gumai	15
2.4.6 Formasi Air Benakat.....	15
2.4.7 Formasi Muara Enim	16

BAB III. TEORI DASAR

3.1 Konsep Dasar Seismik Refleksi	18
3.2 Komponen Seismik Refleksi.....	20
3.3 <i>Direct Hydrocarbon Indicator (DHI)</i>	26
3.4 Sifat Fisis Batuan	27
3.4.1 Log Gamma Ray.....	27
3.4.2 Porositas.....	28
3.4.3 Densitas.....	29
3.4.4 Permeabilitas.....	30
3.4.5 Log <i>Spontaneous Potential</i>	30
3.4.6 Log Induksi.....	31
3.4.7 Log Lateral.....	31
3.4.8 Log <i>Sonic</i>	31
3.4.9 Log Neutron Porositas	32
3.4.10 Log Densitas	32
3.4.11 Log Resistivitas	33
3.4.12 Log Neutron.....	34
3.4.13 Log Caliper	35
3.5 Prinsip Dasar Inversi Seismik	35
3.5.1 Inversi Seismik <i>Rekursif/Bandlimited</i>	36
3.5.2 Inversi Seismik <i>Model Based</i>	36
3.5.3 Inversi Seismik <i>Sparse Spike</i>	37
3.6 <i>Coalbed Methane (CBM)</i>	38

BAB IV. DATA DAN PENGOLAHAN DATA

4.1 Data	41
4.2 Pengolahan Data.....	43
4.2.1 Persiapan Data	43
4.2.2 Analisis Data Log	43
4.2.3 Korelasi Data Sumur dengan Data Seismik (<i>well seismic tie</i>)	44
4.2.4 Ekstraksi Wavelet.....	46
4.2.5 Horison	47
4.2.6 Pembuatan Model Bumi	50
4.2.7 Inversi Model Awal	51
4.2.8 Kontrol Kualitas Hasil Inversi Seismik	52

BAB V. HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1. Analisis Sensitivitas Log.....	54
5.2 <i>Cross plot</i> dan <i>Cross section</i> Log Sumur.....	54
5.3 Analisis Inversi.....	58
5.3.1 Inversi <i>Maximum Likelihood Sparse Spike</i>	58
5.3.2 Inversi Berbasis Model (<i>Model Based Inversion</i>)	58
5.4 Analisis.....	61
5.5 Interpretasi Hasil	63

BAB VI. KESIMPULAN

Kesimpulan.....	67
-----------------	----

DAFTAR ACUAN

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1. Diagram alir metodologi skripsi	4
Gambar 2.1 Lokasi Cekungan Sumatera Tengah dan Cekungan Sumatera Selatan.....	7
Gambar 2.2 Peta daerah penelitian di pulau Sumatera.....	7
Gambar 2.3 Peta daerah penelitian.....	8
Gambar 2.4 Peta geologi regional daerah penelitian.....	9
Gambar 2.5 Elemen-elemen struktur utama cekungan Sumatera Selatan (Ginger, 2005).....	10
Gambar 2.6 Peta distribusi <i>facies</i> formasi Batu Raja.....	14
Gambar 2.7 Kolom stratigrafi sub-cekungan Sumatera bagian Selatan.....	14
Gambar 3.1 Penjalaran gelombang melalui batas dua medium (oktavinta, 2008).....	18
Gambar 3.2 Proses Seismik Refleksi (Oktavinta, 2008).....	20
Gambar 3.3 Komponen dasar tras seismik (Abdullah, 2007).....	20
Gambar 3.4 Polaritas normal dan polaritas <i>reverse</i> (Abdullah, 2007).....	21
Gambar 3.5 Macam-macam fasa pada <i>wavelet</i> (Abdullah, 2007).....	22
Gambar 3.6 Resolusi dan deteksi dari seismik ditunjukkan dengan persamaan gelombang seismik	23
Gambar 3.7 Jenis-jenis <i>wavelet</i> 1) <i>Zero Phase Wavelet</i> , 2) <i>Maximum Phase Wavelet</i> , 3) <i>Minimum Phase Wavelet</i> , 4) <i>Mixed Phase Wavelet</i>	23
Gambar 3.8 Sintetik seismogram yang didapat dengan mengkonvolusikan koefisien refleksi dengan <i>wavelet</i> (Sukmono,1999).....	24
Gambar 3.9 Proses pengambilan data seismik <i>forward modeling</i>	25
Gambar 3.10 Proses Inversi seismik	26
Gambar 3.11 <i>Flat Spot</i>	27
Gambar 3.12 <i>Bright Spot</i>	27
Gambar 3.13 Nilai resistivitas batuan	33
Gambar 3.14 Metode Inversi <i>Model Based</i>	38
Gambar 3.15 Proses pembentukan batubara	39

Gambar 3.16 <i>Courtesy Petrolog</i>	40
Gambar 3.17 <i>Courtesy Troy Peters and Natasha Hendrick, Velseis Pty Ltd</i>	40
Gambar 3.18 <i>Harvey Henson, Jr. * and John L. Sexton*, GEOPHYSICS, 1991</i>	41
Gambar 4.1 Basemap daerah penelitian	42
Gambar 4.2 Data Log daerah penelitian	44
Gambar 4.4 Hasil dari ekstraksi <i>wavelet</i>	47
Gambar 4.5 Horison dari seismik 2D <i>line ot11_1</i>	47
Gambar 4.6 Horison dari seismik 2D <i>line ot13</i>	48
Gambar 4.7 Horison dari seismik 2D <i>line ot28</i>	48
Gambar 4.8 Seismik tampak burung 3D.....	49
Gambar 4.9 Model Bumi awal pada <i>line ot11_1</i>	50
Gambar 4.10 Hasil kontrol kualitas pada <i>trace</i> yang berhimpit dengan data sumur	52
Gambar 5.1 <i>Crossplot</i> densitas terhadap porositas neutron	55
Gambar 5.2 <i>Crossplot</i> densitas terhadap <i>gamma ray</i>	55
Gambar 5.3 <i>Crosssection</i> densitas terhadap <i>gamma ray</i>	56
Gambar 5.4 <i>Crossplot</i> impedansi P terhadap <i>gamma ray</i>	57
Gambar 5.5 <i>Crosssection</i> Impedansi P terhadap <i>gamma ray</i>	57
Gambar 5.6 Hasil inversi <i>Maximum Likelihood Sparse Spike</i> lapangan “X” yang melalui <i>arbitrary line</i>	58
Gambar 5.7 Hasil inversi <i>Model Based</i> lapangan “x” yang melalui <i>arbitrary line ot11_1</i>	59
Gambar 5.8 Hasil inversi <i>Model Based</i> lapangan “x” yang melalui <i>arbitrary line ot11_2</i>	60
Gambar 5.9 Hasil inversi <i>Model Based</i> lapangan “x” yang melalui <i>arbitrary line ot13</i>	60
Gambar 5.10 Analisis densitas terhadap log impedansi akustik pada marker coal 1 dan coal 2 pada sumur Paranap-1	62
Gambar 5.11 Korelasi antara data sumur dengan hasil inversi	63
Gambar 5.12 Hasil analisis sumur Paranap-1 menurut Litologi.....	64
Gambar 5.13 Hasil model simulasi keberadaan coalbed methane pada <i>line ot11_1</i>	65
Gambar 5.14 Hasil model simulasi keberadaan coalbed methane pada <i>line ot13</i>	65
Gambar 5.15 Hasil inversi dalam penampang 3D.....	66
Gambar 5.16 Distribusi lapisan batubara pada <i>line ot11_1</i>	66

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Nilai resistivitas batuan	33
Tabel 5.1 Koefisien korelasi hasil inversi	61



BAB I PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Minyak dan gas bumi merupakan sumber daya alam dan merupakan salah satu penyumbang devisa negara. Berbagai macam kegiatan eksplorasi telah dilakukan untuk mendapatkan sumber minyak dan gas bumi yang baru dan ekonomis untuk kemudian diproduksi, ataupun dengan meningkatkan perolehan minyak dan gas bumi dari sumur-sumur minyak dan gas bumi yang sudah ada.

Mengingat pentingnya minyak dan gas bumi bagi kelangsungan hidup manusia, maka perlu dipertimbangkan bagaimana caranya agar kita dapat menemukan kandungan minyak dan gas bumi yang baru dan prospek untuk diproduksi. Dengan mengingat bahwa kandungan minyak dan gas bumi makin menipis karena minyak dan gas bumi merupakan salah satu sumber kekayaan alam yang tidak dapat diperbaharui, sehingga perlu dilakukan estimasi cadangan hidrokarbon pada reservoir. Maka kita dapat memprediksikan kapan hidrokarbon dalam reservoir tersebut akan habis bila disesuaikan dengan kegiatan eksplorasi dan eksploitasi yang dilakukan oleh suatu perusahaan.

Maka dari itu di perlukan solusi atau di temukannya sumber energi terbaru, salah satunya adalah CBM (*coalbed methane*) yang beberapa tahun terakhir menjadi kandidat salah satu sumber energi alternatif.

Sumber gas alam dari batu bara yang kita ketahui adalah sebagai sebuah ancaman bagi para pekerja pertambangan batu bara, di karenakan beracun dan sangat mematikan. Sehingga di buat sebuah sumur untuk menembus lapisan (*reservoir*) gas dari batu bara tersebut, yang berfungsi untuk membuang gas metan dari area penambangan batu bara.

Dalam dunia perminyakan saat proses pengeboran yang bertujuan menembus batuan menuju reservoir hidrokarbon sering terjadi *kick* atau *loss circulation* akibat adanya intrusi gas yang masuk kedalam lubang pemboran serta terdapat rekahan.

Sehingga dari analisa dasar ini lapisan batu bara dapat di katakan sebagai reservoir dari gas CBM itu sendiri. Serta dapat di manfaatkan dan di hitung seberapa besar cadangan gas CBM (*coalbed methane*) menggunakan metode inversi data seismik.

Dengan kebutuhan energi nasional dari tahun ke tahun semakin meningkat sedangkan penemuan sumber daya energi konvensional semakin berkurang, untuk mengantisipasi kebutuhan energi tersebut perlu diadakan upaya pencarian sumber daya energi alternatif seperti oil shale, shale gas dan gas metan batubara atau coal bed methane.

Di perlukan evaluasi sumur terhadap bekas lapangan migas yang melalui lapisan batubara dan juga dengan mengoptimalkan baik desain, penempatan, dan penyelesaiannya. Sebuah proyek yang sukses membutuhkan pengetahuan tentang karakteristik bawah permukaan dari reservoir dengan target CBM yaitu lokasi dan distribusi gas cadangan batubara, karakteristik CBM dan sekitarnya, kemungkinan produksi air dari aquifer yang berdekatan dan juga potensi produksi gas bercampur dengan reservoir yang berdekatan.

1.2 Batasan Masalah

Analisis karakterisasi reservoir pada penelitian dilakukan dengan beberapa batasan masalah sebagai berikut:

1. Metode yang digunakan adalah metode inversi data seismik
2. Studi terfokus pada penyebaran gas dalam lapisan batubara
3. Data yang digunakan adalah data seismik 2 dimensi
4. Inversi yang digunakan adalah metode *model based* dan *sparse-spike*

1.3 Tujuan Studi

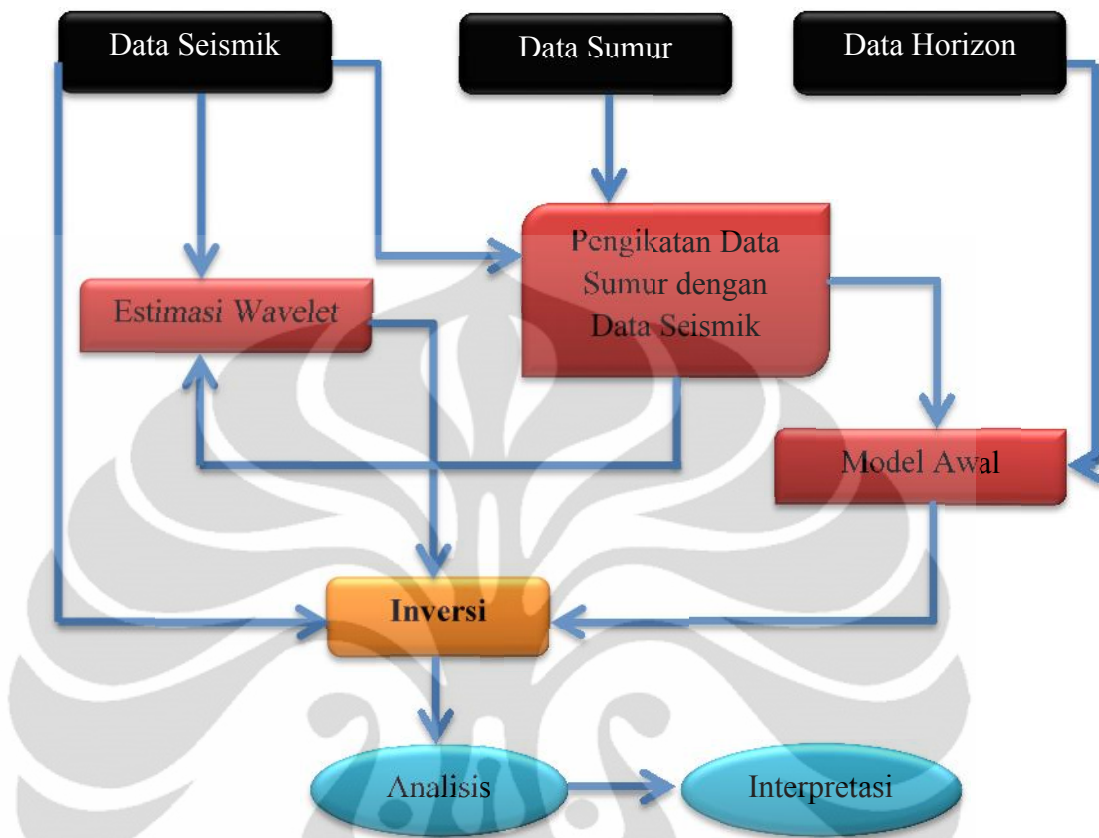
Tugas Akhir ini bertujuan untuk :

1. Memahami dan mempelajari keberadaan hidrokarbon dalam lapisan batubara dengan metode inversi seismik
2. Mengkarakterisasi reservoir *Coalbed Methane* berdasarkan analisa impedansi akustik
3. Mengidentifikasi zona reservoir dan non reservoir pada daerah penelitian

1.4 Metodologi Penelitian

Metode yang digunakan untuk mencapai tujuan adalah analisis terhadap impedansi akustik dari hasil inversi. Data yang digunakan adalah data post-stack seismik 2D dengan 6 line seismik yaitu ot11_1, ot11_2, ot13, ot 28, obt19-12 dan 97, data sumur, data marker dan data horizon dengan menggunakan dua software yaitu Hampson-Russel dan Petrel. Pada tahap pertama persiapan data awal yaitu data seismik, data sumur, dan data *checkshot*. Setelah penentuan parameter dari data tersesuaikan dengan baik, selanjutnya dilakukan interpretasi seismik. Penentuan marker-marker geologi pada data log sumur serta korelasi sumur dilakukan pada tahap pemodelan stratigrafi pada data log sumur. Ekstraksi wavelet dari data seismik dengan pengontrol dari data sumur.

Selanjutnya adalah melakukan proses penelusuran horizon sehingga data tersebut dapat ditentukan pemodelan awal, dari pemodelan ini dilakukan proses inversi. Sedangkan analisa reservoir dan prospek dilakukan berdasarkan tahapan-tahapan yang telah dilakukan sebelumnya yang merupakan gabungan dari analisa stratigrafi dan seismik inversi. Diagram alir proses penelitian yang dilakukan adalah sebagai berikut :



Gambar 1.1. Diagram alir metodologi skripsi

1.5 Sistematika Penulisan

Adapun sistematika pada penulisan ini yaitu diawali dengan Bab 1 Pendahuluan, bab ini berisi tentang latar belakang masalah, tujuan penelitian, batasan masalah dan metodologi penelitian, serta sistematika penulisan. Bab 2 Geologi Regional, bab ini membahas tentang geologi regional Cekungan Sumatera bagian selatan, tinjauan geologi baik struktural dan stratigrafi serta sistem petroleum pada daerah tersebut. Bab 3 Teori Dasar, bab ini membahas tentang teori dasar metode serismik refleksi, tinjauan umum well log, *well-seismic tie*, *picking* horison, inversi seismik dan *coalbed methane*. Selanjutnya Bab 4 Data dan Pengolahan Data, bab ini membahas mengenai data yang digunakan pada penelitian dan langkah-langkah serta parameter yang dipakai dalam pengolahan

data. Bab 5 Analisa dan Interpretasi, bab ini membahas tentang analisa dan interpretasi dari hasil pengolahan data. Dan terakhir Bab 6 Kesimpulan, bab ini berisi tentang kesimpulan yang diperoleh dari hasil analisa dan interpretasi yang telah dilakukan.

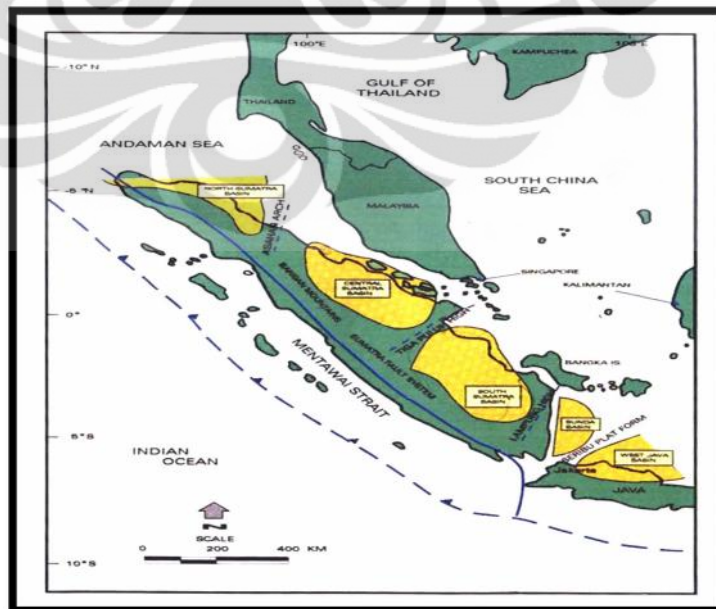


BAB II TINJAUAN UMUM KONDISI GEOLOGI REGIONAL

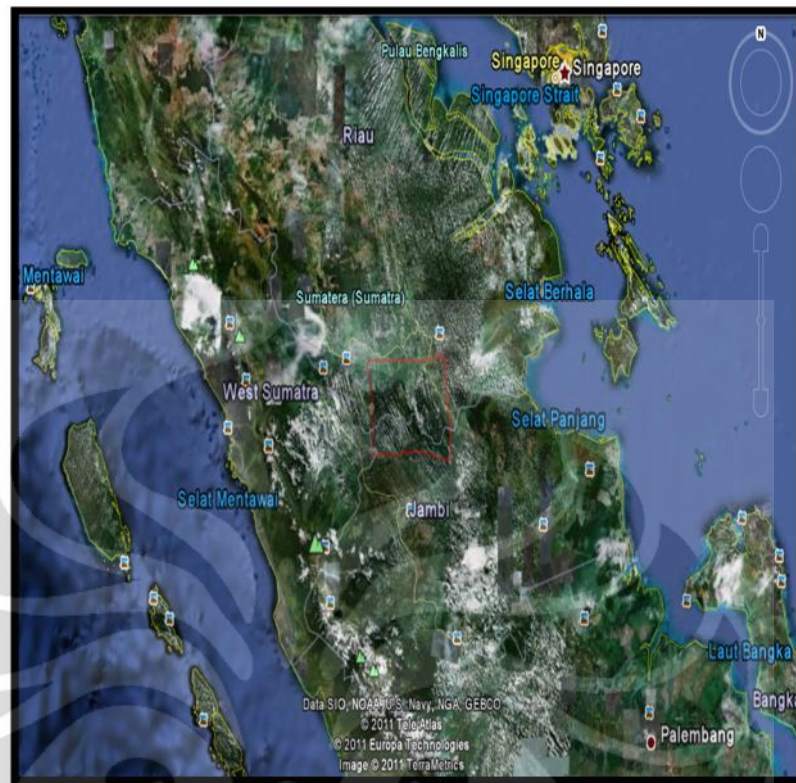
2.1 Geologi Regional

Daerah penelitian ini terletak pada transisi antara cekungan Sumatera Selatan dan Sumatera Tengah, di mana kedua cekungan ini merupakan cekungan Tersier yang berpotensi mengandung endapan bitumen padat.

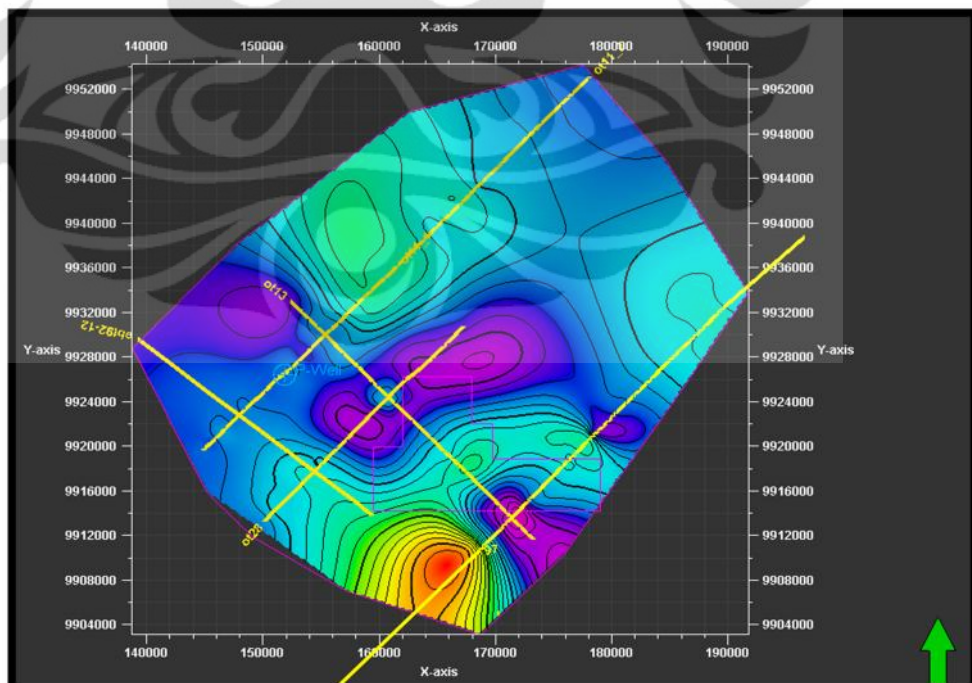
Cekungan Sumatera Selatan dibatasi oleh Paparan Sunda di sebelah timurlaut, daerah ketinggian Lampung di sebelah Tenggara, Pegunungan Bukit Barisan di sebelah baratdaya serta Pegunungan Dua Belas dan Pegunungan Tiga Puluh di sebelah baratlaut. Evolusi cekungan ini diawali sejak Mesozoic (Pulunggono dkk, 1992) dan merupakan cekungan busur belakang (back arc basin). Tektonik cekungan Sumatera dipengaruhi oleh pergerakan konvergen antara Lempeng Hindia-Australia dengan Lempeng Paparan Sunda (Heidrick dan Aulia, 1993).



Gambar 2.1 Lokasi Cekungan Sumatera Tengah dan Cekungan Sumatera Selatan.



Gambar 2.2 Peta daerah penelitian di pulau Sumatera



Gambar 2.3 Peta daerah penelitian

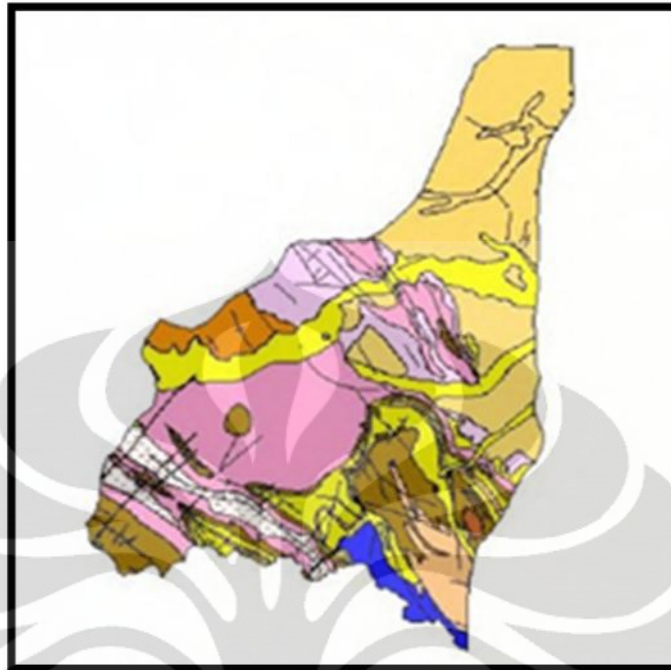
Sejarah pembentukan cekungan Sumatera Selatan memiliki beberapa kesamaan dengan sejarah pembentukan cekungan Sumatera Tengah. Batas antara kedua cekungan tersebut merupakan kawasan yang membujur dari timurlaut – baratdaya melalui bagian utara Pegunungan Tigapuluh. Cekungan-cekungan tersebut mempunyai bentuk asimetrik dan di sebelah baratdaya dibatasi oleh sesar-sesar dan sinkapan-sinkapan batuan Pra-Tersier yang terangkat sepanjang kawasan kaki pegunungan Barisan. Di sebelah timur laut dibatasi oleh formasi-formasi sedimen dari paparan Sunda. Pada bagian selatan dan timur, cekungan tersebut dibatasi oleh tinggian Pegunungan Tigapuluh.

Kedua daerah tinggian tersebut tertutup oleh laut dangkal saat Miosen awal sampai Miosen tengah. Cekungan-cekungan tersier tersebut juga terhampar ke arah barat dan kadang dihubungkan oleh jalur-jalur laut dengan Samudra Hindia. Berdasarkan unsur tektonik, maka fisiografi regional cekungan Sumatera Selatan mempunyai daerah tinggian dan depresi, yaitu:

1. Tinggian Meraksa, yang terdiri dari Kuang, Tinggian Palembang, Tinggian Tamiang, Tinggian Palembang bagian utara dan Tinggian Sembilang.
2. Depresi Lematang (Muaraenim Dalam)
3. Antiklinorium Pendopo Limau dan Antiklinorium Palembang bagian utara.

Ketiga fisiografi di atas membagi cekungan Sumatera Selatan menjadi tiga bagian, yaitu sub-cekungan Palembang bagian selatan, sub-cekungan Palembang bagian tengah dan sub-cekungan Jambi.

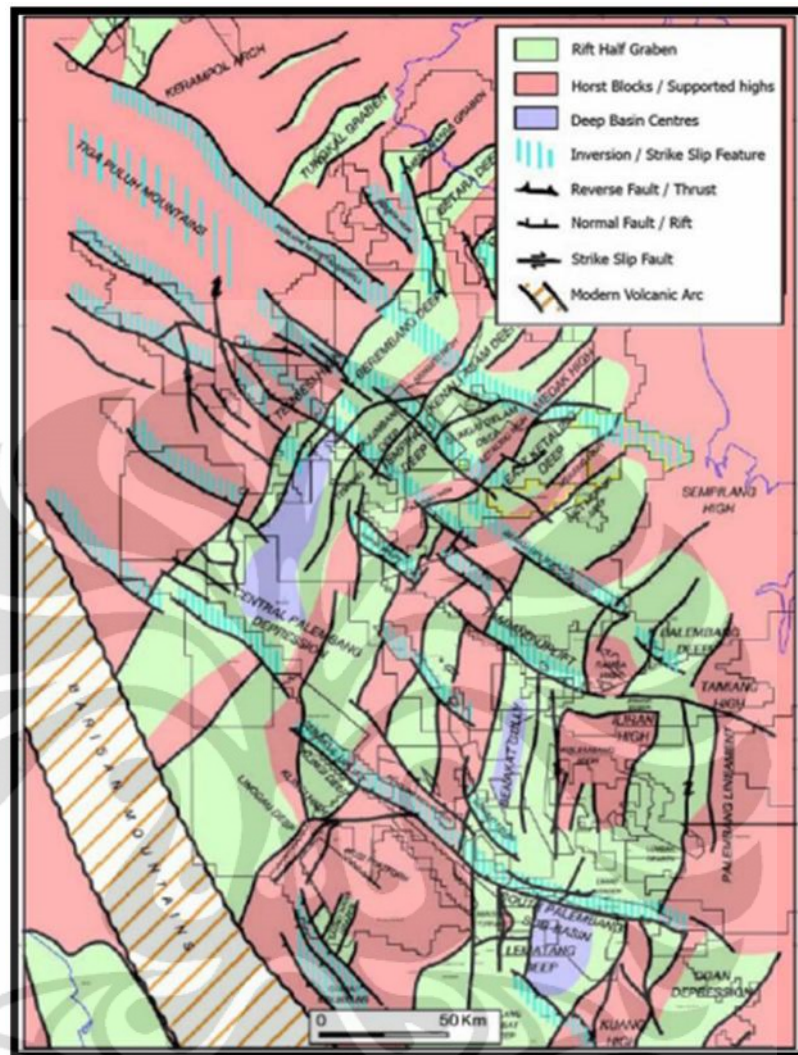
Berikut peta geologi regional daerah penelitian dan stratigrafinya :



Gambar 2.4 Peta geologi regional daerah penelitian

2.2 Geologi Struktur Cekungan Sumatera

Pembentukan cekungan (basin) Sumatera Selatan pada suatu sistem reaksi gerak sesar geser makro (strike slip fault) yang umumnya akan menghasilkan pola-pola sesar normal (fase ekstensional), sesar naik dan sesar geser (fase uplift). Untuk faktor utama yang mempengaruhi pembentukan cekungan adalah konfigurasi dari basement dan adanya perubahan pada daerah subduksi baik spasial ataupun temporal. Cekungan Sumatera Selatan merupakan tipe cekungan tersier, sehingga perkembangan cekungannya dikendalikan oleh basement pra-tersier (Pulunggono dan Cameron, 1984). Basement pre-tersier pada Cekungan Sumatera Selatan terdiri dari beberapa micro-plate kontinen dan samudra. Elemen-elemen struktur yang utama pada cekungan Sumatera Selatan (Gambar 2.2) menunjukkan orientasi regangan berarah timurlaut-baratdaya pada eosen-oligosen yang kemudian dipotong oleh inversi pliosen-pleistosen.



Gambar 2.5 Elemen-elemen struktur utama cekungan Sumatera Selatan (Ginger, 2005)

Menurut Ginger dan Fielding (2005) sejarah dari cekungan Sumatera Selatan dibagi menjadi tiga megasekuen tektonik yaitu :

2.2.1. *Syn-Rift Megasequence* (c. 40 - c. 29 Ma)

Sebagai hasil dari subduksi di sepanjang Parit Sumatra Barat, kerak kontinental di Sumatera Selatan menjadi sasaran dari kegiatan ekstensional utama dari waktu Eocene ke awal Oligocene. Ekstensi ini mengakibatkan membukanya sejumlah *half-grabens* dimana geometri dan orientasi dipengaruhi oleh keheterogenan basement. Awalnya, ekstensi muncul berorientasi dari timur-barat

menghasilkan urutan *horst* dan *graben* dari utara-selatan. Sumatra Selatan telah berputar sekitar 15 derajat searah jarum jam sejak Miocene menurut Hall (1995) dan menghasilkan orientasi graben di utara-timur laut selatan-barat daya.

2.2.2 Post Rift Megasequence (c. 29 - c. 5 Ma)

Rifting berhenti sekitar 29 Ma lalu, bagaimanapun, *thinned the continental crust* di bawah cekungan Sumatera Selatan terus turun sebagai keseimbangan lithospheric thermal. Dalam bagian dari cekungan, seperti pusat Sub-cekungan Palembang, Megasequence ini mencapai ketebalan melebihi 13.000 ft. Tingginya penurunan dan relatif permukaan laut menghasilkan transgresi yg lama dari cekungan yang mencapai taraf maksimum sekitar 16 Ma yang lalu dengan banjir yang hampir diseluruh cekungan. Perlambatan penurunan dan peningkatan masukan endapan ke dalam cekungan dari 16 Ma sampai 5 Ma menghasilkan regresi.

2.2.3 Syn-Orogenic/Inversion Megasequence (c. 5 Ma - Sekarang)

Meluasnya *orogenic*, Barisan Orogeny, terjadi di Sumatera Selatan dari 5 Ma sampai sekarang, walaupun terdapat beberapa bukti pengangkatan lokal selama awal 10 Ma (Chalik dkk, 2004). Perpanjangan barat laut-tenggara berorientasi pada lipatan transpresional yang besarnya bervariasi yang dibentuk di seluruh cekungan dan melintasi banyak syn-rift. Sejumlah perangkap struktural *Hydrocarbone-bearing* dipusat cekungan dibentuk saat ini, meskipun dalam beberapa daerah yang terakumulasi minyak telah terlihat. Di balik perpanjangan lipatan transpresional, penurunan cekungan berlanjut dan diisi oleh sediment dan disempurnakan oleh erosi baru dibentuk Bukit Barisan di selatan dan barat.

2.3 Stratigrafi Struktur Cekungan Sumatera Selatan

Pada dasarnya stratigrafi cekungan Sumatera Selatan terdiri dari satu siklus besar sedimentasi yang dimulai dari fase transgresi pada awal siklus dan fase regresi pada akhir siklusnya. Awalnya siklus ini dimulai dengan siklus *non-marine*, yaitu proses diendapkannya formasi Lahat pada oligosen awal dan setelah itu diikuti oleh formasi Talang Akar yang diendapkan di atasnya secara tidak selaras. Fase transgresi ini terus berlangsung hingga miosen awal, dan berkembang formasi Batu Raja yang terdiri dari batuan karbonat yang diendapkan pada lingkungan *back reef*, *fore reef* dan intertidal. Sedangkan untuk fase transgresi maksimum diendapkan formasi Gumai bagian bawah yang terdiri dari *shale* laut dalam secara selaras di atas formasi Batu Raja. Fase regresi terjadi pada saat diendapkannya formasi Gumai bagian atas dan diikuti oleh pengendapan formasi Air Benakat secara selaras yang didominasi oleh litologi batupasir pada lingkungan pantai dan delta. Pada pliosen awal, laut menjadi semakin dangkal karena terdapat dataran delta dan *non-marine* yang terdiri dari perselingan batupasir dan *claystone* dengan sisipan berupa batubara. Pada saat pliosen awal ini menjadi waktu pembentukan dari formasi Muara Enim yang berlangsung sampai pliosen akhir yang terdapat pengendapan batuan konglomerat, batu apung dan lapisan batupasir *tuffa*.

Stratigrafi Kabupaten Indragiri Hulu menurut para peneliti terdahulu di daerah penelitian terdapat 3 singkapan Formasi dari muda ke tua yang batuanya berumur Kuartar., yaitu:

2.3.1 Batuan Dasar (*Basement*)

Batuan dasar (pra tersier) terdiri dari batuan kompleks paleozoikum dan batuan Mesozoikum, batuan metamorf, batuan beku, dan batuan karbonat. Batuan dasar yang paling tua, terdeformasi paling lemah, dianggap bagian dari lempeng-mikro Malaka, mendasari bagian utara dan timur cekungan. Lebih ke selatan lagi terdapat Lempeng-mikro Mergui yang terdeformasi kuat, kemungkinan merupakan fragmen kontinental yang lebih lemah. Lempeng-mikro Malaka dan

Mergui dipisahkan oleh fragmen terdeformasi dari material yang berasal dari selatan dan bertumbukan. Bebatuan granit, vulkanik, dan metamorf yang terdeformasi kuat (berumur Kapur Akhir) mendasari bagian lainnya dari cekungan Sumatera Selatan. Morfologi batuan dasar ini dianggap mempengaruhi morfologi *rift* pada Eosen-Oligosen, lokasi dan luasnya gejala inversi/pensesaran mendatar pada Plio-Pleistosen, karbon dioksida lokal yang tinggi yang mengandung hidrokarbon gas, serta rekahan-rekahan yang terbentuk di batuan dasar (Ginger & Fielding, 2005).

2.3.2 Formasi Lahat

Formasi Lahat diperkirakan berumur oligosen awal (Sardjito dkk, 1991). Formasi ini merupakan batuan sedimen pertama yang diendapkan pada cekungan Sumatera Selatan. Pembentukannya hanya terdapat pada bagian terdalam dari cekungan dan diendapkan secara tidak selaras. Pengendapannya terdapat dalam lingkungan darat/aluvial-fluvial sampai dengan *lacustrine*. Fasies batupasir terdapat di bagian bawah, terdiri dari batupasir kasar, kerikilan, dan konglomerat. Sedangkan fasies *shale* terletak di bagian atas (*Benakat Shale*) terdiri dari batu serpih sisipan batupasir halus, lanau, dan tufa. Sehingga *shale* yang berasal dari lingkungan *lacustrine* ini merupakan dapat menjadi batuan induk. Pada bagian tepi *graben* ketebalannya sangat tipis dan bahkan tidak ada, sedangkan pada bagian tinggian *intra-graben* sub cekungan selatan dan tengah Palembang ketebalannya mencapai 1000 m (Ginger & Fielding, 2005).

2.3.3 Formasi Talang Akar

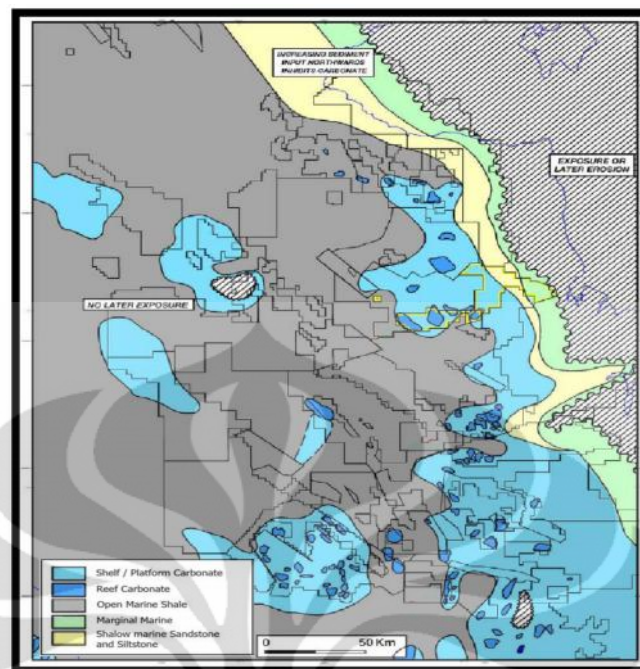
Formasi Talang Akar diperkirakan berumur oligosen akhir sampai miosen awal. Formasi ini terbentuk secara tidak selaras dan kemungkinan *paraconformable* di atas Formasi Lahat dan selaras di bawah Formasi Gumai atau anggota Basal Telisa/formasi Batu Raja. Formasi Talang Akar pada cekungan Sumatera Selatan terdiri dari batulanau, batupasir dan sisipan batubara yang

diendapkan pada lingkungan laut dangkal hingga transisi. Bagian bawah formasi ini terdiri dari batupasir kasar, serpih dan sisipan batubara. Sedangkan di bagian atasnya berupa perselingan antara batupasir dan serpih. Ketebalan Formasi Talang Akar berkisar antara 460 – 610 m di dalam beberapa area cekungan.

Variasi lingkungan pengendapan formasi ini merupakan *fluvial-deltaic* 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 Talang Akar Bawah ini berasal dari dua tinggian pada kala oligosen akhir, yaitu di sebelah timur (Wilayah Sunda) dan sebelah barat (deretan Pegunungan Barisan dan daerah tinggian dekat Bukit Barisan).

2.3.4 Formasi Batu Raja

Formasi Batu Raja diendapkan secara selaras di atas formasi Talang Akar pada kala miosen awal. Formasi ini tersebar luas terdiri dari karbonat *platforms* dengan ketebalan 20-75 m dan tambahan berupa karbonat *build-up* dan *reef* dengan ketebalan 60-120 m. Didalam batuan karbonatnya terdapat *shale* dan *calcareous shale* yang diendapkan pada laut dalam dan berkembang di daerah *platform* dan tinggian (Bishop, 2001). Produksi karbonat berjalan dengan baik pada masa sekarang dan menghasilkan pengendapan dari batugamping. Keduanya berada pada *platforms* di pinggiran dari cekungan dan *reef* yang berada pada tinggian *intra-basinal*. Karbonat dengan kualitas reservoir terbaik umumnya berada di selatan cekungan, akan tetapi lebih jarang pada bagian utara sub-cekungan Jambi (Ginger dan Fielding, 2005). Beberapa distribusi *facies* batugamping yang terdapat dalam formasi Batu Raja diantaranya adalah *mudstone*, *wackestone*, dan *packstone*. Bagian bawah terdiri dari batugamping kristalin yang didominasi oleh semen kalsit dan terdiri dari *wackestone* bioklastik, sedikit *plentic foram*, dan di beberapa tempat terdapat *vein*.



Gambar 2.6 Peta distribusi *facies* formasi Batu Raja.

2.3.5 Formasi Gumai

Formasi Gumai diendapkan secara selaras di atas formasi Batu Raja pada kala oligosen sampai dengan tengah miosen. Formasi ini tersusun oleh *fosilliferous marine shale* dan lapisan batugamping yang mengandung *glauconitic* (Bishop, 2001). Bagian bawah formasi ini terdiri dari serpih yang mengandung *calcareous shale* dengan sisipan batugamping, napal dan batulanau. Sedangkan di bagian atasnya berupa perselingan antara batupasir dan *shale*. Ketebalan formasi Gumai ini diperkirakan 2700 m di tengah-tengah cekungan. Sedangkan pada batas cekungan dan pada saat melewati tinggian ketebalannya cenderung tipis.

2.4.6 Formasi Air Benakat

Formasi Air Benakat diendapkan selama fase regresi dan akhir dari pengendapan formasi Gumai pada kala tengah miosen (Bishop, 2001). Pengendapan pada fase regresi ini terjadi pada lingkungan neritik hingga *shallow marine*, yang berubah menjadi lingkungan *delta plain* dan *coastal swamp* pada

akhir dari siklus regresi pertama. Formasi ini terdiri dari batulempung putih kelabu dengan sisipan batupasir halus, batupasir abu-abu hitam kebiruan, glaukonitan setempat mengandung lignit dan di bagian atas mengandung tufa sedangkan bagian tengah kaya akan fosil foraminifera. Ketebalan formasi ini diperkirakan antara 1000-1500 m.

2.4.7 Formasi Muara Enim

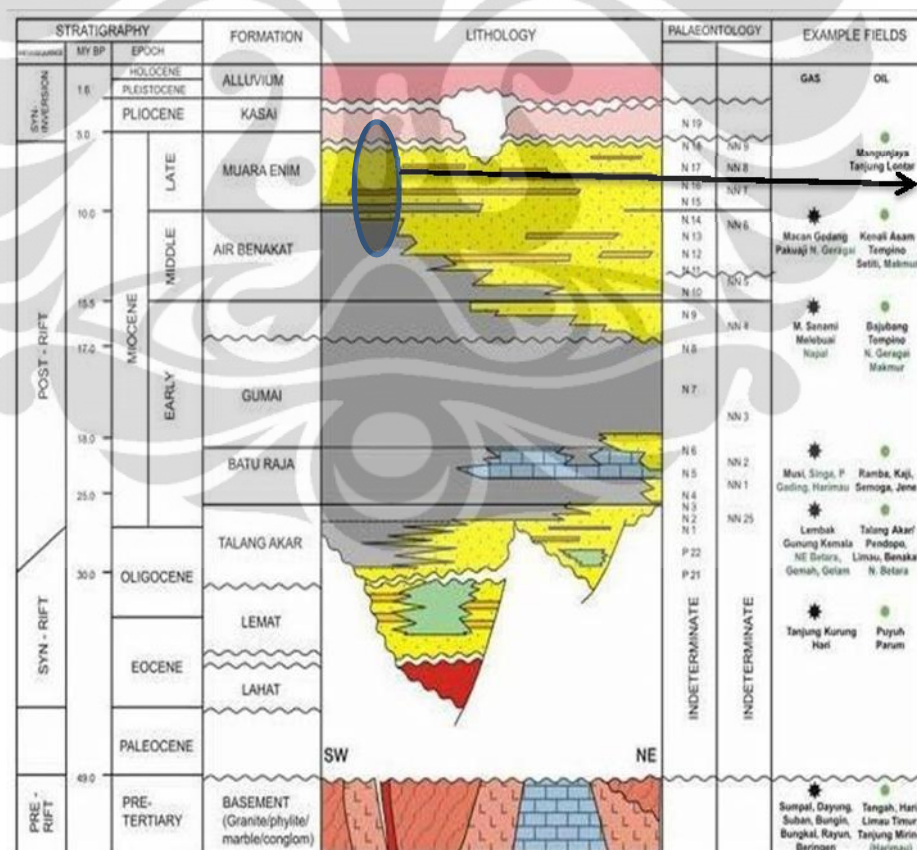
Pada formasi ini diperkirakan zona reservoir CBM diidentifikasi, menurut kedalaman dan jenis batuanannya.

Formasi ini diendapkan pada kala akhir miosen sampai pliosen dan merupakan siklus regresi kedua sebagai pengendapan laut dangkal sampai *continental sands*, delta dan batu lempung. Siklus regresi kedua 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 Sumatra Selatan, menghasilkan deposit batubara yang luas. Pengendapan berlanjut pada lingkungan *delta plain* dengan perkembangan secara lokal sekuen 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 *onset* pengendapan lingkungan *non marine*

Batupasir pada formasi ini dapat mengandung glaukonit dan debris vulkanik. Pada formasi ini terdapat oksida besi berupa konkresi-konkresi dan *silicified wood*. Sedangkan batubara yang terdapat pada formasi ini umumnya berupa lignit. Ketebalan formasi ini tipis pada bagian utara dan maksimum berada di sebelah selatan dengan ketebalan 750 m (Bishop, 2001).

Formasi ini diendapkan pada kala pliosen sampai dengan pleistosen. Pengendapannya merupakan hasil dari erosi dari pengangkatan Bukit Barisan dan

pegunungan Tiga puluh, serta akibat adanya pengangkatan pelipatan yang terjadi di cekungan. 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 adanya kenampakan produk vulkanik. Formasi Kasai tersusun oleh batupasir kontinental dan lempung serta material piroklastik. Formasi ini mengakhiri siklus susut laut. Pada bagian bawah terdiri atas *tuffaceous sandstone* dengan beberapa selingan lapisan-lapisan *tuffaceous claystone* dan batupasir yang lepas, pada bagian teratas terdapat lapisan *tuff*, batu apung yang mengandung sisa tumbuhan dan kayu berstruktur sedimen silang siur. Lignit terdapat sebagai lensa-lensa dalam batupasir dan batulempung yang terdapat *tuff*.

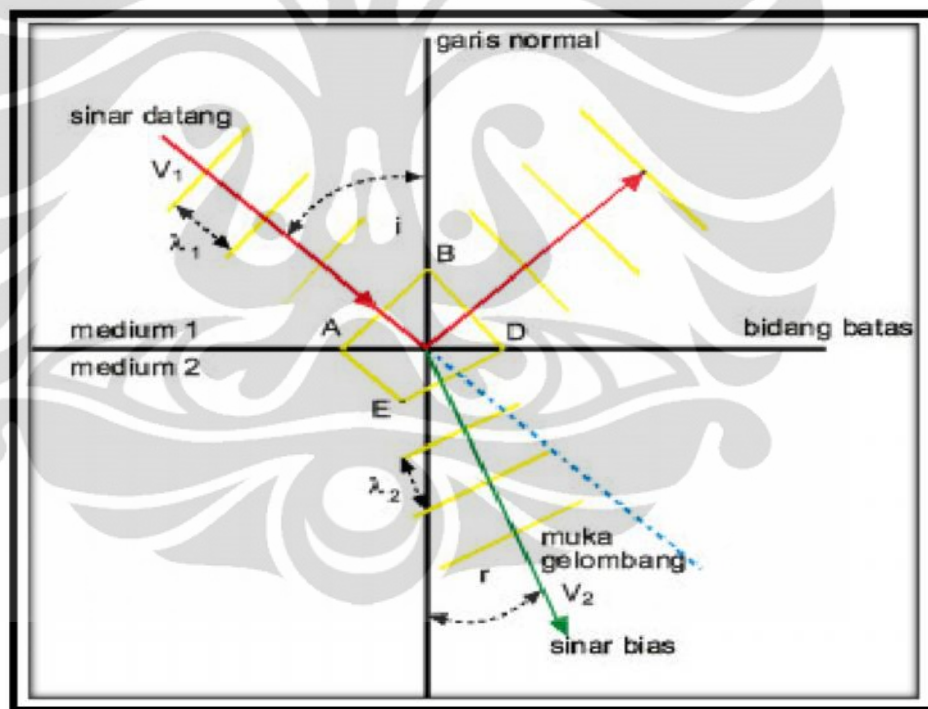


Gambar 2.7 Kolom stratigrafi sub-cekungan Sumatera bagian Selatan

BAB III TEORI DASAR

3.1 Konsep Dasar Seismik Refleksi

Metode seismik merupakan salah satu metode eksplorasi yang ada di dalam eksplorasi geofisika. Metode seismik adalah metode yang didasarkan pada pengukuran respon gelombang elastic yang dikirimkan ke dalam tanah dan kemudian direfleksikan sepanjang perbedaan lapisan tanah atau batas-batas batuan. Penjalaran gelombang seismik mengikuti hukum snellius dimana gelombang datang akan dipantulkan dan ditransmisikan jika melewati suatu reflektor seperti gambar dibawah ini :



Gambar 3.1 Penjalaran gelombang melalui batas dua medium (oktavinta, 2008)

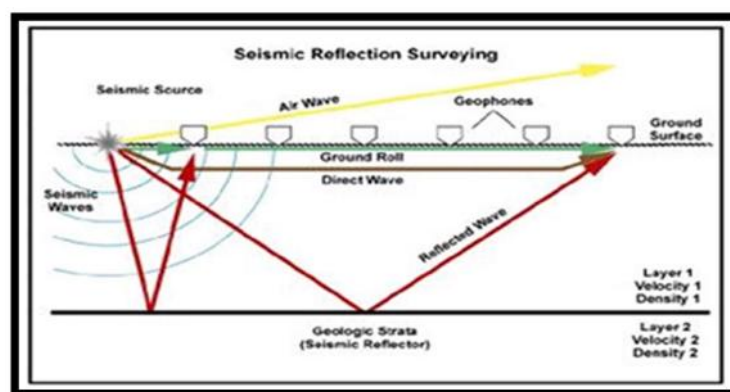
Hukum Snellius tersebut dapat dinyatakan dengan persamaan matematis sebagai berikut,

$$\frac{\sin \theta_1}{\sin \theta_2} = \frac{v_1}{v_2} = \frac{n_2}{n_1} \quad (3.1)$$

Dimana v_1 dan v_2 merupakan kecepatan gelombang pada medium 1 (n_1) dan medium 2 (n_2), sedangkan θ_1 = Sudut pantul gelombang dan θ_2 = Sudut bias gelombang P. Pada eksplorasi geofisika, sumber gelombang seismik yang biasa digunakan di darat adalah dinamit, sementara jika eksplorasi dilakukan di laut sumber yang digunakan berupa sumber getar (*air gun*). Respon getaran yang disebabkan oleh dinamit ataupun sumber getar (*air gun*) ditangkap dengan sensor yang disebut geofon atau hidrofons pada eksplorasi yang dilakukan di laut. Data yang direkam oleh sensor penerima ini adalah waktu tempuh gelombang pantul yang akan memberikan informasi cepat rambat gelombang pada suatu lapisan. Selain waktu tempuh, ada beberapa data yang bisa dimanfaatkan seperti amplitudo, frekuensi, dan fasa gelombang.

Eksplorasi seismik dilakukan dengan menggunakan alat yang menghasilkan getaran dari suatu sumber getar. getaran tersebut kemudian merambat ke berbagai arah pada bawah permukaan sebagai gelombang getar. Gelombang yang datang mengenai serta melewati lapisan – lapisan yang ada dan akan mengalami pemantulan, pembiasan, dan penyerapan. Respon batuan terhadap gelombang tersebut berbeda – beda pada tiap lapisan yang berbeda jenisnya hal tersebut disebabkan adanya perbedaan sifat fisis batuan seperti densitas, porositas, umur batuan, kepadatan, dan kedalaman lapisan itu sendiri.

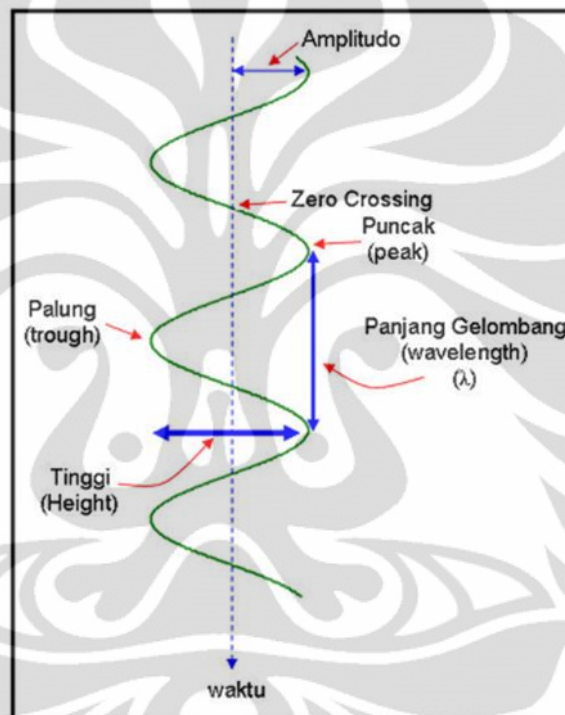
Eksplorasi seismik pada intinya merupakan eksplorasi dengan tingkat keakuratan yang cukup baik, dan dapat menggambarkan keadaan bawah permukaan dengan efektif pada kedalaman tertentu.



Gambar 3.2 Proses Seismik Refleksi (Oktavinta, 2008)

3.2 Komponen Seismik Refleksi

Komponen dari seismik refleksi menunjukkan komponen gelombang seismik atau tras seismik yang diantaranya amplitudo, puncak gelombang, zero crossing, tinggi dan panjang gelombang. Selanjutnya dari parameter-parameter tersebut dapat diturunkan menjadi beberapa komponen seperti impedansi akustik, koefisien refleksi, polaritas, fasa, resolusi vertikal, *wavelet*, dan sintetik seismogram.



Gambar 3.3 Komponen dasar tras seismik (Abdullah, 2007)

Impedansi akustik merupakan kemampuan suatu batuan untuk melewati gelombang seismik yang melaluinya. Impedansi Akustik didapatkan dari hasil perkalian antara kecepatan gelombang (v) dengan densitas batuan (ρ). Impedansi akustik (Z) didefinisikan dalam persamaan matematis:

$$Z = v \rho \quad (3.2)$$

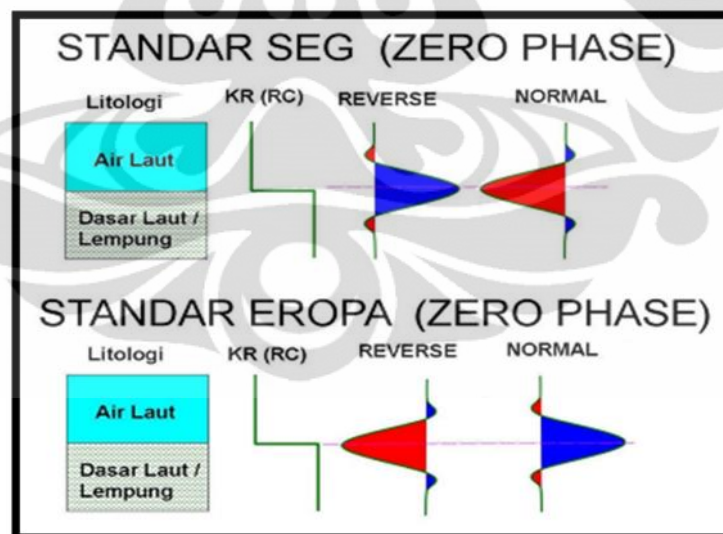
Semakin keras suatu batuan maka Impedansi akustiknya semakin besar pula, sebagai contoh: batupasir yang sangat kompak memiliki Impedansi Akustik yang lebih tinggi dibandingkan dengan batu lempung. Koefisien refleksi adalah

suatu nilai yang mempresentasikan bidang batas antara dua medium yang memiliki impedansi akustik yang berbeda. Untuk gelombang yang mengenai batas lapisan pada normal impedansi, koefisien refleksinya dapat ditulis :

$$R = \frac{Z_1 - Z_0}{Z_1 + Z_0}, \quad (3.3)$$

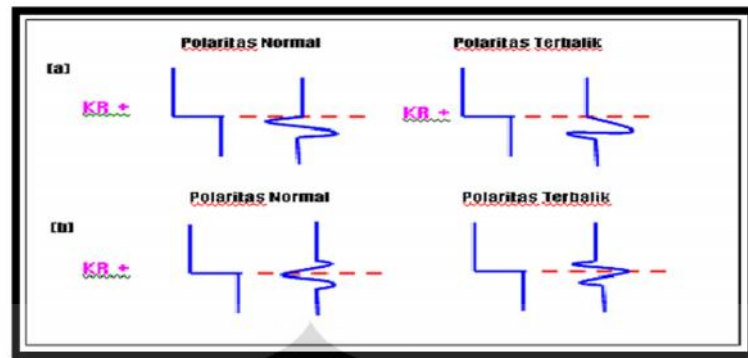
dimana Z_0 dan Z_1 adalah impedans medium pertama dan medium kedua.

Polaritas adalah penggambaran koefisien refleksi sebagai suatu bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif. Jika $Z_2 > Z_1$ maka akan didapatkan bentuk puncak (*peak*), dan akan mendapatkan palung (*trough*) jika $Z_2 < Z_1$. Karena terdapat ketidakpastian dari bentuk gelombang seismik yang direkam maka dilakukan pendekatan bentuk polaritas yang berbeda yaitu polaritas normal dan polaritas terbalik (reverse). Saat ini terdapat dua jenis konvensi polaritas: Standar SEG (*Society of Exporation Geophysicist*) dan Standar Eropa dan keduanya saling berkebalikan.



Gambar 3.4 Polaritas normal dan polarita reverse (Abdullah, 2007)

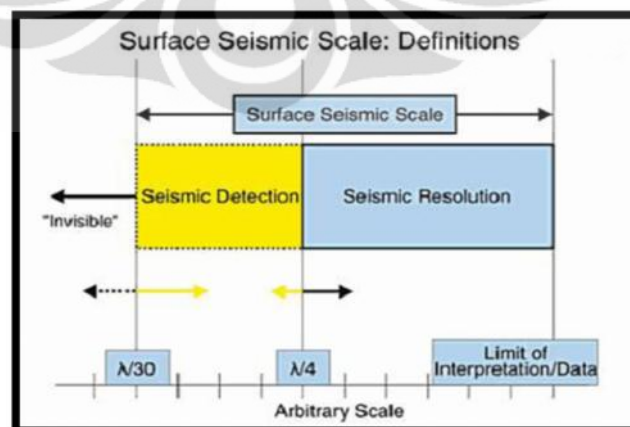
Sebuah wavelet memiliki panjang yang terbatas dengan fasa tertentu. Didalam istilah eksplorasi seismik, fasa sebuah *wavelet* dikenal sebagai fasa minimum, fasa nol dan fasa maksimum.



Gambar 3.5 Macam-macam fasa pada wavelet (Abdullah, 2007)

Seperti yang ditunjukkan oleh gambar di atas, fasa minimum dicirikan jika sebagian besar energi amplitudo wavelet berada diawal, fasa nol dengan simetris di tengah-tengah dan fasa maksimum diakhir *wavelet*.

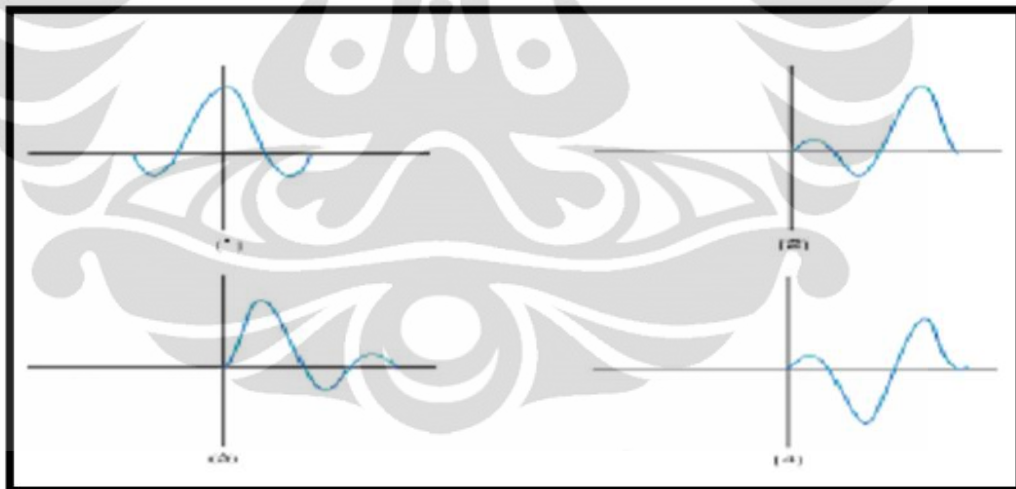
Resolusi seismik adalah kemampuan gelombang seismik untuk memisahkan dua reflektor yang berdekatan. Ketebalan minimal yang masih dapat dibedakan disebut dengan ketebalan tuning (*tuning thickness*). Besarnya ketebalan tuning adalah $\frac{1}{4}$ panjang gelombang seismik (λ), dimana $\lambda = v/f$ dengan v adalah kecepatan gelombang seismik (kompresi) dan f adalah frekuensi. Dimana kecepatan akan bertambah seiring bertambahnya kedalaman, sedangkan frekuensinya semakin rendah. Dengan demikian ketebalan tuning bertambah besar.



Gambar 3.6 Resolusi dan deteksi dari seismik ditunjukkan dengan persamaan gelombang seismik

Sedangkan deteksi seismik dapat dirumuskan hingga $\lambda/30$. artinya jika ketebalan dari reservoir masih diatas seismik deteksinya, maka reservoir tersebut masih dapat dideteksi oleh seismik. Resolusi ini sangat penting untuk diketahui karena sebagai justifikasi selanjutnya dalam tahap interpretasi selanjutnya, seperti picking well bottom, picking horizons, dan analisa window pada analisa atribut seismik. Karena pada tahap tersebut perlu diketahui apakah pada ketebalan reservoir diatas resolusi seismiknya. Jika tebalnya diatas resolusinya, maka kita bisa membuat *picking well bottom* dan *picking bottom* reservoir di seismik. Sedangkan pada analisa atribut kita bisa menggunakan analisa window antar horison.

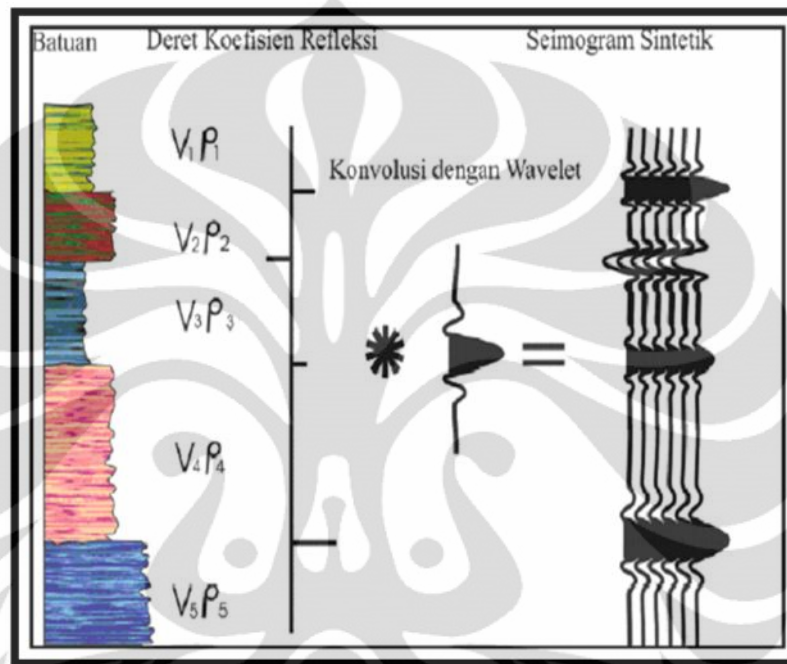
Wavelet adalah gelombang mini atau 'pulsa' yang memiliki komponen amplitude, panjang gelombang, frekuensi dan fasa. Dapat juga diartikan wavelet adalah gelombang yang merepresentasikan satu reflektor yang terekam oleh satu *geophone*.



Gambar 3.7 Jenis-jenis wavelet 1) Zero Phase Wavelet, 2)Maximum Phase Wavelet, 3)Minimum Phase Wavelet, 4) Mixed Phase Wavelet (Sukmono, 1999)

Sintetik Seismogram adalah data seismik buatan yang di buat dari data sumur, yaitu log kecepatan, densitas dan *wavelet* dari data seismik. Dengan mengalikan kecepatan dengan densitas maka kita akan mendapatkan deret koefisien refleksi. Koefisien refleksi ini kemudian dikonvolusikan dengan wavelet sehingga akan didapatkan seismogram sintetik pada daerah sumur tersebut.

Seismogram sintetik ini digunakan untuk mengikat data sumur dengan data seismik. Sebagaimana yang kita ketahui, data seismik umumnya berada dalam domain waktu (TWT) sedangkan data sumur berada dalam domain kedalaman (*depth*). Sehingga, sebelum kita melakukan pengikatan, langkah awal yang harus kita lakukan adalah konversi data sumur ke domain waktu dengan cara membuat sintetik seismogram dari sumur.

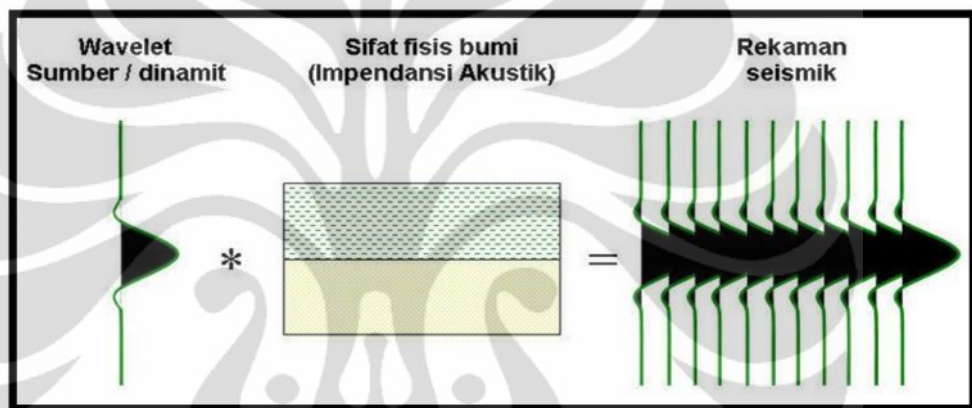


Gambar 3.8 Sintetik seismogram yang didapat dengan mengkonvolusikan koefisien refleksi dengan wavelet (Sukmono,1999)

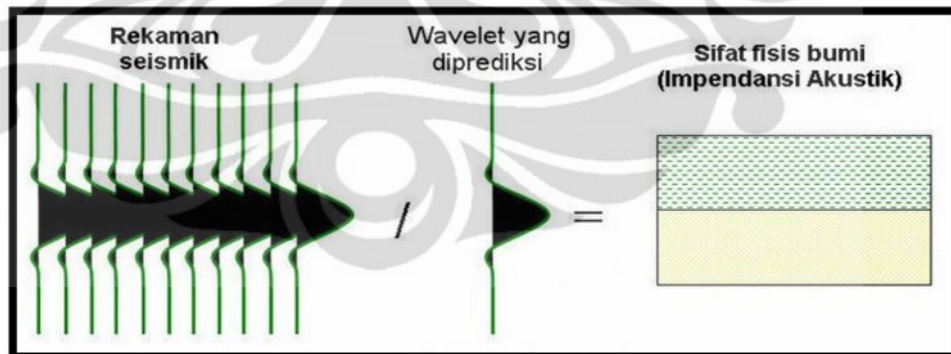
Metode seismik refleksi sudah dikenal dan digunakan dalam dunia perminyakan dan gas bumi sejak puluhan tahun yang lalu. Metode ini mampu memberikan informasi kondisi bawah permukaan. Metode ini dalam prakteknya terbagi dalam tiga tahapan yaitu akuisisi data, pengolahan data dan interpretasi. Perkembangan teknologi telah mengakibatkan adanya penemuan-penemuan baru sehingga memberikan hasil yang menguntungkan. Pemrosesan data seismik lanjut (*advance seismic processing*) merupakan tahapan yang penting dalam eksplorasi seismik refleksi, karena tahapan ini akan menentukan kualitas data yang akan diinterpretasi. Salah satu metode dalam pemrosesan data seismik lanjut adalah inversi data seismik.

Seismik inversi adalah proses pemodelan geofisika yang dilakukan untuk memprediksi informasi sifat fisis bumi berdasarkan informasi rekaman seismik yang diperoleh. Upaya inversi merupakan kebalikan (*inverse*) dari upaya pengambilan data seismik (*forward modeling*). *Forward modeling* adalah operasi konvolusi antara wavelet sumber dengan kontras impedansi akustik bumi (koefisien refleksi).

Proses inversi merupakan proses pembagian rekaman seismik terhadap wavelet sumber yang diprediksi.



Gambar 3.9 Proses pengambilan data seismik forward modeling



Gambar 3.10 Proses Inversi seismik

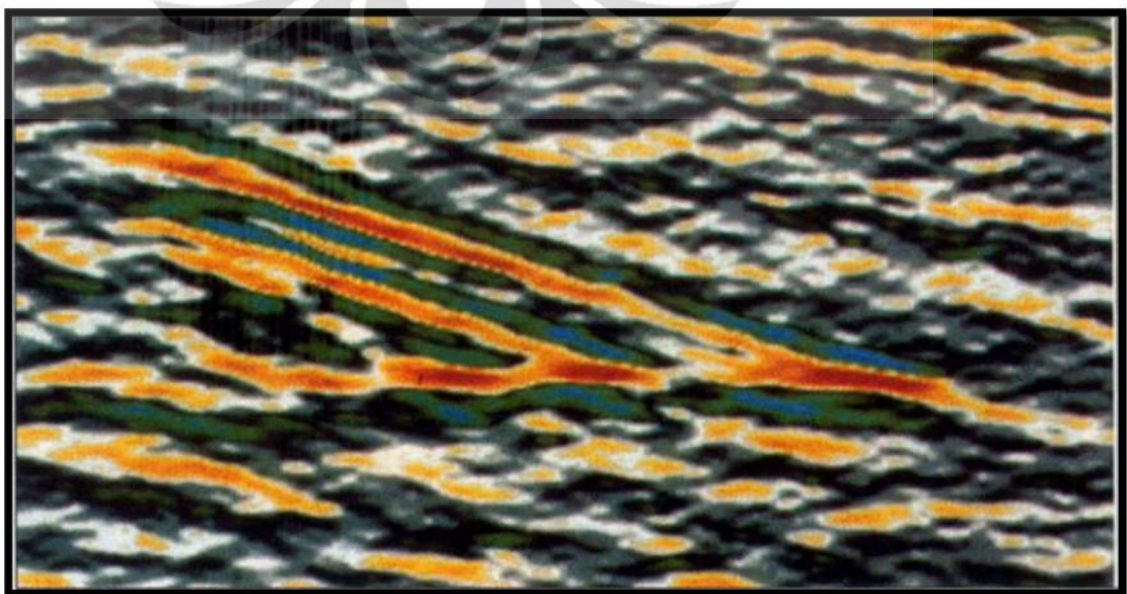
Berdasarkan gambar di atas kita melihat bahwa secara bebas dapat dikatakan bahwa impedansi akustik (hasil inversi) merepresentasikan sifat fisis internal batuan sedangkan rekaman seismik merepresentasikan batas batuan.

Pemilihan *wavelet* diprediksi pada proses inversi merupakan prosedur yang sangat penting, karena sifat *wavelet* yang diprediksi mencerminkan horison yang menjadi target.

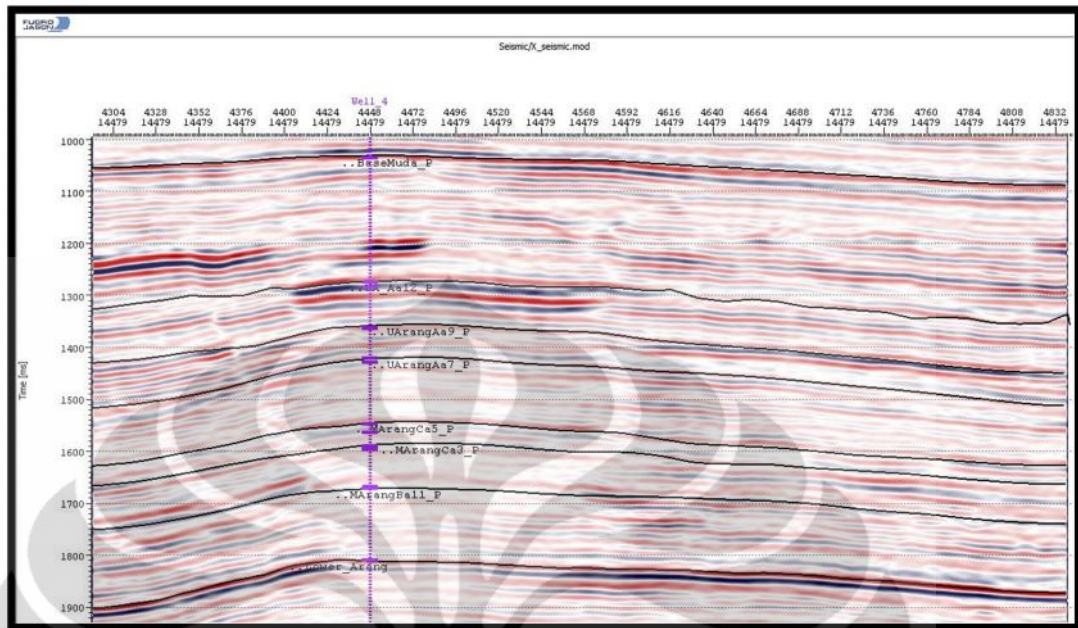
3.3 Direct Hydrocarbon Indicator (DHI)

Fenomena-fenomena yang berada pada penampang seismik atas keberadaan hidrokarbon dapat ditentukan langsung dari data seismik. Fenomena-fenomena ini dikarenakan adanya kandungan fluida pada pori-pori batuan, kontak antar fluida dan perubahan tinggi kolom hidrokarbon pada suatu lapisan. Fenomena-fenomena yang mendekati pada hidrokarbon pada data seismik adalah sebagai berikut :

- *Flat spot*, merupakan *sub-horizontal events* yang merepresentasikan kontak antar fluida pada reservoir (Veecken,2007).
- *Dim spot*, merupakan penurunan amplitudo pada batas atas lapisan dikarenakan perubahan fluida pengisi pori. Berasosiasi dengan batupasir atau batugamping yang porositasnya kecil dan lebih terkompaksi
- *Bright spot*, merupakan peningkatan amplitudo pada batas atas lapisan dikarenakan perubahan fluida pengisi pori. Biasanya diasosiasikan dengan keberadaan batu pasir berisi gas.



Gambar 3.11 Flat Spot



Gambar 3.12 Bright Spot

3.4 Sifat Fisis Batuan

Sifat fisis batuan merupakan klasifikasi batuan menurut sifat-sifat fisika yang ada pada batuan tersebut. Sifat fisis batuan ini dapat ditemukan dari data sumur dan juga interpretasi terhadap gelombang seismik.

Data sumur adalah satu atau lebih sifat fisik batuan yang dilakukan secara langsung dengan menurunkan peralatan pengukuran kedalam bawah permukaan bumi. Dari pengukuran tersebut maka akan didapatkan parameter-parameter fisis yang berguna pada interpretasi batuan.

Berikut sifat-sifat fisis batuan :

3.4.1 Log *Gamma Ray*

Log *gamma ray* merupakan log yang digunakan untuk mengukur radioaktivitas alami suatu formasi. Prinsip kerja log *gamma ray* adalah perekaman radioaktivitas alami bumi yang berasal dari tiga unsur radioaktif dalam batuan

yaitu *Uranium* (U), *Thorium* (Th) dan *Potassium* (K). Unsur tersebut memancarkan radioaktif dalam pulsa energi tinggi yang akan dideteksi oleh alat log gamma ray. Partikel Partikel radioaktif (terutama *potassium*) sangat umum dijumpai pada mineral lempung dan beberapa jenis evaporit karena ukuran butirnya berupa batu lempung. Log gamma ray akan menunjukkan suatu respon yang hampir sama antara lapisan batupasir dan lapisan karbonat. Pembacaan respon log gamma ray bukan fungsi dari ukuran butir atau kandungan karbonat, tetapi akan berhubungan dengan banyaknya kandungan *shale*.

Kegunaan log *gamma ray* antara lain untuk estimasi kandungan lempung, korelasi antar sumur, menentukan lapisan permeabel, *depth matching* antara logging yang berurutan. Anomali yang biasanya muncul dalam log *gamma ray* berasal dari batuan yang mengandung isotop radioaktif, akan tetapi bukan lempung (*shale*), sehingga untuk mengetahui sumber radiasi secara lebih pasti digunakan *Spectral Gamma Ray*. Partikel radioaktif banyak dijumpai di formasi yang berukuran lempung, sehingga nilai *gamma ray* tinggi diasumsikan sebagai *shale*. Sedangkan nilai *gamma ray* yang rendah diasumsikan sebagai batupasir dan karbonat. Log *gamma ray* adalah yang paling baik untuk memisahkan *shale-sand*.

3.4.2 Porositas

Porositas batuan merupakan salah satu sifat akustik dari reservoir yang didefinisikan sebagai ukuran kemampuan batuan untuk menyimpan fluida, dinyatakan dalam persen (%) atau fraksi. Dalam karakterisasi reservoir, porositas terdiri dari dua yaitu :

1. Porositas absolut didefinisikan sebagai perbandingan antara volume pori-pori total batuan terhadap volume total batuan. Secara matematis dituliskan dengan persamaan:

$$= \frac{\text{Volume pori-pori}}{\text{Volume total batuan}} \times 100 \quad (3.4)$$

2. Porositas efektif didefinisikan sebagai perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume batuan total, yang secara matematis dituliskan dengan persamaan :

$$= \frac{\text{Volume pori yang berhubungan}}{\text{Volume total batuan}} \quad (3.5)$$

Secara umum porositas batuan akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman batuan, karena semakin dalam batuan akan semakin kompak akibat efek tekanan di atasnya. Harga porositas juga akan mempengaruhi kecepatan gelombang seismik. Semakin besar porositas batuan maka kecepatan gelombang seismik yang melewatinya akan semakin kecil, dan demikian pula sebaliknya.

Berdasarkan pembentukan batumannya terdapat dua jenis porositas yaitu porositas primer (sedimentasi klastik) dan porositas sekunder (proses tektonik, proses kimiawi, dll.). Dan faktor-faktor yang mempengaruhi porositas primer adalah ukuran butir, karakter geometris, proses diagenesis, kandungan semen, kedalaman dan tekanan (Sukmono dan Abdullah, 2001).

3.4.3 Densitas

Densitas merupakan nilai kerapatan matriks batuan yang didefinisikan sebagai perbandingan massa batuan dengan volume dari batuan tersebut.

$$\rho = \frac{m}{V} \quad (3.6)$$

Dimana:

ρ = Massa jenis

m = Massa

V = Volume

Beberapa faktor yang mempengaruhi nilai densitas dari suatu batuan adalah (Sukmono dan Abdullah, 2001) :

- Komposisi kimia
- Suhu dan tekanan

- Komposisi mineral
- Rongga rekahan dan porositas
- Material pengisi

3.4.4 Permeabilitas

Permeabilitas adalah kemampuan suatu batuan untuk mengalirkan fluida dalam batuan tersebut yang melalui pori-pori yang berhubungan tanpa merubah atau merusak bentuk dari pori-pori tersebut. Satuan dari permeabilitas adalah darcy, dan biasanya yang digunakan adalah *milli darcy* (mD). Nilai permeabilitas batuan yang tinggi selalu menunjukkan nilai porositas yang tinggi pula. Tapi sebaliknya, nilai porositas batuan yang tinggi tidak selalu menunjukkan tingginya nilai permeabilitas suatu batuan.

3.4.5 Log *Spontaneous Potential*

Log *spontaneous potential* (SP) merupakan log yang digunakan untuk mengukur besaran potensial diri di dalam tubuh formasi batuan, dan besarnya log SP dinyatakan dalam satuan milivolt (mV). Prinsipnya log SP adalah mengukur beda antara potensial arus searah dari suatu *elektrode* yang bergerak di dalam lubang bor dengan potensial elektrode yang ada di permukaan (Sudarmo, 2002). Log SP dapat berfungsi baik jika lumpur yang digunakan dalam proses pengeboran bersifat konduktif seperti *water based mud*, dan tidak akan berfungsi di *oil based mud*, lubang kosong dan *cased hole*. Tiga faktor yang dapat menimbulkan potensial diri pada formasi adalah fluida pemboran yang konduktif, lapisan berpori dan permeabel yang diapit oleh lapisan tidak permeabel, dan perbedaan salinitas antara fluida pemboran dengan fluida formasi. Log SP biasa digunakan untuk identifikasi lapisan permeabel, menentukan nilai keserpihan dan nilai resistivitas formasi air. Pada lapisan serpih, kurva SP berupa garis lurus yang disebut shale base line, sedangkan pada lapisan permeabel kurva akan menyimpang dan lurus kembali saat mencapai garis

konstan dan disebut sand base line. Penyimpangan tergantung resistivitas relatif, fluida, porositas, ketebalan lapisan, diameter sumur dan diameter filtrasi lumpur.

3.4.6 Log Induksi

Log Induksi merupakan log yang berfungsi untuk mengukur tahanan jenis atau resistivitas batuan. Penerapan dari log ini untuk menentukan faktor kandungan fluida pada suatu batuan. Prinsip kerja dari log induksi adalah mengukur konduktivitas batuan. Nilai yang terekam oleh log induksi secara umum langsung dikonversi dan diplot ke dalam kurva resistivitas. Jika konduktivitas batuan tinggi, berarti tahanan jenis batuan tersebut rendah, dan sebaliknya.

3.4.7 Log Lateral

Log lateral merupakan log yang fungsi utamanya untuk mengetahui resistivitas batuan. Log ini digunakan jika formasi sangat resistif melebihi 200 ohm.m dan lumpur pemboran (*mud*) bersifat konduktif karena log Induksi tidak bekerja secara optimal di atas nilai tersebut (Firdaus dan Prabantara, 2004). Nilai log yang menunjukkan tahanan jenis batuan yang tinggi (*high resistivity*) bisa menunjukkan adanya hidrokarbon (minyak atau gas) dalam reservoir dan nilai tahanan jenis batuan yang rendah (*low resistivity*) menunjukkan adanya air.

3.4.8 Log Sonic

Log sonic disebut juga dengan log kecepatan, merupakan log yang bekerja berdasarkan cepat rambat gelombang suara. Gelombang suara dipancarkan ke dalam suatu formasi kemudian akan dipantulkan kembali dan diterima oleh *geophone*. Waktu yang dibutuhkan gelombang suara untuk sampai ke *geophone* disebut interval transit time. Besarnya selisih waktu tersebut tergantung pada jenis batuan dan besarnya porositas batuan. Log *sonic* sering

dimanfaatkan untuk menentukan porositas batuan, menentukan koefisien refleksi (KR), dan bersama log lain untuk menentukan litologi. Pada batuan yang memiliki kerapatan besar maka kurva log kecepatan akan bernilai lebih besar, apabila batuan memiliki kerapatan kecil, maka kurva log kecepatan akan bernilai kecil.

3.4.9 Log Neutron Porositas

Log neutron porositas berfungsi untuk mengetahui hasil pengukuran kandungan hidrogen pada suatu formasi. Log neutron dinyatakan dalam fraksi (tanpa satuan) atau dalam persen. Alat log neutron terdiri dari sumber yang menembakkan partikel-partikel neutron dan dua buah detektor, detektor dekat dan detektor jauh. Banyaknya neutron yang ditangkap oleh detektor akan sebanding dengan jumlah atom hidrogen dalam formasi. Log *neutron* porositas dapat digunakan untuk menentukan porositas primer suatu batuan. Bersama log lain seperti log densitas digunakan untuk menentukan litologi dan jenis kandungan fluida yang mengisi batuan. Perpotongan (*cross over*) antara log densitas dan log *neutron* mengindikasikan kandungan hidrokarbon dalam suatu formasi.

3.4.10 Log Densitas

Prinsip kerja dari log densitas ini berasal dari sebuah sumber bahan radioaktif yang memancarkan sinar *gamma* ke dalam suatu batuan, elektron–elektron batuan akan berinteraksi sinar *gamma*. Pada saat sinar *gamma* menumbuk elektron, elektron akan terpental dan sinar *gamma* tersebut akan menumbuk elektron lain dan seterusnya sampai energinya habis atau terbelokkan menuju detektor (sebagian). Sebagian sinar *gamma* yang menuju detektor akan diubah menjadi arus listrik dan diperkuat oleh *amplifier* dan dapat direkam secara kontinyu. Kuat arus listrik yang direkam sebanding dengan intensitas sinar *gamma* yang dikirim sumber dan sebanding dengan sinar *gamma* yang menuju detektor. Sedangkan intensitas sinar *gamma* yang kembali

ke detektor sebanding dengan kerapatan elektron di dalam medium. Semakin rapat matriks batuanya maka semakin besar densitasnya dan semakin sedikit sinar *gamma* yang menuju detektor, karena semakin sering menumbuk sehingga cepat habis energinya (Sismanto, 2006). Log densitas digunakan untuk mengukur massa jenis batuan. Dengan log lain seperti log neutron, log ini dapat digunakan untuk mengukur porositas, litologi dan jenis kandungan fluida. Log densitas dapat digunakan untuk membedakan kandungan minyak dan gas (Harsono, 1997).

3.4.11 Log Resistivitas

Setiap batuan mempunyai tahanan jenis yang berbeda-beda. Log resistivitas merekam tahanan jenis batuan terhadap arus listrik yang melaluinya sehingga dapat ditentukan jenis-jenis litologi yang ada pada sumur bor. Metoda *resistivity* logging ini dilakukan karena pada hakekatnya batuan, fluida dan hidrokarbon di dalam bumi memiliki nilai resistivitas tertentu. Batubara pada umumnya mempunyai sifat yang tidak dapat melewatkan aliran listrik. Sedangkan batulempung mempunyai sifat sebaliknya. Berikut contoh nilai resistivitas pada batuan :

Material	Resistivitas (Ohm meter)
Limestones	50 - 10^7
Sandstones	1 - 10^8
Shales	20 - 2×10^3
Dolomite	100 - 10.000
Sand	1 - 1000
Clay	1 - 100
Sea Water	0.2

Tabel 3.1 Nilai resistivitas batuan

Di dalam pengukuran *resistivity* log, biasanya terdapat tiga jenis 'penetrasi' *resistivity*, yakni *shallow (borehole)*, medium (*invaded zone*) dan *deepend (virgin)* penetration. Perbedaan kedalaman penetrasi ini dimaksudkan untuk

menghindari salah tafsir pada pembacaan log resistivity karena *mud invasion* (efek lumpur pengeboran) dan bahkan dapat mempelajari sifat mobilitas minyak.

Ada dua jenis log resistivitas, yaitu:

1. *Lateralog*

- *Lateralog Deep* (LLD)
- *Lateralog Shallow* (LLS)
- *Micro Spherically Focused Log* (MSFL)

2. *Induction*

- *Induction Lateralog Deep* (ILD)
- *Induction Lateralog Medium* (ILM)
- *Spherically Focused Log* (SFL)

Secara umum tahanan jenis gas akan lebih besar dari pada tahanan jenis minyak, dan tahanan jenis minyak akan lebih besar dari pada air. Batuan yang relatif tidak porous maka akan menunjukkan tahanan jenis yang rendah. Batuan porous dengan kandungan fluida minyak atau gas akan menunjukkan nilai resistivitas yang tinggi, kurva ILD/LLD akan berada di sebelah kanan kurva MSFL/SFL dan LLS/LLD. Untuk batuan dengan fluida air kurva ILD/LLD akan berada di sebelah kiri kurva MSFL/SFL dan ILM/ILS. Batugamping akan memberikan respon defleksi lebih besar dibandingkan dengan batupasir dan serpih, karena batugamping bersifat kurang dapat menghantarkan arus listrik.

3.4.12 Log Neutron

Log neutron merekam Hidrogen index (HI) dari formasi. HI merupakan indikator kelimpahan kandungan hidrogen dalam formasi. Satuan pengukuran dinyatakan dalam satuan PU (Porosity Unit) (Rider, 1996). Prinsip kerja dari log ini adalah menembakkan partikel *neutron* berenergi tinggi ke dalam formasi, tumbukan neutron dengan atom H (dengan asumsi atom H berasal dari HC atau air) akan menyebabkan energi neutron melemah, kemudian detektor akan mengukur jumlah partikel neutron yang kembali dari formasi. Semakin banyak atom H dalam formasi, maka partikel neutron yang kembali akan semakin sedikit.

Batubara pada log *neutron* biasanya akan memberikan respon defleksi yang relatif lebih besar dibandingkan dengan batupasir, karena batubara lebih kompak (densitas batuan besar) daripada batupasir. Besarnya porositas batuan sama dengan jumlah energi netron yang hilang, karena atom hidrogen berkonsentrasi pada pori yang terisi fluida (*water* atau *oil*). Pori yang terisi oleh gas akan memiliki pola kurva log netron akan lebih rendah dari yang seharusnya (*gas effect*). Hal ini terjadi karena konsentrasi hidrogen dalam gas lebih kecil dibandingkan pada minyak dan air.

3.4.13 Log Caliper

Log caliper menunjukkan besar diameter lubang sumur. Yang ideal : *caliper* sama besar dengan *bit size*. Pada kondisi ini lubang sumur bagus, pengaruh lumpur terhadap pembacaan *pad tool* tidak ada. Bila *caliper* lebih kecil dari *bit size*, maka ini menandakan adanya *mud cake* pada dinding lubang sumur. Bila *caliper* lebih besar dari *bit size*, maka dinding lubang sumur mengalami kerusakan (runtuh, *eroded*, dll). Ini akan mempengaruhi pembacaan *pad tools*, yaitu *density log* dan *log MSFL*, dimana densitas dan MSFL akan membaca formasi dan *mud*. Interpretasi harus dimulai dengan mempelajari kurva *caliper*.

3.5 Prinsip Dasar Inversi Seismik

Pengertian secara spesifik tentang seismik inversi dapat didefinisikan sebagai suatu input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2000). Definisi tersebut menjelaskan bahwa metode inversi merupakan kebalikan dari pemodelan dengan metode ke depan (*forward modelling*) yang berhubungan dengan pembuatan seismogram sintetik berdasarkan model bumi. Russel (1988) membagi metode seismik inversi dalam dua kelompok, yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Pada penelitian ini akan dibahas inversi *post-stack* yang berhubungan dengan inversi amplitudo, di mana dalam inversi ini terdiri dari beberapa algoritma, yaitu inversi *bandlimited* (rekursif), inversi berbaris model (*blocky*) dan inversi *sparse spike* (*maximum likelihood*).

3.5.1 Inversi Seismik Rekursif/Bandlimited

Inversi rekursif (bandlimited) adalah algoritma inversi yang mengabaikan efek wavelet seismik dan memperlakukan seolah-olah trace seismik merupakan kumpulan koefisien yang telah difilter oleh wavelet fasa nol. Metode ini paling awal digunakan untuk inversi data seismik dengan persamaan dasar (Russel, 1988) :

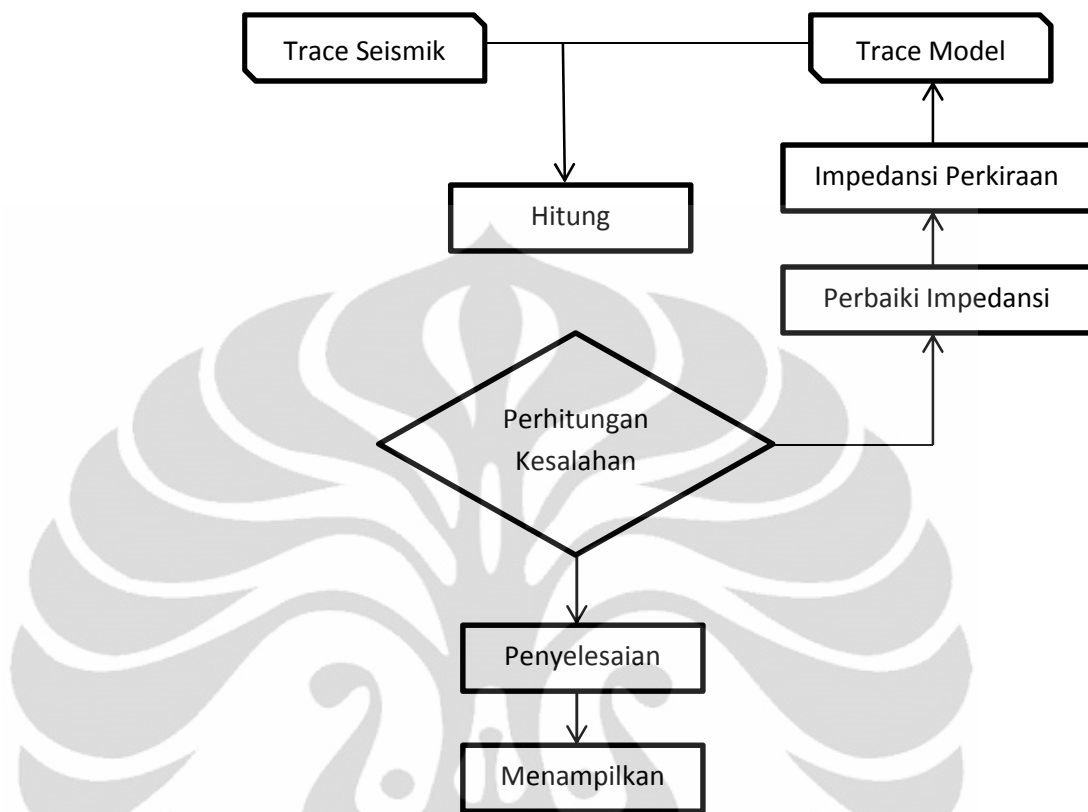
$$r_i = \frac{\rho_{i+l} V_{i+l} - \rho_i V_i}{\rho_{i+l} V_{i+l} + \rho_i V_i} = \frac{Z_{i+l} - Z_i}{Z_{i+l} + Z_i} \quad (3.7)$$

Dengan r = koefisien refleksi, (ρ = densitas, V =kecepatan gelombang P dan Z = Impedansi Akustik). Di mulai dari lapisan pertama, impedansi lapisan berikutnya ditentukan secara rekursif dan tergantung nilai impedansi akustik di atasnya dengan perumusan sebagai berikut:

$$Z_{i+l} = Z_i * \left| \frac{1-r_i}{1+r_i} \right| \quad (3.8)$$

3.5.2 Inversi Seismik Model Based

Prinsip metode ini adalah membuat model geologi dan membandingkannya dengan data rill seismik. Hasil perbandingan tersebut digunakan secara iteratif memperbaharui model untuk menyesuaikan dengan data seismik. Metode ini dikembangkan untuk mengatasi masalah yang tidak dapat dipecahkan menggunakan metode rekursif. Teknik ini dapat dijelaskan melalui diagram alir berikut:



Gambar 3.14 Metode Inversi Model Based

Keuntungan penggunaan metode inversi berbasis model adalah metode ini tidak menginversi langsung dari seismik melainkan menginversi model geologinya. Sedangkan permasalahan potensial menggunakan metode inversi berbasis model adalah sifat sensitif terhadap bentuk *wavelet* dan sifat ketidak-unikian (*non-uniqueness*) untuk *wavelet* tertentu.

3.5.3 Inversi Seismik *Sparse Spike*

Metode *Sparse-spike* ini mengasumsikan bahwa reflektivitas yang sebenarnya dapat diasumsikan sebagai seri dari *spike-spike* besar besar yang bertumpukan dengan *spike-spike* yang lebih kecil sebagai *background*. Kemudian dilakukan estimasi *wavelet* berdasarkan asumsi model tersebut. *Sparse-spike* mengasumsikan bahwa hanya *spike* yang besar yang penting. Inversi ini mencari lokasi *spike* yang besar dari tras seismik. *Spike-spike* tersebut terus ditambahkan

sampai tras dimodelkan secara cukup akurat. Amplitudo dari blok impedansi ditentukan dengan menggunakan algoritma inversi *Model Based*. Input parameter tambahan pada metode ini adalah menentukan jumlah maksimum *spike* yang akan dideteksi pada tiap tras seismik dan *threshold* pendeteksian seismik. Model dasar tras seismik didefinisikan oleh :

$$s(t) = w(t) * r(t) + n(t) \quad (3.9)$$

3.6 Coalbed Methane (CBM)

CBM adalah gas methane (CH₄) pada ‘pori-pori’ batubara yang terbentuk melalui aktivitas *biogenic* (bakteri) atau *thermogenic* (pemanasan) selama proses pembentukan batubara tersebut. Potensi CBM tersebut terletak pada kedalaman 300-2000 meter dengan ketebalan 20-100 meter (BP Migas).

Proses pembentukan CBM dimulai dari pembentukan batubara, di mana berasal dari tumbuhan (gambut) yang terakumulasi di rawa dan terkubur seiring dengan proses sedimentasi. Bahan tumbuhan tersebut mengalami pembatubaraan dengan terjadinya kompaksi atau pemampatan. Semakin dalam semakin kompak, dan seiring proses pemampatan juga melepaskan zat fluida. Proses pembatubaraan berlanjut dan diperkaya oleh zat karbon. Dengan pemanasan termal pada bara, pemampatan gambut tersebut melepaskan methane, gas dan zat lainnya dan mulai di sekitar “*sub-bituminous A*” untuk tahap tinggi mengandung bitumen peringkat C, dengan jumlah metan yang dihasilkan meningkat secara signifikan.

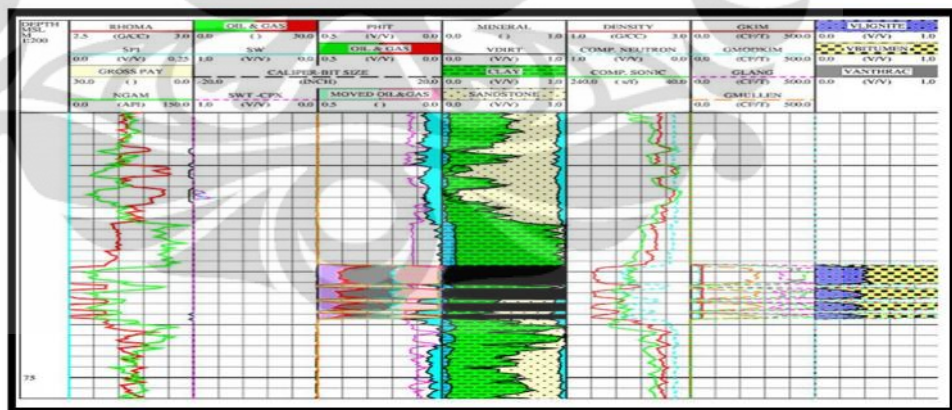
Batubara dangkal memiliki peringkat rendah dan mungkin belum menghasilkan metana dalam jumlah besar. Lebih dalam bara ini terkubur, maka akan mengalami tingkat pematangan yang lebih besar. Sehingga pembatubaraan tinggi akan menghasilkan kuantitas lebih banyak metan daripada batubara dangkal.

Beberapa metana dalam batubara mungkin telah dihasilkan oleh aktifitas bakteri metanogen. Gas biogenik dapat diproduksi di setiap saat sepanjang proses pembatubaraan dengan pendekatan jika hadir kondisi yang tepat.



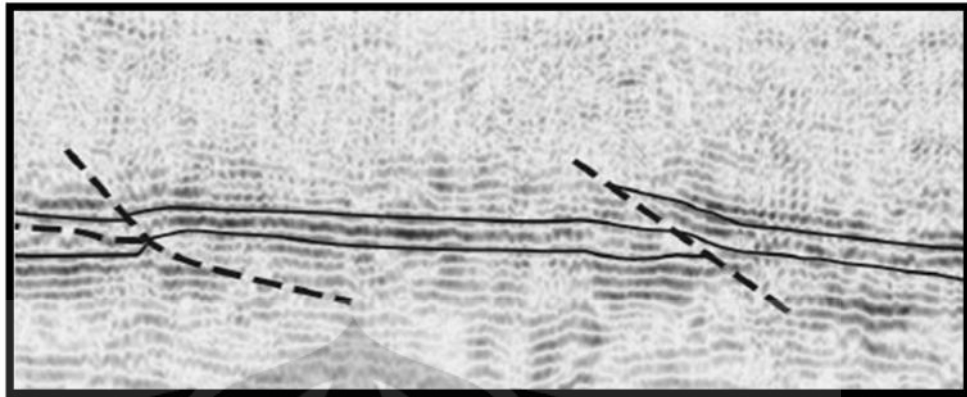
Gambar 3.15 Proses pembentukan batubara

Secara fisis, batubara dicirikan dengan densitas dan kecepatan gelombang P (V_p) yang sangat rendah dibandingkan dengan lapisan penutupnya. Gambar di bawah ini menunjukkan berbagai respon log pada batubara dan lapisan di sekitarnya. Terlihat bahwa, batubara memiliki densitas, V_p (1/sonic) serta gamma ray yang relatif rendah dibandingkan dengan batu lempung maupun lempung pasiran. Disamping itu, dibandingkan dengan sandstone, batubara memiliki V_p/V_s yang tinggi.



Gambar 3.16 Courtesy Petrolog

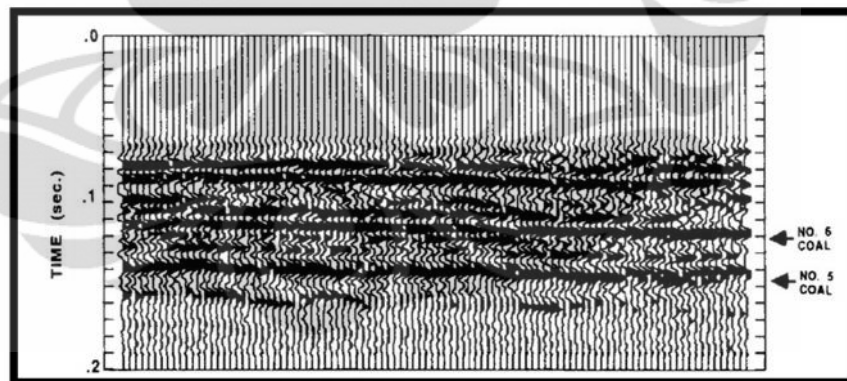
Dikarenakan memiliki densitas dan V_p yang sangat rendah, maka pada rekaman seismik, CBM akan menunjukkan respon amplitudo yang mencolok. Oleh karena itu, walaupun ketebalan CBM yang umumnya tipis, akan tetapi karena adanya respon amplitudo yang mencolok tersebut maka batas resolusinya menjadi $\lambda/8$ bukan lagi $\lambda/4$ (Gochioco, 1991). Dimana λ adalah panjang gelombang seismik.



Gambar 3.17 Courtesy Troy Peters and Natasha Hendrick, Velseis Pty Ltd

Gambar di atas menunjukkan karakter seismik dari CBM yang ditunjukkan dengan respon amplitudo yang tinggi. Untuk eksplorasi CBM dengan target yang dangkal, maka metode seismik yang tepat untuk diterapkan adalah High Resolution Seismic, dimana rentang frekuensi dominan-nya antara 50-150Hz.

Gambar di bawah ini menunjukkan penerapan *High Resolution Seismic* untuk target CBM sampai kedalaman sekitar 150 meter dengan frekuensi dominan ~120Hz.



Gambar 3.18 Harvey Henson, Jr.* and John L. Sexton*, *GEOPHYSICS*, 1991

Kegiatan eksploitasi gas *methane* yang terperangkap dalam batubara harus diawali dengan aktivitas dewatering yaitu pemompaan air formasi terlebih dahulu agar gas *methane* yang terperangkap tersebut dapat diproduksi. Respon seismik, setelah *dewatering* dan sebelum *dewatering* akan menunjukkan perbedaan yang kontras.

BAB IV DATA DAN PENGOLAHAN DATA

4.1 Data

Data yang digunakan dalam penelitian ini adalah :

1. Data seismik 2D

Data seismik yang digunakan adalah data seismik 2D yang telah diproses dengan metode *post-stack* sehingga data yang diperoleh berada dalam domain waktu. Data seismik yang digunakan memiliki 6 *line* seismik, yaitu dengan nama lain ot11_1, ot11_2, ot13, ot28, obt 92-12 dan 97.

2. Data sumur

Data sumur yang memiliki resolusi vertikal yang tinggi berperan penting dalam inversi seismik. Dalam proses inversi seismik, data sumur diperlukan untuk berbagai keperluan antara lain:

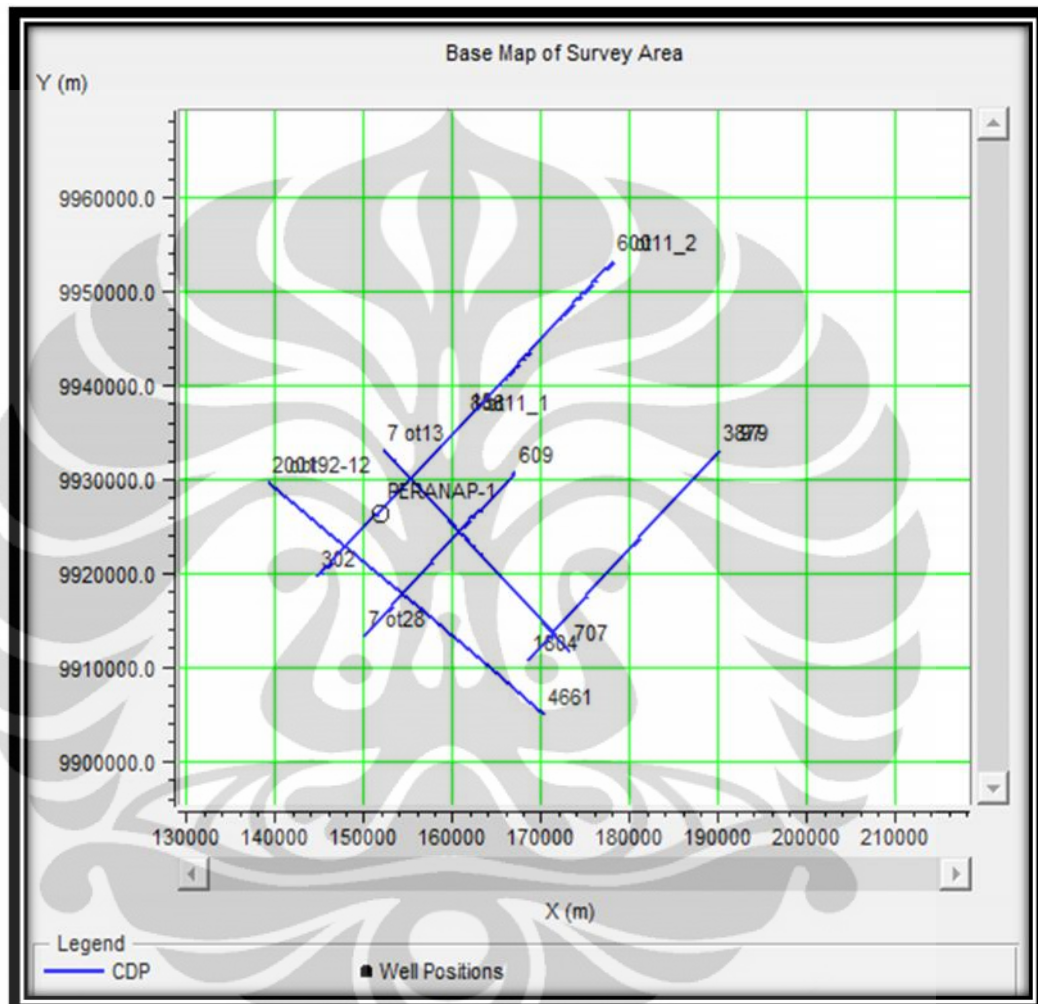
1. Ekstraksi wavelet
2. Sebagai model geologi awal
3. Analisa hasil dari inversi

Data sumur yang utama dipakai dalam proses inversi adalah *P-sonic* dan *density* yang akan menghasilkan impedansi akustik, sedangkan data-data sumur yang lain hanya sebagai penunjang namun sangat penting untuk interpretasi dari hasil inversi.

Penelitian ini menggunakan satu sumur. Sumur terletak pada *line* ot11_1 CDP 540. Di dalam data sumur terdapat data beberapa log. Log yang digunakan adalah seperti log *gamma ray*, log porositas, log densitas, log *sonic*, log resistivitas, log caliper dan log SP.

3. Peta Basemap

Peta basemap berguna untuk mengetahui posisi sumur terhadap data seismik. Peta ini digunakan untuk analisis hasil inversi akustik impedansi.



Gambar 4.1 Basemap daerah penelitian

4. Data Geologi Regional

Data geologi regional berguna untuk mengetahui gambaran umum mengenai kondisi geologi pada lapangan Paranap.

5. Data checkshot

Data *checkshot* digunakan untuk mendapatkan korelasi antara waktu dan kedalaman. Data ini penting karena perbedaan domain yang ada pada data sumur dengan data seismik, dimana data sumur memiliki domain kedalaman sedangkan data seismik berada pada domain waktu. Sehingga dengan adanya data checkshot kita dapat mencocokkan posisi sumur secara vertikal pada data seismik.

6. Data marker

Data marker berguna untuk mengetahui batas atas dari suatu formasi. Data marker ini berisi informasi top dari formasi dan kedalaman dari top formasi tersebut. Data ini berguna dalam analisis nantinya dimana kita akan melakukan analisis dengan data geologi. Data marker yang digunakan ada 4 marker, yaitu:

- Coal 1 top pada kedalaman 460,21
- Coal 1 base pada kedalaman 464,36
- Coal 2 top pada kedalaman 604,01
- Coal 2 base pada kedalaman 628,09

4.2 Pengolahan Data

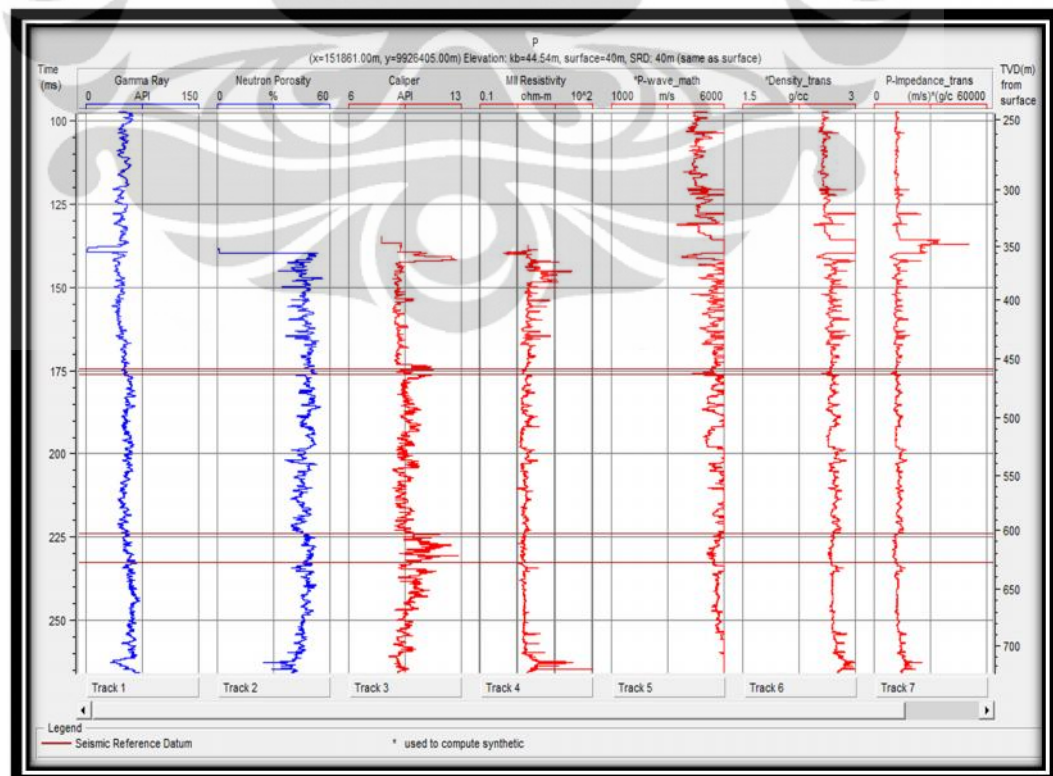
4.2.1 Persiapan Data

Dilakukan pengecekan terhadap kelengkapan data yaitu merubah format data yang akan digunakan pada software *Hampson-Russel* dan *Petrel* karena data yang digunakan haruslah sesuai dengan format software yang digunakan.

4.2.2 Analisis Data Log

Melakukan analisis bagaimana anomali yang ada pada daerah target penelitian. Daerah penelitian yang digunakan daerah yang merupakan daerah yang dominan pada batu pasir yang ditunjukkan pada nilai *gamma* rendah yang lebih rendah dibandingkan dengan batuan lempung. Dan juga dengan melihat data dari log *gamma ray*, log densitas dan log resistivitas dapat ditentukan adanya anomali batubara. Bahwa nilai resistivitas yang tinggi diindikasikan merupakan lapisan batubara.

Selanjutnya dengan analisis log impedansi akustik yang diperoleh dari perkalian antara log densitas dan log *sonic*. Anomali rendah dan negatif dapat diindikasikan sebagai lapisan reservoir gas yang terdapat di dalam batubara. Hal ini disebabkan karena nilai massa jenis dari batuan yang mengandung hidrokarbon akan memiliki nilai yang lebih kecil dibandingkan dengan batuan yang tidak memiliki kandungan hidrokarbon.

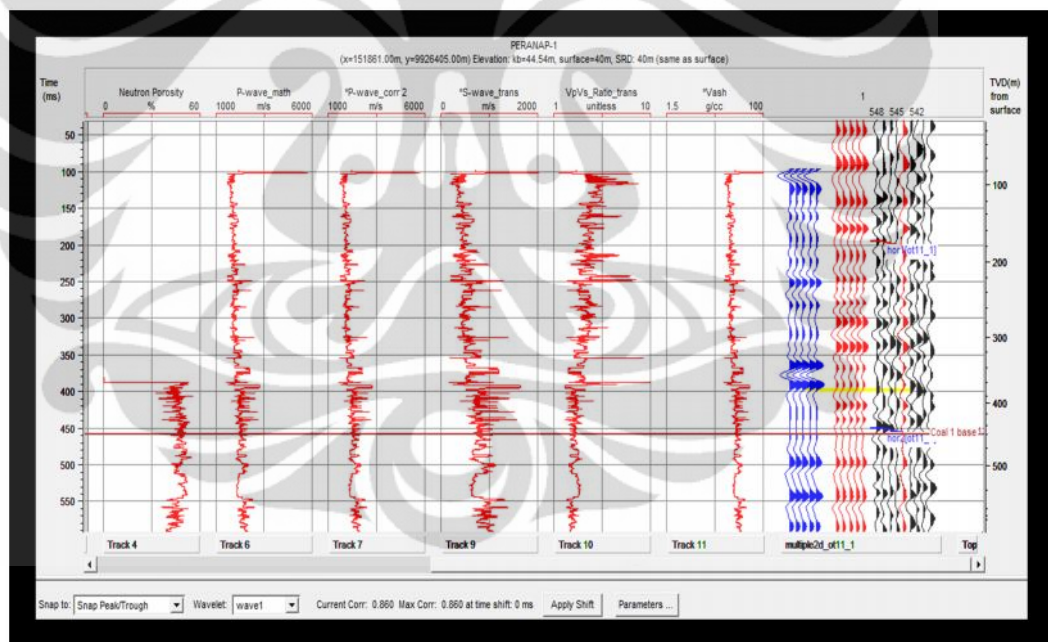


Gambar 4.2 Data Log daerah penelitian

4.2.3 Korelasi Data Sumur dengan Data Seismik (*well seismic tie*)

Korelasi data seismik dengan data sumur merupakan tahapan penting dalam inversi setelah data horison dimasukkan. Proses ini sebenarnya menguji korelasi antara event pada trace sintetik dan event pada data seismik. Proses korelasi ini dilakukan dengan memanfaatkan data *check shot*. Idealnya jika dilakukan koreksi *check shot* maka *event* pada data seismik dan sumur akan berkorelasi dengan baik.

Gambar 4.3 adalah hasil korelasi data seismik dengan data sumur. Setelah data seismik dan data sumur telah berkorelasi maka langkah selanjutnya adalah ekstraksi *wavelet*. **Gambar 4.4** adalah hasil dari ekstraksi *wavelet*.



Gambar 4.3 Korelasi antara data sumur dengan data seismik

Gambar 4.3 memperlihatkan korelasi antara data seismik dengan salah satu data sumur di daerah Paranap. *Trace* berwarna merah adalah *trace* yang ada di sekitar lubang bor sedangkan *trace* biru adalah *trace* sintetik dari data sonik dan kerapatan. Terlihat keduanya memperlihatkan korelasi yang baik, yaitu sekitar 0.86.

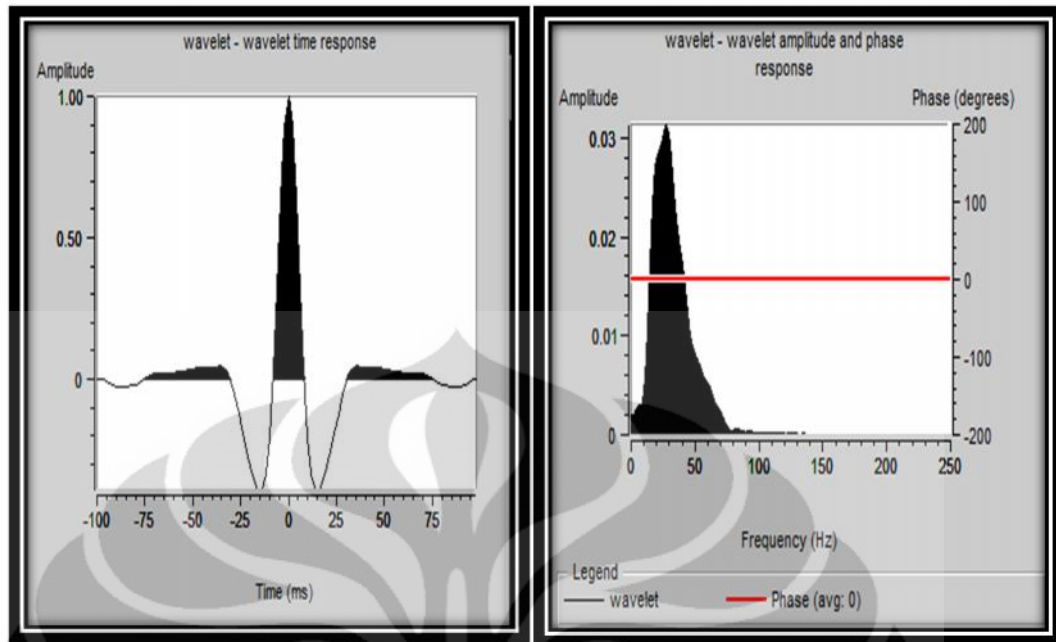
4.2.4 Ekstraksi Wavelet

Hasil korelasi yang baik ditunjukkan oleh **Gambar 4.3**. Hal ini disebabkan wavelet yang digunakan sudah merupakan hasil ekstraksi wavelet dari data seismik dan data sumur. Proses ini dilakukan secara berulang dengan pengerutan dan perenggangan sampai diperoleh korelasi terbaik antara trace sintetik dan data seismik.

Pada ekstraksi wavelet secara statistik, digunakan trace seismik sendiri untuk mengekstrak wavelet. Adapun untuk fasa tidak dihitung dengan teknik ini melainkan ditentukan langsung dengan pilihan fasa konstan dan minimum. Sedang spektrum amplitudo dihitung menggunakan autokorelasi data seismik sebagai berikut:

1. Menentukan window analisa dengan lebar jendela 200 ms
2. Menentukan lebar *taper* (10 ms).
3. Menghitung autokorelasi data *window*. Panjang autokorelasi $\frac{1}{2}$ dari panjang *wavelet*.
4. Fase yang digunakan adalah *zerophase*.

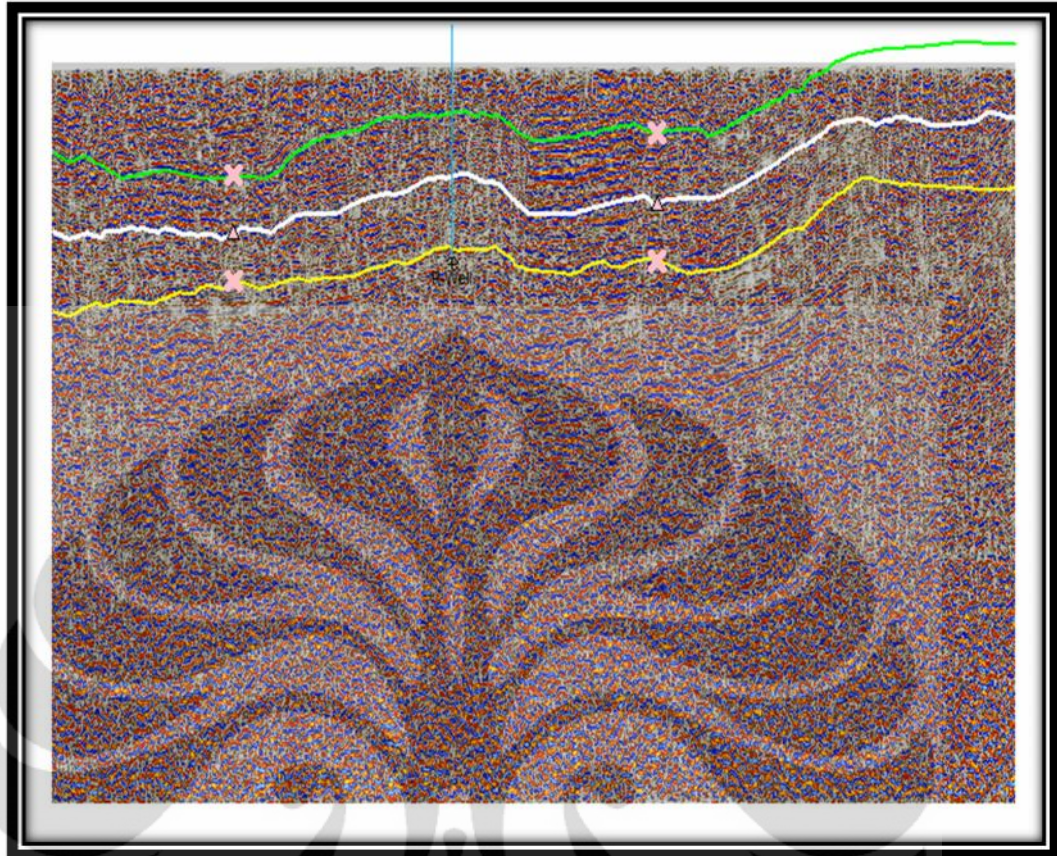
Sedang prosedur ekstraksi *wavelet* yang kedua dengan cara mengkombinasi data sumur dan data seismik, dengan pengertian data sumur digunakan untuk menentukan fase konstan yang digunakan dalam teknik statistik. **Gambar 4.4** memperlihatkan hasil ekstraksi *wavelet*. *Wavelet* ini telah digunakan untuk korelasi data seismik dan data sumur.



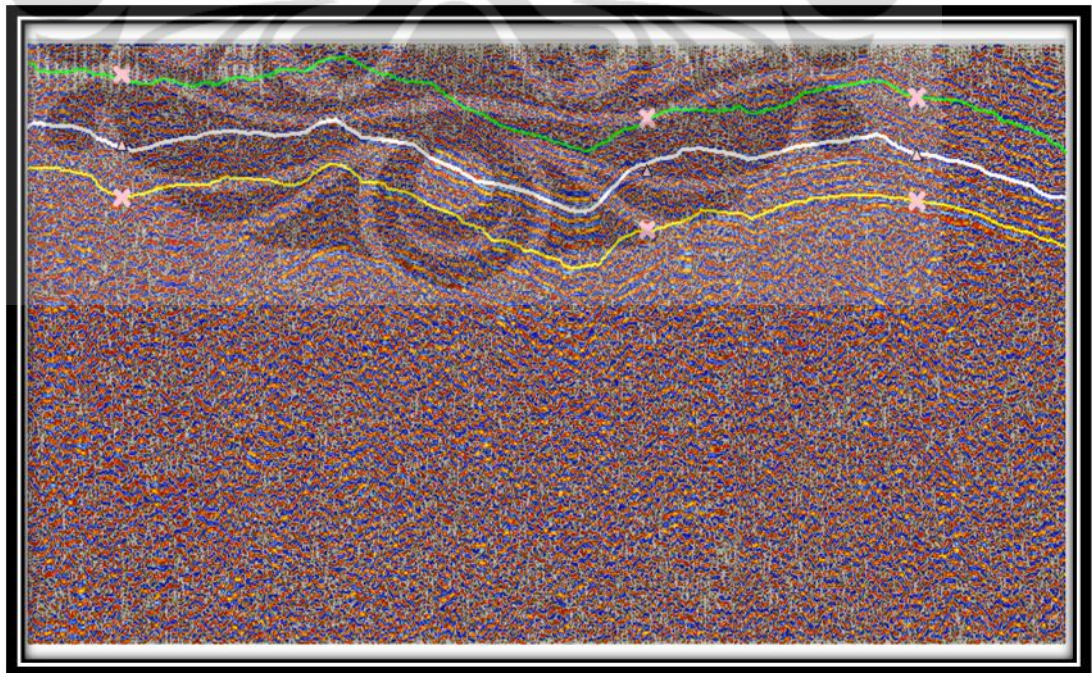
Gambar 4.4 Hasil dari ekstraksi wavelet

4.2.5 Horison

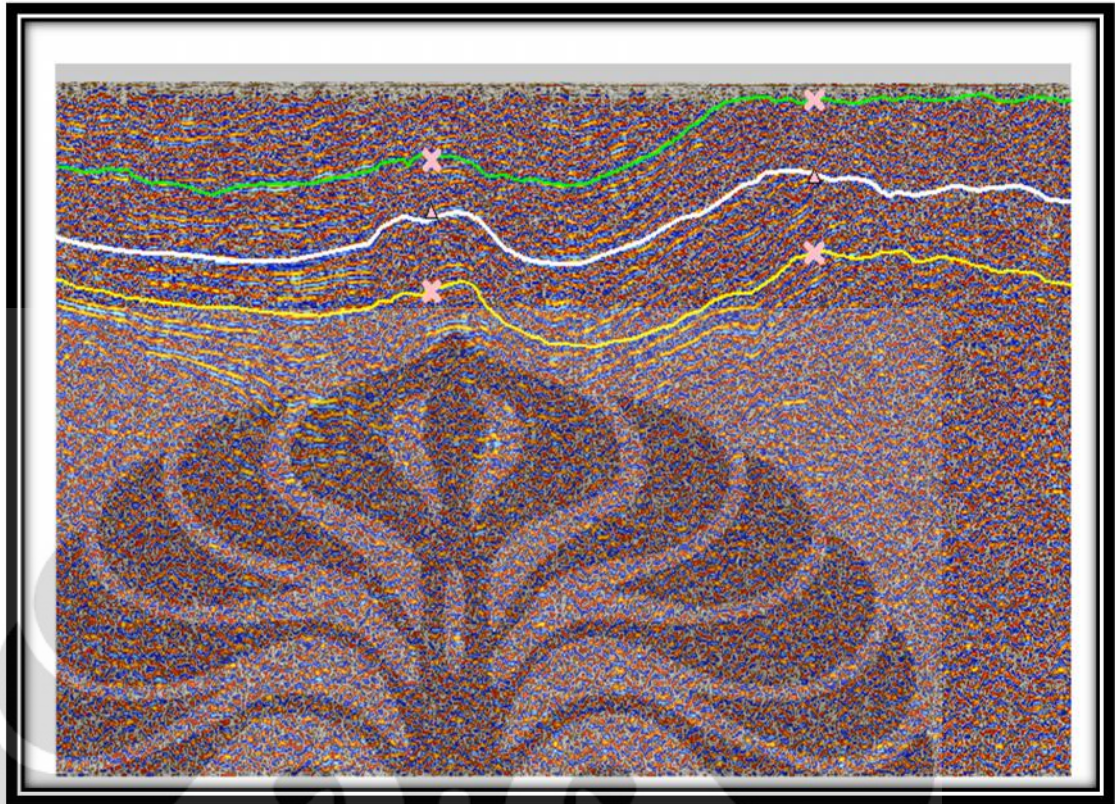
Pada penelitian ini horison yang digunakan merupakan hasil dari interpretasi struktur yang dilakukan pada studi sebelumnya. Penulis menelusuri 3 data horison, yaitu : Hor1, Hor2 dan Hor3. Horison digunakan sebagai pemandu dalam ekstrapolasi data sumur pada pembuatan model geologi awal. Sehingga horison harus di-picking secara konsisten pada data seismik. Sebelum dimasukkan dalam proses inversi, horison perlu di-QC dan diedit seperti di-*smoothing* atau diinterpolasi untuk menghindari adanya *spike*. Berikut gambar horison yang dilakukan terhadap beberapa *line* seismik 2D.



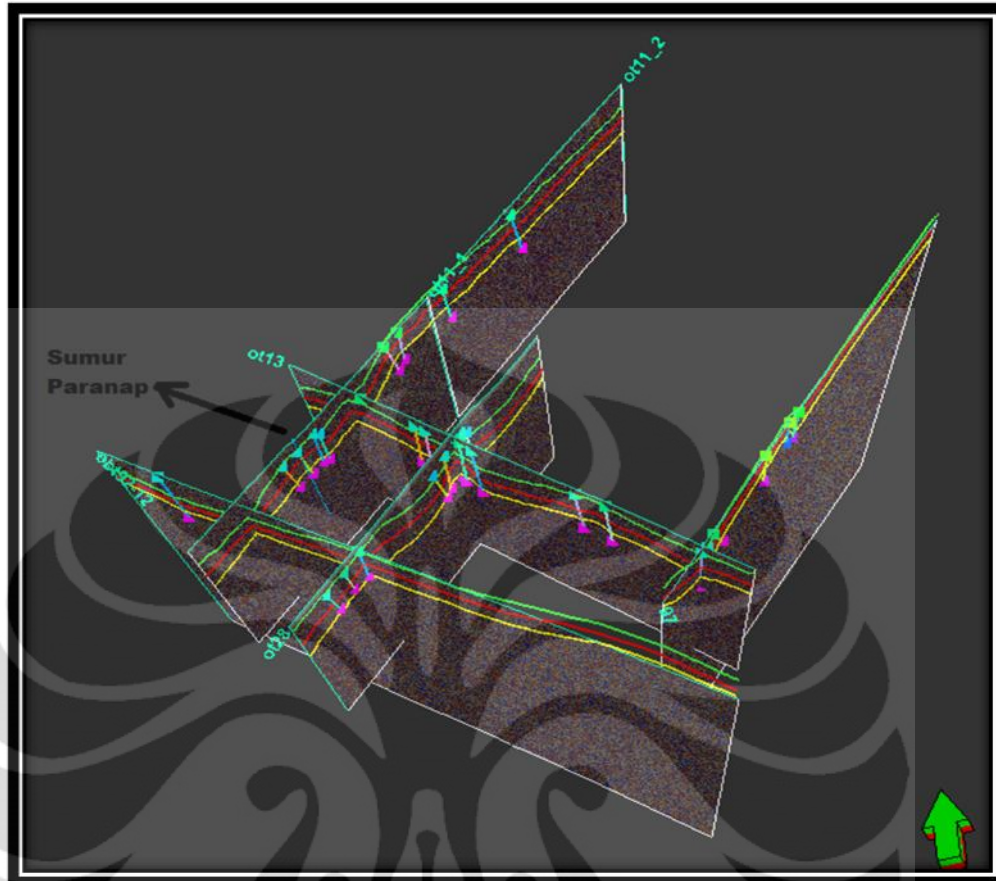
Gambar 4.5 Horison dari seismik 2D *line ot11_1*



Gambar 4.6 Horison dari seismik 2D *line ot13*



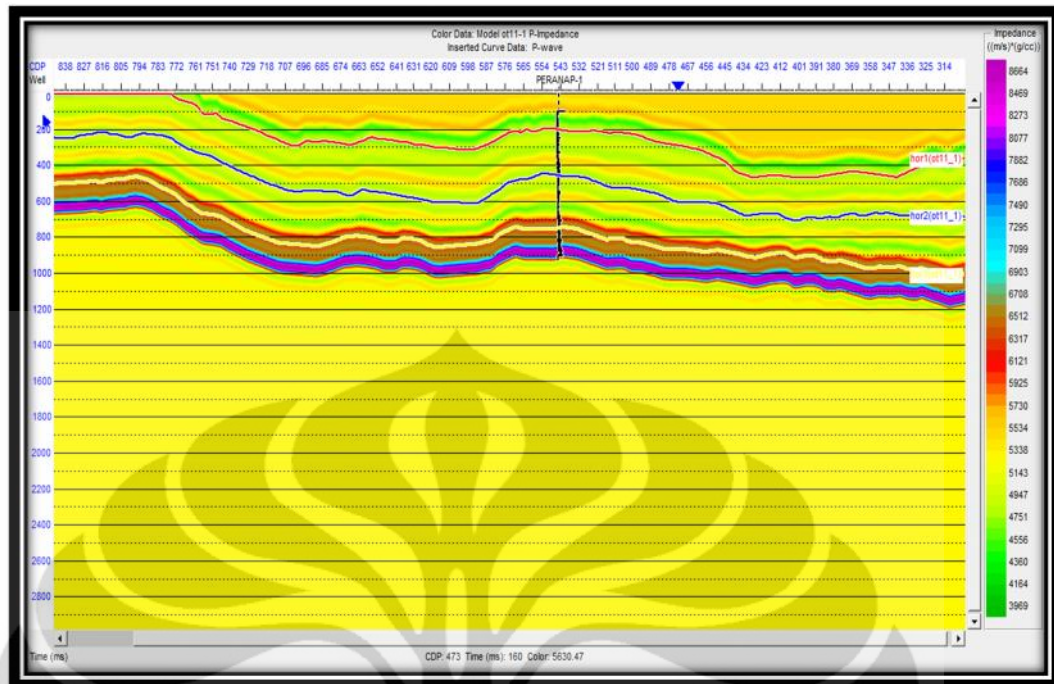
Gambar 4.7 Horison dari seismik 2D *line ot28*



Gambar 4.8 seismik tampak burung 3D.

4.2.6 Pembuatan Model Bumi

Model bumi diperlukan untuk mendefinisikan kerangka stratigrafi dalam menginterpolasi data sumur, menganalisis variogram dan mengonversi trace dalam suatu perlapisan. Struktur dari tipe model bumi ini didefinisikan oleh dua informasi yaitu, horison dan kerangka model bumi. Kerangka model bumi menjelaskan urutan horison secara vertikal. Sedangkan horison mendefinisikan batas perlapisan. Pada prinsipnya, model ini dibuat secara vertikal yang dikontrol oleh data sumur dan arah lateral yang dipandu oleh horison hasil *picking* pada penampang seismik. Gambar 4.6 memperlihatkan model yang dipakai dalam inversi untuk penampang seismik pada *line* ot11_1.



Gambar 4.9 Model Bumi awal pada *line* ot11_1

4.2.7 Inversi Model Awal

Inversi data seismik untuk menghasilkan impedansi akustik menjadi bagian standar dari karakterisasi reservoir. Data seismik sangat dipengaruhi oleh *wavelet* dan efek *tuning*, yang secara umum merepresentasikan kontras impedansi antara dua lapisan sehingga kontras amplitudonya relatif. Inversi seismik telah membuktikan keberhasilannya dalam karakterisasi reservoir, karena:

1. Mereduksi efek interferensi dan *tuning* dari *wavelet*.
2. Meningkatkan lebar pita dibandingkan data seismik aslinya.
3. Mengintegrasikan data sumur, seismik, dan horison
4. Mentransformasikan data seismik dari sifat *interface* ke sifat perlapisan, yang merupakan nilai absolut dari batuan.
5. Memudahkan interpretasi.

Data seismik dimodelkan melalui konvolusi antara *wavelet* seismik dengan deretan koefisien refleksi hasil inversi. Karena *wavelet* seismik adalah bandlimited, maka sangat sulit untuk mendapatkan solusi yang unik. Akan banyak

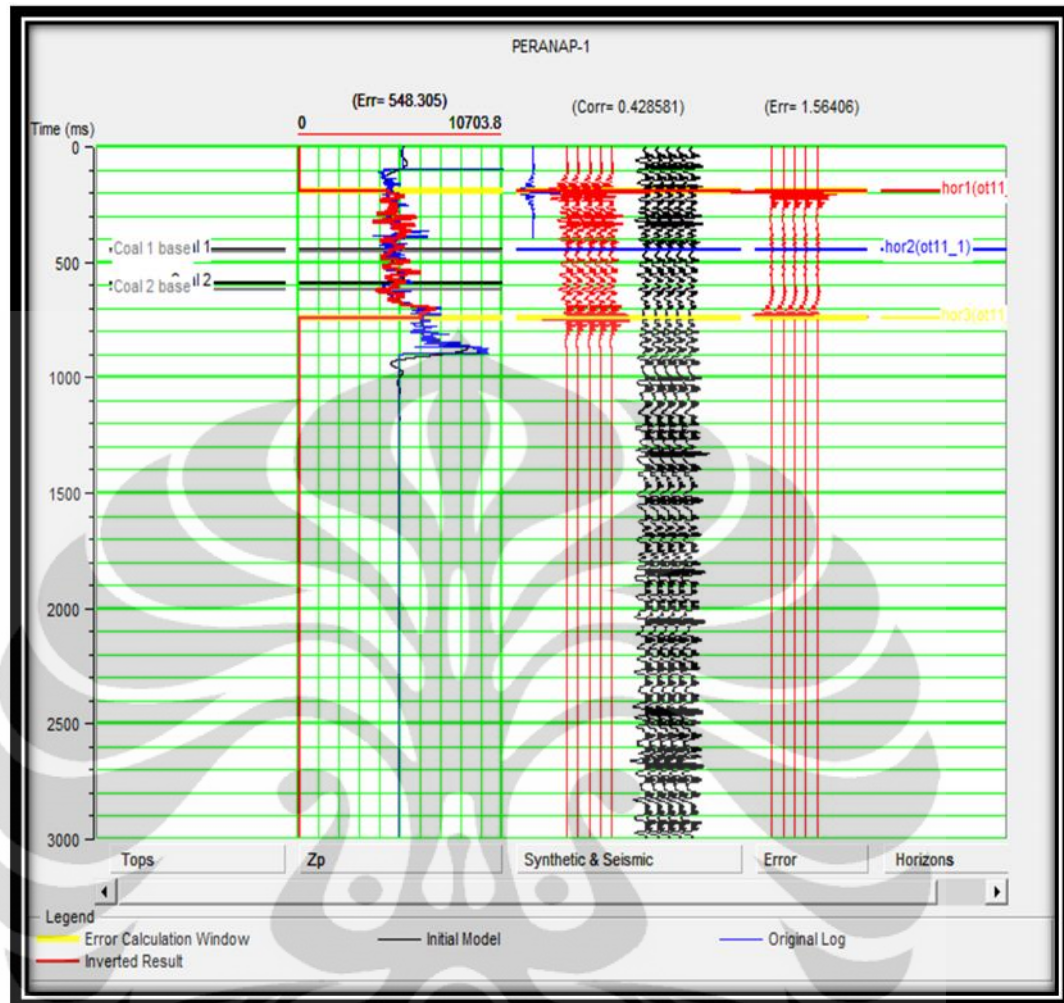
diperoleh deretan koefisien refleksi yang bila dikonvolusikan dengan *wavelet* akan menghasilkan respon seismik yang berkorelasi dengan *event* seismik. Oleh karena itu, keselarasan sintetik *sparse spike* dengan event seismik menjadi faktor penting meskipun belum cukup untuk memberikan solusi dari masalah inversi seismik. Untuk mendapatkan solusi geologi dan geofisika yang terbaik dari sejumlah solusi matematik yang ada diperlukan kondisi lain yang harus diperhitungkan. Kondisi ini diberikan oleh konstrain yang menjelaskan impedansi dapat bervariasi secara lateral.

Disini faktor pembobot akan berperan untuk mengontrol antara *sparseness* dan keselarasan *trace* sintetik dengan *trace* seismik. Pengetahuan variasi impedansi dari *trace* ke *trace* dapat juga diberikan untuk membatasi solusi yang diperlukan. Dikarenakan tidak ada jaminan dalam algoritma bahwa akan diperoleh keselarasan antara log hasil inversi dan log impedansi maka diperlukan kontrol kualitas dengan cara membandingkan keduanya. Kontrol kualitas merupakan hal penting sebagaimana algoritma inversi tidak menggunakan data sumur secara langsung.

4.2.8 Kontrol Kualitas Hasil Inversi Seismik

Hasil dari inversi seismik adalah impedansi akustik dalam suatu volume. Untuk memperoleh hasil inversi yang optimum diperlukan parameter inversi yang tepat seperti *wavelet* dan batasan frekuensi. Untuk itu perlu dilakukan kontrol kualitas terhadap hasil inversi pada suatu *trace* atau volume data yang kecil.

Pada studi ini kontrol kualitas dilakukan pada *trace-trace* yang berimpit dengan lokasi sumur dengan cara membandingkan atau menghitung nilai korelasi antara impedansi akustik hasil inversi dengan impedansi akustik dari data sumur. Hasil kontrol kualitas diperlihatkan pada Gambar 4.7.



Gambar 4.10 Hasil kontrol kualitas pada *trace* yang berhimpit dengan data sumur

BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1. Analisis Sensitivitas Log

Tujuan dari analisis sensitivitas log adalah untuk mengetahui distribusi litologi dan karakteristik reservoir pada daerah penelitian. Formasi Batu Raja yang terdiri atas batuan karbonat dan lempung (*shale*) dapat dipisahkan dengan analisis sensitivitas ini. Karakteristik dari reservoirnya dapat diamati dengan menganalisis besarnya porositas pada batuan karbonat yang dipisahkan terhadap batuan pasir (*sand*) yang berada di formasi Kasai dan formasi Muara Enim. Analisis sensitivitas ini dilakukan dengan *crossplot* menggunakan data log dari sumur. Log utama yang dipakai adalah dengan menggunakan log impedansi akustik. Hal ini disebabkan karena seismik inversi impedansi akustik bertujuan untuk menentukan batas litologi secara vertikal.

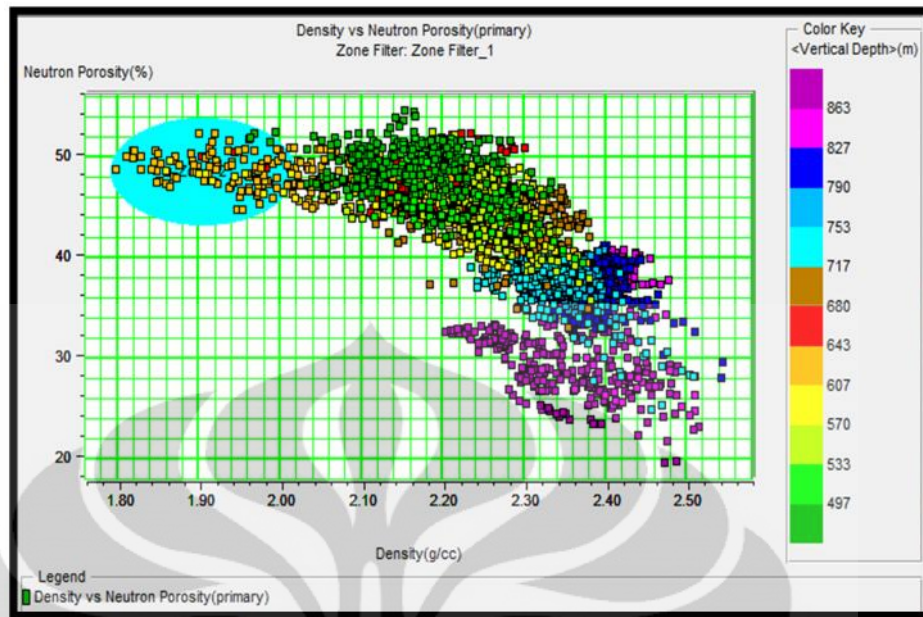
5.2 *Cross plot* dan *Cross section* Log Sumur

Pada *crossplot* ini dilakukan pada zona yang mencakup target penelitian pada kedalaman 460,21 - 464,36 meter dan pada kedalaman 604,01 – 628,09 meter dari sumur Paranap-1. Penentuan kedalaman ini berdasarkan posisi marker dari formasi Kasai dan marker batubara.

Dari hasil *crossplot* dan *crosssection*, dengan melakukan 3 jenis *crossplot* yaitu:

1. *Crossplot* antara log densitas terhadap log porositas neutron.

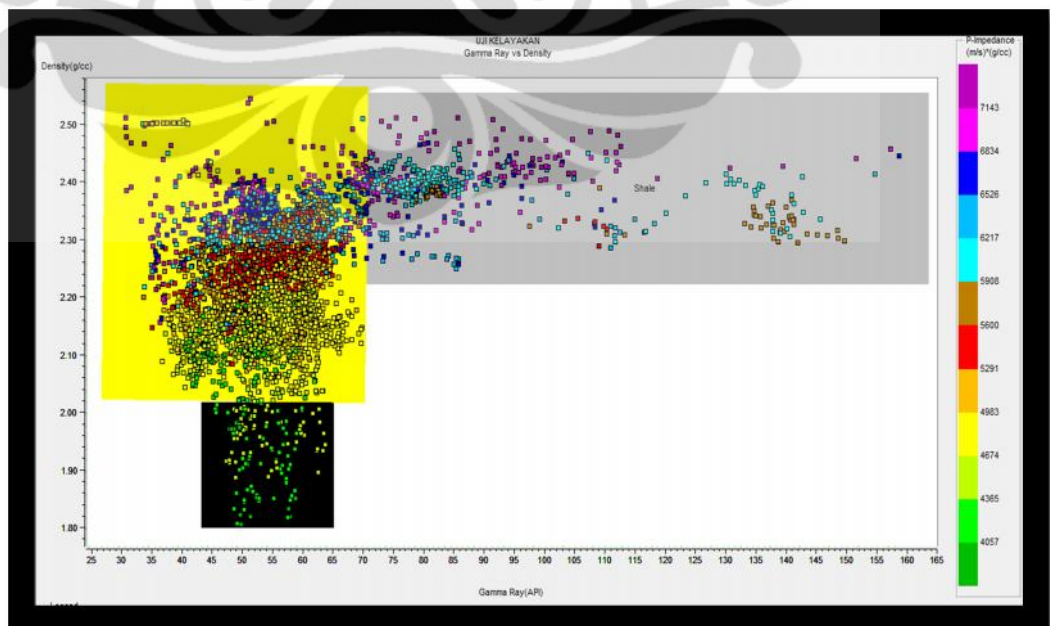
Warna biru menunjukkan karakterisasi dari batubara, yang mana mempunyai densitas yang rendah ($<2,1$ g/cc) dan dengan porositas *neutron* yang tinggi ($<45\%$).



Gambar 5.1 Crossplot densitas terhadap porositas neutron

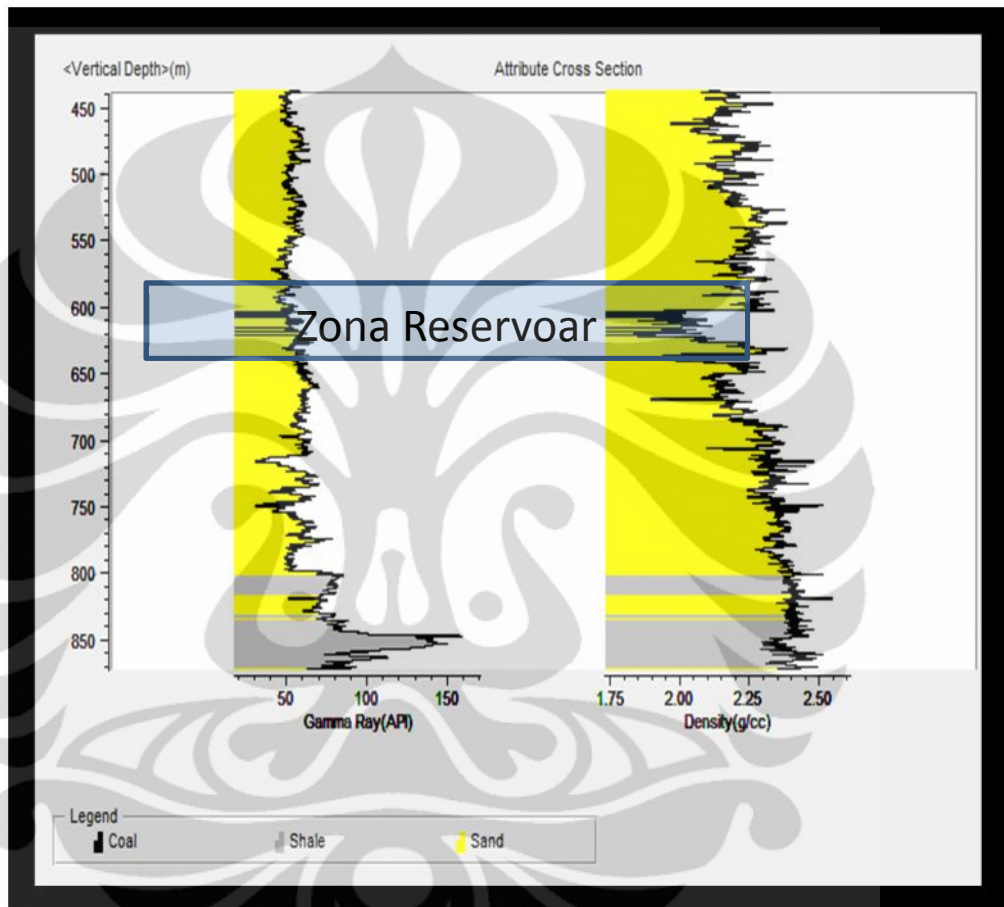
2. Crossplot antara log densitas terhadap log gamma ray.

Warna hitam menunjukkan karakterisasi dari batubara, yang mana mempunyai densitas yang rendah ($<2,0$ g/cc) dan dengan gamma ray yang rendah (<75 API) dengan pewarnaan impedansi P.



Gambar 5.2 Crossplot densitas terhadap gamma ray

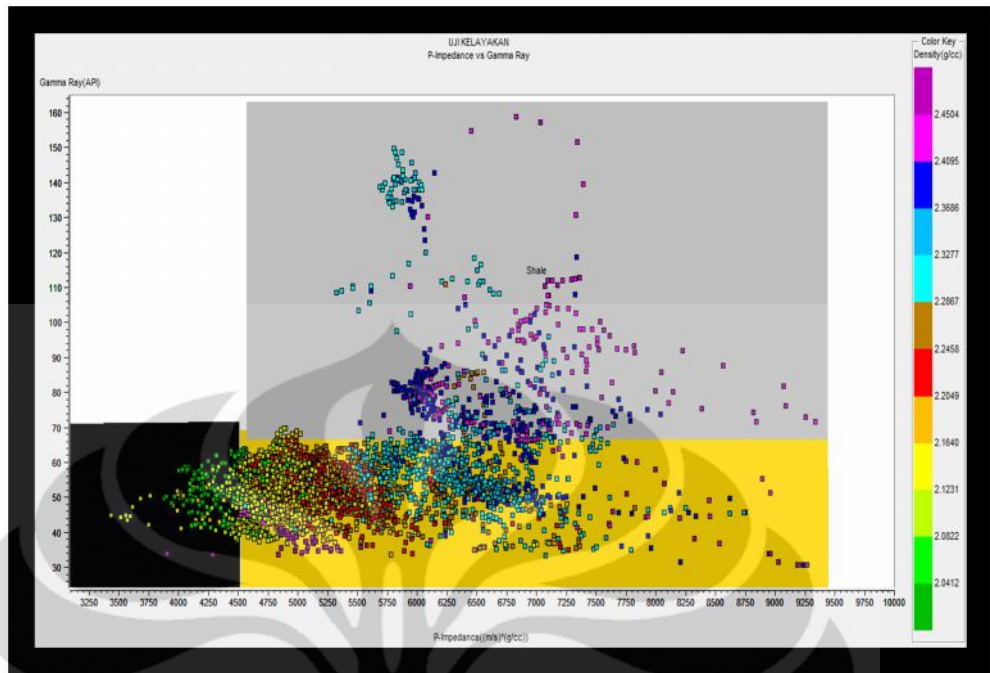
Dari hasil *crossplot* antara densitas terhadap gamma ray dapat diperoleh zona penting pada hasil *crosssection* yang menunjukkan distribusi pada zona berwarna hitam, yang mana mengindikasikan adanya batubara. Ada 2 zona penting yaitu :



Gambar 5.3 *Crosssection* densitas terhadap gamma ray

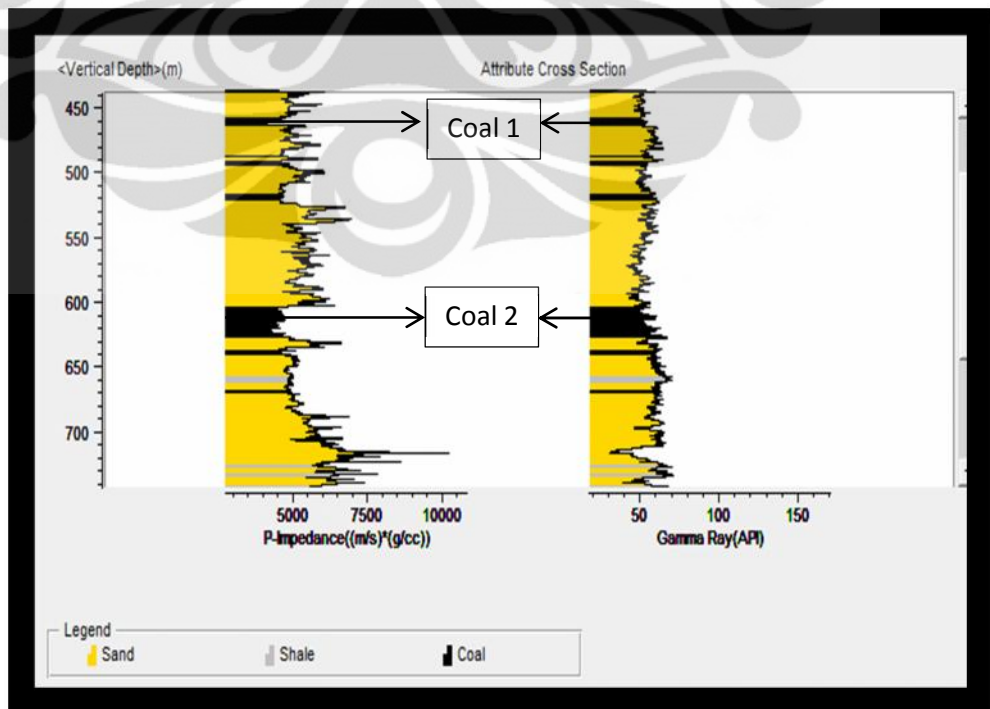
3. *Crossplot* antara log gamma ray terhadap log Impedansi P.

Warna hitam menunjukkan karakterisasi dari batubara, yang mana mempunyai impedansi yang rendah (<4500 m/s.g/cc) dan dengan gamma ray yang rendah (<75 API) dengan pewarnaan densitas.



Gambar 5.4 Crossplot gamma ray terhadap impedansi P

Dari hasil *crossplot* antara impedansi P terhadap gamma ray dapat diperoleh zona penting pada hasil *crosssection* yang menunjukkan distribusi pada zona berwarna hitam, yang mana mengindikasikan adanya batubara. Ada 2 zona penting yaitu

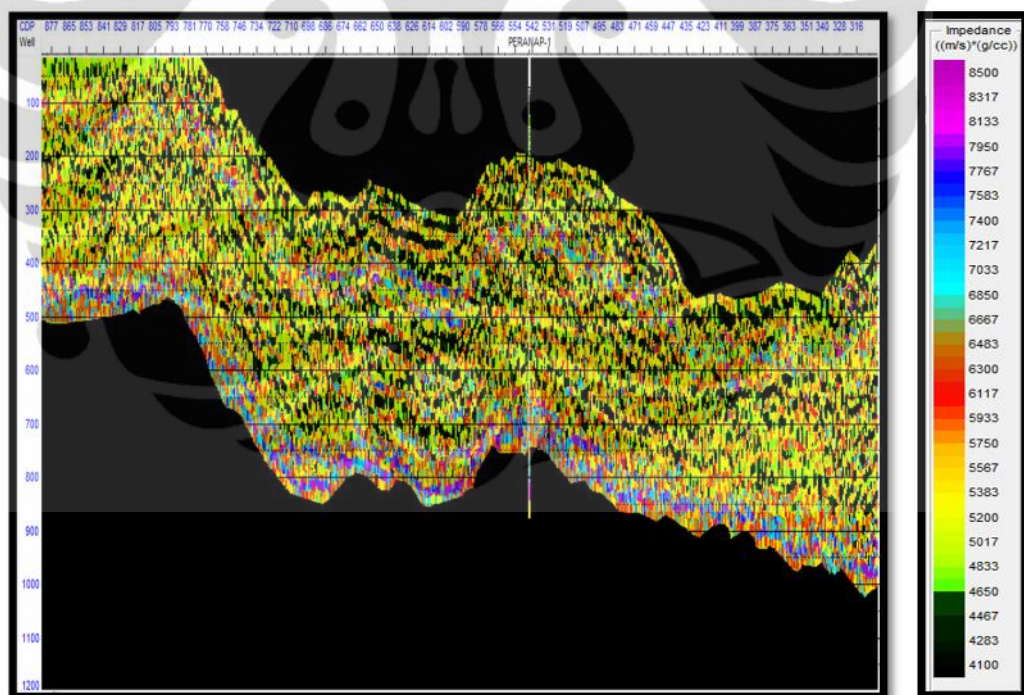


Gambar 5.5 Crosssection Impedansi P terhadap gamma ray

5.3 Analisis Inversi

5.3.1 Inversi *Maximum Likelihood Sparse Spike*

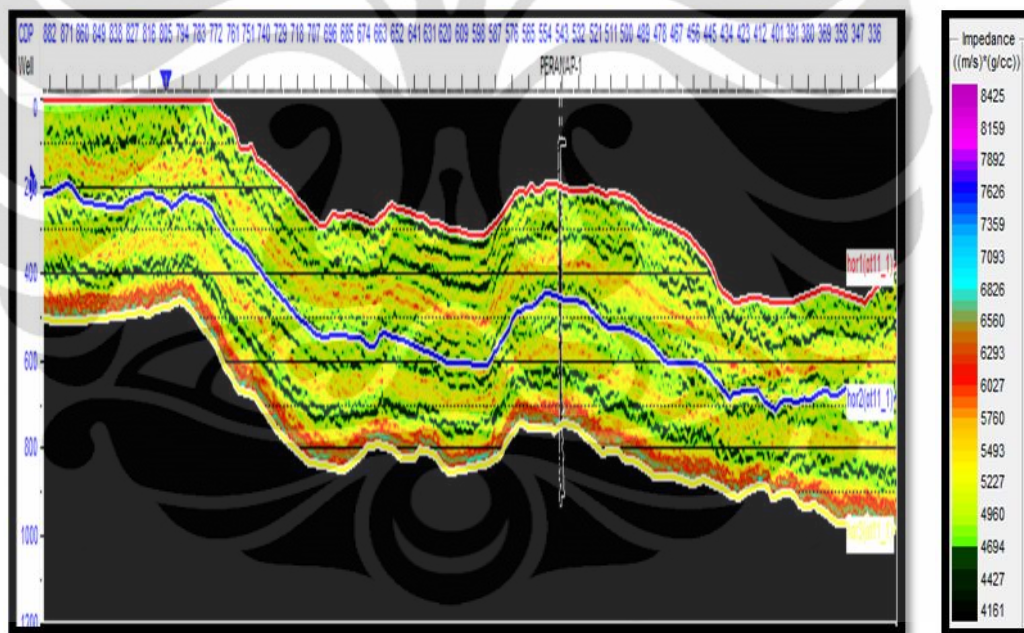
Analisis pra-inversi dari metode ini didapatkan nilai korelasi berdasarkan *trace* sintetik hasil inversi dan *trace* seismik pada sumur Paranap-1 sebesar 0,95. Sedangkan untuk hasil *error* yang didapatkan pada sumur Paranap-1 sebesar 0,3. Untuk hasil inversi impedansi akustiknya dianggap cukup baik, akan tetapi hasil pemodelan impedansi akustiknya juga terlihat *blocky*, sehingga kontras impedansi akustik dapat terpisahkan dengan baik. Namun dari hasil ini tidak dapat menjelaskan dengan baik impedansi lapisan batubara karena *blocky* yang dihasilkan tidak dapat menunjukkan perbedaan yang jelas antara lapisan batubara dan lapisan batu pasir



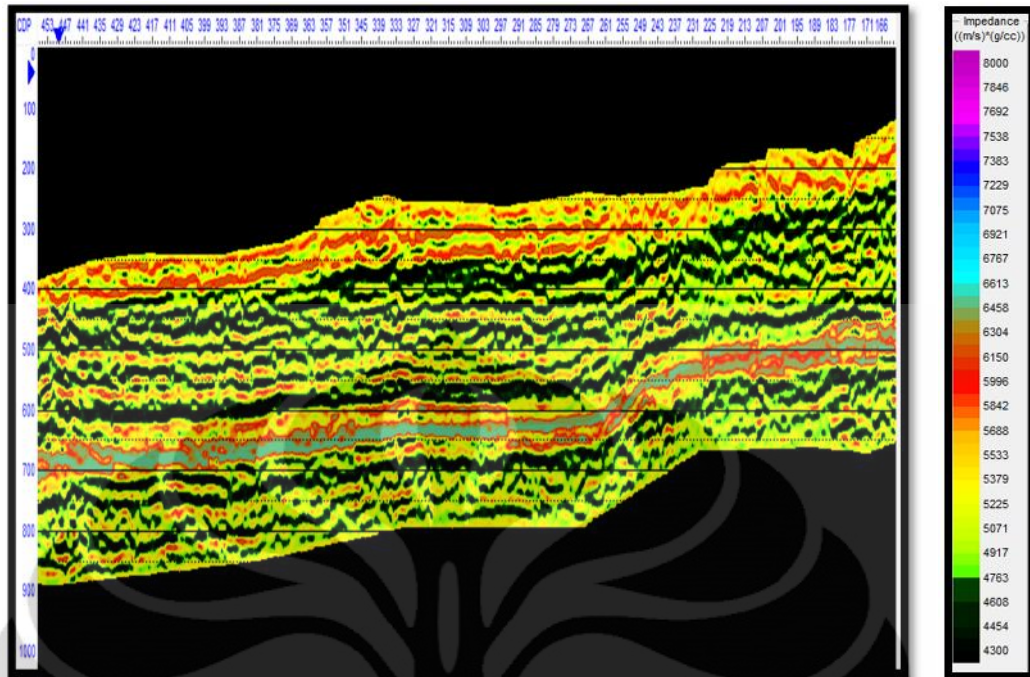
Gambar 5.6 Hasil inversi *Maximum Likelihood Sparse Spike* lapangan “X” yang melalui *arbitrary line*

5.3.2 Inversi Berbasis Model (*Model Based Inversion*)

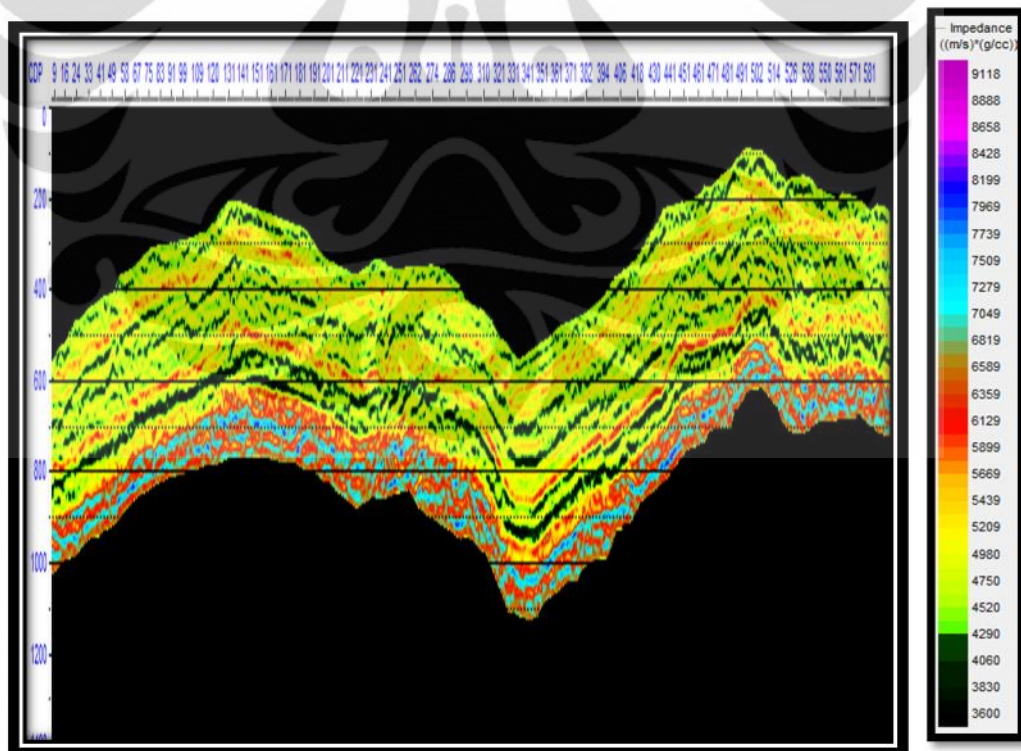
Hasil analisis pre inversi pada metode inversi *model based* didapatkan nilai korelasi 0.95 dan error 0.3 pada sumur Paranap-1. Nilai korelasi ini lebih baik dibandingkan dengan hasil korelasi yang didapatkan pada metode inversi *maximum likelihood sparse spike*. Selain memiliki kemiripan trace sintetik dan trace seismik yang lebih baik faktor kesalahan yang didapatkan juga relatif lebih kecil. Bila dibandingkan hasil model impedansi akustik yang dihasilkan, penampang impedansi akustik dari metode model based tampak lebih halus dan lebih jelas jika dibandingkan dengan hasil inversi *maximum likelihood sparse spike* yang lebih *blocky*.



Gambar 5.7 Hasil inversi *Model Based* lapangan “x” yang melalui *arbitrary line* ot11_1



Gambar 5.8 Hasil inversi *Model Based* lapangan “x” yang melalui *arbitrary line* ot11_2



Gambar 5.9 Hasil inversi *Model Based* lapangan “x” yang melalui *arbitrary line* ot13

Dari kedua metode inversi yang dilakukan yaitu metode *maximum likelihood sparse spike* dan metode *model based*, didapatkan bahwa korelasi yang terbaik yang didapatkan dan dianggap terbaik akan digunakan pada tahap selanjutnya yaitu untuk estimasi porositas dan interpretasi hasil merupakan metode inversi *model based*.

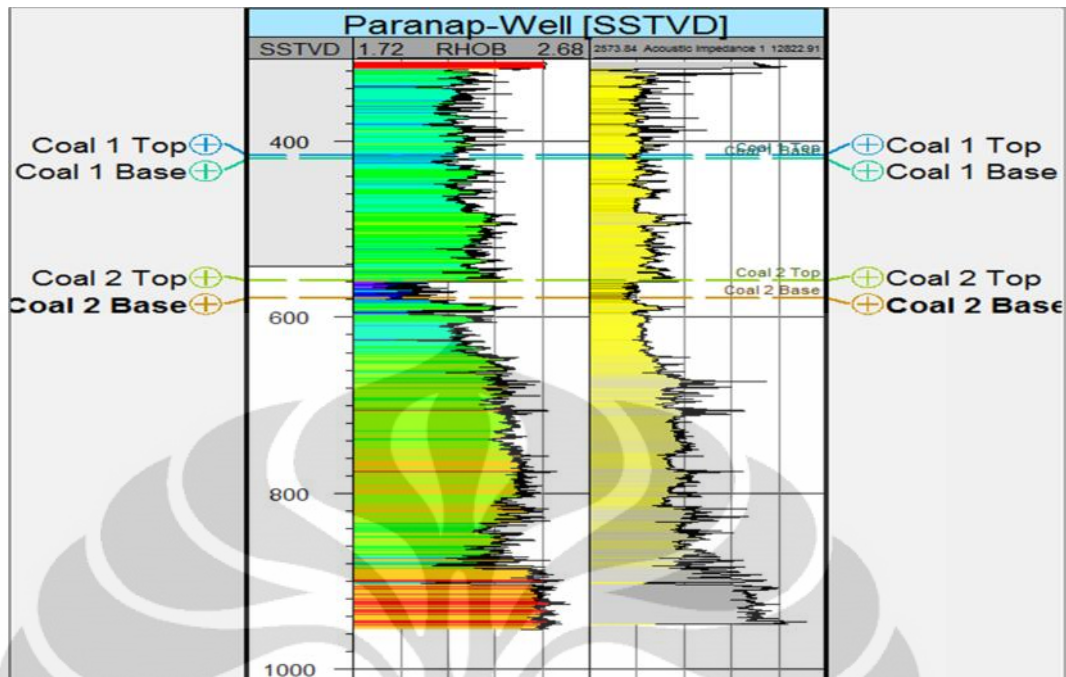
Metode Inversi	Nilai Korelasi
<i>Maximum Likelihood Sparse Spike</i>	0.87
<i>Model Based</i>	0.95

Tabel 5.1 Koefisien korelasi hasil inversi.

Pada tabel hasil tersebut, metode inversi *model based* menghasilkan model impedansi akustik yang terbaik dengan koefisien korelasi masing-masing sebesar 0,95 terhadap sumur Paranap-1. Selain itu setelah dilakukan analisis inversi, besarnya *error* yang dihasilkan dalam inversi adalah sebesar pada sumur Paranap-1 sebesar 0,3. Hasil nilai *error* ini dihasilkan dari selisih antara *trace* seismik dan *trace* sintetik hasil inversinya, sehingga didapatkan *trace error*.

5.4 Analisis

Pada analisis sensitivitas diperoleh hubungan antara log densitas dengan log impedansi akustik. Pada sumur Paranap-1 terdapat marker *Coal*. Data marker tersebut merupakan data yang terdapat pada sumur produksi yang menandakan bahwa di posisi tersebut terdapat adanya indikasi batubara yang dalam hal ini sebagai reservoir hidrokarbon gas *methane*.



Gambar 5.10 Analisis densitas terhadap log impedansi akustik pada marker *coal 1* dan *coal 2* pada sumur Paranaap-1

Dari hasil analisis diperoleh estimasi ketebalan reservoir gas methane yaitu:

1. Zona *Coal 1*, estimasi ketebalan sekitar 5 meter.

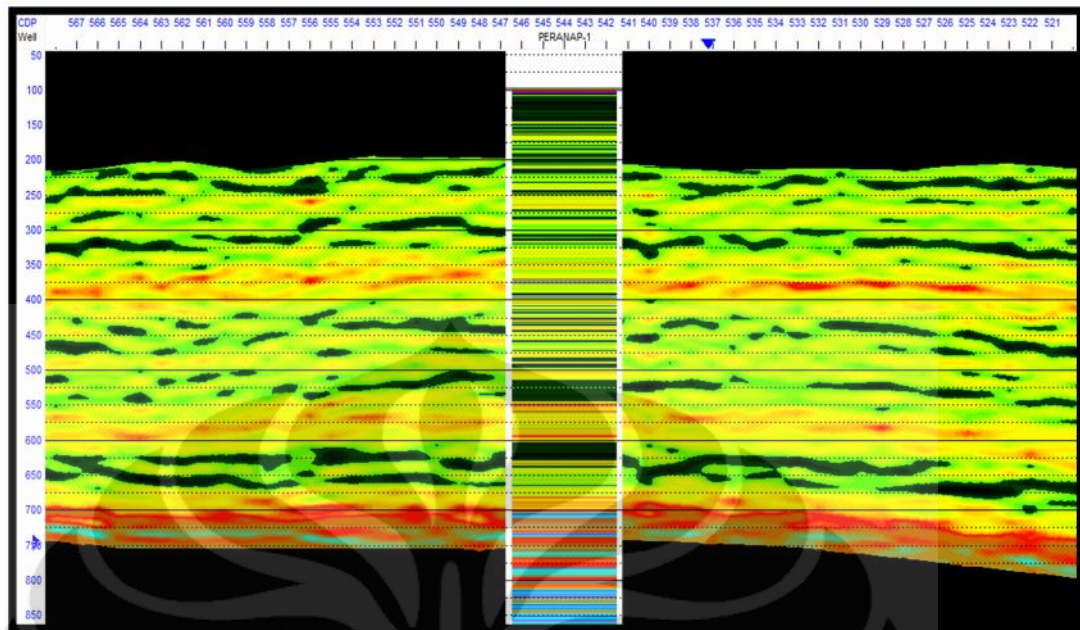
Lapisan ini cukup tipis, namun terletak pada lapisan atas dan merupakan lapisan reservoir yang dangkal yaitu pada kedalaman sekitar 460 meter pada lapisan yang terdekat dengan sumur.

2. Zona *Coal 2*, estimasi ketebalan sekitar 30 meter.

Lapisan zona reservoir yang cukup tebal yang terletak pada bawah permukaan yang cukup dalam untuk lapisan batubara, yaitu pada kedalaman sekitar 610 meter pada lapisan yang terdekat dengan sumur.

Untuk persebaran lapisan batubara ini dapat terlihat pada setiap hasil inversi line seismik 2D yang menunjukkan impedansi rendah yang cukup jelas. Zona reservoir CBM ini dapat terlihat jelas pada line ot13.

Untuk analisis korelasi antara sumur terhadap hasil inversi diperoleh hasil yang baik dan menunjukkan kesesuaian antara sumur dan hasil inversi.



Gambar 5.11 Korelasi antara data sumur dengan hasil inversi

Dapat terlihat hubungan dan korelasi yang baik, sand pada hasil inversi mempunyai korelasi yang baik dengan lapisan sand pada data sumur, begitu juga dengan lapisan indikasi batubaranya, juga terlihat korelasi yang baik yaitu pada zona warna hitam pada hasil inversi dengan zona warna hitam pada sumur.

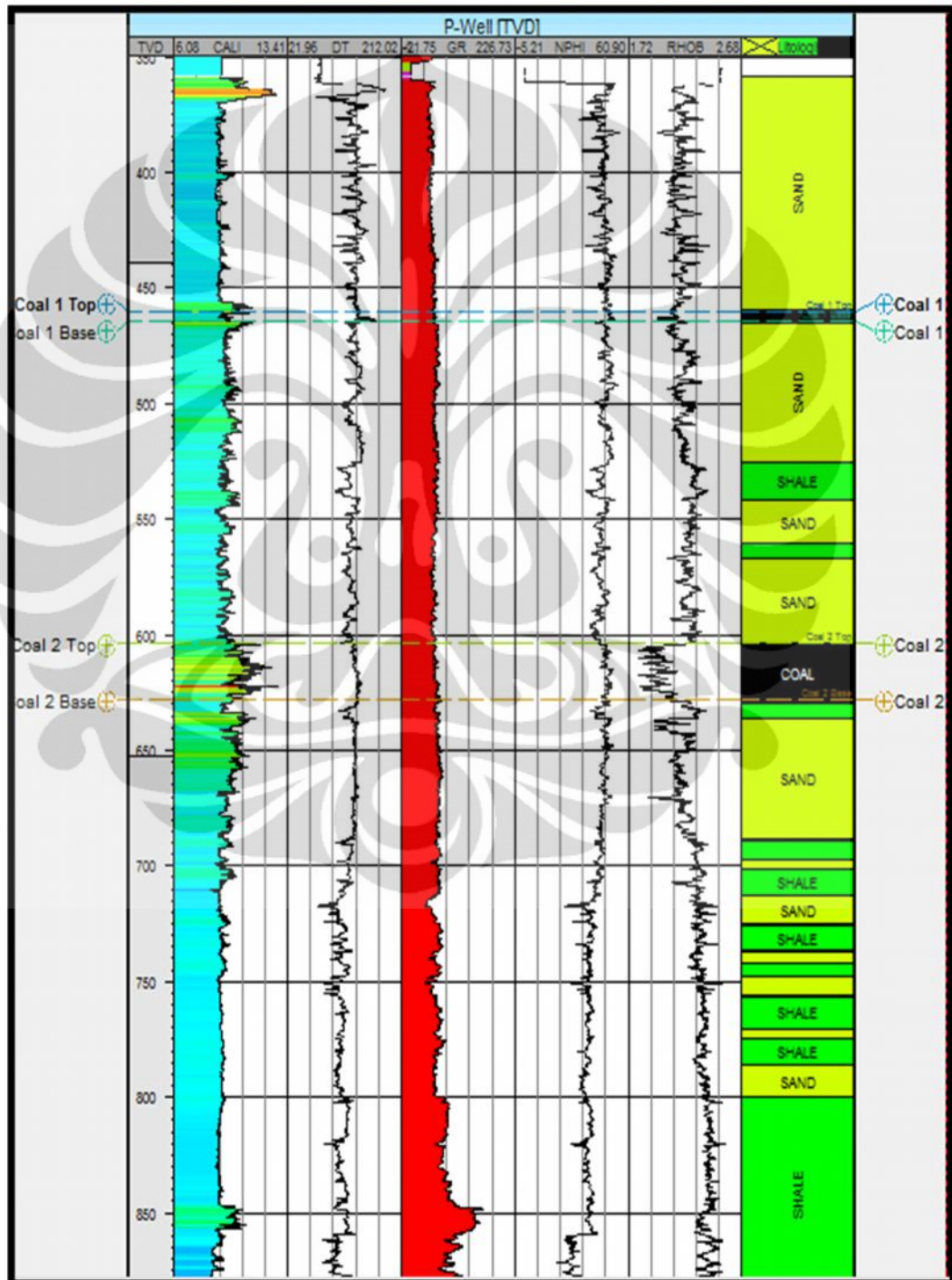
5.5 Interpretasi Hasil

Proses pengolahan data dan beberapa analisis yang telah dilakukan menjadi acuan dalam interpretasi ini. Model impedansi akustik yang dihasilkan dari metode inversi *model based* menjadi data utama yang menjadi acuan dalam interpretasi karakteristik reservoir lapangan “X”, sedangkan hasil model estimasi porositas, data seismik, data log atau sumur dan data geologi regional menjadi data pendukung dalam interpretasi.

Dalam analisis dan estimasi porositas terlihat bahwa posisi sumur Paranap-1 terletak pada nilai porositas yang relatif tinggi (35-45%) dibandingkan dengan nilai porositas batuan pasir pada formasi Muara Enim yang berkisar pada

nilai 5-10%. Nilai porositas ini juga berasosiasi dengan nilai impedansi akustik yang cukup rendah 4000-8000 m/s.gr/cc.

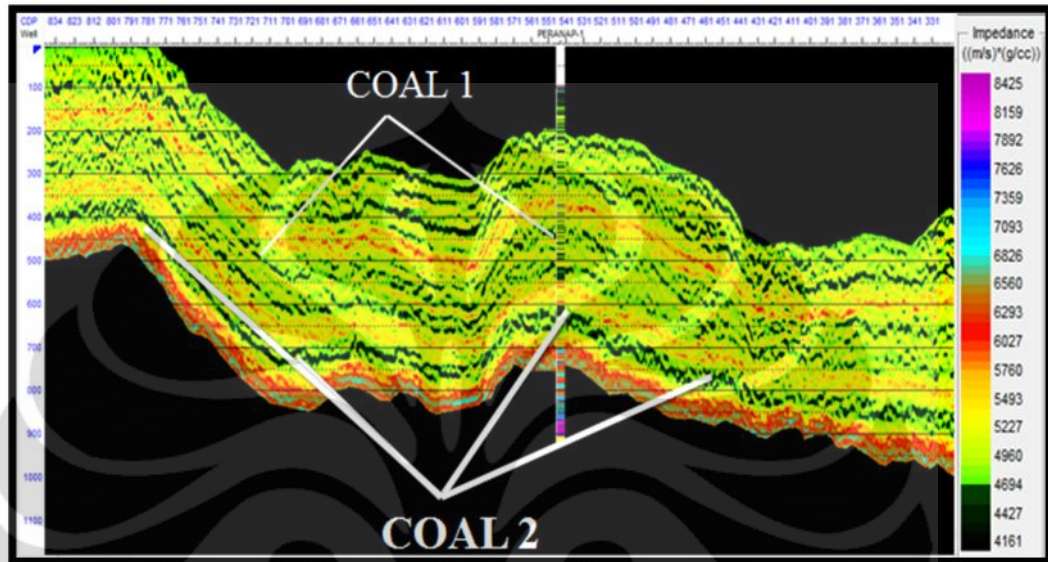
Dari hasil analisis sumur diperoleh nilai litologi untuk sumur Paranap-1 yaitu sebagai berikut:



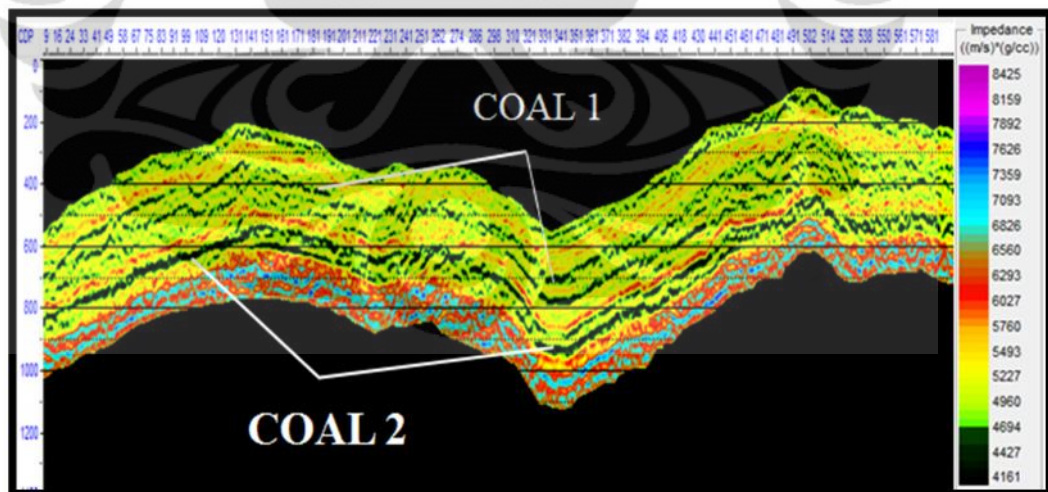
Gambar 5.12 Hasil analisis sumur Paranap-1 menurut Litologi.

Interpretasi terhadap hasil inversi seismik 2D yang dilakukan diperoleh estimasi akhir reservoir di sekitar marker *coal 1* dan *coal 2*.

Berikut simulasi *coalbed methane* yang diperoleh:

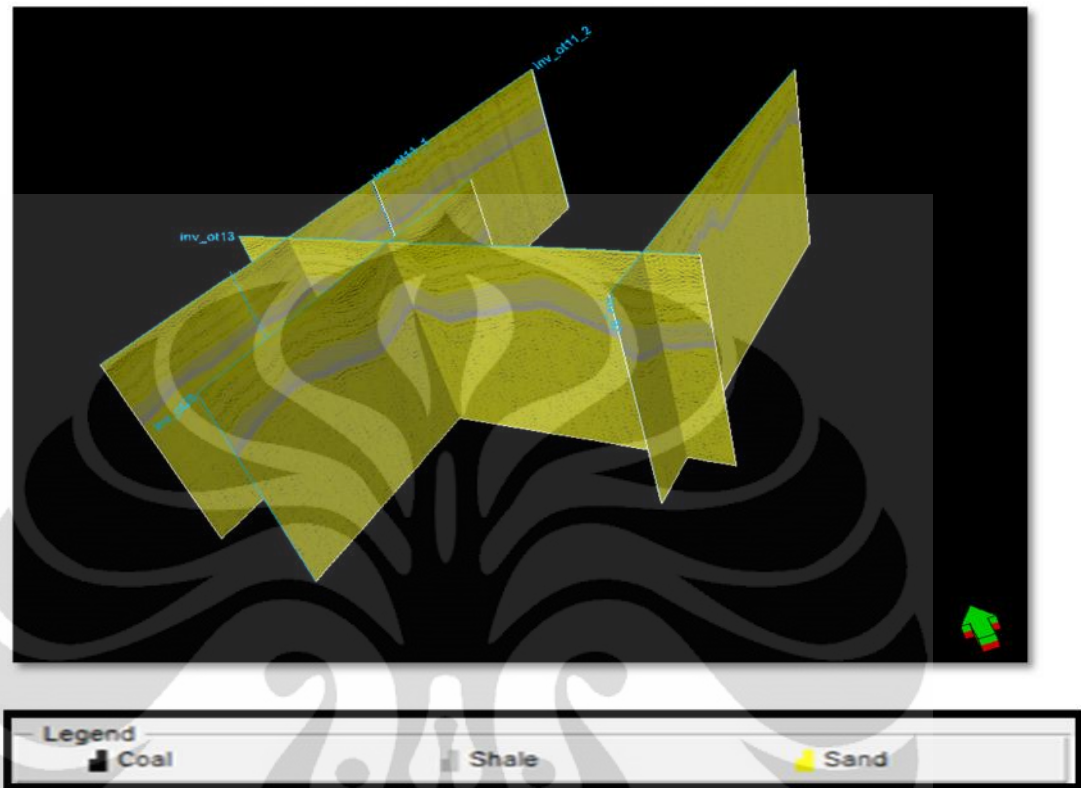


Gambar 5.13 Hasil model simulasi keberadaan *coalbed methane* pada line ot11_1



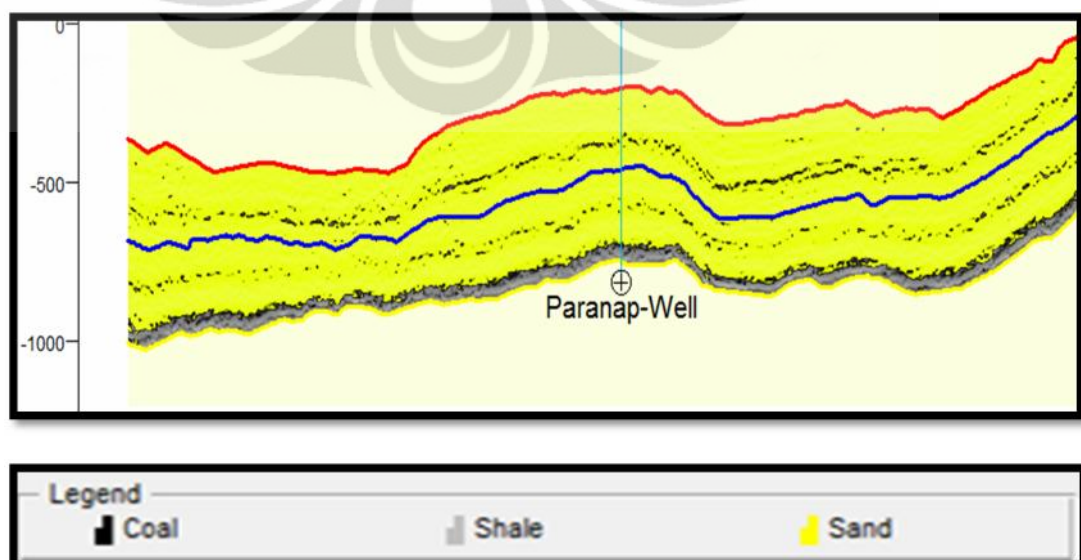
Gambar 5.14 Hasil model simulasi keberadaan *coalbed methane* pada line ot13

Berikut penampang 3D hasil inversi dari line 2D seismik:



Gambar 5.15 Hasil inversi dalam penampang 3D

Interpretasi dari hasil inversi line seismik dan hubungannya terhadap sumur, diperoleh distribusi lapisan batubara yaitu pada *line* ot11_1 .



Gambar 5.16 Distribusi lapisan batubara pada *line* ot11_1

BAB VI

KESIMPULAN

1. Reservoir *Coalbed Methane* yang menjadi target adalah terletak pada daerah kedalaman 460,21 sampai dengan 464,36 meter untuk lapisan *Coal 1* dan juga daerah kedalaman 604,01 sampai dengan 628,09 meter untuk lapisan *Coal 2*.
2. Untuk daerah studi ini, interpretasi dari volume line 2D dan delineasi data sumur dengan 2 ketebalan lapisan batubara, yaitu *coal 1* dan *coal 2* yang mana *coal 2* terletak lebih dalam dibandingkan dengan *coal 1*.
3. Inversi seismik akustik dapat menjelaskan bahwa kemungkinan untuk menemukan distribusi dari lapisan batubara.
4. Reservoir diisi oleh lapisan batubara yang didominasi oleh lapisan batu pasir dengan nilai impedansi yang rendah yaitu <4500 m/s.g/cc
5. Inversi impedansi akustik dapat memprediksi distribusi lapisan batubara yang baik, sehingga informasi mengenai kedalaman lapisan batubara dan juga ketebalan lapisannya pada daerah penelitian dapat diketahui dan diharapkan juga dapat memisahkan antara reservoir dan non reservoir .

DAFTAR ACUAN

- Abdullah, Agus., 2007, *Polaritas Normal Polaritas reverse*, 21 juni 2007 <<http://ensiklopediaseismik.blogspot.com/2007/06/polaritas-normal-poritas-reverse.html>>
- Aviarto, Aryo, 2010, *Kombinasi Impedansi P dan S Untuk Memetakan Distribusi Litologi dan Fluida*, Universitas Indonesia, Depok: xv + 51
- Ginger, David., 2005 *The Petroleum System And Future Potensial Of The South Sumatera Basin*. Indonesian Petroluem Association
- Hampson, D. P., Schuelke, J. P. and Quirein, J. A., 2001, *Use of Multiattribute Transforms to Predict Log Properties from Seismic Data*: Geophysics, 66, 220-236.
- Hampson-Russell Software Service, Ltd., 2000, *Strata Analysis Tutorial*.
- Haris, Abdul kk, 2007, *Identifying Coal-seam Thicknesses Based on Seismic Inversion: Case Study from the Riau Coalfield*, University of Indonesia, Depok
- Pulunggono dkk, 1992, *Geologi Daerah Pengendapan Sumatera bagian selatan*, Palembang.
- Russell, Brian., 1988. *Introduction to Seismic Inversion*. SEG. Tulsa.
- Sheriff, R.E., and Geidart, L.P.,1995, *Exploration Seismology*. 2nd Edition, Cambridge University Press, Tulsa: vi + 592 hlm
- Shideler, G. L., 1987. *Regional geologic framework summary of the Neogene-Quaternary Louisiana continental shelf, northern Gulf of Mexico*: Southeastern Geology , 28(1), 31-48.
- Sukmono, S., 2007, *Fundamentals of Seismic Interpretation*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Sukmono, S., 1999, *Interpretasi Seismik Refleksi*, Geophysical Engineering, Bandung Institute of Technology, Bandung.
- Yilmaz, O., 2001, *Seismic Data Analysis: Processing, Interpretation and Inversion*, Society of Exploration Geophysics.