



UNIVERSITAS INDONESIA

**KARAKTERISASI RESERVOAR DENGAN MENGGUNAKAN
METODE INVERSI *ELASTIC IMPEDANCE* STUDI KASUS
LAPANGAN PENOBSCOT, KANADA**

SKRIPSI

ANGGA PERYOGA

0706262110

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

PROGRAM STUDI FISIKA

DEPOK

DESEMBER 2011



UNIVERSITAS INDONESIA

**KARAKTERISASI RESERVOAR DENGAN MENGGUNAKAN
METODE INVERSI *ELASTIC IMPEDANCE* STUDI KASUS
LAPANGAN PENOBSCOT, KANADA**

SKRIPSI

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar sarjana sains

Angga Peryoga

0706262110

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

PROGRAM STUDI FISIKA

DEPOK

DESEMBER 2011

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

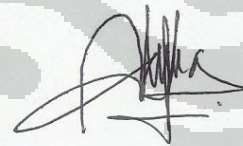
**Skripsi ini adalah hasil karya saya sendiri,
Dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk
telah saya nyatakan dengan benar.**

Nama : Angga Peryoga

NPM : 0706262110

Tanggal : 13 Desember 2011

Tanda tangan :



HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan Oleh

Nama : Angga Peryoga
NPM : 0706262110
Program Studi : FISIKA S-1 Reguler
Judul Skripsi : Karakterisasi Reservoir dengan Menggunakan Metode Inversi *Elastic Impedance* Studi Kasus Lapangan Penobscot, Kanada

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

Penguji I : Dr. Eng. Supriyanto, M.Sc ()

Penguji II : Ir. Anggoro, MT ()

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 13 Desember 2011

KATA PENGANTAR

Segala puji hanya milik Allah SWT atas limpahan hidayah, taufik dan keberkahan ilmu kepada penulis, sehingga penulis dapat merampungkan laporan tugas akhir yang berjudul: “**Karakterisasi Reservoir Dengan Menggunakan Metode Inversi *Elastic Impedance* Studi Kasus Lapangan Penobscot, Kanada**” dengan baik. Shalawat serta salam senantiasa terlimpah kepada Baginda Muhammad SAW, beserta segenap keluarga, sahabat dan pengikut setia beliau hingga akhir zaman.

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

1. Bapak Dr. rer. nat. Abdul Haris selaku Pembimbing Tugas Akhir yang telah meluangkan waktunya untuk memberikan bimbingan dan pengarahan kepada penulis.
2. Bapak Dr. Eng. Supriyanto M.Si selaku Penguji I yang telah memberikan kritik dan saran dalam penulisan skripsi ini.
3. Bapak Ir. Anggoro M.T selaku Penguji II yang telah berkenan menyediakan waktu dan kesempatan untuk berdiskusi dengan penulis terkait penulisan skripsi ini.
4. Orang tua, adik dan saudara-saudara ku atas doa dan dukungannya selama penulis mengerjakan Tugas Akhir ini.
5. Pejuang-pejuang Puri M17 (Aldi, Imam, JB, Deni, Afar, Ai, Meli, Aliyyus, Gigis, dan Gemmy) serta penghuni Puri M17 (Erlangga, Bei, Aryo dan Amar) atas informasi dan diskusi yang berharga kepada penulis.

6. Sahabat-sahabat dekat penulis (Syahril, Candra, Oji, Ichwan, Saipudin Mamen, Ferdi, dan Rian) serta teman-teman S1 reguler 2007 yang selalu memberikan dukungan moril dan spiritual.
7. Kawan-kawan Workshop yang telah menjadikan workshop sebagai basis perjuangan dalam menyelesaikan skripsi di kampus.
8. Seseorang yang dengan tulus dan setianya menemani, menyemangati, dan mambantu penulis selama penelitian dan penulisan skripsi ini, semoga kita senantiasa menggenggam kebahagiaan yang diridhoi-Nya.
9. Jajaran karyawan Departemen Fisika UI, atas bantuan teknis yang penulis peroleh selama menjadi mahasiswa Fisika UI.
10. Semua pihak yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu, terima kasih banyak atas dukungannya.

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

Depok, Desember 2011

Penulis

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

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

Nama : Angga Peryoga
NPM : 0706262110
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 :

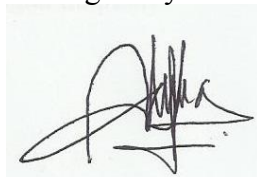
**KARAKTERISASI RESERVOAR DENGAN MENGGUNAKAN METODE
INVERSI *ELASTIC IMPEDANCE* STUDI KASUS LAPANGAN
PENOBSCOT, KANADA**

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 mempublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis / pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok
Pada tanggal : 13 Desember 2011

Yang menyatakan



(Angga Peryoga)

ABSTRAK

Nama : Angga Peryoga
Program Studi : Fisika
Judul : Karakterisasi Reservoir dengan Menggunakan Metode Inversi *Elastic Impedance* Studi Kasus Lapangan Penobscot, Kanada

Telah dilakukan analisis AVO (*Amplitude Variation With Offset*) dan studi inversi *Elastic Impedance* pada lapangan Penobscot, untuk mengkarakterisasi dan mengidentifikasi kandungan dan persebaran fluida pada reservoir. Pada implementasinya data seismik pre-stack yang diolah dengan menggunakan analisis AVO dan inversi *Elastic Impedance* menghasilkan *output* berupa penampang seperti *Intercept (A)*, *Gradient (B)*, *Produk A*B*, *Scaled Poisson's Ratio Changed*, *Near Angle Inverted*, dan *Far Angle Inverted* untuk diinterpretasikan lebih lanjut, sehingga dapat dilakukan karakterisasi reservoir dan diketahui persebaran fluida pada reservoir tersebut. Analisis atribut AVO yang dilakukan pada data lapangan Penobscot termasuk pada anomali AVO kelas III (*porous gas-sandstone*), dan untuk lebih lanjut lagi maka dilakukan proses inversi *Elastic Impedance* dengan dilakukannya pengolahan data sumur dan dihasilkan *output* berupa EI near log dan EI far log sebagai pengontrol proses inversi *Elastic Impedance*. Selain itu dilakukan juga krosplot antara sumur dan penampang inversi untuk menentukan persebaran fluida pada reservoir. Didapatkan hasil pada penampang inversi EI near, zona gas berada pada nilai 17500 ft/s*gr/cc sampai dengan 22500 ft/s*gr/cc, dan pada penampang inversi EI far, zona gas berada pada nilai 10000 ft /s*gr/cc sampai dengan 15000 ft /s*gr/cc pada top AP2 (top reservoir) pada rentang waktu 2000 - 2050 ms.

Kata Kunci : AVO, elastic impedance, gradient, intercept, inverted, reservoir

xiv + 69 halaman : 46 gambar
Daftar Pustaka : 16 (1985-2010)

ABSTRACT

Name : Angga Peryoga
Program Study : Physics
Title : Reservoir Characterization with Elastic Impedance Inversion Method Case Study Penobscot Field, Canada

AVO (Amplitude Variation With Offset) analysis and Elastic Impedance inversion studies in the Penobscot field have been performed, to characterize and identify the content and distribution of fluid in the reservoir. In the implementation, seismic data pre-stack was processed by using analysis of AVO and inversion Elastic Impedance produced output section such as Intercept (A), Gradient (B), Product A*B, Scaled Poisson's Ratio Changed, Near Angle Inverted, and Far Angle Inverted for further interpretation. Reservoir characterization thus can be done and the distribution of fluid in the reservoir can be observed. AVO attribute analysis performed on the data field on the Penobscot, was included in class III AVO anomalies (gas-porous sandstone), and the Elastic Impedance inversion process was further performed by the well data processing and the resulting output from the log near EI and EI far as the log Elastic Impedance inversion process controller. Also performed well krosplot between wells and inversion to determine the cross-sectional distribution of fluid in the reservoir. Results obtained in cross section near EI inversion zone, the gas is at the value of 17500 ft / s * gr / cc up to 22500 ft / s * gr / cc, and the cross-section inversion EI far, the gas zone is in the 10000 ft / s * gr / cc up to 15000 ft / s * gr / cc at the top AP2 (top reservoir) in the period 2000 to 2050 ms.

Keywords : AVO, elastic impedance, gradient, intercept, inverted, reservoir

xiv + 69 pages : 46 pictures
Bibliography : 16 (1985-2010)

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	ii
HALAMAN PERNYATAAN.....	iii
HALAMAN PENGESAHAN.....	iv
KATA PENGANTAR.....	v
HALAMAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH	vii
ABSTRAK	viii
DAFTAR ISI.....	x
DAFTAR GAMBAR.....	xiii
BAB I. PENDAHULUAN	
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	2
1.3 Ruang Lingkup Penelitian.....	3
1.4 Metodologi Penelitian	3
1.5 Sistematika Penulisan.....	6
BAB II. TEORI DASAR	
2.1 Gelombang Seismik	7
2.2 Impedansi Akustik	9
2.3 Koefisien Refleksi	10
2.4 Trace Seismik.....	10
2.5 Resolusi Vertikal	12
2.6 Resolusi Horizontal	13
2.7 <i>Well Seismic Tie</i>	13
2.8 Densitas	14
2.9 Porositas	16

2.10 Karakterisasi Reservoir	16
2.11 AVO dan <i>Elastic Impedance</i>	17
2.12 Inversi Seismik.....	22

BAB III. TINJAUAN GEOLOGI

3.1 Geologi Umum.....	24
3.2 Tinjauan Stratigrafi	25
3.3 Struktur Geologi.....	30
3.4 Petroleum Sistem	31
3.5 Lingkungan Pengendapan	32

BAB IV. PENGOLAHAN DATA

4.1 Data Sumur.....	35
4.1.1 Pengolahan Data Sumur.....	35
4.1.2 Marker Sumur	39
4.1.3 Checkshot Data	40
4.1.4 Horizon	40
4.2 Data Seismik	40
4.2.1 Loading Data Seismik.....	40
4.2.2 Koreksi NMO.....	41
4.2.3 Muting	42
4.2.4 Bandpass Filter.....	43
4.2.5 Super Gather dan Angle Gather	44
4.2.6 Kurva Respon AVO	47
4.2.7 Well Seismic Tie.....	50
4.2.8 Proses Inversi Seismik	53
4.2.8.1 Pembuatan Model Awal.....	53
4.2.8.2 Inversion Analysis	55

4.2.8.3 Inversi Elastic Impedance	56
---	----

BAB V. HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1 Analisis Data Sumur	58
5.1.1 Analisis Krosplot Gamma Ray vs EI	58
5.1.2 Analisis Krosplot EI near vs EI far	60
5.2 Analisis AVO	61
5.3 Analisis Inversi Elastic Impedance	64

BAB VI. KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan	67
6.2 Saran	67

DAFTAR ACUAN	68
---------------------------	-----------

DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1. Diagram alur penelitian.....	5
Gambar 2.1. Skema deformasi batuan terhadap gelombang kompresi (P-Wave) dan gelombang shear (S-Wave)	8
Gambar 2.2. Konvolusi antara reflektivitas dengan wavelet mengurangi resolusi	11
Gambar 2.3. Hubungan antara panjang gelombang, frekuensi, dan kecepatan seismik	12
Gambar 2.4. Ilustrasi gelombang P mengenai suatu batas lapisan dan berubah menjadi 4 gelombang.....	18
Gambar 2.5. Metoda inversi seismik	23
Gambar 3.1. Lokasi lapangan Penobscot, Kanada.....	24
Gambar 3.2. Kolom Stratigrafi umum	26
Gambar 3.3. Peta Isopach dari Missisauga	31
Gambar 3.4. Lingkungan pengendapan pada Triassic	33
Gambar 3.5. Lingkungan pengendapan pada Cretaceous awal	33
Gambar 3.6. Lingkungan pengendapan pada Oligocene akhir	34
Gambar 4.1. Log sumur B-41	37
Gambar 4.2. Log sumur L-30.....	37
Gambar 4.3. Diagram alur pengolahan inversi <i>Elastic Impedance</i>	38
Gambar 4.4. Penampang marker pada Log B-41 dan Log L-30.....	39
Gambar 4.5. Pengaturan geometri data seismik.....	41
Gambar 4.6. Data Seismik CDP gather setelah koreksi NMO	42
Gambar 4.7. Data Seismik yang telah dilakukan proses muting	43
Gambar 4.8. Penampang Super Gather	44
Gambar 4.9. Penampang Angle Gather	45

Gambar 4.10. Penampang near angle stack	46
Gambar 4.11. Penampang far angle stack.....	46
Gambar 4.12. Kurva respon AVO berupa kurva analisis gradient AVO.....	47
Gambar 4.13. Output dari proses <i>pick analysis</i>	48
Gambar 4.14. Penampang intercept (A)	48
Gambar 4.15. Penampang gradient (B).....	49
Gambar 4.16. Penampang intercept * gradient (A*B).....	49
Gambar 4.17. Penampang Poison's ratio	50
Gambar 4.18. Well seismic tie pada Log B-41	51
Gambar 4.19. Well seismic tie pada Log L-30	52
Gambar 4.20. Wavelet ekstraksi dari near stack angle	52
Gambar 4.21. Wavelet ekstraksi dari far stack angle.....	53
Gambar 4.22. Model awal inversi EI near angle.....	54
Gambar 4.23. Model awal inversi EI far angle.....	54
Gambar 4.24 (a) QC pada sumur B-41 dan (b) QC pada sumur L-30.....	55
Gambar 4.25. Penampang inversi EI near angle.....	56
Gambar 4.26. Penampang inversi EI far angle	57
Gambar 5.1 (a) Krosplot dan (b) Cross section antara log Gamma ray dan log EI.....	59
Gambar 5.2 (a) Krosplot antara log EI near dan log EI far.....	60
Gambar 5.2 (b) Cross section antara log EI near dan log EI far	61
Gambar 5.3. Krosplot antara gradien dan intercept pada zona reservoir	63
Gambar 5.4. Klasifikasi AVO.....	63
Gambar 5.5. Cross section hasil krosplot intercept dan gradient.....	64
Gambar 5.6. Krosplot EI near angle dengan EI far angle	65
Gambar 5.7. Cross section hasil krosplot	66

BAB I

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

Kebutuhan manusia terhadap energi tidak bisa dipungkiri lagi terus meningkat tiap tahunnya. Sebagian besar pasokan energi tersebut berasal dari sumber daya alam yang berasal dari fosil yaitu minyak dan gas bumi. Upaya yang dilakukan untuk memenuhi kebutuhan minyak dan gas bumi adalah dengan melakukan eksplorasi hidrokarbon untuk menemukan cadangan minyak dan gas bumi yang ekonomis sehingga nantinya dapat dieksploitasi.

Perkembangan dan kemajuan teknologi dalam bidang eksplorasi dan eksploitasi migas sangat membantu untuk meningkatkan tingkat keberhasilan produksi minyak dan gas pada suatu lapangan. Tuntutan yang tinggi dalam upaya mengurangi resiko eksplorasi dewasa ini mendorong para geosaintis untuk melakukan studi dan penelitian lebih lanjut mengenai reservoir. Banyak studi dan penelitian yang telah dilakukan untuk mempelajari karakter dari suatu reservoir, salah satunya bertujuan untuk mengetahui litologi dan distribusi atau persebaran fluida pada reservoir.

Informasi mengenai distribusi parameter-parameter fisis reservoir merupakan informasi yang sangat penting dalam tahap penentuan lokasi pemboran dalam rangka pengembangan suatu lapangan minyak dan gas bumi, yang berguna untuk mengurangi resiko kegagalan dalam penentuan lokasi lubang bor sehingga dapat mengurangi biaya operasional dari suatu lapangan. Upaya yang telah dilakukan hingga saat ini adalah dengan mengembangkan banyak metode yang dapat digunakan untuk dapat secara langsung memprediksi litologi dan persebaran fluida dalam reservoir tanpa melakukan banyak pemboran.

Metode yang umum digunakan dalam eksplorasi migas adalah metode seismik refleksi, dikarenakan metode seismik refleksi dapat menggambarkan keadaan geologi (struktur bawah permukaan) seperti jebakan-jebakan hidrokarbon dengan cukup baik. Namun metode seismik refleksi memiliki keterbatasan dalam hal

interpretasi data, karenanya dibutuhkan analisa lebih lanjut untuk mendapatkan model geologi yang merepresentasikan kondisi nyata di bawah permukaan. Saat ini metode pengolahan data yang gencar digunakan seiring dengan kemajuan ilmu pengetahuan adalah teknik inversi, yaitu suatu teknik yang membuat simulasi model geologi bawah permukaan bumi yang terekam oleh alat dengan menggunakan data seismik sebagai input data dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2002).

Pada awalnya inversi *Amplitude Variation with Offset (AVO)* digunakan sebagai suatu teknik untuk memvalidasi anomali amplitudo pada seismik yang berasosiasi dengan kehadiran gas pada reservoir (Ostrader, 1982. Opcite Hampson & Russel. 2008). Karakterisasi reservoir dengan menggunakan analisa AVO dilakukan berdasarkan properti batas lapisan, yaitu antara lapisan yang mengandung fluida dan lapisan disekitarnya.

Pada tahun 1999 Conolly memperkenalkan teknik inversi *Elastic Impedance (EI)* dimana atribut ini menggunakan data input data seismik non zero offset dengan cara melakukan *partial stack* yaitu *near stack* dan *far stack* data seismik pada sudut datang tertentu. EI memiliki kelebihan dibandingkan dengan *Acoustic Impedance (AI)* karena EI memasukkan komponen Vs dalam persamaannya sehingga cukup mendekati kondisi yang sebenarnya.

1.2. Tujuan Penelitian

Maksud dari penyusunan tugas akhir ini adalah untuk memenuhi salah satu persyaratan untuk menyelesaikan program pendidikan sarjana sains strata satu di Program Studi Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia

Sedangkan tujuan dari penelitian tugas akhir ini adalah untuk :

- Mempelajari dan memahami prinsip dasar inversi seismik khususnya inversi *Elastic Impedance*.
- Mengkarakterisasi reservoir dari segi litologi dan konten fluida melalui hasil inversi *Elastic Impedance*.

- Mengidentifikasi dan menganalisis lithologi, konten dan persebaran fluida pada reservoir dengan menggunakan inversi *Elastic Impedance*.

1.3. Ruang lingkup Penelitian

Untuk lebih memfokuskan pembahasan pada penelitian ini maka dilakukan pembatasan pada beberapa hal:

1. Studi kasus ini membahas tentang metode *Elastic Impedance*.
2. Data yang digunakan adalah data seismik pre-stack, data sumur, data checkshot dan data geologi regional.
3. Data seismik yang digunakan adalah data pre-stack PSTM dan *preserved amplitude*.
4. Data sumur yang digunakan adalah B-41 dan L-30.
5. Metode yang digunakan adalah metode seismik inversi *Elastic Impedance*.

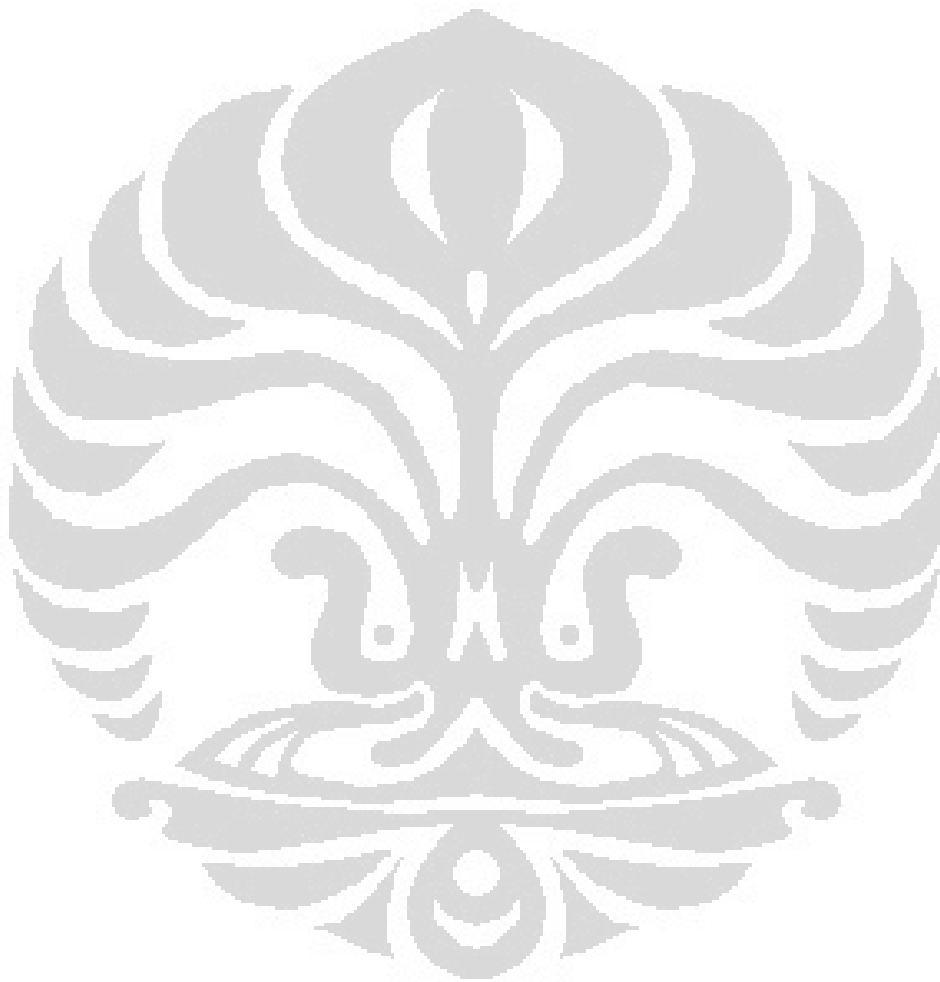
1.4. Metodologi Penelitian

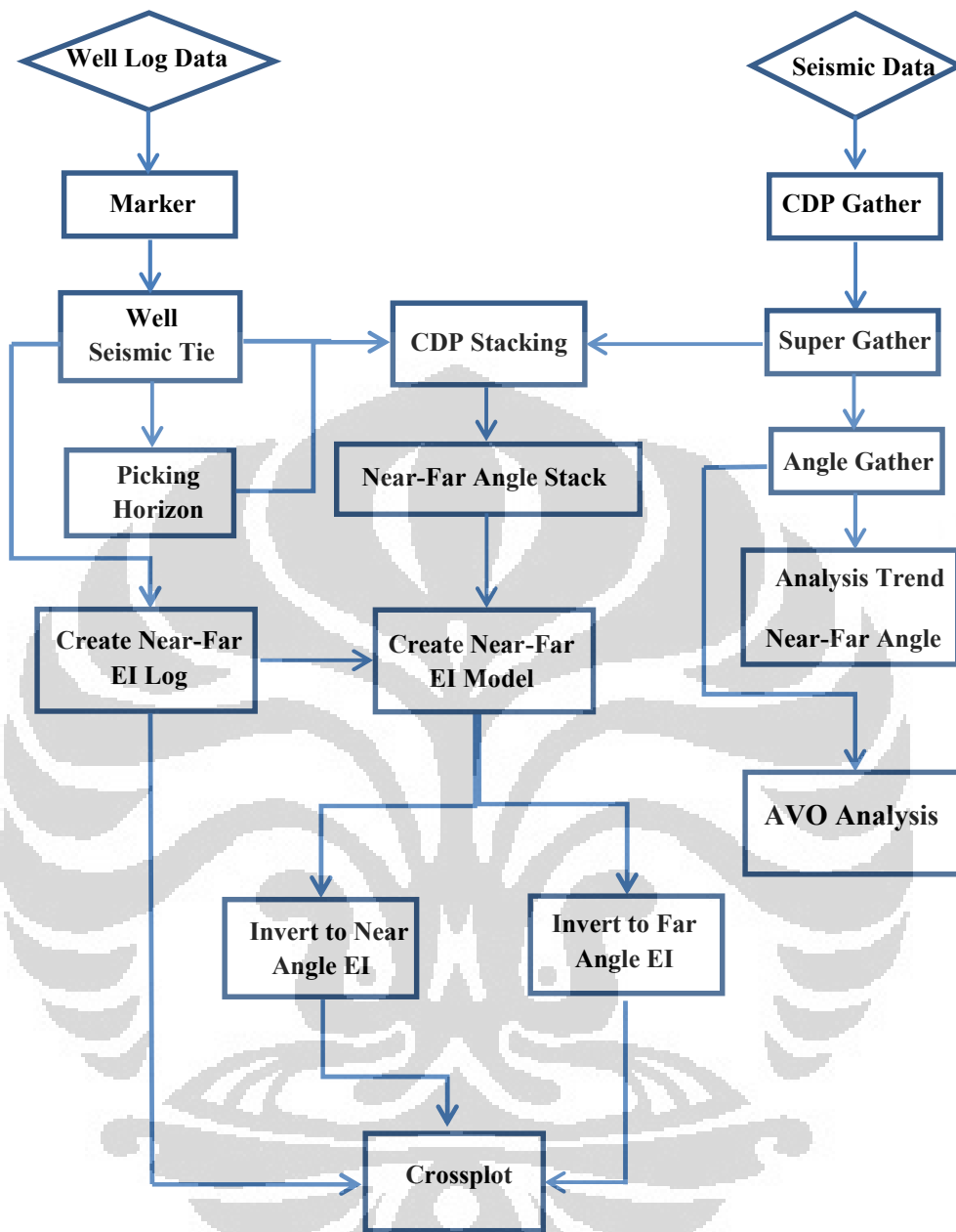
Metodologi penelitian yang digunakan adalah sebagai berikut :

1. Penentuan masalah dan tujuan
2. Studi literatur mengenai metode yang digunakan
 - Studi literatur meliputi pembacaan buku referensi, paper terkait tugas akhir dan studi lanjut mengenai perangkat lunak yang akan digunakan.
3. Pengumpulan data, koreksi data dan pengolahan data
4. Pada tahap pertama persiapan data awal yaitu data seismik, data sumur dan data *checkshot*. Setelah proses penentuan parameter-parameter dari masing-masing data disesuaikan dengan baik, maka selanjutnya dilakukan tahap pengolahan data dan selanjutnya dilakukan tahap interpretasi data. Pemodelan stratigrafi pada data sumur terdiri dari tahap penentuan marker-marker geologi pada data sumur dan tahap korelasi sumur.

Selanjutnya analisa seismik inversi dilakukan untuk melihat persebaran dan distribusi fluida pada reservoir.

Secara umum alur penelitian digambarkan seperti pada Gambar 1.1.





Gambar 1.1. Diagram alur penelitian

1.5. Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan yang digunakan dalam skripsi ini terbagi dalam beberapa bab dengan klarifikasi sebagai berikut :

Pada Bab I dibahas hal-hal yang melatar belakangi dilakukannya studi ini, tujuan penelitian, ruang lingkup penelitian, metodologi penelitian dari studi yang telah dilakukan serta sistematika penulisan laporan penelitian. Pembahasan berikutnya pada Bab II, menjelaskan secara garis besar tentang teori dasar yang digunakan untuk menunjang penelitian yang dilakukan.

Pembahasan lebih lanjut pada Bab III, membahas mengenai tinjauan geologi pada daerah lapangan penelitian. Pada Bab IV, dijelaskan gambaran proses pengolahan data yang dimulai dari persiapan data, *quality control* pada data yang digunakan, hingga sampai dengan tahap inversi *Elastic Impedance*. Selanjutnya pada Bab V yang merupakan bab yang membahas hasil dari proses inversi *Elastic Impedance* yang dilakukan, menjelaskan hasil crossplot dan menjelaskan hasil integrasi dari data-data yang dihasilkan. Sebagai bagian akhir dari penulisan skripsi ini diberikan beberapa kesimpulan dan saran yang didapatkan dari keseluruhan penelitian, dimana keseluruhan hal tersebut terangkum dalam Bab 6.

BAB II

TEORI DASAR

2.1 Gelombang Seismik

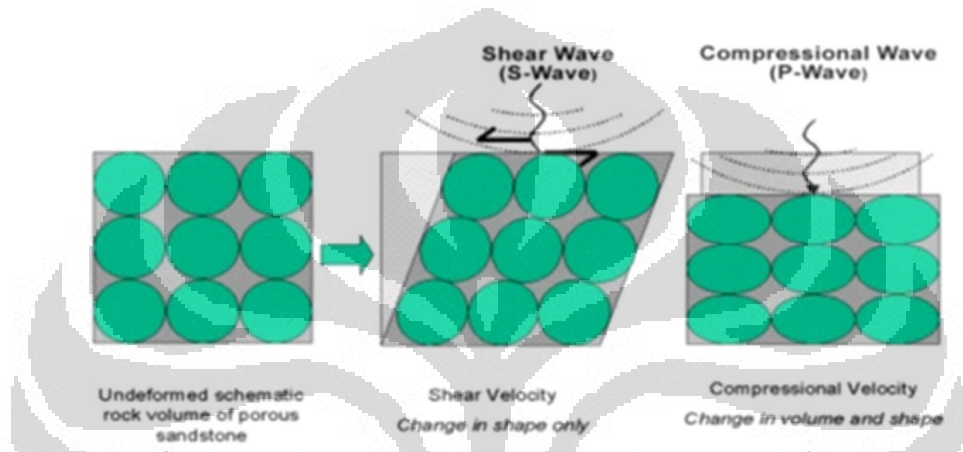
Gelombang seismik adalah gelombang yang menjalar dari sumber berupa gangguan mekanis yang dialami batuan dibawah permukaan yang kemudian diteruskan ke segala arah. Gelombang seismik sama seperti gelombang pada umumnya yang memiliki amplitudo, frekuensi dan fase gelombang. Perilaku dari ketiga komponen tersebut dapat berubah ketika melalui batuan, baik pada arah lateral maupun pada arah vertikal. Perubahan perilaku komponen-komponen gelombang seismik dapat disebabkan oleh beberapa faktor, diantaranya adalah :

- Porositas dan kandungan fluida dalam batuan
- Ketidakselarasan yang disebabkan oleh sesar, patahan, rekahan dll
- Perubahan lithologi dan perubahan facies
- Kedalaman

Dalam penjalarnya di dalam batuan, gelombang seismik memiliki dua jenis karakter penjalaran, yaitu menjalar dengan arah getar searah atau tegak lurus terhadap arah penjalaran gelombang. Gelombang P didefinisikan sebagai gelombang seismik yang arah getarnya searah dengan arah perambatan gelombangnya (longitudinal). Sedangkan gelombang S didefinisikan sebagai gelombang seismik yang arah getarnya tegak lurus terhadap arah perambatan gelombangnya (transversal).

Kecepatan seismik mengikutsertakan deformasi batuan sebagai fungsi dari waktu. Seperti yang ditunjukkan pada **Gambar 2.1**, sebuah kubus batuan dapat mengalami kompresi (*compressed*) yang mengubah volume dan bentuk batuan ,maupun shear (*sheared*) yang hanya mengubah bentuknya saja. Dari sini muncul dua jenis kecepatan gelombang seismik yaitu :

- a. Kecepatan Gelombang Kompresi (V_p) : arah pergerakannya sejajar dengan arah perambatan gelombang (longitudinal).
- b. Kecepatan Gelombang Shear (V_s) : arah pergerakannya tegak lurus dengan arah perambatan gelombang (transversal).



Gambar 2.1 Skema deformasi batuan terhadap gelombang kompresi (P-Wave) dan gelombang shear (S-Wave), (Goodway, 2001)

Penjalaran gelombang-P merupakan rangkaian gerak pemampatan dan perenggangan partikel-partikel dalam batuan. Sedangkan penjalaran gelombang-S analog dengan penjalaran gelombang pada seutas tali, yaitu rangkaian simpangan arah getar sepanjang lintasan penjalaran gelombang. Gelombang-P menjalar dengan kecepatan yang lebih besar dari gelombang-S, hal ini disebabkan karena seluruh energi gelombang pada gelombang-P digunakan untuk menjalar. Sedangkan gelombang-S menggunakan energinya tidak hanya untuk menjalar, tetapi juga untuk bergetar yang arahnya tegak lurus terhadap arah penjalaran gelombang.

Bentuk sederhana dari persamaan kecepatan P-wave dan S-wave diturunkan untuk batuan *non-porous* dan *isotropic*. Persamaan kecepatan menggunakan modulus bulk (k), dan modulus shear (μ) dituliskan sebagai berikut :

$$V_p = \sqrt{\frac{k + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (2-1)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2-2)$$

dimana :

k = modulus bulk

μ = modulus shear

ρ = densitas

2.2 Impedansi Akustik

Impedansi akustik merupakan kemampuan suatu batuan untuk melewatkan 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:

$$Z = V \rho \quad (2-3)$$

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.

2.3 Koefisien Refleksi

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 impedans, koefisien refleksinya dapat ditulis :

$$KR = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \quad (2-4)$$

2.4 Trace Seismik

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 (Russell, 1996). Dalam bentuk persamaan dapat dituliskan sebagai berikut (tanda * menyatakan konvolusi) :

$$S(t) = W(t) * r(t) + n(t) \quad (2-5)$$

dimana :

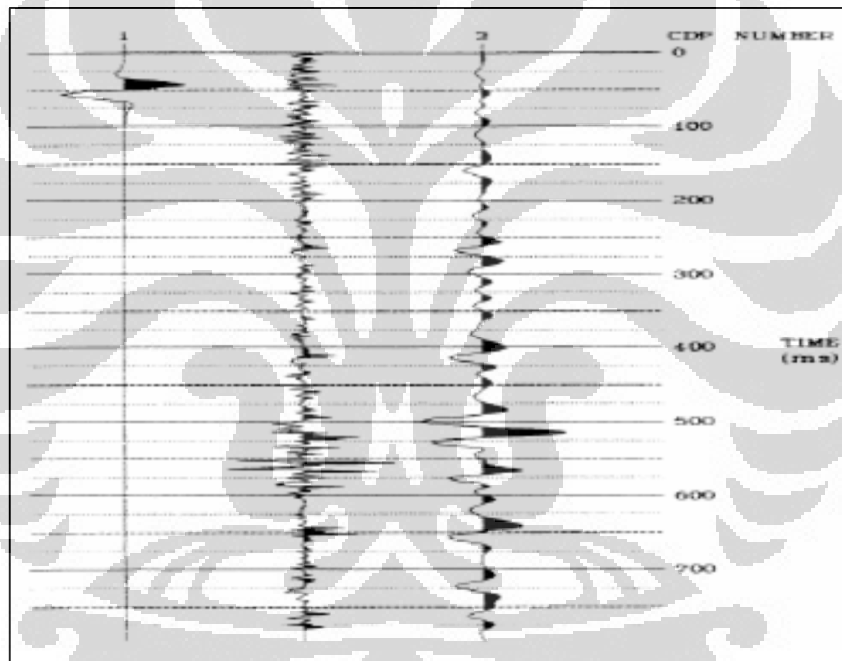
$S(t)$ = trace seismik

$W(t)$ = wavelet seismik

$r(t)$ = reflektivitas bumi

$n(t)$ = noise

Konvolusi dapat dinyatakan sebagai penggantian (*replacing*) setiap koefisien refleksi dalam skala wavelet kemudian menjumlahkan (Russell, 1996). Sudah diketahui bahwa refleksi utama bersosiasi dengan perubahan harga impedansi. Selain itu wavelet seismik umumnya lebih panjang daripada spasi antara kontras impedansi yang menghasilkan koefisien refleksi. Dapat diperhatikan bahwa konvolusi dengan wavelet cenderung mereduksi koefisien refleksi sehingga mengurangi resolusi untuk memisahkan reflektor yang berdekatan. Hasil dari konvolusi ini diilustrasikan dalam **Gambar 2.2**.



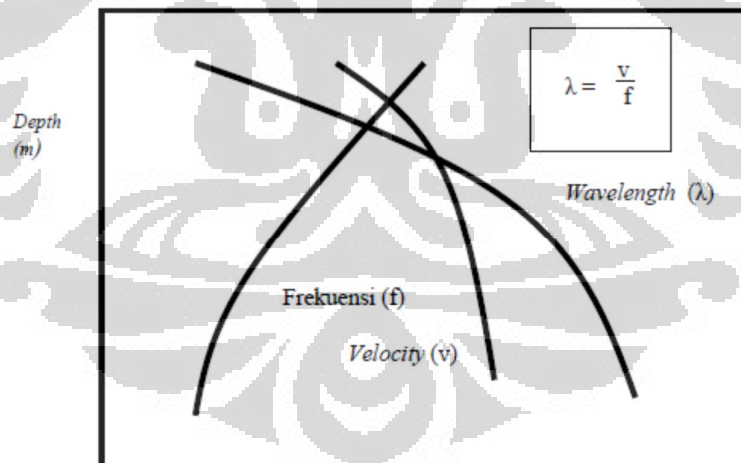
Gambar 2.2 Konvolusi antara reflektivitas dengan wavelet mengurangi resolusi

(Hampson & Russell, 2005).

2.5 Resolusi Vertikal

Resolusi dalam gelombang seismik didefinisikan sebagai kemampuan gelombang seismik untuk memisahkan dua objek yang berbeda. Resolusi ini berkaitan erat dengan fenomena interferensi gelombang seismik. Ketebalan minimum suatu objek untuk dapat memberikan refleksi sendiri bervariasi antara $\frac{1}{8} \lambda$ sampai $\frac{1}{30} \lambda$, dimana λ adalah panjang pulsa seismik. Resolusi tubuh batuan setara dengan $\frac{1}{4} \lambda$ dalam waktu bolak balik (two way travel time – TWT).

Hanya batuan yang memiliki ketebalan diatas $\frac{1}{4}$ yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Ketebalan ini disebut sebagai ketebalan *tuning* (*tuning thickness*). Apabila lebih kecil dari nilai tersebut maka akan terjadi efek ketebalan tuning. Dengan bertambahnya kedalaman, dimana kecepatan bertambah tinggi, dan frekuensi bertambah kecil, maka ketebalan tuning juga akan bertambah besar (**Gambar 2.3**).



Gambar 2.3 Hubungan antara panjang gelombang, frekuensi dan kecepatan seismik

(Sukmono, 2002).

2.6 Resolusi Horizontal

Meskipun penyerdehanaan sering dilakukan dengan mengasumsikan bahwa gelombang seismik pantul berada dari satu titik, tapi sebenarnya refleksi tersebut berasal dari daerah dimana terjadi interaksi antar muka gelombang dan bidang reflektor. Daerah yang menghasilkan refleksi tersebut disebut sebagai zona fresnel yaitu bagian reflektor dimana energi dipantulkan ke geophon atau hidropon setelah separuh siklus atau seperempat panjang gelombang setelah terjadinya refleksi pertama.

2.7 Well Seismic Tie

Untuk meletakkan horizon seismik skala waktu pada posisi kedalaman sebenarnya dan agar data seismik dapat dikorelasikan dengan data geologi lainnya yang umumnya diplot dalam skala kedalaman, maka perlu dilakukan *well-seismic tie*. Teknik yang umum dipakai adalah dengan memanfaatkan seismogram sintetis dari hasil survey kecepatan (*well velocity survey*) seperti *check-shot survey* dan *vertical seismic profiling*.

Pada *check-shot survey* kecepatan diukur dalam lubang bor dengan sumber gelombang dalam lubang bor dengan sumber gelombang yang digunakan sama dengan yang dipakai pada survey seismik. Kegunaan utama dari *check-shot survey* adalah untuk mendapatkan *Time-Depth Curve* yang kemudian dimanfaatkan lebih lanjut untuk pengikatan data seismik dan data sumur, perhitungan kecepatan interval, kecepatan rata-rata, dan koreksi data sonik pada pembuatan seismogram sintetis.

Seismogram sintetis dibuat dengan cara mengkonvolusikan wavelet dengan data koefisien refleksi (KR). Data KR didapatkan dari data log sonik dan log densitas. Wavelet yang digunakan sebaiknya mempunyai frekuensi dan *band width* yang sama dengan penampang seismik. Hal ini akan mempermudah pengikatan data sumur dengan data seismik. Seismogram sintetis final

merupakan superposisi dari refleksi-refleksi semua reflektor. Seismogram sintetik biasanya ditampilkan dengan format (polaritas dan fasa) yang sama dengan rekaman seismik. Seismogram sintetik berguna untuk mendiagnosa karakter refleksi dari setiap horizon.

Salah satu kelemahan dari seismogram sintetik diantaranya adalah umumnya seismogram sintetik dibuat dengan menggunakan frekuensi yang sama untuk seluruh penampang, padahal frekuensi yang dipakai tersebut umumnya diambil dari zona target (misalnya reservoir). Hal ini sering mengakibatkan terjadinya *mis tie* pada daerah diluar zona target.

2.8 Densitas (ρ)

Densitas adalah perubahan sifat fisis material yang terjadi karena adanya perubahan perbandingan antara massa (kg) dengan volume (m^3). Nilai dari densitas dapat dipengaruhi oleh beberapa faktor diantaranya adalah jumlah mineral, komposisi mineral, temperatur, tekanan porositas dan fluida yang mengisi pori-pori batuan.

Efek dari densitas dimodelkan secara sederhana pada persamaan berikut :

$$\rho_{sat} = \rho_m (1 - \phi) + \rho_w \phi \quad (2-6)$$

dimana:

ρ_{sat}	= densitas
ρ_m	= densitas batuan
ϕ	= porositas
ρ_w	= densitas air

Jika diasumsikan mineral pada matriks batuan, pori-porinya terisi oleh fluida, maka nilai densitas dapat dirumuskan menggunakan persamaan Wyllie yaitu :

$$\rho_b = \rho_m (1 - \phi) + \rho_w S_w \phi + \rho_{hc} (1 - S_w) \quad (2-7)$$

dimana:

ρ_b	= densitas <i>bulk</i>
ρ_m	= densitas batuan
ϕ	= porositas
ρ_w	= densitas air
S_w	= saturasi air
ρ_{hc}	= densitas hidrokarbon

Ketika sebuah batuan tersaturasi sempurna oleh air, maka suku ketiga pada persamaan (2-6) akan hilang karena nilai S_w pada batuan yang tersaturasi sempurna oleh air bernilai satu, dan sebaliknya jika batuan tersaturasi sempurna oleh hidrokarbon, maka suku kedua akan hilang. Selanjutnya pada batuan yang memiliki porositas kecil, sehingga hanya sedikit fluida yang terperangkap, seperti yang terjadi pada batubara, maka nilai densitas batuan tersebut hanya bergantung kepada densitas matriks batuan.

Pada umumnya kontras densitas di batuan memiliki nilai yang kecil, namun hal ini tidak berlaku ketika terdapat kehadiran batubara atau gamping didalam perselingan pasir dan lempung. Sifat kontras densitas yang besar untuk kehadiran batubara ini dapat menjadi petunjuk ketika ingin memprediksi keberadaan batubara dalam perselingan pasir dan lempung.

2.9 Porositas (ϕ)

Porositas dapat diartikan sebagai perbandingan antara pori-pori pada batuan dengan volume total dari batuan tersebut, perbandingan ini biasanya dinyatakan dalam persen (%) atau fraksi, nilai porositas pada batuan dapat dirumuskan dengan persamaan berikut :

$$\text{Porositas } (\phi) = (V_{\text{pori-pori}} / V_{\text{total}}) \times 100\% \quad (2-8)$$

Dikenal juga nilai porositas efektif, dimana pori-pori pada batuan berhubungan dan telah dikoreksi kandungan lempungnya, nilai porositas efektif dapat dirumuskan dengan persamaan berikut :

$$\text{Porositas } (\phi) = (V_{\text{pori-pori berhubungan}} / V_{\text{total}}) \times 100\% \quad (2-9)$$

Secara umum porositas dihubungkan dengan kecepatan kemudian densitas. Diasumsikan nilai porositas besar maka nilai kecepatan akan kecil, karena volume pori-pori yang besar dan diisi oleh udara, hal ini kemudian akan membuat nilai kecepatan menurun saat merambat pada batuan tersebut, secara tidak langsung membuat nilai densitas akan turun juga, matrik batuan yang rongga porinya terisikan udara membuat nilai kekompakan batuan berkurang.

2.10 Karakterisasi Reservoir

Karakterisasi reservoir dapat didefinisikan sebagai suatu proses untuk menggambarkan secara kualitatif dan kuantitatif karakter reservoir menggunakan semua data yang ada (Sukmono, 2002). Data yang digunakan adalah data seismik, data well log dan data reservoir. Apabila seismik menjadi data utama dalam

proses karakterisasi reservoir tersebut, maka proses tersebut dapat disebut *seismic reservoir analysis*.

Seismic reservoir analysis dibagi menjadi 3 bagian, yaitu: deliniasi, deskripsi, dan *reservoir monitoring* (Sheriff,1991,opcite,Sukmono,2002). Deliniasi *reservoir* diartikan sebagai usaha untuk mendeliniasi geometri reservoir dengan cara *structural interpretation*. Deskripsi reservoir adalah usaha untuk mendapatkan nilai besaran fisik batuan seperti porositas, permeabilitas, saturasi air, fluida pori, dsb. Sedangkan *monitoring reservoir* adalah pengamatan perubahan besaran fisik batuan berdasarkan perubahan respon seismik selama proses produksi hidrokarbon dari reservoir.

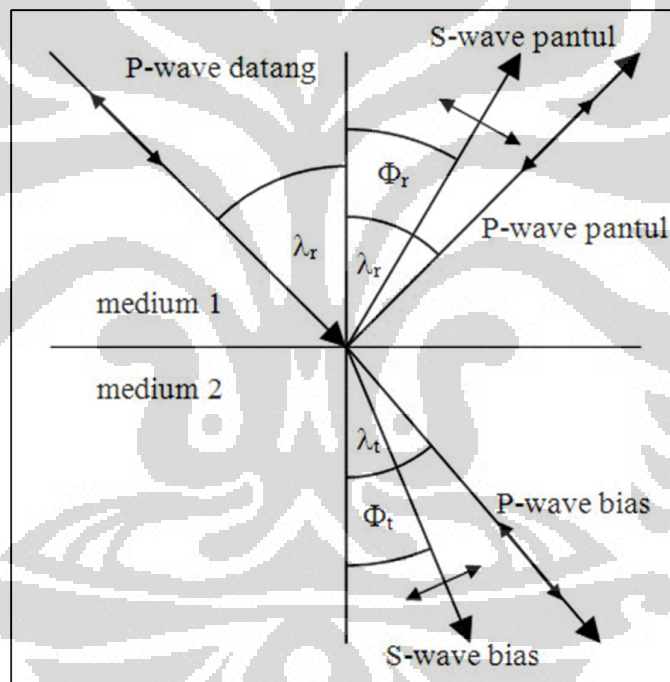
2.11 AVO dan *Elastic Impedance*

Ostrander merupakan salah satu orang yang memulai penelitian mengenai AVO (*Amplitude Variation with Offset*). Dia mengidentifikasi adanya penguatan amplitudo seiring dengan bertambahnya offset pada lapisan batupasir yang mengandung gas dan mengajukan sebuah model yang dikenal dengan model Ostrander (*porous gas-sandstones*). Kemudian Rutherford dan Williams mengklarifikasikan anomali AVO menjadi 3 kelas, yaitu : kelas 1 (*high impedance gas-sandstones*), kelas 2 (*near zero impedance contrast gas-sandstones*) dan kelas 3 (*porous gas-sandstones*). Castagna kemudian menambahkan kelas ke-4 (*gas-limestones*), dan mengembangkan analisa dengan menggunakan AVO cross-plot antara intercept (bidang reflektivitas 0° ($R(\theta)$)) yang merupakan nilai koefisien refleksi (KR) pada offset sama dengan θ dan gradient yang merupakan besar perubahan nilai KR seiring dengan bertambah offset.

Secara umum, anomali AVO terjadi karena adanya perubahan perbandingan V_p dengan V_s , P-wave akan melambat ketika melewati fluida, sedangkan S-wave tidak dapat melewati fluida dan akan merambat melalui bagian matriks batuan dan menghindari pori batuan yang mengandung fluida. Sehingga ketika gelombang mengenai suatu lapisan yang mengandung fluida, maka akan terjadi

perubahan perbandingan antara nilai V_p dan V_s . Perubahan amplitudo ini dapat dijelaskan dengan persamaan-persamaan dan teori yang akan dibahas berikut ini.

Ketika gelombang seismik mengenai suatu batas lapisan pada sudut tidak sama dengan nol akan terjadi 4 gelombang, yaitu P-wave pantul dan P-wave bias serta konversi P-wave menjadi S-wave pantul dan S-wave bias. Sebagai konsekuensinya, koefisien refleksinya menjadi sebuah fungsi dari kecepatan gelombang-P, kecepatan gelombang-S, dan densitas dari masing-masing lapisan, serta sudut.



Gambar 2.4 Ilustrasi gelombang-P mengenai suatu batas lapisan dan berubah menjadi 4 gelombang

Zoeppritz menurunkan RC dari gelombang pantul dan bias pada gambar diatas menjadi persamaan berikut:

$$\begin{bmatrix} \sin \lambda_r & \cos \Phi_r & \sin \lambda_t & \cos \Phi_t \\ -\cos \lambda_r & \sin \Phi_r & \cos \lambda_t & -\sin \lambda_t \\ \sin 2\lambda_r & \frac{\alpha_1}{\beta_1} \cos 2\Phi_r & \frac{\rho_2 \beta_2^2 \alpha_1}{\rho_1 \beta_1^2 \alpha_2} \sin 2\lambda_t & \frac{-\rho_2 \beta_2 \alpha_1}{\rho_1 \beta_1^2} \cos 2\Phi_t \\ \cos 2\Phi_r & \frac{\alpha_1}{\beta_1} \sin 2\Phi_r & \frac{-\rho_2 \alpha_2}{\rho_1 \alpha_1^2 \alpha_2} \cos 2\Phi_t & \frac{\rho_2 \beta_2}{\rho_1 \alpha_1} \sin 2\Phi_t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A \\ B \\ C \\ D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \lambda_r \\ -\cos \lambda_r \\ \sin 2\lambda_r \\ -\cos 2\Phi_r \end{bmatrix} \quad (2-10)$$

dimana:

- A = Rpp refleksi,
- B = Rps refleksi,
- C = Rpp transmisi,
- D = Rps transmisi,
- α = Kecepatan gelombang P,
- β = Kecepatan gelombang S,
- λ_r = Sudut datang gelombang P,
- λ_t = Sudut bias gelombang P,
- ϕ_r = Sudut pantul gelombang S,
- ϕ_t = Sudut bias gelombang S,
- ρ = Densitas.

Walaupun persamaan Zoeppritz baik dalam menghasilkan amplitudo dari sebuah gelombang-P yang terpantulkan, tetapi persamaan ini tidak memberikan pengertian bagaimana hubungan amplitudo dengan berbagai parameter fisik batuan. Aki dan Richards membuat suatu pendekatan yang merupakan linearisasi dari persamaan Zoeppritz yang kompleks dengan memisahkan kecepatan dan densitas :

$$R(\theta) = a \frac{\Delta Vp}{Vp} + b \frac{\Delta \rho}{\rho} + c \frac{\Delta Vs}{Vs} \quad (2-11)$$

dimana :

$$a = \frac{1}{\cos^2 \theta} = \frac{1}{2} + \tan^2 \theta \quad b = 0.5 - \left[\left(\frac{2Vs^2}{Vp} \right) \sin^2 \theta \right]$$

$$c = -4 \left(\frac{Vs}{Vp} \right)^2 \sin^2 \theta \quad Vs = \frac{Vs_1 + Vs_2}{2}, \Delta Vs = Vs_2 - Vs_1$$

$$\rho = \frac{\rho_1 + \rho_2}{2}, \Delta \rho = \rho_2 - \rho_1 \quad \theta = \frac{\theta_1 + \theta_2}{2}$$

$$Vp = \frac{Vp_1 + Vp_2}{2}, \Delta Vp = Vp_2 - Vp_1$$

Persamaan lain yang memodifikasi persamaan Aki-Richards diperkenalkan oleh Wiggins. Persamaan ini dikenal dengan persamaan ABC karena dalam persamaan ini terdapat 3 *term*, yaitu : A yang disebut *intercept*, B yang disebut *gradient*, dan C yang disebut *curvature*.

$$Rp(\theta) = A + B \sin^2 \theta + C \tan^2 \theta \sin^2 \theta \quad (2-12)$$

dimana :

$$A = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta Vp}{Vp} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right]$$

$$B = \frac{1}{2} \frac{\Delta Vp}{Vp} - 4 \left(\frac{Vs}{Vp} \right)^2 \frac{\Delta Vs}{Vs} = 2 \left(\frac{Vs}{Vp} \right)^2 \frac{\Delta \rho}{\rho}$$

$$C = \frac{1}{2} \frac{\Delta Vp}{Vp}$$

Fatti juga mengembangkan persamaan lain dari persamaan Aki – Richards. Persamaan ini biasa digunakan untuk memisahkan koefisien refleksi P-wave dan S-wave.

$$Rp(\theta) = dR_{p0} + eR_{s0} + fR_D \quad (2-13)$$

dimana :

$$\begin{aligned} d &= 1 + \tan^2\theta & e &= -8 \frac{v_s^2}{v_p^2} \sin^2\theta \\ f &= 2 \frac{v_s^2}{v_p^2} \sin^2\theta - \frac{1}{2} \tan^2\theta & R_{s0} &= \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta v_s}{v_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \\ R_{p0} &= \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta v_p}{v_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] & R_D &= \frac{\Delta \rho}{\rho} \end{aligned}$$

Connolly mengajukan suatu persamaan EI yang didasari atas analogi antara persamaan AI untuk sudut sama dengan nol juga dapat berlaku pada EI untuk sudut yang tidak sama dengan nol. Dari analogi tersebut dan dengan menggunakan persamaan ABC 3 term didapatkan persamaan :

$$EI(\theta) = v_p^{(1+\tan^2\theta)} v_s^{(-8K\sin^2\theta)} \rho^{(1-4K\sin^2\theta)} \quad (2-13)$$

dimana :

$$K = \frac{v_s^2}{v_p^2}$$

Untuk sudut lebih besar dari 30°, persamaan EI yang dihasilkan dari persamaan ABC 3 term kurang baik solusinya karena persamaan ini tidak memberikan hasil yang lurus. Untuk sudut lebih besar dari 30° persamaan EI yang digunakan hanya menggunakan 2 term saja.

$$EI(\theta) = v_p^{(1+\sin^2\theta)} v_s^{(-8K\sin^2\theta)} \rho^{(1-4K\sin^2\theta)} \quad (2-14)$$

Whitcombe memodifikasi persamaan EI dengan memperkenalkan konstanta referensi. Modifikasi ini dilakukan untuk menyamakan skala nilai EI pada sudut yang berbeda.

$$EI(\theta) = Vp_0\rho_0 \left[\left(\frac{Vp}{Vp_0} \right)^{(1+\sin^2\theta)} \left(\frac{Vs}{Vs_0} \right)^{(-8K\sin^2\theta)} \left(\frac{\rho}{\rho_0} \right)^{(1-4K\sin^2\theta)} \right] \quad (2-15)$$

Dimana Vp_0 , Vs_0 , ρ_0 adalah konstanta referensi.

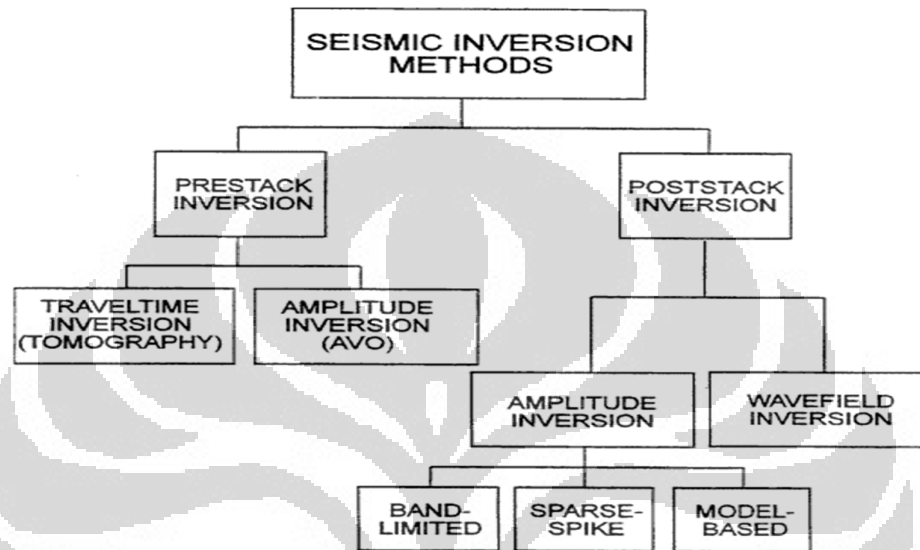
2.12 Inversi Seismik

Inversi seismik didefinisikan sebagai teknik pemodelan geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrolnya (Sukmono,2007). Model geologi yang dihasilkan oleh seismik inversi adalah model impedansi di antaranya berupa AI dan EI yang merupakan parameter dari suatu lapisan batuan, bukan merupakan parameter batas lapisan seperti RC. Oleh karena itu, hasil seismik inversi lebih mudah untuk dipahami dan lebih mudah untuk diinterpretasi.

Dari model impedansi ini dapat dikorelasikan secara kuantitatif dengan parameter fisik dari *reservoir* yang terukur pada sumur seperti porositas, saturasi air, dan sebagainya. Apabila korelasi antara hasil inversi dan data sumur cukup baik, maka hasil inversi dapat digunakan untuk memetakan parameter data sumur tersebut pada data seismik.

Metode seismik inversi dapat dibagi menjadi dua jenis berdasarkan data seismik yang digunakan (**Gambar 2.5**), yaitu : *post-stack seismic inversion* dan *pre-stack seismic inversion*. Data seismik *post-stack* adalah data seismik yang mengasumsikan amplitude seismik hanya dihasilkan oleh $R(0)$, sehingga *post-stack seismic inversion* hanya dapat digunakan untuk menghasilkan tampilan model AI saja. Sementara data seismik *pre-stack* masih mengandung informasi sudut ($R(\theta)$), sehingga *pre-stack seismic inversion* dapat digunakan untuk

menghasilkan parameter-parameter, selain AI, seperti : EI, V_p/V_s , serta λ -rho dan μ -rho.

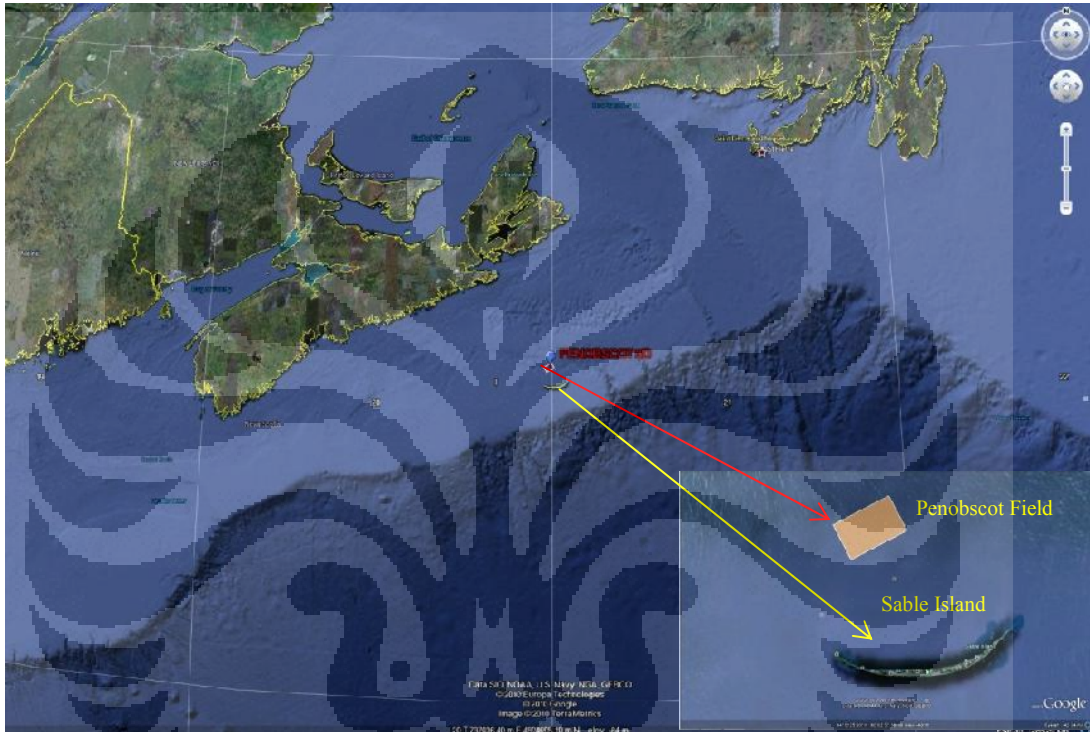


Gambar 2.5. Metoda inversi seismik (Russel, 1988)

BAB III

TINJAUAN GEOLOGI

3.1 Geologi Umum



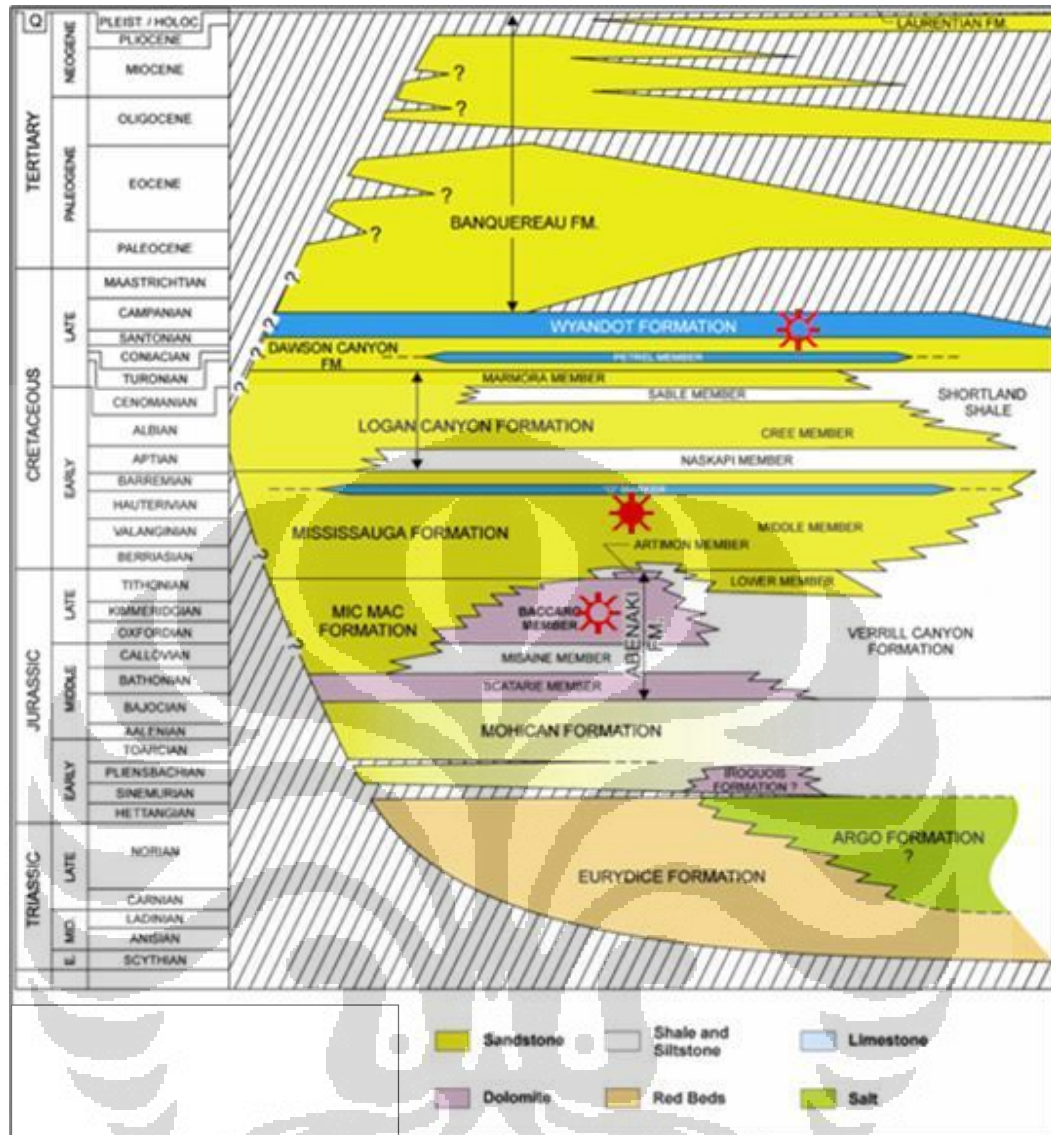
Gambar 3.1 Lokasi lapangan Penobscot, Kanada

Daerah penelitian pada tugas akhir ini terletak di *Offshore* Nova Scotia lapangan Penobscot, Kanada. Koordinat lapangan terletak pada $44^{\circ}07'46''$ N / $60^{\circ}06'00''$ W, terletak disebelah tenggara provinsi Nova Scotia, Kanada. Telah dilakukan survei dan akuisisi 2D dan 3D seismik untuk eksplorasi minyak dan gas di daerah tersebut pada tahun 1992 oleh Departemen Energi Nova Scotia, Kanada dan Canada Nova Scotia *Offshore* Petroleum Board.

3.2 Tinjauan Stratigrafi

Prospek pada lapangan penobscot secara umum terdapat pada basin Scotia yang terletak di paparan Scotia, dengan minyak dan gas yang dihasilkan pada masa Cretaceous awal berasal yang berasal dari reservoir batupasir. Basin Scotian terdiri dari batuan sedimen dari zaman Mesozoikum-Kenozoikum dengan ketebalan mencapai 16 km di bawah permukaan yang diendapkan selama proses peretakan pangea hingga proses pembentukan Atlantik Utara. Lapisan paling awal pada basin terendapkan selama proses peretakan Triassic yang terdiri dari batuan evaporit dan klastik kontinen merah (*red continental clastics*). Dengan proses transisi ke dasar laut dan menyebar yang terjadi pada zaman Jurassic awal, retakan pada basin secara bertahap terisi oleh batuan klastik dan karbonat.

Kondisi pasang laut pada zaman Jurassic tengah memicu terbentuknya susunan *alluvial plain*, delta dan fasies karbonat. Selanjutnya, proses pengendapan pada zaman Cretaceous akhir didominasi oleh *transgressive shale*, *limestone* dan batu kapur. Fluktuasi pasang-surut permukaan air laut (sea level) selama zaman Paleosen dan Neosen membentuk campuran *sandstone* dan *shale* yang diselingi batuan klastik kasar dan karbonat. Lapisan tersebut juga dilapisi oleh *unconsolidated glacial*, *glaciomarine silts*, dan sedimentasi lautan yang terendapkan selama zaman Kuartar (Quaternary). Berikut Kronostratigrafi pada wilayah penelitian dapat dilihat pada Gambar 3.2



Gambar 3.2 Kolom Stratigrafi umum

Strata lapisan batuan pada basin Scotia terdiri dari berbagai formasi batuan, berikut penjelasan dari masing-masing lapisan :

Formasi Eurydice

Formasi Eurydice merupakan formasi tertua dari basin Scotia yang pembentukannya berkaitan dengan pembentukan benua Atlantik dan merupakan deretan *sandstone*, *siltstone*, dan *shale* pada zaman Triasik.

Formasi Argo

Merupakan formasi batuan yang berhadapan langsung dengan formasi Eurydice dan berada pada tepi basin, dengan penyusun utama berupa garam. Persebaran garam pada basin Scotia memicu graben utama pada pengendapan awal mengakumulasi lapisan tipis dari evaporit. Aliran garam secara ekstensif mengisi sedimen subsekuen dan mungkin secara periodik mereaktivasi sistem rift fault selama tahap akhir pemisahan benua. *Salt pillows*, *salt diapir* dan *salt canopies* merupakan sesuatu area yang biasa terbentuk pada lapisan garam, yang secara terpisah pada zona utama struktur diapir cenderung berada di bawah *slope* kontinen dari *Georges Bank* bagian timur ke arah *Grand Banks* bagian barat.

Formasi Iroquois dan Formasi Mohican

Formasi Iroquois yang penyusun utamanya berupa batuan dolomit (dolostone), memiliki umur yang hampir sama dengan bagian bawah dari formasi Mohican pada platform LaHave yang mencapai ketebalan maksimum hingga 800 meter. Formasi tersebut merupakan representasi dari deretan *dolomitic beds* yang terdapat pada bagian terbawah dari *Grand Banks*.

Sandstone dan shale dari formasi Mohican terbentuk pada zaman Jurassic tengah dan terendapkan hingga *subsiding subbasins* yang masih aktif berdekatan dengan zona Hinge (Hinge zone). Formasi ini meluas pada paparan Scotia dan beberapa sumur berhasil membor hingga kedalaman Formasi ini. Formasi Mohican menipis pada hinge zone dan terpotong oleh *post-Jurassic Avalon Unconformity*.

Formasi Mic Mac dan Formasi Mohawk

Di atas Formasi Mohican, terdapat Formasi tertebal kedua yang disusun oleh batuan klastik dominan yang terbentuk setelah pemekaran kerak (post-rift), yaitu Formasi Mic Mac. Pada basin Scotia, Formasi Mic Mac, Formasi Abenaki, Formasi Mohawk, dan Formasi Verril Canyon terbentuk pada zaman Jurassic awal, Jurassic tengah dan Jurassic akhir.

Formasi Mic Mac memiliki ketebalan 6 km pada subbasin Laurentian sampai pada bagian ujung pengendapan platform LaHave, platform Burin dan Avalon Uplift. Pada sebelah tenggara pulau Sable terdiri dari 4 sampai 5 km perselingan antara *sandstones*, *shale*, dan *limestone*. Pada arah utara dan barat dari pulau Sable, sepanjang hinge zone, terdapat fasies karbonat yang cukup menonjol, yaitu pada formasi Abenaki. Fasies kontinen lainnya, lebih ke arah darat, terdapat formasi Mohawk yang meliputi tekstur yang matang, felspathic sandstone dan siltstone dengan perselingan dari *shale* dan *limestone*.

Formasi Verrill Canyon

Formasi Verrill Canyon merupakan fasies laut dalam yang mirip dengan formasi Mohawk, Abenaki, Mic Mac, dan Missisauga. Formasi ini tersusun dari *calcareous shale* dengan lapisan tipis *limestone*, *siltstone*, dan *sandstone*. Formasi Verrill Canyon terendapkan pada prodelta bagian luar paparan dan *continental slope setting*. Formasi ini memiliki ketebalan 360 meter pada bagian barat daya basin Scotia dan lebih dari 915 meter di bagian timur laut.

Formasi Laurentian

Formasi Laurentian merupakan sedimentasi dari “progradational wedge” pada zaman Kuartar dan Pliosen akhir. Pada bagian tertebal dari formasi Laurentian, sepanjang bagian luar dan dalam lereng, terdapat sekitar 1500 meter lapisan *glaciomarine sands*, *marine sands*, silt, dan lempung.

Formasi Abenaki

Formasi Abenaki dibagi menjadi empat bagian yaitu Scatarie, Misaine, Baccaro dan Artimon. Formasi ini terbentuk dari lapisan limestone yang memiliki sekuen seismik yang kompleks. Bagian paling baik yang bisa dikembangkan dari formasi Abenaki adalah pada hinge zone antara platform LaHave, subbasin Shelburne dan subbasin Sable.

Selama zaman Jurassic akhir, bagian timur dari margin Kanada terpengaruh oleh pemisahan Iberia dari Amerika Utara. Pengaruh paling kuat berada pada bagian selatan *Newfoundland*, dimana terdapat uplift, deformasi dan erosi pada zaman Jurassic dan strata yang lebih tua. Breakup Unconformity, Avalon Unconformity ditemukan dari Avalon Uplift ke bagian barat sampai ke bagian timur dari basin Scotia. Selama kejadian ini, ada pergeseran pada deposenter (*depocentres*) ke arah barat dari subbasin Laurentian ke subbasin Sable.

Formasi Missisauga

Formasi Missisauga tersebar luas pada basin Scotia yang sangat bervariasi secara fasies dan ketebalan. Pada platform LaHave, platform Burin dan Canso Ridge, memiliki ketebalan mencapai 1000 m dan terdiri dari 60 – 80 % sandstone dengan beberapa fasies batu gamping (limestone) yang terdapat pada bagian barat daya. Pada sub-basin Sable, lebih dari 2770 m (kedalaman) telah dibor di daerah Pulau Sable dan diperkirakan memiliki ketebalan total lebih dari 3 km dengan 30-50 % merupakan *sandstone* dan *siltstone*.

Formasi Logan Canyon

Formasi Logan Canyon memiliki ketebalan sekitar 2,5 km dan dibagi menjadi empat bagian yang dua diantaranya didominasi oleh *shale*. Formasi ini mirip dengan turbidit atau shale (distal turbidite/shale equivalent) pada Shortland Shale.

Formasi Dawson Canyon

Marine shale, batu kapur, dan sejumlah kecil *limestone* terendapkan di seluruh basin Scotia selama Cretaceous Akhir. Unit transgresif pertamanya adalah formasi Dawson Canyon yang memiliki variasi ketebalan dari 700 m lebih di bagian subbasin SouthWhale dan bagian paparan Scotia kira-kira 200 m pada Canso Ridge dan sekitar 100 m di bagian luar subbasin Sable.

Formasi Wyandot

Formasi Wyandot tersusun dari batu kapur, *mudstone* kapuran (*chalky mudstones*), *marl* dan sedikit *limestone*. Ketebalannya bervariasi antara kurang dari 50 meter di pulau Sable dan sekitar 400 meter di sebelah tenggara pada tepi paparan Scotia, tetapi keberadaannya hilang pada basin karena proses erosi pada zaman Tersier

Formasi Banquereau

Formasi Banquereau merupakan sedimentasi (*sedimentary succession*) yang terdapat diantara bagian atas dari formasi Wyandot dan bagian atas dari formasi Cenozoic. Formasi ini memiliki ketebalan dari nol sampai empat kilometer.

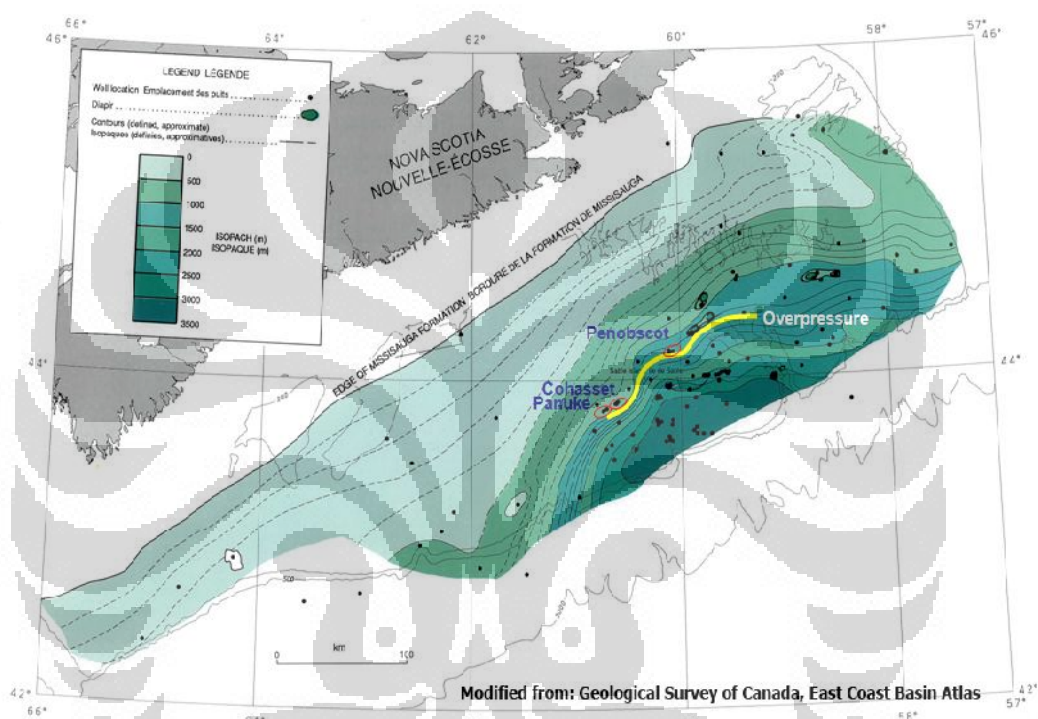
3.3 Struktur Geologi

Struktur Penobscot berada pada *Missisauga Ridge* yang memisahkan subbasin Abenaki dan subbasin Sable. Survey seismik 3D telah dilakukan pada area tersebut pada tahun 1991. Terdapat dua patahan pada area ini, patahan pertama adalah patahan yang miring ke arah selatan dan memotong *Missisauga Ridge* dan patahan kedua berada pada arah timur laut dan membentuk dua prospek potensial yang berada pada bagian timur laut dari survey seismik.

Pada kedua patahan tersebut terlihat bagian atas *reef* dari bagian *Baccaro Reef* yang berpotensi mengandung akumulasi gas. Pada bagian atas *reef* tersebut, terdapat relief maksimum di atas formasi *Baccaro* dengan ketebalan sekitar 150 m. Kontrol dari kedua patahan tersebut adalah patahan yang aktif pada jaman Paleosen dan muncul sampai zaman Jurassic, dimana patahan tersebut masuk ke lapisan *reef*. Patahan ini muncul sekitar 100 m pada bagian atas formasi *Missisauga* dan diduga terdapat jebakan hidrokarbon pada lapisan tersebut yang tertutup oleh lapisan *shale* dari formasi *Naskapi*.

3.4 *Petroleum System*

Prospek pada lapangan Penobscot terletak tepat pada updip di area geopressure lapangan Cohasset dan Panuke yang telah berproduksi pada pertengahan tahun 1990-an. Kandungan hidrokarbon berada pada sandstone formasi Logan Canyon dan Missisauga. Minyak dan gas yang ada pada Penobscot diperkirakan terletak di dekat formasi Missisauga Tengah bagian atas.



Gambar 3.3 Peta Isopach dari Missisauga

Source Rock dan Migrasi

Karena posisinya terletak di Ridge Missisauga, hidrokarbon yang dihasilkan akan bermigrasi ke arah utara dan arah selatan dari struktur Penobscot. *Source Rock* diprediksi berada di daerah Canyon Verrill pada kedalaman 3666,7 m dibawah permukaan.

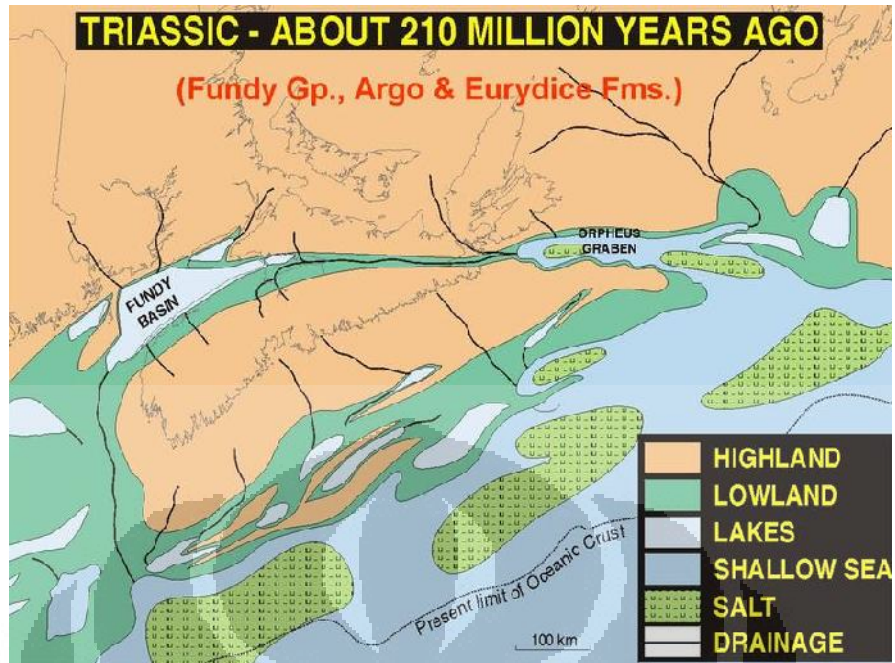
Reservoir

Missisauga Tengah: Reservoir Missisauga tengah terdiri dari lapisan pasir yang lebih tebal dari bagian bawah Missisauga (*Low Missisauga*) dan lapisan pasir tersebut dapat dengan mudah dikorelasikan melalui analisa sumur. Lapisan pasir tebal di bagian atas dari Missisauga Tengah berkorelasi diantara sumur (sumur eksplorasi di daerah Penobscot). Lapisan pasir Missisauga Tengah dapat ditemukan di sumur L-30 dan B-41 dengan urutan dari butiran pasir halus ke butiran pasir kasar. Informasi mengenai reservoir diantaranya adalah porositas rata-rata berkisar diantara 20% dengan maksimum porositas 32%, nilai permeabilitas rata-rata sebesar 120 mD dengan nilai permeabilitas maksimum lebih dari 1000 mD.

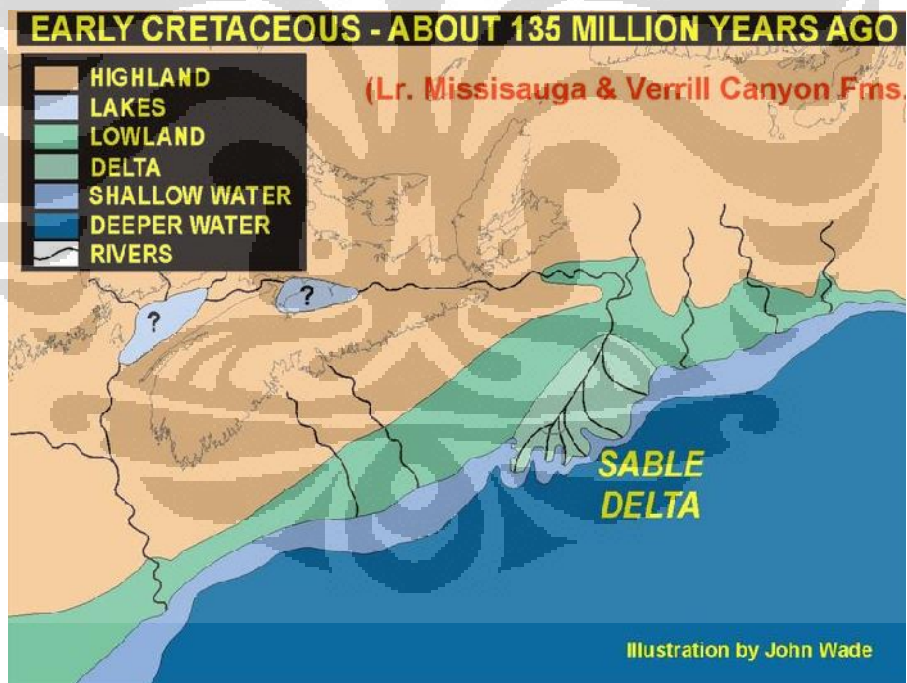
Baccaro : Baccaro merupakan bagian dari platform karbonat Abenaki dan terbukti produktif di bagian barat daya pada lapangan Deep Panuke. Proses pembentukan dolomit karena adanya proses hidrotermal, sehingga terbentuk reservoir yang memiliki porositas yang tinggi pada pengendapan fasies karbonat. Patahan *basement* yang terdapat disepanjang Missisauga Ridge memberikan jalur untuk cairan atau fluida hidrotermal yang menghasilkan porositas yang sangat baik untuk bermigrasi.

3.5 Lingkungan Pengendapan

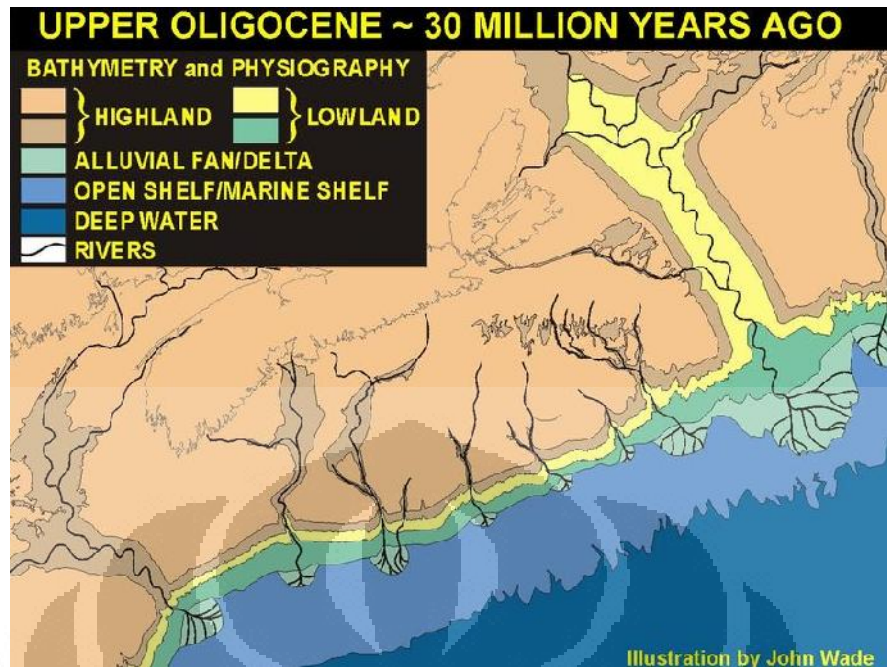
Lingkungan pengendapan dapat berdasarkan pada karakter log, deskripsi sampel dan derajat tingkat kontinuitas. Itu Semua merupakan bagian dari pengaturan margin delta yang berhubungan dengan sistem Delta Sable.



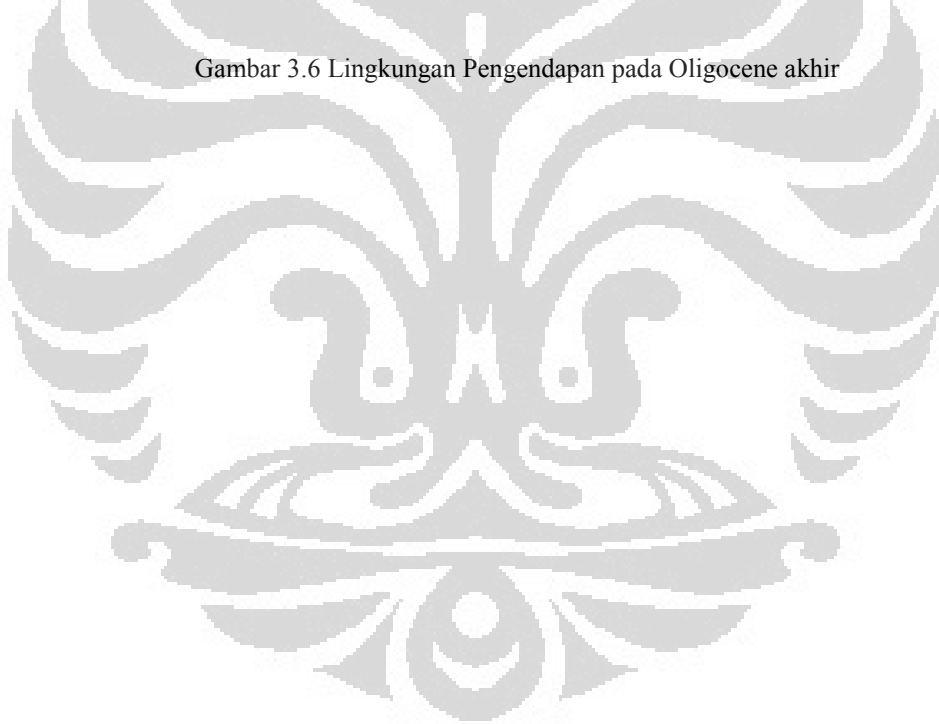
Gambar 3.4 Lingkungan Pengendapan pada Triassic



Gambar 3.5 Lingkungan Pengendapan pada Cretaceous awal



Gambar 3.6 Lingkungan Pengendapan pada Oligocene akhir



BAB IV PENGOLAHAN DATA

4.1 Data Sumur

Pada penelitian tugas akhir ini, terdapat dua data sumur yaitu : B-41 dan L-30. Data log yang digunakan diantaranya adalah log P-Wave, log Gamma Ray, log Density, log Resistivity, log Neutron Porosity, log SP dan log checkshot. Dalam pengolahan data sumur ada beberapa log yang tidak tersedia, oleh karena itu maka dilakukan penurunan log dari beberapa log yang sudah tersedia, diantara log yang didapatkan dari penurunan log adalah log S-Wave, log elastic impedance near dan log elastic impedance far.

4.1.1 Pengolahan Data Sumur

Pengolahan data sumur dilakukan dengan melakukan beberapa tahap diantaranya adalah :

1. Loading data : loading data sumur adalah tahapan quality control yang merupakan analisis kelayakan data. Data sumur yang akan diolah terlebih dahulu dilakukan pemeriksaan kelengkapan dan *positioning* dari masing-masing sumur, yaitu dengan memasukkan informasi mengenai Kelly Bushing (KB), koordinat sumur, penentuan nilai dan satuan tiap log pada masing-masing sumur dll.
2. Editing log : menganalisa tiap log pada masing-masing sumur dilakukan pada tahap editing log yaitu melakukan proses smoothing dengan tujuan untuk menghilangkan *noise* pembacaan harga log. Proses pengeditan dilakukan dengan memperhatikan spike yang tajam pada log yang nilainya tiba-tiba naik atau turun secara drastis.
3. Penurunan log : dilakukan penurunan log tambahan dari log yang sudah ada untuk mendapatkan beberapa log seperti log S-Wave, log *elastic impedance near* dan log *elastic impedance far*. Pada penurunan log ini

dilakukan berdasarkan teori yang ada yaitu dengan berdasarkan persamaan sebagai berikut :

Penurunan log S-Wave dilakukan dengan menggunakan persamaan Castagna's equation:

$$V_s = C_1 V_p + C_2$$

Dimana :

$$C_1 = 0.8619$$

$$C_2 = -1172$$

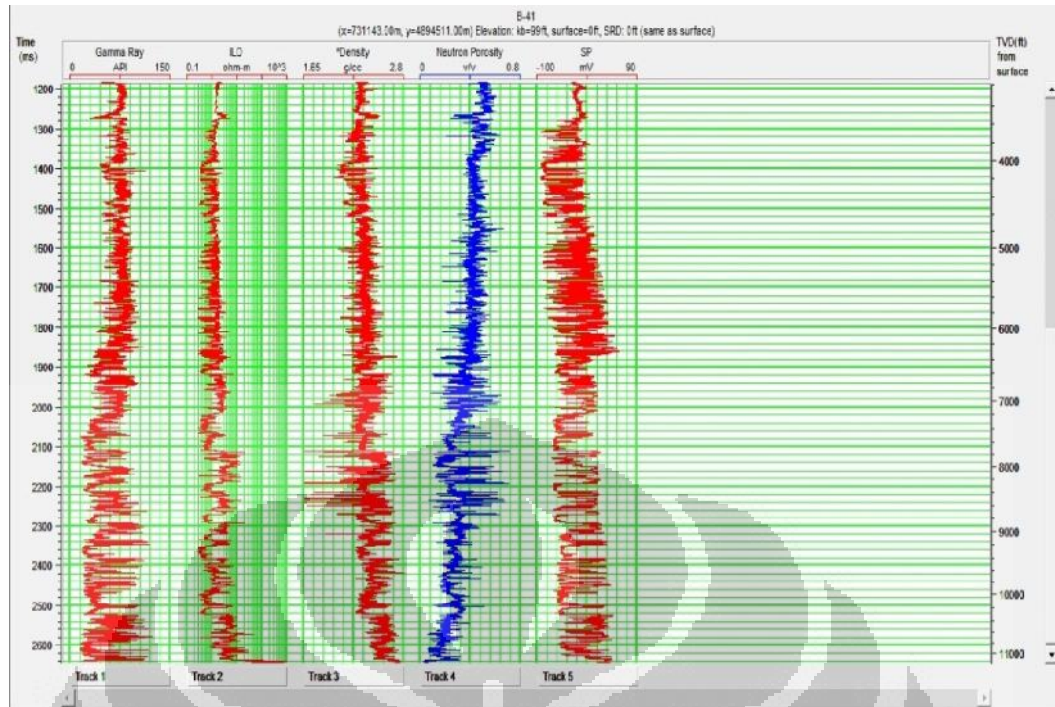
Sedangkan penurunan log *elastic impedance near* dan log *elastic impedance far* dilakukan dengan menggunakan persamaan :

$$EI(\theta) = V_p^{(1+\cos^2\theta)} V_s^{(-2K\sin^2\theta)} \rho^{(1-4K\sin^2\theta)}$$

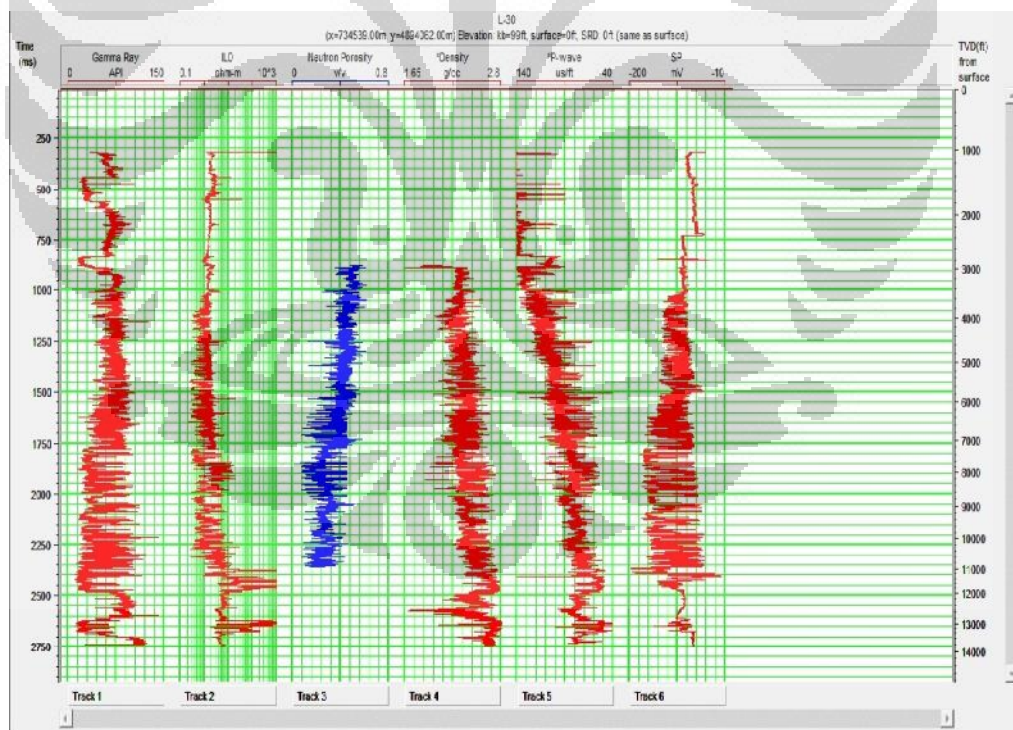
Dimana :

$$K = \frac{V_s^2}{V_p^2}$$

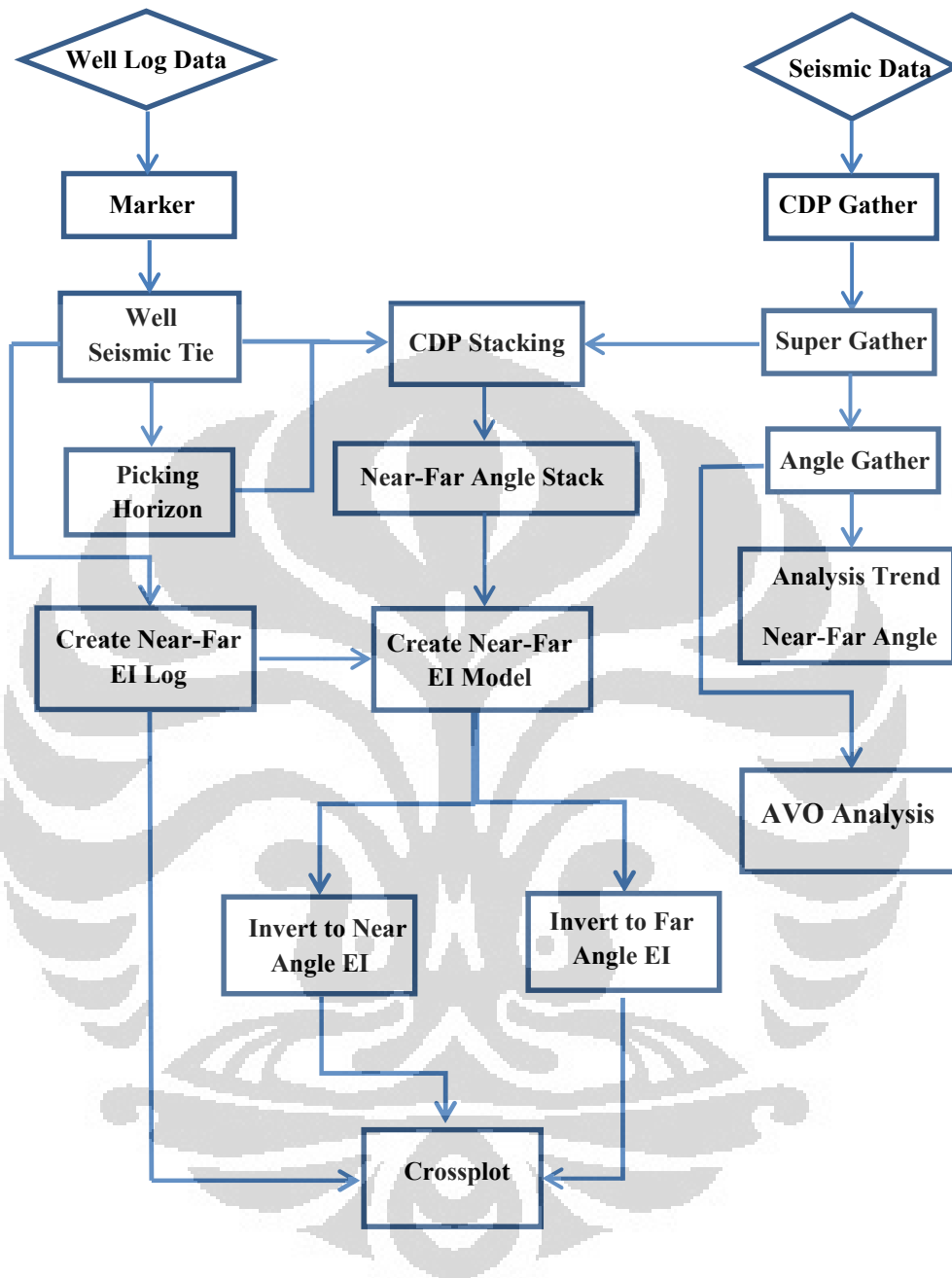
Setelah dilakukan penurunan log maka selanjutnya dilakukan proses krosplot dengan tujuan untuk mengetahui atau menganalisa sensitifitas dari log tersebut dan juga untuk mengetahui persebaran litologi dan fluida pada *interest zone*. Hasil dari krosplot pada log akan dibahas lebih lanjut pada BAB V.



Gambar 4.1 Log sumur B-41



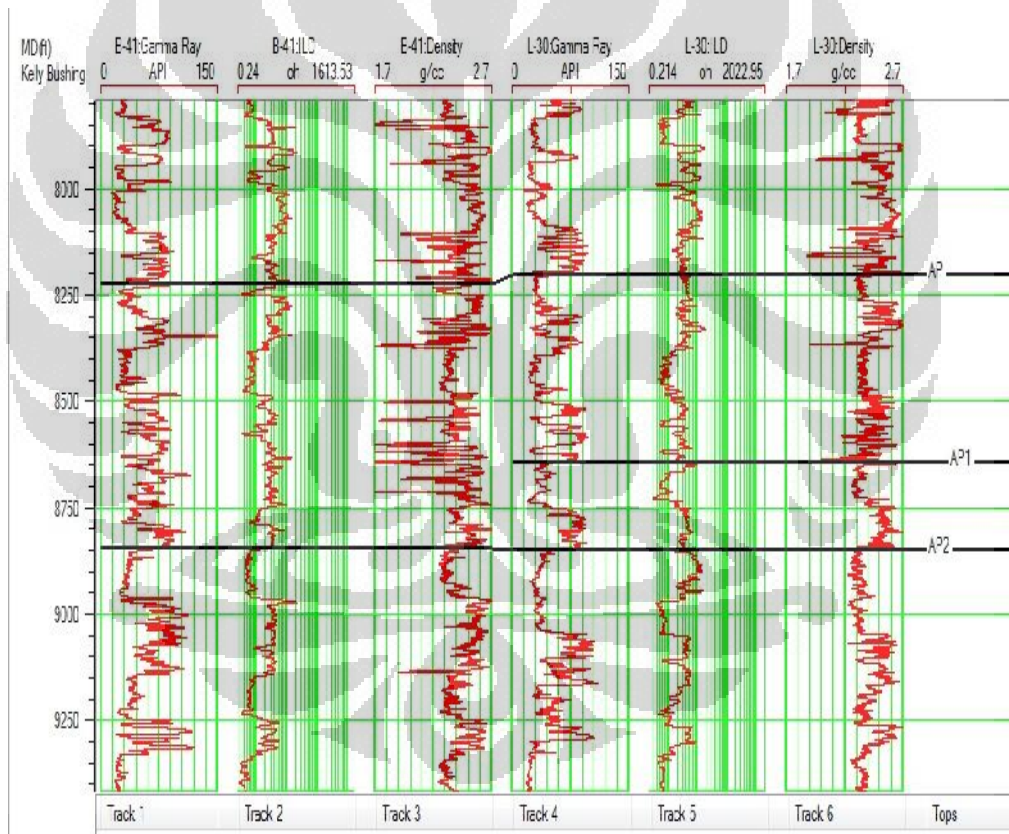
Gambar 4.2 Log sumur L-30



Gambar 4.3. Diagram alur pengolahan inversi *Elastic Impedance*

4.1.2 Marker Sumur

Marker sumur dilakukan untuk menentukan zona target atau reservoir pada penelitian ini. Proses marker sumur dilakukan berdasarkan respon dari log pada data sumur. Reservoir pada penelitian ini merupakan sandstone, diindikasikan dengan nilai log Gamma Ray yang rendah, nilai log Resistivity (ILD) yang tinggi, nilai log Density (RHOB) yang merepresentasikan nilai densitas dari sandstone dan adanya “cross over” pada log Density dan log Neutron Porosity. Selanjutnya dilakukan marker sumur pada beberapa zona diantaranya adalah Top AP, Top AP1 dan Top AP2.



Gambar 4.4 Penampang marker pada Log B-41 dan Log L-30

4.1.3 Checkshot Data

Input data pada proses checkshot adalah berupa data kedalaman dan data two way time (TWT). Tujuan dilakukannya checkshot adalah untuk mendapatkan korelasi atau hubungan antara waktu dan kedalaman yang nantinya diperlukan dalam proses pengikatan data sumur terhadap data seismik dan untuk melakukan koreksi log P-Wave, sehingga menghasilkan output berupa log P-Wave yang telah terkoreksi (P-Wave_chk).

4.1.4 Horizon

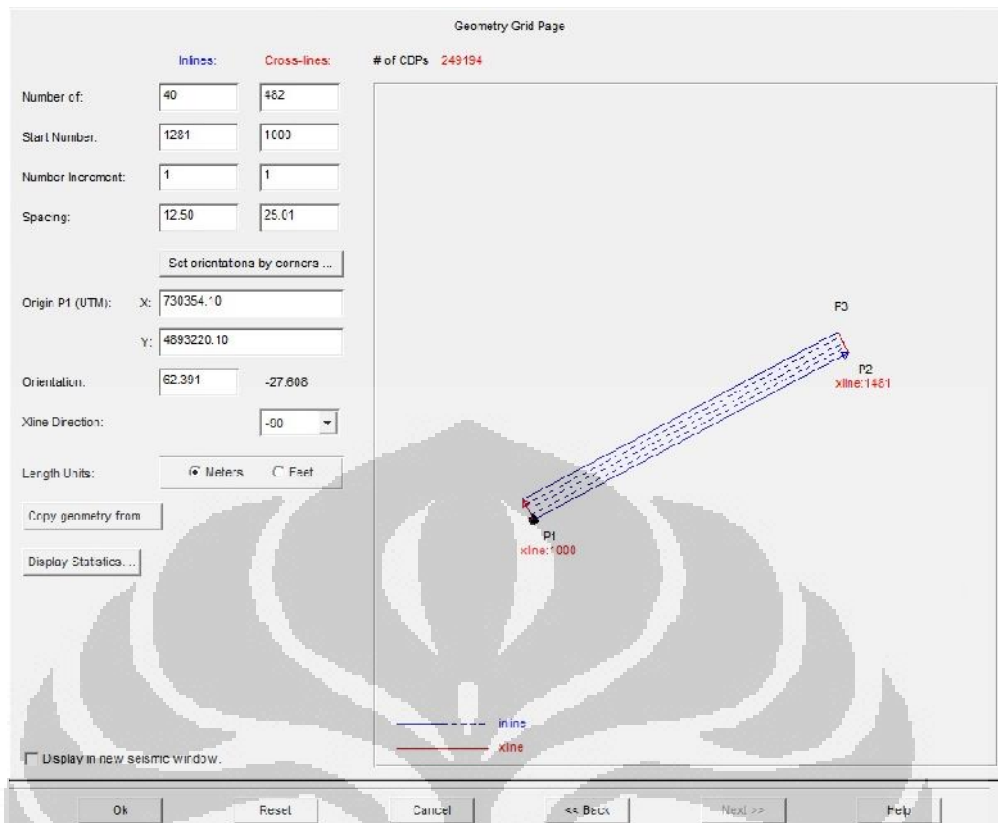
Data horizon yang dibuat pada penelitian ini terdapat lima data yaitu, horizon A (seabed), horizon B, Horizon C, horizon D dan horizon E. Penentuan kelima horizon tersebut didasarkan pada marker yang sebelumnya telah dibuat dan berdasarkan event seismik berupa bidang reflektor yang diindikasikan dengan keberadaan amplitudo yang kuat.

4.2 Data Seismik

Pada penelitian ini digunakan data seismik 3D dalam bentuk CDP gather, dengan interval *sample rate* 4 ms dalam format SEG-Y. Data seismik yang digunakan pada penelitian ini merupakan data pre-stack PSTM dan *preserved amplitude*, yaitu data seismik CDP gather yang sudah dilakukan proses NMO (Normal Move Out) dan tidak mengalami proses *gain* karena proses *gain* dapat merusak keaslian amplitudo seismik sehingga anomali-anomali amplitudo pada offset jauh dapat hilang.

4.2.1 Loading Data Seismik

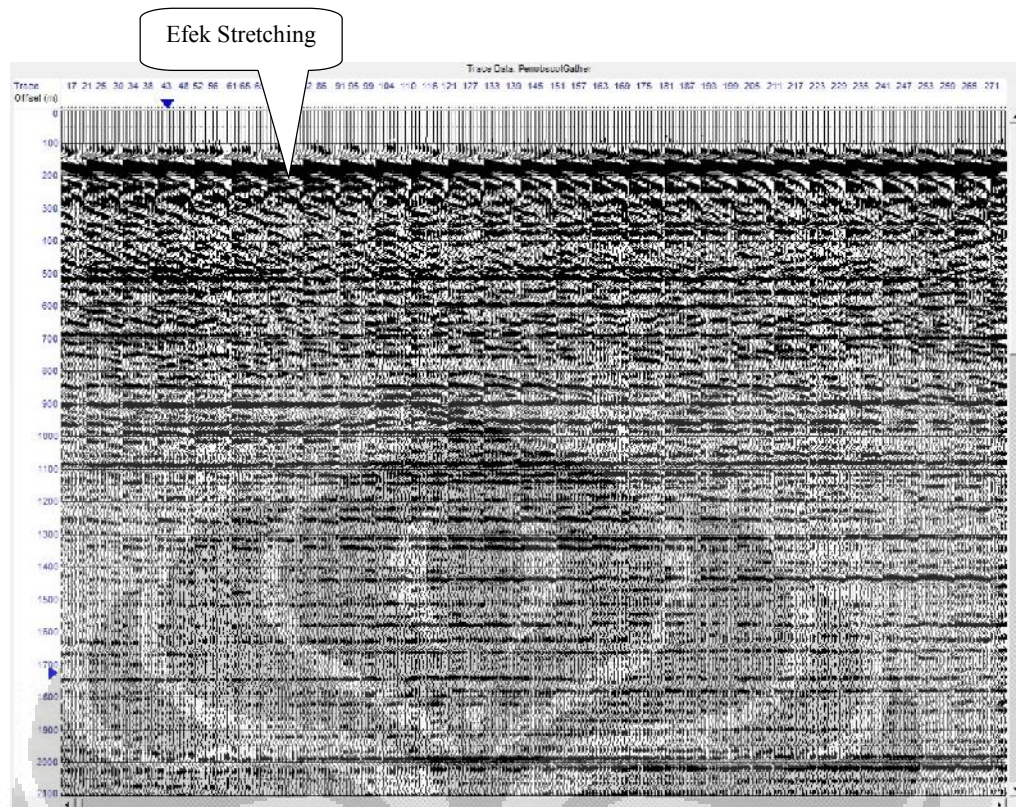
Pada tahap ini dilakukan input data geometri dari data seismik yang akan digunakan seperti penentuan koordinat pengukuran seismik 3D.



Gambar 4.5 Pengaturan geometri data seismik

4.2.2 Koreksi NMO

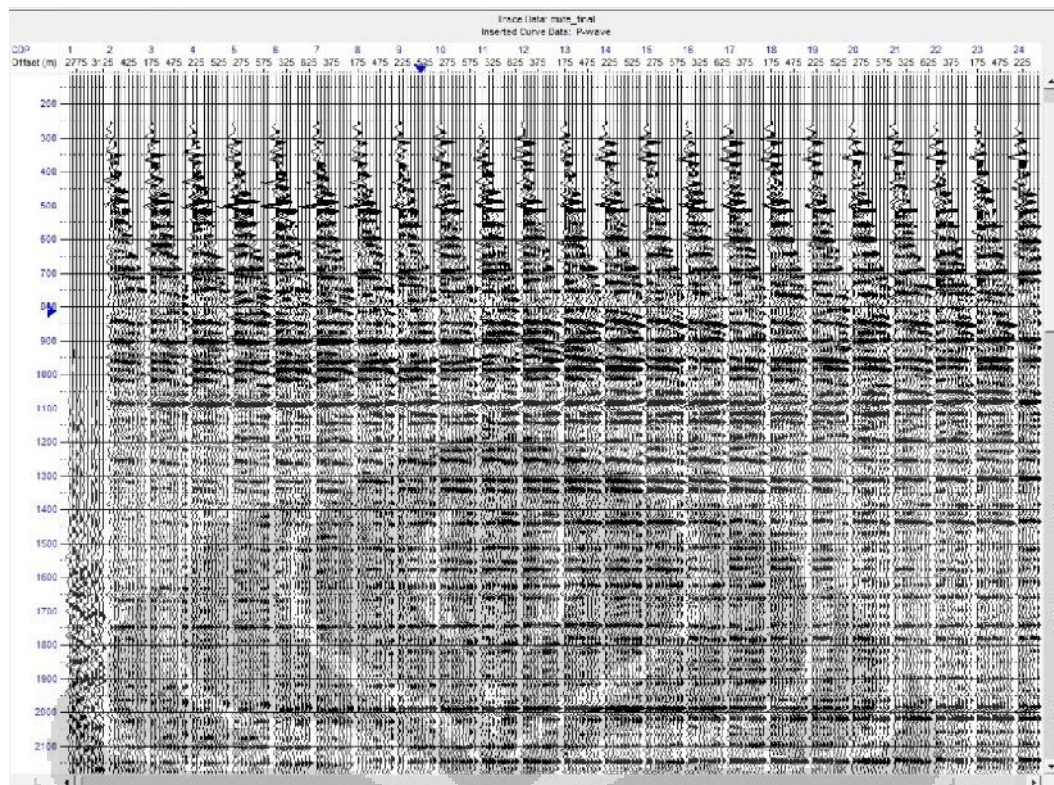
Normal Move Out (NMO) adalah perbedaan antara *Two Way Time (TWT)* pada offset tertentu dengan *TWT* pada *zero offset*. Koreksi NMO dilakukan untuk menghilangkan efek jarak (jarak antara shot point dan receiver pada satu CDP). Koreksi NMO akan menghasilkan efek stretching yaitu penurunan frekuensi gelombang seismik. Untuk menghilangkan efek stretching tersebut maka dilakukan proses muting.



Gambar 4.6 Data seismik CDP gather setelah koreksi NMO

4.2.3 Muting

Muting adalah proses pemisahan rekaman sinyal seismik yang diperkirakan sebagai noise. Selain untuk menghilangkan noise yang ikut terekam bersama jejak seismik (*trace seismic*), muting juga dapat digunakan untuk menghilangkan efek *strong amplitude* dan efek *stretching* yang ditimbulkan dari proses NMO.



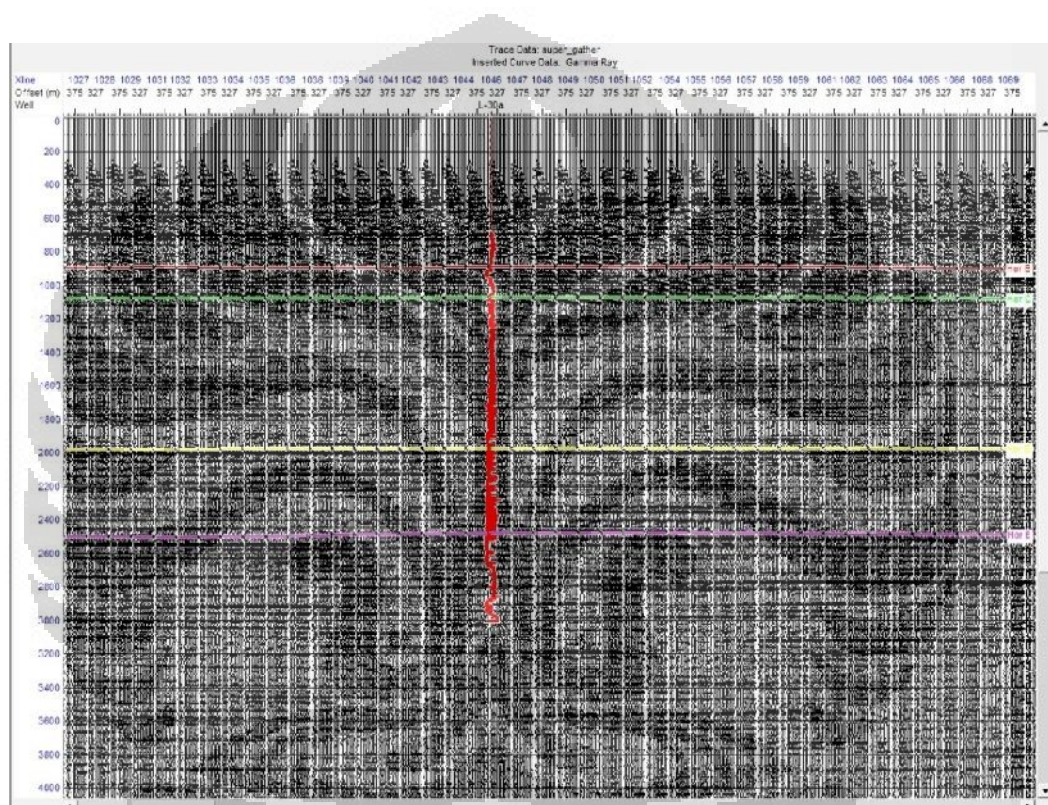
Gambar 4.7 Data seismik yang telah dilakukan proses muting

4.2.4 Bandpass Filter

Bandpass filter adalah suatu proses yang dilakukan untuk meningkatkan *ratio signal to noise*, yaitu dengan membuang frekuensi data yang dianggap *noise*. Proses filtering dilakukan dengan meloloskan *frekuensi band* yaitu dengan memasukkan nilai frekuensi terendah dan tertinggi dari spektrum amplitudo. Batas nilai yang dimasukkan adalah 5-10-50-60 Hz, pemilihan batas tersebut dengan berdasarkan pada teori analisis spektrum frekuensi, dimana pada batas tersebut merupakan frekuensi *noise* yang merepresentasikan frekuensi rendah seperti *ground roll* dan frekuensi tinggi seperti *ambient noise*.

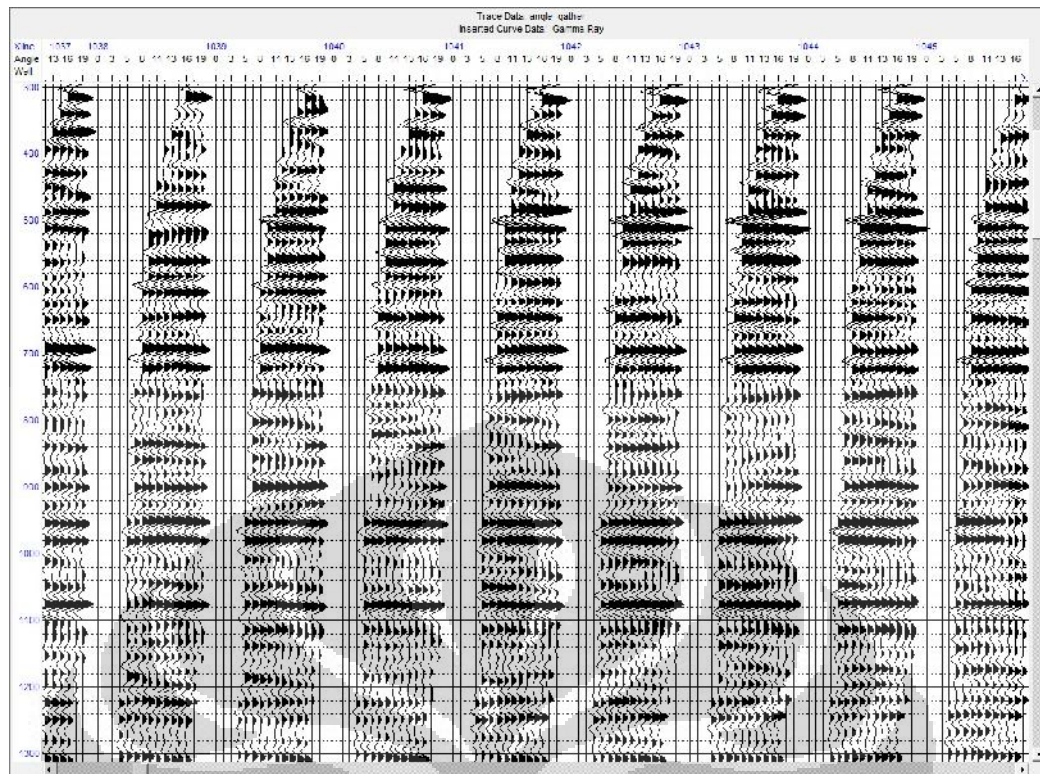
4.2.5 Super Gather dan Angle Gather

Super gather adalah penjumlahan beberapa CDP yang berdekatan sehingga dapat memberikan peningkatan *signal to noise ratio*. Analisis kecepatan dari *super gather* memberikan hasil yang lebih baik daripada analisis kecepatan dari *single gather*. *Super gather* memberikan resolusi *semblance* yang lebih baik bila dibandingkan dengan *single gather*.



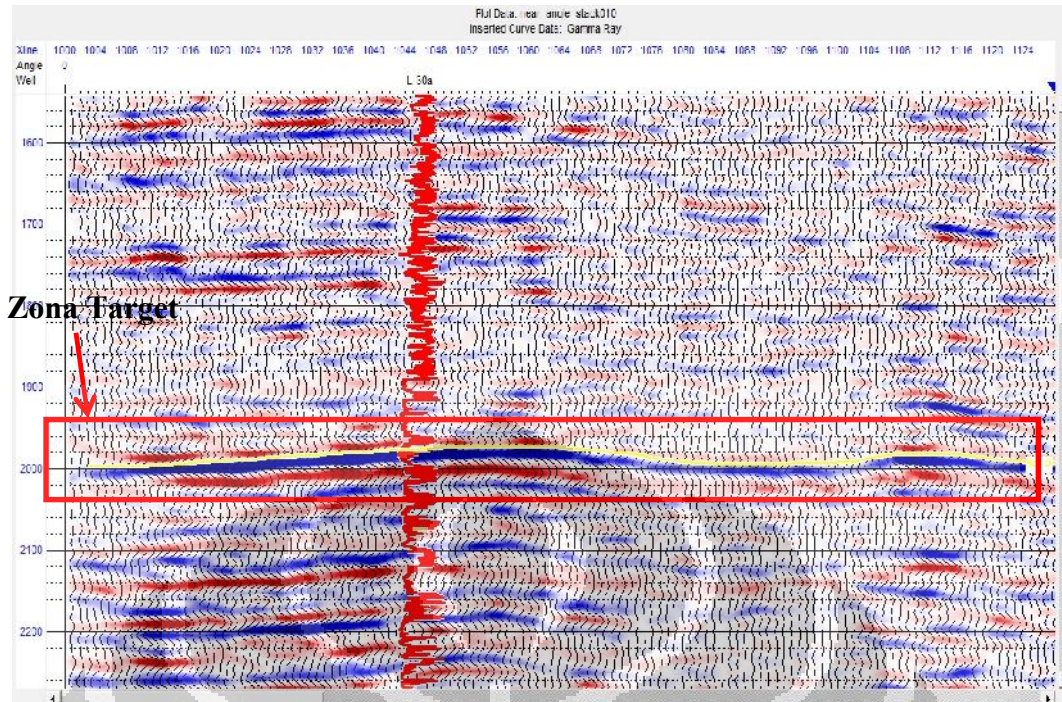
Gambar 4.8 Penampang Super Gather

Setelah melakukan proses *super gather* maka langkah selanjutnya adalah melakukan proses *angle gather*. Proses ini bertujuan untuk mengetahui dan menganalisa rentang sudut yang terdapat pada data seismik, dan didapatkan rentang sudut antara $0^{\circ} - 20^{\circ}$.

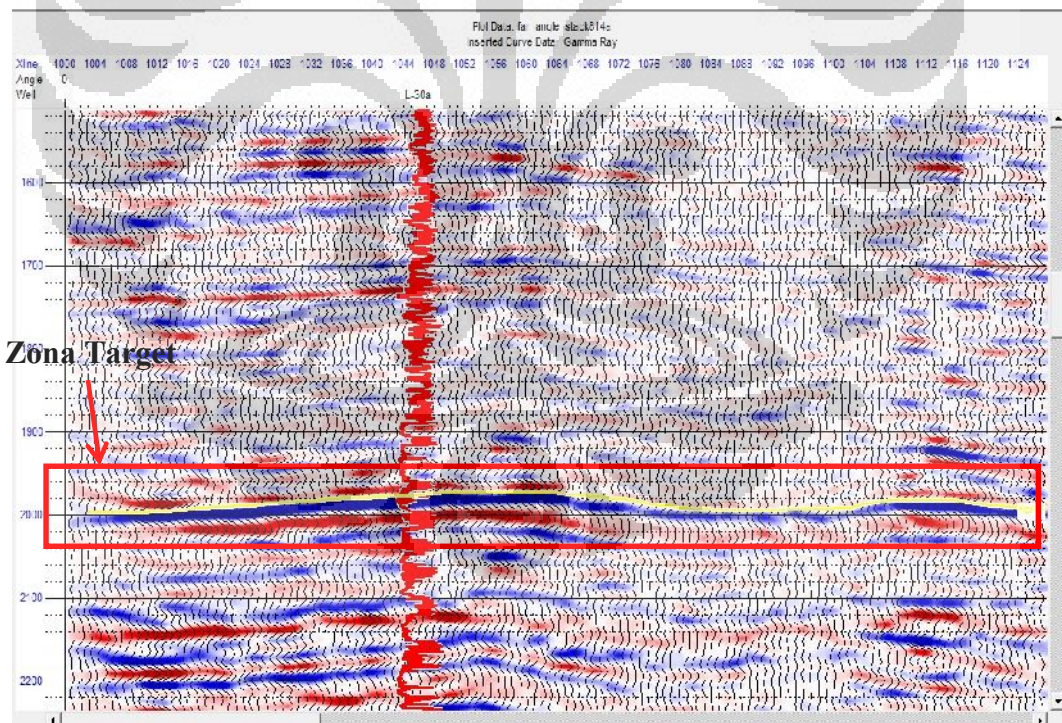


Gambar 4.9 Penampang Angle Gather

Proses selanjutnya adalah membuat *partial angle gather* yaitu near angle gather dan far angle gather yang nantinya digunakan sebagai input parameter pada inversi EI. Pada metode inversi EI dibutuhkan dua rentang partial stack gather yaitu *near angle stack* dan *far angle stack*, pada penelitian di pilih rentang sudut antara $0-10^{\circ}$ untuk data *near angle stack* dan rentang sudut antara $10-20^{\circ}$ untuk data *far angle stack*. Pemilihan range tersebut berdasarkan sudut optimum yang dapat dihasilkan sehingga dapat terlihat respon kenaikan amplitudo terhadap sudut datang.



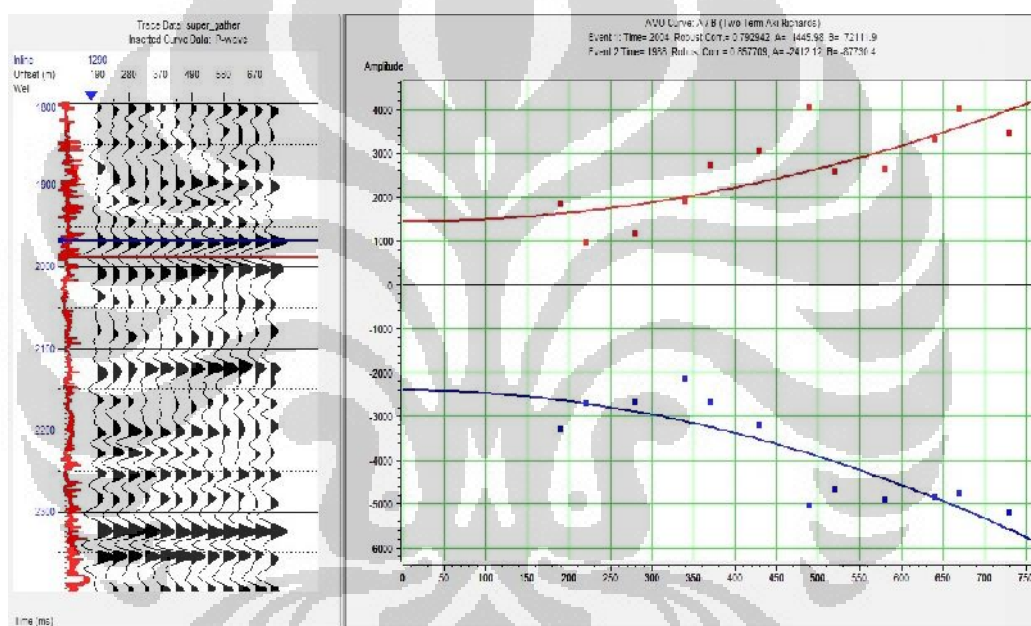
Gambar 4.10 Penampang near angle stack



Gambar 4.11 Penampang far angle stack

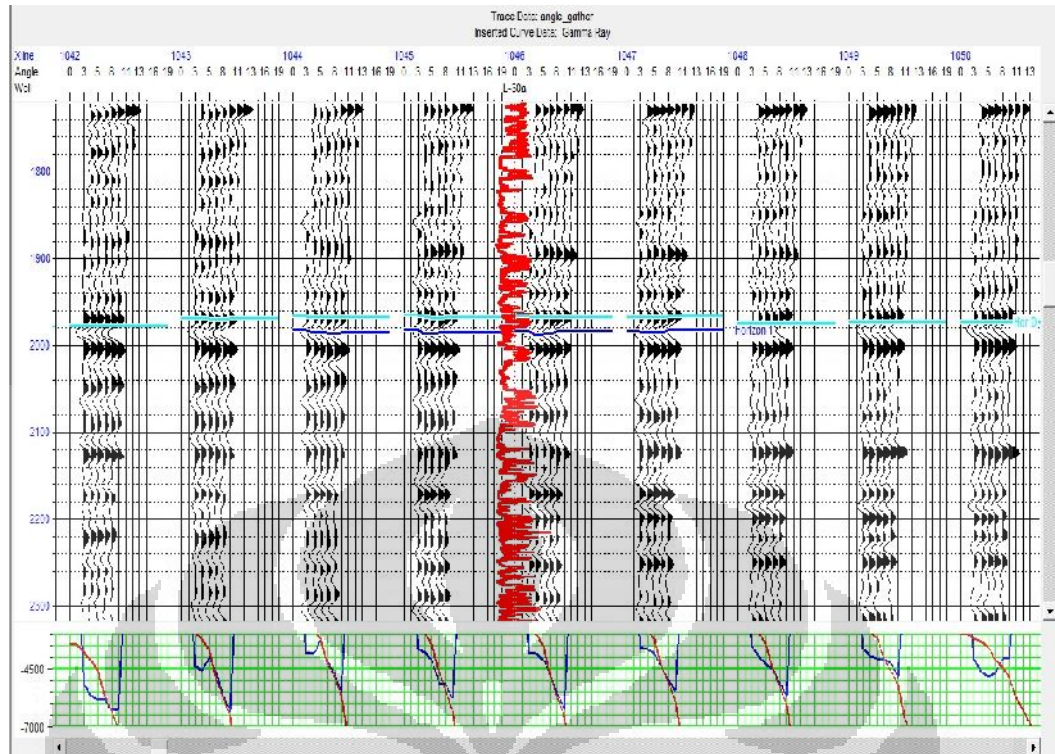
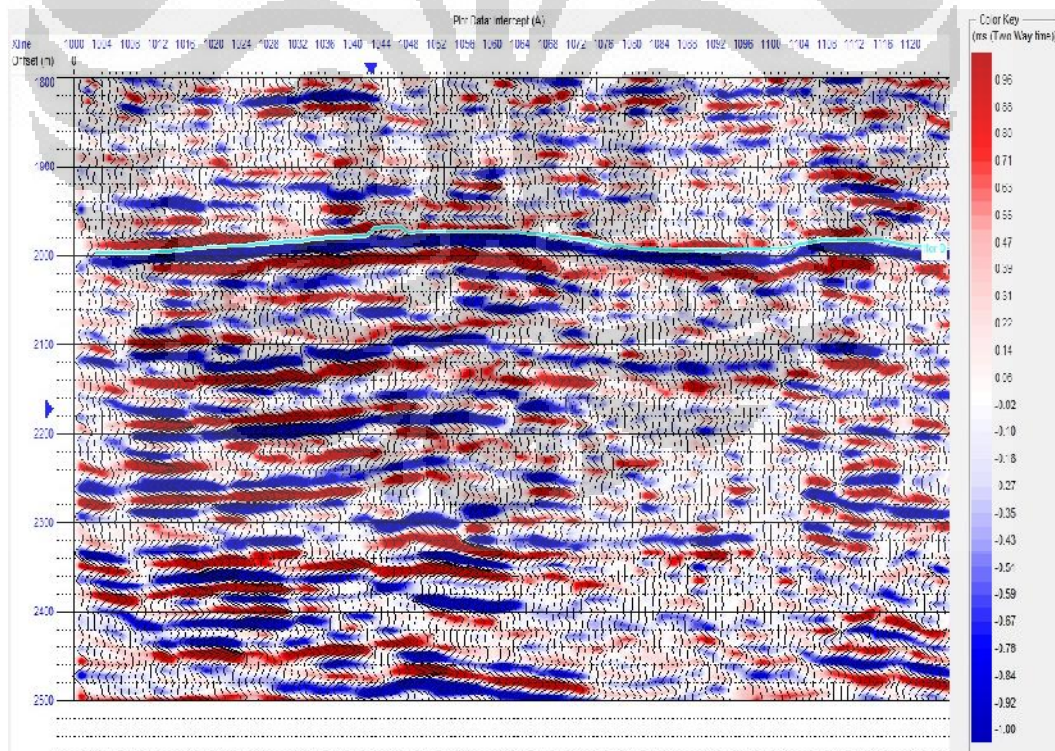
4.2.6 Kurva Respon AVO

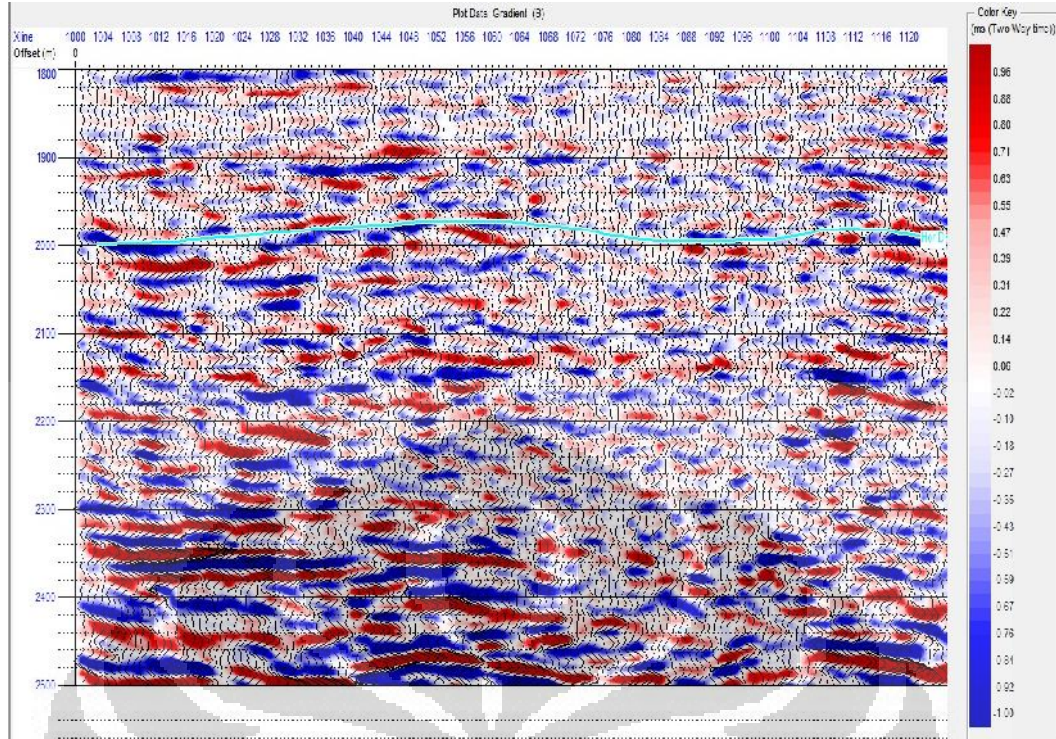
Setelah melakukan proses *super gather* dan *angle gather*, maka langkah selanjutnya adalah melakukan analisis respon AVO (*Amplitude Variation With Offset*). Tujuan dilakukannya proses ini adalah untuk mengetahui respon dari perubahan amplitudo terhadap sudut datang (*angle of incident*). Zona *interest* terletak pada inline 1284, xline 1046 dan berada pada waktu ± 2000 ms maka didapatkan kurva respon AVO yang termasuk kedalam AVO kelas III. Pada zona ini diindikasikan adanya anomali *bright spot*.



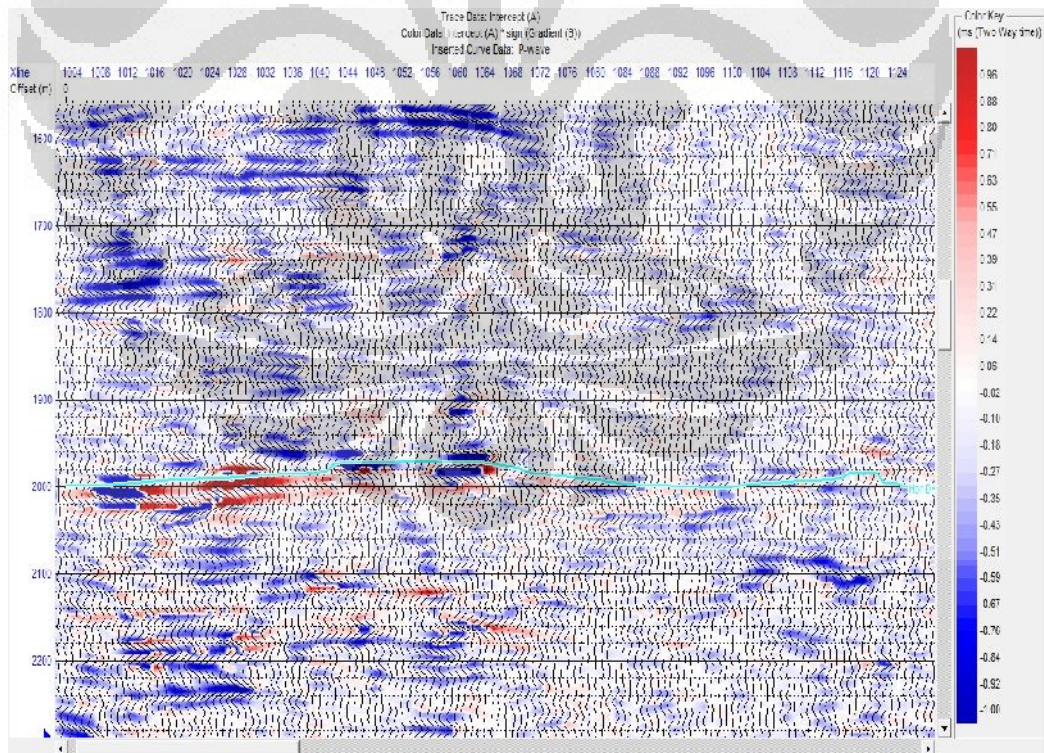
Gambar 4.12 Kurva respon AVO berupa kurva analisis *gradient* AVO

Kurva diatas adalah hasil dari *gradient analysis* yang merupakan proses tahapan analisis AVO, terlihat garis berwarna merah yang merupakan *top* reservoir dan garis berwarna biru yang merupakan *base* reservoir. Selanjutnya setelah melakukan analisis terhadap *gradient* AVO, untuk lebih meyakinkan penentuan klasifikasi kelas AVO maka dilakukan proses *pick analysis* pada target yang sama. Didapatkan output kurva AVO kelas III, selanjutnya dilakukan proses analisis atribut AVO seperti *intercept* (A), *gradient* (B), *product* A*B, dan *poisson's ratio*.

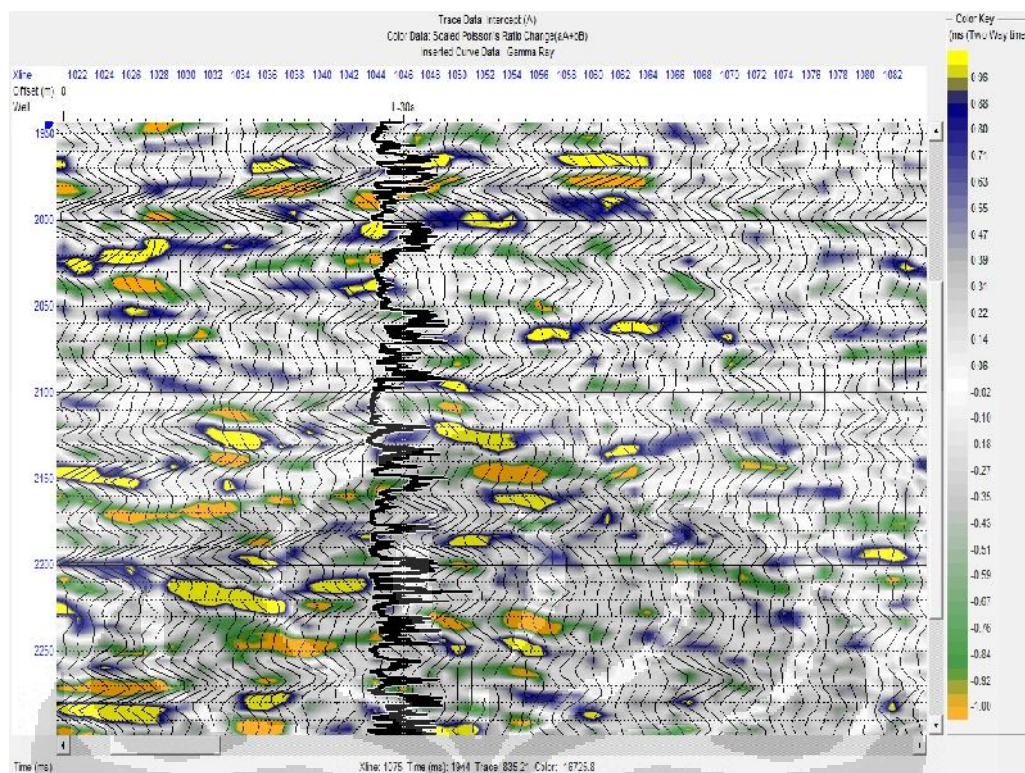
Gambar 4.13 Output dari proses *pick analysis*Gambar 4.14 Penampang *Intercept (A)*



Gambar 4.15 Penampang gradient (B)



Gambar 4.16 Penampang Intercept * Gradient (A*B)



Gambar 4.17 Penampang *Poisson's Ratio*

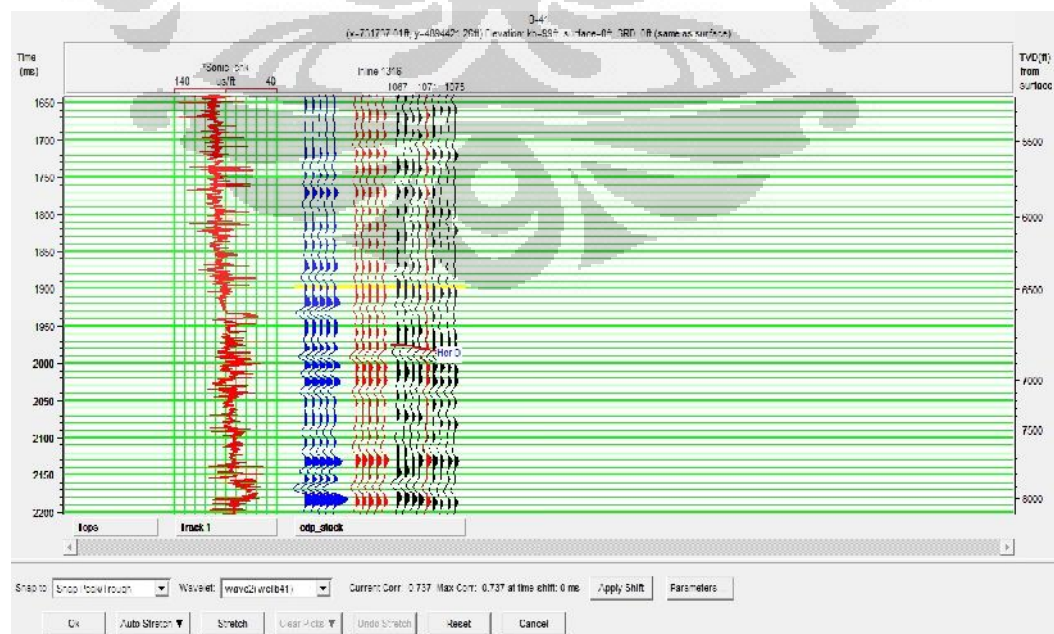
4.2.7 *Well Seismic Tie*

Well seismic tie adalah suatu tahapan yang dilakukan untuk mengikat data sumur (well) terhadap data seismik. Ini digunakan untuk menempatkan *event* reflektor seismik pada kedalaman yang sebenarnya serta untuk mengkorelasikan informasi geologi yang diperoleh dari data sumur dengan data seismik. Prinsip yang digunakan pada proses *well seismic tie* adalah mencocokkan *event* refleksi pada data seismik dengan seismogram sintetik yang bersesuaian dengan suatu bidang batas. (Wibisono, 2009).

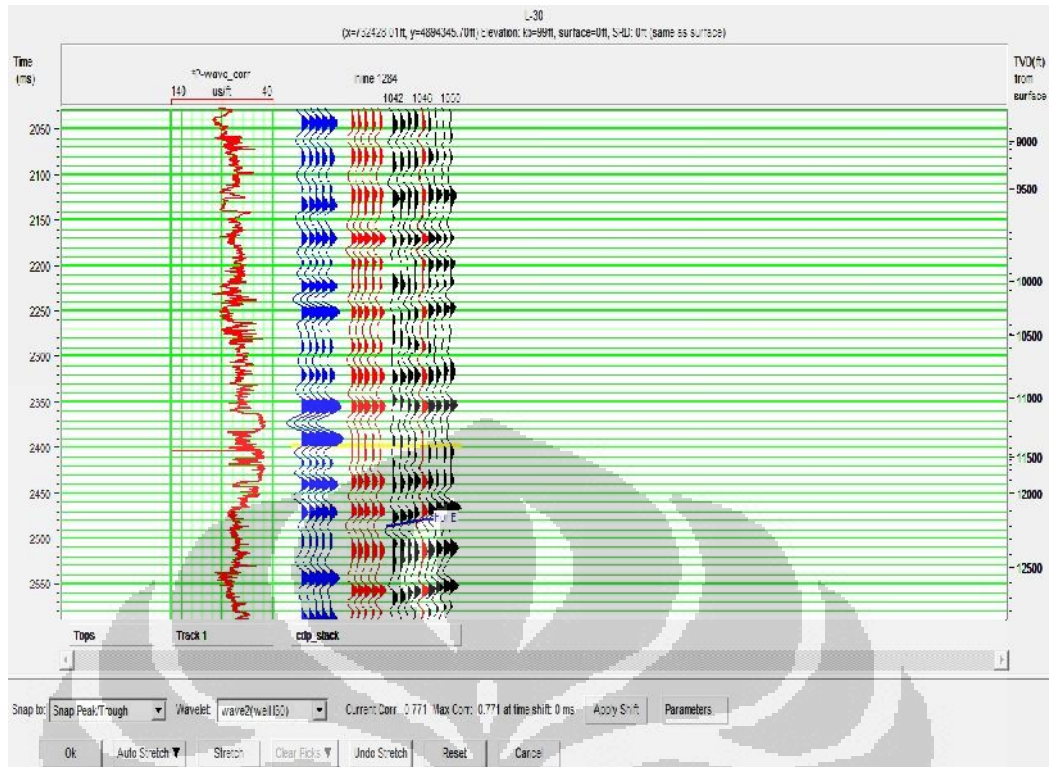
Well seismic tie dilakukan dengan cara mengkoreksi log sonic (DT), density (RHOB) dan data checkshot dengan tujuan untuk menghilangkan efek washout zone, casing shoe dan artifak-artifak lainnya (Abdullah, 2008). Teknik melakukan *well seismic tie* adalah dengan menggunakan data check shot pada masing-masing sumur untuk selanjutnya dilakukan korelasi antara *trace seismic* (cdp-stack) dengan seismogram sintetik.

Dalam pembuatan seismogram sintetik, terlebih dahulu dilakukan pembuatan *wavelet*. Pembuatan *wavelet* dapat dilakukan dengan dua cara, yaitu dengan menggunakan data seismik (*statistical*) atau dengan menggunakan data sumur (*well*). Selanjutnya *wavelet* dikonvolusikan dengan log reflektifitas sehingga menghasilkan seismogram sintetik. Setelah seismogram sintetik dihasilkan, langkah selanjutnya adalah mengkorelasikan *event* yang ada pada seismogram sintetik dengan data seismik.

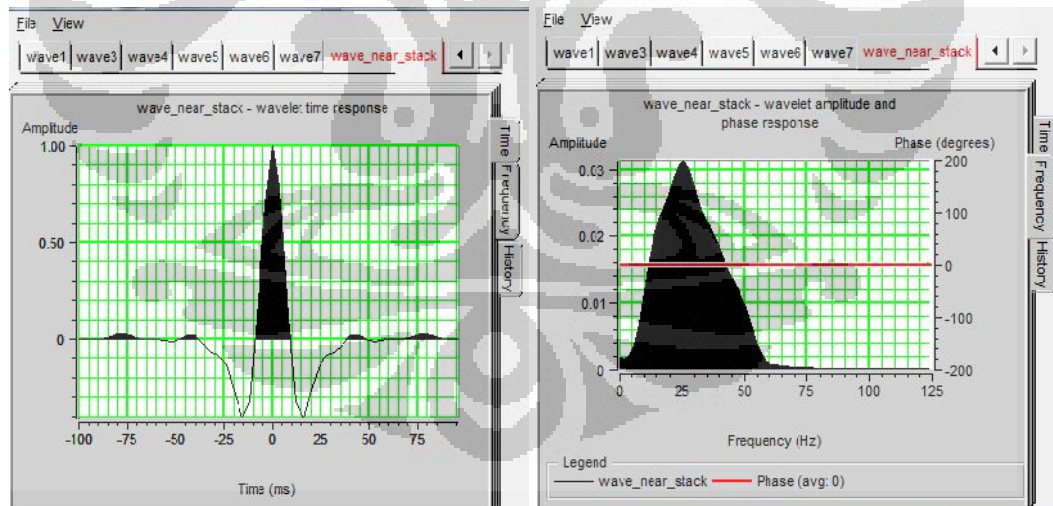
Keakuratan dari korelasi tersebut merepresentasikan nilai korelasi maksimum yang dihasilkan bernilai tinggi. Namun dalam pengerjaannya perlu dilakukan kehati-hatian dalam melakukan proses stretch dan shift, karena walaupun menghasilkan nilai korelasi yang tinggi tetapi akan menyebabkan bulk shift. Hal penting lainnya yang perlu diperhatikan adalah ekstraksi *wavelet*, usahakan melakukan ekstraksi *wavelet* yang bervariasi pada beberapa parameter yang berbeda sehingga dapat menghasilkan output yang maksimal. Proses *well seismic tie* pada penelitian ini dilakukan dengan memasukkan input *cdp-stack* terhadap semua data sumur yaitu B-41 dan L-30 yang kemudian digunakan sebagai acuan untuk melakukan picking horizon dan sebagai input untuk melakukan proses inversi.



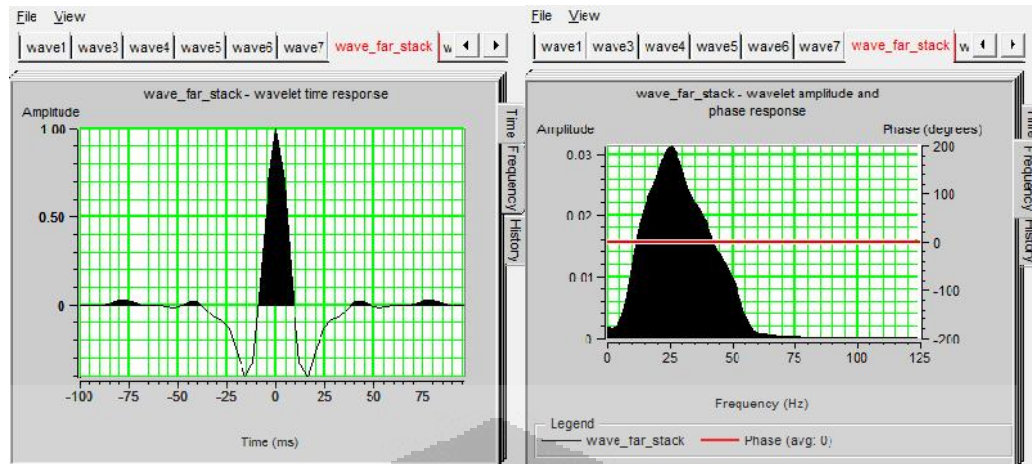
Gambar 4.18 *Well seismic tie* pada Log B-41 dengan nilai korelasi 0.737



Gambar 4.19 *Well seismic tie* pada Log L-30 dengan nilai korelasi 0.771



Gambar 4.20 *Wavelet* ekstraksi dari near stack angle



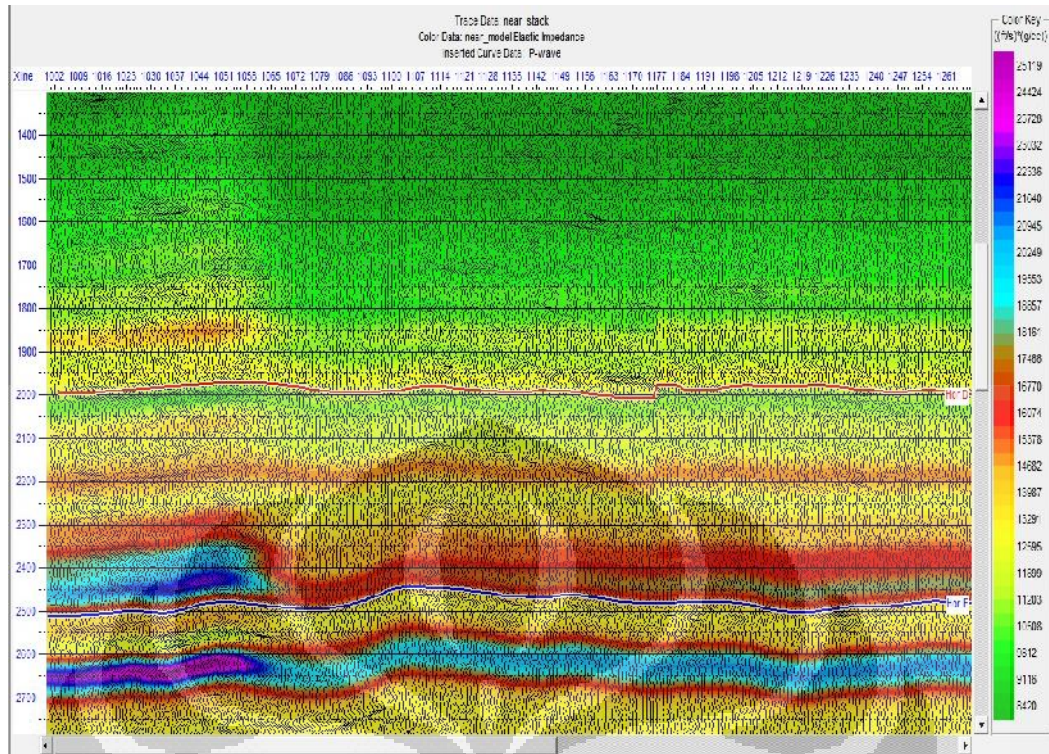
Gambar 4.21 *Wavelet* ekstraksi dari far stack angle

4.2.8 Proses Inversi Seismik

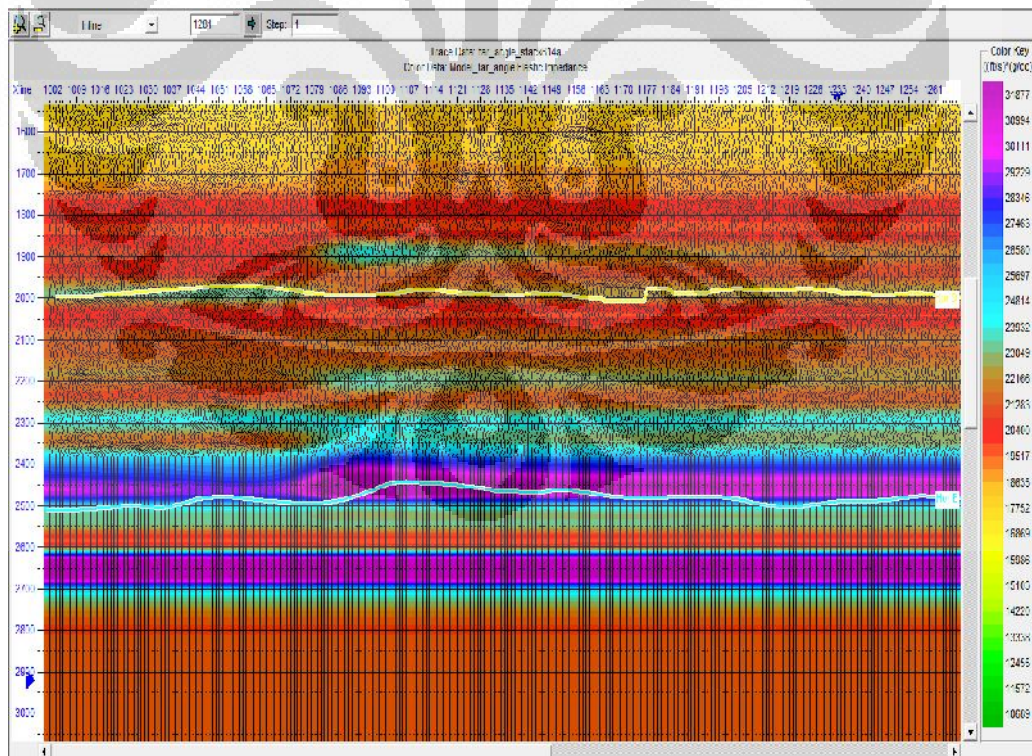
Seismik Inversi adalah suatu teknik untuk menggambarkan model geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai masukan dan data log sebagai pengontrol. Data seismik mempunyai resolusi yang bagus ke arah lateral sedangkan data log mempunyai resolusi yang baik ke arah vertikal, namun terbatas pada resolusi ke arah lateral oleh karena itu diperlukan suatu teknik inversi yang berguna untuk mencocokkan kedua data ini agar diperoleh suatu bentuk penampang bawah permukaan yang dapat mencitrakan kedua bentuk resolusi tersebut. (sukmono, 2007).

4.2.8.1 Pembuatan Model Awal

Model awal pada penampang EI untuk sudut *near* dan sudut *far* menggunakan input penampang near stack dan far stack dengan dilengkapi *log EI near* dan *log EI far*. *Log EI near* dan *log EI far* digunakan sebagai pengontrol dalam pembuatan model awal.



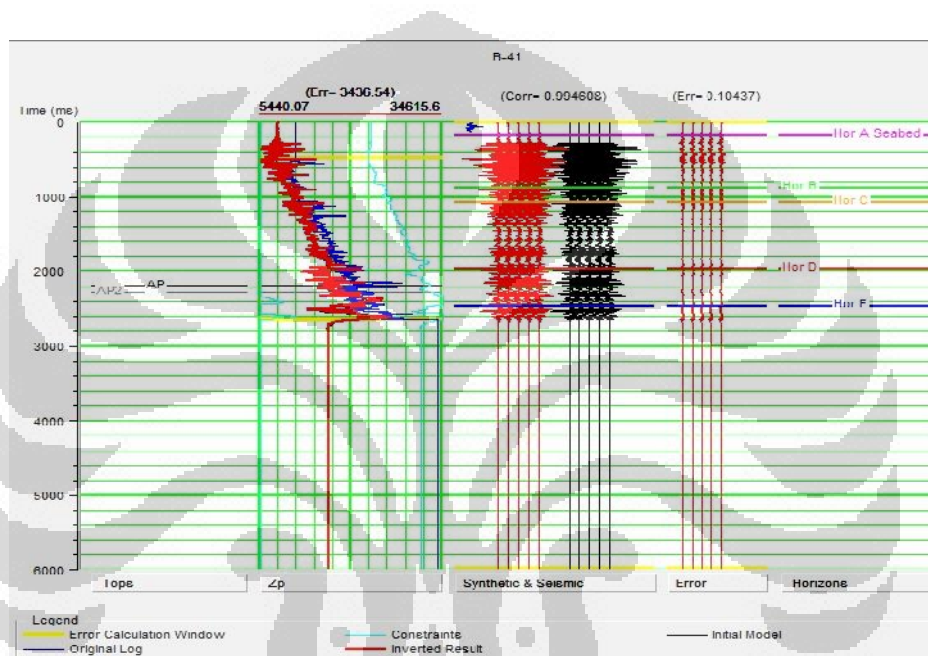
Gambar 4.22 Model awal inversi EI near angle



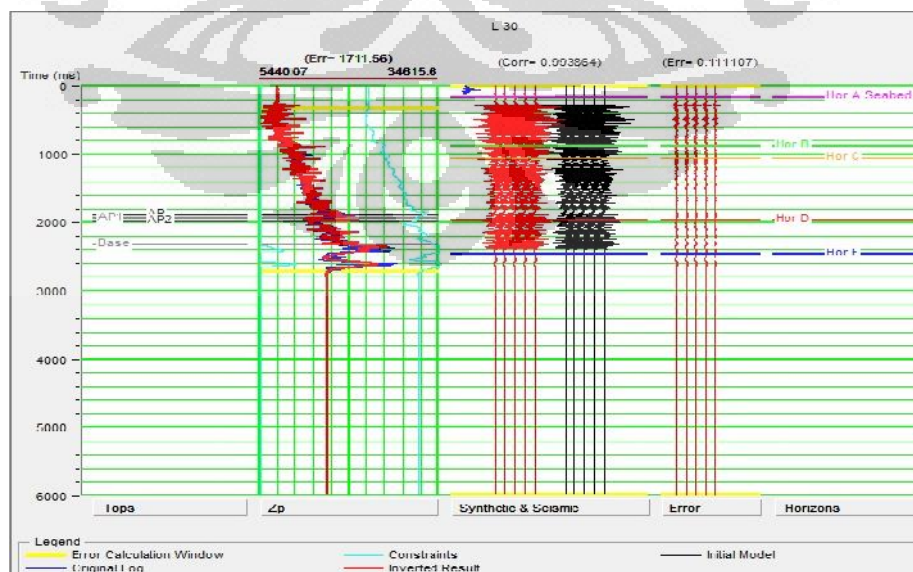
Gambar 4.23 Model awal inversi EI far angle

4.2.8.2 Inversion Analysis

Proses *Quality Control* (QC) ini dilakukan pada masing-masing sumur dengan menggunakan *Model Based Post-stack Analysis*. *Inversion Analysis* akan membandingkan antara hasil inversi dengan impedansi sumur untuk melihat korelasi yang diperoleh dengan parameter inversi yang berbeda-beda dan menghitung nilai korelasi antara seismik dengan sintetiknyanya.



(a)

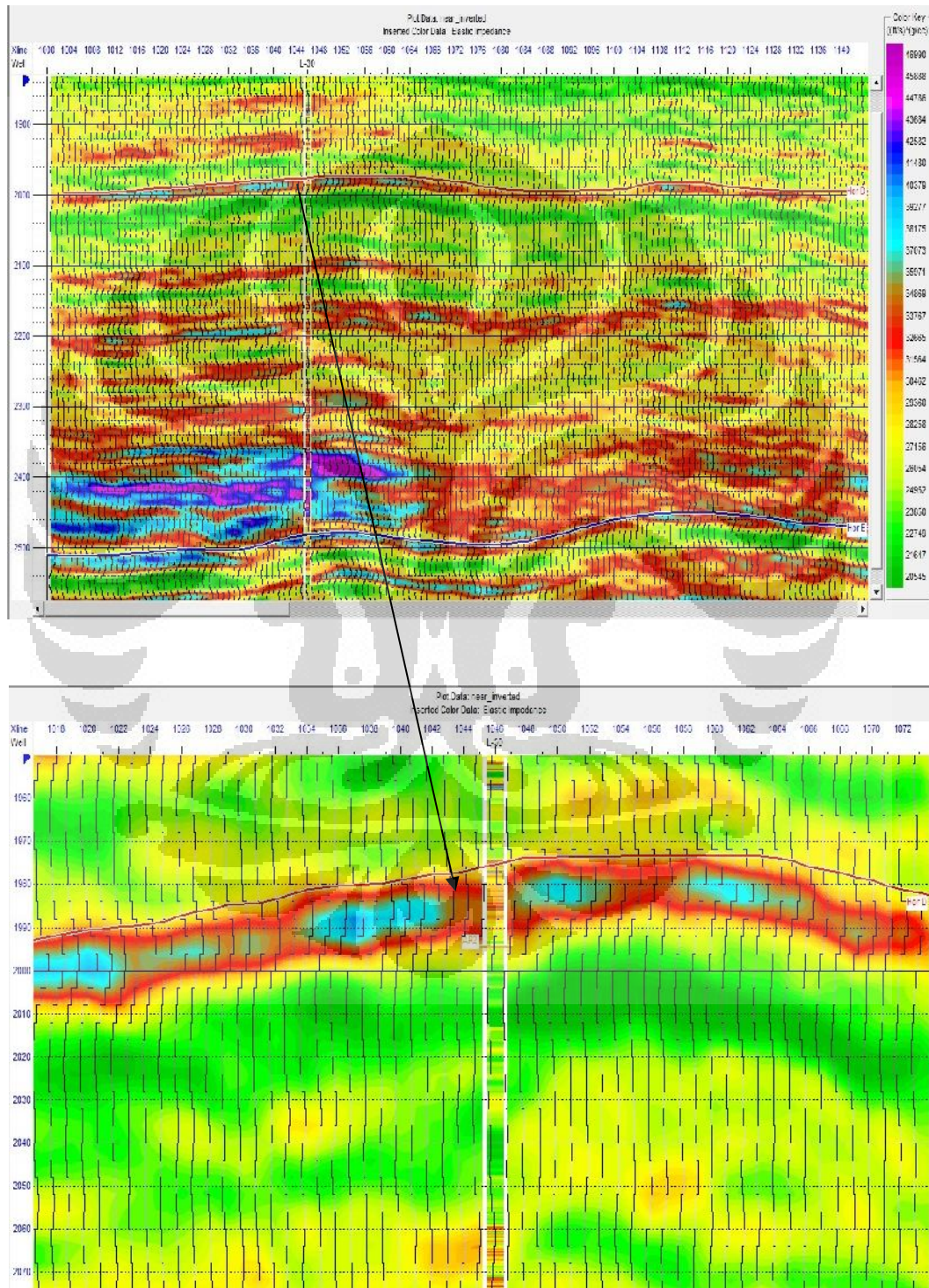


(b)

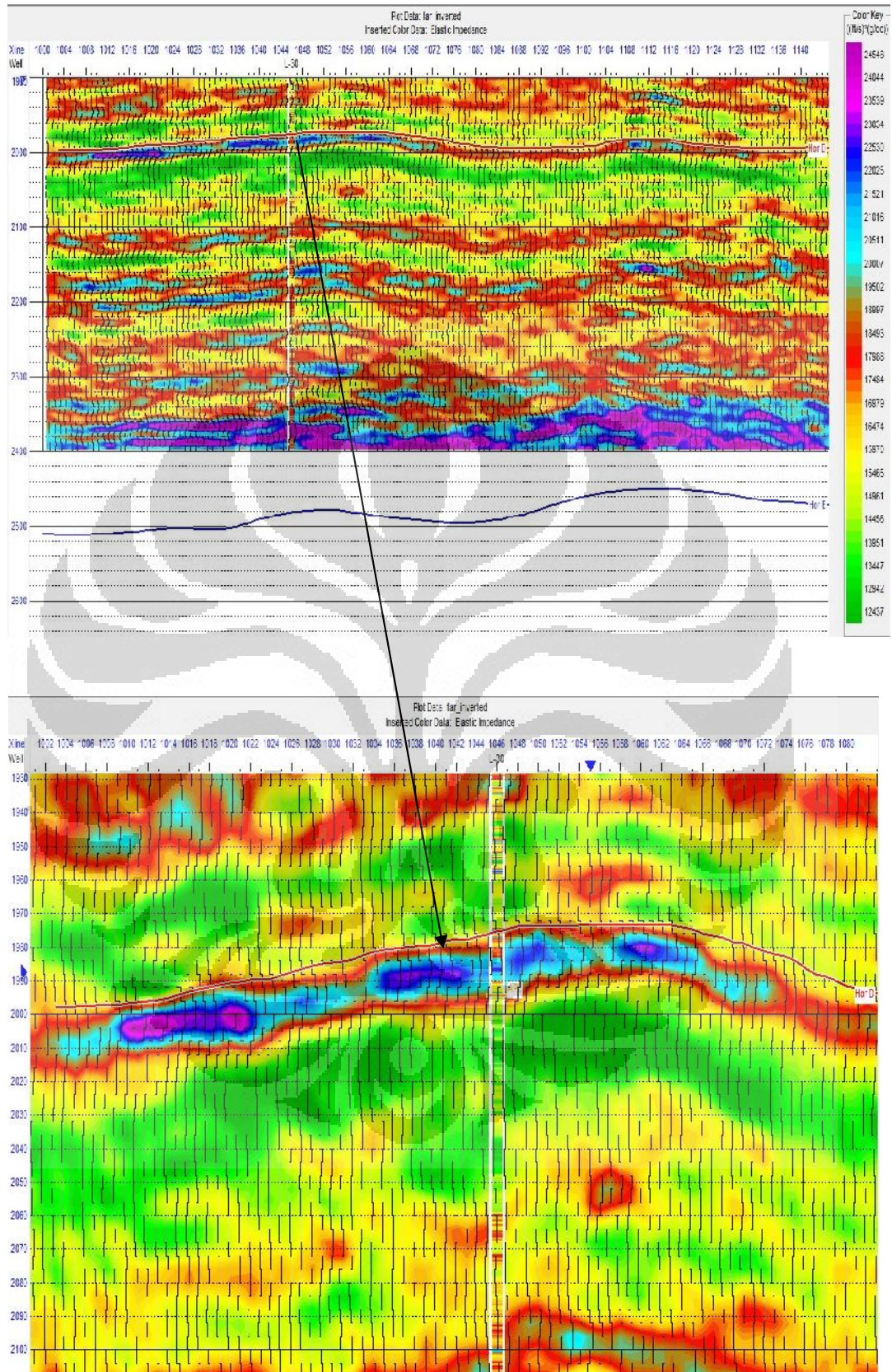
Gambar 4.24 (a) QC pada sumur B-41 dan (b) QC pada sumur L-30

4.2.8.3 Inversi *Elastic Impedance*

Pada tahap ini dilakukan proses inversi dengan menggunakan parameter model awal dari masing-masing stacking dan juga log *Elastic Impedance*.



Gambar 4.25 Penampang inversi EI near angle



Gambar 4.26 Penampang inversi EI far angle

BAB V

HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1 Analisis Data Sumur

Analisis data sumur bertujuan untuk mengetahui sensitifitas pada log. Prosesnya adalah membuat krosplot antara dua buah log pada sistem kartesian sumbu koordinat x dan y. Dari plot yang dihasilkan dari krosplot, dapat memisahkan litologi dan kandungan fluida pada daerah target atau reservoir. Analisis ini sangat penting dilakukan untuk mengetahui parameter-parameter yang dapat dijadikan indikator dari litologi dan fluida yang terdapat dalam reservoir.

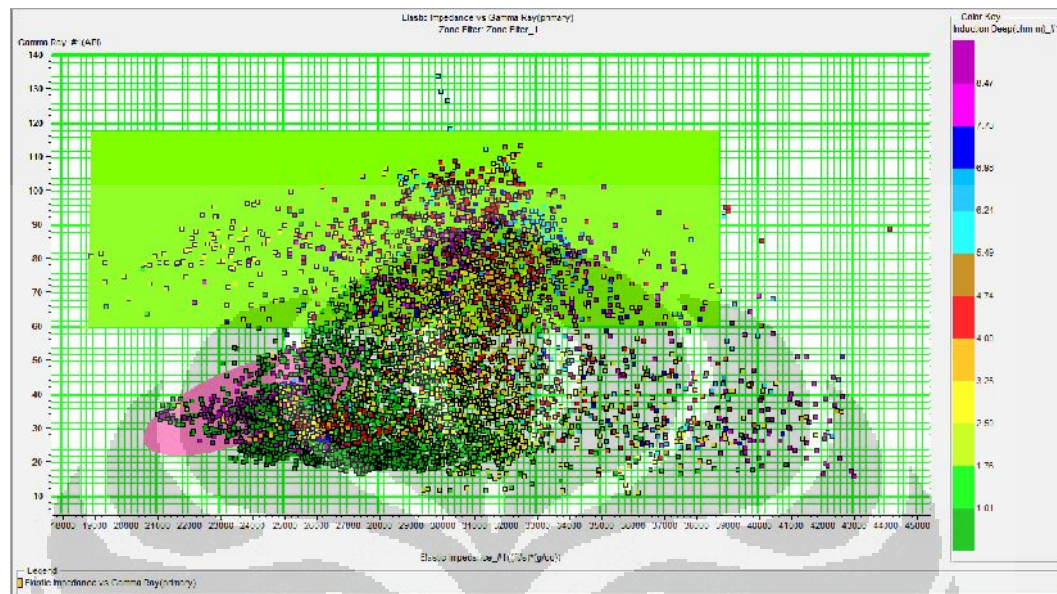
Parameter elastik dari zona reservoir diperoleh dari analisis AVO dan inversi pre-stack. Krosplot dari parameter tersebut dapat dijadikan sebagai tahap awal penentuan reservoir dan dapat mengurangi ke ambiguan prediksi persebaran hidrokarbon pada reservoir.

5.1.1 Analisis Krosplot Gamma Ray vs EI

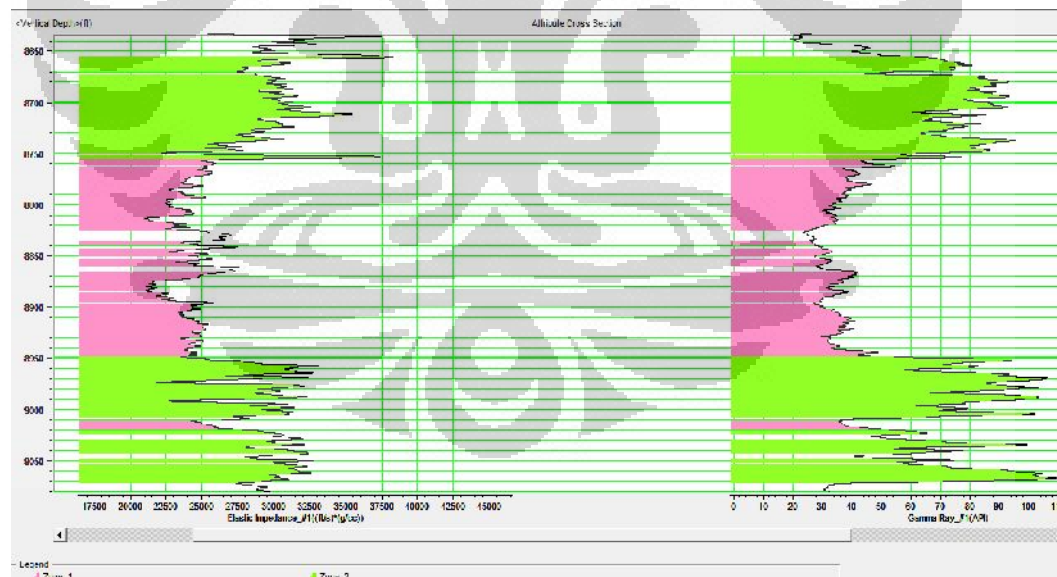
Bertujuan untuk memisahkan antara shale dengan sandstone yang diindikasikan berisi gas (gas-sandstone). Analisis yang dilakukan adalah nilai gamma ray yang tinggi mengindikasikan keberadaan shale dan gamma ray yang rendah mengindikasikan zona non shale (sandstone). Dari krosplot (Gambar 5.1) ditunjukkan bahwa zona shale memiliki nilai gamma ray yang tinggi dengan nilai diatas 60 API (zona warna hijau), selain itu color key yang digunakan pada krosplot ini adalah resistivity yang dapat menambah keyakinan dalam penentuan zona shale yang memiliki nilai resistivity yang rendah.

Sementara itu untuk penentuan zona gas sands dapat ditentukan dengan nilai gamma ray yang rendah, dibawah 60 API (zona warna magenta) dan nilai resistivity yang tinggi. Dalam menentukan zona gas sands diindikasikan dari nilai log EI yang rendah, hal ini dikarenakan karakteristik log EI yang bernilai rendah

umumnya merupakan lapisan yang berisi fluida. Dari penentuan kedua zona tersebut selanjutnya dibuat cross section dengan tujuan untuk mengetahui persebaran antara shale dan gas-sandstone pada zona interest.



(a)



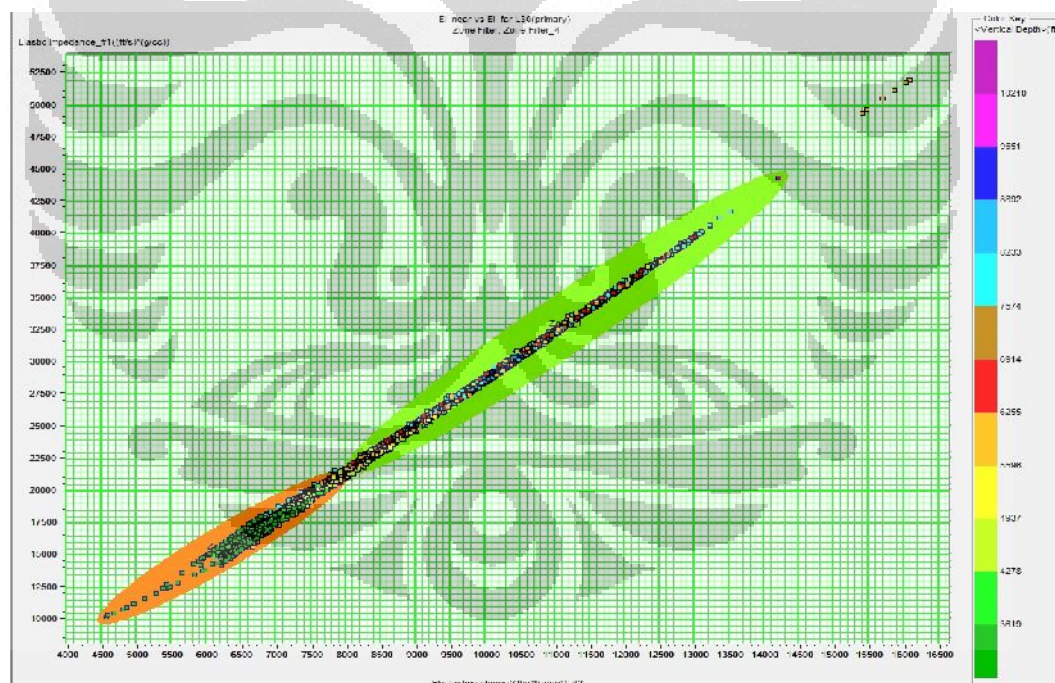
(b)

Gambar 5.1 (a) krosplot dan (b) cross section antara log Gamma ray dan log EI

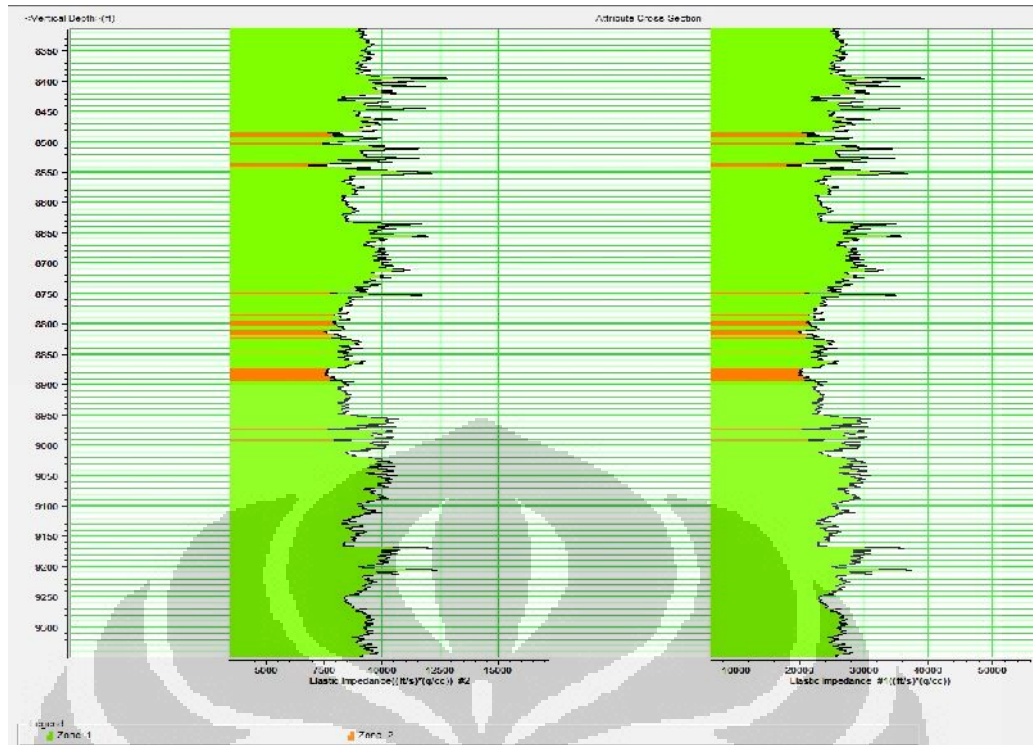
5.1.2 Analisis Krosplot EI near vs EI far

Krosplot antara EI near dengan EI far (Gambar 5.) bertujuan sebagai indikator dari perubahan litologi dan indikator keberadaan fluida (gas/minyak) pengisi pori pada batuan *sandstone*. Analisis keberadaan fluida diindikasikan pada nilai EI near antara 10000 ft/s*g/cc - 21000 ft/s*g/cc dan nilai EI far antara 4000ft/s*g/cc – 8500 ft/s*g/cc.

EI near merupakan representasi atau perwakilan dari AI (*Acoustic Impedance*), karena AI merupakan nilai impedansi pada sudut datang nol, pada EI near ini digunakan rentang sudut antara 0° - 10° , sedangkan pada EI far digunakan rentang sudut antara 10° – 20° . Pemilihan dari rentang sudut pada EI near dan EI far berdasarkan pada hasil atau output yang paling optimal dari hasil krosplot antara EI near dengan EI far.



(a)



(b)

Gambar 5.2 (a) Krosplot antara log EI near dan log EI far, (b) cross section antara log EI near dan log EI far

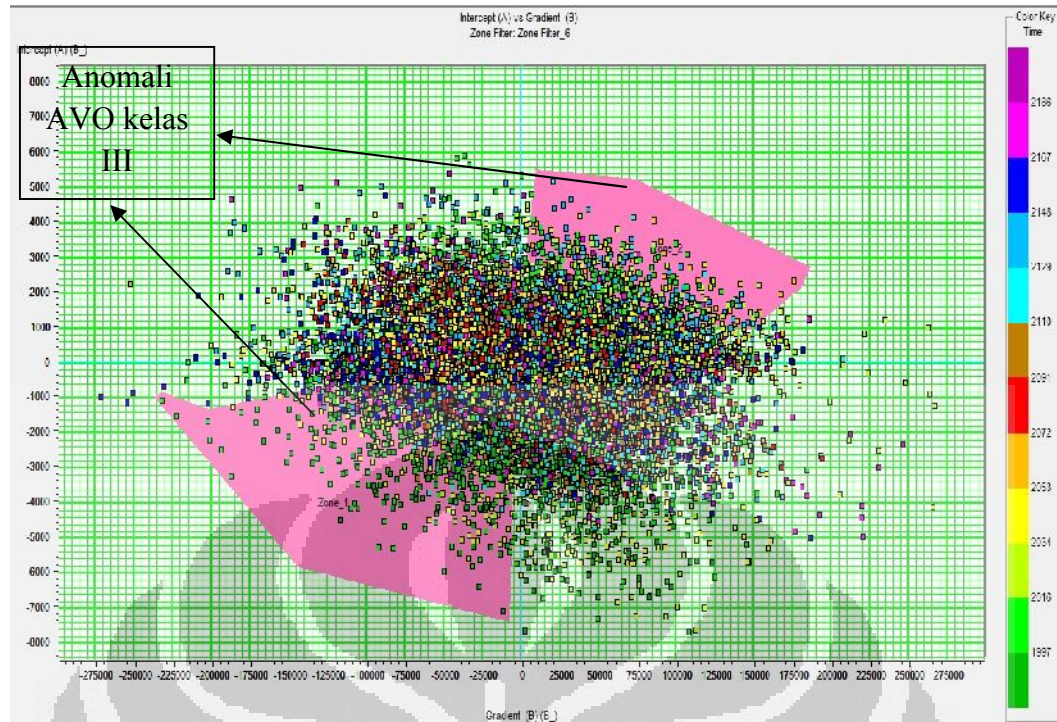
5.2 Analisis AVO

Analisis AVO merupakan tahap analisis awal yang dilakukan pada data seismik sebelum data seismik akan dilakukan inversi. Analisis AVO yang pertama kali dilakukan adalah gradient analisis (Gambar 4.12). Terlihat bahwa jika kita memplot nilai-nilai amplitudo pada cdp gather baik pada peak-merah maupun trough-biru, maka kita akan memperoleh nilai *Intercept* (A) yang merupakan titik potong antara garis biru atau merah dengan sumbu vertikal dan *Gradient* (B) yang merupakan kemiringan garis biru atau garis merah. Titik-titik merah dan biru yang diinterpolasi dengan garis biru dan merah pada gambar 4.12 merupakan titik-titik sampel amplitudo terhadap offset.

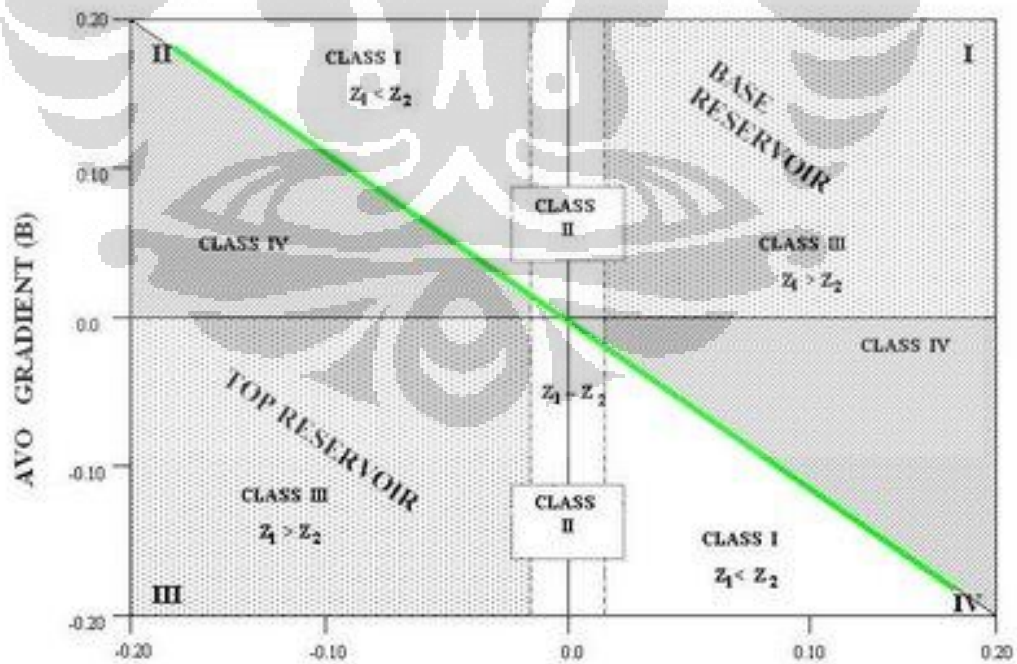
Top sand pada penelitian ini direpresentasikan sebagai zero-phase pick (garis berwarna biru pada pick), akan diperoleh nilai *intercept* dan *gradient* yang bernilai negatif. Nilai negatif tersebut dikarenakan nilai impedansi pada lapisan sand lebih rendah daripada nilai impedansi lapisan penutupnya yang merupakan lapisan shale sehingga akan menghasilkan nilai koefisien refleksi yang negatif. Sedangkan base reservoir yang direpresentasikan sebagai zero-phase trough (garis berwarna merah pada trough), akan diperoleh nilai *intercept* dan *gradient* yang bernilai positif, dikarenakan nilai koefisien refleksi pada lapisan tersebut bernilai positif.

Berdasarkan analisis ini dapat disimpulkan bahwa analisis pada zona reservoir menunjukkan klasifikasi AVO kelas III sehingga mengindikasikan bahwa pada reservoir yang merupakan lapisan sandstone terdapat hidrokarbon berupa gas. Krosplot antara *intercept* dan *gradient* pada cdp gather (Gambar 5.3) dapat dijadikan sebagai bahan analisis yang lebih mendalam mengenai klasifikasi tipe AVO pada penelitian ini. Top sand pada penelitian ini (zona berwarna magenta) terdapat pada kuadran I dan III yang merupakan klasifikasi dari AVO tipe III.

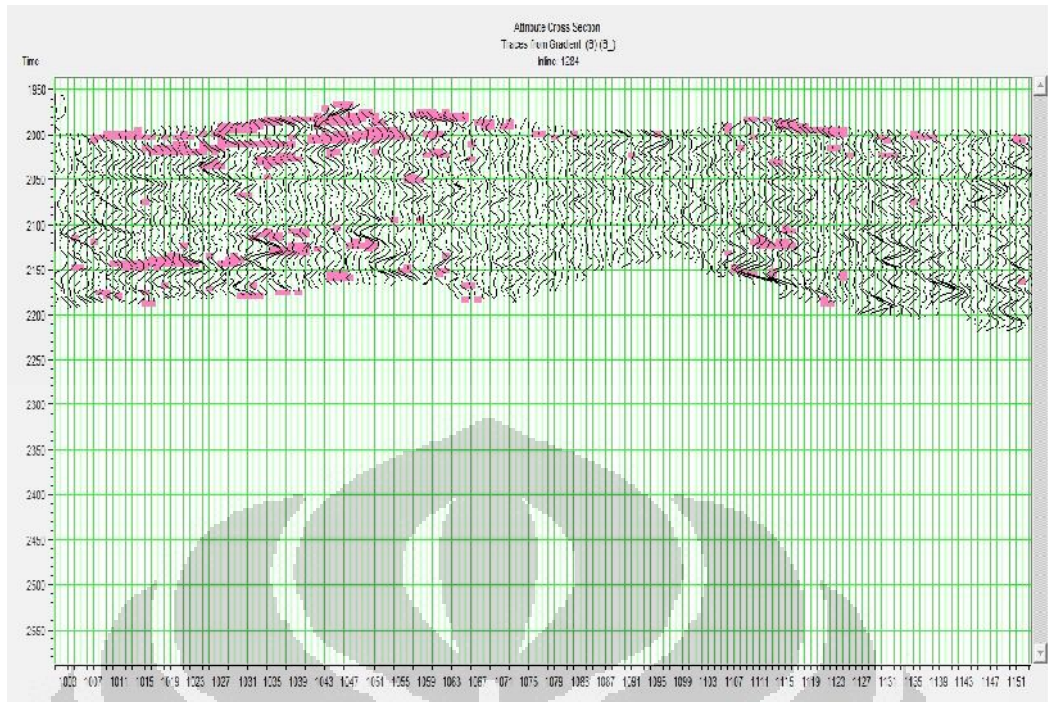
Pembagian klasifikasi AVO pada berbagai kuadran dapat dilihat lebih jelas pada gambar 5.4. Garis diagonal hijau pada gambar 5.4 menunjukkan background pattern atau pola persebaran *intercept* dan *gradient* untuk brine-sand (Abdullah, 2009). Untuk melihat persebaran gas (persebaran warna magenta) pada trace seismik maka dilakukan proses cross section pada hasil krosplot antara *intercept* dan *gradient* (Gambar 5.5).



Gambar 5.3 Krosplot antara Gradien dan Intercept pada zona reservoir



Gambar 5.4 Klasifikasi AVO (gambar diambil dari <http://www.petroleumseismology.com>).



Gambar 5.5 Cross section hasil krosplot intercept dan gradient.

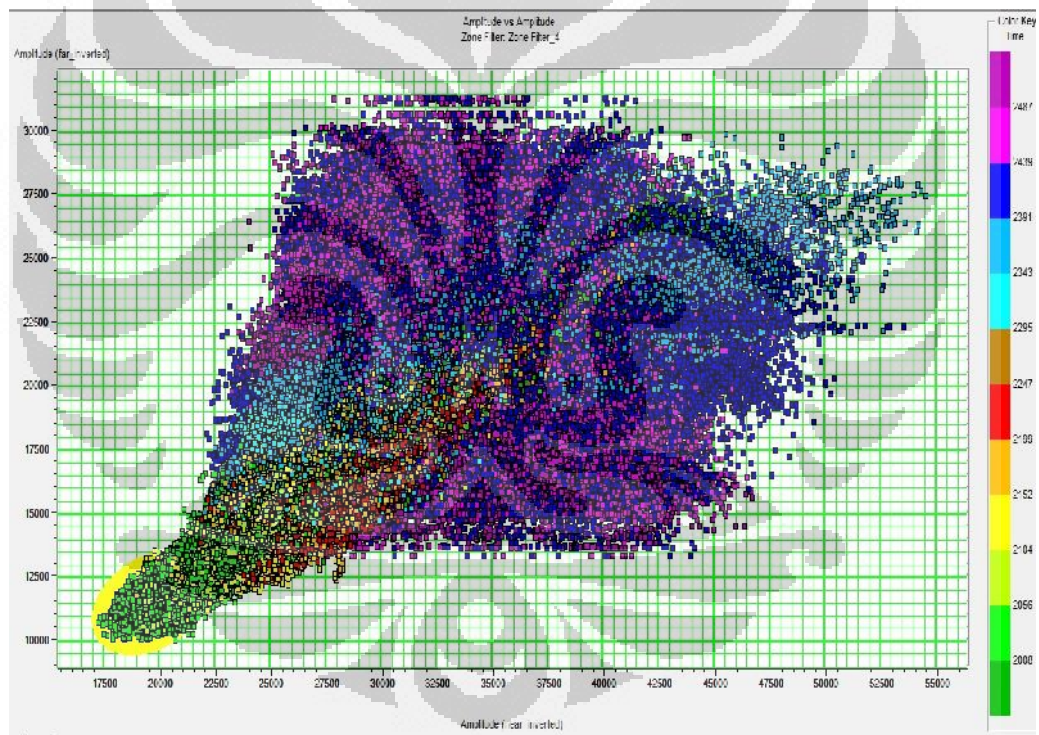
5.3 Analisis Inversi *Elastic Impedance*

Hasil inversi *Elastic Impedance* (EI) merupakan persebaran secara lateral dari nilai log EI dengan penampang seismik berupa model awal inversi. Fungsi dari log EI adalah sebagai pengontrol dari hasil inversi EI yang dihasilkan. Pada penelitian ini dibuat penampang inversi EI near angle dengan range sudut antara $0^{\circ} - 10^{\circ}$. Nilai EI rendah pada reservoir ditunjukkan dengan warna hijau dengan range antara $20500 \text{ ft/s}^*g/cc - 25000 \text{ ft/s}^*g/cc$ (Gambar 4.22), zona ini diindikasikan sebagai zona gas.

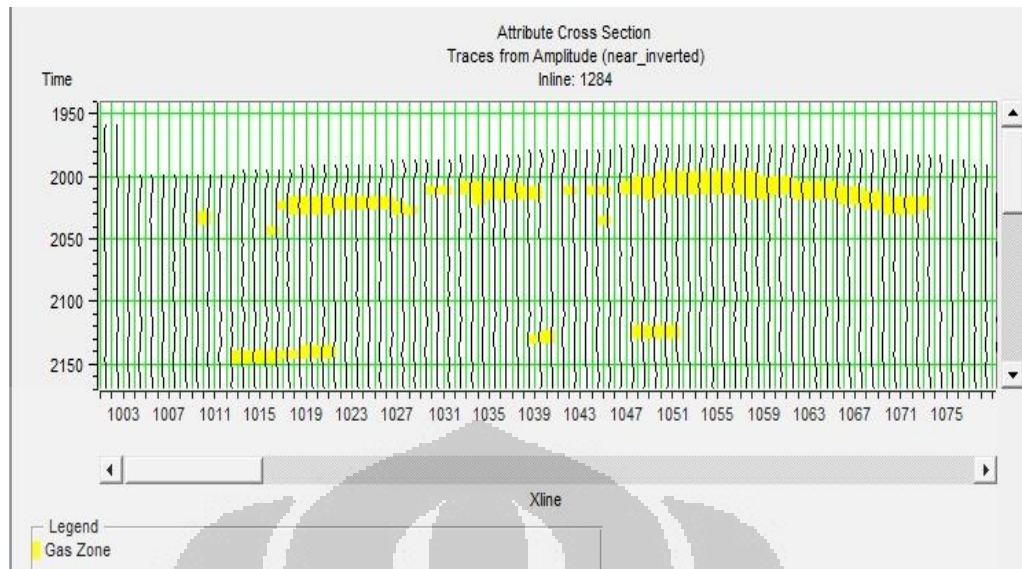
Pada penampang inversi EI far angle dibuat dengan range sudut antara $10^{\circ} - 20^{\circ}$. Zona reservoir yang mengandung gas terlihat lebih baik dan jelas pada penampang EI far angle, zona tersebut ditunjukkan dengan warna hijau dengan range $12430 \text{ ft/s}^*g/cc - 14500 \text{ ft/s}^*g/cc$ (Gambar 4.23), zona ini diindikasikan sebagai zona gas. Selanjutnya dilakukan proses krosplot antara penampang inversi

EI near angle dengan penampang inversi EI far angle. Dari proses ini akan terlihat dengan jelas persebaran dari gas pada zona resevoir (Gambar 5.7).

Penentuan zona gas-sandstone berdasarkan kepada nilai EI yang rendah, nilai EI yang rendah diakibatkan karena pada saat gelombang melewati lapisan yang berisi fluida maka akan terjadi penurunan kecepatan pada V_p dan terjadi penurunan yang lebih besar pada V_s . Hal ini dikarenakan pada saat V_s melewati batuan yang berisi fluida yang dalam kasus ini berupa gas, maka V_s tersebut tidak dapat merambat melalui fluida tetapi merambat dengan menghindari pori batuan yang terdapat fluidanya.



Gambar 5.6 Krosplot EI near angle dengan EI far angle



Gambar 5.7 Cross section hasil krosplot

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

1. Hasil inversi dengan menggunakan metode *model-based* bergantung pada model awal, sehingga proses *well-seismic tie* dan picking horizon harus dilakukan dengan baik.
2. Dari hasil analisis berbagai *attribute AVO* seperti analisis *gradient*, analisis *intercept*, analisis *pick*, analisis *scaled poisson's ratio changed*, dan krosplot antara *intercept* dengan *gradient* pada penelitian ini menunjukkan bahwa klasifikasi data yang digunakan merupakan AVO kelas III (*porous gas-sandstone*).
3. Metode *elastic impedance* (EI) bertujuan untuk memetakan gas-sandstone dengan baik. Pada penampang inversi *EI near*, zona gas berada pada nilai 17500 ft/s*gr/cc sampai dengan 22500 ft/s*gr/cc, dan pada penampang inversi *EI far*, zona gas berada pada nilai 10000 ft /s*g/cc sampai dengan 15000 ft /s*g/cc pada top AP2 (*top reservoir*) pada rentang waktu 2000 - 2050 ms.
4. Analisis AVO dan Inversi *Elastic Impedance* pada penelitian ini dapat secara baik mengkarakterisasi reservoir *gas-sandstone*.

6.2 Saran

1. Untuk mendapatkan hasil inversi yang baik, perlu pengerjaan data sumur dan data seismik yang baik pula seperti proses *well seismic tie*, ekstraksi *wavelet* dan tahap interpretasi data.
2. Diperlukan studi seperti metode Lambda Mu Rho (LMR) untuk mengkarakterisasi reservoir lebih lanjut.

DAFTAR ACUAN

- Castagna, J.P., Swan, Herbert.W., Foster, Douglas.J. 1998. *Framework for AVO gradient and intercept interpretation*. Geophysics. 63. No 3. P948-956.
- Castagna, J.P., Batzel M.L., dan Eastwood R.L. 1985. *Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks*. Geophysics. 50. No 4. P571-581.
- Connolly, Patric. (1999), *Elastic Impedance*, The Leading Edge, April Issue, no.4, 438-452.
- Hampson, D.P., & Russell, B.H. (2008). *AVO Workshop*, Course Notes, CGG - Veritas.
- Hampson, D.P., & Russell. B.H. (2000). Software Service, Ltd., *Strata Analysis Tutorial*. CGG-Veritas.
- Russel, Brian. H. (1988). *Introduction to Seismic Inversion*. SEG. Tulsa.
- Rutherford, S.R., & Williams R.H. (1989). *Amplitude-versus-offset variations in gas sands*. Geophysics, vol. 54, 680-688.
- Sukmono, Sigit. (2000). *Seismik Inversi Untuk Karakterisasi Reservoar Program Studi Teknik Geofisika*. ITB. Bandung.
- Sukmono, Sigit. (2007). *Post and Pre Stack Seismic Inversion for Hydrocarbon Reservoir Characterization*. Program Studi Teknik Geofisika. ITB. Bandung.
- Wibisono, Erlangga. (2009). *Analisis Dan Inversi AVO Simultaneous Untuk Mengkarakterisasi Sifat Fisika Batuan: Studi Kasus Batupasir Formasi Gumai Pada Sub Cekungan Jambi*, Universitas Indonesia, Depok: xv + 81

Yilmaz, Ozdogan. (2001). *Seismic Data Analysis: Processing, Inversion and Interpretation of Seismic Data*, SEG, Tulsa, USA.

Abdullah Agus., 2010, *Super Gather*, 16 september 2010.
<<http://ensiklopediseismik.blogspot.com/2010/09/super-gather.html>>

Abdullah Agus., 2009, *Intercept dan Gradient (AVO)*, 11 april 2009.
<<http://ensiklopediseismik.blogspot.com/2009/04/intercept-dan-gradient-avo.html>>

http://www.cnsopb.ns.ca/regional_geology.php (diakses 18 oktober 2011, pukul 11.00).

http://www.cnsopb.ns.ca/call_for_bids_07_1/cnsopb/regional_geology.html
(diakses 18 oktober 2011, pukul 10.20).

http://www.ammonitenovascotia.com/index_files/Page491.htm (diakses 18 oktober 2011, pukul 10.00).

