



UNIVERSITAS INDONESIA

**INVERSI AVO SIMULTAN DAN ANALISA LAMBDA MU RHO UNTUK
MENGIDENTIFIKASI LITOLOGI DAN JENIS FLUIDA: STUDI KASUS
LAPANGAN PENOBSCOT, KANADA**

SKRIPSI

ADE DENNY HERMAWAN

0706262054

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

PROGRAM STUDI FISIKA

DEPOK

DESEMBER 2011



UNIVERSITAS INDONESIA

**INVERSI AVO SIMULTAN DAN ANALISA LAMBDA MU RHO UNTUK
MENGIDENTIFIKASI LITOLOGI DAN JENIS FLUIDA: STUDI KASUS
LAPANGAN PENOBSCOT, KANADA**

SKRIPSI

Diajukan untuk Melengkapi Persyaratan Memperoleh Gelar Sarjana Sains

ADE DENNY HERMAWAN

0706262054

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 yang dirujuk
telah saya nyatakan dengan benar

Nama : Ade Denny Hermawan

NPM : 0706262054

Tanda Tangan :



Tanggal : 08 Desember 2011

HALAMAN PENGESAHAN

Skripsi ini diajukan oleh:

Nama : Ade Denny Hermawan
NPM : 0706262054
Program Studi : Fisika S-1 Reguler
Judul : Inversi AVO Simultan dan Analisa Lambda Mu Rho Untuk Mengidentifikasi Litologi dan Jenis Fluida: Studi Kasus Lapangan Penobscot, Kanada

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

DEWAN PENGUJI

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

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

Penguji II : Ir. Anggoro D. MT (.....)

Ditetapkan di : Depok

Tanggal : 08 Desember 2011

Kata Pengantar

Puji serta syukur penulis panjatkan kehadirat Allah SWT yang telah terus-menerus memberikan bimbingan dan kasih sayang kepada penulis sehingga penulis dapat menyelesaikan tugas akhir berupa skripsi ini tepat waktu.

Skripsi berjudul “Inversi AVO Simultan dan Analisa Lambda Mu Rho Untuk Mengidentifikasi Litologi dan Jenis Fluida: Studi Kasus Lapangan Penobscot, Kanada” ini penulis kerjakan sebagai salah satu syarat guna mendapatkan gelar Sarjana Sains di Universitas Indonesia. Penulis mengambil topik inversi dikarenakan topik ini sedang amat berkembang baik dikalangan industri perminyakan maupun pendidikan.

Untuk mengerjakan skripsi ini, kombinasi yang baik antara pengetahuan geofisika khususnya metoda seismik dengan pengetahuan geologi amatlah diperlukan guna memperoleh hasil yang baik. Pengerjaan skripsi-pun harus dilakukan dengan teliti dan bertahap agar tidak menghasilkan informasi yang salah.

Pengerjaan skripsi ini penulis lakukan dengan masalah-masalah yang datang silih berganti. Ketika selesai satu masalah, timbul masalah berikutnya yang lebih rumit lagi. Namun dengan kesabaran dan ketekunan, semua masalah tersebut dapat di atasi dengan baik.

Pada kesempatan ini, penulis ingin mengucapkan terima kasih sebesar-besarnya kepada:

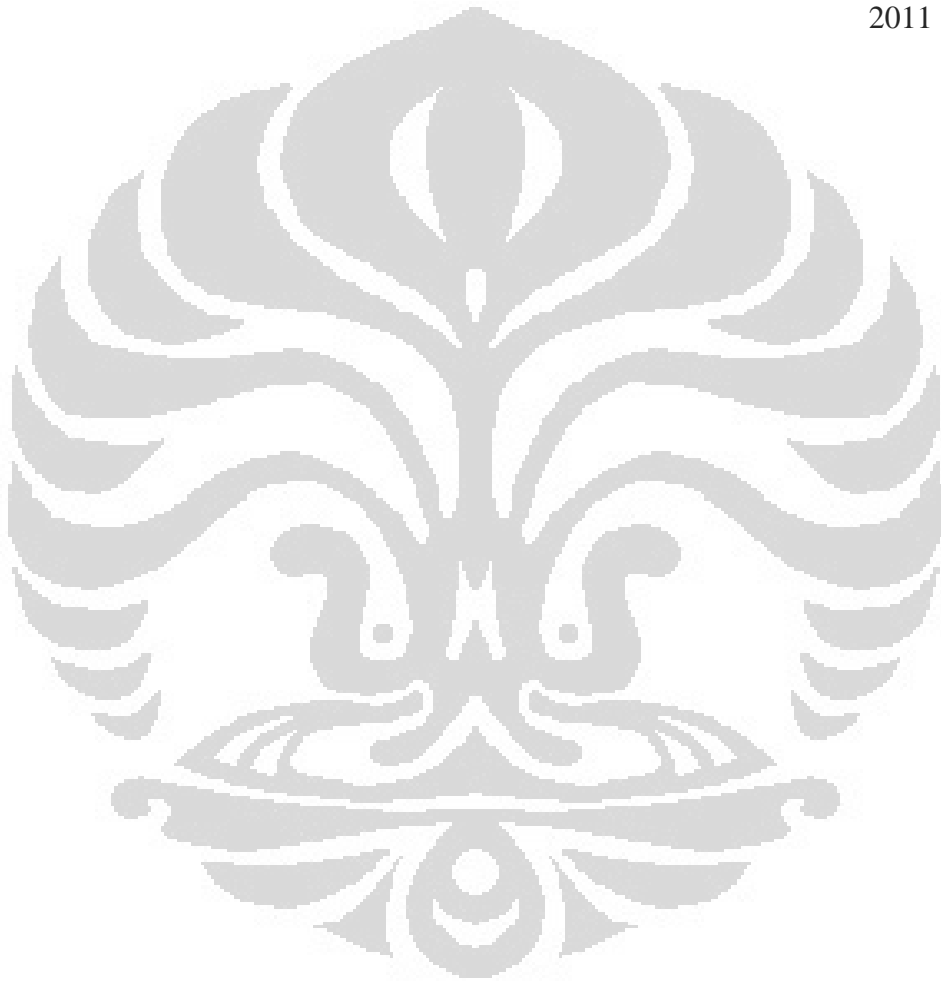
1. Kedua orang tua penulis yang selalu memberikan dukungan baik moril maupun materil sehingga penulis selalu semangat mengerjakan skripsi ini.
2. Kakak-kakak penulis (Irwan Firmansyah dan keluarga, Indra Permana dan keluarga, Dewi Lia Anggraeni), serta adik penulis (Yulianti Andini) yang telah memberikan semangat setiap saat kepada penulis hingga penulisan skripsi ini menjadi lebih berarti.

3. Dr.rer.nat Abdul Haris selaku pembimbing penulis yang telah memberikan bimbingan, arahan, dan masukan sehingga skripsi ini berjalan dengan baik dan lancar.
4. Dr. Dede Djuhana selaku penguji I dan Ir.Anggoro D. MT. Sebagai penguji II, yang telah memberikan masukan, kritikan, dan nasihat yang membangun sehingga tampilan skripsi ini lebih berkembang dan dapat dipertanggungjawabkan.
5. Erlangga Wibisono, Aryo Aviarto, dan Ng Bei Berger yang telah banyak membantu penulis dalam pengerjaan skripsi ini baik secara teknis maupun teori.
6. Teman-teman Puri (Angga, Afar, Imam, JB, Mely, Gigis, Ai, Gemmy, Aldi) yang sama-sama mengerjakan tugas akhir di Puri Depok Mas, walaupun berbeda-beda topik tetapi tetap saling mendukung.
7. Teman-teman Fisika 2007 dan 2006 yang sama-sama mengerjakan skripsi di semester ini, baik yang maju sidang di semester ini ataupun yang tertunda hingga semester depan (Yoshi, Yaya, Rotua, Evan, Yakub, Omen, Bagus, Deki, Ady, Melati, Fera, Oji, Andy, Igan, Indah, Hira, Aliyyus, Nanda, Romi, Ichwan, Aji, dan yang lainnya), saling transfer semangat antar kita sangatlah membantu, membuat penulis lebih optimis mengerjakan skripsi ini.
8. Teman-teman Fisika UI 2007 yang terus-menerus saling memberikan dukungan.
9. Para dosen Fisika UI yang telah memberikan ilmunya kepada semua mahasiswa Fisika UI termasuk penulis, sehingga akal dan pola pikir penulis menjadi lebih berkembang dan menjadi bekal untuk melangkah di masa yang akan datang.
10. Para Staf Departemen Fisika UI, khususnya Mbak Ratna yang sangat sabar dan profesional mengurus administrasi terkait pengerjaan skripsi, seminar skripsi, dan sidang sarjana.
11. Pihak lain yang tidak dapat penulis sebutkan satu-persatu, penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya atas kontribusi kalian semua.

Demikianlah laporan penelitian berupa draft skripsi ini penulis susun, semoga dapat menjadi referensi bagi penelitian berikutnya yang memiliki topik serupa.

Penulis

2011



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

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

Nama : Ade Denny Hermawan
NPM : 0706262054
Program Studi : S-1 Reguler
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 Royalti Free Right*)** atas karya ilmiah saya yang berjudul :

**INVERSI AVO SIMULTAN DAN ANALISA LAMBDA MU RHO UNTUK
MENGIDENTIFIKASI LITOLOGI DAN JENIS FLUIDA: 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 pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok

Pada tanggal : 08 Desember 2011

Yang menyatakan



(Ade Denny Hermawan)

Abstrak

Nama : Ade Denny Hermawan
Program Studi : Fisika S-1 Reguler
Judul : Inversi AVO Simultan dan Analisa Lambda Mu Rho Untuk Mengidentifikasi Litologi dan Jenis Fluida: Studi Kasus Lapangan Penobscot, Kanada

Analisa AVO dan teknik inversi saat ini masih menjadi metoda yang cukup ampuh untuk mengkarakerisasi reservoir hidrokarbon. Salah satu teknik inversi yang cukup banyak dilakukan saat ini adalah inversi simultan. Pada studi ini, kedua metoda, baik analisa AVO maupun inversi simultan digunakan pada data seismik pre-stack CDP Gather lapangan Penobscot, Nova Scotia, Kanada. Tujuannya adalah untuk mengidentifikasi litologi dan jenis fluida pada reservoir Penobscot. Berdasarkan hasil analisa AVO, terlihat adanya anomali AVO kelas III pada TWT 2000 ms dan kehadiran gas pada zona tersebut. Begitupun dengan Analisa hasil inversi simultan yang berupa impedansi P, impedansi S, densitas, dan Lambda Mu Rho yang memberikan informasi keberadaan lapisan pasir yang di duga sebagai reservoir Penobscot yang diduga berisi cadangan hidrokarbon berupa gas. Lambda-Rho pada zona tersebut bernilai rendah, yaitu sekitar 22,7 Gpa*g/cc, yang menunjukkan keberadaan gas pada zona tersebut. Tetapi nilai Mu-Rho pada zona tersebut justru bernilai kecil yaitu berkisar 17,1 Gpa*g/cc, sehingga sulit untuk diidentifikasi sebagai lapisan pasir, sehingga kemungkinan adalah lapisan tersebut adalah lapisan *tight sand*. Berdasarkan laporan dari Nova Scotia Offshore Petroleum, perusahaan setempat, pengeboran yang dilakukan pada salah satu sumur, L-30, reservoir Penobscot berisi *condensate*. Namun *condesate* dan gas jika dilihat dari data sumur maupun data seismik, akan memiliki karakteristik yang sama. Perbedaannya akan terlihat ketika dilakukan pengeboran.

Kata kunci : analisa AVO, *condensate*, impedansi P, impedansi S, inversi AVO simultan, lambda-rho, mu-rho.

xiv+77 halaman ; 42 gambar

Daftar Acuan : 13 (1997-2011)

Abstract

Name : Ade Denny Hermawan
Program study : Fisika S-1 Regular
Title : Simultaneous AVO Inversion and Lambda Mu Rho Analysis to Identify Lithology and Fluid Content: Case Study of Penobscot Filed, Canada

Nowadays, AVO Analysis and inversion technique are still be very usefull methods for characterize hydrocarbon reservoir. Simultaneous inversion is one of inversion technique that often to be used currently. In this study, both of method, AVO analysis and simultaneous inversion were used on pre-stack CDP gather of Penobscot Field, Canada. The goals are to identify lithology and fluid content of the reservoir. Based on the result of AVO analysis, there is Class III AVO anomaly on TWT 2000 ms and the existence of gas on that zone. Simultaneous inversion resulted P impedance, S, impedance, density, and Lambda Mu Rho. Those rock properties informed the existence of sand layer that be predicted as Penobscot reservoir with gas as the content. Lambda-Rho on that zone is relatively low, it's about 22,7 Gpa*g/cc. It shown the existance of gas. But Mu-Rho on that zone is also relatively low, it's about 17,1 Gpa*g/cc. It's difficult to identify that the zone is sand layer, because the Mu-Rho is low. So that, the zone was be identify as tight sand. Based on the report of Nova Scotia Offshore Petroleum, the drilling was be done on L-30, and the content of the reservoir is condensate. Condensate and gas have same characteristic on seismic and well data. The difference of them will be found by drilling.

Keywords : AVO analysis, *condensate*, lambda-rho, mu-rho, P impedance, S impedance, simultaneous AVO inversion.

xiv+77 pages ; 42 figure

Bibliography : 13 (1997-2011)

Daftar Isi

Halaman Judul	i
Halaman Pernyataan Orisinalitas.....	ii
Lembar Pengesahan	iii
Kata Pengantar.....	iv
Halaman Pernyataan Persetujuan Publikasi.....	vii
Abstrak (Bahasa Indonesia).....	viii
Abstract (Bahasa Inggris)	ix
Daftra Isi	x
Daftar Gambar	xiii
Bab 1 Pendahuluan	iv
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan Penelitian	2
1.3 Batasan Masalah.....	2
1.4 Metode Penelitian.....	3
1.5 Sistematika Peneluisan.....	4
Bab 2 Tinjauan Pustaka	6
2.1 Tinjauan geologi.....	6
2.1.1 Geologi Regional Lapangan Penobscot	7
2.1.2 Struktur Geologi Penobscot	13
2.1.3 Sistem Petroeum Penobscot.....	13
2.2 Konsep Seismik refleksi.....	15
2.2.1 Wavelet	17
2.2.2 Konvolusi.....	19
2.3 Parameter Elastik Batuan	19
2.3.1 Impedansi	19
2.3.1.1 Impedansi Akustik	20
2.3.1 2 Impedansi Elastik.....	21
2.3.2 Densitas	21
2.3.3 Inkompresibilitas.....	22
2.3.4 Bulk Modulus dan Shear Modulus.....	23

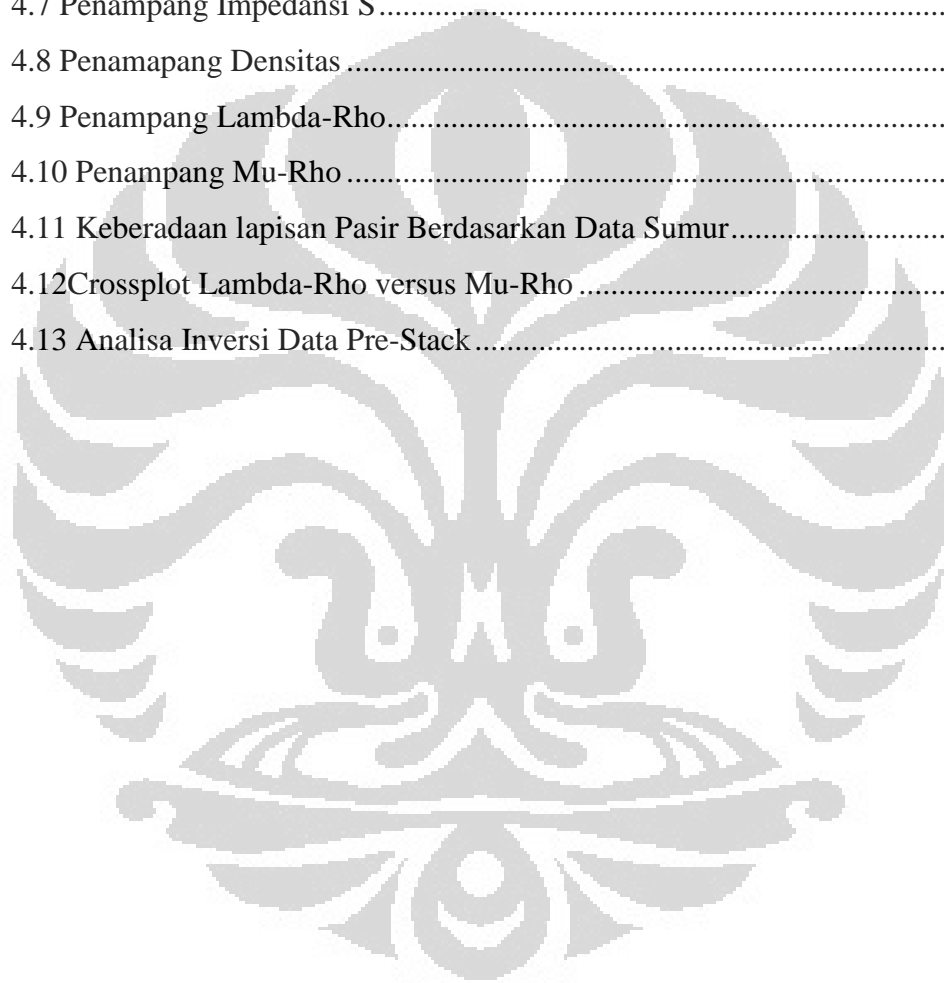
2.3.5 Kecepatan Gelombang S	24
2.3.1 Poisson's Ratio	25
2.4 Prinsip Dasar AVO	25
2.4.1 Perkembangan AVO	26
2.4.2 Klasifikasi AVO	30
2.4.3 Atribut AVO	33
2.4.3.1 Intercept (A)	33
2.4.3.2 Gradient (B)	34
2.4.3.3 Product (A*B)	34
2.4.3.4 Scaled Poisson's Ratio Changed	34
2.5 Lambda Mu Rho	34
2.5.1 Lambda-Rho	36
2.5.2 Mu-Rho	36
2.6 Inversi Simultan	37
Bab 3 Metodologi Penelitian	39
3.1 Pendahuluan	39
3.2 Persiapan Data	40
3.2.1 Data Seismik	40
3.2.2 Data Sumur	40
3.2.3 Data Checkshot	41
3.2.4 Data Horison	41
3.2.5 Data Marker	41
3.3 Tahapan Pengolahan Data	41
3.3.1 Pengolahan Data Sumur	42
3.3.2 Pengolahan Data Seismik	43
3.3.2.1 Loading Data CDP Gather	43
3.3.2.2 Muting	43
3.3.2.3 Bandpass Filtering	44
3.3.2.4 Pembuatan Super Gather dan Angle Gather	45
3.3.2.5 Proses Analisa AVO	47
3.3.2.6 Proses Inversi Simultan	49
3.3.2.6.1 Pembuatan Partial Angle Gather dan	

Partial Angle Stack.....	49
3.3.2.6.2 Well to Seismic Tie.....	53
3.3.2.6.3 Pembuatan Model Awal Inversi	
Simultan	55
3.3.2 6.4 Proses Inversi Simultan.....	57
Bab 4 Hasil dan Pembahasan.....	58
4.1 Analisa AVO.....	58
4.1.1 Intercept (A).....	58
4.1.2 Gradient (B)	59
4.1.3 Product (A*B).....	60
4.1.4 Scaled Poisson's Ratio Changed.....	61
4.2 Analisa Partial Angle stack.....	61
4.3 Hasil Inversi Simultan.....	62
4.3.1 Impedansi P dan Impedansi S	62
4.3.2 Densitas	65
4.4 Analisa Lambda-Rho dan Mu-Rho	66
4.5 Resolusi Vertikal Zona Reservoir	70
4.6 Analisa Inversi Data Pre-Stack	72
Bab 5 Kesimpulan dan Saran.....	74
5.1 Kesimpulan	74
5.2 Saran.....	75
Daftar Acuan.....	76

Daftar Gambar

2.1 Letak Lapangan Penobscot, Nova Scotia, Kanada	6
2.2 Skema Basin Scotia dan Penyusunnya	7
2.3 Kolom Stratigrafi Paparan Scotia	8
2.4 Peta Isopach dari Formasi Missisauga.....	14
2.5 Lingkungan Pengendapan Missisauga.....	15
2.6 Model Wavelet (Ricker wavelet).....	18
2.7 Jenis-Jenis Wavelet.....	18
2.8 Perbandingan Antara Impedansi dan Koefisien Refleksi	20
2.9 Perbedaan Impedansi Akustik dan Impedansi Elastik.....	21
2.10 Model Batuan Saat Terkena gangguan Mekanis	22
2.11 Refleksi dan Transmisi Gelombang P untuk Sudut Datang Tidak Nol	26
2.12 Klasifikasi Anomali AVO pada batuan pasir gas	31
2.13 Klasifikasi Anomali AVO hasil modifikasi Castagna	33
2.14 Pembagian Litologi Berdasarkan Crossplot Lambda-Rho dan Mu-Rho.....	36
3.1 Diagram alir proses pengolahan data.....	39
3.2 Data CDP Gather Lapangan Penobscot.....	40
3.3 Korelasi data sumur dengan membuat marker lapisan pasir	42
3.4 Koreksi Geometri pada saat loading data CDP Gather	43
3.5 Data CDP Gather Lapangan Penobscot setelah dilakukan muting.....	44
3.6 Data CDP Gather setelah dilakukan bandpass filtering.....	45
3.7 Super Gather dan Angle Gather.....	46
3.8 Angle gather dan zona target	47
3.9 Analisa AVO dengan metoda Pick Analysis	48
3.10 Analisa AVO dengan metoda Gradient Analysis	48
3.11 Partial Angle Gather	50-51
3.12 Partial Angle Stack	51-52
3.13 Wavelet dan rentang frekuensinya.....	54
3.14 Proses Well to seismic tie	54
3.15 Model Awal Impedansi P	55
3.16 Model Awal Impedansi S	56

3.17 Model Awal Densitas	56
4.1 Intercept (A).....	58
4.2 Gradient (B)	60
4.3 Product (A*B).....	60
4.4 Scaled Poisson's Ratio Changed	61
4.5 Partial Angle Stack	61
4.6 Penampang Impedansi P	63
4.7 Penampang Impedansi S	65
4.8 Penampang Densitas	66
4.9 Penampang Lambda-Rho.....	67
4.10 Penampang Mu-Rho	68
4.11 Keberadaan lapisan Pasir Berdasarkan Data Sumur.....	69
4.12 Crossplot Lambda-Rho versus Mu-Rho	70
4.13 Analisa Inversi Data Pre-Stack.....	72



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Kebutuhan dunia akan energi fosil khususnya minyak dan gas bumi (migas) hingga saat ini terus mengalami peningkatan. Di Indonesia, energi migas masih menjadi andalan, baik sebagai pemasok kebutuhan energi dalam negeri, maupun sebagai penghasil devisa. Terlebih sepuluh tahun terakhir, Indonesia gencar melakukan peningkatan pembangunan nasional, sehingga kebutuhan energi migas terus meningkat hingga 7% (Biro Riset LM FEUI, 2010).

Meningkatnya kebutuhan energi migas, harus diimbangi dengan peningkatan usaha eksplorasi dan eksploitasi energi migas, baik dengan cara peningkatan produksi pada sumur-sumur tua, maupun pencarian terhadap area baru yang berpotensi mengandung cadangan energi migas ekonomis. Pengembangan metode dan teknologi juga harus terus dilakukan, mengingat semakin sulitnya usaha eksplorasi dan eksploitasi energi migas saat ini. Selain itu, dibutuhkan informasi-informasi tambahan yang lebih detail untuk mengetahui dengan baik karakteristik reservoir migas. Hal ini bertujuan untuk meningkatkan keakuratan penilaian reservoir migas dan menghindari kerugian biaya yang tidak diinginkan selama proses eksploasi dan eksploitasi.

Parameter Lamé, yaitu Lambda-Rho dan Mu-Rho (LMR), merupakan parameter-parameter fisika yang dapat digunakan untuk mempertajam identifikasi reservoir migas (Goodway, Chen, and Downton, 1997). Lambda-Rho adalah hasil perkalian antara modulus bulk atau inkompresibilitas (λ) dan densitas (ρ). Mu-Rho adalah hasil perkalian modulus geser atau rigiditas (μ) dan densitas (ρ). Inkompresibilitas merupakan kemampuan batuan untuk menahan atau menolak suatu tekanan. Rigiditas adalah kekakuan batuan untuk digeser. Sedangkan densitas adalah rapat massa batuan per-volume batuan. Lambda-Rho ini merupakan parameter yang paling baik dalam memperlihatkan keberadaan fluida

migas, sedangkan Mu-Rho merupakan parameter yang dapat memperlihatkan perbedaan litologi reservoir migas.

Beberapa metode inversi dapat dilakukan untuk mengekstrak parameter LMR. Salah satunya adalah metode inversi AVO simultan. Inversi AVO simultan menggunakan *pre-stack* CDP gather sebagai inputnya yang bertujuan untuk mendapatkan impedansi akustik, impedansi elastik, dan densitas batuan reservoir (Wibisono, 2009). Dari parameter-parameter tersebut akan didapatkan Lambda-Rho dan Mu-Rho (LMR) yang kemudian akan dianalisis untuk mendiskriminasi litologi reservoir migas dan jenis fluida yang terkandung di dalamnya. Analisa LMR ini diharapkan mampu memberikan informasi mendetail mengenai reservoir migas.

1.2 Tujuan Penelitian

Tujuan dari dilakukannya studi ini adalah sebagai berikut :

1. Mempelajari dan memahami tahapan-tahapan dalam metode inversi AVO simultan
2. Memperoleh informasi mengenai karakteristik reservoir migas lapangan Penobscot, Kanada, khususnya terkait dengan litologi dan jenis fluida di dalam reservoir tersebut
3. Membuktikan pentingnya melakukan analisis LMR pada data *pre-stack gather* lapangan Penobscot, Kanada

1.3 Batasan Masalah

Dalam studi ini, masalah yang akan diteliti dibatasi sesuai dengan judul yang diajukan, yaitu **Inversi AVO Simultan dan Analisa Lambda Mu Rho untuk mengidentifikasi litologi dan jenis Fluida: Studi Kasus Lapangan Penobscot, Kanada**. Inversi AVO simultan akan dilakukan pada data *real* berbentuk *pre-stack* CDP gather untuk mendapatkan impedansi akustik, impedansi elastik, dan densitas untuk menghitung parameter Lambda Mu Rho yang kemudian akan dianalisis dengan bantuan data geologi regional. Untuk

melakukan proses inversi simultan dan mendapatkan parameter-parameter tersebut, penulis membutuhkan parameter fisis kecepatan gelombang S (V_s) yang didapatkan dari persamaan Castagna. Adapun perangkat lunak utama yang digunakan adalah Hampson Russell versi 8.43.

1.4 Metode Penelitian

Studi ini menggunakan metode inversi AVO simultan untuk mengekstrak impedansi akustik, impedansi elastik, dan densitas batuan yang kemudian akan digunakan untuk menghitung nilai Lambda-Rho dan Mu-Rho (LMR). Tahapan-tahapan yang dilakukan secara umum adalah sebagai berikut:

1. Mempersiapkan data yang akan diolah, yaitu data *pre-stack CDP gather* lapangan Penobscot, Kanada, yang telah dikoreksi *NMO* data horison yang telah di marker, dan data sumur
2. Melakukan *Muting* menghilangkan sinyal seismik yang tidak diinginkan atau mengganggu akibat *NMO stretching*
3. Melakukan *bandpass filter* untuk melewatkan frekuensi sinyal seismik sesuai dengan datanya
4. Pembuatan *super gather* dan *angle gather* yang berguna untuk lebih mengoptimalkan kualitas sinyal terhadap noise
5. Membuat *partial angle gather* (*near angle gather*, *mid angle gather*, dan *far angle gather*) yang gunanya untuk melihat ketajaman anomali pada zona target
6. Melakukan analisis AVO
7. Melakukan *stacking* dari *partial angle gather* sehingga dihasilkan tiga jenis *angle stack*, yaitu *near angle stack*, *mid angle stack*, dan *far angle stack*
8. Membuat marker pada data sumur untuk menandakan lapisan-lapisan pasir yang diduga berpotensi mengandung hidrokarbon
9. Mengestimasi wavelet, dapat dilakukan dengan menggunakan data seismik (*ststistical*) atau dengan menggunakan data suMur (*use well*)
10. Melakukan pengikatan data sumur terhadap data seismik (*well to seismic tie*) untuk masing-masing sumur dan masing-masing *partial stack*

11. Membuat model awal untuk impedansi akustik, impedansi elastik, dan densitas dari *partial stack* yang telah disatukan
12. Melakukan inversi *pre-stack* (inversi simultan) untuk mendapatkan impedansi akustik dan impedansi elastik, dan densitas
13. Menganalisis hasil inversi
14. Melakukan transformasi untuk mendapatkan parameter Lambda-Rho dan Mu-Rho (LMR)
15. Menganalisa hasil transformasi LMR

1.5 Sistematika Penulisan

Hasil dari studi ini akan disusun dalam bentuk skripsi dengan sistematika penulisan sebagai berikut:

BAB 1: PENDAHULUAN

Bab pendahuluan berisi latar belakang dari studi ini, tujuan dari dilakukannya studi, batasan-batasan yang melingkupi masalah yang diteliti pada studi ini, metodologi yang digunakan dalam pengolahan data hingga tahap pembuatan laporan, dan sistematika penulisan laporan hasil studi.

BAB 2: TINJAUAN PUSTAKA

Bab ini berisi tinjauan geologi dari daerah Penobsciot, Kanada, tempat dimana survei seismik dilakukan, konsep dasar seismik refleksi, konsep parameter elastis batuan, konsep dasar AVO, konsep Lambda Mu Rho, dan konsep inversi simultan.

BAB 3: PENGOLAHAN DATA

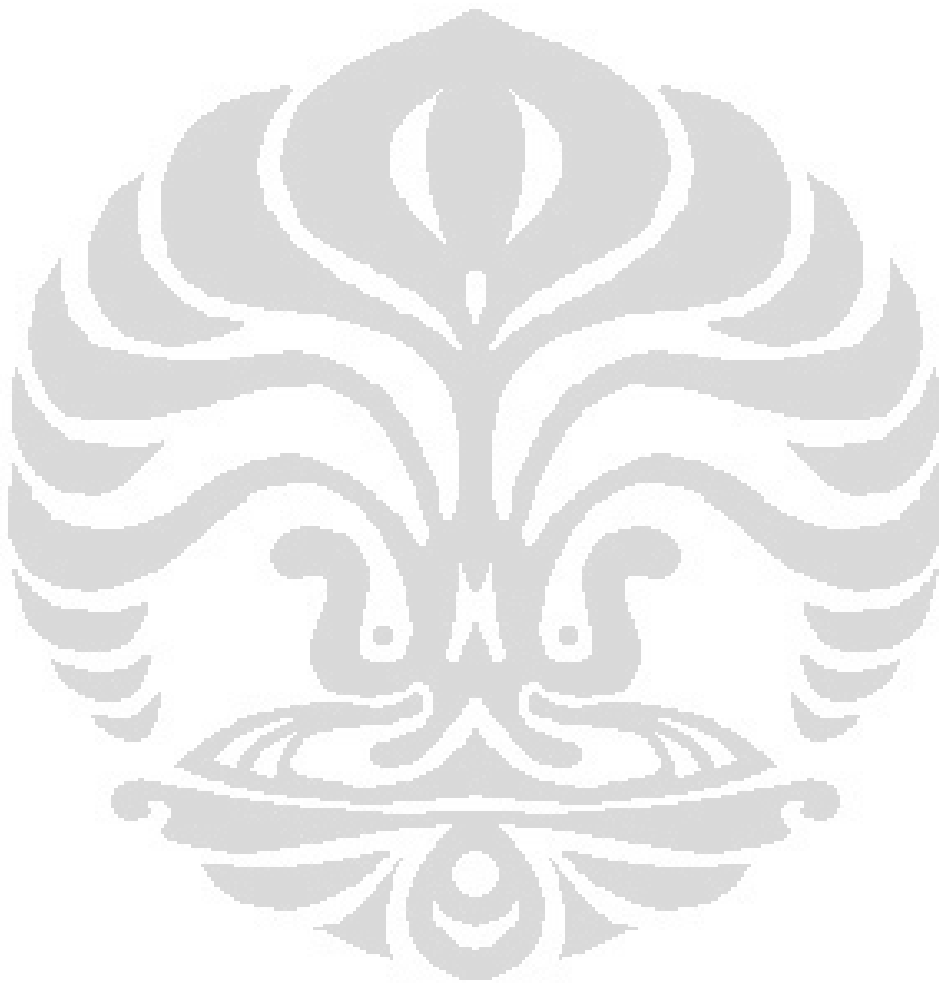
Bab ini berisi tahapan-tahapan yang dilakukan penulis selama melakukan studi. Bab ini dibagi menjadi tiga yaitu, pendahuluan, persiapan data, pengolahan data. Data yang digunakan pada penelitian ini adalah data seismik, data sumur, data horison, data marker, dan data checkshot. Pengolahan data dilakukan pada data sumur dan data seismik. Pada data seismik, pengolahan dibagi menjadi dua, yaitu analisa AVO dan proses inversi seismik.

BAB 4: HASIL DAN PEMBAHASAN,

Bab ini berisi hasil dari proses pengolahan data serta analisa dan pembahasan mengenai hasil tersebut. Bab ini dibagi menjadi enam bagian, yaitu analisa AVO, analisa *partial angle stack*, analisa hasil inversi simultan, analisa Lambda Mu Rho, perhitungan resolusi vertikal, dan analisa inversi data *pre-stack*.

BAB 5: KESIMPULAN DAN SARAN

Bab ini berisi kesimpulan dan saran mengenai proses dan hasil studi ini.

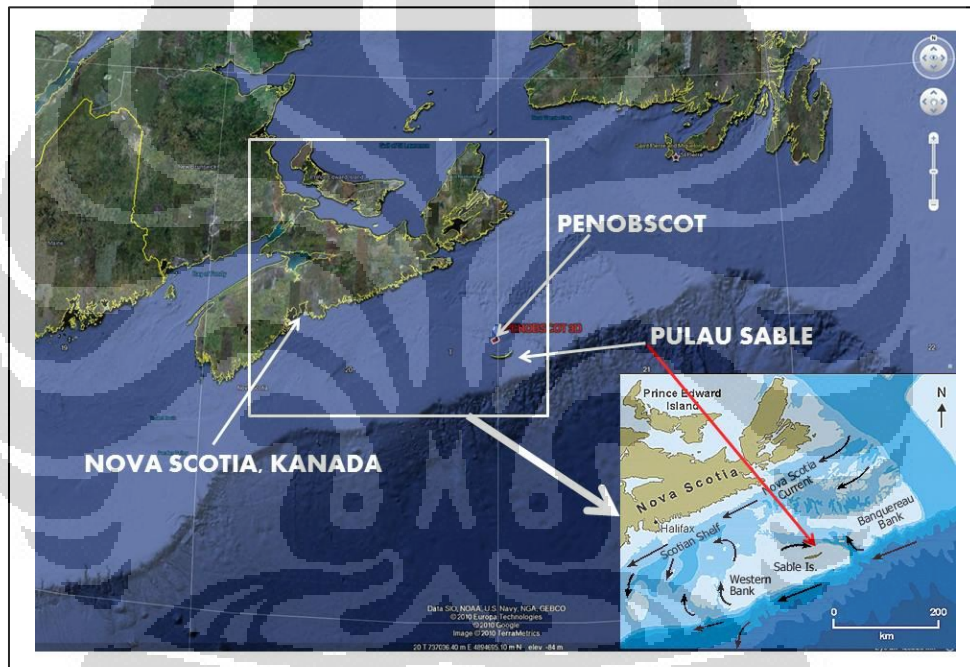


BAB 2

TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Tinjauan Geologi

Lapangan Penobscot berada pada sebelah Tenggara Propinsi Nova Scotia, Kanada. Prospeknya terletak pada subbasin Sable, di sebelah Utara Pulau Sable, Nova Scotia, Kanada. Prospek ini terletak pada Missisauga Ridge yang memisahkan subbasin Abenaki dan subbasin Sable.



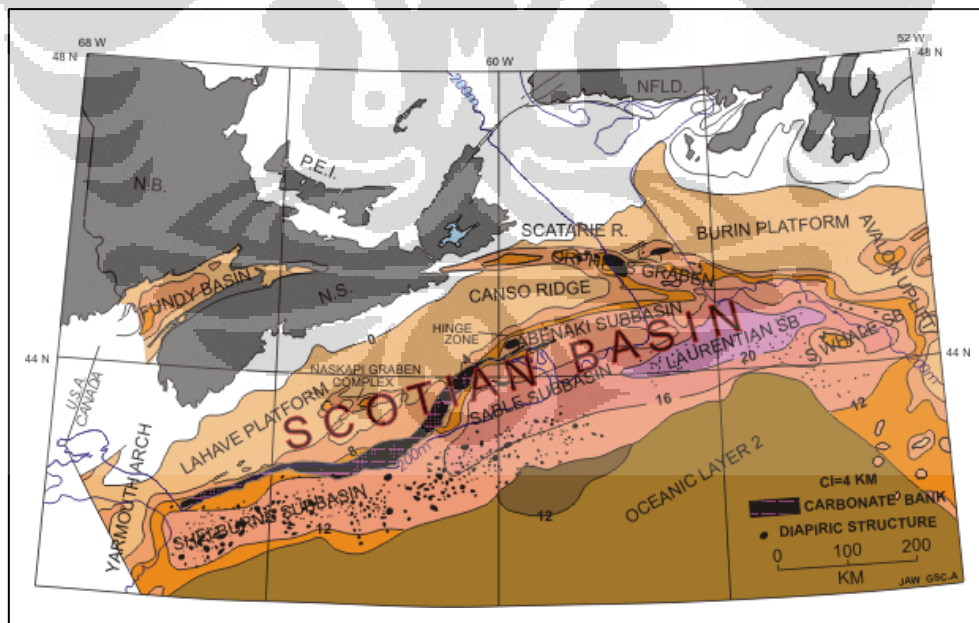
[sumber: hasil modifikasi dari situs resmi Opendtech, 2011]

Gambar 2.1 Letak Lapangan Penobscot, Nova Scotia Kanada

Perusahaan Minyak Petro-Canada Shell telah melakukan pemboran sumur Penobscot L-30 pada September 1976 dengan total kedalaman hingga Formasi Abenaki. Analisis Petrofisika dan RFT mengindikasikan adanya *light oil*, *condesate*, dan gas pada lima lapisan batu pasir pada Formasi Missisauga Tengah.

2.1.1 Geologi Regional Lapangan Penobscot

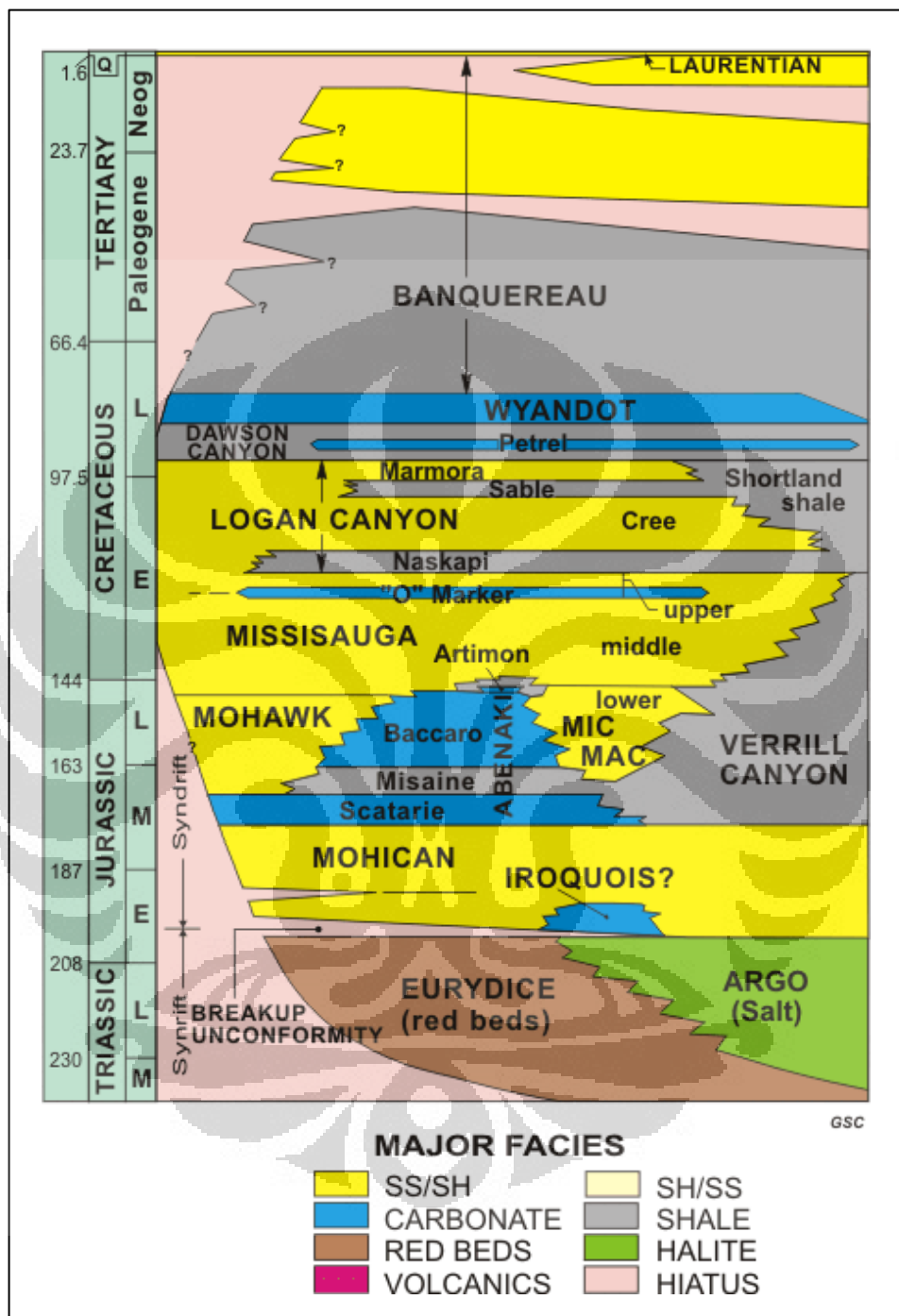
Prospek Penobscot secara umum terdapat pada basin Scotia yang terletak di Paparan Scotia. Basin Scotia tersebut terdiri dari batuan sedimen *Mesozoic-Cenozoic* hingga kedalaman 16 km yang terendapkan selama retakan Pangea hingga pembentukan Atlantik Utara. Lapisan paling awal terendapkan selama retakan *Triassic* dan berisi batuan klastik kontinen merah dan evaporit. Dengan transisi ke dasar laut dan menyebar pada Jurasik awal, retakan basin secara bertahap terisi oleh batuan klastik dan karbonat. Kondisi yang sepenuhnya berupa lautan dan berkembang pada Jurasik tengah, memicu terbentuknya susunan *alluvial plain*, delta, dan fasies karbonat. Pengendapan *Cretaceous* akhir dan *Cretaceous* awal didominasi oleh *shale* transgresif, limestone, dan batu kapur. Fluktuasi relatif permukaan air laut selama Paleosen dan Neosen membentuk campuran sandstone dan *shale* yang diselingi batuan klastik kasar dan karbonat laut (*marine carbonate*). Lapisan tersebut juga dilapisi oleh *unconsolidated glacial*, *glaciomarine silts*, dan sedimen lautan yang terendapkan selama Kuartar. Berikut adalah skema basin Scotia beserta penyusun-penyusunnya:



[sumber: situs "Natural Resources Canada" : gsc.nrcan.ca/marine/scotianmargin/so_e.php, 2011]

Gambar 2.2 Skema Basin Scotia dan Penyusunnya

Secara umum, strata lapisan batuan yang mengisi basin Scotia terdiri dari setidaknya 14 Formasi batuan sebagai berikut:



Gambar 2.3 Kolom stratigrafi Paparan Scotia

Formasi Eurydice

Formasi Eurydice adalah Formasi tertua pengisi basin Scotia yang masih berkaitan dengan pembentukan benua Atlantik dan merupakan deretan *sandstone* merah, *siltstone*, dan *shale* pada Triasik/Jurasik. Beberapa sumur pernah dibor hingga mencapai Formasi Eurydice. Pada graben Orpheus, hampir 600 meter dari Formasi Eurydice dibor dan dari data seismik mengindikasikan total ketebalan Formasi ini mencapai 3 km. Lebih dari 1,5 km dari Formasi Eurydice dibor pada kompleks Graben Naskapi pada *platform* LaHave dan data seismik mengindikasikan bahwa ketebalannya juga sekitar 3 km pada daerah tersebut

Formasi Argo

Formasi Argo adalah Formasi batuan yang berhadapan langsung dengan Formasi Eurydice dan berada pada tepi basin. Penyusun utamanya adalah garam. Distribusi garam pada basin Scotia memicu graben utama pada pengendapan awal mengakumulasi lapisan tipis dari evaporit dan *redbeds*. Aliran garam secara ekstensif mengisi sedimen subsekuens dan mungkin secara periodik mengaktifkan sistem *rift fault* selama tahap pemisahan benua. *Salt pillows*, diapir dan kanopi adalah sesuatu yang biasa 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.

Breakup Unconformity

Ada struktur ketidakselarasan (*unconformity*), yaitu *breakup unconformity* yang terjadi antara urutan *synrift* dan *postrift* pada basin Scotia dan kemungkinan terbentuk pada Jurasik. *Unconformity* tersebut memotong graben dangkal pada *platform* LaHave dan berada jauh diluar zona diapir garam.

Formasi Iroquois dan Mohican

Di bawah Paparan Scotia, Formasi Iroquois dan Mohican meng-*overlay breakup unconformity*. Formasi Iroquois yang penyusun utamanya *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*.

Sandstone dan *shale* dari Formasi Mohican terbentuk sangat tebal pada Jurasik tengah dan terendapkan hingga *subsiding subbasins* yang masih aktif berdekatan dengan *hinge zone*. Formasi ini meluas pada Paparan Scotia dan beberapa sumur berhasil membor hingga kedalaman Formasi ini. Bagian tertebal dari Formasi Mohican dibor hanya hingga kedalaman 400 meter pada *platform* LaHave, tetapi data seismik mengindikasikan bahwa Formasi Mohican memiliki ketebalan hingga 4 km di bagian Selatan *hinge zone* pada subbasins Abenaki dan hingga 5,5 km pada sekuens *synrift* di bawah Paparan Scotia bagian Timur. Formasi Mohican menipis pada *hinge zone* dan terpotong oleh *post-Jurassic Avalon unconformity*.

Formasi Mic Mac dan 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 Verrill Canyon terbentuk pada Jurasik Awal, Jurasik Tengah, dan Jurasik Akhir.

Formasi Mic Mac memiliki ketebalan 6 km pada subbasin Laurentian hingga ujung pengendapan atau erosi *platform* LaHave, *platform* Burin, dan Avalon Uplift. Sebelah Tenggara Pulau Sable berisi 4 hingga 5 km *interbedded sandstones, shale, dan limestone*. Ke arah Utara dan Barat dari Pulau Sable, sepanjang *hinge zone*, ada fasies karbonat yang cukup menonjol, yaitu pada Formasi Abenaki. Fasies kontinen lainnya, lebih ke arah darat, ada Formasi Mohawk yang meliputi tekstur dewasa, *felspathic sandstone* dan *siltstone* dengan perselingan dari *shale* dan *limestone*.

Formasi Verrill Canyon

Terbentuk pada Jurasik Tengah ke Awal Cretaceous, Formasi Verrill Canyon merupakan fasies laut dalam yang serupa dengan Formasi Mohawk, Abenaki, Mic Mac, dan Missisauga. Formasi ini tersusun atas *calcareous shale* abu-abu ke

hitam 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.

Shortland Shale

Sandstone dari formasi Logan Canyon terpisah jauh dari fasies *shale* laut dalam dari Shortland Shale yang terendapkan pada *prodelta*, bagian luar Paparan, dan *continental slope setting*.

Formasi Laurentian

Formasi Laurentian adalah sedimen “*progradational wedge*” dari Kuartener dan Pleosen Atas. Pada bagian tertebal, sepanjang bagian luar dan dalam lereng (*slope*), ada sekitar 1500 meter *glaciomarine sands*, *marine sands*, *silt*, dan batu lempung.

Formasi Abenaki

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

Selama Jurasik Akhir, bagian Timur margin Canada terpengaruh oleh pemisahan Iberia dari Amerika Utara. Pengaruh paling kuat adalah pada bagian Selatan Newfoundland dimana ada *uplift*, deformasi dan erosi yang lebar pada *strata* Jurasik dan *strata* yang lebih tua. Breakup *Unconformity*, Avalon *Unconformity* ditemukan dari Avalon *Uplift* ke Barat hingga ke bagian Timur basin Scotia. Selama kejadian ini, ada pergeseran pada deposenter ke arah Barat dari subbasin Laurentian ke subbasin Sable.

Formasi Missisauga

Formasi Missisauga tersebar luas pada basin Scotia yang bervariasi secara fasies dan ketebalan. Diseluruh *platform* LaHave, *platform* Burin, dan Canso *Ridge*, ketebalannya mencapai 1000 meter dan berisi 60 hingga 80 persen sandstone dengan beberapa fasies limestone lokal pada bagian Barat Daya. Pada subbasin Sable, lebih dari 2770 meter formasi ini dibor pada area Pulau Sable dan diduga memiliki ketebalan lebih dari 3 km dengan 30 hingga 50 persen berisi *sandstone* atau *siltstone*. Ke arah basin, Formasi Missisauga *grades* turbidit dan shale dari bagian *Cretaceous* Formasi Verrill Canyon.

Formasi Logan Canyon

Logan Canyon memiliki ketebalan sekitar 2,5 km dan dibagi menjadi empat bagian yang dua diantaranya didominasi oleh shale. Formasi ini mirip dengan turbidit jauh atau *shale* 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 meter lebih di bagian subbasin SouthWhale dan bagian Paparan Scotia kira-kira 200 meter pada Canso *Ridge* dan sekitar 100 meter di bagian luar subbasin Sable.

Formasi Wyandot

Formasi Wyandot tersusun dari batu kapur, *mudstone* kapuran, marl, dan sedikit *limestone*. Ketebalannya bervariasi antara kurang dari 50 meter di Pulau Sable dan sekitar 400 meter di sebelah Tenggara tepi Paparan Scotia, tetapi hilang secara besar-besaran pada basin karena erosi Tersier. Di bawah bagian luar Paparan dan *slope*, di atas Formasi Wyandot sering ditandai adanya *unconformity* yang *overlay* dengan sedimen Tersier.

Formasi Banquereau

Formasi Banquereau adalah sukseksi sedimen antara antara bagian atas Formasi Wyandot dan *Cenozoic* atas. Memiliki ketebalan dari nol hingga 4 km.

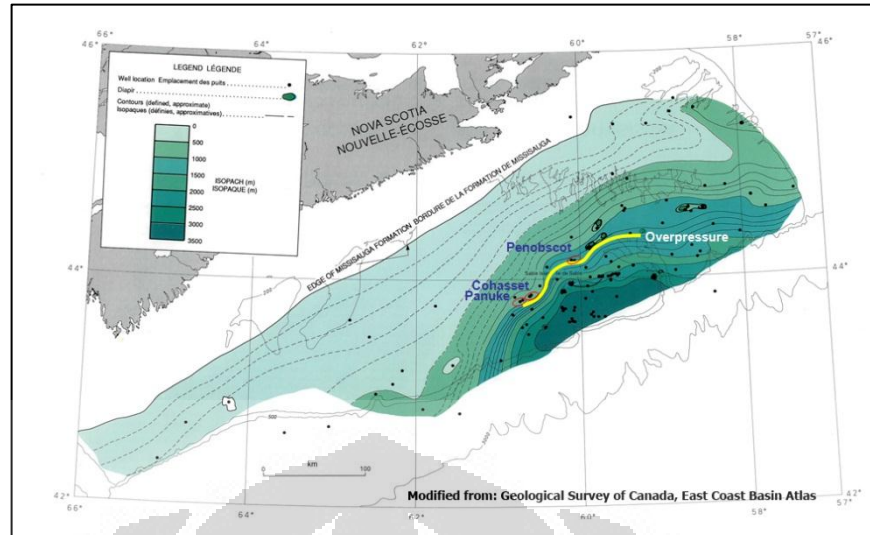
2.1.2 Struktur Geologi Penobscot

Struktur Penobscot berada pada Missisauga *Ridge* yang memisahkan subbasin Abenaki dan subbasin Sable. Survei seismik pseudo-3D telah dilakukan pada area tersebut pada tahun 1991. Terdapat dua patahan (*fault*) pada area ini. Patahan pertama adalah patahan yang miring ke arah Selatan dan memotong Missisauga *Rigde* dan patahan kedua berada pada arah Timur Laut dan membentuk dua prospek potensial yang berada pada bagian sebelah Timur Laut dari survey seismik.

Pada kedua patahan tersebut terlihat bagian atas *reef* dari bagian Bacaro *Reef* yang berpotensi mengandung akumulasi gas. Pada bagian atas reef tersebut, terdapat relief maksimum di atas Formasi Bacaro dengan ketebalan sekitar 150 meter. Patahan yang mengontrol (*Controlling fault*) kedua patahan tersebut adalah patahan yang aktif pada Paleosen dan muncul membesar hingga Jurassic dimana patahan tersebut masuk ke lapisan *reef*. Patahan ini muncul sekitar 100 meter pada bagian atas Formasi Missisauga dan diduga terdapat jebakan hidrokarbon pada lapisan tersebut yang tertutup oleh lapisan *shale* dari Formasi Naskapi.

2.1.3 Sistem Petroleum Penobscot

Prospek Penobscot terletak tepat miring ke atas pada area geopressure Lapangan minyak Cohasset dan Panuke yang telah berproduksi pada pertengahan tahun 1990. Kandungan hidrokarbon berada pada pada batu pasir Formasi Logan Canyon dan Missisauga. Minyak dan gas yang ada pada Penobscot diperkirakan terletak di dekat atas Formasi Missisauga Tengah.



[sumber: situs http://ammonitenovascotia.com/index_files/Page943.htm, 2011]

Gambar 2.4 Peta Isopach dari Formasi Missisauga

Source Rock dan Migrasi

Oleh karena posisi *Missisauga Ridge*, hidrokarbon yang tergenerasi akan bermigrasi ke arah Utara dan Selatan struktur Penobscot. *Source Rock* diprediksi berada di sebelah Selatan, pada area Verrill Canyon yang ditemukan pada kedalaman 3.666,7 meter yang diduga dekat dengan bagian atas *oil window*.

Reservoir

Reservoir hidrokarbon pada lapangan Penobscot diduga berada pada Missisauga Tengah dan Bacarro dari Formasi Abenaki.

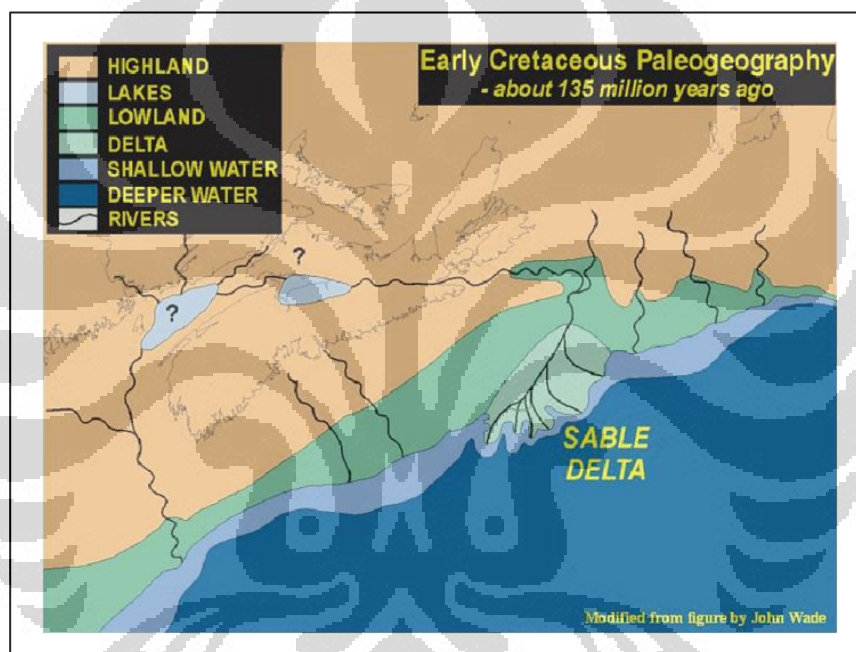
Missisauga Tengah: Missisauga Tengah berisi lapisan pasir yang lebih tebal daripada bagian bawahnya dan lapisan pasirnya dapat dikorelasikan dengan data sumur yang ada. Lapisan pasir yang tebal pada bagian tengah atas Missisauga Tengah cenderung korelatif dengan data sumur L-30. Porositas rata-ratanya sekitar 20 % dengan porositas maksimum sekitar 30 %. Permeabilitas rata-rata 120 mD dengan permeabilitas maksimum lebih dari 1000 mD.

Baccaro: Baccaro merupakan bagian dari *platform* karbonat dari Abenaki dan telah terbukti produktif pada bagian Barat Daya Lapangan Deep Panuke. Hidrotermal dolomitisasi membentuk porositas yang tinggi pada reservoir pada fasies karbonat. *Basement faulting* sepanjang *Missisauga Ridge* memberikan jalur

untuk air hidrotermal yang membentuk porositas yang sangat baik serupa dengan Lapangan Deep Panuke.

Lingkungan Pengendapan Missisauga

Lingkungan pengendapan berdasarkan karakter data sumur, deskripsi sampel, dan *apparent degree of continuity* termasuk paparan dangkal, pantai, *distributary channel mouth bar* dan *bariri island*. Semua bagian tepi delta berasosiasi dengan sistem delta Sable.



[sumber: situs http://ammonitenovascotia.com/index_files/Page943.htm, 2011]

Gambar 2.5 Lingkungan Pengendapan Formasi Missisauga

2.2 Konsep Seismik Refleksi

Metoda Seismik memanfaatkan perambatan gelombang mekanik ke dalam bumi yang mentransfer energi gelombang menjadi pergerakan partikel batuan. Dimensi gelombang seismik jauh lebih besar bila dibandingkan dengan pergerakan partikel batuan tersebut. Meskipun demikian, penjarangan gelombang

seismik dapat diterjemahkan dalam bentuk kecepatan dan tekanan partikel yang disebabkan oleh vibrasi selama penjalaran gelombang tersebut.

Gelombang seismik membawa informasi mengenai litologi dan fluida bawah permukaan dalam bentuk waktu rambat (*travel time*), amplitudo frekuensi, dan variasi fasa. Didukung oleh perkembangan teknologi komputerisasi, pengolahan data seismik, juga teknik interpretasi, data seismik secara umum sekarang dapat dianalisis untuk delineasi sifat fisika batuan dan determinasi litologi, porositas, fluida pori, dan sebagainya.

Salah satu sifat fisika batuan adalah impedansi (*Impedance* atau Z), yang merupakan hasil perkalian densitas dan kecepatan gelombang seismik.

$$Z = \rho v \quad (2.1)$$

dimana ρ adalah densitas batuan (gr/cm^3) dan v adalah kecepatan gelombang seismik (m/s). Namun karena orde nilai kecepatan lebih besar dibandingkan dengan orde nilai densitas, maka harga Z lebih dikontrol oleh kecepatan gelombang seismik.

Adanya perbedaan nilai Z dari tiap lapisan batuan akan menyebabkan terjadinya refleksi gelombang seismik. Nilai Z ini mempengaruhi besar koefisien refleksi yang merupakan perbandingan antara energi pantul dan energi datang yang dinyatakan dalam persamaan berikut:

$$RC = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \quad (2.2)$$

dimana RC adalah koefisien refleksi, dan indeks 1 dan 2 menyatakan medium 1 dan medium 2.

Kuat lemahnya gelombang yang kembali ke permukaan sangat bergantung pada koefisien refleksi pada bidang batas antara dua medium (lapisan batuan). Koefisien refleksi menyatakan besarnya amplitudo gelombang yang dipantulkan dari gelombang datang. Secara teoritis koefisien refleksi bernilai antara -1 sampai +1, dan apabila nilai RC sama dengan nol, berarti tidak terjadi pemantulan.

Koefisien refleksi dapat bernilai positif maupun negatif tergantung pada besarnya Z kedua medium yang bersangkutan. Oleh karena dalam metode seismik menggunakan sumber energi yang digambarkan sebagai wavelet. *Trace* seismik diasumsikan sebagai hasil konvolusi antara reflektivitas dengan wavelet sumber.

Setiap bidang batas yang menjadi bidang pantul (*reflector*) akan digambarkan sebagai puncak (*peak*) atau lembah (*trough*) pada penampangan seismik tergantung dari nilai koefisien refleksinya (RC). Namun ada saat dimana data seismik tidak dapat memberi gambaran secara jelas pada saat memisahkan even satu dengan even yang lain. Keadaan tersebut terjadi saat tebal lapisan di bawah resolusi seismik.

Resolusi seismik adalah kemampuan gelombang seismik untuk memisahkan dua even atau reflektor yang berdekatan. Resolusi seismik dibedakan menjadi dua, yaitu resolusi vertikal dan resolusi horizontal. Resolusi vertikal adalah kemampuan gelombang seismik untuk memisahkan atau membedakan dua bidang batas perlapisan secara vertikal. Resolusi vertikal sangat bergantung pada ketebalan dan panjang gelombang. Dua refleksi akan terpisah dengan baik jika ketebalan lapisan sama dengan atau lebih besar dari seperempat panjang gelombang (*tuning thickness*). Resolusi horizontal berhubungan dengan pemisahan kenampakan-kenampakan di sepanjang refleksi seismik yang di ukur secara lateral.

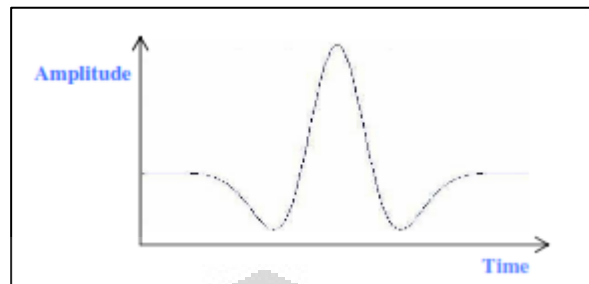
2.2.1 Wavelet

Wavelet adalah bentuk sesaat dari muka gelombang seismik saat menjalar di batuan. Dari waktu ke waktu wavelet terus berubah, karena saat menjalar gelombang seismik terus berinteraksi dengan batuan dimana gelombang tersebut menjalar. Hal ini menyebabkan bentuk, frekuensi, dan fase dari wavelet terus berubah dari satu tempat ke tempat lainnya. Karakter muka gelombang seismik dari waktu ke waktu saat menjalar di batuan digambarkan oleh wavelet.

Sama halnya dengan gelombang pada umumnya, wavelet memiliki komponen dasar gelombang, yaitu amplitudo, fase, dan frekuensi. Ketiga komponen dasar ini mewakili karakter gelombang seismik pada saat tertentu.

Ketika sebuah perekam (*geophone*) merekam sebuah gelombang pantul dari dalam bumi, perekam tersebut mencatat sebuah paket energi yang secara matematis dinyatakan sebagai konvolusi antara koefisien refleksi bumi dengan wavelet seismik. Nilai amplitudo dapat melebihi +/-1, meskipun nilai koefisien

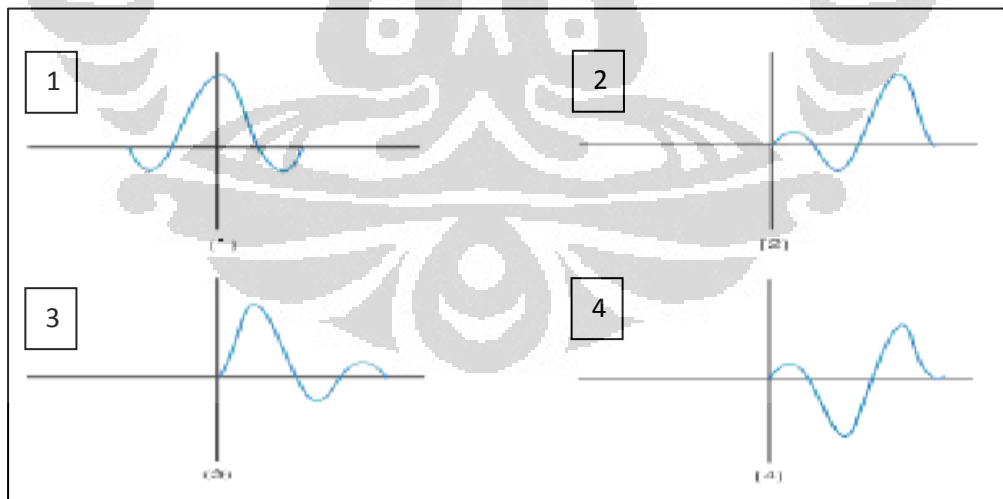
refleksi tidak mungkin melewati 1. Dalam hal ini, wavelet bertindak sebagai *scaling amplitude* yang memungkinkan amplitudo seismik dapat melebihi +/- 1.



Gambar 2.6 Model wavelet (*Ricker wavelet*)

Secara matematis, wavelet juga dapat dinyatakan sebagai superposisi dari banyak gelombang sinusoidal yang amplitudonya sama tetapi dengan frekuensi yang bervariasi dalam satu *band* frekuensi tertentu. Semakin lebar *band* frekuensinya, maka sebuah wavelet akan semakin *spike*.

Berdasarkan fasenya, wavelet dapat dibagi menjadi empat, yaitu *zero phase wavelet*, *minimum phase wavelet*, *maximum phase wavelet*, dan *mixture phase wavelet*. Pembagian wavelet ini didasarkan pada waktu yang dibutuhkan sebuah wavelet untuk mencapai energi maksimumnya.



Gambar 2.7 Jenis-jenis wavelet 1) *Zero Phase Wavelet*, 2) *Maximum Phase Wavelet*, 3) *Minimum Phase Wavelet*, 4) *Mixture Phase Wavelet* [Sukmono, 1999]

2.2.2 Konvolusi

Trace seismik yang terekam dalam geophone secara matematis dapat dinyatakan sebagai konvolusi dari wavelet dengan koefisien refleksi bumi.

$$S(t) = W(t) * R(t) \quad (2.3)$$

dimana:

$S(t)$: trace seismik

$W(t)$: wavelet

$R(t)$: deret koefisien refleksi

Proses konvolusi dalam trace seismik merupakan proses penggantian deret koefisien refleksi menjadi deret wavelet sepanjang waktu rekaman perekam dan amplitudo seismik yang terekam dibentuk dari *scaling* nilai koefisien refleksi dengan wavelet.

2.3 Parameter Elastik Batuan

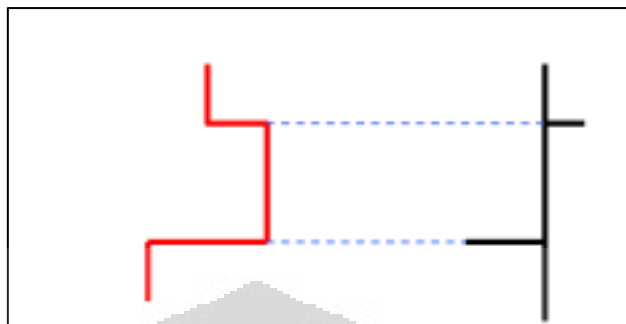
Secara umum, batuan tersusun atas beberapa komponen seperti matriks batuan, pori-pori batuan, dan fluida pengisi pori-pori batuan. Matriks batuan merupakan padatan atau butiran yang menyusun batuan. Pori batuan sendiri adalah ruang kosong antar matriks, dan ruang kosong ini biasanya terisi oleh fluida, baik air, minyak, maupun gas.

Ketika sebuah gangguan bekerja terhadap suatu batuan, gangguan tersebut akan menjalar dan diteruskan ke segala arah. Hal ini disebabkan karena batuan bersifat elastis, yaitu ketika mendapat sebuah gangguan mekanis, maka pada batas tertentu akan kembali ke bentuk awalnya.

2.3.1 Impedansi

Impedansi batuan didefinisikan sebagai resistansi batuan terhadap penjaralan gelombang. Kontras impedansi dalam batuan dapat membangkitkan sifat reflektivitas batuan. Berbeda dengan koefisien refleksi yang menyebabkan batas, impedansi menyatakan "*body*" dari target *interest*. *Body* dari target *interest*

dapat berupa litologi tertentu, zona dengan porositas besar, keberadaan *low-density*, atau eksistensi dari hidrokarbon.



Gambar 2.8 Perbandingan antara impedansi (merah) dan koefisien refleksi (hitam)

2.3.1.1 Impedansi Akustik (Z_p)

Impedansi akustik merupakan impedansi batuan ketika terkena gelombang pada arah normal. Secara sederhana, impedansi akustik dapat diartikan sebagai kekerasan batuan, semakin besar impedansi akustik suatu batuan, maka tingkat kekerasannya semakin besar.

Beberapa faktor yang mempengaruhi nilai impedansi akustik di batuan antara lain: porositas batuan, kandungan fluida batuan, densitas, dan litologi. Keempat faktor ini memiliki pengaruh yang berbeda-beda pada impedansi akustik, dan bersifat *in situ*. Secara matematis, impedansi akustik dinyatakan pada persamaan (2.4)

$$Z_p = \rho v_p \quad (2.4)$$

dimana:

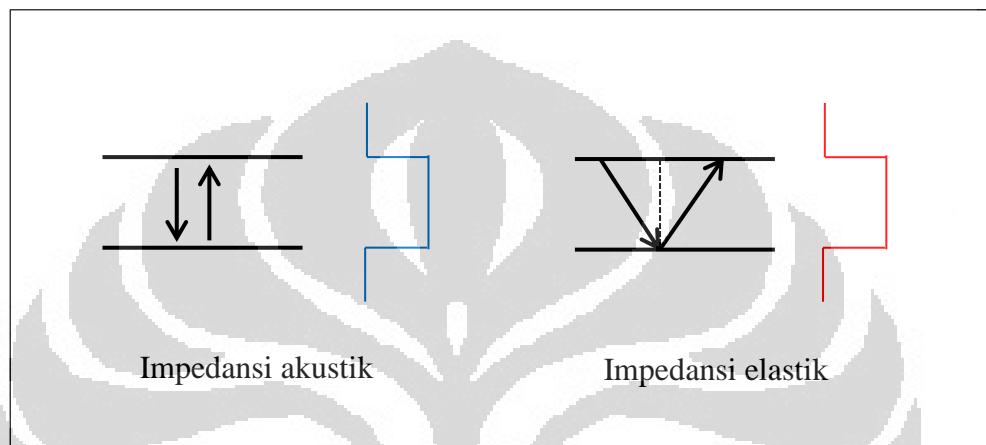
ρ : densitas batuan

v_p :kecepatan gelombang P

Parameter elastik dari batuan bukanlah impedansi akustik, melainkan impedansi elastik. Namun impedansi diperlukan untuk mendapatkan parameter elastik lain, yaitu Lambda-Mu-Rho (LMR)

2.3.1.2 Impedansi Elastik (Z_s)

Impedansi elastik merupakan impedansi batuan ketika terkena gelombang pada arah tidak normal. Konsep impedansi elastik didasarkan pada fenomena AVO seperti yang dijelaskan sebelumnya. Perbedaan antara impedansi akustik dengan impedansi elastik diilustrasikan pada gambar (2.9)



Gambar 2.9 Perbedaan impedansi akustik dan impedansi elastik

2.3.2 Densitas (ρ)

Densitas merupakan parameter kerapatan massa batuan, yaitu besar massa per volume batuan (g/cc atau kg/m^3). Densitas sebuah batuan secara keseluruhan dibentuk oleh gabungan nilai densitas dari komponen-komponen penyusun batuan, seperti yang dinyatakan dalam persamaan (2.5)

$$\rho_{sat} = \rho_m (1 - \phi) + \rho_w S_w \phi + \rho_{hc} (1 - S_w) \phi \quad (2.5)$$

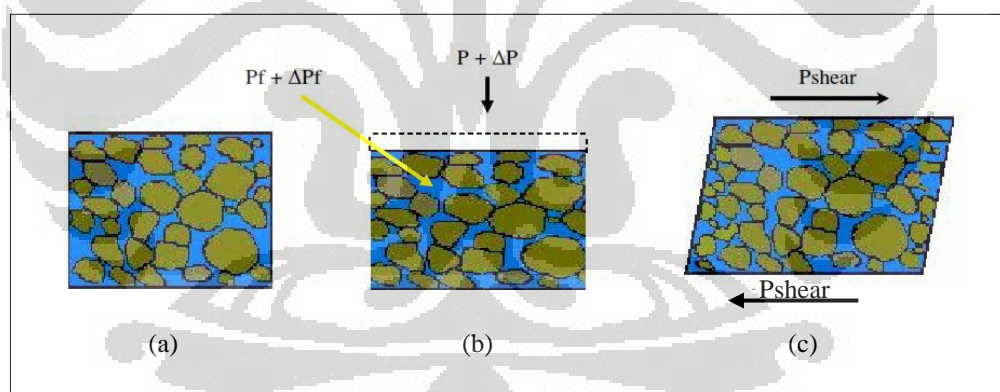
dimana:

- ρ_{sat} : densitas gabungan dari batuan yang terisi fluida
- ρ_m : densitas matriks batuan
- ρ_w : densitas air yang terperangkap dalam batuan
- ρ_{hc} : densitas hidrokarbon

Ketika suatu batuan tersaturasi sempurna oleh air, maka suku ketiga dari persamaan (2.5) akan hilang, dan sebaliknya jika batuan tersaturasi sempurna oleh hidrokarbon, maka suku kedua akan hilang. Sedangkan untuk batuan dengan porositas kecil, sehingga hanya sedikit fluida yang terperangkap, maka nilai batuan tersebut hanya akan bergantung pada matriks batuan.

2.3.3 Inkompresibilitas (λ)

Ketika batuan mengalami gangguan mekanis berupa tekanan pada arah normal terhadap permukaannya, seperti yang ditunjukkan pada gambar (2.10b), maka butiran batuan akan terdesak untuk saling mendekat satu dengan yang lainnya. Hal ini menyebabkan pori-pori batuan menjadi semakin sempit. Kemudian fluida dalam pori-pori batuan merespon gangguan ini dengan meningkatkan tekanan dalam dirinya sehingga batuan menjadi “less compressed”.



Gambar 2.10 Model batuan saat terkena gangguan mekanis, (a) dalam keadaan normal (b) gangguan mekanis kompresi (c) gangguan mekanis geser

Ketika air atau minyak mengisi pori-pori batuan maka batuan akan bersifat lebih “less-compressed” ketimbang jika gas yang mengisi pori-pori batuan karena air dan minyak relatif lebih sulit untuk ditekan ketimbang gas. Oleh karena itu keberadaan gas dalam pori batuan akan memiliki ciri khas sifat inkompresibilitas yang bisa dibedakan dengan menggunakan persamaan (2.6)

$$k = \lambda + \frac{2}{3}\mu \quad (2.6)$$

dimana:

k : bulk modulus

μ : modulus geser

Berdasarkan persamaan (2.6), untuk sembarang harga μ , bulk modulus memiliki hubungan linear terhadap inkompresibilitas. Hal ini berarti bahwa *bulk modulus* memiliki *sense* interpretasi yang sama dengan inkompresibilitas dan cukup peka dalam memprediksi keberadaan gas dalam batuan.

2.3.4 Bulk Modulus (k) dan Shear Modulus (μ)

Sama seperti inkompresibilitas, *bulk modulus* (k) merupakan parameter elastik batuan yang peka terhadap kehadiran gas dalam pori-pori batuan. Hal ini disebabkan karena gas memiliki karakter bulk modulus yang berbeda dengan air dan minyak.

Bulk Modulus (k) merupakan besarnya regangan yang dialami oleh suatu benda yang ditunjukkan oleh perubahan volume. Tegangan pada modulus ini didefinisikan sebagai tekanan hidrostatis. Sehingga dapat dikatakan bahwa *Bulk modulus* adalah hubungan antara tegangan dan regangan pada benda yang mengalami tekanan hidrostatis. Bila tekanan hidrostatis $P_h = F/A$ dan regangan volume $\Delta = \Delta V/V$, maka modulus Bulk dirumuskan:

$$k = \frac{F/A}{\Delta V/V} = \frac{P_h}{\Delta V/V} \quad (2.7)$$

Shear modulus (μ) atau sering disebut dengan modulus rigiditas ini merupakan suatu hubungan antara tegangan dan regangan yang menimbulkan pergeseran pada salah satu bidang permukaannya. Perubahan bentuk akibat pergeseran ini tidak disertai perubahan volume. Secara matematis, Modulus Rigiditas dapat dirumuskan:

$$\mu = \frac{\sigma_{xy}}{\varepsilon_{xy}} \quad (2.8)$$

Dengan melakukan pengukuran seismik di lapangan, parameter bulk modulus, shear modulus, dan parameter-parameter elastik batuan lainnya secara tidak secara langsung dapat diukur, melainkan dengan menggunakan parameter-parameter lain yang berhubungan. Parameter yang biasa digunakan untuk menganalisa karakter elastik batuan, yaitu kecepatan gelombang seismik, baik untuk gelombang P maupun untuk gelombang S.

2.3.5 Kecepatan Gelombang S

Seperti yang sudah dijelaskan sebelumnya, bahwa untuk mengekstrak parameter-parameter elastik batuan dari data seismik, diperlukan data kecepatan gelombang seismik, baik gelombang P maupun gelombang S. Yang menarik disini adalah kecepatan gelombang S hanya muncul ketika terjadi gelombang datang pada keadaan tidak normal (tidak sama dengan nol). Kecepatan gelombang S ini hanya tergantung pada *shear modulus* (μ) dan densitas (ρ) seperti yang ditunjukkan pada persamaan (2.17)

$$v_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2.9)$$

Kecepatan gelombang S ini bisa didapatkan dari data log maupun dengan menggunakan persamaan Castagna (1985) berdasarkan persamaan (2.18)

$$v_p = 1.36 + 1.16v_s \quad (\text{km/s}) \quad (2.10)$$

dimana v_p adalah kecepatan gelombang P dan v_s adalah kecepatan gelombang S. Persamaan ini berlaku untuk batuan silika klastik yang tersaturasi air (*water-saturated clastic silicated rock*).

2.3.6 Poisson's Ratio (σ)

Poisson's ratio adalah besarnya regangan pada suatu benda berupa kontraksi dalam arah transversal dan peregangan dalam arah longitudinal yang diakibatkan oleh tekanan. Apabila terdapat sebuah silinder dimana arah transversalnya dinyatakan dengan diameter silinder (D) dan arah longitudinal dengan panjang silinder (L), maka rasio Poisson dirumuskan dengan:

$$\sigma = \frac{\Delta D / L}{\Delta L / L} \quad (2.11)$$

2.4 Prinsip Dasar AVO

Metode *amplitude versus offset* atau yang biasa disebut dengan AVO adalah suatu metode analisa data seismik yang memperhatikan perubahan amplitudo sebagai fungsi dari jarak atau *offset*. Metode AVO didasarkan pada suatu anomali menaiknya amplitudo sinyal seismik terhadap bertambahnya jarak sumber penerima (*offset*) dan suatu pemantul (*reflector*). Pada kondisi normal, yaitu ketika tidak dijumpai adanya anomali, semakin bertambah jarak *offset* semakin besar pula sudut datangnya, maka amplitudonya akan semakin kecil. Namun pada kasus AVO, amplitudo akan semakin besar dengan bertambahnya jarak *offset* (Wibisono, 2009).

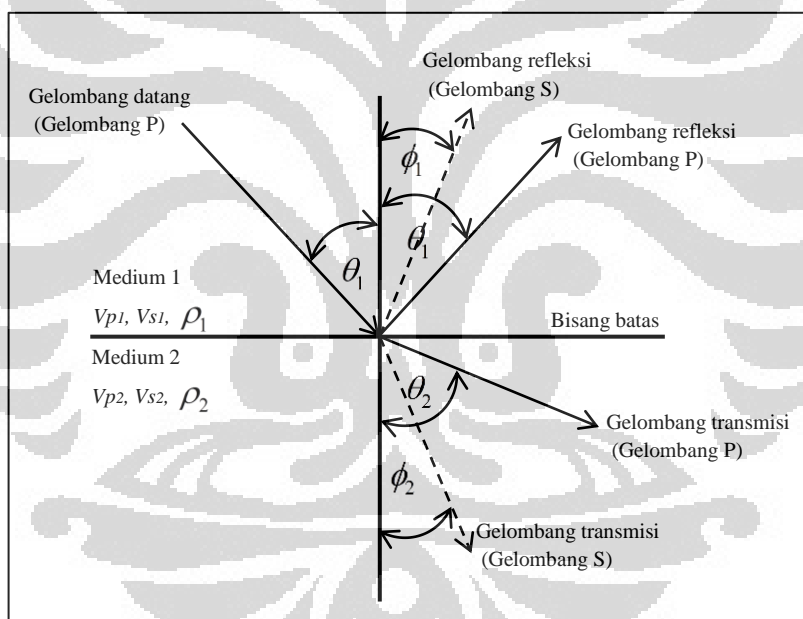
Secara geometri, gelombang seismik menjalar melewati jarak yang semakin jauh sehingga amplitudonya seharusnya semakin mengecil. Namun, analisis AVO dilakukan pada sinyal seismik tepat di titik pemantul (CDP). Oleh karena itu, koreksi geometris harus dilakukan dengan sangat teliti sebelum melakukan analisis AVO.

Pada pengolahan data seismik, beberapa tahapan dapat mempengaruhi amplitudo, misalnya *amplitude recovery*, *stacking*, *scaling*, dan sebagainya. Untuk melakukan analisis AVO, tahapan-tahapan tersebut harus dihindari atau dilakukan dengan hati-hati agar tidak merusak anomali AVO. Kondisi lain yang harus diperhatikan adalah batas maksimum *offset* yang bersesuaian dengan sudut kritis.

Di atas sudut kritis, sifat amplitudo gelombang pantul tidak dapat dianalisis dengan metode AVO (Haris, 2008)

2.4.1 Perkembangan AVO

AVO berkembang berdasarkan adanya variasi perubahan koefisien refleksi dan transmisi terhadap sudut datang, berkaitan dengan hubungan jarak reflektifitas. Refleksi pada bidang batas meliputi pembagian energi dari: gelombang P datang, gelombang P refleksi, gelombang P transmisi, gelombang S refleksi dan gelombang S transmisi. Sudut datang, gelombang refleksi, dan transmisi pada batas lapisan ini mengikuti hukum Snellius (Haris, 2008)



Gambar 2.11 Refleksi dan transmisi gelombang P untuk sudut datang tidak sama dengan nol [Wibisono, 2009, pg.14]

Pada tahun 1919, Knott dan Zoeppritz merumuskan persamaan koefisien refleksi untuk sudut datang tidak normal. Perhitungannya didasarkan pada konsep dasar fisika, yaitu konservasi energi pada saat gelombang melewati bidang batas dengan kontinuitas tegangan dan pergeseran dalam sistem persamaan linear (Haris, 2008). Berikut adalah persamaan Knott-Zoeppritz (2.12):

$$\begin{bmatrix} \sin \theta_1 & \cos \varphi_1 & -\sin \theta_2 & \cos \varphi_2 \\ -\cos \theta_1 & \sin \varphi_1 & -\cos \theta_2 & -\sin \varphi_2 \\ \sin 2\theta_1 & \frac{\alpha_1}{\beta_1} \cos 2\varphi_1 & \frac{\rho_2 \alpha_1 \beta_2^2}{\rho_1 \alpha_2 \beta_1^2} \sin 2\varphi_2 & -\frac{\rho_2 \alpha_1 \beta_2}{\rho_1 \beta_1} \cos 2\varphi_2 \\ \cos 2\theta_1 & -\frac{\beta_1}{\alpha_1} \sin 2\varphi_1 & -\frac{\rho_2 \alpha_2}{\rho_1 \alpha_1} \cos 2\varphi_2 & -\frac{\rho_2 \beta_2}{\rho_2 \alpha_1} \sin 2\varphi_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A_{PR} \\ A_{SR} \\ A_{PT} \\ A_{ST} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \theta_1 \\ -\cos \theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ -\cos 2\theta_1 \end{bmatrix}$$

dimana APR , ASR , APT , dan AST berturut-turut adalah koefisien refleksi gelombang P, koefisien refleksi gelombang S, koefisien transmisi gelombang P, koefisien transmisi gelombang S. θ_1 merupakan sudut datang gelombang P, θ_2 merupakan sudut bias gelombang P, φ_1 merupakan sudut pantul gelombang S dan φ_2 merupakan sudut bias gelombang S. ρ , α , β secara berturut-turut adalah densitas, kecepatan gelombang P, dan kecepatan gelombang S.

Persamaan Knott-Zoeppritz sangatlah kompleks. Untuk itu dalam perkembangannya persamaan yang digunakan untuk perhitungan koefisien refleksi dalam analisis AVO mengalami berbagai modifikasi dan penyederhanaan (Haris, 2008).

Pada tahun 1940, Muskat dan Meres melakukan penelitian mengenai variasi koefisien refleksi dan transmisi sebagai fungsi dari sudut datang. Kemudian pada tahun 1955, Koefoed melanjutkan penelitian tersebut dengan melakukan perhitungan dengan memberikan nilai perbandingan Poisson (*Poisson's Ratio*) yang berbeda pada dua lapisan yang saling berbatasan. Dari hasil perhitungannya menunjukkan bahwa dalam kondisi tertentu koefisien refleksi dapat berubah secara ekstrim dengan perubahan sudut datang. Hasil pengamatan Koefoed ini, memberikan gambaran baru mengenai perkembangan teori seismik, khususnya AVO, yaitu:

- koefisien refleksi berubah sebagai fungsi sudut datang
- perubahan koefisien refleksi terhadap sudut datang berbeda-beda karakteristiknya untuk tiap daerah bergantung fisisnya
- dimasa datang sangat dimungkinkan prediksi litologi dari kurva koefisien refleksi

Pada tahun 1961, Bortfeld menurunkan bentuk pendekatan persamaan Zoeppritz untuk lebih dapat menggambarkan pengaruh sifat fisis batuan terhadap amplitudo refleksi. Penelitian selanjutnya menitikberatkan pada aplikasi nilai Poisson pada kondisi tertentu (misalnya pasir gas) serta faktor-faktor yang mempengaruhi rekaman amplitudo sebagai fungsi *offset* dilakukan oleh Ostrander pada tahun 1984. Penelitian Ostrander ini memberikan dua kesimpulan dasar sebagai berikut:

- Nilai perbandingan Poisson sangat berpengaruh dalam perubahan koefisien refleksi sebagai fungsi sudut datang
- Analisis amplitudo refleksi sebagai fungsi *offset* dapat dikenali pada tipe pasir gas dan tidak menutupi kemungkinan pada tipe-tipe lain.

Aki, Richards, dan Frasier pada tahun 1980 melakukan pendekatan persamaan Zoeppritz menjadi tiga bentuk, yaitu :

- $\frac{\Delta\alpha}{\alpha}$ yang merupakan fraksional gelombang P yang melalui medium atau disebut reflektifitas gelombang P
- $\frac{\Delta\rho}{\rho}$ yang merupakan perubahan fraksional densitas antar lapisan, dan
- $\frac{\Delta\beta}{\beta}$ yang merupakan perubahan fraksional kecepatan gelombang S yang melalui medium atau disebut juga reflektivitas gelombang S (Wibisono, 2009)

Berikut adalah pendekatan persamaan Aki-Richards:

$$R(\theta) = a \frac{\Delta\alpha}{\alpha} + b \frac{\Delta\rho}{\rho} + c \frac{\Delta\beta}{\beta} \quad (2.13)$$

dimana:

$$a = \frac{1}{2} + \tan^2 \theta$$

$$b = \frac{1}{2} - \left(\frac{2V_s^2}{V_p} \right) \sin^2 \theta$$

$$c = - \left(\frac{4V_s^2}{V_p^2} \right) \sin^2 \theta$$

Pada tahun 1985, Shuey juga melakukan penyederhanaan perhitungan koefisien refleksi gelombang P dari persamaan Zoeppritz, yaitu:

$$R(\theta) = R_0 + \left[A_0 R_0 + \frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma)^2} \right] \sin^2 \theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (2.14)$$

dimana V_p dan σ adalah rata-rata kecepatan gelombang P dan nilai perbandingan Poisson.

R_0 dan A_0 didefinisikan sebagai:

$$R_0 = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right] \quad (2.15)$$

$$A_0 = B - 2(1+B) \left(\frac{1-2\sigma}{1-\sigma} \right) \quad (2.16)$$

dimana:

$$B = \frac{\frac{\Delta V_p}{V_p}}{\left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right)}$$

$$V_p = \frac{V_{p2} + V_{p1}}{2}$$

$$\Delta V_p = V_{p2} - V_{p1}$$

$$\rho = \frac{\rho_2 + \rho_1}{2}$$

$$\Delta\rho = \rho_2 - \rho_1$$

$$\sigma = \frac{\sigma_2 + \sigma_1}{2}$$

$$\Delta\sigma = \sigma_2 - \sigma_1 \quad (2.17)$$

Indeks 1 dan 2 menandakan lapisan atas dan lapisan bawah melalui suatu bidang batas. Dari persamaan Shuey ini, AVO semakin banyak mengalami perkembangan.

Pada tahun 1987, Smith dan Gidlow menyederhanakan persamaan Aki-Richards dengan menghilangkan parameter densitas dengan menggunakan persamaan Gardner (1974):

$$\rho = kV_p^{\frac{1}{4}} \quad (2.18)$$

dengan k adalah suatu konstanta. Dengan menggunakan persamaan (2.15), ketidaktergantungan densitas dalam persamaan (2.18) dapat dieliminasi dengan menurunkan densitas ke V_p :

$$\frac{\Delta\rho}{\rho} = \frac{1}{4} \frac{\Delta V_p}{V_p} \quad (2.19)$$

Dengan memasukkan persamaan (2.19) ke dalam persamaan Aki-Richards, maka akan didapatkan:

$$R(\theta) = a \frac{\Delta V_p}{V_p} + b \frac{\Delta V_s}{V_s} \quad (2.20)$$

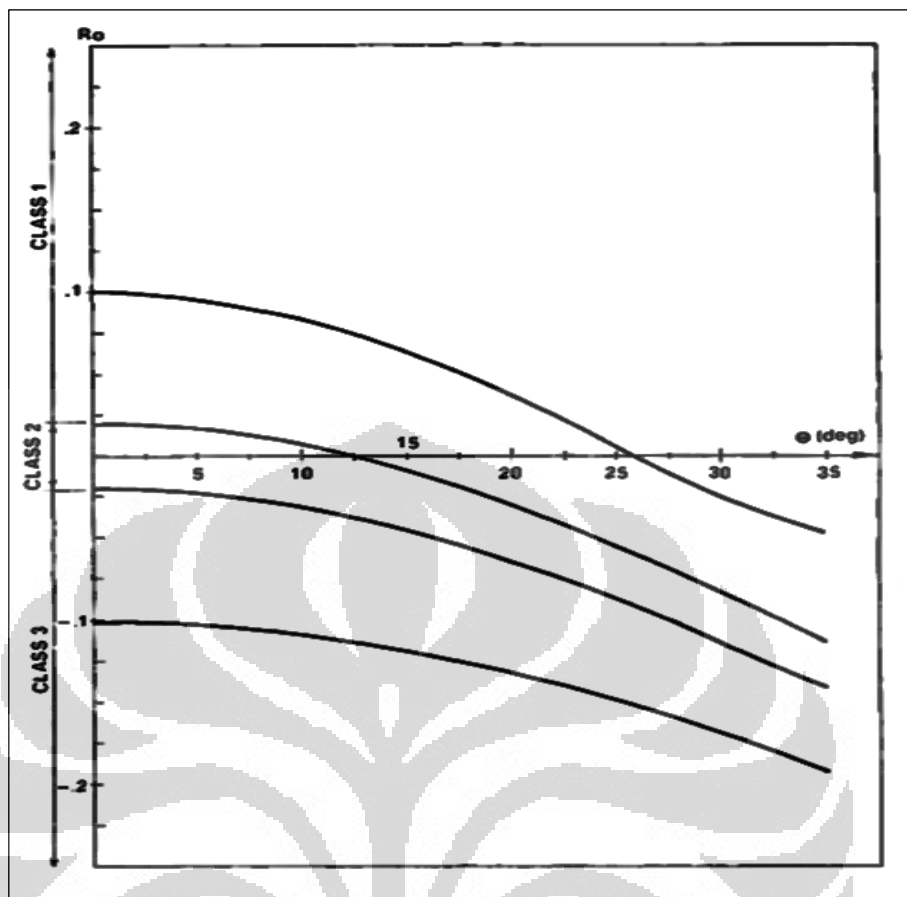
dimana:

$$a = \frac{5}{8} - \left(\frac{1}{2} \cdot \frac{V_s^2}{V_p^2} \sin^2 \theta \right) + \frac{1}{2} \tan^2 \theta$$

$$b = -4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \sin^2 \theta$$

2.4.2 Klasifikasi Anomali AVO

Klasifikasi anomali AVO pertama kali diperkenalkan oleh Steven R. Rutherford dan Robert H. Williams pada tahun 1989. Mereka membagi Anomali AVO pada batuan pasir gas (*gas sand*) kedalam tiga kelas seperti gambar berikut:



[sumber: Rutherford dan Williams, GEOPHYSICIS VOL.54, 1989, pg 681]

Gambar 2.12 Klasifikasi Anomali AVO pada batuan pasir gas oleh Rutherford dan Williams

Menurut Rutherford dan Williams, hal yang menentukan perilaku AVO pada batuan pasir gas adalah koefisien refleksi pada keadaan normal (R_0) dan kontras perbandingan Poisson pada reflektor. Oleh karena itu mereka membagi anomali AVO menjadi tiga kelas sebagai berikut:

- **Kelas I (*High-Impedance Sands*)**

Anomali AVO kelas I ditujukan untuk batuan *gas sand* yang memiliki impedansi lebih tinggi dibandingkan lapisan *shale* di atasnya dengan nilai R_0 bernilai positif dan relatif lebih besar. Anomali AVO kelas I ini umumnya ditemukan pada eksplorasi onshore dengan area *gas sand* yang cukup keras, berumur cukup tua, dan memiliki tingkat kompaksi sedang hingga tinggi.

- **Kelas II (*Near-Zero Impedance Contrast Sands*)**

Anomali AVO kelas II ditujukan untuk batuan *gas sand* yang memiliki impedansi hampir sama dengan lapisan *shale* di atasnya dan bernilai relatif kecil yang hampir mendekati nol. Anomali AVO dibagi menjadi dua, yaitu kelas II dan kelas IIP. Kelas II mempunyai koefisien refleksi negatif pada *zero offset* sedangkan kelas IIP memiliki koefisien refleksi positif pada *zero offset*. Anomali AVO kelas II umumnya ditemukan pada batuan *gas sand* yang memiliki tingkat kompaksi sedang dan terkonsolidasi.

- **Kelas III (*Low Impedance Sands*)**

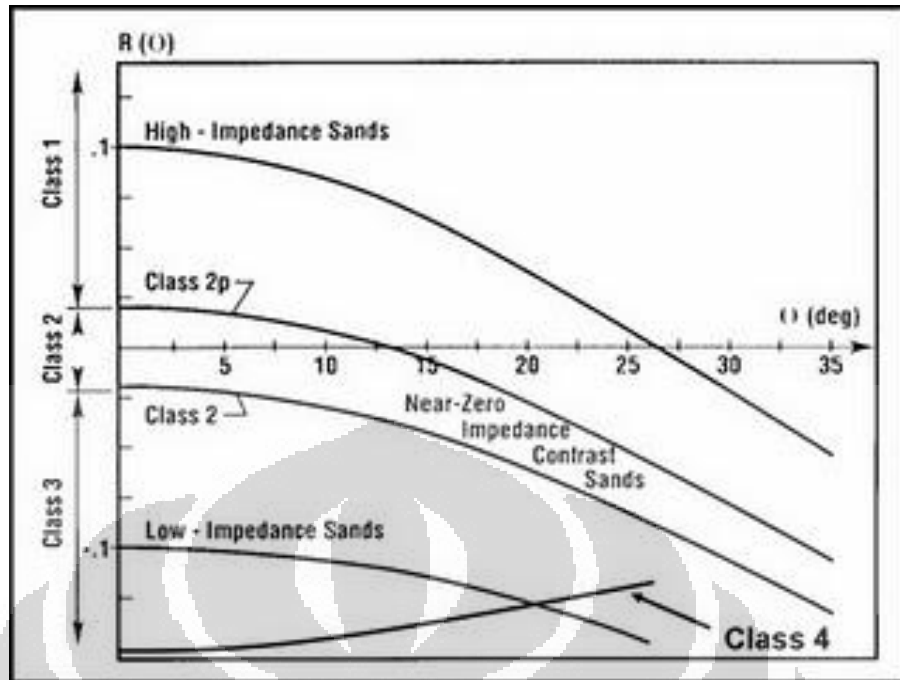
Anomali AVO kelas III ditujukan untuk batuan *gas sand* yang memiliki impedansi lebih rendah dibandingkan lapisan *shale* di atasnya dan bernilai negatif. Anomali AVO kelas III umumnya ditemukan pada batuan *gas sand* yang kurang terkompaksi dan tidak terkonsolidasi.

Pada tahun 1998, Castagna memodifikasi klasifikasi anomali AVO Rutherford-Williams dengan menambahkan satu kelas lagi sehingga anomali AVO memiliki empat kelas. Kelas keempat adalah sebagai berikut:

- **Kelas IV (*Low Impedance Sands*)**

Anomali AVO kelas IV dapat diperhatikan pada data *stack* seismik berupa *bright spot* tetapi kekuatan refleksinya menurun seiring bertambahnya jarak *offset*. Anomali kelas IV biasanya ditemukan pada *porous sand* yang berbatasan dengan litologi dengan kecepatan seismik tinggi seperti *hard shale*.

Berikut ini adalah kurva klasifikasi anomali AVO berdasarkan modifikasi Castagna:



[sumber: situs inibumi.blogspot.com, 2011]

Gambar 2.13 Klasifikasi Anomali AVO pada batuan pasir gas hasil modifikasi Castagna

2.4.3 Atribut AVO

Ada beberapa atribut AVO yang biasa digunakan sebagai analisa reservoir hidrokarbon, yaitu *intercept (A)*, *gradient (B)*, *product*, faktor fluida (*F*), reflektivitas gelombang P, reflektivitas gelombang S, *scaled poisson's ratio changed*, dan sebagainya. Pada penelitian ini digunakan empat atribut AVO, yaitu *intercept*, *gradient*, *product*, dan *scaled poisson's ratio changed*.

2.4.3.1 Intercept (A)

Intercept menunjukkan koefisien refleksi yang terjadi pada offset nol atau zero offset. Atribut ini menunjukkan perubahan litologi. Pada persamaan Shuey, *intercept* merupakan suku pertama.

$$R(\theta) = R_0 + \left[A_0 R_0 + \frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma)^2} \right] \sin^2 \theta + \dots \quad (2.21)$$

Intercept (A)

2.4.3.2 Gradient (B)

Gradient menunjukkan karakteristik amplitudo terhadap *offset* dari suatu data seismik yang menunjukkan kehadiran fluida pada batuan. Gradient merupakan suku kedua pada persamaan Shuey tanpa $\sin^2 \theta$.

$$R(\theta) = R_0 + \left[A_0 R_0 + \frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma)^2} \right] \sin^2 \theta + \dots \quad (2.22)$$

Gradient (B)

2.4.3.2 Product (A*B)

Product merupakan hasil perkalian antara *intercept* (A) dan *gradient* (B). *Product* digunakan sebagai kunci dalam mengidentifikasi bright spots anomali AVO kelas 3 dan dim-spot kelas 2 jika nilai positif pada AVO menunjukkan positif AVO.

2.4.3.3 Scaled Poisson's Ratio Changed (A+B)

Scaled Poisson's ratio changed merupakan atribut AVO yang merupakan indikator reservoir yang tersaturasi hidrokarbon.

2.5 Lambda Mu Rho

Lambda-Rho dan Mu-Rho adalah parameter fisika batuan yang sangat erat kaitannya dengan inkompresibilitas dan rigiditas. Gray dan Andersen (2001) menyatakan bahwa rigiditas (μ) atau modulus geser didefinisikan sebagai resistansi batuan terhadap sebuah ketegangan yang mengakibatkan perubahan bentuk tanpa merubah volum total dari batuan tersebut. Rigiditas sensitif terhadap matriks batuan. Semakin rapat matriksnya maka akan semakin sulit pula mengalami *slide over* satu sama lain, dan benda tersebut dikatakan memiliki rigiditas yang tinggi. (DRPM FMIPA UI, 2011)

Rigiditas dapat digunakan untuk membedakan kualitas lapisan pasir. Sedangkan modulus Lamé (λ) berkaitan erat dengan inkompresibilitas yang mengandung lebih banyak informasi mengenai kandungan fluida batuan. Inkompresibilitas disebut juga modulus bulk, yaitu resistansi batuan terhadap

perubahan volume yang disebabkan oleh perubahan tekanan dan merupakan kebalikan dari kompresibilitas. Parameter Lambda-Rho diturunkan dari persamaan kecepatan gelombang P sebagai berikut:

$$v_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad (2.23)$$

$$v_p^2 = \frac{\lambda + 2\mu}{\rho}$$

$$(v_p \rho)^2 = \lambda \rho + 2\mu \rho$$

$$\lambda \rho = (v_p \rho)^2 - 2\mu \rho$$

$$\lambda \rho = I_p^2 - 2I_s^2 \quad (2.24)$$

Sedangkan parameter Mu-Rho diturunkan dari persamaan kecepatan gelombang S sebagai berikut:

$$v_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2.25)$$

$$v_s^2 = \frac{\mu}{\rho}$$

$$v_s^2 \rho^2 = \mu \rho$$

$$\mu \rho = I_s^2 \quad (2.26)$$

dimana I_p adalah impedansi akustik dan I_s adalah impedansi elastik. Sehingga parameter ini dapat diperoleh dengan mentransformasi hasil inversi yang berupa impedansi akustik, impedansi elastik, dan densitas.

Pada reservoir hidrokarbon, keberadaan dan perubahan fluida dan litologi akan mempengaruhi nilai Lambda Mu Rho.

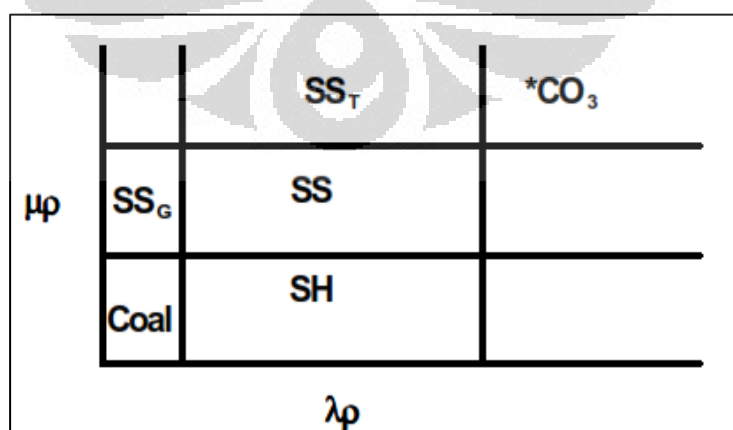
2.5.1 Lambda-Rho

Parameter Lambda-Rho menunjukkan inkompresibilitas batuan yang merupakan indikator fluida pengisi pori batuan. Fluida yang mengisi pori akan mempengaruhi nilai inkompresibilitas. Batuan yang porinya terisi gas akan lebih mudah terkompresi daripada batuan yang porinya terisi minyak ataupun air. Sehingga batuan pasir yang mengandung gas akan memiliki nilai Lambda-Rho yang rendah. (DRPM FMIPA UI, 2011)

2.5.2 Mu-Rho

Mu-Rho menunjukan rigiditas batuan yang merupakan indikator untuk membedakan litologi batuan. Perubahan litologi yang terjadi di bawah permukaan bumi dapat diidentifikasi dengan lebih baik menggunakan parameter Mu-Rho yang merupakan fungsi kuadrat dari impedansi elastik (Z_s). Batuan seperti shale akan memiliki nilai Mu-Rho yang lebih rendah, sedangkan batu pasir akan memiliki nilai Mu-Rho yang lebih tinggi. (DRPM FMIPA UI, 2011)

Analisis Mu-Rho dan Lambda-Rho ini jika dihubungkan dapat digunakan untuk melihat kesesuaian antara keberadaan fluida dan jenis litologinya. Keberadaan hidrokarbon ditunjukkan dengan nilai Lambda-Rho yang rendah, sedangkan harga Mu-Rhonya tinggi merupakan respon terhadap batuan poros. (DRPM FMIPA UI, 2011)



Gambar 2.14 Pembagian litologi berdasarkan crossplot nilai Lambda-Rho dan Mu-Rho [Gray dan Anderson, 2000]

Gambar (2.14) dapat dijadikan acuan untuk mengidentifikasi litologi berdasarkan nilai Lambda-Rho dan Mu-Rho. Pembagia litologi tersebut adalah hasil penelitian Paul F. Anderson dan F. David Gray pada tahun 2000.

2.6 Inversi Simultan

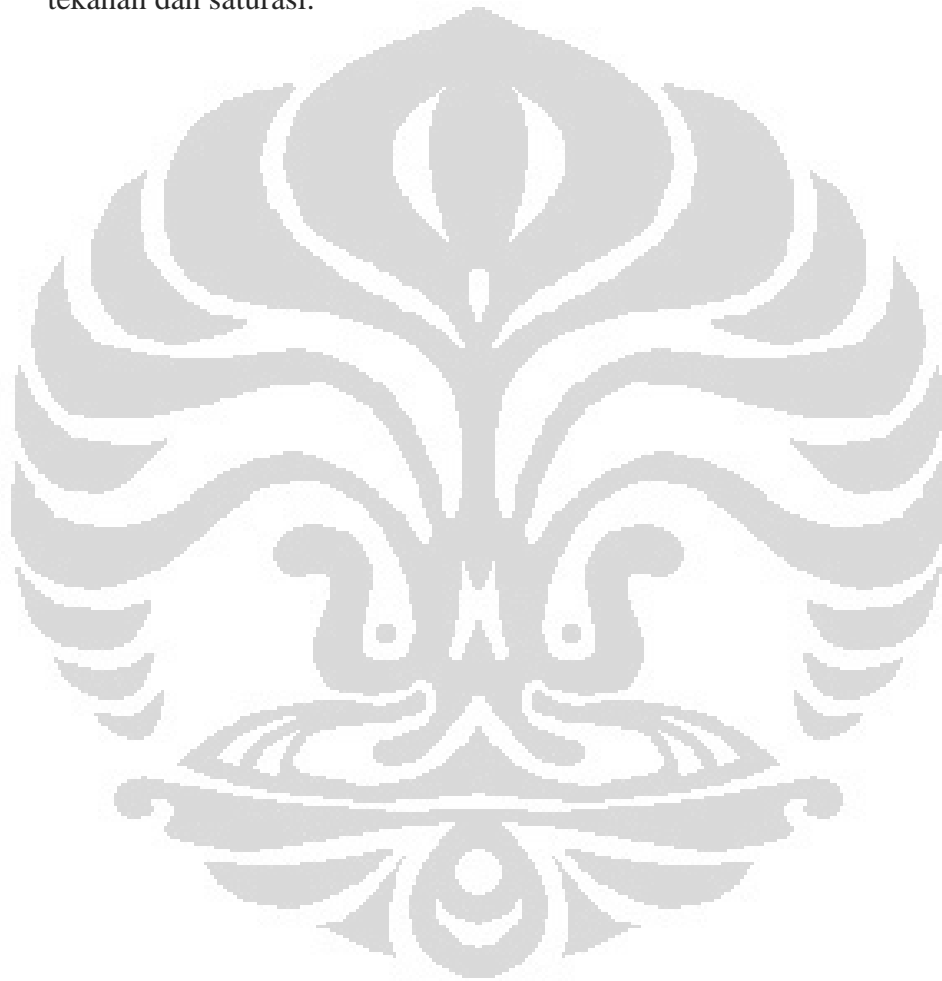
Inversi simultan merupakan salah satu teknik inversi AVO yang melibatkan data seismik *pre-stack*. Inversi simultan digunakan secara langsung untuk mendapatkan beberapa sifat fisis yang diinginkan. Misalnya impedansi P, impedansi S, densitas, *Poisson'n ratio*, dan V_p/V_s .

Sudut datang merupakan parameter yang sangat penting dalam inversi AVO, termasuk di dalamnya inversi simultan. Sudut datang diperoleh dari pengolahan data kecepatan seismik khusus yang berfrekuensi rendah. Data sudut datang ini dalam proses, disebut sebagai *angle gather*. Dari *angle gather* tersebut akan terlihat jangkauan sudut dari data seismik. Untuk mempertajam kejelasan anomali, maka digunakan metode *partial angle stack*. *Partial angle stack* ini diperoleh dengan *partial angle gather* yang *di-stack*. *Partial angle gather* yaitu *angle gather* yang dibuat menjadi beberapa bagian sesuai kebutuhan, dimana setiap bagian memiliki rentang sudut yang berbeda. Misalnya saja dalam penelitian ini, dibuat menjadi tiga, yaitu *near angle stack*, *mid angle stack*, dan *far angle stack*.

Masing-masing *partial stack* kemudian digunakan untuk melakukan proses pengikatan data sumur (*well to seismic tie*) dengan menggunakan *wavelet* yang berbeda-beda. Masing-masing *wavelet* diekstrak dari masing-masing *partial stack*. *Wavelet-wavelet* ini berisi informasi mengenai spektrum frekuensi dari masing-masing *partial stack*. Hasil dari proses ini adalah kecepatan gelombang P yang telah terkoreksi yang digunakan untuk proses pembuatan model awal dan inversi simultan.

Inversi simultan memiliki beberapa kelebihan sebagai berikut:

1. Menghasilkan nilai *Poisson' ratio* yang memiliki resolusi sebaik hasil dari inversi terpisah (*elastic inversion*)
2. Dapat mengestimasi densitas dari data seismik. Densitas dapat digunakan sebagai data tambahan untuk memprediksi litologi dan fluida
3. Dapat memprediksi secara akurat delta impedansi akustik dan delta *Poisson's ratio*. Kedua hasil tersebut dapat digunakan untuk menghitung perubahan tekanan dan saturasi.

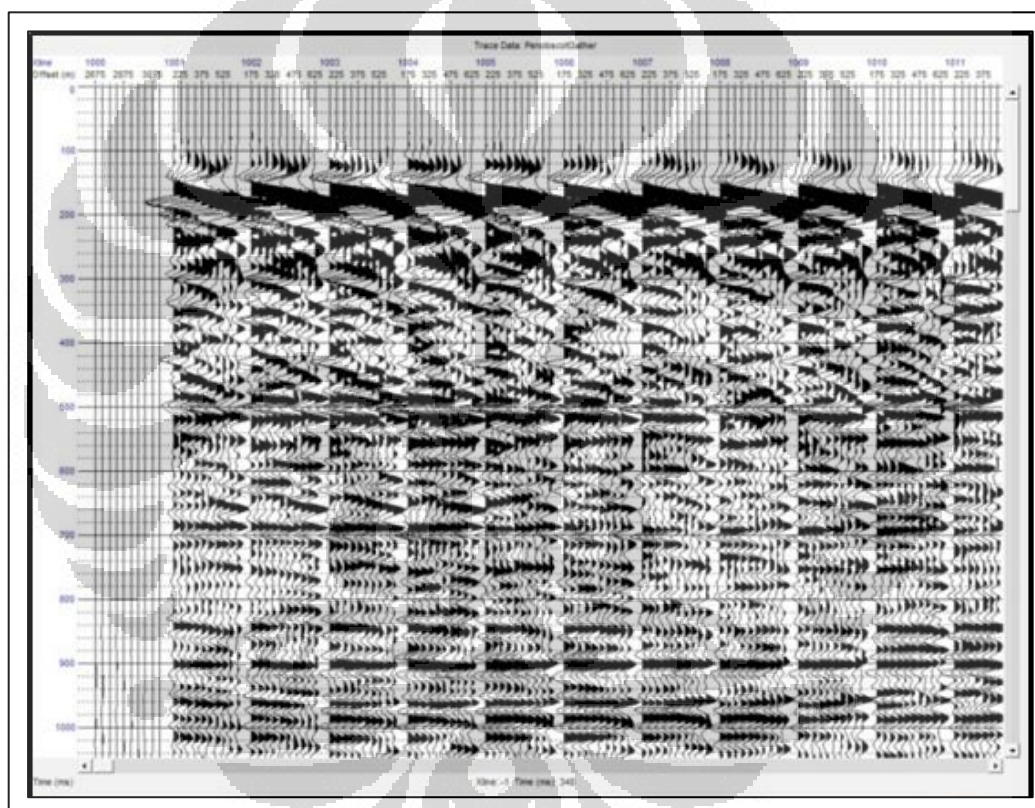


3.2 Persiapan Data

Data-data yang digunakan pada penelitian ini adalah:

3.2.1 Data Seismik

Data seismik lapangan Penobscot, Nova Scotia, Kanada berupa 3D *CDP gather* (*pre-stack time migration*) yang telah dikoreksi NMO (*normal moveout*) dengan format *.SEGY. Jumlah inline 41 (1280-1320) dengan jarak antar spasi 12,50 meter dan xline 482 (1000-1481) dengan jarak antar spasi 25 meter.



Gambar 3.2 Data *CDP Gather* Lapangan Penobscot [AVO
HRS 8.43, 2011]

3.2.2 Data Sumur

Dalam penelitian ini digunakan dua data sumur yaitu L-30 yang terletak pada inline 1284 xline 1046 CDP 1493 dan B-41 yang terletak pada inline 1316 xline 1071 CDP 16942. Pada setiap data sumur, terdapat log *P-wave velocity*, *gamma ray*, *SP*, *density*, *resistivity*, *porosity neutron*, dan *caliper*. Data sumur L-

30 adalah sumur yang telah terbukti mengandung hidrokarbon (minyak dan gas), sedangkan B-41 adalah sumur yang tidak mengandung apa-apa (*dry hole*). Namun, data sumur B-41 tetap digunakan untuk dikorelasikan dengan sumur L-30.

3.2.3 Data Checkshot

Data checkshot yaitu berupa data kedalaman dan waktu tempuh (TWT) yang terdapat pada kedua data sumur. Data checkshot diperlukan untuk mengkonversi data seismik dalam domain waktu ke domain kedalaman atau sebaliknya sehingga dapat dilakukan proses pengikatan data sumur ke data seismik (*well to seismic tie*). Selain itu data ini juga diperlukan untuk mengkoreksi log *P-wave*.

3.2.4 Data Horison

Terdapat lima data *picking horizon*, yaitu horison A (*seabed*) yang menunjukkan dasar laut, horison B, horison C, horison D, dan horison E. Data horison ini menunjukkan *event-event* seismik yang kuat yang dapat diindikasikan sebagai bagian atas dari suatu formasi (*top of formation*).

3.2.5 Data Marker

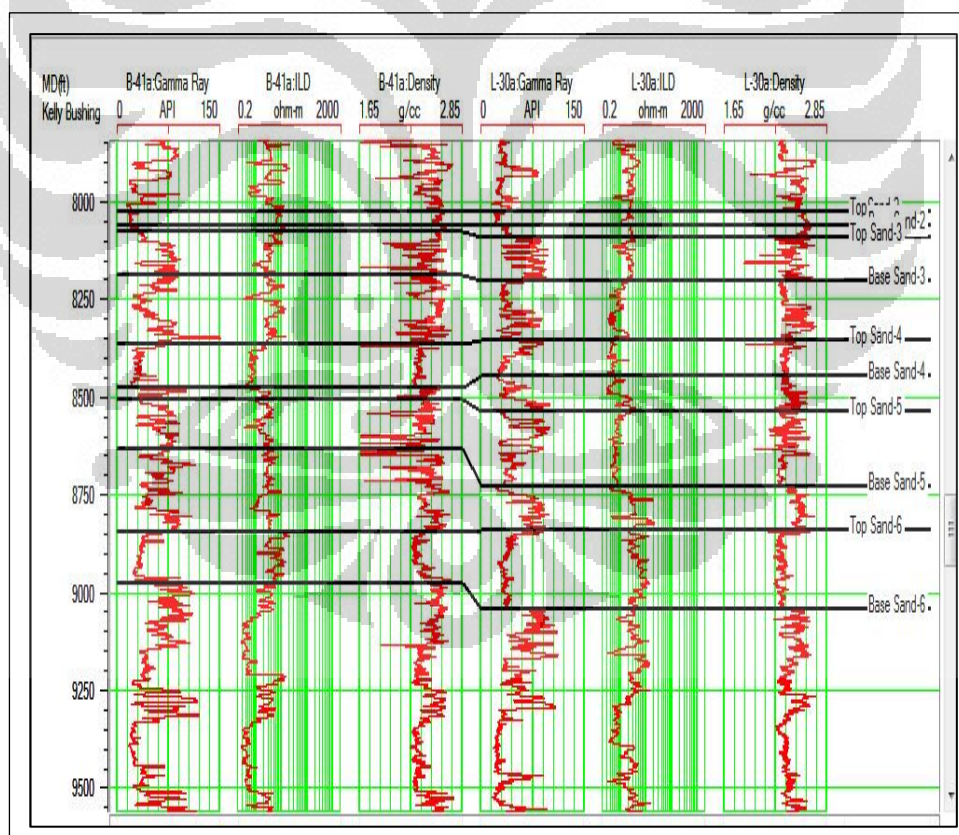
Data marker yaitu data yang menunjukkan zona lapisan pasir baik yang diduga berpotensi mengandung hidrokarbon maupun yang tidak. Dibuat dengan mengkorelasi kedua data sumur, sehingga terlihat kontinuitas zona yang dimaksud pada kedua sumur.

3.3 Tahapan Pengolahan Data

Secara umum pengolahan data dilakukan menjadi dua bagian, yaitu pengolahan data sumur dan pengolahan data seismik. Penjelasan lebih lanjut dijabarkan di bawah ini.

3.3.1 Pengolahan Data Sumur

Pengolahan data sumur disini maksudnya adalah memberikan tanda (*marker*) pada zona-zona yang diindikasikan sebagai lapisan pasir, baik yang berpotensi mengandung hidrokarbon maupun yang tidak. Hal ini dilakukan untuk membatasi daerah yang akan ditinjau lebih lanjut. Untuk membuat marker, dapat digunakan *log gamma ray*, *density*, dan *p-wave velocity*. Lapisan pasir ditandai dengan nilai *gamma ray*, *density* dan *P-wave velocity* yang cenderung lebih rendah dibandingkan dengan lapisan *shale*. Selain melakukan *marking*, pengolahan data sumur juga dilakukan dengan mentransformasi data-data lain yang diperlukan namun tidak tersedia, seperti *S-wave velocity* dengan persamaan Castagna, impedansi P, impedansi S, V_p/V_s , λ - ρ dan μ - ρ .



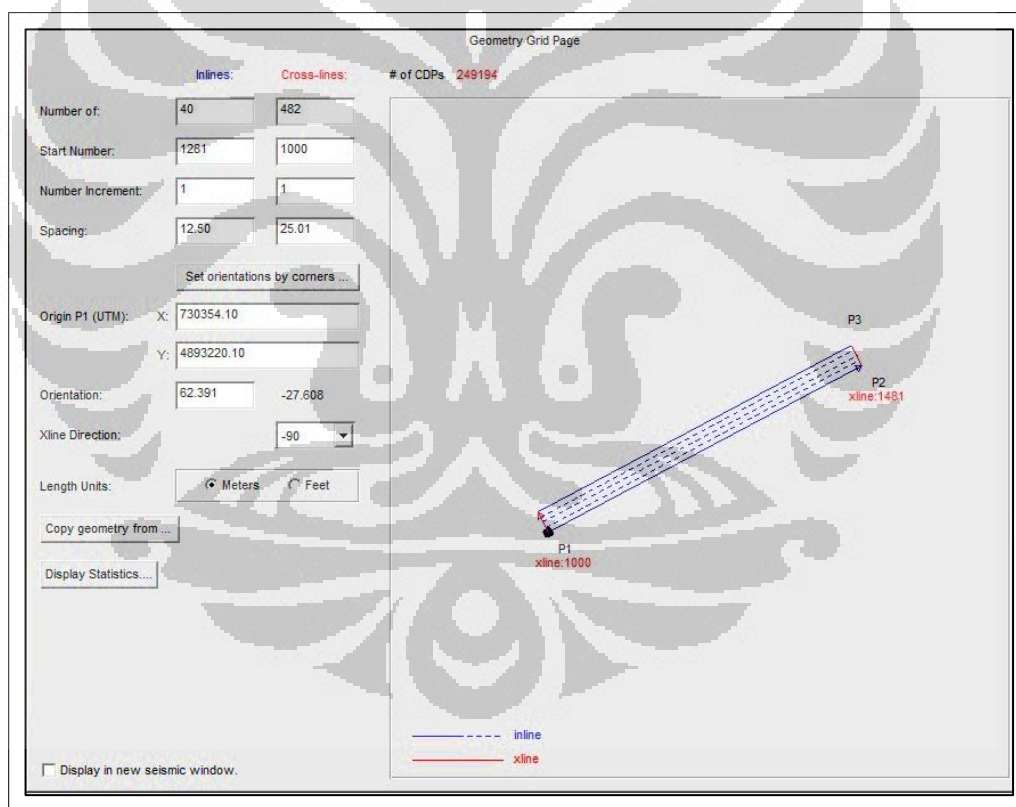
Gambar 3.3 Korelasi data sumur, Top Sand 6 hingga Base Sand 6 adalah zona yang diindikasikan sebagai reservoir Penobscot [HRS 8.43, 2011]

3.3.2 Pengolahan Data Seismik

Secara umum pengolahan data seismik disini terbagi menjadi dua bagian, yaitu analisa AVO dan proses inversi simultan. Kedua proses dilakukan secara terpisah setelah tahapan pembuatan super gather dan angle gather. Berikut ini adalah tahapan-tahapan yang dilakukan pada kedua proses tersebut:

3.3.2.1 Loading Data CDP Gather

Pada tahapan ini, dilakukan proses pengkoreksian geometri pada data CPD gather yang digunakan, memasukan data sumur, dan data horison yang sudah ada. Setelah tahap ini, maka akan tampak data beserta kekurangan dan kelebihanannya sehingga dapat dilakukan tahapan selanjutnya.

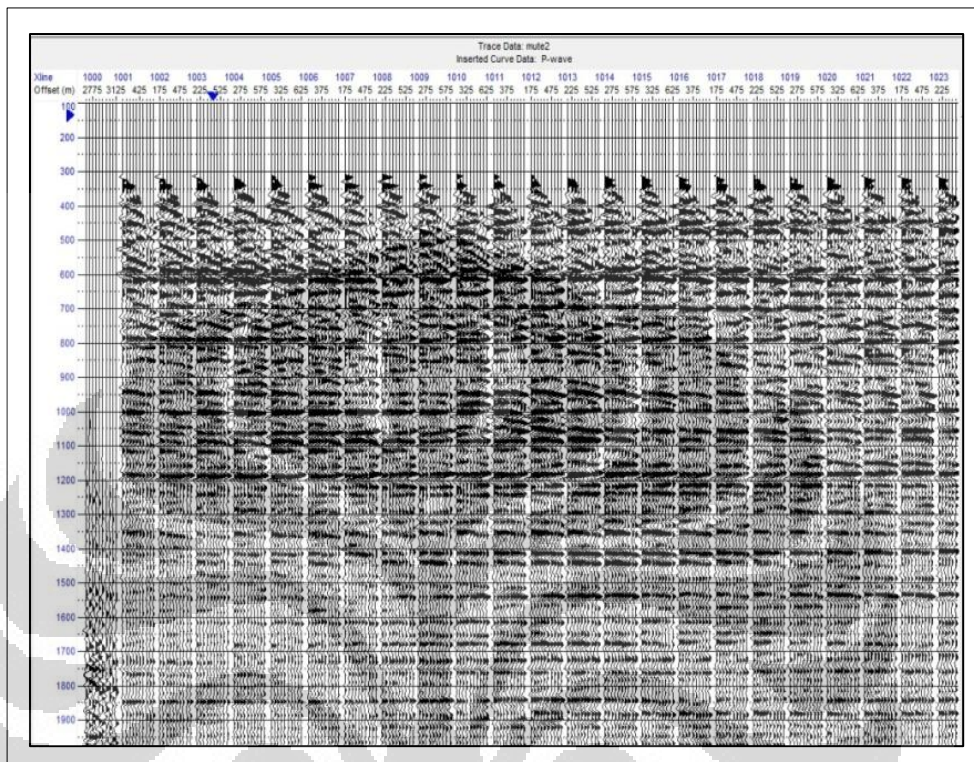


Gambar 3.4 Koreksi geometri pada saat loading data *CDP Gather* [AVO HRS 8.43, 2011]

3.3.2.2 Muting

Pada gambar 3.4, terlihat adanya fenomena *strong amplitude* pada TWT 100 hingga 300 ms yang diakibatkan efek *stretching* karena proses NMO. Untuk

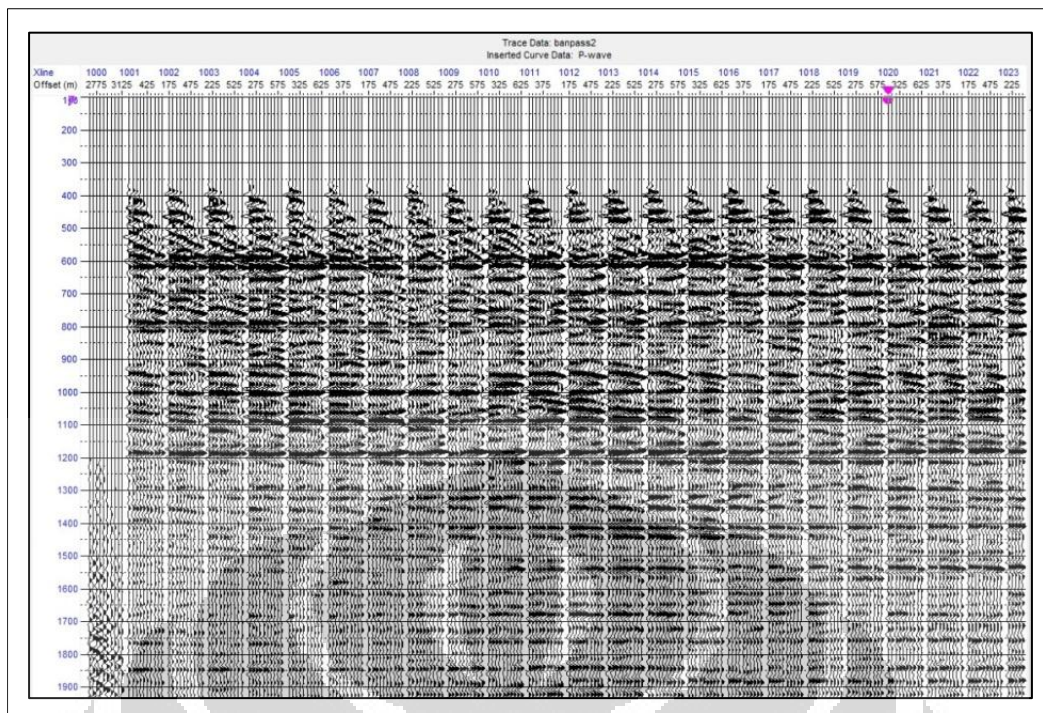
menghilangkan fenomena ini dilakukan proses *muting*, yaitu menghilangkan sebagian data seismik yang dianggap tidak perlu karena akan merusak atau mengganggu proses selanjutnya.



Gambar 3.5 Data *CDP Gather* Lapangan Penobscot setelah dilakukan *muting* [AVO HRS 8.43, 2011]

3.3.2.3 Bandpass Filtering

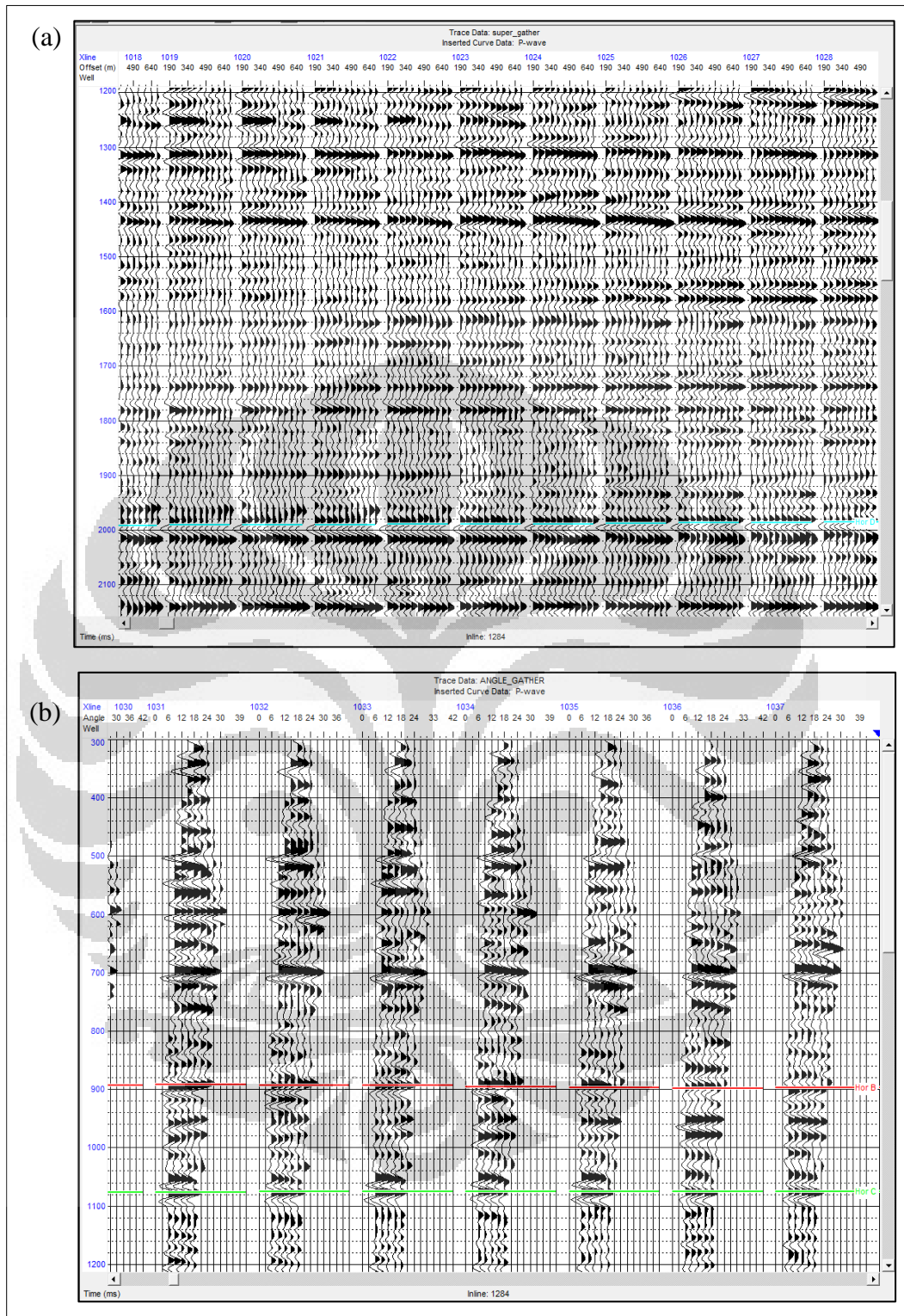
Tujuan dilakukannya *bandpass filtering* adalah untuk menjaga sinyal seismik tetap utuh sesuai dengan frekuensi yang dimiliki dan meredam *noise* sehingga meningkatkan *signal to noise ratio*. Dengan dilakukannya *bandpass filtering*, maka frekuensi sinyal seismik yang lolos adalah sinyal seismik yang berada pada *frequency band* dari data seismik. Batasa masukan dalam melakukan bandpass filtering ini adalah 5Hz-10Hz-50Hz-60Hz. Hal ini didasarkan pada teori tentang *noise* dan analisis spektrum frekuensi, dimana jangkauan frekuensi tersebut biasanya merupakan *noise* yang memiliki frekuensi rendah seperti *ground roll* dan *noise* yang memiliki frekuensi tinggi seperti *air blast* atau *ambient noise*.



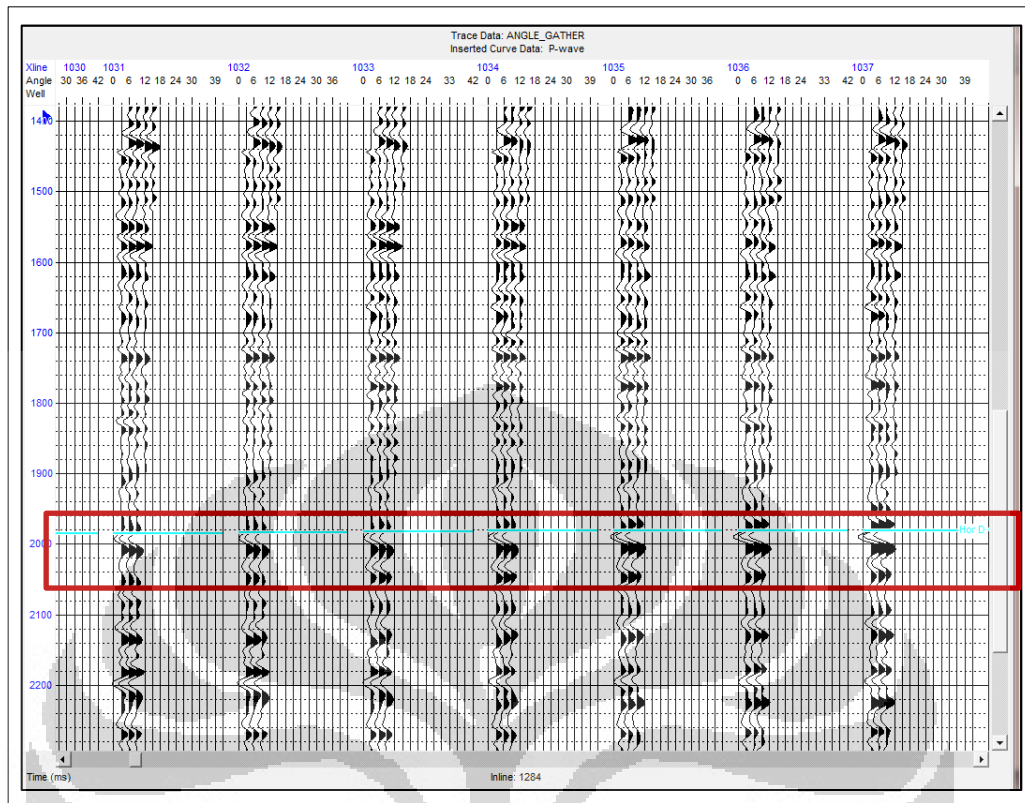
Gambar 3.6 Data CDP Gather Lapangan Penobscot setelah dilakukan *bandpass filtering* [AVO HRS 8.43, 2011]

3.3.2.4 Pembuatan Super Gather dan Angle Gather

Tahapan selanjutnya adalah membuat *super gather* dan *angle gather*. *Angle gather* dibuat dari *super gather* dengan memasukkan data kecepatan seismik baik kecepatan rata-rata ataupun kecepatan interval, baik itu berasal dari *velocity table* maupun dari data *log sonic (P-wave velocity)*. Tujuan dari pembuatan *super gather* adalah untuk memperjelas zona target dan meningkatkan signal to noise ratio. Cara membuat *super gather* ini adalah dengan menambah atau mengurangi *trace* ke dalam data seismik. Hal ini sangat tergantung dari kualitas data seismik. Jika data seismik yang ada terlalu *noisy*, maka yang harus dilakukan adalah mengurangi *trace*-nya. Hasil dari *super gather* ini dapat dilihat pada gambar 3.7.a. Sedangkan tujuan pembuatan *angle gather* adalah untuk melihat jangkauan sudut yang dimiliki data seismik. Pada gambar 3.7.b, terlihat bahwa jangkauan sudut yang dimiliki data seismik Penobscot adalah 3° – 30° . Namun karena zona target berada pada TWT 1900 ms hingga 2500 ms, maka wilayah sudut yang digunakan adalah 3° – 18° seperti gambar 3.8.



Gambar 3.7 (a) super gather dan (b) angle gather [AVO HRS 8.43, 2011]



Gambar 3.8 Angle gather dan zona target yang diberi tanda kotak berwarna merah [AVO HRS 8.43, 2011]

Dengan mengetahui jangkauan sudut dari angle gather pada zona target, maka jangkauan sudut tersebut kemudian digunakan input untuk melakukan *partial stack*.

3.3.2.5 Proses Analisa AVO

Proses analisa AVO pada penelitian ini menggunakan pendekatan persamaan Shuey term 2 seperti pada persamaan (3.1) di bawah ini.

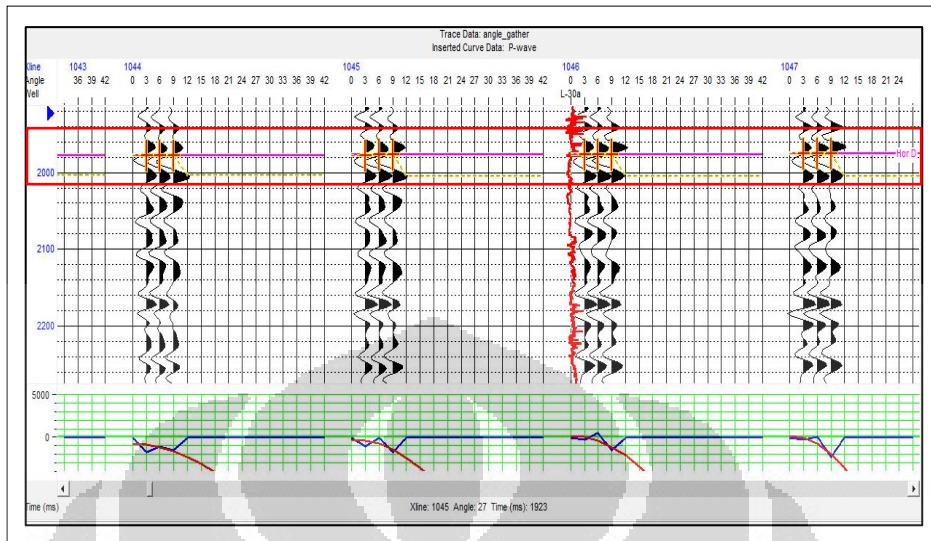
$$R(\theta) = A + B \sin^2 \theta + \dots \quad (3.1)$$

dimana:

A : *intercept AVO*

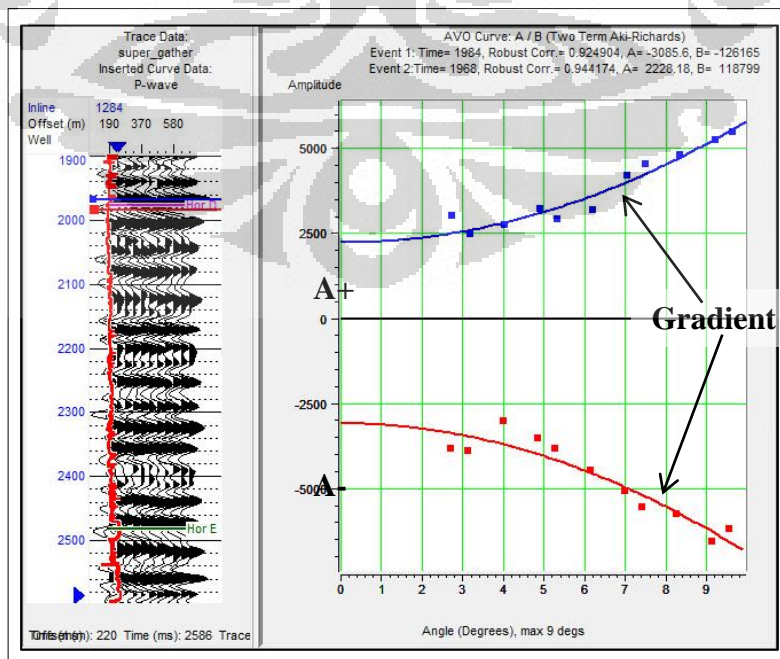
B : *gradient AVO*

Pada HRS 8.43 dapat dilakukan dengan dua cara, yakni gradient analisis dan pick analisis.



Gambar 3.9 Analisa AVO dengan metode *Pick Analysis* [AVO HRS 8.43, 2011]

Gambar (3.9) di atas merupakan analisa AVO menggunakan metode *pick analysis*. Metode ini menganalisa anomali AVO pada horizon yang di-*pick* di dekat sumur. Hasil dari analisa AVO ini adalah adanya anomali AVO kelas 3 pada zona target (kotak merah). Anomali kelas 3 ini teridentifikasi pada kurva biru-merah di bagian bawah data yang memperlihatkan kenaikan amplitudo pada reflektivitas negatif.



Gambar 3.10 Analisa AVO dengan metode *Gradient Analysis* [AVO HRS 8.43, 2011]

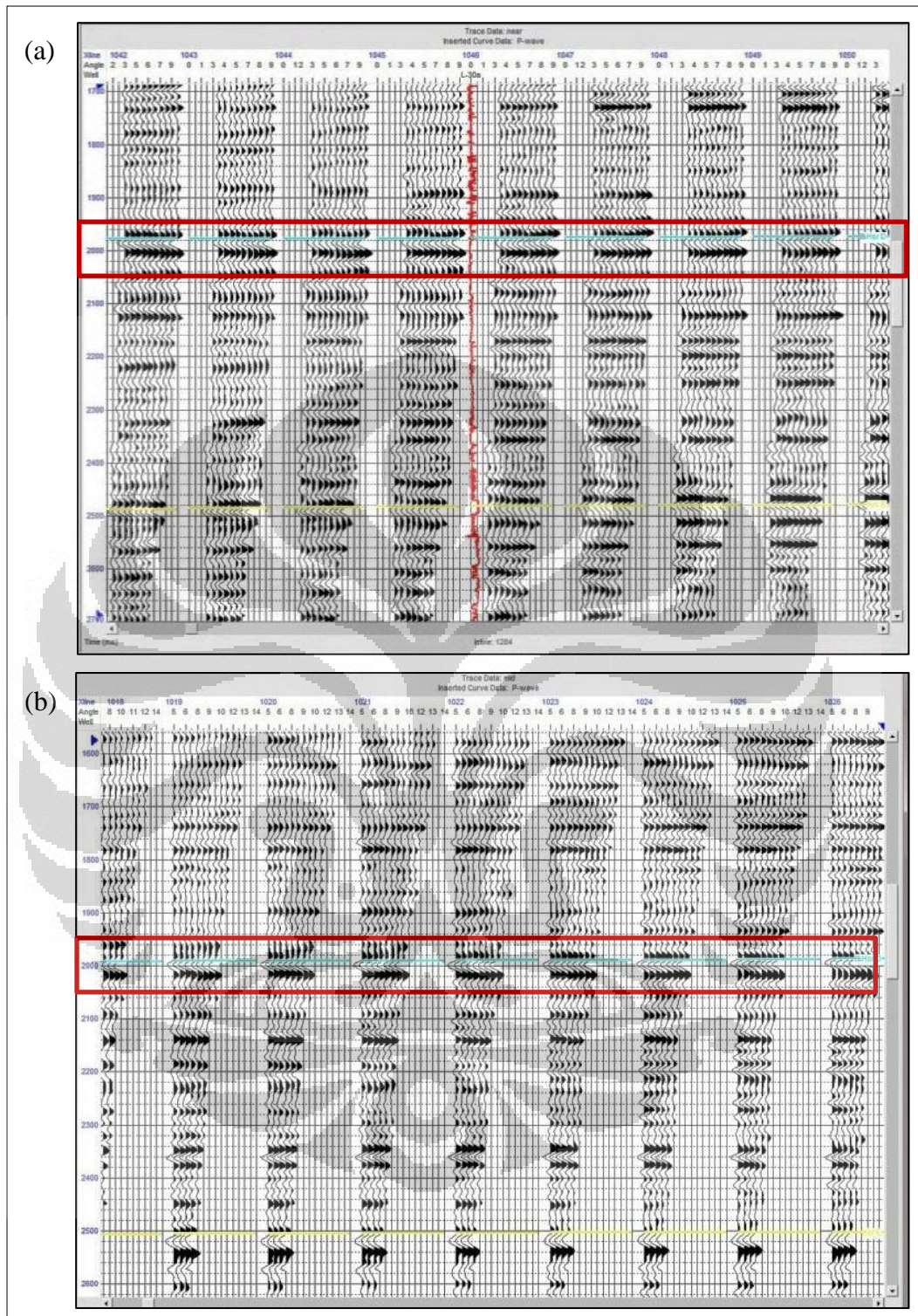
Gambar 3.10 merupakan analisa AVO dengan menggunakan *gradient analysis*. Pada gambar diatas terlihat bahwa jika kita mem-plot nilai-nilai amplitudo (baik peak-merah maupun trough-biru pada CDP gather) sebagai fungsi dari offset atau sudut tembak $\sin^2\theta$, maka kita akan memperoleh nilai Intercept A (titik potong antara garis biru atau merah dengan sumbu vertikal) dan Gradient B (kemiringan garis biru atau merah). Titik-titik hitam yang diinterpolasi dengan garis biru dan merah pada gambar super gather bagian kiri merupakan titik-titik sampel amplitudo dengan *offset (angle)*. Pada gambar tersebut, terlihat juga adanya anomali AVO kelas 3 pada horizon D (*berwarna merah muda*).

3.3.2.6 Proses Inversi Simultan

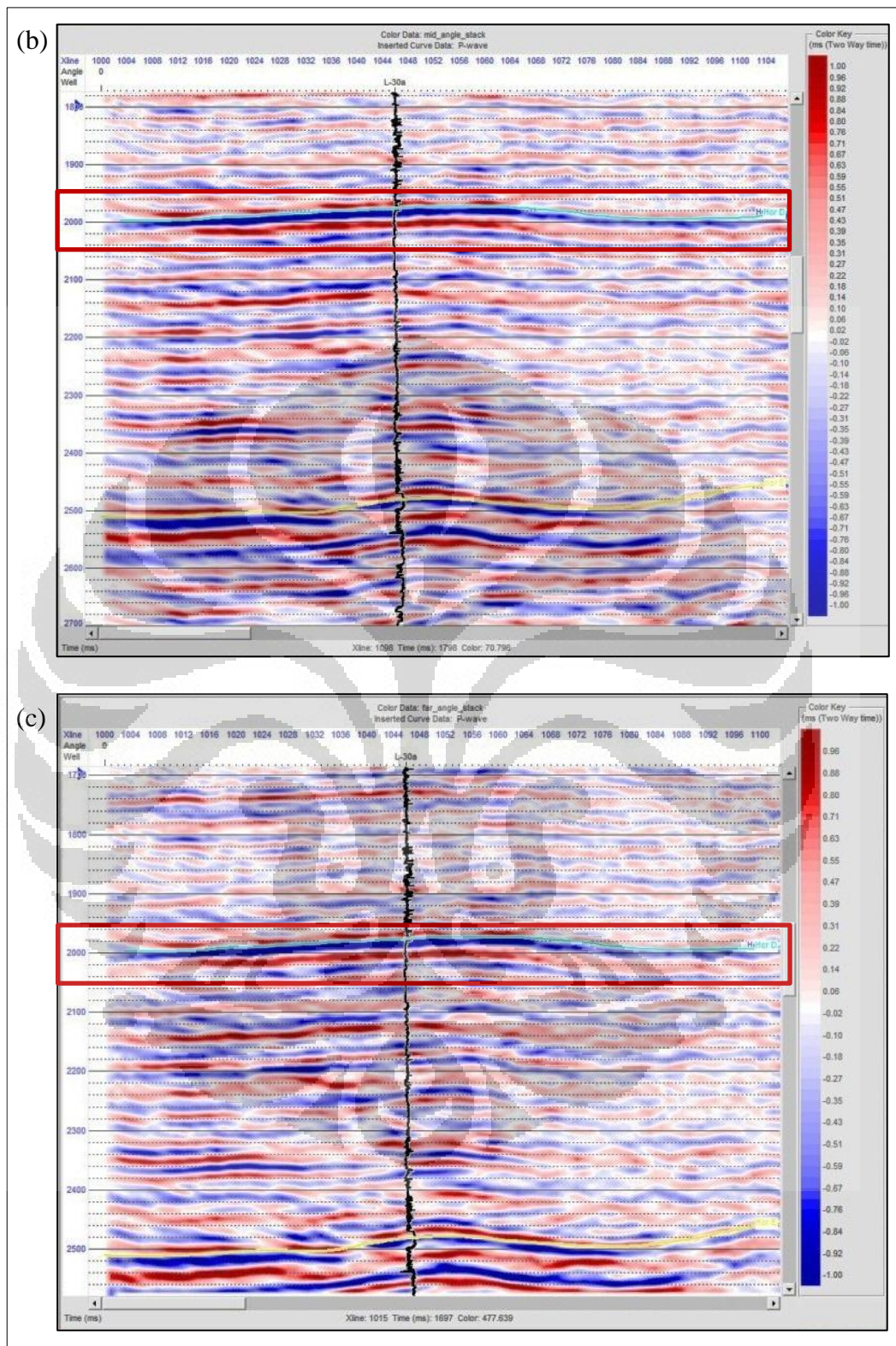
Proses inversi simultan dilakukan melalui tahap-tahap sebagai berikut:

3.3.2.6.1 Pembuatan Partial Angle Gather dan Partial Angle Stack

Dari jangkauan sudut data seismik yang telah diketahui, maka dibuat *partial angle gather* yang terdiri dari *near angle gather* ($0^\circ-10^\circ$), *mid angle gather* ($5^\circ-15^\circ$), dan *far angle gather* ($7^\circ-18^\circ$). Pembuatan *partial angle gather* ini sama dengan pembuatan *angle gather biasa*, namun input sudut yang diberikan berbeda. Tujuan dari pembuatan *partial angle gather* ini adalah untuk melihat respon kenaikan amplitudo terhadap sudut datang. Hal ini akan terlihat jelas pada data yang jangkauan sudutnya terbatas. Kemudian dilakukan *stacking* pada masing-masing *angle gather*. Gambar *partial angle gather* dan *partial angle stack* diperlihatkan pada gambar 3.11 dan 3.12.



Gambar 3.11 *Partial angle gather* dan zona target: (a) *near angle gather*, (b) *mid angle gather* [AVO HRS 8.43, 2011]



Gambar 3.12 Partial angle stack dan zona target: (b) mid angle stack, (c) far angle stack [AVO HRS 8.43, 2011]

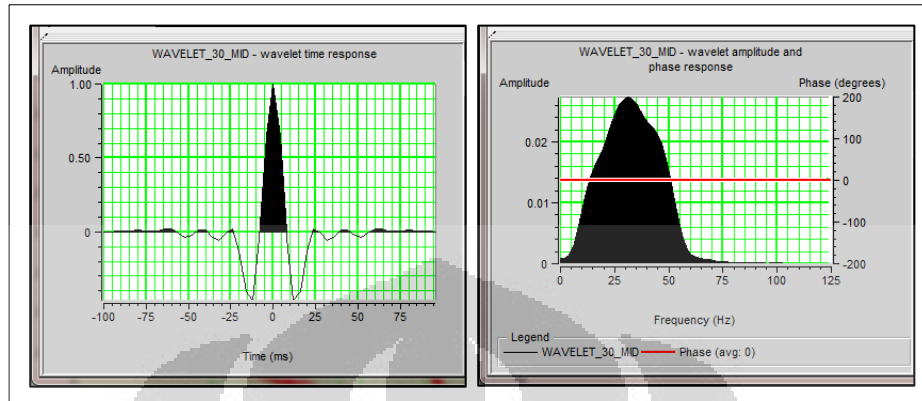
3.3.2.6.2 Pengikatan Data Sumur ke Data Seismik (*Well to Seismik Tie*)

Pengikatan data sumur ke data seismik (*well to seismic tie*) adalah proses pengikatan data sumur terhadap data seismik untuk menempatkan *event* reflektor seismik pada kedalaman yang sebenarnya serta mengkorelasi informasi geologi pada data sumur dengan data seismik. Prinsip yang digunakan adalah mencocokkan *event* refleksi pada data seismik dengan seismogram sintetis yang bersesuaian dengan suatu bidang batas. Pencocokan ini dilakukan dengan mengkoreksi nilai *time-depth* dari data *checkshot* masing-masing sumur agar TWT *event* pada seismogram sintetis sama dengan data seismik.

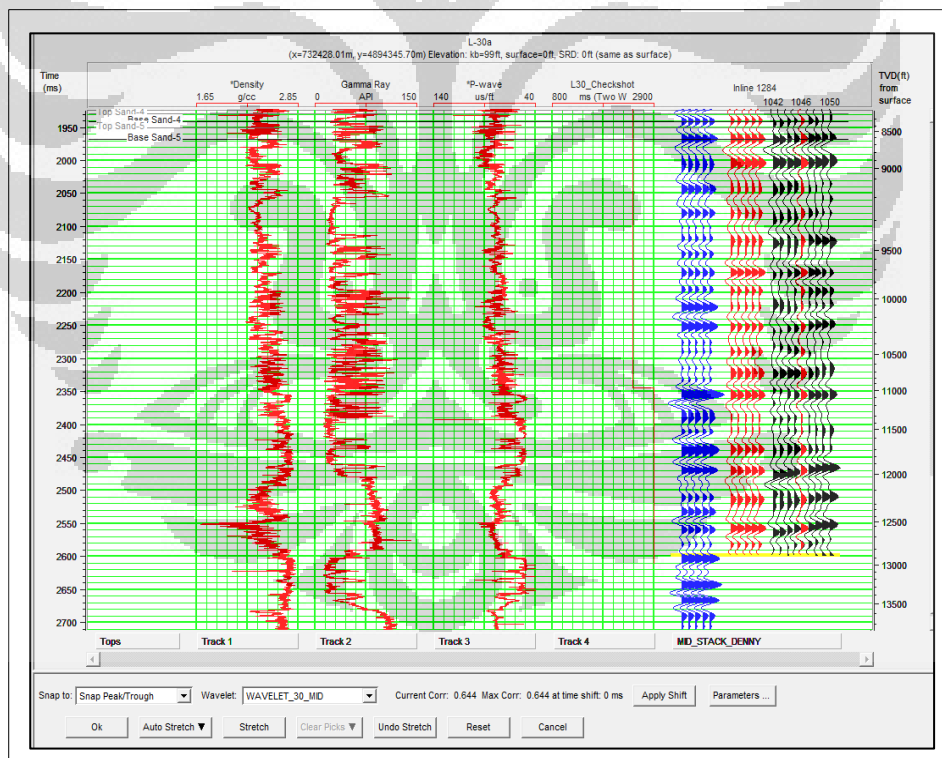
Untuk membuat seismogram sintetis, terlebih dahulu dilakukan pembuatan *wavelet*. Pembuatan *wavelet* dapat dilakukan dengan dua cara, yaitu dengan menggunakan data seismik (*statistical*) atau menggunakan data sumur (*use well*). Pada penelitian ini, ekstraksi *wavelet* dilakukan dengan metode *statistical*, yaitu *wavelet* dipilih secara random dari data seismik dengan batas kedalaman tertentu. Selanjutnya *wavelet* dikonvolusi dengan log reflektivitas (yang ditransformasi dari *p-wave log* dan *density log*) sehingga menghasilkan seismogram sintetis. Setelah seismogram sintetis dihasilkan, langkah selanjutnya adalah mengkorelasi atau menyamakan *event* yang ada pada seismogram sintetis dengan data seismik. Untuk mengunci hasil korelasi ini, dilakukan *stretch*, sehingga yang pada awalnya *event* pada seismogram sintetis tidak sama dengan *event* pada data seismik, kemudian akan sama. Ketepatan dari korelasi ini dapat dilihat dari nilai korelasi maksimum yang dihasilkan, semakin tinggi hasil korelasi, maka hasilnya akan semakin baik. Namun perlu diingat bahwa setiap kali melakukan *stretch*, maka akan timbul *bulk shift*, semakin sering melakukan *stretch*, maka hasilnya justru akan kurang baik. Jadi untuk mendapatkan hasil korelasi yang baik, proses *event picking* pada data seismik dan seismogram sintetis harus dilakukan dengan sangat hati-hati sehingga tidak sering melakukan *stretch*. Selain itu, *wavelet* juga sangat mempengaruhi hasil dari *well to seismic tie*. Untuk itu ekstraksi *wavelet* harus benar-benar disesuaikan dengan data seismik atau data sumur yang dimiliki.

Proses *well to seismic tie* ini dilakukan pada masing *partial angle stack* dan dua sumur yang berbeda. Sehingga dilakukan sebanyak enam kali. Hasil dari

proses ini adalah *P-wave velocity* yang telah dikoreksi sehingga lebih baik dari *P-wave velocity yang asli*.



Gambar 3.13 Salah satu wavelet yang digunakan (*kiri*) dan rentang frekuesinya (*kanan*) yang diekstrak dari data seismik (*statistical*) [elog HRS 8.43, 2011]

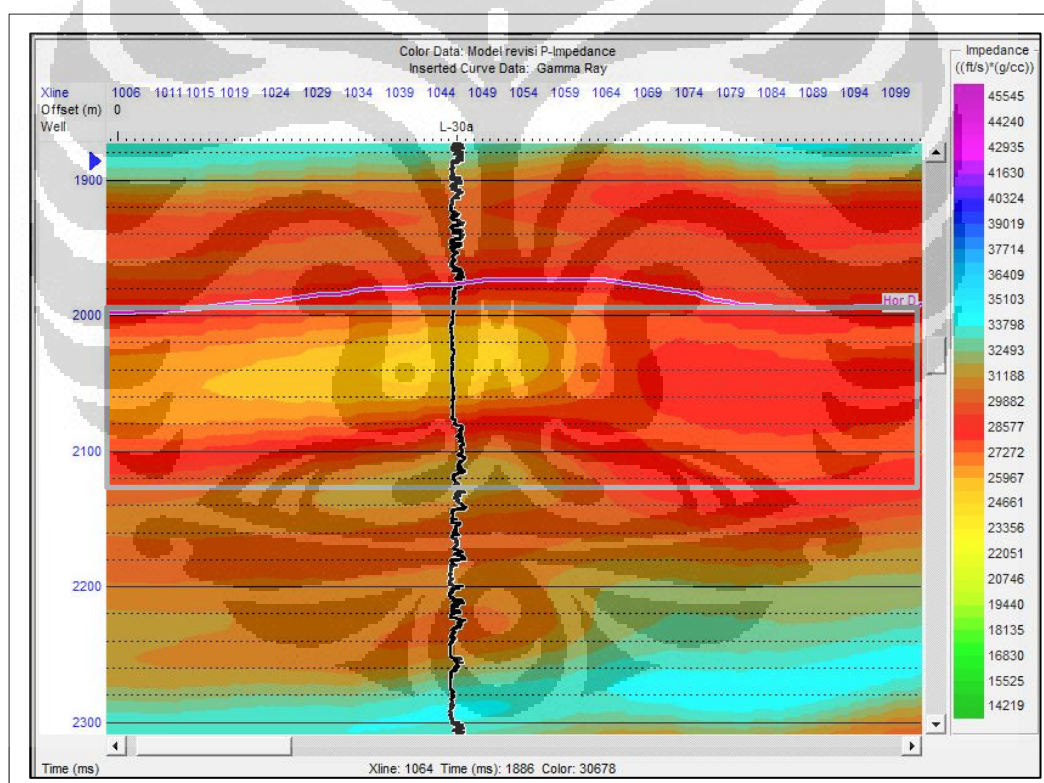


Gambar 3.14 Proses *well to seismic tie* pada software HRS 8.43 [elog HRS 8.43, 2011]

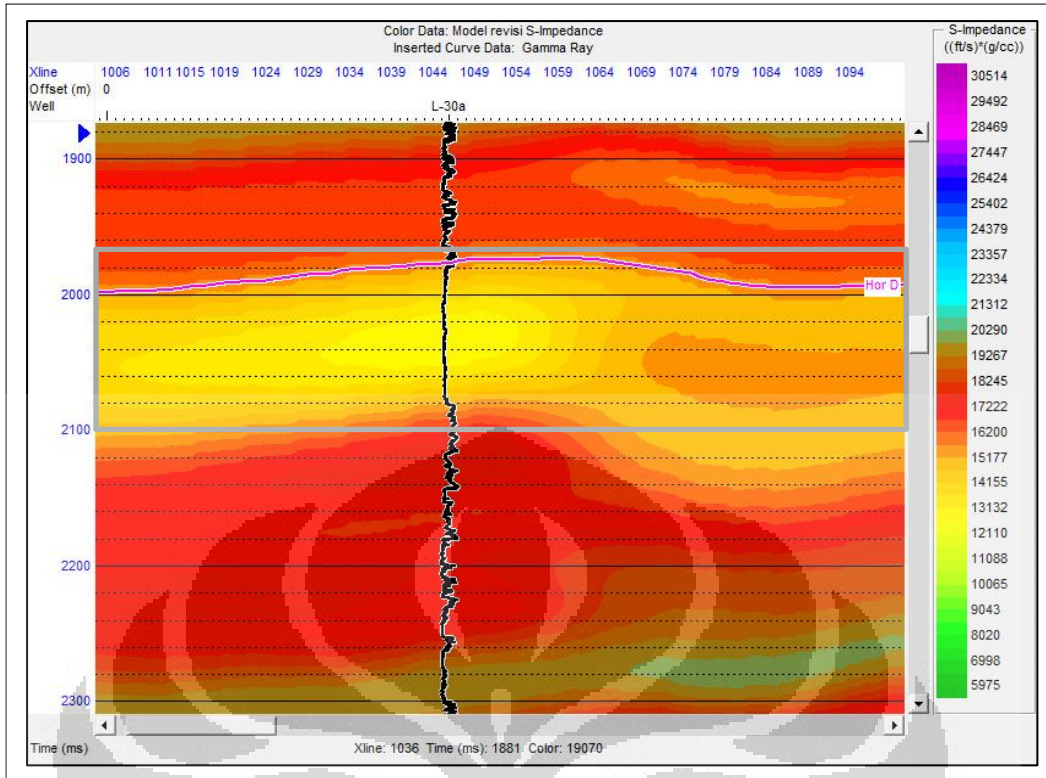
3.3.2.6.3 Pembuatan Model Awal Inversi simultan

Sebelum melakukan inversi simultan, terlebih dahulu dilakukan pembuatan model awal inversi (*forward modeling*). Model ini terdiri dari tiga, yaitu model awal impedansi P, model awal impedansi S, dan model awal densitas. Model ini kemudian akan diproses lebih lanjut dengan metode inversi untuk mendapatkan hasil inversi berupa impedansi P, impedansi S, dan densitas.

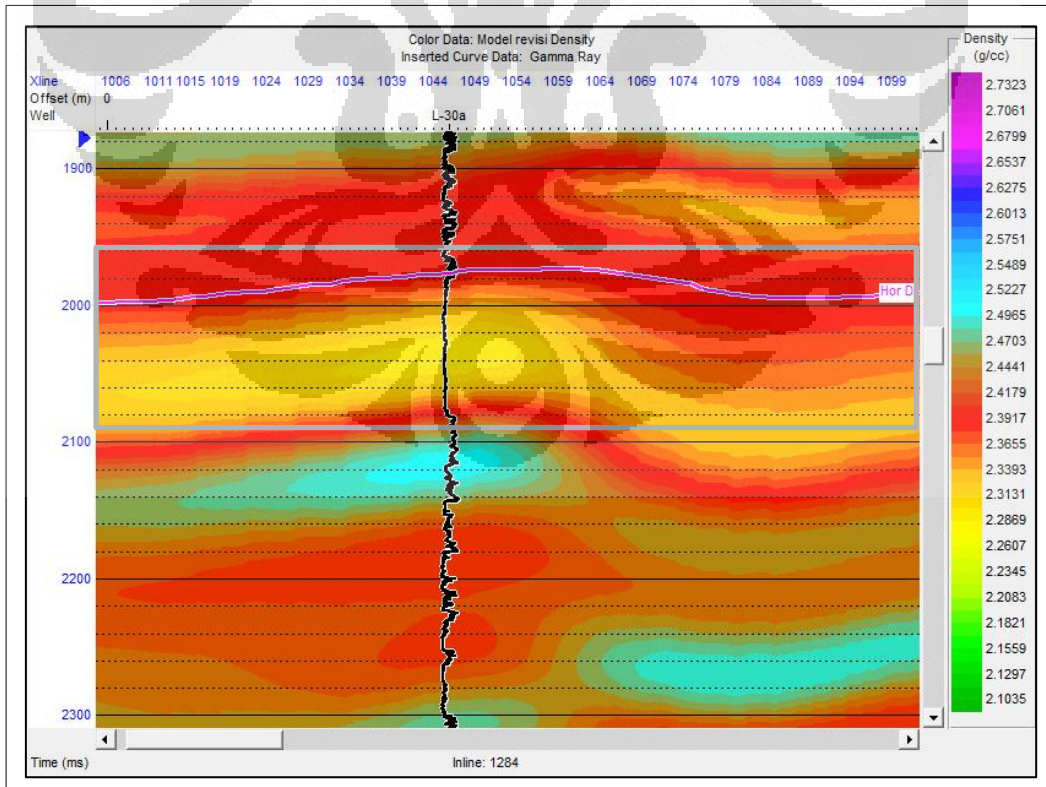
Pembuatan model dilakukan pada *partial angle stack* yang kemudian disatukan (*merged*) dengan memasukkan parameter-parameter dari data sumur yang dibutuhkan. Berikut adalah model awal impedansi P, impedansi S dan densitas yang dihasilkan pada penelitian ini:



Gambar 3.15 Model awal impedansi P dan zona target (reservoir) pada kotak berwarna abu-abu [STRATA HRS 8.43, 2011]



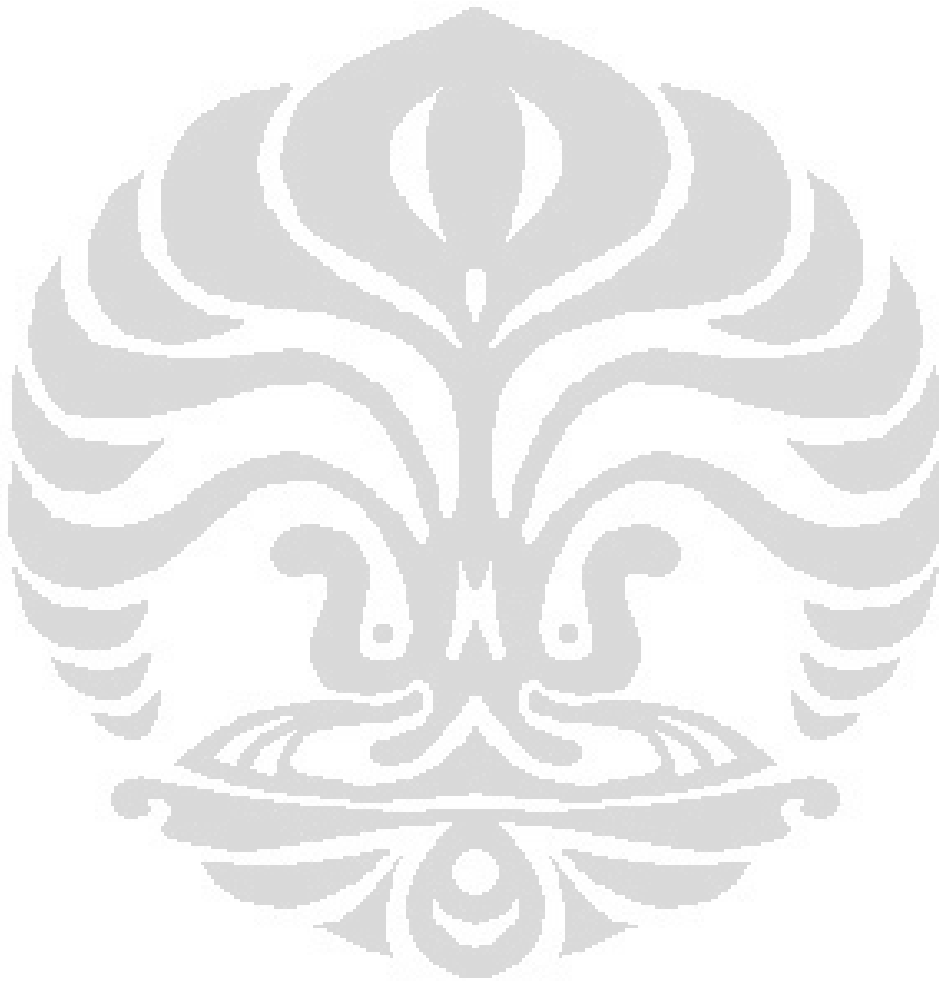
Gambar 3.16 Model awal impedansi S dan zona target (reservoir) pada kotak berwarna abu-abu [STRATA HRS 8.43, 2011]



Gambar 3.17 Model awal densitas dan zona target (reservoir) pada kotak berwarna abu-abu [STRATA HRS 8.43, 2011]

3.3.2.6.4 Proses inversi Simultan

Setelah pembuatan model awal, maka tahapan selanjutnya adalah melakukan inversi simultan. Inversi simultan dilakukan pada model awal yang telah dibuat dengan memasukan parameter-parameter yang dibutuhkan, yang disesuaikan dengan data yang ada dan cakupan zona target.



BAB 4

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Analisa AVO

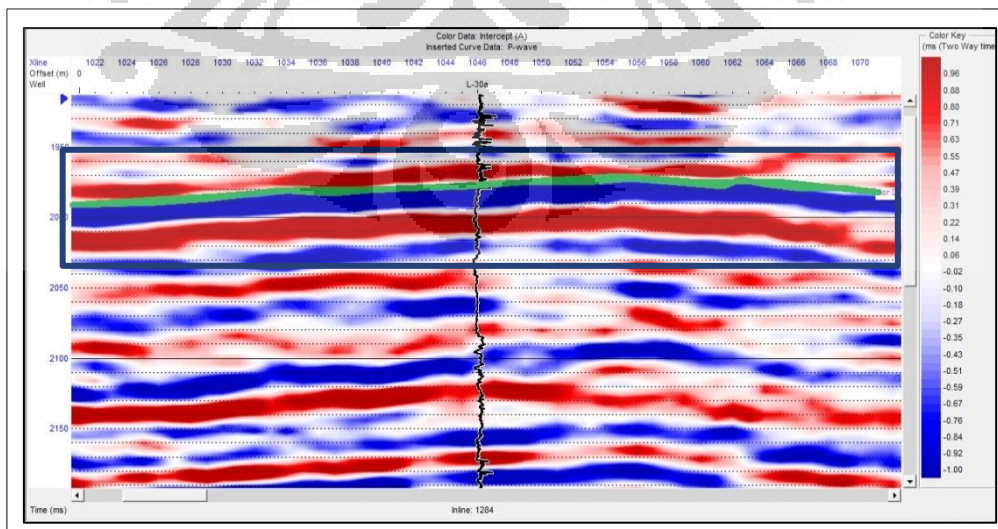
Analisa AVO dilakukan pada penampang *intercept*, *gradient*, *product*, dan *scaled poisson ratio changed*.

4.1.1 Intercept (A)

Intercept (A) merupakan reflektivitas pada sudut datang sama dengan nol (R_0). Intercept menunjukkan perubahan litologi, karena secara umum reflektivitas pada sudut sama dengan nol hanya bergantung pada impedansi dan densitas. Pada gambar (4.1) terlihat bahwa pada horizon D (warna hijau), intercept berwarna biru yang memiliki nilai negatif.

$$RC = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \quad (4.1)$$

Sesuai dengan persamaan reflektivitas pada sudut datang sama dengan nol di atas, jika reflektivitas bernilai negatif, maka impedansi lapisan kedua (Z_2) lebih kecil daripada impedansi pada lapisan pertama (Z_1). Hal ini menunjukkan adanya perubahan litologi dari impedansi tinggi ke impedansi rendah, yang bisa diindikasikan sebagai perubahan litologi dari *shale* ke *sand*.



Gambar 4.1 *Intercept (A)*, pada horizon D yang berwarna hijau menunjukkan nilai *intercept* negatif yang dapat diindikasikan sebagai lapisan pasir [AVO HRS 8.43, 2011]

4.1.2 Gradient (B)

Gradient merupakan suku kedua (ellips merah) pada persamaan Shuey seperti yang dijelaskan pada persamaan (4.2)

$$R(\theta) = R_0 + \left[A_0 R_0 + \frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma)^2} \right] \sin^2 \theta + \dots \quad (4.2)$$

dimana:

$$R_0 = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta Vp}{Vp} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right]$$

$$A_0 = B - 2(1+B) \left(\frac{1-2\sigma}{1-\sigma} \right)$$

$$B = \frac{\frac{\Delta Vp}{Vp}}{\left(\frac{\Delta Vp}{Vp} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right)}$$

$$Vp = \frac{Vp_2 + Vp_1}{2}$$

$$\Delta Vp = Vp_2 - Vp_1$$

$$\rho = \frac{\rho_2 + \rho_1}{2}$$

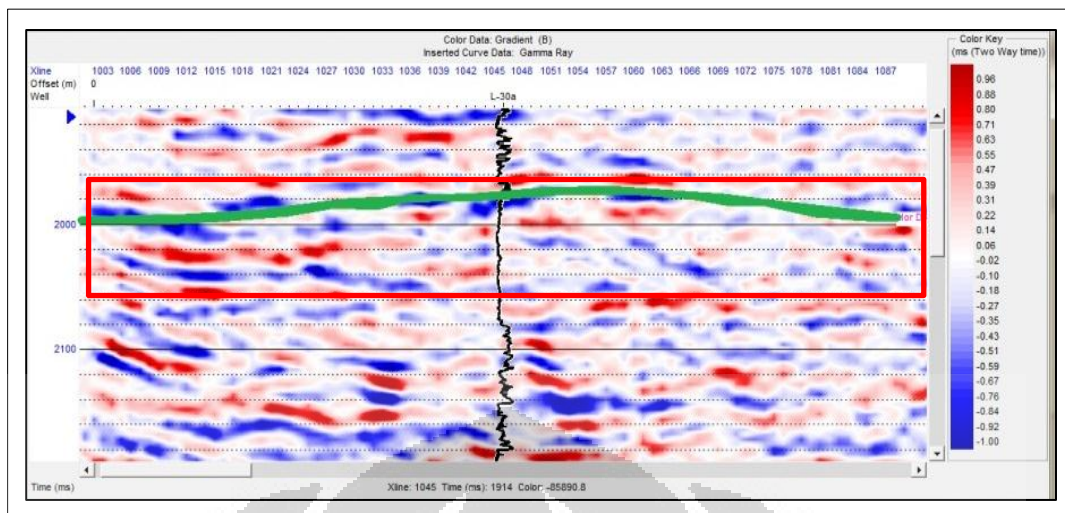
$$\Delta\rho = \rho_2 - \rho_1$$

$$\sigma = \frac{\sigma_2 + \sigma_1}{2}$$

$$\Delta\sigma = \sigma_2 - \sigma_1$$

Terlihat pada persamaan (4.2), *gradient* AVO dipengaruhi oleh perubahan kecepatan gelombang P, perubahan densitas, dan nilai Poisson ratio antara dua lapisan. Pada gambar (4.2), Pada horizon D yang berwarna hijau, terlihat persebaran nilai *gradient*, dimana warna merah menunjukkan nilai *gradient* yang semakin positif, dan biru menunjukkan nilai yang semakin negatif.

Nilai negatif menunjukkan adanya perubahan kecepatan gelombang P dan perubahan densitas yang cukup tinggi. Hal ini bisa terjadi jika lapisan pertama adalah shale dan lapisan kedua adalah sand yang berisi hidrokarbon, khususnya gas.

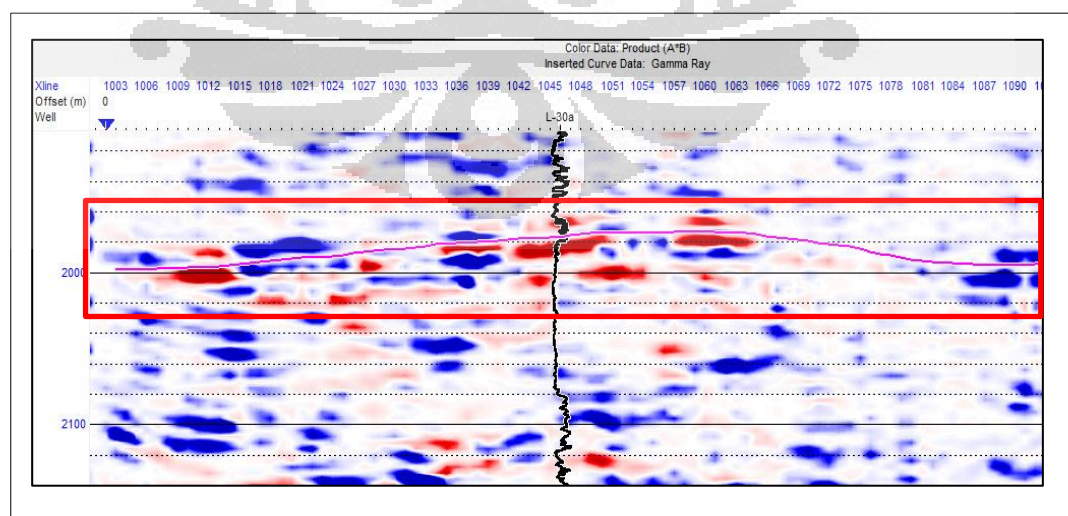


Gambar 4.2 *Gradient (B)* dan zona reservoir yang diberi kotak merah [AVO HRS 8.43, 2011]

4.1.3 Product ($A*B$)

Product merupakan hasil perkalian antara *intercept* dan *gradient*. *Product* ini memperkuat dugaan adanya anomali bright spot yang diakibatkan oleh keberadaan gas. Jika terdapat gas, pada suatu reservoir, maka akan terlihat *product* bernilai positif. Hal ini dikarenakan *intercept* dan *gradient* harus sama-sama bernilai negatif.

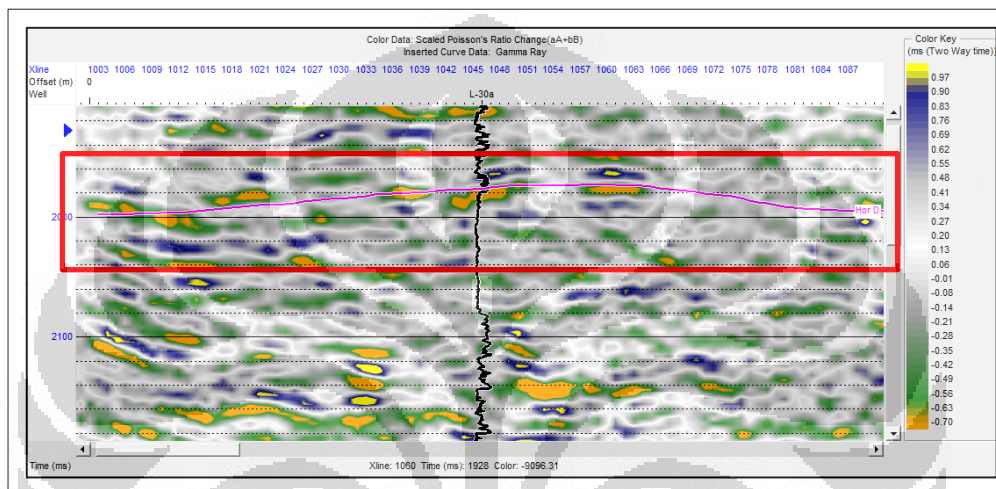
Pada gambar (4.3) terlihat pada TWT 2000 ms (horizon D yang berwarna hijau) hingga TWT 2100 ms, ada daerah dengan nilai *product* positif yang diindikasikan sebagai eksistensi dari gas.



Gambar 4.3 *Product (A*B)* dan zona reservoir yang diberi kotak merah [AVO HRS 8.43, 2011]

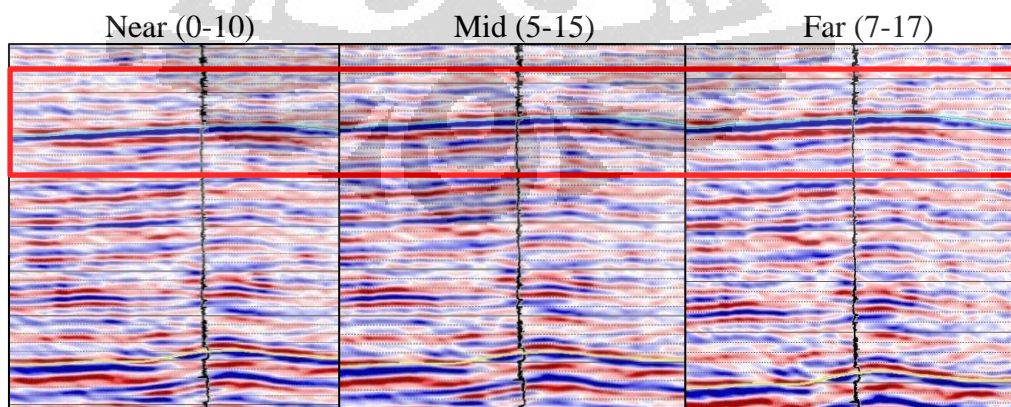
4.1.4 Scaled Poisson' Ratio Changed (A+B)

Scaled Poisson Ratio Changed merupakan atribut AVO yang menggambarkan keberadaan hidrokarbon pada suatu reservoir. Warna jingga menunjukkan nilai negatif, yang artinya ada perubahan nilai Poisson Ratio yang cukup tinggi dari tinggi ke rendah. Perubahan Poisson Ratio yang tinggi ini mengindikasikan keberadaan gas dalam suatu reservoir, karena nilai Poisson Ratio untuk gas secara teori adalah nol.



Gambar 4.4 *Scaled Poisson Ratio Changed* dan zona reservoir yang diberi kotak merah [AVO HRS 8.43, 2011]

4.2 Analisa Partial Angle Stack



Gambar 4.5 *Partial Angle Stack* dan zona reservoir yang diberi kotak merah [AVO HRS 8.43, 2011]

Partial angle stack dibuat untuk melihat ketajaman zona anomali. Dengan membatasi rentang sudut, anomali akan terlihat lebih jelas. Pada penelitian ini dibuat tiga *angle stack*, yaitu *near angle stack* (0 – 10 derajat), *mid angle stack* (5 – 15 derajat) dan *far angle stack* (7 – 17 derajat).

Pada ketiga *partial angle stack* di atas, tidak tampak adanya kenaikan amplitudo. Hal ini dikarenakan sudut kritis yang hanya 9 derajat, sehingga sudut di atas 9 derajat, anomali kenaikan amplitudo sudah tidak terlihat lagi. Sudut kritis 9 derajat ini dapat dilihat pada analisa AVO, baik dengan *pick analysis* maupun *gradient analysis*.

4.3 Hasil Inversi Simultan

Hasil inversi simultan ini adalah berupa penampang impedansi P, impedansi S, dan densitas. Hasil inversi ini kemudian akan ditransformasi untuk menghasilkan lambda-Rho dan Mu-Rho dengan menggunakan persamaan 2.12 dan 2.14, yaitu:

$$\lambda\rho = I_p^2 - 2I_s^2$$

$$\mu\rho = I_s^2$$

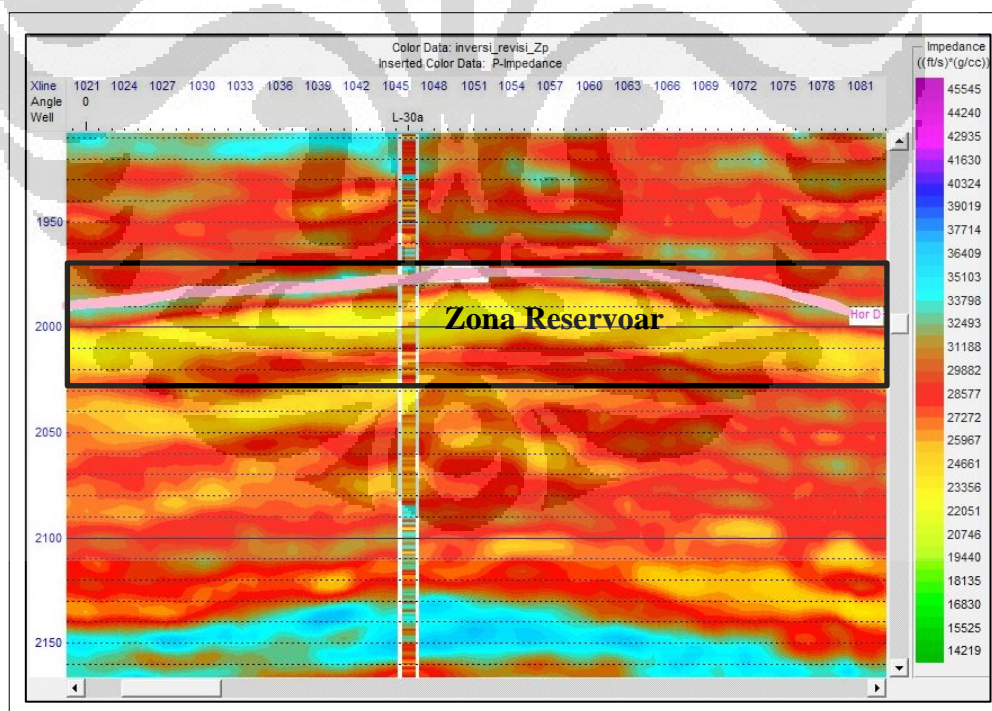
Lambda-Rho dan Mu-Rho yang dihasilkan kemudian akan digunakan untuk mengidentifikasi fluida dan litologi reservoir.

4.3.1 Impedansi P dan Impedansi S

Impedansi adalah produk perkalian kecepatan gelombang seismik dan densitas batuan yang dilalui gelombang seismik. Impedansi memiliki arti fisis sebagai hambatan, namun dalam seismologi, impedansi dikaitkan kemampuan batuan untuk melewatkan gelombang seismik. Ada dua impedansi yang umum digunakan untuk analisa data seismik, yaitu impedansi P atau impedansi akustik (Z_p) dan impedansi S (Z_s) atau impedansi elastik. Impedansi akustik (Z_p) adalah

produk perkalian densitas batuan dengan kecepatan gelombang P. Impedansi elastik adalah produk perkalian densitas batuan dengan kecepatan gelombang S, dimana gelombang S ini tidak dapat melalui fluida, sehingga pada batuan yang mengandung fluida, nilainya relatif lebih kecil.

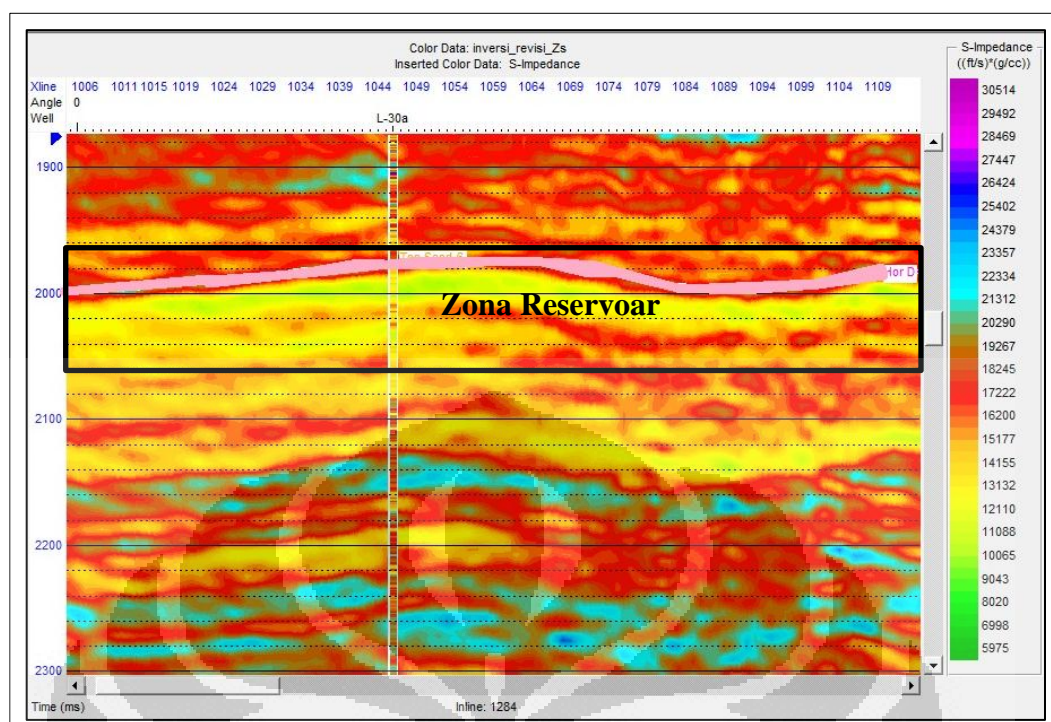
Selain kecepatan gelombang seismik, impedansi juga dipengaruhi oleh densitas batuan. Reservoir Penobscot berada pada Formasi Missisauga Tengah, yang penyusun utamanya adalah *sandstone* dan *siltstone* yang densitasnya relatif sama (*siltstone* relatif lebih besar dibandingkan *sandstone*). Tepat diatas formasi Missisauga Tengah, terdapat lapisan *limestone* “O marker”, yang memiliki densitas lebih besar dibandingkan dengan lapisan pasir. Dibawah Formasi Missisauga terdapat lapisan karbonat dari Formasi Abenaki, yang densitasnya lebih besar dibandingkan *limestone* dan *sandstone*. Hal ini mengakibatkan nilai impedansi, baik impedansi P maupun impedansi S, akan bernilai relatif lebih kecil pada *sandstone* dibandingkan *limestone* dan karbonat.



Gambar 4.6 Penampang impedansi P dan identifikasi zona reservoir pada kotak hitam [STRATA HRS 8.43, 2011]

Pada gambar 4.6 terlihat penampang impedansi P yang dihasilkan oleh inversi simultan yang menggunakan sumur L-30 sebagai kontrol inversi. *Color key* yang digunakan menunjukkan variasi nilai impedansi P. Pada kedalaman 1300 ms hingga 1800 ms, nilai impedansi P relatif sama, yaitu sekitar 28.557 (ft/s)*(gr/cc), hal ini dikarenakan zona tersebut tersusun oleh mayoritas *sandstone* dengan sedikit perselingan *siltstone* pada Formasi Missisauga.. Pada zona antara TWT 1980 ms hingga 2020 ms, terlihat impedansi P dengan nilai kecil yang cukup kontras dengan sekitarnya (berwarna kuning), yaitu berkisar pada 22.051 (ft/s)*(gr/cc). Zona tersebut diduga kuat sebagai reservoir pasir yang mengandung fluida sehingga densitasnya menurun. Zona tersebut ditunjukkan dengan kotak hitam yang diberi label zona reservoir.

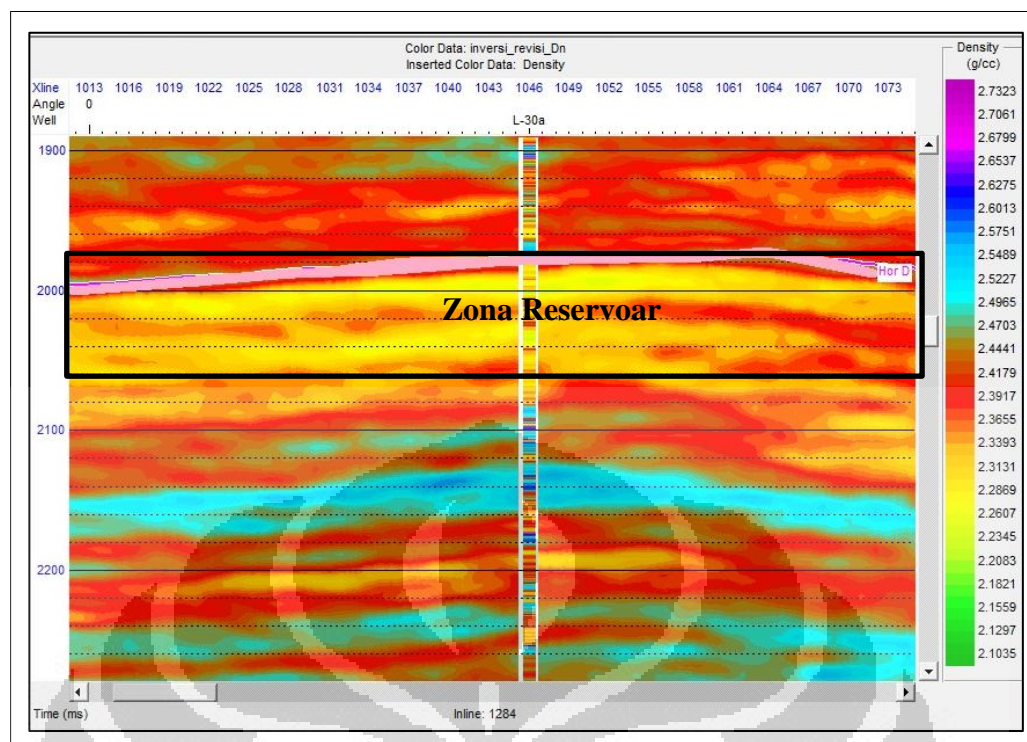
Pada gambar 4.7 terlihat penampang impedansi S yang nilainya relatif sama dengan impedansi akustik. Jika dilihat dari skala yang tampak pada tiap gambar, terlihat bahwa nilai impedansi S lebih kecil dibandingkan dengan nilai impedansi P. Hal ini dikarenakan nilai kecepatan gelombang P lebih besar dibandingkan dengan gelombang S. Selain itu, gelombang S tidak dapat melewati fluida, sehingga, pada lapisan yang mengandung fluida, nilai impedansi S nya akan menurun atau lebih kecil dibandingkan dengan sekitarnya. Pada zona yang diberi kotak berwarna hitam, dibawah horizon D (berwarna merah muda), terlihat zona dengan nilai impedansi S yang kecil dengan kontras yang cukup signifikan dibandingkan dengan sekitarnya. Jika melihat kembali penampang impedansi P, maka zona yang jelas-jelas memiliki impedansi P kecil hanya berada pada TWT 1980 ms hingga 2020 ms. Sedangkan pada impedansi S, zona dengan nilai impedansi S kecil berada pada TWT 1980 ms hingga 2120 ms yang bisa diindikasikan sebagai lapisan pasir. Namun pada TWT 1980 ms, terlihat zona berwarna sedikit hijau, menunjukkan nilai impedansi S yang lebih rendah lagi. Hal ini sejalan dengan impedansi P, sehingga dapat diindikasikan pada zona tersebut adalah reservoir pasir yang mengandung hidrokarbon.



Gambar 4.7 Penampang impedansi S dan identifikasi zon a reservoir pada kotak hitam [STRATA HRS 8.43, 2011]

4.3.2 Densitas

Densitas merupakan karakter fisis yang dapat berubah secara signifikan terhadap perubahan tipe batuan baik karena faktor kedalaman maupun karena fluida yang mengisi pori-pori batuan tersebut. Batuan *shale* memiliki nilai densitas yang lebih tinggi dibandingkan dengan batu pasir. Pada gambar 4.8, terlihat adanya nilai densitas yang cenderung lebih rendah (ditandai dengan warna kuning) pada zona target yang diberi kotak hitam. Nilai densitas pada area tersebut berkisar 2,3667 g/cc yang diduga sebagai lapisan batupasir. Zona reservoir tersebut berada pada Formasi Missisauga Tengah yang mayoritas tersusun atas batupasir.



Gambar 4.8 Penampang Densitas dan zona reservoir yang diberi kotak hitam [STRATA HRS 8.43, 2011]

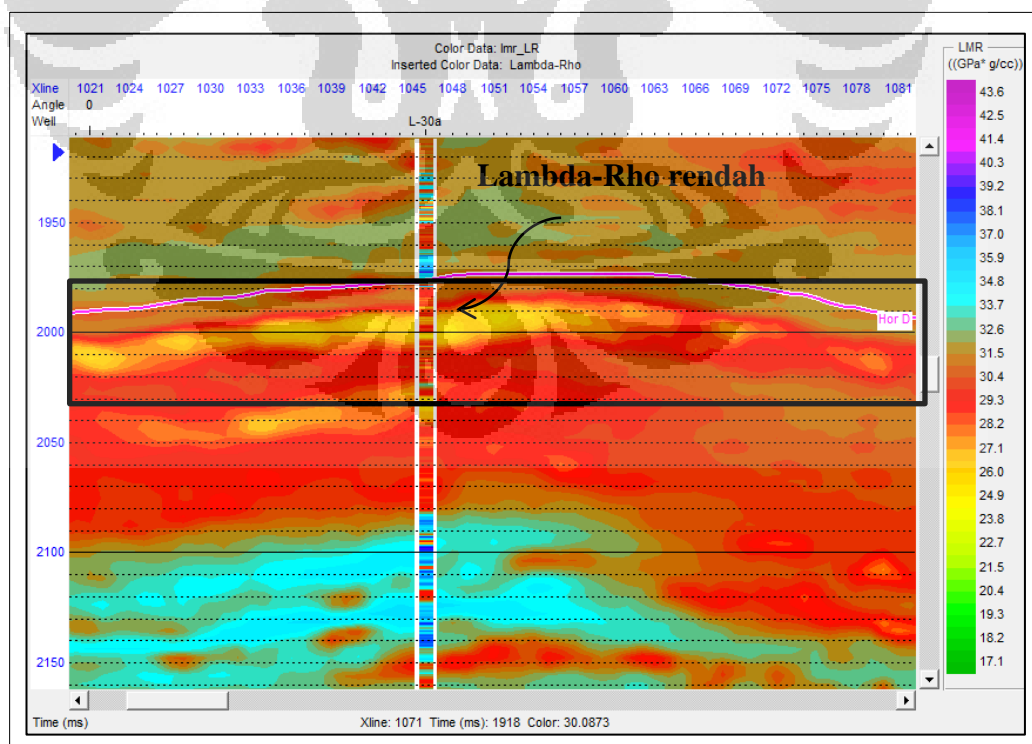
4. 4 Analisa Lambda-Rho dan Mu-Rho

Parameter Lambda-Rho menunjukkan inkompresibilitas batuan yang merupakan indikator fluida pada lapisan batuan. Inkompresibilitas didefinisikan sebagai besarnya perubahan volume atau kecenderungan batuan untuk dapat dikompresi bila dikenai tegangan. Semakin mudah dikompresi atau ditekan, maka semakin kecil harga inkompresibilitasnya dan begitu juga sebaliknya. Perubahan ini disebabkan oleh adanya perubahan fluida yang mengisi pori batuan.

Fluida pengisi pori batuan sangat mempengaruhi harga inkompresibilitas. Batuan yang porinya terisi gas akan lebih mudah terkompresi daripada batuan yang porinya terisi minyak maupun air, sehingga batupasir yang mengandung gas memiliki nilai inkompresibilitas (Lambda-Rho) yang lebih rendah. Penampang Lambda-Rho ditunjukkan pada gambar 4.9. Pada zona target yang diberi kotak warna rendah terlihat adanya anomali Lambda-Rho bernilai rendah yang dicirikan dengan warna kuning pada zona sekitar TWT 2000 ms pada horizon D. Namun

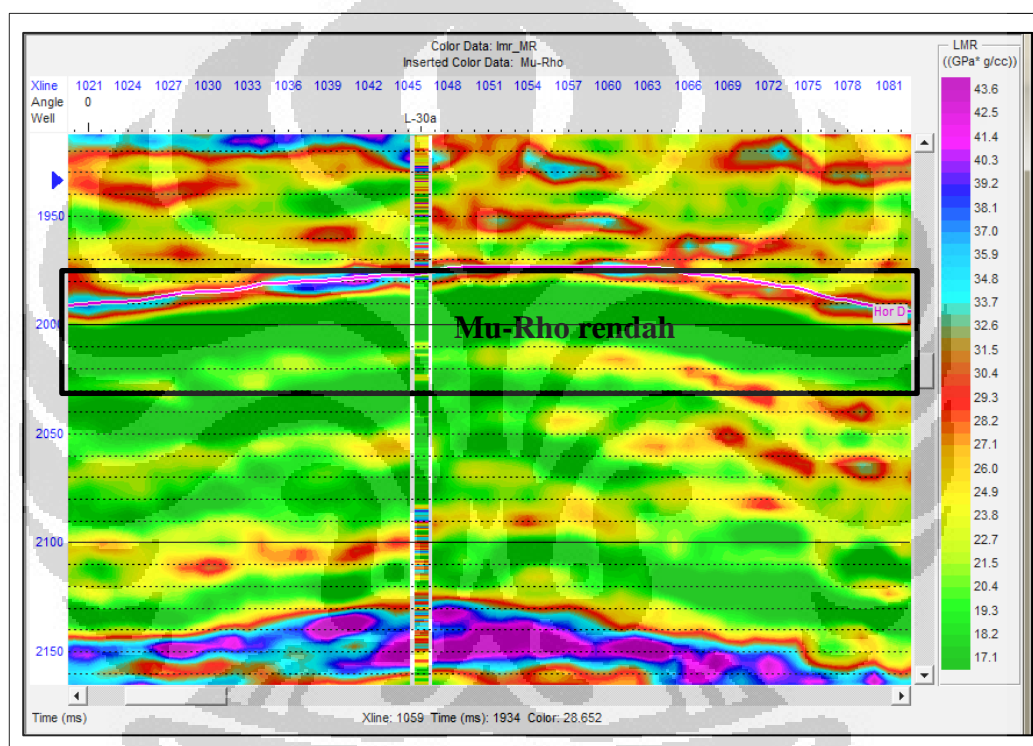
masih cukup tinggi untuk gas, sehingga diduga lapisan pada daerah tersebut mengandung condensate. Hal ini sesuai dengan laporan umum dari perusahaan setempat di Provinsi Nova Scotia, bahwa pada Formasi Missisauga Tengah terdapat beberapa lapisan pasir yang mengandung *condensate*, yaitu pada kedalaman 2600an meter atau pada TWT 2000an ms. Hal inilah yang menyebabkan nilai Lambda-Rho pada zona tersebut rendah, tetapi tidak terlalu rendah untuk diidentifikasi sebagai lapisan pasir yang mengandung gas.

Berdasarkan korelasi data sumur L-30 dan B-41 yang terdapat pada lapangan Penobscot, ditemukan tujuh lapisan pasir pada kedalaman 1900 ms hingga 2500 ms yang lima diantaranya mengandung sejumlah minyak, *condensate* dan gas. Namun dikarenakan Formasi Missisauga penyusun utamanya adalah sandstone dan siltstone, maka densitasnya cenderung seragam. Hal ini mengakibatkan nilai Lambda-Rho hampir seragam, untuk itu diperlukan pengamatan yang teliti baik dari hasil inversi maupun dengan data sumur yang telah mengidentifikasi lapisan-lapisan pasir yang memiliki potensi hidrokarbon tersebut, khususnya data sumur L-30.



Gambar 4.9 Penampang Lambda-Rho dan zona reservoir yang diberi kotak hitam [STRATA HRS 8.43, 2011]

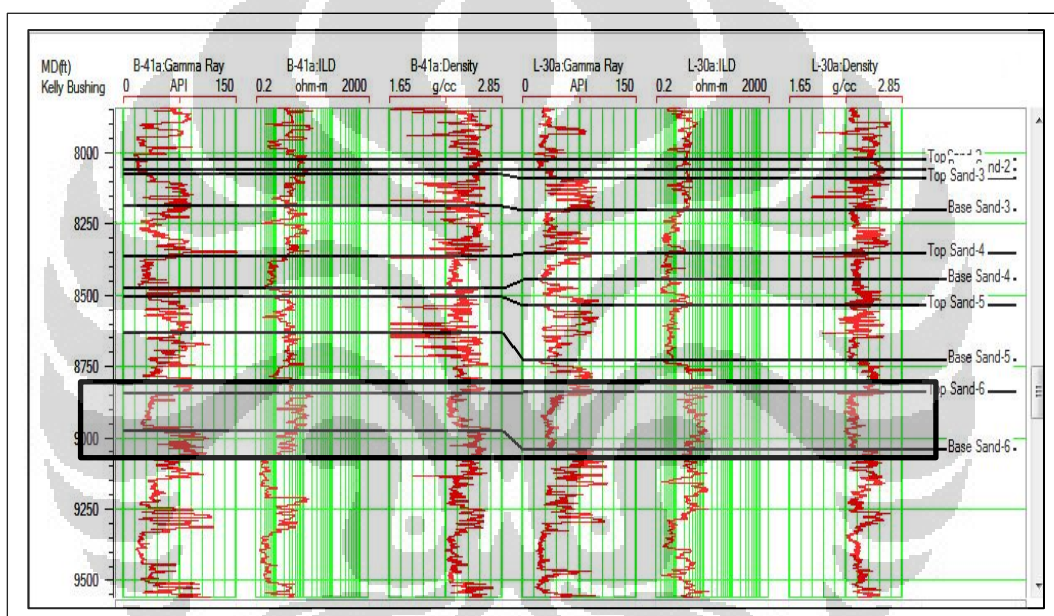
Mu-Rho menunjukkan rigiditas batuan. Parameter ini dapat digunakan untuk membedakan litologi batuan. Perubahan litologi yang terjadi di bawah permukaan bumi dapat diidentifikasi dengan baik dengan Mu-Rho yang merupakan fungsi kuadrat dari impedansi S. Batuan seperti *shale* akan memiliki nilai Mu-Rho yang rendah, sedangkan batuan seperti batu pasir yang poros, akan memiliki nilai Mu-rho yang lebih tinggi. Berikut adalah penampang Mu-Rho yang dihasilkan dari transformasi impedansi P dan impedansi S hasil inversi simultan (Gambar 4.10)



Gambar 4.10 Penampang Mu-Rho dan zona reservoir yang diberi kotak hitam [STRATA HRS 8.43, 2011]

Pada gambar di atas, terlihat variasi nilai Mu-Rho yang memperlihatkan yang berkisar antara 17,1 hingga 43,6 Gpa*(gr/cc). Menurut Andersen dan Gray pada papernya, lapisan pasir memiliki rentang Mu-Rho diatas 20 Gpa*(gr/cc). Secara teori maupun matematis, untuk menunjukkan lapisan pasir yang mengandung gas, maka lapisan tersebut memiliki nilai Lambda-Rho yang rendah dan Mu-Rho yang tinggi. Namun pada penampang di atas, nilai mu-Rho pada zona yang diindikasikan sebagai lapisan pasir (kotak hitam), di bawah horizon D

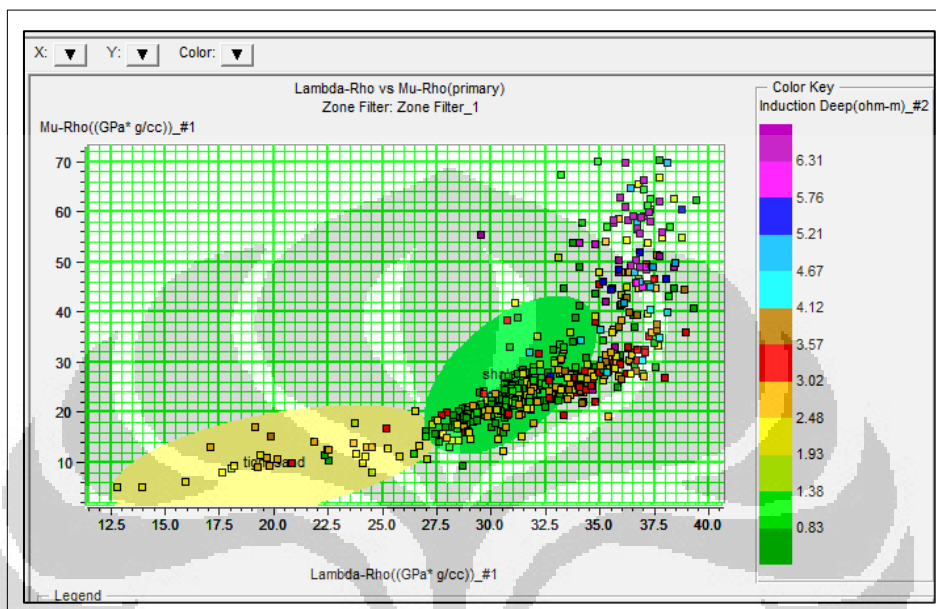
justru terlihat sangat rendah. Namun berdasarkan data sumur, baik L-30 maupun B-41 seperti gambar (4.11), terlihat zona tersebut adalah lapisan pasir dan sudah terbukti mengandung sejumlah hidrokarbon berupa *condensate* (berdasarkan laporan umum dari perusahaan setempat). Pada gambar tersebut, terlihat pada zona yang di beri kotak abu-abu transparan (antara *Top Sand 6* hingga *Base Sand 6*) memiliki nilai *gamma ray* dan densitas rendah pada kedua sumur. Hal ini menunjukkan adanya lapisan lapis yang menerus pada kedua smur tersebut. Nilai resistivity yang relatif tinggi dibandingkan dengan sekitarnya, mengindikasikan keberadaan hidrokarbon pada lapisan tersebut.



Gambar 4.11 Keberadaan lapisan pasir (kotak abu-abu transparan) berdasarkan data sumur [HRS 8.43, 2011]

Nilai Mu-Rho yang rendah pada penampang Mu-Rho gambar (4.10) kemungkinan besar terjadi karena Mu-Rho adalah fungsi kuadrat dari impedansi S, dimana pada penampang impedansi S gambar (4.7) pada zona tersebut nilai impedansi juga rendah. Namun zona rendah pada impedansi S adalah wajar untuk mengindikasikan keberadaan lapisan pasir di bawah lapisan *shale*. Kemungkinan kedua adalah ketidakadaan data kecepatan gelombang S pada data sumur. Hal ini menyebabkan untuk mendapatkan data kecepatan gelombang seismik, penulis menggunakan persamaan Castagna. Persamaan Castagna sendiri memiliki asumsi

bahwa persamaannya berlaku untuk silika klastik yang tersaturasi air. Kemungkinan ketiga adalah lapisan pasir pada Formasi Missisauga Tengah, bukan pasir murni, melainkan *tight sand*, yaitu lapisan pasir yang cukup padat karena campuran *shale* atau *silt*.



Gambar 4.12 Crossplot Lambda-Rho (horizontal) dan Mu-Rho (vertikal) [STRATA HRS 8.43, 2011]

Pada gambar (4.12) di atas, terlihat crossplot antara Lambda-Rho (horizontal) dan Mu-Rho (vertikal). Pada gambar tersebut, tidak tampak jelas keberadaan lapisan pasir. Namun zona berwarna kuning muda diindikasikan sebagai lapisan *tight sand* yang mengandung gas. Zona berwarna hijau diindikasikan sebagai lapisan *shale* atau *silt*.

4.5 Resolusi Vertikal Zona Reservoir

Berdasarkan hasil analisa keseluruhan dari penelitian ini terlihat zona reservoir berada pada TWT 2000 ms hingga 2100 ms. Namun pada beberapa penampang parameter elastis yang dihasilkan, zona reservoir yang diduga mengandung hidrokarbon berada pada TWT 1980 ms hingga 2020 ms, seperti

yang terlihat pada penampang impedansi S, impedansi P, dan penampang Lambda-Rho.

Berdasarkan analisa AVO, hidrokarbon yang terkandung pada reservoir Penobscot adalah gas. Namun berdasarkan laporan umum dari Provinsi Nova Scotia, Kanada, isi dari reservoir adalah berupa *condensate*. *Condensate* adalah gas yang berbentuk cair, karena pengaruh tekanan dan temperatur, semakin ke atas, densitasnya semakin mengecil. Baik dari data sumur maupun data seismik yang telah diolah dan dianalisa dengan menggunakan analisa AVO dan LMR, karakteristik *condesate* tidak berbeda dengan karakteristkik dari gas. Sehingga sebelum dilakukan pengeboran, analisa seismik akan menghasilkan reservoir berisi gas. Untuk mengetahui isi dari suatu reservoir apakah gas atau *condensate* makan perlu dilakukan pengeboran.

Berdasarkan penampang impedansi S, impedansi P, dan penampang Lambda-Rho, zona reservoir terletak pada TWT 1980 ms hingga TWT 2020 ms. Resolusi vertikal pada zona tersebut adalah sebagai berikut:

$$R_{\text{vertikal}} = \frac{1}{4} \lambda$$

$$v = \lambda \cdot f$$

$$\lambda = \frac{v}{f}$$

Dimana v adalah kecepatan gelombang seismik rata-rata (P wave) pada zona TWT 1980 ms hingga 2020 ms, f adalah frekuensi dominan pada zona TWT 1980 ms hingga 2020 ms.

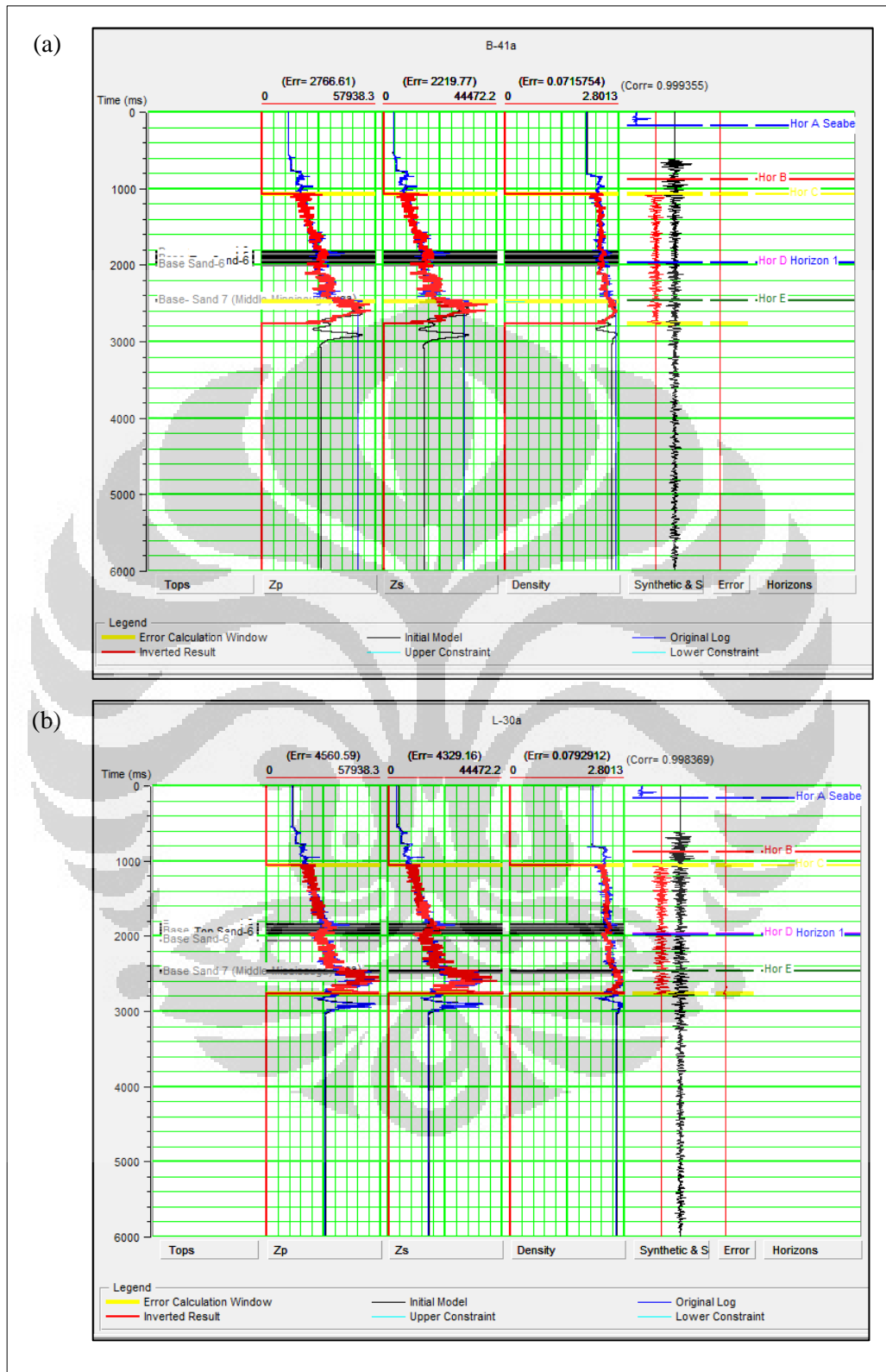
$$v = 2025,26 \frac{m}{s}$$

$$f = 30 \text{ Hz}$$

$$\lambda = \frac{v}{f} = \frac{2025,26}{30} = 67,5086 \text{ meter}$$

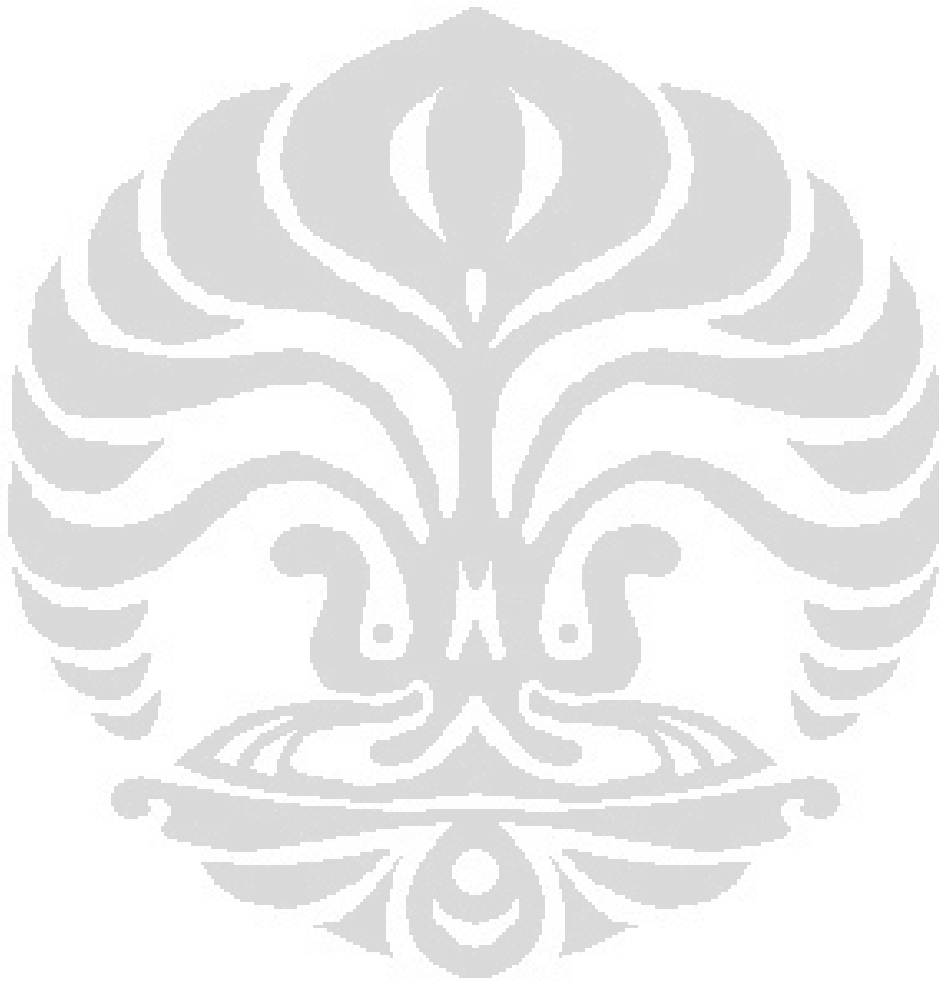
$$R_{\text{vertikal}} = \frac{1}{4} \lambda = \frac{1}{4} \times 67,5086 = 16,877 \text{ meter}$$

4. 6 Analisa Inversi Data Pre-Stack



Gambar 4.13 Analisa Inversi Data Pre-Stack pada (a) sumur B-41, (b) L-30
[STRATA HRS 8.43, 2011]

Gambar 4.13 di atas merupakan kurva-kurva analisa inversi pre-stack dari pada sumur B-41 dan L-30. Pada kedua kurva terlihat bahwa bahwa error pada inversi simultan yang dilakukan pada penelitian ini adalah sebesar 0,07 %. Hal ini menunjukkan hasil inversi dari data seismik memiliki kemiripan yang sanagt baik dengan data sumur.



BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Berdasarkan hasil analisa AVO dan analisa hasil inversi simultan, maka dapat disimpulkan:

1. Pada TWT 2000 ms atau horizon D, terdapat anomali AVO kelas III
2. Berdasarkan analisa AVO lapisan pasir berada pada TWT 2000 ms hingga 2100 ms dengan isi reservoir adalah gas
3. Pada penampang impedansi P, impedansi S, dan Lambda-Rho, reservoir yang berisi hidrokarbon, hanya terletak pada TWT 1980 ms hingga 2020 ms
4. Lambda-Rho yang bernilai rendah menunjukkan adanya gas pada reservoir Penobscot, namun nilai Mu-Rho yang rendah juga mengindikasikan bahwa lapisan pasir pada reservoir adalah *tight sand*, yaitu lapisan pasir yang cukup padat
5. Walaupun hasil analisa AVO dan hasil inversi simultan menunjukkan adanya gas pada reservoir Penobscot, namun data sumur L-30 dan laporan umum dari Propinvi Nova Scotia melaporkan bahwa isi reservoir adalah *condensate*. *Condensate* merupakan gas berbentuk cair. Karakteristik dari *condensate* sama seperti karakteristik dari gas. Yang membedakan adalah ketika dilakukan pengeboran
6. Resolusi vertikal pada reservoir Penobscot yaitu sekitar 16,877 meter, berada pada TWT 1980 ms hingga TWT 2020 ms
7. Berdasarkan hasil analisa inversi *pre-stack*, antara model awal inversi yang dibentuk dari data sumur dengan hasil inversi simultan memiliki error sebesar 0,07 %.

5.2 Saran

1. Kelengkapan data untuk melakukan inversi simultan ini perlu diperhatikan, sehingga hasil yang didapatkan maksimal dan tidak memberikan informasi yang salah, khususnya data kecepatan gelombang S.
2. Data sumur harus benar-benar diteliti dan dikoreksi karena sangat penting untuk proses selanjutnya. Terjadi kesalahan sedikit saja akan membuat hasil inversi tidak maksimal.
3. Perlu dilakukan analisis lain untuk memperkuat hasil analisis penelitian ini sehingga informasi yang dihasilkan benar-benar terpercaya dan dapat dipertanggungjawabkan.



Daftar Acuan

- Andeson, Paul.F dan F. David Gray. 2001. *Using LMR for Dual Attribute Lithology Identification*. SEG Abstract. San Antonio.
- Biro Riset LM FEUI. 2010. *Analisis Industri Minyak dan Gas di Indonesia: Masukan bagi Pengelola BUMN*. Depok.
- Fritz. 2008. *Skripsi: Karakterisasi Reservoir Menggunakan Inversi Extended Elastic Impedance: Studi Kasus Pada Lingkungan Delta Sub Cekungan jambi*. Universitas Indonesia: Depok
- Goodway, W., Chen, T., and Downton, J. *Improved AVO Fluid Detection and Lithology Discrimination Using Lamé Petrophysical Parameters: “Lamba-Rho, “Mu-Rho”, and “Lambda/Mu Fluid Stack”, from P and S Inversions*. 1997 CSEG meeting abstract, 148-151.
- Goodway, W., Chris Szelewski, Steve Overell, Norm Corbett, dan Terry Skrypnek. 2008. *Using AVO and LMR Analysis with DHI and Flat-Spot Calibration to Mitigate Reservoir Risk at Stonehouse, Offshore Nova Scotia*. 2008 CSPG CSEG CWLS Convention.
- Haris, Abdul. 2008. *Komputasi Geofisika*. Peminatan Geofisika, Departemen Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia. Depok.
- <http://ammonitenovascotia.com>. 2011. “*Penobscot Petroleum System, Penobscot Structure*”.
- Natural Resources Canada. 2011. Geological Survey of Canada: Geology of Scotian Margin: Stratigraphic Overview. www.nrcan.gc.ca.

O, Ujuanbi., C, Okolie J.C., dan Jegede S.I. 2008. *Lambda-mu-rho technique as a viable tool for liho-fluid discrimination-The Niger-Delta example*. International Journal of Physical Sciences Vol. 2 (7), pp 173-176.

Pendrel. John. 2007. *Advanced Techniques for Simultaneous AVO Inversion*. 2007 CSPG CSEG Convention.

Pendrel. John. 2007. *Simultaneous AVO Inversion: Quality Control and Interpretation*. 2007 CSPG CSEG Convention.

Maver, Kim Gunn dan Klaus Bolding Rasmussen. 2004. *Simultaneous AVO Inversion for Accurate Prediction of Rock Properties*. Offshore Technology Conference, Houston, Texas.

Wibisono, Erlangga. 2009. *Skripsi: Analisis dan Inversi AVO Simultaneous untuk Mengekstrak Sifat Fisika Batuan: Studi Kasus Batu Pasir Formasi Gumai pada Sub Cekungan Jambi*. Universitas Indonesia: Depok.