



UNIVERSITAS INDONESIA

**SEISMIK INVERSI UNTUK IDENTIFIKASI KANDUNGAN
ORGANIK SERPIH : STUDI KASUS PADA FORMASI GUMAI
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

**Yusuf Hadi Wijaya
0606068833**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI FISIKA
DEPOK
JUNI 2012**



UNIVERSITAS INDONESIA

**SEISMIK INVERSI UNTUK IDENTIFIKASI KANDUNGAN
ORGANIK SERPIH : STUDI KASUS PADA FORMASI GUMAI
CEKUNGAN SUMATERA SELATAN**

SKRIPSI

**Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh
Gelara Sarjana Sains**

**Yusuf Hadi Wijaya
0606068833**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI FISIKA
DEPOK
JUNI 2012**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Skripsi ini adalah karya saya sendiri,

Dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk

Telah saya nyatakan dengan benar.

Nama : Yusuf Hadi Wijaya

NPM : 0606068833

Tanda Tangan :

A handwritten signature in black ink, appearing to be 'YH Wijaya', is written over a large, faint watermark of the University of Indonesia (UI) logo. The logo is a stylized Garuda bird with its wings spread, facing left.

Tanggal : 6 Juni 2012

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh

Nama : Yusuf Hadi Wijaya
NPM : 0606068833
Program Studi : Fisika
Peminatan : Geofisika
Judul Skripsi : Seismik Inversi Untuk Identifikasi Kandungan Organik
Serpil : Studi Kasus Pada Formasi Gumai Cekungan
Sumatera Selatan

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing I : Dr. rer. nat. Abdul Haris

(.....)

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

(.....)

Penguji I : Dr. Dede Djuhana

(.....)

Penguji II : Dr. Waluyo

(.....)

Ditetapkan di : Universitas Indonesia, Depok

Tanggal : 6 Juni 2012

KATA PENGANTAR

Terimakasih atas rahmat dan karunia yang Allah SWT berikan kepada penulis, sehingga dapat menyelesaikan tugas akhir yang berjudul **“Seismik Inversi Untuk Identifikasi Kandungan Organik Serpilh : Studi Kasus Pada Formasi Gumai Cekungan Sumatera Selatan”** Tepat pada waktunya. Penulisan tugas akhir ini merupakan salah satu persyaratan kelulusan program Peminatan Geofisika, Departemen Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

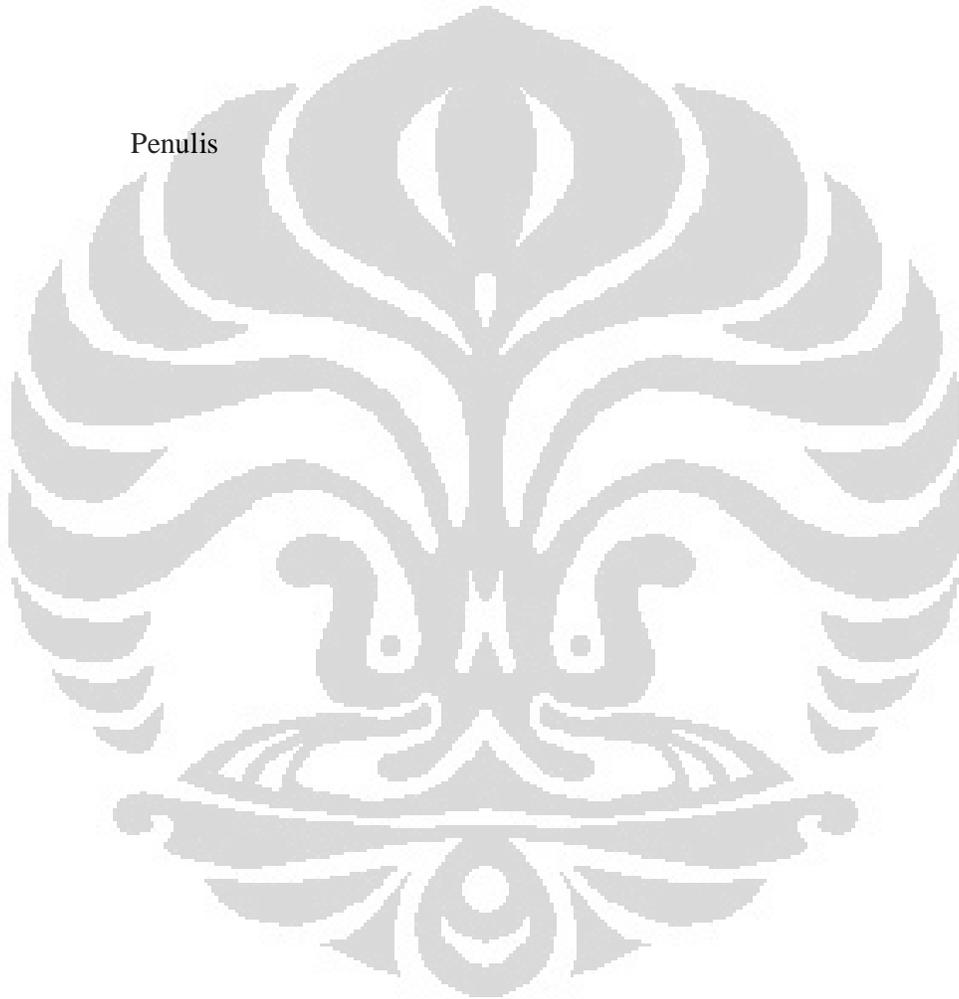
Penulis mengucapkan terimakasih kepada:

1. Bapak Dr.rer.nat. Abdul Haris, selaku dosen pembimbing I yang telah menyediakan waktu, tempat dan bimbingan selama menjalankan penelitian tugas akhir ini.
2. Bapak Endra Triyana, S.T, M.Si selaku pembimbing II yang telah banyak memberikan arahan, pengetahuan dan waktu pada saya untuk menyelesaikan penelitian tugas akhir ini.
3. Kedua orangtua atas dukungan doa, materil, dan semangat kepada penulis.
4. Seluruh dosen maupun staf karyawan Departemen Fisika UI.
5. Rekan dan sahabat Aviandra, Asrikin, Rotua, Yoshi, Gemmy, Andes, Hendro, Igor, Paulus, Yaya, Ai, Aldy, Metes, Davy dan teman-teman seperjuangan di fisika UI terutama angkatan 2006.
6. Teman-teman seperjuangan M-17 Puri. Muladay, Rangga, Tom Le', Riki semok, dede' Gangga, JB, Byan, Wilem, Apip, Amar, Aryo, Ng Bei.
7. Teman-teman junior 2007,2008, 2010 yang memberi semangat dan dukungan terhadap penulis.
8. Seluruh pihak yang membantu dalam pengerjaan tugas akhir ini baik secara langsung dan tidak langsung yang tidak dapat disebutkan satu persatu.

Akhir dari kata pengantar ini, penulis berharap semoga laporan ini dapat bermanfaat bagi pembaca. Saya juga mengharapkan adanya kritik dan saran yang bersifat membangun. Atas perhatiannya Saya ucapkan terimakasih. Selamat membaca.

Depok, 6 Juni 2012

Penulis



HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

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

Nama : Yusuf Hadi Wijaya
NPM : 0606068833
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 Non eksklusif (*Non-exclusive Royalty- Free Right*) atas karya ilmiah saya yang berjudul :

Seismik Inversi Untuk Identifikasi Kandungan Organik Serpih : Studi Kasus Pada Formasi Gumai Cekungan Sumatera Selatan. Beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Non eksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalih media/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan memublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok
Pada Tanggal : 22 Juni 2012

Yang menyatakan,



(Yusuf Hadi Wijaya)

Nama : Yusuf Hadi Wijaya
Program Studi : Fisika
Judul : Seismik Inversi Untuk Identifikasi Kandungan Organik Serpih : Studi Kasus Pada Formasi Gumai Cekungan Sumatera Selatan

Nama : Yusuf Hadi Wijaya
Program Studi : Fisika
Judul : Seismik Inversi Untuk Identifikasi Kandungan Organik Serpih : Studi Kasus Pada Formasi Gumai Cekungan Sumatera Selatan

Abstrak

Penelitian yang dilakukan di lapangan Abiyoso pada formasi gumai bertujuan untuk memperkirakan daerah yang berpotensi sebagai *shale reservoir* berdasarkan parameter impedansi akustik dan analisa log. Log *gamma ray*, *neutron* (NPHI) dan *density* (RHOB) secara efektif dapat mengidentifikasi kandungan material organik pada batu serpih. Terdapat hubungan antara Vp pada porositas rendah terhadap kematangan *kerogen*. Vp meningkat dengan meningkatnya tingkat kematangan kerogen. Hasil inversi menunjukkan bahwa pada daerah Top Horizon 3, 4 dan 5 *kerogen* telah matang, dengan nilai AI (21000 – 25000) (ft/s)*(g/cc).

Kata kunci: impedansi akustik, *shale reservoir*, inversi *model based*, material organik, *maturity*.

Name : Yusuf Hadi Wijaya
Study Program : *Physics*
Topic : *Seismic Inversion for Identifying Shale Organic Content: Case Study of Gumai Formation, South Sumatera Basin*

Abstract

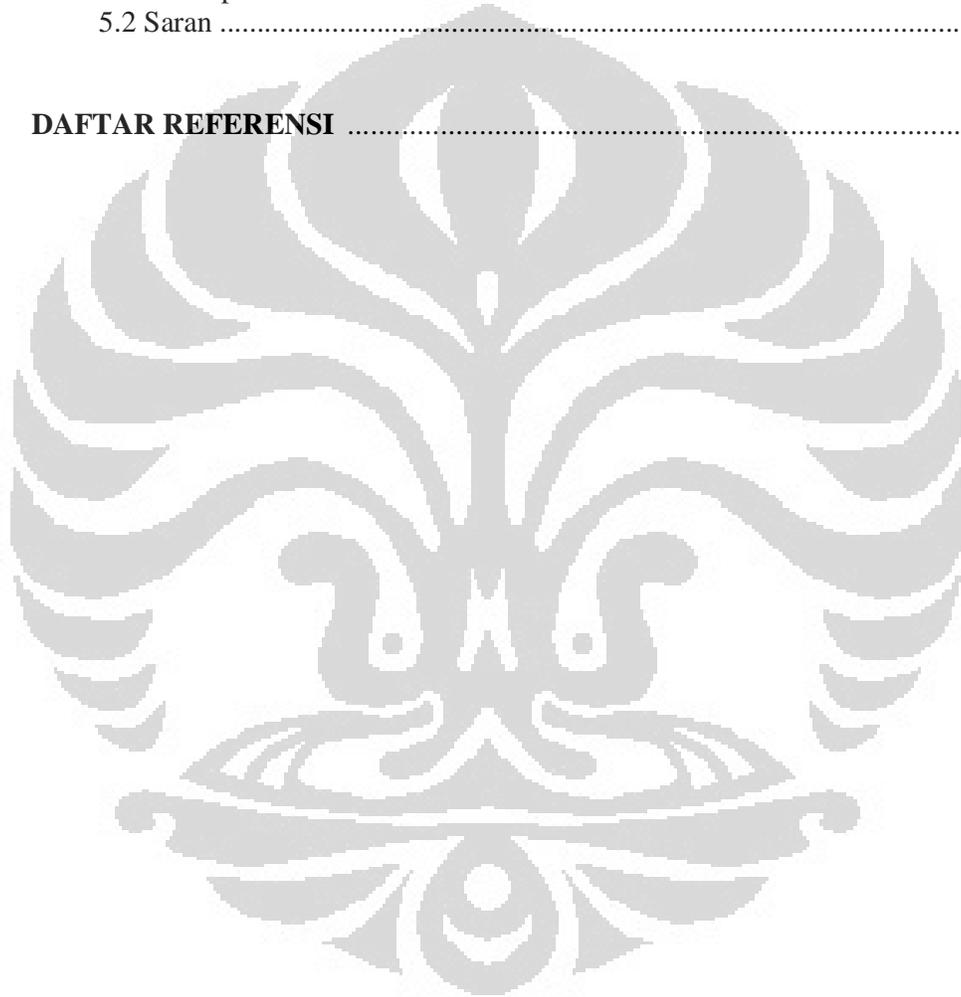
Research conducted in the field Abiyoso at gumai formation aims to estimate the potential area as a shale reservoir based on parameters acoustic impedance and log analysis. Gamma ray log, neutron (NPHI) and density (RHOB) is effective to organic matter identification of shale. The maturity of kerogen can be related to Vp at low-porosity. Vp increases with increasing maturity. Inversion result show that kerogen is mature on the area of Top Horizon 3, 4 and 5 with AI value (21000 – 25000) (ft/s)(g/cc).*

Keywords: *Acoustic Impedance, Reservoir, Model based Inversion, porosity.*

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
KATA PENGANTAR	iii
DAFTAR ISI	v
BAB I PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang dan Perumusan Masalah	1
1.2 Objek Penelitian	2
1.3 Tujuan Penelitian	3
1.4 Batasan Penelitian	3
1.5 Metodologi Penulisan	4
1.6 Sistematika Penulisan	6
BAB II TEORI DASAR.....	7
2.1 Perambatan Gelombang Seismik	7
2.2 Impedansi Akustik	9
2.3 Inversi Seismik	10
2.4 Karakteristik Kerogen	13
2.5 Karakteristik Material Organik Pada Impedansi Akustik	16
2.6 Analisa Log	17
2.7 Hipotesis	23
BAB III DATA dan PENGOLAHAN DATA	24
3.1 Data.....	24
3.1.1 Data seismik	24
3.1.2 Data Sumur.....	25
3.1.3 Data <i>Core</i>	26
3.1.4 Data Marker	26
3.1.5 Data Checkshot	27
3.1.6 Data Geologi Sekunder	27
3.2 Pengolahan Data.....	27
3.2.1 Pemeriksaan dan Editing Data Log	28
3.2.2 <i>Loading Data</i>	28
3.2.3 Penentuan Daerah Prospek (<i>Zone of Interest</i>).....	28
3.2.4 Pembuatan Seismogram Sintetik	29
3.2.5 Pengikatan Data Seismik Terhadap Data Sumur.....	31
3.2.6 <i>Picking Horizon</i>	32
3.2.7 Pembuatan Model Awal.....	33
3.2.8 Kontrol Kualitas Model Awal (QC).....	34
3.2.9 Proses Inversi Seismik.....	34
3.2.10 Kontrol Kualitas Inversi Seismik	36

BAB IV HASIL dan PEMBAHASAN	37
4.1 Analisa <i>Well Seismic Tie</i>	37
4.2 Analisa Zonasi <i>Shale Reservoir</i>	38
4.3 Analisa Model Awal	38
4.4 Analisa Inversi Model Based.....	39
4.5 Analisa Inversi Sparse Spike.....	40
BAB V KESIMPULAN	42
5.1 Kesimpulan.....	42
5.2 Saran	42
DAFTAR REFERENSI	43



DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1 Diagram alir penelitian	4
Gambar 1.2 Diagram alir inversi seismik	5
Gambar 2.1 Ilustrasi hubungan geologi dan seismik.....	8
Gambar 2.2 Konvolusi wavelet dengan koefisien refleksi	9
Gambar 2.3 Ilustrasi proses seismik inversi.....	10
Gambar 2.4 Prinsip dari metode inversi sparse spike.....	11
Gambar 2.5 Alur proses teknik inversi model based.....	13
Gambar 2.6 Tahapan pembentukan hidrokarbon	14
Gambar 2.7 Diagram Van Krevelen untuk analisis tipe kerogen	15
Gambar 2.8 Korelasi antara V_p dan <i>maturity</i>	16
Gambar 2.9 Respon Gamma Ray pada Suatu Formasi	18
Gambar 2.10 Proses Pelemahan Partikel Neutron	20
Gambar 3.1 Penampang data seismik pada lapangan Abiyoso	24
Gambar 3.2 Data log yang terdapat pada sumur Oil Shale 2	25
Gambar 3.3 Daerah prospek pada Lapangan Abiyoso	29
Gambar 3.4 Hasil <i>picking horizon Top 1-5</i>	32
Gambar 4.1 Bentuk geometri dari <i>wavelet Wave2</i>	37
Gambar 4.2 Zonasi shale reservoir pada satu sekui data sumur.....	38
Gambar 4.3 Model awal menggunakan 1 sumur dan 5 buah horizon	39
Gambar 4.4. Hasil inversi menggunakan metode <i>Model Based</i> pada sumur Oil shale 2	40
Gambar 4.5 Hasil inversi menggunakan metode <i>Sparse Spike</i> pada sumur oil shale 2	41

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Kriteria kandungan organik total dalam batuan	14
Tabel 2.2 Karakteristik utama kerogen	15
Tabel 3.1 Data Pengamatan <i>Core</i>	26
Tabel 3.2 Data Marker Penelitian.....	26



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang dan Perumusan Masalah

Shale merupakan batuan sedimen yang berbutir halus, berstruktur laminasi. *Shale* diendapkan di lingkungan danau, rawa, atau laut dangkal. *Shale* dapat mengandung unsur material organik yang melimpah, yang disebut *organic rich shale* sehingga menghasilkan *hydrocarbon shale*.

Istilah *shale oil* atau *oil shale* atau pun *shale gas* atau *gas shale* berbeda secara sifat fisiknya (Fanary, 2011). *Shale oil* atau *shale gas* merupakan material shale yang kaya unsur organik, dan sudah mengeluarkan hidrokarbon, sedangkan *oil shale* atau *gas shale* merupakan material shale yang belum mengeluarkan hidrokarbon. Penyebutan hampir sama, tetapi berbeda obyek atau sifat fisiknya.

Khusus untuk sumber daya *oil shale* Indonesia sekitar 11,451 milyar ton dengan kandungan minyak bervariasi 5-248 liter per ton. Total sumber daya hipotetik *oil shale* Indonesia 2,7 milyar barel (Hadiyanto, 2009), sedangkan sumberdaya shale oil atau pun shale gas belum diketahui dengan pasti dan teknologi evaluasi *organic rich shale* belum berkembang dengan pesat.

Pada formasi Gumai, penelitian dengan menggunakan model *oil yield* dan elastisitas batuan telah berhasil dilakukan untuk karakterisasi shale oil yang prospektif dan tidak prospektif. Penelitian ini menekankan aspek geologi, geomekanik, dan geokimia erta geofisika untuk mendeskripsi karakter shale tersebut. Sifat kuantitatif yang dicari antara lain: nilai V_p/V_s , rasio *Poisson* (σ), dan Modulus Young (E) (Triyana, 2010). Akan tetapi, penelitian distribusi *shale* prospektif dalam penampang seismik belum dilakukan. Oleh karena itu, dalam penelitian ini akan ditinjau pula distribusi *shale* prospektif pada data seismik menggunakan metode inversi seismik.

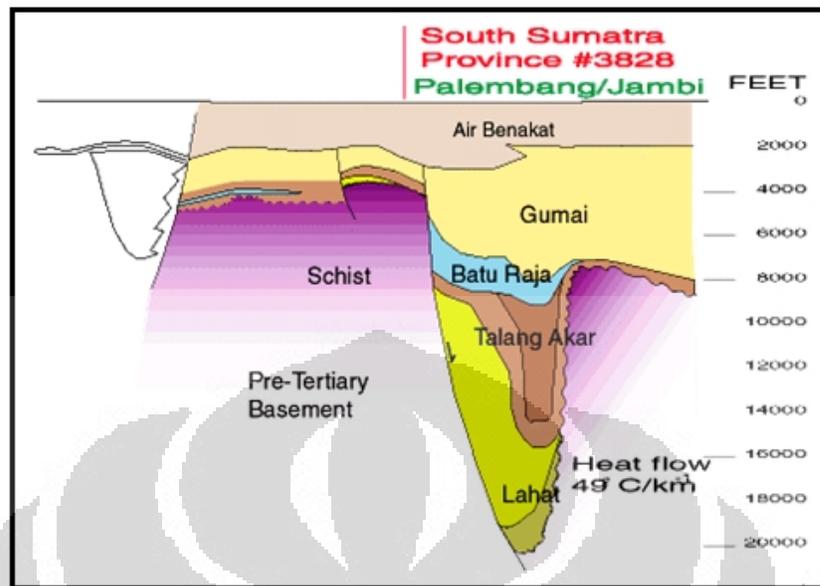
Dengan menggunakan metode inversi seismik, data jejak seismik dapat diubah menjadi sifat fisis dari batuan yang berupa impedansi akustik sehingga akan mempermudah untuk diinterpretasikan kedalam parameter-parameter petrofisik reservoir. Dengan menggabungkan antara data *log* sumur yang memiliki akurasi baik pada arah vertikal dan nilai dari impedansi akustik yang diperoleh dari hasil inversi seismik yang memiliki akurasi yang baik pada arah lateral akan menghasilkan harga parameter petrofisik reservoir yang lebih akurat dengan tingkat kesalahan yang relatif kecil.

Degan latar belakang itulah saya mengajukan Tugas Akhir tentang Inversi Seismik.

1.2 Objek Penelitian

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

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



Gambar 1.1 Model skematik formasi pada cekungan Sumatera Selatan (Bishop, 2000)

1.3 Tujuan Penelitian

Maksud penelitian ini adalah membuat pemodelan *physical properties* dari lapisan batuan serpih dengan menggunakan metoda Seismik Inversi *Model Based* dan *Sparse Spike*. Tujuan yang akan dicapai adalah, sebagai berikut :

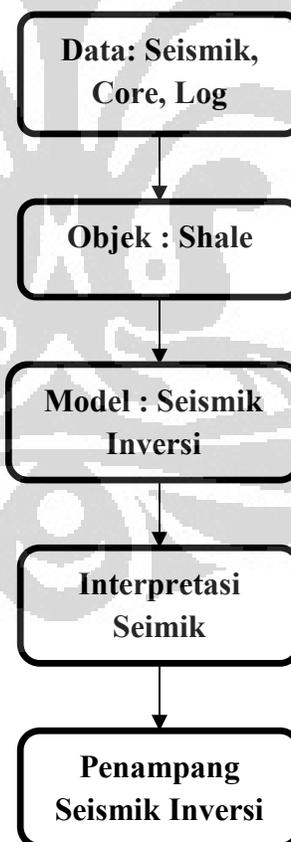
1. Menentukan zona *shale* prospektif yang memiliki nilai TOC tinggi (TOC > 1 %) pada satu sekuen data sumur.
2. Dapat membedakan *shale* yang prospektif dan tidak prospektif dari segi tingkat kematangan *source rock* serta penyebaran lapisan *shale* prospektif tersebut pada data seismik.

1.4 Batasan Penelitian

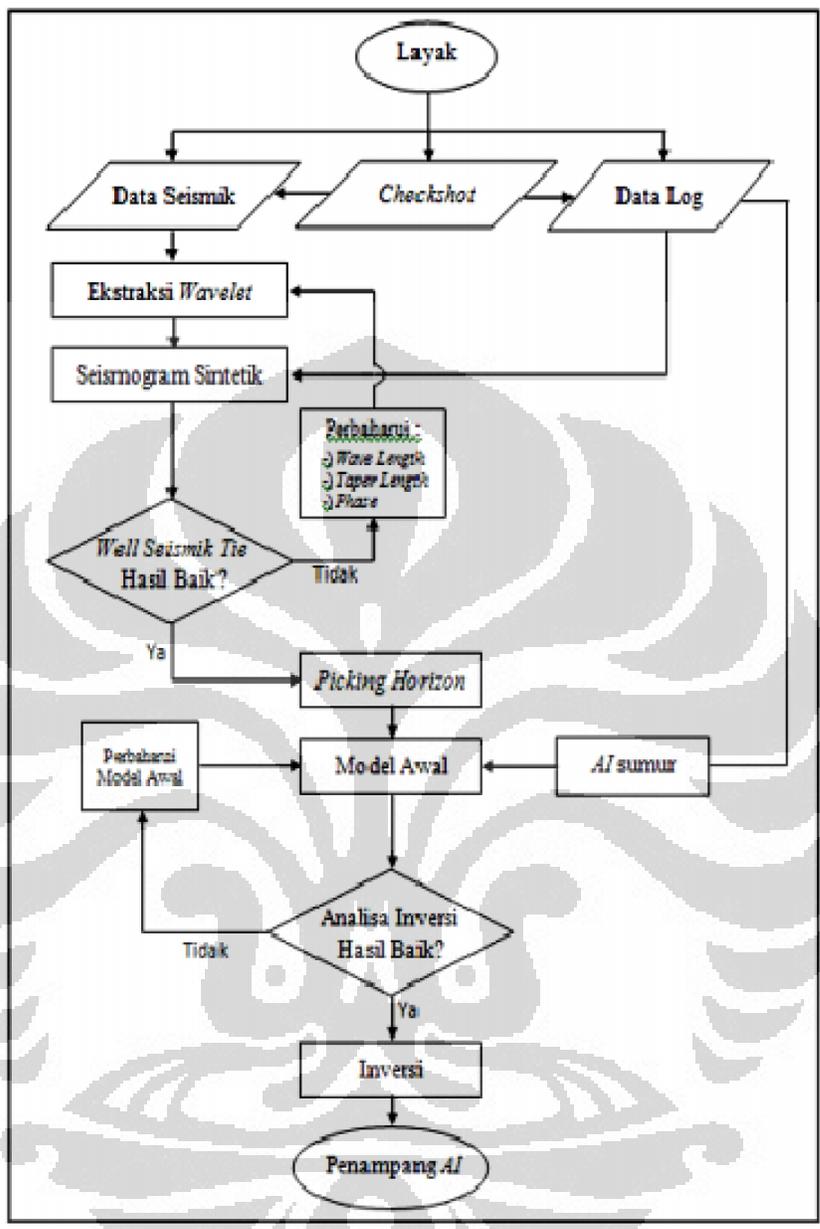
Penelitian ini hanya terbatas pada penentuan hubungan empiris antara sampel data *core* yang memiliki nilai TOC tinggi dan TOC rendah terhadap data log dan seismik, dengan cara membuat model inversi seismik.

1.5 Metodologi Penelitian

Tahapan-tahapan kerja yang dilakukan dalam penelitian ini secara garis besar terdiri dari lima langkah, yang pertama input data, kedua melakukan penentuan objek yang dituju, dalam kasus ini lapisan serpih, ketiga membuat model yang menyatakan suatu hubungan antara physical properties serpih dengan besaran-besaran pada sesimik, keempat melakukan interpretasi sesimik untuk mengetahui persebaran potensi hidrokarbon secara lateral, dan yang terakhir hasil berupa penampang sesimik inversi. Tahapan-tahapan secara garis besar tersebut dapat dilihat pada diagram alir **Gambar 1.1.** sedangkan tahapan-tahapan proses inversi secara khusus pada penelitian ini dapat dilihat pada **Gambar 1.2.** yang antara lain terdiri dari ekstraksi *wavelet*, pembuatan seismogram sintetik, *well seismic tie*, *picking horizon* (penelusuran horison), pembuatan model awal dan inversi.



Gambar 1.1. Diagram Alir Penelitian



Gambar 1.2. Diagram alir inversi seismik.

1.5 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan yang digunakan dalam skripsi ini terbagi dalam beberapa bab, dimana Bab I berisi penjelasan mengenai latar belakang dan perumusan masalah, objek penelitian, batasan masalah, tujuan studi, metodologi dari studi yang telah dilakukan serta sistematika penulisan laporan studi.

Bab II menjelaskan secara garis besar tentang dasar teori yang menunjang studi yang dilakukan dan hipotesis yang digunakan dalam penelitian ini.

Bab III ini menjelaskan data yang digunakan, proses pengolahan data dan hasil yang diperoleh.

Bab IV ini menerangkan analisis dari data yang telah diolah dan penjelasan keterkaitan antara hipotesis dengan data yang telah diuji.

Bab V ini menjelaskan kesimpulan terhadap hasil studi dan saran guna mendapatkan hasil yang lebih baik serta optimal.

BAB II TEORI DASAR

2.1 Perambatan Gelombang Seismik.

Gelombang seismik merambat ke dalam bumi sebagai gelombang elastik. Kemampuan batuan untuk melewatkan gelombang elastik ini disebut sebagai impedansi akustik. Seismik refleksi akan terbentuk jika ada perubahan impedansi akustik yang merupakan fungsi dari kecepatan dan densitas batuan.

➤ Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi atau disebut juga sebagai reflektivitas merupakan konsep fisika fundamental dalam metode seismik. Pada dasarnya setiap koefisien refleksi dapat dianggap sebagai sebuah respon dari *wavelet* seismik terhadap sebuah perubahan impedansi akustik.

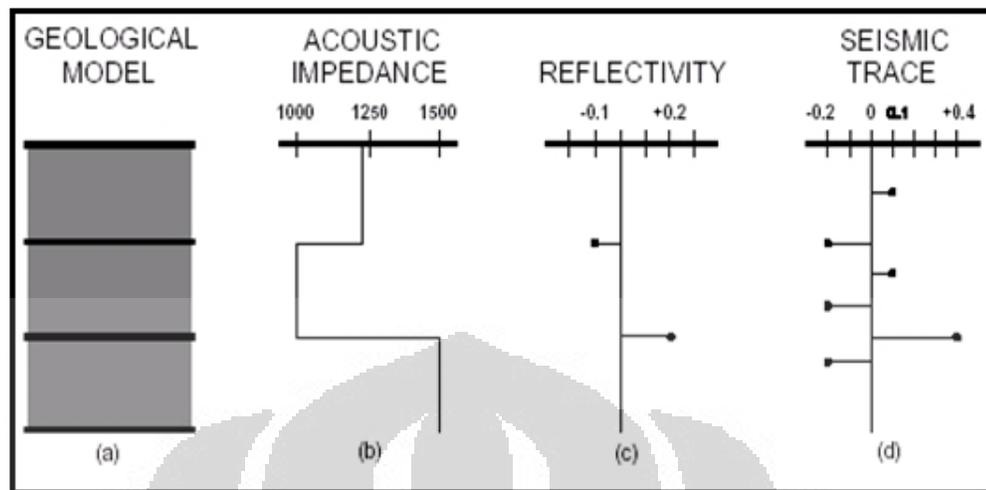
Pada saat gelombang seismik membentuk sudut datang tegak lurus terhadap bidang pantul (*normal incidence*), maka koefisien refleksi dapat dinyatakan sebagai berikut:

$$RC_i = \frac{\rho_{i+1}V_{i+1} - \rho_iV_i}{\rho_{i+1}V_{i+1} + \rho_iV_i} \quad (2-1)$$

dimana: ρ^i = densitas dari lapisan i

V^i = kecepatan dari lapisan i

RC = koefisien refleksi



Gambar 2.1. Ilustrasi hubungan geologi dan seismik (Hampson-Russel, 2006).

Dengan demikian persamaan (3-1) dapat diubah menjadi:

$$RC_i = \frac{Z_{(i+1)} - Z_{(i)}}{Z_{(i+1)} + Z_{(i)}} \quad (2-2)$$

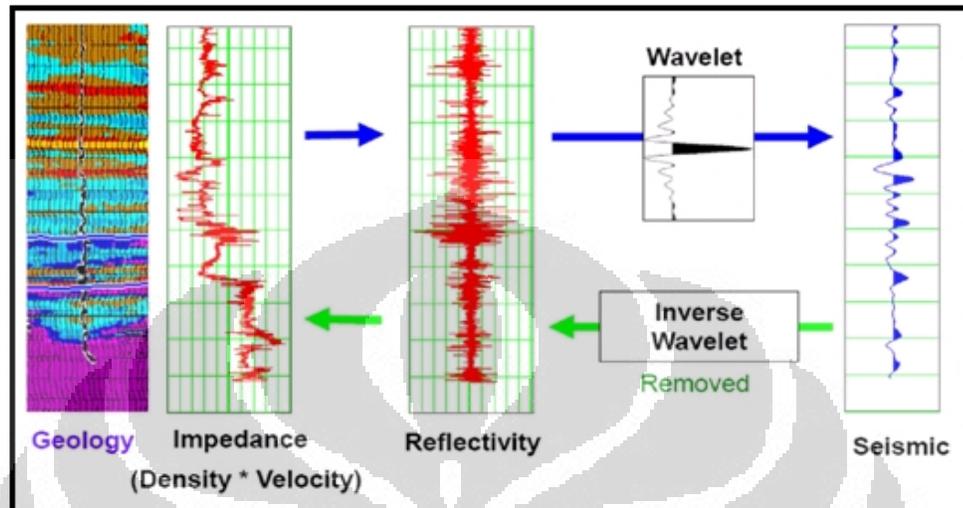
Rumus (2-2) menyatakan semakin kompak/keras batuan, kecepatan rambat gelombang pada batuan tersebut makin tinggi, maka semakin tinggi nilai impedansi akustiknya dan sebaliknya.

Koefisien refleksi pada persamaan (2-2) mempunyai nilai antara -1 sampai 1 . Jika impedansi akustik pada $Z_{(i+1)}$ lebih besar dari impedansi akustik pada $Z_{(i)}$, atau gelombang merambat dari batuan dengan nilai densitas-kecepatan rendah ke batuan dengan harga densitas-kecepatan yang lebih tinggi, maka nilai koefisien refleksi akan positif.

2.2 Impedansi Akustik

Model dasar dan yang sering digunakan dalam model satu dimensi untuk trace seismik yaitu mengacu pada model konvolusi yang menyatakan bahwa tiap trace

merupakan hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan *noise*.



Gambar 2.2. Konvolusi wavelet dengan koefisien refleksi (Hampson and Russell, 2008)

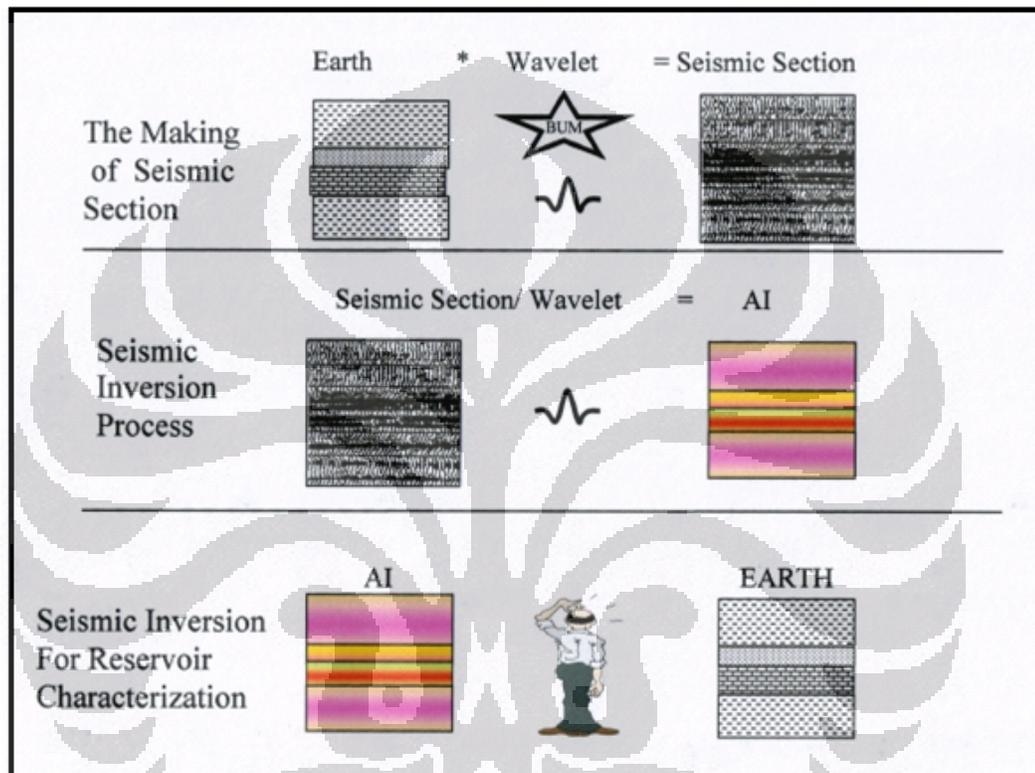
Konvolusi dapat dinyatakan sebagai “penggantian (*replacing*)” setiap koefisien refleksi dalam skala wavelet kemudian menjumlahkan hasilnya.

Refleksi gelombang seismik terjadi apabila terdapat perubahan impedansi akustik sebagai fungsi dari kecepatan gelombang P dan densitas. Impedansi akustik didefinisikan sebagai kemampuan batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Secara fisis, impedansi akustik merupakan produk perkalian antara kecepatan gelombang kompresi dengan densitas batuan.

Harga kontras Z_p dapat diperkirakan dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudonya semakin besar refleksi dan kontras Z_p -nya (Sukmono, 1999). Impedansi akustik merupakan sifat batuan yang dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan dan temperatur. Oleh karenanya maka Z_p dapat digunakan sebagai indikator litologi, porositas, hidrokarbon, pemetaan litologi, pemetaan satuan aliran sampai dengan alat kuantifikasi karakter reservoir (Sukmono, 1999).

2.3 Inversi Seismik

Seismik inversi adalah teknik untuk membuat model geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai data masukan dan data sumur sebagai control (Sukmono, 2005).



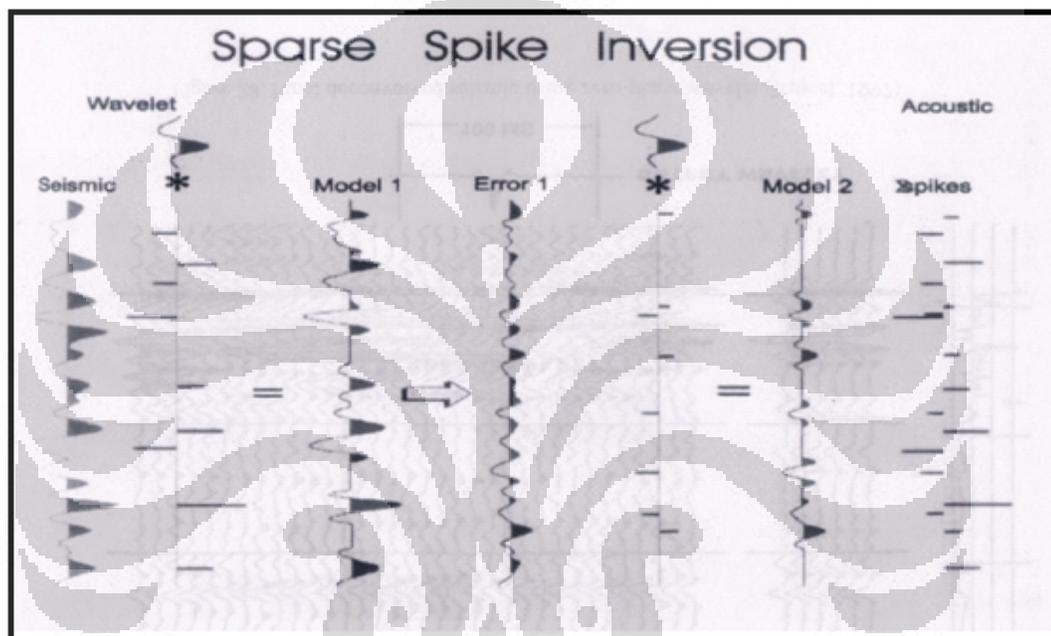
Gambar 2.3. Ilustrasi proses seismik inversi (Sukmono, 2005)

➤ Inversi Sparse Spike

Dari beberapa metode inversi yang ada, metode *sparse spike* memiliki kelebihan dibandingkan dengan metode lainnya, karena *sparse spike* mengestimasi dengan batasan ekstra (*extra constraint*) dan dapat digunakan dalam estimasi *full bandwidth* reflektivitas. Reflektivitas bumi terdiri dari deretan reflektivitas yang besar dengan diikuti oleh *event* reflektivitas yang lebih kecil.

Inversi Sparse Spike (*Sparse Spike Inversion*) menggunakan asumsi bahwa hanya *sparse* yang besar yang dianggap penting. Metoda ini mencari *sparse* yang besar dengan

memeriksa trace seismik. Deret reflektivitas satu *spike* dibuat dalam satu waktu. *Spike* tersebut ditambahkan sampai *trace* termodelkan secara akurat. Inversi *sparse spike* menggunakan parameter yang sama dengan inversi *model based*. Parameter yang harus ditambahkan adalah parameter untuk menghitung berapa banyak *spike* yang akan dipisahkan dalam setiap *trace*. *Spike* yang baru lebih kecil daripada spike sebelumnya. (Hampson and Russell, 2008)



Gambar 2.4. Prinsip dari metode inversi sparse spike (Jason Geosystem, 1999)

➤ Inversi Model Based

Metode ini dilakukan dengan cara membandingkan data seismik sintetik yang telah dibuat dari hasil konvolusi reflektivitas (model geologi) dengan wavelet tertentu dengan data seismik riil. Penerapan metode ini dimulai dengan asumsi awal yang diperbaiki secara iteratif. Metode ini dapat dilakukan dengan anggapan tras seismik dan wavelet diketahui, *noise* tidak berkorelasi dan acak.

Inversi model based dibuat dengan beberapa alur seperti dibawah ini:

1. Membuat *initial model* dan versi *blocky*-nya dengan merata-rata kan harga AI dari ukuran *block*.
2. Merubah AI menjadi *reflectivity* dan dikonvolusi dengan wavelate estimasi untuk membuat model *trace* buatan.
3. Mengkalikan *seismic synthetic trace* dari data seismik *real* untuk mendapatkan *trace error*.
4. Memperbarui model AI dan ketebalan relatifnya menggunakan GLI (*Generalized Linear Inversion*) sehingga error dari inversi berkurang.
5. Dilakukan iterasi sampai hasil yang terbaik didapat.

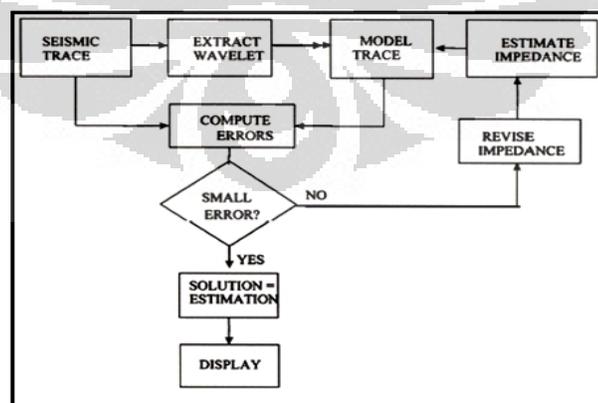
Persamaan untuk inversi model based adlah sebagai berikut:

$$J = \text{weight1} \times (T - W * RC) + \text{weight2} \times (M - H * RC) \quad (2-4)$$

Dimana:

- T = trace seismik
- W = wavelate
- RC = koefisien refleksi akhir,
- M = operator perkiraan model AI awal yang dikonvolusi dengan koefisien refleksi akhir untuk mendapat hasil akhir AI.

Alur proses dari inversi model based digambarkan sebagai berikut

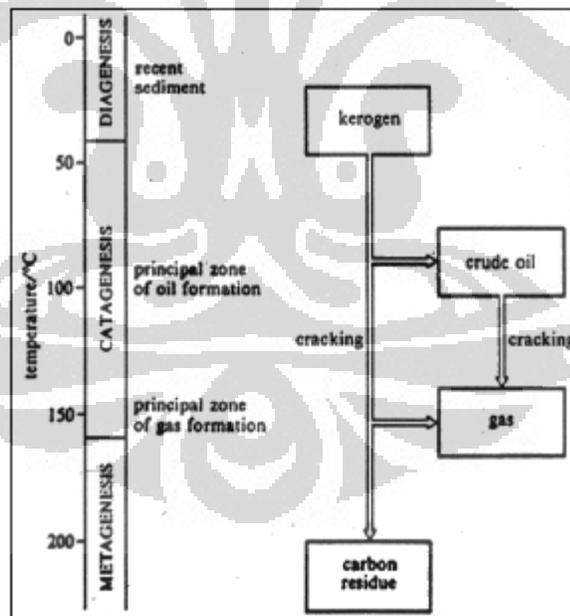


Gambar 2.5. Alur proses teknik inversi model based (Sukmono, 2005)

2.4 Karakteristik Kerogen

Asal pembentukan material organik (*naphogenesis*) sukar dijelaskan, karena unsur organik ditransformasi dan kemudian ditransportasikan menuju tempat pengendapan. Diagenesis tersebut menjadikan morfologi tidak dapat dikenal hingga menjadi progenitor (bentuk terakhir material organik). Keberadaan *oil shale* lebih sederhana, karena transportasi setelah pengendapan tidak terjadi. Dalam beberapa hal pengujian petrografi menunjukkan sisa-sisa morfologi yang masih dapat dikenal. Informasi yang berguna diperoleh dari bukti biologi tersebut ditemukan dalam kerogen sendiri. (Triyana, 2010)

Menurut Waples (1985) sisa-sisa organisme yang terkubur dalam batuan sedimen (berupa kerogen) - yang nantinya akan berfungsi sebagai batuan induk - akan mengalami proses-proses diagenesis, katagenesis dan metagenesis, seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 2.6**.



Gambar 2.6. Tahapan pembentukan hidrokarbon (Waples, 1985)

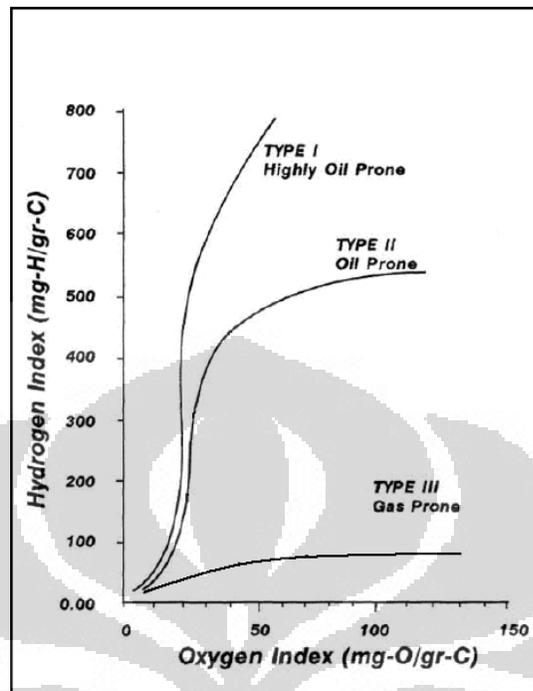
Analisis material organik dalam batuan memerlukan data *total organic carbon* (% TOC) dan tingkat kematangannya yang dapat dinyatakan dengan analisis *pyrolysis* dan analisis pemantulan *vitritinite* (% Ro) (Iswahyudi dan Widagdo, 2009).

Dari penelitian terhadap sampel batuan di daerah penghasil dan bukan penghasil minyak disimpulkan bahwa *organic rich shale* dengan kandungan total karbon material organik (TOC, *total organic carbon*) kurang dari 0,5 % tidak cukup untuk menghasilkan hidrokarbon (Bordenave, 1993). Kriteria TOC lain terkait dengan pembentukan hidrokarbon ditunjukkan pada **Tabel 2.1**.

Table 2.1. Kriteria kandungan organik total dalam batuan (Waples, 1985)

% TOC	Kemampuan Membentuk Hidrokarbon
< 0,5	Sangat buruk
0,5 -1,0	Buruk
1,0 -2,0	Cukup
2,0 -4,0	Baik
4,0 -12,0	Sangat baik
> 12,0	<i>Oil shale</i> / batubara

Selain % TOC dan Ro, parameter geokimia yang penting untuk studi *oil shale* adalah tipe kerogen. Analisis tipe kerogen menyediakan informasi potensi batuan induk yang potensial dan lingkungan pengendapan. Diagram Van Krevelen dapat digunakan untuk menentukan tipe kerogen dengan membuat *crossplot* Hydrogen Index (mg-H/gr-C) versus Oxygen Index (mg-O/gr-C), lihat **Gambar 2.7**.



Gambar 2.7. Diagram Van Krevelen untuk analisis tipe kerogen (Bordenave, 1993)

Karakteristik tipe kerogen dapat dilihat dalam **Tabel 2.2.**

Tabel 2.2. Karakteristik utama kerogen (University Website, 2009)

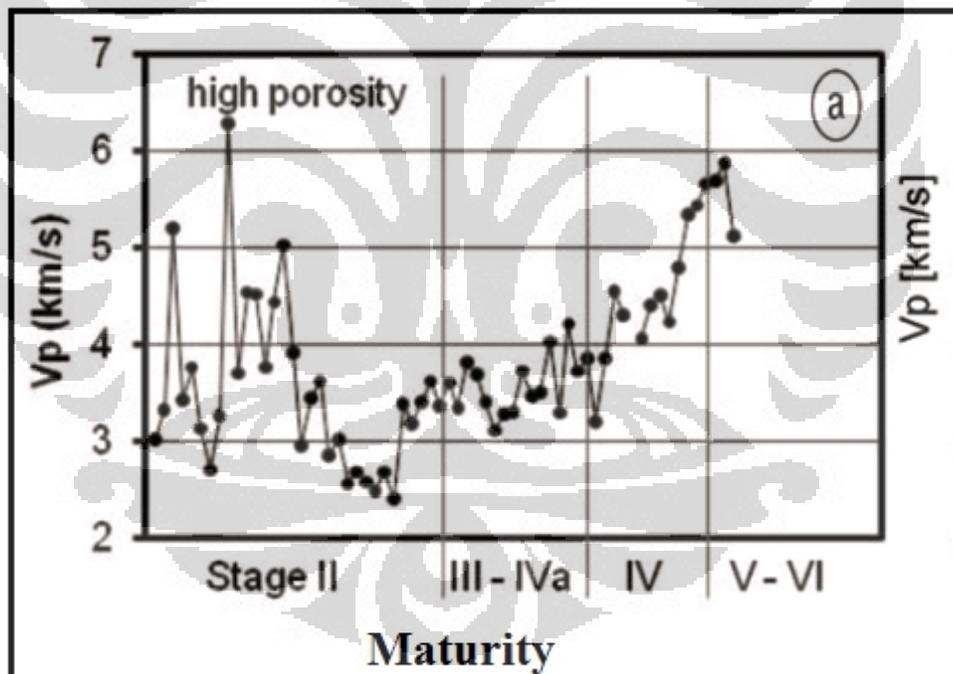
Tipe Kerogen	Asal Material Organik	Hasil
Tipe I	Alga di lingkungan lakustrin dan lagoon	Minyak ringan, berkualitas tinggi dan beberapa gas alam
Tipe II	Campuran debris tumbuhan dan organisme laut	Sumber utama minyak mentah dan beberapa gas alam
Tipe III	Tumbuhan darat dalam sedimen batubara	Sumber gas alam utama dengan sedikit minyak
Tipe IV	Kayu teroksidasi	Tidak ada minyak

2.5 Karakteristik Material Organik Serpih Pada Impedansi Akustik

Karakteristik *shale* yang prospektif agar dapat dilakukan eksploitasi harus memenuhi beberapa kriteria, antara lain yaitu :

1. Lapisan *shale* memiliki kondisi fisik yang *rigid* namun rapuh dan nilai elastisitas yang relatif sedang (*brittle*).
2. Kandungan *shale* secara umum didominasi *quartz* serta sedikit kandungan *clay* dan *calcite* (Zhu, 2011).
3. Memiliki nilai TOC yang cukup tinggi ($\text{TOC} > 1$).
4. Tingkat kematangan material organik telah matang (*mature*).

Salah satu cara untuk mengkarakterisasi material organik serpih dapat dilakukan dengan analisa impedansi akustik. Tipe kerogen dan tingkat kematangan memiliki hubungan dengan kecepatan gelombang primer pada porositas rendah. V_p meningkat dengan meningkatnya kematangan material organik (Prasad, 2009), seperti terlihat pada **gambar 2.8**.



Gambar 2.8. Korelasi antara V_p dan *maturity* (Prasad, 2009)

Pada grafik tersebut dapat dilihat bahwa V_p memiliki korelasi yang baik terhadap *maturity*, terutama pada porositas rendah. Namun V_p memiliki korelasi yang buruk terhadap *maturity* pada kasus porositas tinggi.

2.6 Analisa Log

➤ Gamma Ray Log

Prinsip pengukurannya adalah mendeteksi pancaran radioaktif yang di pancarkan oleh formasi batuan (sistem pasif). Beberapa unsur yang ditangkap adalah Thorium, Potasium, dan Uranium. Jika batuan banyak memancarkan ketiga unsur tersebut (atau salah satunya) maka nilai log gamma ray akan tinggi (misalnya pada lempung/shale log gamma ray tinggi karena banyak mengandung potasium).

Didalam formasi hampir semua batuan sedimen mempunyai sifat radioaktif yang tinggi, terutama terkonsentrasi pada mineral clay. Formasi yang bersih (clean formasi) biasanya mengandung sifat radioaktif yang kecil, kecuali lapisan tersebut mengandung mineral-mineral tertentu yang bersifat radioaktif atau lapisan berisi air asin yang mengandung garam-garam potassium yang terlarutkan (sangat jarang), sehingga harga sinar gamma akan tinggi.

Dengan adanya perbedaan sifat radioaktif dari setiap batuan, maka dapat digunakan untuk membedakan jenis batuan yang terdapat pada suatu formasi. Selain itu pada formasi shaly sand, sifat radioaktif ini dapat digunakan untuk mengevaluasi kadar kandungan clay yang dapat berkaitan dengan penilaian produktif suatu lapisan berdasarkan intepretasi data logging. Besarnya volume shale dihitung dengan menggunakan rumus berikut:

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2-6)$$

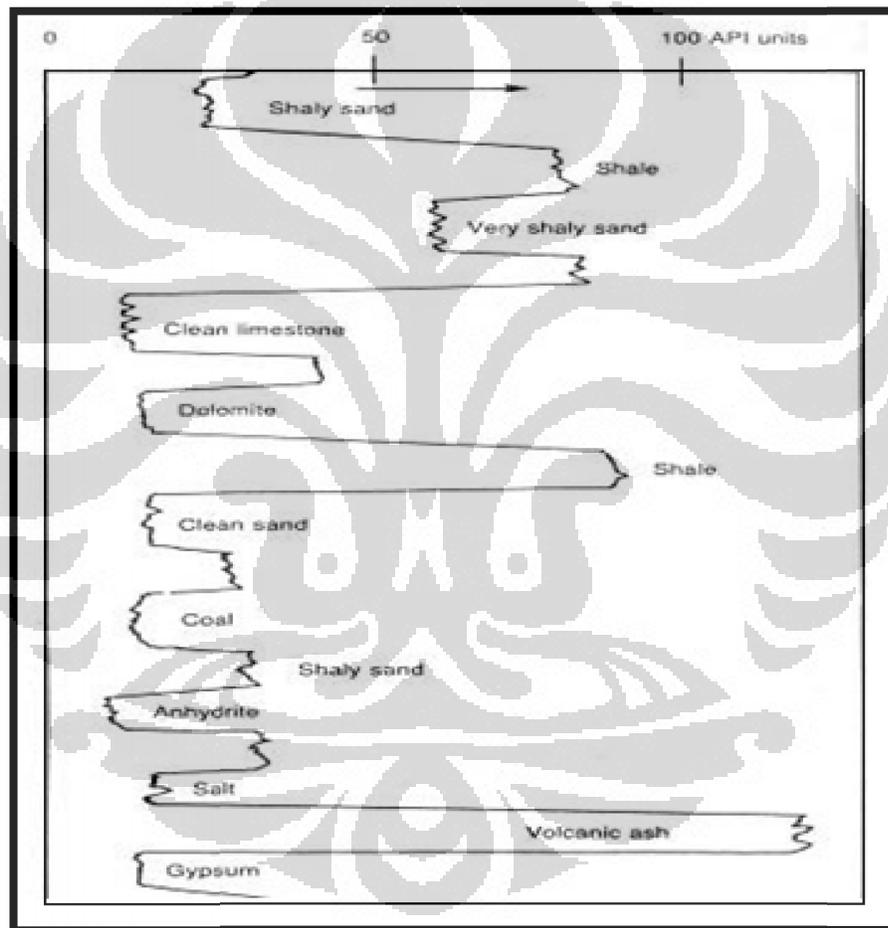
dimana :

GR_{log} = hasil pembacaan GR log pada lapisan yang bersangkutan

GR_{max} = hasil pembacaan GR log maksimal pada lapisan shale

GR_{min} = hasil pembacaan GR log maksimal pada lapisan non shale

Secara khusus Gamma Ray Log berguna untuk identifikasi lapisan permeabel disaat SP Log tidak berfungsi karena formasi yang resistif atau bila kurva SP kehilangan karakternya ($R_{mf} = R_w$), atau ketika SP tidak dapat merekam karena lumpur yang digunakan tidak konduktif (oil base mud), hal tersebut dapat dilihat pada **gambar 2.9**. Selain itu Gamma Ray Log juga dapat digunakan untuk mendeteksi dan evaluasi terhadap mineral radioaktif (potassium dan uranium), mendeteksi mineral tidak radioaktif (batubara), dan dapat juga untuk korelasi antar sumur.



Gambar 2.9. Respon Gamma Ray pada Suatu Formasi (Harsono, 1997)

➤ Neutron Log

Log Neutron merupakan *tipe log porositas* yang mengukur konsentrasi ion hidrogen dalam suatu formasi. Neutron energi tinggi yang dihasilkan oleh suatu sumber kimia ditembakkan kedalam formasi. Didalam formasi neutron bertabrakan dengan atom-atom penyusun formasi sebagai akibatnya neutron kehilangan energinya.

Prinsip kerja dari neutron log adalah sebagai berikut, energi tinggi dari neutron dipancarkan secara kontinu dari sebuah sumber radioaktif yang ditempatkan didalam sonde logging. Pada operasi logging, neutron meninggalkan sumbernya dengan energi tinggi, tetapi dengan cepat akan berkurang karena bertumbukan dengan inti-inti elemen didalam formasi. Semua inti-inti elemen turut serta dalam pengurangan energi ini, tetapi yang paling dominan adalah atom dengan massa atom yang sama dengan neutron yaitu hidrogen. Setelah energi neutron banyak berkurang kemudian neutron tersebut akan menyebar didalam formasi tanpa kehilangan energi lagi sampai tertangkap dan terintegrasi dengan inti-inti elemen batuan formasi. Inti-inti ini akan terangsang untuk memancarkan sinar gamma. Kemudian detektor sinar gamma akan merekam radiasi sinar gamma tersebut.

Bila kerapatan dialam formasi cukup tinggi, yaitu mengandung air, minyak dan gas atau didalam lapisan shale maka energi neutron akan diperlambat pada jarak yang sangat dekat dengan sumber dan akibatnya hanya sedikit radiasi sinar gamma yang direkam oleh detektor. Hal ini yang menjadi dasar hubungan antara jumlah sinar gamma per detik dengan porositas. Hubungan ini menunjukkan apabila jumlah sinar gamma per detik cukup tinggi maka porositasnya rendah. Proses pelemahan partikel neutron dapat dilihat pada **gambar 2.9**. Porositas dari neutron $\log(\Phi_N)$ dalam satuan limestone dapat dihitung dengan menggunakan persamaan dibawah ini:

$$\Phi_N = (1.02 \times \Phi_{NLog}) + 0.0425 \quad (2-7)$$

dimana: Φ_{NLog} = porositas terbaca pada kurva neutron log

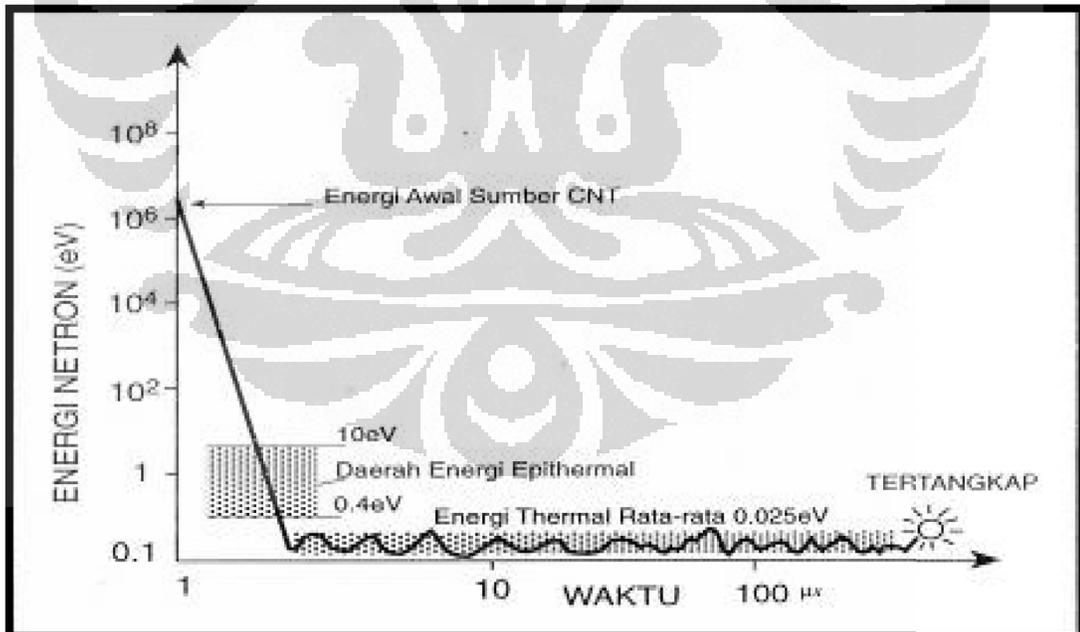
Terdapat beberapa jenis neutron log yang dapat digunakan, yaitu:

- Thermal neutron log, digunakan secara optimal untuk formasi non shaly yang mengandung liquid dengan porositas antara 1 % – 10 %.
- Sidewall neutron porosity log (SNP), yang mempunyai kondisi optimum pada formasi non shaly yang mengandung liquid dengan porositas kurang dari 30%.
- Compensated neutron log (CNL), merupakan pengembangan dari kedua alat sebelumnya.

Log netron dapat mendeteksi porositas primer dan sekunder dalam formasi lempung, serta dapat mengidentifikasi:

- Identifikasi litologi

Litologi dapat diterminasi dengan menggunakan gabungan log densitas, log netron dan log sonic dalam cross plot M-N atau M/D.



Gambar 2.10. Proses Pelemahan Partikel Neutron (Harsono, 1997)

➤ Density Log

Log density merupakan suatu tipe *log porositas* yang mengukur *densitas elektron* suatu formasi. Prinsip pencatatan dari *log density* adalah suatu sumber radioaktif yang dimasukkan kedalam lubang bor mengemisikan *sinar gamma* ke dalam formasi. Pada formasi tersebut sinar akan bertabrakan dengan elektron dari formasi. Pada setiap tabrakan *sinar gamma* akan berkurang energinya. *Sinar gamma* yang terhamburkan dan mencapai detektor pada suatu jarak tertentu dari sumber dihitung sebagai indikasi densitas formasi. Jumlah tabrakan merupakan fungsi langsung dari jumlah elektron didalam suatu formasi. Karena itu *log densitas* dapat mendeterminasi *densitas elektron* formasi dihubungkan dengan densitas *bulk* sesungguhnya didalam *gr/cc*. Harga *densitas matrik* batuan, porositas, dan *densitas* fluida pengisi formasi. Tujuan utama dari density log adalah menentukan porositas dengan mengukur density bulk batuan, disamping itu dapat juga digunakan untuk mendeteksi adanya hidrokarbon atau air, digunakan bersama-sama dengan neutron log, juga menentukan densitas hidrokarbon (ρ_h) dan membantu didalam evaluasi lapisan shaly.

Prinsip kerja density log adalah dengan jalan memancarkan sinar gamma dari sumber radiasi sinar gamma yang diletakkan pada dinding lubang bor. Pada saat sinar gamma menembus batuan, sinar tersebut akan bertumbukkan dengan elektron pada batuan tersebut, yang mengakibatkan sinar gamma akan kehilangan sebagian dari energinya dan yang sebagian lagi akan dipantulkan kembali, yang kemudian akan ditangkap oleh detektor yang diletakkan diatas sumber radiasi. Intensitas sinar gamma yang dipantulkan tergantung dari densitas batuan formasi.

Sinar gamma yang menyebar dan mencapai detektor dihitung dan akan menunjukkan besarnya densitas batuan formasi. Formasi dengan densitas tinggi akan menghasilkan jumlah elektron yang rendah pada detektor. Densitas elektron merupakan hal yang penting disini, hal ini disebabkan yang diukur adalah densitas elektron, yaitu jumlah elektron per cm^3 . Densitas elektron akan berhubungan dengan densitas batuan sebenarnya, ρ_b yang besarnya tergantung pada densitas matrik, porositas dan densitas

fluida yang mengisi pori-porinya. Kondisi penggunaan untuk density log adalah pada formasi dengan densitas rendah dimana tidak ada pembatasan penggunaan lumpur bor tetapi tidak dapat digunakan pada lubang bor yang sudah di casing. Kurva density log hanya terpengaruh sedikit oleh salinitas maupun ukuran lubang bor.

Kondisi optimum dari density log adalah pada formasi unconsolidated sand dengan porositas 20 % - 40 %. Kondisi optimum ini akan diperoleh dengan baik apabila operasi penurunan peralatan kedalam lubang bor dilakukan secara perlahan agar alat tetap menempel pada dinding bor, sehingga pada rangkaian tersebut biasanya dilengkapi dengan spring.

Hubungan antara densitas batuan sebenarnya dengan porositas dan lithologi batuan dapat dinyatakan dalam persamaan berikut:

$$\Phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2-8)$$

dimana:

ρ_b = densitas batuan (dari hasil pembacaan log), gr/cc

ρ_f = densitas fluida rata-rata, gr/cc (1 untuk fresh water, 1.1 untuk salt water)

ρ_{ma} = densitas matrik batuan, gr/cc

Φ_D = porositas dari density log, fraksi

Dalam evaluasi sumur log densitas berguna untuk :

- Menentukan porositas
- Identifikasi litologi
- Identifikasi adanya kandungan gas
- Mendeterminasi densitas hidrokarbon

2.7 Hipotesis

Dalam menentukan zona *shale* yang prospektif dan yang tidak pada data sumur diperlukan setidaknya tiga jenis log. Pertama log gamma ray, log ini dapat membedakan litologi *shale* dan *non-shale*. Namun tidak semua jenis *shale* yang dipilih, hanya yang nilainya berkisar antara 100 – 120 API saja. Kedua dan ketiga adalah log *density* (RHOB) dan log *neutron* (NPHI), kedua log ini harus membentuk *cross-over*, log *density* menyimpang ke kanan dan log *neutron* ke kiri. Interpretasi log ini memenuhi kondisi lapisan *shale* menurut *physical properties* dan TOC seperti yang telah dijelaskan pada teori dasar.

Untuk membedakan lapisan *shale* yang prospektif serta penyebarannya pada data seismik, dilakukan analisa impedansi akustik. Dimana terdapat hubungan antara tingkat kematangan (*maturity*) dengan V_p pada porositas rendah. Nilai V_p sebanding dengan meningkatnya tingkat kematangan. Hal ini berarti dalam melakukan interpretasi hasil inversi AI, penyebaran nilai AI yang tinggi secara lateral adalah bagian zona yang prospektif.

BAB III

DATA dan PENGOLAHAN DATA

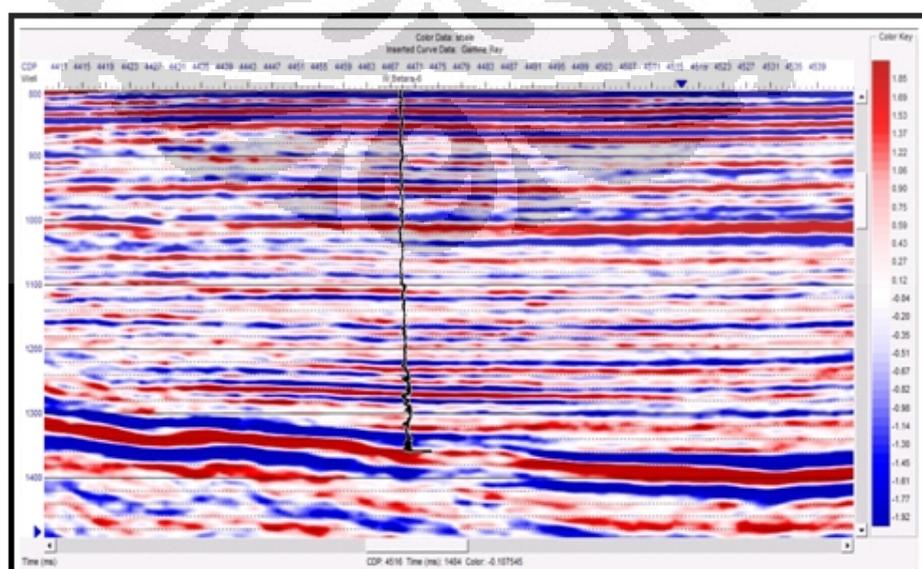
3.1 Data

Data-data utama yang digunakan dalam penelitian ini antara lain data seismik post-stack 2D satu lintasan, data sumur, data *check-shot*, data geologi sekunder dan data *core*. Semua data tersebut saling terintegrasi dan saling mendukung satu sama lain agar dihasilkan analisa dan interpretasi yang baik.

3.1.1 Data Seismik

Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini adalah data seismik 2D yang telah termigrasi atau post-stack 2D (telah melalui pengolahan data awal meliputi *demultiplex*, *labeling*, *editing*, *muting*, *NMO correction*, *velocity analysis*, *refraction static* dan pengolahan akhir seperti *stacking*, *dekonvolusi* dan migrasi). Data seismik yang digunakan dalam penelitian ini dapat dilihat pada **Gambar 3.1**. Informasi penting yang terdapat pada data seismik yang digunakan dalam penelitian ini meliputi :

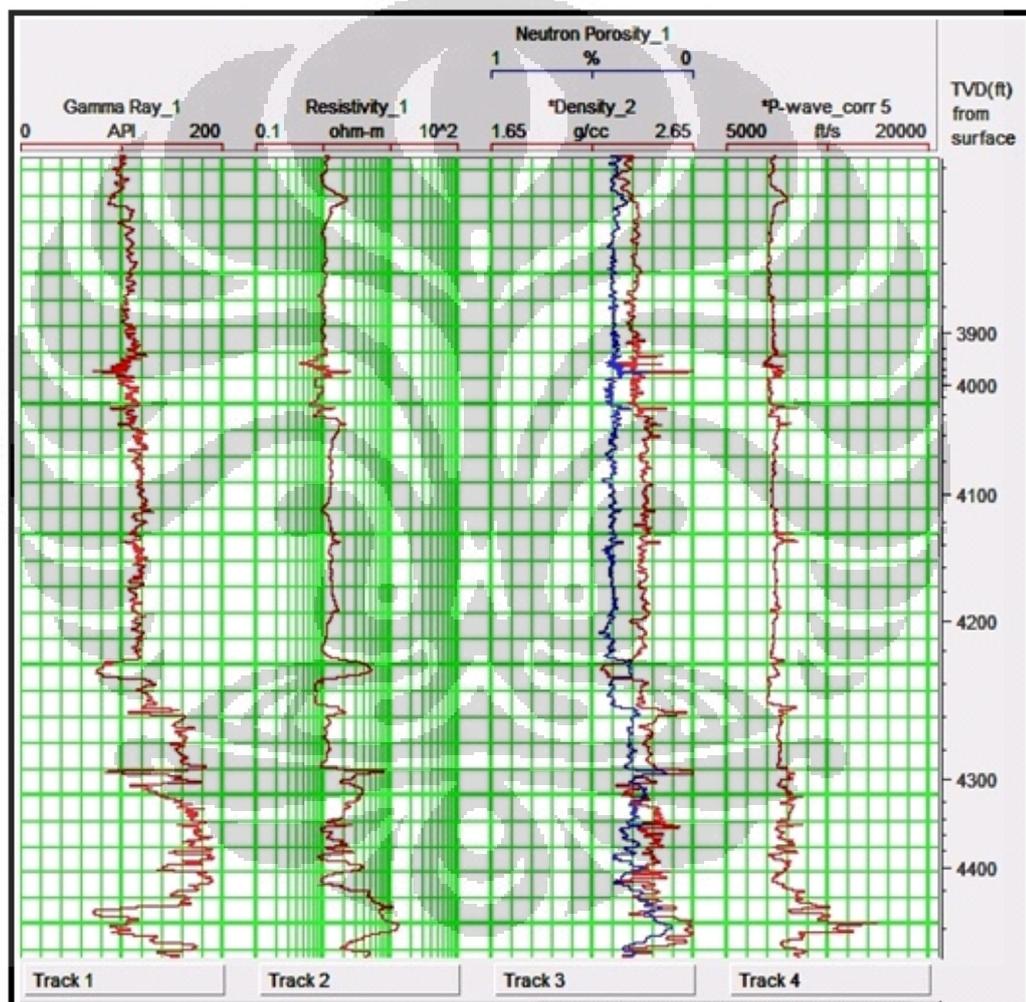
- *Sampling rate* : 2 ms
- Polaritas : polaritas normal
- Fasa : fasa minimum (*minimum phase*)



Gambar 3.1. Penampang data seismik pada lapangan Abiyoso

3.1.2 Data Sumur

Penelitian pada Lapangan ini memiliki 1 buah sumur yang bernama oil shale 2. Data log yang tersedia pada sumur-sumur tersebut yaitu *Gamma Ray (GR)*, *Resistivity (LLD)*, *Porositas Total (NPHI)*, *Sonic (P-wave)*, dan *Densitas (RHOB)*. Selain log-log tersebut, pada penelitian ini juga digunakan log turunan yaitu log *P-impedance* atau log *AI* yang didapatkan dari hasil perkalian antara log *sonic* dengan log *density* seperti pada **Gambar 3.2**.



Gambar 3.2. Data log yang terdapat pada sumur Oil Shale 2

3.1.3 Data Core

Data *core* yang digunakan adalah data yang diolah oleh peneliti sebelumnya (Triyana, 2010). Data *core* tersebut diambil pada kedalaman 4266 – 4295 feet. (lihat **Tabel 3.1.**)

Tabel 3.1 Data Pengamatan *Core* (Triyana, 2010)

DEPTH (ft)	CAL (inchi)	GR (API)	LLD (Ohm-m)	Density (gr/cc)	NPHI	DTC (us/ft)	Oil Yield Lab (gal/ton)	% TOC Lab	Porosity (%)	Oil Yield Calc (gal/ton)	%TOC Calc
4266	9.63	79.78	3.58	2.36	0.33	118.36	7.60	1.37	9.51	7.84	1.33
4267	9.63	77.97	3.99	2.36	0.31	117.86	7.80	1.26	8.26	7.84	1.33
4268	9.59	72.80	4.13	2.36	0.32	114.81	8.00	1.38	11.50	7.82	1.32
4269	9.49	76.11	3.94	2.39	0.32	115.33	7.54	1.35	10.73	7.69	1.27
4270	9.38	75.76	3.44	2.40	0.32	113.61	7.80	1.29	9.39	7.65	1.26
4271	9.34	79.38	2.62	2.37	0.31	112.25	8.09	1.30	8.94	7.76	1.30
4272	9.30	84.09	2.12	2.38	0.32	120.73	8.06	1.33	10.80	7.73	1.29
4273	9.43	110.38	1.19	2.47	0.38	125.46	7.40	1.21	10.12	7.28	1.11
4274	9.02	126.25	0.95	2.51	0.41	124.71	7.20	1.08	11.30	7.09	1.03
4275	8.69	124.85	0.95	2.56	0.41	121.71	6.36	0.89	13.44	6.85	0.94
4276	8.68	131.54	0.97	2.56	0.42	121.51	7.00	1.15	9.74	6.83	0.93
4277	8.68	127.90	0.95	2.54	0.41	122.52	6.98	1.14	9.11	6.96	0.98
4278	8.68	118.35	0.93	2.35	0.39	123.06	7.72	1.29	10.58	7.87	1.34
4279	8.69	117.49	0.93	2.35	0.41	123.16	7.40	1.26	8.85	7.88	1.35
4280	8.68	114.26	0.93	2.67	0.41	123.64	8.17	1.20	8.40	7.49	0.72
4281	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4282	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
4283	8.61	124.48	0.90	2.67	0.42	123.49	7.10	0.60	8.50	7.47	0.71
4284	8.62	127.69	0.88	2.68	0.40	124.63	7.25	0.59	13.55	7.43	0.70
4285	8.63	126.98	0.88	2.65	0.40	124.59	8.00	0.56	12.36	7.59	0.75
4286	8.63	124.23	0.90	2.67	0.40	124.95	7.25	0.60	12.90	7.47	0.71
4287	8.63	130.71	0.89	2.68	0.39	126.30	7.23	0.53	13.15	7.41	0.69
4288	8.63	131.75	0.92	2.65	0.41	119.50	7.22	0.54	16.87	7.60	0.75
4289	8.63	121.89	1.17	2.65	0.39	110.85	7.99	0.59	14.47	7.63	0.76
4290	8.62	119.13	1.57	2.67	0.36	98.80	7.23	0.56	15.10	7.50	0.72
4291	8.62	134.87	1.66	2.73	0.33	101.14	6.90	0.51	17.15	7.10	0.59
4292	8.63	155.29	1.66	2.76	0.28	106.56	7.10	0.51	13.95	6.92	0.53
4293	8.64	125.63	2.04	2.84	0.30	111.98	6.60	0.47	13.43	6.43	0.37
4294	8.67	107.23	1.93	2.92	0.27	106.50	6.01	0.46	12.10	6.01	0.23
4295	8.70	149.17	1.21	2.79	0.28	112.18	6.49	0.46	11.30	6.77	0.48

3.1.4 Data Marker

Data marker yang digunakan dalam penelitian ini adalah Top Zona 1-5. (lihat Tabel 3.2.)

Tabel 3.2 Data Marker Penelitian

Marker	Top (feet)	Bottom (feet)
Zona 1	3690	3755
Zona 2	3838	4224
Zona 3	4237	4242
Zona 4	4242	4258
Zona 5	4435	4443

3.1.5 Data Checkshot

Data *checkshot* yang diperoleh dari survei lapangan berisi informasi tentang kedalaman dan waktu. Pada survei ini mengukur kecepatan dilakukan dengan cara sumber gelombang berada di permukaan dan *receiver* di sepanjang lubang bor (sumur). Data *checkshot* menghubungkan antara data waktu dari seismik dengan

data kedalaman dari sumur sehingga akan menghasilkan *time depth curve* yang digunakan untuk mengkalibrasi kedalaman seismik dalam *time (milli second* atau *second)* menjadi kedalaman dalam *depth* (kaki atau meter) atau sebaliknya, yang akan digunakan untuk pengikatan data seismik dan data sumur (*well seismic tie*).

3.1.5 Data Geologi Sekunder

Data geologi sekunder diperoleh dari penelitian sebelumnya (Triyana, 2010). Lingkup pembahasan geologi daerah penelitian meliputi fisiografi, struktur geologi, dan stratigrafi.

Fisiografi memberikan informasi tentang keadaan fisis, lokasi serta batas-batas dari cekungan Sumatra Selatan. Proses tektonik menyebabkan deformasi seperti sesar, antiklin, subduksi, dan cekungan. Adapun informasi stratigrafi memberikan uraian mengenai perlapisan formasi, proses dan bentuk pengendapan, material penyusun suatu formasi. Informasi geologi ini sangat membantu dalam melakukan interpretasi dan analisa.

3.2 Pengolahan Data

Pengolahan data yang dilakukan dalam penelitian menggunakan inversi seismik impedansi akustik dan pemodelan hasil inversi tersebut yang bertujuan mengkarakterisasi reservoir pada lapangan Abiyoso Formasi Gumai, Cekungan Sumatra Selatan ini dilakukan menggunakan perangkat lunak (software) paket Humpson– Russell versi CE8/R4.2 yang terdiri dari :

1. Geoview digunakan sebagai data base yang berguna untuk menyimpan data sumur hasil olahan, baik berupa loading data sumur, satuan data sumur, dan marker sumur.
2. *Elog* digunakan untuk pengolahan data sumur (data log), yang dapat berupa crossplot, konversi dari waktu ke kedalaman (*time to depth conversion*), *ekstraksi wavelet*, dan *well seismic tie*.
3. *Strata* digunakan untuk melakukan inversi seismik.
4. *Microsoft office* digunakan untuk pembuatan laporan dan *editing*.

3.2.1 Pemeriksaan dan Editing Data Log

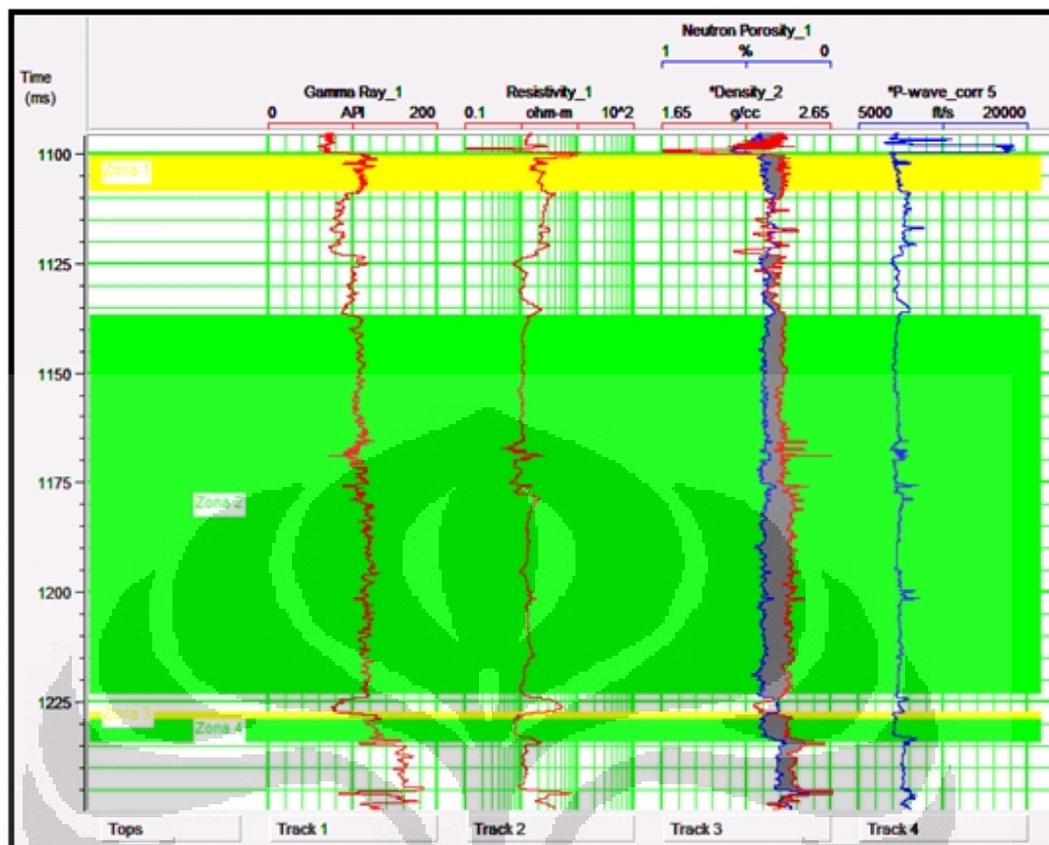
Data-data sumur yang tersedia pada area penelitian ini sebelum diolah harus dipilah dan diperiksa terlebih dahulu. Dalam proses ini, yang dilakukan adalah dengan memeriksa nilai serta satuan masing-masing log pada tiap sumur, penentuan *Kelly Bushing*, dan koordinat sumur. Pemeriksaan dan *editing* data log ini penting untuk dilakukan sebelum melakukan *loading* data terkhusus pada penentuan satuan dan geometri (navigasi) data log.

3.2.2 Loading Data

Loading data merupakan proses memasukkan data yang tersedia sebelum dilakukan pengolahan lebih lanjut. Dalam loading data ini, proses yang dilakukan adalah memasukkan data seismik dan data log sumur ke dalam data base dengan menggunakan Geoview.

3.2.3 Penentuan Daerah Prospek (*Zone of interest*)

Langkah awal yang harus dilakukan sebelum melakukan inversi seismik adalah mencari dan menentukan daerah prospek (*zone of interest*). Berdasarkan data *core* dan data log maka daerah prospek atau *zone of interest* terbagi menjadi 5 zona, yang terletak pada kedalaman (3690-3775) kaki, (3838-4224) kaki, (4237-4242) kaki, (4242-4258) kaki, (4435-4443) kaki dari permukaan, seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 3.3**. Penentuan daerah prospek dilakukan secara kualitatif dan kuantitatif dengan menganalisa respon log dan data *core* yang ada pada area penelitian serta dari penelitian sebelumnya (Triyana, 2010).



Gambar 3.3. Daerah prospek pada Lapangan Abiyoso di Formasi Gumai Cekungan Sumatra Selatan pada data sumur Oil Shale 2

3.2.4 Pembuatan Seismogram Sintetik

Informasi geologi bawah permukaan (litologi, densitas, porositas serta sifat-sifat fisis lainnya) yang lengkap dan komprehensif hanya diperoleh dari data sumur, sehingga untuk mendapatkan informasi geologi tersebut dari data seismik maka dilakukan pengkorelasian data sumur terhadap data seismik. Pengkorelasian ini disebut pengikatan data seismik terhadap sumur (*well seismic tie*) yang dilakukan dengan membuat seismogram sintetik (Sumirah, 2007). Tahapan yang dilakukan untuk mendapatkan seismogram sintetik adalah sebagai berikut :

- **Pembuatan Log Impedansi Akustik (P-Impedance)**

Log impedansi akustik adalah nilai impedansi pada lokasi sumur. log ini merupakan log turunan yang diperoleh dari hasil perkalian antara Log Densitas dengan Log Sonic (P-wave atau V_p).

- **Konversi Data Log ke Domain Waktu**

Dalam pembuatan seismogram sintetik, data log yang terekam dalam domain kedalaman (*depth*) dikonversi ke kedalaman domain waktu (TWT) menggunakan data *checkshot* atau *tabel time depth* dari tiap-tiap sumur. Hal ini dilakukan karena data log yang terukur di lapangan terekam dalam domain *depth* (kaki atau meter), sedangkan seismogram sintetik yang akan digunakan untuk mengikat data seismik harus dibuat dalam domain waktu.

- **Penentuan Koefisien Refleksi**

Koefisien refleksi bumi diperoleh dari penurunan nilai impedansi akustik yang telah dikonversi ke domain waktu dari tahapan sebelumnya pada tiap-tiap sumur.

- **Ekstraksi *Wavelet***

Wavelet seismik yang digunakan untuk membuat seismogram sintetik diasumsikan sama dengan *wavelet* dari data seismik, sedangkan pada kenyataannya *wavelet* tersebut mengalami perubahan, sehingga untuk mengatasi hal tersebut, maka proses pembuatan *wavelet* yang digunakan dalam menghasilkan seismogram sintetik dan proses inversi hanya dilakukan dengan berorientasi pada daerah target. Dengan asumsi bahwa *wavelet* yang diekstrak pada daerah target adalah sama dengan *wavelet* pada data seismik.

Ekstraksi *wavelet* pada penelitian ini dilakukan secara deterministik dan statistik pada masing-masing sumur. Pada penelitian ini, *wavelet* yang dipilih dan yang akan digunakan untuk pembuatan seismogram sintetik dan proses pengikatan data seismik terhadap sumur (*well seismic tie*) adalah *wavelet* yang menghasilkan nilai korelasi yang paling optimal dengan nilai tertinggi yang memberikan hasil lebih mirip dengan *wavelet* seismik. Estimasi spektrum amplitudo pada zona target digunakan untuk memperkirakan besarnya frekuensi *wavelet* deterministik dan statistik yang akan diekstrak dengan harapan hasil yang diperoleh dapat mendekati *wavelet* data seismik. Parameter utama yang digunakan dalam proses ekstraksi *wavelet* adalah panjang gelombang, *taper length*, dan fasa.

- **Konvolusi**

Koefisien refleksi yang diperoleh dari tahapan sebelumnya dikonvolusikan dengan sebuah wavelet masukan yang telah diperoleh dari tahapan ekstraksi wavelet. Wavelet yang digunakan dalam konvolusi tersebut adalah wavelet yang memiliki spektrum lebar pita (*bandwidth*) frekuensi yang sama dengan *bandwidth* pada data seismik.

3.2.5 Pengikatan Data Seismik Terhadap Data Sumur (*Well Seismic Tie*)

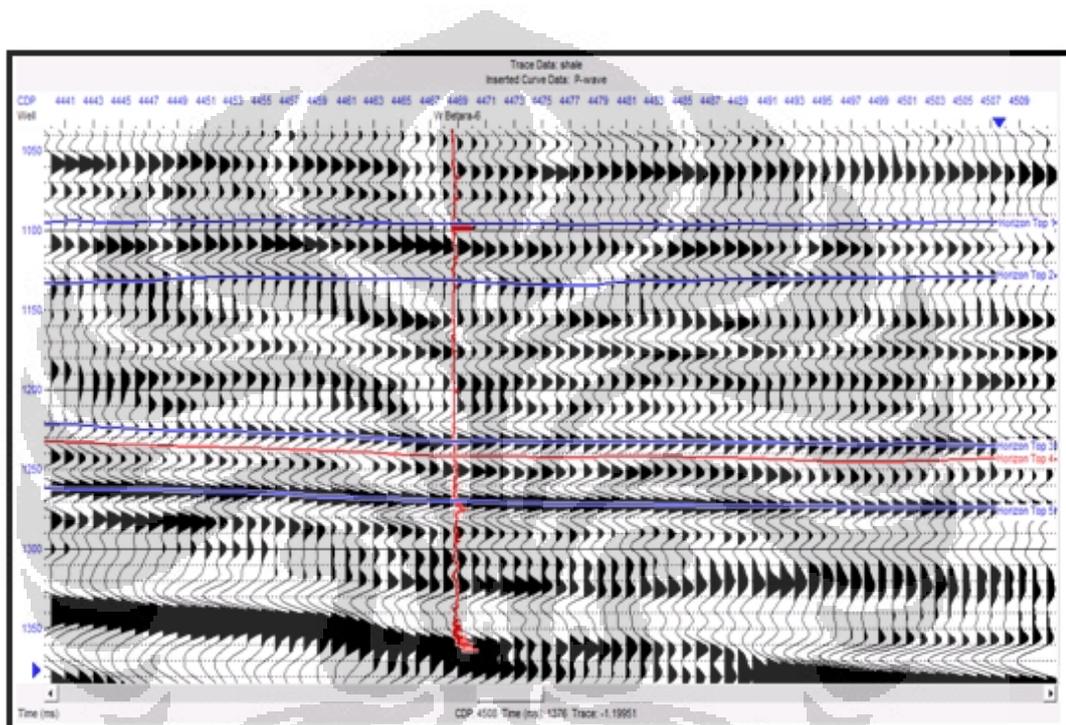
Pada dasarnya proses *well seismic tie* adalah proses mencocokkan antara *trace* seismik sebenarnya (riil) dengan *trace* seismik sintetik hasil konvolusi reflektivitas dari data sumur dengan *wavelet* yang telah diekstrak pada tahapan sebelumnya dengan suatu bidang batas yang bersesuaian. Proses ini digunakan untuk menempatkan *event* reflektor seismik pada kedalaman yang sebenarnya serta untuk mengkorelasikan informasi geologi yang diperoleh dari data sumur dengan data seismik. Pencocokan dilakukan dengan mengkorelasi nilai *tabel time-depth* dari data *checkshot* tiap sumur agar *TWT event-event* pada seismogram sintetik sama dengan data seismik.

Kesesuaian antara *trace* seismik pada daerah sekitar sumur dengan *trace* sintetik dinilai dengan tingkat korelasi yang mempunyai nilai antara 0 sampai 1. Semakin baik korelasi antara seismik dengan sintetik, maka nilai korelasinya akan semakin mendekati 1.

3.2.6 Picking Horizon (Penelusuran Horison)

Picking horizon atau penelusuran horison adalah menelusuri jejak seismik dan kemenerusannya pada penampang seismik dari sebuah reflektor atau bidang batas ke arah lateral. Tahapan ini bertujuan untuk menelusuri daerah yang akan diinterpretasi. Horison yang diperoleh dari picking interpretasi ini akan digunakan pada proses pembuatan model awal atau *Earth Model*. *Horizon* yang didapatkan merupakan area *subsurface* yang akan berfungsi sebagai kontrol lateral yang sangat berpengaruh pada proses pembuatan model awal. *Picking horizon* pada lapisan batuan pada data seismik yang akan ditelusuri sangat bergantung pada

informasi dari data marker dan informasi geologi pada zona target. Penarikan atau penelusuran (*picking*) terhadap horison-horison refleksi pada bidang batas (reflektor) masing-masing horison, yaitu *Top Kais*, *Top Reef*, *Base Reef* dan *Base Kais*. Horison hasil *picking* ini akan digunakan untuk interpolasi dan ekstrapolasi pada proses pembuatan model awal. Hasil *picking horizon* tersebut berupa peta *time structure* yang akan digunakan dalam interpretasi dan analisa. **Gambar 3.4** menunjukkan hasil picking horizon yang dilakukan di sepanjang lintasan seismik.



Gambar 3.4. Hasil *picking horizon Top 1-5*

3.2.7 Pembuatan Model Awal

Model awal berupa model volume impedansi akustik yang dibuat berdasarkan data log impedansi akustik pada tiap sumur kemudian dilakukan interpolasi serta ekstrapolasi dengan kontrol lateral dari horison data seismik. Model awal ini secara vertikal dikontrol langsung oleh data log impedansi akustik yang telah diikat dengan data seismik. Untuk menghasilkan model yang baik, maka secara ideal diperlukan titik-titik kontrol yang banyak (Ariadmana, 2006). Selain itu, terdapat beberapa faktor yang mempengaruhi kualitas model awal (*initial model*), faktor yang paling penting adalah kualitas pengikatan data seismik terhadap data sumur (*well seismic tie*) dan *picking horizon*. Data sumur digunakan sebagai acuan

nilai impedansi, sedangkan horison digunakan sebagai panduan dalam melakukan interpolasi dan ekstrapolasi nilai impedansi gelombang P.

Model awal yang baik sangat bergantung dengan parameter masukan yang dipilih. Semakin banyak sumur yang digunakan maka resolusi vertikal yang dihasilkan juga akan semakin baik, sedangkan untuk penyebaran secara lateral sangat bergantung dengan picking horizon yang dilakukan. Selain itu, hasil pemodelan awal juga sangat tergantung pada wavelet yang digunakan sample rate.

Titik-titik kontrol vertikal yang digunakan dalam pembuatan model awal dalam penelitian ini berjumlah 2 sumur vertikal yang terdapat pada daerah penelitian, sedangkan untuk kontrol lateral atau interpolasinya menggunakan 4 horison, yaitu: horison *Top Kais*, *Base Kais*, *Top Reef*, dan *Base Reef*. Wavelet yang digunakan dalam pembuatan model awal ini adalah wavelet konstan yang dihasilkan dari multi-well analysis dengan sample rate yang sama dengan data seismik, yaitu 2 ms. Adapun lebar window yang digunakan adalah window yang mencakup zona target, yaitu 600-800 ms. Parameter masukan yang digunakan dalam pembuatan model awal pada penelitian ini adalah sebagai berikut :

- Sumur : 1 Sumur
- *Horizon* : *Horizon Top 1-5*
- Wavelet : *Wavelet "Wave2"* dengan wave length 200 ms, *taper length* 25 ms
- Sample rate : 2 ms

3.2.8 Kontrol Kualitas Model Awal (QC)

Langkah selanjutnya setelah pembuatan model awal adalah melakukan kontrol kualitas model awal (QC). Tujuan kontrol kualitas model awal ini adalah untuk mengontrol hasil inversi yang akan dilakukan selanjutnya. Sehingga semakin tinggi koefisien korelasi antara *trace* sintetik dengan *trace* seismik pada model awal, hasil inversi seismik juga akan semakin baik. *Quality Control* (QC) ini dilakukan pada tiap sumur dengan jalan mengkorelasikan antara impedansi akustik hasil inversi dengan log impedansi akustik sumur dan *trace* seismik hasil

inversi dengan data seismik sebenarnya, yang bertujuan untuk memprediksi hasil inversi yang dilakukan nantinya.

3.2.9 Proses Inversi Seismik

Model awal atau *intial model* akan diterapkan untuk proses inversi. Sebelum melakukan proses inversi, terlebih dahulu dilakukan proses analisa inversi (*inversion analysis*) dari ketiga metode inversi tersebut. Tujuan *inversion analysis* adalah agar diperoleh parameter inversi yang paling bagus yang memiliki *trend* impedansi yang hampir sama dengan aslinya, begitu pula antara *trace* sintetik dan *trace* seismiknya.

Iterasi merupakan parameter inversi yang digunakan untuk mengetahui kualitas hasil inversi yang dapat ditunjukkan dari nilai korelasi dan tingkat *error*. Nilai korelasi dan tingkat *error* tergantung seberapa besar jumlah iterasi yang digunakan. Semakin besar jumlah iterasi, semakin besar pula nilai korelasi antara *trace* sintetik dengan *trace* seismik yang diperoleh, akan tetapi menggunakan iterasi yang terlalu besar secara teknis hanya akan membuang-buang waktu, dan dibeberapa kasus, iterasi yang besar akan menurunkan nilai korelasi antara impedansi asli dengan impedansi hasil inversi.

Metode yang digunakan dalam penelitian ini memiliki parameter-parameter masukan yang berbeda-beda. Parameter masukan yang diterapkan pada tiap metode inversi yang dilakukan dianggap sebagai parameter masukan yang terbaik. Berikut penjelasan parameter masukan pada masing-masing metode inversi tersebut (metode inversi Model Based, dan Sparse Spike). Parameter masukan yang digunakan pada masing-masing metode inversi yang digunakan pada penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Parameter Inversi *Model Based*

- *Window* : *Constant time* 500 – 1500 ms. Window dapat diartikan sebagai batasan waktu atau batasan wilayah secara vertikal dalam kawasan waktu dari proses inversi yang akan dilakukan.
- *Model Constraint* : 0,5

Model constraint dipilih 0,5, artinya hasil inversi diperoleh dari 50% model dan 50% dari seismik.

- *Prewhitening* : 1%

Parameter ini digunakan untuk menyeimbangkan proses inverse yang pada hakekatnya adalah suatu proses dekonvolusi, sebab data seismik yang digunakan adalah *bandlimited*, sehingga nilai dari amplitudo dan frekuensi wavelet harus dinaikkan atau diperlebar dari nilai maksimumnya (Ariadmana, 2006).

- *Avarage block size* : 2 ms

Parameter ini (ukuran blok rata-rata) akan menentukan resolusi yang ingin diperoleh, semakin kecil ukuran blok rata-rata, maka resolusi yang diperoleh akan semakin tinggi. Model awal pada awalnya memiliki ukuran blok rata-rata yang sama, namun hasil akhir inversi dapat menghasilkan ukuran blok yang berbeda-beda. Ukuran blok dapat mengecil dan membesar, namun jumlah blok tersebut tetap sama.

- *Iterations* : 10

Parameter ini menentukan seberapa banyak jumlah perulangan atau iterasi yang akan dilakukan untuk mendapatkan hasil inversi dengan kesalahan yang terkecil dibandingkan dengan data seismik.

3. Parameter Inversi *Sparse Spike*

- *Window* : *Constant time* 500 – 1500 ms.
- *Maximum number of spike* : 150

Parameter *maximum number of spike* membatasi jumlah *spike* maksimum pada setiap *trace* seismik.

- *Spike detection threshold* : 5%

Parameter *Spike detection threshold* merupakan pengontrol amplitudo *spike*. Setiap *spike* ditambahkan, amplitudo *spike* tersebut dibandingkan dengan nilai rata-rata amplitudo *spike* yang ada. Jika amplitudo *spike* yang baru kurang dari nilai rata-rata amplitudo yang telah ditentukan, maka penambahan *spike* dihentikan.

- *Maximum impedance change* : *lower* 25% dan *upper* 25%

Maximum impedance sebesar 25% memiliki arti batas atas dan batas bawah impedansi akustik yang bisa berubah sebesar 25%.

- *Iterations* : 10

Parameter ini menentukan seberapa banyak jumlah perulangan atau iterasi yang akan dilakukan untuk mendapatkan hasil inversi dengan kesalahan yang terkecil dibandingkan dengan data seismik.

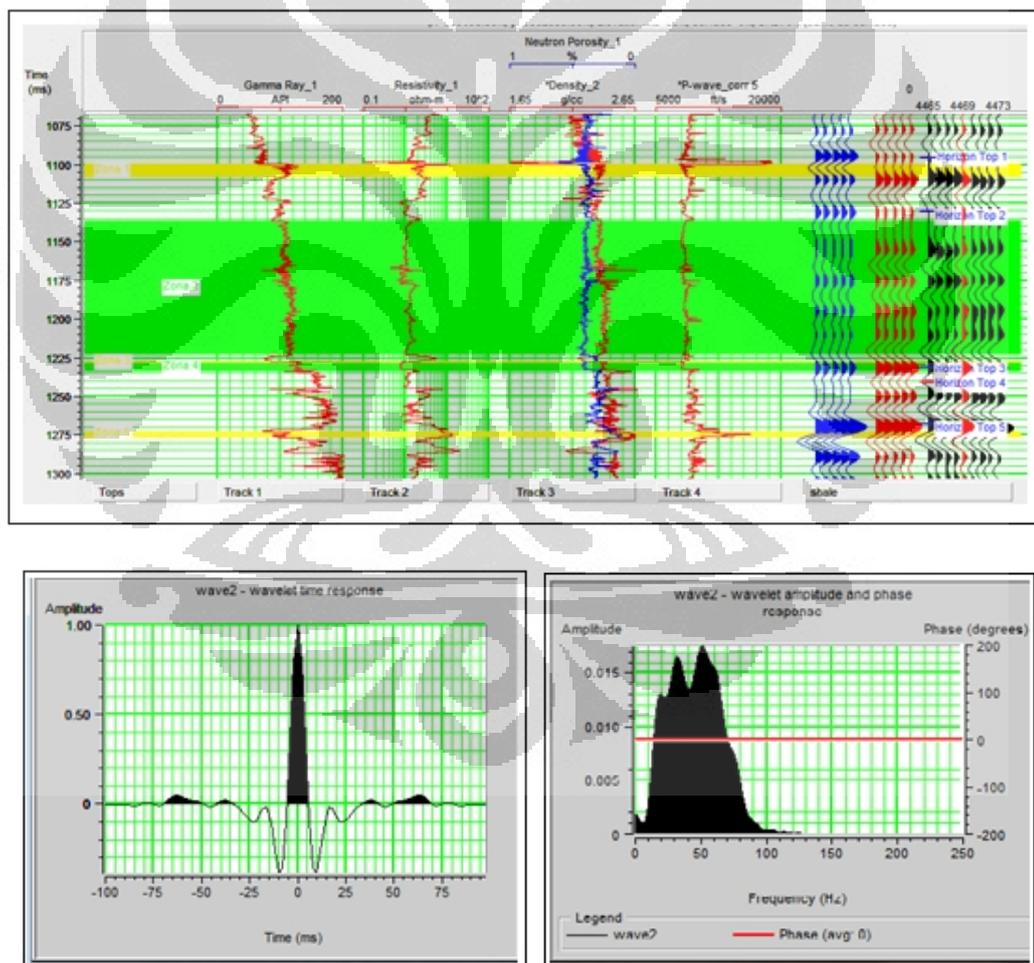
3.2.10 Kontrol Kualitas Inversi Seismik

Inversi seismik yang telah dilakukan pada proses sebelumnya perlu untuk dianalisa seberapa baik hasil inversi tersebut. Pada *Software* Humpson-Russell, proses ini biasa disebut dengan *inversion analysis*. Proses ini menganalisa seberapa besar nilai korelasi dan *trace error* dari *log* original dengan *log* hasil inversi dan juga *trace* sintetik hasil inversi dengan *trace* seismik riil. Apabila menghasilkan korelasi yang bagus dengan kesalahan yang relatif kecil, maka hasil tersebut dapat dikatakan berhasil dan digunakan untuk proses selanjutnya. Namun jika ternyata hasil yang diberikan tidak memuaskan, maka proses inversi dilakukan ulang dengan parameter masukan yang baru.

BAB IV HASIL dan PEMBAHASAN

4.1 Analisa *Well Seismic Tie*

Gambar 4.1 menunjukkan hasil pengikatan seismogram sintetis sumur oil shale 2 menggunakan *wavelet* Statistik. Gambar tersebut menunjukkan bahwa seismogram sintetis memiliki event-event refleksi yang terkorelasi dengan baik terhadap horison-horison pada data seismik. Pola refleksi yang direpresentasikan dengan amplitudo *wavelet* seismogram sintetis bersesuaian dengan *wavelet* seismik. Korelasi pengikatan data sumur dengan data seismik tersebut menunjukkan korelasi yang cukup baik, dengan nilai korelasi 0,726.



Gambar 4.1. Bentuk geometri dari *wavelet* Wave2

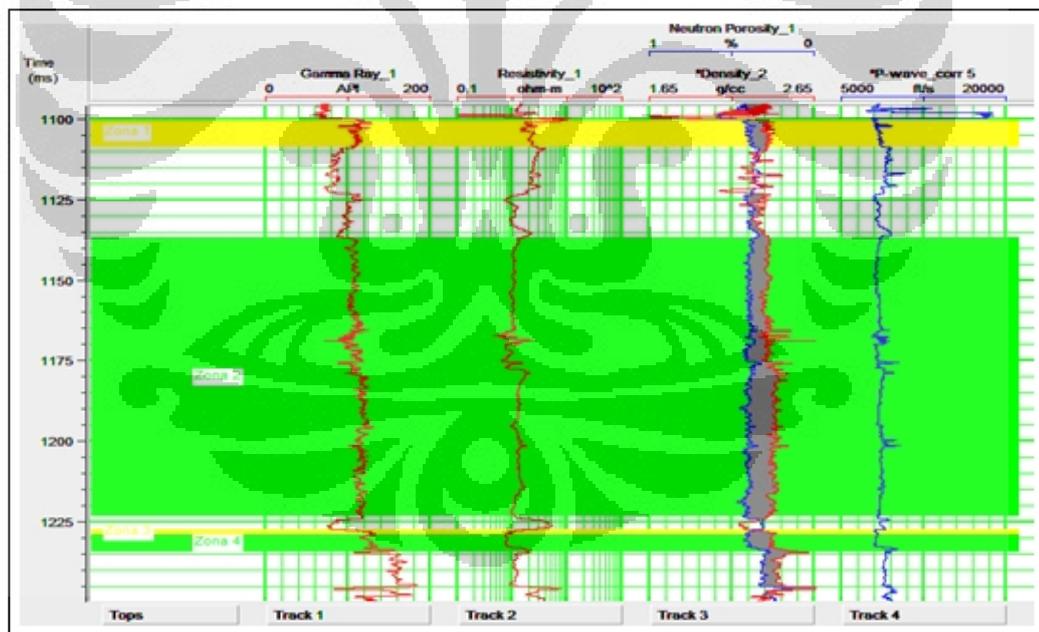
Hasil proses *well seismic tie* tersebut sangat bergantung dengan jenis *wavelet* yang digunakan. *Wavelet* yang digunakan dalam proses *well seismic tie* ini adalah *wavelet* yang diekstrak secara statistik.

4.2 Analisa Zonasi Shale Reservoir

Penentuan zonasi reservoir awalnya diperoleh dari data *core* pada kedalaman 4266 – 4295 *feet* diukur dari *KB*. Kemudian respon log pada kedalaman ini digunakan untuk mencari zona *shale reservoir* lain dalam satu sekuen data sumur, sehingga diperoleh 3 zona lainnya. (lihat **Gambar 4.2.**)

Sesuai dengan hipotesis, zona *reservoir* yang dipilih memiliki respon log geofisika sebagai berikut:

1. Nilai log *gamma ray* berkisar kurang lebih 100 – 120 API
2. Adanya *cross-over* log *neutron* (NPHI) dan log *density* (RHOB), dimana log *density* menyimpang ke kanan dan log *neutron* ke kiri.

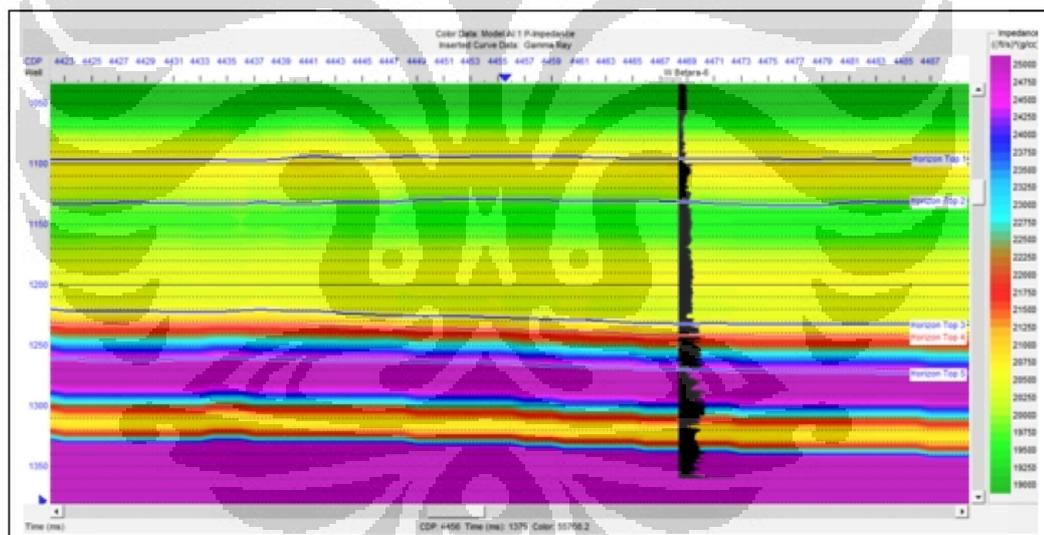


Gambar 4.2. Zonasi shale reservoir pada satu sekuen data sumur.

4.3 Analisa Model Awal

Model awal impedansi akustik yang dibuat menunjukkan korelasi vertikal dan penyebaran secara lateral yang cukup baik, dimana ekstrapolasi nilai impedansi

akustik mengikuti kontrol dari sumur (lihat **Gambar 4.3.**). Hasil yang baik tersebut sangat bergantung dengan *wavelet* dan *block size* serta *horizon-horizon* hasil *picking* yang digunakan. *Wavelet* yang digunakan dalam pembuatan model awal ini adalah Wave2, karena *wavelet* Wave2 memberikan hasil yang optimal meskipun nilai korelasi yang diberikan tidak merata pada seluruh sumur akan tetapi nilai-nilai tersebut sudah dianggap baik. Adapun *block size* yang digunakan adalah 2ms, hal ini karena *block size* tersebut sama dengan *sample rate* data seismik yaitu 2ms, sehingga resolusi vertikal antara model awal dengan seismik akan sama. Kedua parameter tersebut memberikan korelasi yang paling optimal, berupa korelasi yang baik antara *trace* sintetik dan *trace* seismik pada model dan juga benar-benar merepresentasikan keadaan bawah permukaan berdasarkan kontrol geologi. Model awal ini akan diterapkan untuk semua metode inversi yaitu metode inversi *Model Based* dan inversi *Sparse Spike*.

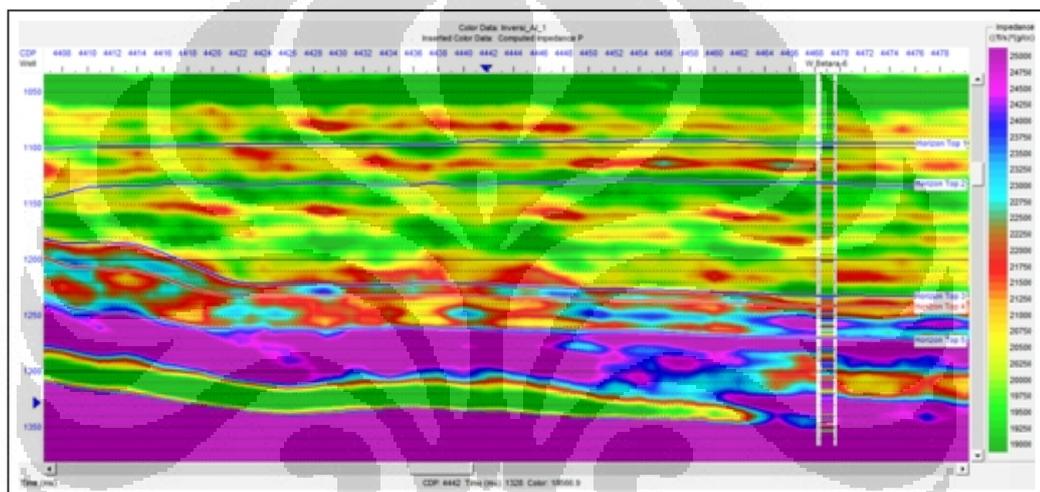


Gambar 4.3. Model awal menggunakan 1 sumur dan 5 buah horizon.

4.4 Analisa Inversi *Model Based*

Gambar 4.4. menunjukkan bagaimana korelasi antara hasil inversi terhadap sumur menggunakan metode *Model Based* pada oil shale 2. Pada gambar terlihat kesesuaian warna yang ada pada sumur dengan penampang seismik hasil inversi yang secara keseluruhan hampir sama (baik), dengan nilai korelasi sebesar 0,98 untuk sumur oil shale 2.

Menurut hipotesa yang telah dijelaskan pada bab 2, penyebaran *shale prospektif* secara lateral pada data seismik memiliki nilai Impedansi Akustik yang tinggi. Pada gambar di bawah ini dapat dilihat, hasil inversi menunjukkan bahwa nilai AI yang tinggi tersebar dibawah *Horizon Top 3, 4 dan 5*. Hal ini menunjukkan bahwa lapisan ini memiliki *shale reservoir* yang telah matang (*mature*). Sedangkan pada lapisan di bawah *Horizon Top 1 dan 2* memiliki nilai AI yang tinggi namun tidak menyeluruh pada semua lapisan secara vertikal maupun horisontal. Hal tersebut menunjukkan kedua lapisan ini tidak terlalu prospektif dinilai dari segi *maturity*.



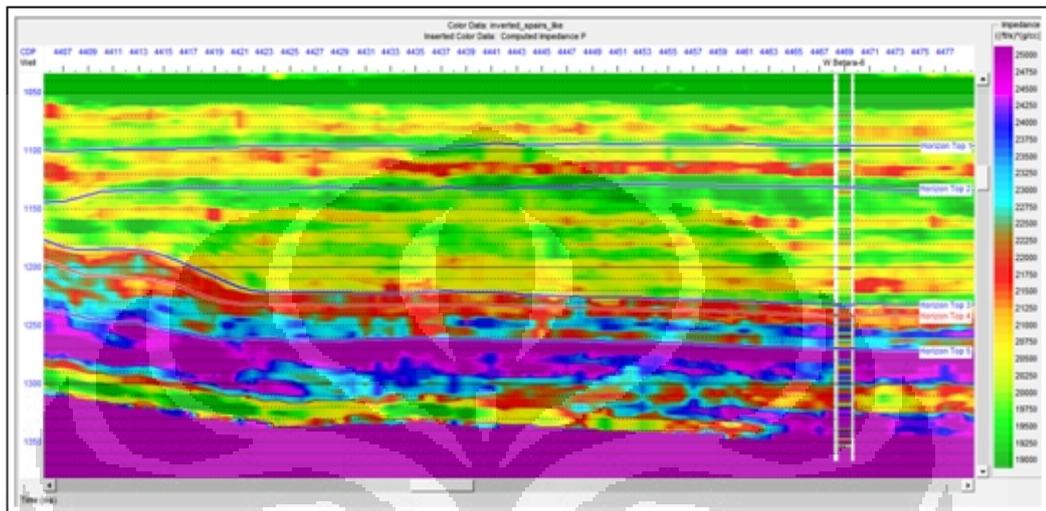
Gambar 4.4. Hasil inversi menggunakan metode *Model Based* pada sumur Oil shale 2

4.5 Analisa Inversi *Sparse Spike*

Metode inversi *Linear Sparse Spike* didasarkan pada algoritma dekonvolusi *Linear Sparse Spike*, dimana untuk setiap *trace*, sekuen reflektivitas diestimasi dengan cara menambahkan koefisien refleksi satu persatu hingga hasil yang optimal diperoleh. **Gambar 4.5.** menunjukkan hasil inversi menggunakan metode *Sparse Spike Maximum Likelihood* yang melewati sumur oil shale 2. Nilai korelasi yang dihasilkan sudah cukup tinggi, dengan nilai korelasi 0,96.

Sama seperti hasil inversi *model based*, hasil inversi *sparse spike* menunjukkan bahwa nilai AI yang tinggi tersebar dibawah *Horizon Top 3, 4 dan 5*. Namun yang berbeda pada lapisan di bawah *Horizon Top 1*, pada hasil inversi *sparse spike* menunjukkan nilai AI yang tinggi, hanya saja penyebarannya tidak menyeluruh secara vertikal.

Untuk lapisan di bawah *Horizon Top 2* terlihat pada gambar di bawah menunjukkan nilai AI yang rendah, hal ini berarti lapisan *shale* tersebut cukup prospek jika dinilai dari nilai TOC dan *physical properties* batuan namun diindikasikan belum matang (*immature*).



Gambar 4.5. Hasil inversi menggunakan metode *Sparse Spike* pada sumur oil shale 2

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisa inversi seismik pada Lapangan Abiyoso Formasi Gumai Cekungan Sumatera Selatan secara keseluruhan dengan dukungan semua data maka dapat disimpulkan sebagai berikut:

1. Zonasi *Shale* yang prospektif pada data sumur oil shale 2 terdapat pada kedalaman 3690 – 3755 *feet*, 3838 – 4224 *feet*, 4237 – 4242 *feet*, 4242 – 4258 *feet*, 4435 – 4443 *feet*.
2. Metode inversi impedansi akustik yang paling baik adalah metode Model Based, dengan nilai korelasi yang paling optimal yaitu sebesar 0,98.
3. *Top Horizon* 3, 4, dan 5 merupakan daerah yang material organikya telah matang di Lapangan ini, berdasarkan nilai AI. Lapisan *shale* dibawah horizon 3, 4, dan 5 memiliki nilai AI (21000 – 25000) (ft/s)*(g/cc).
4. Metode seismik invesi kurang baik dalam mengkarakterisasi reservoir *shale* secara langsung, karena banyak parameter yang mempengaruhi nilai impedansi akustik.

5.2 Saran

1. Sebaiknya dilakukan pula penelitian dengan menggunakan metode lainnya seperti Inversi *pre-stack* dan *Rock Physic* agar hasil estimasi penyebaran *shale prospektive* dapat lebih valid.
2. Penelitian lanjutan perlu dilakukan pada data seismik dengan banyak lintasan atau data seismik 3D dan jumlah sumur yang lebih banyak.

Daftar Referensi

- Bishop, G. Michele (2001). *South Sumatra Basin Province, Indonesia : The Lahat/Talang Akar-Cenozoic Total Petroleum System*. Open-File Report.
- Bordenave, M.L. (1983). *Applied Petroleum Geochemistry*. Editions Technip, Paris.
- Fanary, J., 2011, Petroskills, Komunikasi Personal.
- Hampson, D., and Russell, B., 2008, *AVO Theory* : Hampson-Russel Software Service Ltd, Calgary.
- Hadiyanto.(2009).*TambangnewsWebSite*.
<http://www.tambangnews.com/berita/utama/407-cadangan-oil-shale-mulai-dipetakan.html>
- Iswahyudi, S. dan Widagdo, A. (2009). *Potensi Batuan Induk Batuserpih dan Batulempung Daerah Watukumpul untuk menghasilkan Hidrokarbon*. Purwokerto: Jurusan Teknik, Fakultas Sains dan Teknik, Universitas Jendral Sudirman (tidak dipublikasikan).
- Prasad, M., Pal-Bathija, A., Johnston, M., Rydzy, M., Batzle, M. (2009 January). *Rock Physics of The Unconventional*. The Leading Edge, halaman 34 -38.
- Sukmono, S. 1999. *Seismik Refleksi*. Teknik Geofisika ITB. Bandung.
- Sukmono, S. 2005. *Fundamentals of Seismic Inversion*. Teknik Geofisika ITB. Bandung.
- Triyana, Endra, 2010, *Karakterisasi Organic Rich / Oil Shale Dengan Menggunakan Model Oil Yield dan Elastisitas Batuan Pada Formasi Gumai, Sumur NBL-1, Lapangan Abiyoso, Sub Cekungan Jambi, Cekungan Sumatra Selatan*, Universitas Indonesia.
- University Website. (2009). *Petroleum Charge*.
<http://openlearn.open.ac.uk/mod/oucontent/view.php?id=399434§ion=2.1.2>
- Waples, D.W.(1985). *Geochemistry in Petroleum Exploration*. Boston: International Human Resources Development Corp.
- Zhu, Yaping. (2011). *Understanding Geophysical Responses of Shale-Gas Plays*. ExxonMobil Upstream Research Company.