



UNIVERSITAS INDONESIA

**KARAKTERISASI RESERVOAR DENGAN PARAMETER
FISIKA RESERVOAR (“LAMDA-MU-RHO”) : STUDI KASUS
LAPANGAN PENOBSCOT, CANADA**

TESIS

Diajukan untuk Melengkapi Persyaratan Memperoleh Gelar Magister Sains

RICKY ARDHI WIBOWO

1006786884

FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM

PROGRAM PASCASARJANA FISIKA

KEKHUSUSAN GEOFISIKA RESERVOAR

JAKARTA

JULI 2012

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : Ricky Ardhi Wibowo
NPM : 1006786884
Tanggal : Juli 2012
Tanda Tangan :



HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh

Nama : Ricky Ardhi Wibowo
NPM : 1006786884
Program Studi : Pascasarjana Geofisika Reservoar
Judul Tesis : Karakterisasi Reservoar dengan Parameter Fisika Reservoar (“Lamda-Mu-Rho”) : Studi Kasus Lapangan Penobscot, Canada

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

DEWAN PENGUJI

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

Penguji I : Prof. Dr. Suprayitno Munadi (.....)

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

Penguji III : Dr. Charlie Wu (.....)

Ditetapkan di : Jakarta

Tanggal :

KATA PENGANTAR

Syukur Alhamdulillah kehadiran Allah SWT penulis ucapkan karena atas perkenan dan karunia-Nya sehingga penulis dapat menyelesaikan penulisan Tesis ini yang merupakan syarat untuk menyelesaikan pendidikan pada Program Pasca Sarjana Fisika di Universitas Indonesia.

Penulis menyadari karena keterbatasan yang ada pada penulis, penulisan Tesis inipun tidak luput dari kesalahan, baik disadari maupun tidak. Oleh karena itu penulis memohon maaf apabila di dalam penulisan Tesis terdapat kesalahan-kesalahan. Kritik dan saran membangun sangat penulis harapkan.

Dengan selesainya penulisan Tesis ini, penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada:

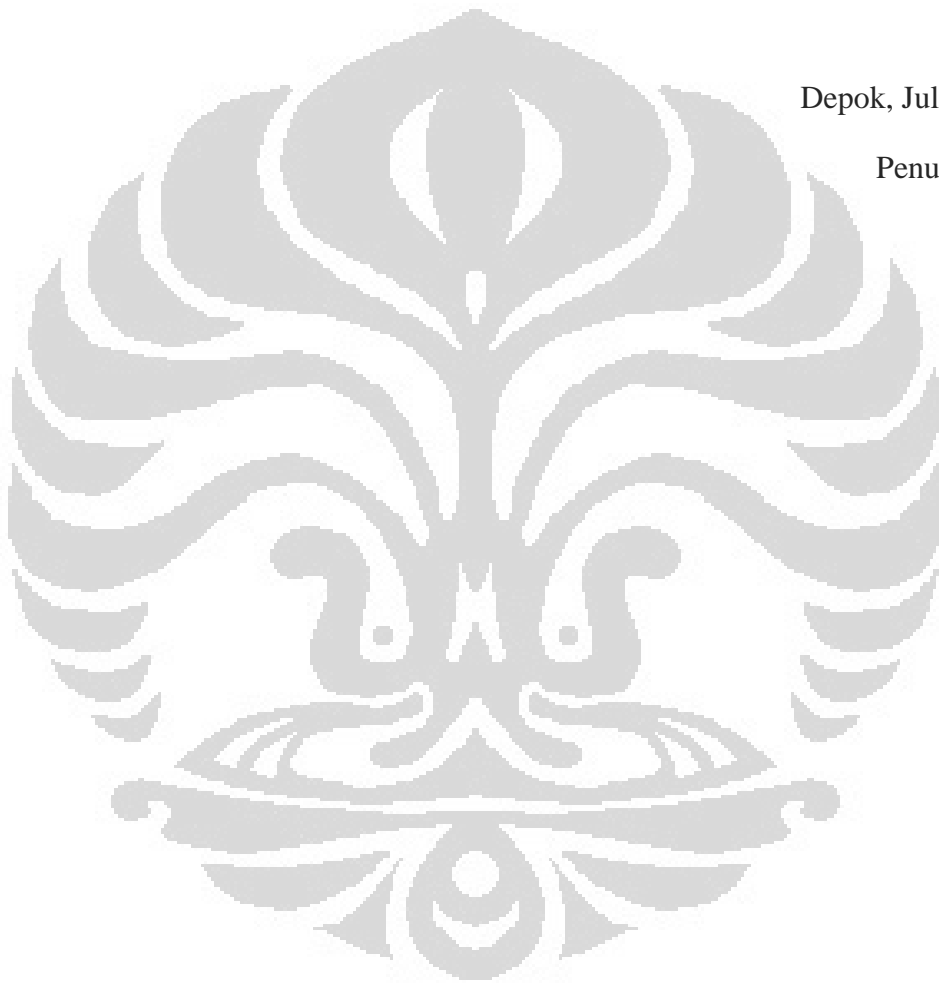
1. Bapak Dr. rer. nat Abdul Haris sebagai pembimbing penulis yang telah memberikan bimbingan, arahan, dan masukan sehingga Tesis ini berjalan dengan baik dan lancar.
2. Tim Penguji yang telah memberikan masukan, kritikan, dan nasihat yang membangun.
3. Orang tua, istri dan keluarga penulis yang tak henti-hentinya mendukung dan mendoakan penulis selama mengikuti Program Pasca Sarjana Fisika Universitas Indonesia.
4. Teman-teman di Puri M-17, Ng Bei Berger, Erlangga Wibisono, Rangga, Aryo Aviarto, dan Massey yang telah banyak membantu penulis dalam pengerjaan Tesis ini baik secara teknis maupun teori.
5. Teman-teman S2 Geofisika 2010 yang saling berbagi semangat dan ilmu.

6. Tim dosen pengajar Pasca Sarjana Geofisika UI yang telah memberikan ilmunya kepada semua mahasiswa termasuk penulis.
7. Pihak-pihak yang membantu penulis selama mengikuti Program Pasca Sarjana Fisika Universitas Indonesia.

Semoga Allah SWT membalas kebaikan-kebaikan yang telah mereka berikan dengan karunia dan rahmat, Amien

Depok, Juli 2012

Penulis



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

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

Nama : Ricky Ardhi Wibowo
NPM : 1006786884
Program Studi : Pascasarjana Geofisika Reservoar
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Jenis karya : Tesis

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

**KARAKTERISASI RESERVOAR DENGAN PARAMETER FISIKA
RESERVOAR (“LAMDA-MU-RHO”) : STUDI KASUS LAPANGAN
PENOBSCOT, CANADA.**

Beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Non-eksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalih media/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan mempublikasikan tugas akhir saya tanpa meminta izin dari saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Jakarta

Pada Tanggal : Juli 2012

Yang menyatakan



(Ricky Ardhi Wibowo)

ABSTRAK

Nama : Ricky Ardhi Wibowo
Program Studi : Pascasarjana Geofisika Reservoir
Judul Tesis : Karakterisasi Reservoir dengan Parameter Fisika Reservoir
("Lambda-Mu-Rho") : Studi Kasus Lapangan Penobscot,
Canada

Lapangan Penobscot berada pada Cekungan Scotian, Canada. Cekungan tersebut merupakan salah satu mega area penghasil hidrokarbon di dunia yang telah dieksplorasi dan diproduksi selama lebih dari 50 tahun. Salah satu tahapan penting setelah eksplorasi lapangan adalah melakukan karakterisasi reservoir untuk pengembangan lapangan. Pengidentifikasian reservoir berdasarkan kandungan fluida, porositas, dan ketebalan menggunakan data seismik sangat krusial dalam bidang geologi dan geofisika.

Penelitian ini menggunakan metoda analisa AVO dan inversi simultan pada data seismik *pre-stack CDP gather* lapangan Penobscot. Inversi dan analisa AVO digunakan untuk membedakan batuan reservoir yang mengandung hidrokarbon dari batuan lain disekitarnya. Goodway mengajukan suatu terobosan baru terhadap metoda AVO inversion yang didasarkan atas *Lamé parameters* λ dan μ , dan *density* ρ , atau Lambda-Mu-Rho (LMR). Penampang reflektivitas yang menunjukkan kontras parameter Lambda dan Mu dapat membedakan secara optimal antara fluida dan litologi suatu reservoir. Pada kasus ini penampang reflektivitas dari kontras parameter Mu-Rho dapat digunakan sebagai litologi indikator. Sedangkan interpretasi penampang reflektivitas Lambda-Rho dapat menunjukkan identifikasi fluida, dalam hal ini gas.

Hasil analisa pada lapangan Penobscot menunjukkan bahwa pada kedalaman antara 2478–3190 m (formasi Missisauga) didominasi oleh *Sandstone* terdapat indikasi adanya hidrokarbon berupa gas. Hasil analisa AVO, terlihat adanya anomali AVO kelas III pada TWT 2000 ms dan kehadiran gas pada zona tersebut. Lambda-Rho pada zona tersebut bernilai 33,5 - 35 GPa*g/cc, nilai Mu-Rho pada zona tersebut bernilai 32 - 35 GPa*g/cc. Analisa *crossplot well* menunjukkan bahwa pada area target mempunyai harga Lambda-Rho 35 – 40 GPa*g/cc dan harga Mhu-Rho 49 – 71 GPa*g/cc.

Kata kunci : Karakterisasi Reservoir, analisa AVO, *condensate*, impedansi P, impedansi S, inversi AVO simultan, *lambda-rho*, *Mu-Rho*.

ABSTRACT

Name : Ricky Ardhi Wibowo
Study Program : Postgraduate Geophysics Reservoir
Title : Reservoir Characterization by Using Reservoir Physical Parameter (“Lamda-Mu-Rho”) Methode : Case Study Penobscot Field, Canada

Penobscot field located at Scotian Basin, Canada. Scotian basin is one of the mega-producing areas of hydrocarbon in the world that have been explored and produced for over 50 years. One of important steps after exploration of the field is to conduct a Reservoir Characterization for field development. The identification of reservoirs rocks using seismic reflection data is a very important topic in geology as well as geophysics area.

In this study, AVO analysis and simultaneous inversion methods gained to pre-stack CDP gather seismic data of Penobscot field. Inversion and AVO analysis gained to distinguish the reservoir rocks that contained hydrocarbon with the surrounding rocks. Goodway proposed a new approach to AVO inversion based on the Lamé parameters λ and μ , and density ρ , or Lambda-Mu-Rho (LMR). The reflectivity section showing Lambda parameter and Mu contrast will be able to differentiate between litology and fluid reservoir optimally. In this case, reflectivity section of parameter contrast of Mu-Rho can be used as litology indicator. Reflectivity interpretation of Lambda-Rho section can predict fluid indicator, in this case gas.

*Analysis result for Penobscot field indicate that the depth of 2478–3190 m (Missisauga Formation) dominated by Sandstone and have gas indication. Based on AVO analysis, there is Class III AVO anomaly on TWT 2000 ms and the existence of gas on that zone. Lambda-Rho value on that zone is between 33,5 - 35 Gpa*g/cc. Mu-Rho value on that zone is between 32 - 35Gpa*g/cc. Based on well crossplot analysis in target area, Lamda-Rho value is between 35 – 40 GPa*g/cc and Mhu-Rho value is between 49 – 71 GPa*g/cc.*

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

DAFTAR ISI

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS.....	ii
HALAMAN PENGESAHAN.....	iii
KATA PENGANTAR	v
HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI.....	vii
ABSTRAK	viii
ABSTRACT.....	ix
DAFTAR ISI.....	x
DAFTAR GAMBAR	xiv
DAFTAR TABEL.....	xviii
BAB 1 : PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Pembatasan Masalah.....	2
1.3 Tujuan Penelitian	2
1.4 Metodologi Penelitian.....	3
1.4.1 <i>Flowchart</i>	4
1.5 Sistematika Penulisan	5
BAB 2 : DASAR TEORI DAN GEOLOGI REGIONAL DAERAH PENELITIAN	6
2.1 Konsep Seismik Refleksi	6
2.2 Impedansi Akustik (AI) dan Koefisien Refleksi.....	7
2.2.1 Inversi Akustik Impedansi (AI)	8
2.3 <i>Well Logging</i>	9
2.3.1 <i>Log Gamma Ray</i> (GR).....	9
2.3.2 <i>Log Neutron Porosity</i> (NPHI).....	10
2.3.3 <i>Log Bulk Density</i> (RHOB).....	11
2.3.4 <i>Log Sonic Interval Transite Time</i> (DT)	11

2.4 Dasar Petrofisika.....	12
2.4.1 Kecepatan Gelombang P (V_p)	12
2.4.2 Kecepatan Gelombang S (V_s).....	13
2.4.3 Log Porositas	15
2.4.4 Densitas.....	17
2.4.5 Parameter Fisika Reservoir “ <i>Lambda-Mu-Rho</i> ”	18
2.5 Studi Geologi Daerah Penelitian.....	21
2.5.1 Geologi Regional Lapangan Penobscot.....	22
2.5.2 Stratigrafi Lapangan Penobscot.....	24
a. Formasi Dawson Canyon.....	25
b. Formasi Wyandot	26
c. Formasi Logan Canyon	26
d. Formasi Missisauga	26
e. Formasi Abenaki.....	26
2.5.3 Struktur Lapangan Penobscot	27
2.5.4 <i>Petroleum System</i> Lapangan Penobscot	28
2.5.4.1 Batuan Induk dan Migrasi	29
BAB 3 : PENGOLAHAN DATA.....	30
3.1 Persiapan Data	30
3.1.1 Deskripsi Data Seismik.....	30
3.1.2 Data Sumur	31
3.1.3 Data Marker	33
3.1.4 Data Horison	33
3.2 Pengolahan Data	34
3.2.1 Pengolahan Data Sumur.....	34
3.2.1.1 Prediksi Kecepatan Gelombang S (V_s).....	37

3.2.1.2 <i>Cross plot</i> Sumur.....	38
3.2.1.3. Korelasi antar sumur (<i>well correlation</i>).....	40
3.2.2 Pengolahan Data Seismik	42
3.2.2.1 <i>Loading Data CDP Gather</i>	43
3.2.2.2 <i>Muting</i>	44
3.2.2.3 <i>Bandpass Filtering</i>	44
3.2.2.4 <i>Analisa Tuning</i>	45
3.2.2.5 <i>Pembuatan Super Gather</i>	46
3.2.2.6 <i>Pembuatan Angle Gather</i>	47
3.2.2.7 <i>Proses Analisa AVO</i>	49
3.2.2.8 <i>Pembuatan Seismogram Sintetik</i>	51
3.2.2.9 <i>Proses Inversi Simultan</i>	53
a. <i>Pembuatan Partial Angle Gather</i>	53
b. <i>Pembuatan Partial Angle Stack</i>	55
c. <i>Pembuatan Model Awal Inversi Simultan</i>	57
d. <i>Proses Inversi Simultan</i>	59
3.2.2.10 <i>Ekstraksi Wavelet</i>	59
3.2.2.11 <i>Korelasi Data Seismik dengan Data Sumur (Well to Seismik Tie)</i>	61
3.2.2.12 <i>Pick Horizon</i>	63
BAB 4 : HASIL DAN PEMBAHASAN	64
4.1 <i>Analisa Data Seismik</i>	64
4.1.1 <i>Polaritas dan Fasa</i>	64
4.1.2 <i>Wavelet dan Well Seismic Tie</i>	65
4.2 <i>Analisa Krosplot Data Sumur</i>	66
4.2.1 <i>Krosplot Poisson ratio vs Vp</i>	66

4.2.2	Krosplot <i>Gamma ray</i> vs <i>P-Impedance</i>	67
4.2.3	Krosplot <i>P-Impedance</i> vs <i>S-Impedance</i>	68
4.2.4	Krosplot Mu-Rho vs NPHI	69
4.2.5	Krosplot Lambda-Rho vs Mu-Rho	70
4.3	Analisa AVO.....	72
4.3.1	<i>Intercept</i> (A)	72
4.3.2	<i>Gradient</i> (B).....	73
4.3.3	Product (A*B).....	74
4.3.4	<i>Scaled Poisson Ratio Changed</i> (A+B)	74
4.4	Analisa Pengolahan Data Seismik	75
4.4.1	Analisa <i>Partial Angle Stack</i>	75
4.4.2	Analisa Penampang Model Awal	76
4.4.3	Hasil Inversi Simultan	79
4.4.3.1	Analisa Penampang Impedansi P dan Impedansi S....	79
4.4.3.2	Analisa Penampang Densitas	81
4.4.3.3	Analisa Penampang Mu-Rho.....	82
4.4.3.4	Analisa Penampang Lambda-Rho	84
BAB 5	: KESIMPULAN DAN SARAN	88
5.1	Kesimpulan	88
5.2	Saran	88
DAFTAR ACUAN	89

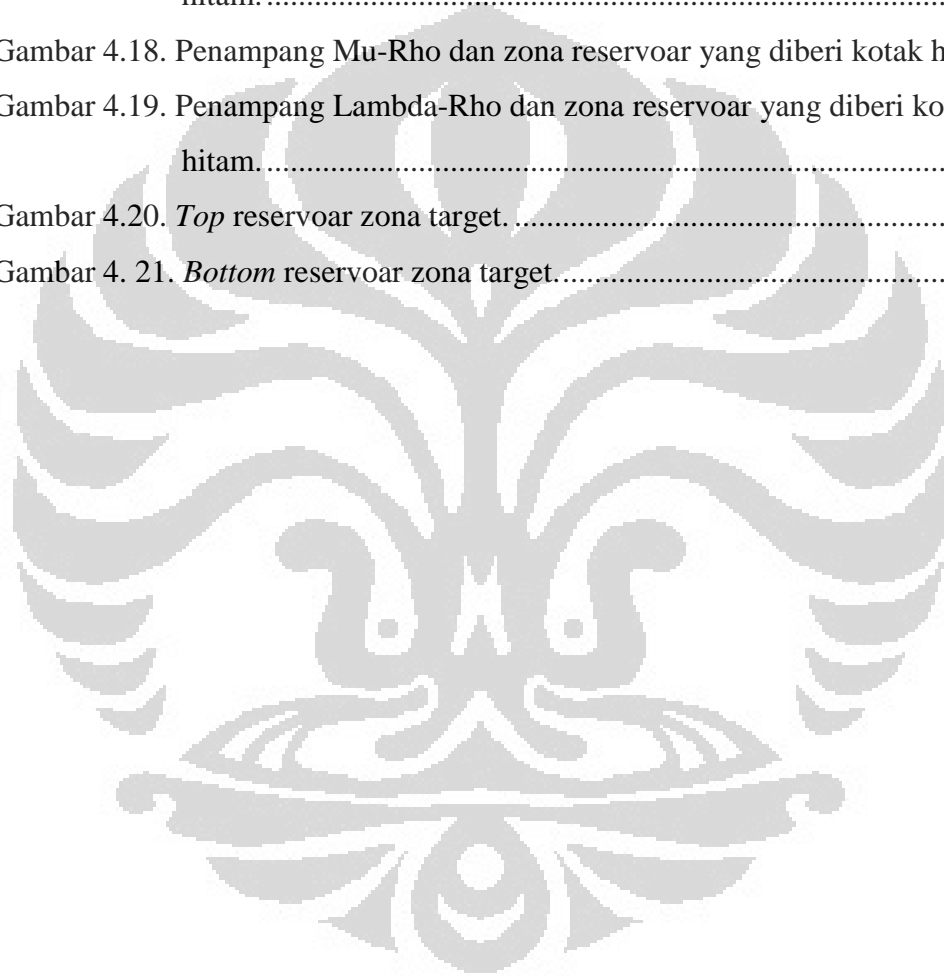
DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1. Diagram alir penelitian secara umum.....	4
Gambar 2.1. Skema perambatan gelombang seismik pada lapisan bumi.	7
Gambar 2.2. Karakter material sebelum diganggu dan karakter gelombang P.....	12
Gambar 2.3. Karakteristik kecepatan gelombang P untuk berbagai material bumi (Abdullah, 2007).....	13
Gambar 2.4. Skema deformasi batuan terhadap gelombang kompresi (<i>P-Wave</i>) dan gelombang shear (<i>S-Wave</i>), (Goodway, 2001).	14
Gambar 2.5. Sw vs Densitas. Aplikasi persamaan Wyllie pada reservoir minyak dan gas (Russell, 2005).....	18
Gambar 2.6. Letak Lapangan Penobscot, Nova Scotia Canada.	22
Gambar 2.7. Skema Peta Scotian Basin dan area disekitarnya beserta elemen struktur.	23
Gambar 2.8. Skema 3D <i>Geomodel Scotian Shelf</i>	24
Gambar 2.9. Kolom Stratigrafi daerah penelitian. Kotak putus-putus warna biru menunjukkan zona target penelitian.	25
Gambar 2.10. <i>Time structure</i> pada formasi Main Chalk dalam seismik 3D.....	27
Gambar 2.11. Peta skema Paleogeography. Lokasi Lapangan Penobscot ditandai dengan lingkaran putus-putus warna biru.....	28
Gambar 2.12. Peta Isopach formasi Missisauga.	29
Gambar 3.1. Data CDP Gather Lapangan Penobscot.	31
Gambar 3.2. <i>Base map</i> lokasi sumur pada area penelitian.....	32
Gambar 3.3. <i>Flowchart</i> pengolahan data sumur.	35
Gambar 3.4. Log GR, Log ILD dan Log Density. Kotak abu-abu transparan menunjukkan keberadaan lapisan pasir.	37
Gambar 3.5. Perbandingan Log Vp dengan Log prediksi Vs metode persamaan Castagna.....	38
Gambar 3.6. <i>Marker</i> pada data sumur L-30, beserta zona target.	39

Gambar 3.7. Korelasi sumur L30 dengan sumur B-41 pada zona penelitian pada formasi Missisauga.	41
Gambar 3.8. <i>Flowchart</i> pengolahan data seismik.	43
Gambar 3.9. Data CDP Gather Lapangan Penobscot.	44
Gambar 3.10. Data CDP Gather Lapangan Penobscot setelah dilakukan <i>Muting</i> dan <i>Bandpass filtering</i> . Zona target ditandai oleh kotak putus-putus warna merah.	45
Gambar 3.11. <i>Super gather</i> Lapangan Penobscot beserta zona target (kotak warna merah).	47
Gambar 3.12. <i>Angle gather</i> lapangan Penobscot.	48
Gambar 3.13 Analisa AVO dengan metode <i>Pick Analysis</i>	49
Gambar 3.14. Analisa AVO dengan metode <i>Gradient Analysis</i>	50
Gambar 3.15. Klasifikasi anomali AVO pada batuan pasir gas hasil modifikasi Castagna (Russel, 2005).	51
Gambar 3.16. <i>Flowchart</i> proses pembuatan seismogram sintetik.	52
Gambar 3.17. Salah satu wavelet yang digunakan (<i>kiri</i>) dan rentang frekuensinya (<i>kanan</i>) yang diekstrak dari data seismik (<i>statistical</i>).	53
Gambar 3.18. Hasil penampang <i>Partial angle gather : near angle</i> , beserta zona penelitian (kotak warna merah).	54
Gambar 3.19. Hasil penampang <i>Partial angle gather : mid angle</i> , beserta zona penelitian (kotak warna merah).	54
Gambar 3.20. Hasil penampang <i>Partial angle gather : far angle</i> , beserta zona penelitian (kotak warna merah).	55
Gambar 3.21. <i>Partial angle stack : near angle</i> , beserta zona penelitian.	56
Gambar 3.22. <i>Partial angle stack : mid angle</i> , beserta zona penelitian.	56
Gambar 3.23. <i>Partial angle stack : far angle</i> , beserta zona penelitian.	57
Gambar 3.24. Model awal impedansi P (R_p) dan zona penelitian pada kotak berwarna hitam.	58
Gambar 3.25. Model awal impedansi S (R_s) dan zona penelitian pada kotak berwarna hitam.	58
Gambar 3.26. Model awal densitas dan zona penelitian pada kotak berwarna hitam.	59

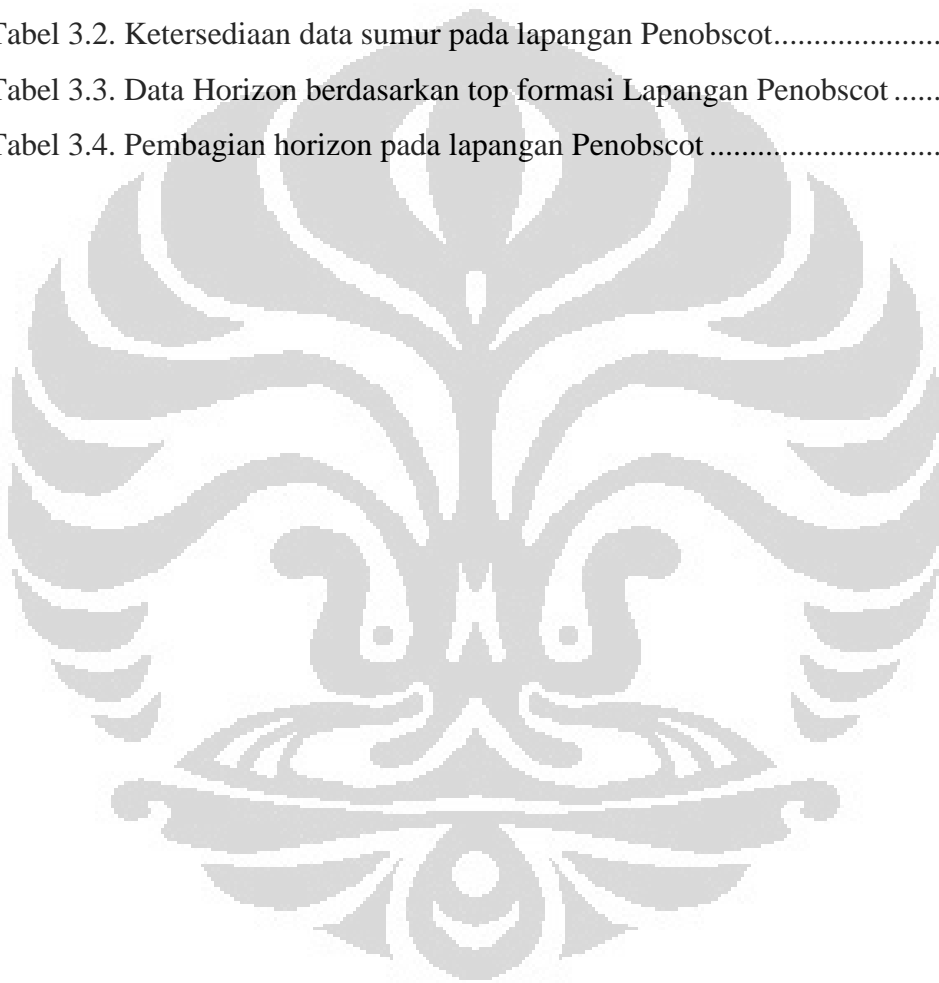
Gambar 3.27. Skema proses ekstraksi <i>wavelet</i> untuk memperoleh <i>wavelet</i> dengan parameter terbaik untuk proses <i>well-seismic tie</i>	60
Gambar 3.28. Wavelet yang digunakan yang diekstrak dari data seismik (<i>statistical</i>).....	60
Gambar 3.29. Rentang frekuensi wavelet yang digunakan.....	61
Gambar 3.30. Korelasi sumur dengan data seismik, beserta zona penelitian.....	62
Gambar 3.31. Horizon hasil <i>picking</i>	63
Gambar 4.1. Penampang seismik yang menunjukkan polaritas dan fasa pada daerah formasi Baccaro.....	65
Gambar 4.2. Krosplot <i>Poisson ratio</i> vs V_p . Zona target ditandai dengan kotak putus-putus warna merah.....	67
Gambar 4.3. Krosplot <i>P-Impedance</i> vs Γ Ray. Zona target ditandai dengan kotak putus-putus warna merah.....	68
Gambar 4. 4. Krosplot <i>P-Impedance</i> vs <i>S-Impedance</i> . Zona target ditandai dengan kotak putus-putus warna merah.....	69
Gambar 4.5. Krosplot μ - ρ vs NPHI. Zona target ditandai dengan kotak putus-putus warna merah.....	70
Gambar 4.6. Krosplot λ - ρ vs μ - ρ . Zona target ditandai dengan kotak putus-putus warna merah.....	71
Gambar 4.7. <i>Intercept</i> (A) dan zona target dalam kotak putus-putus warna hijau.	72
Gambar 4.8. <i>Gradient</i> (B) dan zona target yang diberi kotak putus-putus warna hijau.	73
Gambar 4.9. <i>Product</i> (A*B). Zona target ditandai kotak putus-putus warna hijau	74
Gambar 4.10. <i>Scaled Poisson Ratio Changed</i> dan zona target	75
Gambar 4.11. <i>Partial Angle Stack</i> dan zona reservoir yang diberi kotak putus-putus warna hijau.....	76
Gambar 4.12. Penampang model awal <i>P-impedance</i> dan zona target dalam kotak warna hijau	77
Gambar 4.13. Penampang model awal <i>S-impedance</i> dan zona target dalam kotak warna hijau.	78

Gambar 4.14. Penampang model awal <i>Density</i> dan zona target dalam kotak warna hijau.	78
Gambar 4.15. Penampang impedansi P dan identifikasi zona reservoir pada kotak hitam.	80
Gambar 4.16. Penampang impedansi S dan identifikasi zona reservoir pada kotak hitam.	81
Gambar 4.17. Penampang Densitas dan zona reservoir yang diberi kotak hitam.	82
Gambar 4.18. Penampang Mu-Rho dan zona reservoir yang diberi kotak hitam.	83
Gambar 4.19. Penampang Lambda-Rho dan zona reservoir yang diberi kotak hitam.	86
Gambar 4.20. <i>Top</i> reservoir zona target.	86
Gambar 4. 21. <i>Bottom</i> reservoir zona target.	87



DAFTAR TABEL

Tabel 2.1. Pemerian porositas secara semi-kuantitatif.....	16
Tabel 2.2. Analisa petrofisika menggunakan <i>Lamé Parameter</i> (λ).	20
Tabel 3.1. Informasi sumur L-30 dan B41	31
Tabel 3.2. Ketersediaan data sumur pada lapangan Penobscot.....	32
Tabel 3.3. Data Horizon berdasarkan top formasi Lapangan Penobscot	33
Tabel 3.4. Pembagian horizon pada lapangan Penobscot	34



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Eksplorasi hidrokarbon dalam industri minyak dan gas bumi merupakan serangkaian kegiatan yang dilakukan untuk menemukan cadangan minyak dan gas bumi yang ekonomis untuk dieksploitasi. Seismik refleksi merupakan salah satu metode utama dalam eksplorasi hidrokarbon. Metode ini dapat menggambarkan keadaan geologi bawah permukaan bumi dengan cukup baik, sehingga perangkap-perangkap hidrokarbon dapat dikenali dengan baik. Namun dalam tahapan interpretasi, seringkali diperlukan analisa lebih lanjut untuk mendapatkan model geologi yang paling mendekati kondisi nyata di bawah permukaan bumi.

Faktor biaya selalu menjadi pertimbangan utama, karena biaya yang diperlukan untuk kegiatan eksplorasi tidak sedikit, maka akan selalu diupayakan resiko sekecil mungkin. Dalam hal ini metode geofisika dapat berperan. Data-data geofisika yang diolah dengan tepat terbukti dapat mengurangi tingkat resiko kegagalan dalam eksplorasi. Perkembangan ilmu pengetahuan akan selalu diharapkan dapat mempermudah metode pengolahan data-data geofisika secara lebih efektif baik dalam segi waktu, tenaga dan biaya. Saat ini metode pengolahan data yang gencar digunakan seiring dengan kemajuan ilmu pengetahuan adalah teknik inversi, yaitu suatu teknik membuat simulasi model geologi bawah permukaan bumi yang terekam oleh alat dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2002). Melalui model ini diharapkan reservoir dapat dikarakterisasi dengan lebih baik.

Terdapat bermacam-macam metode inversi yang 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). Setelah mendapat Lambda-Rho dan Mu-Rho (LMR), kemudian akan dianalisis untuk membedakan litologi reservoir hidrokarbon dan jenis fluida yang terkandung di dalamnya. Analisa LMR ini diharapkan mampu memberikan informasi mendetail mengenai reservoir hidrokarbon.

1.2 Pembatasan Masalah

Ruang lingkup penelitian ini adalah aplikasi inversi AVO simultan dan Analisa Lambda-Mu-Rho dalam kaitannya dengan estimasi penyebaran sifat fisika reservoir dan jenis fluida reservoir. Penelitian ini akan difokuskan pada aspek analisis, untuk melakukan identifikasi hidrokarbon pada lapangan Penobscot, Canada.

Inversi AVO simultan akan dilakukan pada data publik lapangan Penobscot, berupa *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. Persamaan Castagna tersebut telah banyak diaplikasikan untuk memprediksi kecepatan gelombang S (V_s) pada jenis lapisan batuan *sandstone*. Zona target reservoir pada penelitian ini berada pada lapisan *sandstone* di formasi Missisauga (antara 2450 – 3100 meter). Proses inversi dilakukan dengan metode inversi berbasis model (*model based inversion*).

1.3 Tujuan Penelitian

Penelitian ini bertujuan antara lain untuk:

1. Mengaplikasikan metode inversi AVO simultan pada data seismik Lapangan Penobscot, Canada.
2. Memprediksi penyebaran *sand*, karbonat, *shale* dan kandungan fluida pada Lapangan Penobscot.

3. Mengkarakterisasi reservoir migas lapangan Penobscot dengan mengkonversi *amplitude seismic* menjadi parameter fisika batuan untuk mengidentifikasi kandungan reservoir dan jenis litologi reservoir dengan lebih baik, dengan memanfaatkan keterbatasan data yang tersedia semaksimal mungkin.

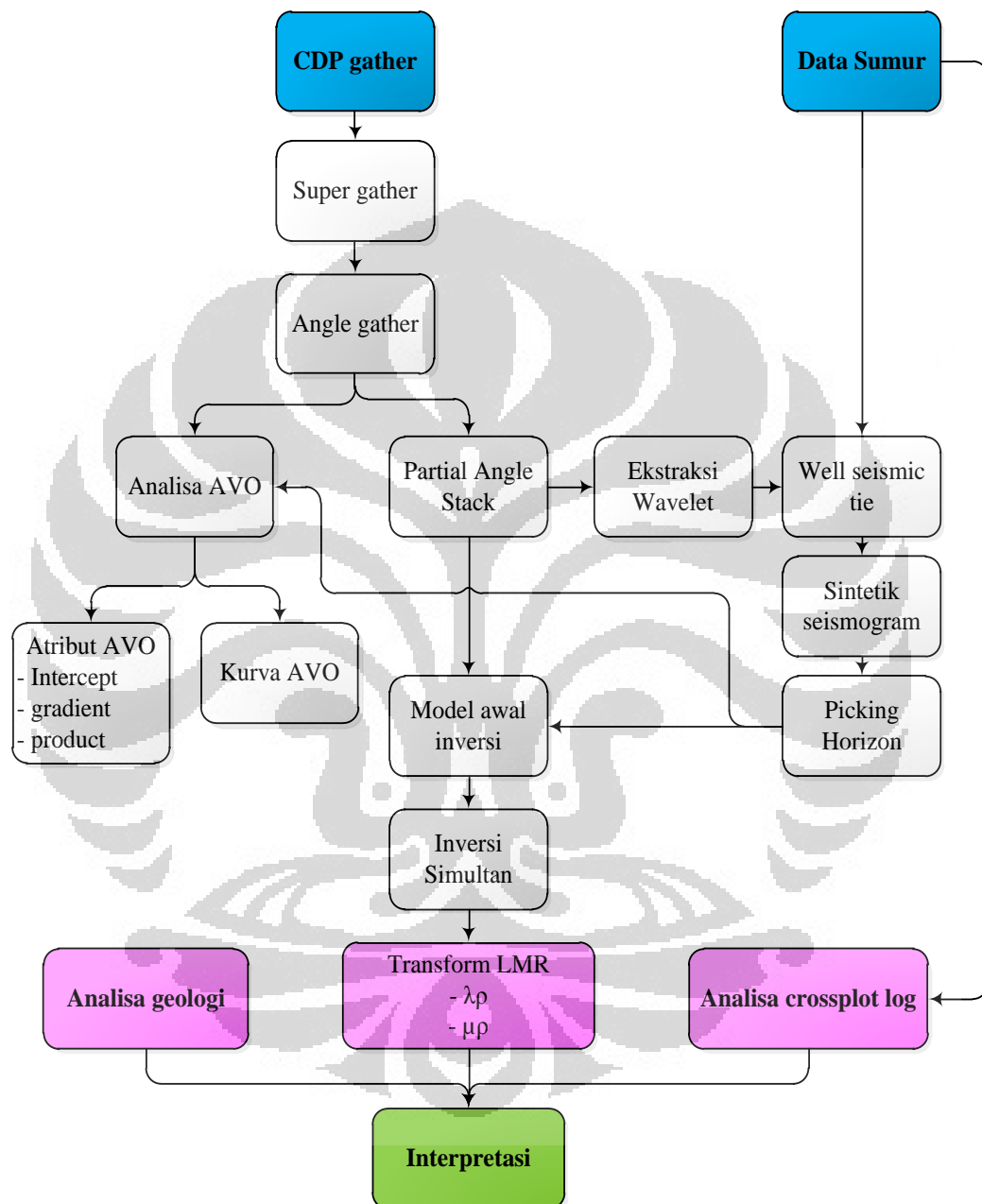
1.4 Metodologi Penelitian

Metodologi penelitian berdasarkan atas beberapa tahapan sebagai berikut:

1. Membuat krosplot dari beberapa properti data log untuk melihat dan mempelajari karakter dari properti log yang dapat digunakan sebagai penentuan zona target serta untuk membedakan antara batuan dan kandungan fluida.
2. Ekstraksi penampang reflektivitas gelombang-P (R_p), reflektivitas gelombang-S (R_s) dengan atribut *volume* pada paket software Hampson-Russel.
3. Melakukan inversi pada penampang R_p dan R_s untuk mendapatkan *P-Impedance* dan *S-Impedance*.
4. Melakukan transformasi *P-Impedance* dan *S-Impedance* untuk memperoleh penampang Λ -Rho dan μ -Rho.
5. Interpretasi penampang Λ -Rho dan μ -Rho.

1.4.1 Flowchart

Tahapan kerja yang akan dilakukan secara umum, dijelaskan pada *flowchart* pada Gambar 1.1.



Gambar 1.1. Diagram alir penelitian secara umum.

1.5 Sistematika Penulisan

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

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 dasar teori dan geologi regional daerah penelitian berisi konsep dasar seismik refleksi, konsep impedansi akustik dan koefisien refleksi, konsep dasar gelombang P dan S, parameter fisika batuan Lambda Mu Rho, dan tinjauan geologi dari daerah Penobscot, Canada.

Bab pengolahan data berisi tahapan-tahapan yang dilakukan penulis selama melakukan studi. Bab ini dibagi menjadi 2 yaitu, persiapan data dan pengolahan data. Data yang digunakan pada penelitian ini adalah data seismik, data sumur, data horison dan data marker. Pengolahan data dilakukan pada data sumur dan data seismik. Pengolahan dibagi menjadi dua, yaitu proses pengolahan data sumur dan proses pengolahan data seismik, serta proses inversi seismik.

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

BAB 2

DASAR TEORI DAN GEOLOGI REGIONAL DAERAH PENELITIAN

2.1 Konsep Seismik Refleksi

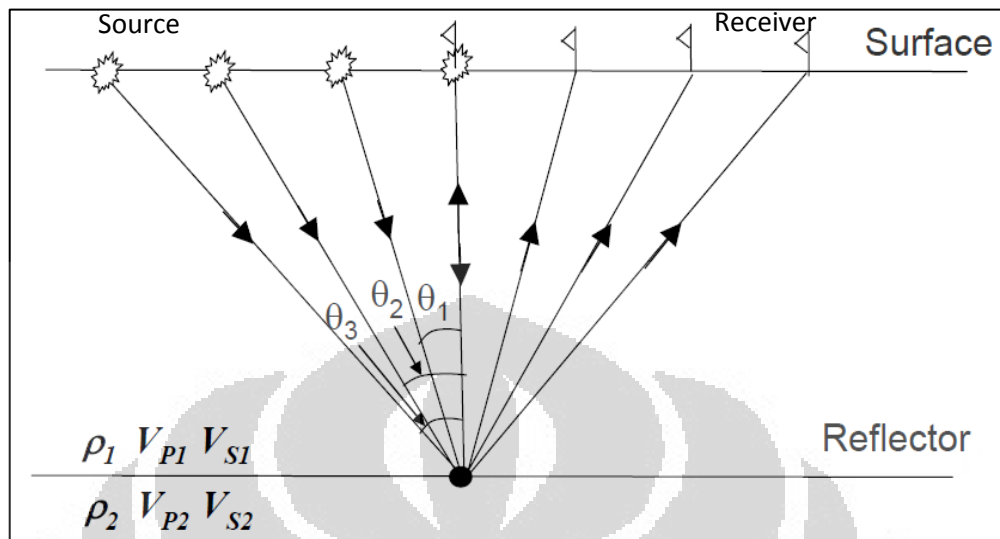
Metode seismik refleksi merupakan salah satu metode geofisika untuk mengobservasi objek bawah permukaan bumi dengan memanfaatkan sifat pemantulan gelombang elastik yang dihasilkan dari sumber seismik (*source*). Sumber gelombang seismik dapat berupa dinamit atau *vibroseis* untuk survey yang dilakukan di darat, dan *air gun* jika survey seismik dilakukan di laut. Gelombang seismik yang dihasilkan kemudian akan direkam oleh alat perekam berupa *geophone* untuk survey darat dan *hydrophone* untuk survey yang dilakukan di air.

Komponen gelombang seismik yang direkam oleh alat perekam berupa waktu datang gelombang seismik. Dengan diukurnya waktu datang maka akan didapatkan waktu tempuh gelombang seismik yang berguna untuk memberi informasi mengenai kecepatan seismik dalam suatu lapisan.

Gelombang seismik merambat dari *source* ke *receiver* melalui lapisan bumi dan mentransfer energi sehingga dapat menggerakkan partikel batuan. Kemampuan partikel batuan untuk bergerak jika dilewati gelombang seismik menentukan kecepatan gelombang seismik pada lapisan batuan tersebut.

Pada perbatasan antar dua lapisan yang memiliki impedansi akustik yang berbeda, gelombang seismik akan mengalami dua fenomena yaitu refleksi dan refraksi. Refleksi terjadi jika gelombang yang dirambatkan dipantulkan kembali oleh lapisan bumi sedangkan refraksi terjadi jika gelombang tersebut diteruskan ke lapisan berikutnya dan memungkinkan untuk kembali terjadi dua fenomena

tersebut. Skema mengenai perambatan gelombang seismik di dalam permukaan bumi dari *source* ke *receiver* diilustrasikan sebagai berikut:



Gambar 2.1. Skema perambatan gelombang seismik pada lapisan bumi.
(Russel, 2001)

Dimana V_1 dan V_2 adalah kecepatan gelombang sesimik pada lapisan pertama dan kedua. Sedangkan θ_1 dan θ_2 adalah sudut datang dan sudut pantul yang dibentuk oleh satu pulsa gelombang. Persamaan yang terdapat pada gambar merupakan persamaan Snellius yang menggambarkan prinsip penjalaran gelombang seismik di dalam lapisan bumi, sebagai berikut:

$$\frac{V_1}{\sin \theta_1} = \frac{V_2}{\sin \theta_2} \quad (2.1)$$

2.2 Impedansi Akustik (AI) dan Koefisien Refleksi

Salah satu sifat akustik yang khas pada batuan yaitu Impedansi Akustik (Z) yang merupakan hubungan antara densitas suatu batuan (ρ) dan kecepatan gelombang sesimik saat melewati batuan tersebut (V).

$$Z = \rho \cdot V \quad (2.2)$$

Dalam mengontrol nilai Impedansi Akustik, kecepatan memiliki arti yang lebih penting dibandingkan dengan densitas (Sukmono, 2002). Hal ini karena densitas suatu batuan memiliki *range* dimana pada nilai tertentu densitas batuan yang satu

akan mengalami suatu *overlap* dengan densitas batuan lainnya. Batuan yang lebih keras dan kompak (porositas kecil) memiliki nilai Z yang lebih tinggi dibandingkan batuan yang tidak kompak (porositas besar) karena gelombang sesimik akan lebih mudah merambat melewati batuan dengan porositas lebih kecil. Ada dua jenis Impedansi Akustik, yaitu:

1. Impedansi Akustik Absolut

yaitu impedansi akustik yang berhubungan langsung dengan impedansi akustik pada sumur.

2. Impedansi Akustik Relatif.

yaitu impedansi akustik di sekitar daerah sumur.

Kontras impedansi akustik batuan yang satu dengan batuan yang lainnya disebut sebagai Koefisien Refleksi yang dirumuskan sebagai berikut:

$$R_c = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1} \quad (2.3)$$

Koefisien refleksi mempunyai nilai antara -1 sampai 1. Jika impedansi akustik pada Z_2 lebih besar dari impedansi akustik Z_1 dan gelombang merambat dari batuan dengan nilai densitas rendah ke batuan dengan harga densitas yang lebih tinggi maka koefisien refleksi akan bernilai positif.

2.2.1 Inversi Akustik Impedansi (AI)

Dalam inversi AI, kita akan membuat model bumi dimana data seismik sebagai input. Proses ini merupakan kebalikan dari suatu *seismic forward modelling*. Seismik inversi AI *post stack* merupakan suatu proses analisa terhadap *trace* seismik yang telah ditampilkan dalam bentuk *zero offset* menjadi struktur lapisan yang digambarkan dalam bentuk impedansi. Model satu dimensi yang paling sederhana dan sering digunakan untuk *trace* seismik adalah model konvolusi, yang menyatakan bahwa *trace* seismik merupakan hasil konvolusi antara reflektivitas bumi dengan suatu fungsi sumber seismik dengan tambahan komponen *noise*. Secara matematis dapat dirumuskan sebagai berikut:

$$S_t = W_t * r_t + n_t \quad (2.4)$$

dimana :

S_t = *trace* seismik

w_t = *wavelet* seismik

r_t = reflektivitas bumi

n_t = *noise*

* = menyatakan konvolusi

2.3 Well Logging

Penelitian geologi dan seismik permukaan mampu memberikan prediksi potensi hidrokarbon di bawah permukaan akan tetapi evaluasi formasi dengan menggunakan data sumur (*well logging*), seperti *wireline log*, memberikan input respon geologi secara langsung terhadap kondisi bawah permukaan dengan akurasi yang lebih tinggi dari pada data seismik. Sehingga data *log* dijadikan sebagai kontrol dari data seismik untuk identifikasi hidrokarbon sebagai salah satu dari tujuan utama evaluasi formasi.

Log adalah suatu grafik kedalaman atau waktu dari satu set data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur. Kurva *log* memberikan informasi yang cukup tentang sifat-sifat batuan dan fluida yang terkandung didalamnya. Secara umum *wireline log* yang digunakan dalam evaluasi formasi diantaranya yaitu : *Log Gamma Ray (GR)*, *Log Neutron Porosity (NPHI)*, *Log Bulk Density (RHOB)*, *Log Sonic Interval Transit Time (DT)*, dan *Log Deep Induction Resistivity (ILD)*, *Log Induction Medium Resistivity (ILM)*, *Log Spherically Focussed Induction (SFI)* sebagai Log Resistivitas, dan lain-lain.

2.3.1 Log Gamma Ray (GR)

Prinsip log GR adalah perekaman keradioaktivitas alami bumi. Keradioaktivitas GR berasal dari 3 unsur radioaktif yang ada dalam batuan yaitu Uranium-U, Thorium-Th dan Potasium-K, yang secara kontinu memancarkan GR dalam bentuk pulsa-pulsa energi radiasi tinggi. Sinar Gamma

ini mampu menembus batuan dan terdeteksi dalam bentuk pulsa listrik. Parameter yang direkam adalah jumlah dari pulsa yang tercatat per satuan waktu.

Log GR dalam satuan API (GAPI). Satu GAPI sama dengan 1/200 dari tanggapan yang didapat dari *caliber* standar suatu formasi tiruan yang berisi Uranium, Thorium, dan Potassium dengan kuantitas yang diketahui dengan tepat dan diawasi oleh *American Petroleum Institute* (API) di Houston Texas. Umumnya skala dari kiri ke kanan dalam 0-100 atau 0-150 GAPI. Hasil analisa dari *North American Shale Composite* (NASC) melaporkan bahwa standar referensi harga dari Th 12.3 ppm, U 2.66 ppm, dan K 3.2% sebanding dengan pembacaan log 121.7 API.

Fungsi utama Log GR dalam aplikasi stratigrafi dan geologi minyak bumi yaitu bahwa log GR digunakan sebagai “log lempung” untuk membedakan antara lempung dan formasi “bersih” dan juga untuk mengevaluasi proporsi lempung (*V-shale*) dalam *shaly formations*. Semakin tinggi nilai pembacaan GR maka semakin tinggi pula persentasi dari kandungan lempung. Tetapi ada juga litologi yang memiliki jenis radioaktif yang sama dengan lempung sehingga log GR memerlukan dibandingkan dengan data log lainnya. Umumnya batu pasir, batu gamping, dan dolomite memiliki konsentrasi isotop radioaktif (U,Th,K) dengan jumlahnya relatif lebih sedikit daripada lempung. Dari karakter tersebut log GR bersama log SP digunakan untuk mendeterminasi batuan tetapi tidak berhubungan dengan kandungan fluida.

2.3.2 Log Neutron Porosity (NPHI)

Log NPHI tidak mengukur volume pori secara langsung tetapi menggunakan karakter fisik dari air dan mineral untuk melihat kontras kesarangan dan mengabaikan pengukuran volume pori atau porositas. Cara kerja alat pengukur *neutron porosity* yaitu partikel-partikel neutron energi tinggi dipancarkan dari suatu sumber kedalalam formasi batuan. Partikel-partikel ini akan bertumbukan dengan atom-atom pada batuan sehingga mengakibatkan hilangnya energi dan kecepatan. Tumbukan neutron dengan atom H pada formasi yang mempunyai

massa atom yang sama adalah yang paling signifikan. Partikel yang telah kehilangan energi tersebut kemudian akan dipantulkan kembali, diterima detektor dan direkam keatas permukaan. Dengan mengetahui banyaknya kandungan atom hidrogen dalam batuan maka akan dapat diketahui besarnya harga kesarangan batuan tersebut. Beberapa kegunaan *Neutron* antara lain untuk menentukan harga kesarangan, menentukan lapisan batuan yang *porous*, mengevaluasi kandungan lempung dan digabungkan dengan log densitas berguna untuk menentukan jenis batuan, jenis kandungan serpih dan jenis fluida dalam batuan.

2.3.3 Log Bulk Density (RHOB)

Prinsip kerja log ini yaitu alat memancarkan sinar gamma energi menengah ke dalam suatu formasi sehingga sinar gamma akan bertumbukan dengan elektron-elektron yang ada. Tumbukan tersebut akan menyebabkan hilangnya energi (atenuasi) sinar gamma yang kemudian akan dipantulkan dan diterima oleh detektor yang akan diteruskan untuk direkam ke permukaan. Dalam hubungan fisika atenuasi merupakan fungsi dari jumlah elektron yang terdapat dalam formasi yaitu densitas elektron yang mewakili densitas keseluruhan. Kegunaan dari log densitas yang lain adalah menentukan harga porositas batuan, mendeteksi adanya gas, menentukan densitas batuan dan hidrokarbon serta bersama-sama log neutron dapat digunakan untuk mendiskripsikan jenis lempung dan fluida batuan.

2.3.4 Log Sonic Interval Transit Time (DT)

Log Sonik adalah log yang bekerja berdasarkan kecepatan rambat gelombang suara. Gelombang suara dipancarkan kedalam suatu formasi kemudian akan dipantulkan kembali dan diterima oleh *receiver*. Waktu yang dibutuhkan gelombang suara untuk sampai ke penerima disebut *interval transit time*. Besarnya selisih waktu tersebut tergantung pada jenis batuan dan besarnya porositas batuan tersebut sebagai fungsi dari parameter elastik seperti K (*bulk modulus*), μ (*Shear Modulus*), dan densitas (ρ) yang terkandung dalam persamaan kecepatan Gelombang Kompresi (V_p) dan Gelombang *Shear* (V_s). Sehingga log sonik sering digunakan untuk mengetahui porositas litologi selain itu juga

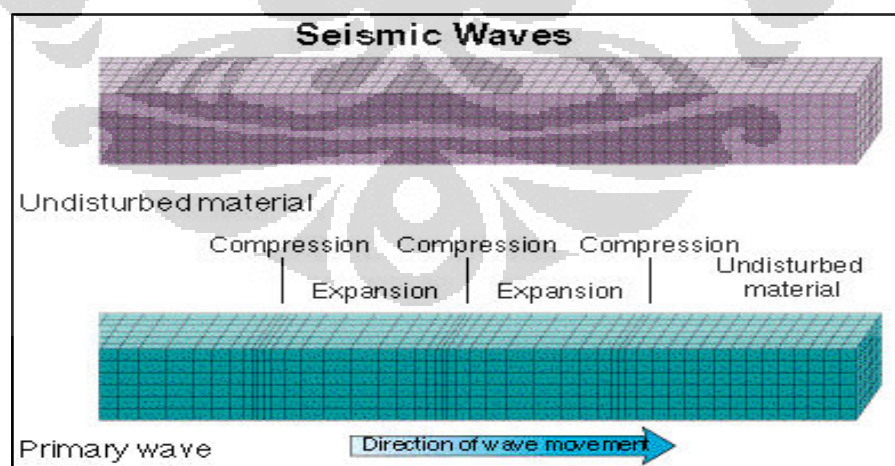
digunakan untuk membantu interpretasi data seismik, terutama untuk mengkalibrasi kedalaman formasi. Pada batuan yang sarang maka kerapatannya lebih kecil sehingga kurva log sonik akan mempunyai harga lebih besar. Apabila batuan mempunyai kerapatan yang besar, maka kurva log sonik akan berharga kecil seperti pada batu gamping. Besaran dari pengukuran log sonik di tuliskan sebagai harga kelambatan (1 per kecepatan atau *slowness*) satuan yang umum digunakan adalah $\mu\text{s}/\text{ft}$ (*microsecond per feet*).

2.4 Dasar Petrofisika

2.4.1 Kecepatan Gelombang P (V_p)

Jika bumi yang 'tenang' diberikan gangguan, misalnya diganggu dengan diledakannya sebuah dinamit, maka partikel-partikel material bumi tersebut akan bergerak dalam berbagai arah. Fenomena pergerakan partikel material bumi ini disebut dengan gelombang (Abdullah, 2012).

Jika pergerakan partikel tersebut sejajar dengan arah penjalaran gelombang, maka disebut dengan gelombang kompresi (gelombang primer atau *primary wave* atau gelombang P).



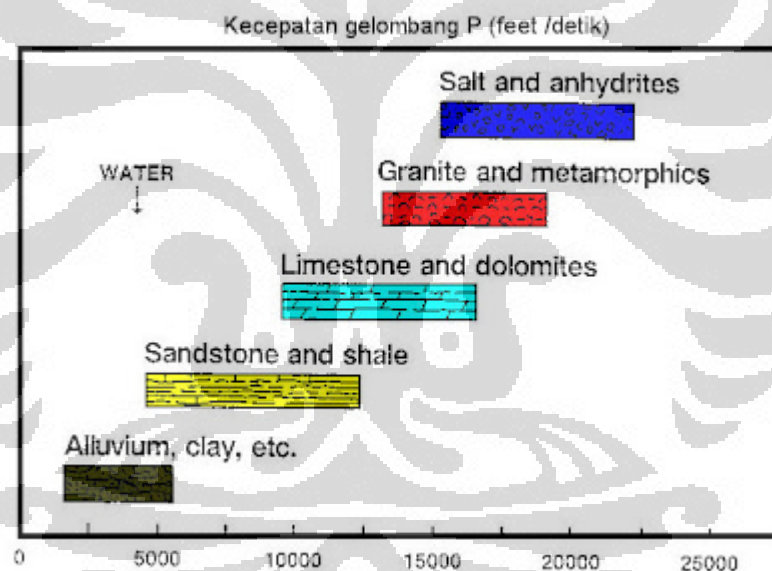
Gambar 2.2. Karakter material sebelum diganggu dan karakter gelombang P. (Abdullah, 2007).

Rekaman seismik refleksi suatu eksplorasi migas merupakan rekaman gelombang P yang menjalar dari sumber (dinamit, *vibroiseis*, dll.) ke penerima (*geophone*).

Gelombang P menjalar dengan kecepatan tertentu. Jika melewati material yang bersifat kompak atau keras misalnya dolomit maka kecepatan gelombang P akan lebih tinggi dibanding jika melewati material yang 'lunak' seperti batulempung. Sebagai fungsi dari modulus *bulk* (k), modulus geser (μ), dan densitas (ρ), kecepatan gelombang P (V_p) adalah:

$$V_p = \sqrt{\frac{k + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (2.5)$$

Setiap material bumi memiliki kecepatan gelombang P tertentu. Secara umum, kecepatan gelombang P (seismik refleksi) semakin meningkat dengan meningkatnya kekompakan suatu material (Abdullah, 2007). karakteristik kecepatan gelombang P untuk berbagai material bumi pada gambar dibawah ini :

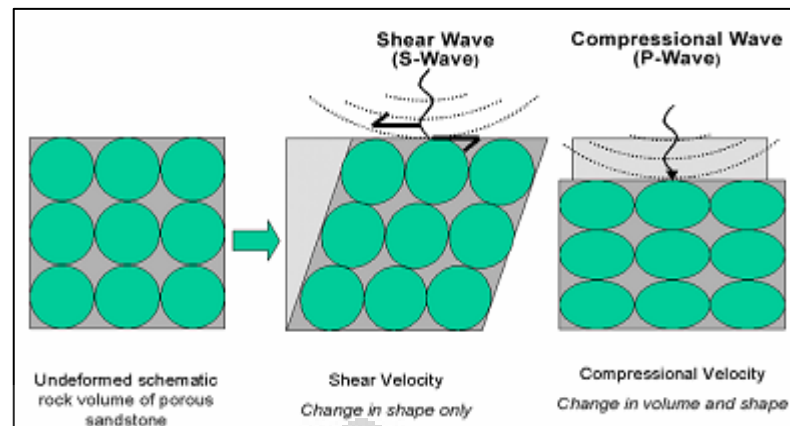


Gambar 2.3. Karakteristik kecepatan gelombang P untuk berbagai material bumi (Abdullah, 2007).

2.4.2 Kecepatan Gelombang S (V_s)

Definisi dua jenis kecepatan gelombang seismik yaitu :

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



Gambar 2.4. Skema deformasi batuan terhadap gelombang kompresi (*P-Wave*) dan gelombang shear (*S-Wave*), (Goodway, 2001).

Perbandingan antara V_p dan V_s direpresentasikan dengan menggunakan *poisson's ratio* (σ) sebagai :

$$\sigma = \frac{\gamma - 2}{2\gamma - 2} ; \quad (2.6)$$

dimana : $\gamma = \left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2$

Telah lama diketahui bahwa V_p/V_s dapat digunakan sebagai indikator litologi (Tatham, 1982). Lempung, bila diasumsikan isotropik, selalu memiliki rasio V_p/V_s yang tinggi daripada reservoir pasir. Dalam karbonat, Rafavich (1984) menunjukkan bahwa V_p/V_s dapat digunakan untuk mendeskriminasi batu gamping dari dolomit. V_p/V_s atau rasio impedansi juga telah berhasil digunakan untuk deteksi secara langsung hidrokarbon (*Direct Hydrocarbon Indicator-DHI*), terutama dengan teknik AVO karena V_s tidak sensitif terhadap perubahan fluida sementara V_p berubah terhadap saturasi dan jenis fluida yang berbeda sehingga menghasilkan perubahan V_p/V_s .

Bentuk sederhana dari persamaan kecepatan *P-wave* dan *S-wave* diturunkan untuk batuan *non-porous* dan isotropik. Persamaan kecepatan menggunakan koefisien Lambda (λ – *Lamé coefficient*), modulus Bulk (K), dan modulus *Shear* (μ) dituliskan sebagai berikut :

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}};$$
(2.7)

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$$
(2.8)

dimana : λ : Koefisien Lambda = $K + 2/3 \mu$,
 K : Modulus bulk,
 M : Modulus shear,
 P : Densitas.

Untuk kasus tidak tersedia data V_s hasil *logging*, maka bisa dilakukan prediksi atau permodelan, ada beberapa metode yang bisa digunakan untuk membuat pemodelan kecepatan fisika batuan. Dari beberapa metode tersebut dipengaruhi oleh parameter-parameter petrofisika yang didapatkan dari data log. Permodelan untuk estimasi kecepatan Gelombang S antara lain :

1. Hubungan Empiris
2. Persamaan Gassmann
3. Saturasi Parsial
4. Permodelan Xu-White

2.4.3 Log Porositas

Porositas diartikan sebagai perbandingan antara volume pori batuan dengan *volume* totalnya. Perbandingan ini umumnya dinyatakan dalam persen (%) maupun *fraction* yang dirumuskan dengan :

$$Porositas (\emptyset) = \frac{Volume Pori}{Volume Total} \times 100\%$$
(2.9)

Selain itu dikenal juga dengan istilah porositas efektif, yaitu apabila bagian rongga-rongga di dalam batuan berhubungan dan telah dikoreksi dengan kandungan lempungnya. Sehingga harga porositas efektif biasanya lebih kecil

daripada rongga pori-pori total yang biasanya berkisar dari 10 sampai 15 %. Porositas efektif dinyatakan dengan persamaan :

$$Porositas\ efektif(\emptyset e) = \frac{Volume\ Pori\ bersambungan}{Volume\ Total} \times 100\% \quad (2.10)$$

Penentuan porositas secara semi-kuantitatif mempergunakan skala visual sebagai berikut :

Tabel 2.1. Pemerian porositas secara semi-kuantitatif
(Koesoemadinata, 1980)

Porositas (%)	Pemerian
0 - 5	dapat diabaikan (<i>neiglible</i>)
5 - 10	buruk (<i>poor</i>)
10 - 15	cukup (<i>fair</i>)
15 - 20	baik (<i>good</i>)
20 - 25	sangat baik (<i>very good</i>)
>25	istimewa (<i>excellent</i>)

Pemeriksaan secara mikroskopis untuk jenis porositas dapat pula dilakukan secara kuantitatif, antara lain ialah jenis :

1. Antar butir (*intergranular*), yaitu bahwa pori-pori terdapat diantara butir-butir.
2. Antar kristal (*interkristalin*) yaitu dimana pori-pori berada diantara kristal-kristal.
3. Celah dan rekah yaitu rongga terdapat diantara celah-celah.
4. Bintik-bintik jarum (*pint-point porosity*), berarti bahwa pori-pori merupakan bintik-bintik terpisah-pisah, tanpa kelihatan bersambungan.
5. Ketat (*tight*) yaitu butir-butir berdekatan dan kompak sehingga pori-pori kecil sekali dan hampir tidak ada porositas.
6. Padat (*dense*) berarti batuan sangat kecil sehingga hampir tidak ada porositas.
7. Gerowong (*vugular*), yang berarti rongga-rongga besar berdiameter beberapa mili dan kelihatan sekali bentuknya-bentuknya tidak beraturan, sehingga porositasnya besar.

8. Bergua-gua (*cavernous*), yang berarti rongga-rongga besar sekali bahkan benar-benar merupakan gua-gua, sehingga porositas sangat besar.

2.4.4 Densitas

Densitas secara sederhana merupakan perbandingan antara massa (dalam satuan kg) dengan volumenya (dalam satuan m³). Densitas merupakan salah satu parameter yang digunakan dalam persamaan kecepatan gelombang P, gelombang S, dan akustik impedansi, dimana semuanya mempengaruhi respon gelombang seismik bawah permukaan.

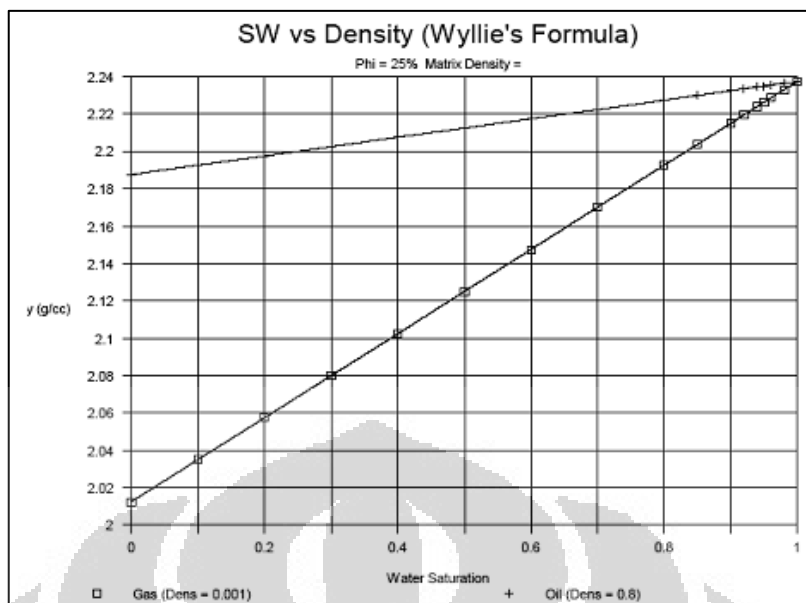
Efek dari densitas dapat dimodelkan dalam persamaan Wyllie (1) berikut :

$$\rho_{sat} = \rho_m(1 - \emptyset) + \rho_w S_w \emptyset + \rho_{hc}(1 - S_w)\emptyset \quad (2.11)$$

dimana :

- ρ_b = densitas *bulk* batuan,
- ρ_m = densitas matriks,
- ρ_f = densitas fluida,
- \emptyset = porositas batuan,
- S_w = *water saturation*,
- ρ_w = *density* air (mendekati 1 gr/cm³),
- ρ_{hc} = *density* hidrokarbon.

Dalam gambar 2.5 diilustrasikan bahwa densitas batuan reservoir turun secara dramatis pada reservoir gas dibandingkan reservoir minyak. Karakter ini menjadi hal yang penting dalam interpretasi seismik untuk reservoir tersebut.



Gambar 2.5. Sw vs Densitas. Aplikasi persamaan Wyllie pada reservoir minyak dan gas (Russell, 2005).

2.4.5 Parameter Fisika Reservoir “*Lambda-Mu-Rho*”

Parameter Lamé, yaitu *Lambda-Rho* dan *Mu-Rho* (LMR), merupakan parameter-parameter fisika yang dapat digunakan untuk mempertajam identifikasi reservoir minyak dan gas (Goodway, *et al.* 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 simultan. Inversi 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 dianalisa untuk mendiskriminasi litologi reservoir migas dan jenis fluida yang terkandung di dalamnya. Analisa LMR ini diharapkan mampu memberikan informasi mendetail mengenai reservoir hidrokarbon.

Hubungan antara Kecepatan gelombang P dan S dengan konstanta Lamé (λ dan μ) dinyatakan sebagai :

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad (2.12)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2.13)$$

kemudian dengan mensubstitusikannya ke persamaan impedansi gelombang P dan S:

$$I_p = V_p \rho \quad (2.14)$$

$$I_s = V_s \rho \quad (2.15)$$

sehingga diperoleh hubungan :

$$(\lambda + 2\mu)\rho = I_p^2 \quad (2.16)$$

$$\mu\rho = I_s^2 \quad (2.17)$$

$$\text{Sehingga, } \lambda\rho = I_p^2 - 2I_s^2 \quad (2.18)$$

Untuk Hubungan antara parameter elastisitas dengan kecepatan gelombang P, persamaan (2.14) disubstitusikan ke persamaan (2.16):

$$V_p^2 \rho - 2\mu = \lambda \quad (2.19)$$

kemudian jika ada penambahan kecepatan gelombang P yang kecil (ΔV_p) pada persamaan (2.19) maka akan diperoleh sebagai berikut :

$$(V_p + \Delta V_p)^2 \rho - 2\mu = X$$

$$V_p^2 + 2V_p(\Delta V_p)\rho + (\Delta V_p)^2 \rho - 2\mu = X$$

$$V_p^2 - 2\mu + 2V_p(\Delta V_p)\rho + (\Delta V_p)^2 \rho = X$$

Dimana : $X = \lambda + \Delta \lambda$

$$\text{Sehingga : } \Delta \lambda = 2V_p (\Delta V_p)\rho + (\Delta V_p)^2 \rho \quad (2.20)$$

Begitupun halnya untuk hubungan parameter elastisitas μ dengan kecepatan gelombang S (persamaan. 2.15) dimana setiap penambahan kecepatan gelombang S yang kecil akan diperoleh penambahan μ , sebesar :

$$\Delta \mu = 2 V_s (\Delta V_s)\rho + (\Delta V_s)^2 \rho \quad (2.21)$$

Rigiditas ($\mu\rho$), menggunakan parameter moduli (μ), berfungsi sebagai indikator litologi karena bersifat sensitif terhadap matriks batuan dan tidak dipengaruhi oleh kehadiran fluida. Inkompresibilitas ($\lambda\rho$) tidak secara langsung diukur pada batuan seperti rigiditas. Tetapi, ekstraksi $\lambda\rho$ dilakukan dengan menghilangkan efek rigiditas akibat matriks batuan dan meningkatkan sensitifitas terhadap fluida pengisi pori.

Tabel di bawah menunjukkan pembenaran dan kelebihan penggunaan parameter rigiditas dan inkompresibilitas dalam analisis petrofisika yang dikemukakan oleh Bill Goodway tahun 2001 untuk mendeterminasi antara lempung (*shale*) dan pasir terisi gas (*gas sand*).

Tabel 2.2. Analisa petrofisika menggunakan *Lamé Parameter* (λ) (Goodway, 2001).

	Vp (m/s)	Vs (m/s)	ρ (g/cc)	Vp/Vs	$(Vp/Vs)^2$	σ	$\lambda+2\mu$	μ
<i>Shale</i>	2898	1290	2.425	2.25	5.1	0.38	20.37	4.035
<i>Gas Sand</i>	2857	1666	2.275	2.9	2.9	0.24	18.53	6.314
<i>Avg. change</i>	1.4%	25%	6.4%	27%	55%	45%	9.2%	44%

(modulus λ , μ dalam satuan Gpa)

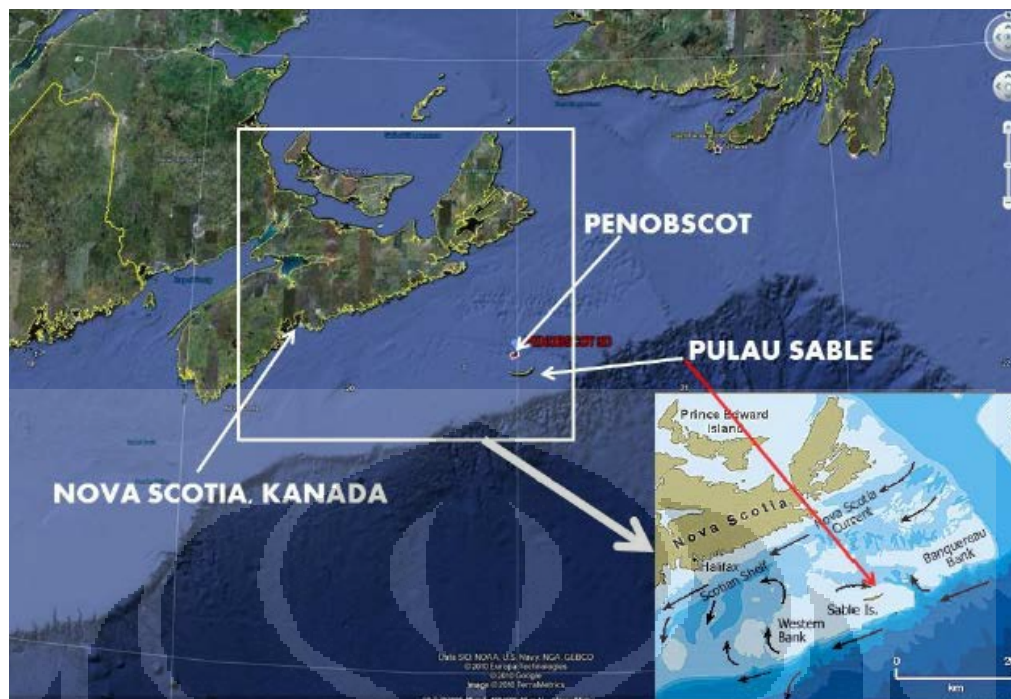
Kecepatan gelombang P (V_p) dipengaruhi oleh λ dan μ . Efek dari penurunan harga λ sebagai respon langsung dari porositas gas sering berlawanan dengan kenaikan harga μ dari *capping shale* ke *gas sand*. Sehingga dengan mengekstrak λ

dari V_p dan mengkombinasikannya menjadi perbandingan λ/μ , persentasi perubahannya menjadi sangat jauh meningkat antara shale dan gas sand. Dari sini kita dapat memanfaatkan parameter ini sebagai parameter yang paling sensitif untuk mendeskriminasi kehadiran gas dalam reservoir.

2.5 Studi Geologi Daerah Penelitian

Propinsi Nova Scotia, Canada merupakan wilayah yang sedang gencar dilakukan eksplorasi hidrokarbon. Wilayah ini memiliki beberapa lapangan yang sedang dilakukan explorasi, salah satunya adalah Lapangan Penobscot, berada di propinsi Nova Scotia bagian tenggara. Lapangan Penobscot terletak pada Cekungan Scotia yang berada di wilayah Samudera Atlantik bagian utara. Secara detail, lapangan ini berada pada 25 km NW dari pulau Sable dengan kedalaman air 50 hingga 150 meter. Prospek hidrokarbon terletak pada subbasin Sable, di sebelah Utara Pulau Sable, Nova Scotia, Canada. Prospek ini terletak pada *Missisauga Ridge* yang memisahkan subbasin Abenaki dan subbasin Sable.

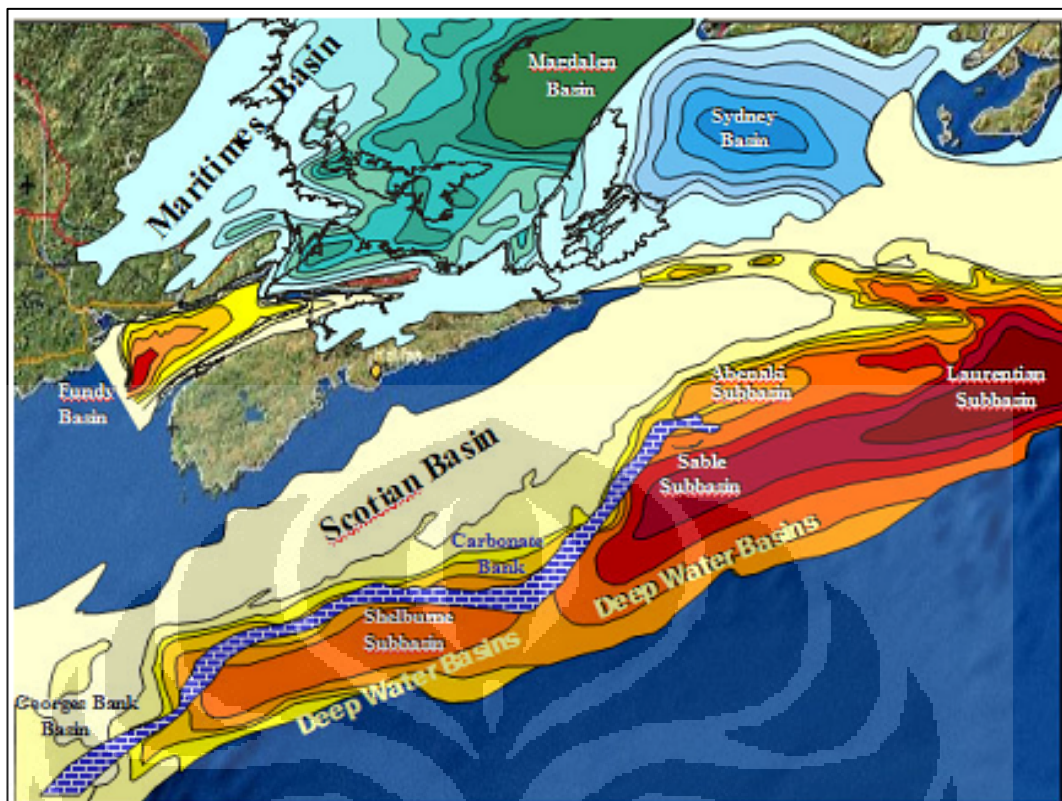
Perusahaan Minyak Petro-Canada Shell telah melakukan pemboran sumur Penobscot L-30 pada September 1976 dengan total kedalaman 4237.5 m pada kedalaman air 138 m (Formasi Abenaki). Analisis Petrofisika dan RFT mengindikasikan adanya *light oil*, *condesate*, dan gas pada lima lapisan batu pasir pada Formasi Missisauga Tengah.



Gambar 2.6. Letak Lapangan Penobscot, Nova Scotia Canada. (Hermawan, 2011)

2.5.1 Geologi Regional Lapangan Penobscot

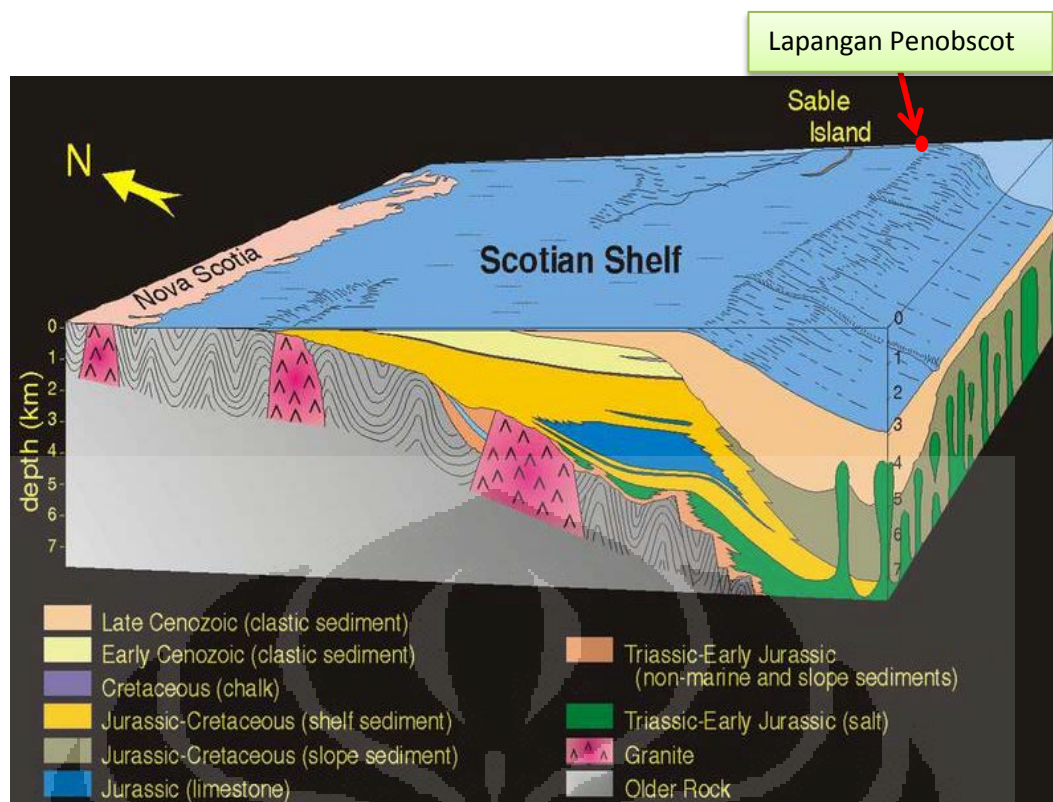
Cekungan Scotia dengan total luas $\pm 300.000 \text{ km}^2$, terletak pada wilayah *offshore* Nova Scotia dengan panjang sekitar 1200 km dari perbatasan Yarmouth Arch / Amerika Serikat pada posisi Barat Daya ke *Uplift Avalon* di *Grand Banks - Newfoundland* pada posisi timur laut. Cekungan ini terbentuk pada daerah *passive continental margin* yang terbentuk selama retakan Pangea hingga pembentukan Atlantik. Retakan Pangea yang memisahkan Amerika Utara dengan Benua Afrika berlangsung pada periode Triassic pertengahan, kemudian membentuk cekungan yang terisi oleh lapisan paling awal berupa sedimen *fluvial* dan *lacustrine* serta intrusi batuan vulkanik. Pada periode Jurassic awal, cekungan secara bertahap terisi oleh batuan klastik dan karbonat dan berkembang menjadi lautan sepenuhnya pada periode Jurassic pertengahan yang memicu terbentuknya susunan *alluvial plain*, delta, dan pembentukan karbonat.



Gambar 2.7. Skema Peta Scotian Basin dan area disekitarnya beserta elemen struktur.

(Nova Scotia Department of Energy, 2011)

Kenaikan permukaan air laut disertai terjadinya pembentukan platform karbonat, mengakibatkan lingkungan karbonat ditutupi oleh serpih (*shale*), yang kemudian terbentuk kembali pada periode Jurrasic akhir. Pengendapan pada periode Cretaceous didominasi oleh serangkaian batu pasir yang tebal dari tipe *deltaic*, *strand plain*, *carbonate shoal*, dan suksesi paparan laut dangkal. Fluktuasi relatif permukaan air laut pada periode Tersier mengakibatkan *unconformity* pada lapisan sedimen. Lapisan tersebut tererosi oleh aliran fluvial yang membawa sedimen menuju ke *abyssal plain*. Pada periode Kuartar, terdapat deposit sedimen laut dan *glacial* pada bagian luar paparan.



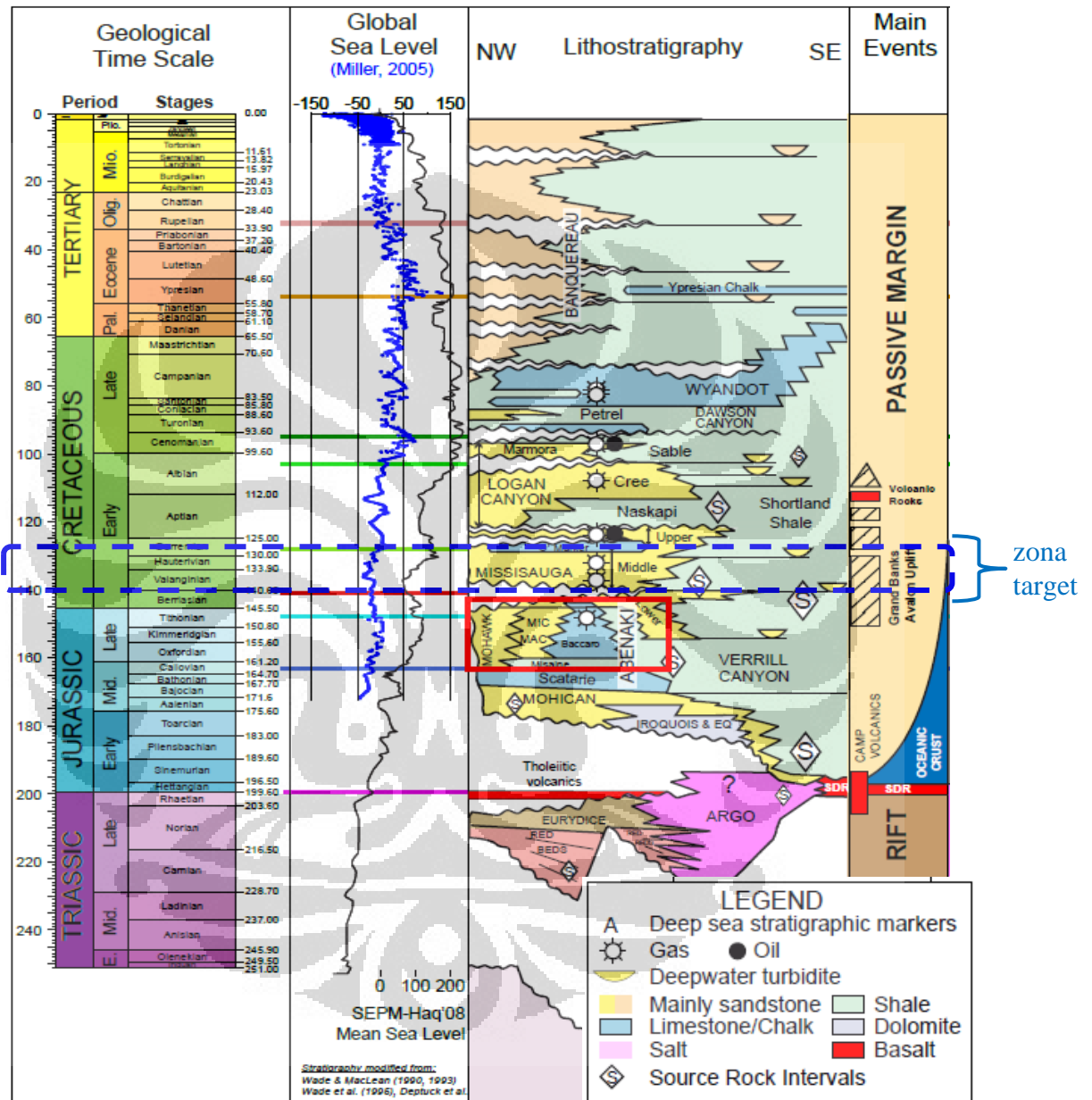
Gambar 2.8. Skema 3D Geomodel Scotian Shelf
(Wade, 2007).

2.5.2 Stratigrafi Lapangan Penobscot

Interval stratigrafi pada penelitian ini dibatasi oleh periode *Early Cretaceous* pada masa valanginan sampai *Early Cretaceous* pada masa Barremian yaitu sekitar 140 sampai 125 juta tahun yang lalu. Pada interval stratigrafi ini terdapat formasi Mississauga tengah yang menjadi target penelitian. Formasi ini terbentuk dari *limestone* serta *sandstone* yang memiliki sekuens seismik yang kompleks dan menonjol. Formasi Mississauga sendiri memiliki 11 anggota (subformasi/marker geologi) yang secara lateral ekuivalen dengan waktu yaitu : *Upper Mississauga*, *"0" Limestone*, *Base "0" Limestone*, *Sand #1*, *Sand #2*, *Sand #3*, *Sand #4*, *Sand #5*, *Sand #6*, *Sand #7*, *Lower Mississauga / Mic Mac*.

Di bawah Formasi Mississauga terdapat formasi Abenarki, pada formasi ini juga terindikasi adanya Hidrokarbon. Interval stratigrafi pada formasi Abenarki dibatasi oleh periode Jurassic pertengahan pada masa Callovian sampai akhir Jurassic pada masa Tithonian yaitu sekitar 161.5 sampai 148.0 juta tahun yang lalu. Formasi ini terbentuk dari *limestone* khusus yang memiliki sekuens seismik

yang kompleks dan menonjol. Formasi Abenaki memiliki empat anggota (subformasi) yang secara lateral ekuivalen dengan waktu yaitu : *Scatarie*, *Misaine*, *Baccaro*, dan *Artimon*.



Gambar 2.9. Kolom Stratigrafi daerah penelitian. Kotak putus-putus warna biru menunjukkan zona target penelitian. (Nova Scotia Department of Energy, 2011)

a. 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.

b. 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.

c. 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.

d. 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.

e. Formasi Abenaki

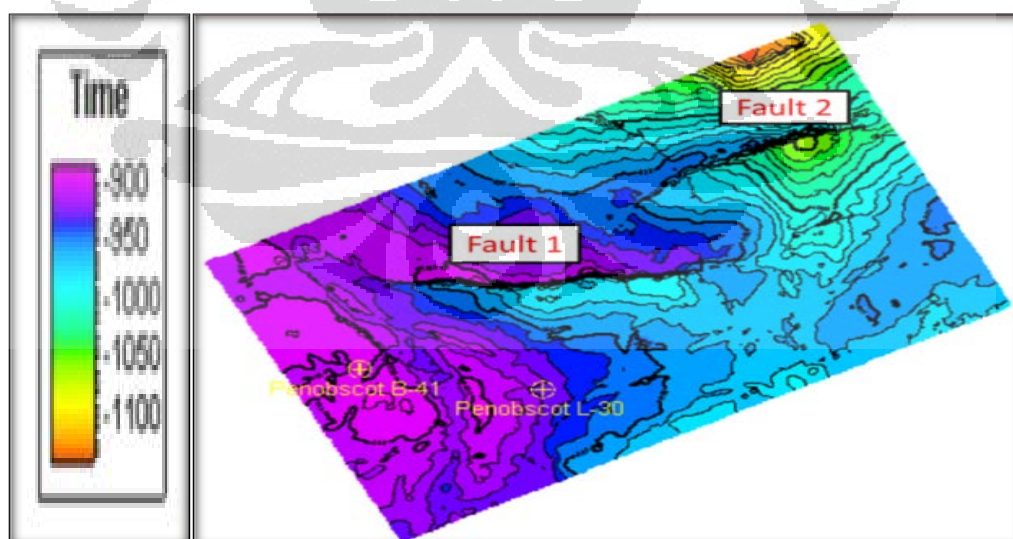
Formasi Abenaki dibagi menjadi empat bagian: Scatarie, Misaine, Baccaro, dan Artimon. Formasi ini terbentuk dari *limestone* khusus yang memiliki sekuens seismik yang kompleks dan menonjol. Bagian paling baik yang bisa dikembangkan dari Formasi ini adalah pada *hinge zone* antara *platform* LaHave,

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 depositer ke arah Barat dari subbasin Laurentian ke subbasin Sable.

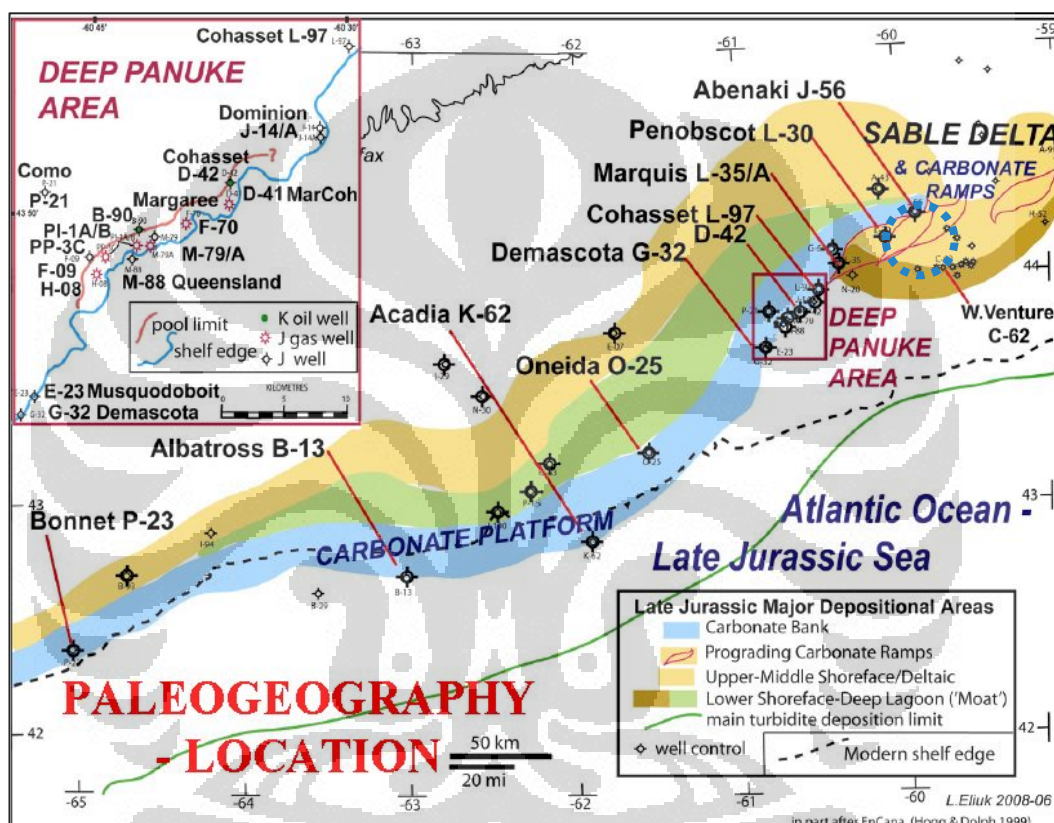
2.5.3 Struktur Lapangan Penobscot

Struktur Penobscot berada pada Missisauga *Ridge* yang memisahkan subbasin Abenaki dan subbasin Sable. Terdapat dua patahan (*fault*) besar dengan posisi patahan pertama berada pada bagian Barat Daya dan yang kedua berada pada posisi Timur Laut. arah dari kedua patahan tersebut adalah Barat Laut - Tenggara. Patahan yang mengontrol (*Controlling Fault*) kedua patahan tersebut adalah patahan yang aktif pada masa Paleosen dan muncul membesar sampai periode Jurassic dimana patahan tersebut menerus sampai puncak dari tepian *reef* yang mempunyai potensi keberadaan hidrokarbon.



Gambar 2.10. *Time structure* pada formasi Main Chalk dalam seismik 3D (Nova Scotia Department of Energy, 2011).

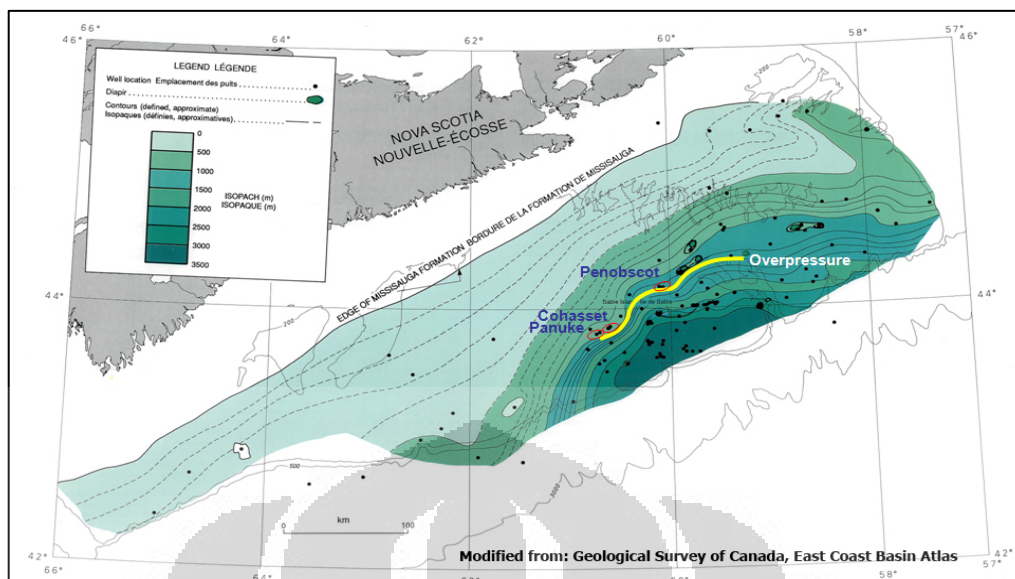
Lapangan Penobscot terletak pada jalur Mega Platform Karbonat yang menjalar sepanjang tepian selatan Canada sampai sebelah timur laut Florida-Bahamas. Karena terdapat pengaruh pengendapan klastik oleh Delta Sable, struktur lereng dari tepian karbonat mengalami progradasi. Hal ini juga dikontrol oleh permukaan air laut yang terus meningkat sehingga memicu terjadinya pengendapan klastik dan mengakibatkan tingginya puncak tepian karbonat dan lereng yang landai.



Gambar 2.11. Peta skema Paleogeography. Lokasi lapangan Penobscot ditandai dengan lingkaran putus-putus warna biru. (Nova Scotia Department of Energy, 2011).

2.5.4 Petroleum System Lapangan Penobscot

Lapangan Penobscot terletak miring ke atas pada area *geopressure* Lapangan minyak Cohasset dan Panuke yang telah berproduksi pada pertengahan tahun 1990. Terdapat 23 penemuan penting gas, kondensat, dan *light oil* di paparan Scotia yang terletak esebagian besar dalam *Sable Sub Basin*.



Gambar 2.12. Peta *Isopach* formasi Missisauqua (geological survey of Canada, 2009).

2.5.4.1 Batuan Induk dan Migrasi

Adanya Missisauqua *Ridge* menyebabkan hidrokarbon yang tergenerasi akan bermigrasi ke arah Utara dan Selatan struktur Penobscot. Batuan induk diprediksi berada pada area Verril Canyon dan Anggota Misaine (*Shale Dominated*) yang diduga dekat dengan bagian atas *oil window*.

2.6.4.2 Reservoir dan *Trap*

Reservoir hidrokarbon pada lapangan Penobscot diprediksi berada pada Formasi Missisauqua Tengah dan Baccaro dari Formasi Abenaki. Formasi Missisauqua berisi lapisan pasir yang lebih tebal daripada bagian bawahnya dengan porositas rata-rata sekitar 20% dan permeabilitas rata-rata 120 mD. Studi penelitian ini lebih difokuskan pada reservoir *sandstone* yang berada pada formasi Missisauqua tepatnya anggota Sand. Missisauqua merupakan bagian dari platform *sandstone* sepanjang paparan Scotia dan telah terbukti produktif pada bagian Barat Daya Lapangan Deep Panuke. *Basement faulting* yang terjadi sepanjang Missisauqua *Ridge* memberikan jalur untuk air hidrotermal yang dapat membentuk prositas yang baik. Sedangkan *trap* atau batuan penutup sebagai perangkap hidrokarbon diprediksi berupa serpih klastik dari Sable *Delta* yang pengendapannya berlangsung pada periode akhir *Jurassic*.

BAB 3

PENGOLAHAN DATA

3.1 Persiapan Data

Data yang digunakan dalam penelitian ini terdiri dari :

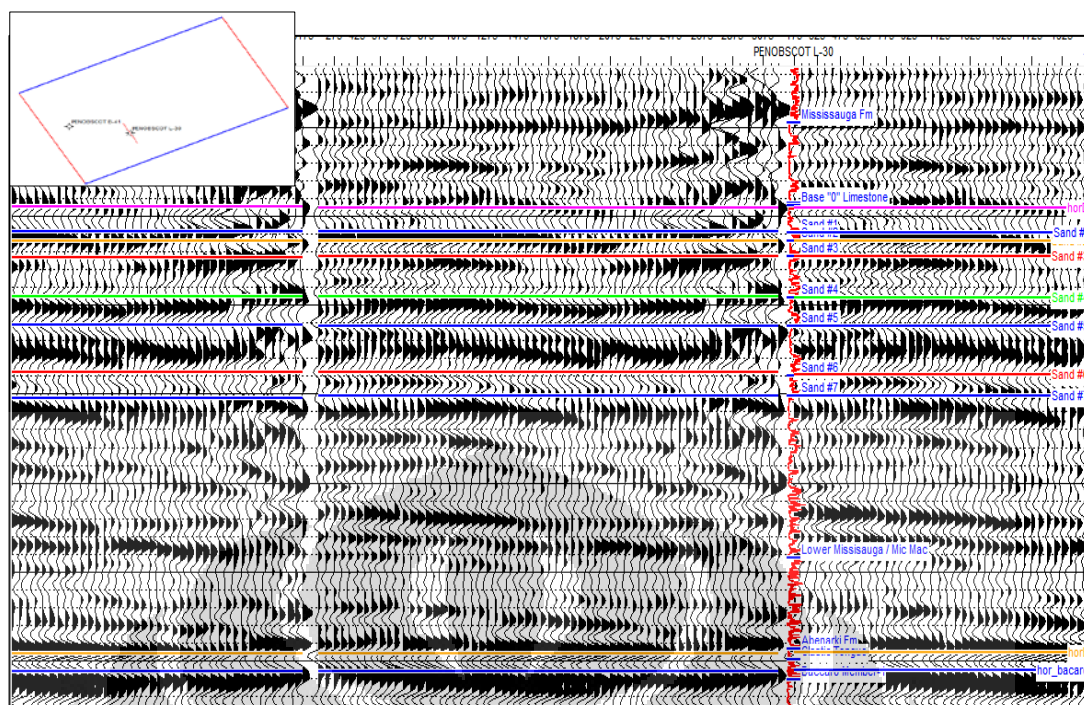
1. Data seismik, berupa 2D dan 3D *Pre-stack gather*
2. Data sumur, terdapat 2 buah sumur yaitu L-30 dan B-41.

Data yang tersedia meliputi data log sonik atau log kecepatan gelombang P, dan log densitas. Sebagai data pelengkap tersedia juga data log *Neutron*, log *gamma ray*, dan data *marker*.

3.1.1 Deskripsi Data Seismik

Data set Lapangan Penobscot dibuat menjadi data publik oleh badan yang mengambil alih lapangan tersebut yaitu *Nova Scotia Department of Energy* dan *The Canada Nova Scotia Offshore Petroleum Board (CNSOPB)*. Data seismik lapangan Penobscot, Canada berupa 3D *CDP gather (pre-stack time migration)* yang berjumlah total 19.280 *gather* dan telah dikoreksi NMO (*normal moveout*) dengan format *.SEG Y.

Data publik pada lapangan Penobscot memiliki cakupan areal seluas 86.616 km² (7,2 x 12,03 km) pada wilayah *offshore*. Data seismik 3D terdiri atas *stacking bins* dengan *trace (crossline, X)* pada arah timur-barat dan *line (inline, Y)* pada arah utara-selatan. Jumlah *inline* 601 (1000-1600) dengan jarak antar spasi 12,01 meter dan *xline* 482 (1000-1481) dengan jarak antar spasi 25,01 meter. Nilai *longitude* dan *latitude* telah dikonversi menjadi nilai X dan Y (dalam meter).



Gambar 3.1. Data CDP Gather Lapangan Penobscot

3.1.2 Data Sumur

Lapangan ini terdiri dari beberapa sumur namun yang tersedia untuk data publik hanya 2 sumur sehingga penelitian ini hanya menggunakan dua sumur vertikal. Sumur yang dipakai dalam penelitian ini adalah L-30 yang memiliki koordinat X = 734338.8600; Y = 4893837.8700 dan *depth* 4251 meter, sedangkan sumur kedua yaitu B-41 yang memiliki koordinat X= 731133.46; Y= 4894307.87 dan *depth* 3450 meter.

Tabel 3.1. Informasi sumur L-30 dan B41

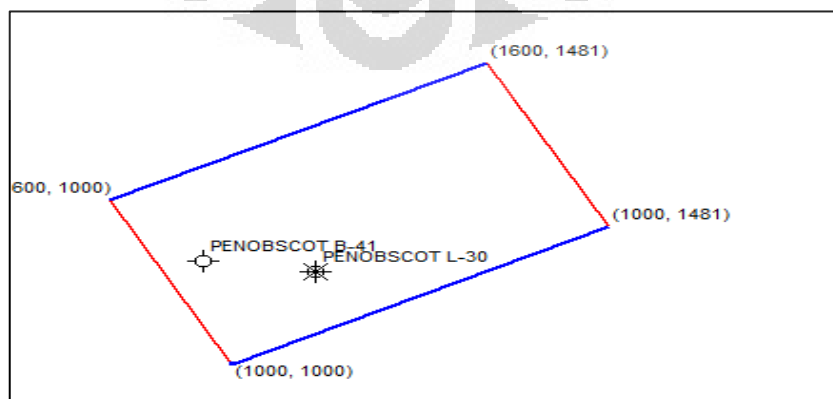
Nama Sumur	L-30	B-41
Kordinat X	734338.8600	731133.46
Kordinat Y	4893837.8700	4894307.87
<i>inline</i>	1284	1316
<i>xline</i>	1046	1071
CDP	1493	16942
Kedalaman (<i>depth</i>) (meter)	4251	3450
Jenis sumur	<i>Oil and gas well</i>	<i>Dry hole</i>

Informasi yang terdapat pada kedua data sumur tersebut antara lain *Depth*, *log density*, *log sonic*, *log gamma ray*, *log Neutron*, *P-wave velocity*, *SP*, *resistivity*, *porosity neutron*, dan *caliper*. Log densitas dan log sonic digunakan untuk melakukan pengikatan data sumur dengan data seismik. Data log lainnya digunakan untuk mendukung interpretasi dan permodelan.

Tabel 3.2. Ketersediaan data sumur pada lapangan Penobscot

Log	Penobscot B-41	Penobscot L-30
Depth	√	√
CALD	√	√
CALS	√	√
DRHO	√	√
DT	√	√
GRD	√	√
GRS	√	√
ILD	√	√
ILM	√	√
LL8	√	√
NPHISS	√	√
NPHILS	x	√
RHOB	√	√
SP	√	√

Data sumur L-30 adalah sumur yang telah terbukti mengandung hidrokarbon (minyak dan gas), sedangkan B-41 adalah sumur yang tidak mengandung hidrokarbon (*dry hole*). Namun, data sumur B-41 tetap digunakan untuk dikorelasikan dengan sumur L-30. Lokasi sumur L-30 dan B-41 dapat dilihat pada Gambar 3.2.



Gambar 3.2. Base map lokasi sumur pada area penelitian

3.1.3 Data Marker

Data *marker* merupakan data yang menunjukkan zona lapisan baik yang diprediksi potensial mengandung hidrokarbon maupun yang tidak. Dibuat dengan mengkorelasi data sumur yang tersedia, sehingga terlihat kontinuitas zona antar *well*. Data marker yang tersedia bisa dilihat pada tabel 3.3.

Tabel 3.3. Data Horizon berdasarkan top formasi Lapangan Penobscot

Nama Formasi	Nama marker geologi	sumur (meter)	
		L30	B41
Quaternary/Pleistocene/Banquereu Fm.		167.3	147.8
	Main Chalk	867.2	858.7
	Transitional Zone	940.6	965.6
Dawson canyon Fm.		984.5	1001.2
	Petrel member	1078	1099.9
	Lower Dawson canyon	1094.6	1114.5
Logan Canyon Fm.		1137	1157.6
	Mid Logan canyon	1712	1761.9
	Naskapi member	2139.1	2139.4
Mississauga Fm.	Upper Mississauga	2251.3	2247.4
	"0" Limestone	2407.9	2409.6
	Base "0" Limestone	2413.6	2415.1
	Sand #1	2478.1	2486.7
	Sand #2	2499.7	2510.1
	Sand #3	2543.4	2543.1
	Sand #4	2637.6	2630.5
	Sand #5	2699.1	2697.6
	Sand #6	2795.3	2788.2
	Sand #7	2835.3	2841.8
	Lower Mississauga / Mic Mac	3190.4	3174.9
Abenarki Fm.	Artimon Member	3404.1	3355
	Clastic Tongue	3436.9	3384.3
	Baccaro Member -1	3485.1	3420.5
	Shale Tongue	3697.3	
	Baccaro Member -3	3964.3	
	Shale Tongue	4112.8	

3.1.4 Data Horison

Pada lapangan Penobscot dibuat 12 data picking horizon, yaitu horison A (*seabed*) yang menunjukkan dasar laut, horison B, horison C, horison D, horison E dan lain-lain. Data horison ini menunjukkan event-event seismik yang kuat yang dapat

diindikasikan sebagai bagian atas dari suatu formasi (*top of formation*). Pembagian horizon pada lapangan penobscot dapat dilihat pada tabel 3.4 berikut:

Tabel 3.4. Pembagian horizon pada lapangan Penobscot

Nama Horizon	Nama Formasi	Nama marker geologi	sumur (meter)	
			L30	B41
Horizon A	Quaternary/Pleistocene/Banquereu Fm.	-	167.3	147.8
Horizon B	Dawson canyon Fm.	-	984.5	1001.2
Horizon C	Logan Canyon Fm.	-	1137	1157.6
Horizon D	Mississauga Fm.	Upper Missisauga	2251.3	2247.4
Sand #1	Mississauga Fm.	Sand #1	2478.1	2486.7
Sand #2	Mississauga Fm.	Sand #2	2499.7	2510.1
Sand #3	Mississauga Fm.	Sand #3	2543.4	2543.1
Sand #4	Mississauga Fm.	Sand #4	2637.6	2630.5
Sand #5	Mississauga Fm.	Sand #5	2699.1	2697.6
Sand #6	Mississauga Fm.	Sand #6	2795.3	2788.2
Sand #7	Mississauga Fm.	Sand #7	2835.3	2841.8
Horizon E	Abenarki Fm.	Artimon Member	3404.1	3355

3.2 Pengolahan Data

Pengolahan data secara umum dilakukan menjadi dua bagian, yaitu pengolahan data sumur dan pengolahan data seismik, dimulai dengan pengolahan data sumur untuk uji sensitifitas parameter guna mengidentifikasi daerah anomali. Setelah data sumur diolah kemudian dilakukan pengolahan data seismik. Pengolahan data dilakukan menggunakan *software* Humpson-Russel (HRS), MatLab dan Petrel.

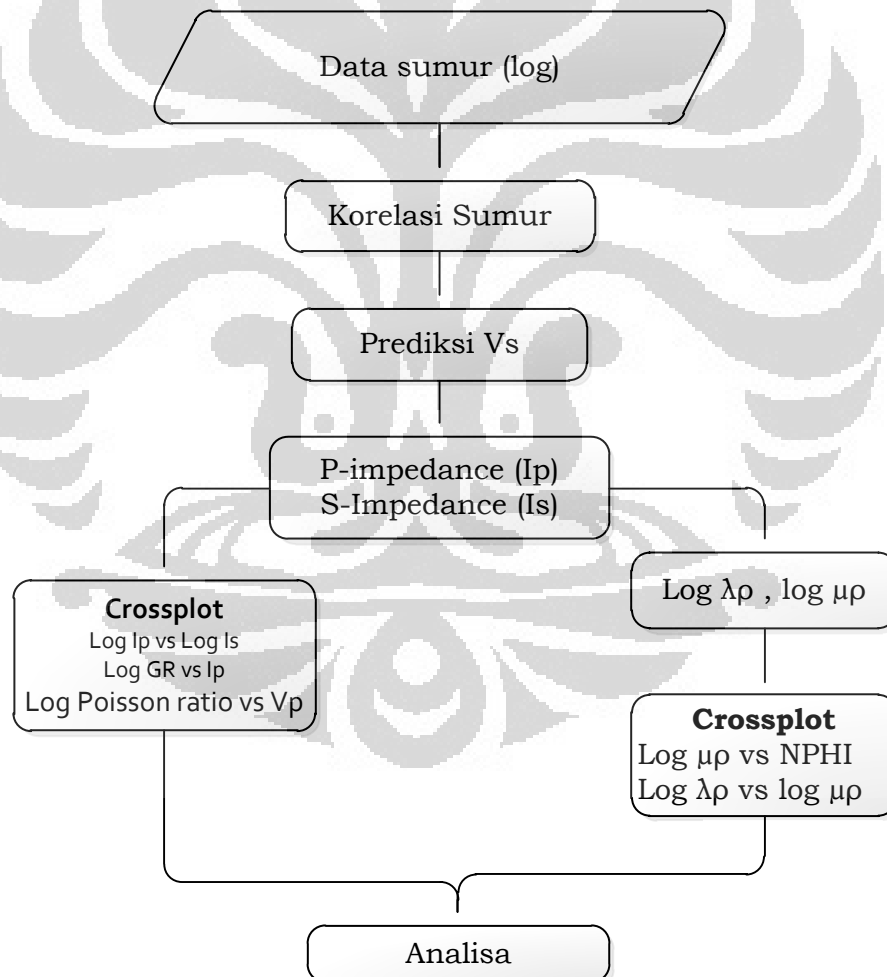
Tahap awal sebelum melakukan pengolahan data baik data log maupun data seismik adalah menentukan daerah atau zona yang akan menjadi target dalam penelitian dengan menganalisis respon log seperti *gamma ray*, *neutron*, densitas. Pada penelitian ini yang menjadi target penelitian adalah reservoir *sandstone* di lapangan Penobscot yang berada pada formasi Missisauga. Reservoir *sandstone* Missisauga dibatasi oleh *marker top Sand #1* dan *bottom Sand #7*.

3.2.1 Pengolahan Data Sumur

Pengolahan data sumur dalam hal ini bertujuan memberikan tanda (*marker*) pada zona-zona yang diindikasikan sebagai lapisan *sandstone*, 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 atau karbonat 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 kecepatan gelombang S (V_s), impedansi P, impedansi S, V_p/V_s , porositas, *poisson ratio*, Lambda-Rho dan Mu-Rho.

Langkah awal yaitu melakukan pengolahan data sumur, secara garis besar alur pengolahan data sumur dapat dilihat dari *flowchart* dibawah ini.



Gambar 3.3. *Flowchart* pengolahan data sumur

Data sumur merupakan salah satu dasar penentu keberhasilan analisis mengingat secara prinsip metode inversi yang akan dilakukan adalah teknik ekstrapolasi informasi data sumur dengan menggunakan data seismik sebagai pemandu utama. Data log dari sumur yang akan diolah antara lain:

1. *Log* Sonik (Vp)

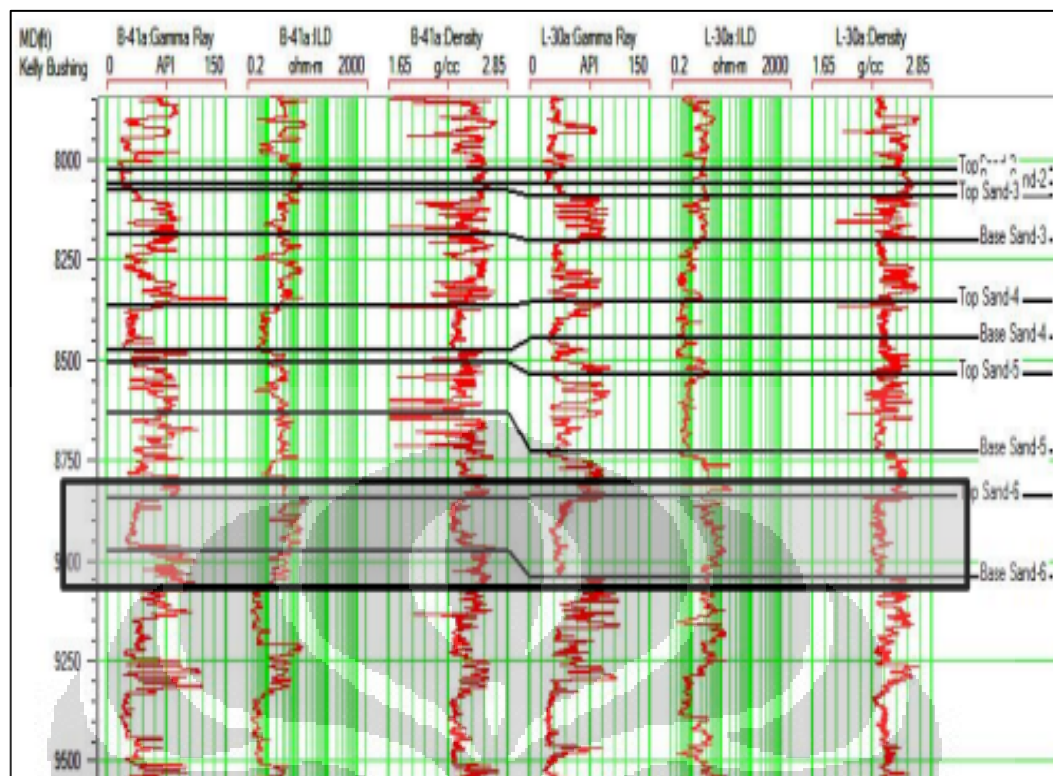
Log ini adalah log pengukuran waktu penjalaran gelombang bunyi dari *source* ke *receiver* pada alat *logging* berupa gelombang longitudinal. Data dari log ini merupakan kecepatan gelombang P (Vp) pada lapisan yang dilewati.

2. *Log* Densitas (RHOB)

Log densitas adalah hasil pengukuran *logging* menggunakan penembakan gamma ray. Alat *logging* akan memberikan respon terhadap gejala foto listrik dan hamburan Compton. Pulsa yang ditangkap akan dicacah untuk perhitungan densitas.

3. *Log Gamma-Ray* (GR)

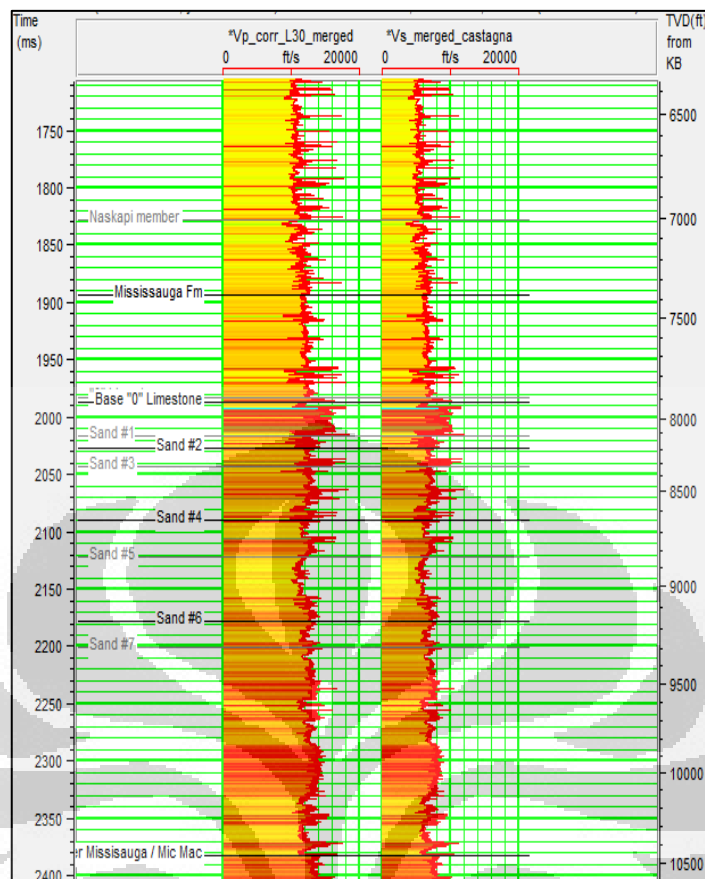
Log gamma ray pada dasarnya adalah log pengukuran radioaktif alami di dalam bumi. Setiap sinar gamma yang terdeteksi akan menghasilkan pulsa elektrik pada alat detektor. Parameter yang digunakan adalah pulsa yang tercatat per satuan waktu. *Log* ini bermanfaat terutama untuk evaluasi *clay volume* atau kandungan serpih pada formasi untuk penentuan lapisan permeabel.



Gambar 3.4. Log GR, Log ILD dan Log Density. Kotak abu-abu transparan menunjukkan keberadaan lapisan pasir.

3.2.1.1 Prediksi Kecepatan Gelombang S (V_s)

Reservoir pada formasi Missisauga pada lapangan penobscot diprediksi memiliki lapisan yang didominasi oleh *sandstone*. Pada tugas akhir ini, penulis melakukan prediksi *S-wave* (V_s) dengan metode Castagna. Metode Castagna yang dipakai untuk prediksi *S-wave* memanfaatkan data log sonic (DT) yang sudah diturunkan menjadi kecepatan gelombang P (V_p). Metode Castagna cocok digunakan untuk jenis lapisan *sand/shale*.



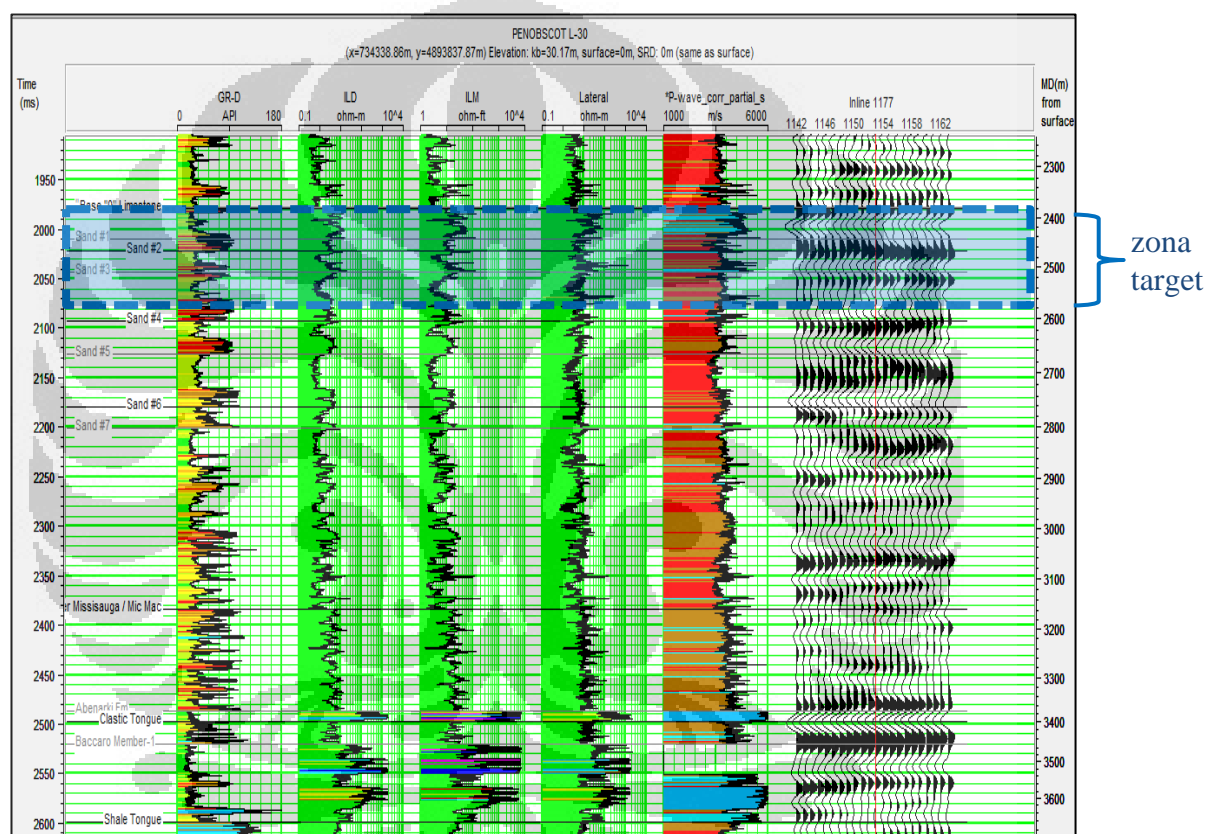
Gambar 3.5. Perbandingan Log Vp dengan Log prediksi Vs metode persamaan Castagna.

3.2.1.2 Cross plot Sumur

Setelah didapat log turunan, langkah selanjutnya yang dilakukan adalah melakukan *cross plot* antara dua log atau dua parameter, namun untuk mendukung hasil interpretasi pada *cross plot* ditampilkan juga komponen dimensi ketiga sebagai informasi tambahan pada parameter log yang *dicross plot*. Dimensi ketiga yang biasa ditampilkan antara lain adalah saturasi air (S_w), resistivitas dan *gamma ray*, biasanya ditampilkan sebagai kategori warna pada *plot* antara kedua parameter.

Tujuan dari *cross plot* data sumur adalah untuk mencari beberapa properti fisik dari sumur yang bisa digunakan untuk membantu membedakan litologi dan identifikasi keberadaan kandungan fluida. *Cross plot* sumur memanfaatkan beberapa data log sumur seperti log P-wave, S-wave, log densitas, log gamma ray

dan log-log petrofisik yang sudah diturunkan. Salah satu tujuan utama dari *cross plot* sumur ini adalah mendapatkan parameter fisik sumur yang paling sensitif dan mempunyai hubungan langsung dengan amplitudo seismik sehingga *inversi* seismik bisa dilakukan. *Log marker* diperlukan dalam *cross plot* sumur untuk memandu interpretasi seismik dan dipakai sebagai batas dalam analisis *cross plot*. *Log marker* yang dipakai pada *cross plot* sumur antara lain adalah *Top-Sand #1*, *Top Sand #2*, *Top Sand #3*, dll.



Gambar 3.6. *Marker* pada data sumur L-30, beserta zona target (kotak warna biru).

Dari hasil krosplot selanjutnya dibuat zona-zona kelompok data hasil dari zonasi tersebut yang ditampilkan dalam bentuk *cross-section* sumur. Berikut adalah krosplot parameter-parameter log yang dilakukan:

1. Krosplot antara *poisson ratio* dengan kecepatan gelombang P digunakan untuk mendapatkan informasi mengenai fluida. Krosplot ini memberikan anomali kehadiran gas namun belum memberikan separasi yang begitu signifikan antara wet model dan gas.

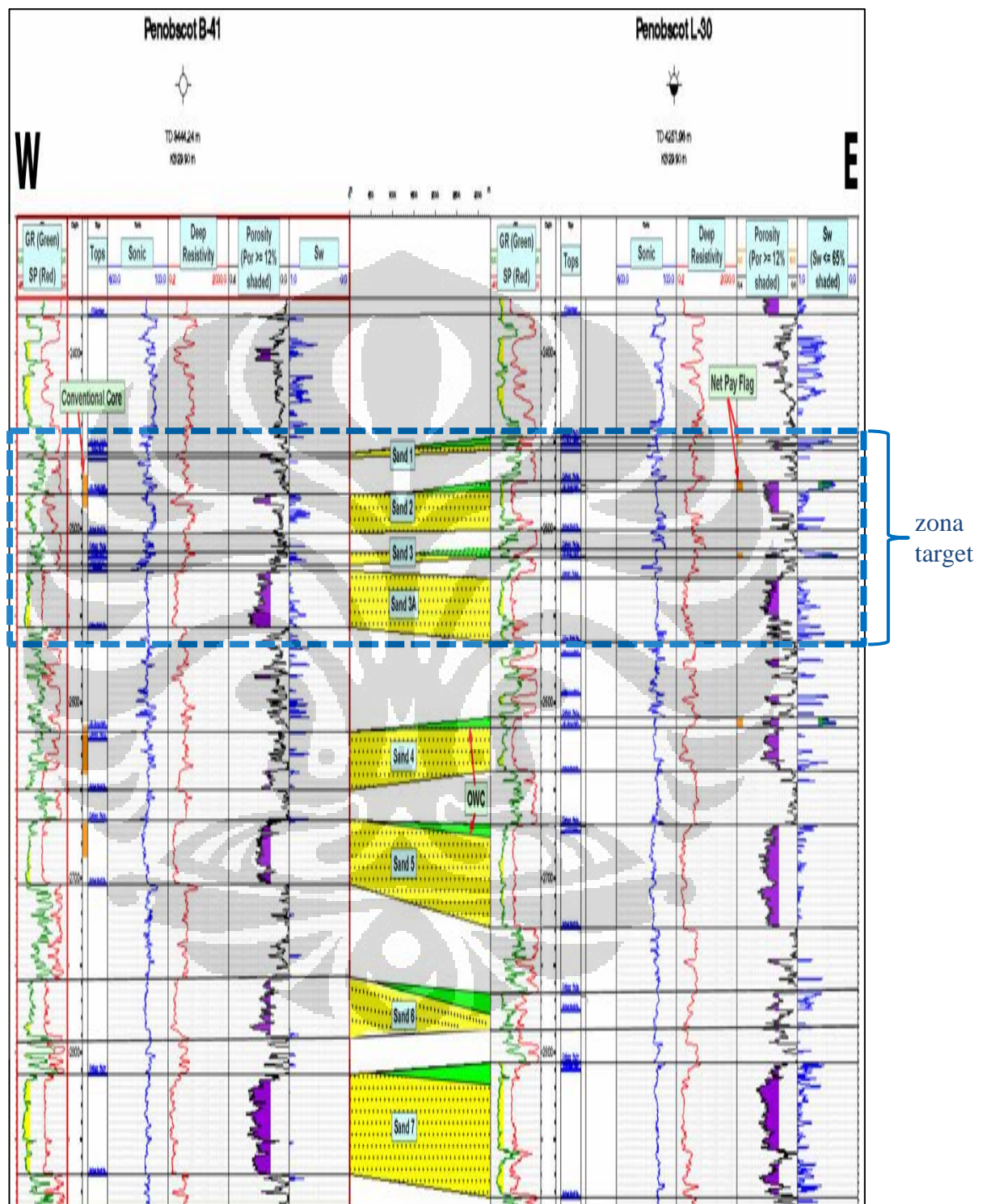
2. Krosplot antara Impedansi gelombang P dengan *gamma ray*. Pada dasarnya krosplot kedua parameter digunakan untuk mendapatkan informasi mengenai fluida dan litologi. Dengan menggunakan *gamma ray cut off* parameter dimensi ketiga S_w dapat dibedakan antara *limestone* yang mengandung hidrokarbon dan *shale* yang *wet* atau yang mengandung air.
3. Krosplot antara impedansi gelombang P (I_p) dan impedansi gelombang S (I_s). Krosplot kedua parameter diharapkan akan memberikan gambaran mengenai fluida dan litologi.
4. Krosplot antara Mu-Rho dan NPHI digunakan untuk melihat gambaran penyebaran porositas pada reservoir. Dari dilihat pola penyebaran porositas sehingga bisa ditentukan *medium* dan *high porosity* dari reservoir tersebut.
5. Krosplot antara Mu-Rho dan Lambda-Rho. Sama halnya dengan krosplot antara impedansi gelombang P (I_p) dan impedansi gelombang S (I_s), krosplot parameter Mu-Rho dengan Lambda-Rho digunakan untuk melihat gambaran litologi dan fluida pada batuan reservoir. Parameter impedansi gelombang P (I_p) dan Lambda-Rho akan berhubungan dengan fluida sedangkan parameter impedansi gelombang S (I_s) dan Mu-Rho berkaitan dengan litologi. Namun secara teoritis parameter Lambda-Rho dan Mu-Rho akan lebih sensitif dalam mendeteksi litologi dan fluida reservoir.

Dari kelima krosplot yang telah dilakukan selanjutnya dilakukan analisa terhadap hasil yang diperoleh, untuk melihat parameter manakah yang paling baik dalam menggambarkan fluida dan litologi daerah target.

3.2.1.3. Korelasi antar sumur (*well correlation*)

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, kondensat dan gas. Namun dikarenakan Formasi Missisauga penyusun utamanya adalah *sandstone* dan *siltstone*, maka densitasnya cenderung seragam. Zona target penelitian berada

pada lapisan *sand 1*, *sand 2* dan *sand 3*. Hasil korelasi antara sumur L30 dengan B41 dapat dilihat pada Gambar 3.7.

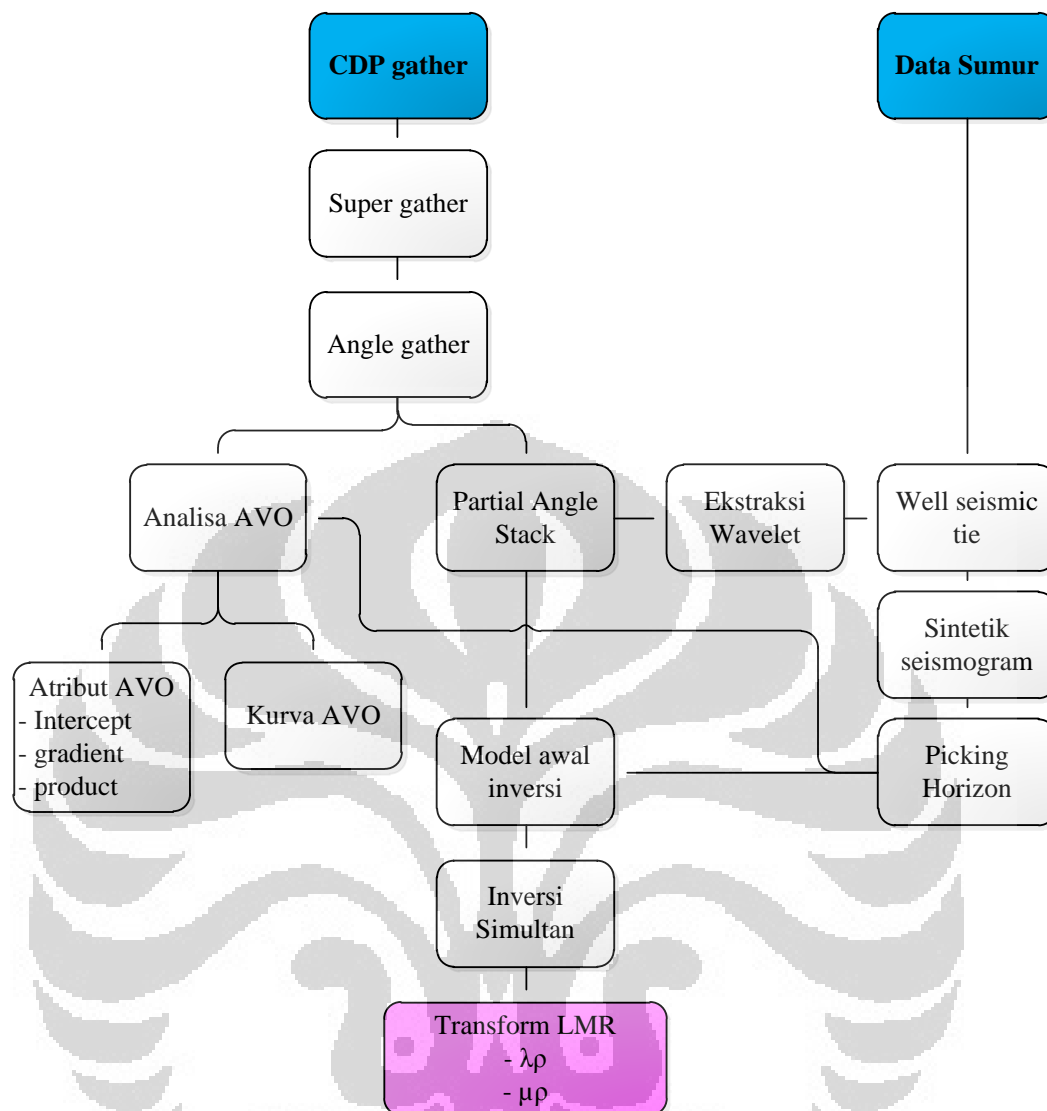


Gambar 3.7. Korelasi sumur L30 dengan sumur B-41 pada zona penelitian pada formasi Missisauga.

(Nova Scotia Department of Energy, 2011)

3.2.2 Pengolahan Data Seismik

Penelitian ini dimulai dari pengolahan data 3D CDP gather yang tersedia dibuat menjadi *super gather*. *Super gather* merupakan proses perataan *trace seismic* yang bertujuan memperkuat respon amplitudo sehingga memperjelas zona target dan meningkatkan *signal-to-noise ratio*. Proses selanjutnya membuat *angle gather*. *Angle gather* pada prinsipnya merupakan proses merubah dari domain *offset* menjadi domain *angle*, *angle gather* dibuat dengan memasukan data kecepatan seismik. Tujuan membuat *angle gather* untuk melihat jangkauan sudut yang dimiliki data seismik. Setelah memperoleh penampang *angle gather*, langkah selanjutnya adalah melakukan analisa AVO, dari analisa AVO akan menghasilkan atribut serta kurva AVO. Dari *angle gather* kemudian membuat *partial angle stack*, berupa *near*, *mid* dan *far angle stack*. *Near angle stack* bernilai 3° - 14° , *mid angle stack* 15° - 26° , dan *far angle stack* 27° - 35° . Tiap-tiap *partial angle stack* kemudian dibuat ekstrak waveletnya serta dilakukan *well to seismic tie*. Kemudian dari ketiga *partial angle stack* disatukan (*merger*) menjadi satu *volume* seismik setelah itu dibuat model awal inversi, dari model awal kemudian dilakukan inversi *model based* dan transform ke LMR. Kemudian dari hasil analisa geologi, LMR dan *crossplot* didapat hasil intepretasi. Diagram alir pengolahan data seismik dapat dilihat pada *flowchart* gambar 3.8 berikut :



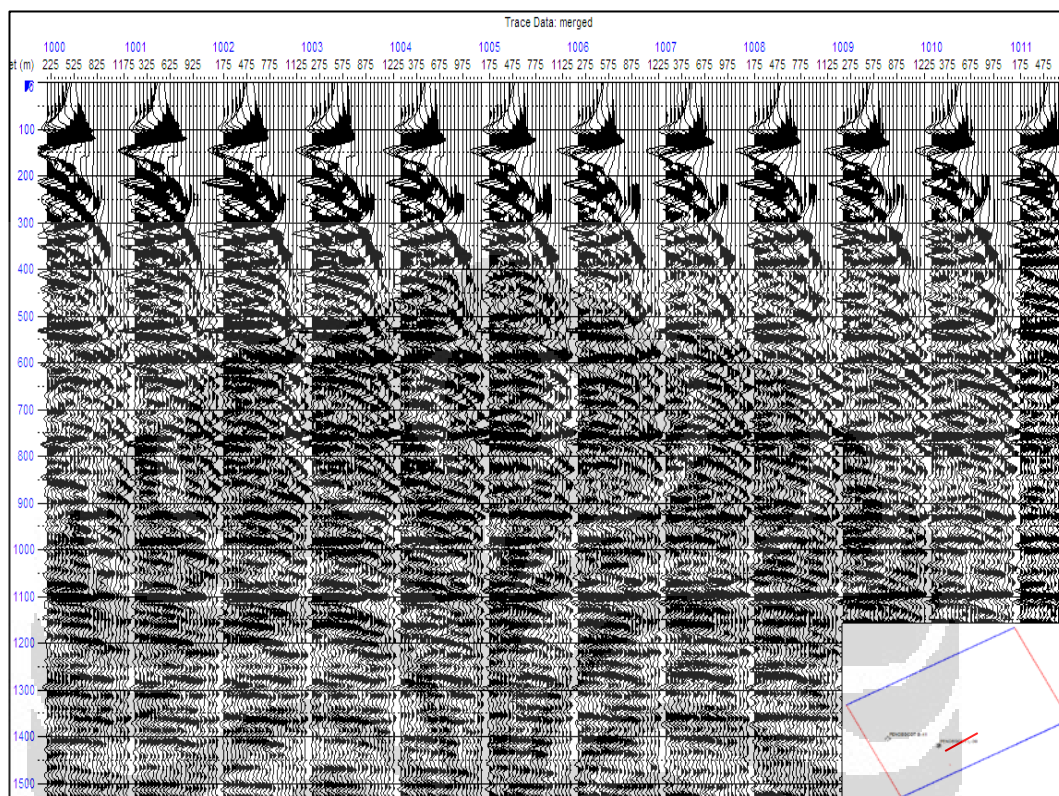
Gambar 3.8. Flowchart pengolahan data seismik.

3.2.2.1 Loading Data CDP Gather

Data seismik yang digunakan dalam penelitian adalah data seismik dalam bentuk CDP gather PSTM (*Pre-Stack Time Migration*) yang telah di-NMO (*normal move out*). Jumlah CDP yang sebanyak 19.280 CDP dengan frekuensi dominan ± 50 Hz dan sample rate 4ms. Gambaran penampang seismik yang dipakai dalam penelitian dapat dilihat pada gambar 3.9. Data seismik yang dianalisa dalam penelitian ini lebih difokuskan pada formasi Missisauga.

Pada tahapan ini, dilakukan proses pengkoreksian geometri pada data CDP gather yang digunakan, memasukan data sumur, dan data horison yang sudah ada.

Setelah tahap ini, maka akan tampak data beserta kekurangan dan kelebihan nya sehingga dapat dilakukan tahapan selanjutnya.



Gambar 3.9. Data CDP Gather Lapangan Penobscot.

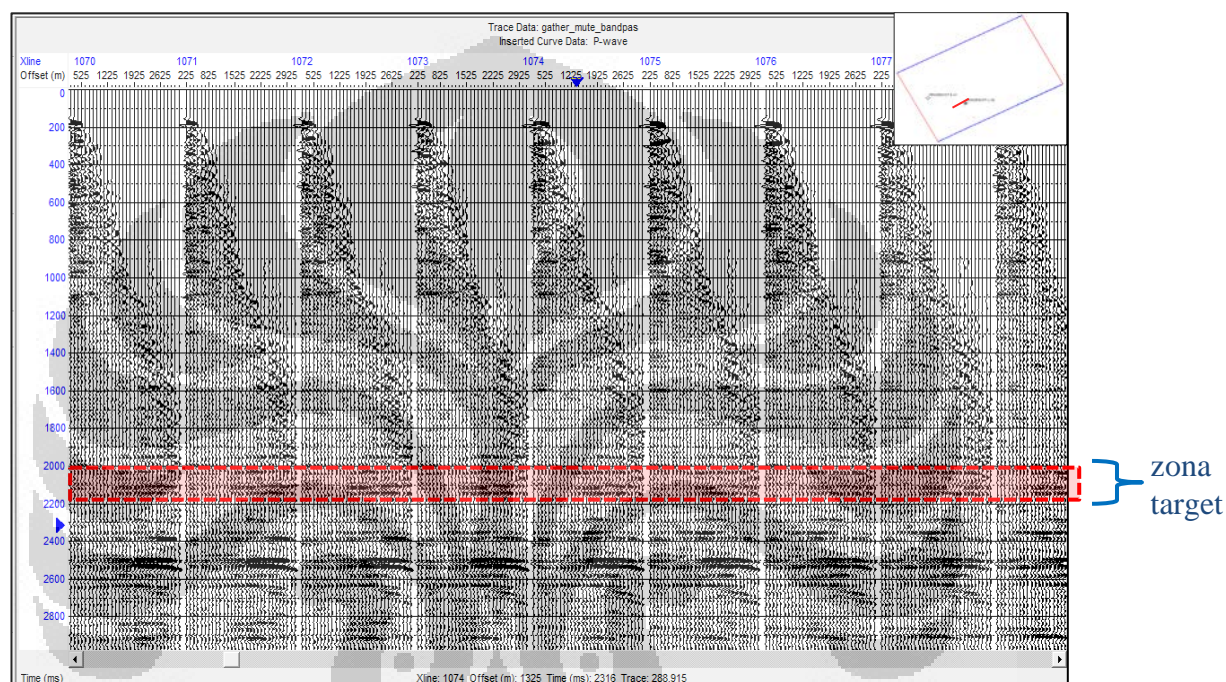
3.2.2.2 Muting

Pada gambar 3.9 diatas, terlihat adanya fenomena *strong amplitude* pada TWT 50 ms 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.

3.2.2.3 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

rentang frekuensi (*frequency band*) dari data seismik. Batasan 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 3.10. Data CDP Gather Lapangan Penobscot setelah dilakukan *Muting* dan *Bandpass filtering*. Zona target ditandai oleh kotak putus-putus warna merah.

3.2.2.4 Analisa *Tuning*

Ketebalan minimum tubuh batuan untuk dapat memberikan refleksi sendiri bervariasi dari $1/8 \lambda - 1/30 \lambda$. Resolusi vertikal tubuh batuan setara dengan $1/4 \lambda$ dalam waktu bolak-balik. Hanya batuan yang mempunyai ketebalan diatas $1/4 \lambda$ yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Ketebalan ini disebut ketebalan *tuning*. Pada penelitian ini ketebalan *tuning* untuk reservoir *sandstone*, dapat dihitung dengan menggunakan data kecepatan pada reservoir yang dapat diketahui dari *log sonic*, dan frekuensi dominan yang terdapat pada data seismik yang dinyatakan dengan hubungan :

Kecepatan (v) = Panjang Gelombang (λ) * Frekuensi (f)

Pada area sumur lapangan Penobscot, dari data log kecepatan gelombang P, reservoir karbonat pada formasi Missisauga memiliki kecepatan rata-rata sekitar 3747 m/s dan frekuensi dominan pada data seismik adalah ± 50 Hz.

Berdasarkan penampang impedansi S, impedansi P, dan penampang Lambda-Rho, zona reservoir terletak pada TWT 2000 ms hingga TWT 2100 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 2000 ms hingga 2100 ms, f adalah frekuensi dominan pada zona TWT 2000 ms hingga 2100 ms.

$$v = 3747 \text{ m/s}$$

$$f = 50 \text{ Hz}$$

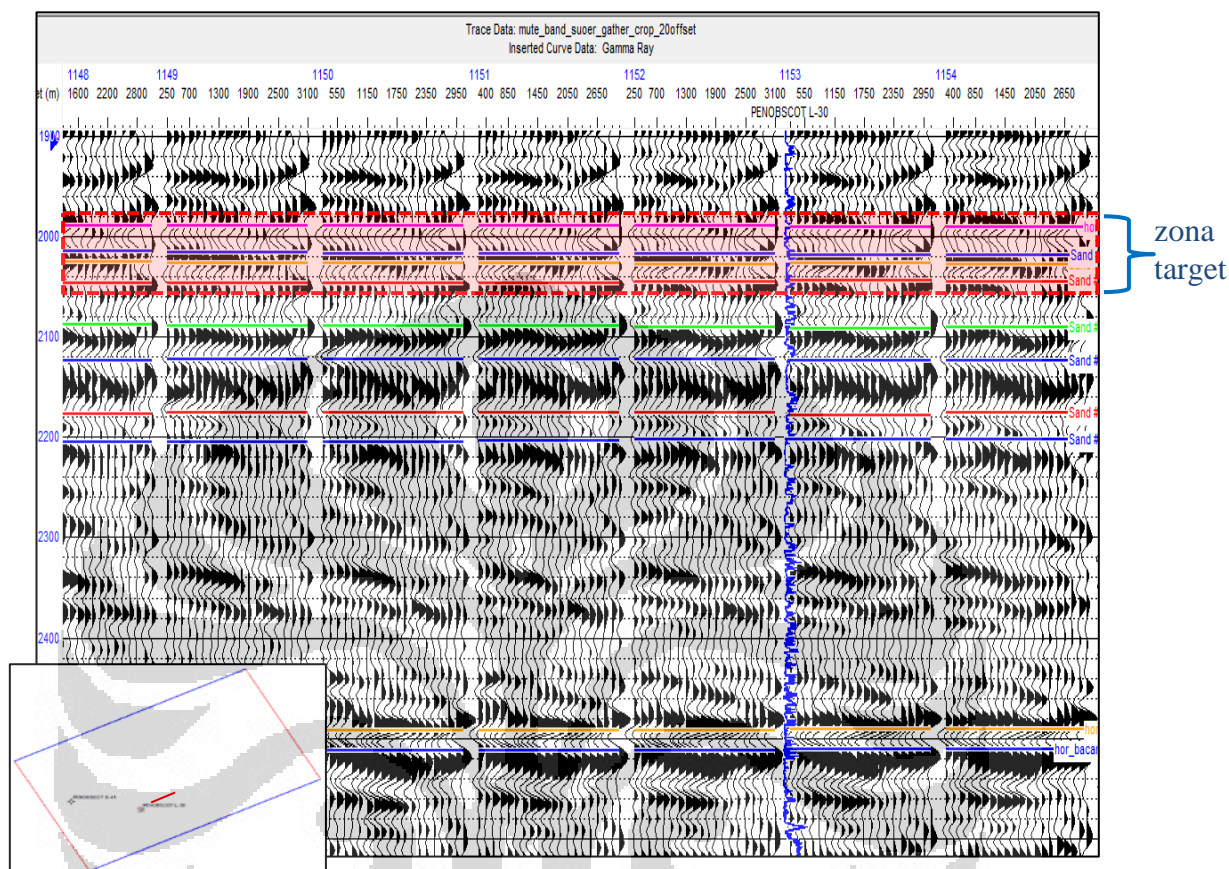
$$\lambda = \frac{v}{f} = \frac{3747}{50} = 74,94 \text{ meter}$$

$$R_{\text{vertikal}} = \frac{1}{4} \lambda = \frac{1}{4} \times 74,94 = 18,735 \text{ meter}$$

3.2.2.5 Pembuatan *Super Gather*

Tahapan selanjutnya adalah membuat *super gather*. Proses *super gather* menganalisis tiap-tiap *trace* dalam CDP *gather* yang tiap-tiap *trace*-nya menggambarkan kisaran nilai *offset*. *Super gather* adalah suatu proses perataan *trace* yang bertujuan untuk memperkuat respon amplitudo. 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 penampang *super gather* ini dapat dilihat pada gambar 3.11.



Gambar 3.11. *Super gather* Lapangan Penobscot beserta zona target (kotak warna merah).

3.2.2.6 Pembuatan *Angle Gather*

Tahapan selanjutnya adalah membuat *angle gather*. *Angle gather* dibuat dari *super gather* dengan memasukan data kecepatan seismik baik kecepatan rata-rata ataupun kecepatan interval, baik itu berasal dari *velocity table* maupun dari data log sonic (*P-wave velocity*). Sedangkan tujuan pembuatan *angle gather* adalah untuk melihat jangkauan sudut yang dimiliki data seismik.

Proses *angle gather* dilakukan untuk membawa tiap-tiap *trace* dalam kawasan *offset* ke kawasan sudut (*angle*), proses ini dilakukan dengan *ray tracing* menggunakan fungsi kecepatan. Dalam program Hampson Russel (HRS) fungsi kecepatan yang digunakan menggunakan persamaan *staright ray* dan *ray parameter* yang secara matematis dituliskan dalam bentuk:

1. Straight ray:

$$\tan \theta = \frac{x}{2d} = \frac{x}{Vt_0} \quad (3.1)$$

dimana : x : offset

d : kedalaman = $\frac{V_{rms}}{2} t_0$

t_0 : two way time

V_{rms} : kecepatan rms

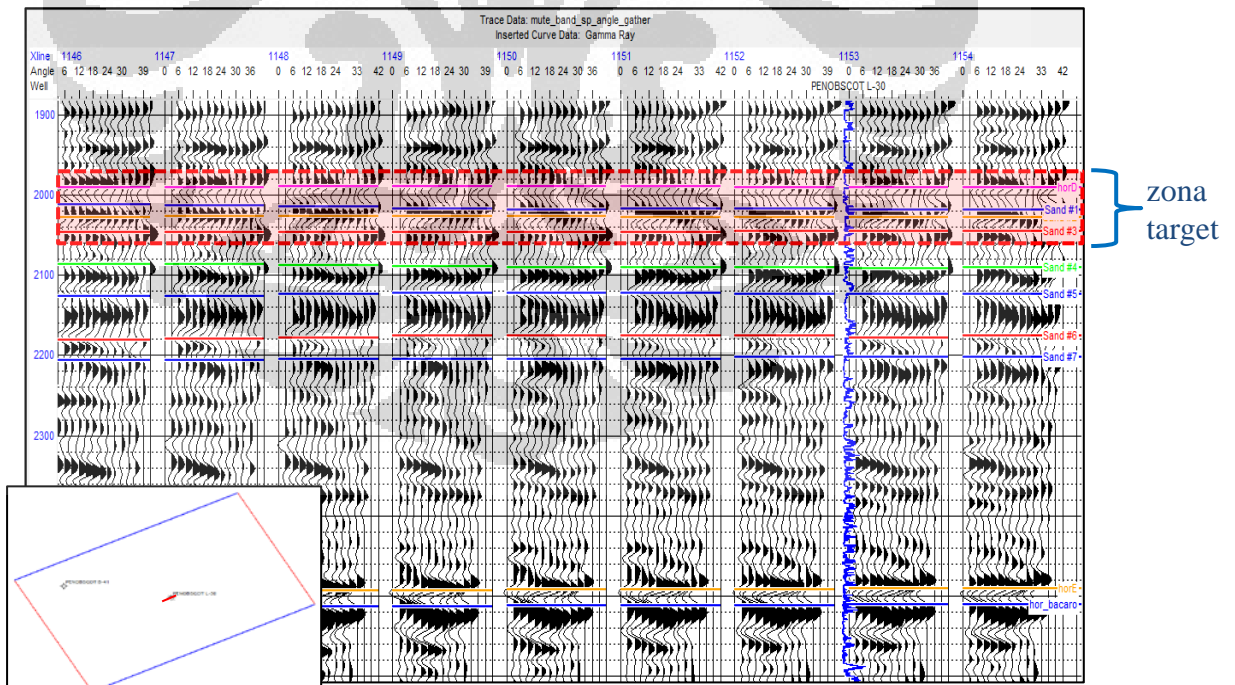
2. Ray parameter

$$\sin \theta = \frac{xV_{int}}{tV_{rms}} \quad (3.2)$$

dimana : V_{int} : Interval velocity

t : waktu total

Pada gambar 3.12, terlihat bahwa jangkauan sudut yang dimiliki data seismik lapangan Penobscot adalah 3^0 sampai dengan 40^0 .



Gambar 3.12. Angle gather lapangan Penobscot

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

3.2.2.7 Proses Analisa AVO

Proses analisa AVO pada penelitian ini menggunakan pendekatan persamaan Shuey *term 2* seperti pada persamaan (3.3) di bawah ini.

$$R(\theta) = A + B \sin^2 \theta + \dots \quad (3.3)$$

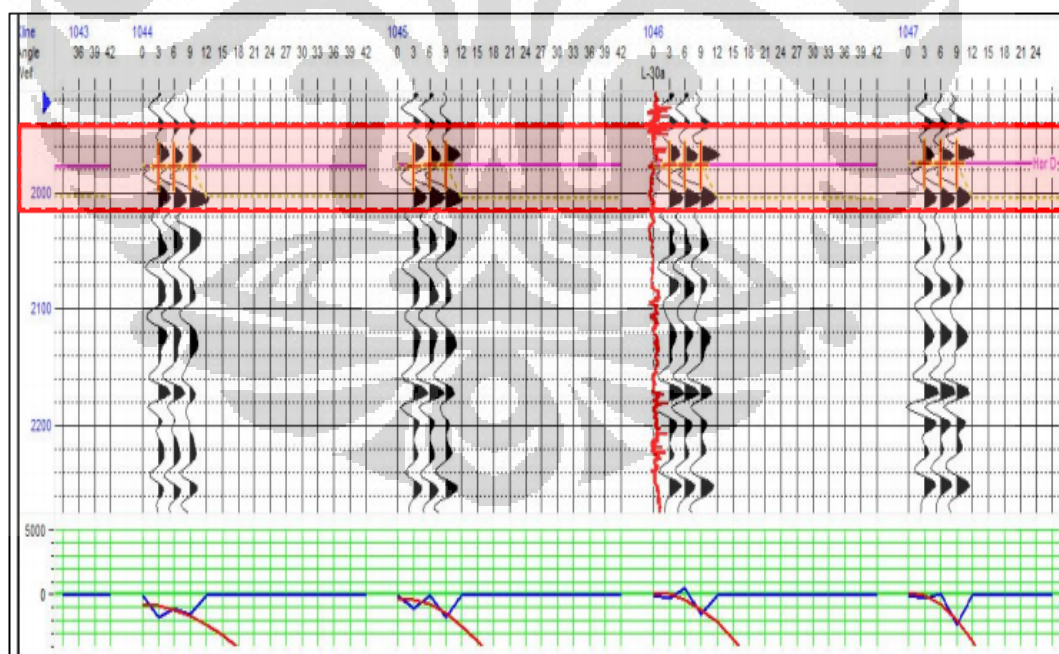
dimana:

A : *intercept AVO*

B : *gradient AVO*

Proses analisa AVO pada *software* HRS dapat dilakukan dengan dua cara, yaitu :

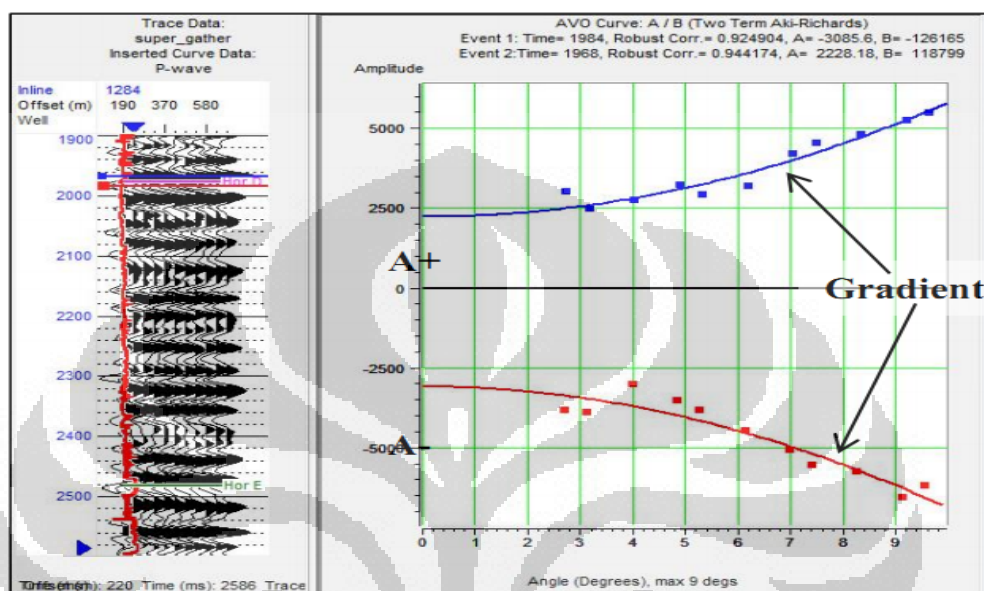
1. *Gradient analysis*
2. *Pick analysis*



Gambar 3.13 Analisa AVO dengan metode *Pick Analysis*.

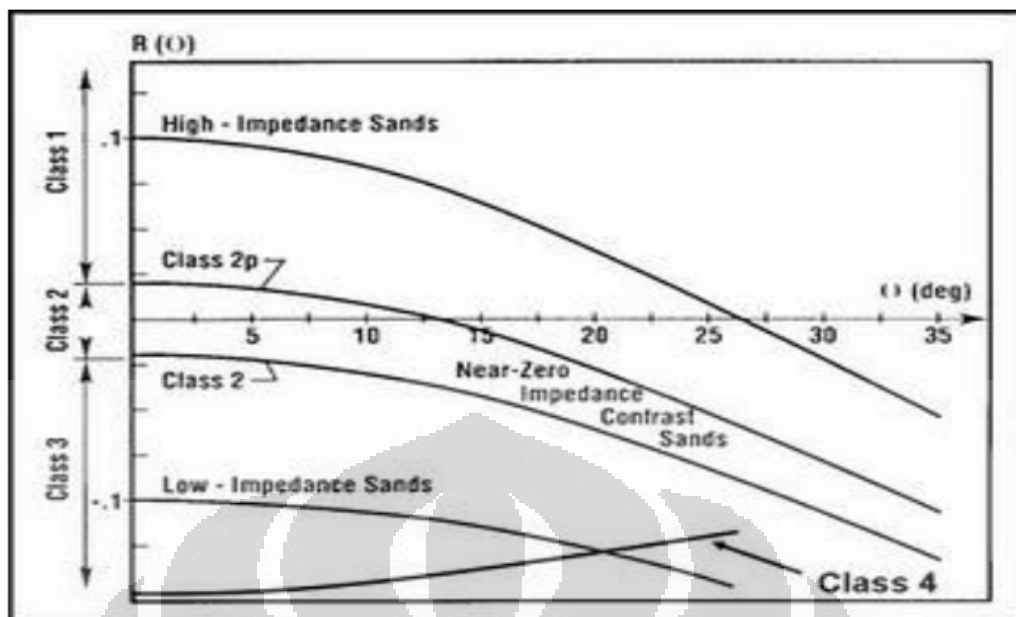
Gambar (3.13) di atas merupakan analisa AVO menggunakan metode *pick analysis*. Metode ini menganalisa anomali AVO pada horizon yang di-*pick* di

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 3.14. Analisa AVO dengan metode *Gradient Analysis*.

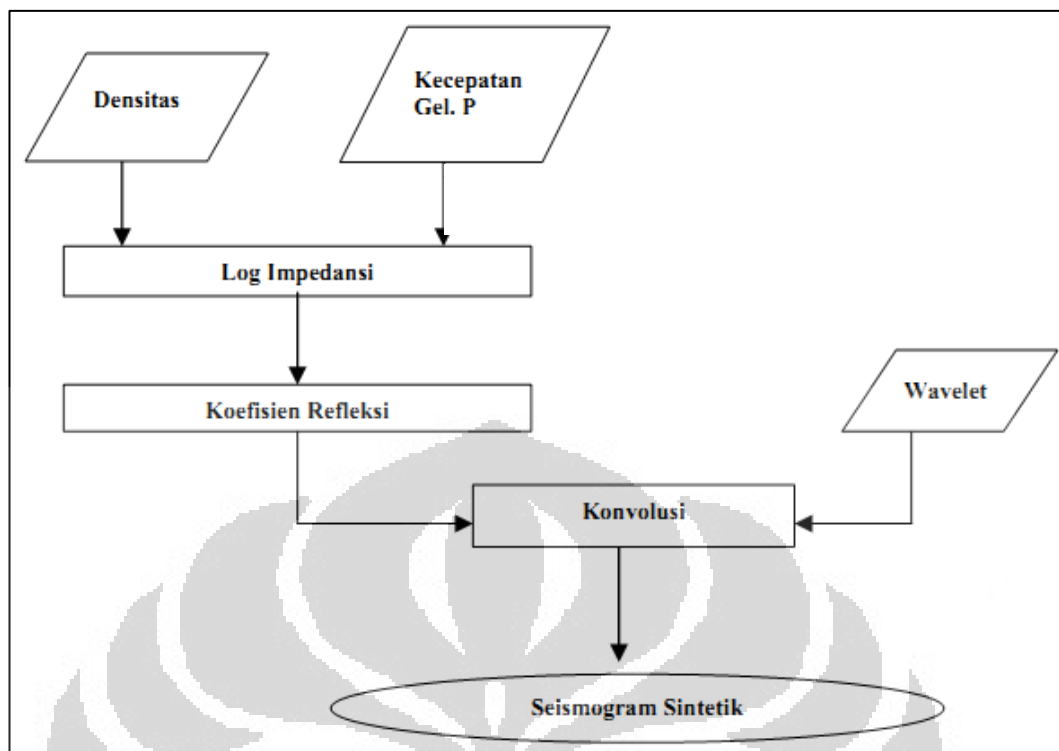
Gambar 3.14 diatas merupakan analisa AVO dengan menggunakan *gradient analysis*. Pada gambar diatas terlihat bahwa jika kita mem-plot nilai-nilai amplitudo (baik *peak*-merah maupun *trough*-biru pada *CDP gather*) sebagai fungsi dari *offset* atau sudut tembak $\sin^2 \theta$, maka kita akan memperoleh 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).



Gambar 3.15. Klasifikasi anomali AVO pada batuan pasir gas hasil modifikasi Castagna (Russel, 2005).

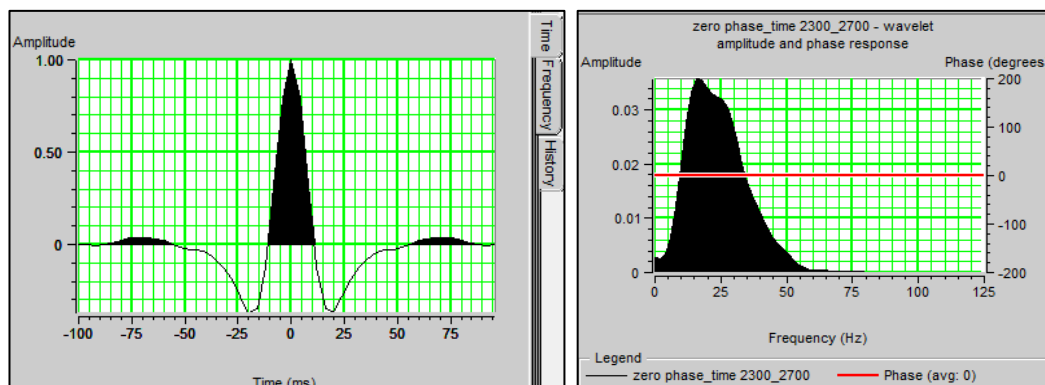
3.2.2.8 Pembuatan Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik disebut juga dengan rekaman seismik buatan yang dibuat dari data log kecepatan yang sudah dikoreksi *checkshot* dan log densitas, yang selanjutnya dikonvolusikan dengan *wavelet*. Dalam pembuatan sintetik seismogram hal yang penting untuk diperhatikan adalah *wavelet*. Pengikatan *top* formasi Missisauga pada sumur dengan *top* formasi Missisauga dari seismik dilakukan dengan mencari kecocokan antara sintetik seismogram dengan data seismik riil, yaitu dengan cara menerapkan *wavelet* yang sesuai. Disini dituntut untuk sedapat mungkin menggunakan *wavelet* yang tepat agar dapat diperoleh korelasi yang bagus antara *trace* seismik buatan dengan *trace* seismik asli. Pada proses ini digunakan *wavelet* yang diekstrak dari data seismik asli (*extract statistical*). Spektrum *wavelet* yang digunakan untuk membuat sintetik seismogram disajikan pada gambar 3.17.



Gambar 3.16. *Flowchart* proses pembuatan seismogram sintetik (kurniawan, 2007).

Untuk membuat seismogram sintetik, 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 sintetik.



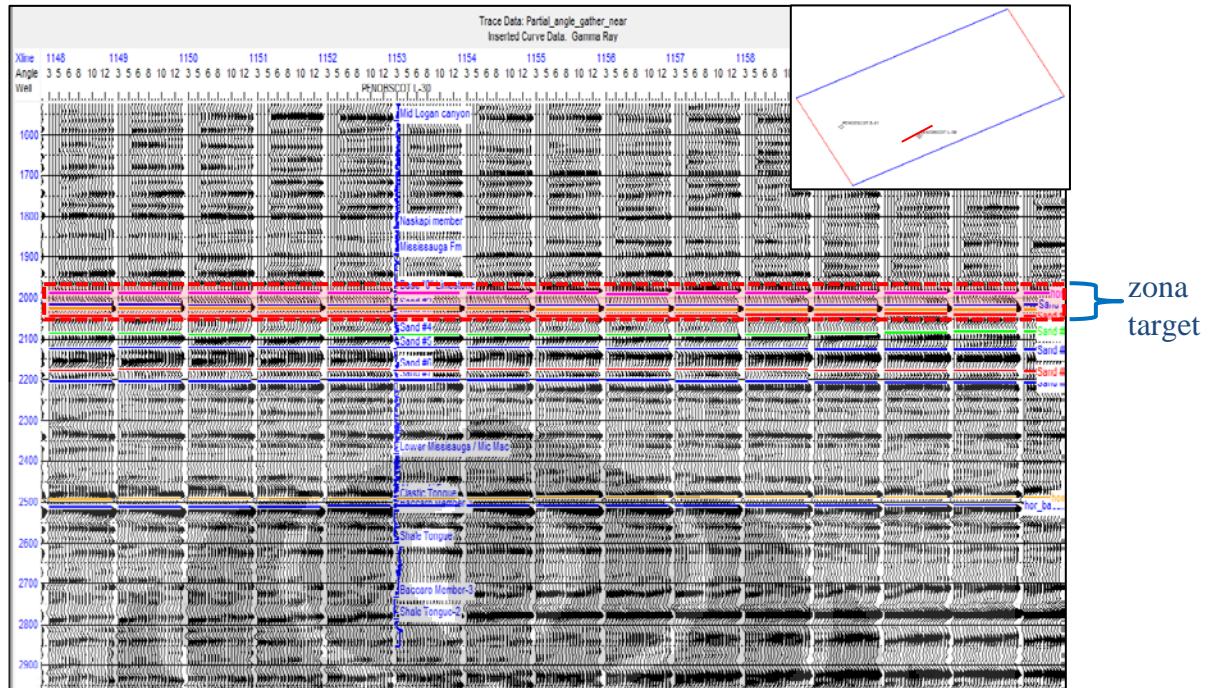
Gambar 3.17. Salah satu wavelet yang digunakan (*kiri*) dan rentang frekuensinya (*kanan*) yang diekstrak dari data seismik (*statistical*).

3.2.2.9 Proses Inversi Simultan

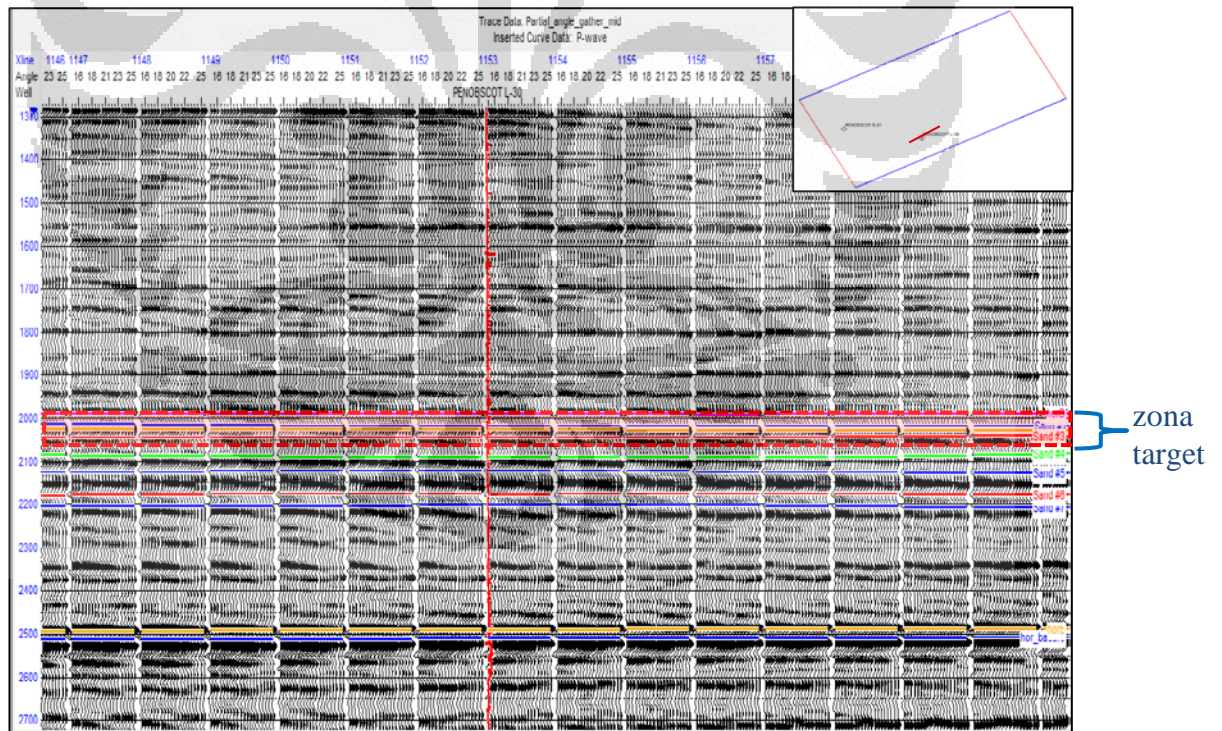
Sebelum melakukan proses inversi terhadap data reflektivitas gelombang P dan reflektivitas gelombang S untuk mendapatkan impedansi gelombang P dan impedansi gelombang S dilakukan proses analisis inversi (*inversion analysis*) untuk mendapatkan parameter inversi yang paling bagus. Sifat analisis inversi ini dilakukan dengan cara coba-coba (*trial and error*) dengan menggunakan beberapa parameter inversi yang berbeda sampai didapatkan hasil inversi yang paling bagus. Pada studi ini metode inversi yang digunakan yaitu metode inversi simultan. Proses inversi simultan dilakukan melalui tahap-tahap sebagai berikut:

a. Pembuatan *Partial Angle Gather*

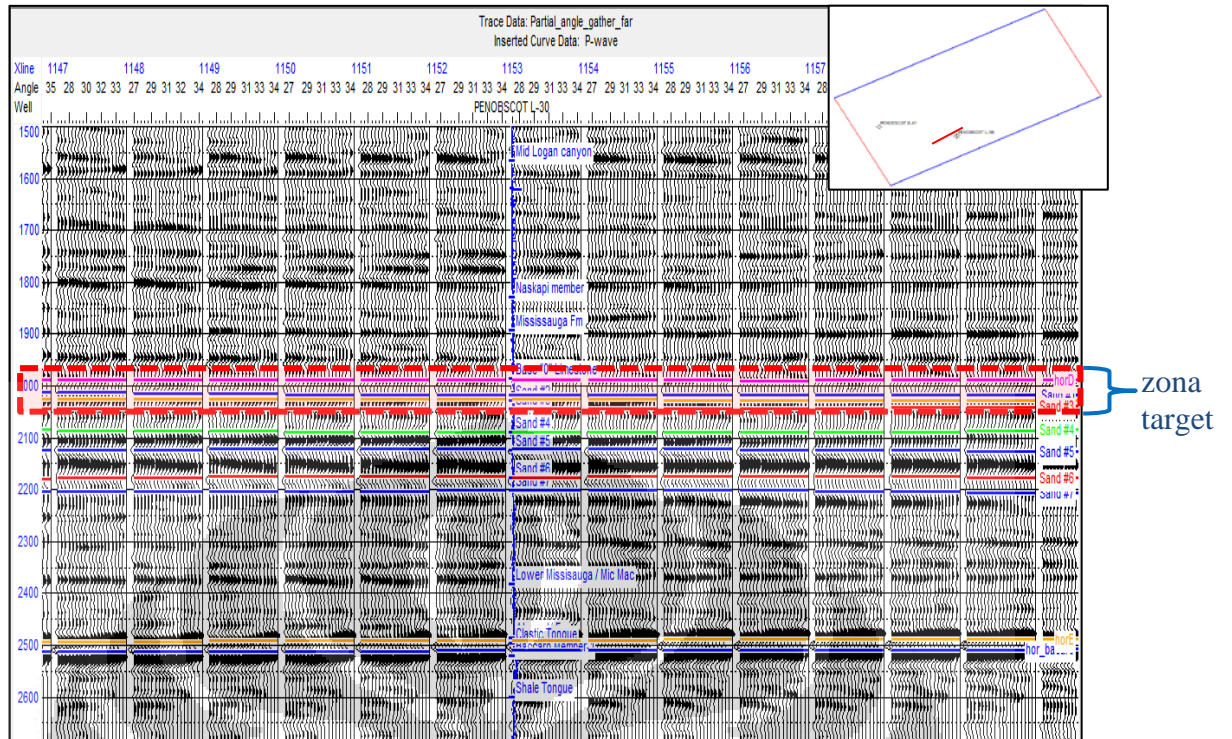
Dari jangkauan sudut data seismik yang telah diketahui, maka dibuat *partial angle gather* yang terdiri dari *near angle gather* ($3^0 - 14^0$), *mid angle gather* ($15^0 - 26^0$) dan *far angle gather* ($27^0 - 35^0$). Pembuatan *partial angle gather* ini sama dengan pembuatan *angle gather* biasa, 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. Gambar 3.18 menunjukkan *near angle gather*, Gambar 3.19 menunjukkan *mid angle gather* dan Gambar 3.20 menunjukkan *far angle gather*.



Gambar 3.18. Hasil penampang *Partial angle gather : near angle*, beserta zona penelitian (kotak warna merah).



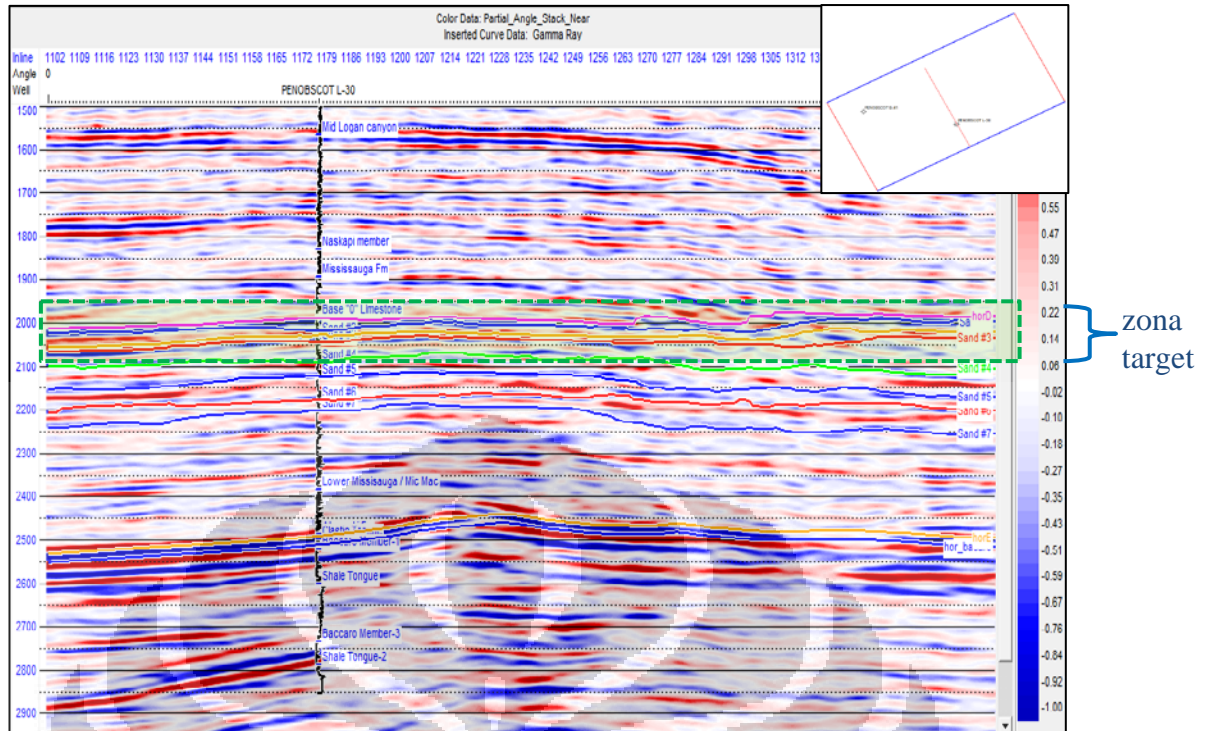
Gambar 3.19. Hasil penampang *Partial angle gather : mid angle*, beserta zona penelitian (kotak warna merah).



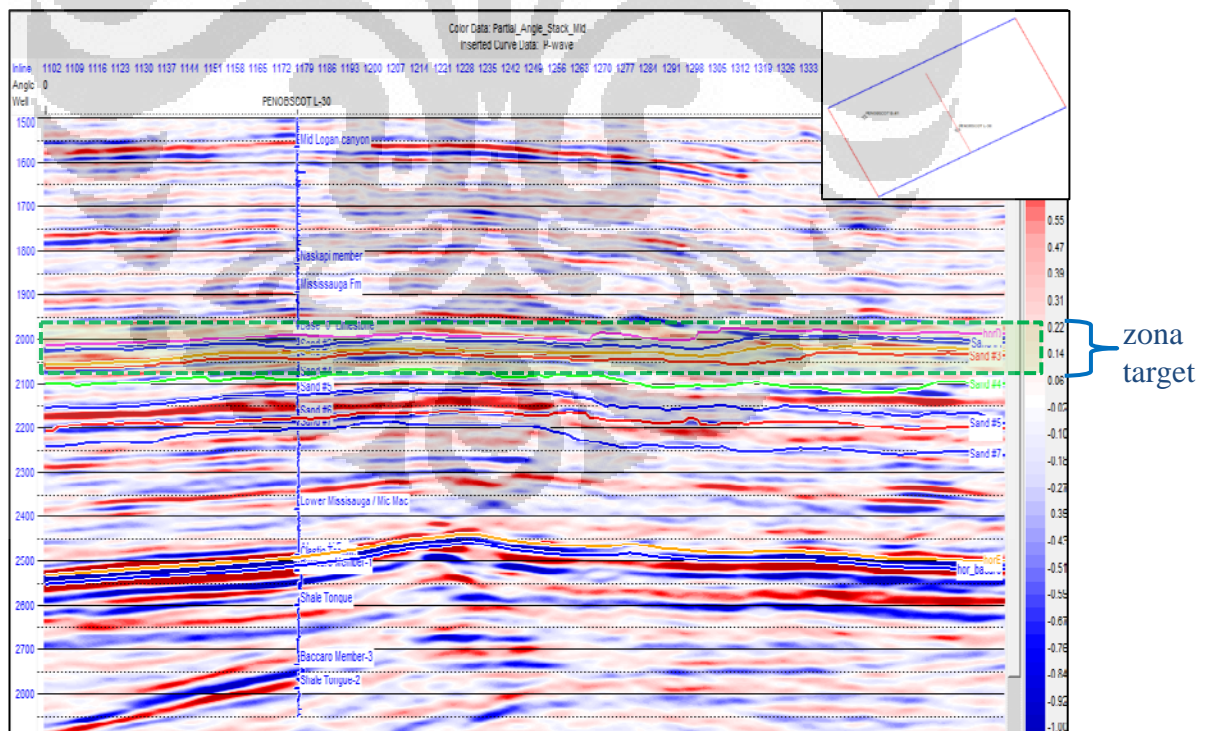
Gambar 3.20. Hasil penampang *Partial angle gather : far angle*, beserta zona penelitian (kotak warna merah).

b. Pembuatan *Partial Angle Stack*

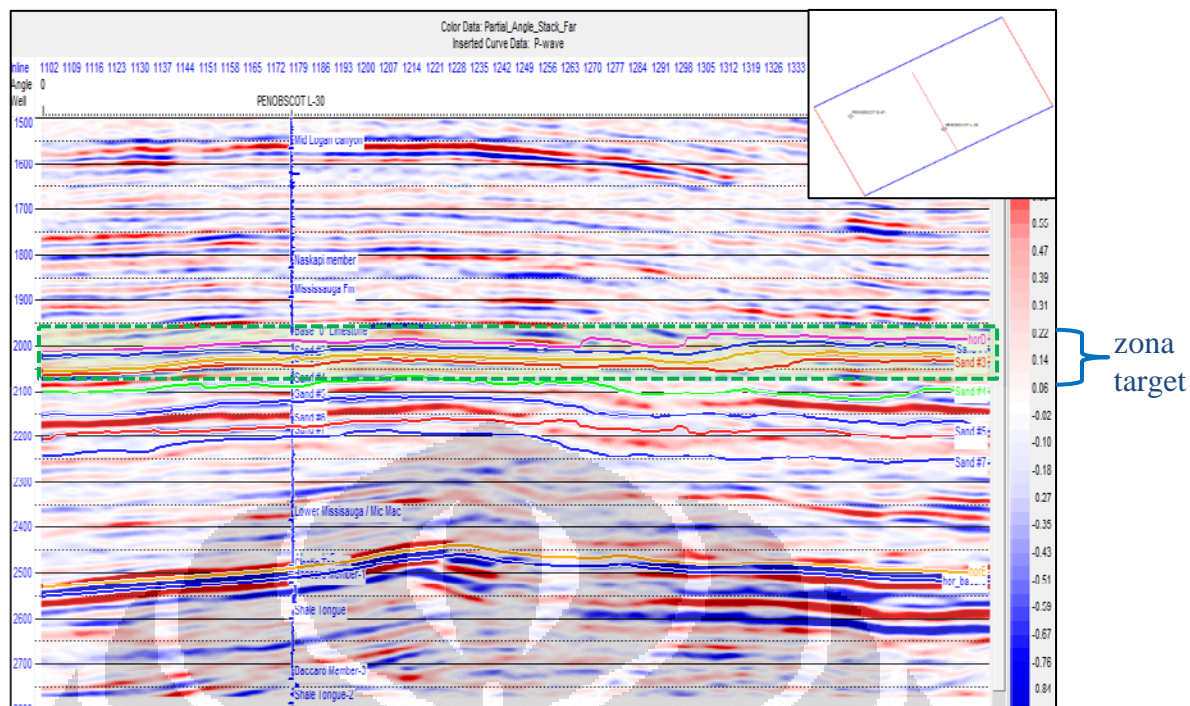
Setelah mendapatkan penampang seismik berupa *partial angle gather*, proses selanjutnya yang dilakukan adalah melakukan *stacking* pada masing-masing *partial angle gather*. Gambar 3.21 menunjukkan *near angle stack*, Gambar 3.22 menunjukkan *mid angle stack* dan Gambar 3.23 menunjukkan *far angle stack*.



Gambar 3.21. *Partial angle stack : near angle*, beserta zona penelitian (kotak warna hijau).



Gambar 3.22. *Partial angle stack : mid angle*, beserta zona penelitian (kotak warna hijau).

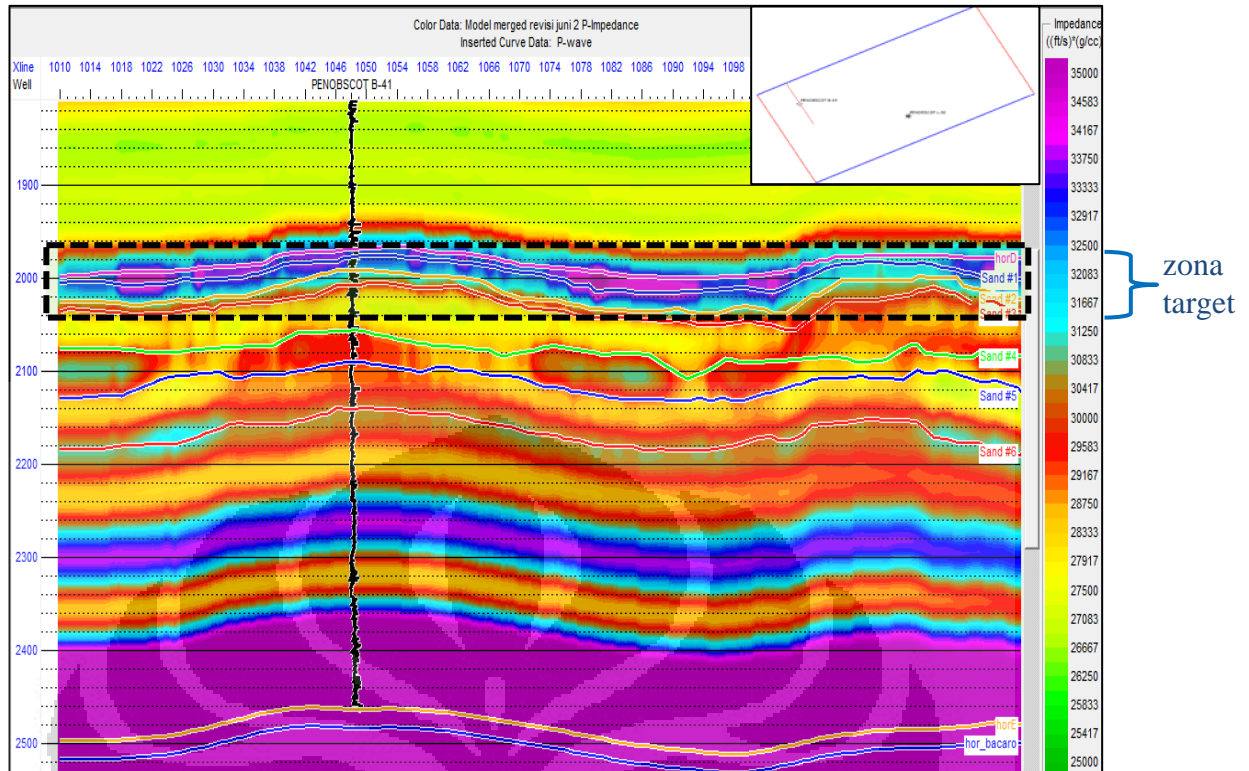


Gambar 3.23. *Partial angle stack* : *far angle*, beserta zona penelitian (kotak warna hijau).

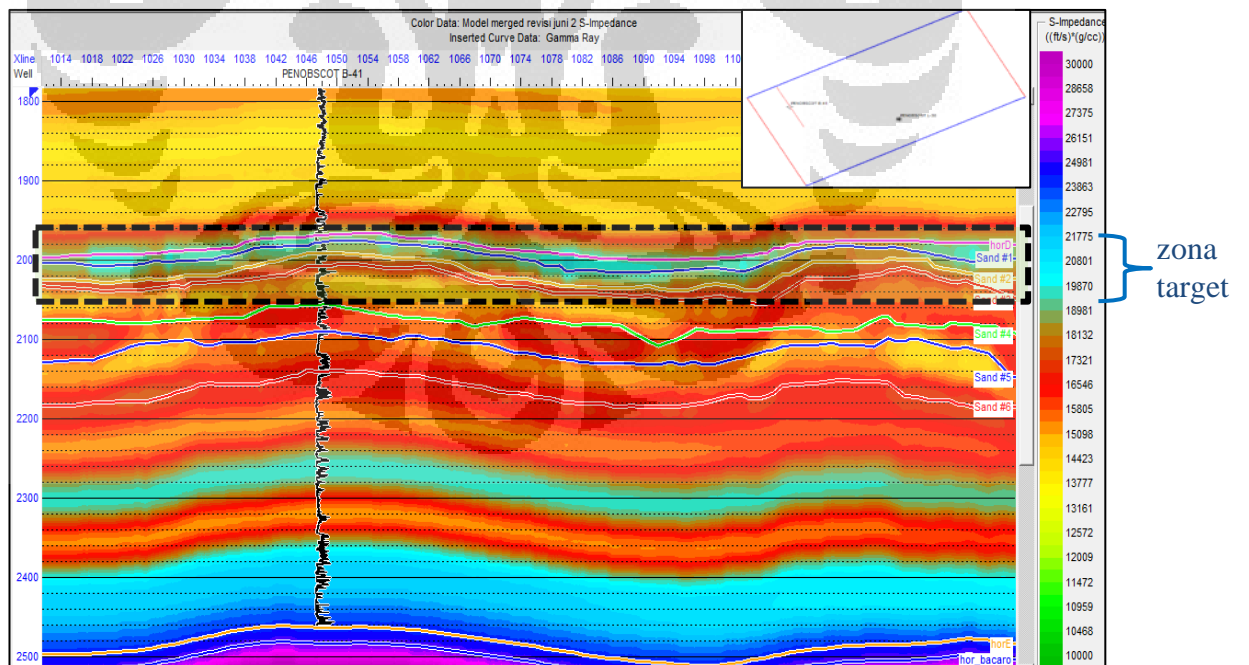
c. Pembuatan Model Awal Inversi Simultan

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.

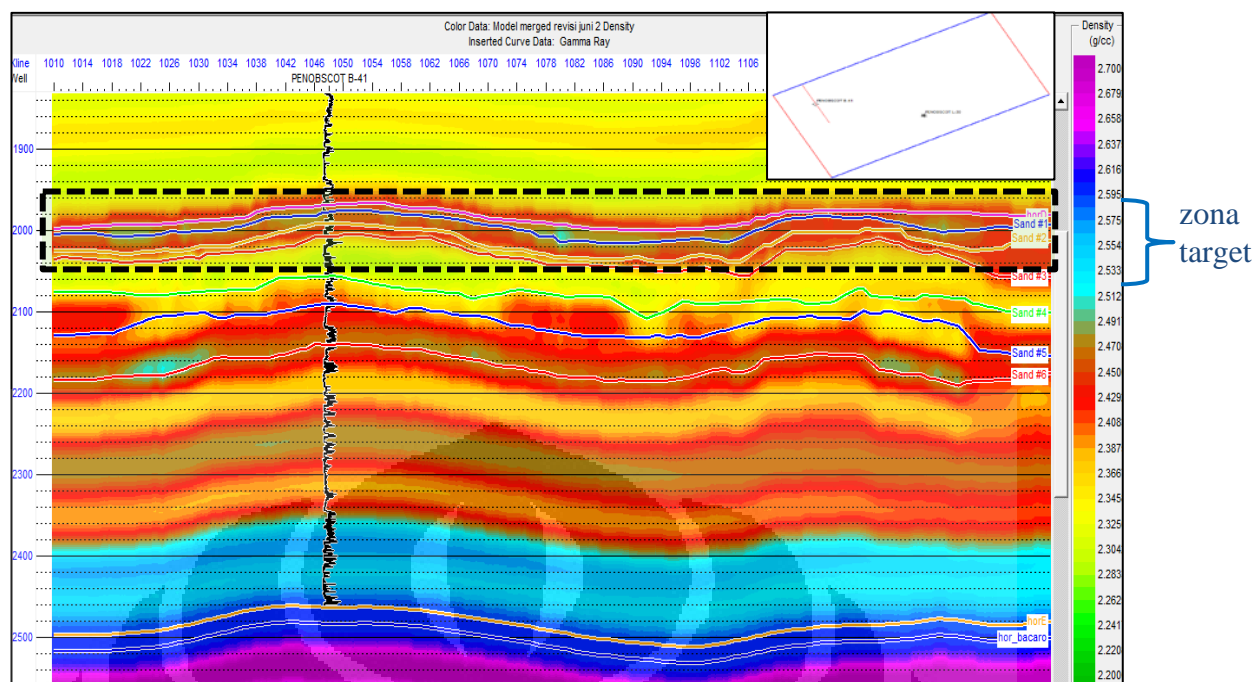
Pembuatan model dilakukan pada *partial angle stack* yang sudah disatukan (*merged*). Pembuatan model awal impedansi P, Impedansi S dan density, dilakukan dengan memasukkan parameter-parameter dari data sumur yang dibutuhkan. Model awal impedansi P ditampilkan pada Gambar 3.24, impedansi S ditampilkan pada Gambar 3.25, dan densitas ditampilkan pada Gambar 3.26.



Gambar 3.24. Model awal impedansi P (R_p) dan zona penelitian pada kotak berwarna hitam.



Gambar 3.25. Model awal impedansi S (R_s) dan zona penelitian pada kotak berwarna hitam.



Gambar 3.26. Model awal densitas dan zona penelitian pada kotak berwarna hitam.

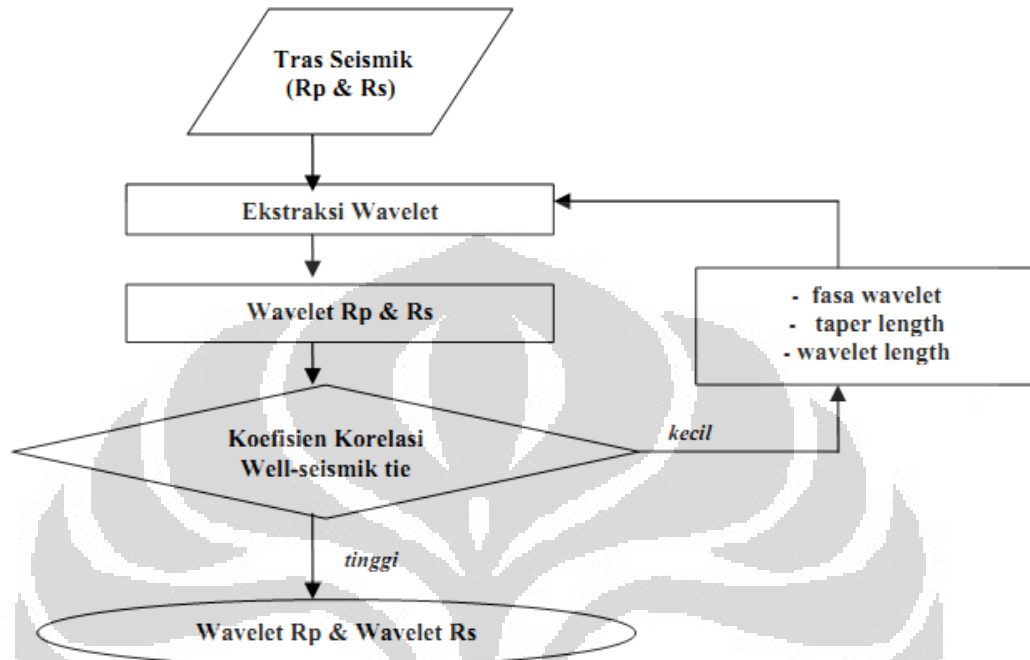
d. Proses Inversi Simultan

Setelah pembuatan model awal, maka tahapan selanjutnya adalah melakukan inversi simultan. Inversi simultan dilakukan pada model awal yang telah dibuat dengan memasukkan parameter-parameter yang dibutuhkan, yang disesuaikan dengan data yang ada dan cakupan zona target. Jenis inversi yang dipilih adalah *post stack inversion – model based inversion*.

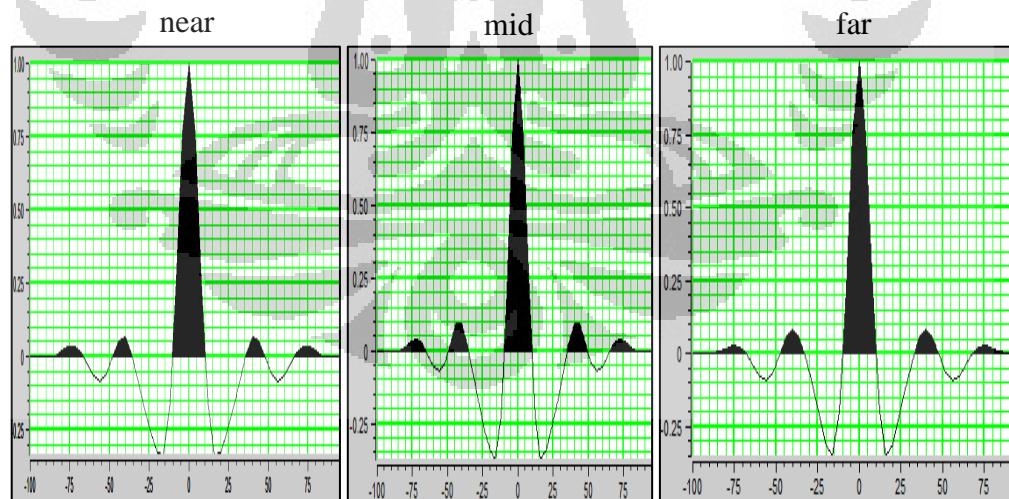
3.2.2.10 Ekstraksi Wavelet

Proses ekstraksi *wavelet* selain dilakukan pada saat *well seismic tie*, dilakukan juga pada saat ingin mengerjakan pemodelan. Ekstraksi wavelet dapat dilakukan dengan beberapa cara diantaranya ekstraksi dengan cara statistik menggunakan data seismik yang dibatasi pada daerah target penelitian, ekstraksi menggunakan data sumur, kombinasi antara ekstraksi dari data seismik dan sumur serta membuat *wavelet* Ricker dan *wavelet Bandpass*. Pada penelitian ini metode ekstraksi wavelet yang dipakai adalah ekstraksi wavelet dengan cara statistik, tujuannya adalah agar wavelet yang didapat mempunyai spektrum frekuensi dan *phase* yang sama dengan data seismik (frekuensi dominan data seismik ± 50 Hz).

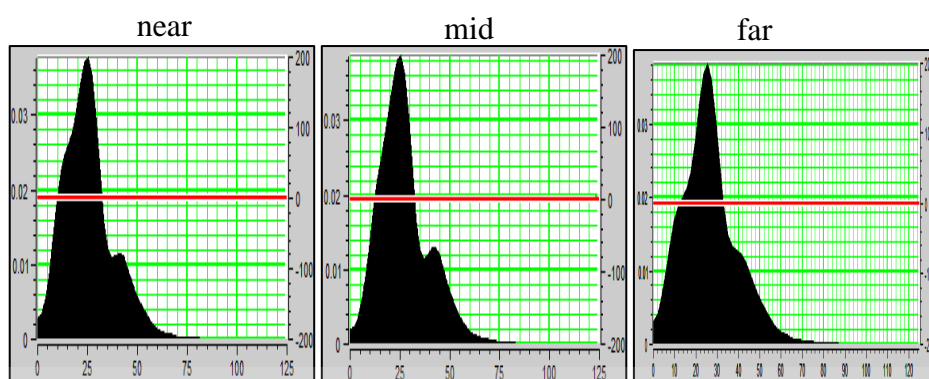
Ekstraksi wavelet dilakukan pada kedua reflektivitas gelombang P dan S. Hasil ekstraksi ini kemudian akan digunakan sebagai masukan dalam pembuatan model Rp dan Rs.



Gambar 3.27. Skema proses ekstraksi *wavelet* untuk memperoleh *wavelet* dengan parameter terbaik untuk proses *well-seismic tie*.



Gambar 3.28. Wavelet yang digunakan yang diekstrak dari data seismik (*statistical*).



Gambar 3.29. Rentang frekuensi wavelet yang digunakan.

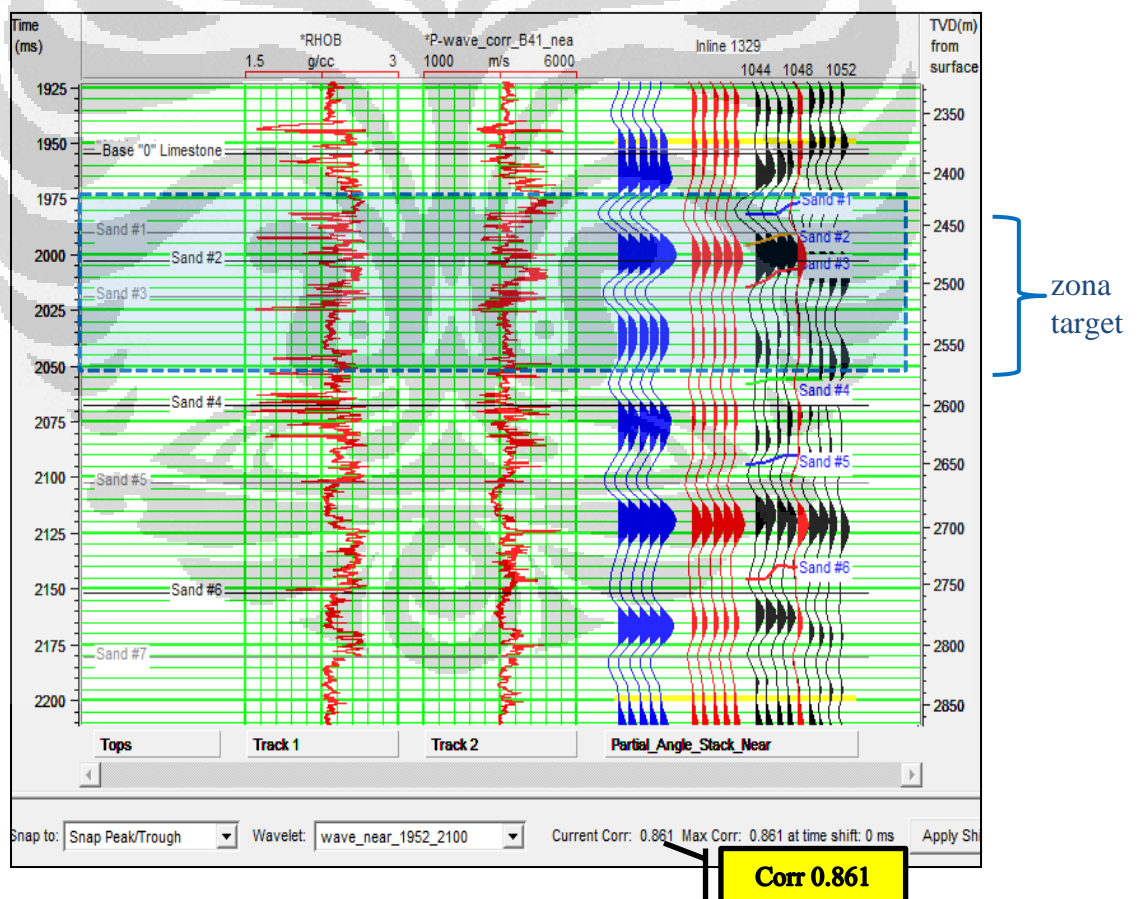
3.2.2.11 Korelasi Data Seismik dengan Data Sumur (*Well to Seismic Tie*)

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 disesuaikan dengan suatu bidang batas. Pencocokan ini dilakukan dengan mengkoreksi nilai *time-depth* dari masing-masing sumur agar TWT *event* pada seismogram sintetis sama dengan data seismik. Tujuan *well seismic tie* adalah untuk meletakkan horizon seismik pada posisi kedalaman sebenarnya sehingga interpretasi data seismik dapat dikorelasikan dengan data geologi yang biasanya diplot pada skala kedalaman.

Setelah seismogram sintetis dihasilkan, langkah selanjutnya adalah mengkorelasi atau menyamakan *event* yang ada pada seismogram sintetis dengan data seismik. Untuk menerapkan 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.

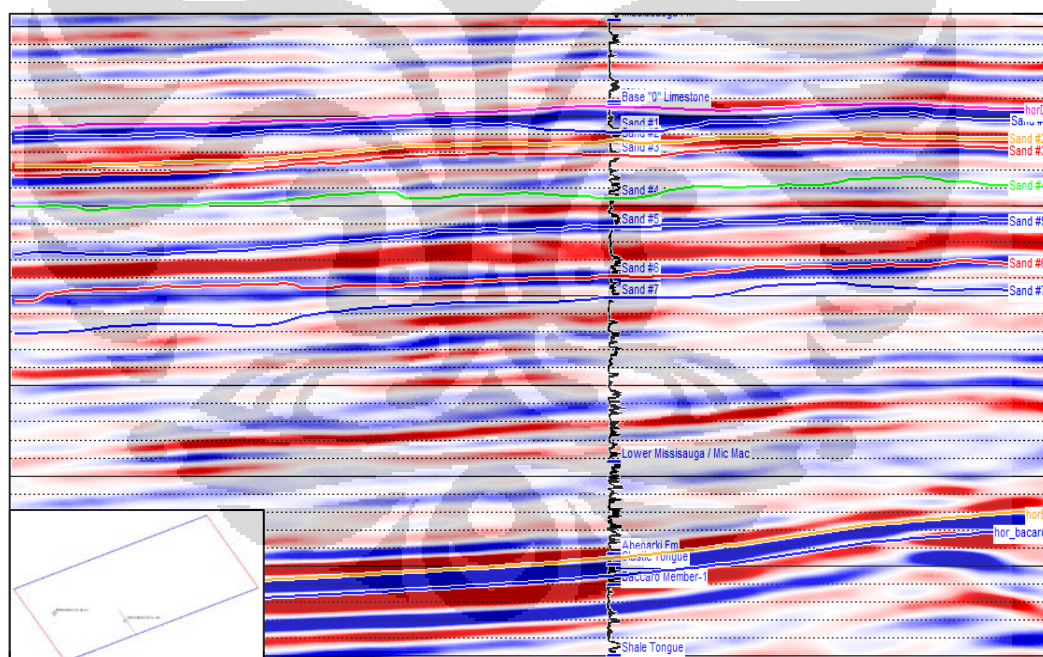
Proses *well to seismic tie* ini dilakukan pada masing *partial angle stack* dan dua sumur yang berbeda (Penobscot L-30 dan B-41). Sehingga dilakukan sebanyak enam kali. Hasil dari proses ini adalah *P-wave velocity* yang telah dikoreksi sehingga lebih baik dari *P-wave velocity yang asli*. Dari korelasi yang telah dilakukan terhadap *well* memperlihatkan nilai korelasi yang paling bagus yaitu 0.861. Berikut gambar hasil pengikatan data sumur dengan data seismik disajikan dalam gambar 3.30.



Gambar 3.30. Korelasi sumur dengan data seismik, beserta zona penelitian (kotak warna biru).

3.2.2.12 Pick Horizon

Nova Scotia Department of Energy dan *The Canada Nova Scotia Offshore Petroleum Board (CNSOPB)* telah menyediakan 5 data horizon untuk penelitian ini. Pada tahap ini proses yang dilakukan oleh penulis adalah menambah horizon pada lapisan zona target dan melakukan penarikan atau penelusuran ulang (*repicking*) terhadap horizon yang telah diberikan ke posisi yang tepat pada tiap-tiap top formasi. Selain itu penulis juga membuat horizon baru dengan bantuan marker sumur pada zona penelitian yaitu Horizon *Sand #1*, *Sand #2*, *Sand #3*, *Sand #4*, *Sand #5*, *Sand #6*, *Sand #7*. Penelusuran ulang horizon ini akan digunakan untuk membatasi nilai dalam pemodelan reflektivitas gelombang P (R_p) dan reflektivitas gelombang S (R_s) dalam analisis atribut AVO. Gambar 3.31 memperlihatkan hasil *picking* yang dilakukan di sepanjang lintasan seismik data seismik CDP *stack*.



Gambar 3.31. Horizon hasil *picking*.

BAB 4

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Analisa Data Seismik

Data sumur yang digunakan dapat merepresentasikan kondisi bawah permukaan daerah penelitian meliputi kandungan variasi, litologi, fluida, porositas, dan juga data tersebut ditunjang dari sisi genesa dan sejarah pengendapan batuan pada daerah tersebut pada masa tertentu.

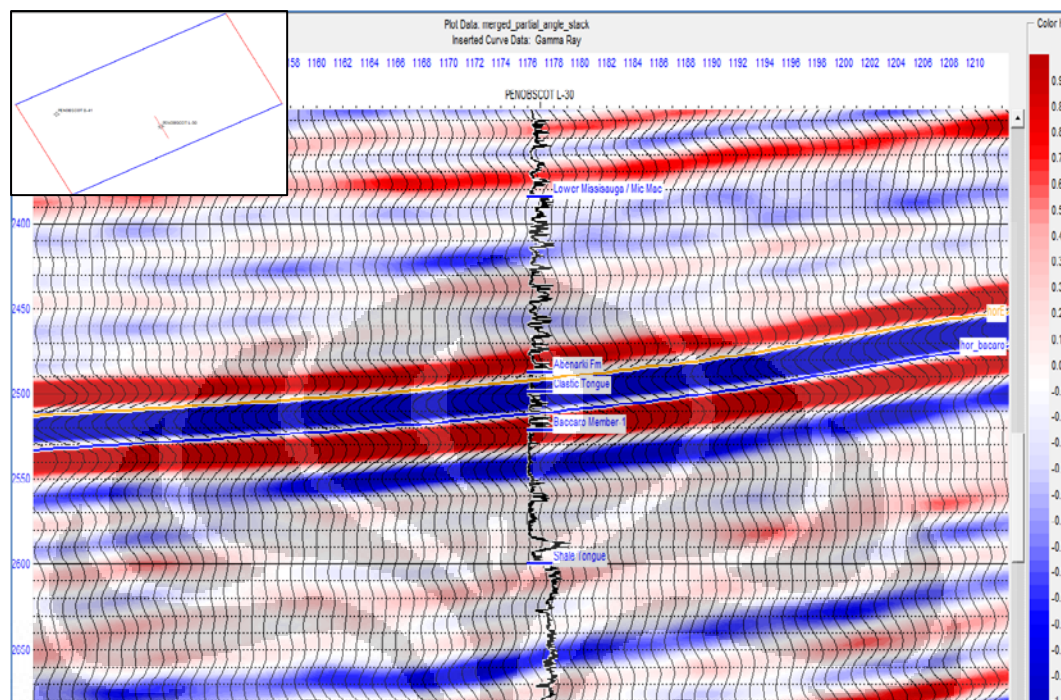
Dengan menggunakan data seismik seperti *full stack*, penampang Rp dan Rs serta penampang Lambda-Rho dan Mu-Rho diharapkan dapat melihat ada atau tidaknya perbedaan fluida pada reservoir bawah permukaan pada daerah penelitian yaitu anomali kehadiran gas.

4.1.1 Polaritas dan Fasa

Pada gambar 4.1 batas antara *shale* dan *top bacaro* ditandai dengan reflektor yang berwarna merah tua yang mencirikan amplitudo positif. Hal ini menunjukkan bahwa kenaikan impedansi (koefisien refleksi bernilai positif) ditunjukkan oleh reflektor yang bernilai amplitudo positif. Menurut Badley (1985), polaritas seismik semacam ini dinamakan *reverse polarity* sesuai dengan aturan polaritas menurut SEG sedangkan menurut Sherriif's Dictionary disebut polaritas normal.

Dalam Tugas Akhir ini penulis mengikuti suatu standar (*default*) polaritas dari perangkat lunak Hampson Russel, dimana peningkatan impedansi ditandai oleh *peak*. Pada saat melakukan *well seismic tie* terlihat jelas kehadiran gas menurunkan AI yang ditandai dengan kemunculan *peak* dan ini menandakan bahwa polaritas dari data seismik yang digunakan adalah *reverse polarity* dan ini sesuai dengan aturan polaritas menurut SEG. Sedangkan fasa yang digunakan

pada data seismik 3D yang tersedia merupakan fasa minimum dimana pada koefisien refleksi positif akan terbentuk tepat pada awal kenaikan amplitudo positif.



Gambar 4.1. Penampang seismik yang menunjukkan polaritas dan fasa pada daerah formasi Baccaro.

4.1.2 Wavelet dan Well Seismic Tie

Pada *well seismic tie*, dilakukan *time shift* sampai beberapa *millisecond* untuk mendapatkan data zona target dan sekitarnya sesuai dengan data seismik pada zona tersebut. Perbedaan waktu antara sumur (sintetik seismogram) dan seismik dapat disebabkan oleh efek refleksi gelombang seismik yang sangat tergantung pada sudut sehingga data sumur yang telah dikoreksi oleh *checkshot* yang dianggap *zero offset* dapat tidak cocok dengan data seismik yang ada. Sintetik seismogram yang dibuat dari satu jenis *wavelet* dengan frekuensi tertentu, sebenarnya tidak dapat mewakili seluruh kedalaman sumur, kecuali di zona target saja, karena frekuensi tidak sama pada seluruh lapisan dimana nilai frekuensi akan semakin berkurang dengan bertambahnya kedalaman akibat penyerapan energi.

4.2 Analisa Krosplot Data Sumur

Untuk memahami sifat dan karakteristik dari reservoir dilakukan krosplot antara parameter-parameter data log yang ada. Dengan melakukan krosplot antara beberapa parameter data log, sehingga dapat melihat dan memahami karakteristik dari parameter log yang dapat digunakan untuk membedakan litologi dan kandungan fluida reservoir. Berikut adalah analisa dari beberapa krosplot:

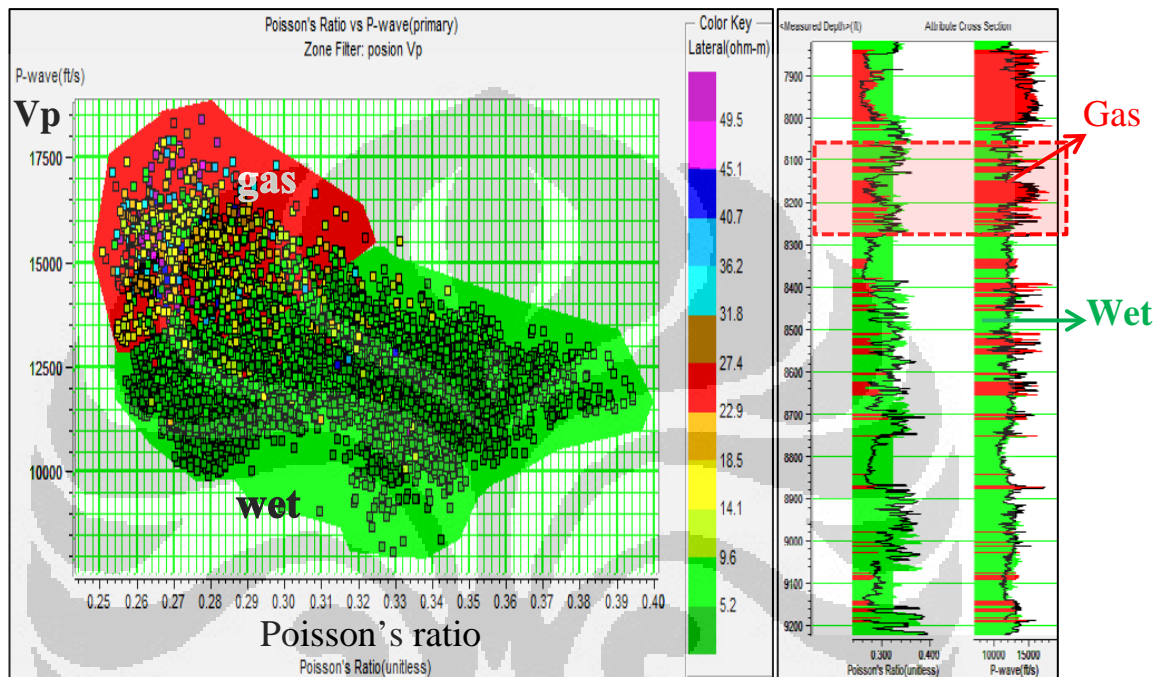
4.2.1 Krosplot *Poisson ratio* vs V_p

Krosplot antara *poisson ratio* dengan kecepatan gelombang P digunakan untuk mendapatkan informasi mengenai fluida. Krosplot ini memberikan anomali kehadiran gas namun belum memberikan separasi yang begitu signifikan antara wet model dan gas. Nilai *Poisson ratio* yang dipakai dalam penelitian ini menggunakan pendekatan empiris dari nilai *log gamma ray*.

Dari hasil krosplot *Poisson ratio* (σ) dan V_p pada Gambar 4.2, terlihat kehadiran anomali gas pada kisaran harga $\sigma = 0.25 - 0.32$. Namun secara keseluruhan belum terdapat separasi atau perbedaan yang begitu jelas antara *wet model* dan kehadiran gas. Dari krosplot terlihat penumpukan gas (warna merah) dengan bantuan parameter dimensi ketiga, *Resistivity* dari lateral log, belum memberikan batas yang jelas dengan separasi air. Dari krosplot ini juga belum memperlihatkan perbedaan kehadiran litologi dari reservoir berupa *sandstone* yang masih semu antara batuan penutup berupa *shale*. Krosplot ini yang sebelumnya diharapkan mampu membedakan dengan jelas antara kehadiran gas dan air belum dapat mewakili analisa kehadiran gas pada reservoir sandstone di lapangan Penobscot.

Poisson's Ratio dapat dituliskan sebagai fungsi dari kecepatan gelombang kompresi dan geser. Berdasarkan hasil uji laboratorium, setiap batuan memiliki nilai *Poisson's Ratio* yang spesifik, misalnya: Sedimen laut dangkal (Hamilton, 1976) memiliki kisaran *Poisson's Ratio* antara 0.45-0.50; Batupasir tersaturasi air garam (Domenico, 1976): 0,41; Batupasir tersaturasi gas (Domenico, 1976): 0,10.

Dari hasil uji lab Domenico (1976) bahwa batupasir yang tersaturasi gas memiliki *Poisson's Ratio* 25% lebih rendah dibandingkan batupasir yang tersaturasi air garam. Adanya kontras *Poisson's Ratio* yang tajam pada lapisan batuan akibat kehadiran gas, seringkali sifat fisis ini digunakan untuk mendeterminasi zona akumulasi gas. (Abdullah, 2007).



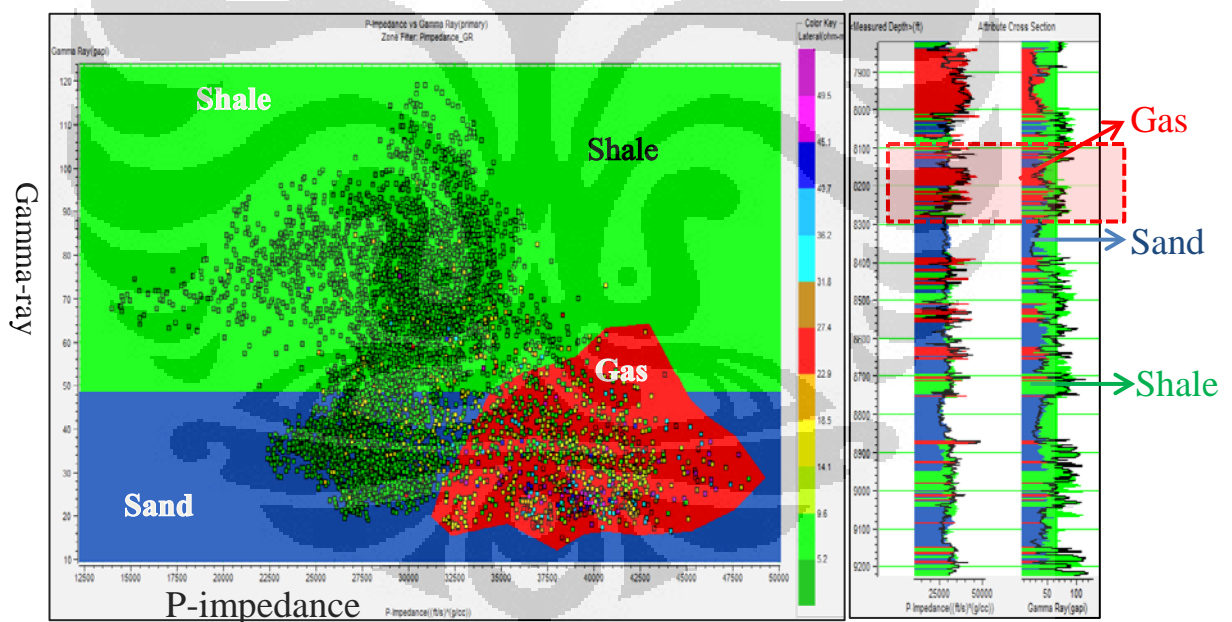
Gambar 4.2. Krosplot *Poisson ratio* vs V_p . Zona target ditandai dengan kotak putus-putus warna merah.

4.2.2 Krosplot *Gamma ray* vs *P-Impedance*

Krosplot antara Impedansi gelombang P dengan *gamma ray*. Pada dasarnya krosplot kedua parameter digunakan untuk mendapatkan informasi mengenai fluida dan litologi. Dengan menggunakan *gamma ray cut off* parameter dimensi ketiga *Resistivity* dari lateral log diharapkan dapat dibedakan antara *sandstone* yang mengandung hidrokarbon dan *shale* yang *wet* atau yang mengandung air.

Dari hasil krosplot antara *gamma ray* dan *P-Impedance* pada Gambar 4.3, terlihat bahwa parameter *gamma ray* dapat membedakan litologi cukup baik, antara batu lempung/*shale* (yang ditunjukkan dengan warna hijau) dengan batu pasir /*sandstone* (ditunjukkan dengan warna biru), namun tidak dapat membedakan

dengan signifikan kehadiran gas. Parameter *P-Impedance* (Z_p) tidak dapat membedakan litologi dengan baik, antara batu lempung (*shale*) dengan batu pasir (*sandstone*), terlihat bahwa nilai *P-Impedance* untuk *shale* dengan batu pasir memiliki nilai kisaran yang hampir sama (terjadi overlap nilai *P-Impedance*). Untuk nilai *P-Impedance* batu pasir, tampak terdapat dua kelompok (*cluster*), yang merupakan perbedaan nilai *P-Impedance* antara batu pasir yang tidak mengandung gas (*wet*) dengan batu pasir yang mengandung gas (ditunjukkan oleh warna merah). Seharusnya nilai *P-Impedance* batu pasir yang mengandung fluida gas mengalami penurunan, hal ini disebabkan karena nilai *P-Impedance* sangat dipengaruhi oleh kecepatan gelombang-P (*P-wave*), dan kecepatan gelombang-P (*P-wave*) ini sangat sensitif terhadap kehadiran fluida gas. Namun dari tampilan *crossplot* diatas terjadi anomali dimana kehadiran gas justru pada nilai *P-impedance* tinggi.

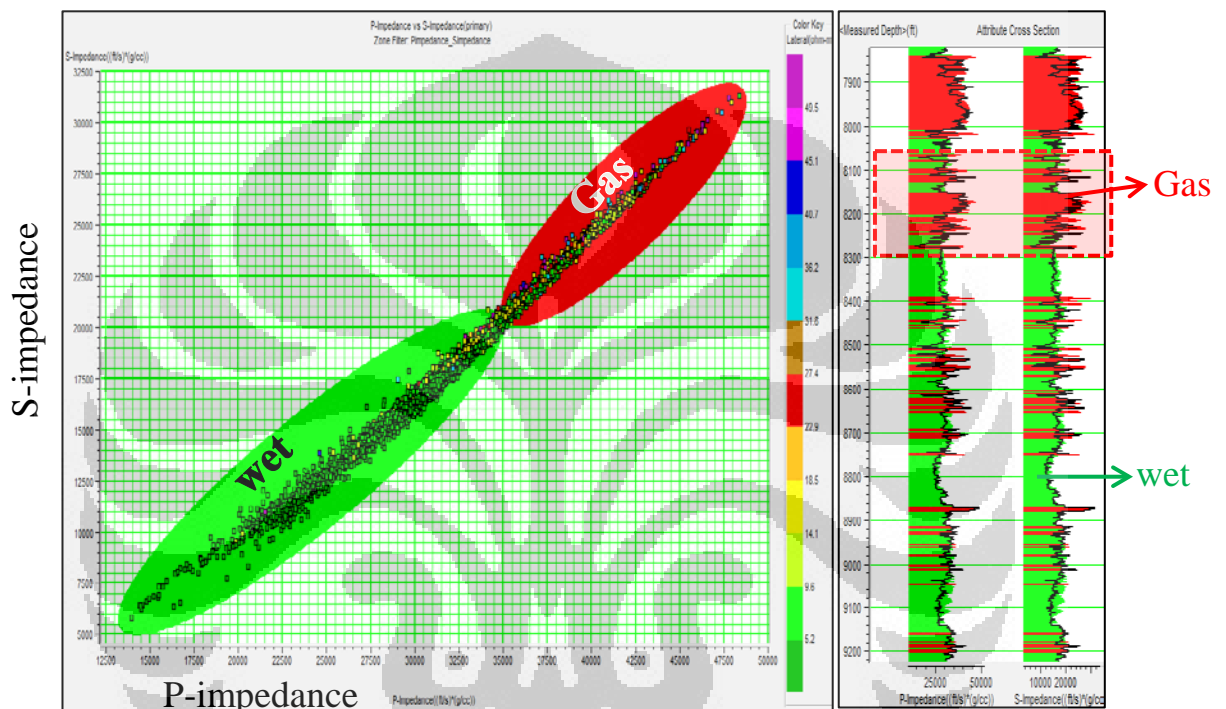


Gambar 4.3. Krosplot *P-Impedance* vs Gamma Ray. Zona target ditandai dengan kotak putus-putus warna merah.

4.2.3 Krosplot *P-Impedance* vs *S-Impedance*

Krosplot antara impedansi gelombang P (I_p) dan impedansi gelombang S (I_s) diharapkan akan memberikan gambaran mengenai fluida dan litologi. Pada Gambar 4.4 terlihat secara umum terjadi tren kenaikan *P-Impedance* seiring

dengan kenaikan Nilai *S-Impedance*. Pada parameter *P-Impedance* terdapat pemisahan antara gas dengan *wet model*, namun kurang baik dalam membedakan litologi. Pada *S-Impedance* tampak kurang baik dalam membedakan fluida, terlihat adanya *overlap* antara *S-Impedance* untuk gas dan *wet*. Dapat disimpulkan dari hasil krosplot diatas, bahwa parameter *P-Impedance* dan *S-Impedance* kurang baik dalam membedakan (diskriminasi) jenis litologi dan fluida.



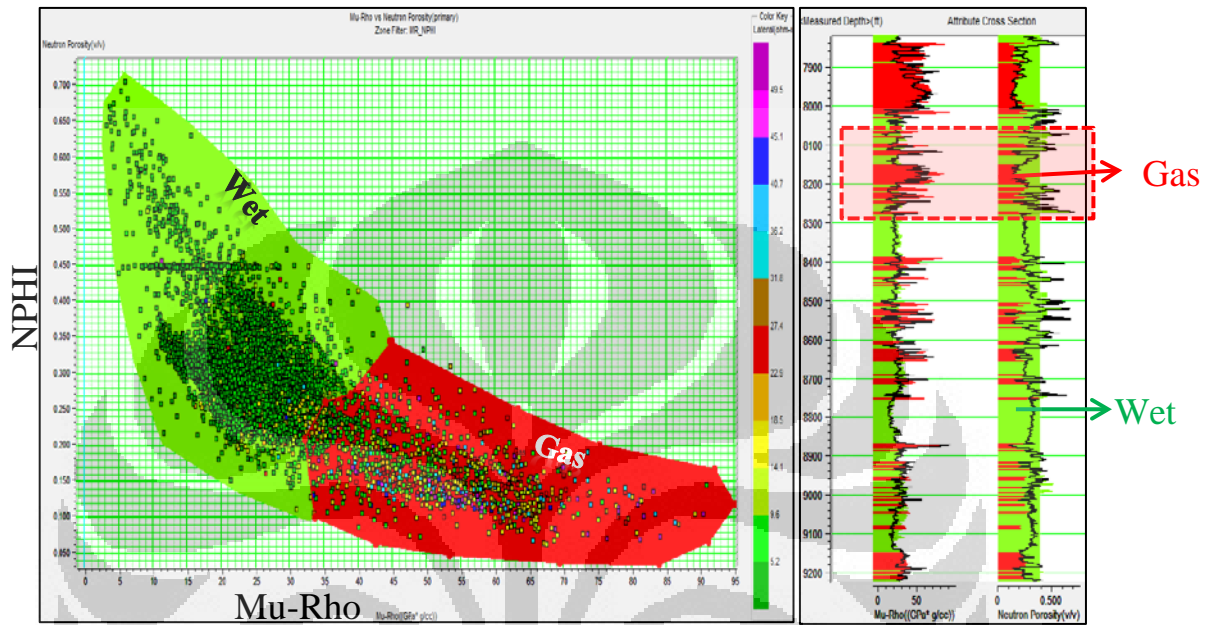
Gambar 4. 4. Krosplot *P-Impedance* vs *S-Impedance*. Zona target ditandai dengan kotak putus-putus warna merah.

4.2.4 Krosplot Mu-Rho vs NPHI

Krosplot antara Mu-Rho dan NPHI digunakan untuk melihat gambaran penyebaran porositas pada reservoir. Dari pola penyebaran porositas bisa ditentukan *medium* dan *high porosity* dari reservoir tersebut.

Dari krosplot ini diharapkan dapat terlihat penyebaran porositas pada reservoir sandstone formasi Missisauga. Dari Gambar 4.5 terlihat penumpukan porosity pada kisaran nilai Mu-Rho yakni 10 – 35 Gpa*g/cc dengan kisaran porositas 0,2 – 0,4 v/v. Namun krosplot ini belum mampu memberikan separasi yang jelas antara

gas dan air namun cukup baik untuk melihat penyebaran porositas pada reservoir gas lapangan Penobscot. Tujuan untuk melihat penyebaran porositas menengah dan tinggi pada krosplot ini tidak tercapai karena tidak dapat dibedakan separasi untuk hal itu.



Gambar 4.5. Krosplot Mu-Rho vs NPHI. Zona target ditandai dengan kotak putus-putus warna merah.

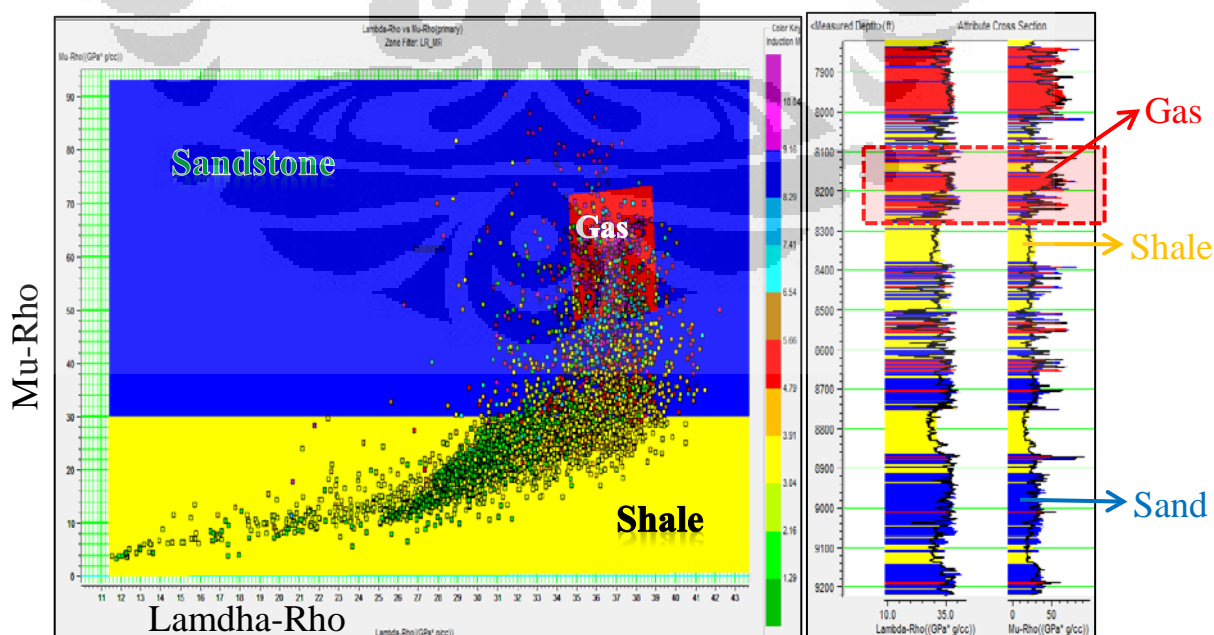
4.2.5 Krosplot Lambda-Rho vs Mu-Rho

Krosplot antara Mu-Rho dan Lambda-Rho, sama halnya dengan krosplot antara impedansi gelombang P (I_p) dan impedansi gelombang S (I_s), krosplot parameter Mu-Rho dengan Lambda-Rho digunakan untuk melihat gambaran litologi dan fluida pada batuan reservoir. Parameter impedansi gelombang P (I_p) dan Lambda-Rho akan berhubungan dengan fluida sedangkan parameter impedansi gelombang S (I_s) dan Mu-Rho berkaitan dengan litologi. Namun secara teoritis parameter Lambda-Rho dan Mu-Rho akan lebih sensitif dalam mendeteksi litologi dan fluida reservoir.

Krosplot antara Lambda-Rho dengan Mu-Rho memperlihatkan pemisahan yang lebih jelas dalam membedakan litologi dan kandungan fluida terutama fluida. Parameter Lamé's, μ yang berkaitan dengan rigiditas batuan memberikan

informasi mengenai litologi, $\mu\rho$ dapat digunakan untuk membedakan antara batu pasir (*sandstone*) dan batu lempung (*shale*). Batu pasir (*sandstone*) memiliki rigiditas lebih tinggi dari pada batu lempung (*shale*). Pada gambar 4.6 terlihat krosplot antara Lambda-Rho dan Mu-Rho dengan bantuan dimensi ketiga berupa resistivitas berupa *induction log*, terlihat jelas pemisahan litologi yang cukup baik antara zona *shale* dan *sandstone*. Pori batuan yang terisi gas tentunya akan memiliki resistivitas yang lebih besar dibandingkan dengan pori batuan yang terisi air yang sangat mudah dialiri listrik (resistivitas rendah berkisar 1,29 -3,79 ohm-m). Pada krosplot tersebut terlihat kisaran litologi *sandstone* yang terisi gas berada pada nilai Mu-Rho yang lebih tinggi yakni 30 – 90 Gpa * g/cc dan untuk litologi *shale* dengan nilai Mu-Rho dibawah itu.

Parameter Lamé's, λ menunjukkan inkompresibilitas batuan yang sensitif terhadap tipe fluida pori. Oleh karena itu, $\lambda\rho$ dapat digunakan untuk membedakan kandungan fluida. *Sandstone* yang mengandung gas lebih kompresif daripada batu lempung yang tidak mengandung gas (*wet*), sehingga batu pasir yang mengandung gas memiliki nilai inkompresibilitas yang rendah, dengan kata lain batu pasir yang mengandung gas memiliki nilai $\lambda\rho$ yang rendah. Dari krosplot terlihat nilai kehadiran gas berada pada kisaran $\lambda\rho = (33-39)$ Gpa * g/cc.



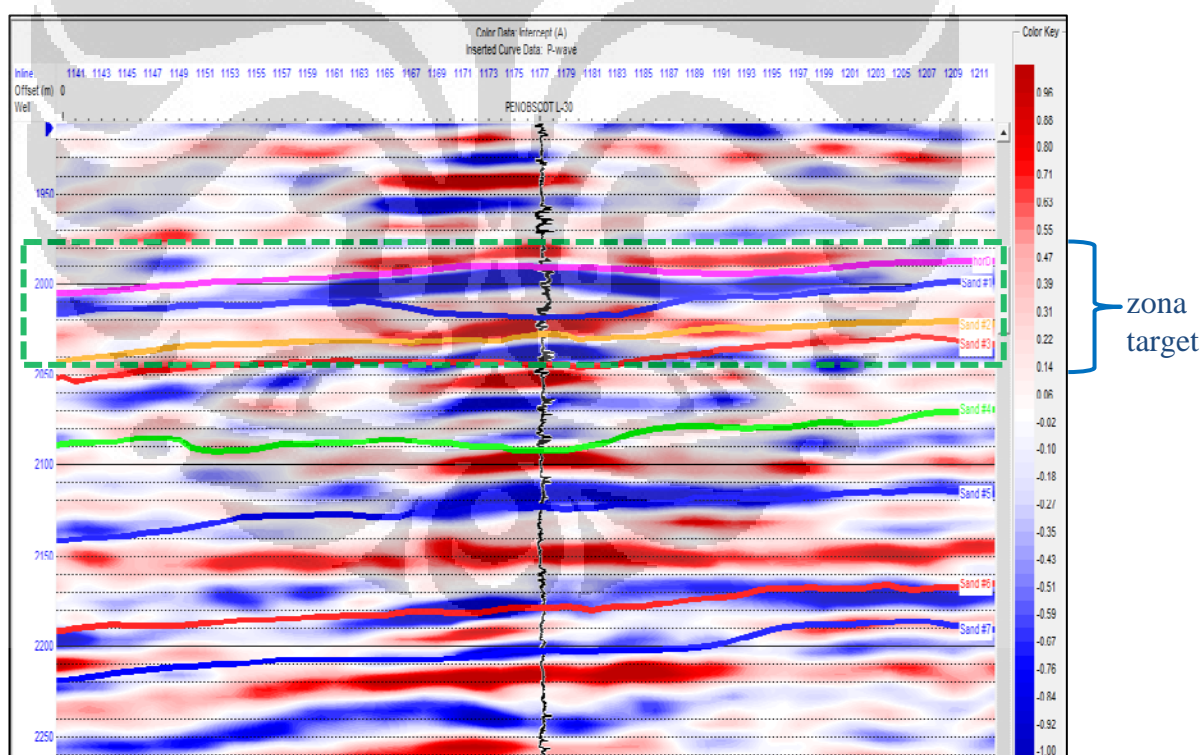
Gambar 4.6. Krosplot Lambda-Rho vs Mu-Rho. Zona target ditandai dengan kotak putus-putus warna merah.

4.3 Analisa AVO

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

4.3.1 Intercept (A)

Sesuai dengan persamaan reflektivitas, pada sudut datang 0^0 , 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*. Penampang Intercept yang ditampilkan pada Gambar 4.7 menunjukkan pada horizon D yang berwarna merah muda (*pink*) menunjukkan nilai *intercept* negatif yang dapat diindikasikan sebagai lapisan pasir.

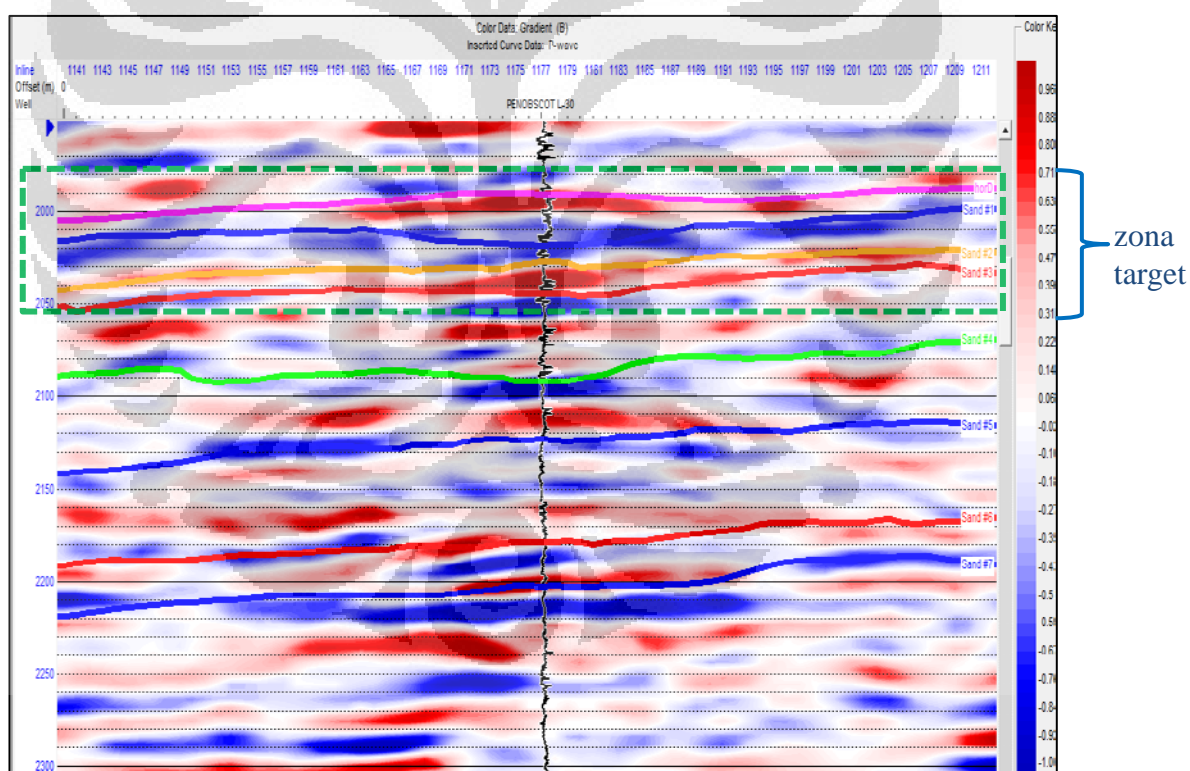


Gambar 4.7. Intercept (A) dan zona target dalam kotak putus-putus warna hijau.

4.3.2 Gradient (B)

Gradient merupakan suku kedua pada persamaan Shuey, dari persamaan Shuey tersebut menunjukkan bahwa *gradient* AVO dipengaruhi oleh perubahan kecepatan gelombang P, perubahan densitas, dan nilai Poisson ratio antara dua lapisan. Pada Gambar 4.8, Pada horizon D yang berwarna pink, terlihat persebaran nilai *gradient*, dimana warna merah menunjukkan nilai *gradient* yang semakin positif, dan biru menunjukkan nilai yang semakin negatif.

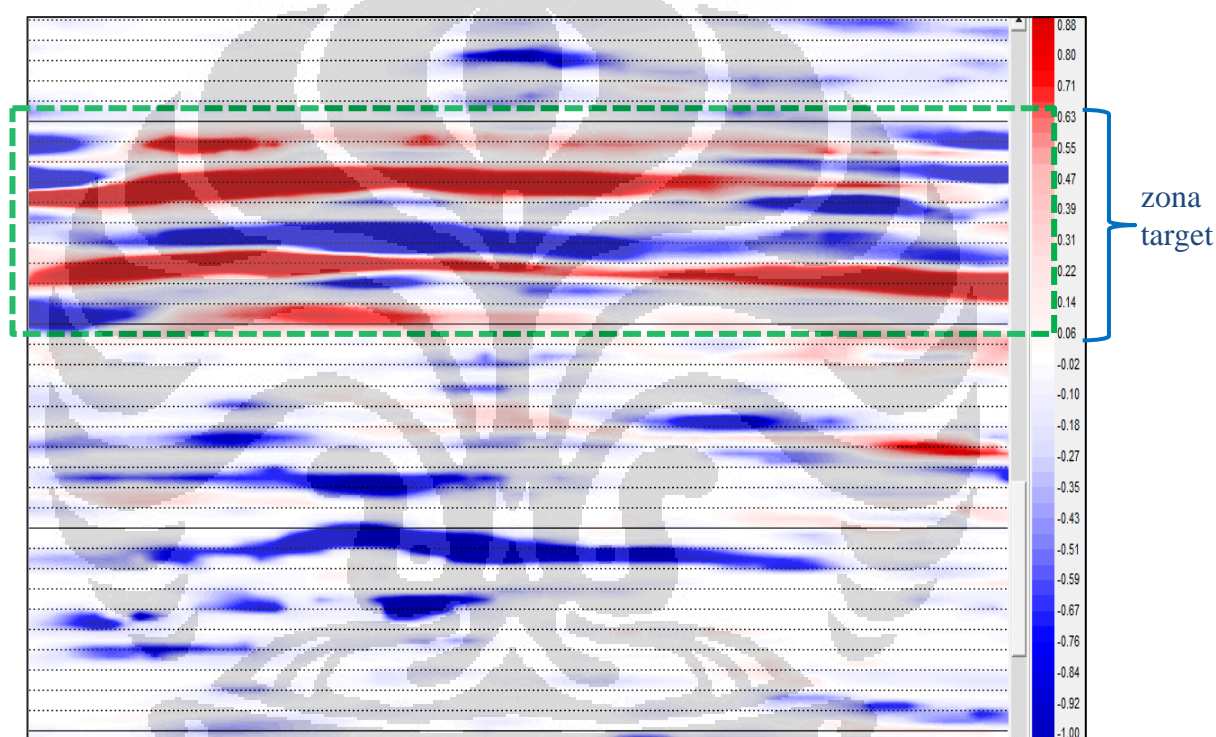
Nilai negatif menunjukkan adanya perubahan kecepatan gelombang P dan perubahan densitas yang cukup tinggi. Hal ini bisa terjadi jika lapisan pertama adalah *shale* dan lapisan kedua adalah *sand* yang berisi hidrokarbon, khususnya gas.



Gambar 4.8. *Gradient (B)* dan zona target yang diberi kotak putus-putus warna hijau.

4.3.3 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 4.9 terlihat pada TWT 1975 ms hingga TWT 2100 ms, ada daerah dengan nilai *product* positif yang diindikasikan sebagai eksistensi dari gas.

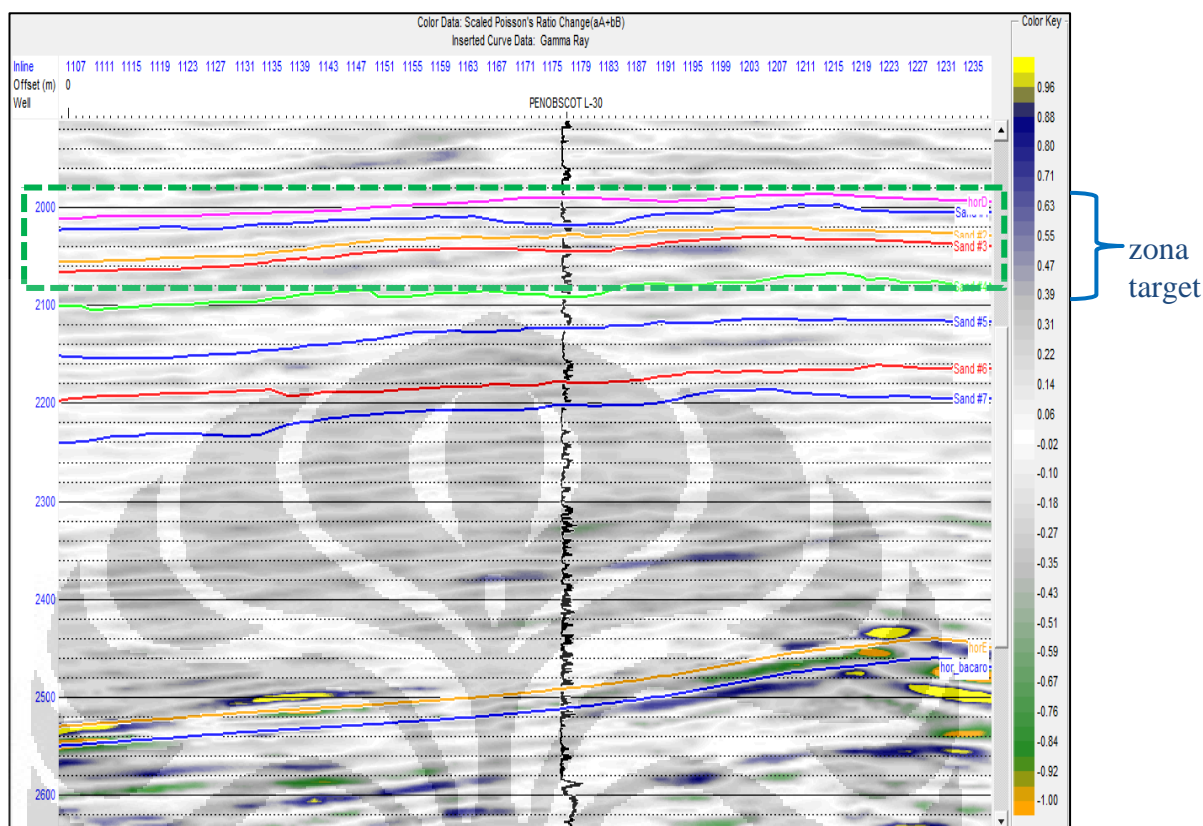


Gambar 4.9. *Product* ($A*B$). Zona target ditandai kotak putus-putus warna hijau.

4.3.4 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. Dari penampang *scaled poisson ratio changed* pada

gambar 4.10 menunjukkan bahwa pada zona target tidak terlihat adanya anomali tertentu. Range nilai *poisson ratio changed* antara -0,40 hingga 0,60.

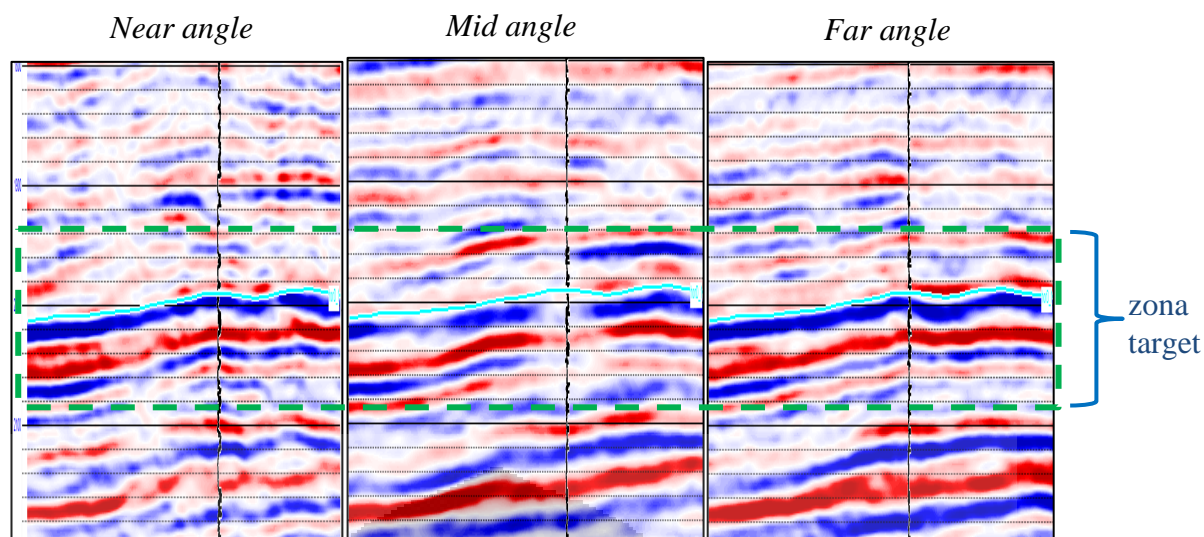


Gambar 4.10. *Scaled Poisson Ratio Changed* dan zona target yang diberi kotak putus-putus warna hijau.

4.4 Analisa Pengolahan Data Seismik

4.4.1 Analisa *Partial Angle Stack*

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* ($3^{\circ} - 14^{\circ}$), *mid angle stack* ($15^{\circ} - 26^{\circ}$) dan *far angle stack* ($27^{\circ} - 35^{\circ}$).



Gambar 4.11. *Partial Angle Stack* dan zona reservoir yang diberi kotak putus-putus warna hijau.

Pada ketiga *partial angle stack* di atas (Gambar 4.11), tidak tampak adanya kenaikan amplitudo. Hal ini dikarenakan sudut kritis yang hanya 9° , sehingga sudut di atas 9° , anomali kenaikan amplitudo sudah tidak terlihat lagi. Sudut kritis 9° ini dapat dilihat pada analisa AVO, baik dengan *pick analysis* maupun *gradient analysis*.

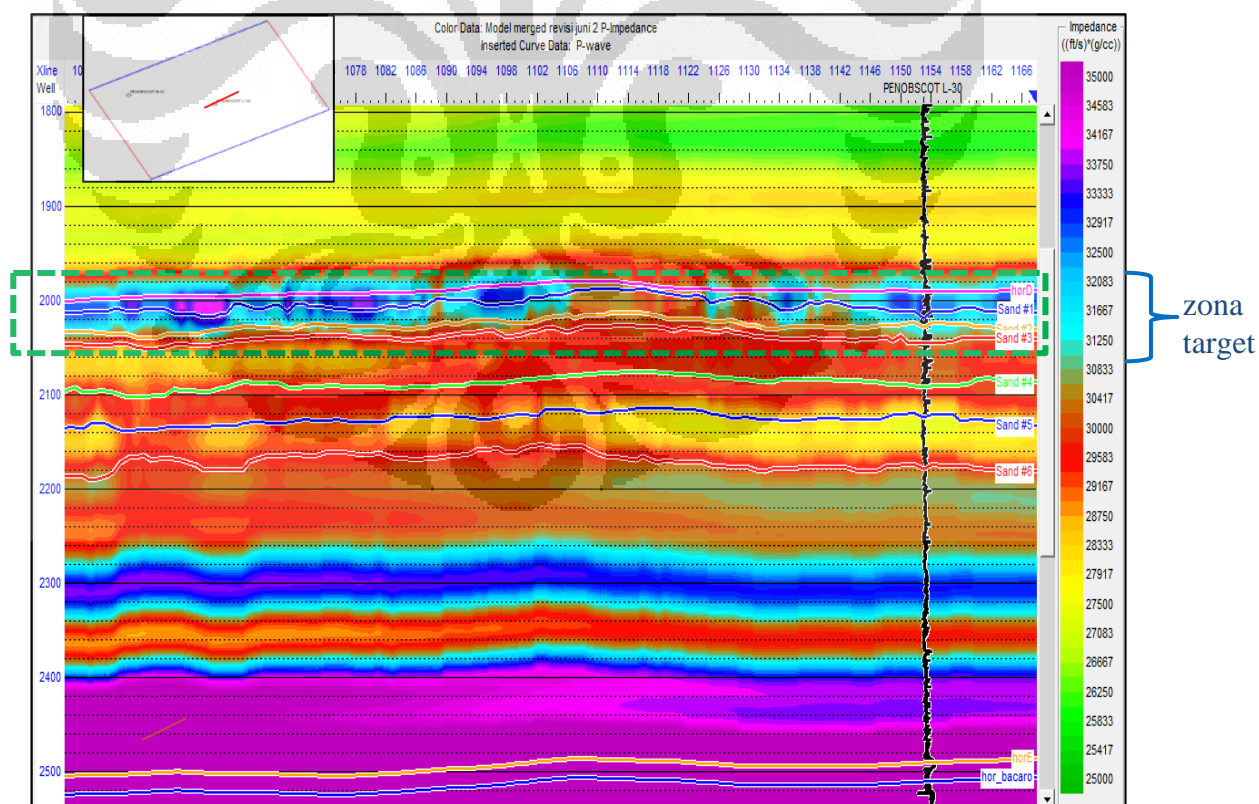
4.4.2 Analisa Penampang Model Awal

Dari *wavelet* yang telah diekstraksi pada langkah sebelumnya dilakukan pembuatan model awal impedansi P, impedansi S dan densitas. Terdapat beberapa hal yang mempengaruhi kualitas dari model awal (*initial model*) ini, yang paling terpenting adalah kualitas data sumur yang telah diikatkan dengan data seismik (*well seismic tie*) dan data horizon.

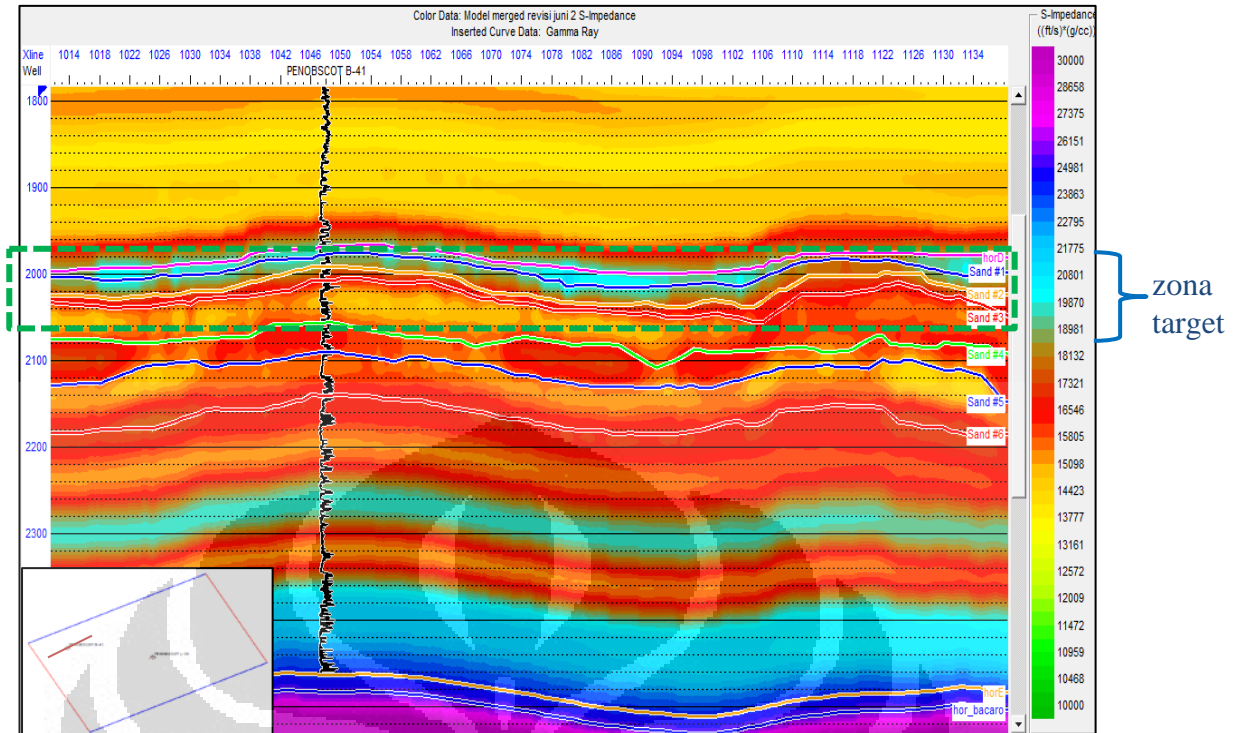
Data sumur digunakan sebagai acuan nilai impedansi, baik untuk impedansi gelombang-P (I_p) maupun impedansi gelombang-S (I_s), yang dihitung dari nilai log kecepatan gelombang-P (V_p), log kecepatan gelombang-S (V_s) dan log densitas (ρ), sementara horizon digunakan sebagai panduan dalam melakukan interpolasi nilai impedansi gelombang-P dan impedansi gelombang-S untuk seluruh volume seismik secara lateral. Batasan yang digunakan dalam membuat model awal, antara lain yaitu:

- 1) Data sumur yang dipakai terdiri dari data kecepatan gelombang P (*P-wave*), kecepatan gelombang S (*S-wave*) dan data densitas.
- 2) Data horizon yang digunakan untuk membatasi daerah target adalah horizon *Sand* pada formasi missisauga.

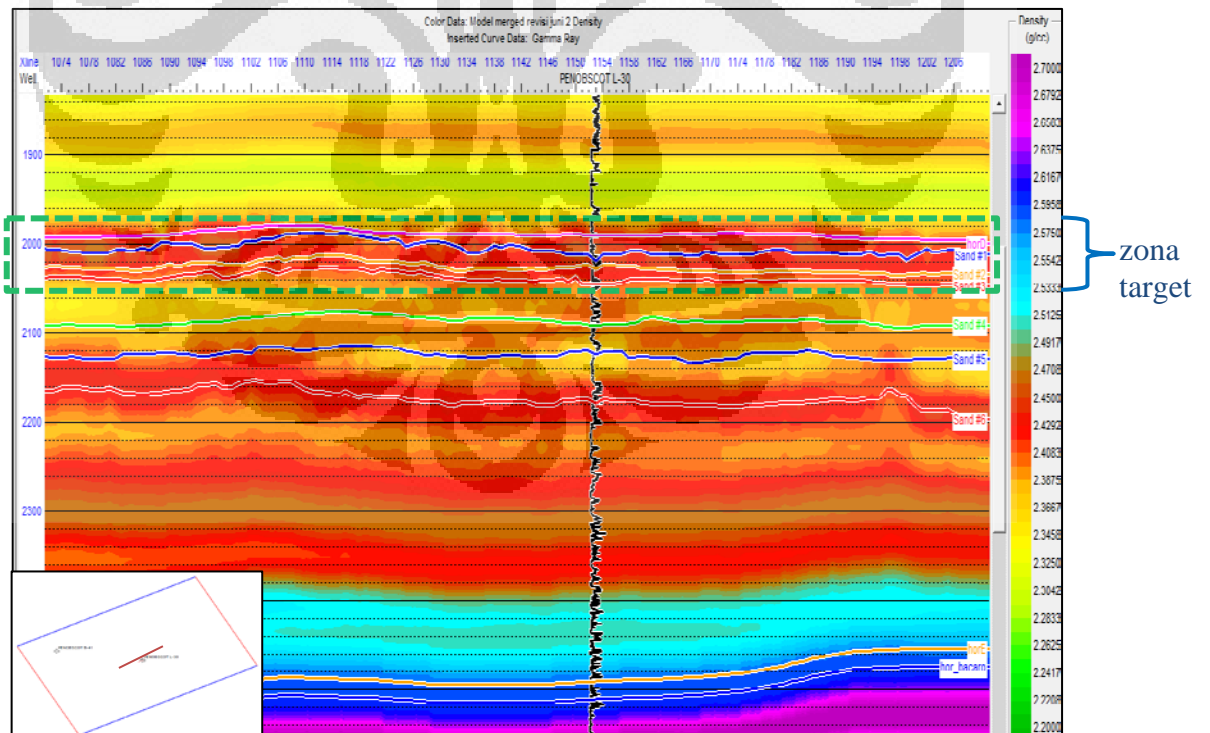
Dari Penampang model awal impedansi P (Gambar 4.12) dan impedansi S (Gambar 4.13) terlihat bahwa pada zona target terdapat penurunan nilai impedansi dibandingkan daerah sekitarnya. Pada penampang model awal *density* juga terlihat adanya penurunan nilai *density* pada zona target dibandingkan daerah sekitarnya. Dari ketiga model awal diatas dapat diinterpretasikan *sandstone* formasi Missisauga masih kurang dapat terlihat jelas, berdasarkan hubungan V_p dan V_s terhadap saturasi air diharapkan kedua penampang ini dapat menunjukkan kehadiran anomali gas pada reservoir *sandstone* formasi Missisauga di lapangan Penobscot. Namun dari penampang ini sulit untuk melihat batas akibat kontras kehadiran gas pada reservoir *sandstone* formasi Missisauga dengan kehadiran air.



Gambar 4.12. Penampang model awal *P-impedance* dan zona target dalam kotak warna hijau



Gambar 4.13. Penampang model awal *S-impedance* dan zona target dalam kotak warna hijau.



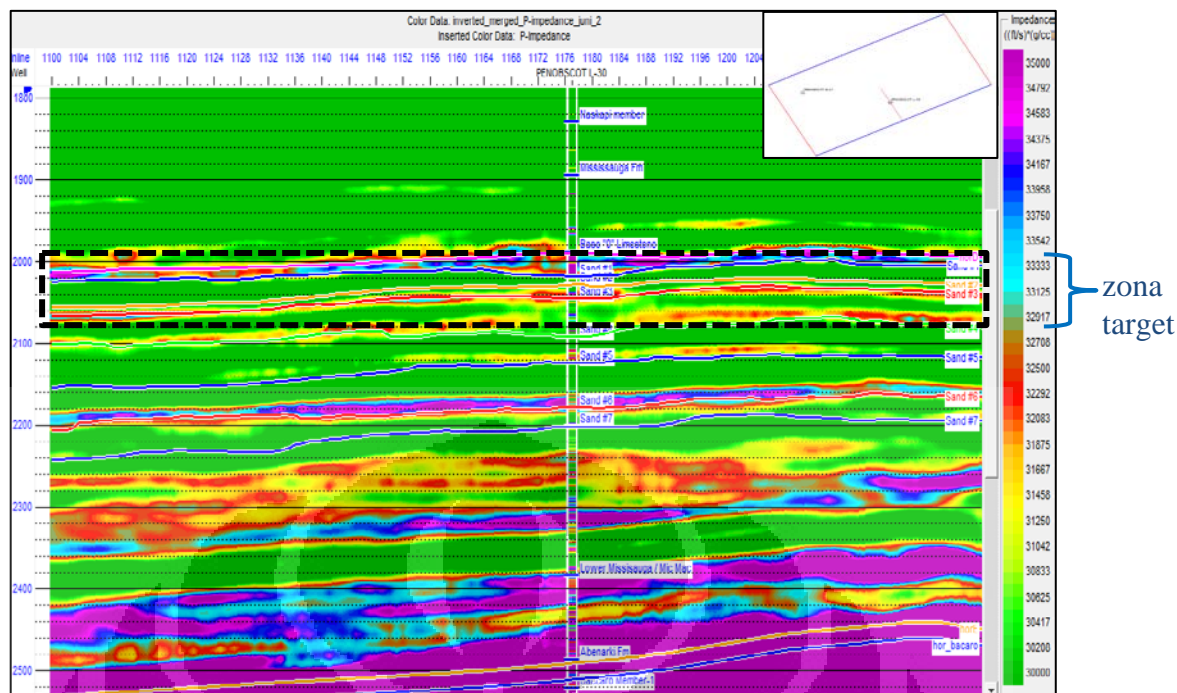
Gambar 4.14. Penampang model awal *Density* dan zona target dalam kotak warna hijau.

4.4.3 Hasil Inversi Simultan

4.4.3.1 Analisa Penampang 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 yang menjadi target penelitian ini 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.

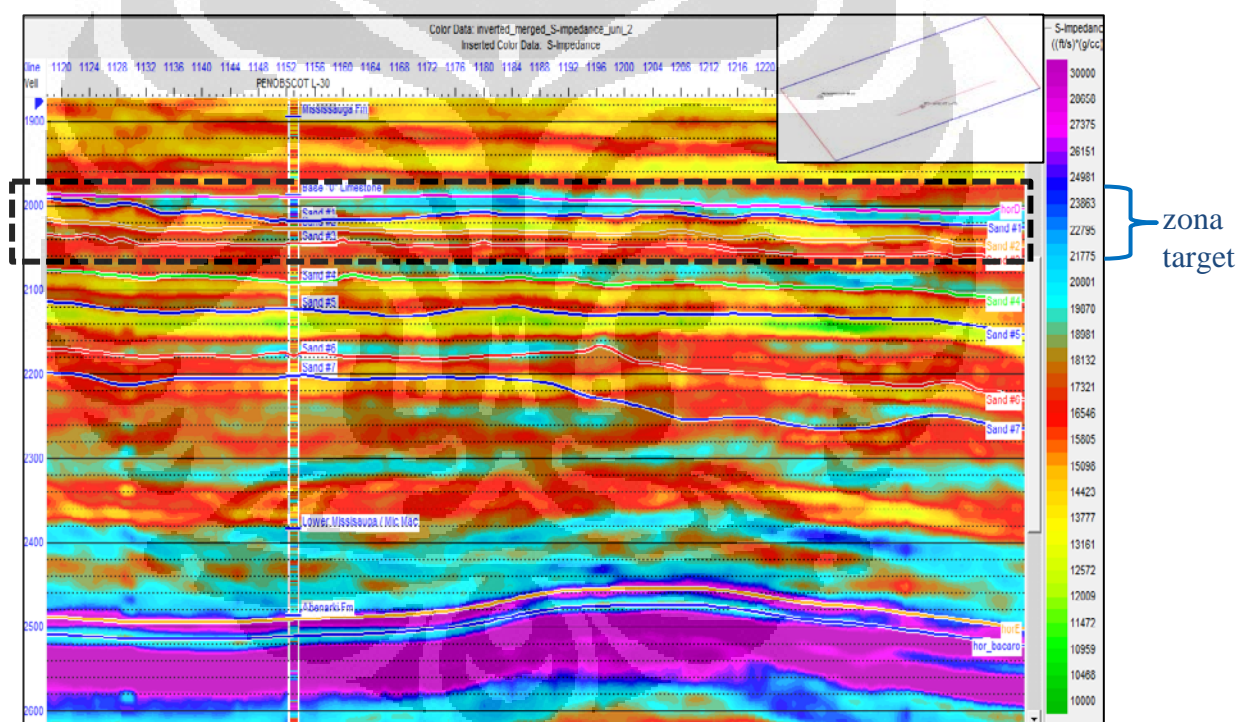


Gambar 4.15. Penampang impedansi P dan identifikasi zona reservoir pada kotak hitam.

Pada gambar 4.15 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 1950 ms, nilai impedansi P relatif sama, yaitu sekitar $30.000 \text{ (ft/s)} \cdot (\text{gr/cc})$, hal ini dikarenakan zona tersebut tersusun oleh mayoritas *limestone* dengan sedikit perselingan *siltstone* pada Formasi Missisauqua. Pada zona antara TWT 1980 ms hingga 2040 ms, terlihat impedansi P dengan nilai lebih besar yang cukup kontras dengan sekitarnya (berwarna ungu), yaitu berkisar pada $34.583 \text{ (ft/s)} \cdot (\text{gr/cc})$. Zona tersebut diduga kuat sebagai reservoir pasir yang mengandung fluida. Zona target ditunjukkan dengan kotak hitam.

Pada gambar 4.16 terlihat penampang impedansi S yang nilainya jauh berbeda 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, terlihat zona dengan nilai impedansi S berselang-seling dengan kontras yang cukup signifikan dibandingkan dengan sekitarnya. Jika melihat kembali penampang impedansi P, maka zona yang jelas-jelas memiliki impedansi P besar hanya berada pada TWT 1980 ms hingga 2040 ms. Sedangkan pada impedansi S, zona dengan nilai impedansi S besar berada pada sekitar TWT 1980 ms hingga 2100 ms yang bisa diindikasikan sebagai lapisan pasir. Namun pada TWT 2030 ms juga masih terlihat zona berwarna kuning, menunjukkan nilai impedansi S yang lebih rendah. Hal ini sejalan dengan impedansi P, sehingga dapat diindikasikan pada zona tersebut adalah reservoir pasir yang mengandung hidrokarbon.

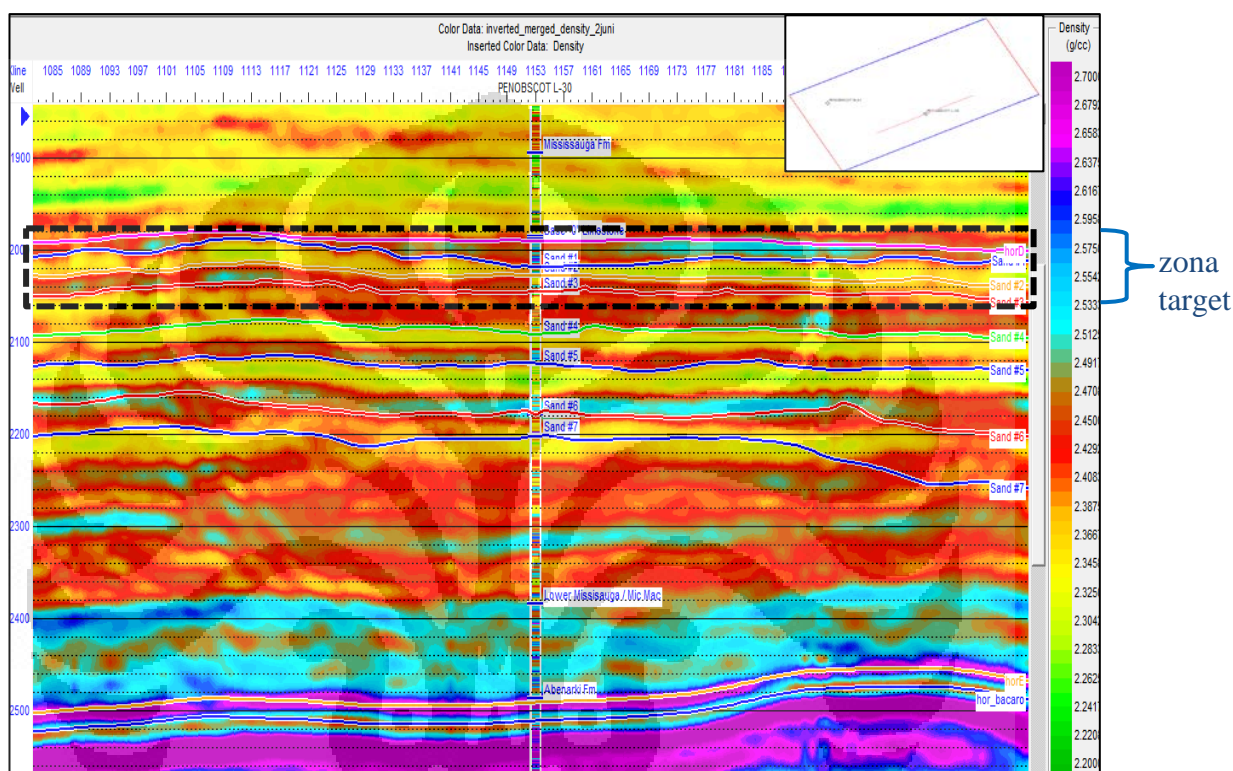


Gambar 4.16. Penampang impedansi S dan identifikasi zona reservoir pada kotak hitam.

4.4.3.2 Analisa Penampang 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 4.17, terlihat nilai densitas

pada zona target tidak membentuk suatu pola tertentu, terlihat adanya nilai densitas yang cenderung lebih tinggi (ditandai dengan warna biru) pada zona target yang diberi kotak hitam. Nilai densitas pada area tersebut berkisar 2,5333 g/cc yang diduga sebagai lapisan batupasir. Zona reservoir tersebut berada pada Formasi Missisauga Tengah yang mayoritas tersusun atas batupasir.



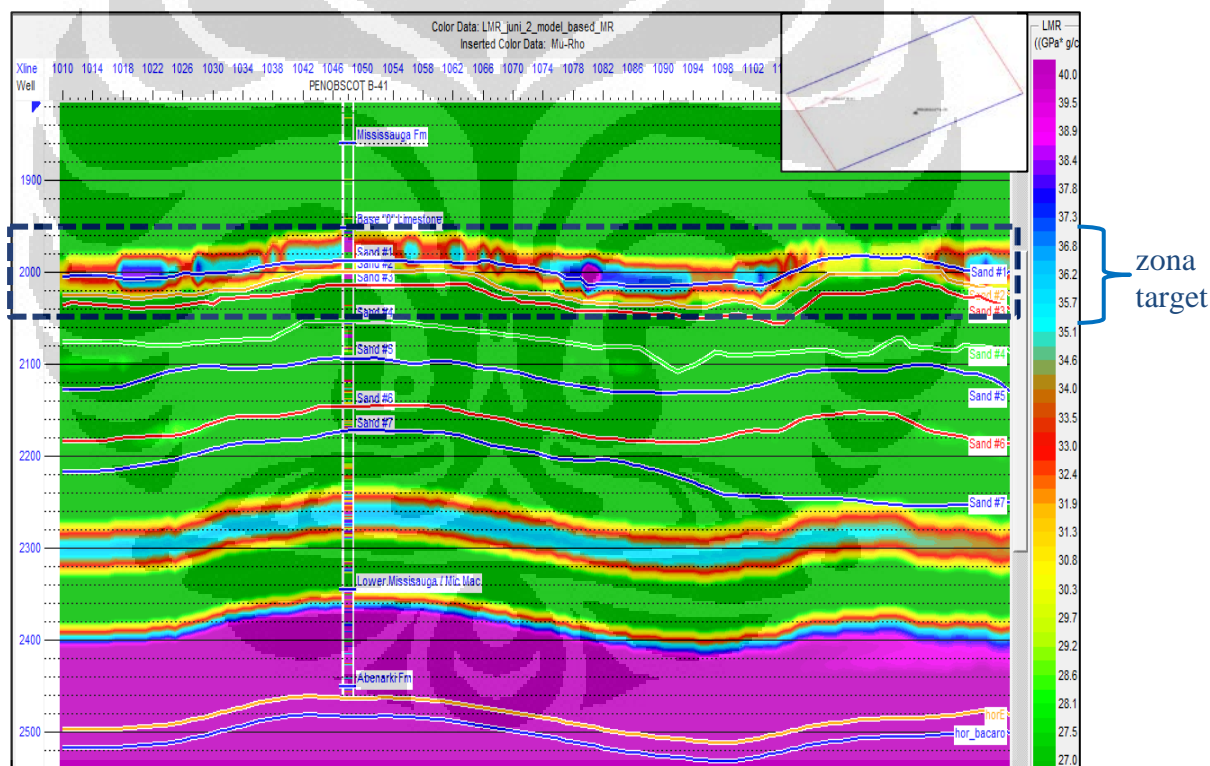
Gambar 4.17. Penampang Densitas dan zona reservoir yang diberi kotak hitam.

4.4.3.3 Analisa Penampang Mu-Rho

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 *porous*, akan memiliki nilai Mu-rho yang lebih tinggi.

Berdasarkan sifat parameter elastisitas Mu-Rho yang merupakan parameter elastisitas yang sensitif terhadap perubahan litologi, terlihat pada penampang Mu-

Rho bahwa di dalam zona target (dalam kotak berwarna hitam) menunjukkan nilai Mu-Rho yang bervariasi dan terlihat suatu kecenderungan memiliki nilai Mu-Rho lebih tinggi daripada zona sekitarnya, terdapat selang seling nilai Mu-Rho yang cukup signifikan, yaitu antara 28,6 Gpa*g/cc (warna *hijau muda*) hingga 40 Gpa*g/cc (warna ungu). Nilai Mu-Rho tinggi (berwarna ungu) memperlihatkan bahwa pada zona target merupakan karakter dari reservoir berupa *sandstone*, selain itu didukung berdasarkan informasi dari data sumur berupa krosplot antara lambda-rho dan mu-rho dengan bantuan dimensi ketiga berupa resistivitas, menunjukkan bahwa pada zona target merupakan reservoir berupa *sandstone*, pada gambar ditunjukkan oleh nilai gamma ray yang rendah. Nilai Mu-Rho pada penampang berkisar antara 27 hingga 40 Gpa*g/cc.



Gambar 4.18. Penampang Mu-Rho dan zona reservoir yang diberi kotak hitam.

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. Pada penampang di atas, nilai

Mu-Rho pada zona yang diindikasikan sebagai lapisan pasir (kotak hitam), secara umum memiliki nilai Mu-Rho diatas $20 \text{ Gpa}^*(\text{gr/cc})$. Berdasarkan hasil *crossplot*, baik L-30 maupun B-41, terlihat zona tersebut adalah lapisan pasir dan sudah terbukti mengandung sejumlah hidrokarbon berupa *condensate* (berdasarkan laporan umum dari perusahaan setempat). Pada gambar 3.4, terlihat pada zona yang diberi 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 sumur tersebut. Nilai resistivitas yang relatif tinggi dibandingkan dengan sekitarnya, mengindikasikan kebedaraan hidrokarbon pada lapisan tersebut.

Nilai Mu-Rho yang rendah pada penampang Mu-Rho (Gambar 4.18) kemungkinan besar terjadi karena Mu-Rho adalah fungsi kuadrat dari impedansi S, dimana pada penampang impedansi S (Gambar 4.13) pada zona tersebut nilai impedansi juga rendah. Namun zona rendah pada impedansi S adalah wajar untuk mengindikasikan kederadaan lapisan pasir di bawah lapisan *shale*. Kemungkinan kedua adalah ketidak tersedianya 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 lain adalah lapisan pasir pada Formasi Missisauga Tengah, bukan pasir murni, melainkan *tight sand*, yaitu lapisan pasir yang cukup padat karena campuran *shale* atau *silt*.

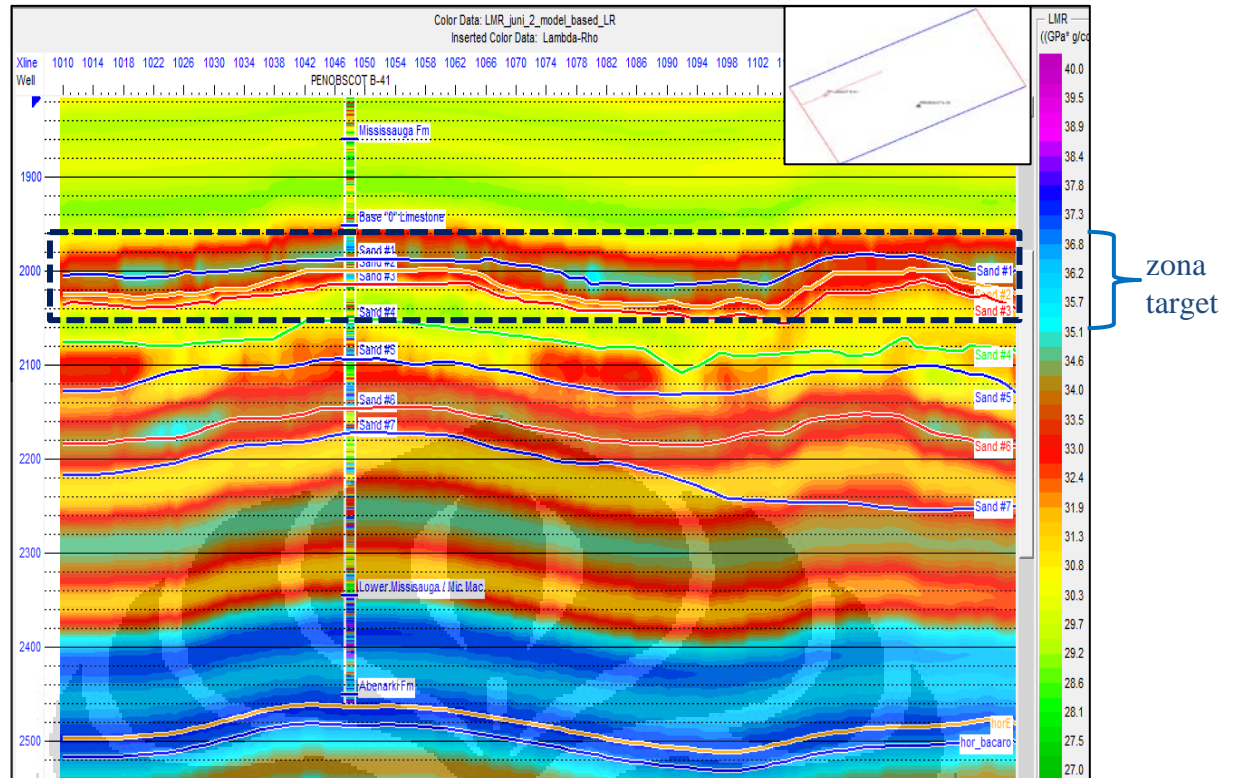
4.4.3.4 Analisa Penampang Lambda-Rho

Untuk mengidentifikasi kandungan dari fluida reservoir dimanfaatkan sifat parameter inkompresibilitas ($\lambda\rho$). Inkompresibilitas didefinisikan sebagai besarnya perubahan volume (dapat dikompresi) bila dikenai oleh stress. Semakin mudah dikompresi, maka semakin kecil harga inkompresibilitasnya begitu pula sebaliknya. Perubahan ini lebih disebabkan oleh adanya perubahan pori daripada perubahan ukuran butirnya. Fluida yang mengisi pori mempengaruhi harga kompresibilitas. Jika gas mengisi pori maka batuan tersebut akan lebih mudah

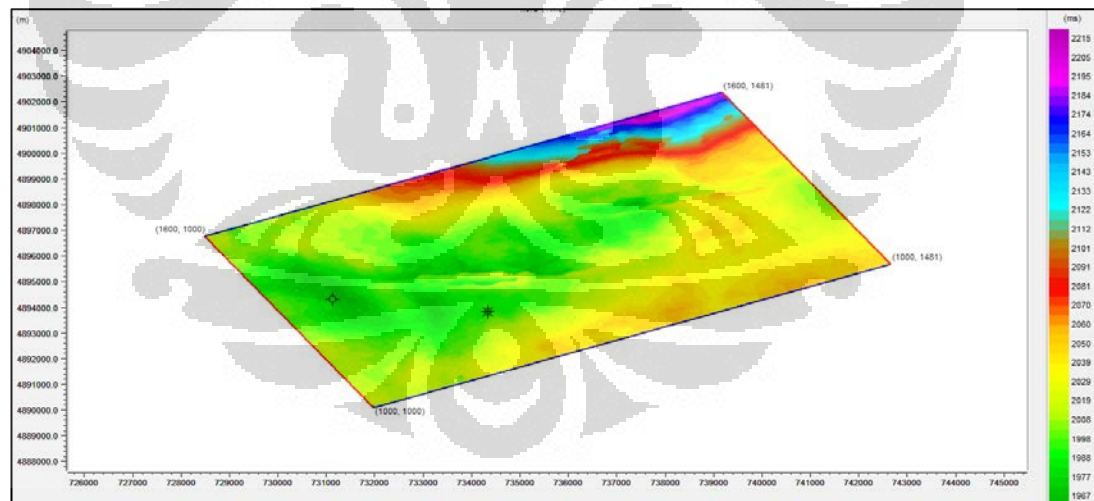
terkompresi daripada terisi oleh minyak ataupun air, dengan kata lain batuan tersebut memiliki nilai inkompresibilitas ($\lambda\rho$) yang rendah. *Sandstone* yang mengandung gas lebih kompresif daripada *shale* sehingga *sandstone* yang mengandung gas memiliki nilai inkompresibilitas ($\lambda\rho$) yang rendah. Dengan kata lain, Parameter Lambda-Rho menunjukkan inkompresibilitas batuan yang merupakan indikator fluida pada lapisan batuan.

Penampang Lambda-Rho ditunjukkan pada gambar 4.19, Pada zona target yang diberi kotak warna hitam menunjukkan pada zona target terlihat memiliki nilai Lambda-Rho yang bervariasi dan terlihat suatu pola nilai Lambda-Rho yang lebih besar daripada zona sekitar, terdapat selang seling nilai Lambda-Rho yang cukup signifikan, yaitu antara 28,6 Gpa*g/cc (warna hijau) hingga 35,7 Gpa*g/cc (warna magenta) Pada zona target terlihat adanya anomali Lambda-Rho bernilai rendah yang dicirikan dengan warna hijau dan kuning pada zona sekitar TWT 2020 ms hingga 2100 ms. Nilai Lambda-Rho tersebut diduga karena lapisan pada daerah target 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 ± 2600 meter atau pada TWT ± 2000 ms.

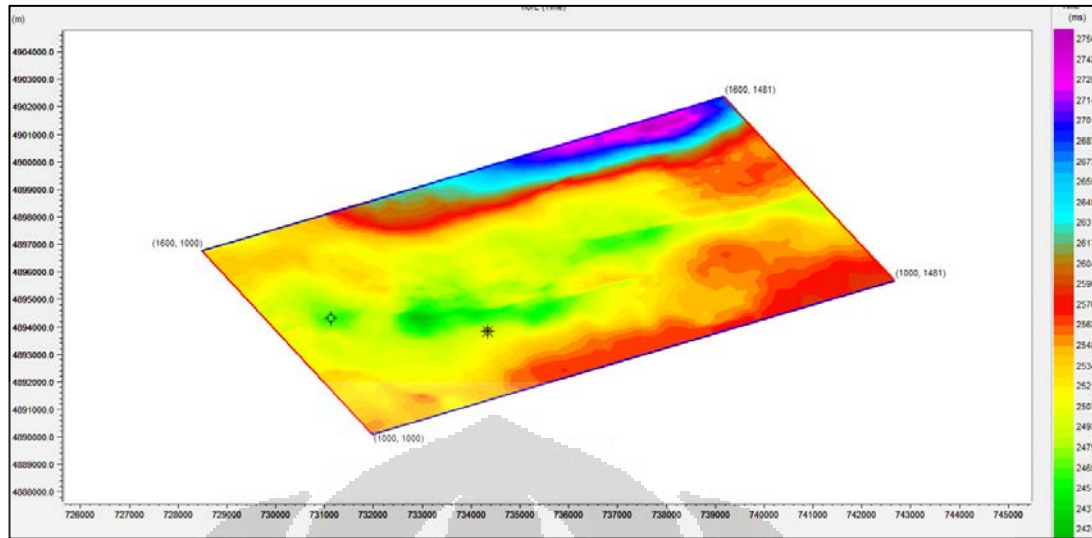
Berdasarkan korelasi data sumur L-30 dan B-41 yang terdapat pada lapangan Penobscot, ditemukan tujuh lapisan pasir pada kedalaman 1900 ms hingga 2500 ms yang lima diantaranya mengandung sejumlah minyak, *condensate* dan gas. Namun dikarenakan Formasi Missisauga penyusun utamanya adalah *sandstone* dan *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.



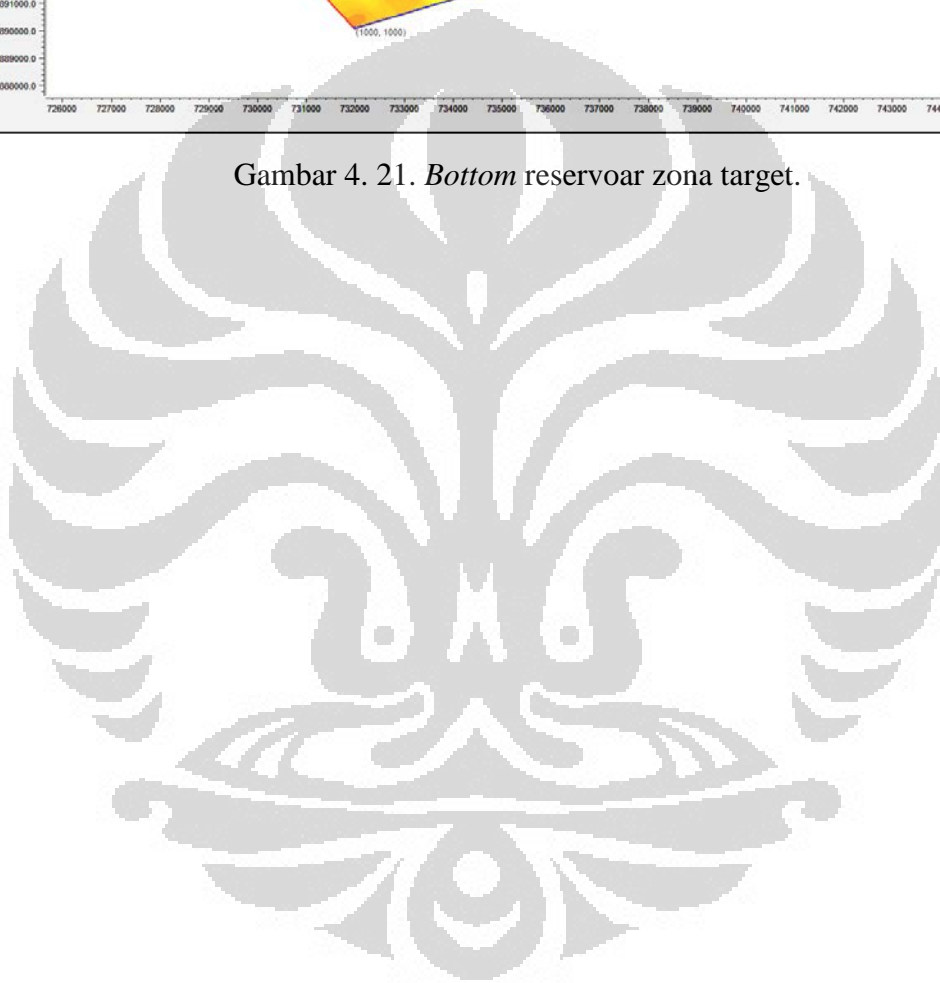
Gambar 4.19. Penampang Lambda-Rho dan zona reservoir yang diberi kotak hitam.



Gambar 4.20. Top reservoir zona target.



Gambar 4. 21. *Bottom* reservoir zona target.



BAB 5

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

1. Hasil analisa AVO, terlihat adanya anomali AVO kelas III pada TWT 2000 ms dan kehadiran gas pada zona tersebut. Lambda-Rho pada zona tersebut bernilai 33,5 - 35 GPa*g/cc, nilai Mu-Rho pada zona tersebut bernilai 32 - 35 GPa*g/cc.
2. Dari hasil analisa inversi Mhu-Rho dan Lamda-Rho dapat diidentifikasi merupakan lapisan batupasir dengan porositas rendah dan fluida dalam hal ini gas berada dalam horizon *sand* 1 dan *sand* 2 pada kedalaman waktu 1975 – 2100 ms yang muncul pada sumur L-30.
3. Berdasarkan analisa *crossplot well* menunjukkan bahwa pada area target mempunyai harga Lamda-Rho 35 – 40 GPa*g/cc dan harga Mhu-Rho 49 – 71 GPa*g/cc.

5.2 Saran

1. Untuk memberi hasil yang lebih maksimal dan akurat, diperlukan data yang lebih lengkap, khususnya data kecepatan gelombang S (V_s atau *shear velocity*). Dalam penelitian ini, data V_s yang digunakan merupakan prediksi sehingga belum dapat memberikan hasil yang maksimal untuk parameter Lambda per Mu yang dalam teori seharusnya memberikan parameter yang sensitif dalam identifikasi fluida reservoir.
2. Diperlukan analisa petrofisik lebih lanjut terhadap data sumur karena sangat penting untuk proses selanjutnya. Kesalahan sedikit saja akan membuat hasil inversi tidak maksimal.
3. Untuk pemanfaatan lebih lanjut, metoda ini perlu analisa lebih lanjut dan dibandingkan dengan metoda lain agar menghasilkan prediksi yang lebih terpercaya dan dapat dipertanggungjawabkan.

DAFTAR ACUAN

- Abdullah, Agus, 2007, *Gelombang Kompresi (P wave) - Website Ensiklopedia Seismik*. <http://ensiklopediseismik.blogspot.com/2007/06/gelombang-kompresi-gelombang-p.html>, diakses pada 12 januari 2012 pukul 19.00
- Abdullah, Agus, 2007, *Impedansi Akustik (Acoustic Impedance) - Website Ensiklopedia Seismik*. <http://ensiklopediseismik.blogspot.com/2007/06/impedansi-akustik-acoustic-impedance.html>, diakses pada 12 januari 2012 pukul 19.00
- Aissa, Astrid, 2008, Skripsi : *Prediksi Penyebaran Batu Pasir pada Lapangan Boonsville dengan Menggunakan Metode Inversi Geostatistik Bayesian*. FMIPA UI
- Bradley, J.J. and Fort, A.N.(1985). *Internal friction in rocks* S. P. Clark (ed), *Handbook of physical constants*. Geology Society of America, Memoir 97, pp. 175-93.
- Burge, D.W., and Neff, D.B., 1998, *Well-based Seismic Lithology Inversion for Porosity and Pay-thickness Mapping*, The Leading Edge, February Issue.
- Clawson, Steven and Meng, Hai-Zui, 2000, *Seismic Acoustic Impedance Inversion in Reservoir Characterization Utilizing gOcad*, iReservoir.com, Presented at the 2000 gOcad Users Meeting
- Goodway, B., 2001, *Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical parameter; " $\lambda\rho$ ", " $\mu\rho$ ", and " λ/μ " fluid stack, from P and S inversion*. CSEG Recorder.
- Hermawan, Ade Denny. 2011 . Skripsi : *Inversi Avo Simultan Dan Analisa Lambda Mu Rho untuk Mengidentifikasi Litologi Dan Jenis Fluida: Studi Kasus Lapangan Penobscot, Canada*. Universitas Indonesia
- Kurniawan, Muhammad. 2007. Skripsi : *Analisa Inversi Lambda Mu Rho Pada Reservoir Gas Batuan Karbonat Formasi Baturaja Di Lapangan Azzurri*,

Cekungan Sumatra Selatan. Program Studi Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung

Natural Resources Canada. 2011. *Geological Survey of Canada: Geology of Scotian Margin: Stratigraphic Overview*. www.nrcan.gc.ca.

Pollastro, et al., 2003, *Assessing Undiscovered Resources of the Barnett-Paleozoic Total Petroleum System, Bend Arch-Fort Worth Basin Province, Texas*.

Sukmono, Sigit. 2007 . *The Application of Multi-attribute Analysis in Mapping Lithology and Porosity in the Pematang-Sihapas Groups of Central Sumatra Basin, Indonesia*. The Leading Edge, Vol.26 No.2, pp. 126-131.

Sukmono, S. 2002 . *Seismic Inversion and AVO Analysis for Reservoir Characterization*. Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.

Sukmono, Sigit. 2002 . *Seismic Attribute for Reservoir Characterization*. Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.

The Canada Nova Scotia Offshore Petroleum Board (CNSOPB). 2011. *Penobscot Petroleum System, Penobscot Structure*. <http://ammonitenovascotia.com>.

Thomas, Jimmy D., 1999. *Integrating Synsedimentary Tectonics with Sequence Stratigraphy to Understand The Development Of The Fort Worth Basin*. Castaneda Consulting LLC Weatherford. Texas

Valentina, Novia. 2010 . Skripsi : *Estimasi Kecepatan Gelombang Shear Dan Aplikasinya Untuk Fluid Replacement Modeling Studi Kasus: Lapangan X*. Universitas Indonesia.