

**Kombinasi Inversi Seismik, Analisis AVO, dan Inversi Fluida untuk
Memetakan Sebaran Porositas & Delineasi Zona Gas:
Studi Kasus Lapangan “D”**

Tesis

**Dede Suherman
0706171844**



**UNIVERSITAS INDONESIA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI ILMU FISIKA
KEKHUSUSAN GEOFISIKA RESERVOIR
DEPOK
JUNI 2010**

**Kombinasi Inversi Seismik, Analisis AVO, dan Inversi Fluida untuk
Memetakan Sebaran Porositas & Delineasi Zona Gas:
Studi Kasus Lapangan “D”**

Tesis

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister

**Dede Suherman
0706171844**



**UNIVERSITAS INDONESIA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI ILMU FISIKA
KEKHUSUSAN GEOFISIKA RESERVOIR
DEPOK
JUNI 2010**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

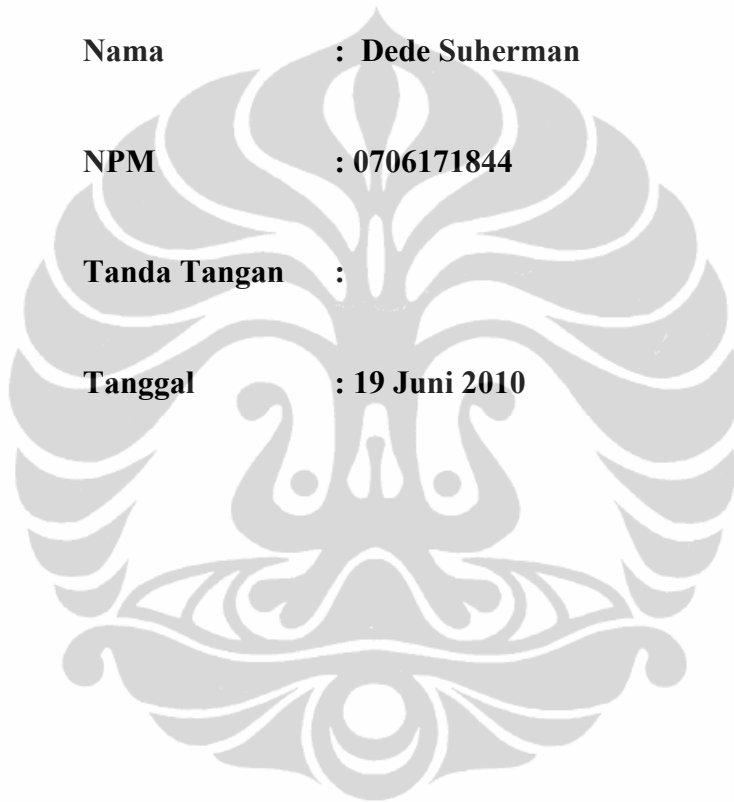
**Tesis ini adalah hasil karya sendiri,
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk telah saya nyatakan
dengan benar.**

Nama : Dede Suherman

NPM : 0706171844

Tanda Tangan :

Tanggal : 19 Juni 2010



HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh

Nama : Dede Suherman
NPM : 0706171844
Program Studi : Ilmu Fisika
Judul Tesis : *Kombinasi Inversi Seismik, Analisis AVO, dan Inversi Fluida untuk Memetakan Sebaran Porositas & Delineasi Zona Gas: Studi Kasus Lapangan "D"*

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr. rer nat. Abdul Haris ()

Penguji : Prof. Suprajitno Munadi ()

Penguji : Dr. Waluyo ()

Penguji : Dr. Ricky Adi Wibowo ()

Ditetapkan di : Depok
Tanggal : 19 Juni 2010

KATA PENGANTAR/UCAPAN TERIMA KASIH

Puji syukur saya panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa, karena atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan tesis ini. Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Magister Sains Program Studi Ilmu Fisika pada Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam. Saya menyadari bahwa, tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak, dari masa perkuliahan sampai pada penyusunan tesis ini, sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan tesis ini. Oleh karena itu, saya mengucapkan terimakasih kepada:

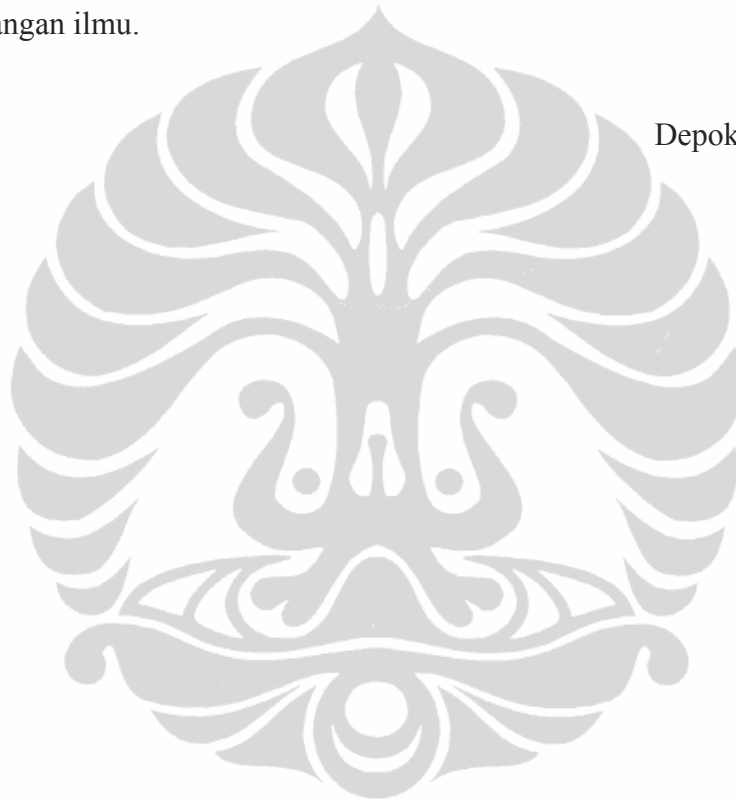
- (1) Dr. rer. nat. Abdul Haris, selaku dosen perkuliahan dan dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan tesis ini;
- (2) Prof. Dr. Suprajitno Munadi, selaku Ketua Kekhususan Geofisika Reservoir dan dosen yang telah mengajarkan ilmu geofisika dan mendidik penulis selama perkuliahan dengan penuh sabar dan ikhlas;
- (3) Dr. Yunus Daud, selaku Ketua Program Studi Ilmu Fisika dan dosen yang telah mendidik dan mengajar penulis selama perkuliahan dengan penuh sabar dan ikhlas;
- (4) Dr. Waluyo, Dr. Ricky Adi Wibowo, Dr. Adriansyah, Drs. M. Syamsu Rosid, Ph. D, Dr. Ukat Sukanta, Dr. Basuki Puspo Putro, Ir. Sardjito, Msc., Dr. Charlie Wu, Dr. Ego Syahrial, Dr. Syafrizal, Dr. Ari Samodra, dan Dr. Surono, selaku para dosen yang telah mendidik dan mengajarkan ilmu geofisika, geologi, dan reservoir kepada penulis dengan penuh sabar dan ikhlas;
- (5) Bapak Suparman, selaku Kepala Tata Usaha Program Pasca Sarjana Ilmu Fisika UI yang telah banyak membantu dalam kelancaran selama penulis menempuh kuliah;
- (6) Ketua Kelas Angkatan 2007, rekan Asep Saripudin, ST. MSi, yang telah banyak memberikan dan menyebarkan informasi perkuliahan dari Pak Suparman kepada penulis, sehingga penulis tidak ketinggalan informasi;
- (7) Pihak PT. Pertamina EP yang telah banyak membantu dalam usaha memperoleh data yang penulis perlukan;
- (8) Orang tua dan keluarga saya yang telah memberikan bantuan dukungan material dan moral; dan

- (9) Teman-teman seperjuangan kuliah Angkatan 2007, Program Studi Ilmu Fisika, Kekhususan Geofisika Reservoir, Universitas Indonesia yang telah menemani penulis dalam menempuh perkuliahan;
- (10) Pihak-pihak, rekan-rekan lain yang telah membantu dan memberikan dorongan moril yang tidak dapat penulis sebutkan satu persatu.

Akhir kata, saya berharap Tuhan Yang Maha Esa berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga tesis ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu.

Depok, Juni 2010

Penulis



**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI
TESIS UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

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

Nama : Dede Suherman
NPM : 0706171844
Program Studi : Ilmu Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Jenis Karya : Tesis

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

Kombinasi Inversi Seismik, Analisis AVO, dan Inversi Fluida untuk Memetakan Sebaran Porositas & Delineasi Zonas Gas: Studi Kasus Lapangan "D"

Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/format-kan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan memublikasikan tesis 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 : Depok

Pada tanggal : 19 Juni 2010

Yang menyatakan

(.....)

ABSTRAK

Daerah Penelitian (Struktur “D”) terletak Kecamatan Toili Barat, Kabupaten Banggai, Provinsi Sulawesi Tengah. Reservoir Struktur “D” berupa batuan karbonat dengan facies reef, diendapkan pada Miosen Atas. Reservoir ini dikelompokkan kepada Anggota Mentawa, Formasi Minahaki. Struktur ini terbentuk oleh sesar mendatar yang berarah NE-SW. Diatas reservoir ini diendapkan shale Formasi Poh yang berfungsi sebagai batuan penutup (seal) yang berumur Piosen. Jebakan pada struktur ini didominasi oleh jebakan stratigrafi karena sembulan reservoir yang berupa reef ditutupi oleh shale. Porositas reservoir berkisar antara 0.2 – 0.325, dengan permeabilitas absolut 4 – 40 md.

Studi Kelayakan dilakukan untuk melihat secara petrofisika seismik apakah ada kolom gas atau tidak. Studi ini meliputi cross-plot P-Impedans vs S-Impedans, Lambda-Rho vs Mu-Rho, Poisson Ratio vs Velocity Ratio, dan Pemodelan AVO sintetik pada tiap sumur. Juga dilakukan studi Elastik Impedans untuk menentukan sudut EI (θ) yang berkorelasi dengan keberadaan gas.

Untuk menentukan sebaran porositas, inversi akustik impedans digunakan sebagai parameter untuk menentukan porositas dan inversi tersebut dilakukan dengan batasan model Top MioCarbonate (-125 ms) – Top Minahaki (+300 ms). Top Minahaki adalah batas antara karbonat platform di bawah dan reef (Anggota Mentawa). Porositas pada reservoir ini tersebar bagus.

Distribusi penyebaran gas dapat diamati melalui Product ($A*B$), parameter Scaled Poisson Ratio Change ($\Delta\sigma$), Lambda-Rho, Kombinasi P-Impedans dan S-Impedans, Inversi Elastik Impedans, serta Fluid Inversion.

Hasil analisis terhadap sebaran gas pada Formasi Minahaki, dapat diamati kemungkinan sebaran gas di bagian selatan Struktur “D”, walaupun sebaran tersebut dibawah kontak gas air (-1720 m TVDSS). Sebaran gas ini dianggap sebagai cadangan upside potensial sebesar 120.336 Bscf gas. Untuk membuktikan adanya gas ini, di usulkan pemboran dua sumur delineasi Del-AA dan Del-BB (LAMPIRAN LEPAS)

ABSTRACT

Study area (“D” Structure) on West Toili Residence, Banggai District, Central Sulawesi Province. The typical “D” Structure is limestone with reef facies, deposited in Upper Miocene. This reservoir grouped into Mentawa Member, Minahaki Formation. This Structure is formed by wrench fault, which has trend NE-SW. Above this reservoir, deposited shale of Poh Formation, which is functioned as of Pliocene. Trap at this structure is dominated by stratigraphic trap because of reservoir reef build-up covered by shale. Reservoir porosity is around 0.2 – 0.325, and absolute permeability 4 – 40 md

Sensitivity analysis is performed to know seismic petro physics whether there is gas column or not. These analysis include cross-plot P-Impedance vs. S-Impedance, Lambda-Rho vs. Mu-Rho, Poisson Ratio vs. Velocity Ratio, and Synthetic AVO modeling on each well. Also performed Elastic Impedance Study to determine EI (θ) angle which correlated with gas content.

To determine porosity distribution, acoustic impedance inversion is used as parameter for determining porosity and it is performed on boundary between Top Miocarboate (-125 ms) to Top Minahaki (+ 300 ms). Top Minahaki is boundary between platform carbonate below and reef (Mentawa Member). The Porosity in this reservoir is well distributed.

The distribution of gas reservoir can be observed by using Product ($A*B$), Scaled Poisson Ration Change, Lambda-Rho, Combined P-Impedance vs. S-Impedance, Elastic Impedans Inversion, and Fluid Inversion.

Our analysis to the gas reservoir distribution can be concluded that there are potential gas distribution at south part of “D” structure, even though that distribution below gas water contact (-1720 m TVDSS). This gas can be assumed as upside potential whose resources about 120.336 Bscf gas. For proving this gas expected, proposed to drill two wells delineation Del-AA and Del-BB (ENCLOSURE)

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH.....	vi
ABSTRAK.....	vii
DAFTAR ISI.....	ix
DAFTAR GAMBAR	xii
DAFTAR TABEL.....	xvi
BAB 1. PENDAHULUAN	1-1
1.1. Latar Belakang.....	1-1
1.2. Identifikasi Masalah	1-2
1.3. Maksud dan Tujuan Penelitian	1-3
1.4. Batasan Masalah.....	1-3
1.5. Metodologi Penelitian.....	1-3
1.6. Sistematika Penulisan.....	1-3
BAB 2. GEOLOGI DAERAH STUDI.....	2-1
2. 1. Struktur Geologi.....	2-1
2.1.1. Tahapan Kapur – Paleosen.....	2-1
2.1.2. Tahapan Miosen Tengah.....	2-1
2.1.3. Tahap Plio-Plistosen	2-2
2. 2. Stratigrafi	2-2
2. 3. Petroleum System	2-3
BAB 3. INVERSI SEISMIK, AVO, DAN INVERSI FLUIDA.....	3-1
3.1. Inversi Seismik	3-1
3.1.1. Recursive atau Bandlimited Inversion.....	3-1
3.1.2. Model Based Inversion.....	3-2
3.1.3. Sparse Spike Inversion	3-5
3.1.4. Colored Inversion	3-6
3.1.5. Neural Network Inversion	3-6
3.2. Extended Elastic Impedance.....	3-6
3.3. Lambda-Rho ($\lambda\rho$) dan Mhu-Rho ($\mu\rho$) (LMR).....	3-9

3.4. Kombinasi P-S Impedance	3-11
3.5. Amplitude Variation Offset (AVO).....	3-12
3.5.1. Product (A*B).....	3-13
3.5.2. Crossplot Intercept dan Gradient	3-13
3.5.3. Scaled Poisson Ratio Change ($\Delta\sigma$)	3-13
3.5.4. Kelas AVO	3-16
3.6. Fluid Inversion.....	3-17
BAB 4. PENGOLAHAN DATA.....	4-1
4.1. Input Data	4-1
4.1.1. Data Log.....	4-1
4.1.2. Input Data Seismik.....	4-1
4.1.3. Interpretasi Horison.....	4-2
4.2. Cross-plot Log Sumuran dan Analisis Sensitivitas	4-3
4.2.1. Tinjauan Sensitivitas.....	4-3
4.2.2. Pembentukan Properti Akustik yang berkorelasi dengan Porositas	4-3
4.2.3. Pembentukan Properti Akustik yang berkorelasi dengan Saturasi Fluida.....	4-5
4.2.4. Extended Elastic Impedance (EEI).....	4-9
4.2.5. Pemodelan AVO Sintetik Single Well	4-11
4.2.5.1. Pemodelan AVO Sintetik Sumur D-2	4-11
4.2.5.2. Pemodelan AVO Sintetik Sumur D-4	4-14
4.3. Perkiraan Wavelet dan Well-Seismic Tie.....	4-16
4.3.1. Perkiraan Wavelet.....	4-16
4.3.2. Well Seismic Tie	4-16
4.4. Pemodelan Seismik dan Analisis.....	4-16
4.4.1. Inversi Akustik Impedans dan Sebaran Porositas	4-19
4.4.2. Penentuan Sebaran Fluida	4-26
4.4.2.1. Analisis AVO	4-26
4.4.2.1.1. Product (A*B).....	4-27
4.4.2.1.2. Scaled Poisson Ratio Change ($\Delta\sigma$).....	4-30
4.4.2.2. Lambda-Rho ($\lambda\rho$)	4-32
4.4.2.3. Kombinasi P-Impedance dan S-Impedance.....	4-42
4.4.2.4. Inversi EI (Elastik Impedans).....	4-44

4.4.2.5. Fluid Inversion	5-51
BAB 5. HASIL DAN PEMBAHASAN	5-1
5.1. Distribusi Porositas	5-1
5.2. Distribusi Fluida	5-4
5.3. Tektonik Pembentukan Zona Upside	5-8
BAB 6. KESIMPULAN DAN SARAN	6-1
6.1. Kesimpulan	6-1
6.2. Saran	6-1

REFERENSI

LAMPIRAN LEPAS

Montage Usulan Sumur Delineasi Del-AA dan Del-BB



DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1. Strukturisasi pada Struktur D. Terlihat kompartemen terpisah pada bagian selatan.....	1-1
Gambar 1.2. Edge Detection pada Top MioCarbonat. Terlihat kompartemen terpisah pada garis elips berwarna merah.....	1-2
Gambar 2.1. Pola Tumbukan Mikro Kontinen di kawasan Sulawesi Bagian Timur	2-4
Gambar 2.2. Hubungan Struktur Dengan Penyebaran Batuan di Lengan Timur Sulawesi	2-5
Gambar 2.3 Pola Sesar mendatar (wrench fault) yang relatif naik (oblique).....	2-5
Gambar 2.4 Stratigafi Regional Cekungan Banggai	2-6
Gambar 2.5 Migrasi Hidrokarbon pada Struktur “D” dan sekitarnya	2-7
Gambar 3.1. Proses iterasi pada Inversi Model Based (Hampson & Russell, 2004)	3-3
Gambar 3.2. Hasil inversi Model Based menghasilkan impedans yang sama dengan wavelet yang berbeda (Hampson Russell, 2004)	3-2
Gambar 3.3 Hasil Inversi Model Based yang tidak unik (Hampson Russell, 2004).....	3-4
Gambar 3.4. Proses iterasi pada Sparse Spike Inversion (Hampson Russell, 1996).....	3-5
Gambar 3.5 Modus konversi P-Wave menjadi pembiasan dan pemantulan S-wave dan P-wave.....	3-7
Gambar 3.6. Diagram alir inversi EI	3-9
Gambar 3.7. Diagram Alir untuk penentuan Product, Lambda-Mhu-Rho, dan Kombinasi P-Impedans & S-Impedans.....	3-11
Gambar 3.8 Resposn pre-stack pada berbagai kombinasi parameter ρ , V_p , dan σ	3-13
Gambar 3.9. Intercept & Gradient pada penampang Pre-stack.....	3-14
Gambar 3.10. Cross-plot Intercept & Gradient pada Top Gas dan Base Gas	3-14
Gambar 3.11 Grafik pola Class AVO.....	3-16
Gambar 3.12. Metoda Fluid Inversion.....	3-20
Gambar 4.1 Picking Horison	4-3
Gambar 4.2 Cross-plot porositas terhadap P-Impedance pada sumur-sumur “D”	4-4
Gambar 4.3. Cross-plot porositas terhadap P-Impedance pada sumur D diterapkan dengan garis regresi	4-5
Gambar 4.4 Cross-plot P-Impedance vs S-Impedance digunakan untuk mengetahui kandungan fluida karbonat.....	4-6
Gambar 4.5. Cross-plot P-Impedance vs S-Impedance dirotasikan horizontal pada P-Impedance nol	4-7
Gambar 4.6. Cross-plot Lambda-rho vs Mhu-Rho. Zona gas diperkirakan dibawah 29 Gpa*gr/cc	4-8
Gambar 4.7. Velocity Ratio versus Poisson Ratio pada reservoir karbonat Lapangan D..	4-9
Gambar 4.8. Korelasi Extended Elastic Impedance dan fisika batuan di reservoir karbonat di Lapangan D.....	4-10
Gambar 4.9. Extented Elastic Impedance pada sudut 19 derajat yang menunjukkan korelasi yang baik dengan lambda-rho dengan korelasi silang 0.994.....	4-11
Gambar 4.10. Sintetik Pre-Stack sumur D-2, kondisi origin (gas) dan $S_w=100\%$ (wet)..	4-12
Gambar 4.11. Sintetik Atribut AVO sumur D-2	4-13

Gambar 4.12 Sintetik Pre-Stack sumur D-4, kondisi origin dan Sw=100% (wet).....	4-14
Gambar 4.13 Sintetik Atribut AVO sumur D-4	4-15
Gambar 4.14 Profil Wavelet bandpass 5-10/35-55 Hz.....	4-16
Gambar 4.15 <i>Well-Seismic tie</i> di D-1 dengan menggunakan wavelet bandpass 5-10/35-55 (0.7766).....	4-17
Gambar 4.16. <i>Well-Seismic Tie</i> di D-2 dengan menggunakan wavelet bandpass 5-10/35-55 Hz (0.8098)	4-17
Gambar 4.17. <i>Well-Seismic tie</i> di D-3 dengan menggunakan wavelet bandpass 5-10/35-55 Hz (0.8538)	4-18
Gambar 4.18. <i>Well-Seismic tie</i> di D-4 dengan menggunakan wavelet bandpass 5-10/35-55 Hz (0.7495).....	4-18
Gambar 4.19. <i>Well-Seismic tie</i> di D-5 dengan menggunakan wavelet bandpass 5-10/35-55 Hz (0.8196)	4-19
Gambar 4.20 Hasil inversi di Lapangan “D” yang melewati sumur D-1	4-20
Gambar 4.21 Hasil inversi di Lapangan “D” yang melewati sumur D-2	4-21
Gambar 4.22 Hasil Inversi di Lapangan “D” yang melalui sumur D-3	4-21
Gambar 4.23 Peta Akustik Impedans dihitung dengan mengambil sayatan horizon 30 ms dibawah Top Miocarbonat.....	4-22
Gambar 4.24. Porositas perolehan inversi penampang melalui sumur D-1	4-24
Gambar 4.25 Penampang porositas perolehan inversi yang melalui sumur D-2.....	4-24
Gambar 4.26. Penampang Porositas perolehan inversi yang melalui sumur D-3 dan saddle dari karbonat buildup	4-25
Gambar 4.27 Penampang Porositas perolehan inversi yang melalui sumur D-4 dan karbonat build-up	4-25
Gambar 4.28. Empat PSTM gather disekitar D-1 yang menunjukkan amplitudo meningkat dengan offset pada top karbonat <i>build-up</i>	4-26
Gambar 4.29. Lima PSTM Gather sekitar D-2 yang menunjukkan variasi amplitudo yang kecil terhadap offset	4-27
Gambar 4.30. Penampang Product (A*B) yang melalui sumur D-1 dan D-2	4-28
Gambar 4.31. Anomali Product sepanjang Top MioCarbonate mengindikasikan Top Gas Reservoir	4-29
Gambar 4.32. Slice Product (A*B) pada Top Gas/Top Miocarbonate/top reservoir	4-29
Gambar 4.33. Penampang $\Delta\sigma$ yang melewati D-1 dan D-2	4-31
Gambar 4.34. Penampang yang melewati zona anomali bagian saddle selatan.....	4-32
Gambar 4.35. Peta Distribusi $\Delta\sigma$ pada Top Miocarbonate (Top Gas)	4-32
Gambar 4.36. Penampang Model awal Zp yang berarah N-S, terlihat sebaran akustik rendah mengikuti pola build up karbonat.....	4-33
Gambar 4.37. Penampang Model awal Zp yang berarah NE-SW, terlihat sebaran akustik rendah mengikuti pola build up karbonat	4-34
Gambar 4.38. Wavelet yang dipakai untuk inversi Rp.....	4-34
Gambar 4.39 . Analisis Inversi Zp. Terlihat dengan algoritma Sparse Spike korelasi rata-rata baik (0.90973).....	4-35
Gambar 4.40. Penampang hasil inversi akustik Impedans Zp dengan algoritma sparse spike yang berarah N-S	4-36
Gambar 4.41. Penampang hasil inversi akustik Impedans Zp dengan algoritma sparse spike yang berarah NE-SW	4-36
Gambar 4.42. Penampang Model S-Impedans awal yang berarah N-S yang melalui sumur-sumur eksisting	4-37
Gambar 4.43. Penampang Model S-Impedans awal yang berarah NE-SW yang	

melalui sumur-sumur eksisting	4-38
Gambar 4.44. Wavelet awal diekstraksi dari data Rs dengan batasan Top Miocarbonat – Top Minahaki	4-38
Gambar 4.45. Analisis Inversi Zs. Terlihat Sparse Spike memberikan korelasi yang baik (0.87)	4-39
Gambar 4.46. Penampang hasil inversi S-Impedans (Zs) yang berarah N-S dengan algoritma sparse spike dan dikontrol sumur D-2	4-40
Gambar 4.47. Penampang hasil inversi S-Impedans (Zs) yang berarah NE-SW dengan algoritma sparse spike dan dikontrol sumur D-2	4-40
Gambar 4.48 Penampang Lambda-Rho ($\lambda\rho$) yang memotong struktur N-S	4-41
Gambar 4.49. Penampang Lambda-Rho ($\lambda\rho$) yang memotong struktur NS-SW	4-42
Gambar 4.50. Peta sebaran Lambda-Rho yang sudah dicutoff warna di 29 Gpa*(gr/cc) ..	4-42
Gambar 4.51. Distribusi yang mewakili dari anomali gas karbonat dari kombinasi P-Impedance dan S-Impedance	4-43
Gambar 4.52. Penampang P-Impedans dikurang S-Impedans yang berarah N-S	4-44
Gambar 4.53. Penampang P-Impedans dikurang S-Impedans yang berarah NE-SW	4-44
Gambar 4.54 Model awal EI (19°) yang berarah N-S dan dikontrol oleh data Elastik Impedans sumur D-2	4-46
Gambar 4.55. Model awal EI (19°) yang berarah NE-S W dan dikontrol oleh data Elastik Impedans sumur D-2	4-47
Gambar 4.56. Wavelet awal yang digunakan untuk inversi EI (19°) yang diekstrak dari R(19°) dari Top Miocarboant – Top Minahaki dengan frekuensi dominant 25 Hz	4-47
Gambar 4.57. Analisis Inversi Elastik Impedance 19°. Terlihat Spare Spike memberikan korelasi yang baik (0.887)	4-48
Gambar 4.58. Penampang EEI pada 19° yang memotong struktur berarah N-S dengan sumur D-2 sebagai sumur pengontrol	4-49
Gambar 4.59. Penampang EEI pada 19° yang memotong struktur berarah NE-SW dengan sumur D-2 sebagai sumur pengontrol	4-49
Gambar 4.60. Crossplot lambda-rho versus mu-rho untuk menggambarkan kandungan gas karbonat, perhatikan bahwa gas karbonat diwakili oleh nilai lambda-rho rendah	4-50
Gambar 4.61. Konversi EEI 19° ke nilai Lambda-Rho untuk mendelineasi distribusi gas	4-51
Gambar 4.62 Distribusi gas yang mewakili dari anomali EI 19° yang dicutoff pada EI=7710 (ft/s x gr/cc)	4-51
Gambar 4.63 Penentuan densitas dan velocity reservoir karbonat pada sumur D-2	4-53
Gambar 4.64. Penentuan porositas reservoir karbonat pada sumur D-2	4-53
Gambar 4.65. Input parameter reservoir karbonat pada sumur D-2	4-54
Gambar 4.66. Penentuan shale density dan velocity pada sumur D-2	4-55
Gambar 4.67. Input parameter shale parameter pada sumur D-2	4-55
Gambar 4.68. Input parameter Brine, Oil, dan Gas	4-56
Gambar 4.69. Input parameter Matrix dan Reservoir sumur D-2	4-57
Gambar 4.70. Cross-plot Gradient vs Intercept di sumur D-2	4-58
Gambar 4.71. Horison slice gradient dan wet zone dan gas zone untuk cross-plot data sesimik	4-59
Gambar 4.72 Cross-plot Gradient vs Intercept dari wet zone (kiri) dan gas zone (kanan)	4-59

Gambar 4.73. Penentuan Scaler untuk Intercept dan Gradient pada sumur D-2.....	4-60
Gambar 4.74. a). Distribusi gas; b) Distribusi Probabilitas Oil; c) Distribusi Probabilitas Gas	4-61
Gambar 4.75 Cross-plot antara permeabilitas (k) vs porositas ϕ pada interval core D-2 ...	4-63
Gambar 4.76 Korelasi $J(S_w)$ vs S_w pada interval core D-2.....	4-64
Gambar 4.77 Cross-plot antara k vs Porositas pada Log Sumur-sumur Struktur “D”. Diperoleh Cut-off porositas=0.14.....	4-65
Gambar 4.78 Cross-plot antara V_{shale} vs Porositas pada Log Sumur-sumur Struktur “D”, diperoleh Cut-off V_{cl} =0.2.....	4-65
Gambar 4.79. a). Kubus AI, (b) Kubus Porositas, c). Kubus permeabilitas.....	4-66
Gambar 4.80. Pemodelan Saturasi Water (S_w)	4-67
Gambar 5.1 Sayatan waktu pada 1370 yang mewakili distribusi porositas	5-2
Gambar 5.2. Sayatan waktu pada 1390 ms mewakili distribusi porositas	5-3
Gambar 5.3 Sayatan Horison pada Top Miocene Karbonat mewakili distribusi porositas	5-4
Gambar 5.4 Distribusi λ -rho yang diperoleh perhitungan Z_p dan Z_s	5-5
Gambar 5.5 Distribusi P-Impedance dikurangi S-Impedance menunjukkan distribusi gas	5-6
Gambar 5.6 Anomasi gas dari λ -rho yang dioverlay dengan kontur struktur.	5-6
Gambar 5.10. Sayatan koherensi (edge detection) Top Miocene Karbonat yang mewakili distribusi struktur build-up.....	5-7
Gambar 5.11 Sayatan Semblance pada 1500 ms yang memperlihatkan pola sesar	5-8
Gambar 5.12 <i>Trend build-up</i> karbonat dan trend sesar pada Struktur “D”. Terdapat tiga <i>trend build-up</i> karbonat dan satu <i>trend</i> sesar	5-9

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1. Proses iterasi pada Inversi Model Based	3-2
Tabel 4.1 <i>Cross-correlation</i> antara impedans elastik dan parameter fisika batuan reservoir karbonat di Lapangan “D”	4-10
Tabel 4.2. Hasil perhitungan cadangan.....	4-67



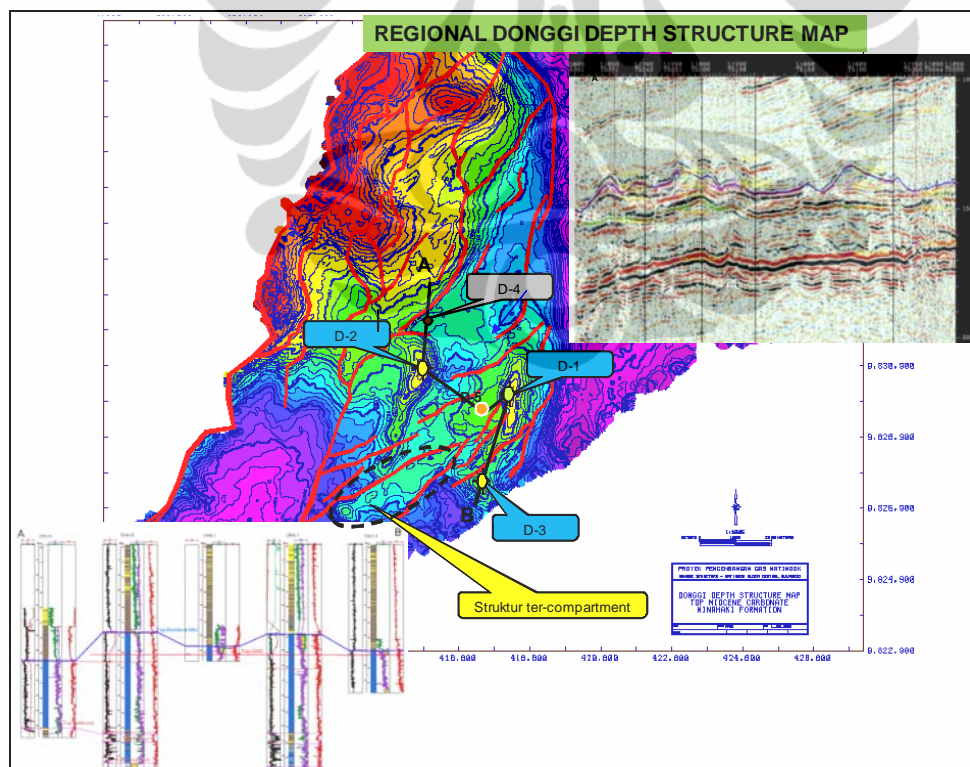
BAB 1

PENDAHULUAN

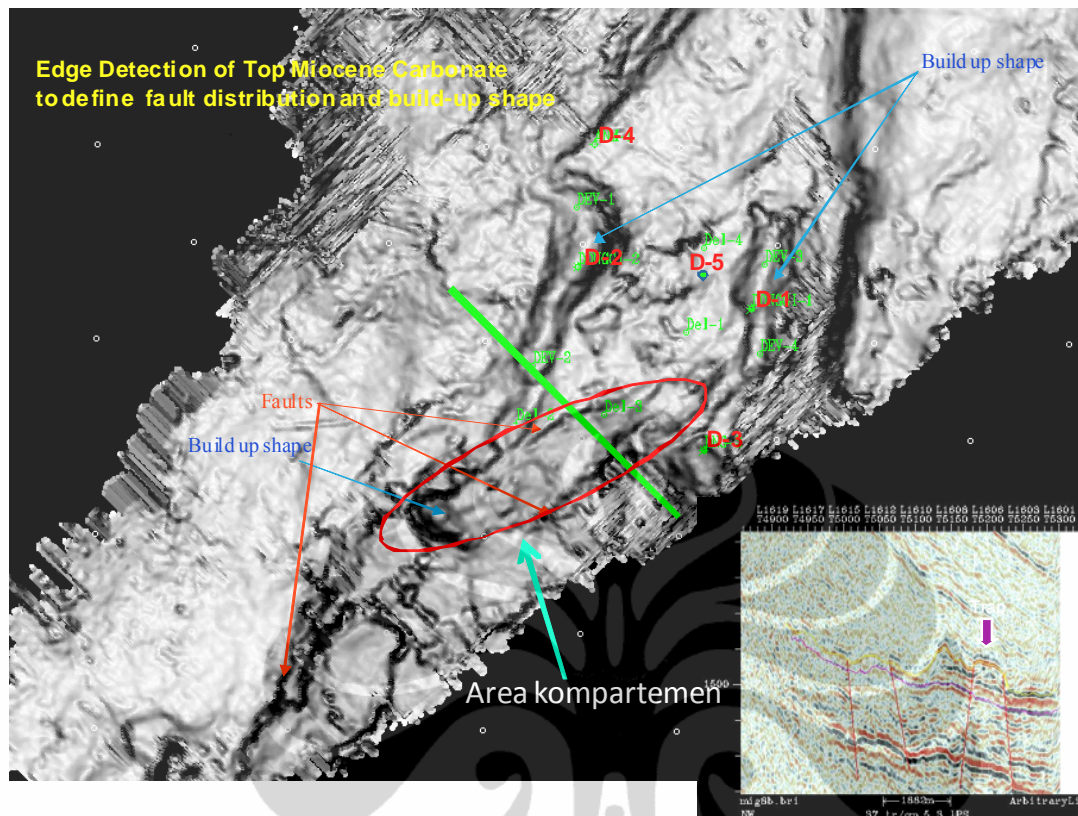
1.1. Latar Belakang

Struktur “D” merupakan jebakan kombinasi antara struktural dan stratigrafi. Formasi Minahaki yang berumur Miosen Tengah – Atas terdiri dari *reef buildup* Anggota Mentawa yang ditutupi oleh batulempung Formasi Poh. Formasi Minahaki mengalami pensesaran geser yang berarah NE-SW pada umur Miosen Atas akibat reaktivasi sesar turun yang terjadi sebelumnya pada saat proses pembentukan cekungan.

Pada kompleks Struktur “D” terdapat kompartemen pada bagian selatan yang merupakan struktur terpisah dari struktur temuan gas utama (**Gambar 1.1, 1.2**). Dengan metoda inversi akustik impedans, diharapkan penyebaran porositas vertikal dan lateral dapat ditentukan, dan melalui analisis AVO, inversi elastik impedans, dan inversi fluida, maka sebaran gas dapat diprediksi, membantu dalam penempatan sumur pengembangan dan delineasi, terutama kompartemen pada bagian selatan.



Gambar 1.1. Strukturisasi pada Struktur “D”. Terlihat kompartemen terpisah pada bagian selatan (dibatasi oleh ellipse garis putus-putus).



Gambar 1.2. Edge Detection pada Top MioCarbonat. Terlihat kompartemen terpisah pada garis elips berwarna merah.

1.2. Identifikasi Masalah

Struktur “D” ini berupa batuan karbonat dengan facies build-up dengan reservoir gas. Terdapat dua build-up, yaitu build-up barat dan timur dan keduanya berisi gas. Terdapat zona saddle yang berbentuk sembulan landai dan terkompartemen oleh sesar yang memisahkannya (**Gambar 1.2**, ellipse merah). Tetapi, zona saddle ini terletak di bawah gas water contact (GWC), sehingga permasalahannya apakah zona saddle ini mengandung gas (*upside potential*) atau tidak. Jika zona ini mengandung gas, maka pada studi ini akan dihitung jumlah cadangannya dan ditentukan titik sumur delineasi.

1.3. Maksud dan Tujuan Penelitian

Penelitian ini bermaksud untuk melihat apakah ada atau tidak zona upside potensial di daerah studi. Tujuan penelitian ini sebagai berikut,

- 1). Mengetahui penyebaran porositas lateral dan vertikal secara kubus.
- 2). Mengetahui penyebaran gas di Struktur "D", terutama di daerah kompartemen terpisah pada bagian selatan
- 3). Menghitung Gas in-Place diduga upside potensial
- 4). Menempatkan titik-titik sumur delineasi.

1.4. Batasan Masalah

Untuk memenuhi maksud dan tujuan penelitian, masalah dibatasi pada Inversi Akustik Impedance, Inversi Elastik Impedance, analisis AVO, dan Inversi Fluida (AFI).

1.5. Metodologi Penelitian

Metodologi penelitian yang dilakukan adalah,

- 1) Penyebaran porositas lateral dan vertikal ditentukan dari korelasi porositas dan akustik impedans. Akustik impedans ditentukan dari inversi post stack.
- 2) Penyebaran gas ditentukan dengan menggunakan analisis AVO: Product ($A*B$), Scaled Poisson Ratio Change ($\Delta\sigma$), Inversi Elastik Impedans (EEI), Lambda-Rho, dan Inversi Fluida (metoda AFI).
- 3) Menghitung cadangan upside potensial dengan cara melakukan pemodelan porositas, Net to Gross, dan Saturasi Air.
- 4) Software yang digunakan untuk melakukan point 1-2 adalah Hampson Russell, sedangkan untuk point 3 digunakan Software Petrel.

1.6. Sistematika Penulisan

Sistematika Penulisan dapat dijelaskan sebagai berikut,

- 1). Bab 1 Pendahuluan meliputi; Latar Belakang, Identifikasi Masalah, Maksud dan Tujuan Penelitian, Batasan Masalah, dan Metodologi Penelitian.
- 2). Bab 2 Geologi Daerah Penelitian, menjelaskan alasan geologi terjadinya jebakan fluida gas pada daerah ini.

- 3). Bab 3 Inversi Seismik, AVO, dan Inversi Fluida, menjelaskan singkat tentang metoda inversi seismik, Extended Elastik Impedance (EEI), Metoda Lambda-Mu-Rho (LMR), Kombinasi P-Impedans vs S-Impedans, Analisis AVO (Product (A*B), Scaled Poisson Ration Change, Class AVO), dan Invesi Fluida (metoda AFI).
- 4). Bab 4 Pengolahan Data, meliputi penjelasan input data, tinjauan sensitivitas (terdiri dari penentuan parameter akustik yang berhubungan dengan porositas, penentuan parameter elastik yang berhubungan dengan identifikasi fluida, dan pemodelan sintetik AVO singel well), well seismic tie, inversi akustik impedans, dan penentuan sebaran porositas. Untuk penentuan sebaran fluida, digunakan Product (A*B), Scaled Poisson Ratio Change ($\Delta\sigma$), kombinasi P-Impedans dan S-impedance, Lambda-Rho, dan inversi fluida (metoda AFI). Perhitungan Gas In-Place juga dilakukan pada zona upside potensial (saddle build-up bagian selatan), untuk mengetahui seberapa ekonomis zona ini.
- 5). Bab 5 Hasil dan Pembahasan, meliputi pembahasan sebaran porositas, sebaran fluida, dan Tektonik Pembentukan Zona Upside.
- 6). Bab 6 Kesimpulan dan Saran, meliputi rangkuman penerapan metoda penentuan sebaran porositas dan fluida gas yang sudah dibahas pada bab-bab sebelumnya dan saran studi lanjut untuk memperkuat dugaan anomali upside potensial.

BAB 2

GEOLOGI DAERAH STUDI

Struktur “D” terletak di Cekungan Banggai, yang terletak di Mikro-kontinen Banggai-Sula (**Gambar 2.1**). Struktur “D” ini berupa facies build-up karbonate berumur Miosen Tegah-Atas yang terstrukturisasi oleh dominan sesar mendatar (*wrench fault*) akibat obduksi Mio-Pliosen antara Mikrokontinent Banggai-Sula dan bagian tepi selatan Lempeng Kontinen Eurasia (busur vkanik Sulawesi Barat).

Pada Anjakan Batui (*Batui Thrust*) terdapat Ophiolite Paleozoic yang berasal dari Lempeng Samudera Pasifik yang mengalami subduksi dengan Lempeng Eurasia tepi selatan. Pada tahapan selanjutnya Ophiolite ini mengalami obduksi dan penseseran naik menutupi sedimen-sedimen Mesozoic-oligocece dan Sedimen Miosen (Formasi Tomori, Fm. Matindok, Fm. Minakahi). Di bawah Anjakan Batui ini terdapat Batui Deep yang berpotensi terdapatnya batuan induk (source rock) matang.

2. 1. Stuktur Geologi

Tahapan peristiwa tektonik secara regional pada Lapangan “D” dan sekitarnya dapat dijelaskan sebagai berikut,

2.1.1. Tahap Kapur – Paleosen

Mikrokontinen Banggai-Sula merupakan bagian dari tepi utara Australia bergerak ke arah barat selama Kapur, kemudian pergerakan ke arah NNW berlanjut hingga awal Tersier. Setelah tahapan ini, tepi mikrokontinen stabil, terbentuklah endapan sedimen-sedimen Paleogen (Fm. Tomori, Fm. Matindok, dan Fm. Minakahi).

2.1.2. Tahapan Miosen Tengah

Pada umur ini Mikontinen Banggai-Sula aktif kembali bergerak ke arah barat mengakibatkan terbentuknya Anjakan Batui yang merupakan sesar naik yang terbentuk pada zona tumbukan Mikrokontinen Banggai-Sula dengan jalur ofiolit. Sesar ini merupakan kumpulan dari beberapa sesar naik dan turun yang miring berarah utara dan baratlaut (**Gambar 2.2**).

2.1.3. Tahap Plio-Plistocene

Tumbukan mikrokontinen Banggai-Sula dan ofiolit aktif kembali membentuk Sesar Balantak dan mengaktifkan Sesar Batui, juga terbentuknya antiklin dan sesar naik pada batuan Miosen Akhir dan Pliosen (**Gambar 2.2**).

Strukturisasi yang terjadi di Lapangan "D" terjadi pada tahap Plio-Plistocene, dengan dominasi sesar mendatar yang relatif naik (sesar oblique) (**Gambar 2.3**). Sesar-sesar ini merupakan reaktivasi dari sesar normal (horst graben) sebelumnya pada saat pengendapan sedimen Miosen Awal-Akhir (termasuk Formasi Minahaki). Sesar-sesar normal ini sebelum reaktivasi bertindak sebagai jalur migrasi hidrokarbon dari source yang berasal dari Dalaman Batui (*Batui Deep*) ke Stuktur "D" (**Gambar 2.5**).

2. 2. Stratigrafi

Secara umum stratigrafi Cekungan Banggai terbagi menjadi 2 periode waktu (**Gambar 2.4**):

1. Periode pertama berupa sekuen hasil pengangkatan/sobekan dari batas kontinen yang terendapkan sebelum terjadinya tumbukan,
2. Periode kedua adalah sekuen pengendapan 'molasse' di bagian daratan cekungan.

Batuan dasar Lempeng Mikrokontinen Banggai-Sula pada umumnya terdiri dari batuan sekis yang terintrusi oleh batuan granit yang berumur Permo-Triass. Di jalur ofiolit banyak dijumpai singkapan-singkapan yang berumur Mesozoik yang dianggap sebagai 'jendela' tektonik di Cekungan Banggai ini. Batuan yang berumur Triass-Cretaceous juga dijumpai, yang terdiri dari batugamping pelagic dan batulempung, turbidit dan batulempung marin dangkal, dan batupasir.

Sedimen Tersier dengan ketebalan yang diperkirakan dari hasil seismik setebal 4300 m terdapat di bagian tengah bagian lepas pantai cekungan, yang menipis ke arah barat dan baratdaya. Di beberapa tempat di atas batuan dasar dijumpai batuan basal klastik dan karbonat Paleogen yang tipis (berumur Eosen Akhir-Awal Oligosen), sedangkan secara regional dijumpai batuan sedimen karbonat dan klastik Miosen yang tebal, dan dikenal sebagai Kelompok Salodik, Kelompok Salodik ini dapat dibagi menjadi 3 unit, yaitu Formasi Tomori (yang merupakan unit bagian bawah berupa batugamping paparan), Formasi Matindok (unit sedimen klastik dan

batubara), dan Formasi Minahaki (yang merupakan unit bagian atas, berupa batugamping terumbu dan paparan).

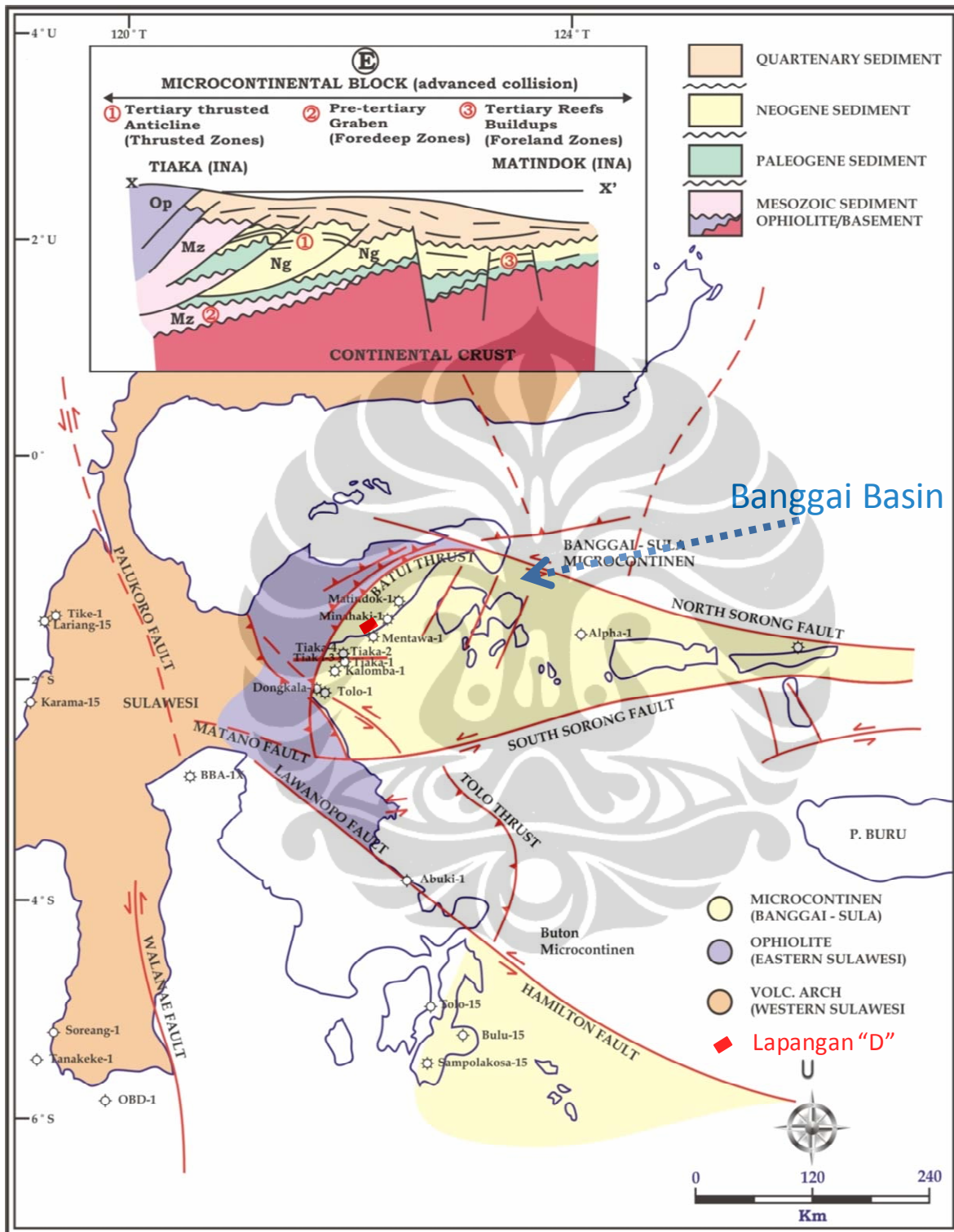
Kelompok Salodik merupakan kumpulan formasi Miosen utama pada stratigrafi daerah studi, dapat dijelaskan sebagai berikut,

- a) Formasi Tomori yang berumur Awal Miosen, didominasi oleh batugamping bioklastik laut dangkal, kadang-kadang dijumpai dolomit dengan batulempung dan diendapkan pada lingkungan laut dangkal.
- b) Formasi Matindok, diendapkan diatas Formasi Tomori yang berumur Miosen Tengah, didominasi oleh batulempung dengan campuran batupasir, batugamping, batubara. Pada sumur T-1, dijumpai 2 unit batupasir tipis yang mengandung gas pada formasi ini. Batulempung dan batubara dari formasi ini merupakan batuan induk yang potensial untuk menghasilkan hidrokarbon dan tebal dibawah jalur ofiolit (ofiolit ini tersesarkan naik diatas sedimen Miosen) yang disebut sebagai Batui Deep.
- c) Formasi Manahaki, yang berumur Miosen Akhir, diendapkan diatas Formasi Matindok, terdiri dari campuran sekuen klastik dan karbonat di bagian bawah dan batugamping terumbu, yang kemudian dikenal sebagai Anggota Mentawa pada bagian atas, dan merupakan batuan reservoir yang produktif penghasil gas di Struktur "D" ini.

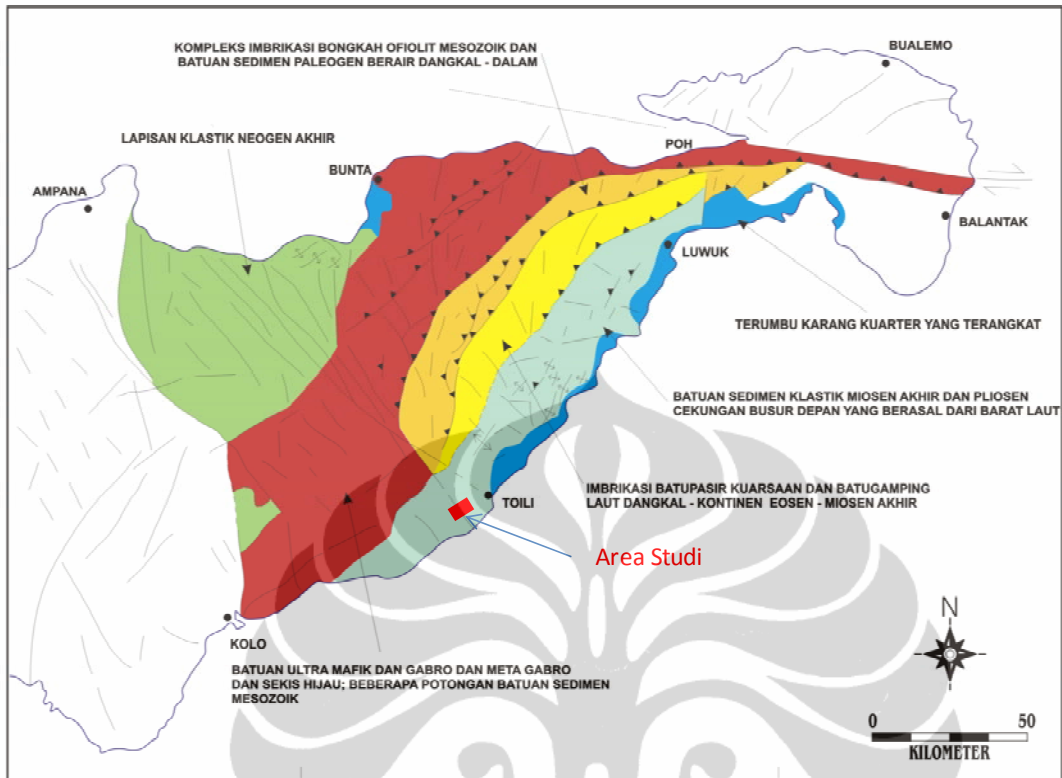
Secara tidak selaras, di atas Formasi Minahaki ini diendapkan Kelompok Sulawesi, yang dulu dikenal sebagai 'mollase Sulawesi' yang berumur Plio-Pleistosen. Kelompok ini tersusun oleh batuan klastik kasar-halus yang terendapkan secara cepat dan tersortir dengan jelek, yang material ultramafiknya berasal dari ofiolit yang terobduksi.

2.3. Petroleum System

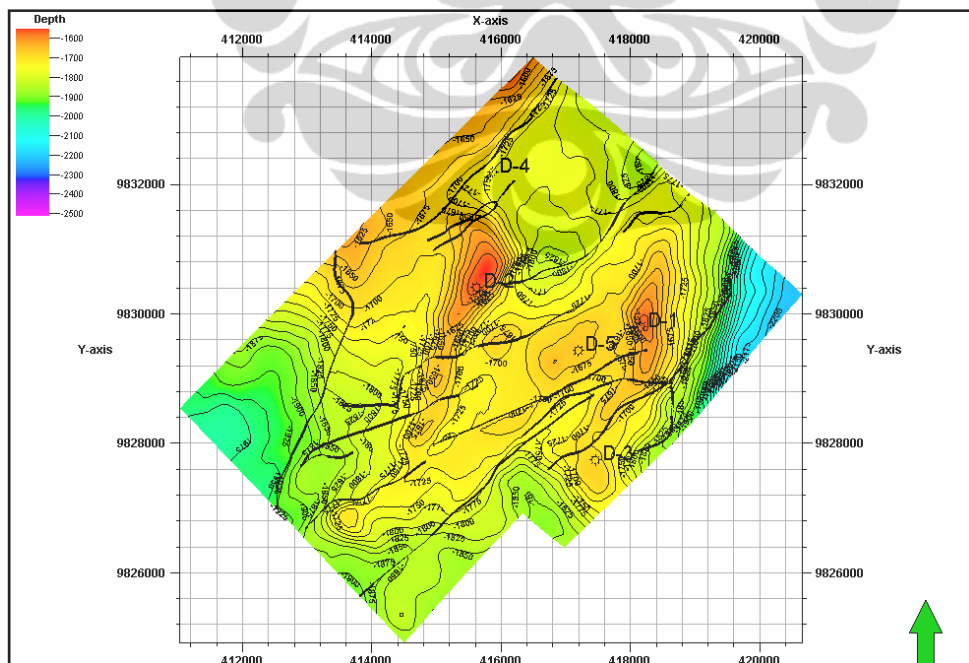
Formasi Matindok yang terdiri dari batulempung campuran batugamping dan batubara yang berada di bawah jalur ofiolit (Batui Deep) bertindak sebagai batuan induk. Sesar-sesar yang bersifat ekstensional akibat proses tektonik Tahap Plio-Pleistosen yang menghubungkan Formasi Matindok dengan Formasi Minahaki berfungsi sebagai jalur (pathway) hidrokarbon teramulasi. Arah migrasinya dapat dilihat pada **Gambar 2.5**. Mentawa Member yang berupa batugamping terumbu berfungsi sebagai reservoir pada Struktur "D". Porositas batuan gamping reef Mentawa Member sangat baik antara 0.2 – 0.35. Hal ini disebabkan batuan ini pernah tersingkap sebelum diendapkan Formasi Poh (Sulawesi Group, **Gambar 2.4**),



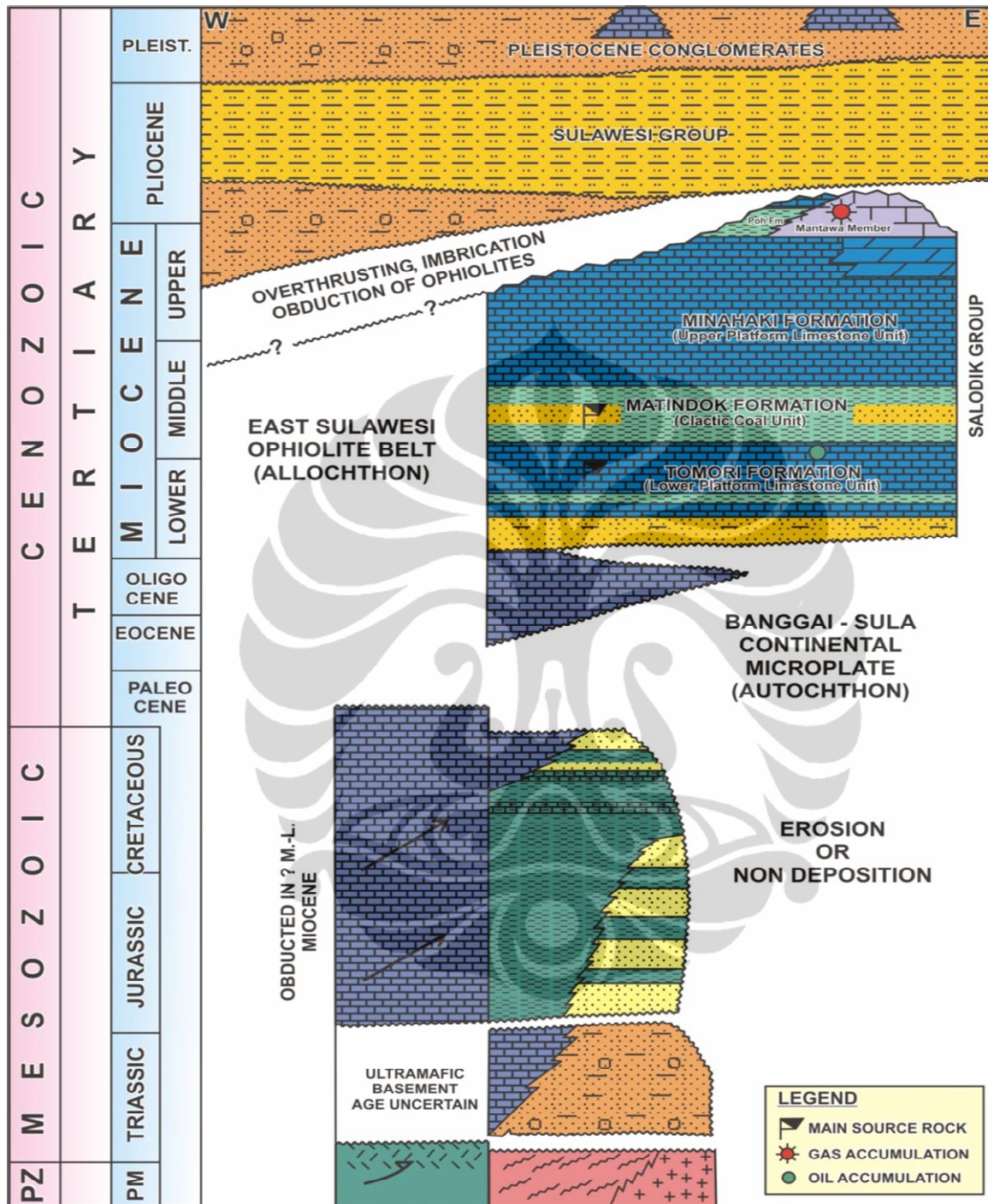
Gambar 2.1 Pola Tumbukan Mikro Kontinen di kawasan Sulawesi Bagian Timur



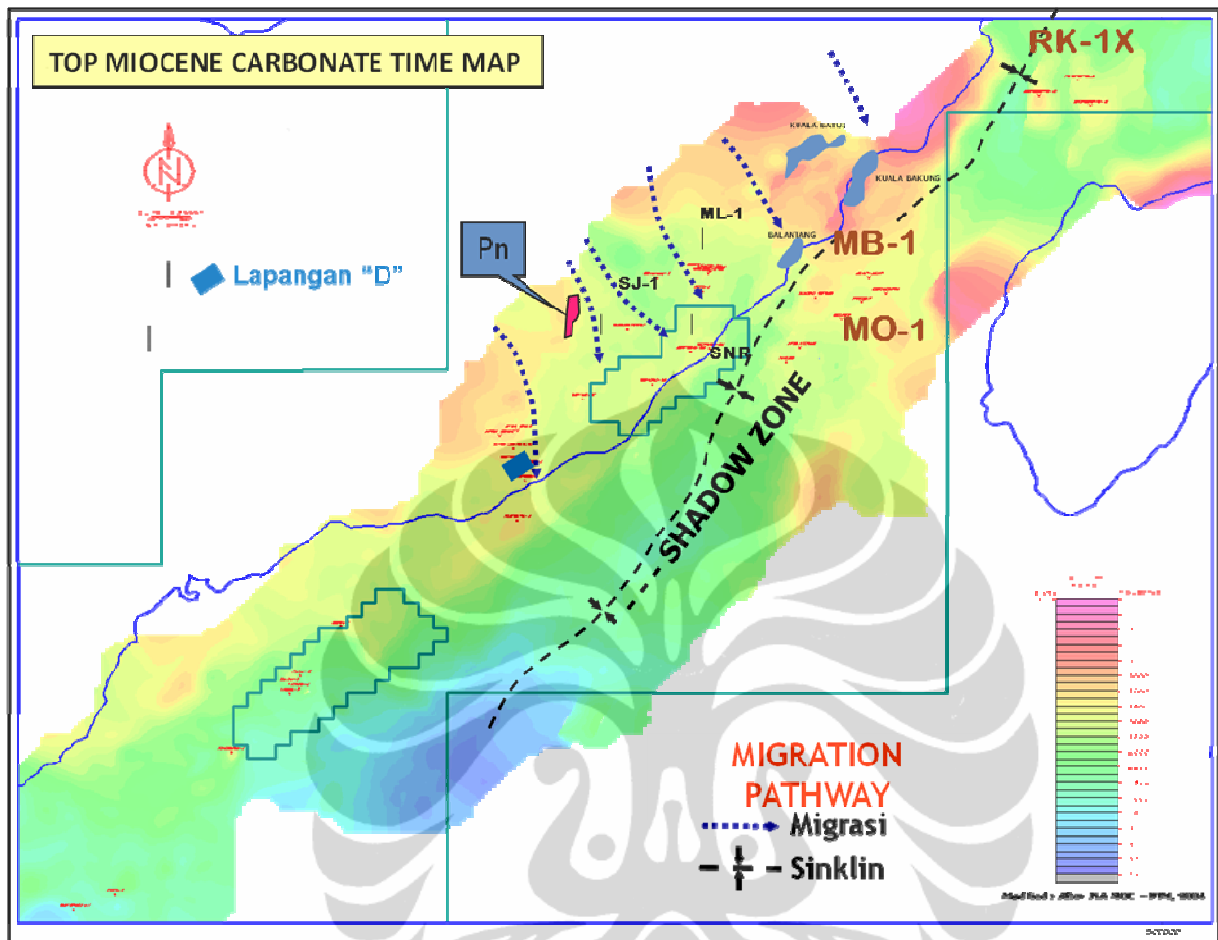
Gambar 2.2. Hubungan Struktur Dengan Penyebaran Batuan di Lengan Timur Sulawesi



Gambar 2.3 Pola Sesar mendatar (wrench fault) yang relatif naik (oblique).



Gambar 2.4 Stratigafi Regional Cekungan Banggai



Gambar 2.5 Migrasi Hidrokarbon pada Struktur "D" dan sekitarnya.

BAB 3

INVERSI SEISMIK, AVO, DAN INVERSI FLUIDA

3. 1. Inversi Seismik

Inversi seismik (seismic inversion) adalah cara/metoda untuk mengembalikan suatu respons seismik (seismic response) ke model bumi (earth model) dengan suatu algoritma inversi (inversion algorithm) yang terbaik (Brian H. Russel, 1996). Seismik inversi atau disebut juga pemodelan inversi (inverse modeling) adalah kebalikan dari forward modeling. Forward modeling adalah memodelkan respons seismik dari model bumi dengan suatu algoritma pemodelan tertentu. Model bumi ini berupa Impedans Akustik atau Elastik. Dalam hal Impedans Elastik, data seismik bukan pada sudut datang 0° , namun membentuk sudut datang tertentu θ° . Jadi inversi adalah menentukan impedans lapisan batuan bumi dari input data seismik dan data sumur.

Ada beberapa algoritma dalam inversi seismik,

1. Recursive atau Bandlimited Inversion
2. Model Based Inversion
3. Sparke Spike Inversion
4. Neural Network Inversion
5. Colored Inversion

3.1.1. Recursive atau Bandlimited Inversion

Adalah suatu metoda yang menghitung impedans lapisan batuan berikutnya dari lapisan sebelumnya. Dalam bentuk matematis bisa dituliskan sebagai berikut,

$$Z_{i+1} = Z_i \left(\frac{1+r_i}{1-r_i} \right) \quad (3.1)$$

Z_i = Impedans pada lapisan sebelumnya

r_i = reflectivity pada lapisan sebelumnya

Z_{i+1} = Impedans pada lapisan berikutnya

Proses perhitungannya adalah

r_i ditentukan dari seismic trace yang dianggap zero-phase diskalakan menjadi -1 sampai +1. Z_i ditentukan dari nilai lapisan pertama yang ditentukan dari sebaran awal model impedans dari data sumur.

Dengan demikian didapatkan Z dari persamaan (1) dalam satu kali iterasi.

Kekurangan Recursive Inversion ini adalah,

- ✓ Spektrum mengikuti data seismik, sehingga impedans Z yang dihasilkan mengikuti spektrum seismik dan kehilangan frekuensi rendah dan tinggi.
- ✓ Metoda ini juga akan memasukkan noise sebagai perhitungan reflektivitas, sehingga error dari noise ini tidak dapat dihindari.
- ✓ Layer yang lebih bawah akan menghasilkan error yang lebih besar dari layer yang diatas.

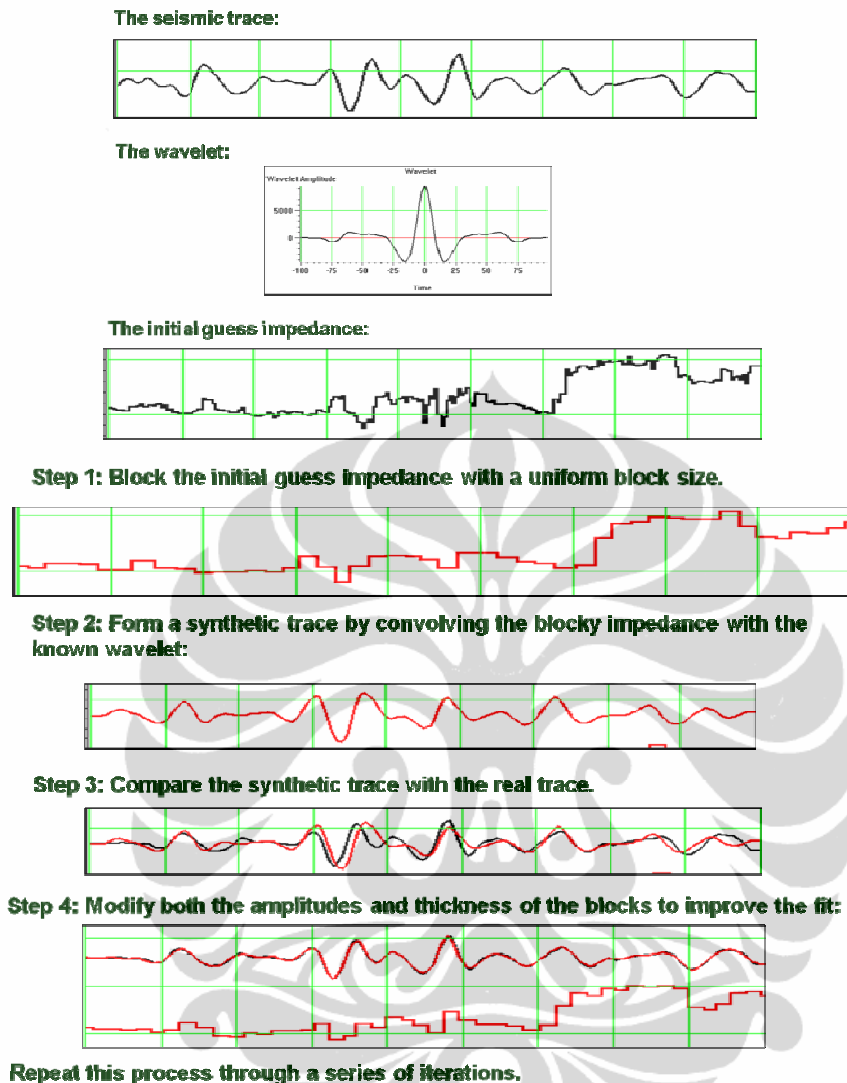
3.1.2. Model Based Inversion

Adalah suatu inversi berdasarkan iterasi dari tebakan awal (model tebakan awal) kemudian dikonvolusikan dengan wavelet tertentu sampai didapatkan trace seismik hasil konvolusi sedemikian sehingga didapatkan selisih error yang paling kecil antara data trace seismik dengan trace seismic hasil konvolusi. Model based ini juga disebut *Blocky Inversion* karena impedans diproses dengan cara dibuat menjadi rangkaian blocky dengan interval bock yang sama.

Proses iterasinya adalah dapat digambarkan pada **Tabel 3.1** dan **Gambar 3.1** berikut,

Tabel 3.1. Proses iterasi pada Inversi Model Based

Impedans sumur	Wavelet	Iterasi	Impedance yang ditentukan	Tras Seismik
I_p	W	0	Z_0	S_0
		1	Z_1	S_1
		2	Z_2	S_2
	
	
		n	Z_n	S_n



Gambar 3.1. Proses iterasi pada Inversi Model Based (Hampson Russell, 2004)

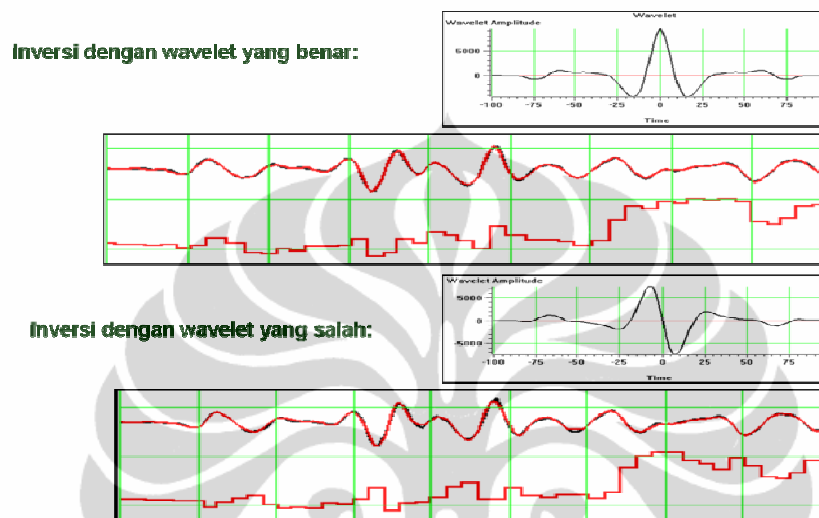
Proses iterasi pada **Tabel 3.1** dan **Gambar 3.1** diatas,

1. Tebakan awal atau yang disebut sebagai model awal (intial model) Z_0 ditentukan dari data impedans sumur I_p dan disebarkan secara lateral berdasarkan data seismik S
2. Ukuran blocky diseragamkan, misal 4, 6, atau 8 ms.
3. Blocky Impedansi ini kemudian dikonvolusi dengan wavelet. Jika antara seismik trace data S dengan hasil konvolusi belum fit, maka blocky yang bersesuaian dengan trace seismik yang tidak cocok dimodifikasi sampai didapatkan trace seismik yang hampir cocok dan disebut S_0

4. Proses ini diulangi sampai n kali (sudah ditentukan di awal), sampai didapatkan S_n . Dengan demikian didapatkan Z_n yang dianggap terbaik.

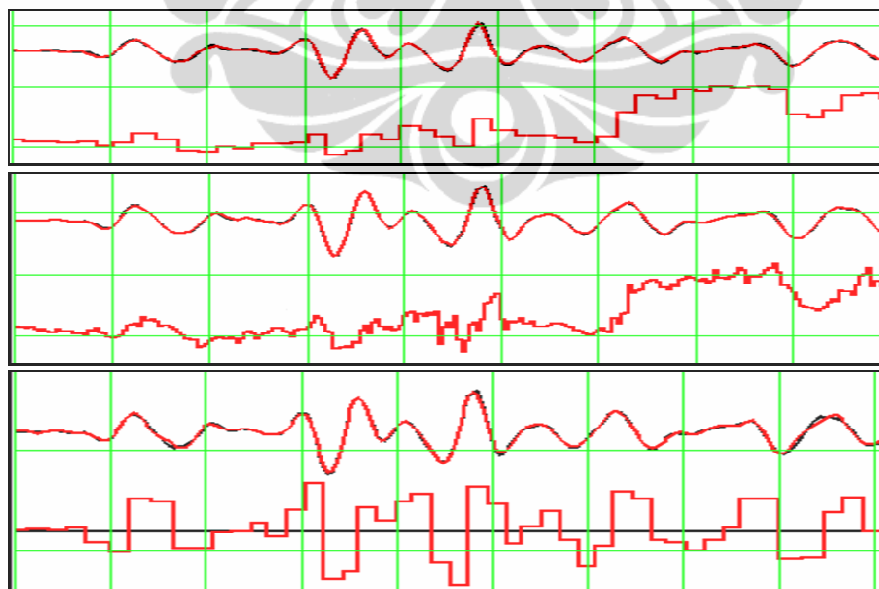
Kelemahan inversi model based adalah,

- ✓ Hasilnya bergantung sangat kepada wavelet. Wavelet yang berbeda akan menghasilkan impedans yang berbeda walaupun trace seismik S_n yang dihasilkan sama (**Gambar 3.2**).



Gambar 3.2. Hasil inversi Model Based menghasilkan impedans yang sama dengan wavelet yang berbeda (Hampson Russell, 2004)

- ✓ Tidak unik, untuk wavelet tertentu, menghasilkan beberap blocky model (**Gambar 3.3**)



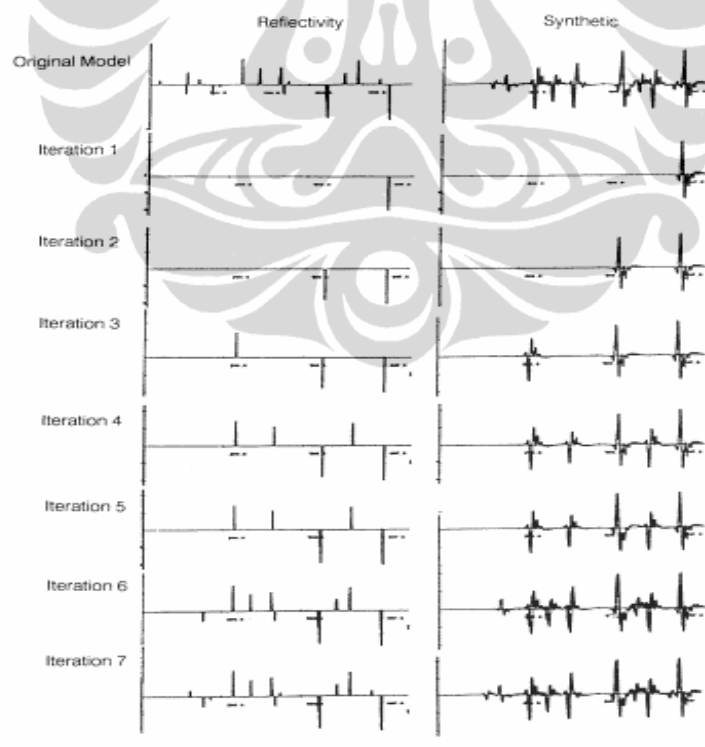
Gambar 3.3 Hasil Inversi Model Based yang tidak unik (Hampson Russell, 2004)

3.1.3. Sparse Spikes Inversion

Adalah metoda inversi yang membentuk serangkaian reflektivitas, dimulai dari yang utama (*large spike*) sampai yang lebih detail (*background spike*) dari data seismik dengan cara iterasi, sampai diperoleh selisih error yang kecil antara trace seismik dan data seismik

Proses iterasinya adalah sebagai berikut,

1. Model initial ditentukan dengan input data impedans sumur dan disebarakan sesuai trend seismik dan horison.
2. Serangkaian reflektivitas ditentukan dengan cara *large event* ditentukan terlebih dahulu kemudian *small event* ditentukan kemudian sesuai urutan pada model initial sampai diperoleh seismik trace model yang hampir sama dengan seismik data (iterasi ke-1 sampai iterasi ke-7 pada **Gambar 3.4**). Wavelet untuk konvolusi pada trace iterasi berikutnya berubah-ubah sesuai dengan ekstraksi seismik data pada saat itu.
3. Setelah didapatkan selisih error yang kecil antara seismik model dan data seismik, maka iterasi berhenti.



Gambar 3.4. Proses iterasi pada Sparse Spike Inversion (Brian H. Russell, 1996)

3.1.4. Colored Inversion

Adalah inversi menghasilkan akustik impedans dari konvolusi antara operator tertentu dan data seismik, sesuai dengan persamaan,

$$I = O * S \quad (3.2)$$

Operator inversi mempunyai fasa -90 derajat, karena operator ini merupakan inversi dari wavelet yang membentuk data seismik tersebut.

Kekurangan dari teknik ini hampir sama dengan Bandlimited Inversion, yakni spektrum dari impedans akustik yang didapatkan sama dengan spektrum data seismik dan noise dari data seismik tidak dapat dihindarkan ikut terhitung sebagai reflektivitas.

3.1.5. Neural Network Inversion

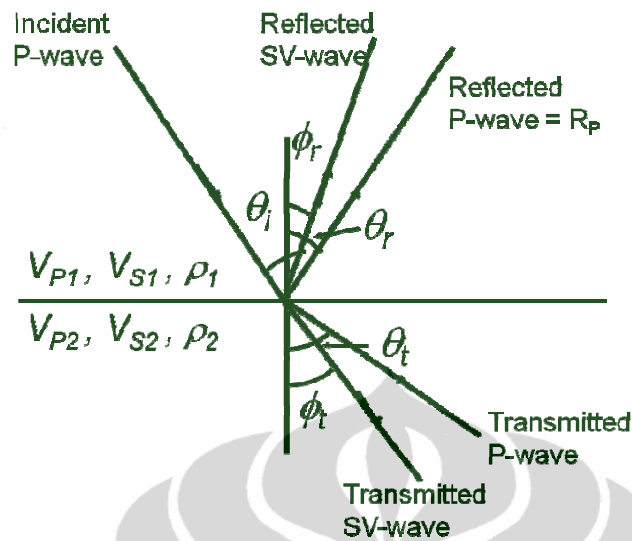
Adalah inversi yang mencari hubungan terbaik antara fungsi trace seismik dengan impedans sumur yang kemudian diprediksi/diaplikasi hubungan ini untuk menghasilkan impedans pada trace yang lain.

Kekurangan Neural Network Inversion ini adalah,

1. Tidak mempedulikan wavelet
2. Frekuensi mengikuti data seismik
3. Jika banyak noise pada data seismik, maka impedans yang dihasilkan kurang mewakili yang sebenarnya.

3.2. Extended Elastic Impedance (EEI)

Gelombang merambat dari source ke lapisan bumi akan mengalami pemantulan (*reflected*) dan pembiasan (*transmitted*), seperti terlihat pada **Gambar 3.5**



Gambar 3.5 Modus konversi P-Wave menjadi pembiasan dan pemantulan S-wave dan P-wave

Gelombang yang merambat dari source akan memancar dalam arah radial sehingga masing-masing sinar gelombang akan mempunyai sudut datang θ_i berbeda beda dari 0 sampai 90°. Reflektivitas yang diterima oleh receiver pada titik CDP (*Common Depth Point*) yang sama untuk masing-masing sudut datang θ_i ini berbeda-beda, sesuai dengan persamaan Wiggins (1983),

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

dimana, $\theta = \theta_i + \theta_t$

$R(\theta)$ = Reflectivity pada sudut θ

$$A = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \quad (3.4)$$

$$B = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \left(\frac{V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta V_s}{V_s} - 2 \left[\frac{V_s}{V_p} \right]^2 \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad (3.5)$$

$$C = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} \quad (3.6)$$

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

$$\Delta V_s = V_{s2} - V_{s1}$$

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

$$V_s = \frac{V_{s1} + V_{s2}}{2}$$

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

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

Elastic Impedance adalah impedance yang dilalui oleh rambatan gelombang dengan sudut θ tertentu, dirumuskan sebagai berikut,

$$EI(\theta) = V_p^{(1+\tan^2\theta)} \times V_s^{(-8K\sin^2\theta)} \times \rho^{(1-K\sin^2\theta)} \quad (3.7)$$

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

$$EI(0^\circ) = AI = \rho V_p$$

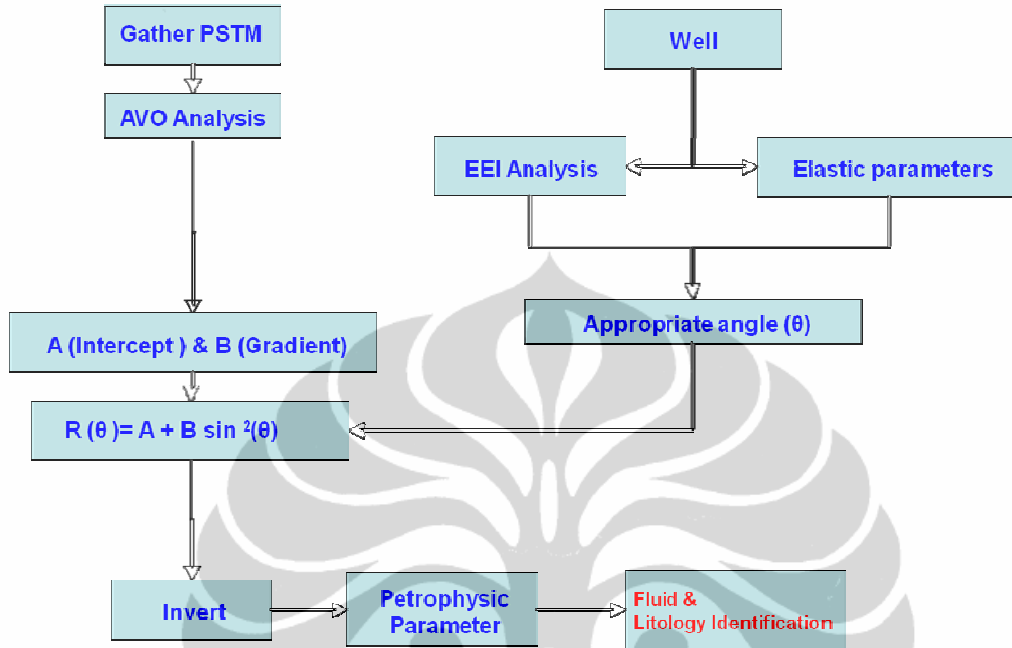
Secara praktis sudut θ berkisar $0^\circ < \theta < 30^\circ$. Tetapi secara teori sudut ini bisa diperluas menjadi $-90^\circ < \theta < 90^\circ$. EI dengan sudut demikian (sudut yang diperluas) dinamakan *Extended Elastic Impedance (EEI)* (Widcombe, 2002). Untuk mengakomodasi sudut θ° yang negatif, maka sudut tersebut diganti dengan sudut χ° (chi) yang mengikuti hubungan

$$\sin^2\theta^\circ = \tan\chi^\circ$$

sehingga dicari nilai sudut χ° (chi) yang korelatif dengan sudut θ° .

Harga EEI pada berbagai sudut dihitung pada sumur yang mempunyai data V_s , kemudian ditentukan sudut tertentu sedemikian sehingga harga EEI sangat berkorelasi dengan keberadaan gas, dalam hal ini diwakili oleh harga Lambda-Rho. Diagram alir penentuan Inversi Elastik Impedance (EI) dapat dilihat pada **Gambar 3.6**

Diagram perhitungan Inversi Elastik Impedans (EI)



Gambar 3.6. Diagram alir inversi EI

3.3. Lambda-Rho ($\lambda\rho$) dan Mhu-Rho ($\mu\rho$) (LMR) (Goodway, 1997)

Lambda-Rho ($\lambda\rho$) adalah komponen dari bulk modulus (K) yang terjadi akibat gaya yang ditimbulkan oleh perambatan gelombang V_p . Makin kecil nilai $\lambda\rho$ -nya, maka batuan makin mudah dimampatkan oleh gelombang V_p . Faktor koreksi terhadap litologi sudah dihilangkan (dikurangkan nilainya), sehingga $\lambda\rho$ mencerminkan kandungan fluida yang ada pada batuan. Jadi dapat dikatakan, semakin kecil nilai $\lambda\rho$, semakin besar kemungkinan terdapat hidrokarbon didalamnya.

Mhu-Rho ($\mu\rho$) adalah komponen dari bulk modulus (K) akibat gaya yang ditimbulkan oleh perambatan gelombang V_s , sehingga $\mu\rho$ lebih menunjukkan karakter litologi dan tidak dipengaruhi oleh sifat fluida yang dikandung didalamnya. Lambda (λ) dan Mhu (μ) disebut juga Lamé Parameter.

Hubungan antara K dengan Lambda (λ) dan Mhu (μ),

$$K = \lambda + \frac{2}{3}\mu \quad (3.8)$$

dimana,

K = Bulk Modulus (psi)

λ = 1st Lamé parameter (psi)

μ = 2nd shear modulus (psi)

Hubungan antara V_p , V_s , μ , λ , dan ρ adalah sebagai berikut,

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda+2\mu}{\rho}} \text{ dan } V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}, \text{ sehingga didapatkan,}$$

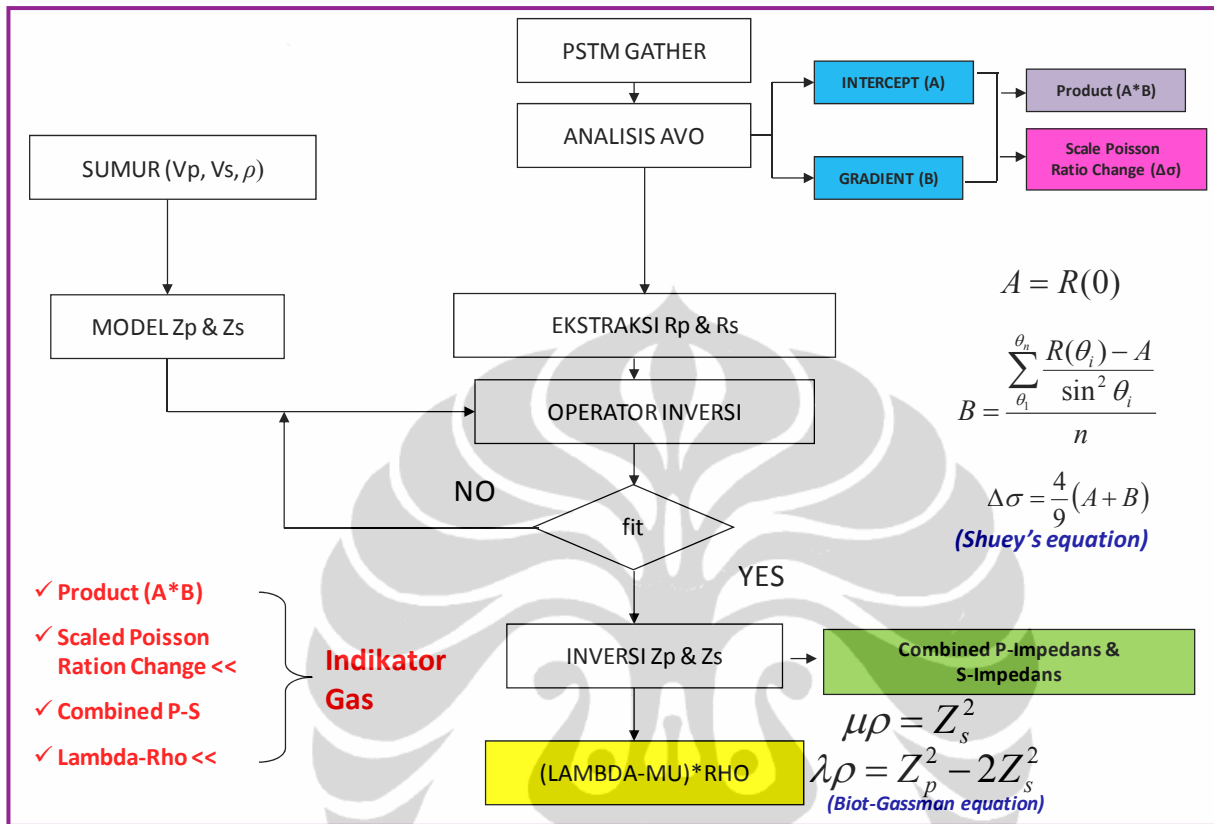
$$\mu\rho = Z_s^2 = (\rho V_s)^2 \quad (3.9)$$

$$Z_p^2 = (\rho V_p)^2 = (\lambda + 2\mu)\rho$$

$$\lambda\rho = Z_p^2 - 2Z_s^2 \quad (3.10)$$

Diagram Alir penentuan Lambda-Rho dapat dilihat pada **Gambar 3.7**.

Analisis AVO dan LMR



Gambar 3.7. Diagram Alir untuk penentuan Product (A*B), Lambda-Mhu-Rho, dan Kombinasi P-Impedans & S-Impedans.

3. 4. Kombinasi P-S Impedance (Smith and Gidlow, 1987)

Gelombang kompresi (Vp) akan merambat baik pada matrik batuan maupun pada fluida pori, sehingga gelombang Vp dipengaruhi oleh jenis fluida dan jenis matriks litologi. Antara air dan gas, untuk matriks yang sama, Vp pada konten air akan lebih lambat dibandingkan konten gas.

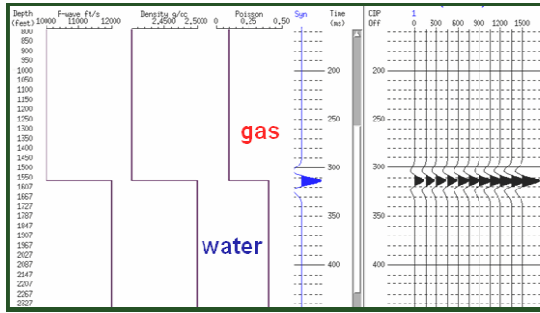
Gelombang geser (Vs) merambat hanya pada matriks batuan. Gelombang Vs tidak merambat dalam fluida. P-Impedance mengandung informasi matriks dan fluida dan dapat dikoreksi dengan pengurangan faktor S-Impedance.

Koreksi P-Impedans dari faktor S-Impedans diperoleh dengan cara meng-cross-plot P-Impedans vs S-Impedans, sehingga didapatkan persamaan linear antara kedua variable tersebut. P-Impedans dirotasikan sampai didapatkan P-Impedans bernilai 0 (yang menandakan garis pemisah antara air dan gas). P-Impedans yang bernilai negatif berisi gas (diatas garis pemisah), sedangkan P-Impedans yang bernilai positif berisi air (dibawah garis pemisah). Dari koreksi itu tersebut, diperoleh P-Impedance telah dikoreksi yang bisa menunjukkan keberadaan gas atau tidak.

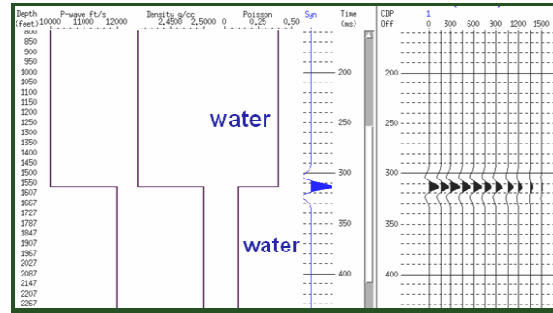
3. 5. Amplitude Variation Offset (AVO)

AVO adalah perubahan amplitudo pada CMP Gather akibat penambahan offset. Perubahan amplitudo ini biasanya berasosiasi dengan perbedaan fluida pada pori batuan. Perubahan fluida pori dari air ke gas, menyebabkan energi gelombang P terserap lebih banyak oleh gas pada offset yang kecil (sebagian kecil terpantul), sebaliknya energi gelombang P akan terserap lebih sedikit jika offset besar (sebagian besar terpantul). Dengan demikian amplitudo akan membesar jika offset bertambah pada keadaan ini (**Gambar 3.8 (a) dan (d)**).

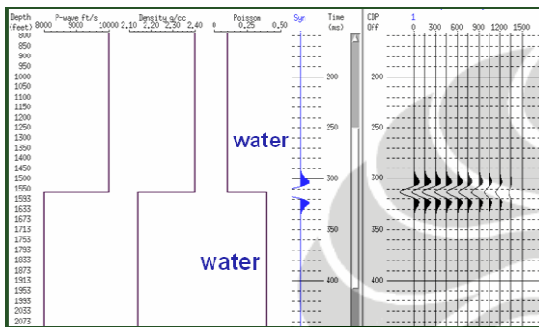
Jika fluida pori sama-sama berisi air (tidak ada kontak fluida), pada offset semakin jauh, ada dua kemungkinan yang terjadi, yakni amplitudo tidak ada perubahan atau mengecil, bergantung perbedaan poisson ratio kontak lapisan (**Gambar 3.8 (b) dan (c)**). Jika tidak ada perbedaan poisson ratio, maka amplitudo akan sama pada berbagai offset.



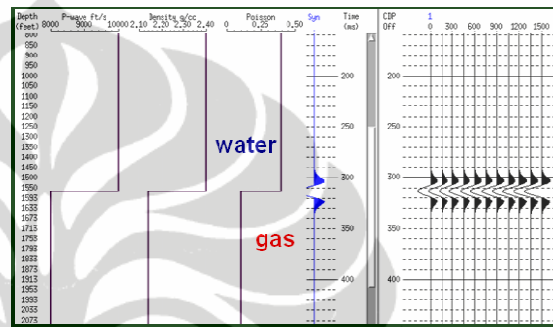
(a) ρ , V_p , and σ all increase.



(b) ρ , V_p increase, σ decreases.



(c) ρ , V_p decrease, σ increases.



(d) ρ , V_p , and σ all decrease.

Gambar 3.8 Respon pre-stack pada berbagai kombinasi parameter ρ , V_p , dan σ . (Shuey's, 1985)

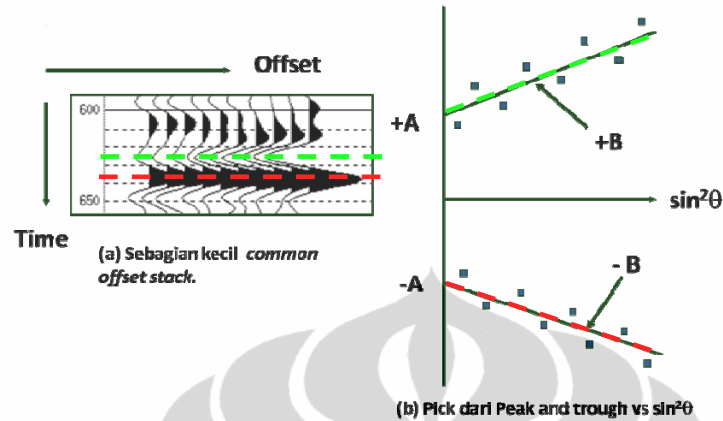
3.5.1. Product (A*B) (Hampson Russell, 2004)

Perkalian Intercept (A) dan Gradient (B) disebut Product. Product bernilai positif, artinya A dan B keduanya bernilai negatif (menandakan Top Gas pada normal polarity) atau keduanya bernilai positif (menandakan Base Gas pada normal polarity). Pada keadaan tersebut terjadi anomali AVO (Class AVO 3 & 2). Sebaliknya jika Product bernilai negatif, dapat dikatakan tidak terjadi anomali AVO (Class AVO 2p dan 1).

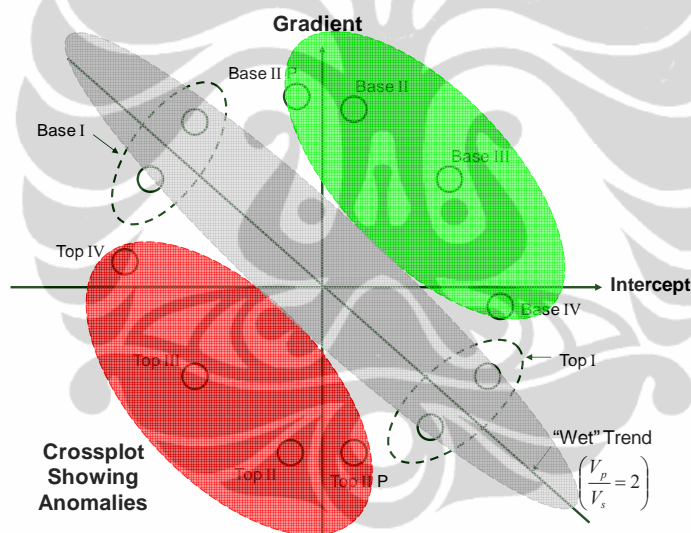
3.5.2. Cross-plot Intercept dan Gradient (Castagna, et. al, 1998)

Intercept (A) adalah reflektifitas seismik pada offset nol derajat. Gradient (B) adalah perubahan reflektifitas terhadap sudut datang ($\tan \chi^\circ$) gelombang P. Intercept dan Gradient adalah atribut yang diturunkan dari data sesimik pre-stack. Hubungan intercept dan gradien dapat dituliskan pada persamaan 3.3. Hubungan pada persamaan ini melibatkan reflektivitas ($R(\theta)$), $\sin^2\theta$, dan C. C adalah koefisien kurvatur yang nilainya hanya bergantung pada kecepatan gelombang P (V_p). Ilustrasi intercept & gradient dapat ditunjukkan pada Gambar 3.9. Cross-Plot

Intercept & Gradient ini dapat digunakan untuk memisahkan hidrokarbon dan water seperti ditunjukkan pada **Gambar 3.10**.



Gambar 3.9. Intercept & Gradient pada penampang Pre-stack.



Gambar 3.10. Cross-plot Intercept & Gradient pada Top Gas dan Base Gas

3.5.3. Scaled Poisson Ratio Change ($\Delta\sigma$) (Hampson Russell, 2004)

Jika suatu material ditekan pada satu arah, misal arah vertikal (regangan vertikal (ϵ_y)), maka benda akan mengalami deformasi elastic pada arah horizontal (regangan horizontal(ϵ_x)). Poisson Ration (σ) adalah perbandingan regangan vertikal terhadap regangan horizontal, atau dituliskan sebagai persamaan,

$$\sigma = -\frac{\varepsilon_y}{\varepsilon_x} \quad (3.11)$$

σ adalah Poisson Ratio,

ε_x is regangan transversal (negatif untuk tension axial, positif untuk kompresi axial)

ε_y is regangan axial (positif untuk tension axial, negatif untuk kompresi axial).

Dalam term seismik, Poisson Ratio dapat dituliskan,

$$\sigma = \frac{\gamma-2}{2\gamma-2} \quad (3.12)$$

dimana,

$$\gamma = \left(\frac{v_p}{v_s}\right)^2 \quad (3.13)$$

Arti fisik dari Poisson Ratio adalah semakin kecil Poisson Ratio, semakin mudah batuan mengalami deformasi elastis arah lateral. Dapat dikatakan, untuk litologi yang sama, Poisson rasion semakin kecil, maka batuan mengandung hidrokarbon,

Poisson Ration Change ($\Delta\sigma$) adalah selisih antara $\sigma_2-\sigma_1$ yang bisa diperoleh dari persamaan Shuey's (1985),

$$\Delta\sigma = \frac{4}{9}(A + B) \quad (3.14)$$

dimana,

$\Delta\sigma$ =Poisson Ration Chage (unitless)

A= intercept

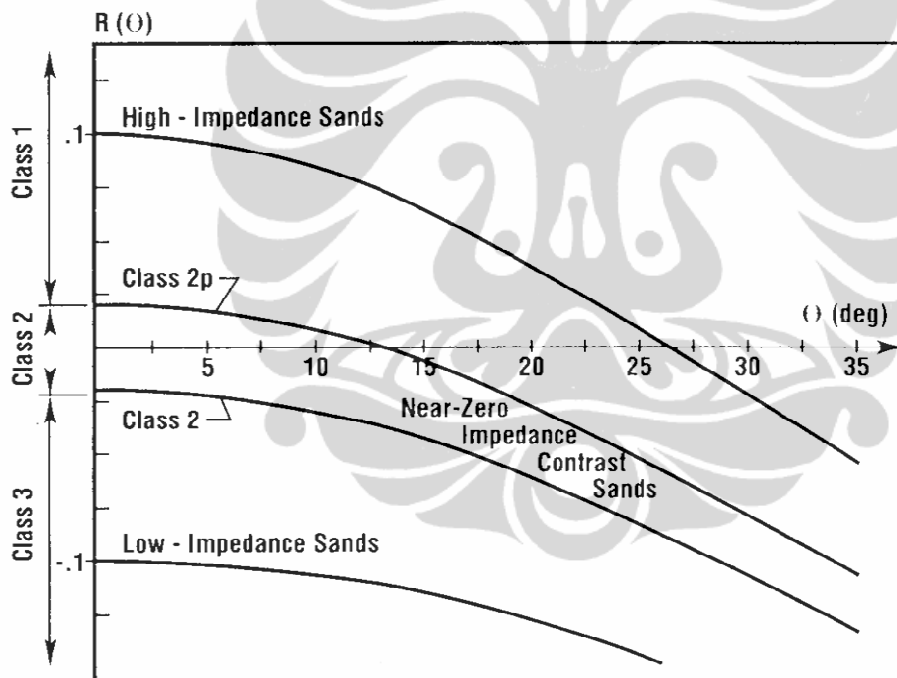
B=Gradien,

$\Delta\sigma$ yang positif besar (Intercept (A) dan Gradient (B) keduanya positif besar) menunjukkan perubahan reflectivity dari zona gas ke zona air sebaliknya $\Delta\sigma$ yang negatif besar (Intercept (A) dan Gradient (B) keduanya negatif besar) menunjukkan adanya perubahan reflectivity dari zona air ke gas (**Gambar 3.9**)

3.5.4. Kelas AVO

Pola perubahan Intercept dan gradient terhadap sudut datang diatas dapat diklasifikasikan menjadi beberapa kelas AVO. *Rutherford and Williams* (1989) membagi klasifikasi anomali AVO (**Gambar 3.11**):

- ✓ Class 1: Kontras akustik impedans tinggi
- ✓ Class 2: Kontras impedans hampir-nol
- ✓ Class 2p: Sama seperti 2, dengan perubahan polaritas
- ✓ Class 3: Kontras akustik impedas yang rendah
- ✓ Class 4: Kontras akustik impedans yang sangat rendah



Gambar 3.11 Grafik pola Class AVO (*Rutherford and Williams, 1989*)

Pengelompokan ini bertujuan untuk melihat potensi keberadaan gas. Class AVO 3 dan 4 menunjukkan keberadaan gas yang jelas pada reservoir, sedangkan class AVO 2 menunjukkan potensi gas yang lemah.

3. 6. Fluid Inversion (Hampson Russell, 2004)

Adalah suatu pemodelan intercept dan gradient pada suatu atau beberapa sumur yang kemudian sebagai kalibrasi dan diterapkan terhadap data intercept dan gradient data seismik. Dari intercept gradient yang sudah dikalibrasi ini kemudia dhitung probabilitas fluidanya.

Pemodelan intercept dan gradient ini dengan mengganti jenis fluida dan mengubah saturasi air dan porositas secara berulang-ulang sehingga mengubah harga Vs (S-wave), Vp (P-wave), ρ (densitas) reservoir.

Pada kondisi Saturasi Sw dan porositas Ø tertentu dapat ditentukan parameter dibawah,

- Bulk Modulus dry (K_{dry}) bergantung pada Ø tertentu
 - Jika diketahui K_p, maka

$$\frac{\phi}{K_P} = \frac{1}{K_{dry}} - \frac{1}{K_m} \quad (3.15)$$

$$\frac{1}{K_{dry_new}} = \frac{\phi_{new}}{K_P} - \frac{1}{K_m} \quad (3.16)$$

K_p=Bulk Modulus Pori (GPa)

K_{dry}= Bulk Modulus Dry (GPa) pada porositas Ø

K_{dry_new}=Bulk Modulus Dry (GPa) pada porositas Ø_{new}

K_m= Bulk Modulus Matriks (GPa)

- Jika tidak diketahui K_p, maka persamaan Biot-Gassmann untuk Saturated Bulk Modulus,

$$\frac{K_{sat}}{K_m - K_{sat}} = \frac{K_{dry}}{K_m - K_{dry}} + \frac{K_{fl}}{\phi(K_m - K_{fl})} \quad (3.17)$$

Jika kondisi Sw=100% (wet), maka persamaan diatas menjadi,

$$\frac{K_{wet}}{K_m - K_{wet}} = \frac{K_{dry}}{K_m - K_{dry}} + \frac{K_{br}}{\phi(K_m - K_{br})} \quad (3.18)$$

$$K_{wet} = M_{wet} - \frac{4}{3}\mu_{wet} \quad (3.19)$$

$$M_{wet} = Vp_{wet}^2 \times \rho_{wet} \quad (3.20)$$

$$\mu_{wet} = Vs_{wet}^2 \times \rho_{wet} \quad (3.21)$$

$V_{p_{wet}}$ diperoleh dari inputan data log pada kondisi wet

$V_{S_{wet}}$ diperoleh dari korelasi dari $V_{p_{wet}}$

ρ_{wet} diperoleh dari inputan data log pada kondisi wet

- Bulk Modulus Fluida (K_{fl})

$$\frac{1}{K_{fl}} = \frac{S_w}{K_w} + \frac{1-S_w}{K_{hc}} \quad (3.22)$$

K_w =Bulk Modulus Water (GPa)

K_{hc} = Bulk Modulus Hidrokarbon (GPa)

Nilai umumnya K_{gas} =0.021 GPa, K_{oil} =0.79 GPa, dan K_w =2.38 GPa

- Densitas saturasi,

$$\rho_{sat} = \rho_m(1 - \emptyset) + \rho_w S_w \emptyset + \rho_{hc}(1 - S_w)\emptyset \quad (3.23)$$

ρ =densitas,

\emptyset =porositas,

S_w =Water Saturation

Sat, m, hc, w = subskripsi saturated, matriks, hidorkarbon, water

- Densitas fluida,

$$\rho_{fl} = \rho_w \times S_w + \rho_{hc} \times (1 - S_w) \quad (3.24)$$

Tahapan untuk menentukan Velocity P, Velocity S, dan Densitas pada kondisi S_w dan \emptyset tertentu (sebut saja V_s^{out} , V_p^{out} , dan ρ^{out}) adalah sebagai berikut,

- ✓ Hubungan V_s^{out} , V_p^{out} , dan ρ^{out}

$$V_p^{out} = \sqrt{\frac{K^{out} + \frac{4}{3}\mu^{out}}{\rho^{out}}} \quad (3.25)$$

$$V_S^{out} = V_{S_{wet}} \times \sqrt{\frac{\rho_{wet}}{\rho_{out}}} \quad (3.26)$$

- ✓ Menentukan ρ^{out}

$$\rho^{out} = \rho_{fl}^{out} \times \emptyset^{out} + \rho_m \times (1 - \emptyset^{out}) \quad (3.27)$$

ρ_{fl}^{out} ditentukan dari persamaan 3.24

- ✓ Menentukan K^{out}

$$K^{out} = K_m \times \frac{a}{1+a} \quad (3.28)$$

$$a = \frac{K_{dry}^{out}}{K_m - K_{dry}^{out}} + \frac{K_{fl}^{out}}{\emptyset^{out} \times (K_m - K_{fl}^{out})} \quad (3.29)$$

K_{fl}^{out} ditentukan dari persamaan 3.22

K_{dry}^{out} ditentukan dari persamaan 3.18

- ✓ Menentukan $V_{S_{wet}}$

$$V_{S_{wet}} = A_c \times Vp_{wet} + B_c \quad (3.30)$$

- ✓ Menentukan Vp_{wet}

$$Vp_{wet} = \sqrt{\frac{M_{wet}}{\rho_{wet}}} \quad (3.31)$$

- ✓ Menentukan M_{wet}

$$M_{wet} = d \times \frac{M_m}{1+d} \quad (3.32)$$

$$d = \frac{M_{sat}}{M_m - M_{sat}} - \frac{K_{fl}}{\emptyset \times (M_m - K_{fl})} + \frac{K_{br}}{\emptyset \times (M_m - K_{br})} \quad (3.33)$$

- ✓ Menentukan M_{sat} dan M_m

$$M_{sat} = Vp_{sat}^2 \times \rho_{sat} \quad (3.34)$$

Vp_{sat} diperoleh dari data log (rata-rata diambil)

ρ_{sat} diperoleh dari persamaan 3.23

$$M_m = K_m + \frac{4}{3} \times \mu_m \quad (3.35)$$

$$\mu_m = V_{S_m}^2 \times \rho_m \quad (3.36)$$

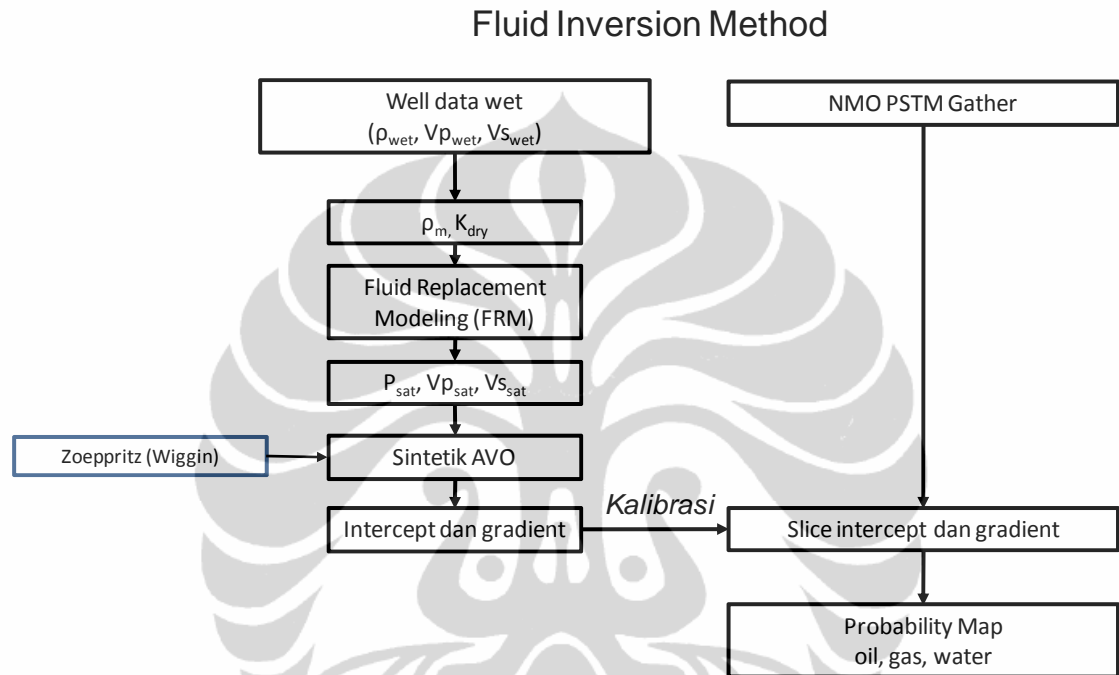
$$\rho_m = \frac{\rho_{wet} - \rho_{br} \times \emptyset}{1 - \emptyset} \quad (3.37)$$

K_m untuk limestone diambil 69 GPa

V_{sm} diperoleh dari persamaan 3.30 diatas hubungan V_s dan V_p

\emptyset , ρ_{br} , dan ρ_{wet} ditentukan terlebih dulu dari data log

Diagram Alir penentuan Fluid Inversion ditunjukkan pada **Gambar 3.12**.



Gambar 3.12. Metoda Fluid Inversion

BAB 4

PENGOLAHAN DATA

4.1. Input Data

4.1.1. Data Log

Log data yang dipakai untuk proses inversi adalah sumur D-1, 2, 3, dan 4, dan 5. Top-top marker diambil dari final well report dan di-QC kebenarannya. Log porositas dihitung dan sudah dikalibrasi dengan data core pada Sumur D-2.

Umumnya, kualitas log di semua well dan dalam *zone of interest* bagus, namun pada top karbonat build-up, beberapa data log harus diedit untuk mendapatkan nilai yang wajar. Semua nilai direview, dikalibrasi, dan dikoreksi untuk kualitas terbaik untuk pemodelan seismik.

Data log ini digunakan untuk cross-plot, membentuk sintetik, dan membangun model inversi.

4.1.2. Input Data Seismik

Data seismik berupa Final PSTM (*Pre-Stack Time Migration*) Gather dan Data Velocity stack.

Berdasarkan display seismik dan urutan pemrosesan Final PSTM Gather, kualitas cukup baik pada karbonat build-up. Namun, kualitas data pada bagian barat-laut, kualitas data seismik 3D menurun secara substansial dimana reflector menjadi *chaotic*. Penyebab kualitas data memburuk adalah karena kompleks struktur sesar datar dan kompresif. Juga kemungkinan berhubungan dengan masalah permukaan akuisisi karena topografi berkontur.

Urutan pemrosesan (berdasarkan histori pemrosesan) sudah dipertimbangkan pemrosesan *preserve amplitude* yang tidak menerapkan *Automatic Gain Control* (AGC), *amplitude clipping*, dan tahapan perusakan amplitudo. *Time Variant inverse Q Filtering* dan *surface consistent deconvolution* dilakukan supaya mendapatkan *recovery amplitude*, dimana amplitudo buatan dihilangkan. Untuk meredam noise acak, FX deconvolution diterapkan dan filter time variant

juga dilakukan untuk menghilangkan noise frekuensi tinggi. Pada pembentukan model velocity, analisis velocity RMS dan residual static correction diperkirakan tiga kali setiap 1 – 0.5 km. Proses ini kemudian diikuti dengan koreksi amplitudo supaya didapatkan amplitudo *preserved*. Oleh karena struktur yang kompleks, pre-stack time migration diterapkan. Setelah dimigrasi, step selanjutnya adalah mute dan koreksi NMO, *time variant filtering* dan *trace global equalization*. Filter pada interval karbonat build-up adalah 5-10-55-85.

Umumnya, data seismik masih cukup untuk digunakan untuk dilakukan *enhances seismic processing*, seperti inversi akustik, AVO, EI, LMR dan Inversi Fluida.

4.1.3. Interpretasi Horison

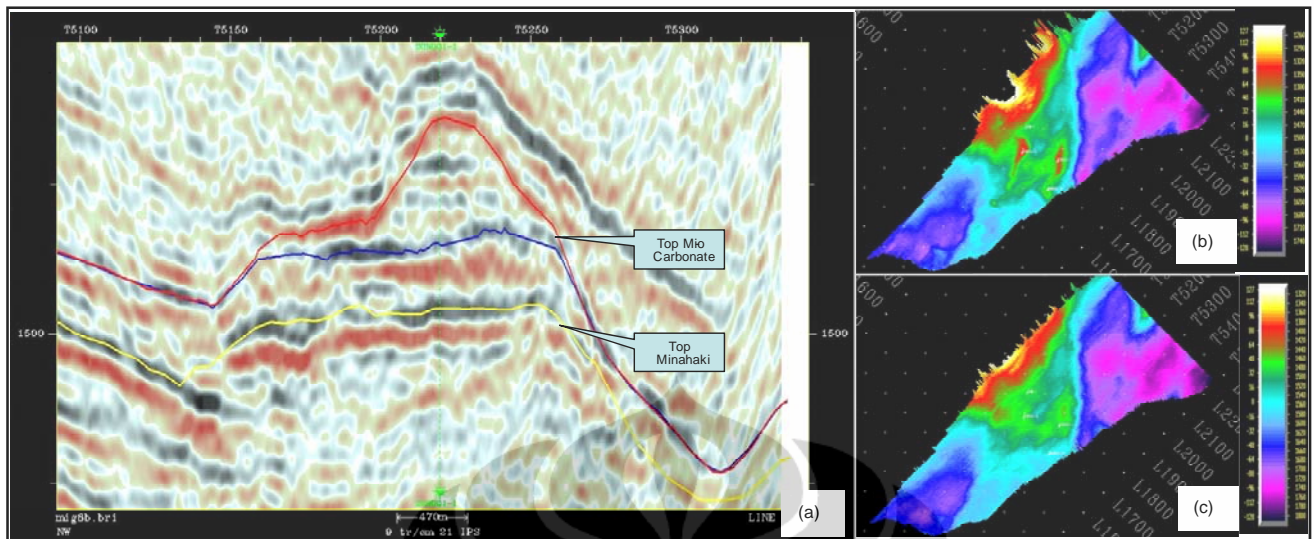
Interpretasi seismik yang meliputi interpretasi stratigrafi dibuat dan diintegrasikan dengan korelasi geologi.

Horison yang diinterpretasi adalah:

- Top Miosen Karbonat, horizon mewakili top karbonat buildup
- Top Formasi Minahaki, horizon mewakili top karbonat platform.

Marker-marker ini diikatkan ke seismik melalui proses *well seismic tie*. Data log seperti sonic dan log density dikombinasikan dengan VSP survey dan check-shot dipakai untuk menghasilkan sintetik seismogram. Horison Miosen Karbonat di-*pick* pada *trough* di karbonat yang dijenuhi gas dan berubah ke *peak* pada transisi sampai karbonat jenuh air. Horison ini digunakan sebagai batas atas pada inversi seismik. Top Formasi Minahaki dipakai batas bawah inversi untuk menjaga model inversi yang realistik. Horison seismik di perlihatkan pada

Gambar 4.1



Gambar 4.1. (a) Picking horizon pada penampang; (b) Peta Struktur Top Miokarbonat; (c) Top Minahaki

4.2. Cross-plot Log Sumuran dan Analisis Sensitivitas

4.2.1. Tinjauan Sensitivitas

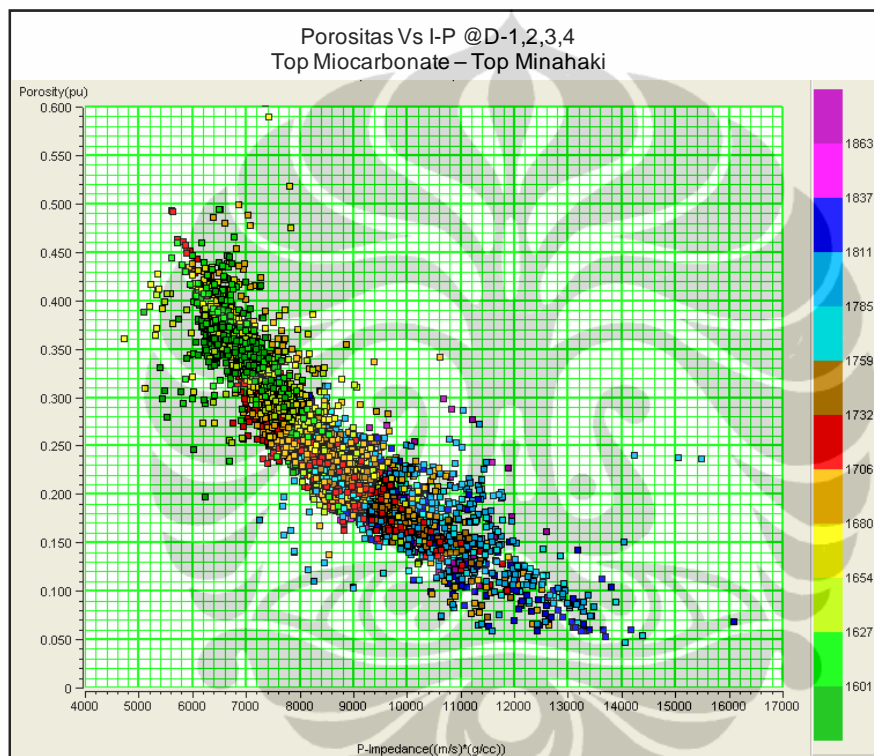
Tujuan analisis sensitivitas adalah untuk membangun dan menemukan hubungan properti reservoir dan properti seismik yang direkomendasikan untuk pemrosesan seismik tingkat lanjut, seperti inverse akustik, inversi elastik, dan analisis AVO. Analisis difokuskan pada pembentukan porositas dan fluida pori dalam build-up dan karbonat platform Formasi Minahaki pada semua sumur di Lapangan “D”.

4.2.2. Pembentukan Properti Akustik yang berkorelasi dengan Porositas

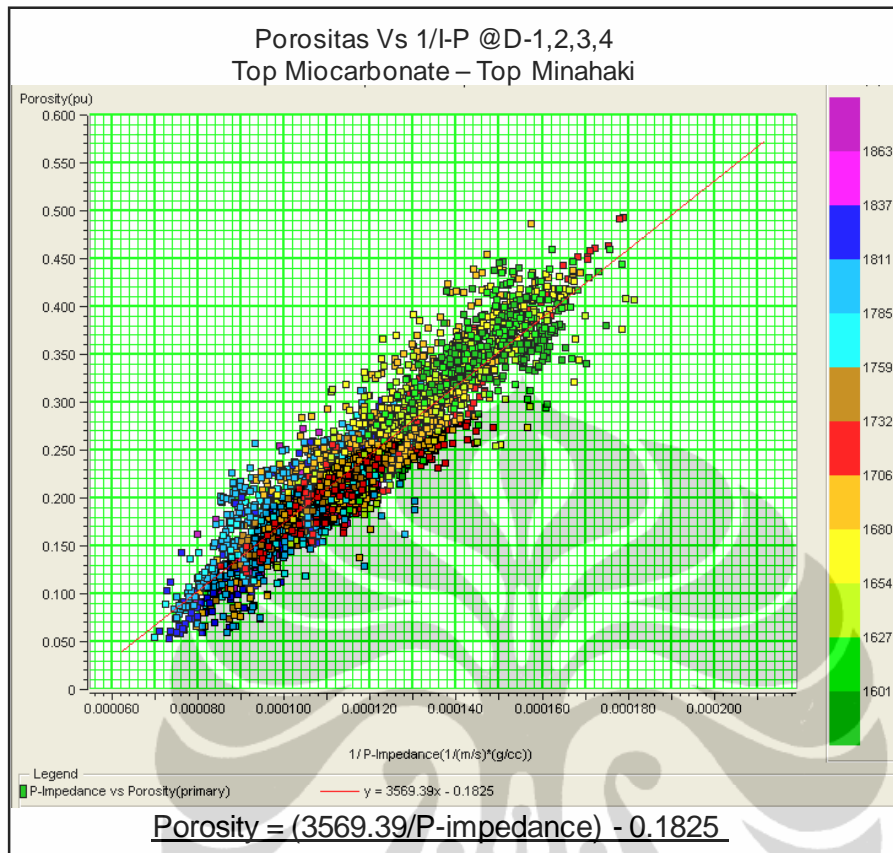
Untuk memperoleh properti yang berkorelasi dengan porositas, dilakukan beberapa cross-plot pada semua parameter seismik, seperti P-Impedance, S-Impedance, Lambda, Mhu, Impedance elastik, Poisson Ratio, dan lain-lain terhadap porositas untuk interval Top Miocene Karbonat sampai Top Minahaki. Akhirnya, dapat disimpulkan bahwa korelasi terbaik dari properti akustik berkorelasi porositas adalah P-Impedance.

Crossplot P-Impedance vs porositas diperlihatkan pada **Gambar 4.2**. Gambar tersebut menunjukkan P-Impedance mempunyai korelasi yang baik untuk menentukan porositas.

Porositas meningkat dengan penurunan P-Impedance. Porositas juga menurun dengan meningkatnya kedalaman seperti yang digambarkan dengan kode warna. Untuk memperoleh persamaan korelasi linear, P-Impedance ditransformasikan ke 1/P-Impedance yang ditunjukkan pada **Gambar 4.3**.



Gambar 4.2 Cross-plot porositas terhadap P-Impedance pada sumur-sumur “D”



Gambar 4.3. Cross-plot porositas terhadap P-Impedance pada sumur-sumur “D” diterapkan dengan garis regresi

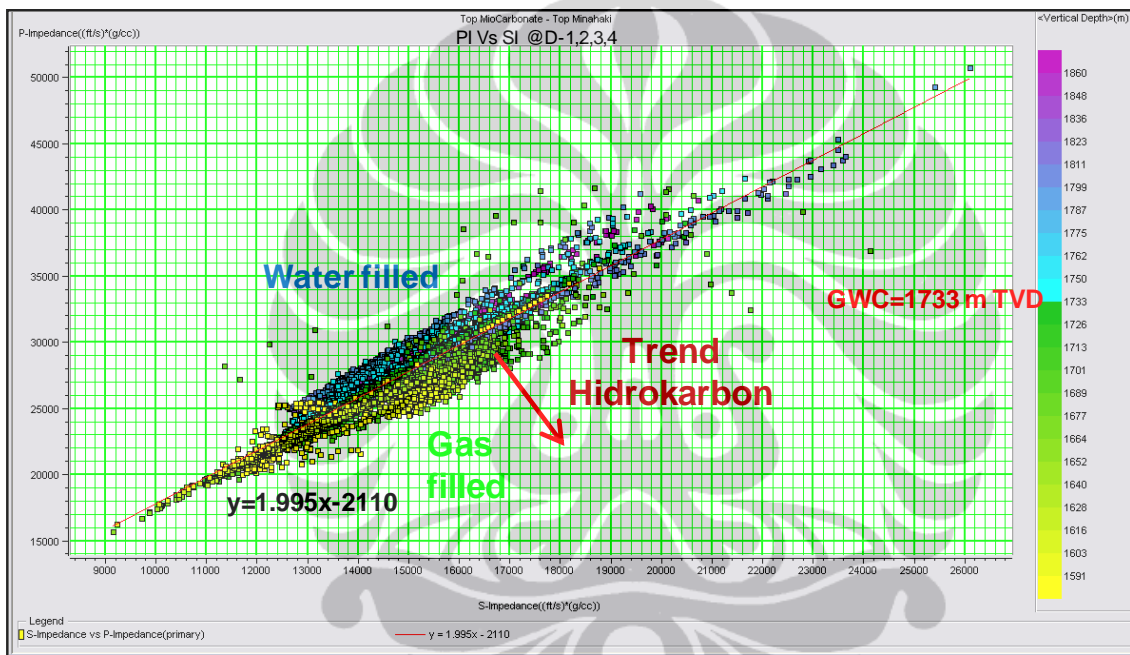
4.2.3. Pembentukan Properti Akustik yang berhubungan dengan Saturasi Fluida

Berdasarkan asumsi teori Gassman, sangat sulit untuk mengidentifikasi dan membedakan saturasi fluida dari properti seismik di karbonat. Umumnya, banyak karbonat mempunyai *frame modulus* dan *dry modulus* yang tinggi, yang insensitif terhadap saturasi fluida. Kemudian, karbonat dengan melimpah pori crack-type dan heterogen adalah tidak cocok untuk standard teori Gassman. Tetapi, beberapa studi karbonat reservoir menunjukkan bukti yang bagus bahwa beberapa fluida karbonat dapat dibedakan menggunakan kombinasi properti akustik dan elastik. Artinya, properti fluida pada karbonat masih dapat dianalisis dengan ekstensif dan pendekatan yang tepat.

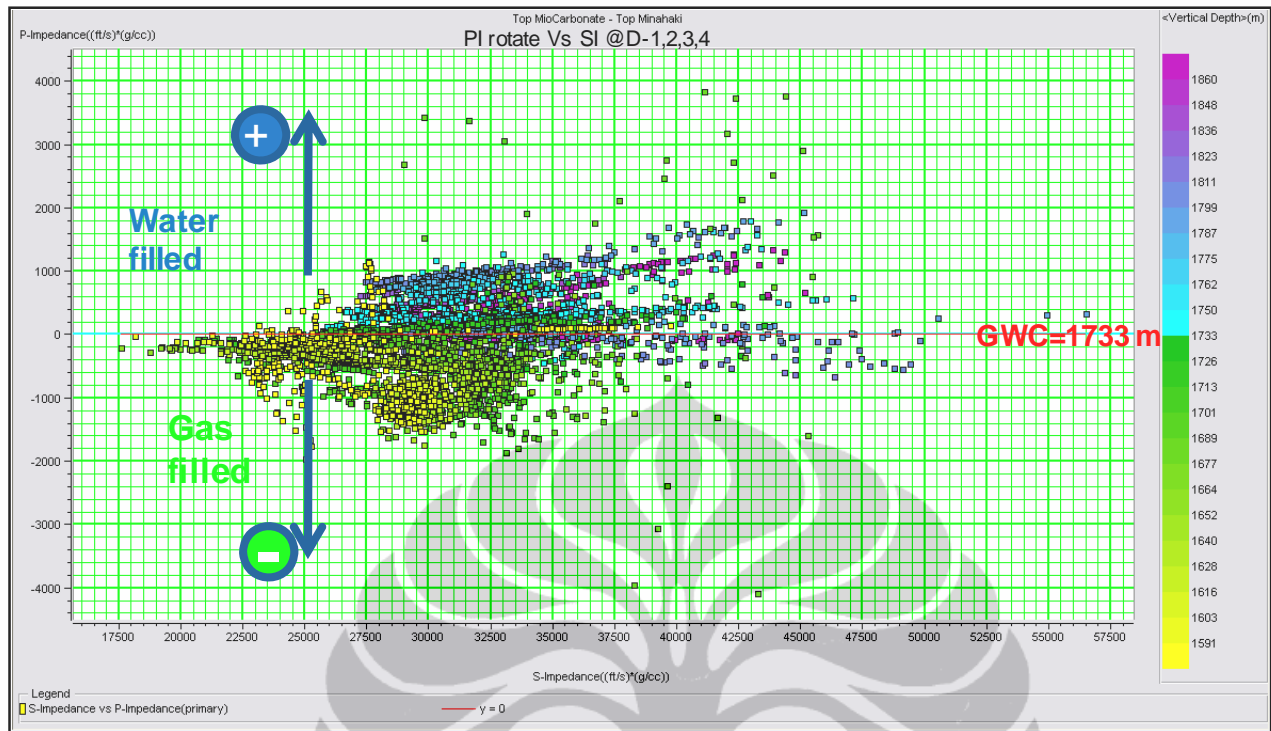
Dari crossplot semua properti seismik, ada beberapa kombinasi properti akustik dan elastik yang dapat digunakan untuk memisahkan saturasi gas dan air. *Cross-plot* P-Impedance dan S-Impedance menunjukkan pemisahan gas dan air yang cukup baik dengan menggunakan

persamaan linear. **Gambar 4.4** menunjukkan cross-plotnya untuk sumur D-1, 2, 3, 4 di dalam Formasi Minahaki. Perhatikan bahwa karbonat yang terisi gas dan air dapat dipisahkan menggunakan perkiraan garis regresi. Distribusi titik cluster gas, yang diwakili oleh warna hijau sampai kuning, terletak dibawah titik-titik cluster berisi air yang berwarna biru-ungu.

Jika garis regresi dirotasi ke sumbu horizontal di P-Impadance nol seperti diperlihatkan pada **Gambar 4.5**, zona gas terletak pada nilai negatif dan zona air terletak pada nilai positif. Oleh karena itu, kita dapat mengidentifikasi kandungan gas dengan menggunakan P-Impedance dan S-Impedance secara kualitatif, tanpa menggunakan nilai saturasinya.



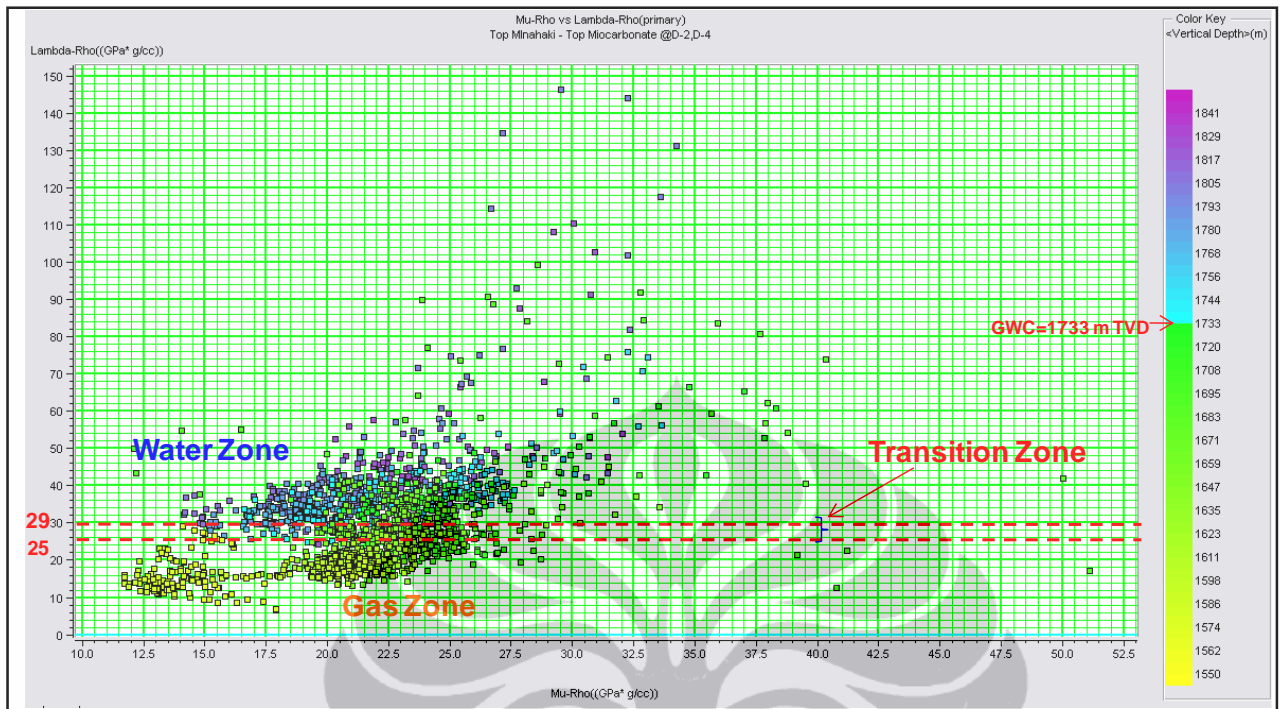
Gambar 4.4 Cross-plot P-Impedance vs S-Impedance digunakan untuk mengetahui kandungan fluida karbonat. Perhatikan bahwa karbonat terisi gas dapat dipisahkan dengan suatu persamaan.



Gambar 4.5. Cross-plot P-Impedance vs S-Impedance dirotasikan horizontal pada P-Impedance nol. Perhatikan bahwa karbonat terisi gas diwakili oleh nilai negatif.

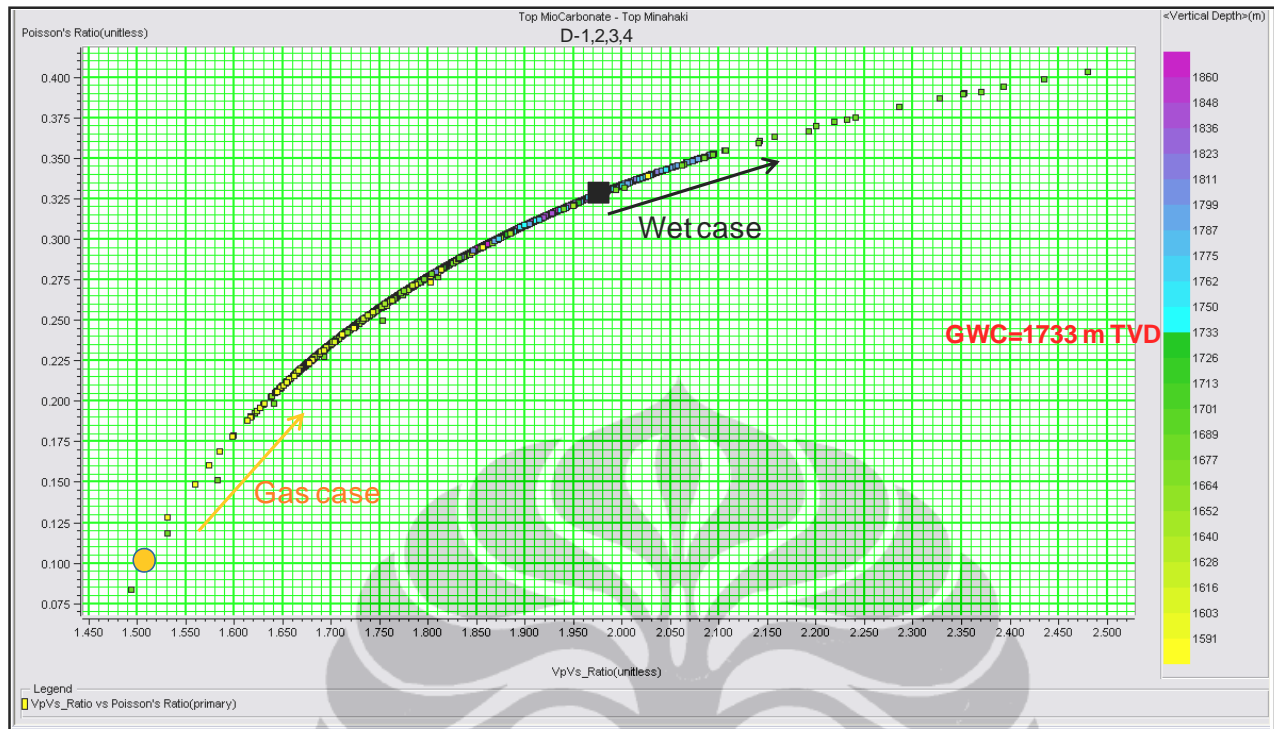
Cross-plot λ -rho dan μ -rho juga menunjukkan separasi yang bagus pada pemisahan fluida. Cross-plot ini ditunjukkan pada **Gambar 4.6**. Dengan menggunakan referensi GWC karbonat terisi gas, cross-plot menunjukkan bahwa zona gas mempunyai λ -rho yang lebih rendah dibandingkan di zona air. Pemisahan gas dan air diperkirakan nilai λ -rho kira-kira 29 Gpa*g/cc. Fakta ini cocok dengan teori bahwa karakteristik λ -rho, yang dapat dikatakan λ lebih sensitif terhadap efek fluida.

μ -rho menunjukkan nilai campuran antara zona gas dan zona air. Hal ini tidak dapat digunakan untuk membedakan isi fluida karbonat. Secara teori, μ -rho akan sensitif terhadap perubahan properti batuan.



Gambar 4.6 .Cross-plot Lambda-rho vs Mhu-Rho. Zona gas diperkirakan dibawah 29 Gpa*gr/cc. Sedangkan, Mhu-rho tidak dapat digunakan untuk separasi kandungan fluida.

Indikasi lain dari isi karbonat gas adalah poisson ratio di Lapangan “D”. Plot *Poisson Ratio vs Velocity Ratio* ditunjukkan pada **Gambar 4.7**. Berdasarkan level GWC rata-rata (1733 m TVD), dapat didelineasi bahwa interval gas karbonat mempunyai nilai yang lebih tinggi dari 0.15 dan lebih rendah dari 0.33. Nilai tersebut adalah nilai yang wajar *poisson ratio* untuk batuan porous, yang mana mendefinisikan *poisson ratio* pada *gas case* sama dengan 0.1 dan *wet case* sama dengan 1/3.



Gambar 4.7. *Velocity Ratio versus Poisson Ratio* pada reservoir karbonat Lapangan “D”. Interval karbonat gas ditunjukkan oleh interval *Poisson Ratio* antara 0.1 – 0.33

4.2.4. *Extended Elastic Impedance (EEI)*

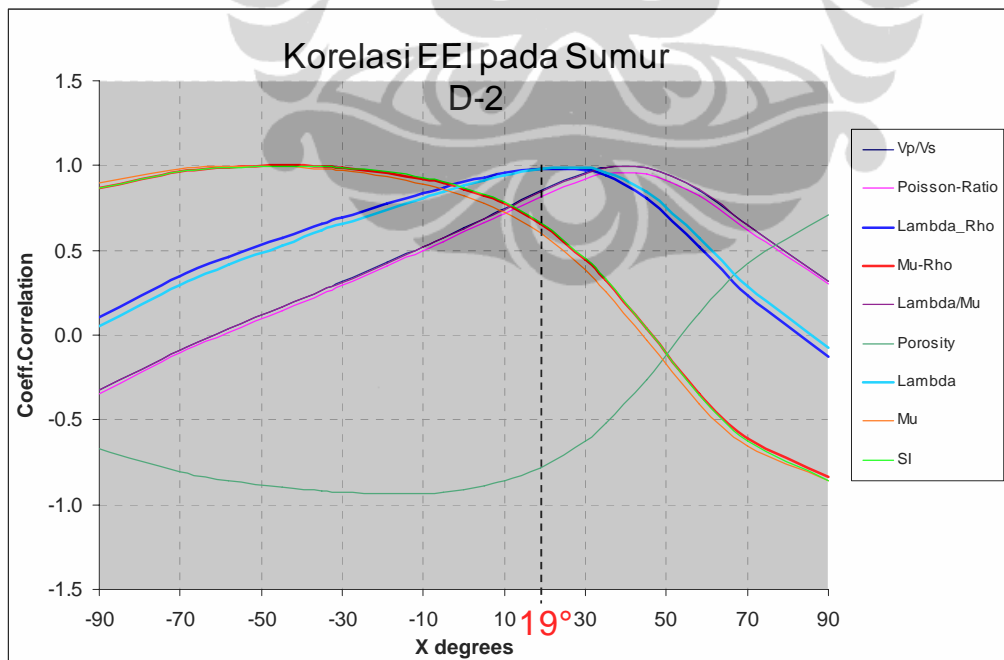
Dari cross-plot log sumuran diatas, dapat disimpulkan bahwa saturasi gas dapat diidentifikasi menggunakan kombinasi P-Impedance dan S-Impedance, Lambda-rho dan poisson ratio. Oleh karenanya, aplikasi seismik yang dapat diterapkan adalah *pre-stack attribute seismic* dan inversi untuk menghasilkan S-Impedance, Lambda-Rho, dan *Poisson ratio*. Dalam studi ini, hanya Lambda-Rho yang dibentuk untuk mewakili distribusi gas.

Metoda *Extended Elastic Impedance (EEI)* juga dapat digunakan untuk menghasilkan parameter seismik-nya. Rangkuman korelasi fisika batuan (*rock physics*) dan EEI dapat dilihat pada **Table 4.1**. Digram EEI pada **Gambar 4.8** menunjukkan korelasi antara *rock physics* dan *elastic impedance*. Perhatikan bahwa S-Impedance dan Mhu-Rho mempunyai korelasi terbaik pada sudut -45 derajat dan lambda-rho pada sudut 19 derajat dengan nilai korelasi 0.99 dan 0.98. Cross-plot Lambda-Rho vs. EI (19°) dapat ditunjukkan pada **Gambar 4.9**. Perhatikan bahwa

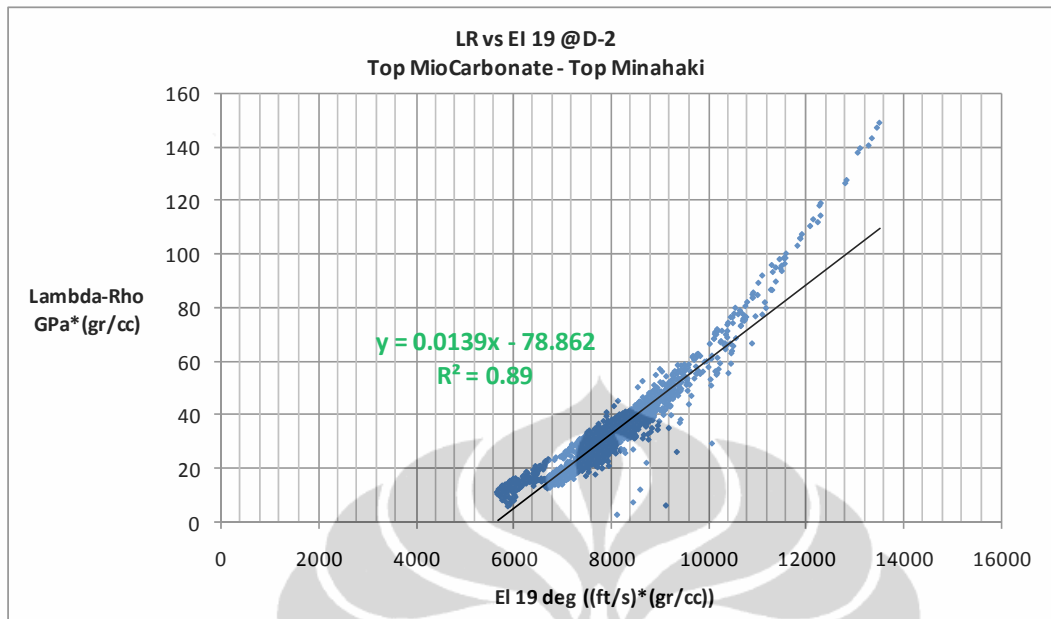
nilai EEI mewakili kesamaan trend. Nilai pasti Lambda-Rho dapat dihitung dari persamaan hubungan ini (**Gambar 4.9**).

Table 4.1 Cross-correlation antara impedans elastik dan parameter fisika batuan reservoir karbonat di Lapangan “D”

Por	Mu-Rho	Mu	PHIT	Lamda-Rho	Lambda	Lamda/Mu	Vp/Vs	Pois-Rat	SI	AI	Angle
Xcor	Xcor	Xcor	Xcor	Xcor	Xcor	Xcor	Xcor	Xcor	Xcor	Xcor	
-0.669	0.870	0.900	-0.480	0.107	0.056	-0.323	-0.326	-0.347	0.868	0.514	-90
-0.805	0.965	0.978	-0.606	0.344	0.297	-0.087	-0.087	-0.108	0.962	0.708	-70
-0.858	0.990	0.994	-0.657	0.460	0.415	0.036	0.037	0.017	0.988	0.791	-58
-0.900	0.999	0.994	-0.699	0.573	0.531	0.164	0.166	0.146	0.998	0.865	-45
-0.922	0.993	0.981	-0.723	0.654	0.615	0.262	0.265	0.245	0.994	0.912	-35
-0.929	0.986	0.970	-0.732	0.692	0.656	0.311	0.314	0.294	0.988	0.933	-30
-0.938	0.959	0.935	-0.746	0.774	0.742	0.422	0.426	0.405	0.963	0.970	-19
-0.933	0.923	0.892	-0.749	0.837	0.810	0.517	0.521	0.499	0.929	0.991	-10
-0.925	0.896	0.861	-0.746	0.870	0.846	0.571	0.575	0.552	0.903	0.997	-5
-0.911	0.863	0.824	-0.740	0.901	0.881	0.627	0.631	0.607	0.871	1.000	0
-0.891	0.823	0.779	-0.729	0.930	0.913	0.684	0.688	0.662	0.831	0.997	5
-0.863	0.773	0.725	-0.712	0.954	0.942	0.742	0.746	0.718	0.782	0.987	10
-0.785	0.656	0.600	-0.663	0.984	0.980	0.845	0.848	0.818	0.665	0.946	19
-0.625	0.447	0.383	-0.554	0.973	0.984	0.953	0.955	0.920	0.454	0.832	30
-0.522	0.324	0.258	-0.482	0.941	0.960	0.985	0.986	0.950	0.330	0.749	35
-0.261	0.036	-0.031	-0.292	0.810	0.844	0.990	0.990	0.953	0.037	0.518	45
0.124	-0.346	-0.406	-0.002	0.523	0.571	0.857	0.855	0.822	-0.354	0.141	58
0.420	-0.609	-0.656	0.229	0.234	0.288	0.649	0.646	0.620	-0.625	-0.177	70
0.710	-0.833	-0.859	0.468	-0.131	-0.078	0.320	0.316	0.303	-0.858	-0.522	90



Gambar 4.8. Korelasi *Extended Elastic Impedance* dan fisika batuan di reservoir karbonat di Lapangan “D”



Gambar 4.9. *Extended Elastic Impedance* pada sudut 19 derajat yang menunjukkan korelasi yang baik dengan lambda-rho dengan korelasi silang 0.994

4.2.5. Pemodelan AVO Sintetik Single Well

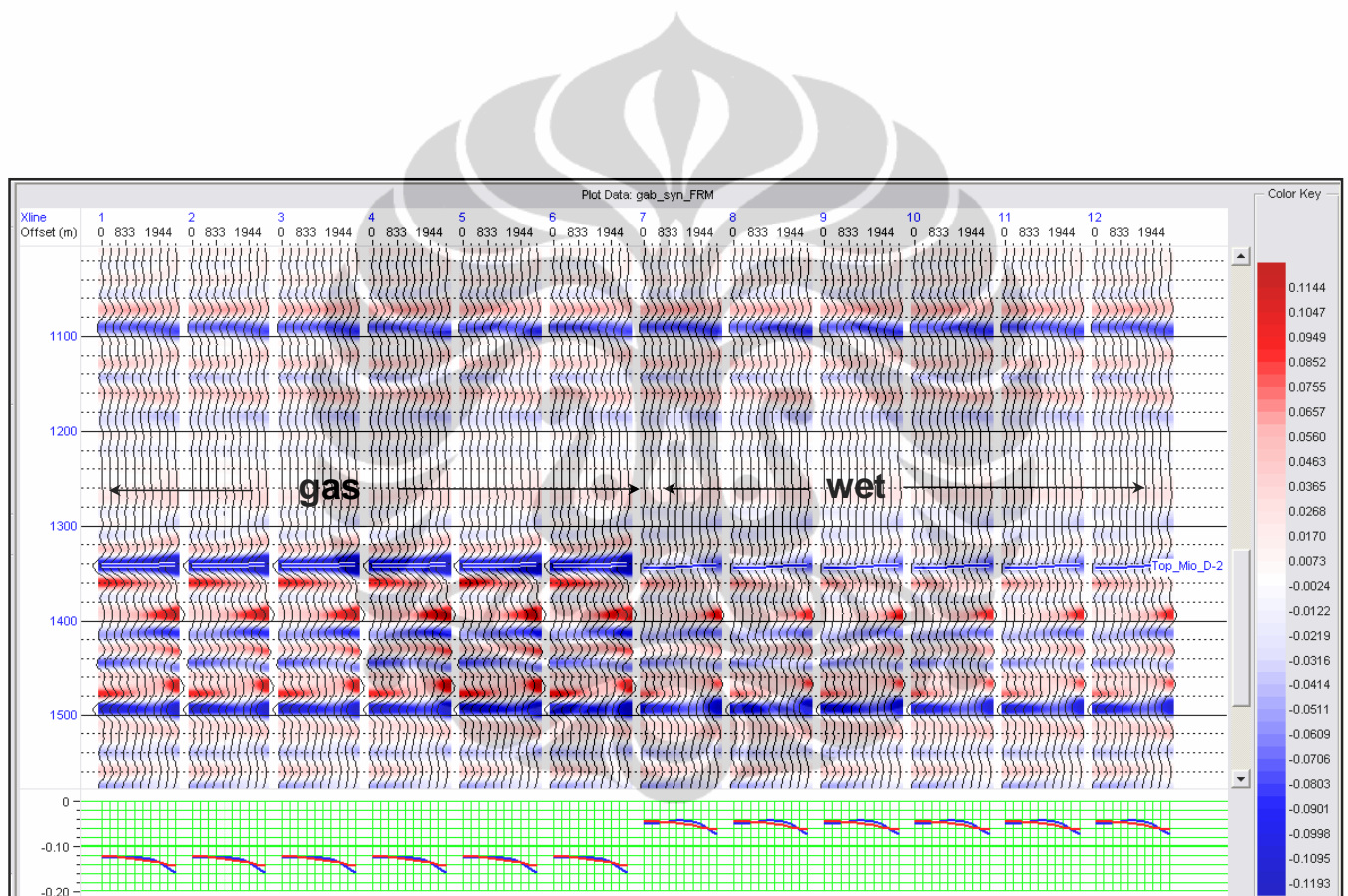
Pemodelan ini bertujuan untuk melihat keberadaan gas dari sifat-sifat atribut AVO pada suatu sumur. Sumur D-2 dan D-4 dibentuk sintetik AVO-nya dengan menggunakan persamaan Zoeppritz-Wiggins (persamaan 3.3), karena pada sumur ini mempunyai data S-wave. Sedangkan pada sumur yang lain tidak menunjukkan efek AVO yang baik (disamping itu juga tidak dimiliki data S-wave). Pada dua sumur ini dilakukan Fluid Replacement Modeling (FRM) yaitu mengganti S_w data dengan $S_w=100\%$, kemudian dari dua kondisi tersebut dievaluasi perbedaan attribute AVO-nya. Jika S_w disubsitusi dengan 100%, dan hasilnya ada perbedaan, yang semula mengindikasikan anomali attribute AVO kemudai menjadi hilang (pada $S_w=100\%$), maka dikatakan reservoir mengandung gas, sedangkan jika S_w disubsitusi dengan 100%, tetapi tidak ada perubahan anomali, maka reservoir dianggap berisi air.

4.2.5.1. Pemodelan AVO sintetik Sumur D-2

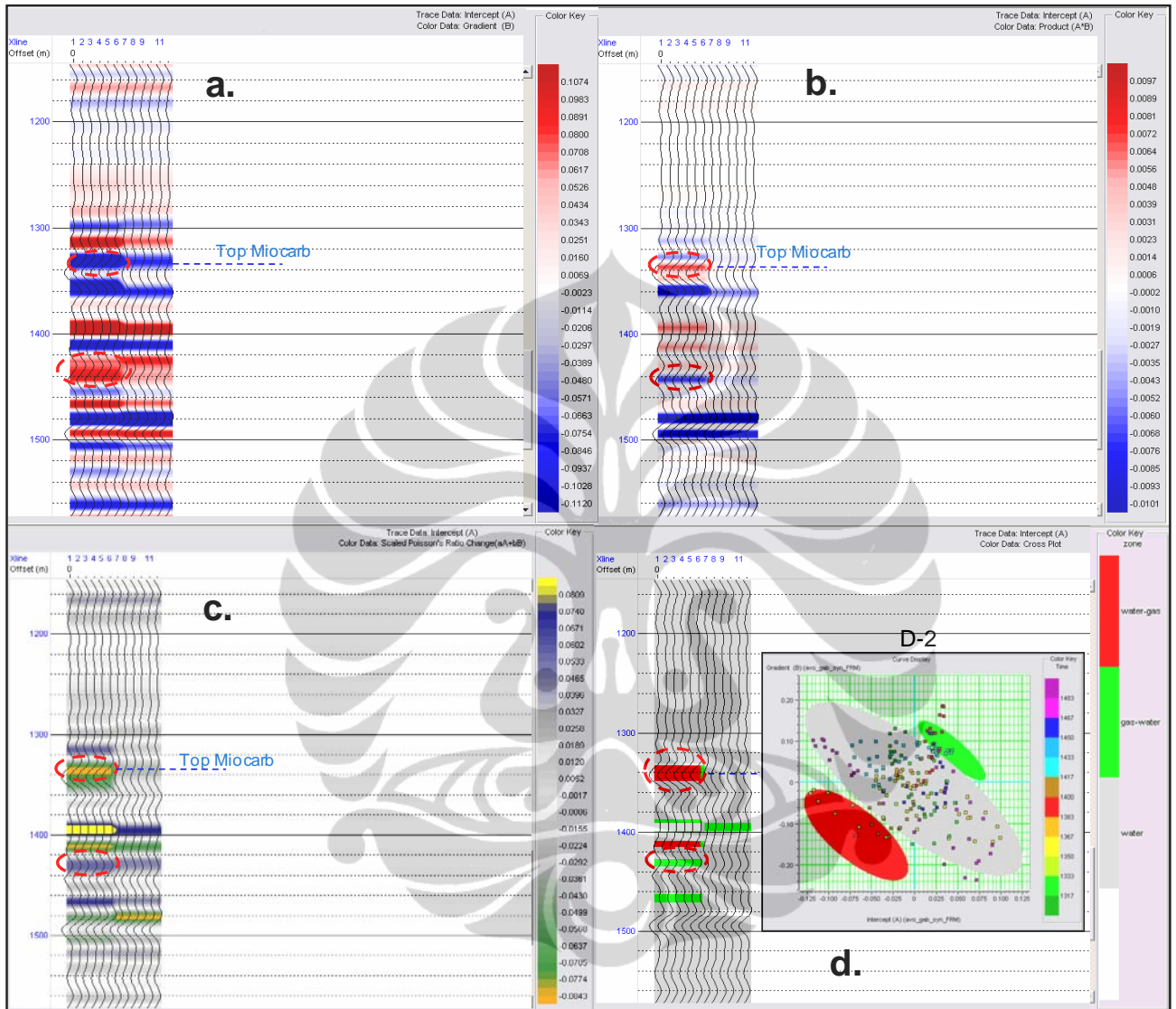
AVO sintetik dimodelkan dengan menggunakan persamaan Zoeppritz-Wiggins dengan sudut $0 - 40^\circ$ atau offset $0 - 2300$ m dengan 10 traces seismic, depth interest $1500 - 2000$ m, dan time window $0 - 1800$ ms dengan dua kondisi, yaitu kondisi origin (S_w origin) dan wet. Wavelet

yang digunakan adalah bandpass 5-10_35-55 Hz. Sintetik dibuat dengan 5 kali perulangan untuk kondisi origin dan wet. Hasilnya ditampilkan pada **Gambar 4.10**. Terlihat cukup baik anomali AVO yang menunjukkan adanya gas pada reservoir sumur D-2.

Atribut AVO lain dibentuk, yaitu Intercept (A) dan Gradient (B), Product (A*B), Scaled Poisson Ratio Changed ($\Delta\sigma$), dan Cross Plot intercept Gradient. Terlihat adanya anomali top gas dan base gas pada kumpulan 5 stack trace sebelah kiri (lingkaran putus-putus merah) (**Gambar 4.11**).



Gambar 4.10. Sintetik Pre-Stack sumur D-2, kondisi origin (gas) dan $S_w=100\%$ (wet)

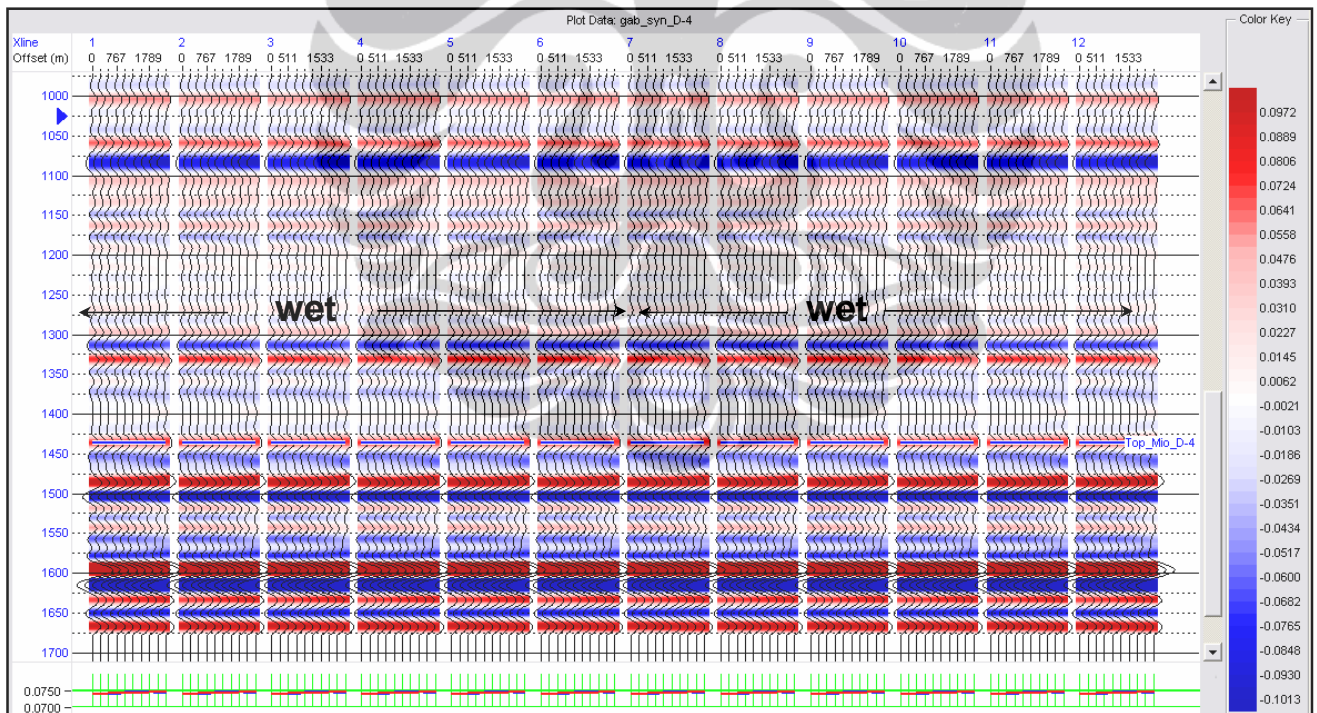


Gambar 4.11. Sintetik Atribut AVO sumur D-2. Scaled Poisson Ratio (a); Product (b); Gradien (c); dan Cross-plot (d). Lingkaran garis putus-putus merah mengindikasikan kontak wet ke gas (atas) dan gas ke wet (bawah).

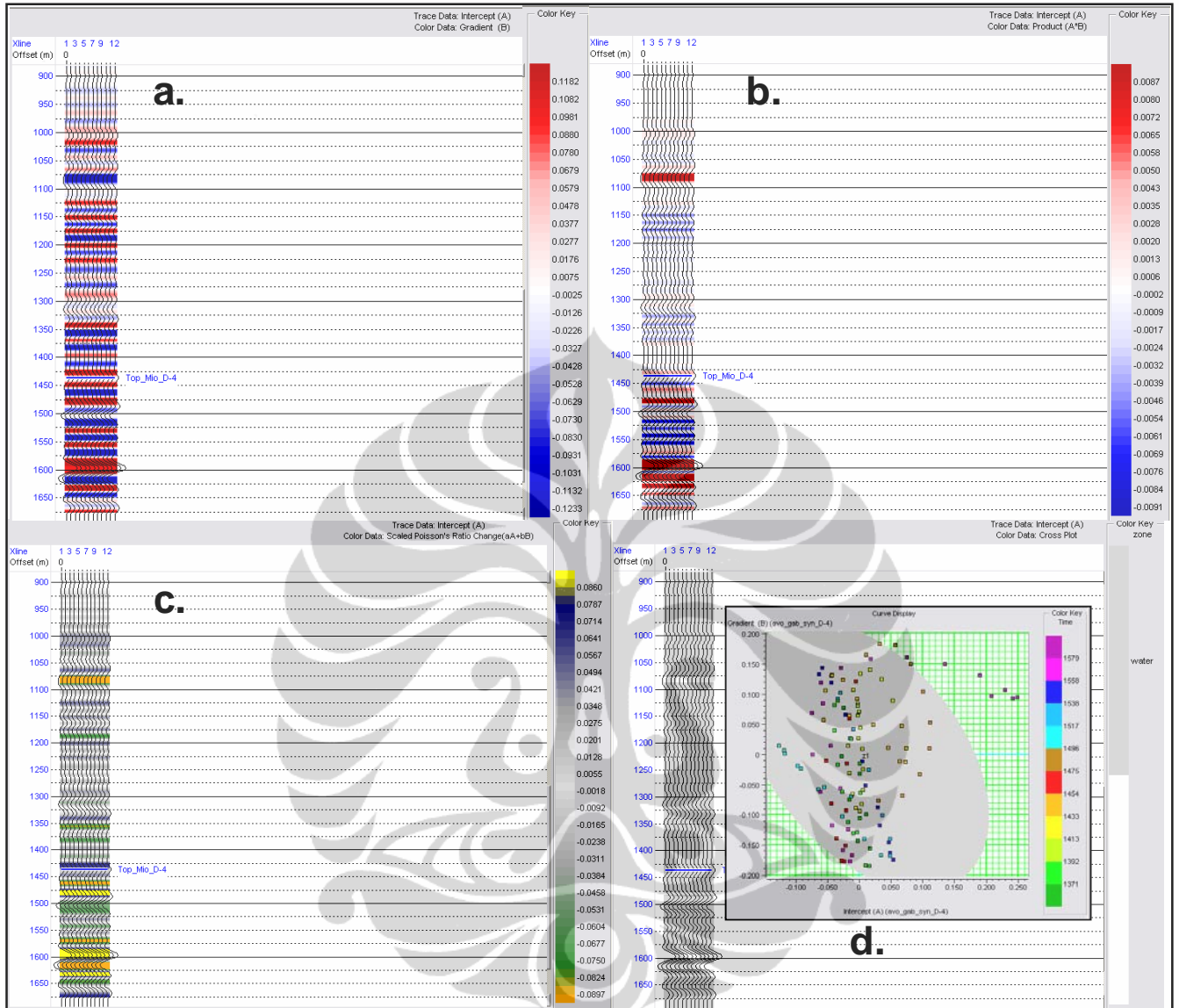
4.2.5.2. Pemodelan AVO sintetik Sumur D-4

AVO sintetik dimodelkan dengan menggunakan persamaan Zoeppritz-Wiggins dengan sudut $0 - 40^\circ$ atau offset $0 - 2300$ m dengan 10 traces seismic, depth interest $1400 - 1500$ m (reservoir karbonat), dan time window $0 - 1675$ ms (sepanjang data log) dengan dua kondisi, yaitu kondisi origin (S_w origin) dan wet. Wavelet yang digunakan adalah bandpass 5-10_35-55 Hz. Sintetik dibuat dengan 5 kali perulangan untuk kondisi origin dan wet (**Gambar 4.12**). Terlihat tidak ada anomali dan perbedaan AVO antara kondisi origin dan wet. Dari sini saja sudah cukup untuk menjelaskan bahwa tidak ada gas di reservoir karbonat di sumur D-4.

Atribut AVO lain dibentuk, yaitu Intercept (A) dan Gradient (B), Product ($A*B$), Scaled Poisson Ratio Changed ($\Delta\sigma$), dan Cross Plot intercept vs Gradient (**Gambar 4.13**). Dari 4 penampang ini, tidak satupun memperlihatkan anomali atribut AVO. Dengan demikian, dapat disimpulkan bahwa pada reservoir sumur D-4 tidak menunjukkan adanya gas.



Gambar 4.12. Sintetik Pre-Stack sumur D-4, kondisi origin dan $S_w=100\%$ (wet). Ternyata tidak ada perubahan attribute AVO dari dua kondisi tersebut, mengindikasikan sumur wet.



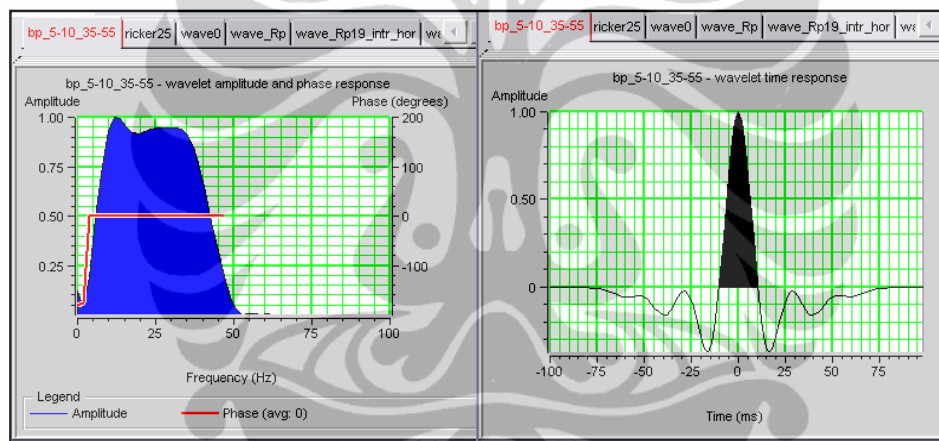
Gambar 4.13. Sintetik Atribut AVO sumur D-4. Scaled Poisson's Ratio (a); Product (b); Gradien (c); dan Cross-plot (d). Terlihat tidak muncul anomali pada setiap atribut AVO

4.3. Perkiraan Wavelet dan Well-Seismic Tie

4.3.1. Perkiraan Wavelet

Perkiraan wavelet adalah bagian penting dari inversi seismik. Sudah seharusnya dilakukan dengan hati-dati pada langkah pertama sejak bentuk wavelet mempunyai pengaruh kuat terhadap detail model reservoir.

Dalam pemodelan seismik, dapat diekstrak beberapa seismic wavelet antara lain dari seismic data, seismic data sekitar sumur, Ricker, dan Bandpass wavelet. Kesimpulannya, bandpass wavelet 5-10/35-55 Hz dipilih untuk *well seismic tie* karena mempunyai korelasi yang paling baik dengan sumur-sumur. Profil bandpass wavelet 5-10/35-55 Hz ditunjukkan pada **Gambar 4.14**.

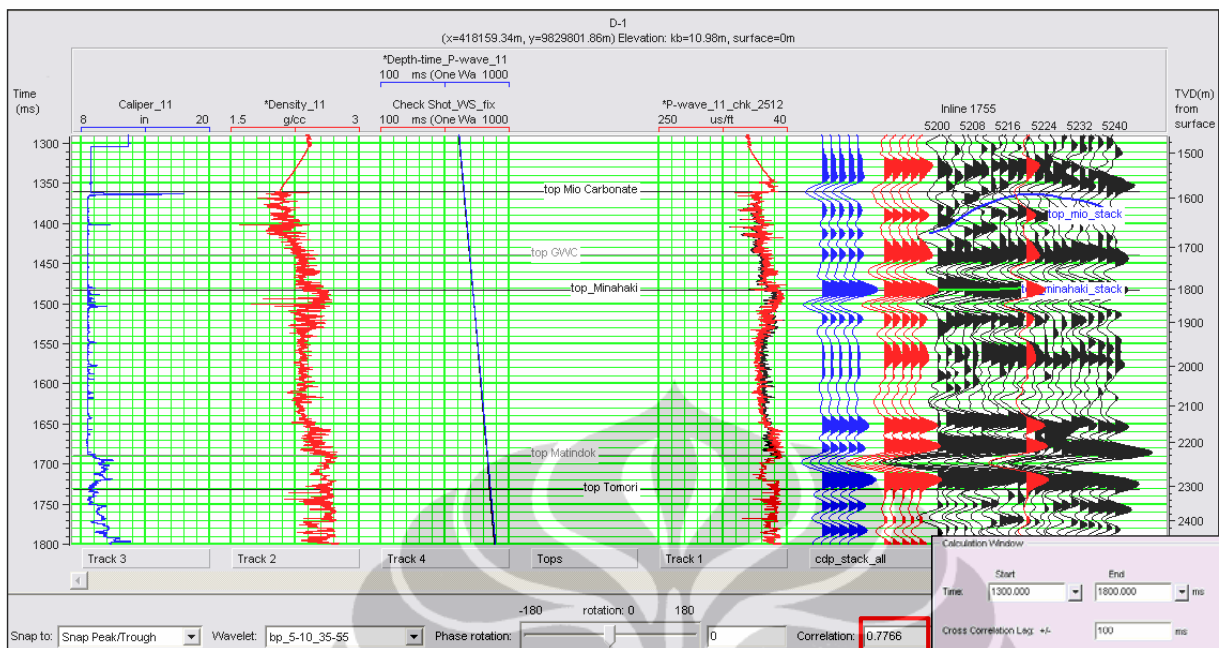


Gambar 4.14. Profil Wavelet bandpass 5-10/35-55 Hz

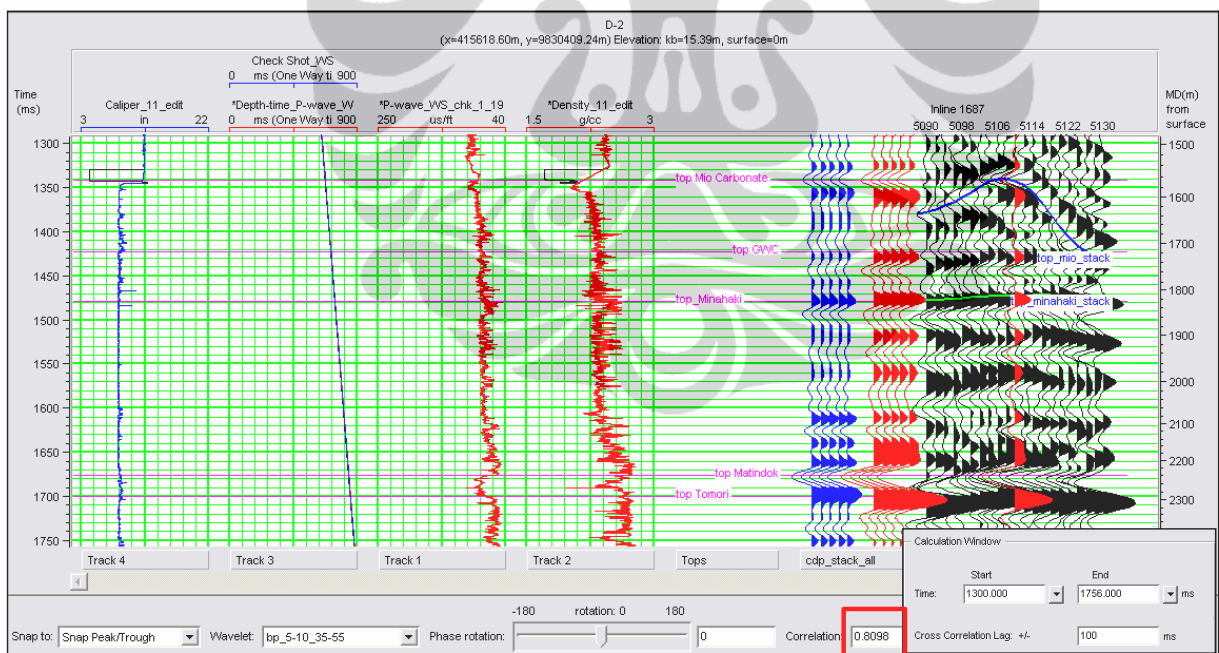
4.3.2. Well-Seismic Tie

Setelah didapatkan wavelet yang terbaik, sintetik seismogram dapat dengan mudah dihasilkan dengan konvolusi antara wavelet yang diekstraksi dengan Akustik Impedance yang diperoleh dari informasi sumur (*checked-shot* dikalikan dengan densitas).

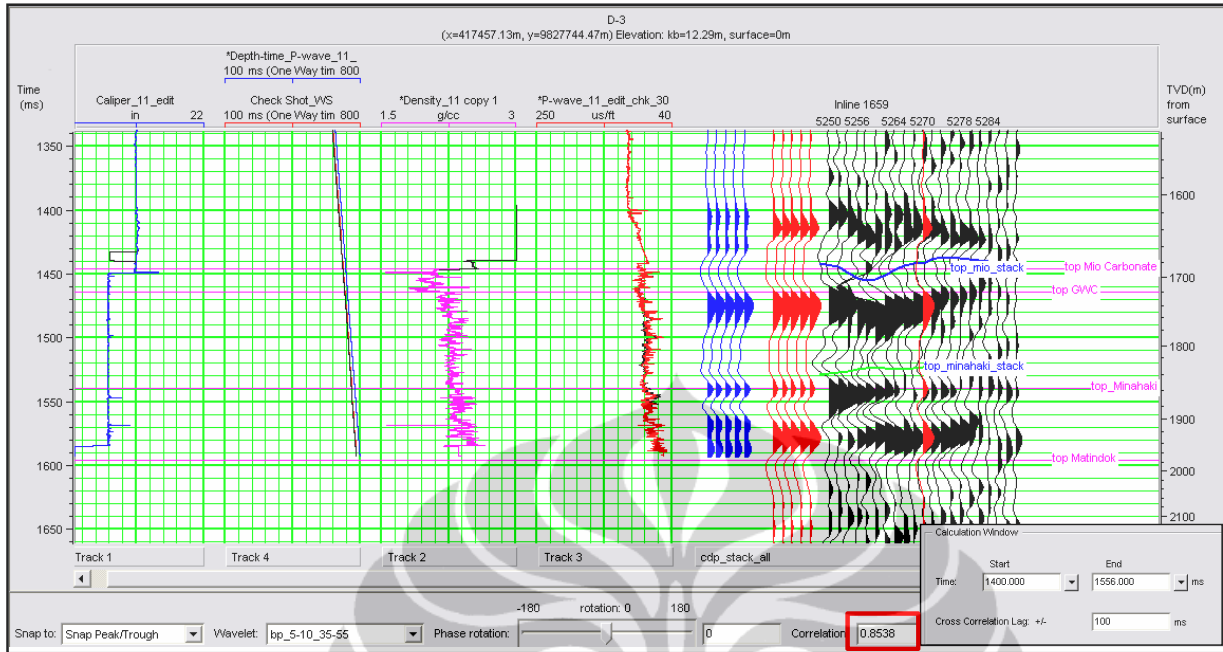
Faktor yang paling penting untuk menentukan akurasi dari penampang adalah pencocokan fasa antara sintetik seismogram yang dihasilkan oleh proses diatas dan tras seismic di sekitar lokasi sumur. Dengan menggunakan metode ini, optimum well-to-seismic diperoleh yang diindikasikan oleh nilai korelasi yang tinggi dan pencocokan visual antara tras riil dan tras sintetik yang ditunjukkan pada **Gambar 4.15-4.19**.



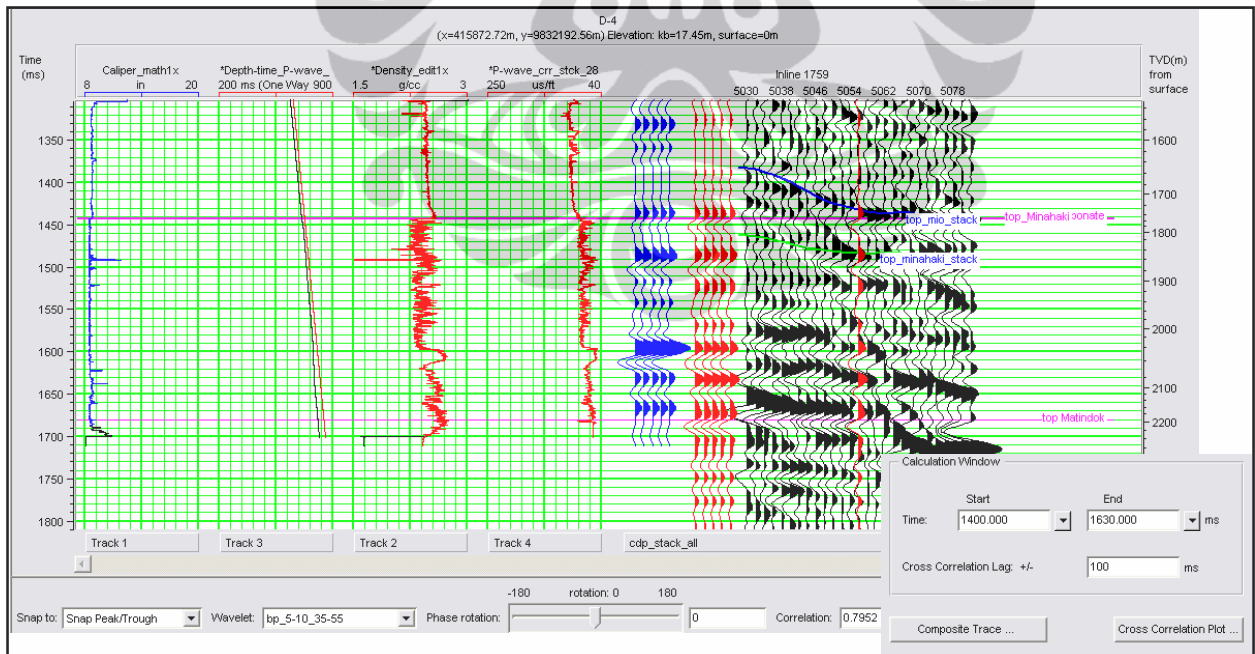
Gambar 4.15. Well-Seismic tie di D-1 dengan menggunakan wavelet bandpass 5-10/35-55 (0.7766)



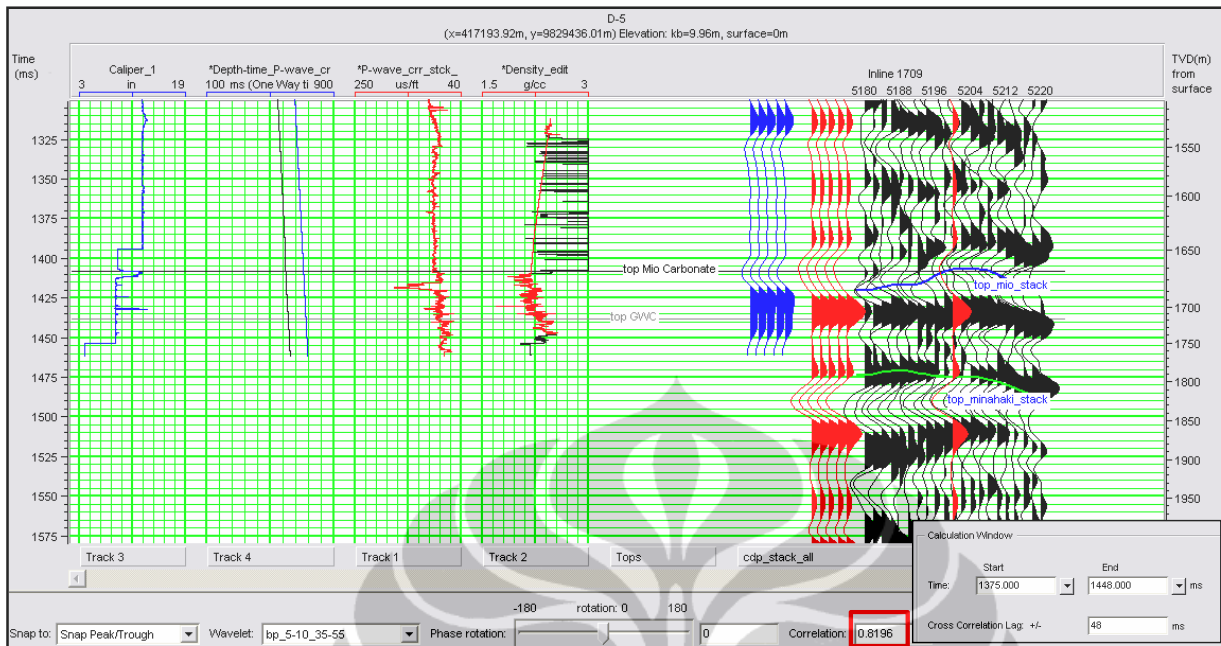
Gambar 4.16. Well-Seismic Tie di D-2 dengan menggunakan wavelet bandpass 5-10/35-55 Hz (0.8098)



Gambar 4.17. Well-Seismic tie di D-3 dengan menggunakan wavelet bandpass 5-10/35-55 Hz (0.8538)



Gambar 4.18. Well-Seismic tie di D-4 dengan menggunakan wavelet bandpass 5-10/35-55 Hz (0.7495)



Gambar 4.19. Well-Seismic tie di D-5 dengan menggunakan wavelet bandpass 5-10/35-55 Hz (0.8196)

4.4. Pemodelan Seismik dan Analisis

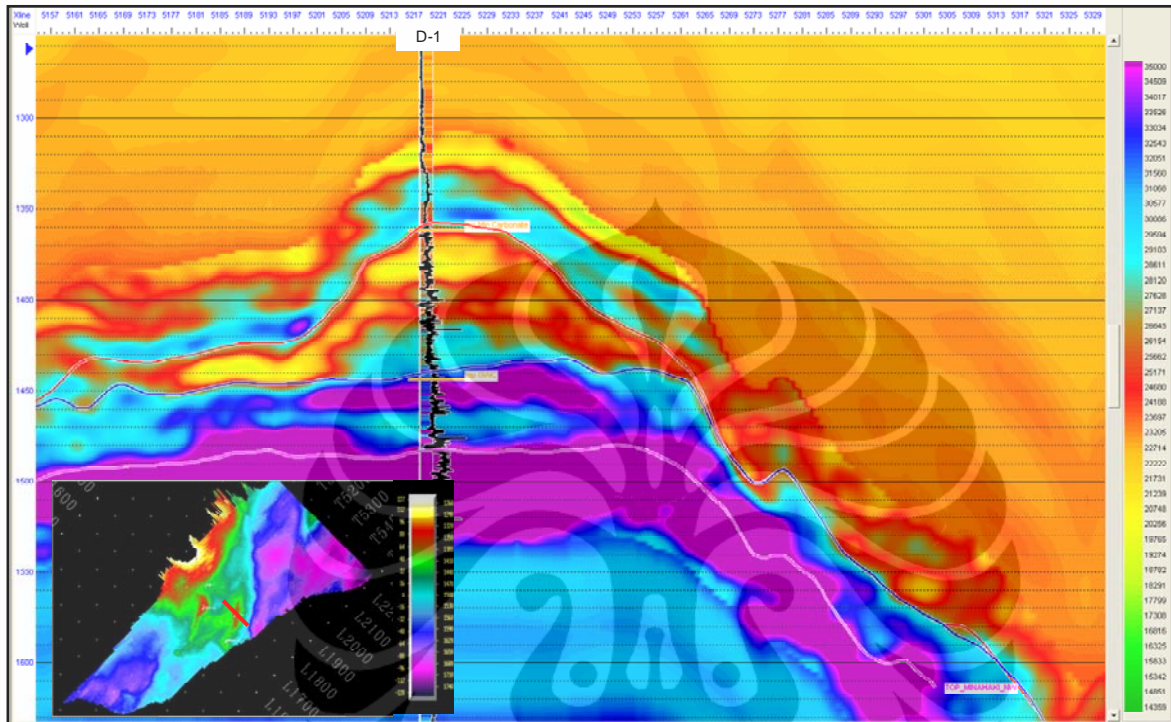
4.4.1. Inversi Akustik Impedans (Inversi Seismik Post Stack) dan Sebaran Porositas

Teknik *Colored Inversion* dan *Sparse-spike* dilakukan untuk menghasilkan akustik impedans setelah semua horison ditinjau kembali.

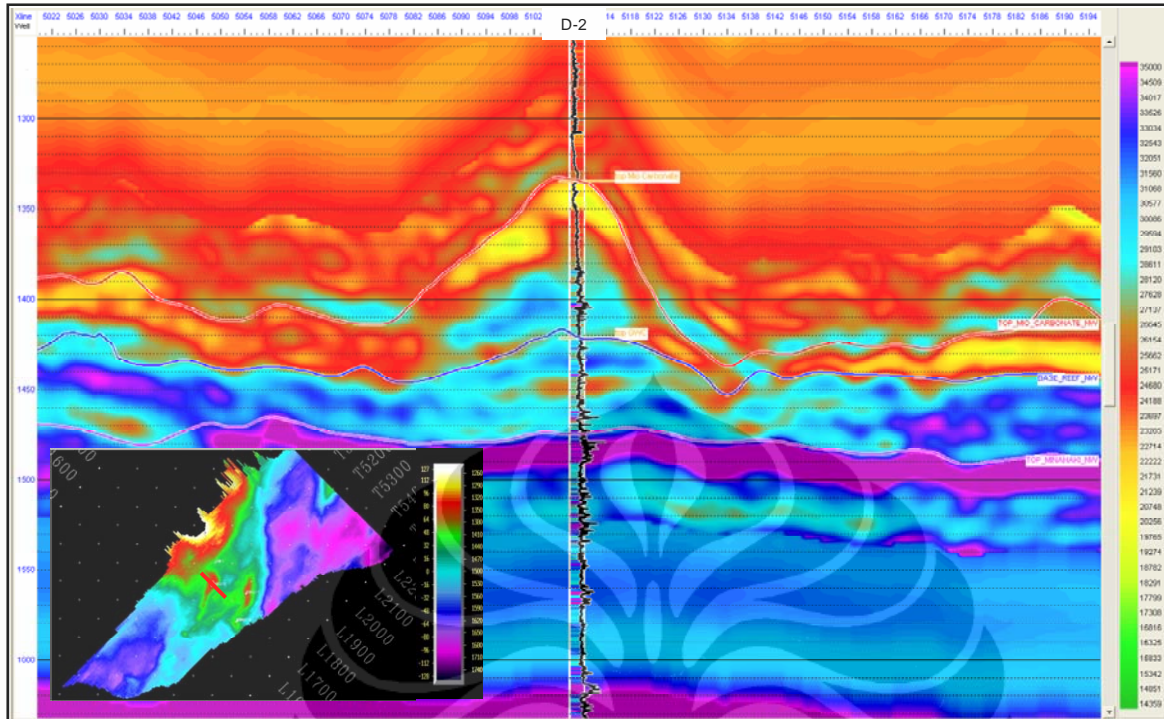
Dengan teknik *colored inversion*, waktu eksekusi lebih cepat. Kendatipun, hasil inversi yang lebih baik dapat dicapai dengan menggunakan filter terbaik yang mentransformasikan seismik data ke impedans akustik. Hasil inversi ini juga membantu revisi picking horison yang lebih halus.

Metoda *sparse-spike inversion* dipertimbangkan menjadi metoda yang dapat memberi kemungkinan mengembalikan kehilangan informasi frekuensi dari serangkaian reflektivitas dengan meng-ekstrapolasi spectrum frekuensi diluar window yang didefinisikan oleh *trace seismik band-limited*. Hal inilah alasan mengapa metoda *sparse-spike* sering dirujuk sebagai inversi rekursif frekuensi penuh (*full band recursive inversion*). Inversi *sparse-spike* adalah hasil inversi yang tidak bias, dimana metoda ini mempertimbangkan data dan model. **Gambar 4.20-**

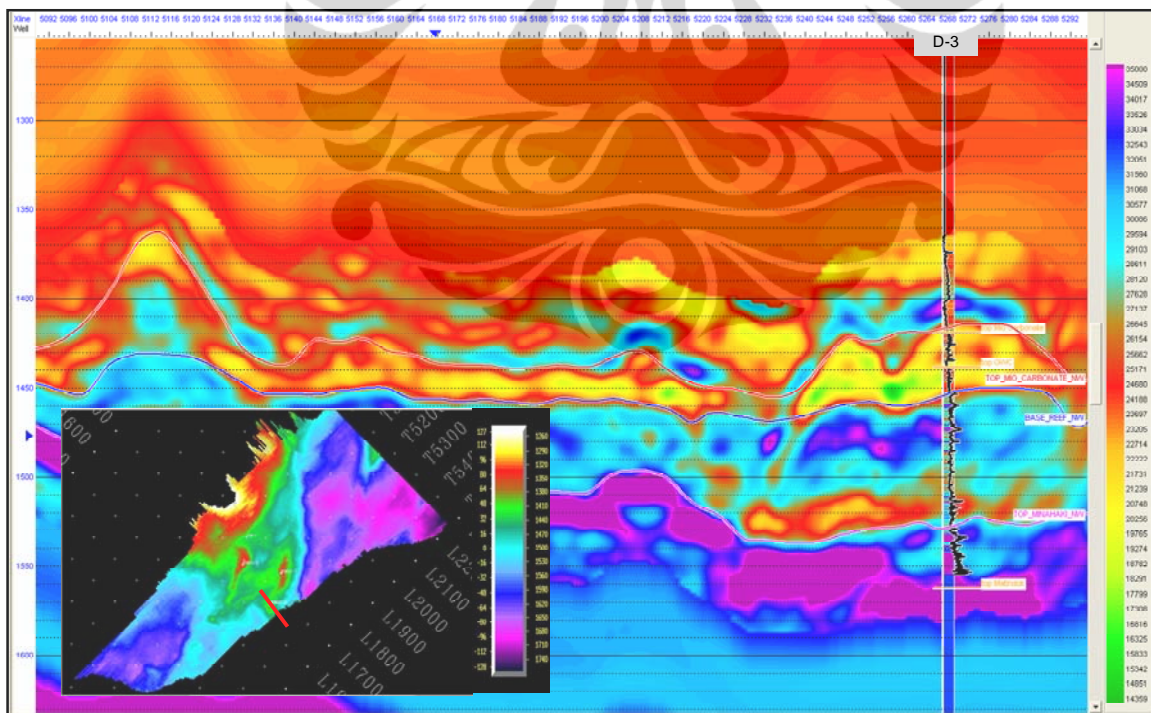
4.22 adalah hasil inversi D yang melewati sumur D-1, D-2, dan D-3. Sayatan horison akustik impedans dihitung dengan rata-rata 30 ms dibawah Top Miocene Karbonat yang ditunjukkan pada Gambar 4.23.



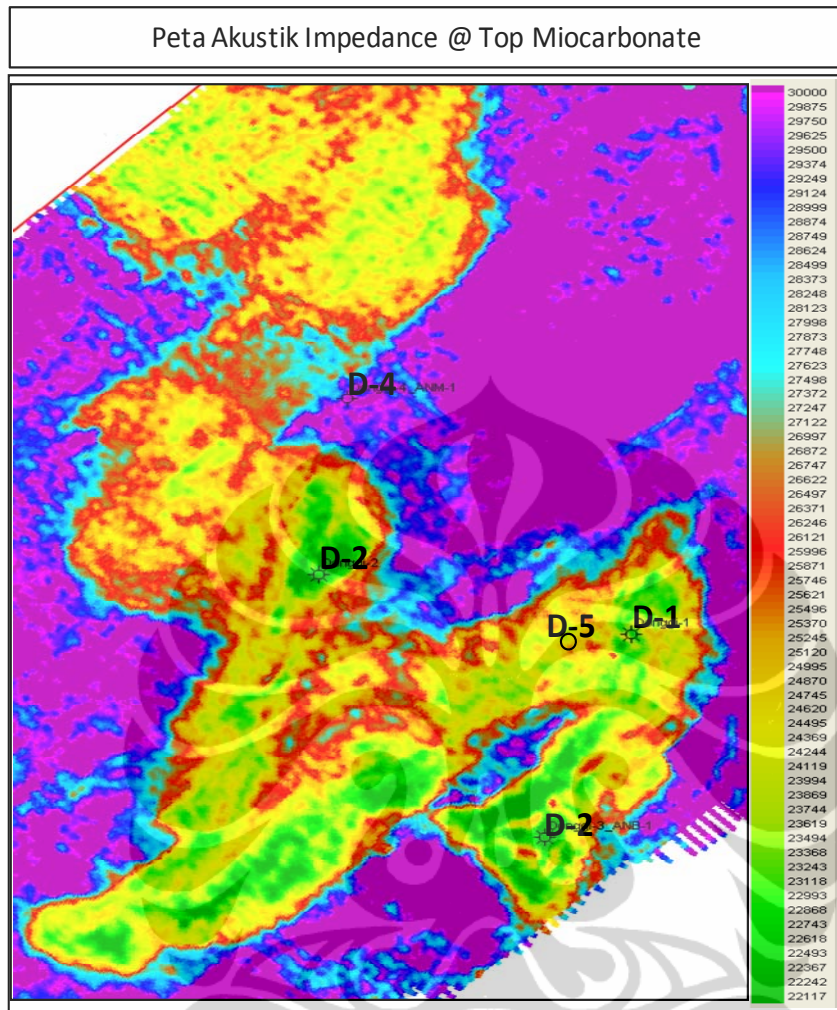
Gambar 4.20 Hasil inversi di Lapangan “D” yang melewati sumur D-1



Gambar 4.21 Hasil inversi di Lapangan “D” yang melewati sumur D-2



Gambar 4.22 Hasil Inversi di Lapangan “D” yang melalui sumur D-3



Gambar 4.23 Peta Akustik Impedans dihitung dengan mengambil sayatan horizon 30 ms dibawah Top Miocarbonat

Berdasarkan analisis sensitivitas, P-Impedans adalah parameter seismik terbaik yang dapat digunakan untuk menghasilkan porositas. Persamaan ini untuk mengkonversi porositas yang diterapkan untuk semua sumur. P-Impedans menurun dengan meningkat-nya porositas. Dalam pembentukan porositas, P-Impedans yang diperoleh dari inversi dikonversi ke porositas dengan menggunakan persamaan regresi ini (**Gambar 4.3**). Porositas yang dihasilkan ini hanya valid untuk batasan horizon antara Top Miocarbonate sampai Top Minahaki.

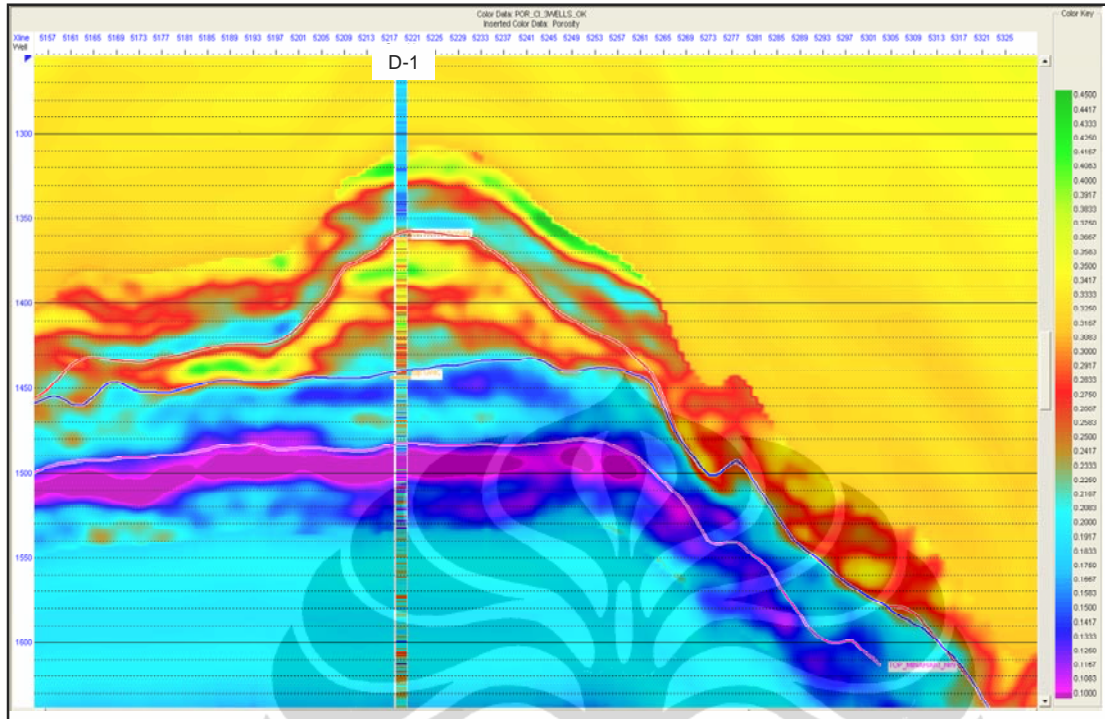
Korelasi porositas antara sumur dan inversi yang diperoleh pada sumur D-2 yang menunjukkan korelasi yang sangat baik. Nilai porositas diperoleh dari inversi sangat cocok dengan sumur. Penampang yang melalui sumur D-2 yang dilihat pada **Gambar 4.25**. Nilai

porositas menunjukkan variasi distribusi. Porositas tinggi relatif menempati top buildup. Build-up bagian dalam menunjukkan porositas yang relatif lebih rendah daripada permukaan.

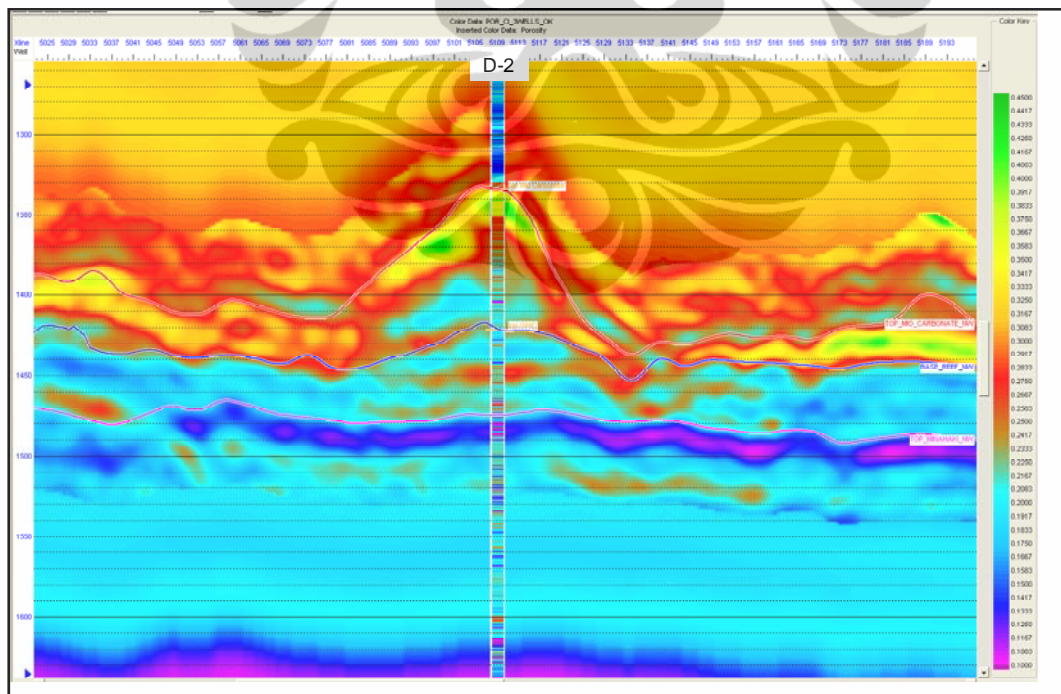
Porositas inversi yang diperoleh pada D-3 menjelaskan korelasi yang sangat baik dengan sumur. Hampir semua interval pada build-up D-3 mempunyai porositas tinggi. Porositas tinggi juga diperlihatkan pada saddle build-up. Penampang yang mewakili ditunjukkan pada **Gambar 4.26**.

Porositas perolehan P-Impedans pada sumur D-1 dapat dilihat pada **Gambar 4.24**. Perhatikan bahwa porositas pada sumur menunjukkan korelasi yang baik dengan porositas terhadap penampang porositas perolehan P-Impedance pada top buildup dan karbonat paparan. Pada bagian tengah build-up, nilai porositas menunjukkan korelasi yang buruk. Porositas sumur lebih tinggi daripada porositas perolehan P-Impedance. Hal itu disebabkan beberapa kemungkinan; porositas perolehan pada sumur tidak mewakili kondisi sebenarnya atau porositas perolehan inversi tidak mempunyai persamaan yang baik pada bagian tersebut.

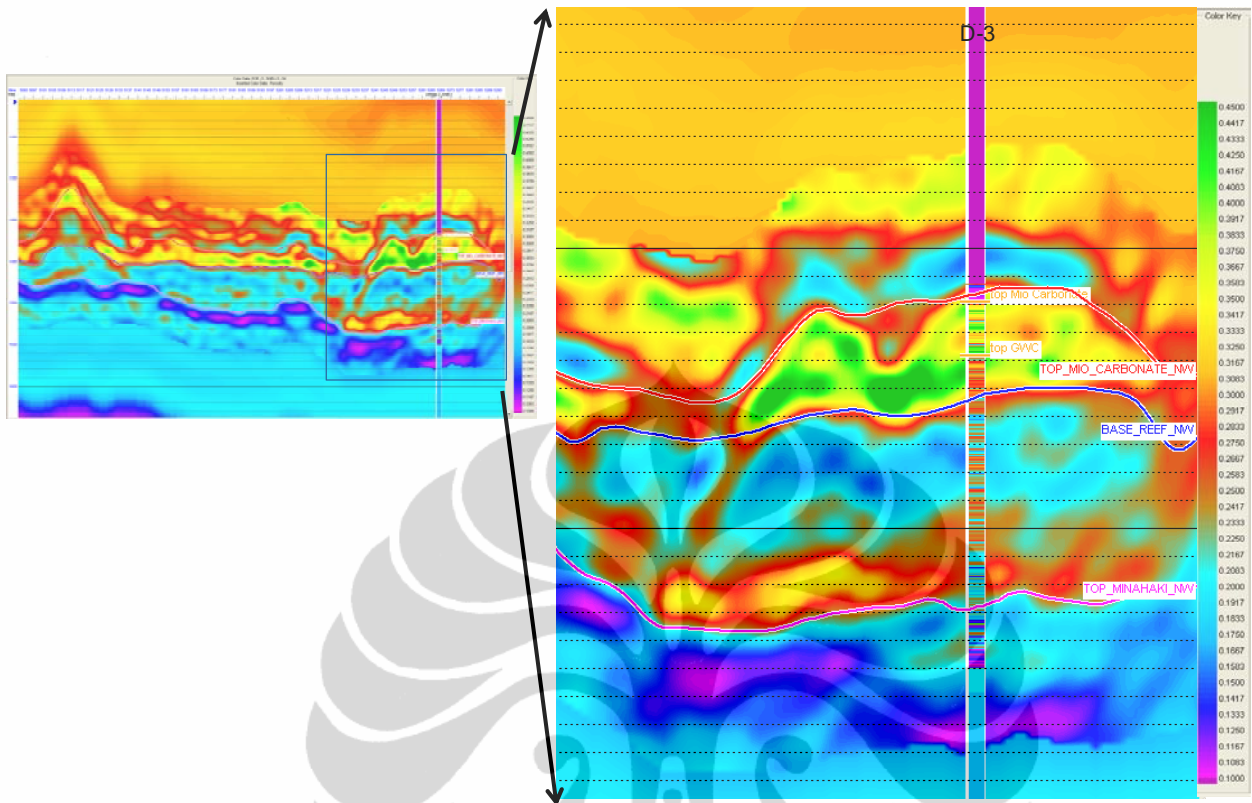
Berdasarkan hasil korelasi ini pada sumur-sumur yang lain, alasan yang paling mungkin adalah perolehan log porositas yang tidak baik di sumur. Porositas log aktif pada tampilan adalah dihasilkan dari neutron densitas dikalibrasi dengan porositas core pada top interval sumur D-2. Oleh karenanya, porositas pada gambar hanya cocok pada top interval sumur D-2. **Gambar 4.27** menunjukkan porositas perolehan inversi yang melalui sumur D-4. Porositas fasies papran relatif lebih rendah daripada karbonat build-p. Interval ini kira-kira 0.15-0.22 unit porositas. Distribusi tersebut umumnya konsisten dan meluas ke paparan.



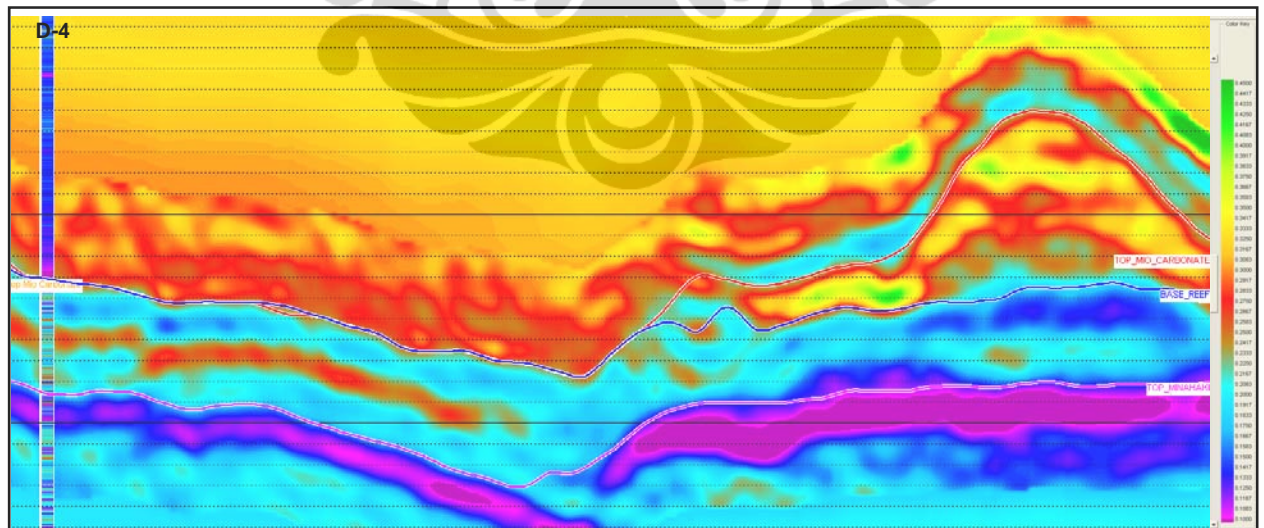
Gambar 4.24 Penampang porositas perolehan inversi yang melalui sumur D-1. Kita dapat melihat bahwa porositas sumur cukup sesuai dengan penampang. Tetapi, pada bagian tengah build-up, porositas sumur menjadi lebih tinggi daripada penampang.



Gambar 4.25. Porositas perolehan inversi penampang melalui sumur D-2. Perhatikan bahwa porositas sumur sangat cocok dengan penampang. Nilai pada sumur sama dengan yang di penampang.



Gambar 4.26. Penampang Porositas perolehan inversi yang melalui sumur D-3 dan saddle dari karbonat buildup. Porositas mempunyai korelasi baik dengan sumur. Saddle menunjukkan porositas bagus dan terdistribusi luas .



Gambar 4.27 Penampang Porositas perolehan inversi yang melalui sumur D-4 dan karbonat build-up. Korelasi antara sumur adalah cukup bagus. Perhatikan paparan mempunyai nilai yang lebih kecil daripada build-up. Variasi lateral dari porositas paparan relatif rendah

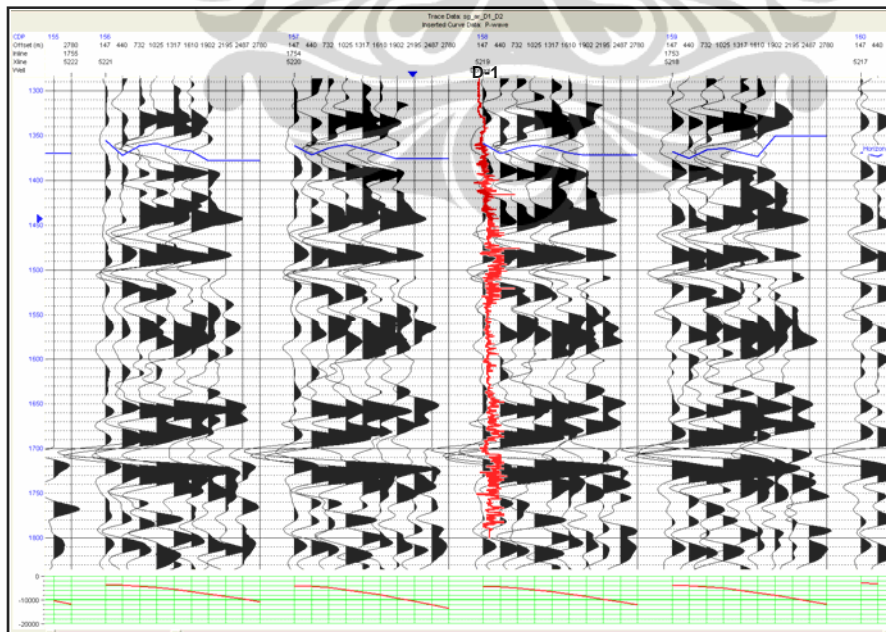
4.4.2. Penentuan Sebaran Fluida

Sebaran fluida dalam hal ini gas diharapkan bisa terlihat dengan penentuan Analisis AVO (Cross-plot Intercept & Gradient, Product, Scaled Poisson Ratio), Metoda Lambda-Mhu-Rho (LMR), dan Kombinasi P-Impedans & S-Impedans. Diagram alir beberapa metoda untuk penentuan sebaran fluida ini dapat dilihat pada **Gambar 3.7**.

4.4.2.1. Analisis AVO

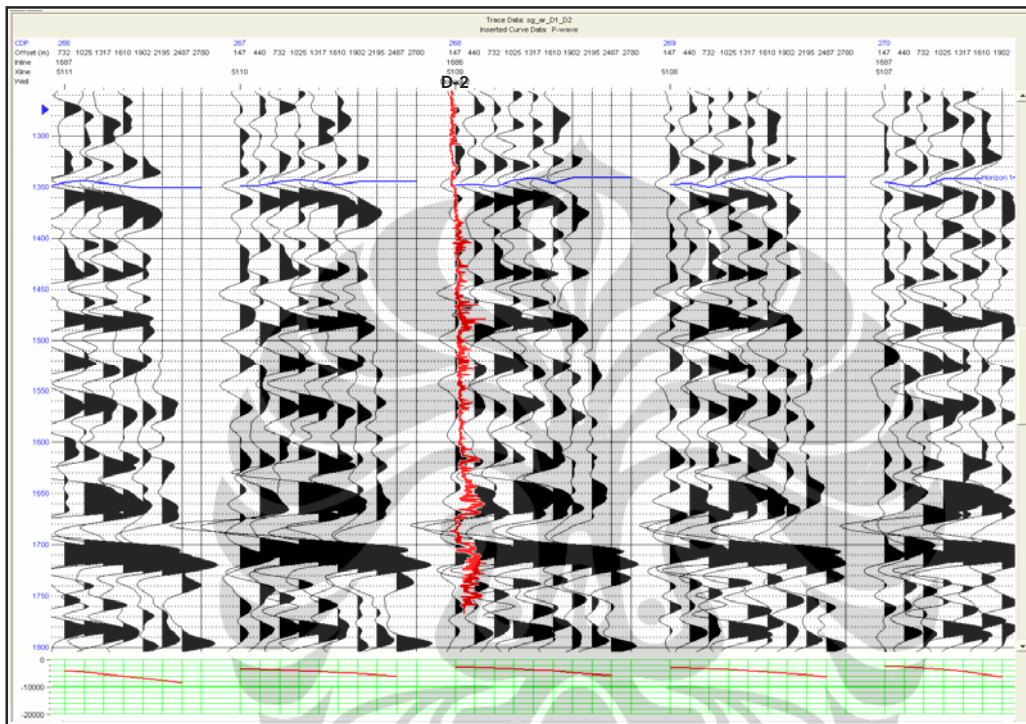
Variasi Amplitudo dengan offset (AVO) diusulkan secara awal sebagai teknik untuk validasi anomali amplitudo seismik yang berasosiasi dengan efek gas. Teknik AVO ini akan digunakan untuk mengidentifikasi amplitudo bergantung offset sepanjang top karbonat dan kontak gas air. Pada studi ini tidak dilakukan AVO modeling tetapi langsung menganalisis seismik data gather aktual. Gather CMP dianalisis untuk menentukan attribut AVO, yaitu cross-plot Intercept (A) & Gradient (B), Product (A*B), dan Scaled Poisson Ratio.

Gambar 4.28 menunjukkan Gather PSTM sekitas D-1. Perhatikan bahwa horizon karbonat menunjukkan amplitudo yang signifikan variasi dengan offset. Hal ini ditunjukkan kurva di bawah-nya. Amplitudo meningkat dengan peningkatan offset. Anomali ini berhubungan dengan anomali AVO class-3 yang mewakili akustik impedans yang lebih rendah dari medium di atasnya.



Gambar 4.28. Empat PSTM gather disekitar D-1 yang menunjukkan amplitudo meningkat dengan offset pada top karbonat *build-up*

Sedangkan gather CMP di sekitar sumur D-2, amplitudo mempunyai variasi yang lebih kecil dengan offset yang ditunjukkan oleh kurva amplitudo pada **Gambar 4.29**. Amplitudo masih meningkat dengan peningkatan offset tetapi relatif variasi yang kecil. Hal ini berhubungan dengan anomali AVO class-2 yang mewakili batas dengan kontras amplitudo hampir nol.



Gambar 4.29. Lima PSTM Gather sekitar D-2 yang menunjukkan variasi amplitudo yang kecil terhadap offset

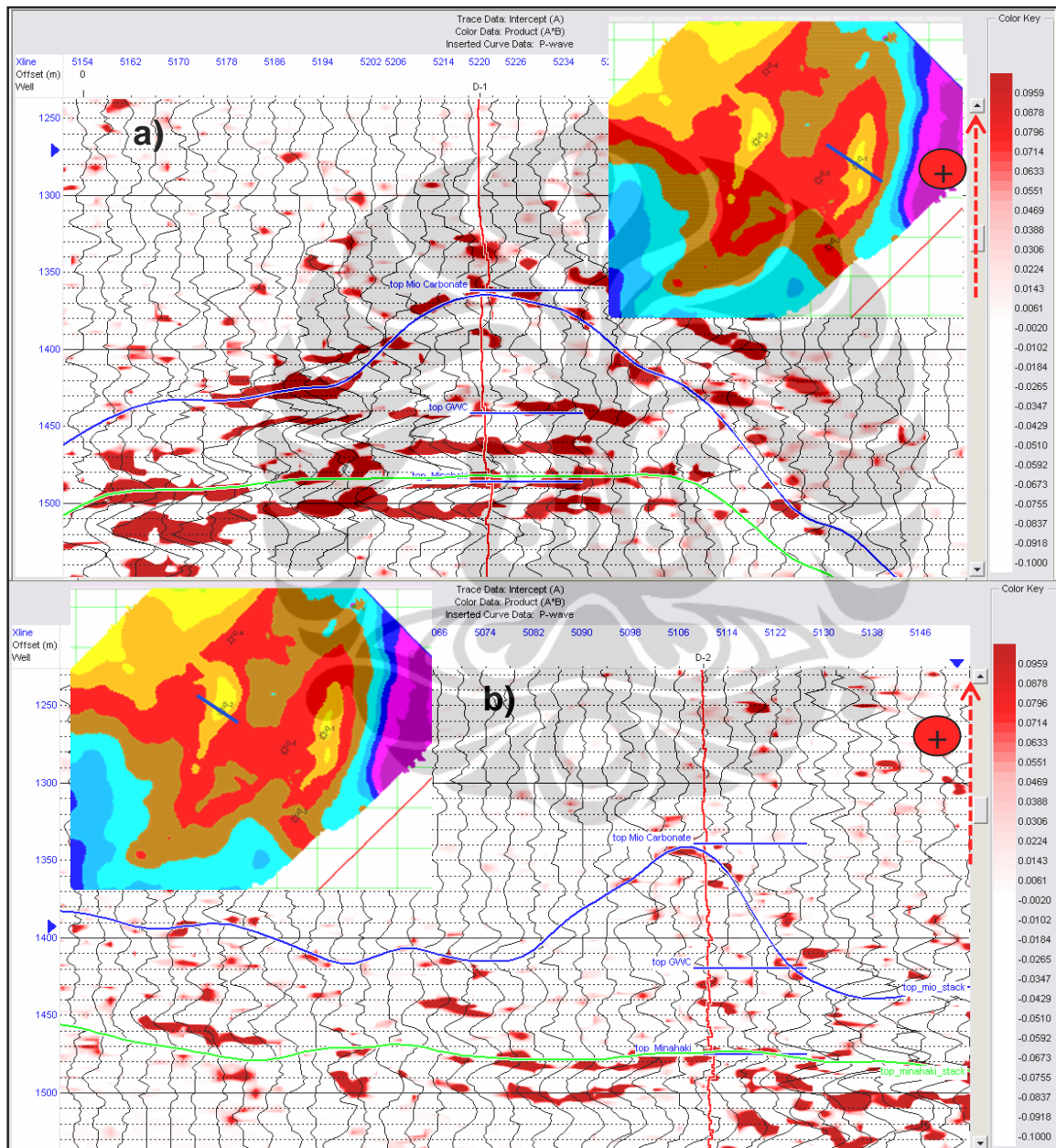
4.4.2.1.1. Product (A*B)

Suatu pengujian lain untuk menentukan sebaran fluida adalah dengan melihat perkalian intercept (A) & gradient (B), atau yang disebut dengan Product (A*B). Nilai Product positif (+), artinya A dan B keduanya negatif (-) yang menandakan Top Gas atau A dan B keduanya positif (+) yang menandakan Base Gas.

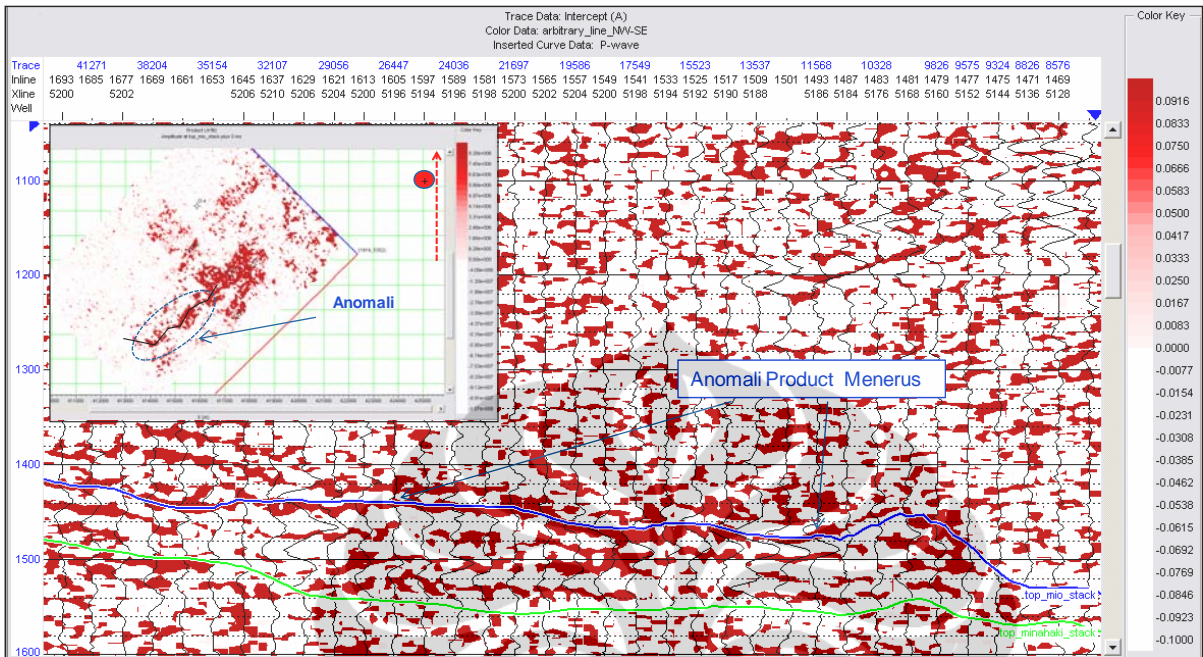
Penampang Product yang melalui sumur D-1 ditunjukkan pada **Gambar 4.30a**. Terlihat Product (+) pada Top Gas (Top Miocarbonate) dan Base Gas (Gas Water Contact/GWC) cukup terlihat jelas, namun pada penampang Product yang melalui sumur D-2 (**Gambar 4.30b**), Top Gas (Top Miocarbonate) dan Base Gas (GWC) sulit diidentifikasi, namun setempat pada puncak reservoir masih bisa terlihat Product yang jelas terlihat dan bernilai positif.

Penampang yang melewati zona anomali bagian selatan dapat dilihat pada **Gambar 31**. Terlihat anomali product yang menerus sangat baik terlihat yang menandakan top reservoir gas.

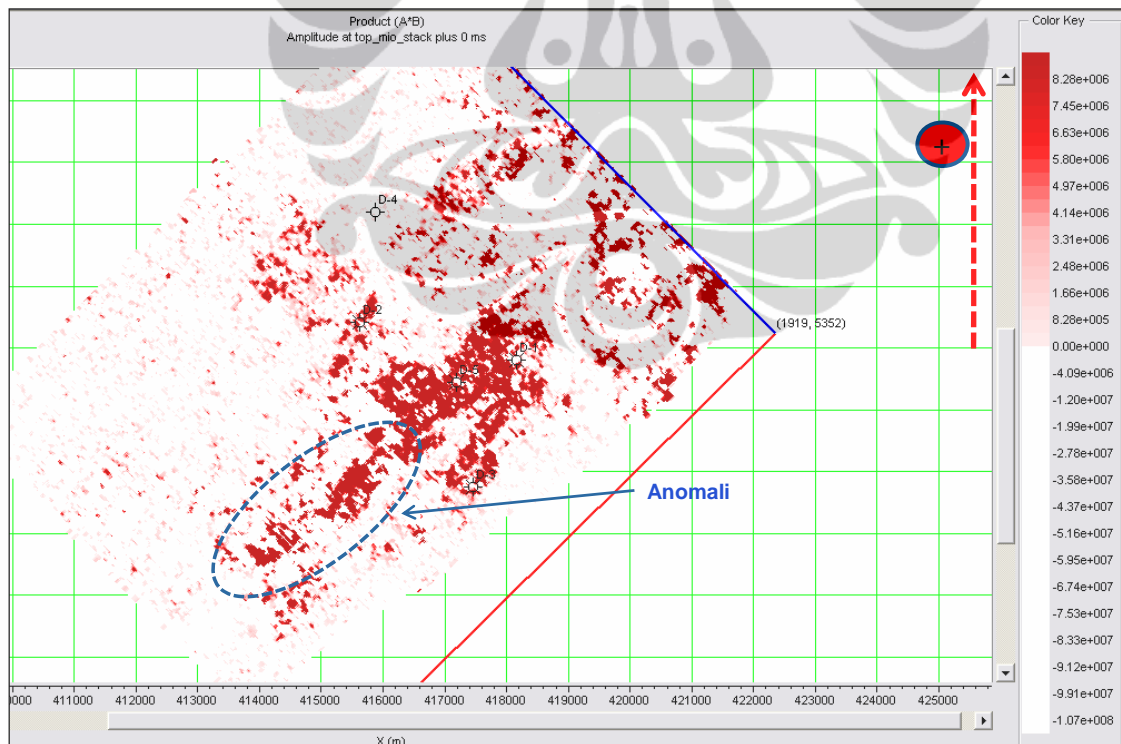
Sayatan horison pada Top Miocarbonat terhadap Product diperlihatkan pada **Gambar 4.32**. Terlihat sebaran product melampar pada buil-up karbonat terutama pada sekitar sumur D-1 dan build-up saddle bagian selatan (ellips biru) yang diperkirakan sebagai upside potential.



Gambar 4.30. a). Penampang Product (A*B) yang melalui sumur D-1. Product positif (+)/Top Gas lebih jelas terlihat pada Top Miocarbonat/reservoir dibandingkan pada penampang D-2 . b). Penampang Product (A*B) yang melalui sumur D-2. Product positif (+)/Top Gas sukar terlihat pada Top Miocarbonat/reservoir, namun jejaknya masih ada pada puncak reservoir gas



Gambar 31. Anomali Product sepanjang Top MioCarbonate mengindikasikan Top Gas Reservoir.



Gambar 4.32. Slice Product (A*B) pada Top Gas/Top Miocarbonate/top reservoir. Terlihat sebaran product (+) pada build-up structure pada D-1 lebih jelas dibandingkan dengan D-2. Terlihat jelas Product (+) pada buildup saddle selatan (ellips biru)

4.4.2.1.2. Scaled Poisson Ration Change ($\Delta\sigma$)

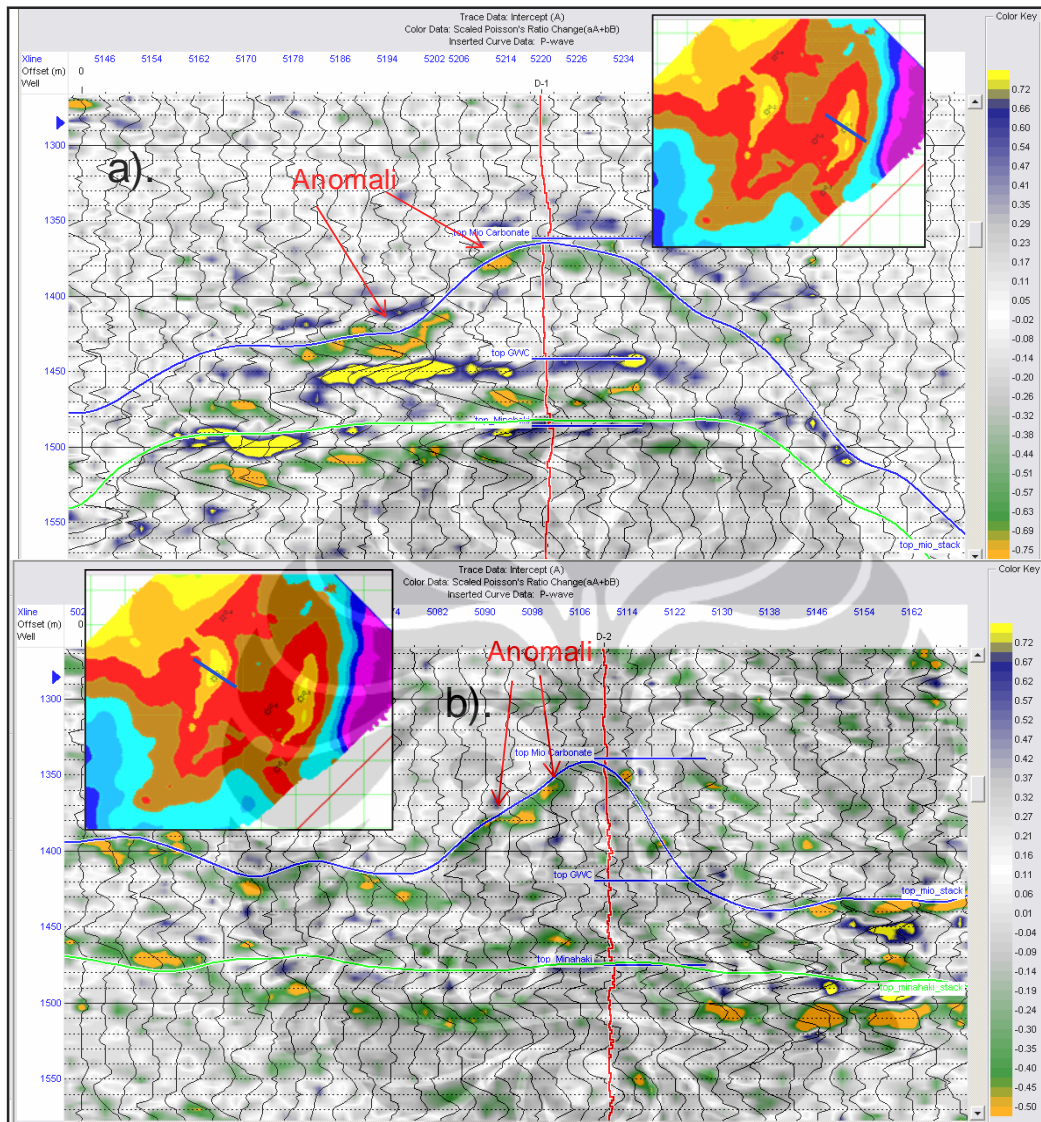
Atribut lain dari AVO adalah *Scaled Poisson Ratio Change* ($\Delta\sigma$) yang dihasilkan dari atribut intercept dan gradient, yang ditentukan dengan diagram alir pada **Gambar 3.7**. **Gambar 4.33** menunjukkan penampang $\Delta\sigma$ yang melewati D-1 dan D-2. Pada penampang D-1 (**Gambar 4.33a**), terlihat cukup jelas pada Top Miocarbonat menunjukkan $\Delta\sigma$ yang rendah (hijau sampai oranye). Hal ini mengindikasikan suatu kontak antara air diatas dan gas di bawah, sementara di GWC menunjukkan $\Delta\sigma$ yang tinggi mengindikasikan kontak gas diatas dan air di bawah (biru sampai kuning).

Sedangkan pada penampang D-2 (**Gambar 4.33b**) kontak air dan gas pada Top MioCarbonat tidak begitu jelas terlihat, walaupun masih bisa dijejaki (hijau sampai oranye, dominan hijau). Untuk kontak GWC tidak jelas terlihat.

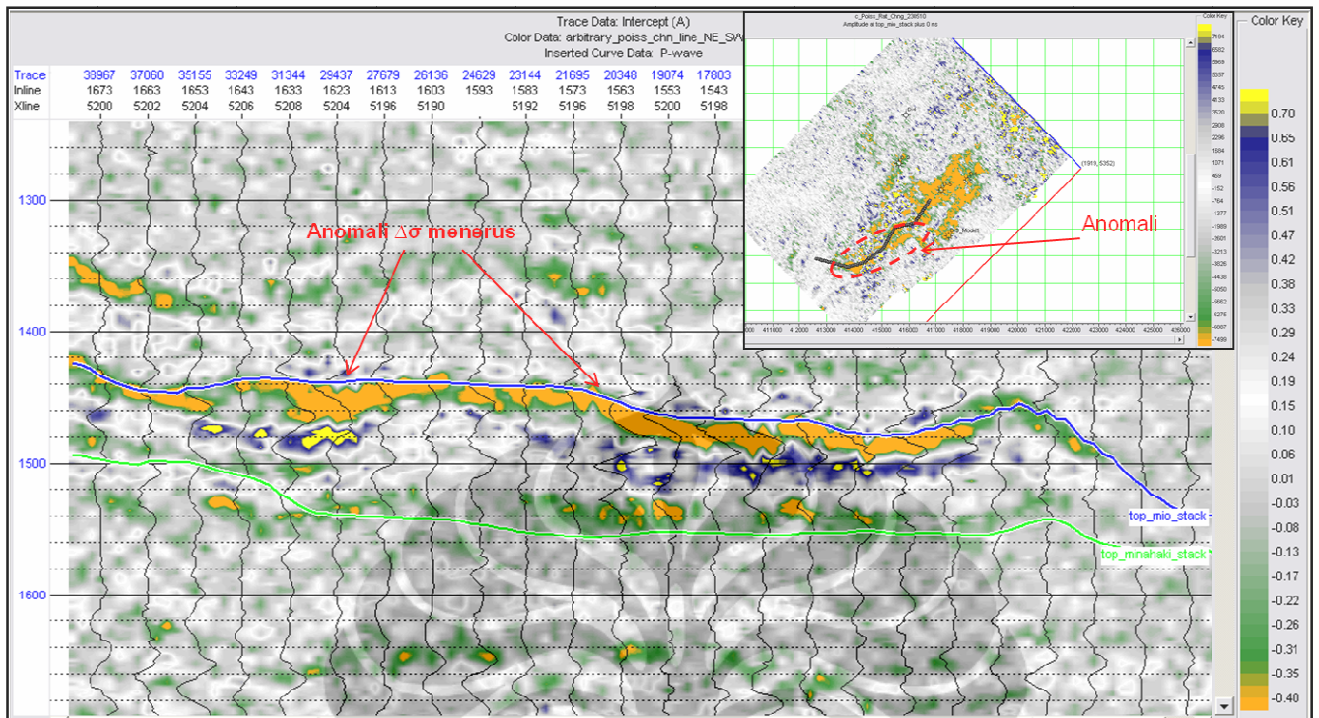
Penampang $\Delta\sigma$ yang melewati anomali bagian selatan dapat dilihat pada **Gambar 34**. Pada gambar tersebut terlihat jelas adanya anomali $\Delta\sigma$ yang negatif besar (oranye) pada Top Miocarbonate yang menandakan top gas reservoir. Juga terlihat anomali base gas reservoir dengan nilai $\Delta\sigma$ yang positif besar (biru-kuning).

Peta distribusi $\Delta\sigma$ dilihat pada **Gambar 4.35**. Perhatikan bahwa $\Delta\sigma$ yang rendah terdistribusi disekitar struktur build-up dan daerah saddle bagian selatan (ellipse merah). Build-up D-1 memiliki sabaran $\Delta\sigma$ lebih jelas dibandingkan sekitar D-2.

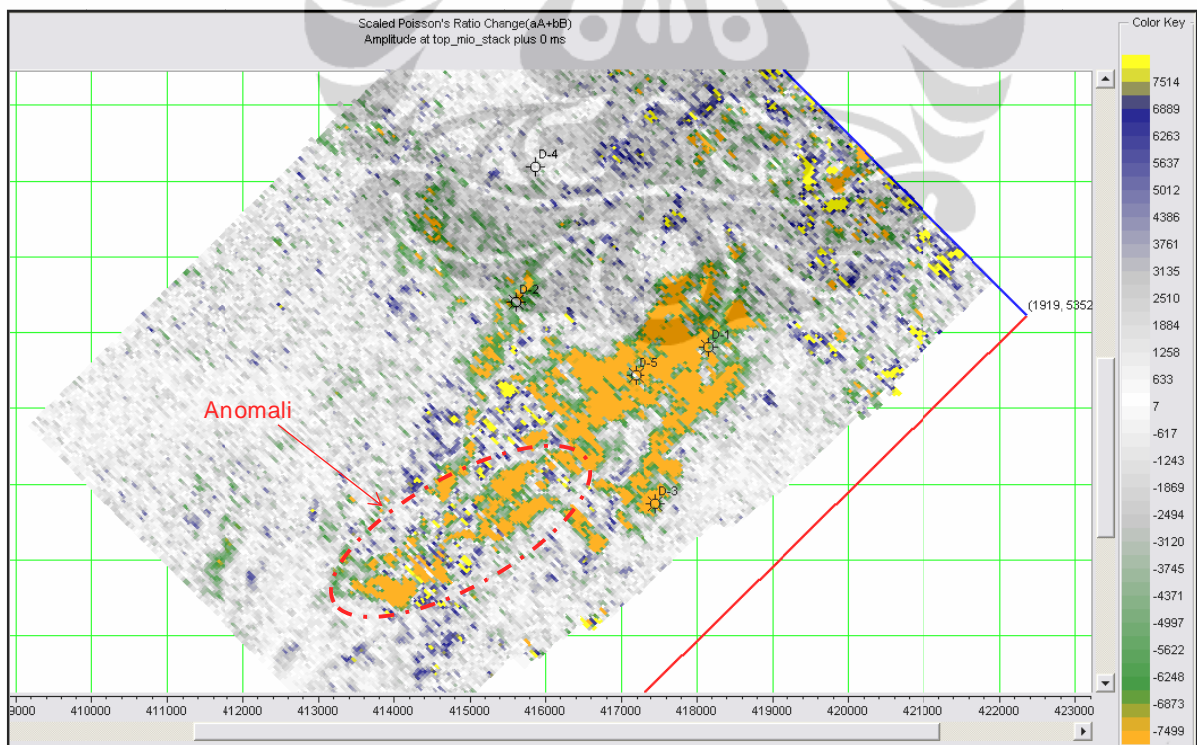
Bagian menarik adalah distibusi anomali pada bagian selatan Stuktur "D" (dibatasi oleh elips merah pada **Gambar 4.35**) dimana struktur ini lebih rendah dari level kontak GWC. Berdasarkan analisis diatas, strukutur ini seharusnya diisi oleh gas.



Gambar 4.33. a). Penampang $\Delta\sigma$ yang melewati D-1, terlihat nilai yang kontras pada Top Miocarbonate (Top Gas) dan GWC (Base Gas); b). Penampang $\Delta\sigma$ yang melewati D-2, terlihat nilai kontras di beberapa spot pada Top Miocarbonate (Top Gas), namun pada event yang lain tidak jelas terlihat.



Gambar 34. Penampang yang melewati zona anomali bagian saddle selatan. Terlihat Anomali $\Delta\sigma$ yang menerus sepanjang Top MioCarbonate yang menandakan Top Reservoir Gas.



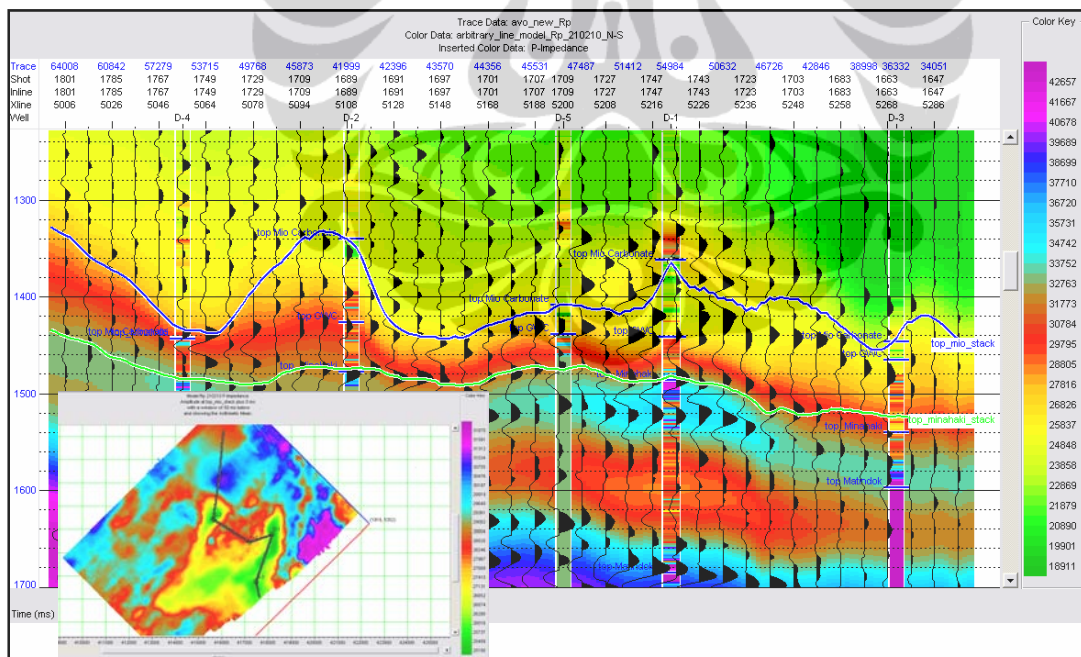
Gambar 4.35. Peta Distribusi $\Delta\sigma$ pada Top Miocarbonate (Top Gas) menunjukkan gas terdistribusi pada build-up dan saddle bagian selatan (dibatasi ellips merah).

4.4.2.2. Lambda-Rho ($\lambda\rho$)

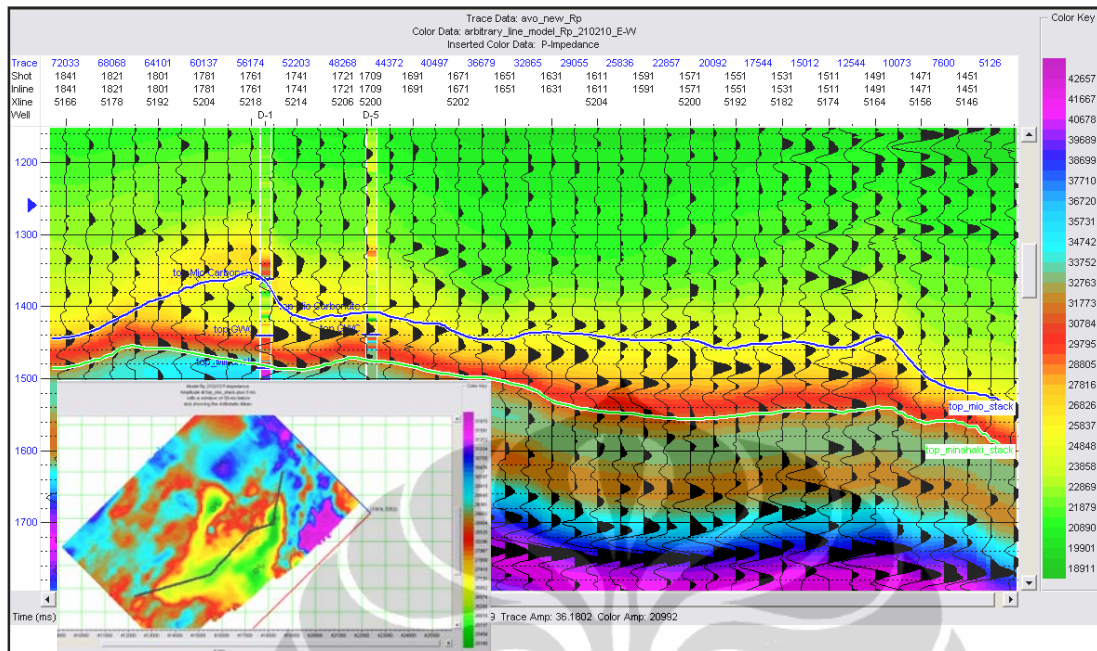
Parameter fisika batuan ini ditentukan untuk menentukan sebaran gas, karena berdasarkan cross-plot Lambda-Rho ($\lambda\rho$) vs Mhu-Rho ($\mu\rho$) pada **Gambar 4.6** diperlihatkan Lambda-Rho dapat memisahkan air dan gas pada nilai 29 GPa*(gr/cc). Diagram alir untuk penentuannya diperlihatkan pada **Gambar 3.7**. Lambda-Rho ditentukan dari persamaan,

$$\lambda\rho = Z_p^2 - 2Z_s^2 \quad (4.1)$$

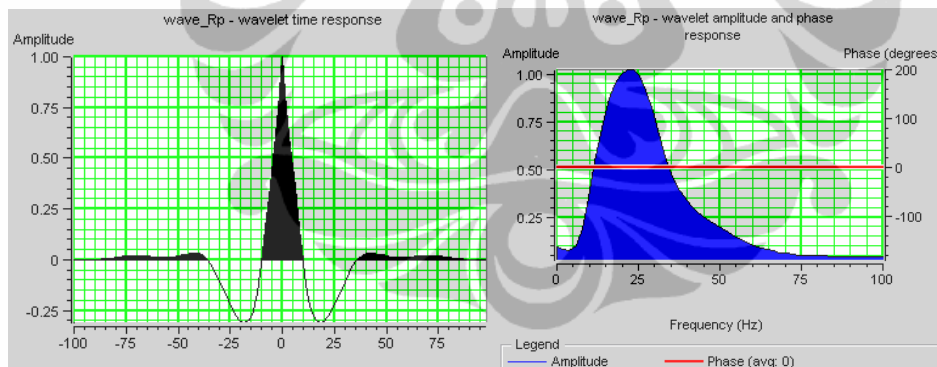
Pada persamaan ini, Z_p dan Z_s ditentukan mula-mula. Z_p ditentukan dengan cara inversi dari R_p ($R_p = \text{intercept} = A$). Model awal ditentukan dari ekstrapolasi data akustik impedans sumur D-1, D-2, D-3, D-4, dan D-5 dengan sebaran lateral dipandu oleh data R_p (**Gambar 4.36, 4.37**). Wavelet awal yang dipakai untuk untuk inversi ini diekstrak dari data R_p dengan batasan Top Miocarbonate – Top Minahaki (**Gambar 4.38**). Berdasarkan analisis inversi pada **Gambar 4.39**, maka metoda yang dipakai untuk inversi ini adalah sparse spike dan memberikan korelasi yang bagus antara log dan prediksi. Hasil inversi-nya seperti dilihat pada **Gambar 4.40 dan 4.41**. Pola penyebaran Z_p (Akustik Impedans) rendah mengikuti build-up karbonat.



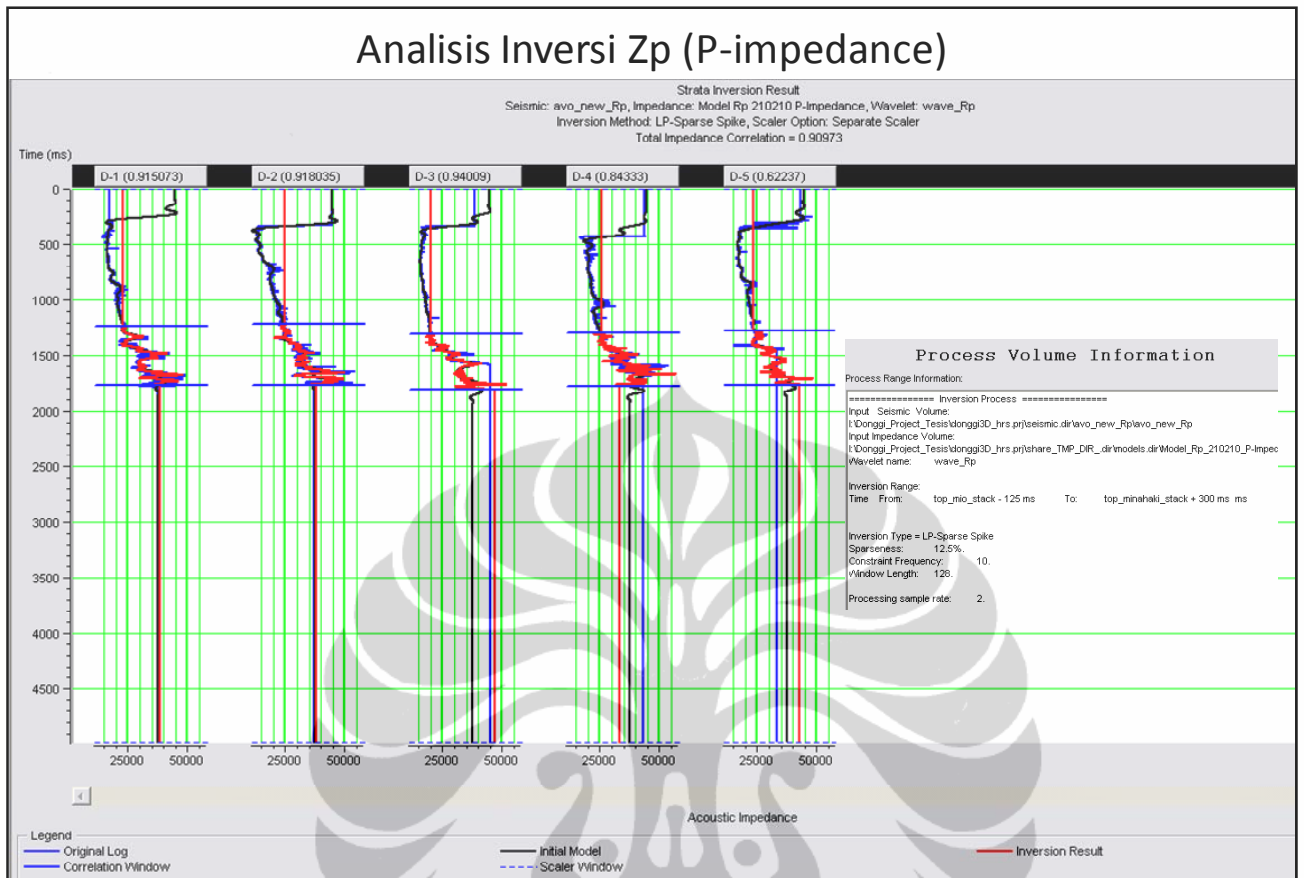
Gambar 4.36. Penampang Model awal Z_p yang berarah N-S, terlihat sebaran akustik rendah mengikuti pola build up karbonat. Model awal ini dibentuk dari ekstrapolasi sumur D-1, D-2, D-3, D-4, D-5 dan sebaran lateral dipandu oleh data seismik



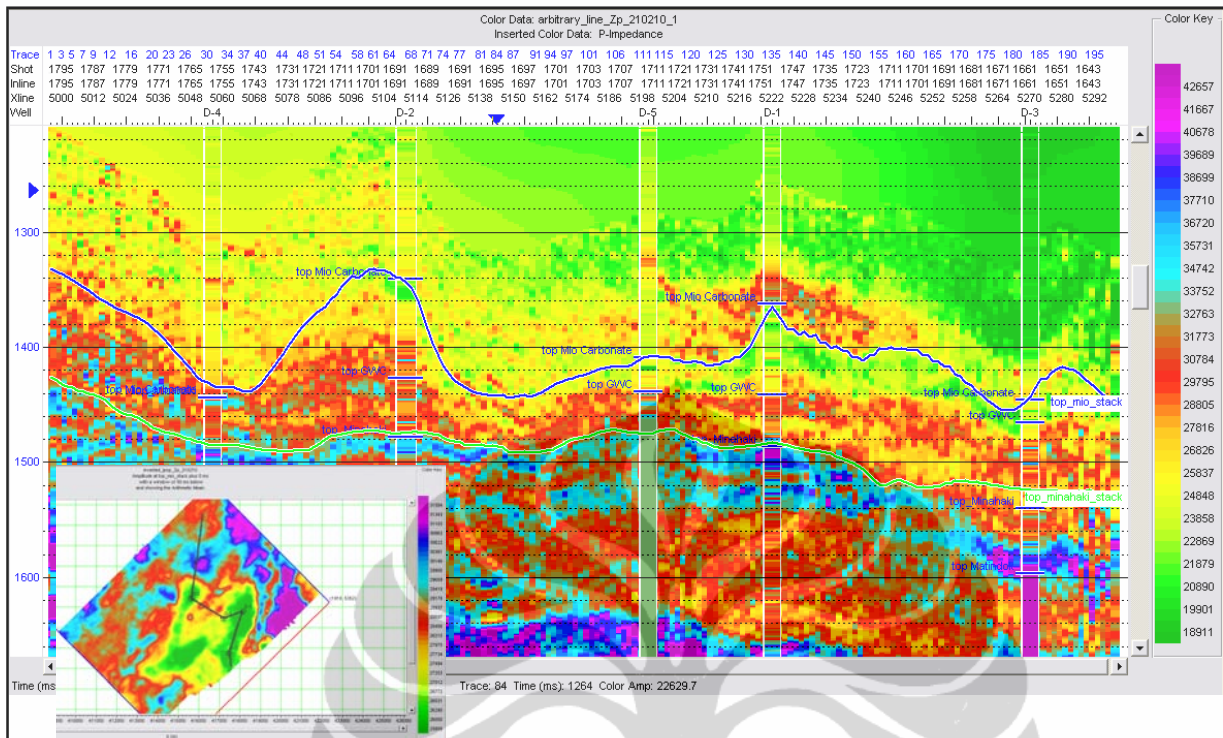
Gambar 4.37. Penampang Model awal Z_p yang berarah NE-SW, terlihat sebaran akustik rendah mengikuti pola build up karbonat. Model awal ini dibentuk dari ekstrapolasi sumur D-1, D-2, D-3, D-4, D-5 dan sebaran lateral dipandu oleh data seismic



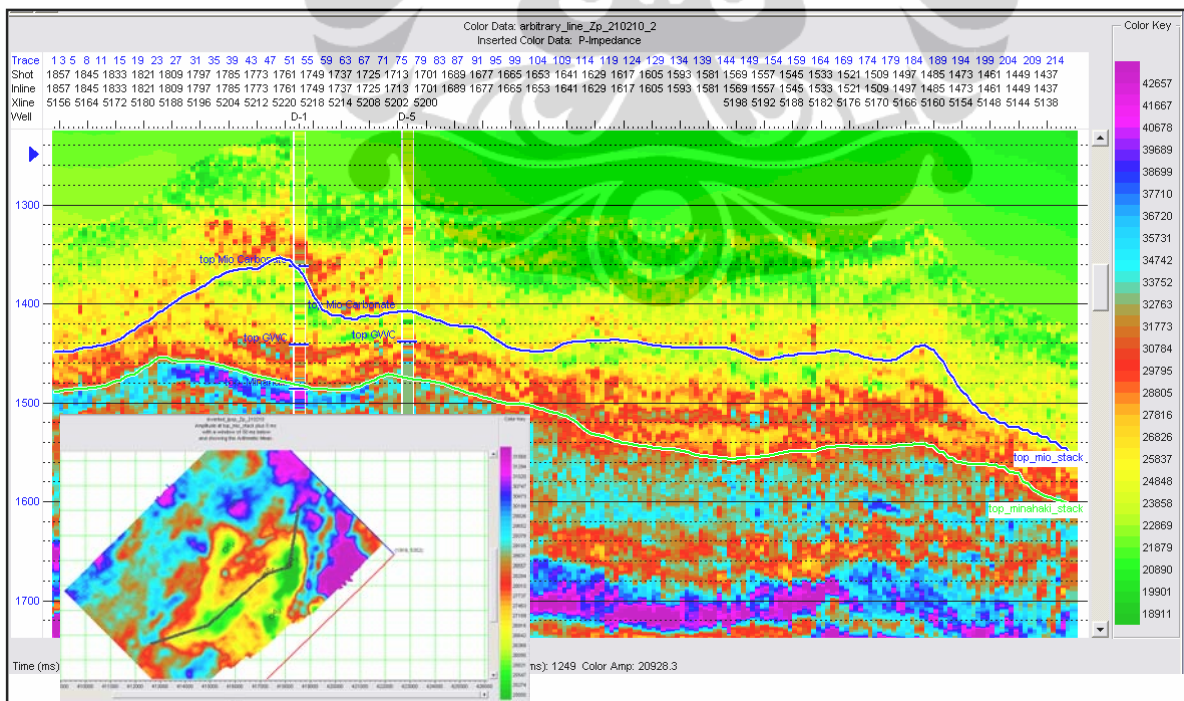
Gambar 4.38. Wavelet yang dipakai untuk inversi R_p , diekstraks dari data R_p dengan batasan horison Top Miocarbonate – Top Minahaki. Terlihat frekuensi dominan 25 Hz.



Gambar 4.39 . Analisis Inversi Zp. Terlihat dengan algoritma Sparse Spike memberikan korelasi rata-rata sangat baik (0.90973).

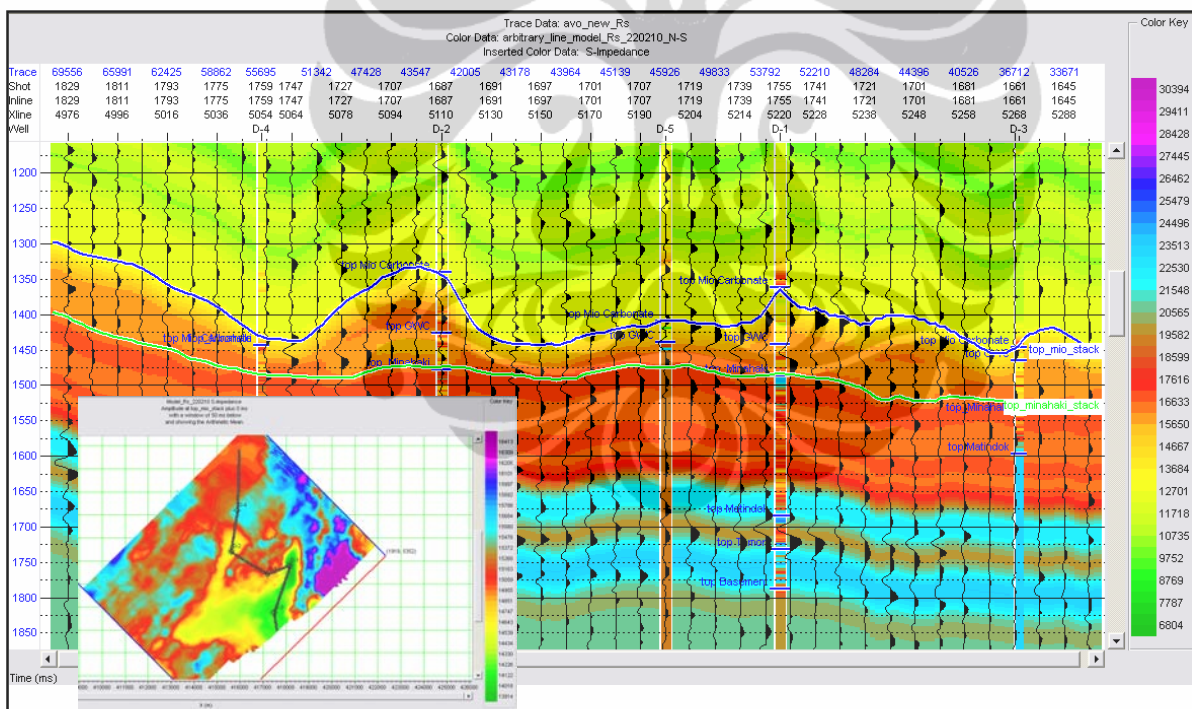


Gambar 4.40. Penampang hasil inversi akustik Impedans Z_p dengan algoritma sparse spike yang berarah N-S. Terlihat impedans rendah tersebar disekitar build up karbonat.

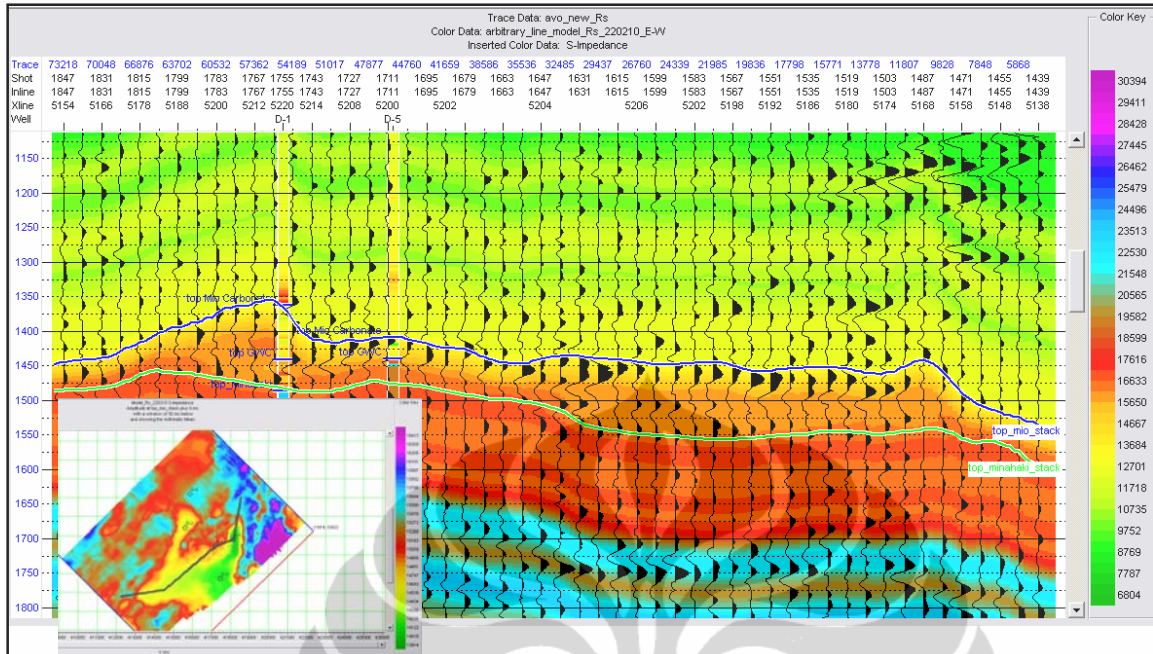


Gambar 4.41. Penampang hasil inversi akustik Impedans Z_p dengan algoritma sparse spike yang berarah NE-SW. Terlihat impedans rendah tersebar disekitar build up karbonat.

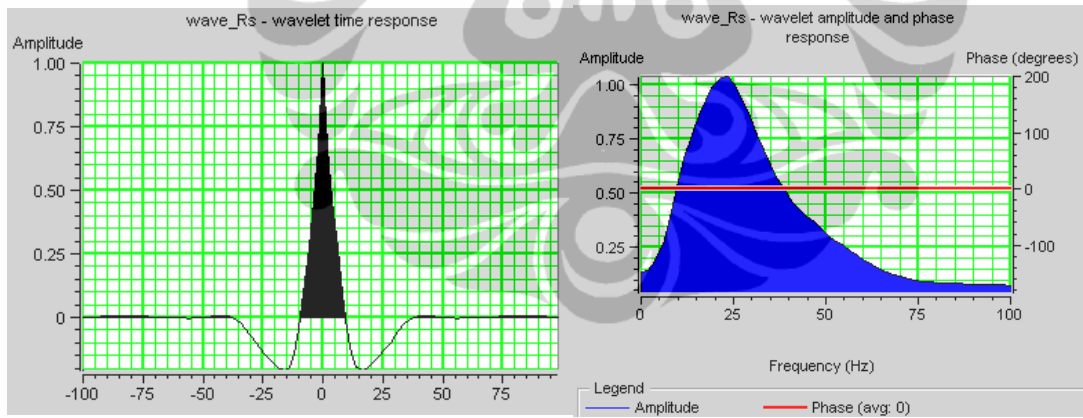
S-impedans (Z_s) dinversi dari data R_s yang diekstraks dari data pre-stack. Model awal dibentuk dari ekstrapolasi S-Impedans dari data sumur D-2 (hanya D-2 yang memiliki data S-wave) yang difilter dengan frekuensi rendah dan disebarakan mengikuti horison dan data seismik (**Gambar 4.42, 4.43**). Wavelet awal diekstraksi dari data R_s dengan batasan Top Miocarbonat – Top Minahaki (**Gambar 4.44**). Berdasarkan analisis inversi seperti pada **Gambar 4.45**, metoda sparse spike memberikan hasil korelasi yang bagus antara log dan prediksi. Hasil inversi dengan metoda ini dikontrol oleh data sumur D-2 menghasilkan S-Impedans seperti pada **Gambar 4.46 dan 4.47**. S-Impedans pada sumur-sumur yang lain (D-1, D-3, D-4, dan D-5) digunakan sebagai validasi hasil inversi dan S-wave sumur-sumur tersebut dihasilkan dari persamaan antara P-wave dan S-wave yang didapatkan dari cross-plot di sumur D-2. Dari hasil inversi terlihat bahwa penampang hasil inversi mempunyai korelasi yang bagus dengan dengan S-Impedans pada semua sumur.



Gambar 4.42. Penampang Model S-Impedans awal yang berarah N-S yang melalui sumur-sumur eksisting. Model ini dibentuk dari S-Impedans sumur D-2. S-Impedans pada sumur yang lain dipakai sebagai validasi dan terlihat korelasi yang bagus antara data sumur dan model.

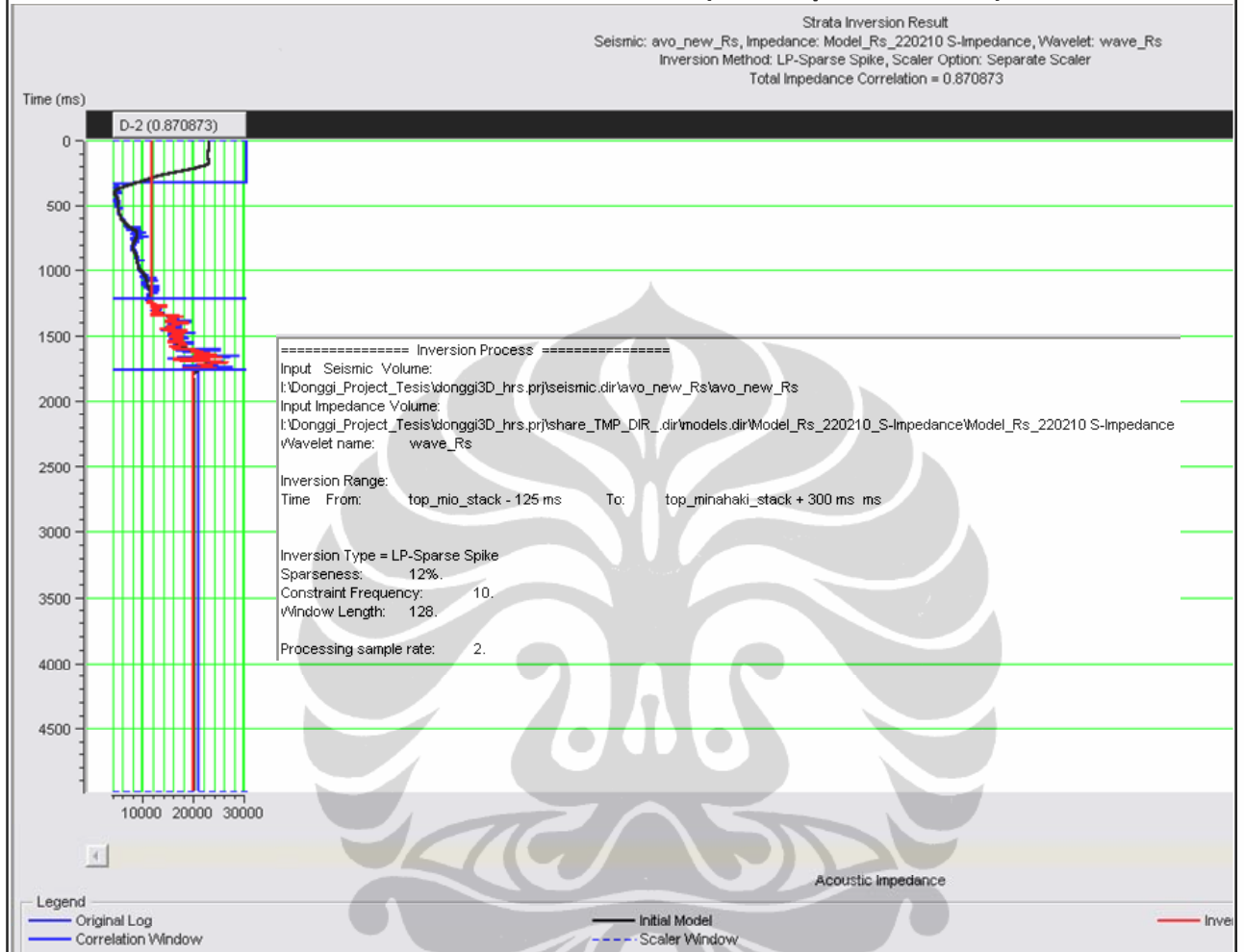


Gambar 4.43. Penampang Model S-Impedans awal yang berarah NE-SW yang melalui sumur-sumur eksisting. Model ini dibentuk dari S-Impedans sumur D-2. S-Impedans pada sumur yang lain dipakai sebagai validasi dan terlihat korelasi yang bagus antara data sumur dan model.



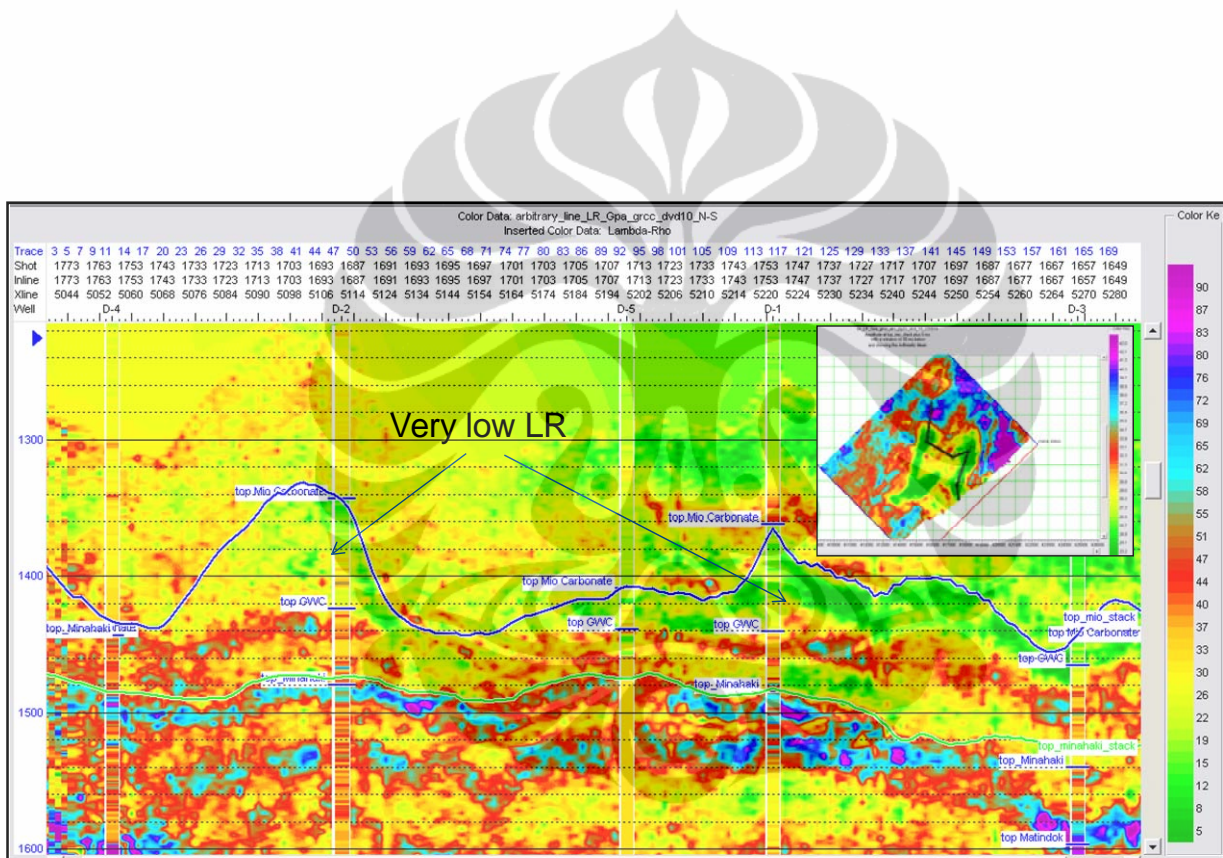
Gambar 4.44. Wavelet awal diekstraksi dari data Rs dengan batasan Top Miocarbonat – Top Minahaki. Terlihat Frekuensi dominan di 25 Hz.

Analisis Inversi Zs (S-impedance)

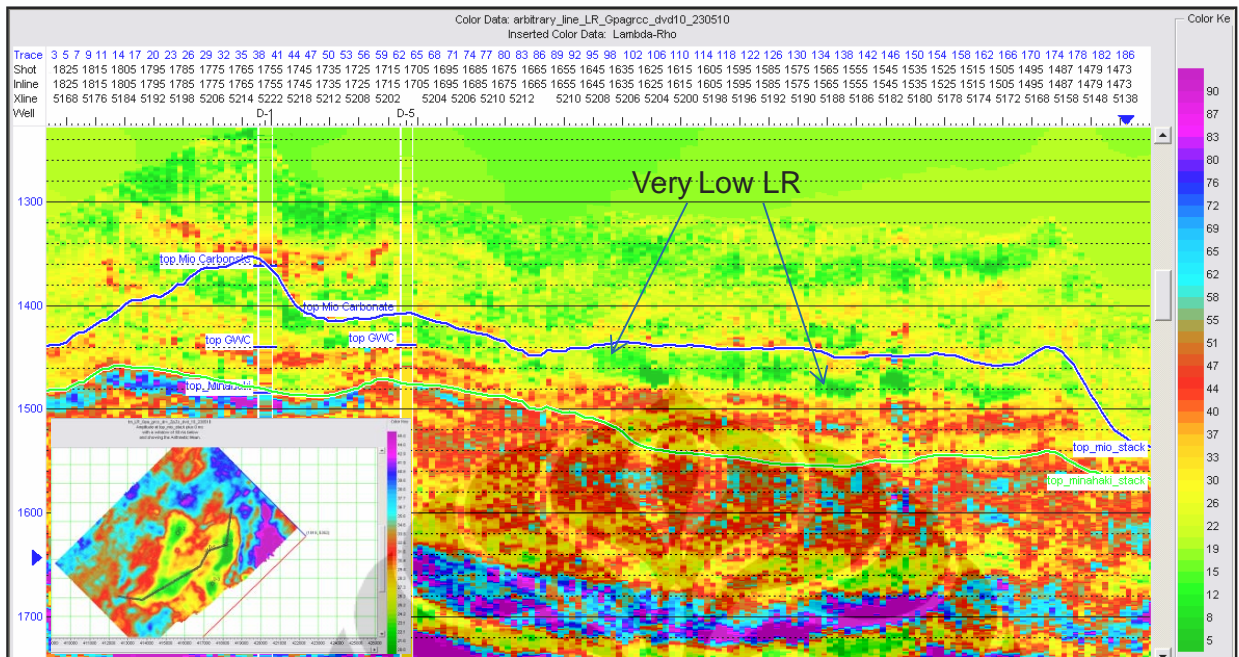


Gambar 4.45. Analisis Inversi Zs. Terlihat Sparse Spike memberikan korelasi yang baik (0.87).

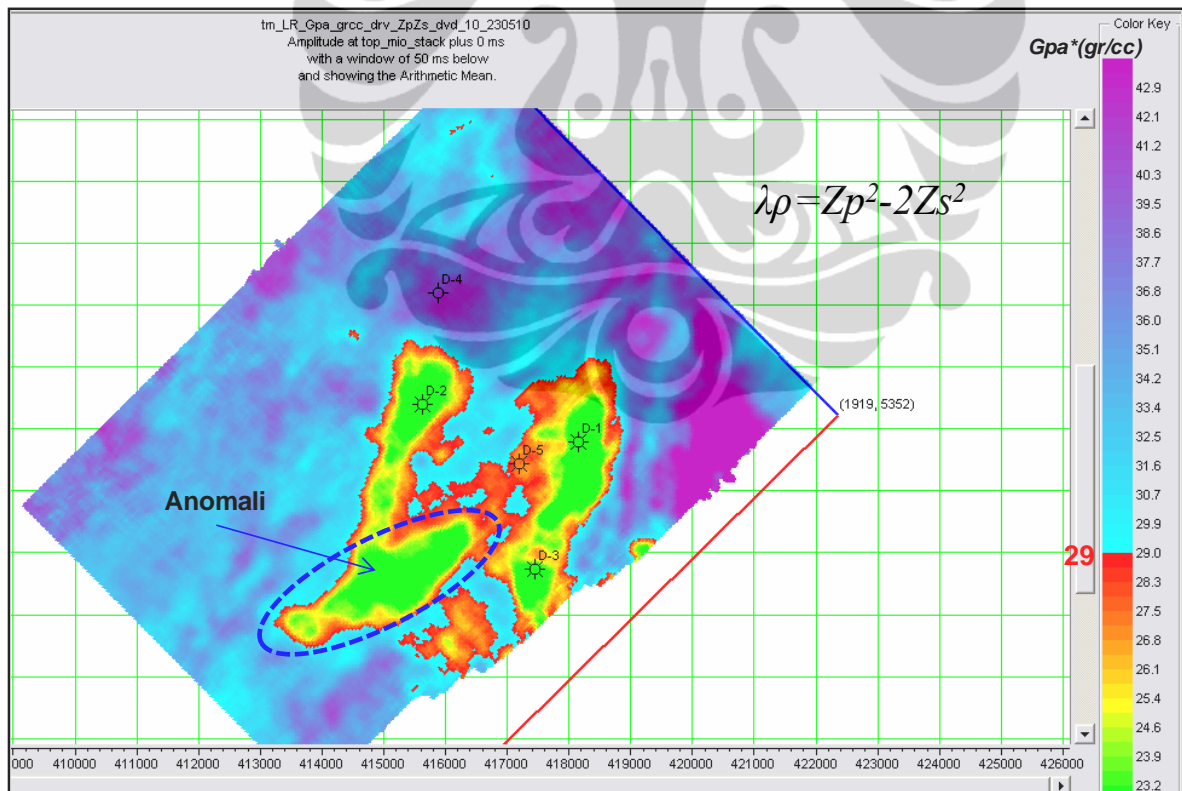
Dari hasil inversi Z_p (P-Impedans) dan R_s (S-Impedans), maka dapat dihitung Lambda-Rho ($\lambda\rho$) dengan menggunakan persamaan 4.1. Penampang Lambda-Rho yang melalui N-S dan NE-SW dapat dilihat pada **Gambar 4.48** dan **4.49**. Sebaran Gas berdasarkan sebaran Lambda-Rho jika di cutoff di 29 Gpa*(gr/cc) dapat dilihat pada **Gambar 4.50**. Terlihat gas tersebar buildup carbonate. Pada bagian selatan yang merupakan kompartemen terpisah seperti yang dilingkari garis biru putus-putus juga ditafsirkan mengandung gas. Hal ini dapat berpotensi sebagai upside potensial di lapangan ini.



Gambar 4.48 Penampang Lambda-Rho ($\lambda\rho$) yang memotong struktur N-S. Terlihat nilainya rendah di Top Miocarbonat dan mengikuti pola build up karbonat.



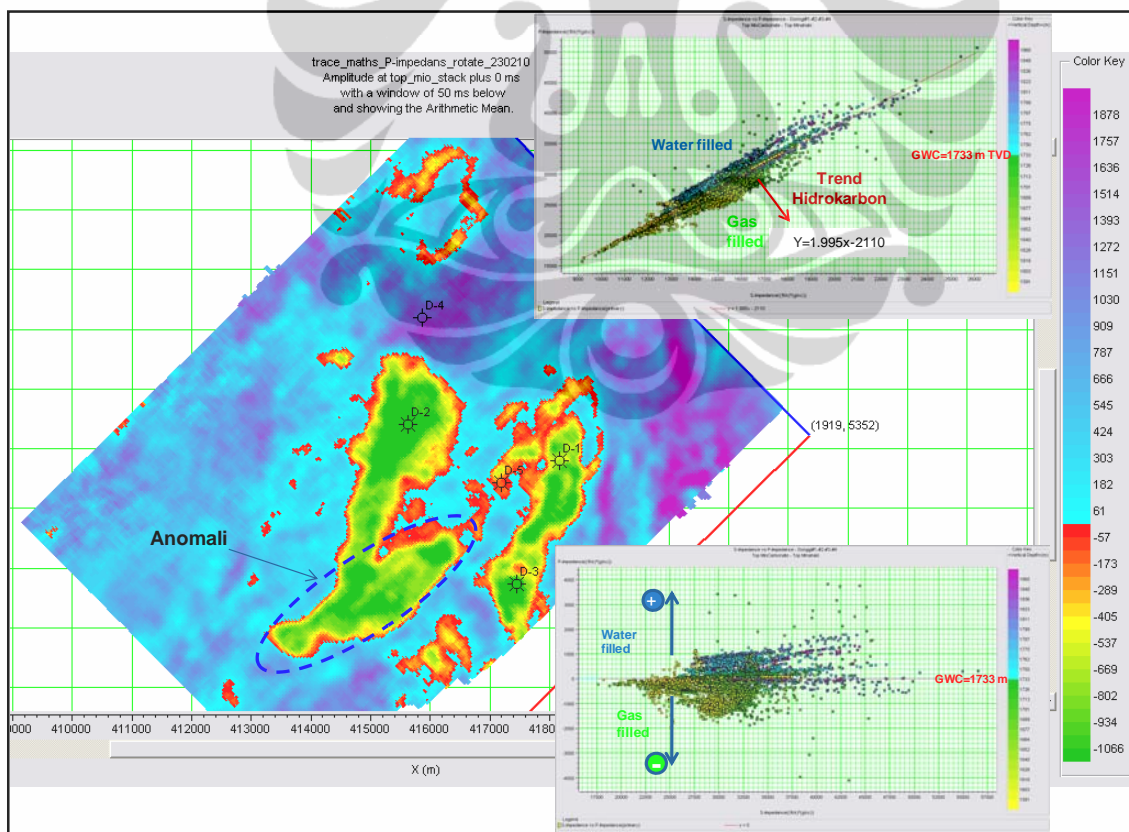
Gambar 4.49. Penampang Lambda-Rho ($\lambda\rho$) yang memotong struktur NS-SW. Terlihat nilainya rendah di Top Miocarbonat dan mengikuti pola build up karbonat.



Gambar 4.50. Peta sebaran Lambda-Rho yang sudah dicutoff warna di 29 Gpa*(gr/cc). Terlihat sebaran gas mengikuti build up karbonat. Terlihat adanya upside potensial di bagian selatan struktur (garis putus-putus biru)

4.4.2.3. Kombinasi P-Impedans dan S-Impedans

Parameter fisika batuan lain yang dapat digunakan untuk mendelineasi karbonat isi gas adalah kombinasi S-Impedance dan P-Impedans. Diagram Alir metoda penentuan Kombinasi P-Impedans dan S-Impedans dapat dilihat pada **Gambar 3.7**. P-Impedans harus dikurangi S-Impedans untuk mendapatkan cerminan distribusi gas, karena faktor litologi dari cerminan S-Impedans masih terkandung pada P-impedans. Cara mengurangkannya dengan meng-cross-plot antara P-Impedans dan S-Impedans dan drotasikan di sumbu P-Impedans=0. Dengan demikian, P-Impedans terkoreksi bernilai negatif mencerminkan gas, sebaliknya P-Impedans terkoreksi bernilai positif mencerminkan keberadaan air (**Gambar 4.51**). Terlihat sebaran gas hampir sama dengan sebaran Lambda-Rho (**Gambar 4.50**), dimana gas tersebar disekitar build-up karbonat dan terdapat pada bagian selatan struktur yang berpotensi untuk upside potensial (Garis biru putus-putus). Penampang N-S dan NE-SW P-Impedans terkoreksi tersebut diperlihatkan pada **Gambar 4.52** dan **4.53**.



Gambar 4.51. Distribusi yang mewakili dari anomali gas karbonat dari kombinasi P-Impedance dan S-Impedance. Elips biru putus-putus merupakan potensi tambahan sebaran gas (upside potensial).

4.4.2.4. Inversi EI (*Elastic Impedance*)

Elastik Impedans (EI) diperkenalkan oleh Connolly (1999) sebagai bentuk umum dari Impedans Akustik (AI) untuk sudut datang yang tidak normal, memungkinkan keuntungan pendekatan inversi diterapkan pada pre-stack/data AVO. Whitcombe et al, 2002, memodifikasi fungsi EI dengan memperkenalkan konstanta referensi α_0 , β_0 dan ρ_0 dan menyediakan sebuah fungsi EI yang mengembalikan nilai impedans normalisasi untuk berbagai sudut θ . Whitcombe et al (2002) menyebutnya sebagai *Extended Elastic Impedance*, atau EEI. $\mu\rho$, $\lambda\rho$, and λ/μ dapat didekati oleh EEI dengan nilai θ tertentu.

Berdasarkan analisis sensitivitas metoda EEI diatas, korelasi yang terbaik untuk mendekati kehadiran gas adalah menggunakan $\lambda\rho$ dengan sudut EEI pada 19° . Karbonat terisi gas dapat dipisahkan dengan menggunakan lambda-rho dengan nilai cut-off berkisar 29 Gpa*g/cc. Jika lambda-rho lebih tinggi dari 29 Gpa*gr/cc, itu mencirikan karbonat terisi air. Jika lebih rendah dari nilai itu, maka ditafsirkan sebagai isi gas. Cut-off ini mewakili isi gas bersih. Seperti ditunjukkan pada crossplot (**Gambar 4.6**), beberapa cluster gas masih tercampur dengan isi air. Cut-off ini diambil dibawah nilai campuran tersebut.

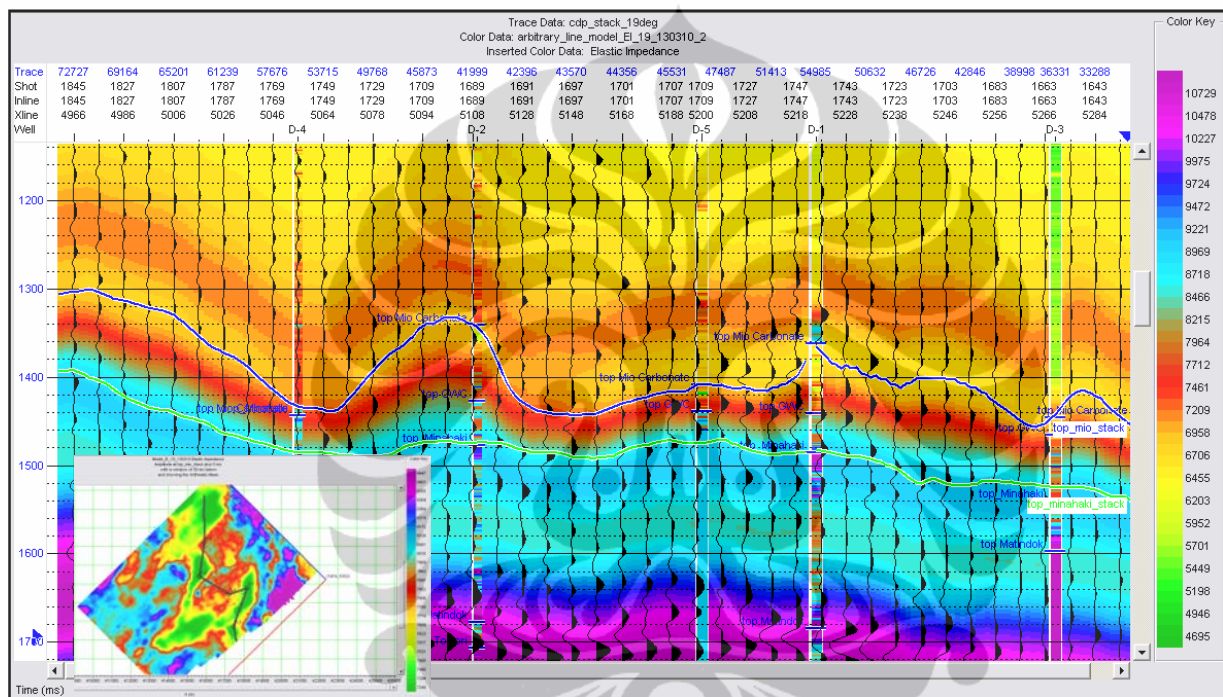
Input data untuk membentuk EEI (19°) adalah pre-stack data yang sudah di-nmo. Dari pre-stack data ini kemudian dibentuk atribut intercept (A) dan gradien (B). Sudut datang 19° yang sudah ditentukan, sehingga $R(19^\circ)$ bisa ditentukan dengan persamaan,

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

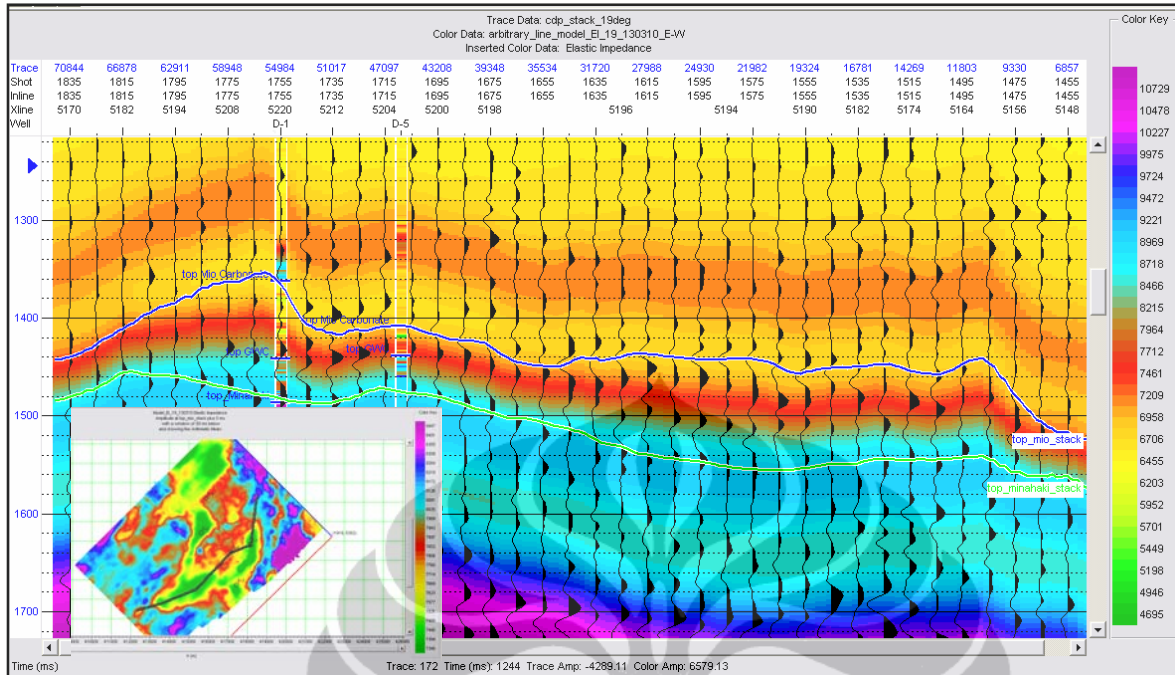
Diagram alir untuk penentuan inversi EEI ini dapat dilihat pada **Gambar 3.6**.

Inversi ditentukan dengan metode sparse spike. Model Impedans Elastik sebagai tebakan awal dibentuk dari data impedans sumur D-2, karena sumur tersebut yang mempunyai S-wave (**Gambar 4.54 dan 4.55**). Elastik Impedans untuk sumur yang lain (D-1, D-3, D-4, dan D-5) dibentuk dari korelasi P-wave dan S-wave sumur D-2. Terlihat korelasi yang bagus antara Elastik Impedans data-data sumur dan data model. Untuk inversi, wavelet yang digunakan adalah hasil ekstraksi dari $R(19^\circ)$ dari Top Miocarbonat sampai Top Minahaki dengan frekuensi dominan 25 Hz (**Gambar 4.56**).

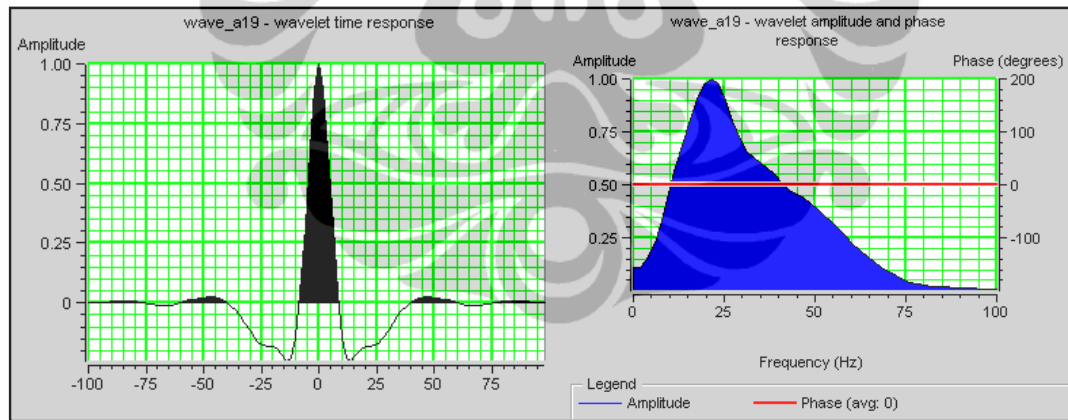
Berdasarkan analisis inversi seperti pada **Gambar 4.57**, algoritma sparse spike memberikan korelasi bagus antara impedans prediksi dan log. Hasil inversi Elastik Impedans sudut 19° dengan menggunakan sparse spike ini dapat dilihat pada **Gambar 4.58** dan **4.59**. Terlihat korelasi yang baik antara Elastik Impedans sumur dengan model yang dibentuk oleh R (19°).



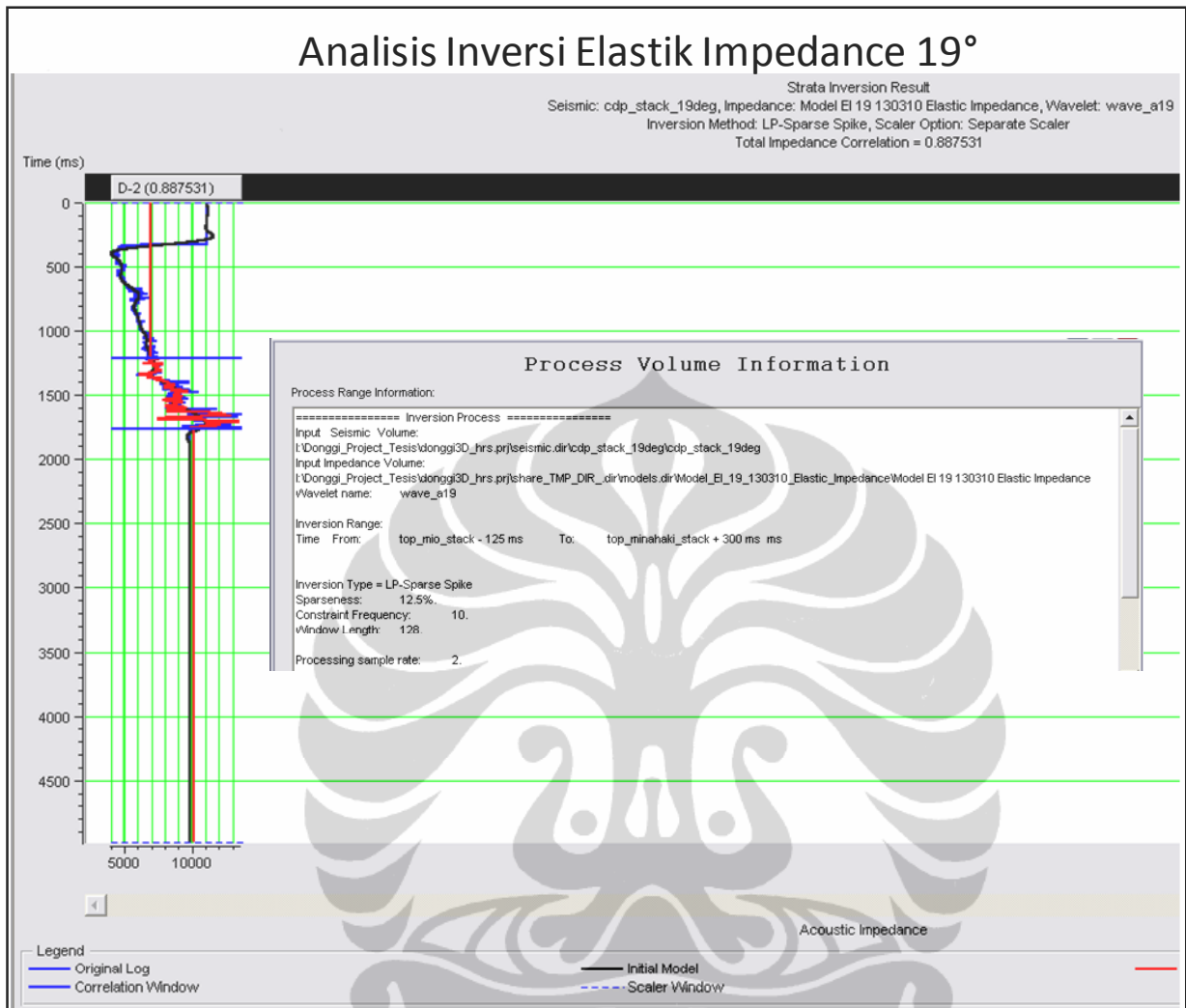
Gambar 4.54 Model awal EI (19°) yang berarah N-S dan dikontrol oleh data Elastik Impedans sumur D-2. Terlihat korelasi yang bagus antara data sumur dan model awal.



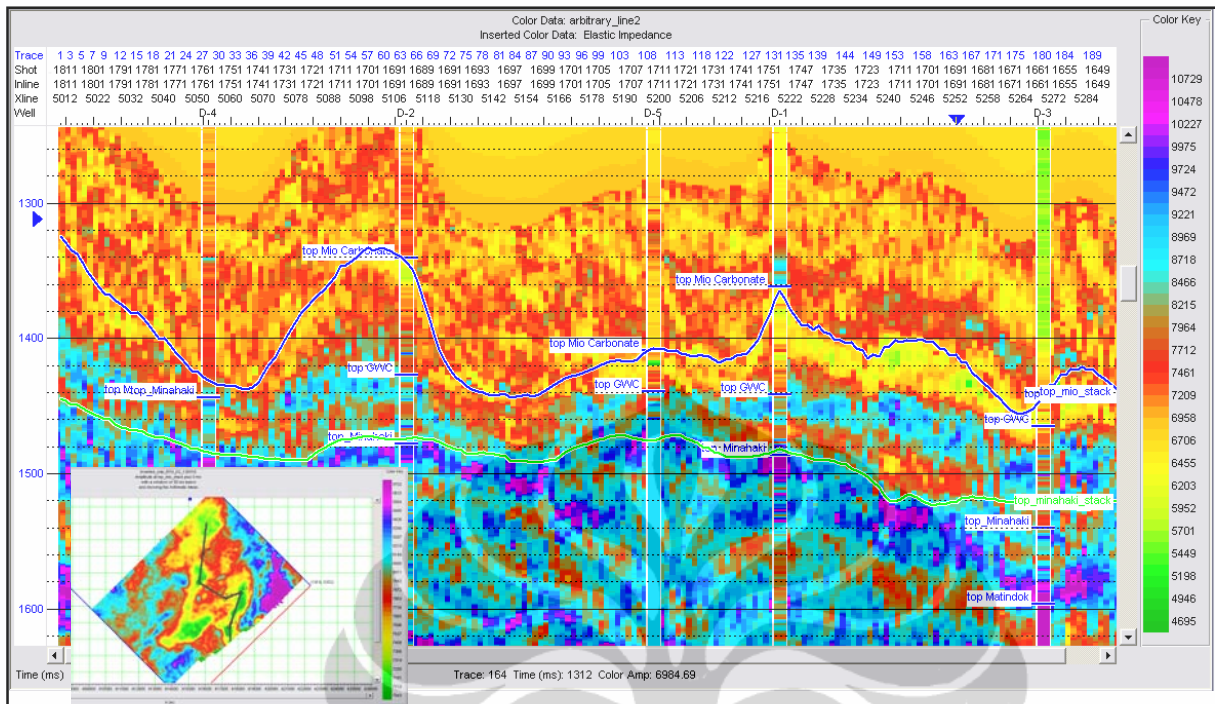
Gambar 4.55. Model awal EI (19°) yang berarah NE-S Wdan dikontrol oleh data Elastik Impedans sumur D-2. Terlihat korelasi yang bagus antara data sumur dan model awal.



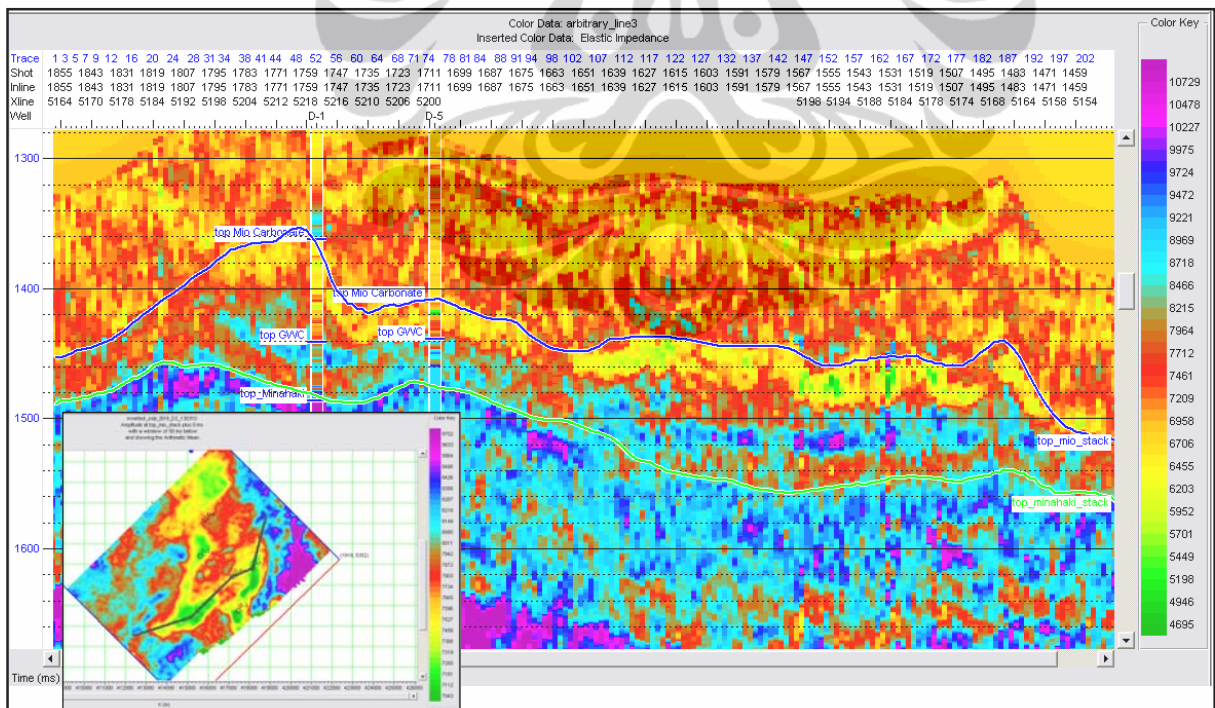
Gambar 4.56. Wavelet awal yang digunakan untuk inversi EI (19°) yang diekstrak dari R(19°) dari Top Miocarboant – Top Minahaki dengan frekuensi dominant 25 Hz.



Gambar 4.57. Analisis Inversi Elastik Impedance 19°. Terlihat Spare Spike memberikan korelasi yang baik (0.887).



Gambar 4.58. Penampang EEI pada 19° yang memotong struktur berarah N-S dengan sumur D-2 sebagai sumur pengontrol. Perhatikan bahwa penampang mempunyai korelasi yang baik dengan sumur. EI yang rendah tersebar pada build up karbonat

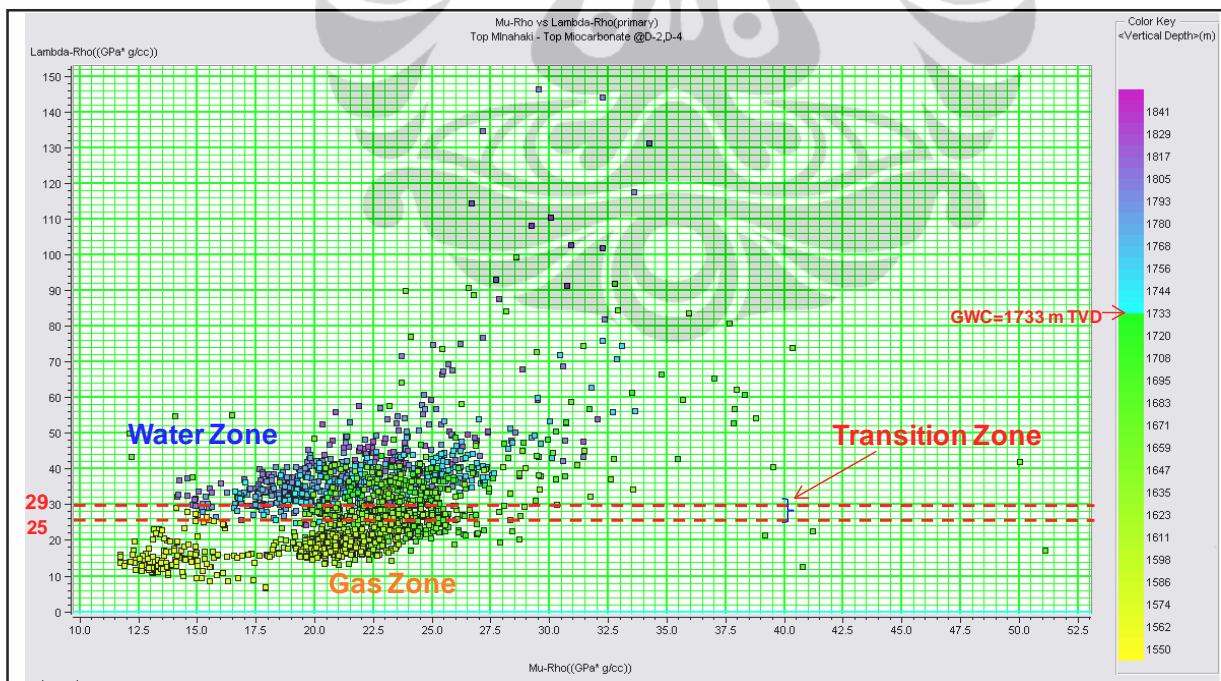


Gambar 4.59. Penampang EEI pada 19° yang memotong struktur berarah NE-SW dengan sumur D-2 sebagai sumur pengontrol. Perhatikan bahwa penampang mempunyai korelasi yang baik dengan sumur. EI yang rendah tersebar pada build up karbonat.

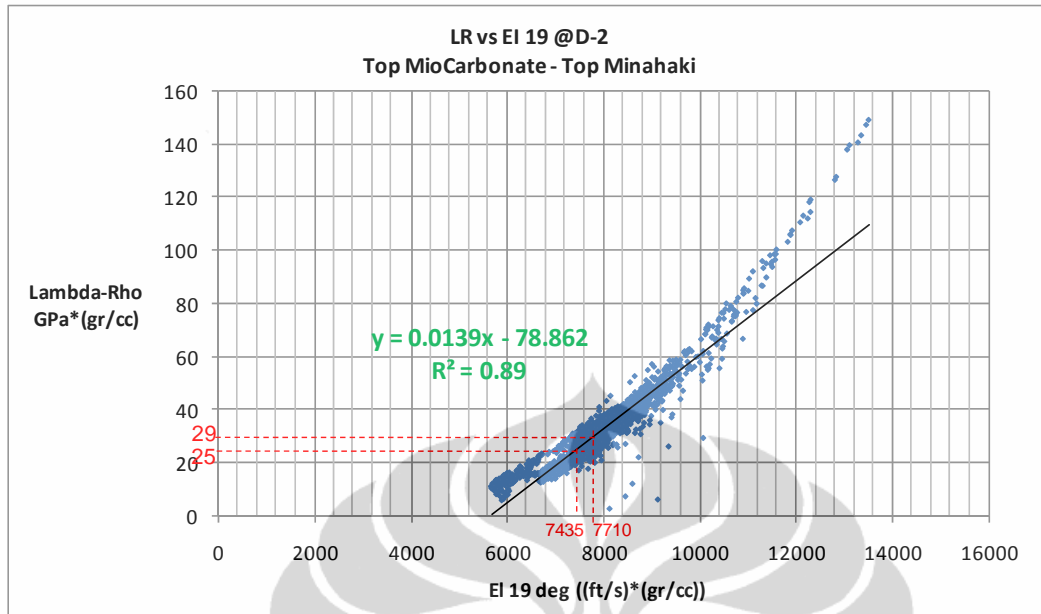
Batasan horizon dengan menggunakan top karbonat (Top Miocarbonat) dan Top Minahaki. Data sumur untuk inversi elastik menggunakan sumur D-2, karena hanya sumur tersebut yang mempunyai S-wave. Sementara sumur D-4 digunakan untuk memvalidasi kubus EEI yang dihasilkan (D-4 mempunyai S-wave). Untuk sumur yang lain (D-1, D-3, dan D-5), S-wave diprediksi dari hubungan antara cross-plot P-wave vs S-wave dari D-2.

Lambda-rho cut-off diterapkan 29 Gpa*gr/cc (**Gambar 4.60**), nilai EEI dikonversikan ke lambda-rho dengan menggunakan persamaan pada **Gambar 4.61**. Perhatikan bahwa 29 Gpa*gr/cc berkorelasi dengan EEI (19°) 7710 (ft/s).(gr/cc). Oleh karenanya, nilai EEI lebih rendah dari 7710 (ft/s).(gr/cc) didefinisikan sebagai karbonat yang terisi gas dan lebih besar dari nilai tersebut didefinisikan sebagai kandungan air. Nilai ini tidak dapat digunakan mewakili persentasi saturasi gas. Hal ini digunakan untuk tujuan kualitatif. Artinya, tinggi dan rendah ratio gas air akan menunjukkan anomali yang sama.

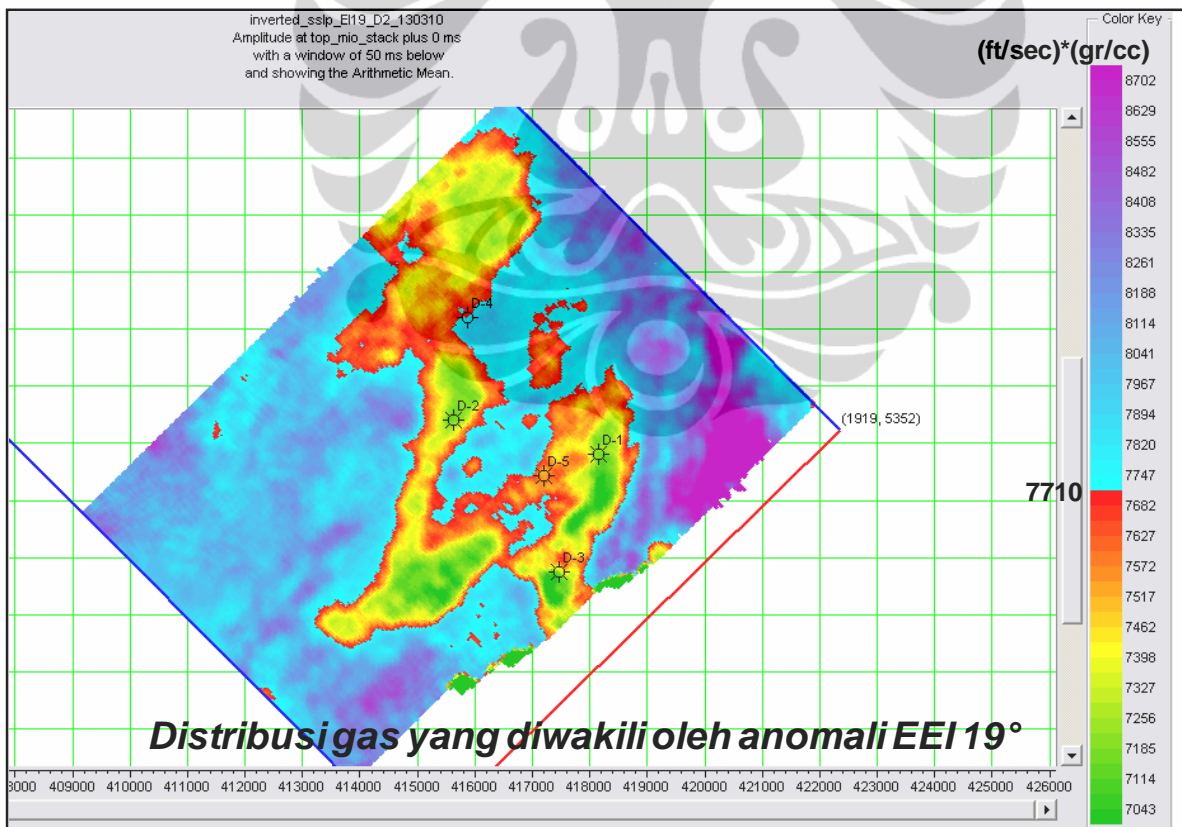
Distribusi yang mewakili dari anomali karbonat gas dideskripsikan pada **Gambar 4.62**. Perhatikan bahwa anomali gas mengikuti struktur build-up.



Gambar 4.60. Crossplot lambda-rho versus mu-rho untuk menggambarkan kandungan gas karbonat, perhatikan bahwa gas karbonat diwakili oleh nilai lambda-rho rendah.



Gambar 4.61. Konversi EEI 19° ke nilai Lambda-Rho untuk mendelineasi distribusi gas



Gambar 4.62 Distribusi gas yang mewakili dari anomali EI 19° yang dicutoff pada EI=7710 (ft/s x gr/cc)

4.4.2.5. Fluid Inversion

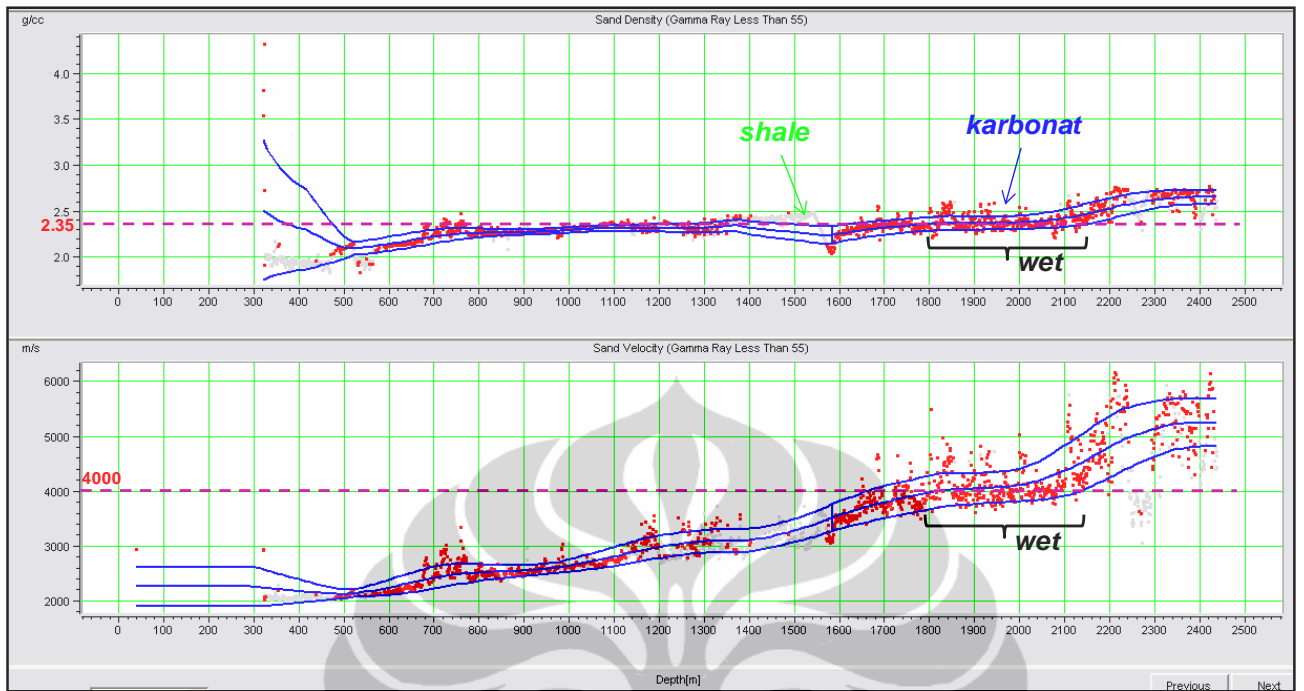
Adalah metoda penentuan intercept dan gradient pada suatu atau beberapa sumur dengan cara mengubah-ubah secara acak input data, yaitu fluida (minyak, gas, air), porositas reservoir, saturasi air, dan V_{shale} .

Pada persamaan 3.4 dan 3.5, terlihat bahwa Intercept A dipengaruhi oleh V_p dan ρ dari reservoir dan lapisan pengapitnya (shale), sedangkan nilai Gradien B dipengaruhi oleh V_s , V_p , dan ρ reservoir dan lapisan pengapitnya. Harga V_p dipengaruhi oleh jenis fluida yang ada (bulk modulus dan densitas), seperti pada persamaan 3.25. Untuk jenis fluida tertentu, harga-harga ini (V_p , V_s , dan ρ) dapat diganti secara acak, sehingga didapatkan berbagai nilai intercept dan gradient. Harga-harga intercept gradient ini kemudian di plot dan kemudian digunakan untuk kalibrasi harga intercept gradient slice seismik pada zona interest. Probabilitas keberadaan jenis fluida (gas, minyak, dan air) juga bisa dihitung pada suatu lokasi terhadap populasi keseluruhan sample. Dengan demikian dapat dipetakan pada slice seismik pada zona interest berupa jenis fluida yang ada dan probabilitasnya. Cara ini memberikan tingkat keyakinan lebih tinggi terhadap nilai intercept gradient, jenis fluida yang dihasilkan, dan probabilitasnya karena sudah dikalibrasi dengan data sumur.

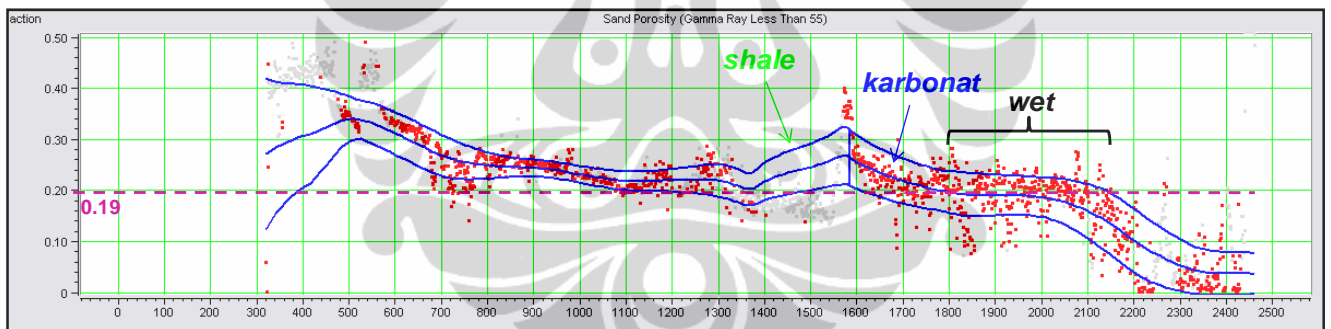
Pada Lapangan "D", hanya sumur D-2 yang memiliki S-wave, sehingga kalibrasi intercept gradient hanya dilakukan pada sumur ini. Diagram alir Fluid Inversion ini dapat dilihat pada **Gambar 3.12**.

Tahapan dan hasilnya Metoda Fluid Inversion dapat dijelaskan sebagai berikut:

1. Menentukan reservoir dan bukan, dengan menggunakan cutoff $V_{shale}=40\%$ maka didapatkan $GR=55$ API, artinya batuan dengan nilai $GR < 55$ adalah reservoir (dalam hal ini adalah karbonat) dan $GR > 55$ adalah shale (**Gambar 4.63-4.66**).
2. Menentukan parameter rata-rata karbonat wet. Pada **Gambar 4.63-4.64**, dapat ditentukan nilai input rata-rata $\rho_{carb_wet}=2.35$ gr/cc, $V_{pcarb_wet}=4000$ m/s, dan $\Phi_{wet}=0.19$. Nilai input ini untuk menghitung K_{dry} dan ρ_m (kotak merah pada **Gambar 4.65**) sesuai dengan persamaan 3.17-3.21 dan 3.37. Dengan persamaan 3.18, maka dapat hitung K_{dry_new} untuk berbagai nilai Φ .



Gambar 4.63 Penentuan densitas dan velocity reservoir karbonat pada sumur D-2 pada kondisi wet.

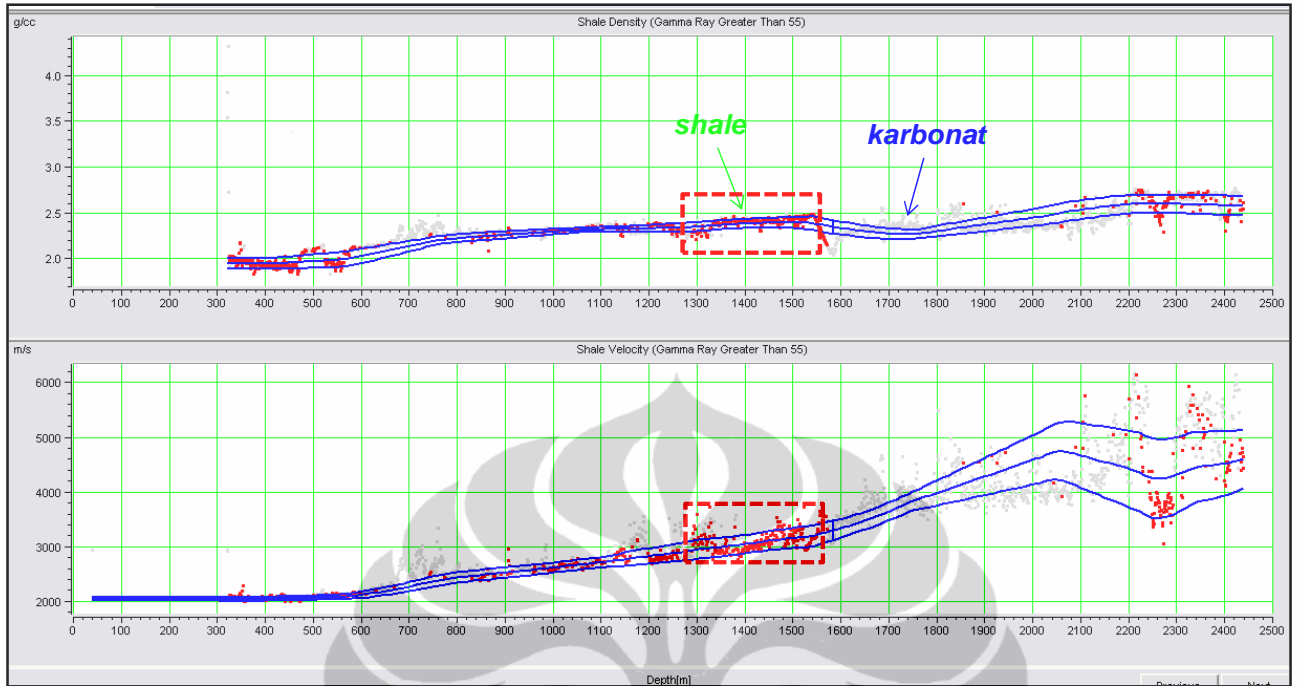


Gambar 4.64. Penentuan porositas reservoir karbonat pada sumur D-2

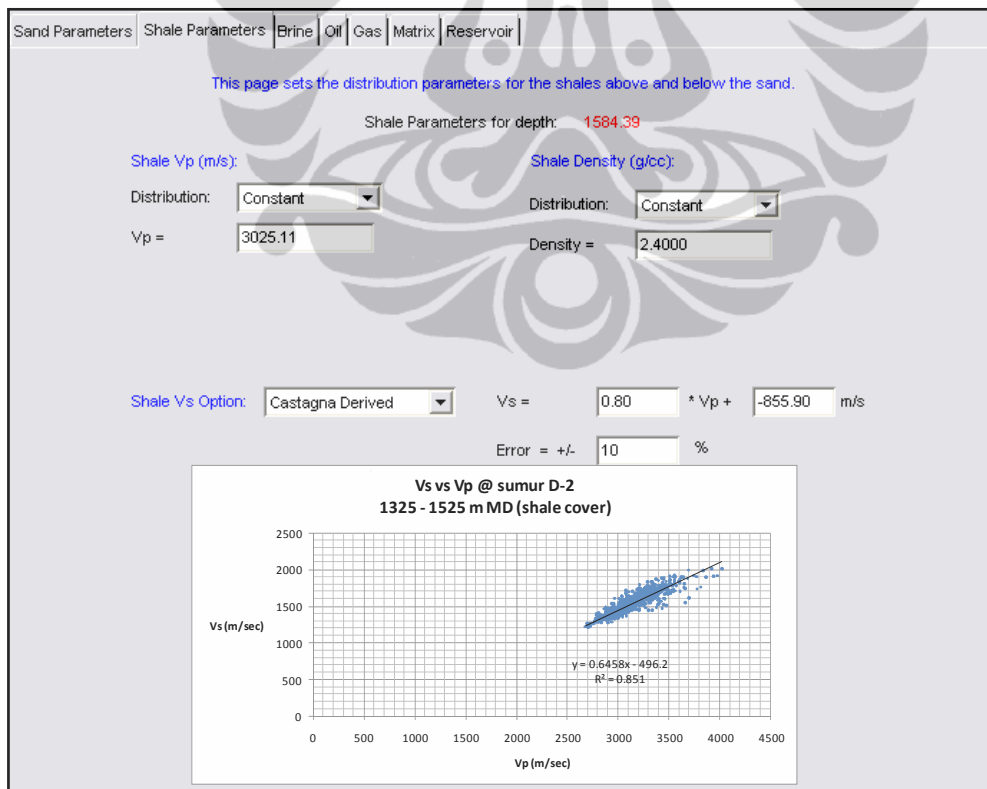
Sand Parameters	Shale Parameters	Brine	Oil	Gas	Matrix	Reservoir
<p>This page sets the base parameters for the wet sand.</p> <p>From these base parameters, Biot-Gassmann substitution is used to calculate the specific brine/oil/gas cases.</p> <p>Sand Parameters for depth: 1584.39</p>						
Sand Parameters:			Biot-Gassmann Parameters (from next pages):			
Density (g/cc):	<input type="text" value="2.3500"/>	Water Density:	1.09			
Shale Volume (0-1):	<input type="text" value="0.0000"/>	HC Density:	0.1			
Vp (m/sec):	<input type="text" value="4000.0000"/>	Water Bulk Modulus:	2.38			
Water Saturation (0-1):	<input type="text" value="1.0000"/>	Matrix Bulk Modulus:	69			
Porosity (0-1):	<input type="text" value="0.1900"/>	HC Bulk Modulus:	0.021			
Type of hydrocarbon:	<input type="text" value="Gas"/>					
Derived Values:	<input type="button" value="Calculate"/>					
<p>These are calculated from the preceding parameters using the Biot-Gassmann theory.</p>						
Matrix Density (g/cc):	<input type="text" value="2.6456"/>					
Dry Rock Bulk Modulus	<input type="text" value="12.3222"/>					
Dry Rock Poisson Ratio	<input type="text" value="0.1037"/>					

Gambar 4.65. Input parameter reservoir karbonat pada sumur D-2

- Menentukan parameter shale. Pada **Gambar 4.66** terlihat nilai rata-rata $V_{pshale}=3025.11$ m/s dan rata-rata $\rho_{shale}=2.4$ gr/cc. Nilai ini diambil sebagai input (**Gambar 4.67**). V_{shale} diambil dengan mengikuti persamaan hubungan antara V_{shale} vs V_{pshale} pada interval ini di sumur D-2 (**Gambar 4.67**).



Gambar 4.66. Penentuan shale density dan velocity pada sumur D-2



Gambar 4.67. Input parameter shale parameter pada sumur D-2

4. Menentukan parameter Brine (K_{brine} , ρ_{brine}), Oil (K_{oil} , ρ_{oil}), dan Gas (K_{gas} , ρ_{gas}). Nilai ini diambil seperti pada **Gambar 4.68**. Nilai ini diinput untuk mendapatkan K_{fluid} pada Sw tertentu (persamaan 3.22).

The image shows a software interface with three panels for inputting parameters for Brine, Oil, and Gas at a depth of 1584.39. Each panel has a navigation bar at the top with tabs for Sand Parameters, Shale Parameters, Brine, Oil, Gas, Matrix, and Reservoir. The Brine panel shows a Brine Modulus of 2.3800 GPa and a Brine Density of 1.0900 g/cc. The Oil panel shows an Oil Modulus of 1.0000 GPa and an Oil Density of 0.7500 g/cc. The Gas panel shows a Gas Modulus of 0.0210 GPa and a Gas Density of 0.1000 g/cc. All distribution types are set to 'Constant'.

Gambar 4.68. Input parameter Brine, Oil, dan Gas

5. Menentukan Parameter Matriks (K_m dan ρ_m) dan Reservoir (Φ dan Sw) (**Gambar 4.69**). Nilai K_m diinput untuk mendapatkan K^{out} (persamaan 3.17) dan ρ_m (dari tahap point 2) diinput untuk mendapatkan ρ^{out} (persamaan 3.27). Sedangkan parameter reservoir (Φ dan Sw) diambil banyak dan disimulasikan untuk mendapatkan berbagai parameter ρ_{fl} , K_{fl} , dan K_{dry} .

Sand Parameters | Shale Parameters | Brine | Oil | Gas | Matrix | Reservoir

This page sets the matrix parameters for Biot-Gassmann calculations on the sand layer

Matrix Parameters for depth: 1584.39

Matrix Modulus (GPa):
 Distribution: Constant
 Modulus = 69.0000

Matrix Density (g/cc):
 Distribution: Constant
 Density = 2.6500

Sand Parameters | Shale Parameters | Brine | Oil | Gas | Matrix | Reservoir

This page sets the output reservoir parameters for the sand layer

Reservoir Parameters for depth: 1584.39

Reservoir Porosity (0 - 1):
 Distribution: Uniform
 Min = 0.2000
 Max = 0.2500

Reservoir Shale Volume (0 - 1):
 Distribution: Constant
 Shale Volume = 0.0000

Reservoir Thickness (meters):
 Distribution: Uniform
 Min = 0.0000
 Max = 133.0000

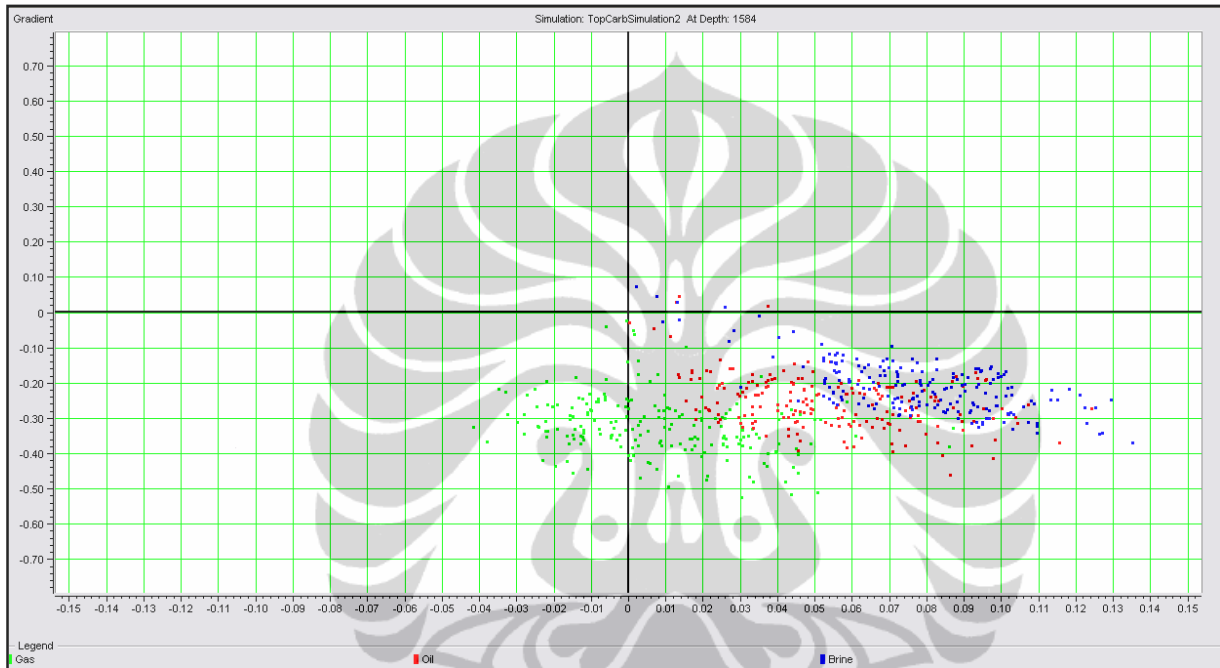
Reservoir Water Saturation (0 - 1):
 Distribution: Uniform
 Min = 0.0000
 Max = 1.0000

Gambar 4.69. Input parameter Matrix dan Reservoir sumur D-2

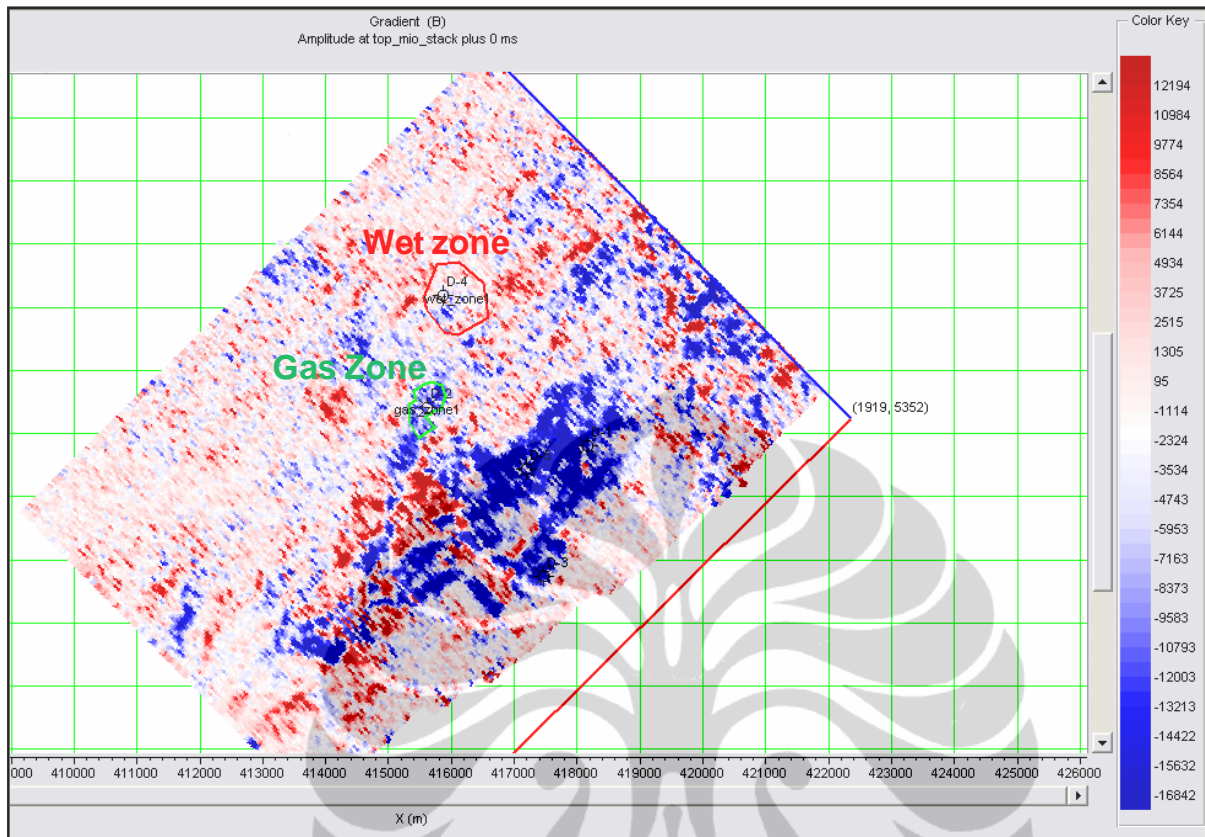
6. Parameter-parameter diatas disimulasikan sebanyak 200 kali untuk masing-masing jenis fluida (brine, oil, dan gas). Persamaan 3.17 sampai persamaan 3.37 dipakai untuk menentukan berbagai kombinasi parameter ρ^{out} , V_p^{out} , dan V_s^{out} untuk nilai Φ dan S_w (baik kondisi brine, oil, dan gas) yang berbeda-beda. Dari semua nilai tersebut, kemudian disimulasikan nilai intercept dan gradien pada batas antara shale dan karbonat dan diplot (**Gambar 4.70**).
7. Slicing Gradient (B) dilakukan pada Top MioCarbonat, lalu ditentukan poligon zona gas dan zona wet (**Gambar 4.71**) untuk dilakukan cross-plot pada zona tersebut.
8. Intercept dan Gradient data seismik pada slice Top MioCarbonate kemudian diplot (**Gambar 4.72**). Terlihat antara data slices seismik dan data sumur tidak sesuai, perlu dilakukan penskalaan dengan cara mencocokkan zona wet yang ada di seismik terdapat brine disumur, sehingga antara data slice seismik dan data sumur sesuai (fit) (**Gambar 4.73**). Untuk lebih

mecocokkan lagi, secara optional bisa dilakukan adjustment skala gradient secara manual, didapatkan gradient scaler=0.9.

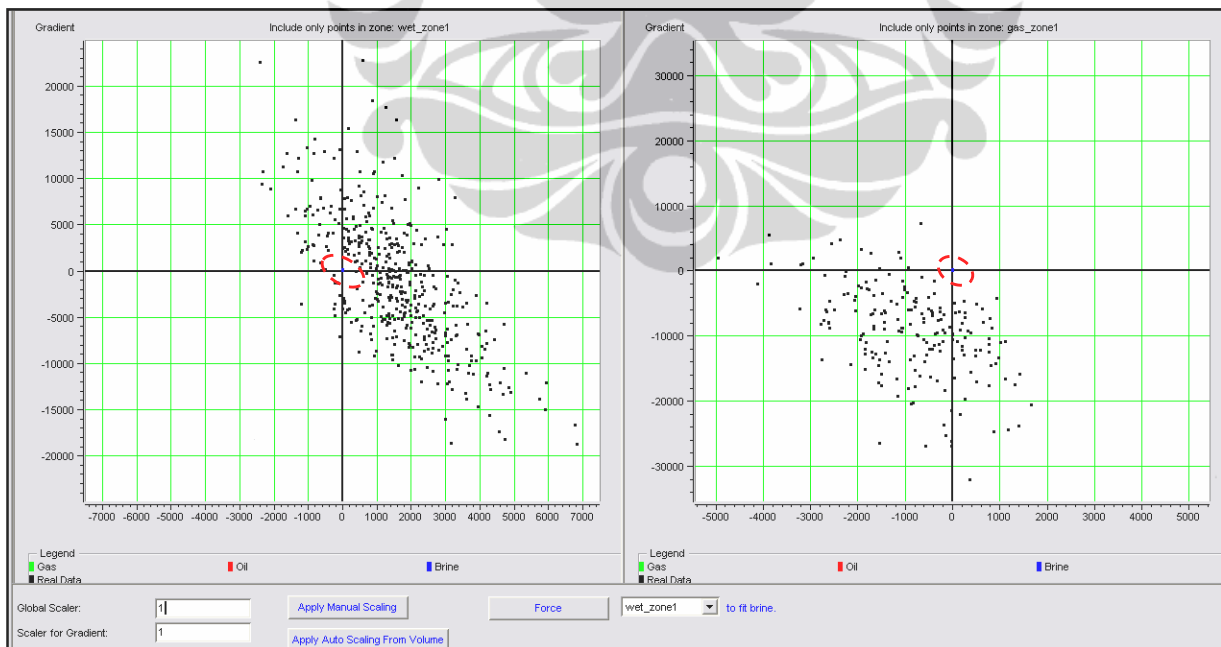
9. Dengan menggunakan metoda statistik dan menggunakan factor scaler yang sudah ditentukan, maka indikator dan probabilitas minyak, gas, dan air bisa ditentukan (**Gambar 4.74**).



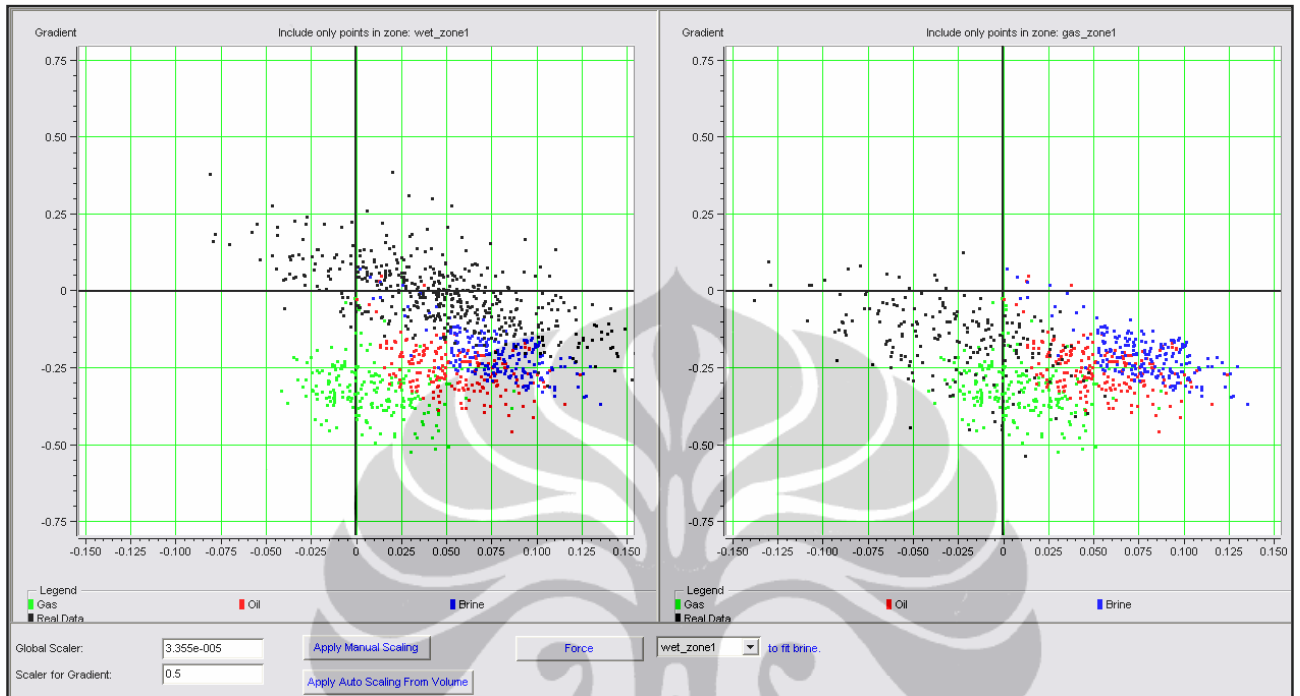
Gambar 4.70. Cross-plot Gradient vs Intercept di sumur D-2



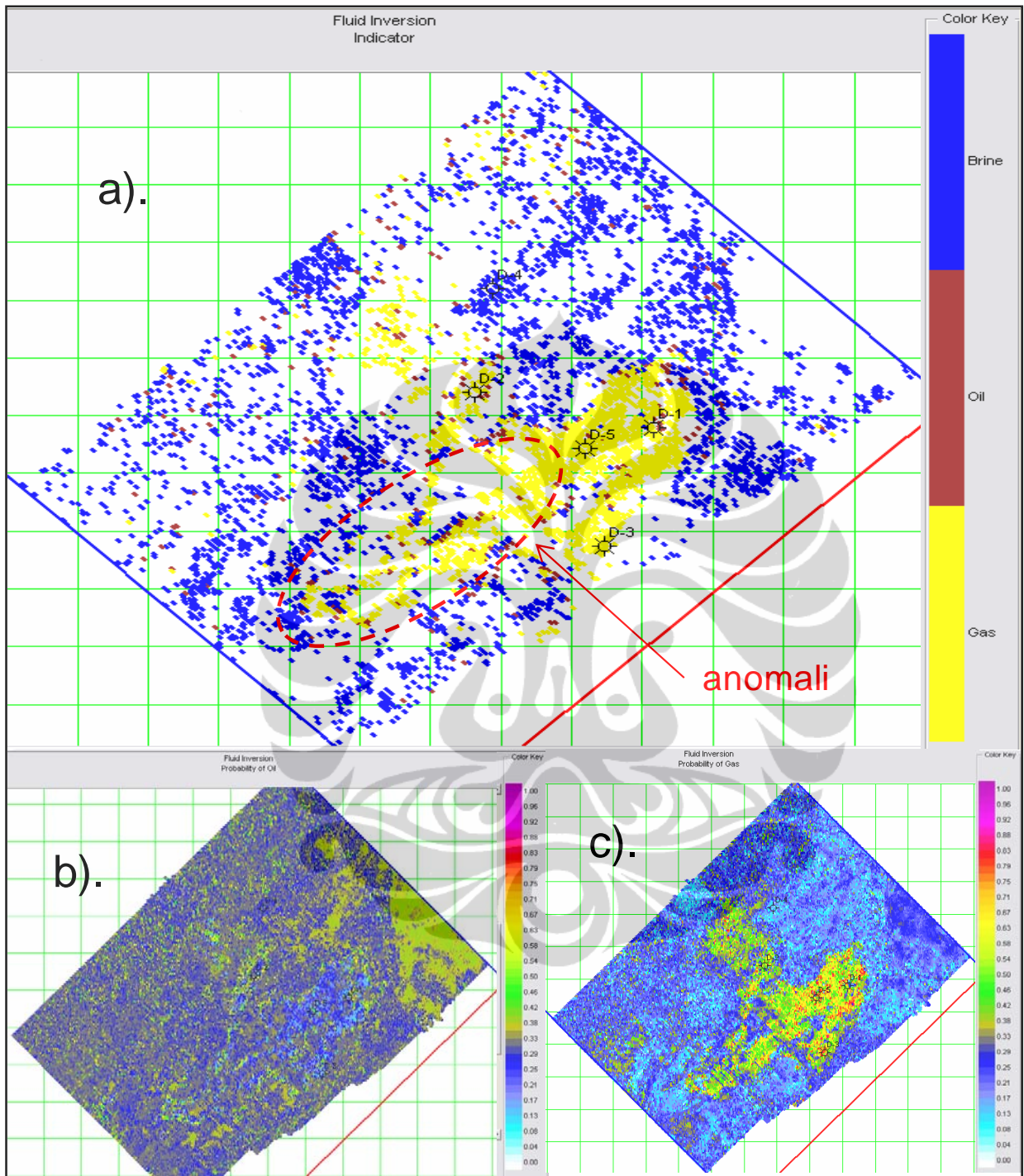
Gambar 4.71. Horison slice gradient dan wet zone dan gas zone untuk cross-plot data sesimik



Gambar 4.72 Cross-plot Gradient vs Intercept dari wet zone (kiri) dan gas zone (kanan). Garis putus-putus merah adalah cross-plot data sumur.



Gambar 4.73. Penentuan Scaler untuk Intercept dan Gradient pada sumur D-2



Gambar 4.74. a). Distribusi gas; b) Distribusi Probabilitas Oil; c) Distribusi Probabilitas Gas

4.5. Penentuan Titik Sumur Delineasi dan Perhitungan Cadangan Upside Potensial

Dua titik sumur (Del-AA dan Del-BB) ditentukan berdasarkan sebaran Lambda-Rho dan anomaly *rock physic* lain yang mengindikasikan gas (LAMPIRAN LEPAS). Posisi titik sumur berdasarkan relief kontur yang tinggi dan Lambda-Rho yang sangat rendah.

Cadangan dihitung pada zona upside potensial (**Gambar 5.6**, Bab 5, garis putus-putus biru), untuk mengetahui berapa cadangan tambahan yang diharapkan. Untuk itu, diperlukan kubus porositas, saturasi air, dan net to gross, Kubus porositas disebarakan dengan co-krigging dan sebaran dipandu oleh hasil transformasi porositasi dari persamaan hubungan antara porositas dan akustik impedans (**Gambar 4.3**).

Saturasi air disebarakan dari data sumur dan dipandu oleh saturasi air (S_w) hasil transformasi dari fungsi $J(S_w)$. Rumus $J(S_w)$ dapat dituliskan sebagai berikut,

$$J(S_w) = \frac{P_c \cdot S_w \cdot \sqrt{\frac{k}{\phi}}}{\sigma} \quad (4.2)$$

P_c =tekanan kapiler (psi)

S_w =saturasi air (fraksi)

k =permeabilitas (md)

ϕ =porositas (fraksi)

σ =surface tension (dyne/cm)

$J(S_w)$ =dimensionless

Dari data pengukuran laboratorium core pada sumur D-2, didapatkan hubungan antaran $J(S_w)$ vs S_w seperti pada **Gambar 4.76** dan persamaan dibawah,

$$J(S_w) = 0.0581 \cdot S_w^{-3.4255} \quad (4.3)$$

Dengan mensubstitusi $J(S_w)$ pada persamaan 4.2 dengan persamaan 4.3, maka diperoleh,

$$S_w = e^{\frac{\ln\left(\frac{0.0581 \cdot \sigma}{P_c \cdot \sqrt{\frac{k}{\phi}}}\right)}{4.4255}} \quad (4.4)$$

Pc=tekanan kapiler, diperoleh dari rumusan

$$P_c = 0.433xHx(\rho_w - \rho_g)$$

H=kedalaman dari permukaan (cm)

ρ_w =berat jenis air, dalam hal ini diambil 1.09 gr/cc

ρ_g =berat jenis gas, dalam hal ini diambil 0.1 gr/cc

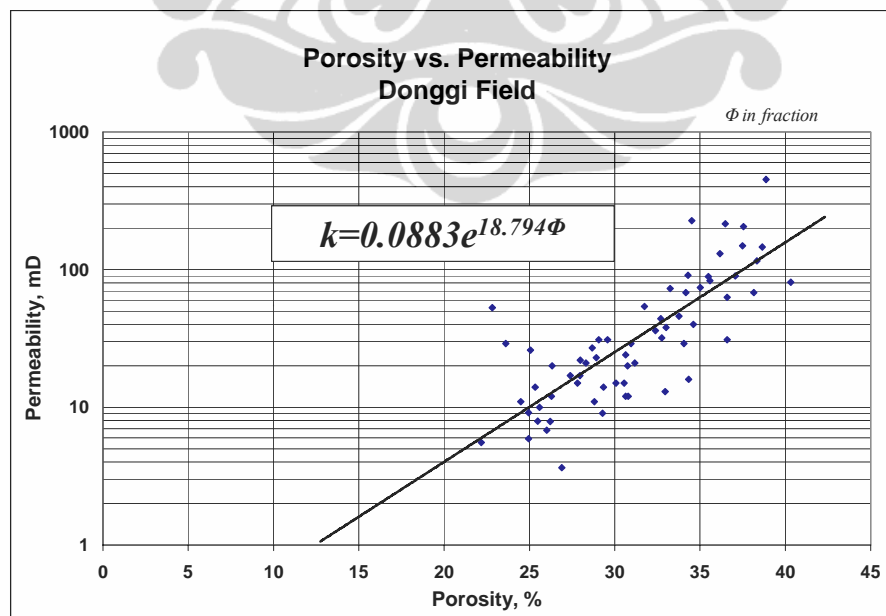
k=permeabilitas (md)

\emptyset =porositas (fraksi)

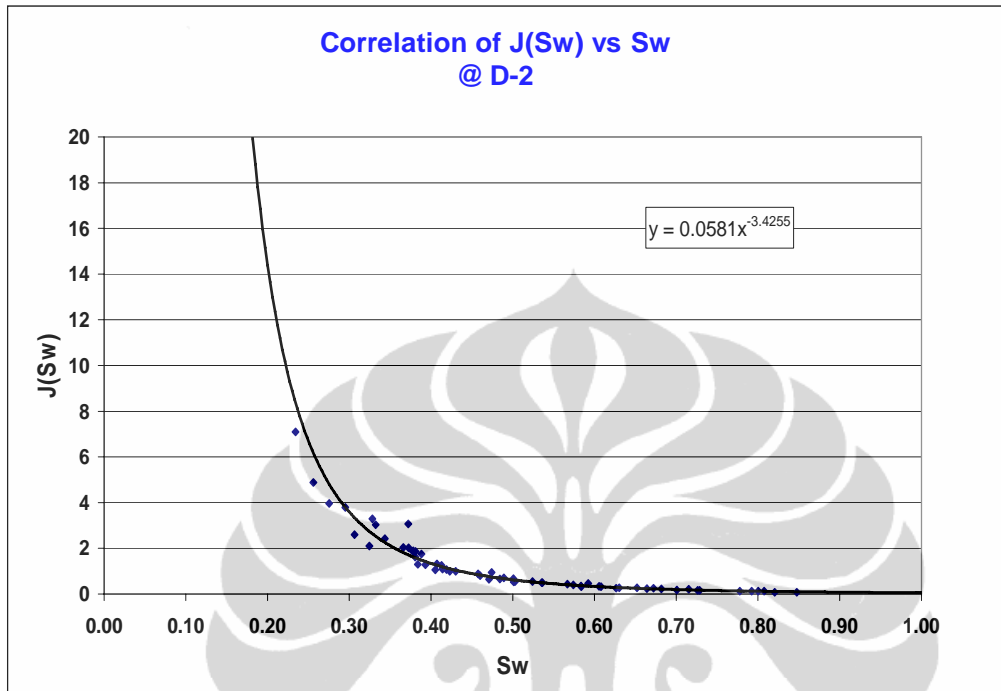
σ =tegangan permukaan (dyne/cm), setelah dilakukan cross-plot antara J(Sw) vs perhitungan parameter pada ruas kanannya (persamaan 4.2), maka diperoleh, jika $k/\emptyset < 305$, diperoleh $\sigma=2000$, sedangkan $k/\emptyset > 305$ diperoleh $\sigma=588.2$

Dengan menggunakan persamaan 4.4, kubus saturasi dihitung, dan dipakai sebagai panduan yang disebarkan dari data Sw sumur. Namun untuk mendapatkan transformasi dengan menggunakan persamaan 4.4 diperlukan kubus permeabilitas absolut. Permeabilitas absolut ditentukan dari transformasi porositas ke permeabilitas sesuai dengan persamaan yang diperoleh dari cross-plot (**Gambar 4.75**). Kubus permeabilitas ditampilkan pada **Gambar 4.79c**. Kubus saturasi air hasil sebaran dari data sumur dengan trend Sw hasil persamaan 4.4 diperlihatkan pada **Gambar 4.79**.

Plot Porositas vs. Permeabilitas @D-2



Gambar 4.75 Cross-plot antara permeabilitas (k) vs porositas \emptyset pada interval core D-2

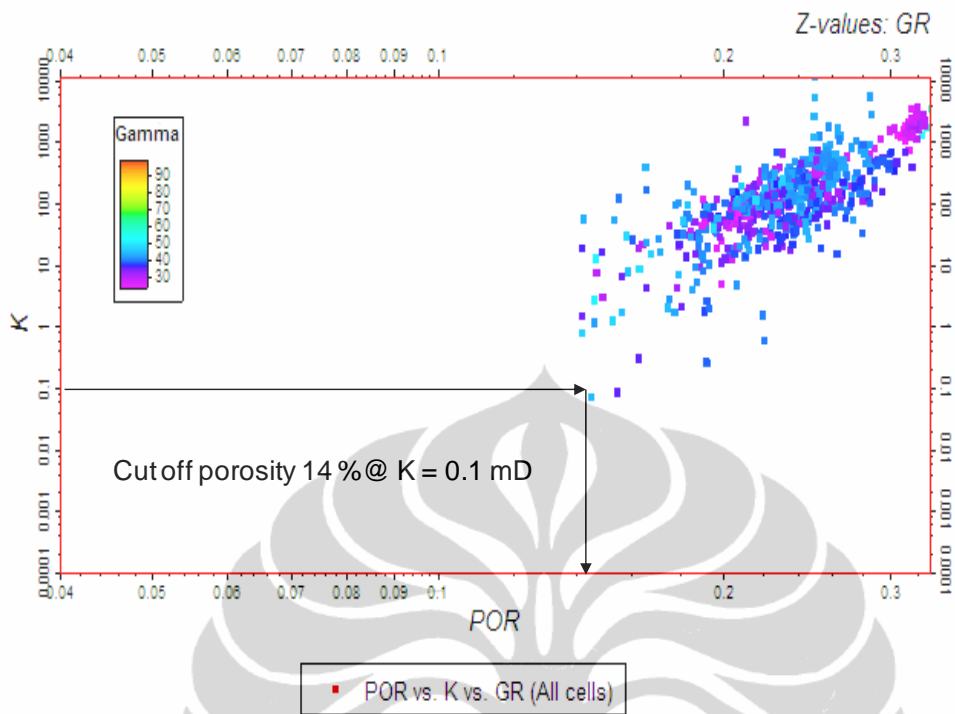


Plot J(Sw) terhadap Saturasi Air

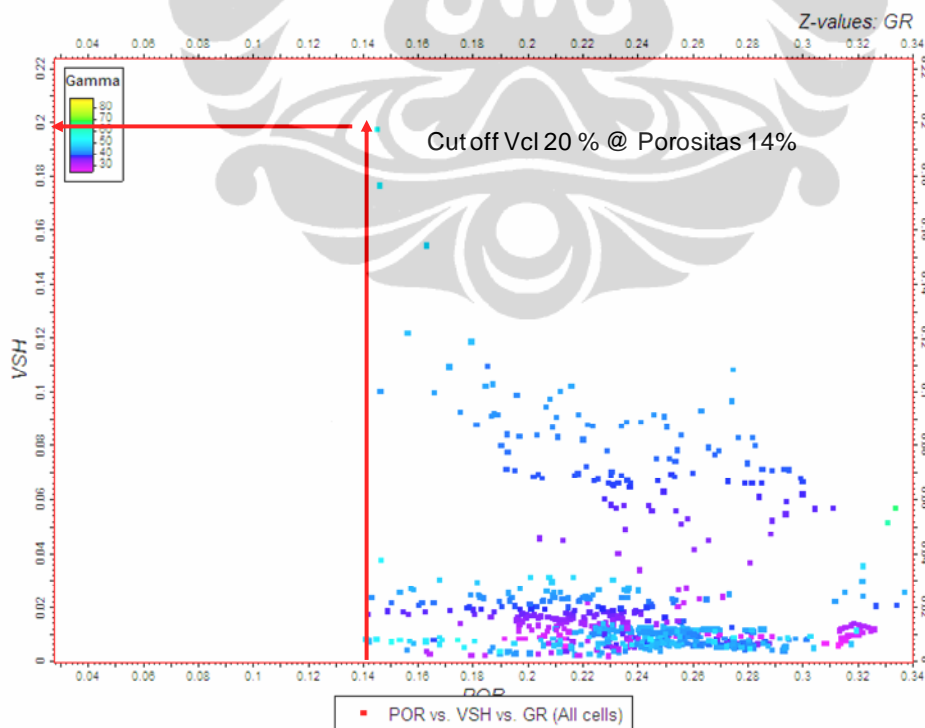
Gambar 4.76 Korelasi J(Sw) vs Sw pada interval core D-2

Untuk memperoleh kubus net to gross, diperlukan cutoff porositas, V_{shale} , dan Sw . Dari crossplot pada **Gambar 4.77 – Gambar 4.78**, diperoleh cut-off porositas 0.14 dan V_{shale} 0.2. Untuk cut-off Sw 0.76 (diperoleh dari cross-plot porositas dan Sw). Kubus V_{shale} disebarkan dari V_{shale} data sumur dengan trend kubus porositas. Dengan cut-off tersebut maka ditentukan kubus net to gross-nya.

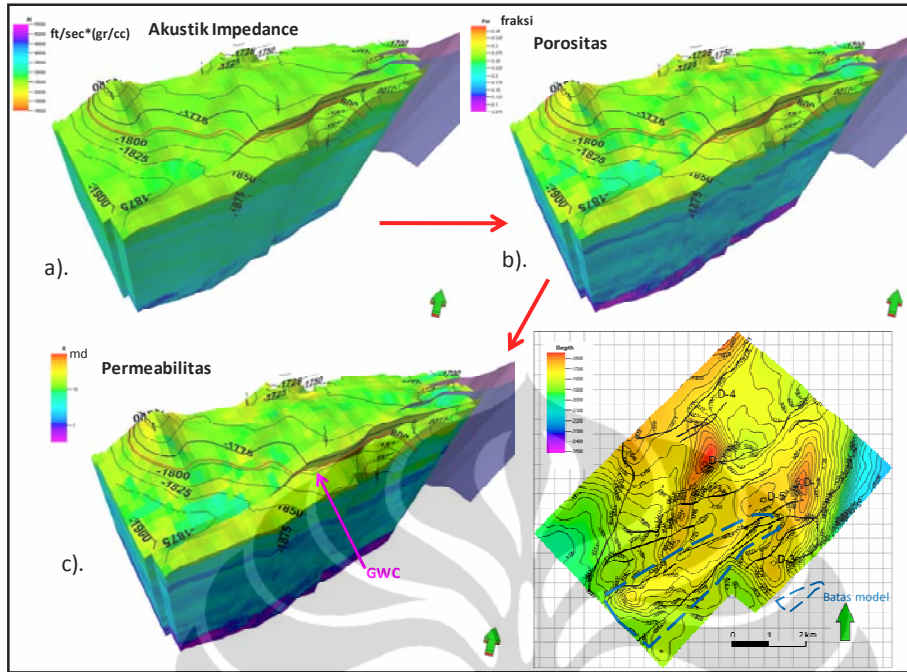
Perhitungan cadangan dihitung setelah didapatkan kubus porositas, net to gross, dan saturasi air. Diperoleh cadangan upside potensial sebesar $3408 \times 10^6 \text{ sm}^3$ atau 120.336 Bscf gas (**Tabel 4.2**)



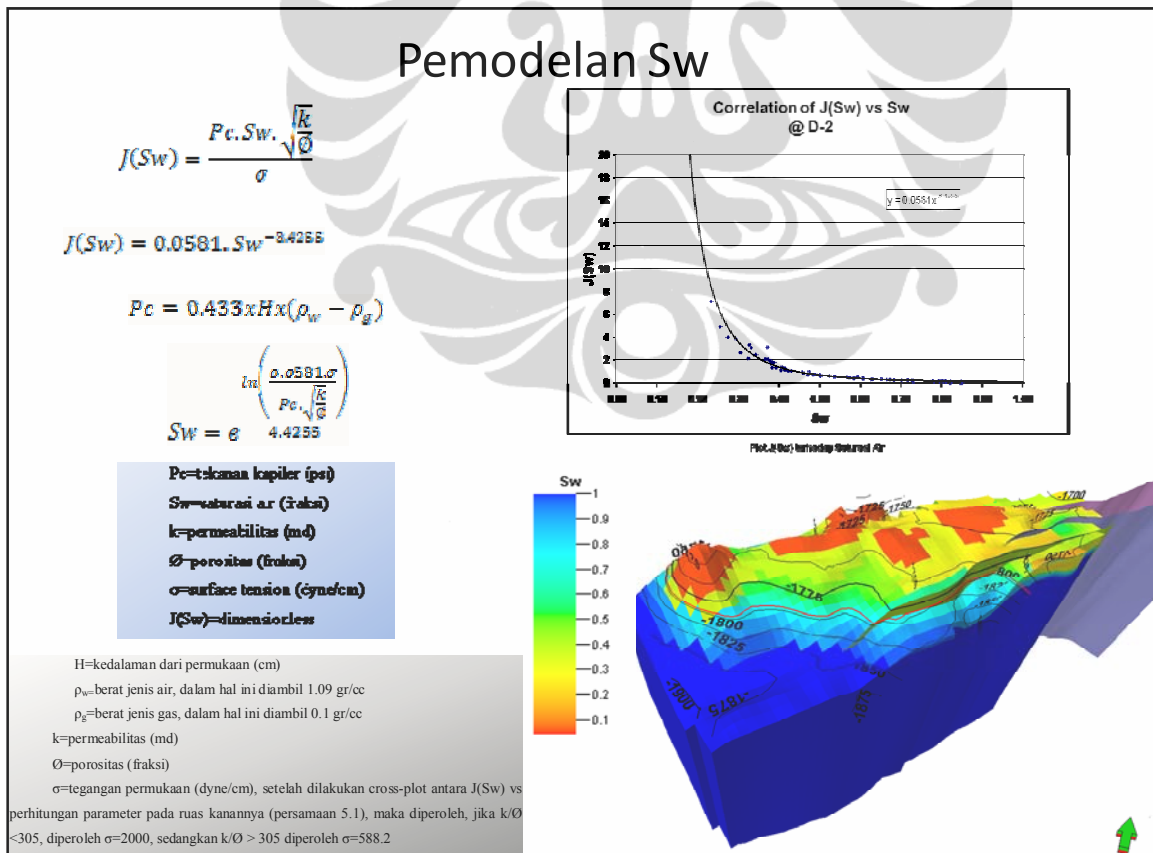
Gambar 4.77 Cross-plot antara k vs Porositas pada Log Sumur-sumur Stuktur “D”.
Diperoleh Cut-off porositas=0.14



Gambar 4.78 Cross-plot antara Vshale vs Porositas pada Log Sumur-sumur Stuktur “D”, diperoleh Cut-off Vcl=0.2



Gambar 4.79. a). Kubus AI, (b) Kubus Porositas, c). Kubus permeabilitass pada block anomali gas.



Gambar 80. Pemodelan Saturasi Water (Sw)

Tabel 4.2. Hasil perhitungan cadangan

Lower gas contact:	1795 m TVDSS				
General properties					
Porosity:	POR_0410				
Net gross:	ntigi2_fix				
Properties in gas interval:					
Sat. water:	Sw_edit: Smooth				
Sat. gas:	1-Sw-So				
Sat. oil:	0				
Bg (formation vol. factor):	0.0068 [rm3/sm3]				
	Bulk volume	Net volume	Pore volume	HCPV gas	GIIP (in gas)
Case	[*10^6 m3]	[*10^6 m3]	[*10^6 rm3]	[*10^6 rm3]	[*10^6 sm3]
upside_pot	235	187	43	23	3408
Totals all result types					
Zones					
z1	9	9	3	3	438
z2	27	22	5	4	552
z3	184	142	32	16	2417
z4	14	13	3	0	1
z5	0	0	0	0	0
Segments					
Segment 1	212	169	39	21	3113
Segment 3	1	1	0	0	7
Segment 4	0	0	0	0	0
Segment 2	22	17	4	2	288

BAB 5

HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1. Distribusi Porositas

Supaya meyakinkan interpretasi detail distribusi lateral porositas, maka dilakukan beberapa kali sayatan waktu dan horizon dari kubus porositas. Sayatan-sayatan ini dibagi oleh interval time window. Nilai sayatan ini adalah rata-rata aritmetika dari interval yang bersangkutan. Kebanyakan interval memakai 10 ms untuk menghindari kalkulasi salah yang disebabkan *tuning thickness*.

Dipilih beberapa sayatan yang menunjukkan informasi yang mewakili. Penjelasan masing-masing sayatan dipaparkan sebagai berikut:

a. Sayatan waktu pada 1370 ms (\approx 1623 meter sub-sea)

Sayatan ini meliputi top dua build-up yang ditunjukkan pada **Gambar 5.1**. Kita dapat lihat distribusi porositas relatif konvergen pada build-up D-1. Variasi porositasnya kecil dan hampir seragam. Kisaran porositasnya antara 0.27 – 0.31 fraksi. Namun, variasi lateral yang signifikan terjadi di build-up D-2. Pada permukaan build-up, porositas relatif tinggi berkisar 0.32 – 0.35. Sementara itu, porositas relatif kecil pada bagian tengah build-up. Nilainya berkisar 0.24 – 0.27 fraksi.

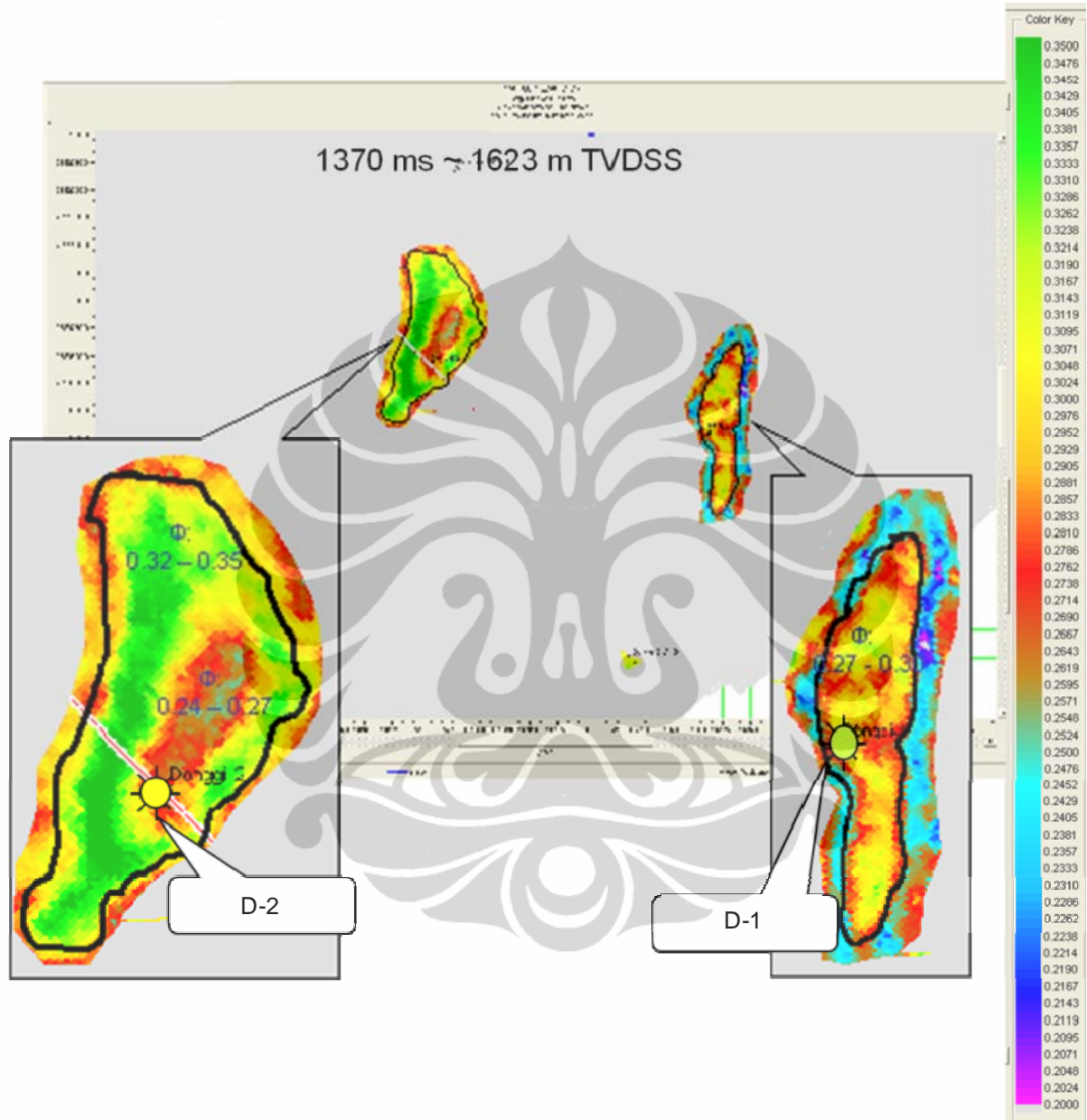
b. Sayatan Waktu pada 1390 ms (\approx 1658 meter sub-sea)

Umumnya, pola variasi porositas hampir sama seperti sayatan waktu 1370 ms. Sayatan ini ditunjukkan pada **Gambar 5.2**. Tampaknya porositas menurun dengan peningkatan kedalaman build-up D-2. Porositas rendah relatif lebih luas penyebarannya. Sedangkan, panjang kisaran porositas pada build-up D-1 lebih tinggi dibandingkan dengan interval diatas (1370 ms). Distribusi lateral mempunyai variasi porositas yang lebih kecil (relatif homogen).

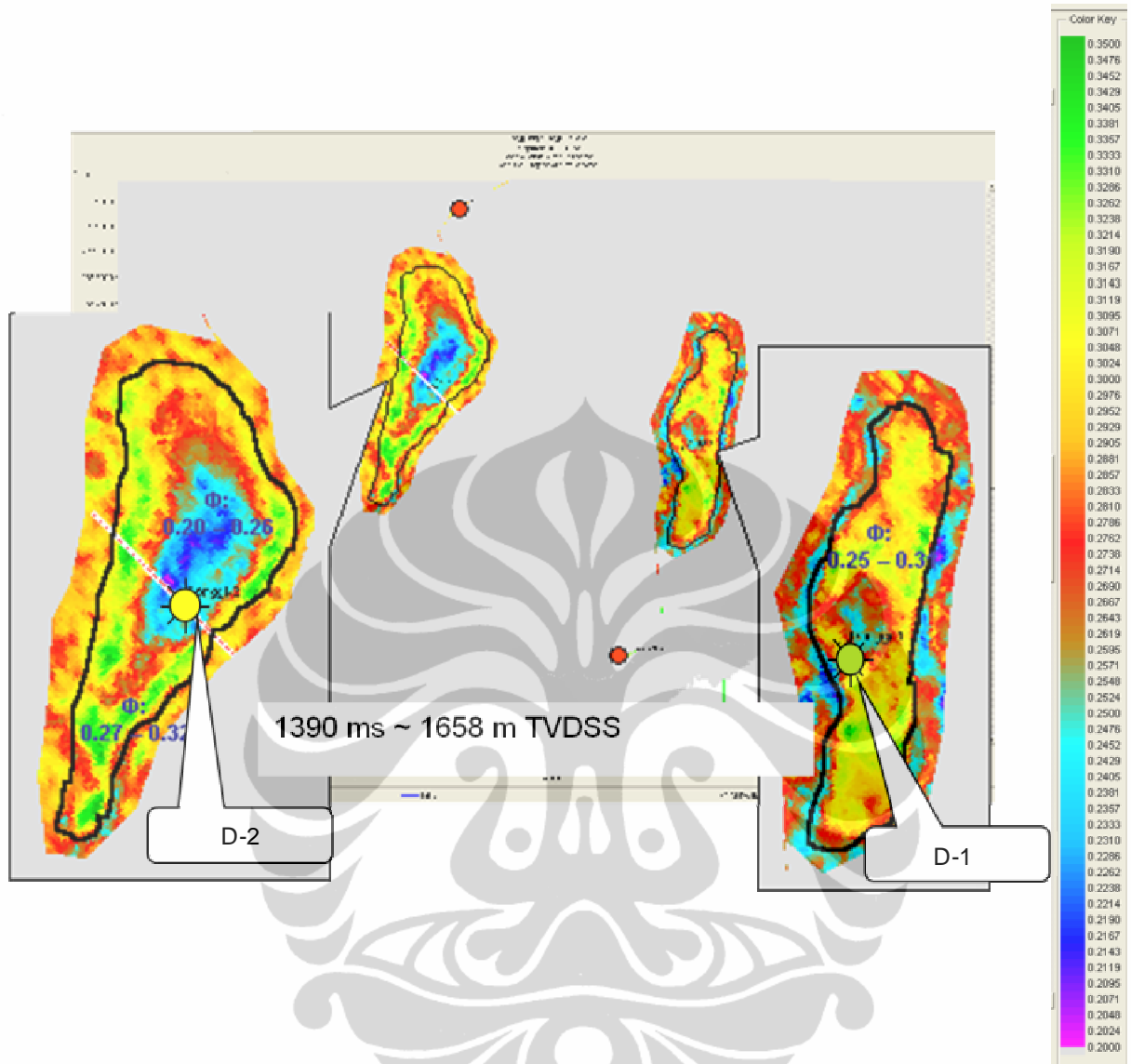
c. Sayatan horizon di interval Top Miocene Karbonat plus 30 ms lebih bawah

Variasi porositas pada struktur build-up umumnya sama (lihat **Gambar 5.3**). Kisaran dari 0.27 – 0.35 fraksi. Tampaknya distribusi porositas mewakili distribusi

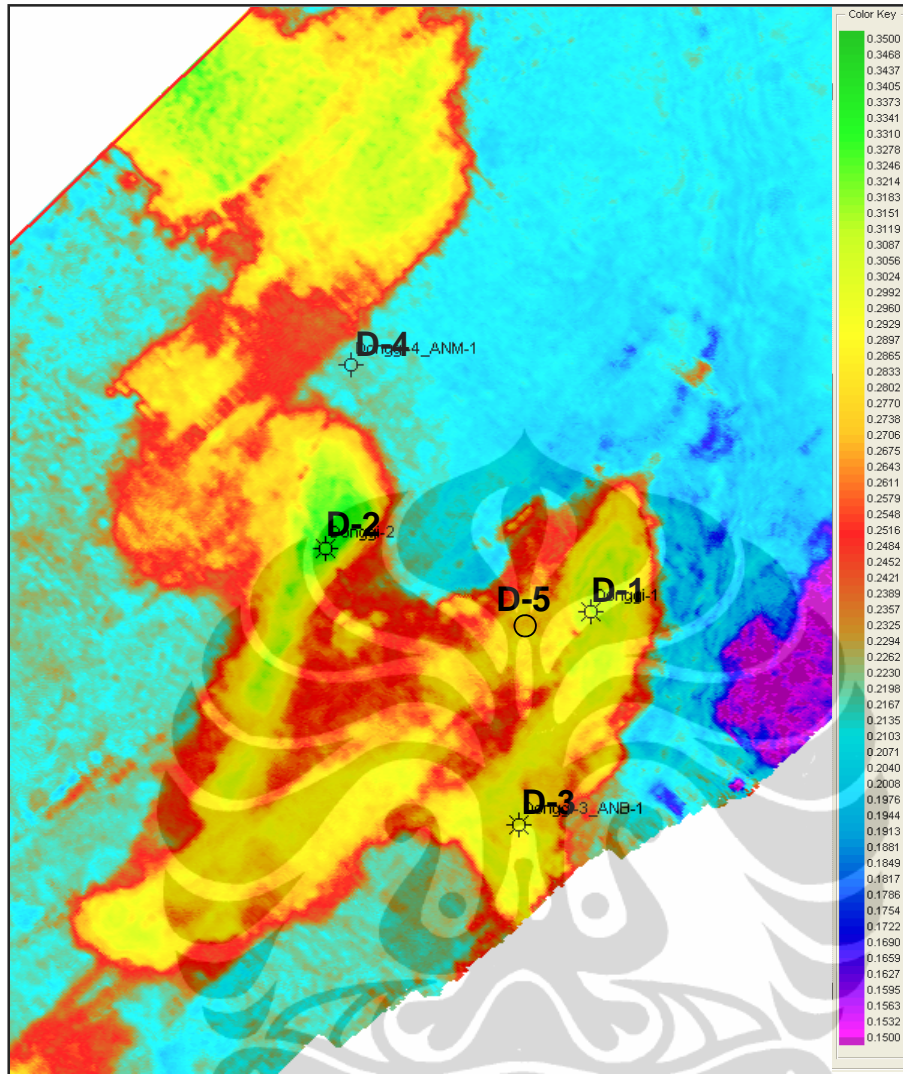
karbonat build-up. Distribusi tersebut meluas sampai barat-laut dan bagian selatan Struktur “D”.



Gambar 5.1 Sayatan waktu pada 1370 yang mewakili distribusi porositas. Perhatikan bahwa masing-masing build-up mempunyai perbedaan pola distribusi porositas.



Gambar 5.2. Sayatan waktu pada 1390 ms mewakili distribusi porositas. Pola Distribusi porositas masih sama seperti diatas.



Gambar 5.3 Sayatan Horison pada Top Miocene Karbonat mewakili distribusi porositas. Porositas tinggi berkorelasi dengan Struktur Build-up.

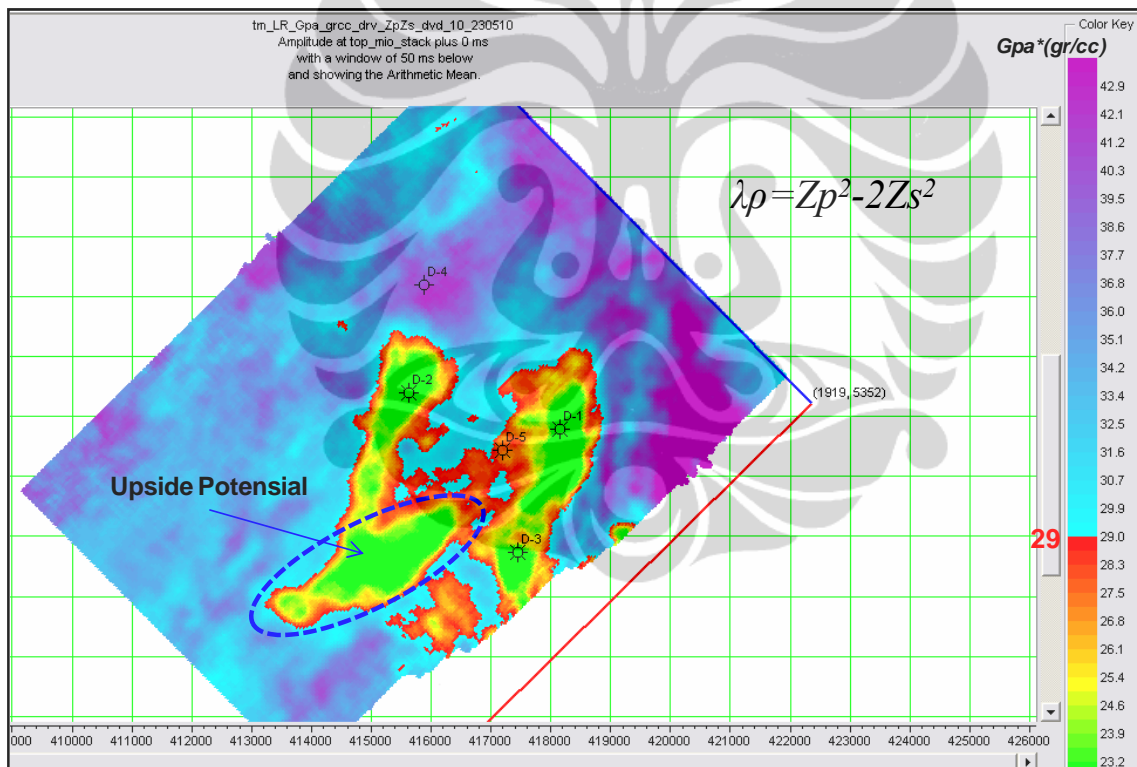
5.2. Distribusi Fluida

Kandungan fluida karbonat reservoir dapat diidentifikasi dengan lambda-rho dan kombinasi P-Impedance dan S-Impedance. Peta Lambda-rho mewakili distribusi gas yang ditunjukkan pada **Gambar 5.4** dan P-Impedance dikurang S-Impedance ditunjukkan pada **Gambar 5.5**. Peta tersebut mewakili anomali distribusi gas pada Struktur “D” ditandai dengan rendahnya lambda-rho dan nilai P-Impedance negatif.

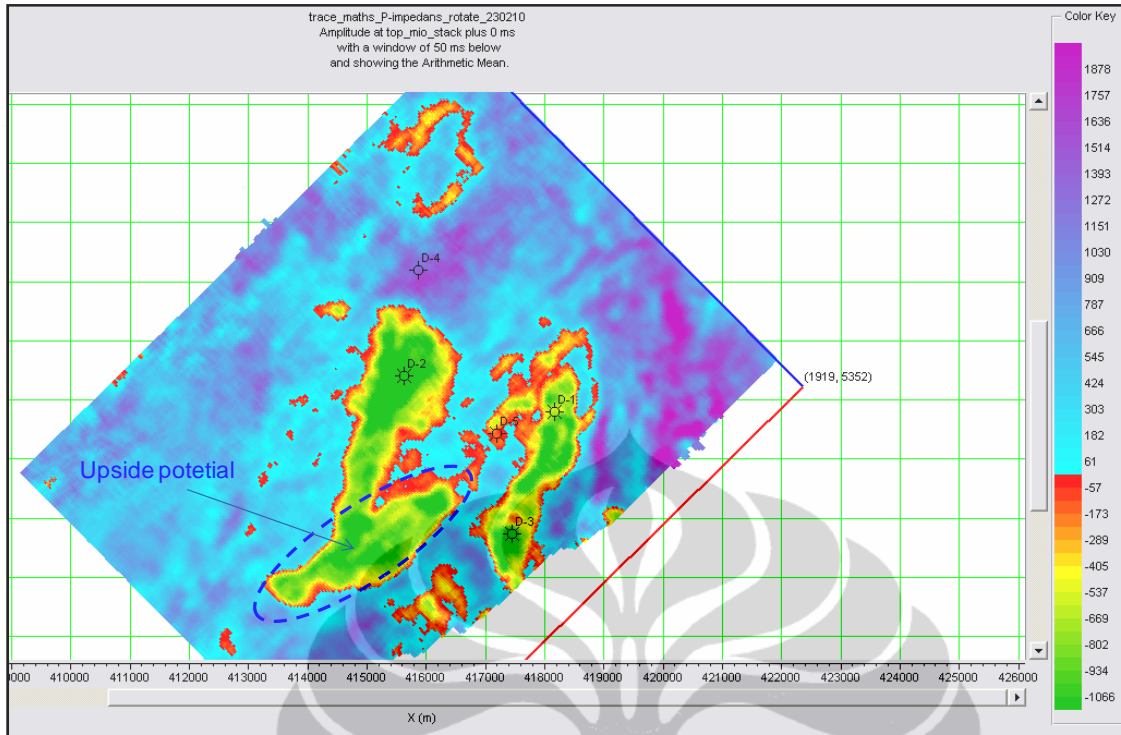
Anomali-anomali gas ini mengikuti struktur build-up. Tampaknya dibatasi oleh spill point build-up. Anomali ini tidak hadir di D-4 yang diindikasikan karbonat kandungan air. Oleh karena itu, distribusi anomali seharusnya valid.

Anomali gas ini menempati struktur kontur seperti pada **Gambar 5.6**. Distribusi gas ditunjukkan oleh warna oranye – hijau dan distribusi air ditunjukkan oleh warna biru-ungu. Sayangnya, anomali gas bagian selatan terletak dibawah kontak gas-air (ditafsirkan dari sumur). Indikasi ini diikuti oleh beberapa pertanyaan. Apakah ada anomali lain yang sama dengan anomali gas? Apakah ada closure di tempat itu untuk akumulasi gas? Apakah velocity data seismik pada proses migrasi cukup baik? Stuktur mungkin juga miring jika velocity pada proses migrasi tidak benar. Seperti yang kita ketahui, velocity ditentukan oleh cara yang interpretatif.

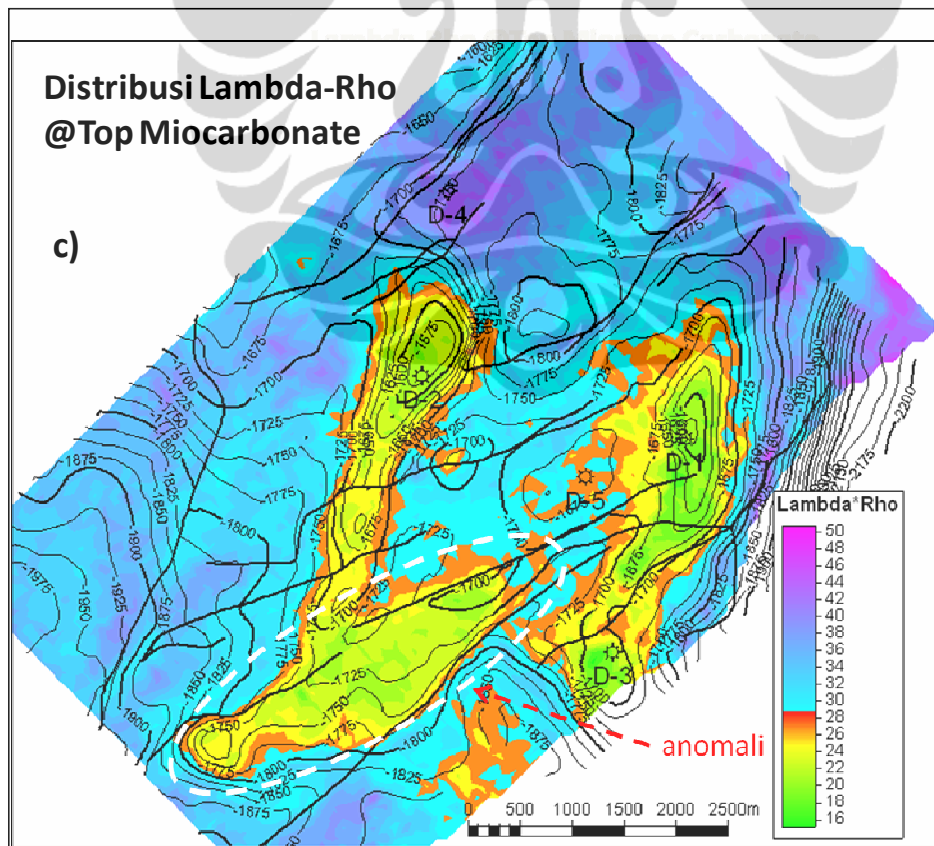
Poisson Ratio Change dan Product pada penampang sumur D-1 lebih jelas terlihat dibandingkan pada penampang sumur D-2 (**Gambar 4.37 dan 4.39**), hal ini dapat disebabkan karena perbedaan porositas dan saturasi fluida.



Gambar 5.4 Distribusi lambda-rho yang diperoleh perhitungan Z_p dan Z_s



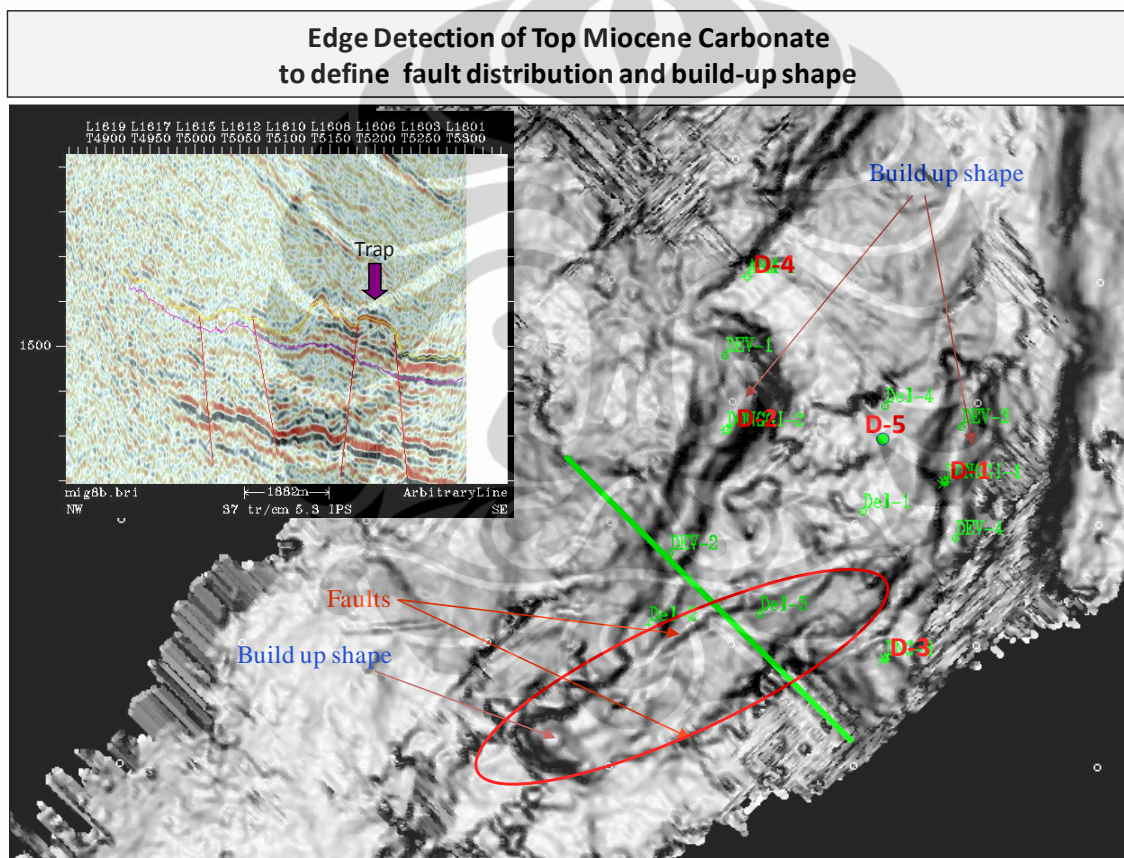
Gambar 5.5 Distribusi P-Impedance dikurangi S-Impedance menunjukkan distribusi gas (hijau sampai merah). Terlihat potensi upside (garis putus-putus biru).



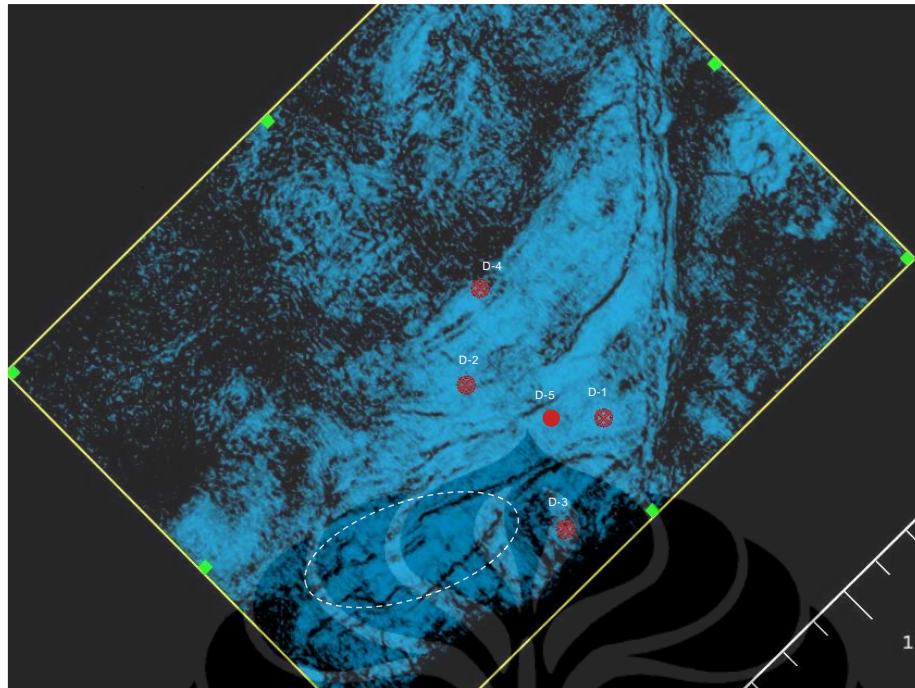
Gambar 5.6 Anomasi gas dari Lambda-rho yang dioverlay dengan kontur struktur. Distribusi gas ditunjukkan oleh warna hijau sampai merah dan distribusi air ditunjukkan oleh warna biru.

Berdasarkan crossplot sumur, trend gas pada lambda-rho dan cross-plot P-Impedance dan S-Impedance secara analisis cukup meyakinkan. Kandungan karbonat gas membuktikan cluster terpisah. Hal ini didukung oleh gas terbukti di sumur D-1, D-2, dan D-3 yang berada pada anomali ini.

Anomali gas bagian selatan dibatasi oleh sesar. Tampaknya anomali ini terdistribusi oleh struktur host. Sesar secara interpretatif ditunjukkan oleh koherensi dan sayatan semblance pada **Gambar 5.10 – 5.11**.



Gambar 5.10. Sayatan koherensi Top Miocene Karbonat yang mewakili distribusi struktur build-up

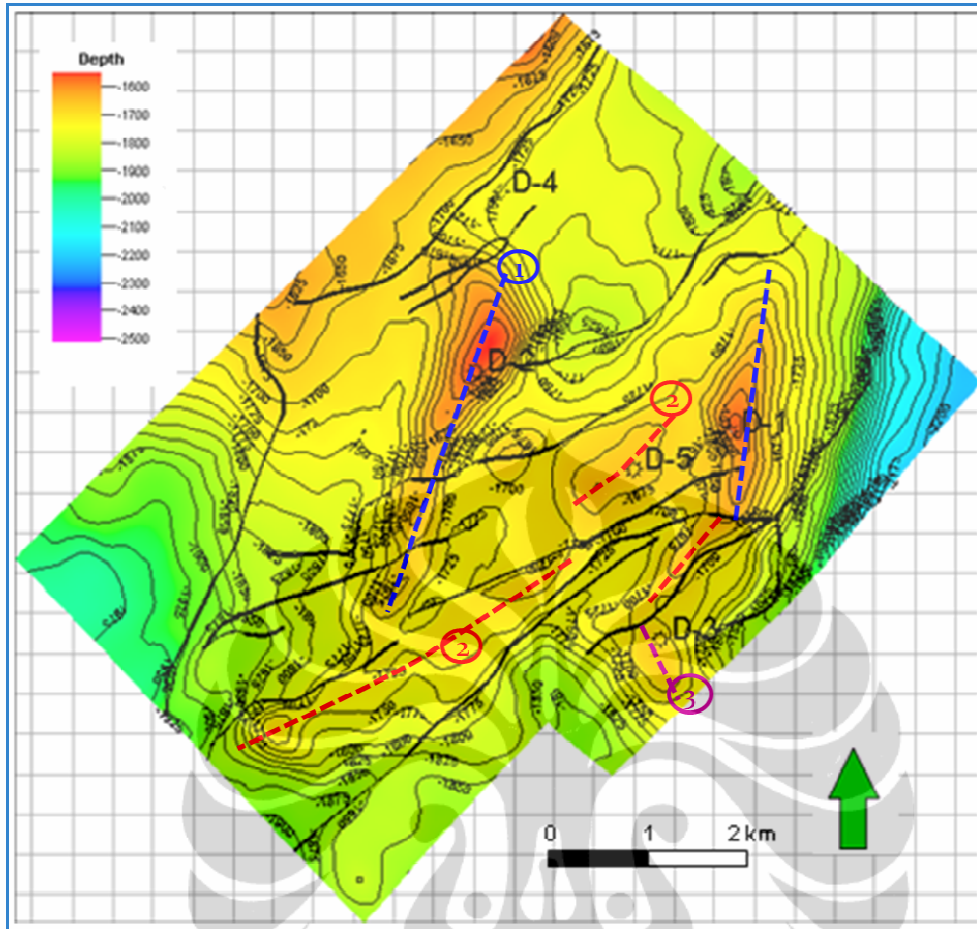


Gambar 5.11 Sayatan Semblance pada 1500 ms yang memperlihatkan pola sesar. Perhatikan terdapat daerah yang terisolasi (ellips putih).

5.3. Tektonik Pembentukan Zona Upside

Terdapat 3 (tiga) *trend build-up* pada Struktur “D” ini, yaitu *trend 1*, *trend 2*, dan *trend 3* (**Gambar 5.12**). Namun untuk pola sesar terdapat satu *trend* yaitu berarah NE-SW. Analisis terhadap *trend* ini dapat memberikan dukungan atau nilai lemah terhadap keberadaan gas pada zona *upside potential*. Analisis tektonik ini hanya memberikan kemungkinan tentang keberadaan gas pada *upside potential*, namun analisis ini tidak memberikan pertimbangan utama, dengan kata lain kemungkinan keberadaan gas dikembalikan kepada adanya anomali geofisika (AVO dan inversi) yang memberikan kemungkinan keberadaan gas pada zona ini.

Terdapat dua kemungkinan peristiwa tektonik yang membentuk zona *upside potential*, yaitu: (1) terbentuk bersamaan dengan struktur terbukti; (2) terbentuk setelah struktur terbukti. Struktur terbukti disini adalah struktur build-up sekitar sumur D-1 dan D-3, D-5 dan struktur build-up sekitar sumur D-2 yang sudah dianggap berisi gas karena temuan sumur-sumur gas tersebut.



Gambar 5.12. *Trend build-up karbonat dan trend sesar pada Struktur “D”. Terdapat tiga trend build-up karbonat dan satu trend sesar.*

5.3.1. Peristiwa Tektonik Bersamaan dengan Pembentukan Struktur Terbukti

Alasan zona *upside potential* terbentuk bersamaan dengan struktur terbukti karena reservoir karbonat seumur (Anggota Mentawa Formasi Minahaki) dan *trend* sesar yang satu pola terjadi sama-sama pada umur Plio-Plistosen. Terdapatnya tiga *trend* karbonat adalah wajar terjadi pada sedimen build-up karbonat yang mengikuti *trend* alasnya dan cenderung tidak teratur karena terumbu koral terbentuk dimana saja pada kondisi lingkungan yang cocok dengan dirinya.

Implikasi zona *upside* potensial terbentuk bersamaan dengan struktur terbukti adalah *trap* pada zona *upside potential* terbentuk terlebih dahulu bersamaan dengan struktur terbukti baru tersisi gas. Analisis pada kondisi ini, jika digabungkan dengan adanya anomali AVO dan inversi seperti yang sudah dibahas pada subbab 5.2 dapat memperkuat dugaan adanya gas pada zona ini.

5.3.2. Peristiwa Tektonik Setelah Pembentukan Struktur Terbukti

Dasar mengapa peristiwa tektonik pada zona *upside potential* terjadi setelah pembentukan struktur terbukti adalah adanya pola zona ini berbeda (*trend 2*) dengan pola pada dua *builp-up* struktur terbukti (*trend 1*) (**Gambar 5.12**).

Mungkin saja *trend 1* terbentuk terlebih dahulu akibat pola pengendapan insitu struktur terbukti dan membentuk *trap*. *Trap* ini kemudian terisi oleh gas, kemudian tektonik fase terakhir yaitu tektonik Plio-Plistosen terjadi dan me-reaktivasi-kan sesar normal sebelumnya dan membentuk sesar-sesar mendatar seperti pada **Gambar 5.12** dan *trend 2* dan *trend 3* terbentuk. Dengan demikian dapat dikatakan bahwa terbentuknya *trend 2* dan *trend 3* terbentuk setelah migrasi gas terjadi. Namun *trend 2* pada sekitar sumur D-5 mempunyai *trend* yang sama dengan zona *upside potential*, sehingga dapat disimpulkan bahwa *trend 2* pada zona *upside potential* juga akan mengandung gas.

Dari dua analisis diatas, baik terbentuk bersamaan maupun setelah struktur terbukti, ada kemungkinan terdapatnya gas pada zona *upside potential* berdasarkan keberadaan anomali AVO dan inversi. Bahkan, dengan adanya anomali geofisika ini maka dapat dijawab, cenderung kejadian tektonik lebih mengarah kepada penjelasan butir 5.3.1 (*Peristiwa Tektonik Bersamaan dengan Pembentukan Struktur Terbukti*) karena terdapat anomali geofisika yang menunjukkan adanya gas, sehingga tektonik dapat dikatakan terjadi bersamaan.

BAB 6

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan

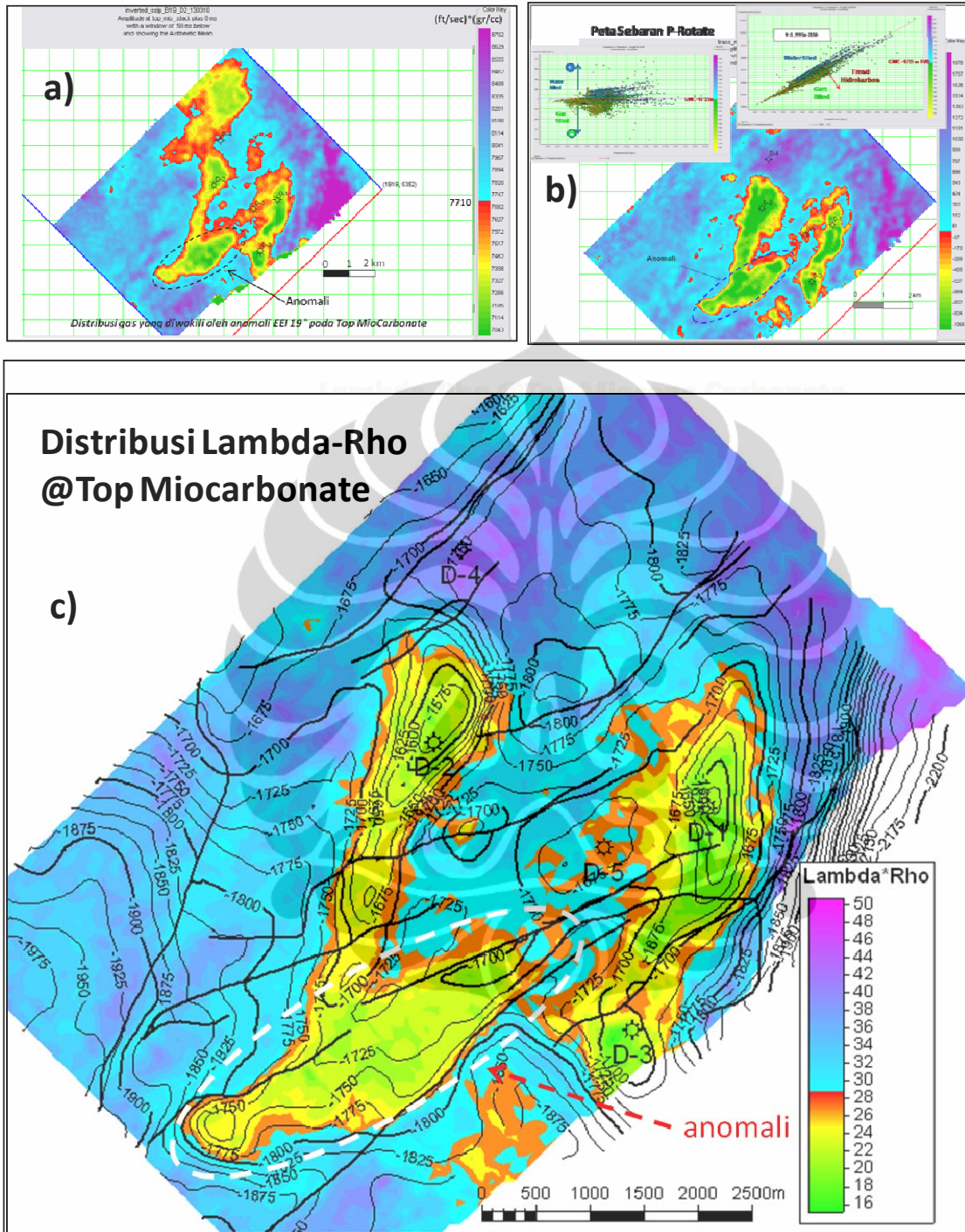
1. Hasil pemrosesan seismik lanjut, seperti metoda inversi EEI, P-rotate, Lambda-Rho, analisis AVO –*product* dan *scaled poisson ratio change*–, dan inversi fluida –penentuan probability gas– sangat baik sekali untuk penentuan distribusi gas. Hasilnya ditunjukkan pada **Gambar 6.1, 6.2, dan 6.3**. Pada Gambar-gambar tersebut sangat bagus sekali terlihat adanya anomali gas pada bagian selatan Struktur “D” yang dibatasi oleh garis putus-putus;
 - Pada **Gambar 6.1.a)**. Peta sebaran EEI (19°) pada Top Miocarbonate plus 50 ms bernilai sangat rendah pada sebaran karbonat buildup. Cut-off dilakukan pada nilai 7710 ft/sec*(gr/cc) –diperoleh dari cross-plot antara Lambda-Rho vs EEI (19°) dan color bar kedalaman di-cut-off pada GWC–, sehingga diperoleh sebarah EEI <7710 yang juga menunjukkan anomaly konten gas. Terlihat jelas keberadaan anomaly gas pada upside potential.
 - Pada **Gambar 6.1.b)**. Peta Sebaran P-Rotate pada Top Miocarbonate plus 50 ms. P-Rotate negatif menunjukkan konten gas ditandai dengan warna hijau-merah, tersebar pada Top Miocarbonate, dari buildup utama sampai bagian anomali bagian selatan (garis putus-putus biru). Transformasi P-Impedance ke P-Rotate didasarkan pada cross-plot antara P-Impedance vs S-Impedance.
 - Pada **Gambar 6.1. c)**. Peta Sebaran Lambda-Rho plus 50 ms. Sebaran Lambda-Rho yang di cutoff pada harga < 29 GPa*(gr/cc) adanya menunjukkan anomali gas bagian selatan.
 - Pada **Gambar 6.2 a)**. Peta Sebaran Product pada Top Miocarbonate. Product yang positif (warna merah menunjukkan adanya konten gas), termasuk anomali bagian selatan yang ditandai garis putus-putus.
 - Pada **Gambar 6.2 b)**. Peta Sebaran Scaled Poisson Ratio Change ($\Delta\sigma$) pada Top MioCarbonate. Terlihat anomali $\Delta\sigma$ yang negatif besar termasuk anomali bagian selatan yang mengindikasikan kontes gas.

- Pada **Gambar 6.3 a)**. Peta Sebaran Gas probability (*cut-off probability* > 0.6) pada Top Miocarbonate dengan metoda inversi fluida. Terlihat sebaran gas terlihat pada anomali bagian selatan.
 - Pada **Gambar 6.3 b)**. Peta Sebaran Oil Probability pada Top Miocarbonate dengan metoda inversi fluida. Oil Probability pada bagian selatan struktur yang mempunyai probability yang rendah, sehingga praktis dapat dikatakan gas tidak terdapat pada bagian selatan ini.
 - Pada **Gambar 6.3 c)**. Peta Sebaran Gas Probability pada Top Miocarbonate dengan metoda inversi. Gas Probability pada bagian selatan struktur menunjukkan keberadaan gas.
2. Pada pengembangan lapangan ini, porositas bukan sebuah isu. Karbonat Struktur “D” mempunyai porositas yang bagus pada semua interval dengan kisaran 0.25-0.35 (**Gambar 6.4a, 6.4b**). Porositas menurun secara gradual dengan meningkat kedalamannya (**Gambar 6.4a**).
 3. Perhitungan Gas-In-Place pada daerah upside potensial ini diperoleh ± 120.336 Bscf gas.
 4. Untuk membuktikan dan menambah cadangan pada struktur ini, maka diusulkan titik sumur delineasi Del-AA dan Del-BB (lihat LAMPIRAN LEPAS).

6.2. Saran

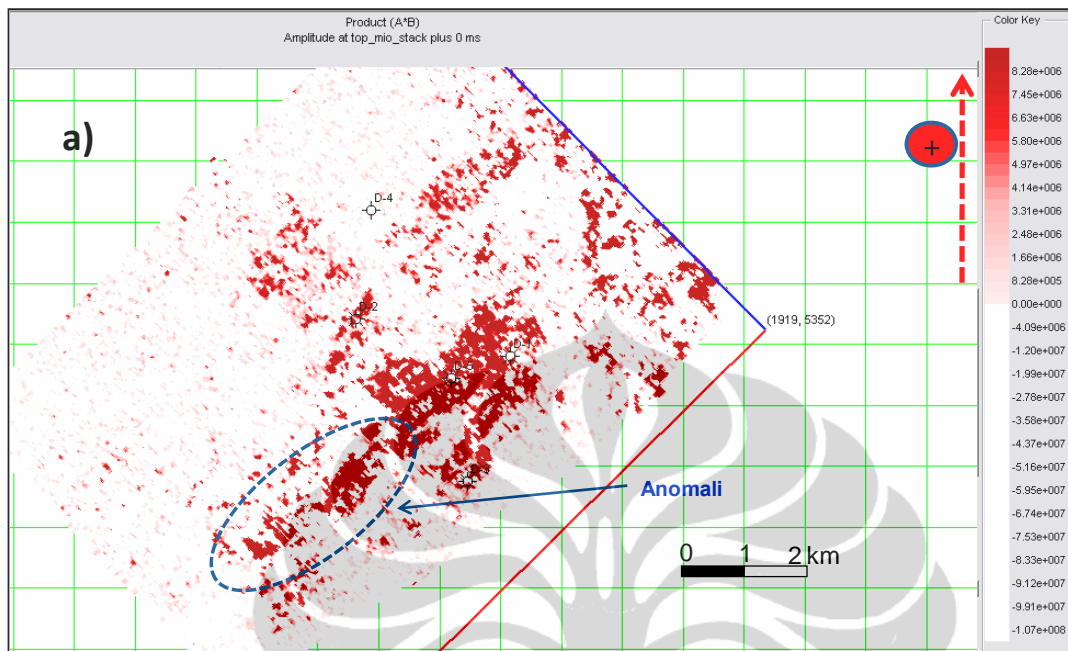
Supaya mem-validasi hasil ini, disarankan analisis lebih detil data velocity seismik, membangun model velocity 3D yang lebih baik, dan *reprocessing* yang lebih jauh lagi di anomali bagian selatan struktur dengan dengan metoda *Pre-Stack Depth Migration* yang menggunakan interval velocity per lapisan tipis untuk melihat apakah di daerah yang diduga *upside potential* ini miring (*tilt*) –seperti data seismik domain time sekarang–, atau terangkat (diatas GWC), sehingga dapat menjelaskan ada anomali yang diduga konten gas.

Setelah membangun seismik model dan data velocity yang baik, kemudian diikuti oleh interpretasi seismik domain depth kubus 3D untuk mendapatkan distribusi sesar dan tutupan struktur khususnya selatan Struktur “D”. Selanjutnya, diusulkan pemboran dua sumur delineasi (Del-AA dan Del-BB) untuk membuktikan anomali ini (LAMPIRAN LEPAS).

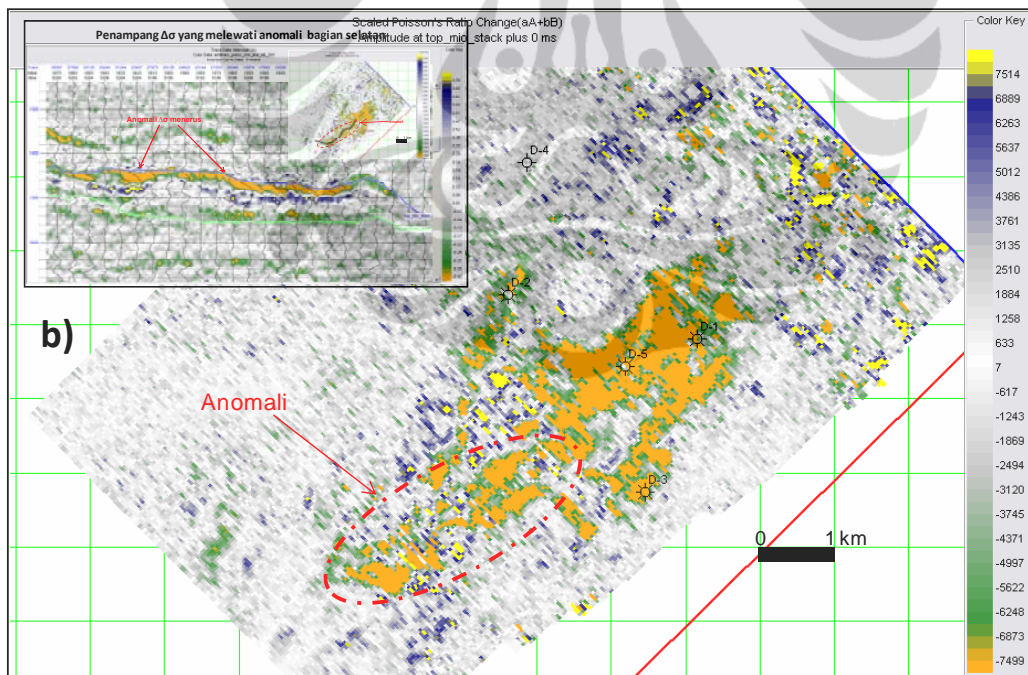


Gambar 6.1. a). Peta Sebaran EEI_{19} pada Top MioCarbonate+50 ms. Terlihat daerah yang dibatasi oleh garis putus-putus berupa anomali nilai EEI_{19} yang rendah (anomali gas). Harga dibawah 7710 ft/sec*(gr/cc) sebagai indikator keberadaan gas. **b).** Peta sebaran PI subtract SI (PI rotate) pada Top MioCarbonate+50 ms. Daerah dibatasi garis putus-putus menunjukkan PI rotate yang negatif yang menunjukkan anomali gas. **c).** Peta sebaran Lambda-Rho pada Top MioCarbonate+50 ms. Terlihat anomali kehadiran gas pada bagian selatan (garis putus-putus) pada Very Low Lambda-Rho –nilai < 29 Gpa*(gr/cc) –.

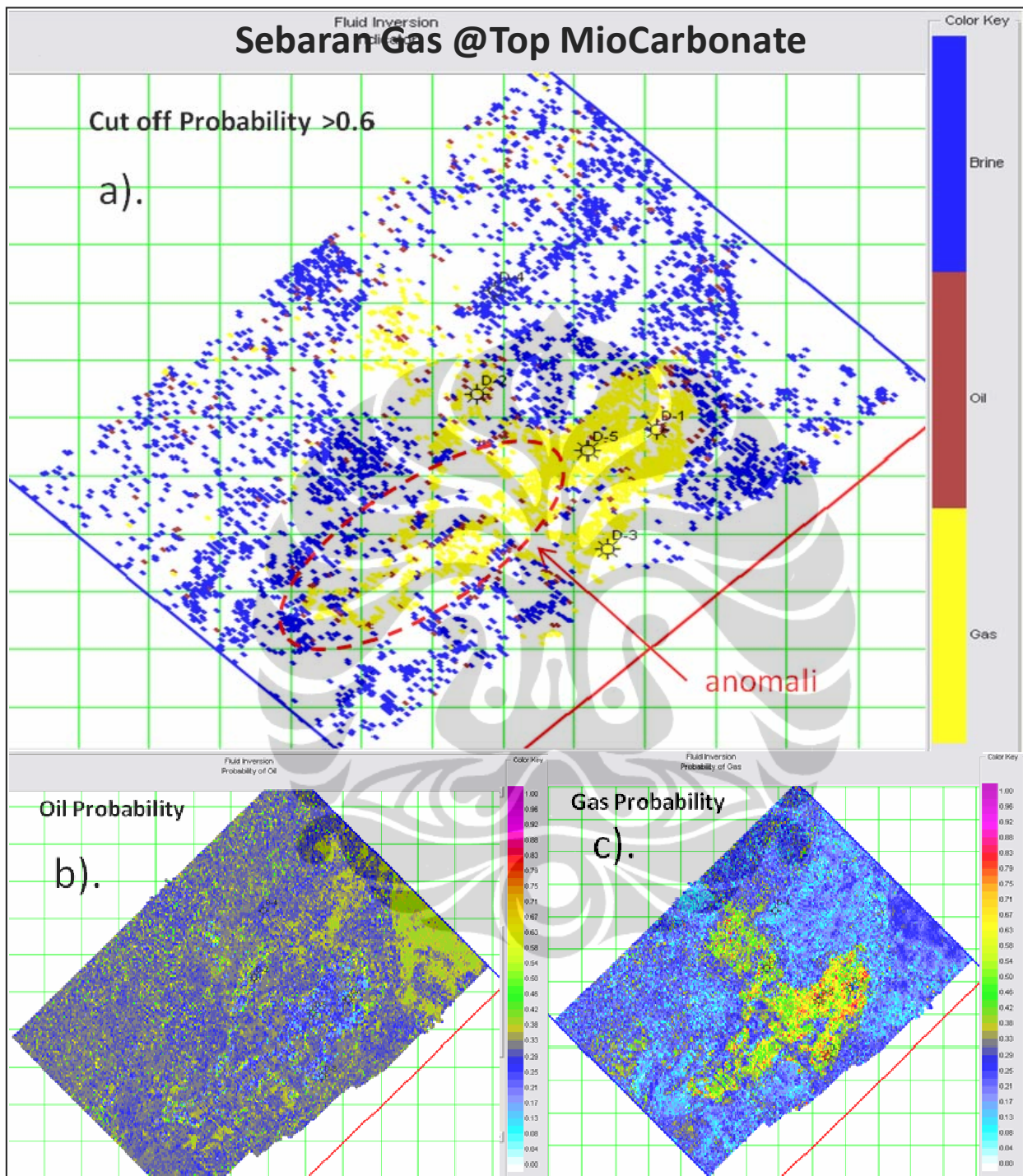
Peta Product @ TopMiocarbonat



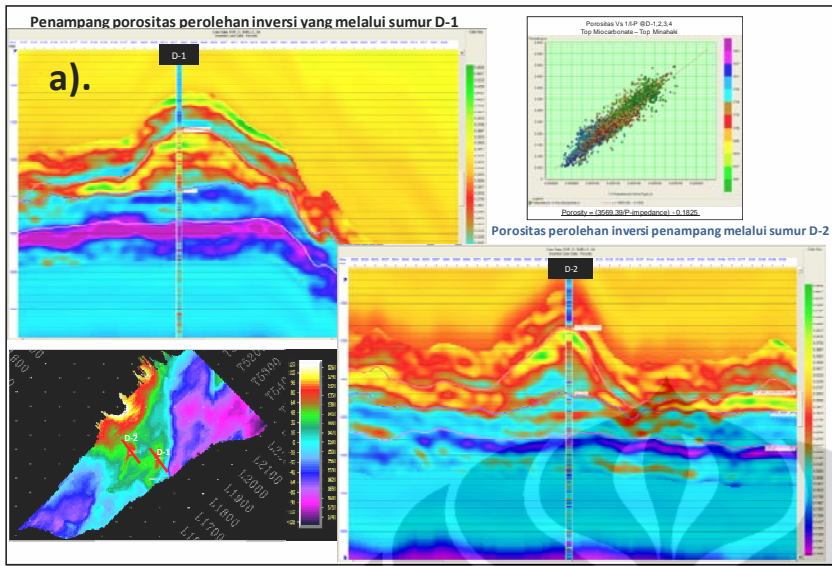
Peta $\Delta\sigma$ @ Top Miocarbonate



Gambar 6.2. a). Peta Product pada TopMiocarbonate+0 ms. Terlihat adanya anomali product yang positif pada bagian selatan (garis putus-putus) yang menandakan keberadaan gas. **b).** Peta Poisson Ratio Change ($\Delta\sigma$) pada Top Miocarbonate+0 ms. Terlihat adanya anomali $\Delta\sigma$ yang negatif besar menandakan adanya anomali gas, termasuk pada anomali yang dibatasi garis putus-putus merah.

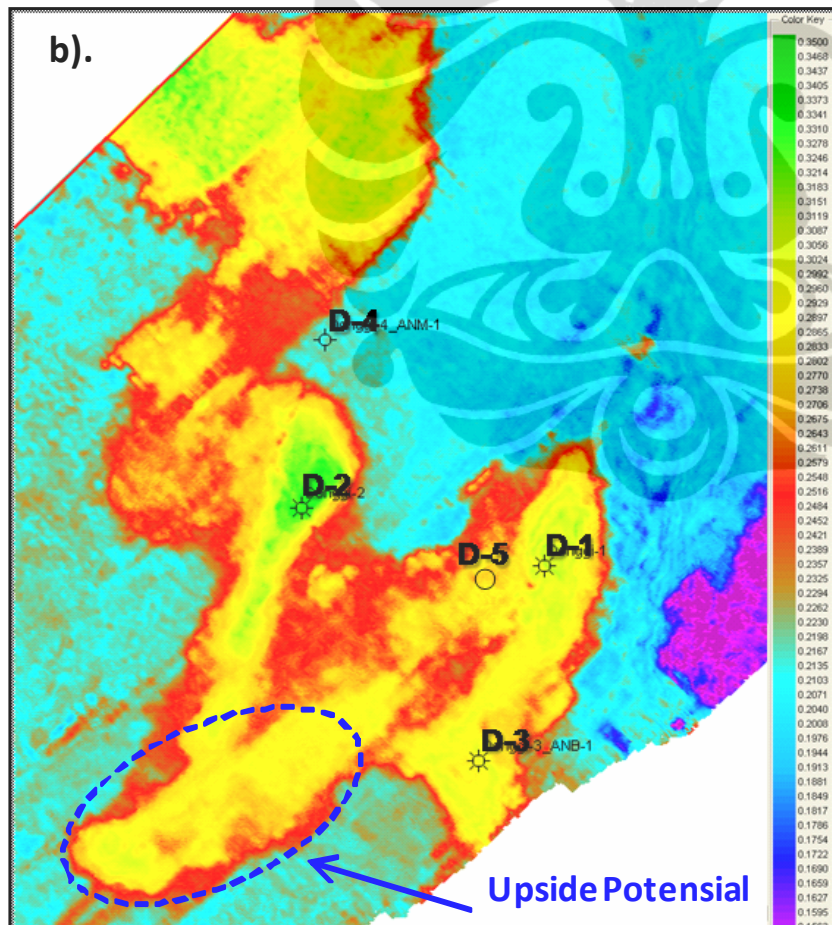


Gambar 6.3 a). Peta Sebaran gas hasil inversi fluida pada Top Miocarbonate, di cut-off dengan probability >0.6. Terlihat gas tersebar sampai pada anomali bagian selatan. **b).** Peta sebaran *oil probability* pada Top Miocarbonate yang menunjukkan *oil probability* yang rendah yang menandakan tidak terdapatnya oil (minyak) pada struktur ini. **c).** Peta sebaran *gas probability* pada Top Miocarbonate, terlihat sebaran gas sangat jelas terlihat pada anomali bagian selatan struktur.



Gambar 6.4.a). Penampang porositas yang melewati D-1 dan D-2. Terlihat porositas sangat bagus sekali (0.25-0.35) berkembang baik di sekitar sumur maupun pada *flank carbonate*. Hal ini tidak membuat khawatir akan adanya zona *tight* pada *buildup carbonate* yang mengandung gas. Terlihat juga hubungan yang bagus antara impedance dan porositas pada tubuh *buildup carbonate* (Top Miocarbonate-Top Minahaki).

Peta Distribusi Porositas @ Top Miocarbonate



Gambar 6.4.b). Peta distribusi porositas pada Top Miocarbonate + 50 ms. Terlihat sebaran porositas yang bagus, baik pada *buildup* maupun pada *flank carbonate*-nya. Juga pada bagian upside potensial, porositas terhampar sangat bagus 0.24-0.28 fraksi, walaupun tidak sebgas di sekitar sumur D-1 dan D-2.

DAFTAR ACUAN

- Brian H. Russell, 1996, *Introduction to Seismic Inversion Methods*, Hampson-Russell Software Service LTD, Calgary Alberta
- Castagna, J. P., Swan, H. W. and Foster, D. J., 1998, *Framework for AVO gradient and intercept interpretation*: GEOPHYSICS, Soc. of Expl. Geophys., 63, 948-956.
- Goodway, B., Chen, T., and Downton, J., 1997, *Improved AVO fluid detection and lithology discrimination using Lamé petrophysical parameters; , “ $\mu\rho$ ”, “ $\lambda\rho$ ”, & “ λ/μ ” fluid stack., from P and S inversions*: 67th Ann. Internat. Mtg., Soc. Expl. Geophys., Expanded Abstracts, 183-186.
- Humpson Russell, 2004, *Strata Guide*, Veritas Company.
- Humpson Russell, 2004, *AVO Guide*, Veritas Company.
- Rutherford, S.R., and Williams, R.H., 1989, *Amplitude-versus-offset variations in gas sands*: Geophysics, 54, 680-688.
- Shuey, R.T., 1985, *A simplification of the Zoeppritz equations*: Geophysics, **50**, 609-614.
- Smith, G. C., and Gidlow, P. M., 1987, *Weighted stacking for rock property estimation and detection of gas*: Geophys. Prosp., 35, 993-1014.
- Wiggins, R., Kenny, G.S., and McClure, C.D., 1983, *A method for determining and displaying the shear-velocity reflectivities of a geologic formation*: European patent Application 0113944.
- Whitcombe, D. N., Connolly, P. A., Reagan, R. L. and Redshaw, T. C., 2002, *Extended elastic impedance for fluid and lithology prediction*: GEOPHYSICS, Soc. of Expl. Geophys., 67, 63-67