



TUGAS AKHIR - SF 091321

INTEGRASI SEISMIK INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE* (AI) DAN *ELASTIC IMPEDANCE* (EI) UNTUK KARAKTERISASI RESERVOIR, STUDI KASUS: LAPANGAN MUON

INTAN ANDRIANI PUTRI
NRP 1110 100 062

Dosen Pembimbing
Prof. Dr. rer nat Bagus Jaya Santosa, S.U

JURUSAN FISIKA
Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2014



TUGAS AKHIR - SF 091321

INTEGRASI SEISMIK INVERSI *ACOUSTIC IMPEDANCE* (AI) DAN *ELASTIC IMPEDANCE* (EI) UNTUK KARAKTERISASI RESERVOIR, STUDI KASUS: LAPANGAN MUON

INTAN ANDRIANI PUTRI
NRP 1110 100 062

Dosen Pembimbing
Prof. Dr. rer nat Bagus Jaya Santosa, S.U

JURUSAN FISIKA
Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2014



FINAL PROJECT - SF 091321

**INTEGRATION OF SEISMIC INVERSION
ACOUSTIC IMPEDANCE (AI) AND ELASTIC
IMPEDANCE (EI) TO CHARACTERIZE
RESERVOIR, A CASE STUDY: MUON FIELD**

INTAN ANDRIANI PUTRI
NRP 1110 100 062

Advisor
Prof. Dr. rer nat Bagus Jaya Santosa, S.U

PHYSICS DEPARTMENT
Faculty of Mathematics and Natural Science
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2014

KATA PENGANTAR

Alhamdulillah, puji syukur kepada Allah SWT atas segala rahmat dan hidayahnya pada penulis sehingga penulisan tugas akhir ini dapat selesai tepat waktu. Tugas akhir merupakan salah satu mata kuliah yang sangat penting karena telah banyak memberikan pengalaman berharga bagi penulis, khususnya dalam bidang interpretasi dan karakterisasi reservoir juga memberikan gambaran mengenai dunia kerja yang kelak akan dihadapi.

Dalam pelaksanaannya, banyak kesulitan yang penulis hadapi namun berkat bantuan dan dukungan banyak pihak penulis dapat menyelesaikan program ini. Dalam kesempatan kali ini penulis ingin menyampaikan banyak terima kasih kepada:

1. Segenap keluarga yang telah memberikan dukungan baik mental maupun materil.
2. Pak Bagus dan Mas Agi selaku pembimbing yang dengan sabar membantu penulis dalam pelaksanaan Tugas Akhir ini.
3. Semua dosen Geofisika dan Fisika ITS atas ilmu yang telah diberikan.
4. Thariq Guntoro yang selalu mudik ke Kuningan disela-sela waktu TA.
5. Fajri Akbar, Tara Vergita, dan Andicha Satriansyah yang selalu “membuang-buang waktu gue”.
6. Rekan-rekan Tugas Akhir khusus EMP 2014.
7. Bu Yunike atas kesempatan yang sudah diberikan.
8. Segenap karyawan EMP Gelam atas masukan yang membangun, traktiran, dan ilmu yang diberikan.
9. Keluarga besar lab geofisika ITS (khususnya geo 2010).
10. Keluarga besar Cosmic 2010 dan HIMASIKA ITS
11. Bapak supir beserta kondektur kopaja dan busway atas pengalaman yang tidak terlupakan.
12. Dan semua orang yang tidak bisa disebutkan satu persatu.

Meskipun penulis berkeyakinan telah menulis laporan ini dengan semaksimal mungkin dan sebaik mungkin, tapi penulis menyadari bahwa tidak ada yang sempurna di bumi ini. Maka dari itu penulis mohon saran dan kritik supaya menjadi lebih baik di kemudian hari.

LEMBAR PENGESAHAN
INTEGRASI SEISMIK INVERSI AKUSTIK
IMPEDANCE (AI) DAN ELASTIC IMPEDANCE (EI)
UNTUK KARAKTERISASI RESERVOIR, STUDI
KASUS: LAPANGAN MUON

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat Memperoleh Gelar
Sarjana Sains
pada
Bidang Studi Fisika Bumi
Program S-1 Jurusan Fisika
Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Institut Teknologi Sepuluh Nopember

Oleh:
INTAN ANDRIANI PUTRI
Nrp. 1110 100 062

Disetujui oleh Pembimbing Tugas Akhir:

Prof. Dr. rer. nat. BAGUS JAYA S., SU.

SURABAYA
JULI, 2014

iii



**INTEGRASI SEISMIK INVERSI AKUSTIK IMPEDANCE
(AI) DAN ELASTIC IMPEDANCE (EI) UNTUK
KARAKTERISASI RESERVOIR, STUDI KASUS:
LAPANGAN MUON**

Nama mahasiswa : Intan Andriani Putri
NRP : 1110 100 062
Jurusan : Fisika – FMIPA ITS
Pembimbing : Prof.Dr.rer.nat. Bagus Jaya Santosa., S.U

Abstrak

Penelitian ini memaparkan aplikasi metoda inversi Acoustic Impedance (AI) dan Elastic Impedance (EI) pada data seismik 3D di lapangan Muon , formasi Air Benakat sub-basin Jambi. Data sumur yang digunakan sebanyak dua belas sumur yang terdiri dari enam sumur vertikal dan enam sumur miring. Inversi AI dilakukan untuk mengetahui persebaran lapisan poros. Inversi EI yang memasukan komponen V_s dan sudut digunakan mendeteksi keberadaan hidrokarbon. Inversi AI dan EI dilakukan dengan metode Model Based Hard Constrain. Hasil crossplot antara log AI dan V_{clay} menunjukkan zona target memiliki nilai AI lebih tinggi dari shale yang diakibatkan tingginya sementasi. Dari kelima zona target, hanya tiga zona yang dapat dipisahkan berdasarkan nilai AI (TG_1; TG_2; dan TG_3). Masing-masing zona memiliki cutoff AI yang berbeda. Lapisan TG_4 dan TG_5 tidak dapat dipisahkan karena memiliki nilai AI yang overlap dengan lapisan shale. Selain crossplot antara log AI dan V_{clay} , dilakukan juga crossplot antara log AI dan density-porosity untuk mendapatkan persamaan linearnya. Persamaan linier antara log Density-Porosity dengan AI digunakan untuk memprediksi volume porositas dari volume AI hasil inversi. Karena ketiga zona target memiliki nilai cutoff AI yang berbeda, crossplotpun dilakukan untuk masing-masing zona. Persamaan empiris Castagna digunakan untuk estimasi kecepatan gelombang-S (V_s). Karena persamaan tersebut hanya valid dalam keadaan tersaturasi air 100%, maka dilakukan FRM menggunakan

persamaan Biot-Gassmann untuk mendapatkan V_s dalam kondisi sebenarnya. Berdasarkan analisa trend amplitude ditentukan rentang sudut nilai EI near dan far sebesar 0^0 - 14^0 dan 12^0 - 22^0 . EI far akan mengalami penurunan yang lebih drastis dari EI near dengan keberadaan hidrokarbon, sehingga crossplot EI near dan far memberikan indikasi keberadaan hidrokarbon. Analisa terintegrasi hasil inversi AI dan EI menunjukkan beberapa zona prospektif yang poros dan menunjukkan adanya hidrokarbon pada lapangan Moun.

Kata kunci : Inversi AI, inversi EI, zona poros, hidrokarbon

INTEGRATION OF SEISMIC INVERSION ACOUSTIC IMPEDANCE (AI) AND ELASTIC IMPEDANCE (EI) TO CHARACTERIZE RESERVOIR, A CASE STUDY : MUON FIELD

Name : Intan Andriani Putri
Student ID : 1110 100 062
Department : Fisika – FMIPA ITS
Advisor : Prof.Dr.rer.nat. Bagus Jaya Santosa., S.U

Abstract

This research describe the application of acoustic impedance (AI) and elastic impedance (EI) seismic inversion to 3D seismic data in Muon field, Air Benakat formation Jambi sub-basin. There were twelve well log data used which consist six deviated well and six vertical well. AI inversion has been done in order to find porous zone. EI inversion which consider V_s and angle component has been done to detect presence of hydrocarbon. Model Based Hard Constrain method used in either AI or EI inversion. Crossplot between AI and V_{clay} log show that target zones have a higher AI value than it's shale. The high AI value may were caused by high cementation. Only three from five zones which could be separated from the shale based on it's AI value (TG_1; TG_2; and TG_3). Each of them has a different cotoff value of AI. Neither TG_4 nor TG_5 could not be separated from the shale because the AI value were overlap. Beside it, the crossplot have also been done between AI and density-porosity log to aim linear equation. Linear equation between Density-Porosity log and AI log were used to predict porosity volume from AI inversion result. Because the target zones has a different AI's cutoff value, the crossplot has been done for each zones. Castagna empirical relation were used to estimate shear wave velocity (V_s). Because the Castagna equation only valid in 100% water saturated, Fluid Replacement Modelling (FRM) were used to aim V_s in real condition. Based on amplitude trend analysis range of near and far angle were determined. The range of near

EI was 0⁰-14⁰ and 12⁰-22⁰ for far EI. Target zones had a different AI cutoff. Crossplot between near and far EI gave indication of hydrocarbon presence. Integrated analysis from AI and EI result gave some prospective zone which contain hydrocarbon in Muon field.

Keywords : AI Inversion, EI Inversion, porous zone, hydrocarbon

DAFTAR ISI

LEMBAR PENGESAHAN.....	iii
ABSTRAK	v
KATA PENGANTAR.....	ix
DAFTAR ISI.....	xi
DAFTAR GAMBAR	xv
DAFTAR TABEL	xix
BAB I PENDAHULUAN	xx
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Perumusan Masalah	2
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Tujuan Penelitian	3
1.5 Manfaat Penelitian	3
BAB II GEOLOGI REGIONAL.....	5
2.1 Geologi Regional	5
2.2. Stratigrafi regional	7
BAB III TINJAUAN PUSTAKA.....	11
3.1 Gelombang Seismik.....	11
3.2 <i>Trace</i> Seismik	13
3.3 <i>Wavelet</i>	13
3.4 Polaritas	14
3.5 Karakterisasi Reservoir.....	15
3.6 Seismik Inversi	15

3.6.1. Inversi Seismik Linear.....	16
3.7 Impedansi Akustik	18
3.8 <i>Amplitude Variation with Offset (AVO)</i> dan Impedansi Elastik.....	19
3.9 Sifat Fisis Batuan	23
3.9.1 Densitas	23
3.9.2 Porositas	24
3.9.3. Persamaan Castagna.....	24
3.9.4. Persamaan Biot-Gassmann.....	25
BAB IV METODOLOGI.....	27
4.1 Lokasi Penelitian.....	27
4.2 Perangkat Lunak	27
4.3 Data.....	27
4.3.1 Data seismik	27
4.3.2 Data sumur	27
4.3.3. Data <i>checkshot</i>	28
4.3.4. Data <i>marker</i>	29
4.3.5. Data Reservoir	29
4.4. Pengolahan Data	30
4.4.1. <i>Loading</i> data sumur	30
4.4.2. <i>Loading</i> data seismik.....	31
4.4.3. Koreksi <i>checkshot</i>	31
4.4.4. Analisa Sensitifitas (<i>Crossplot</i>).....	32

4.4.5. <i>Seismic-well tie</i> dan pembuatan <i>wavelet</i>	37
4.4.6. Pembuatan model awal inversi AI.....	39
4.4.7. Analisa Inversi AI	40
4.4.8. Inversi <i>Model Based</i>	42
4.4.9. Pembuatan volume porositas.....	42
4.4.10. Pembuatan <i>super gather</i>	44
4.4.11. Pembuatan <i>angle gather</i> dan penentuan sudut EI	45
4.4.12. Estimasi $\log V_s$	46
4.4.13. Pembuatan Model awal EI	47
4.4.14. Analisa inversi EI.....	49
4.4.15. Inversi EI	51
4.4.16. Analisa Log EI.....	51
BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN.....	57
BAB VI KESIMPULAN DAN SARAN.....	87
6.1. Kesimpulan	87
6.2. Saran	87
DAFTAR PUSTAKA.....	89
LAMPIRAN 1 LANGKAH PERHITUNGAN DALAM <i>FLUID REPLACEMENT MODELLING</i>	91
LAMPIRAN 2 METODE <i>INVERSE-DISTANCE WEIGHTING</i> DALAM PEMBUATAN MODEL MENGUNAKAN LEBIH DARI SATU DATA LOG	93

LAMPIRAN 3 PENURUNAN PERSAMAAN <i>ELASTIC IMPEDANCE</i> DARI PERSAMAN AKI-RICHARDS	95
LAMPIRAN 4 SEISMIK WELL TIE UNTUK SETIAP SUMUR	99
BIODATA PENULIS.....	101

DAFTAR TABEL

Tabel 4.1. Daftar log yang tersedia dari tiap sumur	28
Tabel 4.2. Data parameter reservoir yang digunakan dalam prediksi V_s	29
Tabel 4.3. Data gas-oil ratio blok G yang digunakan dalam prediksi V_s	29
Tabel 4.4. Data gas-oil ratio blok G yang digunakan dalam prediksi V_s	29
Tabel 4.5. Nilai korelasi pada proses <i>seismic-well tie</i> untuk setiap sumur	38

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1. Lokasi penelitian yang merupakan Blok A lapangan Muon, Proveinsi Jambi.....	5
Gambar 2.2. Struktur geologi pada Cekungan Sumatra Selatan, menunjukkan era Eo-Oligocene yang berarah Barat Laut-Barat Daya (Ginger dan Fielding, 2005).....	6
Gambar 2.3. Urutan sedimentasi pada cekungan Sumatra Selatan (Ginger dan Fielding, 2005).....	10
Gambar 3.1. Penjalaran gelombang P (a) dan gelombang S (b) pada suatu medium	12
Gambar 3.2. Gelombang <i>Love</i> (atas) dan gelombang <i>Rayleigh</i> (bawah)	12
Gambar 3.3. Polaritas (<i>normal</i> dan <i>reverse</i>) bentuk <i>wavelet zero phase</i> dan <i>minimum phase</i>	14
Gambar 3.4 Konsep seismik inversi.....	15
Gambar 3.5. Diagram jenis-jenis inversi (Russell, 1988).....	16
Gambar 3.6. Ilustrasi gelombang-P mengenali suatu batas lapisan dan berubah menjadi empat gelombang	20
Gambar 3.7. Grafik hubungan kecepatan gelombang P terhadap saturasi <i>water</i> dengan fluida minyak dan gas menggunakan persamaan Wyllie.....	24
Gambar 4.1. <i>Flowchat</i> pengolahan data.....	30
Gambar 4.2. (a) Pendefinisian bit dan integer saat <i>loading</i> data seismik dan (b) geometri data seismik.....	31
Gambar 4.3. Koreksi <i>checkshot</i> pada sumur NRT-12.....	32
Gambar 4.4. <i>Crossplot</i> log V_{clay} dan AI sumur NRT-09 (Blok A) pada seluruh kedalaman (a) dan <i>cross section</i> (b)	33

Gambar 4.5 (a) <i>Crossplot</i> AI (x) dan V_{clay} (y) disekitar zona TG_1 dan (b) <i>Crossplot</i> AI (x) dan V_{clay} (y) disekitar zona TG_4.....	34
Gambar 4.6. <i>Crossplot</i> log V_{clay} dan AI sumur NRT-20 (Blok B) pada seluruh kedalaman (a) dan <i>cross section</i> (b) ..	36
Gambar 4.7 <i>Crossplot</i> AI (x) dan V_{clay} (y) disekitar zona TG_2 (a), TG_3 (b), dan TG_5 (c).....	37
Gambar 4.8. (a) <i>wavelet</i> yang digunakan dalam penelitian beserta spektrum frekuensinya (b)	38
Gambar 4.9. Spektrum frekuensi data seismik (a) dan spektrum frekuensi model.....	40
Gambar 4.10. Analisa inversi	41
Gambar 4.11. <i>Error log</i> (a) dan seismik (b) berdasarkan analisa inversi	42
Gambar 4.12. <i>Crossplot</i> antara log AI dan Porositas lapisan TG_1	43
Gambar 4.13. <i>Crossplot</i> antara log AI dan Porositas lapisan TG_2	43
Gambar 4.14. <i>Crossplot</i> antara log AI dan Porositas lapisan TG_3	44
Gambar 4.15. <i>Super gather</i>	45
Gambar 4.16. Penentuan sudut optimum	45
Gambar 4.17. Penentuan sudut EI	46
Gambar 4.18. Hasil prediksi V_s	47
Gambar 4.19. Spektrum frekuensi CDP <i>stack near offset</i>	48
Gambar 4.20. Spektrum frekuensi model untuk inversi <i>near angle</i>	48
Gambar 4.21. Spektrum frekuensi CDP <i>stack far angle</i>	49

Gambar 4.22. Spektrum frekuensi model untuk inversi <i>far angle</i>	49
Gambar 4.23. <i>Error log</i> inversi EI <i>near</i>	50
Gambar 4.24. <i>Error</i> seismik hasil inversi EI <i>near</i>	50
Gambar 4.25. <i>Error log</i> inversi EI <i>far</i>	50
Gambar 4.26. <i>Error</i> seismik hasil inversi EI <i>far</i>	51
Gambar 4.27. (a) <i>Crossplot</i> EI <i>near</i> dan V_{clay} . (b) <i>Crossplot</i> EI <i>far</i> dan V_{clay} untuk lapisan TG_1	52
Gambar 4.28. <i>Crossplot log</i> EI <i>near</i> (x) dan EI <i>far</i> (y) (TG_1) ..	53
Gambar 4.29 (a) <i>Crossplot</i> EI <i>far</i> dan V_{clay} . (b) <i>Crossplot</i> EI <i>near</i> dan V_{clay} sumur NRT-20 (Blok B)	54
Gambar 4.30 <i>Crossplot</i> EI <i>near</i> dan EI <i>far</i> sumur NRT-20	55
Gambar 5.1. peta struktur lapangan Muon	57
Gambar 5.2. Penampang seismik <i>real</i> (a), penampang seismik sintetik (b) dan <i>error</i> (c) antara seismik sintetik dan seismik <i>real</i>	61
Gambar 5.3. Hasil inversi AI.....	62
Gambar 5.4. <i>Blind well test</i> sumur NRT-10	63
Gambar 5.5. Penampang seismik <i>real</i> (a), penampang seismik sintetik (b), <i>error trace</i> seismik (c), dan (d) hasil inversi EI <i>near</i>	68
Gambar 5.6. Penampang seismik <i>real</i> (a), penampang seismik sintetik (b), <i>error trace</i> seismik (c), dan (d) hasil inversi EI <i>far</i>	72
Gambar 5.7 Cuplikan data mudlog sumur NRT-11 (a) dan NRT-16 (b)	73
Gambar 5.8. <i>Slice crossplot</i> incersi EI (a), <i>slice</i> hasil inversi AI (b), dan <i>slice</i> porositas (c) lapisan TG_1	77

Gambar 5.9. (a) *slice* hasil inversi AI, (b) *slice* porositas, dan
(c) *Slice crossplot* incersi EI lapisan TG_2.....81

Gambar 5.10. (a) *slice* hasil inversi AI, (b) *slice* porositas, dan
(c) *Slice crossplot* incersi EI lapisan TG_3.....85

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Pencarian daerah prospek baru merupakan hal yang penting dalam pengembangan lapangan untuk keberlanjutan produksi hidrokarbon. Dalam hal ini, proses karakterisasi reservoir dilakukan untuk mencari daerah prospek tersebut. Karakterisasi reservoir adalah suatu proses untuk mendeskripsikan secara kualitatif dan atau kuantitatif karakter reservoir dengan menggunakan data yang ada (Sukmono, 2002). Model reservoir secara lengkap baik litologi, porositas, maupun fluida pengisi dapat diketahui melalui karakterisasi reservoir.

Suatu metode diperlukan untuk mendapatkan parameter fisis batuan yang dipengaruhi oleh fluida dan litologi dalam karakterisasi reservoir. Metode yang dapat digunakan adalah metode seismik inversi. Russell (1988) mendefinisikan metode seismik inversi sebagai suatu teknik untuk membuat model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol. Data seismik memiliki resolusi lateral yang sangat baik (12,5 m – 25 m), namun resolusi vertikal relatif buruk (5 m – 10 m). Sebaliknya data sumur memiliki resolusi vertikal sangat baik (sampai dengan 0,15 m), namun resolusi lateral buruk (Sukmono, 2002). Integrasi keduanya akan memberikan hasil yang efektif dan efisien dalam karakterisasi reservoir. Data seismik melihat objek bawah permukaan dalam bentuk bidang batas antar lapisan batuan sedangkan hasil inversi melihat objek bawah permukaan tersebut sebagai lapisan itu sendiri sehingga memudahkan perhitungan parameter fisis lainnya seperti porositas, ketebalan, dan persebaran reservoir. Apabila korelasi antara hasil inversi dengan data sumur cukup baik, maka hasil inversi dapat digunakan untuk memetakan parameter data sumur tersebut pada seluruh volume seismik sehingga zona prospek hidrokarbon dapat diprediksi.

Berdasarkan data seismik yang digunakan, metode seismik inversi terbagi menjadi dua yaitu *pre-stack* dan *post-stack* dimana masing-masing metode memiliki kelebihan tersendiri. Seismik inversi *post-stack* yang biasa dilakukan dalam karakterisasi reservoir adalah Inversi Impedansi Akustik. Metode ini dapat mendiskriminasi lapisan poros. Salah satu metode seismik inversi *pre-stack* adalah inversi impedansi elastik. Connolly memperkenalkan metode ini dimana metode tersebut menggunakan input data seismik non-zero *offset* dengan cara melakukan *partial stack* (*near* dan *far*) data seismik pada sudut tertentu. Persamaan inversi impedansi elastik memasukkan komponen V_s . Metode ini dapat mendiskriminasi kandungan fluida. Integrasi metode seismik inversi *pre-stack* dan *post-stack* dalam penelitian ini diharapkan mampu mendeteksi lapisan poros yang mengandung fluida hidrokarbon dan memberi rekomendasi pengembangan lapangan yang akan dilakukan.

1.2 Perumusan Masalah

Perumusan masalah utama yang dapat diambil dari latar belakang di atas adalah:

1. Bagaimana cara menentukan zona poros pada volume seismik dengan metode Inversi Impedansi Akustik?
2. Bagaimana cara mengetahui keberadaan fluida pengisi zona poros dengan metode Inversi Impedansi Elastik?

1.3 Batasan Masalah

1. Daerah penelitian merupakan reservoir batu pasir Lapangan Sungai Gelam blok A dan G, formasi Air Benakat, *sub-basin* Jambi.
2. Data seismik yang digunakan adalah data seismik 3 dimensi yang merupakan data *Post Stack Time Migration* dan CDP *gather* dengan asumsi bahwa *processing* sudah dilakukan dengan benar dan kualitas data seismik ini dianggap sudah cukup baik untuk dilakukan proses lebih lanjut.

3. Daerah penelitian dibatasi pada inline 1001 – 1480 dan xline 2101 – 2513.
4. Data sumur yang digunakan sebanyak 12 sumur yang terdiri dari enam sumur vertikal dan enam sumur horizontal.

1.4 Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk:

1. Melakukan karakterisasi reservoir dengan pendekatan seismik inversi impedansi akustik dan impedansi elastik.
2. Menunjukkan informasi terbaru dari metode Impedansi Akustik berupa porositas.
3. Menentukan fluida pada zona berpori (hasil inversi IA) berdasarkan hasil inversi impedansi elastik (EI).
4. Interpretasi hasil yang diekstrak dari inversi seismik dalam penentuan distribusi reservoir secara lateral.

1.5 Manfaat Penelitian

Manfaat yang diperoleh dari tugas akhir ini adalah sebagai rekomendasi dalam pengembangan lapangan dan sebagai pertimbangan dalam penentuan zona prospektif berdasarkan informasi distribusi porositas dan fluida pengisi pori tersebut.

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB II GEOLOGI REGIONAL

2.1 Geologi Regional

Lokasi penelitian terletak di Provinsi Jambi, yang termasuk cekungan Sumatra Selatan. Cekungan Sumatra Selatan termasuk tiga cekungan utama di pulau Sumatra bersama dengan cekungan Sumatra Tengah, dan cekungan Sumatra Utara.

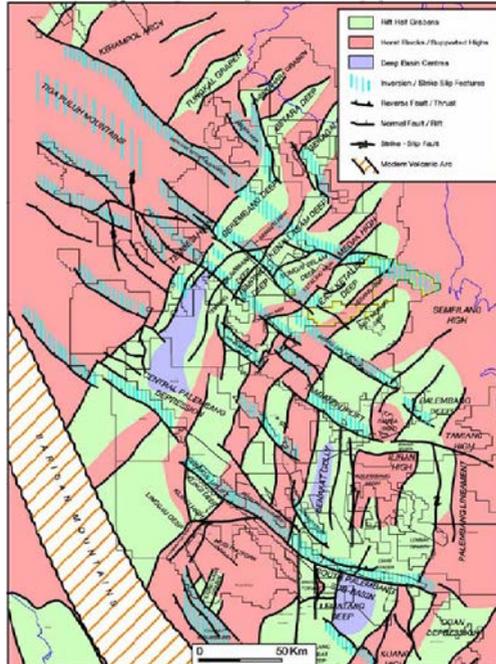


Gambar 2.1. Lokasi penelitian yang merupakan Blok A lapangan Muon, Provinsi Jambi.

Secara fisiografis, cekungan Sumatra Selatan merupakan cekungan tersier yang mempunyai arah Barat Laut – Tenggara, yang dibatasi sesar Semangko dan Bukit Barisan di sebelah Barat Daya, Paparan Sunda di sebelah Timur Laut, Tinggian Lampung di sebelah Tenggara yang memisahkan cekungan tersebut dengan cekungan Sunda, serta pegunungan Tiga Puluh dan pegunungan Dua Belas yang memisahkan cekungan Sumatra Selatan dengan cekungan Sumatra Tengah.

Cekungan Sumatra Selatan merupakan hasil dari tiga rangkaian utama proses tektonik. Menurut Longley, 1997 (dalam Ginger dan Fielding, 2005), tiga rangkaian utama dari *event* tektonik yang mengontrol sejarah struktur geologi daerah cekungan Sumatra Selatan adalah fase *Syn-Rift Megasequence*

(*Eocene-Oligocene* awal), fase *Post-Rift Megasequence*, dan fase *Syn-Orogenic*.



Gambar 2.2. Struktur geologi pada Cekungan Sumatra Selatan, menunjukkan era Eo-Oligocene yang berarah Barat Laut-Barat Daya (Ginger dan Fielding, 2005)

Fase pertama yaitu fase ekstensional yang merupakan hasil dari penunjaman lempeng India-Australia, yang bergerak ke arah utara hingga timur laut terhadap lempeng Eurasia yang relatif diam. Ekstensi ini menghasilkan terbukanya sejumlah *half-grabens*. Pada awalnya, gerak-gerak ekstensi muncul berarah Timur-Barat membentuk *graben* dan *horst* dengan arah umum Utara-Selatan, akan tetapi arah *graben* berubah menjadi Timur Laut-Barat Daya akibat berputarnya Sumatra Selatan sebesar 15° searah jarum jam (Hall, 1955)

Fase kedua terjadi sekitar 29 – 5 juta tahun yang lalu, dimana gerak-gerak ekstensi berhenti dan dimulainya fase pengendapan. Fase *transgresi* terjadi dalam kurun waktu yang relatif lama menggenangi sebagian besar dari luas cekungan Sumatra Selatan. Proses *transgresi* yang panjang ini terjadi akibat tingginya laju *subsidence* dan naiknya permukaan air laut relatif. Penurunan laju *subsidence* dan/atau naiknya pasokan sedimen sekitar 16 – 5 juta tahun yang lalu menyebabkan mulai terjadinya proses *regresi* (Ginger dan Fielding, 2005)

Pada fase ketiga, terjadi pengangkatan pegunungan Bukit Barisan yang menghasilkan sesar mendatar Semangko yang berada di sepanjang pegunungan Bukit Barisan. Sesar-sesar yang baru terbentuk di daerah ini mempunyai perkembangan hampir sejajar dengan sesar Semangko, dengan arah Barat Laut-Tenggara dan Timur Laut-Barat Daya. Adanya sesar dan lipatan menjadikan sejumlah hidrokarbon terperangkap sampai sekarang. Struktur – struktur inilah yang menjadi elemen penting dalam terbentuknya sejarah cekungan Sumatra Selatan (Ginger and Fielding, 2005)

2.2. Stratigrafi regional

Dari bawah ke atas, urutan sedimentasi cekungan Sumatra Selatan yaitu:

1. *Pre-and Early Tertiary* Basement

Terdiri dari batuan kompleks yang tersusun atas batuan beku, batuan metamorf, dan sedimen. Batuan paling tua yaitu granit dan batuan metasedimen yang merupakan bagian dari sub-lempeng *Malacca*, yang terdapat di sepanjang Utara dan Timur cekungan. Pada bagian selatan terdapat sub-lempeng *Mergui* dengan tingkat fragmentasi lebih rendah sehingga batuan terdeformasi penuh. Batuan yang tersisa secara umum adalah granit, batuan vulkanik, dan batuan metamorf.

2. *Eocene* Akhir sampai *Oligocene* Tengah (Formasi Lemat/Lahat)

Proses deposisi di cekungan Sumatra Selatan dimulai pada *Eocene* sampai awal *Oligocene* (De Coster, 1974). Dari hasil bor, formasi ini terbagi menjadi dua yaitu anggota Kikim yang terdiri dari *tuff*, klastik kasar, konglomerat yang terendapkan pada lingkungan *alluvial fan*, dan anggota Benakat yang terdiri dari *shale*, *siltstone*, *sandstone*, dan batu bara yang terendapkan pada lingkungan pengendapan *lacustrine*. Anggota Kikim terbentuk lebih dulu dari Benakat.

3. *Oligocene* Akhir sampai *Miocene* Awal (Formasi Talang Akar)

Selama fase ekstensi sampai berhenti, evolusi tektonik mengakibatkan berubahnya lingkungan pengendapan pada formasi Talang Akar. Berawal dari lingkungan *fluvial* yang berisi konglomerat, *sandstone*, *shale*, dan sisipan batu bara. Proses ini biasa disebut dengan bagian formasi Talang Akar Bawah. Kemudian berubah menjadi lingkungan pengendapan *deltaic*, dimana awalnya merupakan laut dangkal sampai transisi berubah menjadi laut dalam. Hal ini mengakibatkan perubahan pengendapan yang didominasi oleh perselingan *sandstone* dan *shale*.

4. *Miocene* Awal (Formasi Batu Raja)

Naiknya muka air laut berlanjut pada *Miocene* Awal dengan *shale* laut dalam yang terendapkan pada daerah *graben*. Di bagian Timur cekungan Sumatra Selatan memiliki lingkungan pengendapan berjenis laut dangkal. Pada bagian inilah satuan karbonat terendapkan dengan batu lanau. Satuan karbonat ini berkembang sebagai *reef koral* yang tebal pada struktur tinggian. Reservoir karbonat dengan kualitas bagus terletak pada bagian Selatan dari cekungan, dan seiring berkurang ke Utara. Akibatnya di bagian Utara terdapat lebih banyak sedimentasi dengan fosil.

5. *Miocene* Awal sampai *Miocene* Tengah (Formasi Gumai)

Proses kenaikan air laut yang masih berlanjut pada *Miocene* Awal menghasilkan endapan laut dalam dari *shale*,

siltstone, dan *sandstone* atau biasa disebut dengan Formasi Gumai. Formasi ini dicirikan dengan langkanya endapan karbonat pada daerah tinggian. Selama puncak dari proses *transgresi*, lingkungan pengendapan menjadi laut terbuka yang didominasi oleh serpih *glauconitic* pada sebagian besar area cekungan yang mana menjadi regional *sealrock* untuk cekungan Sumatra Selatan.

6. *Miocene* Tengah (Formasi Air Benakat)

Lingkungan pengendapan laut dalam yang terjadi pada *Miocene* Awal perlahan berubah menjadi laut dangkal dan transisi. Reservoir batu pasir dari laut dangkal dengan kualitas tinggi terbentuk di formasi ini dan tersebar luas di cekungan Sumatra Selatan. Adanya aktivitas dari pegunungan Barisan mengakibatkan batu pasir bercampur dengan *tuff* sehingga banyak reservoir yang berupa degradasi dari batu pasir dan *tuff*.

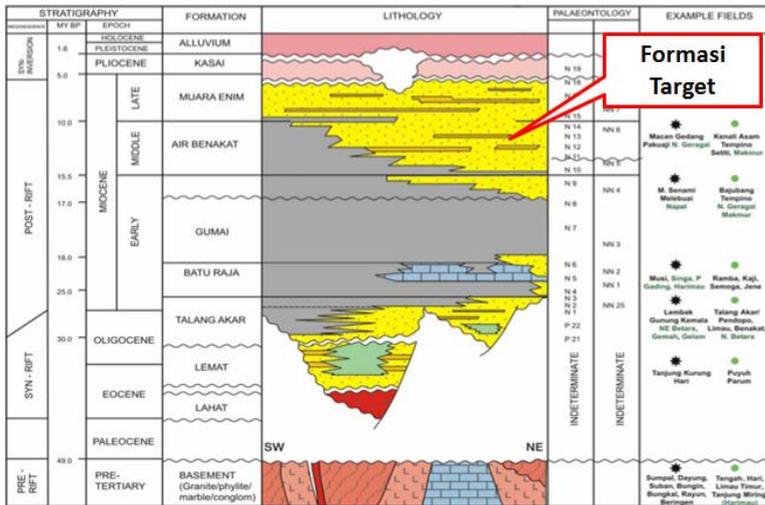
7. *Miocene* Akhir (Formasi Muara Enim)

Pada era *Miocene* Akhir, fase regresi mengalami tahap akhir. Lingkungan pengendapan bersifat laut dangkal, paludal, daratan delta, dan *non-marine*. Formasi ini terdiri dari batu pasir, batu lanau, dan batu bara. Aktivitas vulkanik dari pegunungan Barisan membuat batu pasir pada formasi ini mengandung *debris* vulkanik.

8. *Plio-Pleistocene* (Formasi Kasai)

Selama era *Pliocene*, aktivitas vulkanik dari pegunungan Barisan mencapai puncaknya dan mengakibatkan komponen vulkaniklastik banyak dijumpai. Batuan terdiri dari batu pasir tufan dan tefra liolitik di bagian bawah; *tuff punice* kayakuarsa, batu pasir, konglomerat, *tuff* pasiran dengan lensa rudit mengandung *pumice* dan *tuff* berwarna abu-bau kekuningan di bagian atas. Fasies pengendapannya adalah *fluvial* dan *alluvial fan*.

Berikut adalah gambar kronostratigrafi yang secara umum membentuk cekungan Sumatra Selatan.



Gambar 2.3. Urutan sedimentasi pada cekungan Sumatra Selatan (Ginger dan Fielding, 2005)

BAB III

TINJAUAN PUSTAKA

3.1 Gelombang Seismik

Gelombang seismik merupakan gelombang mekanik yang menyalurkan energi menembus lapisan-lapisan bumi. Gelombang seismik biasanya disebut gelombang elastik yang mengakibatkan perubahan bentuk pada material dimana gelombang tersebut merambat. Perubahan bentuk tersebut disebabkan oleh adanya tegangan dan dilatasi yang silih berganti ketika partikel-partikel di dalam material bergerak saling mendekati dan menjauhi sebagai respon dari gaya-gaya yang diasosiasikan sebagai gelombang yang merambat di dalam material tersebut.

Kecepatan penjalaran gelombang seismik ditentukan oleh karakteristik lapisan bawah tanah dimana gelombang tersebut menjaral yang diakibatkan oleh beberapa faktor, yaitu konfigurasi susunan mineral, rekahan, pori-pori, lapisan atau konfigurasi kristal dalam suatu mineral. Kecepatan gelombang seismik ditinjau dari segi lapisan yang dilaluinya, dipengaruhi oleh rigiditas (kekakuan) dan kerapatan lapisan bawah tanah sebagai medium bagi penjalaran gelombang. Dilihat dari segi penjalaran gelombang seismiknya, gelombang seismik dapat direfleksikan atau direfraksikan pada bidang batas dua lapisan yang berbeda densitasnya, kondisi demikian mempengaruhi pola gelombang seismik. Gelombang seismik terdiri atas dua jenis, yaitu gelombang badan (*body wave*) dan gelombang permukaan (*surface wave*).

Gelombang badan terdiri dari dua macam, yaitu:

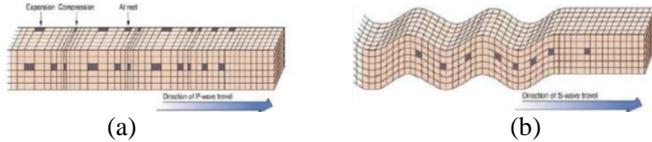
1. *P-wave* atau gelombang primer

Gelombang ini adalah gelombang longitudinal, sehingga arah pergerakan partikel searah dengan arah rambat gelombang.

2. *S-wave* atau gelombang sekunder

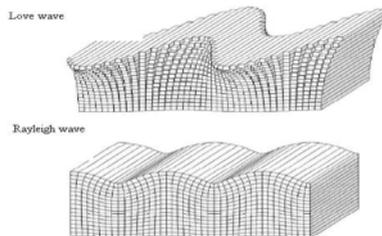
Gelombang ini adalah gelombang transversal, sehingga arah pergerakan partikel tegak lurus dengan arah rambat gelombang. Kecepatan gelombang S lebih kecil daripada

gelombang P. Gelombang S akan merubah bentuk batuan tanpa merubah densitas.



Gambar 3.1. Penjalaran gelombang P (a) dan gelombang S (b) pada suatu medium

Gelombang permukaan adalah gelombang yang merambat di permukaan bumi (hingga ke dalam yang setara dengan panjang gelombangnya) dan mempunyai frekuensi lebih rendah dari gelombang badan sehingga bersifat merusak. Gelombang permukaan meliputi gelombang *Rayleigh* dan gelombang *Love*.



Gambar 3.2. Gelombang *Love* (atas) dan gelombang *Rayleigh* (bawah)

Pada umumnya gelombang P akan terekam lebih dahulu daripada gelombang S, karena gelombang P memiliki kecepatan yang lebih besar daripada gelombang S. Gelombang P dapat merambat melalui medium padat dan cair, sedangkan gelombang S hanya dapat merambat pada medium padat. Hal ini karena nilai *modulus rigiditas* pada gelombang S umumnya akan bernilai nol jika melalui fluida.

$$V_p = \sqrt{\frac{k + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \dots\dots\dots(3.1)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \dots\dots\dots(3.2)$$

dimana V_p adalah kecepatan gelombang P, V_s adalah kecepatan gelombang S, μ adalah *modulus rigiditas*, k adalah *modulus bulk*, dan ρ adalah densitas.

3.2 Trace Seismik

Model dasar seismik satu dimensi mengacu pada model konvolusi yang menyatakan bahwa setiap *trace* merupakan hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan noise (Russell, 1988). Secara matematis yaitu:

$$S(t) = W(t) * r(t) + n(t) \dots\dots\dots(3.3)$$

dimana:

$S(t)$ = *trace* seismik

$W(t)$ = *wavelet* seismik

$n(t)$ = *noise*

$r(t)$ = reflektivitas bumi

3.3 Wavelet

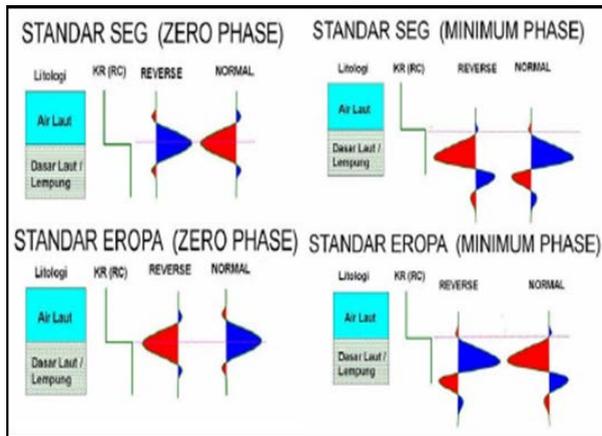
Wavelet atau sering disebut juga sinyal seismik transient merupakan kumpulan dari sejumlah gelombang seismik yang mempunyai amplitudo, frekuensi dan *phase* tertentu. Berdasarkan konsentrasi energinya *wavelet* dapat dibagi atas beberapa jenis (Sismanto, 1996 a):

1. *Zero phase*, yaitu *wavelet* berfase nol (disebut juga *wavelet* simetris), yaitu *wavelet* yang energinya terpusat pada titik nol

- (*peak* pada batas AI). *Wavelet* jenis ini mempunyai nilai resolusi maksimum dibanding *wavelet* jenis yang lain.
2. *Minimum phase*, yaitu *wavelet* yang pemusatan energinya terjadi pada bagian depan dari *wavelet* (muka gelombang), sedekat mungkin dengan titik referensi sama dengan nol ($t=0$) dan tidak memiliki energi sebelum $t=0$
 3. *Maksimum phase*, yaitu *wavelet* yang memiliki pemusatan energi maksimal pada di bagian akhir dari *wavelet*.
 4. *Mix phase*, adalah *wavelet* yang tidak terjadi pemusatan energi baik di bagian awal atau akhir dari *wavelet*.

3.4 Polaritas

Polaritas adalah defleksi koefisien refleksi yang ditandai dengan nilai positif dan negatif. Terdapat dua pendekatan bentuk polaritas yang berbeda yaitu polaritas *normal* dan *reverse*. Saat ini terdapat 2 standar polaritas yang dipakai dalam interpretasi seismik yaitu standar SEG dan standar eropa dan nilai keduanya berkebalikan.



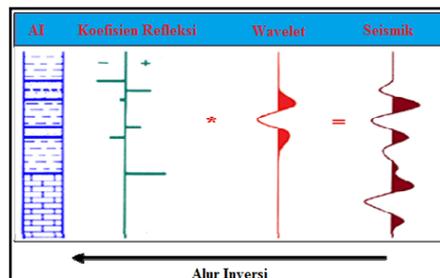
Gambar 3.3. Polaritas (*normal* dan *reverse*) bentuk *wavelet* zero phase dan *minimum phase*

3.5 Karakterisasi Reservoir

Karakterisasi reservoir dapat didefinisikan sebagai suatu proses untuk menggambarkan secara kualitatif dan kuantitatif karakter reservoir menggunakan semua data yang ada (Sukmono, 2002). Data yang digunakan adalah data seismik, *well log*, dan data reservoir. Apabila seismik menjadi data utama, maka proses karakterisasi disebut *seismic reservoir analysis*. *Seismic reservoir analysis* dibagi menjadi tiga bagian yaitu delineasi, deskripsi, dan *reservoir monitoring*. Delineasi diartikan sebagai usaha untuk mendelineasi geometri reservoir termasuk sesar dan perubahan fasies yang mempengaruhi produksi. Deskripsi reservoir adalah usaha untuk mendapatkan nilai besaran fisik batuan seperti porositas, permeabilitas, saturasi air, fluida pori, dsb. Sedangkan *reservoir monitoring* adalah pengamatan perubahan besaran fisik batuan berdasarkan perubahan respon seismik selama proses produksi hidrokarbon.

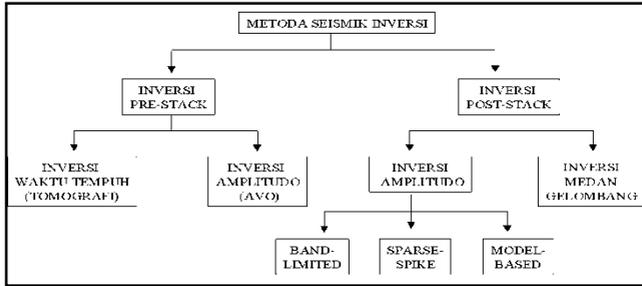
3.6 Seismik Inversi

Secara umum inversi seismik adalah suatu teknik untuk mendapatkan model geologi bawah permukaan dari data seismik yang ada dengan data sumur sebagai pengontrolnya (Sukmono, 2002). Refleksi gelombang seismik memberikan gambaran data bawah permukaan secara lateral, sedangkan data sumur memberikan data bawah permukaan secara vertikal. Metode seismik inversi mengintegrasikan kedua data tersebut.



Gambar 3.4 Konsep seismik inversi

Berdasarkan jenis data seismik yang digunakan, metode seismik inversi dibagi menjadi beberapa macam seperti terlihat pada gambar di bawah.



Gambar 3.5. Diagram jenis-jenis inversi (Russell, 1988)

Proses inversi melakukan pemodelan impedansi akustik dengan cara mengkonvolusi nilai *wavelet* dengan seismogram sintesis yang sesuai dengan *trace* penampang seismik, dimana nilai seismogram sintesis didapat dari data sumur. Hasil dari seismik inversi berupa model impedansi akustik, yang merupakan perubahan secara lateral nilai kecepatan (v) dan masa jenis (ρ) yang berada di sekitar sumur. Model impedansi akustik merupakan salah satu sebuah atribut seismik yang berguna untuk mengkarakterisasi reservoir.

3.6.1. Inversi Seismik Linear

Untuk memformulasikan permasalahan inversi secara lebih umum maka parameter atau variabel yang terlibat dinyatakan dalam notasi vektor atau matriks yang merepresentasikan variabel dengan banyak komponen atau elemen. Jika data dinyatakan dalam bentuk vektor sebagai berikut:

$$\mathbf{T} = \begin{bmatrix} T(1) \\ T(2) \\ \vdots \\ T(N) \end{bmatrix}; \quad \mathbf{r} = \begin{bmatrix} r(1) \\ r(2) \\ \vdots \\ r(M) \end{bmatrix}; \quad \mathbf{W} = \begin{bmatrix} W(1) & 0 & & \\ W(2) & 0 & & \\ \vdots & W(1) & & \\ W(L) & W(2) & \dots & \\ 0 & \vdots & & \\ 0 & W(L) & & \\ \vdots & \vdots & & \\ 0 & 0 & & \end{bmatrix} \quad (3.4)$$

dimana:

T = Vektor dengan panjang N yang mengandung data trace seismik

r = Vektor dengan panjang M yang mengandung data koefisien refleksi yang dicari

W = Matriks N baris dan M kolom yang elemennya mengandung wavelet seismik

Trace hasil pemodelan inversi dapat dinyatakan sebagai:

$$\mathbf{M} = \begin{bmatrix} M(1) \\ M(2) \\ \vdots \\ M(N) \end{bmatrix} = \mathbf{W}\mathbf{r} \dots\dots\dots (3.5)$$

Vektor error yaitu:

$$\mathbf{e} = \begin{bmatrix} e(1) \\ e(2) \\ \vdots \\ e(N) \end{bmatrix} = \mathbf{T} - \mathbf{M} \dots\dots\dots (3.6)$$

Penyelesaian inversi adalah memperkirakan parameter **r** yang memiliki respon (data perhitungan) yang cocok dengan data lapangan. Untuk itu kriteria jumlah kuadrat kesalahan minimum (*least-square*) diterapkan untuk memperoleh solusi atau model **r**.

Solusi *least-square* memberikan vektor **r**, yang memberikan nilai error (E) yang minimum. Fungsi E yang harus diminimumkan sering disebut *objective function*. Berdasarkan prinsip kalkulus, jika suatu fungsi bernilai minimum maka turunan fungsi tersebut terhadap variabel bebas akan berharga nol (Grandis, 2009).

$$[f(x)]_{x=x_0} \min \rightarrow \left[\frac{\partial f}{\partial x} \right]_{x=x_0} = 0 \dots\dots\dots (3.7)$$

$$E = \mathbf{e}^T \mathbf{e} = (\mathbf{T} - \mathbf{W}\mathbf{r})^T (\mathbf{T} - \mathbf{W}\mathbf{r})$$

$$E = \mathbf{T}^T \mathbf{T} - \mathbf{T}^T \mathbf{W}\mathbf{r} - (\mathbf{W}\mathbf{r})^T \mathbf{T} + (\mathbf{W}\mathbf{r})^T \mathbf{W}\mathbf{r}$$

$$\frac{\partial E}{\partial \mathbf{r}} = -\mathbf{T}^T \mathbf{W} - \mathbf{W}^T \mathbf{T} + \mathbf{W}^T \mathbf{W}\mathbf{r} + (\mathbf{W}\mathbf{r})^T \mathbf{W}$$

$$0 = 2 (-\mathbf{W}^T \mathbf{T} + \mathbf{W}^T \mathbf{W}\mathbf{r})$$

$$\mathbf{r} = [\mathbf{W}^T \mathbf{W}]^{-1} \mathbf{W}^T \mathbf{T} \dots\dots\dots (3.8)$$

3.7 Impedansi Akustik

Impedansi akustik (IA) merupakan hasil kali antara densitas (ρ) dan kecepatan (V). IA dapat digunakan sebagai indikator lithologi, porositas, juga hidrokarbon, karena IA dipengaruhi oleh lithologi, porositas, kandungan fluida, ke dalaman, tekanan, dan temperatur. Secara matematis persamaan IA dapat dituliskan:

$$IA = \rho V \dots\dots\dots (3.9)$$

Harga IA cenderung lebih dipengaruhi oleh kecepatan gelombang seismik dibandingkan densitas, karena orde nilai kecepatan lebih besar daripada orde nilai densitas. Kecepatan akan meningkat seiring bertambahnya ke dalaman karena efek kompaksi atau diagenesa, sedangkan frekuensi akan berkurang akibat adanya efek atenuasi. Refleksi gelombang seismik muncul ketika terjadi perubahan harga IA dan respon inilah yang dapat diinterpretasikan pada suatu penampang seismik. Harga IA diprediksi dari nilai amplitudo refleksinya. Semakin besar

amplitudo refleksi maka semakin besar pula kontras Impedansi Akustik. Ketika gelombang seismik melalui dua media yang memiliki kontras IA maka sebagian energinya akan dipantulkan. Perbandingan antara energi yang dipantulkan dengan energi datang (pada sudut datang $i = 0^\circ$) dituliskan dalam persamaan:

$$R_i = \frac{IA_{i+1} + IA_i}{IA_{i+1} - IA_i} \dots\dots\dots (3.10)$$

dengan :

- IA_i = Impedansi Akustik Lapisan ke-i
- IA_{i+1} = Impedansi Akustik Lapisan ke-i +1
- R_i = Koefisien Refleksi (KR) ke-i

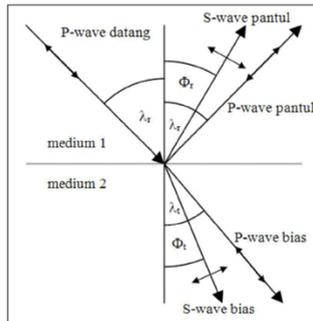
3.8 *Amplitude Variation with Offset (AVO) dan Impedansi Elastik*

Ostrander (1984) merupakan salah satu orang yang memulai penelitian mengenai AVO (*Amplitude Variation with Offset*). Dia mengidentifikasi adanya penguatan amplitudo seiring dengan bertambahnya *offset* pada lapisan batu pasir yang mengandung gas dan mengajukan sebuah model yang dikenal dengan model Ostrander (*porous gas-sandstones*). Kemudian Rutherford dan Williams (1989) mengklarifikasikan anomali AVO menjadi 3 kelas, yaitu: kelas 1 (*high impedance gas-sandstones*), kelas 2 (*near zero impedance contrast gassandstones*) dan kelas 3 (*porous gas-sandstones*). Castagna (Castagna et al., 1998) kemudian menambahkan kelas ke-4 (*gas-limestones*), dan mengembangkan analisa dengan menggunakan AVO *cross-plot* antara *intercept* (bidang reflektivitas 0° ($R(\theta)$)) yang merupakan nilai koefisien refleksi (KR) pada *offset* sama dengan θ dan gradien yang merupakan besar perubahan nilai KR seiring dengan bertambah *offset*.

Secara umum, anomali AVO terjadi karena adanya perubahan perbandingan V_p dengan V_s , P-wave akan melambat ketika melewati fluida, sedangkan S-wave tidak dapat melewati

fluida dan akan merambat melalui bagian matriks batuan dan menghindari pori batuan yang mengandung fluida. Sehingga ketika gelombang mengenai suatu lapisan yang mengandung fluida, maka akan terjadi perubahan perbandingan antara nilai V_p dan V_s .

Perubahan amplitudo ini dapat dijelaskan dengan persamaan-persamaan dan teori yang akan dibahas berikut ini. Ketika gelombang seismik mengenai suatu batas lapisan pada sudut tidak sama dengan nol akan terjadi 4 gelombang, yaitu P-wave pantul dan P-wave bias serta konversi P-wave menjadi S-wave pantul dan S-wave bias. Sebagai konsekuensinya, koefisien refleksinya menjadi sebuah fungsi dari kecepatan gelombang-P, kecepatan gelombang-S, dan densitas dari masing-masing lapisan, serta sudut.



Gambar 3.6. Ilustrasi gelombang-P mengenai suatu batas lapisan dan berubah menjadi empat gelombang

Zoeppritz (1919) menurunkan koefisien refleksi dari gelombang pantul dan bias pada gambar di atas menjadi persamaan berikut:

$$\begin{bmatrix} \sin \lambda_r & \cos \Phi_r & \sin \lambda_t & \cos \Phi_t \\ -\cos \lambda_r & \sin \Phi_r & \cos \lambda_t & -\sin \Phi_t \\ \sin 2\lambda_r & \frac{\alpha_1}{\beta_1} \cos 2\Phi_r & \frac{\rho_2 \beta_2^2 \alpha_1}{\rho_1 \beta_1^2 \alpha_2} \sin 2\lambda_t & \frac{-\rho_2 \beta_2 \alpha_1}{\rho_1 \beta_1^2} \cos 2\Phi_t \\ \cos 2\Phi_r & \frac{\alpha_1}{\beta_1} \sin 2\Phi_r & \frac{-\rho_2 \alpha_2}{\rho_1 \alpha_1^2 \alpha_2} \cos 2\Phi_t & \frac{\rho_2 \beta_2}{\rho_1 \alpha_1} \sin 2\Phi_t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A \\ B \\ C \\ D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \lambda_r \\ -\cos \lambda_r \\ \sin 2\lambda_r \\ -\cos 2\Phi_r \end{bmatrix} \quad (3.11)$$

dimana:

A	= R _{pp} refleksi
B	= R _{ps} refleksi
C	= R _{pp} transmisi
D	= R _{ps} transmisi
α	= Kecepatan gelombang-P
β	= Kecepatan gelombang-S
λ_r	= Sudut datang gelombang-P
λ_t	= Sudut bias gelombang-P
Φ_r	= Sudut pantul gelombang-S
Φ_t	= Sudut bias gelombang-S
ρ	= Densitas

Walaupun persamaan Zoeppritz baik dalam menghasilkan amplitudo dari sebuah gelombang-P yang terpantulkan, tetapi persamaan ini tidak memberikan pengertian bagaimana hubungan amplitudo dengan berbagai parameter fisik batuan. Aki dan Richards (1980) membuat suatu pendekatan yang merupakan *linearisasi* dari persamaan Zoeppritz (1919) yang kompleks dengan memisahkan kecepatan dan densitas:

$$R(\theta) = a \frac{\Delta V_p}{V_p} + b \frac{\Delta \rho}{\rho} + c \frac{\Delta V_s}{V_s} \dots\dots\dots(3.12)$$

dimana:

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

$$b = 0,5 - \left[\left(\frac{2V_s^2}{V_p} \right) \sin^2 \theta \right]$$

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

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

$$\rho = \frac{\rho_1 + \rho_2}{2}, \Delta \rho = \rho_2 - \rho_1$$

$$\theta = \frac{\theta_1 + \theta_2}{2}$$

$$V_p = \frac{V_{p_1} + V_{p_2}}{2}, \Delta V_p = V_{p_2} - V_{s_1}$$

Dalam analisa AVO, persamaan di atas biasanya ditulis dalam bentuk lain (persamaan 2.9). Persamaan tersebut mengandung tiga komponen yaitu A (*intercept*), B (*gradient*), dan C (*curvature*) yang kemudian dikenal dengan persamaan AVO atau ABC.

$$R_p(\theta) = A + B \sin^2\theta + C \tan^2\theta \sin^2\theta \dots\dots\dots(3.13)$$

dimana :

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

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

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

Connoly (1999) mengajukan suatu persamaan EI yang didasari atas analogi antara persamaan AI untuk sudut sama dengan nol juga dapat berlaku pada EI untuk sudut yang tidak sama dengan nol. Dari analogi tersebut dan dengan menggunakan persamaan ABC 3 term didapatkan persamaan:

$$EI(\theta) = V_p^{(1 + \tan^2\theta)} V_s^{(-8K \sin^2\theta)} \rho^{(1 - 4K \sin^2\theta)} \dots\dots\dots(3.14)$$

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

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

$$EI(\theta) = V_p^{(1+\sin^2\theta)} V_s^{(-8K \sin^2\theta)} \rho^{(1-4K \sin^2\theta)} \dots\dots\dots(3.15)$$

Whitcombe (2002) memodifikasi persamaan EI dengan memperkenalkan konstanta referensi. Modifikasi ini dilakukan untuk menyamakan skala nilai EI pada sudut yang berbeda.

$$EI(\theta) = R_{P0\rho0} \left[\left(\frac{V_p}{V_{P0}} \right)^{(1+\sin^2\theta)} \left(\frac{V_s}{V_{S0}} \right)^{(-8K \sin^2\theta)} \left(\frac{\rho}{\rho_0} \right)^{(1-4K \sin^2\theta)} \right] \dots(3.16)$$

dimana V_{P0} , V_{S0} dan ρ_0 adalah konstanta referensi.

3.9 Sifat Fisis Batuan

3.9.1 Densitas

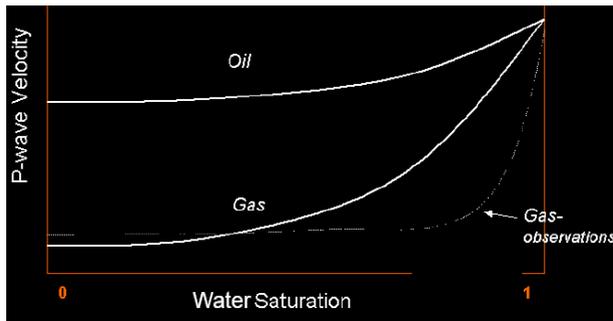
Batuan reservoir merupakan tempat di bawah permukaan bumi yang menampung minyak dan gas bumi, dengan ruang penyimpanan berupa rongga-rongga atau pori-pori yang terdapat dalam batuan. Densitas atau nilai kerapatan matriks merupakan rasio massa persatuan volume. Secara umum besarnya densitas suatu material dipengaruhi oleh beberapa faktor antara lain, banyaknya mineral atau presentasinya, komposisi kimia dan mineral, suhu dan tekanan, porositas atau rongga rekahan batuan, serta bentuk cairan atau material yang mengisi ruang pori (Harsono, 1997).

Densitas *bulk* dari batuan adalah rata-rata dari densitas kandungan yang terdapat didalamnya. Jika terdapat dua jenis fluida dalam satu volume, maka densitas dihitung berdasarkan persamaan Wyllie:

$$\rho_b = \rho_M (1 - \phi) + \rho_w \rho_w \phi + \rho_{HC} (1 - S_w) \phi \dots\dots\dots(3.17)$$

dengan ρ_b adalah *bulk* densitas batuan, ρ_M adalah densitas matrik batuan, ρ_w adalah densitas air, ρ_{HC} adalah densitas hidrokarbon, ϕ adalah porositas, S_w adalah saturasi air, dan $1-S_w$ adalah saturasi hidrokarbon.

Gambar 3.8. adalah plot dari V_p sebagai fungsi saturasi air yang menunjukkan adanya minyak dan gas. Analisa dari persamaan Wyllie's memperlihatkan adanya penurunan kecepatan pada medium air yang digantikan oleh hidrokarbon. Hal itu disebabkan oleh modulus *bulk* minyak lebih rendah dibandingkan air dan modulus *bulk* gas lebih rendah dibandingkan minyak. Oleh sebab itu kecepatan pada medium minyak lebih rendah dibandingkan air.



Gambar 3.7. Grafik hubungan kecepatan gelombang P terhadap saturasi *water* dengan fluida minyak dan gas menggunakan persamaan Wyllie.

3.9.2 Porositas

Porositas suatu medium adalah perbandingan volume pori terhadap volume total seluruh batuan yang dinyatakan dalam persen (%). Suatu batuan dikatakan mempunyai porositas efektif apabila bagian pori dalam batuan saling berhubungan satu sama lain dan biasanya lebih kecil dari rongga porositas total. Pada formasi renggang (*unconsolidated formation*), besarnya porositas tergantung pada distribusi ukuran butiran, tidak pada ukuran butiran mutlak. Porositas batuan berkisar antara 10 – 20 % (Harsono, 1997).

3.9.3. Persamaan Castagna

Metode yang sering digunakan dalam prediksi kecepatan gelombang-S, didefinisikan oleh Castagna (Castagna et al., 1985). Sebuah hubungan empiris antara kecepatan gelombang P dan gelombang S diberikan:

$$V_p = 1.16V_s + 1.36 \text{ (km. s}^{-1}\text{)} \dots\dots\dots(3.18)$$

Parameter hubungan linier antara kecepatan gelombang-P dan gelombang-S ini didapatkan dari data dunia.

3.9.4. Persamaan Biot-Gassmann

Persamaan Gassmann mengasumsikan beberapa hal, yaitu:

1. Batuan (matriks dan *frame*) secara mikroskopis adalah homogen
2. Semua pori dalam batuan terhubung. Tidak ada pori yang terisolasi sehingga tercipta kesetimbangan aliran fluida pori.
3. Semua pori diisi oleh fluida baik itu cair, gas, ataupun campuran yang bebas gesekan sehingga viskositas bernilai nol dan kesetimbangan fluida dapat dicapai dengan mudah.
4. Sistem batuan fluida adalah sistem yang tertutup dan tidak ada fluida yang mengalir.
5. Fluida pori tidak berinteraksi dengan bagian solid batuan sehingga tidak terjadi efek kimia ataupun fisika akibat interaksi tersebut.

Fungsi dasar dari persamaan Gassmann adalah untuk mengganti fluida pada suatu lapisan target dengan fluida lain yang telah diketahui parameter fisika batuanya. Persamaan Gassmann berhubungan dengan modulus *bulk* dari batuan, pori-pori, *frame* dan properti fluida yang terkandung di dalamnya. Persamaan Biot-Gassmann adalah sebagai berikut:

$$V_{P \text{ sat}} = \sqrt{\frac{K_{\text{sat}} + \frac{3}{4}\mu_{\text{sat}}}{\rho_{\text{sat}}}} \dots\dots\dots(3.19)$$

$$V_{S\ sat} = \sqrt{\frac{\mu_{sat}}{\rho_{sat}}} \dots\dots\dots (3.20)$$

Modulus *bulk* dari batuan tersaturasi diberikan pada teori *low-frequency* Gasmann:

$$K_{sat} = K_{dry} + \frac{\left(1 - \frac{K_{dry}}{K_{min}}\right)^2}{\frac{\emptyset}{K_{fl}} + \frac{1-\emptyset}{K_m} + \frac{K_{dry}}{K_m^2}} \dots\dots\dots (3.21)$$

dimana K_{sat} adalah modulus *bulk* tersaturasi, K_{dry} adalah modulus *bulk* dari *frame* batuan, K_m adalah modulus *bulk* mineral dari matriks batuan, K_{fl} adalah modulus *bulk* dari fluida pori dan \emptyset adalah porositas.

BAB IV METODOLOGI

4.1 Lokasi Penelitian

Penelitian ini dilakukan selama tiga bulan yaitu Februari-April 2014 di lingkungan PT. Energi Mega Persada, Bakrie Tower Lantai 22-32 Komp. Rasuna Epicentrum, Jl. HR Rasuna Said – Kuningan, Jakarta.

4.2 Perangkat Lunak

Berikut perangkat lunak (*software*) yang digunakan dalam penelitian ini.

1. Hampson Russell yang terdiri dari:
 - *Geoview* untuk menyimpan *data base* sumur.
 - *eLog* untuk melakukan *crossplot*, *editing*, *smoothing*, korelasi sumur, *well seismic tie*, dan ekstraksi *wavelet*.
 - *Strata* untuk melakukan *picking horizon*, membuat model inisial, dan inversi seismik 2D/3D *pre stack* atau *post stack*.
2. Microsoft office

4.3 Data

Pada penelitian ini digunakan data seismik 3 dimensi, data log, data horizon, dan *checkshot*. Penjelasan mengenai data tersebut adalah sebagai berikut:

4.3.1 Data seismik

Data seismik yang digunakan merupakan data seismik 3 dimensi inline 1001 – 1480 dan xline 2101 – 2513 *prestack* dan *post-stack*. Data seismik *post-stack* digunakan untuk inversi AI sedangkan data seismik *pre-stack* digunakan untuk inversi EI. *Sampling rate* dari data sebesar 2 ms.

4.3.2 Data sumur

Terdapat dua belas data sumur yang digunakan yang terdiri dari enam sumur vertikal dan enam sumur miring

(*deviated*). Data sumur yang digunakan dalam format .LAS. Data log yang terdapat dalam sumur disajikan dalam tabel berikut:

Tabel 4.1. Daftar log yang tersedia dari tiap sumur

Nama Sumur	V _p	RHOB	NPHI	RD	SP	CALI	GR	V _{Clay}	S _w
NRT-09	√	√	√	√	-	√	√	√	√
NRT-11	√	√	√	√	-	-	√	√	√
<i>NRT-11ST</i>	√	√	√	√	-	-	√	√	√
NRT-12	√	√	√	√	-	√	√	√	√
<i>NRT-12ST</i>	√	√	√	√	√	√	√	√	√
NRT-13	√	√	√	√	-	√	√	√	√
<i>NRT-15</i>	√	√	√	√	√	-	√	√	√
<i>NRT-16</i>	√	√	√	√	√	√	√	√	√
NRT-18	√	√	√	√	√	√	√	√	√
<i>NRT-19</i>	√	√	√	√	√	√	√	√	√
<i>NRT-20</i>	√	√	√	√	√	√	√	√	√

* V_p : Kecepatan gelombang-P
 RHOB : *Bulk density*
 NPHI : Neutron porosity
 RD : Deep resistivity
 CALI : Caliper
 GR : Gamma ray
 S_w : Saturasi air
 V_{clay} : Volume clay

Untuk sumur miring, terdapat data *deviated geometry* yang mengandung informasi koordinat log untuk setiap ke dalaman dalam format . DEV.

4.3.3. Data *checkshot*

Data *checkshot* digunakan untuk mendapatkan hubungan antara *time-to-depth* (waktu terhadap ke dalaman) yang selanjutnya akan digunakan untuk proses *seismic well tie*. Dari keseluruhan sumur yang ada digunakan hanya sumur NRT-16 yang memiliki data *checkshot*. Data *checkshot* tersebut

diaplikasikan pada semua sumur karena sumur-sumur yang digunakan memiliki datum yang sama.

4.3.4. Data marker

Data *marker* digunakan sebagai acuan dasar untuk melakukan *picking* horizon dan pengikatan data sumur dan seismik (*seismic well tie*). Data *marker* yang digunakan dalam penelitian ini berasal dari pemboran. Pada penelitian ini *marker* yang digunakan yaitu TG_1, TG_2, TG_3, TG_4 dan TG_5.

4.3.5. Data Reservoir

Data reservoir ini digunakan untuk estimasi kecepatan gelombang-S. Data tersebut yaitu:

Tabel 4.2. Data parameter reservoir yang digunakan dalam prediksi V_s

Data	TG_1 dan TG_2	TG_3	TG_4 dan TG_5
Pressure (Psi)	1850	1900	2000
Temperature (F)	200	200	220
Gas Gravity	0.67	0.77	0.88
Oil Gravity (API)	50	34.2	41.2
Salinity (ppm)	8000	8000	8000

Tabel 4.3. Data gas-oil ratio blok G yang digunakan dalam prediksi V_s

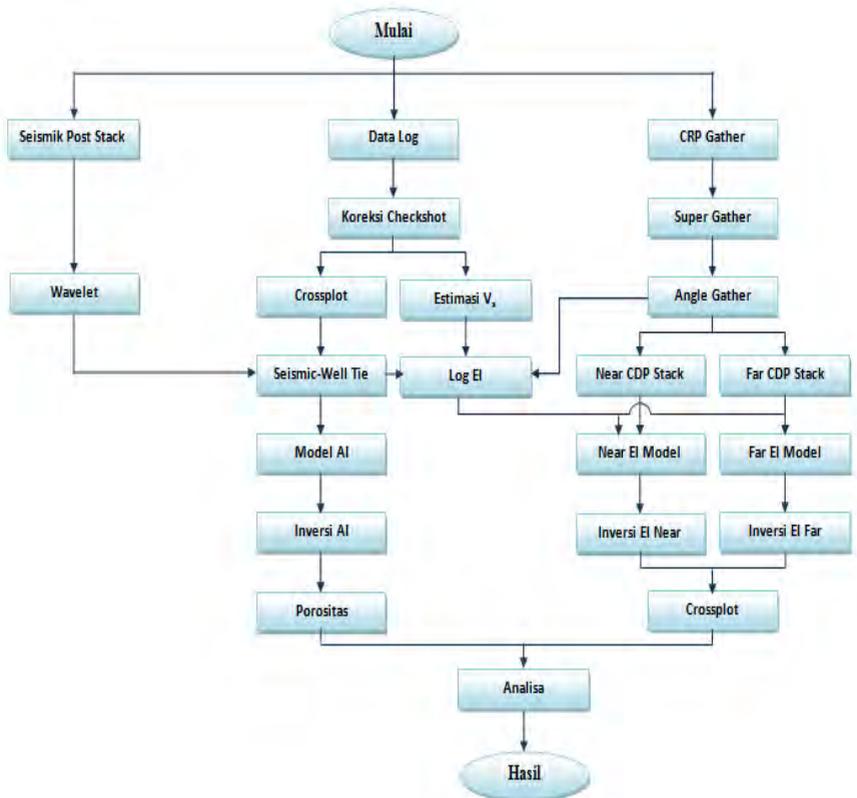
Sumur	GOR (cft/barrel)
NRT-16	640
NRT-18	885
NRT-19	35000
NRT-20	4100

Tabel 4.4. Data gas-oil ratio blok G yang digunakan dalam prediksi V_s

Sumur	GOR (cft/barrel)
NRT-09	550
NRT-11	0
NRT-11ST	0
NRT-12	600
NRT-12ST	350
NRT-13	75000
NRT-15	700

4.4. Pengolahan Data

Berikut adalah gambar *flowchart* pengolahan data:



Gambar 4.1. *Flowchat* pengolahan data

Uraian mengenai pengolahan data yang dilakukan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

4.4.1. Loading data sumur

Ini adalah hal yang pertama kali dilakukan saat akan melakukan proses interpretasi data seismik. Saat melakukan input data, hal harus diperhatikan adalah satuan dari tiap log karena tidak setiap log direkam dalam satuan standar *software*. Pada

langkah ini juga dimasukkan data koordinat x, koordinat y, nilai *surface elevation* dan *Kelly Bushing* (KB). Langkah selanjutnya adalah memasukkan data *deviated geometry* untuk setiap sumur *directional*.

Hal lain yang harus diperhatikan adalah *geology marker*. *Geology marker* berfungsi sebagai panduan lapisan geologi pada daerah sepanjang sumur, namun kita hanya fokus pada *marker* di sekitar daerah reservoir yang berada pada ke dalaman tertentu. Setelah itu data *checkshot* sudah dapat dimasukkan ke dalam setiap sumur. Data *checkshot* diukur dari permukaan, bukan dari KB. Berikut adalah *basemap* dari lokasi penelitian.

4.4.2. Loading data seismik

Dalam data seismik 3D yang digunakan terdapat informasi inline, xline, dan koordinat pada *header*. Ketika *loading* data, yang harus diperhatikan adalah pendefinisian bit dan integer dari informasi yang diperlukan. Informasi tersebut dapat dilihat di EBCDIC *header* dalam *Header Dump* seperti terlihat pada gambar 4.1 (a). Kesalahan lokasi bit dapat menyebabkan kesalahan pada geometri yang dibangun. Gambar 4.1 (b) memperlihatkan geometri data seismik yang digunakan dalam penelitian.

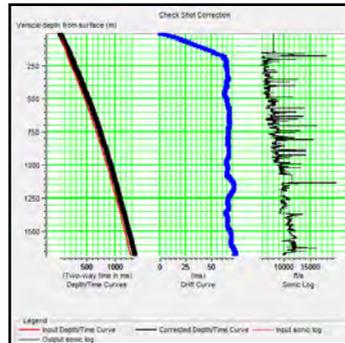


Gambar 4.2. (a) Pendefinisian bit dan integer saat *loading* data seismik dan (b) geometri data seismik

4.4.3. Koreksi *checkshot*

Koreksi *checkshot* dilakukan untuk melakukan konversi antara data sumur yang memiliki domain ke dalaman dengan data

seismik yang memiliki domain waktu. Koreksi *checkshot* dilakukan menggunakan log *checkshot* dan V_p . Koreksi *checkshot* yang dilakukan dalam penelitian ini tidak merubah kurva log V_p hanya merubah kurva waktu terhadap ke dalaman saja. Hal ini dilakukan karena log dalam keadaan “asli” masih diperlukan untuk proses selanjutnya. Tipe interpolasi spline digunakan karena memberikan kurva yang lebih *smooth*. Gambar 4.2 adalah contoh tampilan koreksi *checkshot* pada sumur NRT-12. Kurva biru di tengah kurva *drift* yang merupakan perbedaan antara *depth-time curve* sebelum (kurva hitam tebal) dan sesudah dikoreksi (kurva merah). Kurva hitam di sebelah kanan adalah log V_p dari sumur tersebut.

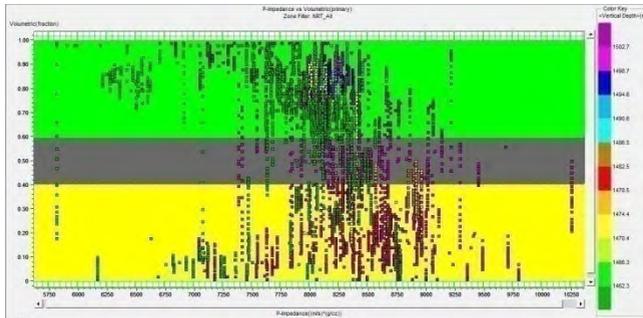


Gambar 4.3. Koreksi *checkshot* pada sumur NRT-12

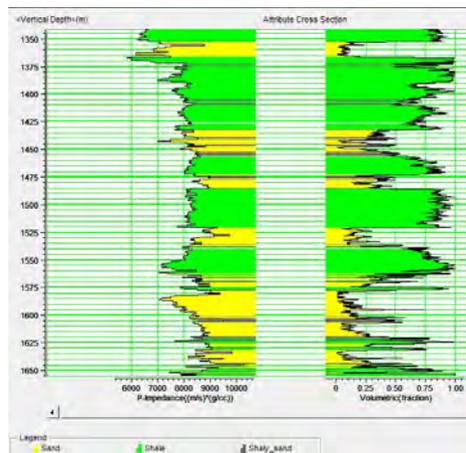
4.4.4. Analisa Sensitifitas (*Crossplot*)

Sebelum melakukan proses inversi, terlebih dahulu dilakukan uji sensitifitas untuk mengetahui apakah lapisan *sand* dapat dipisahkan dari lapisan *shale* berdasarkan nilai AI. Selain itu, proses ini dilakukan untuk mengetahui rentang nilai AI *sand* yang akan dijadikan pedoman dalam interpretasi.

Terdapat lima lapisan *sand* yang menjadi target awal dalam penelitian ini. Lapisan tersebut adalah TG_1, TG_2, TG_3, TG_4 dan TG_5. *Crossplot* dilakukan antara log AI dan V_{clay} karena log V_{clay} memperlihatkan pemisahan yang sangat jelas antara lapisan *sand* dan *shale*.



(a)

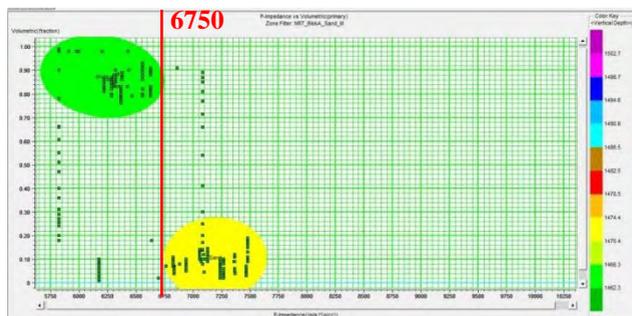


Gambar 4.4. Crossplot log Vclay dan AI sumur NRT-09 (Blok A) pada seluruh kedalaman (a) dan cross section (b)

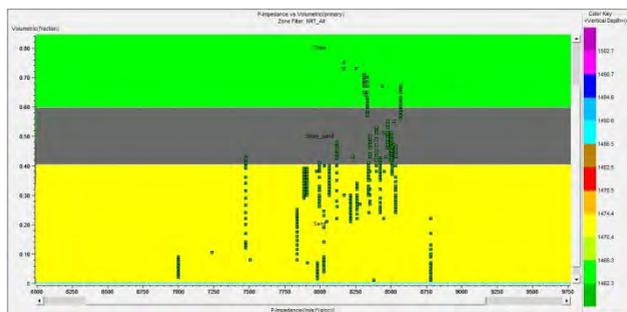
Gambar 4.4 merupakan analisa *crossplot* blok A yang diwakili oleh sumur NRT-09. Gambar 4.4 (a) merupakan *crossplot* pada seluruh kedalaman. Daerah yang memiliki V_{clay} tinggi mengindikasikan lapisan *shale* dengan *cutoff* sebesar 0,6 (hijau). Daerah yang memiliki nilai V_{clay} antara 0,4-0,6 merupakan lapisan *shaly sand* sedangkan V_{clay} sand lebih rendah

dari 0,4. *Cross section* dari hasil *crossplot* diberikan oleh gambar 4.4 (b).

Dari perbedaan nilai V_{clay} , pemisahan zona *sand* dan *shale* dapat terlihat di *cross section*, namun dari *crossplot* tersebut perbedaan nilai AI lapisan *sand* dan *shale* tidak terlihat sehingga *cutoff* AI belum dapat ditentukan. Nilai *cutoff* AI ini sangat penting untuk interpretasi hasil inversi dimana penyebaran lapisan *sand* akan diperkirakan berdasarkan nilai AI tersebut. Oleh karena itu dilakukan filter kedalaman untuk masing-masing zona target.



(a)

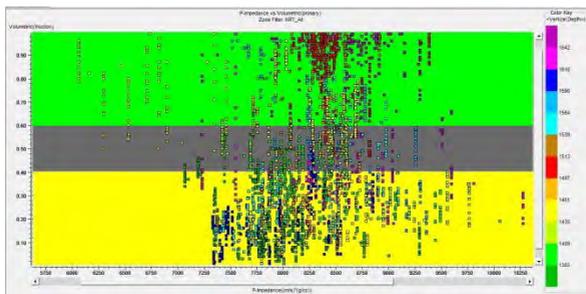


(b)

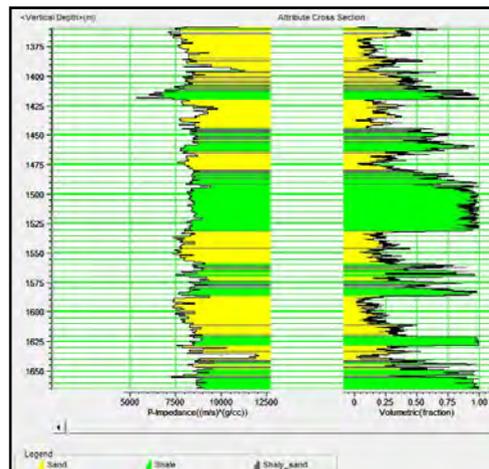
Gambar 4.5 (a) *Crossplot* AI (x) dan V_{clay} (y) disekitar zona TG_1 dan
(b) *Crossplot* AI (x) dan V_{clay} (y) disekitar zona TG_4

Gambar 4.5 merupakan *crossplot* sumur NRT-09 pada kedalaman sesuai zona target. Gambar 4.5 (a) merupakan

crossplot log pada zona disekitar TG_1. Setelah dilakukan filter kedalaman, pemisahan lapisan *sand* dan *shale* dapat terlihat. Lapisan *shale* memiliki nilai AI yang lebih rendah dari *sand* dengan *cutoff* sebesar 6750 (gr/cc)(m/s). Pada gambar 4.5 (b) terlihat nilai AI antara *sand* dan *shale* tidak dapat dipisahkan meskipun telah digunakan filter kedalaman dan resistivitas pada lapisan TG_4. Nilai AI pada lapisan TG_5 pun tidak menunjukkan pemisahan yang jelas.



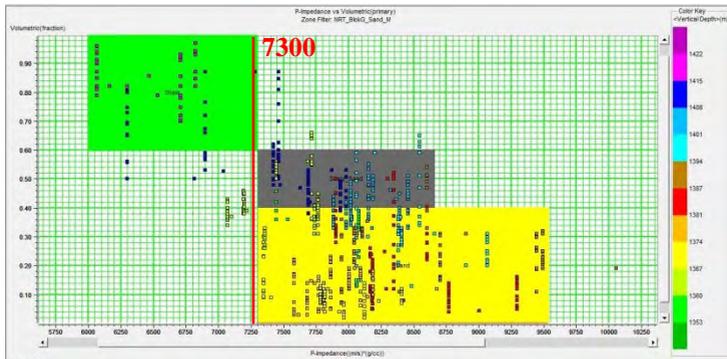
(a)



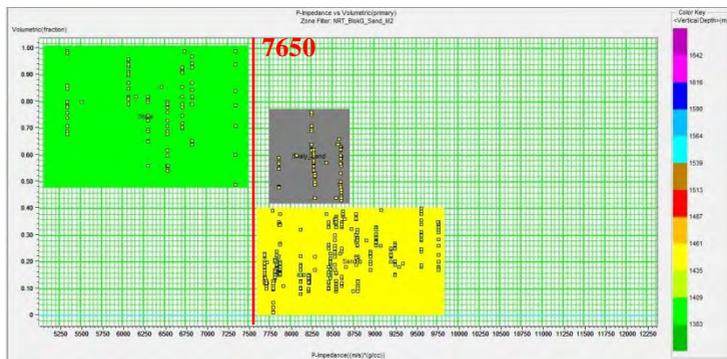
(b)

Gambar 4.6. *Crossplot* log V_{clay} dan AI sumur NRT-20 (Blok B) pada seluruh kedalaman (a) dan *cross section* (b)

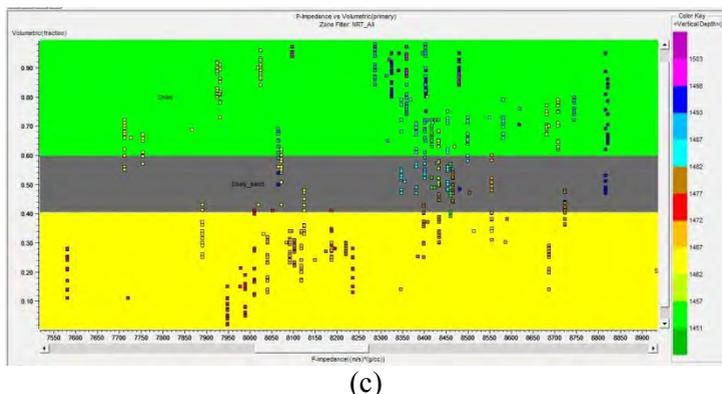
Gambar 4.6 merupakan *crossplot* untuk sumur NRT-20 (Blok B). Sama halnya dengan sumur NRT-09, nilai AI *sand* dan *shale* belum dapat dibedakan sehingga perlu dilakukan filter kedalaman. Nilai AI lapisan TG_2 dan TG_3 dapat dipisahkan setelah dilakukan filter. *Crossplot* untuk kedua lapisan ini diperlihatkan pada gambar 4.7 (a) dan (b). Nilai AI pada lapisan TG_5 tidak dapat dipisahkan meskipun telah dilakukan filter seperti terlihat pada gambar 4.7 (c).



(a)



(b)



Gambar 4.7 Crossplot AI (x) dan V_{clay} (y) disekitar zona TG_2 (a), TG_3 (b), dan TG_5 (c)

Dari analisa tersebut, dapat diketahui nilai *cutoff* untuk tiap lapisan adalah sebagai berikut:

TG_1 : 6750 (gr/cc)(m/s)

TG_2 : 7300 (gr/cc)(m/s)

TG_3 : 7600 (gr/cc)(m/s)

Berdasarkan hasil analisa sensitifitas ini, diketahui bahwa lapisan *sand* TG_4 dan TG_5 memiliki nilai AI yang tidak dapat dipisahkan dari nilai AI *shale*. Oleh itu tidak dapat dilakukan interpretasi untuk menentukan persebaran lapisan *sand* berdasarkan hasil inversi AI pada lapisan tersebut.

4.4.5. Seismic-well tie dan pembuatan wavelet

Proses *seismic-well tie* dilakukan untuk mengikat atau mencocokkan antara data sumur yang berada pada *domain* ke dalaman (m) dengan data seismik yang berada pada *domain* waktu (t), sehingga data *marker* dapat digabungkan dari sumur untuk penentuan *horizon* pada data seismik.

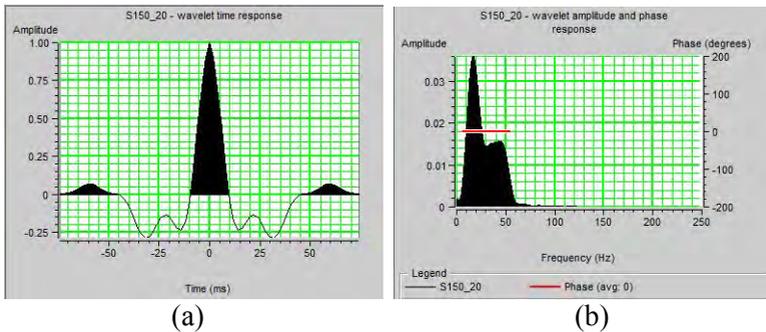
Proses *seismic-well tie* mencocokkan *trace* seismik sintetik (buatan) dengan *trace* seismik asli. *Trace* seismik sintetik merupakan hasil konvolusi koefisien refleksi dengan *wavelet* yang dibuat. Pada inversi AI, koefisien refleksi diturunkan dari

hasil perkalian log AI dan densitas. Sedangkan *wavelet* diekstrak dari data seismik dengan parameter sebagai berikut:

Wavelength : 150 ms

Taper length : 20 ms

Nilai *wavelength* yang digunakan sebaiknya sekitar setengah dari lebar *window* yang digunakan. Ekstraksi *wavelet* dibatasi hanya pada waktu 1100-1600 ms karena zona target berada pada kisaran ke dalaman tersebut. Berikut adalah *time-respon* dan spektrum frekuensi *wavelet* yang digunakan:



Gambar 4.8. (a) *wavelet* yang digunakan dalam penelitian beserta spektrum frekuensinya (b)

Pada proses *seismic-well* tie juga dilakukan *time shifting* (pergeseran) dan *squeeze* untuk mencocokkan *trace* seismik sintetik dengan *trace* seismik asli. *Cross-correlation* dilakukan antara kedua *trace* tersebut sehingga diperoleh koefisien korelasi. Semakin mirip kedua *trace*, koefisien korelasi akan mendekati 1. Berikut adalah nilai koefisien korelasi untuk tiap sumur:

Tabel 4.5. Nilai korelasi pada proses *seismic-well* tie untuk setiap sumur

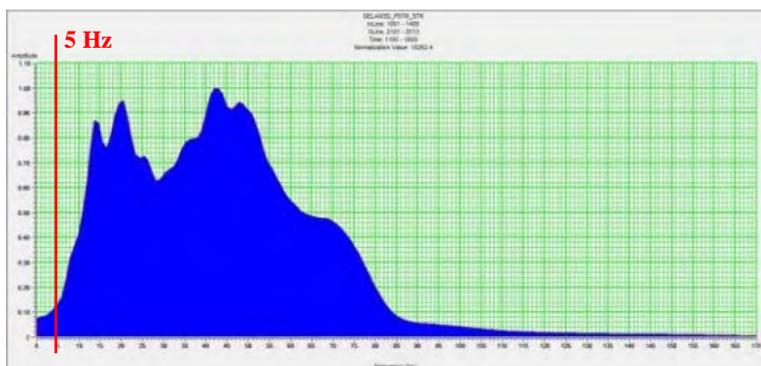
Sumur	Koefisien korelasi
NRT-09	0,65
NRT-11	0,636
NRT-11ST	0,816
NRT-12	0,553
NRT-12ST	0,506
NRT-13	0,529

NRT-15	0,549
NRT-16	0,723
NRT-18	0,63
NRT-19	0,723
NRT-20	0,718

4.4.6. Pembuatan model awal inversi AI

Model awal dibuat berdasarkan log AI dari sebelas sumur yang digunakan. Pembuatan model awal dilakukan sebagai tebakan awal proses inversi. Model awal juga berfungsi untuk mengisi komponen frekuensi rendah yang tidak dimiliki data seismik karena model awal dibangun berdasarkan data log. Maka dari itu, dilakukan *highcut* frekuensi sebesar 5–8 Hz.

Nilai *highcut* frekuensi ditentukan berdasarkan spektrum frekuensi data seismik *post-stack* yang digunakan seperti terlihat pada gambar 4.9. Dari gambar 4.9 (a) terlihat bahwa spektrum frekuensi data seismik mulai menguat pada frekuensi 5 Hz. Maka dari itu model yang dibuat memiliki spektrum frekuensi yang dapat mengisinya seperti terlihat pada gambar (b).



(a)



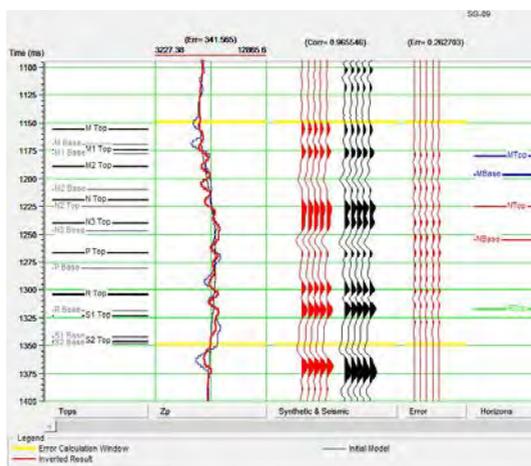
(b)

Gambar 4.9. Spektrum frekuensi data seismik (a) dan spektrum frekuensi model.

4.4.7. Analisa Inversi AI

Proses analisa inversi dilakukan untuk mendapatkan parameter paling optimal yang akan digunakan dalam proses inversi. Inversi yang digunakan adalah inversi *Model Based Hard Constrain 20 %* yang memberikan hasil *error* terkecil antara log AI *real* dengan log AI hasil inversi dan *trace* seismik *real* dan *trace* seismik sintetik. Parameter yang digunakan beserta nilai *error* pada setiap sumur adalah sebagai berikut:

- Inversi *Model Based hard constrain 20%*
- Average block size 2 ms
- Iterasi 15
- *Filter* log bandpass 0-0-60-75



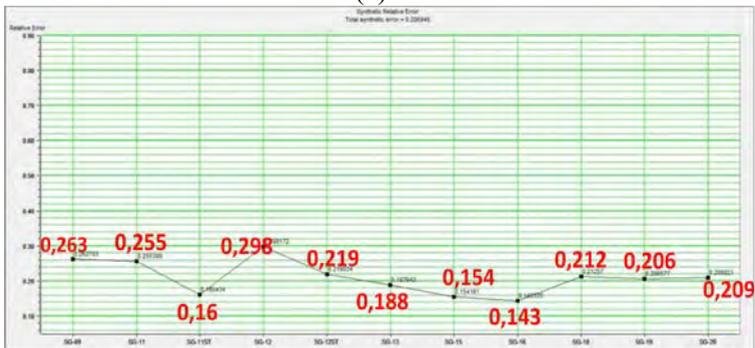
Gambar 4.10. Analisa inversi

Hasil inversi memberikan korelasi yang baik seperti terlihat pada contoh sumur NRT-09. Gambar 4.10 merupakan contoh analisa inversi untuk sumur NRT-09. Pada *track 2* diperlihatkan log hasil inversi (merah) dan log AI *real* (biru). *Track 3* merupakan *trace* seismik sintetik (merah) dan *real* (hitam) sedangkan *track 4* merupakan *error* antara seismik sintetik dan *real*. Pada *track 2*, dapat dilihat bahwa hasil inversi sudah mendekati data log asli. Nilai *error* dari *trace* seismik juga relatif kecil sehingga dapat diasumsikan parameter inversi yang digunakan sudah optimal.

Untuk nilai *error* log dan seismik pada setiap sumur dapat dilihat pada gambar berikut:



(a)



(b)

Gambar 4.11. Error log (a) dan seismik (b) berdasarkan analisa inversi

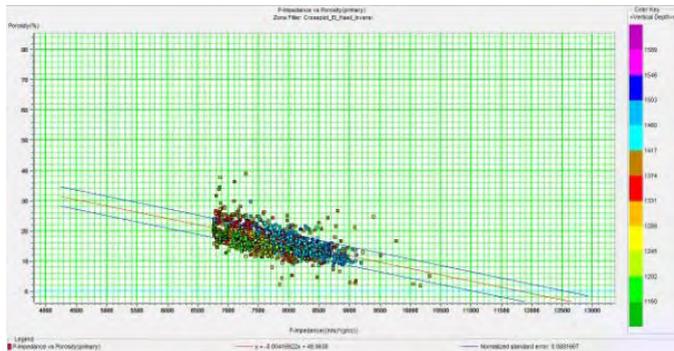
4.4.8. Inversi Model Based

Setelah melakukan analisa inversi dan diperoleh parameter inversi paling tepat, proses inversi telah dapat dilakukan. Untuk menambah tingkat *confidence* saat interpretasi, dilakukan *blind well* test menggunakan data sumur NRT-10. Sumur ini tidak dimasukkan ke dalam proses inversi. Data log AI sumur NRT-10 dibandingkan dengan data log AI hasil inversi.

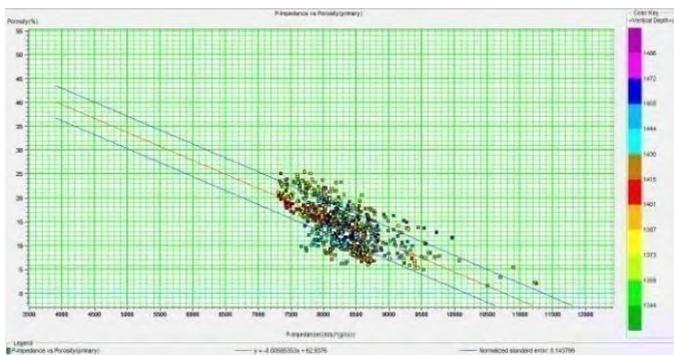
4.4.9. Pembuatan volume porositas

Setelah dilakukan inversi AI, maka dilakukan transformasi volume AI hasil inversi ke dalam porositas. Dilakukan *crossplot* antara log AI pada sumbu *x* dan log *density*

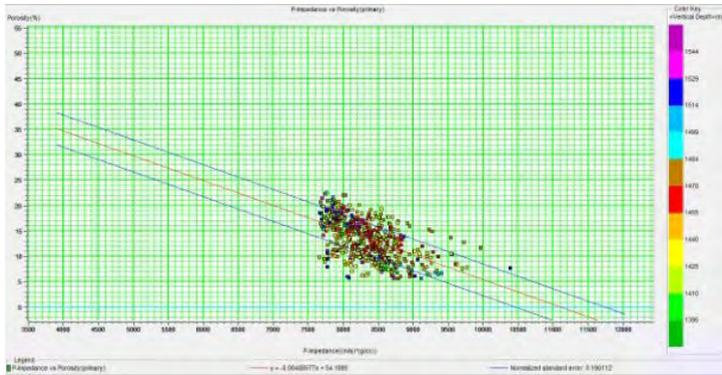
porosity (porositas) pada sumbu y yang berbeda pada setiap lapisan. Hal ini dikarenakan tiap lapisan memiliki *cutoff* AI yang berbeda sehingga *trend* hubungan antara AI dan porositas pada tiap palisan pun berbeda. Berikut adalah *crossplot* untuk tiap lapisan tersebut:



Gambar 4.12. *Crossplot* antara log AI dan Porositas lapisan TG_1



Gambar 4.13. *Crossplot* antara log AI dan Porositas lapisan TG_2



Gambar 4.14. *Crossplot* antara log AI dan Porositas lapisan TG_3

Dari hasil *crossplot* tersebut, dilakukan regresi *linear* sehingga diperoleh persamaan berikut:

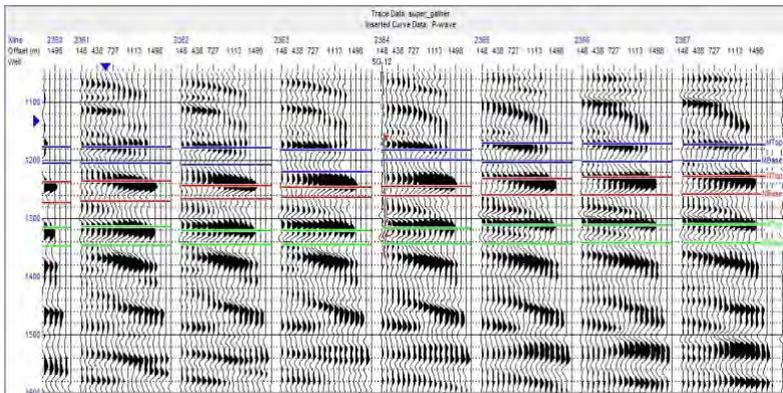
$$\text{TG}_1 : y = -0.00416922x + 49,0638$$

$$\text{TG}_2 : y = -0.00585353x + 62,9376$$

$$\text{TG}_3 : y = -0.00488577x + 54.1895$$

4.4.10. Pembuatan *super gather*

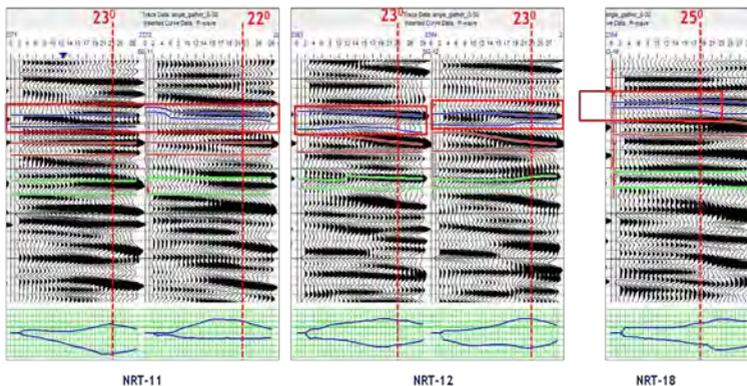
Pembuatan *super gather* dilakukan untuk menghilangkan *noise* yang masih belum hilang saat *processing* data seismik. Pembuatan *super gather* pada penelitian ini dilakukan dengan merata-rata *trace* seismik yang memiliki *offset* sama sebanyak 5 inline dan 5 xline di sekitar *trace*. *Noise* yang bersifat *inkoheren* akan hilang dan sinyal seismik yang bersifat *koheren* akan saling menguatkan ketika dirata-rata. Input data yang digunakan adalah *Common Reflection Point (CRP) gather*. Berikut adalah hasil *super gather* yang dibuat:



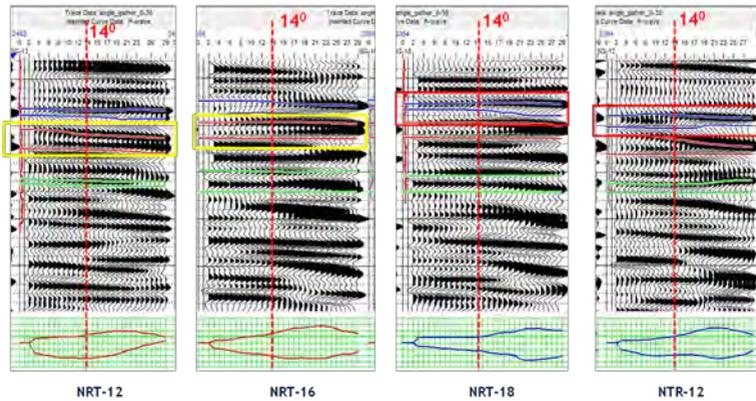
Gambar 4.15. Super gather

4.4.11. Pembuatan *angle gather* dan penentuan sudut EI

Pembuatan *angle gather* dilakukan untuk mengubah *trace* seismik dari *offset* ke sudut. Dalam proses ini digunakan *time-velocity* tabel. Setelah diperoleh penampang *angle gather*, dilakukan analisa *trend* amplitudo pada tiap sudut untuk mendapatkan sudut optimum inversi EI. Penentuan rentang sudut dilakukan berdasarkan *trend* amplitude yang terjadi.



Gambar 4.16. Penentuan sudut optimum

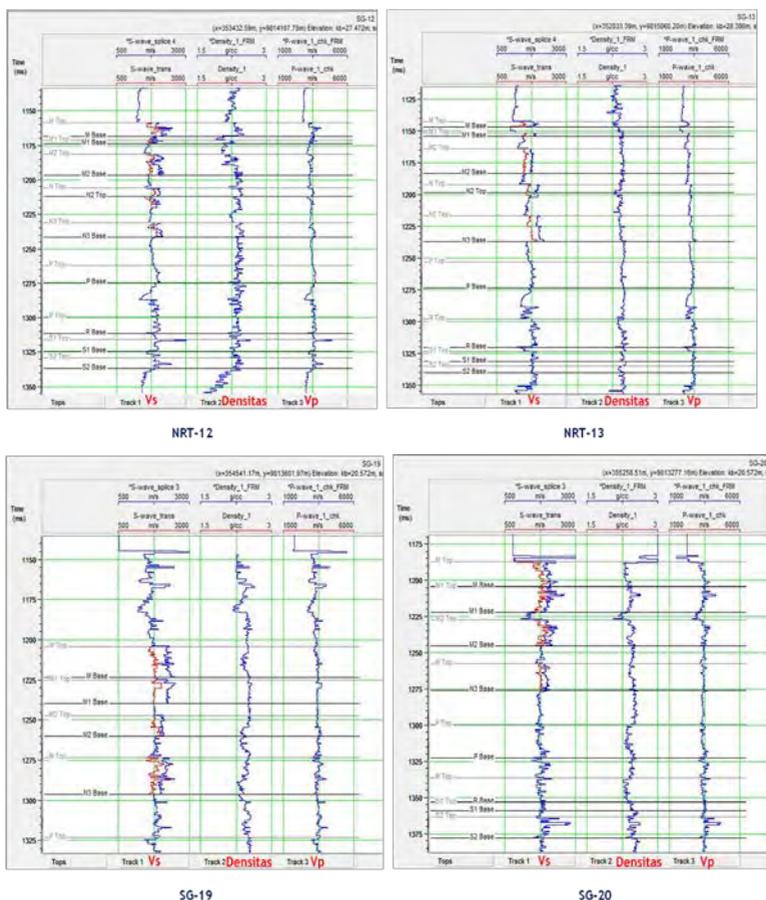


Gambar 4.17. Penentuan sudut EI

Dari analisa amplitude, ditentukan rentang nilai EI untuk *near angle* adalah 0^0 - 14^0 dan *far angle* 12^0 - 22^0 . Untuk pembuatan log EI *near* dan *far*, diambil nilai tengah dari rentang sudutnya yaitu 7^0 untuk *near* EI, dan 17^0 untuk *far* EI.

4.4.12. Estimasi log V_s

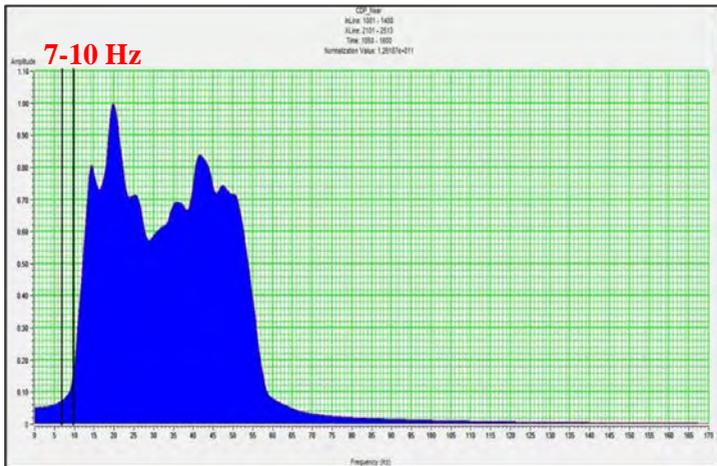
Estimasi log V_s dilakukan dengan menggunakan persamaan empiris Castagna (Castagna et al., 1985). Lalu dilakukan *Fluid Replacement Modelling* (FRM) menggunakan persamaan Biot-Gassmann. Data yang digunakan adalah data reservoir dan data kandungan mineral dari mud log. Hasil estimasi log V_s untuk beberapa sumur diperlihatkan pada gambar 4.14. Track satu memperlihatkan log V_s setelah dilakukan FRM (merah) dan sebelum dilakukan FRM (biru). Setelah dilakukan FRM, terlihat penurunan V_s pada zona target yang telah terbukti mengandung hidrokarbon.



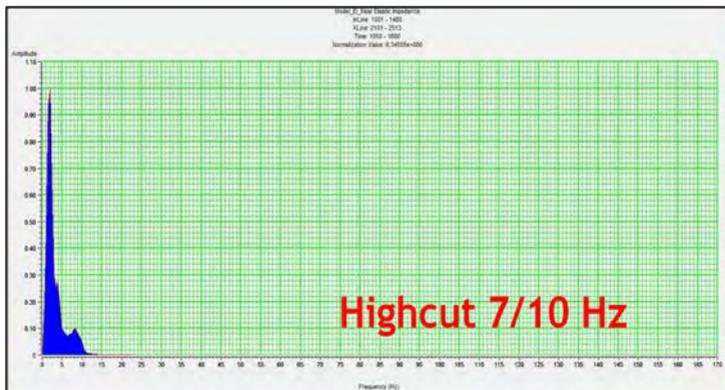
Gambar 4.18. Hasil prediksi Vs

4.4.13. Pembuatan Model awal EI

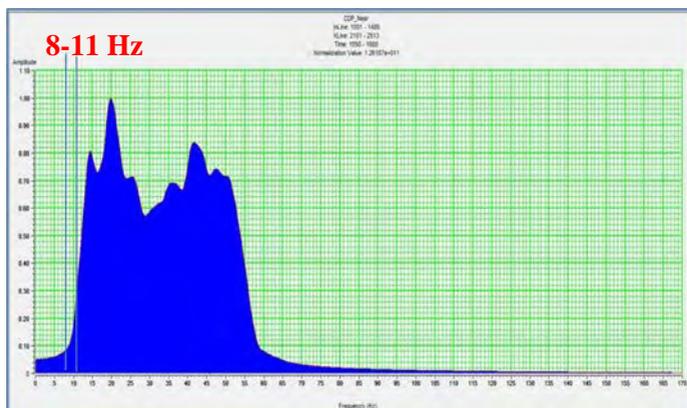
Sama halnya dengan proses inversi EI, model awal digunakan sebagai tebakan awal proses inversi. Namun dalam proses ini, digunakan *highcut filter* yang berbeda untuk pembuatan model *far angle* dan *near angle*. Hal ini dilakukan karena penampang *stack* yang digunakan berbeda.



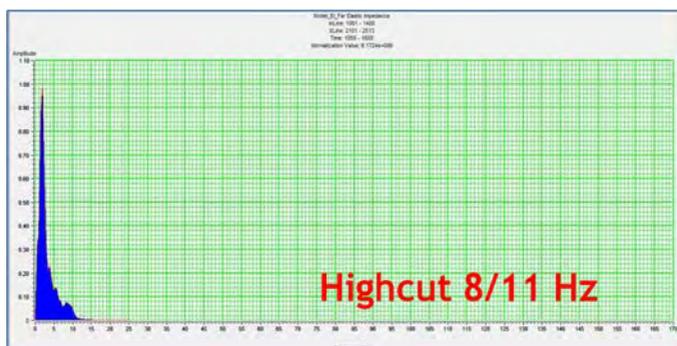
Gambar 4.19. Spektrum frekuensi CDP *stack near offset*



Gambar 4.20. Spektrum frekuensi model untuk inversi *near angle*



Gambar 4.21. Spektrum frekuensi CDP *stack far angle*



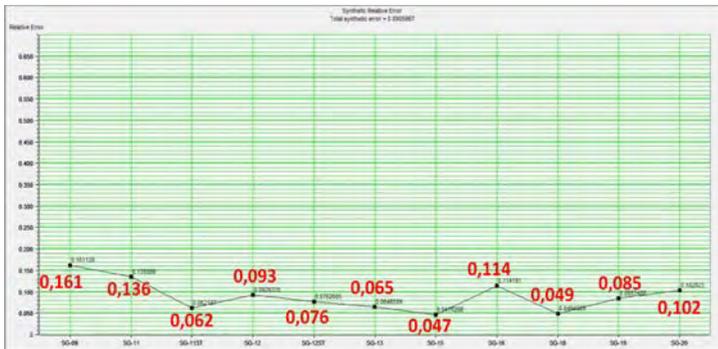
Gambar 4.22. Spektrum frekuensi model untuk inversi *far angle*

4.4.14. Analisa inversi EI

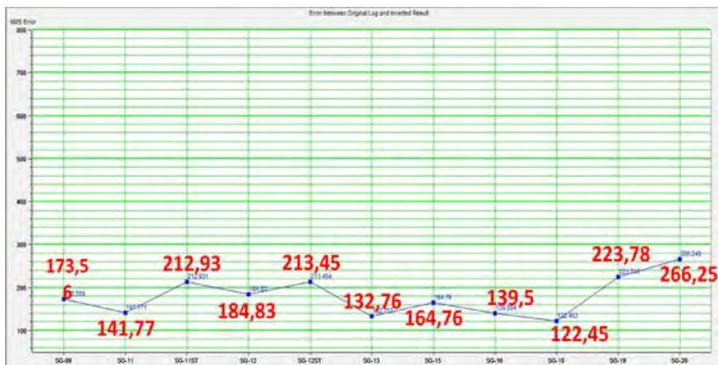
Proses analisa inversi EI memiliki tujuan yang sama dengan inversi AI, yaitu untuk menentukan parameter yang optimal. Parameter yang optimal untuk inversi EI sama dengan parameter yang digunakan dalam proses inversi AI. Hasil *error log* dan seismiknya adalah sebagai berikut:



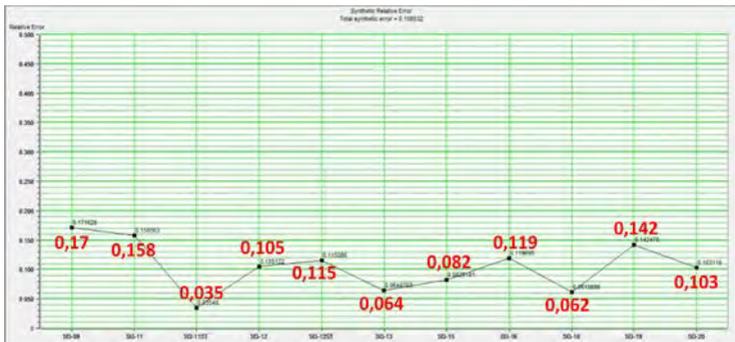
Gambar 4.23. Error log inversi EI near



Gambar 4.24. Error seismik hasil inversi EI near



Gambar 4.25. Error log inversi EI far



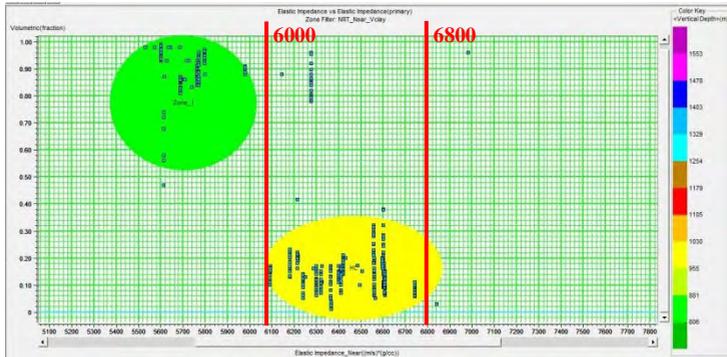
Gambar 4.26. *Error* seismik hasil inversi EI far

4.4.15. Inversi EI

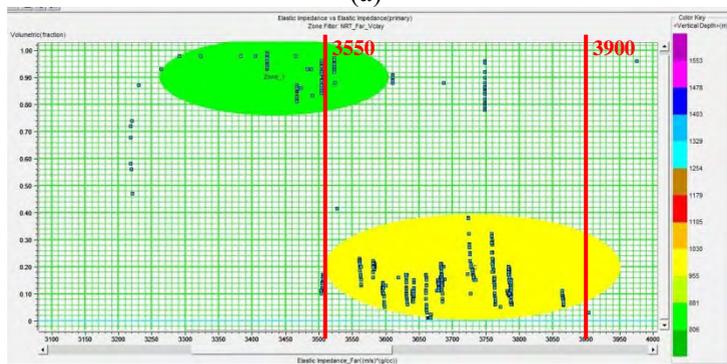
Setelah dilakukan analisa inversi, proses inversi EI siap dilakukan. Inversi dilakukan secara terpisah untuk EI *near* dan EI *far*. Dilakukan *crossplot* antara volume EI *near* dan *far* yang dihasilkan melalui proses inversi. Proses ini dilakukan untuk mengetahui persebaran zona yang mengandung hidrokarbon pada zona target. *Crossplot* dilakukan pada masing-masing zona secara terpisah. Zona yang dipilih sama dengan hasil analisa *crossplot* antara log EI *near* dan EI *far*.

4.4.16. Analisa Log EI

Analisa log EI pertama-tama dilakukan untuk mengetahui batas antara nilai EI *sand* dan *shale*. Hal ini dilakukan karena dari analisa AI yang telah dilakukan, diketahui bahwa nilai AI zona target lebih besar dari *shale* sehingga kemungkinan hal yang sama terjadi pada nilai EI. Gambar 4.27 merupakan analisa log EI untuk lapisan TG_1 pada salah sumur NRT-11ST.



(a)

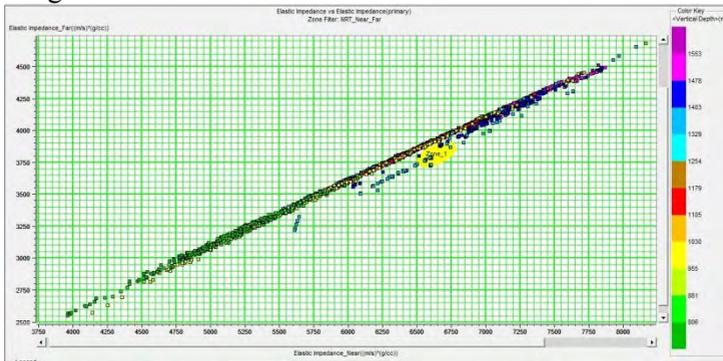


(b)

Gambar 4.27. (a) *Crossplot* EI *near* dan V_{clay} . (b) *Crossplot* EI *far* dan V_{clay} untuk lapisan TG_1

Dari gambar 4.27 terlihat bahwa nilai EI baik *near* maupun *far* dari zona target memang lebih besar dari *shalnya*. Zona *sand* ditandai dengan lingkaran kuning, sedangkan *shale* ditandai dengan lingkaran hijau. Dari analisa seluruh sumur, diketahui bahwa zona target memiliki rentang EI *near* sebesar 6000-6800 (m/s)(gr/cc) sedangkan rentang EI *far* sebesar 3550-3900 (m/s)(gr/cc). Dengan diketahuinya rentang nilai EI *near* maupun *far*, maka pemilihan zona pada saat *crossplot* akan lebih jelas.

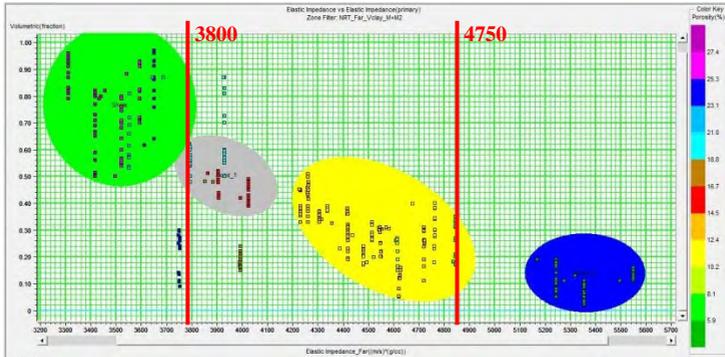
Gambar 4.28 merupakan *crossplot* EI *near* (sumbu x) dan EI *far* (sumbu y). Meskipun nilai EI *sand* lebih besar dari *shale*, namun *trend* penurunan nilai EI *far* terhadap EI *near* tetap sama. Pada zona yang mengandung hidrokarbon, trend penurunan nilai EI lebih besar sehingga terjadi pemisahan yang jelas dalam hasil *crossplot*. Hal tersebut terlihat pada gambar 4.28. zona hidrokarbon ditandai dengan lingkaran kuning. Dari analisa sebelumnya telah diketahui rentang nilai EI *near* dan *far* zona target, sehingga zona hidrokarbon pada proses ini diambil dalam rentang nilai tersebut.



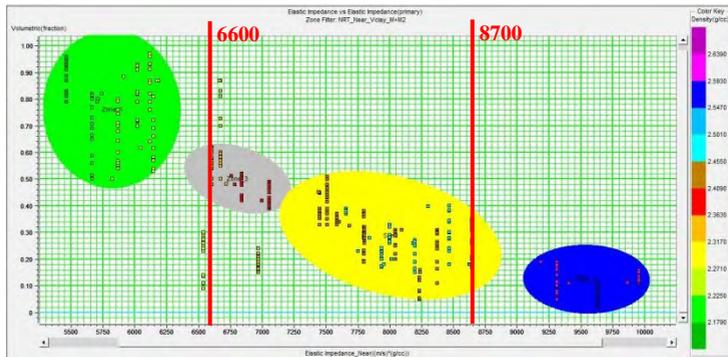
(c)

Gambar 4.28. *Crossplot* log EI *near* (x) dan EI *far* (y) (TG_1)

Lapisan TG_2 dan TG_3 memiliki rentang nilai EI yang sama. Hal itu terlihat dari pemisahan yang ditunjukkan gambar 4.29. Proses *crossplot* dilakukan seperti pada lapisan TG_1. Rentang nilai EI *far* TG_2 dan TG_3 sebesar 3800-4750 (m/s)(gr/cc) seperti terlihat pada gambar 4.29 (a). Rentang EI *near* hasil *crossplot* sebesar 6600-8700 (m/s)(gr/cc).



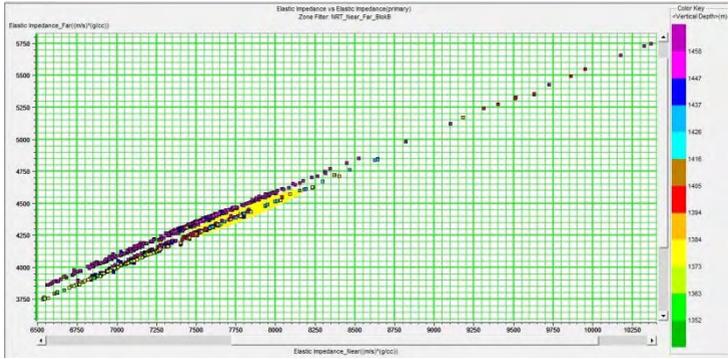
(a)



(b)

Gambar 4.29 (a) *Crossplot* EI far dan V_{clay} . (b) *Crossplot* EI near dan V_{clay} sumur NRT-20 (Blok B)

Selain lapisan *sand* dan *shale*, zona target di blok B memiliki kandungan *silt* dan dolomit yang cukup tinggi. Hal tersebut dapat dilihat dari data mudlog. Zona biru pada gambar 4.29 kemungkinan merupakan lapisan dolomit yang memiliki densitas relatif tinggi. Densitas yang relatif tinggi ditunjukkan oleh skala warna pada *crossplot*. Sedangkan zona berwarna abu-abu kemungkinan adalah lapisan *shaly sand*. *Crossplot* EI near dan far untuk penentuan zona hidrokarbon diperlihatkan oleh gambar 4.30.



Gambar 4.30 Crossplot EI near dan EI far sumur NRT-20

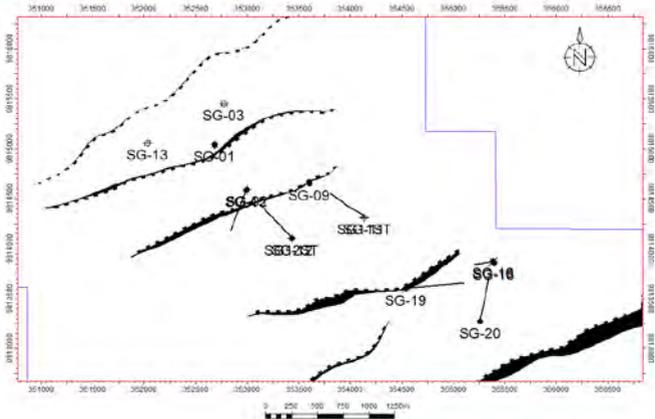
“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB V

HASIL DAN PEMBAHASAN

Dari hasil uji sensitifitas, dapat diketahui bahwa lapisan yang dapat dibedakan antara *sand* dan *shale* adalah lapisan TG_1, TG_2, dan TG_3. Sedangkan untuk lapisan TG_4 dan TG_5, nilai AI dari *sand* dan *shale* tidak dapat dipisahkan (*overlap*) sehingga metode AI kurang cocok untuk menentukan persebaran lapisan *sand* TG_4. Lapisan *sand* pada lapangan ini memiliki nilai AI yang lebih tinggi daripada *shale* di atas dan di bawahnya meskipun *cutoff* AI tiap lapisan berbeda. Secara geologi, hal ini diakibatkan oleh sementasi lapisan *sand* yang sangat tinggi sehingga menyebabkan lapisan *sand* lebih padat.

Pada penampang seismik, lapisan TG_1 dan TG_2 sebenarnya merupakan suatu reflektor yang sama, namun berdasarkan hasil analisa data log, lapisan tersebut memiliki *cutoff* nilai AI yang berbeda pada blok A dan B. Hal ini diakibatkan perbedaan kompaksi karena blok A dan blok B dipisahkan oleh suatu patahan. Berikut adalah gambar peta struktur lapangan Muon:



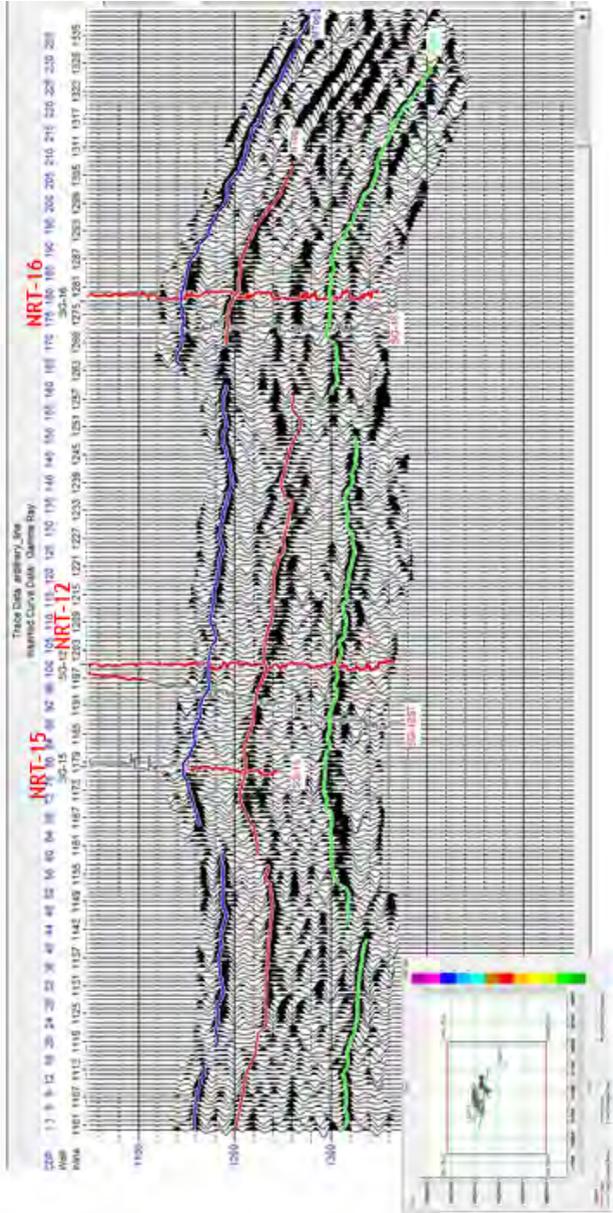
Gambar 5.1. peta struktur lapangan Muon

Sama halnya dengan lapisan TG_3 dan TG_4. Pada penampang seismik, lapisan ini merupakan satu buah reflektor. Namun dari analisa log, terdapat perbedaan karakter *sand* yang terlihat pada log *gamma ray*. Perbedaan mineral ini juga terlihat pada data mudlog. Berdasarkan analisa geologi, kemungkinan lapisan TG_3 berupa sebuah *channeling* yang hanya ada pada blok B, sedangkan lapisan TG_4 berada di blok A.

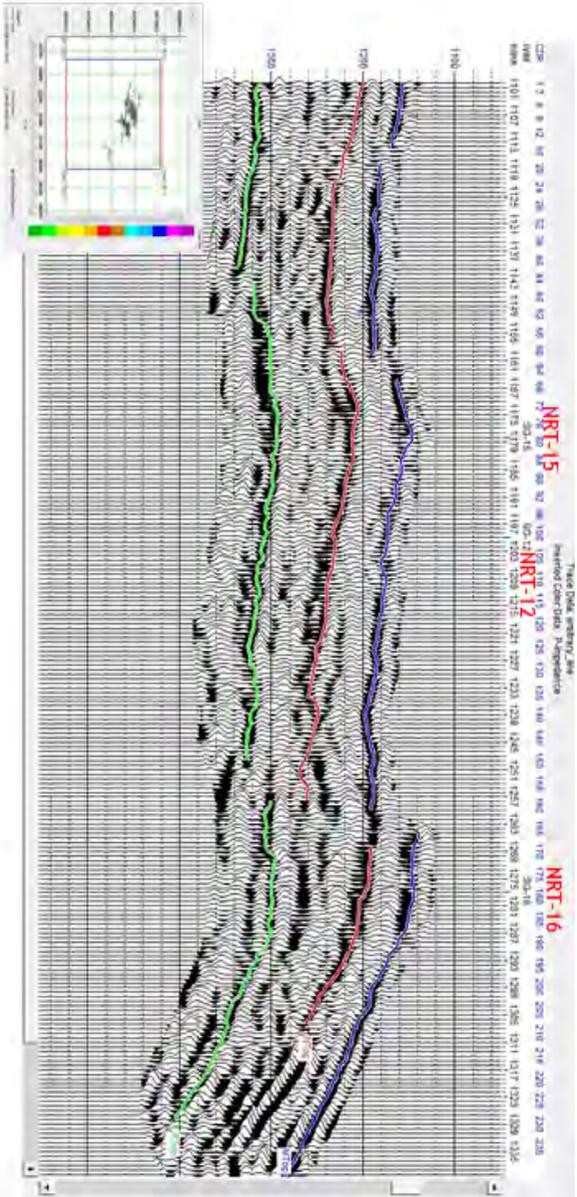
Selain menghasilkan volume AI, proses inversi juga menghasilkan *trace* seismik sintetik yang dapat dijadikan sebagai *Quality Control* (QC) proses inversi. Jika proses inversi sudah optimal, maka *trace* seismik sintetik akan mendekati *trace* seismik *real*. Gambar 5.2 merupakan penampang seismik yang melewati beberapa sumur di blok A dan blok B. *Trace* seismik *real* dan sintetik ditunjukkan oleh gambar 5.2 (a) dan (b). Error dari kedua *trace* diperlihatkan pada gambar 5.2 (c).

Gambar 5.3 merupakan penampang lateral hasil inversi yang melewati beberapa sumur dengan *inserted* log AI yang telah difilter (0-0-60-75). Terlihat struktur patahan yang merupakan perangkap hidrokarbon pada lapangan ini. Pada gambar tersebut dapat terlihat bahwa nilai AI hasil inversi sebagian besar telah mengikuti data log sumur. Sehingga dapat dikatakan bahwa nilai AI hasil inversi telah mendekati kondisi sebenarnya.

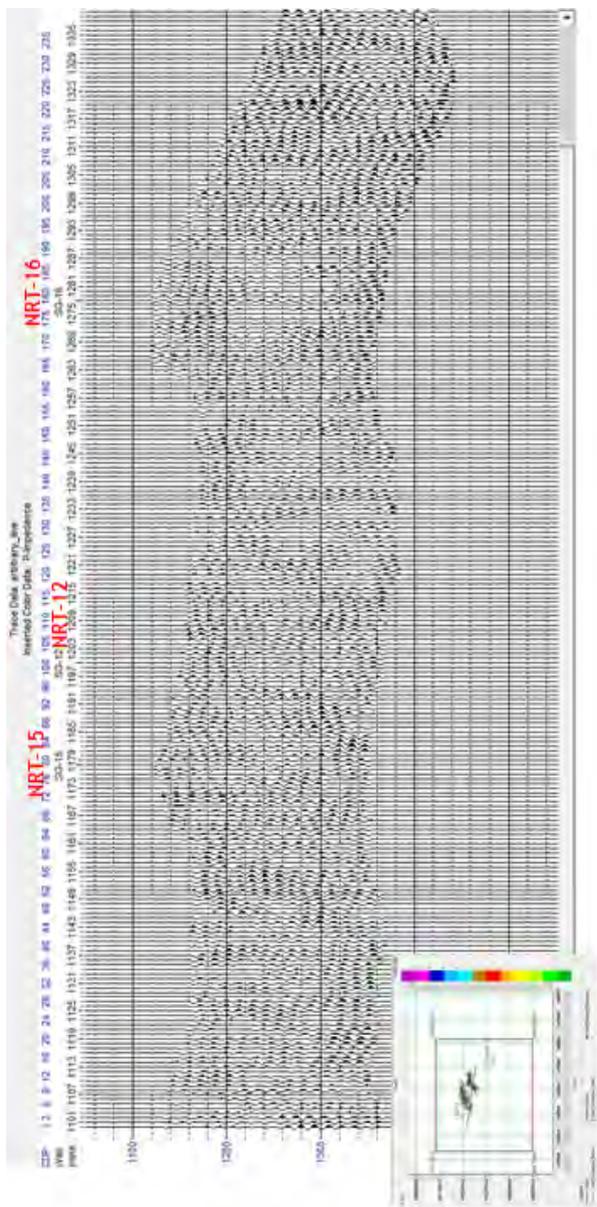
Dari nilai *cutoff* AI yang diperoleh berdasarkan *crossplot*, *sand* pada lapisan TG_1 yang memiliki nilai AI di atas 6750 (gr/cc)*(m/s), diwakili oleh warna kuning ke atas. Lapisan TG_1 dan TG_2 dipisahkan oleh sebuah patahan yang terlihat di sebelah kanan penampang AI atau tenggara pada *basemap*. Lapisan *sand* TG_2 sendiri diwakili oleh warna merah tua ke atas dalam skala warna. Untuk lapisan TG_3 yang hanya ada pada blok B, diwakili oleh warna biru muda ke atas dalam skala warna.



(a)

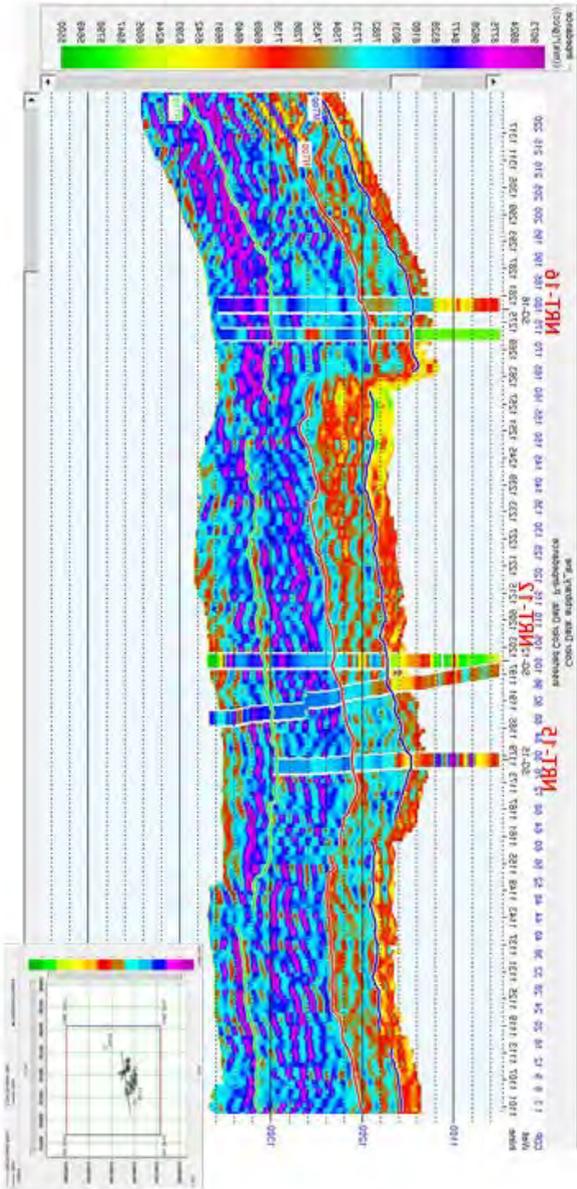


(b)

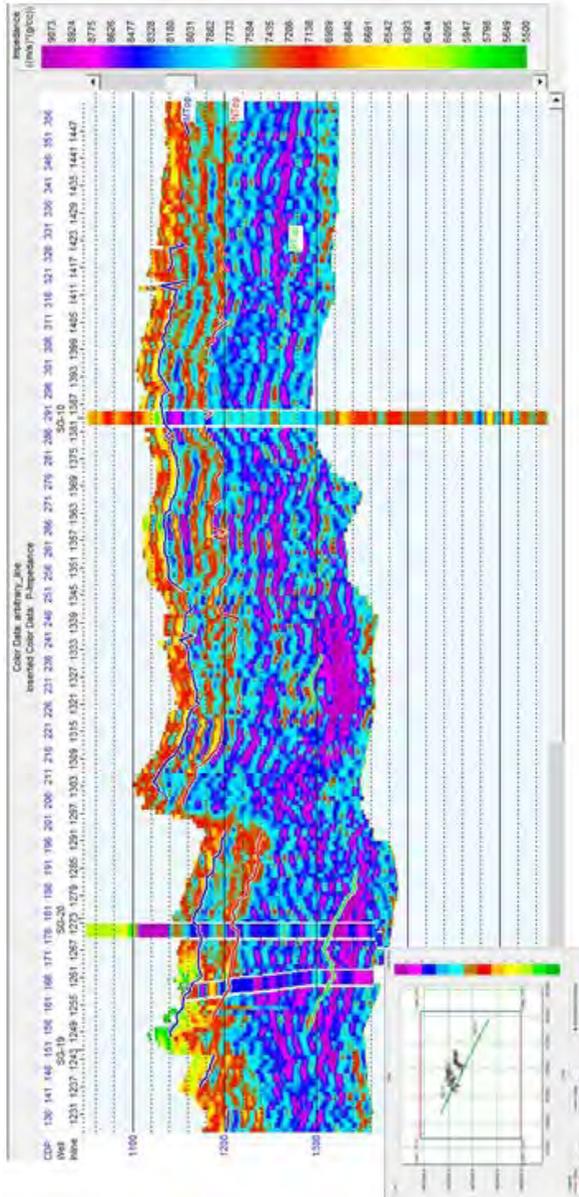


(c)

Gambar 5.2. Penampang seismik *real* (a), penampang seismik sintetik (b) dan *error* (c) antara seismik sintetik dan seismik *real*



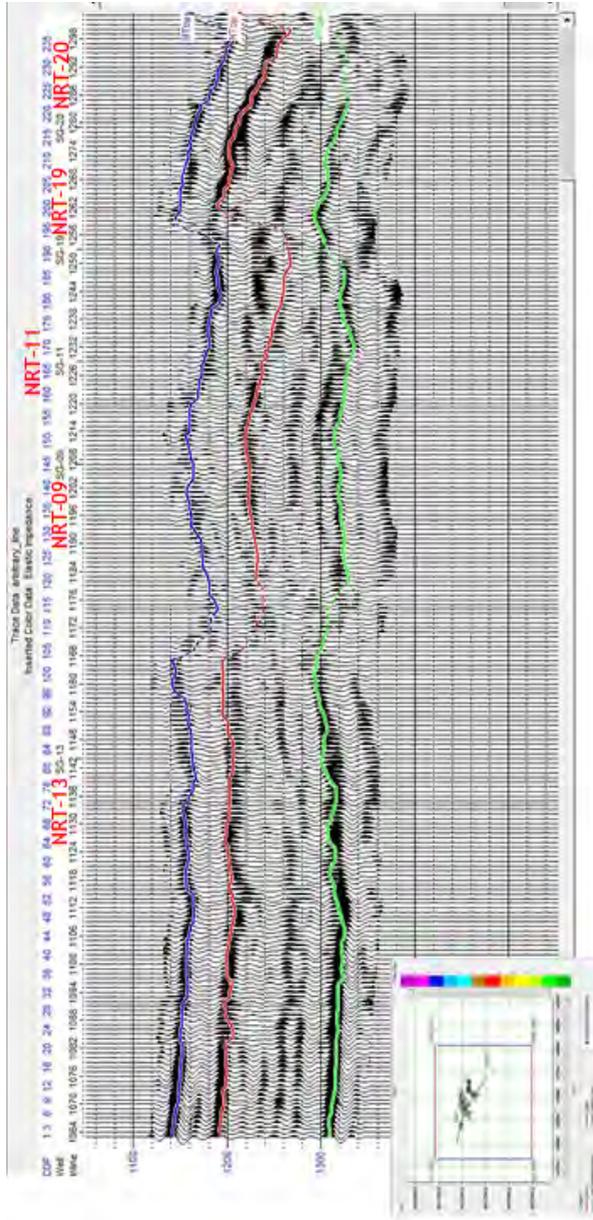
Gambar 5.3. Hasil inversi AI



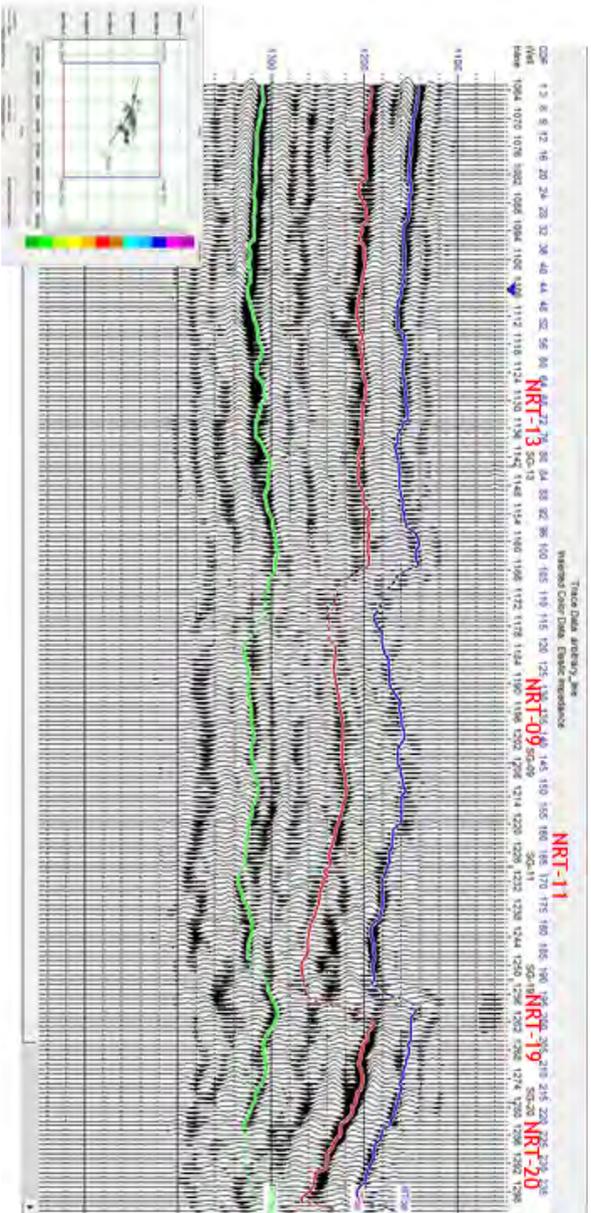
Gambar 5.4. *Blind well* test sumur NRT-10

Sebagai QC apakah proses AI sudah optimal pada daerah yang terletak jauh dari kontrol data sumur, dilakukan *blind well* test. Yaitu dengan memasukkan sumur NRT-10 yang tidak diikuti sertakan dalam proses inversi. Jika hasil inversi AI relatif mendekati log AI pada sumur tersebut, maka hasil inversi dapat dikatakan telah mendekati kondisi yang sebenarnya. Penampang lateral dari hasil inversi yang melewati sumur NRT-10 diberikan oleh gambar 5.4.

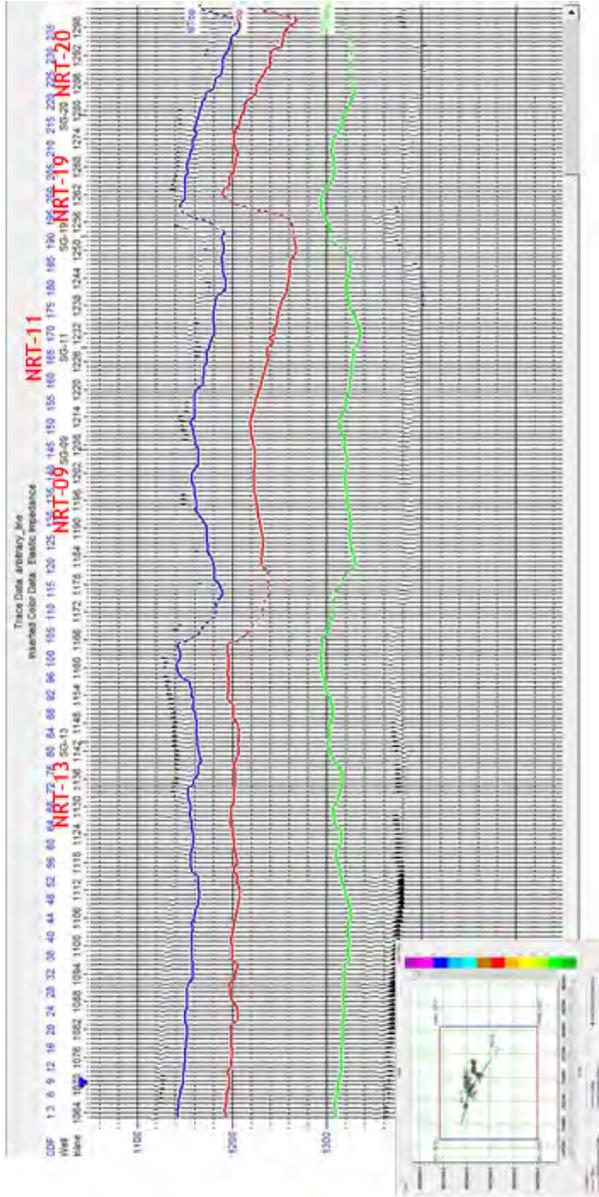
Sama halnya dengan inversi AI, penampang lateral hasil inversi yang melewati beberapa sumur ditampilkan dengan *inserted* log EI *near* (gambar 5.5) dan *far* (gambar 5.6) yang telah difilter (0-0-60-75). Pada gambar tersebut dapat terlihat bahwa nilai EI hasil inversi sebagian besar telah mengikuti data log sumur. Sehingga dapat dikatakan bahwa nilai AI hasil inversi telah mendekati kondisi sebenarnya. Rentang ilai EI *near* cenderung besar dan hampir mendekati nilai AI, rentang sedangkan nilai EI *far* lebih kecil.



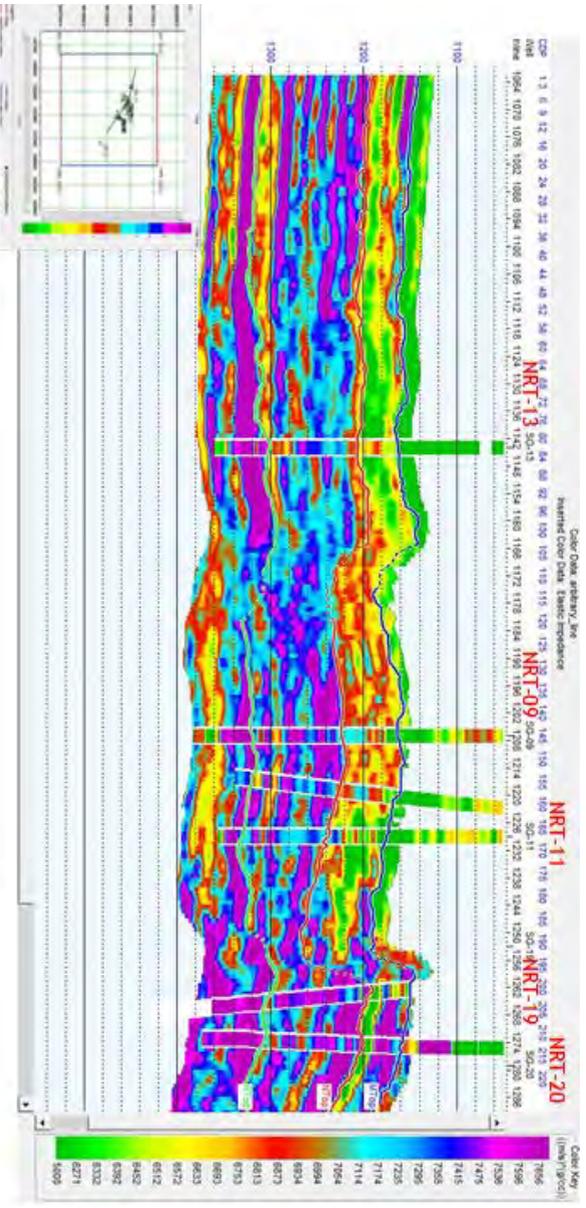
(a)



(b)

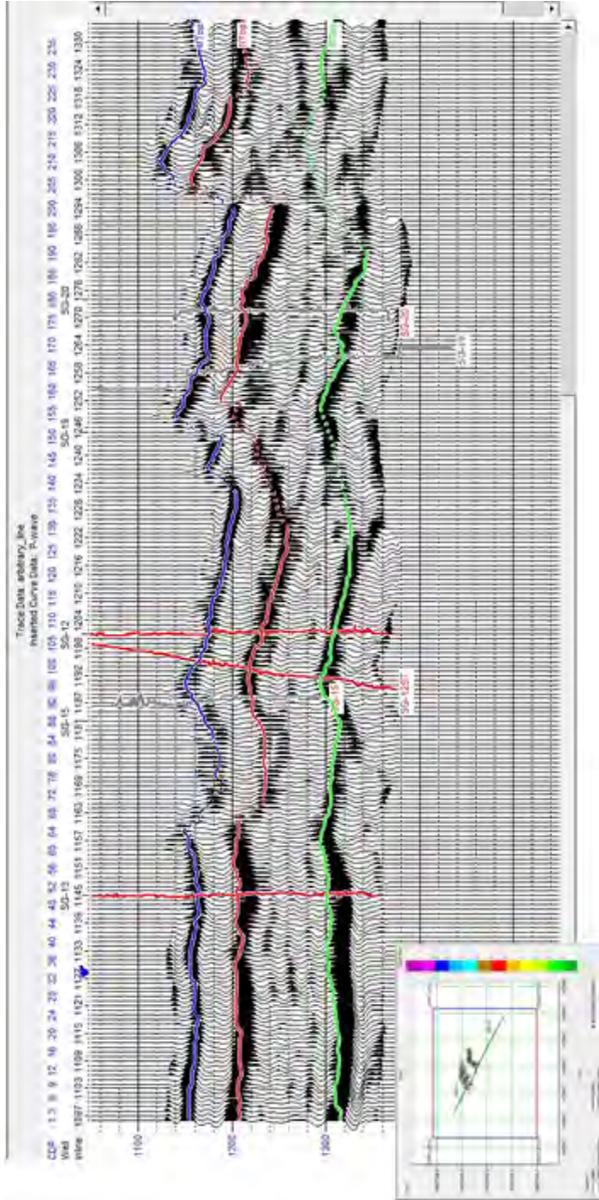


(c)

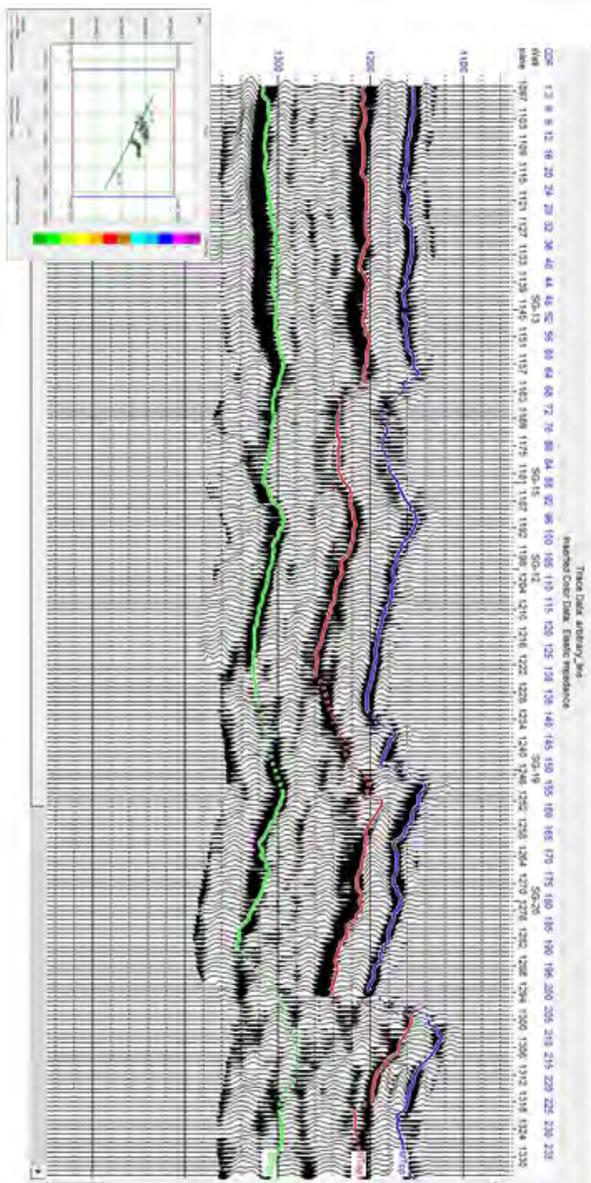


(d)

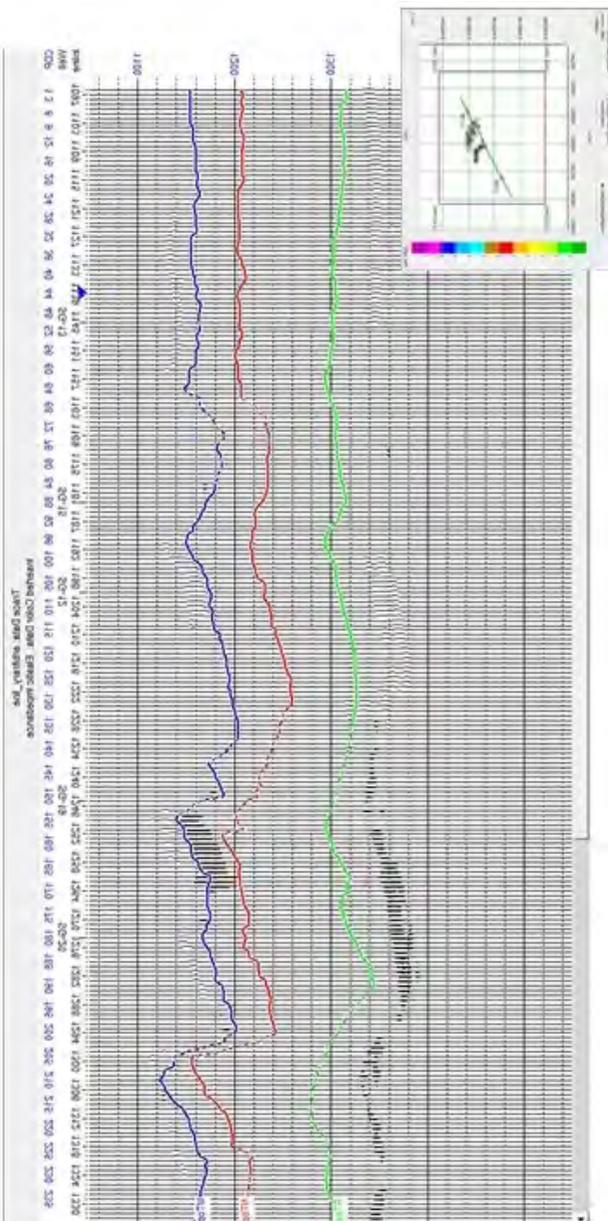
Gambar 5.5. Penampang seismik *real* (a), penampang seismik sintetik (b), *error* trace seismik (c), dan (d) hasil inversi *El near*



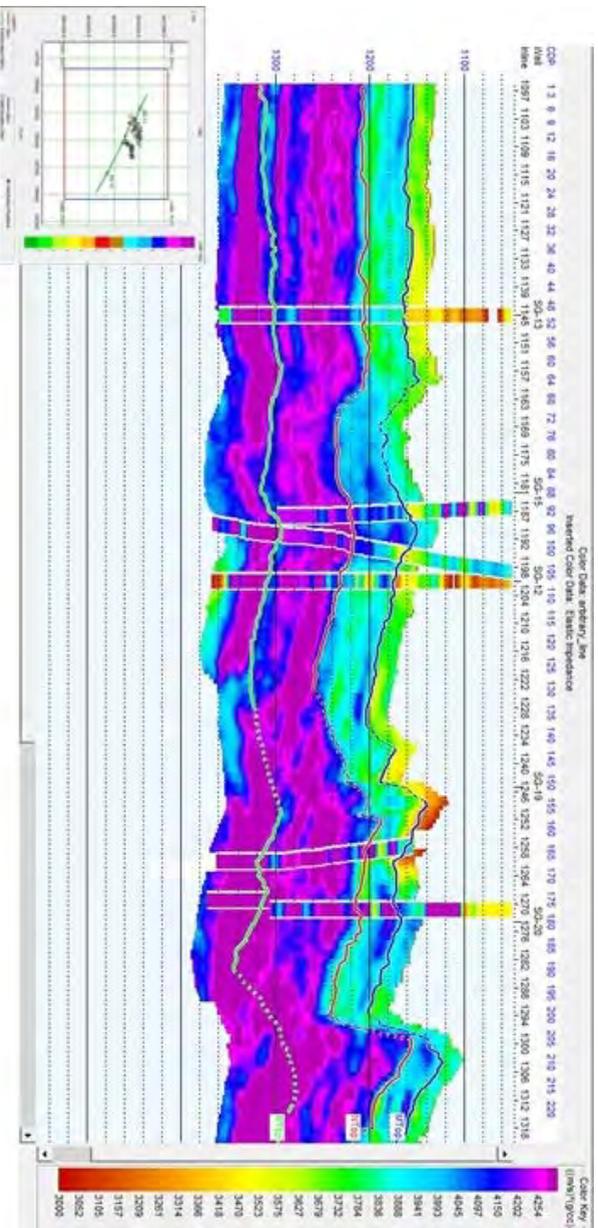
(a)



(b)



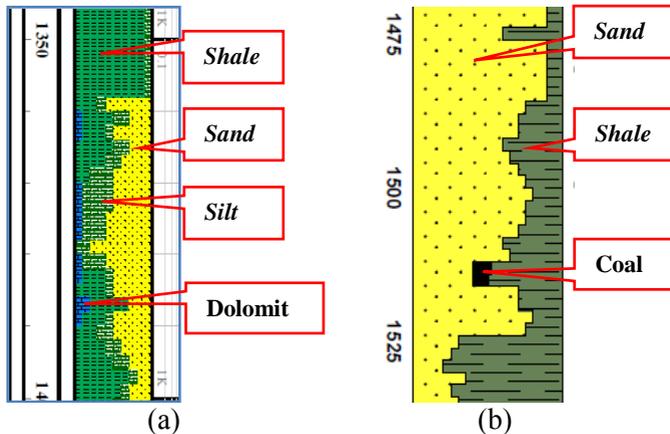
(c)



(d)

Gambar 5.6. Penampang seismik *red* (a), penampang seismik sintetik (b), *error* trace seismik (c), dan (d) hasil inversi *EI_{far}*

Besarnya kecepatan gelombang-S (V_s) berpengaruh pada nilai EI. dalam penelitian ini, V_s diperoleh dari hasil prediksi secara empiris menggunakan persamaan Castagna. Persamaan empiris Castagna mengasumsikan lapisan merupakan clean *sand*. Sedangkan berdasarkan data mudlog, zona target tersisipi kandungan batuan lain seperti dolomit, *silt*, *shale*, bahkan coal. Gambar 5.7 merupakan contoh data mudlog yang menunjukkan batuan penyusun salah satu zona target dari sumur NRT-11 dan NRT-16. Hal ini memungkinkan terjadinya error dalam estimasi V_s . Namun seberapa besar perkiraan error yang dihasilkan tidak dapat secara pasti dihitung karena tidak satupun sumur yang memiliki data V_s sebagai pembanding. Kemungkinan besar error dari estimasi V_s ini menyebabkan error hasil inversi yang telah diperlihatkan pada bagian analisa inversi karena log EI dipengaruhi nilai V_s .



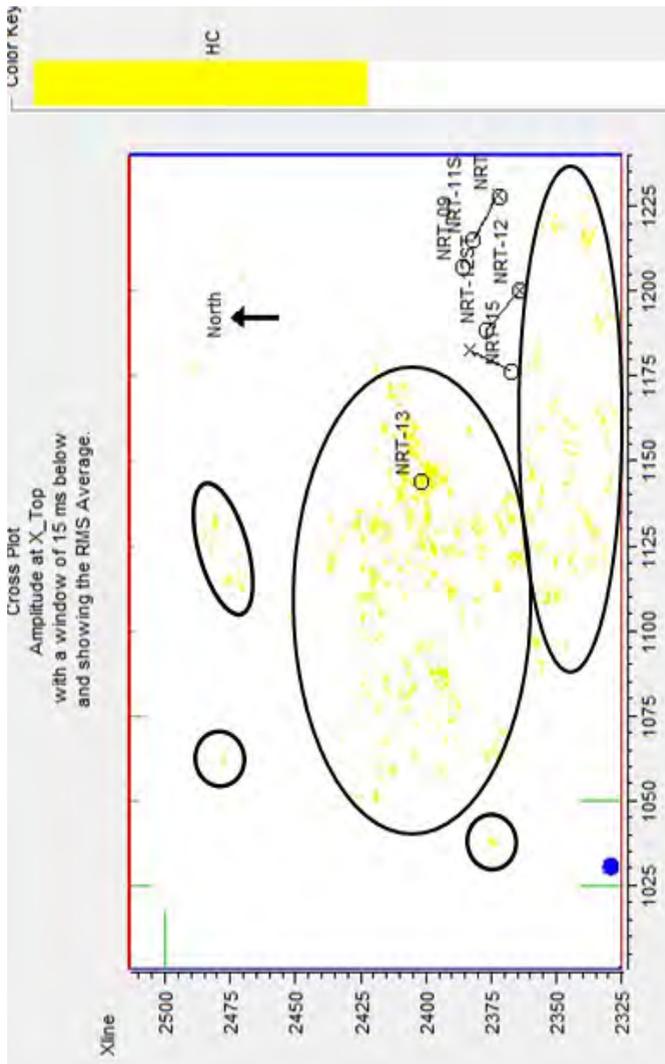
Gambar 5.7 Cuplikan data mudlog sumur NRT-11 (a) dan NRT-16 (b)

Horizon slice dibuat untuk mengetahui persebaran horizontal pada penampang seismik baik itu AI, porositas maupun EI. Dari hasil slice EI lapisan TG_1 seperti terlihat pada gambar 5.8 (a), diketahui bahwa ada beberapa zona prospek hidrokarbon

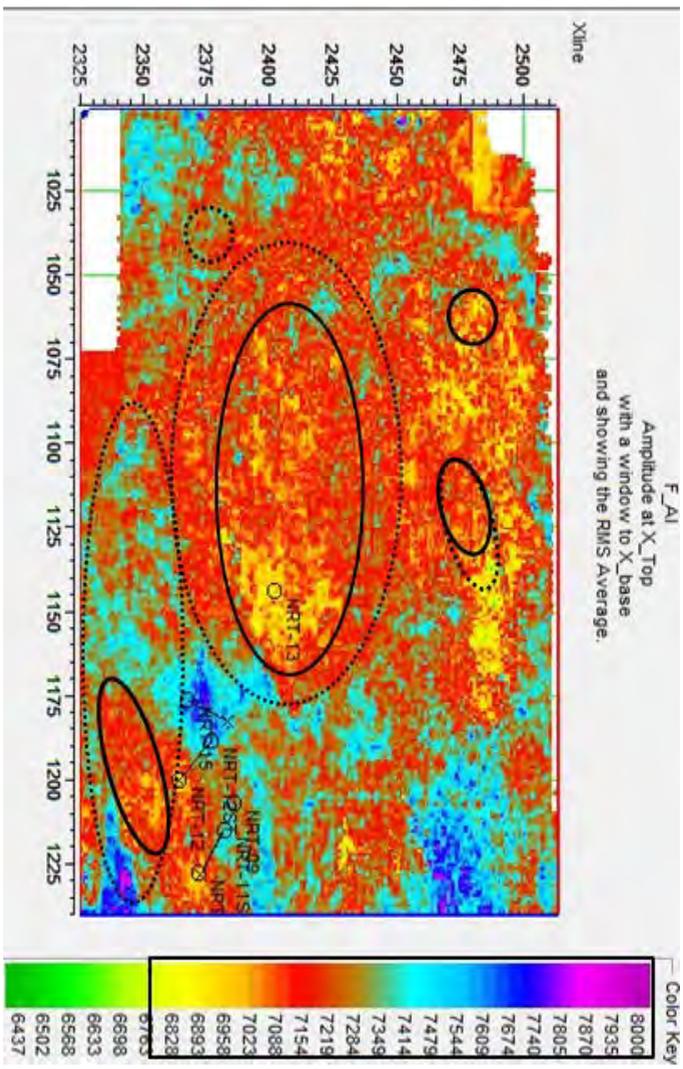
yang ditandai dengan warna kuning. Jika diperhatikan, dari semua sumur yang ada di blok A, hanya sumur NRT-13 yang menunjukkan keberadaan hidrokarbon dengan sangat jelas. Sementara sumur lainnya tidak. Hal ini sesuai dengan kondisi di lapangan dimana sumur NRT-13 pada lapisan TG_1 terbukti mengandung hidrokarbon, sedangkan yang lainnya adalah air. Namun tidak dapat ditarik kesimpulan langsung dari hasil inversi EI bahwa sumur lainnya tidak mengandung hidrokarbon. Hal ini dikarenakan berdasarkan data mudlog, sumur-sumur tersebut mengindikasikan adanya hidrokarbon. Tidak munculnya indikasi hidrokarbon ini dapat disebabkan oleh beberapa hal, diantaranya adalah error dari estimasi Vs seperti yang telah dijelaskan sebelumnya. Selain itu, dapat juga dikarenakan kandungan hidrokarbon yang lebih kecil dari air.

Slice crossplot EI near dan far menunjukkan beberapa zona yang prospektif mengandung hidrokarbon seperti terlihat pada gambar 4.8 (lingkaran hitam). Namun, jika dilihat dari hasil slice inversi AI pada bagian yang sama, sebagian dari zona prospek di sebelah utara sumur NRT-13 ternyata berada pada rentang AI *shale* yang tidak memungkinkan untuk menjadi reservoir.

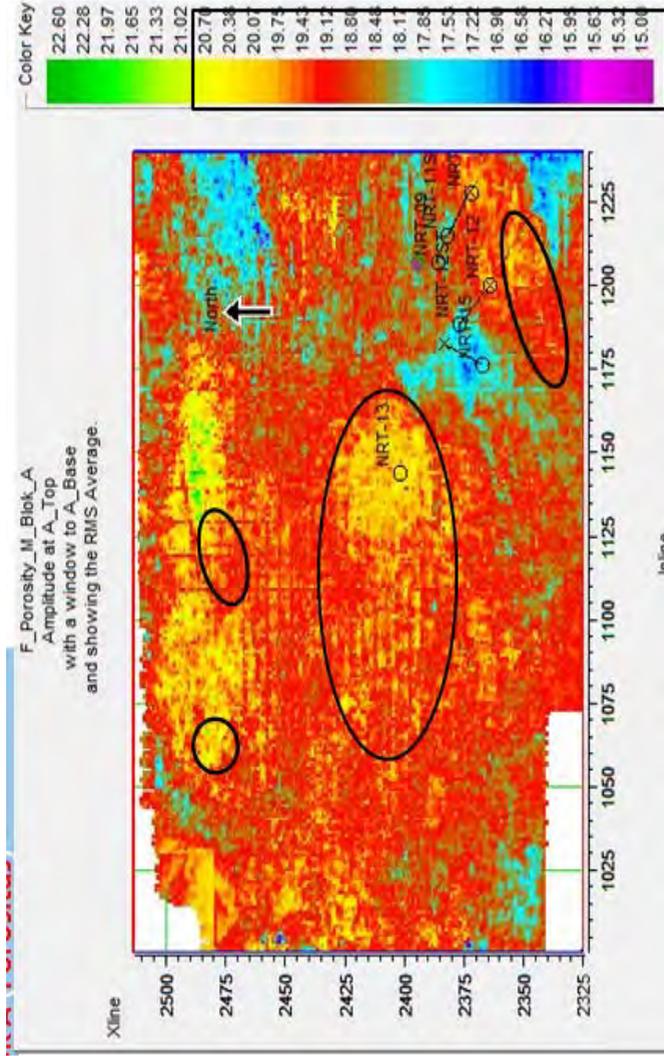
Sementara itu, zona di sebelah barat hingga tenggara sumur NRT-13 memiliki nilai AI dalam rentang *sand*. Namun, dalam rentang tersebut, hanya beberapa daerah yang memiliki nilai AI rendah relatif terhadap *cutoff*nya dan porositas tinggi. Rentang AI zona tersebut adalah 6750-7100 (m/s)(gr/cc) dengan porositas 19-20,9%. Hal ini terlihat pada gambar 5.8 (b) dan (c), zona prospek berdasarkan slice EI (lingkaran putus-putus) dipersempit menjadi zona baru di dalamnya yang memiliki porositas relatif tinggi (lingkaran hitam). Zona baru tersebut lebih cocok sebagai reservoir karena memiliki porositas yang lebih tinggi dari lainnya.



(a)



(b)

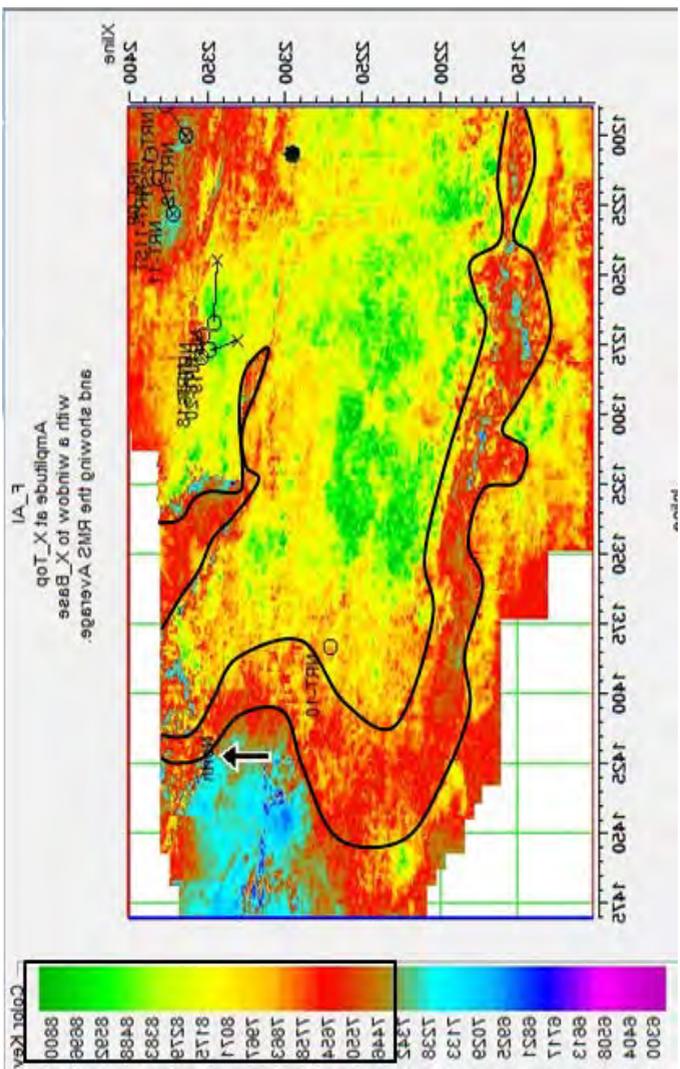


(c)

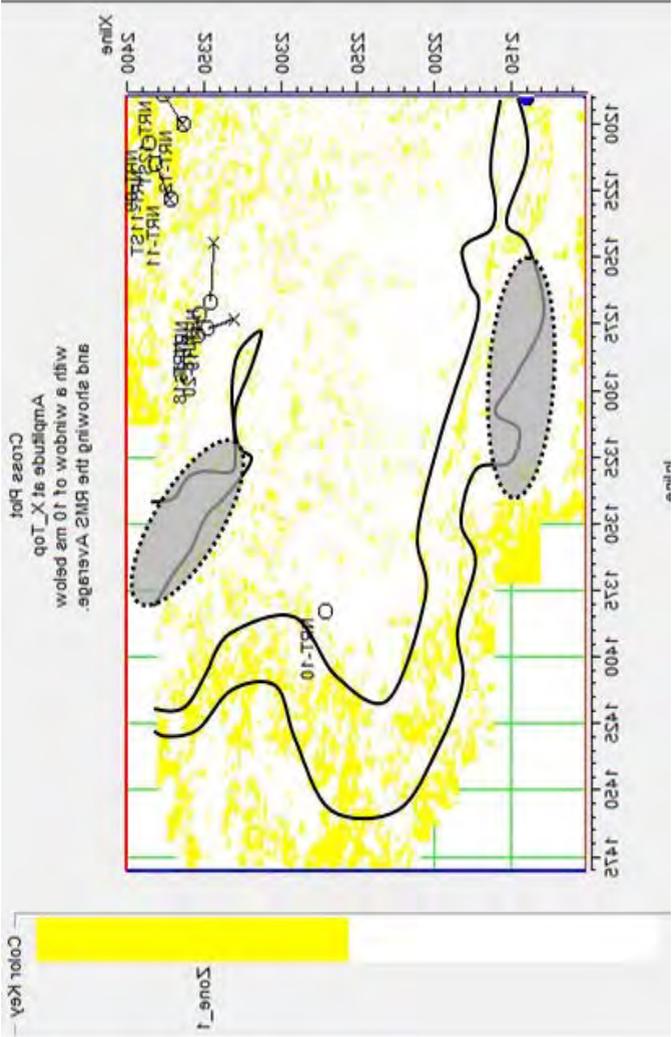
Gambar 5.8. *Slice crossplot* incersi EI (a), *slice* hasil inversi AI (b), dan *slice* porositas (c) lapisan TG_1

Gambar 5.9 merupakan slice hasil inversi AI, porositas, dan EI dari lapisan TG_2. Selain di daerah sumur produksi, terdapat beberapa zona prospek lainnya yang ditandai dengan garis hitam dalam gambar 5.9 dengan nilai AI 7300-7900 (m/s)(gr/cc). Zona prospek berdasarkan hasil inversi AI berada pada bagian barat daya hingga timur laut dari sumur produksi. Zona tersebut memiliki nilai AI yang relatif rendah terhadap *cutoff*nya (gambar 5.9.(a)). Namun, didalam zona tersebut terdapat sebagian kecil *shale* jika dilihat dari nilai AI. Daerah *shale* dalam zona tersebut terlihat memiliki porositas yang tinggi pada gambar 5.9 (b). Namun, porositas pada zona *shale* diabaikan karena dalam transformasi AI menjadi porositas, data *shale* tidak diikuti sertakan. Porositas yang dihasilkan valid untuk zona *sand* berdasarkan nilai AI.

Zona di bagian tengah sebenarnya masih berada dalam rentang AI *sand*. Namun nilai AI zona tersebut relatif tinggi sehingga menyebabkan porositasnya rendah (gambar 5.9 (b)). *Sand* dengan porositas yang rendah kurang cocok untuk reservoir. Hasil inversi EI yang diperlihatkan oleh gambar 5.9 (c) menunjukkan adanya prospek hidrokarbon pada zona tersebut. Bagian yang tidak menunjukkan keberadaan hidrokarbon ditandai dengan lingkaran abu-abu. Porositas zona prospektif lapisan TG_2 berkisar 18-20%.



(a)

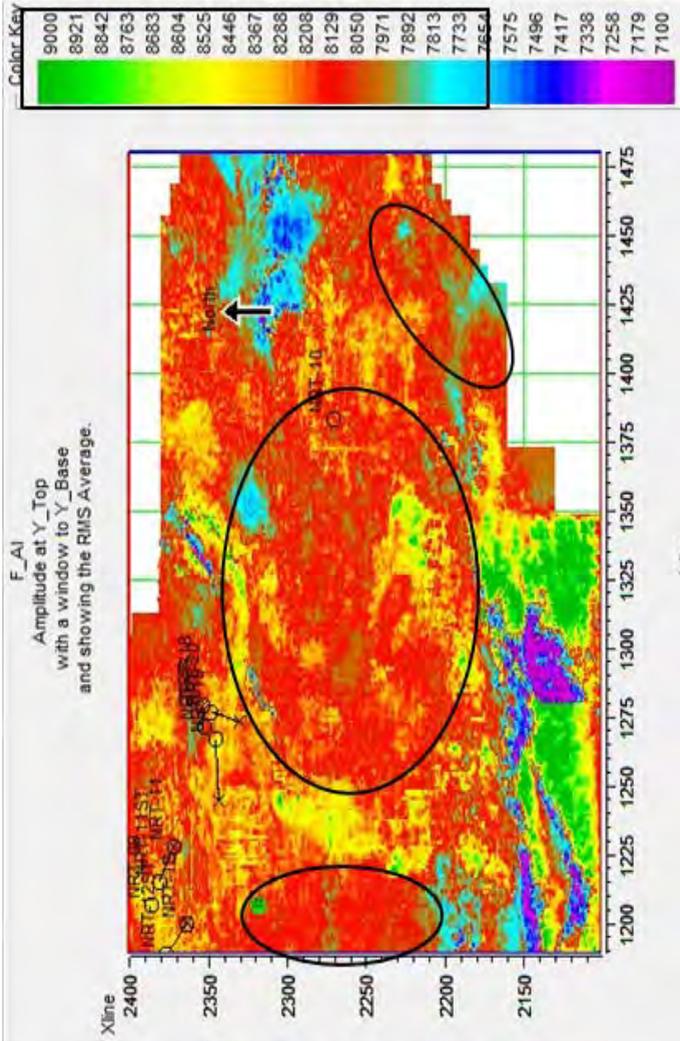


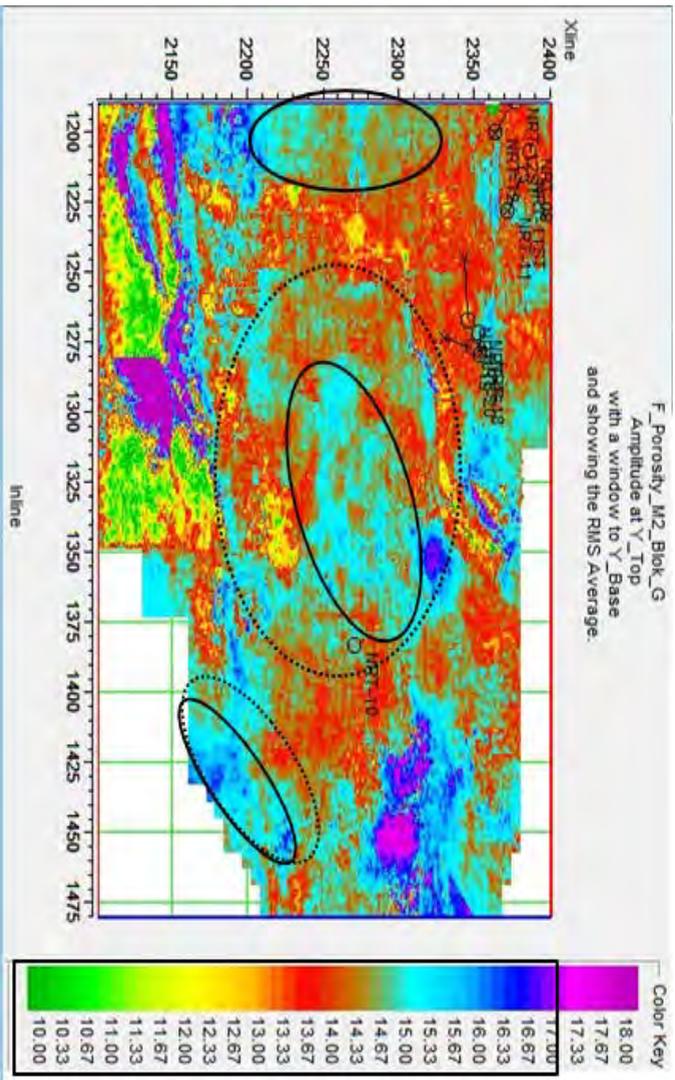
(c)

Gambar 5.9. (a) slice hasil inversi AI, (b) slice porositas, dan (c) Slice crossplot incersi EI lapisan TG_2

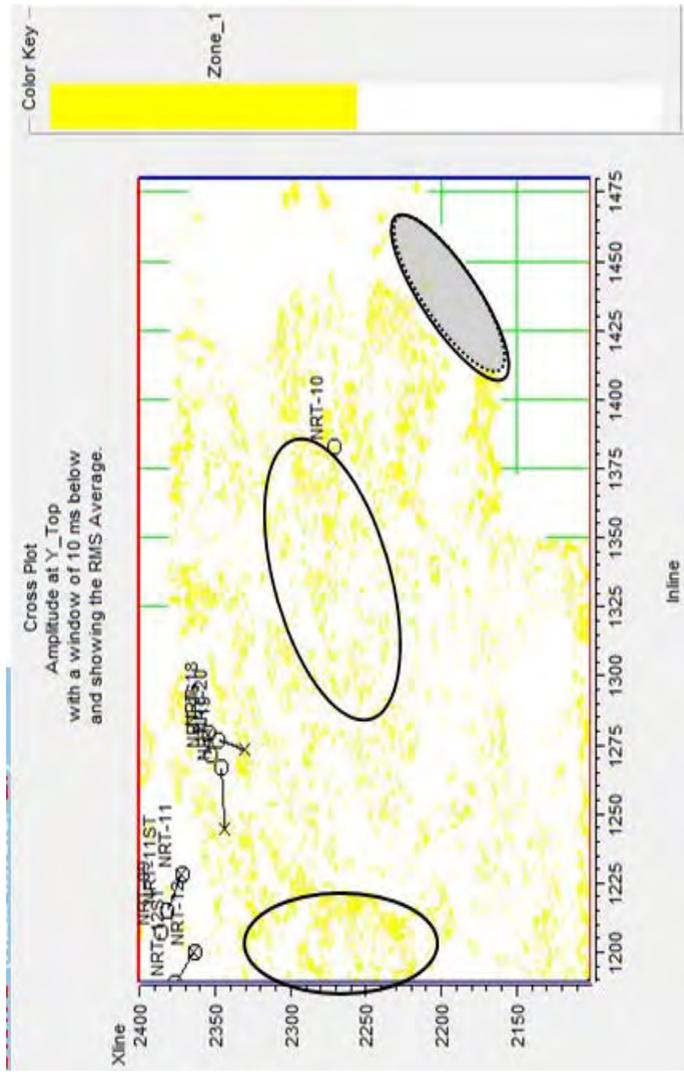
Analisa lapisan TG_3 diberikan oleh gambar 5.10. Zona prospek berdasarkan nilai AI berada di bagian barat, tengah, dan tenggara. Zona tersebut memiliki nilai AI yang relatif rendah yaitu 7650-8300 (m/s)(gr/cc) dalam rentang AI *sand* seperti terlihat pada gambar 5.10 (a). Daerah barat daya sampai selatan merupakan zona *shale* dan *sand* dengan AI relatif tinggi yang berarti porositas rendah. Hal yang sama juga terlihat di daerah timur laut.

Dari slice porositas terlihat zona yang memiliki porositas tinggi sekitar 15%-17% yang diwakili oleh warna biru. Zona tersebut kemudian dianalisa berdasarkan hasil inversi EI. Slice EI menunjukkan zona di sebelah tenggara tidak mengindikasikan keberadaan hidrokarbon. Sehingga diketahui bahwa zona ideal untuk reservoir ada di sebelah barat-tengah (lingkaran hitam gambar 5.10 (c)). Zona tersebut memiliki porositas 15%-17%.





(b)



(c)

Gambar 5.10. (a) *slice* hasil inversi AI, (b) *slice* porositas, dan (c) *Slice crossplot* incersi El lapisan TG_3

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB IV METODOLOGI

4.1 Lokasi Penelitian

Penelitian ini dilakukan selama tiga bulan yaitu Februari-April 2014 di lingkungan PT. Energi Mega Persada, Bakrie Tower Lantai 22-32 Komp. Rasuna Epicentrum, Jl. HR Rasuna Said – Kuningan, Jakarta.

4.2 Perangkat Lunak

Berikut perangkat lunak (*software*) yang digunakan dalam penelitian ini.

1. Hampson Russell yang terdiri dari:
 - *Geoview* untuk menyimpan *data base* sumur.
 - *eLog* untuk melakukan *crossplot*, *editing*, *smoothing*, korelasi sumur, *well seismic tie*, dan ekstraksi *wavelet*.
 - *Strata* untuk melakukan *picking horizon*, membuat model inisial, dan inversi seismik 2D/3D *pre stack* atau *post stack*.
2. Microsoft office

4.3 Data

Pada penelitian ini digunakan data seismik 3 dimensi, data log, data horizon, dan *checkshot*. Penjelasan mengenai data tersebut adalah sebagai berikut:

4.3.1 Data seismik

Data seismik yang digunakan merupakan data seismik 3 dimensi inline 1001 – 1480 dan xline 2101 – 2513 *prestack* dan *post-stack*. Data seismik *post-stack* digunakan untuk inversi AI sedangkan data seismik *pre-stack* digunakan untuk inversi EI. *Sampling rate* dari data sebesar 2 ms.

4.3.2 Data sumur

Terdapat dua belas data sumur yang digunakan yang terdiri dari enam sumur vertikal dan enam sumur miring

(*deviated*). Data sumur yang digunakan dalam format .LAS. Data log yang terdapat dalam sumur disajikan dalam tabel berikut:

Tabel 4.1. Daftar log yang tersedia dari tiap sumur

Nama Sumur	V _p	RHOB	NPHI	RD	SP	CALI	GR	V _{Clay}	S _w
NRT-09	√	√	√	√	-	√	√	√	√
NRT-11	√	√	√	√	-	-	√	√	√
<i>NRT-11ST</i>	√	√	√	√	-	-	√	√	√
NRT-12	√	√	√	√	-	√	√	√	√
<i>NRT-12ST</i>	√	√	√	√	√	√	√	√	√
NRT-13	√	√	√	√	-	√	√	√	√
<i>NRT-15</i>	√	√	√	√	√	-	√	√	√
<i>NRT-16</i>	√	√	√	√	√	√	√	√	√
NRT-18	√	√	√	√	√	√	√	√	√
<i>NRT-19</i>	√	√	√	√	√	√	√	√	√
<i>NRT-20</i>	√	√	√	√	√	√	√	√	√

* V_p : Kecepatan gelombang-P

RHOB : *Bulk density*

NPHI : Neutron porosity

RD : Deep resistivity

CALI : Caliper

GR : Gamma ray

S_w : Saturasi air

V_{clay} : Volume clay

Untuk sumur miring, terdapat data *deviated geometry* yang mengandung informasi koordinat log untuk setiap ke dalaman dalam format . DEV.

4.3.3. Data *checkshot*

Data *checkshot* digunakan untuk mendapatkan hubungan antara *time-to-depth* (waktu terhadap ke dalaman) yang selanjutnya akan digunakan untuk proses *seismic well tie*. Dari keseluruhan sumur yang ada digunakan hanya sumur NRT-16 yang memiliki data *checkshot*. Data *checkshot* tersebut

diaplikasikan pada semua sumur karena sumur-sumur yang digunakan memiliki datum yang sama.

4.3.4. Data marker

Data *marker* digunakan sebagai acuan dasar untuk melakukan *picking* horizon dan pengikatan data sumur dan seismik (*seismic well tie*). Data *marker* yang digunakan dalam penelitian ini berasal dari pemboran. Pada penelitian ini *marker* yang digunakan yaitu TG_1, TG_2, TG_3, TG_4 dan TG_5.

4.3.5. Data Reservoir

Data reservoir ini digunakan untuk estimasi kecepatan gelombang-S. Data tersebut yaitu:

Tabel 4.2. Data parameter reservoir yang digunakan dalam prediksi V_s

Data	TG_1 dan TG_2	TG_3	TG_4 dan TG_5
Pressure (Psi)	1850	1900	2000
Temperature (F)	200	200	220
Gas Gravity	0.67	0.77	0.88
Oil Gravity (API)	50	34.2	41.2
Salinity (ppm)	8000	8000	8000

Tabel 4.3. Data gas-oil ratio blok G yang digunakan dalam prediksi V_s

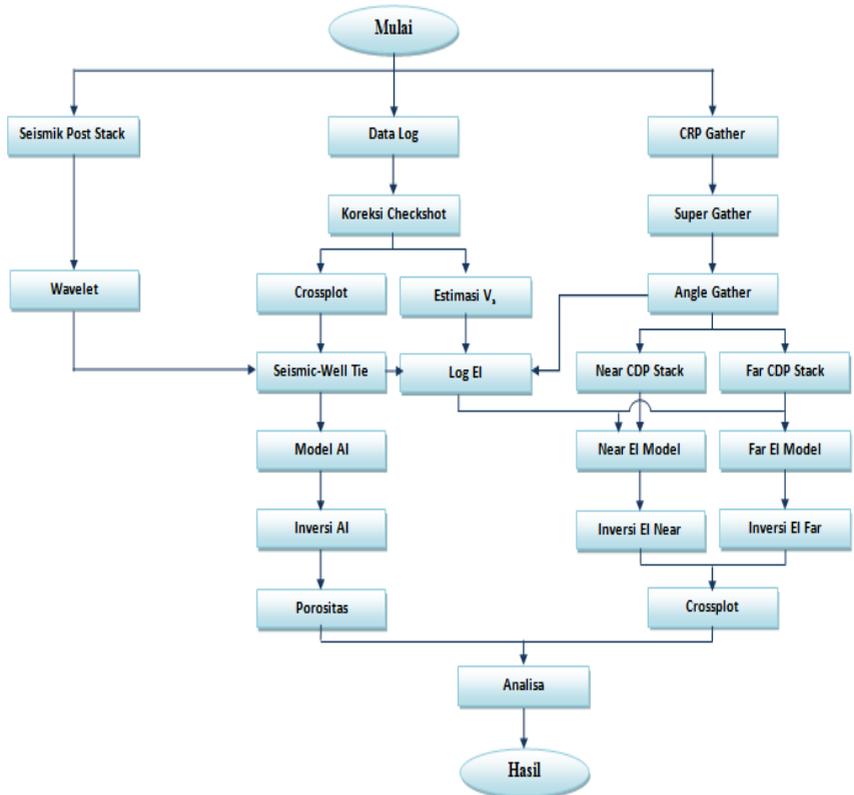
Sumur	GOR (cft/barrel)
NRT-16	640
NRT-18	885
NRT-19	35000
NRT-20	4100

Tabel 4.4. Data gas-oil ratio blok G yang digunakan dalam prediksi V_s

Sumur	GOR (cft/barrel)
NRT-09	550
NRT-11	0
NRT-11ST	0
NRT-12	600
NRT-12ST	350
NRT-13	75000
NRT-15	700

4.4. Pengolahan Data

Berikut adalah gambar *flowchart* pengolahan data:



Gambar 4.1. *Flowchat* pengolahan data

Uraian mengenai pengolahan data yang dilakukan pada penelitian ini adalah sebagai berikut:

4.4.1. Loading data sumur

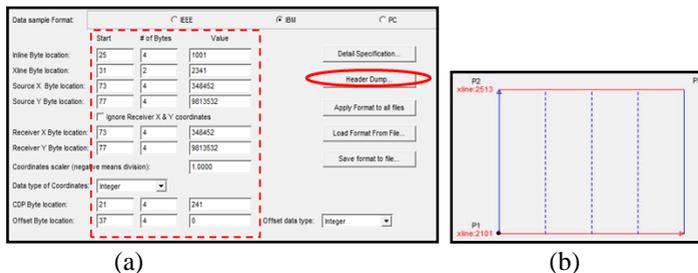
Ini adalah hal yang pertama kali dilakukan saat akan melakukan proses interpretasi data seismik. Saat melakukan input data, hal harus diperhatikan adalah satuan dari tiap log karena tidak setiap log direkam dalam satuan standar *software*. Pada

langkah ini juga dimasukkan data koordinat x, koordinat y, nilai *surface elevation* dan *Kelly Bushing* (KB). Langkah selanjutnya adalah memasukkan data *deviated geometry* untuk setiap sumur *directional*.

Hal lain yang harus diperhatikan adalah *geology marker*. *Geology marker* berfungsi sebagai panduan lapisan geologi pada daerah sepanjang sumur, namun kita hanya fokus pada *marker* di sekitar daerah reservoir yang berada pada ke dalaman tertentu. Setelah itu data *checkshot* sudah dapat dimasukkan ke dalam setiap sumur. Data *checkshot* diukur dari permukaan, bukan dari KB. Berikut adalah *basemap* dari lokasi penelitian.

4.4.2. Loading data seismik

Dalam data seismik 3D yang digunakan terdapat informasi inline, xline, dan koordinat pada *header*. Ketika *loading* data, yang harus diperhatikan adalah pendefinisian bit dan integer dari informasi yang diperlukan. Informasi tersebut dapat dilihat di EBCDIC *header* dalam *Header Dump* seperti terlihat pada gambar 4.1 (a). Kesalahan lokasi bit dapat menyebabkan kesalahan pada geometri yang dibangun. Gambar 4.1 (b) memperlihatkan geometri data seismik yang digunakan dalam penelitian.

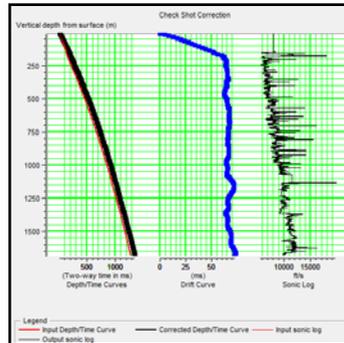


Gambar 4.2. (a) Pendefinisian bit dan integer saat *loading* data seismik dan (b) geometri data seismik

4.4.3. Koreksi *checkshot*

Koreksi *checkshot* dilakukan untuk melakukan konversi antara data sumur yang memiliki domain ke dalaman dengan data

seismik yang memiliki domain waktu. Koreksi *checkshot* dilakukan menggunakan log *checkshot* dan V_p . Koreksi *checkshot* yang dilakukan dalam penelitian ini tidak merubah kurva log V_p hanya merubah kurva waktu terhadap ke dalaman saja. Hal ini dilakukan karena log dalam keadaan “asli” masih diperlukan untuk proses selanjutnya. Tipe interpolasi spline digunakan karena memberikan kurva yang lebih *smooth*. Gambar 4.2 adalah contoh tampilan koreksi *checkshot* pada sumur NRT-12. Kurva biru di tengah kurva *drift* yang merupakan perbedaan antara *depth-time curve* sebelum (kurva hitam tebal) dan sesudah dikoreksi (kurva merah). Kurva hitam di sebelah kanan adalah log V_p dari sumur tersebut.

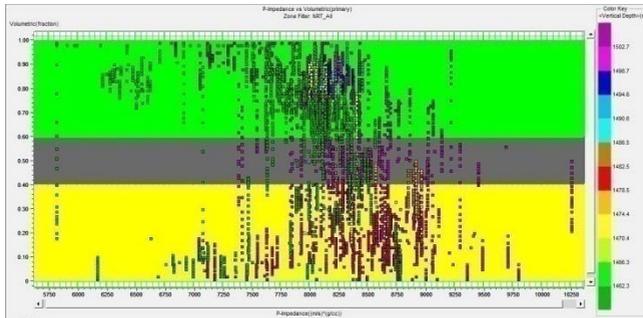


Gambar 4.3. Koreksi *checkshot* pada sumur NRT-12

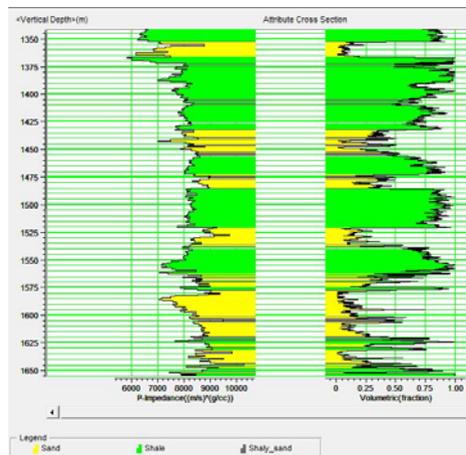
4.4.4. Analisa Sensitifitas (*Crossplot*)

Sebelum melakukan proses inversi, terlebih dahulu dilakukan uji sensitifitas untuk mengetahui apakah lapisan *sand* dapat dipisahkan dari lapisan *shale* berdasarkan nilai AI. Selain itu, proses ini dilakukan untuk mengetahui rentang nilai AI *sand* yang akan dijadikan pedoman dalam interpretasi.

Terdapat lima lapisan *sand* yang menjadi target awal dalam penelitian ini. Lapisan tersebut adalah TG_1, TG_2, TG_3, TG_4 dan TG_5. *Crossplot* dilakukan antara log AI dan V_{clay} karena log V_{clay} memperlihatkan pemisahan yang sangat jelas antara lapisan *sand* dan *shale*.



(a)

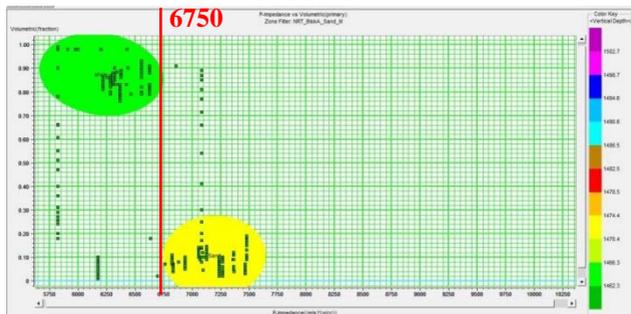


Gambar 4.4. Crossplot log V_{clay} dan AI sumur NRT-09 (Blok A) pada seluruh kedalaman (a) dan cross section (b)

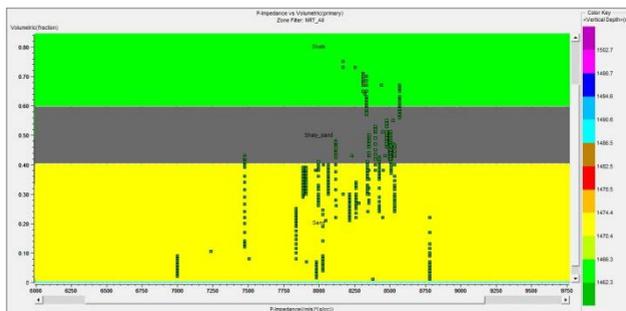
Gambar 4.4 merupakan analisa *crossplot* blok A yang diwakili oleh sumur NRT-09. Gambar 4.4 (a) merupakan *crossplot* pada seluruh kedalaman. Daerah yang memiliki V_{clay} tinggi mengindikasikan lapisan *shale* dengan *cutoff* sebesar 0,6 (hijau). Daerah yang memiliki nilai V_{clay} antara 0,4-0,6 merupakan lapisan *shaly sand* sedangkan V_{clay} sand lebih rendah

dari 0,4. *Cross section* dari hasil *crossplot* diberikan oleh gambar 4.4 (b).

Dari perbedaan nilai V_{clay} , pemisahan zona *sand* dan *shale* dapat terlihat di *cross section*, namun dari *crossplot* tersebut perbedaan nilai AI lapisan *sand* dan *shale* tidak terlihat sehingga *cutoff* AI belum dapat ditentukan. Nilai *cutoff* AI ini sangat penting untuk interpretasi hasil inversi dimana penyebaran lapisan *sand* akan diperkirakan berdasarkan nilai AI tersebut. Oleh karena itu dilakukan filter kedalaman untuk masing-masing zona target.



(a)

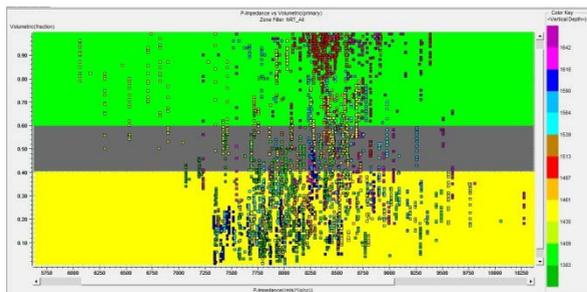


(b)

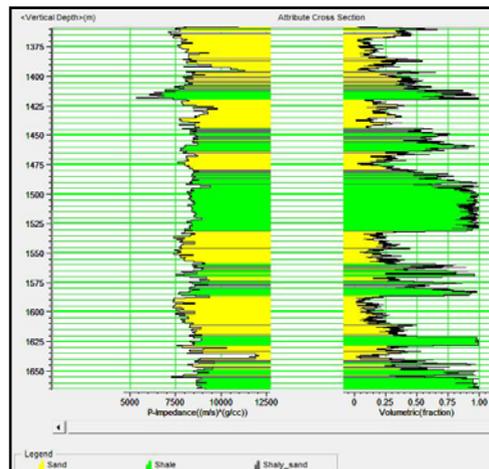
Gambar 4.5 (a) *Crossplot* AI (x) dan V_{clay} (y) disekitar zona TG_1 dan
(b) *Crossplot* AI (x) dan V_{clay} (y) disekitar zona TG_4

Gambar 4.5 merupakan *crossplot* sumur NRT-09 pada kedalaman sesuai zona target. Gambar 4.5 (a) merupakan

crossplot log pada zona disekitar TG_1. Setelah dilakukan filter kedalaman, pemisahan lapisan *sand* dan *shale* dapat terlihat. Lapisan *shale* memiliki nilai AI yang lebih rendah dari *sand* dengan *cutoff* sebesar 6750 (gr/cc)(m/s). Pada gambar 4.5 (b) terlihat nilai AI antara *sand* dan *shale* tidak dapat dipisahkan meskipun telah digunakan filter kedalaman dan resistivitas pada lapisan TG_4. Nilai AI pada lapisan TG_5 pun tidak menunjukkan pemisahan yang jelas.



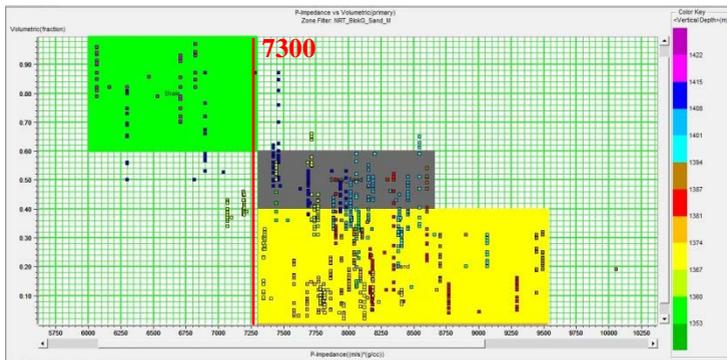
(a)



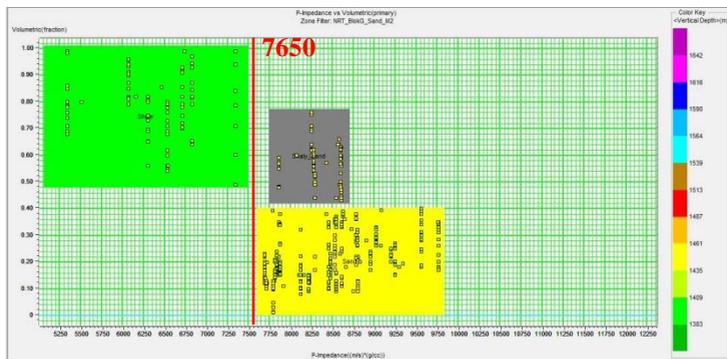
(b)

Gambar 4.6. *Crossplot* log V_{clay} dan AI sumur NRT-20 (Blok B) pada seluruh kedalaman (a) dan *cross section* (b)

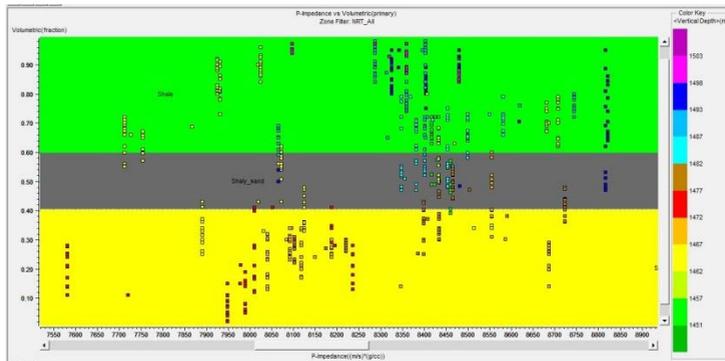
Gambar 4.6 merupakan *crossplot* untuk sumur NRT-20 (Blok B). Sama halnya dengan sumur NRT-09, nilai AI *sand* dan *shale* belum dapat dibedakan sehingga perlu dilakukan filter kedalaman. Nilai AI lapisan TG_2 dan TG_3 dapat dipisahkan setelah dilakukan filter. *Crossplot* untuk kedua lapisan ini diperlihatkan pada gambar 4.7 (a) dan (b). Nilai AI pada lapisan TG_5 tidak dapat dipisahkan meskipun telah dilakukan filter seperti terlihat pada gambar 4.7 (c).



(a)



(b)



(c)

Gambar 4.7 *Crossplot* AI (x) dan V_{clay} (y) disekitar zona TG_2 (a), TG_3 (b), dan TG_5 (c)

Dari analisa tersebut, dapat diketahui nilai *cutoff* untuk tiap lapisan adalah sebagai berikut:

TG_1 : 6750 (gr/cc)(m/s)

TG_2 : 7300 (gr/cc)(m/s)

TG_3 : 7600 (gr/cc)(m/s)

Berdasarkan hasil analisa sensitifitas ini, diketahui bahwa lapisan *sand* TG_4 dan TG_5 memiliki nilai AI yang tidak dapat dipisahkan dari nilai AI *shale*. Oleh itu tidak dapat dilakukan interpretasi untuk menentukan persebaran lapisan *sand* berdasarkan hasil inversi AI pada lapisan tersebut.

4.4.5. *Seismic-well tie dan pembuatan wavelet*

Proses *seismic-well tie* dilakukan untuk mengikat atau mencocokkan antara data sumur yang berada pada *domain* ke dalam (m) dengan data seismik yang berada pada *domain* waktu (t), sehingga data *marker* dapat digabungkan dari sumur untuk penentuan *horizon* pada data seismik.

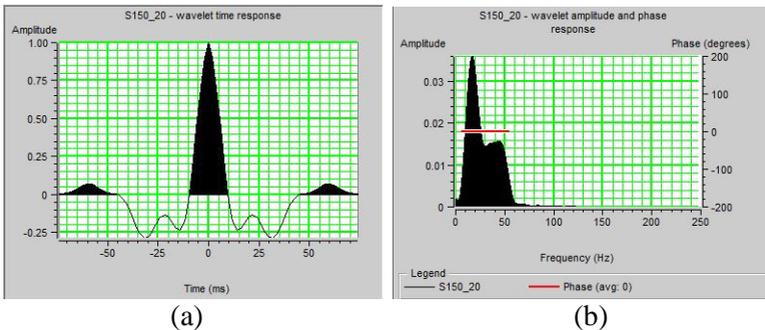
Proses *seismic-well tie* mencocokkan *trace* seismik sintetik (buatan) dengan *trace* seismik asli. *Trace* seismik sintetik merupakan hasil konvolusi koefisien refleksi dengan *wavelet* yang dibuat. Pada inversi AI, koefisien refleksi diturunkan dari

hasil perkalian log AI dan densitas. Sedangkan *wavelet* diekstrak dari data seismik dengan parameter sebagai berikut:

Wavelength : 150 ms

Taper length : 20 ms

Nilai *wavelength* yang digunakan sebaiknya sekitar setengah dari lebar *window* yang digunakan. Ekstraksi *wavelet* dibatasi hanya pada waktu 1100-1600 ms karena zona target berada pada kisaran ke dalaman tersebut. Berikut adalah *time-respon* dan spektrum frekuensi *wavelet* yang digunakan:



Gambar 4.8. (a) *wavelet* yang digunakan dalam penelitian beserta spektrum frekuensinya (b)

Pada proses *seismic-well tie* juga dilakukan *time shifting* (pergeseran) dan *squeeze* untuk mencocokkan *trace* seismik sintetik dengan *trace* seismik asli. *Cross-correlation* dilakukan antara kedua *trace* tersebut sehingga diperoleh koefisien korelasi. Semakin mirip kedua *trace*, koefisien korelasi akan mendekati 1. Berikut adalah nilai koefisien korelasi untuk tiap sumur:

Tabel 4.5. Nilai korelasi pada proses *seismic-well tie* untuk setiap sumur

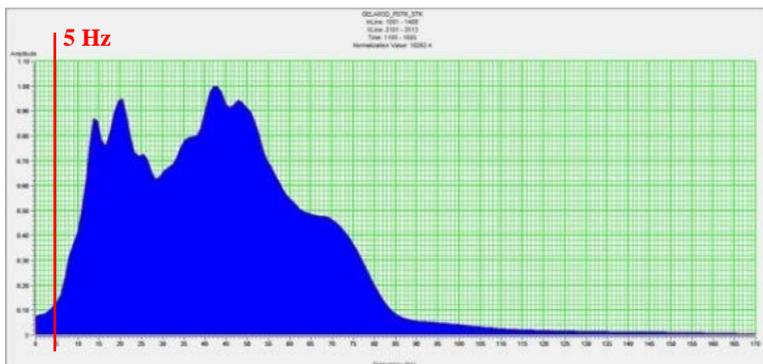
Sumur	Koefisien korelasi
NRT-09	0,65
NRT-11	0,636
NRT-11ST	0,816
NRT-12	0,553
NRT-12ST	0,506
NRT-13	0,529

NRT-15	0,549
NRT-16	0,723
NRT-18	0,63
NRT-19	0,723
NRT-20	0,718

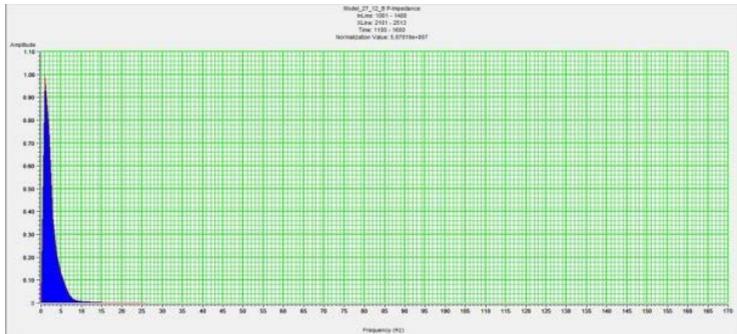
4.4.6. Pembuatan model awal inversi AI

Model awal dibuat berdasarkan log AI dari sebelas sumur yang digunakan. Pembuatan model awal dilakukan sebagai tebakan awal proses inversi. Model awal juga berfungsi untuk mengisi komponen frekuensi rendah yang tidak dimiliki data seismik karena model awal dibangun berdasarkan data log. Maka dari itu, dilakukan *highcut* frekuensi sebesar 5-8 Hz.

Nilai *highcut* frekuensi ditentukan berdasarkan spektrum frekuensi data seismik *post-stack* yang digunakan seperti terlihat pada gambar 4.9. Dari gambar 4.9 (a) terlihat bahwa spektrum frekuensi data seismik mulai menguat pada frekuensi 5 Hz. Maka dari itu model yang dibuat memiliki spektrum frekuensi yang dapat mengisinya seperti terlihat pada gambar (b).



(a)



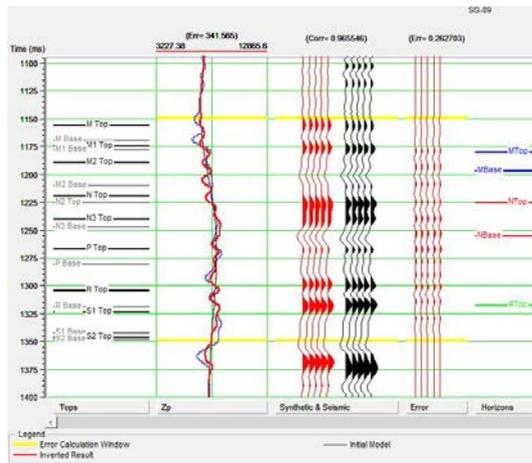
(b)

Gambar 4.9. Spektrum frekuensi data seismik (a) dan spektrum frekuensi model.

4.4.7. Analisa Inversi AI

Proses analisa inversi dilakukan untuk mendapatkan parameter paling optimal yang akan digunakan dalam proses inversi. Inversi yang digunakan adalah inversi *Model Based Hard Constrain 20 %* yang memberikan hasil *error* terkecil antara log AI *real* dengan log AI hasil inversi dan *trace* seismik *real* dan *trace* seismik sintetis. Parameter yang digunakan beserta nilai *error* pada setiap sumur adalah sebagai berikut:

- Inversi *Model Based hard constrain 20%*
- Average block size 2 ms
- Iterasi 15
- *Filter* log bandpass 0-0-60-75



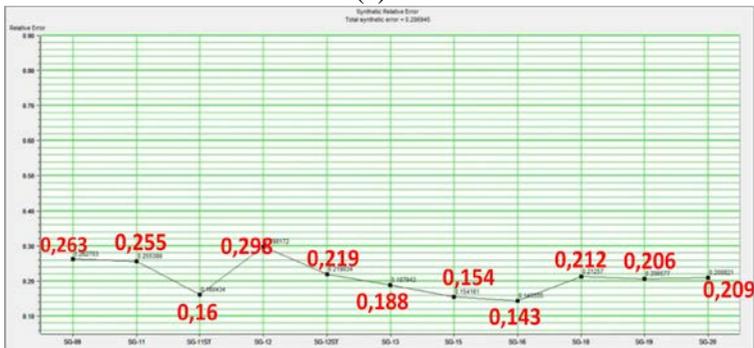
Gambar 4.10. Analisa inversi

Hasil inversi memberikan korelasi yang baik seperti terlihat pada contoh sumur NRT-09. Gambar 4.10 merupakan contoh analisa inversi untuk sumur NRT-09. Pada *track 2* diperlihatkan log hasil inversi (merah) dan log AI *real* (biru). *Track 3* merupakan *trace* seismik sintetik (merah) dan *real* (hitam) sedangkan *track 4* merupakan *error* antara seismik sintetik dan *real*. Pada *track 2*, dapat dilihat bahwa hasil inversi sudah mendekati data log asli. Nilai *error* dari *trace* seismik juga relatif kecil sehingga dapat diasumsikan parameter inversi yang digunakan sudah optimal.

Untuk nilai *error* log dan seismik pada setiap sumur dapat dilihat pada gambar berikut:



(a)



(b)

Gambar 4.11. Error log (a) dan seismik (b) berdasarkan analisa inversi

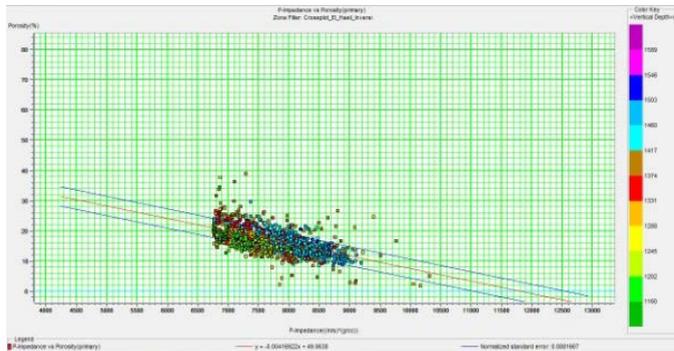
4.4.8. Inversi Model Based

Setelah melakukan analisa inversi dan diperoleh parameter inversi paling tepat, proses inversi telah dapat dilakukan. Untuk menambah tingkat *confidence* saat interpretasi, dilakukan *blind well* test menggunakan data sumur NRT-10. Sumur ini tidak dimasukkan ke dalam proses inversi. Data log AI sumur NRT-10 dibandingkan dengan data log AI hasil inversi.

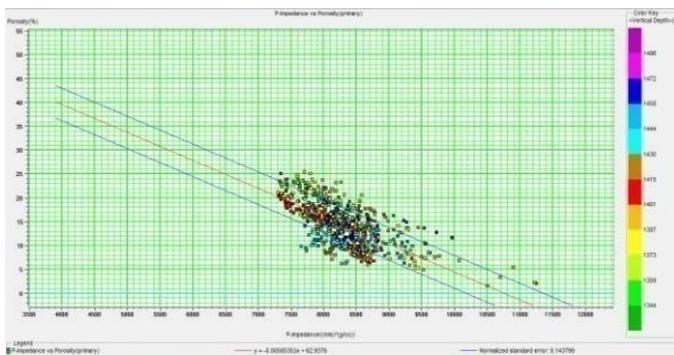
4.4.9. Pembuatan volume porositas

Setelah dilakukan inversi AI, maka dilakukan transformasi volume AI hasil inversi ke dalam porositas. Dilakukan *crossplot* antara log AI pada sumbu *x* dan log *density*

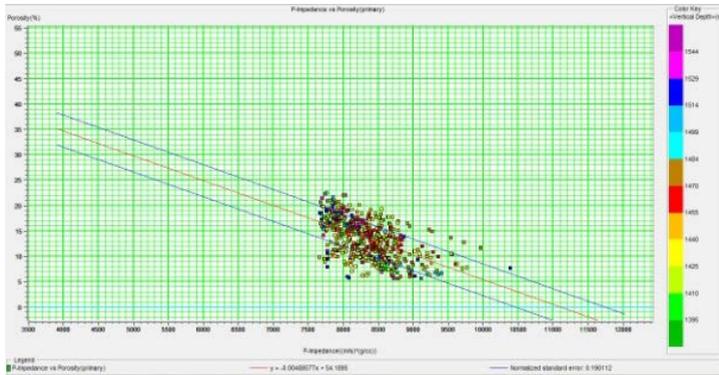
porosity (porositas) pada sumbu y yang berbeda pada setiap lapisan. Hal ini dikarenakan tiap lapisan memiliki *cutoff* AI yang berbeda sehingga *trend* hubungan antara AI dan porositas pada tiap palisan pun berbeda. Berikut adalah *crossplot* untuk tiap lapisan tersebut:



Gambar 4.12. *Crossplot* antara log AI dan Porositas lapisan TG_1



Gambar 4.13. *Crossplot* antara log AI dan Porositas lapisan TG_2



Gambar 4.14. *Crossplot* antara log AI dan Porositas lapisan TG_3

Dari hasil *crossplot* tersebut, dilakukan regresi *linear* sehingga diperoleh persamaan berikut:

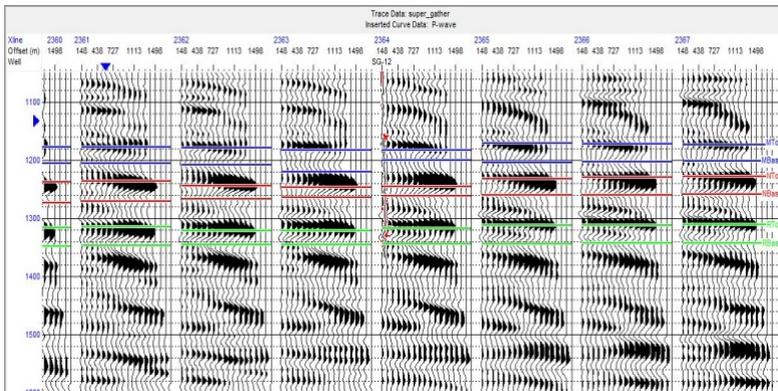
$$\text{TG}_1 : y = -0.00416922x + 49,0638$$

$$\text{TG}_2 : y = -0.00585353x + 62,9376$$

$$\text{TG}_3 : y = -0.00488577x + 54.1895$$

4.4.10. Pembuatan *super gather*

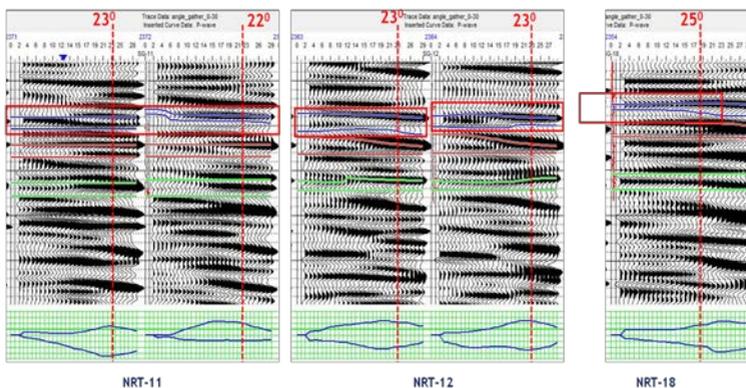
Pembuatan *super gather* dilakukan untuk menghilangkan *noise* yang masih belum hilang saat *processing* data seismik. Pembuatan *super gather* pada penelitian ini dilakukan dengan merata-rata *trace* seismik yang memiliki *offset* sama sebanyak 5 inline dan 5 xline di sekitar *trace*. *Noise* yang bersifat *inkoheren* akan hilang dan sinyal seismik yang bersifat *koheren* akan saling menguatkan ketika dirata-rata. Input data yang digunakan adalah *Common Reflection Point (CRP) gather*. Berikut adalah hasil *super gather* yang dibuat:



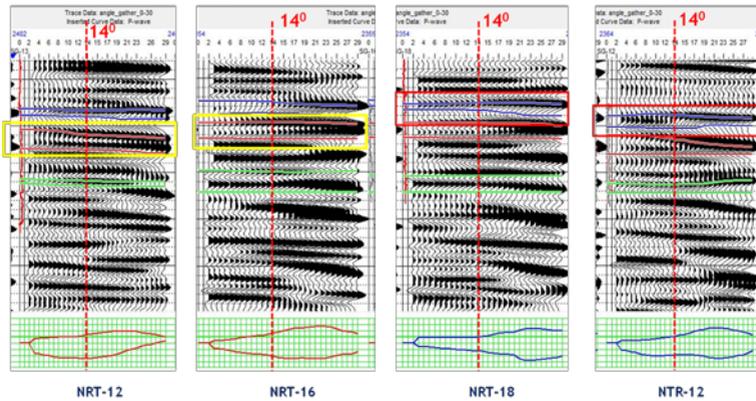
Gambar 4.15. Super gather

4.4.11. Pembuatan *angle gather* dan penentuan sudut EI

Pembuatan *angle gather* dilakukan untuk mengubah *trace* seismik dari *offset* ke sudut. Dalam proses ini digunakan *time-velocity* tabel. Setelah diperoleh penampang *angle gather*, dilakukan analisa *trend* amplitudo pada tiap sudut untuk mendapatkan sudut optimum inversi EI. Penentuan rentang sudut dilakukan berdasarkan *trend* amplitude yang terjadi.



Gambar 4.16. Penentuan sudut optimum

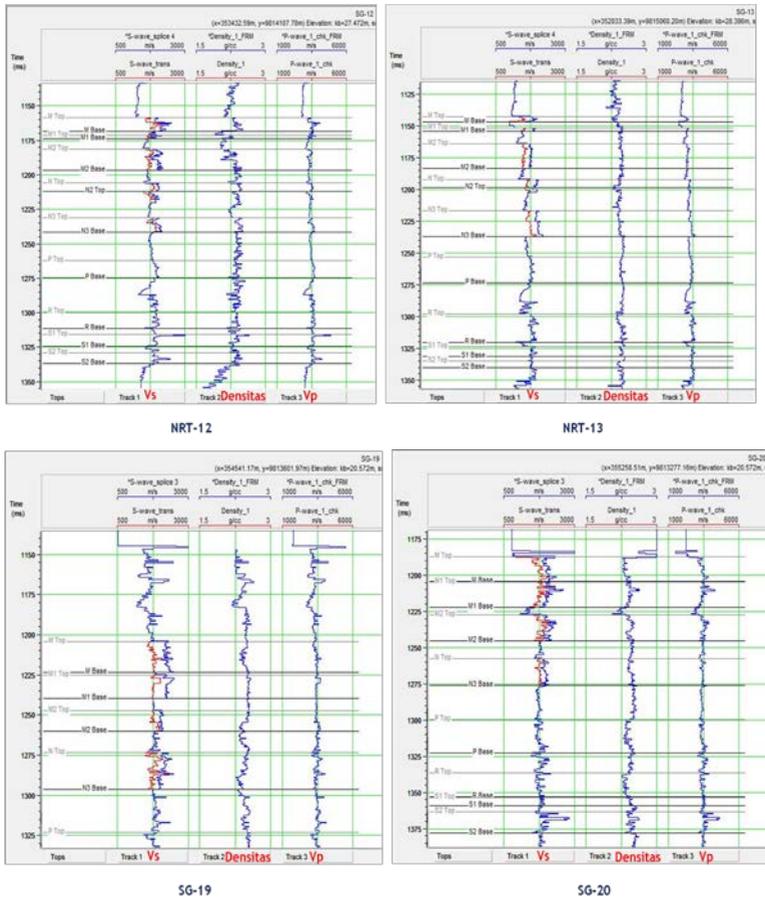


Gambar 4.17. Penentuan sudut EI

Dari analisa amplitude, ditentukan rentang nilai EI untuk *near angle* adalah 0^0 - 14^0 dan *far angle* 12^0 - 22^0 . Untuk pembuatan log EI *near* dan *far*, diambil nilai tengah dari rentang sudutnya yaitu 7^0 untuk *near* EI, dan 17^0 untuk *far* EI.

4.4.12. Estimasi log V_s

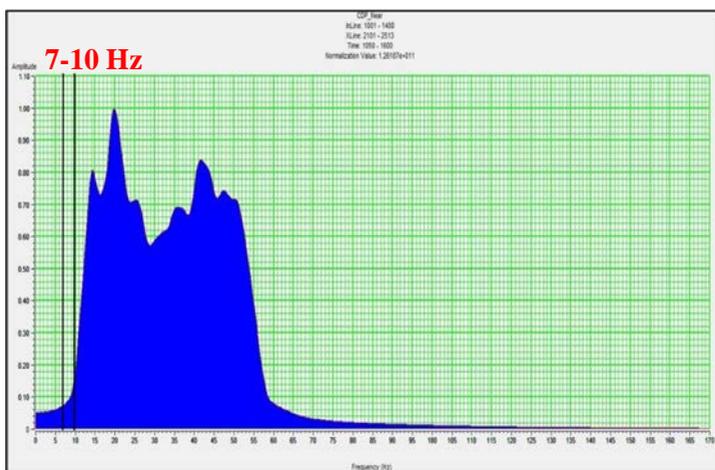
Estimasi log V_s dilakukan dengan menggunakan persamaan empiris Castagna (Castagna et al., 1985). Lalu dilakukan *Fluid Replacement Modelling* (FRM) menggunakan persamaan Biot-Gassmann. Data yang digunakan adalah data reservoir dan data kandungan mineral dari mud log. Hasil estimasi log V_s untuk beberapa sumur diperlihatkan pada gambar 4.14. Track satu memperlihatkan log V_s setelah dilakukan FRM (merah) dan sebelum dilakukan FRM (biru). Setelah dilakukan FRM, terlihat penurunan V_s pada zona target yang telah terbukti mengandung hidrokarbon.



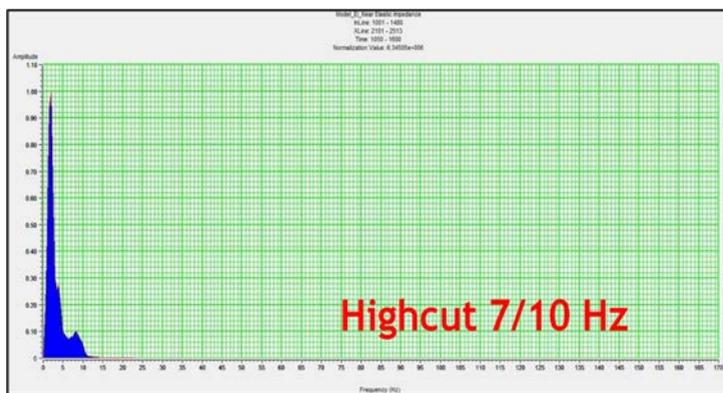
Gambar 4.18. Hasil prediksi Vs

4.4.13. Pembuatan Model awal EI

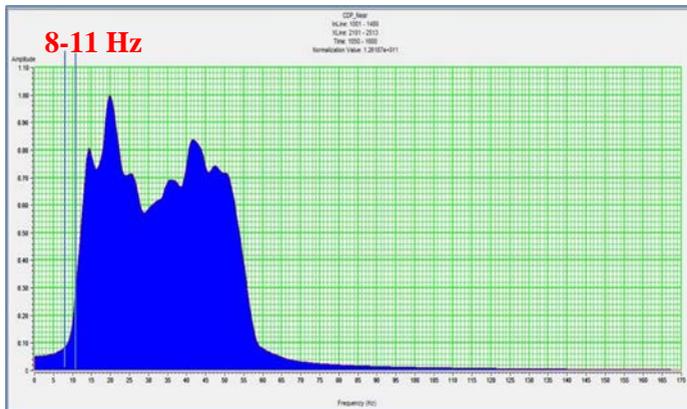
Sama halnya dengan proses inversi EI, model awal digunakan sebagai tebakan awal proses inversi. Namun dalam proses ini, digunakan *highcut filter* yang berbeda untuk pembuatan model *far angle* dan *near angle*. Hal ini dilakukan karena penampang *stack* yang digunakan berbeda.



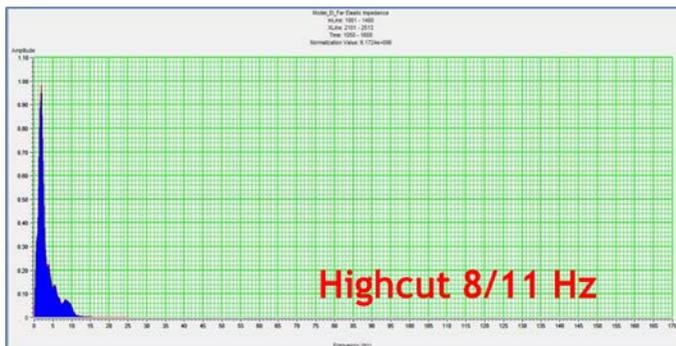
Gambar 4.19. Spektrum frekuensi CDP *stack near offset*



Gambar 4.20. Spektrum frekuensi model untuk inversi *near angle*



Gambar 4.21. Spektrum frekuensi CDP *stack far angle*



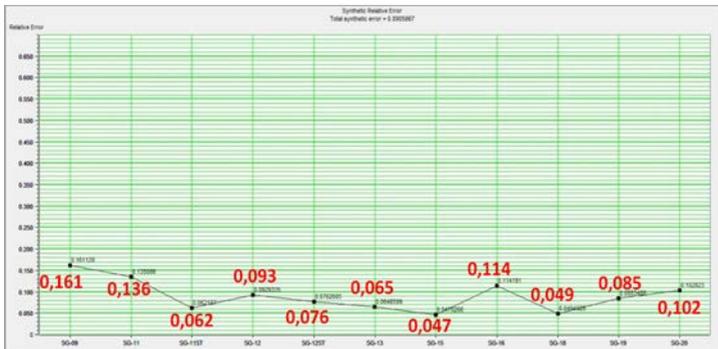
Gambar 4.22. Spektrum frekuensi model untuk inversi *far angle*

4.4.14. Analisa inversi EI

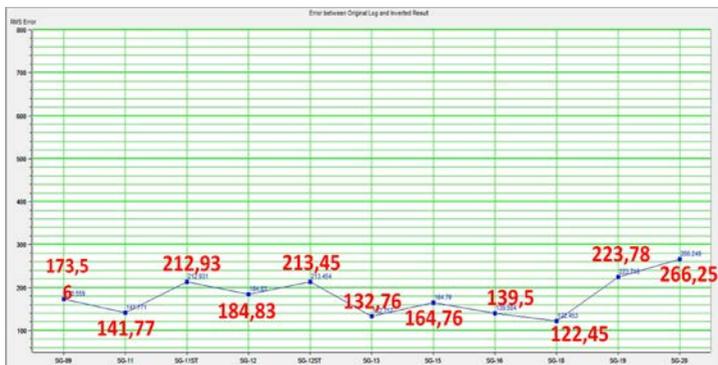
Proses analisa inversi EI memiliki tujuan yang sama dengan inversi AI, yaitu untuk menentukan parameter yang optimal. Parameter yang optimal untuk inversi EI sama dengan parameter yang digunakan dalam proses inversi AI. Hasil *error log* dan seismiknya adalah sebagai berikut:



Gambar 4.23. Error log inversi EI near



Gambar 4.24. Error seismik hasil inversi EI near



Gambar 4.25. Error log inversi EI far



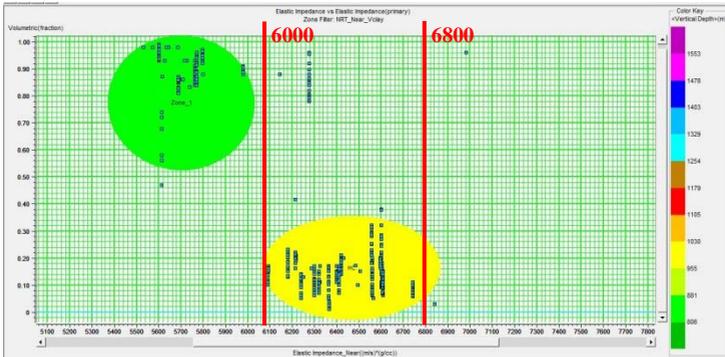
Gambar 4.26. Error seismik hasil inversi EI far

4.4.15. Inversi EI

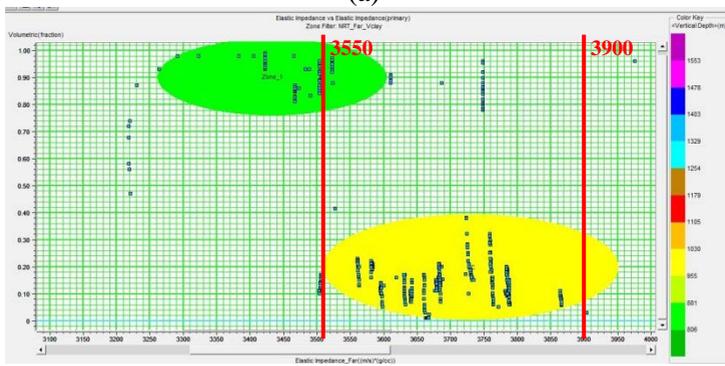
Setelah dilakukan analisa inversi, proses inversi EI siap dilakukan. Inversi dilakukan secara terpisah untuk EI *near* dan EI *far*. Dilakukan *crossplot* antara volume EI *near* dan *far* yang dihasilkan melalui proses inversi. Proses ini dilakukan untuk mengetahui persebaran zona yang mengandung hidrokarbon pada zona target. *Crossplot* dilakukan pada masing-masing zona secara terpisah. Zona yang dipilih sama dengan hasil analisa *crossplot* antara log EI *near* dan EI *far*.

4.4.16. Analisa Log EI

Analisa log EI pertama-tama dilakukan untuk mengetahui batas antara nilai EI *sand* dan *shale*. Hal ini dilakukan karena dari analisa AI yang telah dilakukan, diketahui bahwa nilai AI zona target lebih besar dari *shale* sehingga kemungkinan hal yang sama terjadi pada nilai EI. Gambar 4.27 merupakan analisa log EI untuk lapisan TG_1 pada salah sumur NRT-11ST.



(a)

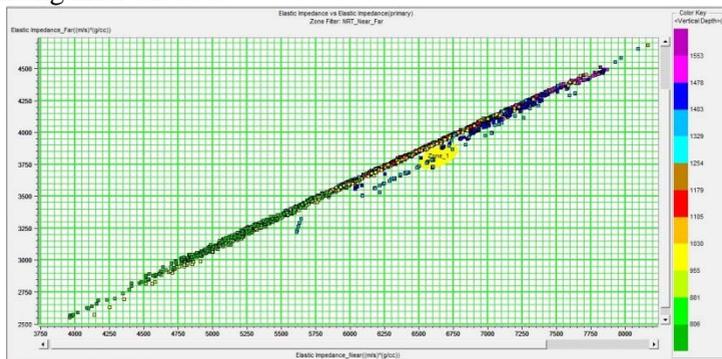


(b)

Gambar 4.27. (a) Crossplot EI *near* dan V_{clay} . (b) Crossplot EI *far* dan V_{clay} untuk lapisan TG_1

Dari gambar 4.27 terlihat bahwa nilai EI baik *near* maupun *far* dari zona target memang lebih besar dari *shalnya*. Zona *sand* ditandai dengan lingkaran kuning, sedangkan *shale* ditandai dengan lingkaran hijau. Dari analisa seluruh sumur, diketahui bahwa zona target memiliki rentang EI *near* sebesar 6000-6800 (m/s)(gr/cc) sedangkan rentang EI *far* sebesar 3550-3900 (m/s)(gr/cc). Dengan diketahuinya rentang nilai EI *near* maupun *far*, maka pemilihan zona pada saat *crossplot* akan lebih jelas.

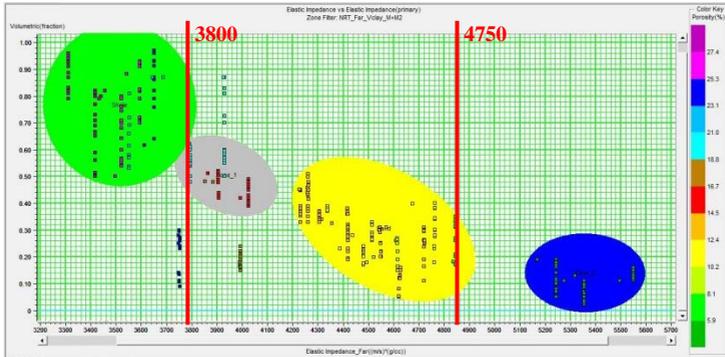
Gambar 4.28 merupakan *crossplot* EI *near* (sumbu *x*) dan EI *far* (sumbu *y*). Meskipun nilai EI *sand* lebih besar dari *shale*, namun *trend* penurunan nilai EI *far* terhadap EI *near* tetap sama. Pada zona yang mengandung hidrokarbon, trend penurunan nilai EI lebih besar sehingga terjadi pemisahan yang jelas dalam hasil *crossplot*. Hal tersebut terlihat pada gambar 4.28. zona hidrokarbon ditandai dengan lingkaran kuning. Dari analisa sebelumnya telah diketahui rentang nilai EI *near* dan *far* zona target, sehingga zona hidrokarbon pada proses ini diambil dalam rentang nilai tersebut.



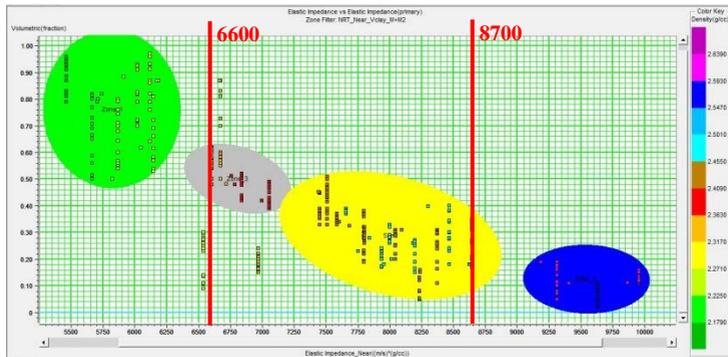
(c)

Gambar 4.28. *Crossplot* log EI *near* (*x*) dan EI *far* (*y*) (TG_1)

Lapisan TG_2 dan TG_3 memiliki rentang nilai EI yang sama. Hal itu terlihat dari pemisahan yang ditunjukkan gambar 4.29. Proses *crossplot* dilakukan seperti pada lapisan TG_1. Rentang nilai EI *far* TG_2 dan TG_3 sebesar 3800-4750 (m/s)(gr/cc) seperti terlihat pada gambar 4.29 (a). Rentang EI *near* hasil *crossplot* sebesar 6600-8700 (m/s)(gr/cc).



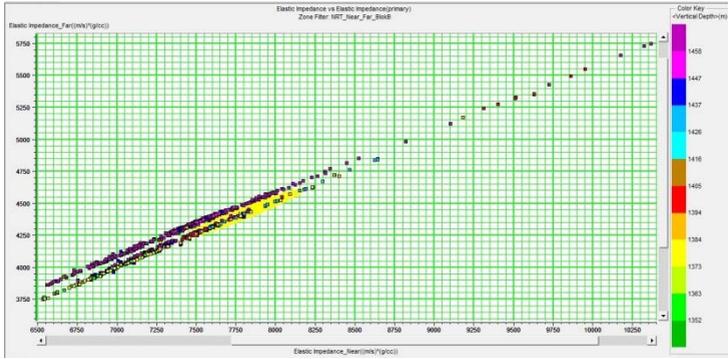
(a)



(b)

Gambar 4.29 (a) *Crossplot* EI *far* dan V_{clay} . (b) *Crossplot* EI *near* dan V_{clay} sumur NRT-20 (Blok B)

Selain lapisan *sand* dan *shale*, zona target di blok B memiliki kandungan *silt* dan dolomit yang cukup tinggi. Hal tersebut dapat dilihat dari data mudlog. Zona biru pada gambar 4.29 kemungkinan merupakan lapisan dolomit yang memiliki densitas relatif tinggi. Densitas yang relatif tinggi ditunjukkan oleh skala warna pada *crossplot*. Sedangkan zona berwarna abu-abu kemungkinan adalah lapisan *shaly sand*. *Crossplot* EI *near* dan *far* untuk penentuan zona hidrokarbon diperlihatkan oleh gambar 4.30.



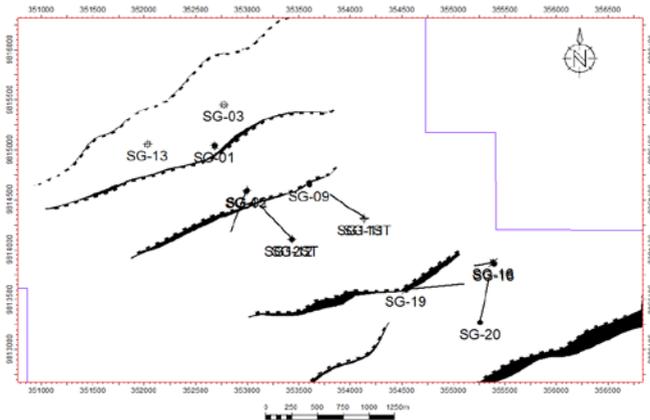
Gambar 4.30 Crossplot EI near dan EI far sumur NRT-20

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB V HASIL DAN PEMBAHASAN

Dari hasil uji sensitifitas, dapat diketahui bahwa lapisan yang dapat dibedakan antara *sand* dan *shale* adalah lapisan TG_1, TG_2, dan TG_3. Sedangkan untuk lapisan TG_4 dan TG_5, nilai AI dari *sand* dan *shale* tidak dapat dipisahkan (*overlap*) sehingga metode AI kurang cocok untuk menentukan persebaran lapisan *sand* TG_4. Lapisan *sand* pada lapangan ini memiliki nilai AI yang lebih tinggi daripada *shale* di atas dan di bawahnya meskipun *cutoff* AI tiap lapisan berbeda. Secara geologi, hal ini diakibatkan oleh sementasi lapisan *sand* yang sangat tinggi sehingga menyebabkan lapisan *sand* lebih padat.

Pada penampang seismik, lapisan TG_1 dan TG_2 sebenarnya merupakan suatu reflektor yang sama, namun berdasarkan hasil analisa data log, lapisan tersebut memiliki *cutoff* nilai AI yang berbeda pada blok A dan B. Hal ini diakibatkan perbedaan kompaksi karena blok A dan blok B dipisahkan oleh suatu patahan. Berikut adalah gambar peta struktur lapangan Muon:



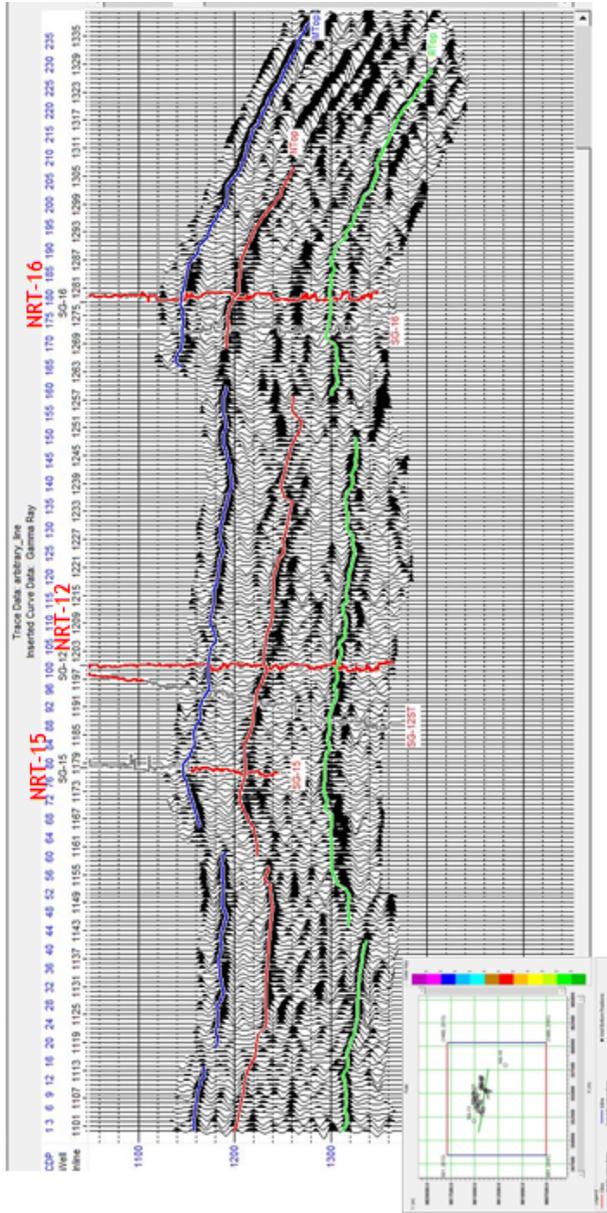
Gambar 5.1. peta struktur lapangan Muon

Sama halnya dengan lapisan TG_3 dan TG_4. Pada penampang seismik, lapisan ini merupakan satu buah reflektor. Namun dari analisa log, terdapat perbedaan karakter *sand* yang terlihat pada log *gamma ray*. Perbedaan mineral ini juga terlihat pada data mudlog. Berdasarkan analisa geologi, kemungkinan lapisan TG_3 berupa sebuah *channeling* yang hanya ada pada blok B, sedangkan lapisan TG_4 berada di blok A.

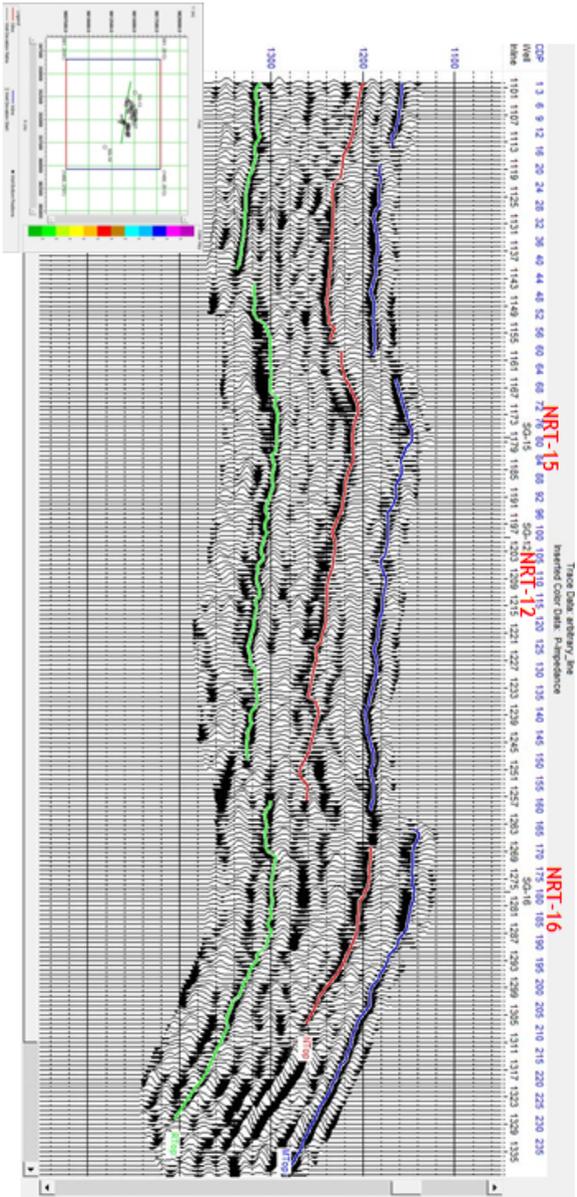
Selain menghasilkan volume AI, proses inversi juga menghasilkan *trace* seismik sintetik yang dapat dijadikan sebagai *Quality Control* (QC) proses inversi. Jika proses inversi sudah optimal, maka *trace* seismik sintetik akan mendekati *trace* seismik *real*. Gambar 5.2 merupakan penampang seismik yang melewati beberapa sumur di blok A dan blok B. *Trace* seismik *real* dan sintetik ditunjukkan oleh gambar 5.2 (a) dan (b). Error dari kedua *trace* diperlihatkan pada gambar 5.2 (c).

Gambar 5.3 merupakan penampang lateral hasil inversi yang melewati beberapa sumur dengan *inserted log* AI yang telah difilter (0-0-60-75). Terlihat struktur patahan yang merupakan perangkap hidrokarbon pada lapangan ini. Pada gambar tersebut dapat terlihat bahwa nilai AI hasil inversi sebagian besar telah mengikuti data log sumur. Sehingga dapat dikatakan bahwa nilai AI hasil inversi telah mendekati kondisi sebenarnya.

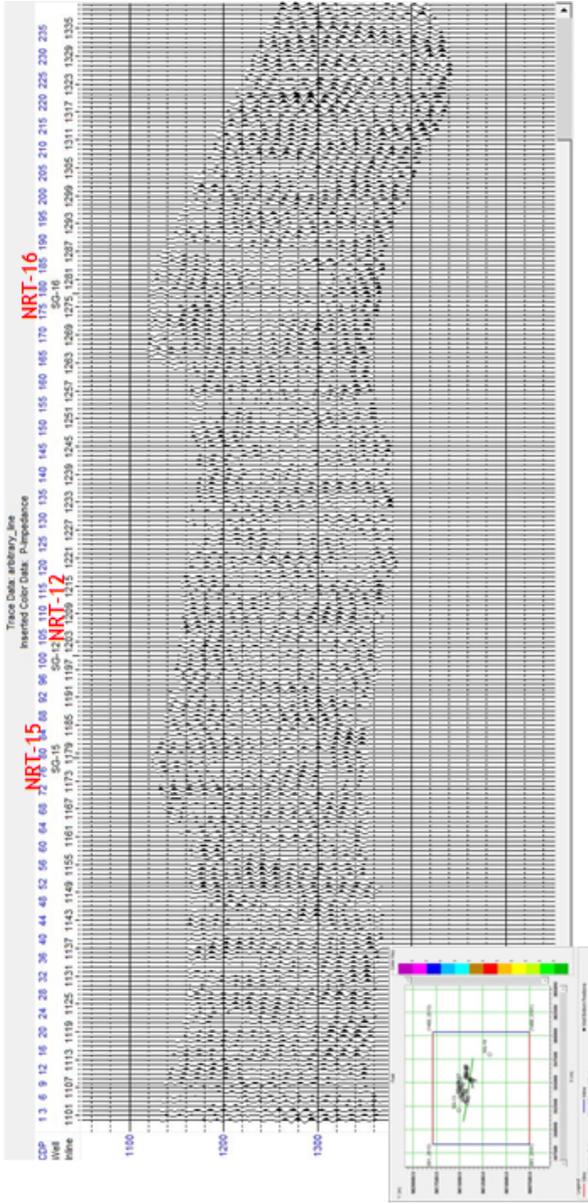
Dari nilai *cutoff* AI yang diperoleh berdasarkan *crossplot*, *sand* pada lapisan TG_1 yang memiliki nilai AI di atas 6750 (gr/cc)*(m/s), diwakili oleh warna kuning ke atas. Lapisan TG_1 dan TG_2 dipisahkan oleh sebuah patahan yang terlihat di sebelah kanan penampang AI atau tenggara pada *basemap*. Lapisan *sand* TG_2 sendiri diwakili oleh warna merah tua ke atas dalam skala warna. Untuk lapisan TG_3 yang hanya ada pada blok B, diwakili oleh warna biru muda ke atas dalam skala warna.



(a)

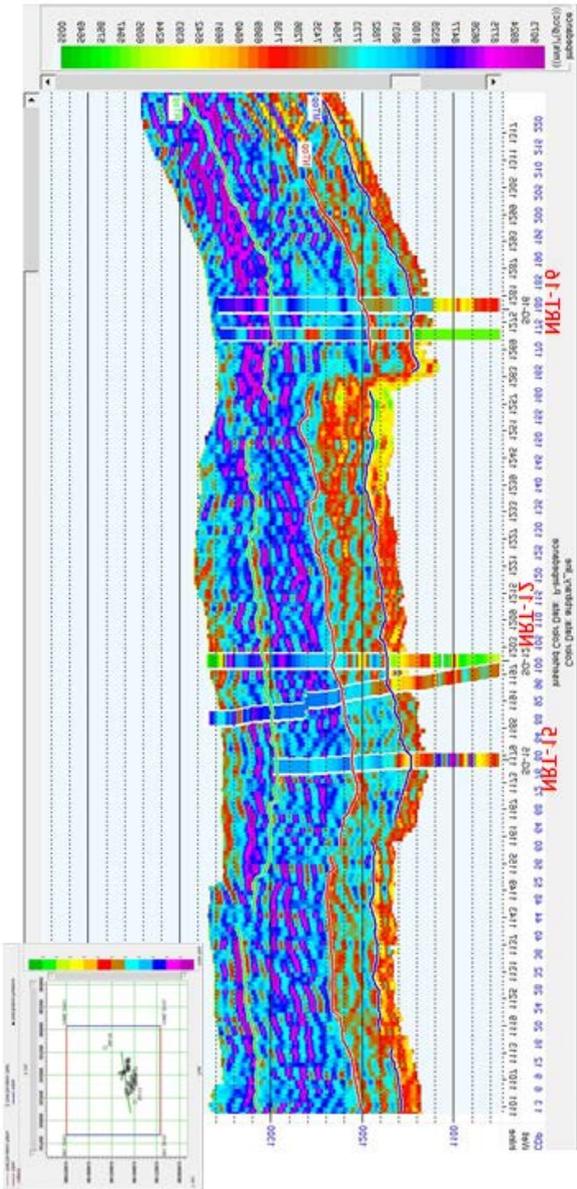


(b)

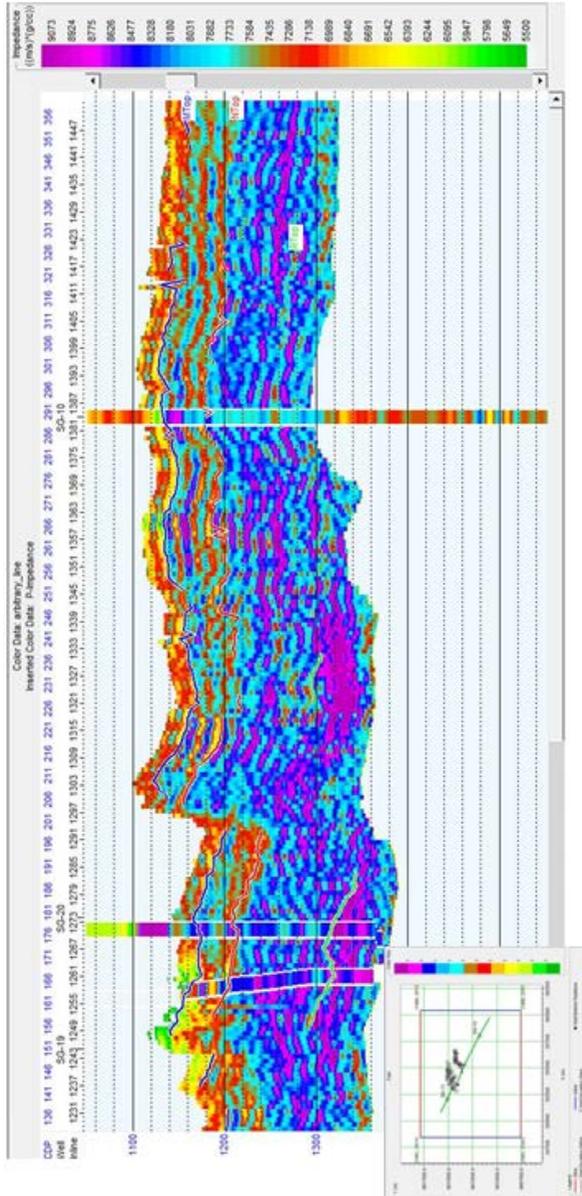


(c)

Gambar 5.2. Penampang seismik *real* (a), penampang seismik sintetik (b) dan *error* (c) antara seismik sintetik dan seismik *real*.



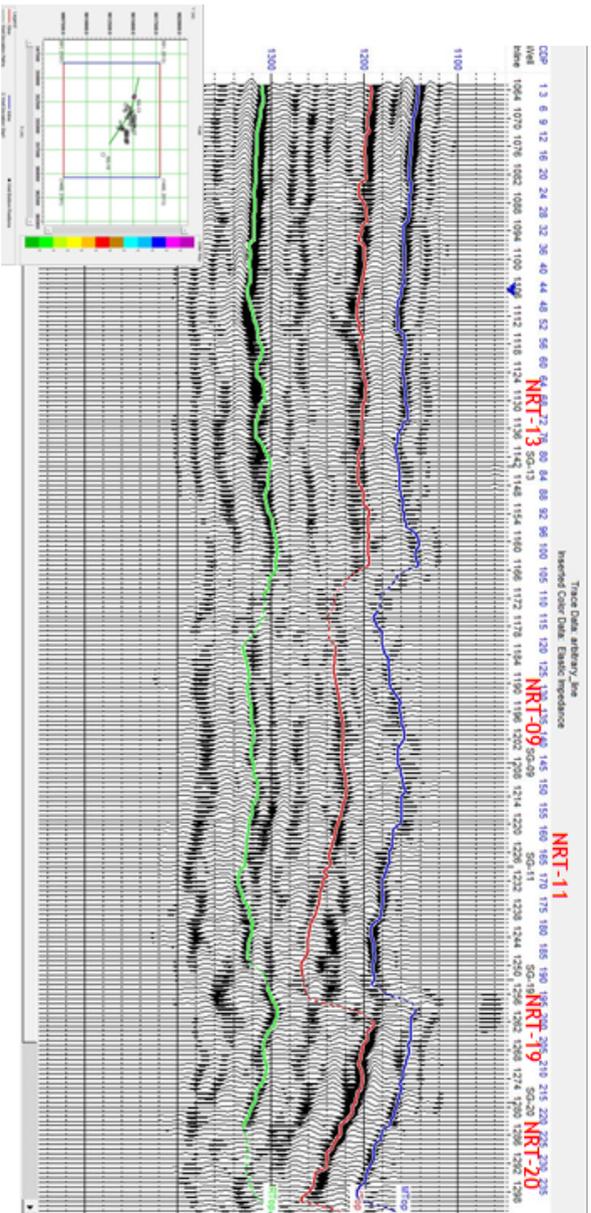
Gambar 5.3. Hasil inversi AI



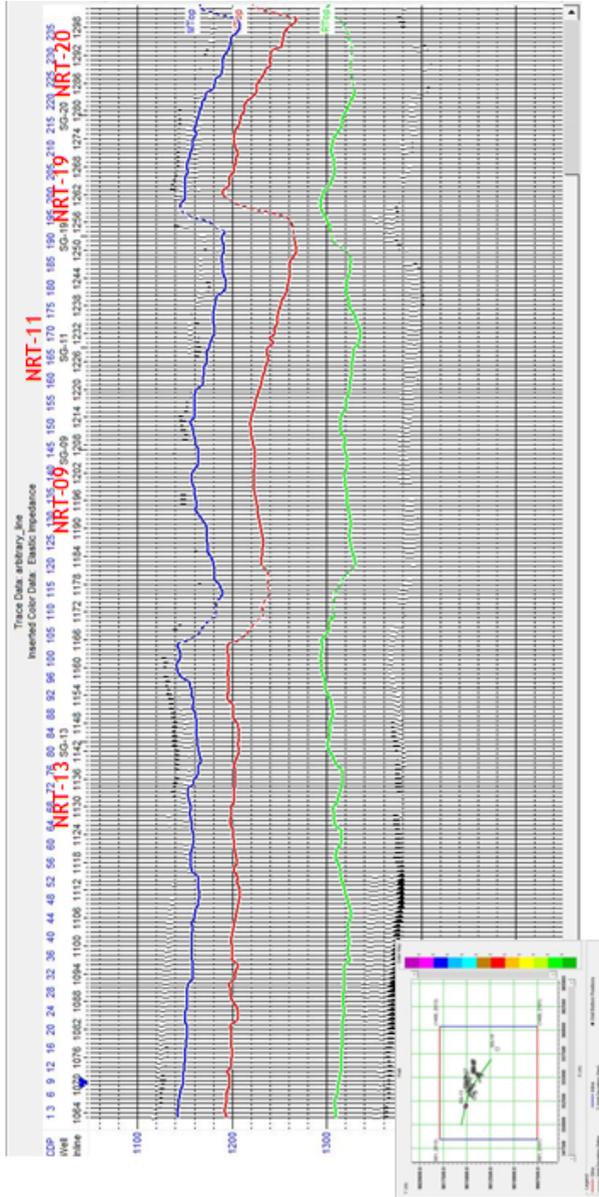
Gambar 5.4. *Blind well* test sumur NRT-10

Sebagai QC apakah proses AI sudah optimal pada daerah yang terletak jauh dari kontrol data sumur, dilakukan *blind well* test. Yaitu dengan memasukkan sumur NRT-10 yang tidak diikuti sertakan dalam proses inversi. Jika hasil inversi AI relatif mendekati log AI pada sumur tersebut, maka hasil inversi dapat dikatakan telah mendekati kondisi yang sebenarnya. Penampang lateral dari hasil inversi yang melewati sumur NRT-10 diberikan oleh gambar 5.4.

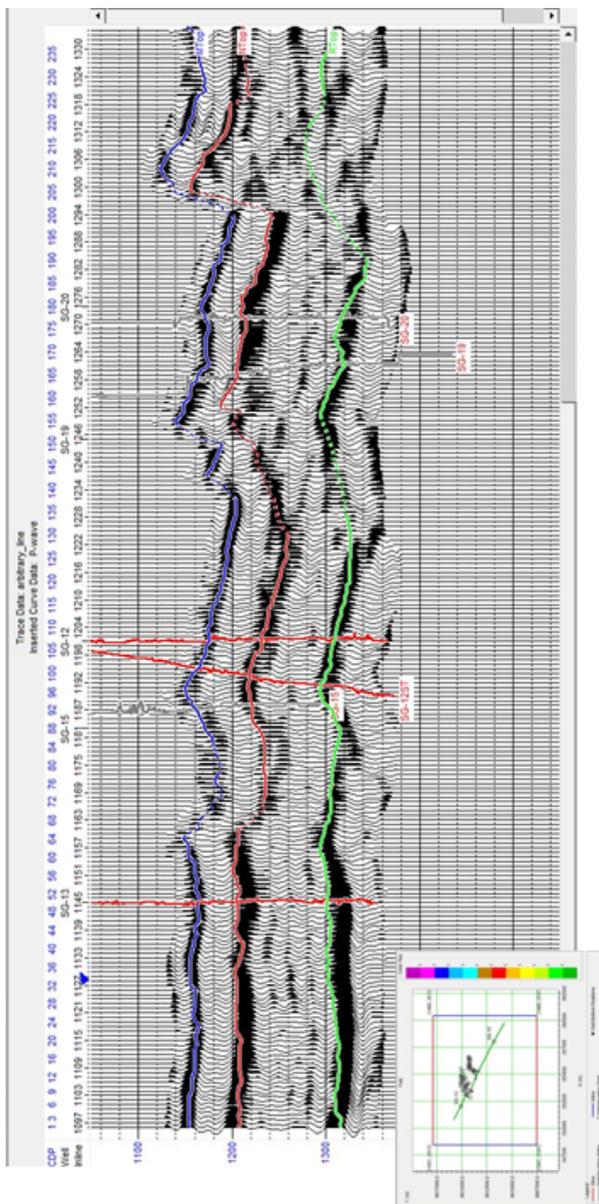
Sama halnya dengan inversi AI, penampang lateral hasil inversi yang melewati beberapa sumur ditampilkan dengan *inserted* log EI *near* (gambar 5.5) dan *far* (gambar 5.6) yang telah difilter (0-0-60-75). Pada gambar tersebut dapat terlihat bahwa nilai EI hasil inversi sebagian besar telah mengikuti data log sumur. Sehingga dapat dikatakan bahwa nilai AI hasil inversi telah mendekati kondisi sebenarnya. Rentang ilai EI *near* cenderung besar dan hampir mendekati nilai AI, rentang sedangkan nilai EI *far* lebih kecil.



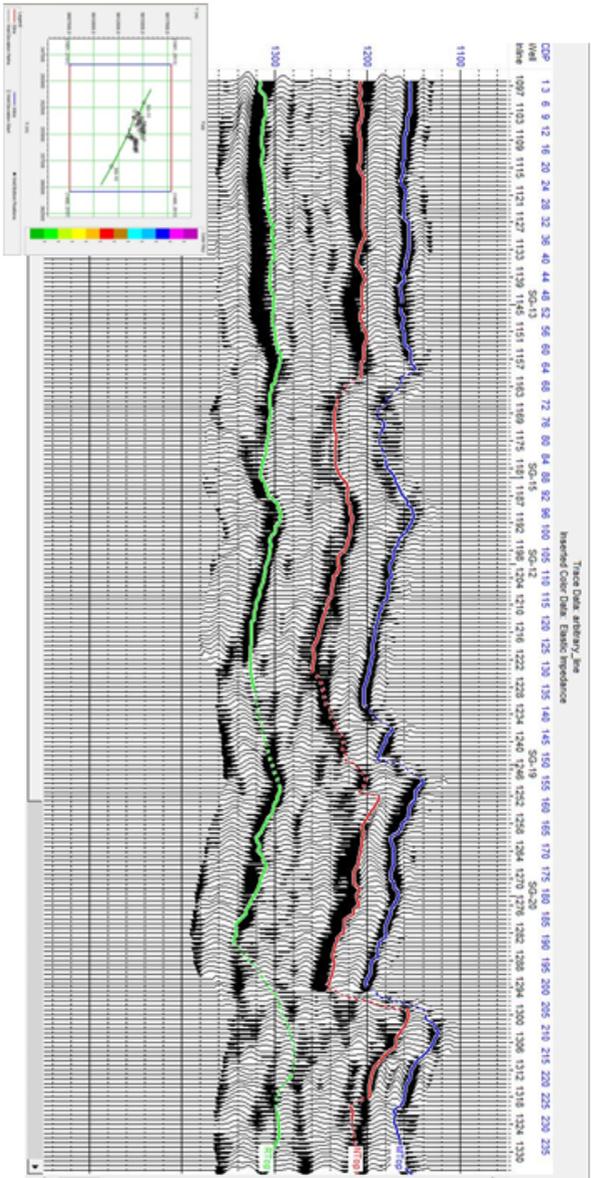
(b)



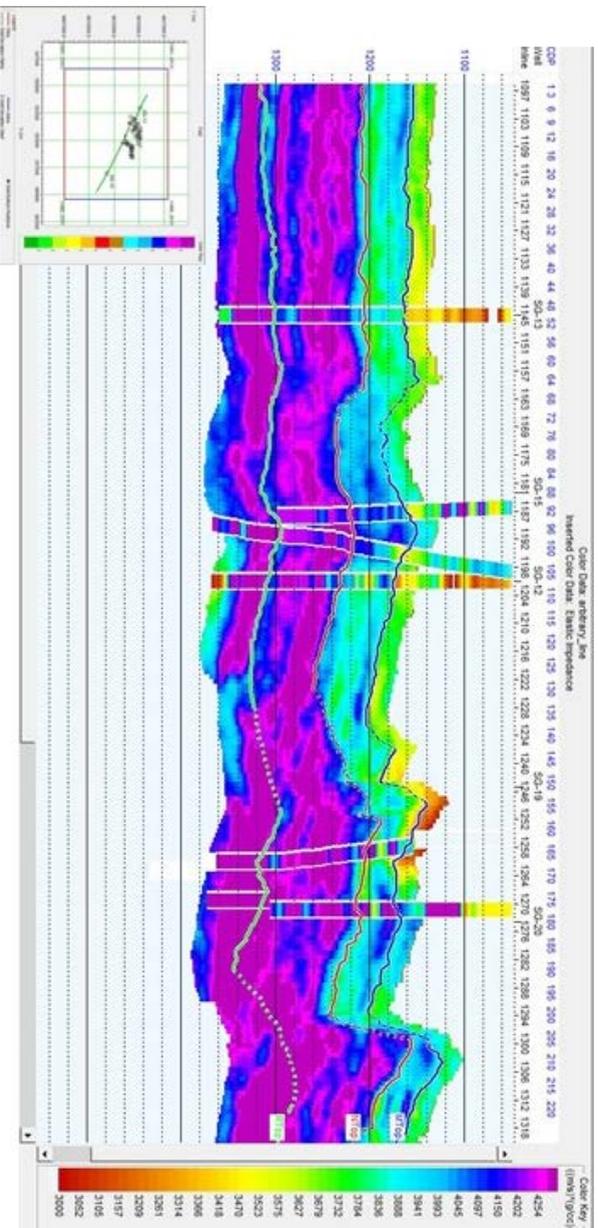
(c)



(a)



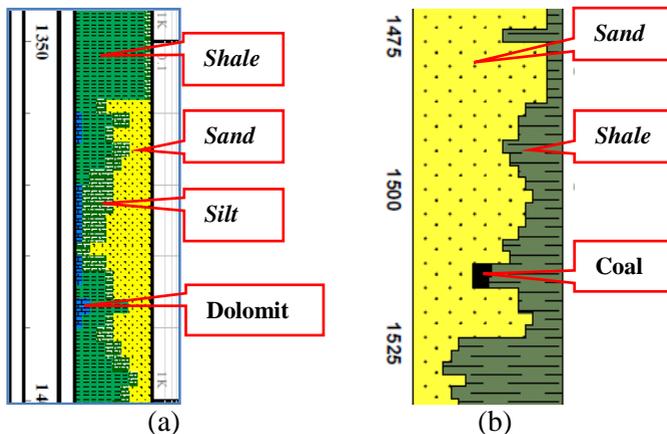
(b)



(d)

Gambar 5.6. Penampang seismik *real* (a), penampang seismik sintetik (b), *error* trace seismik (c), dan (d) hasil inversi *El far*

Besarnya kecepatan gelombang-S (V_s) berpengaruh pada nilai EI. dalam penelitian ini, V_s diperoleh dari hasil prediksi secara empiris menggunakan persamaan Castagna. Persamaan empiris Castagna mengasumsikan lapisan merupakan clean *sand*. Sedangkan berdasarkan data mudlog, zona target tersisipi kandungan batuan lain seperti dolomit, *silt*, *shale*, bahkan coal. Gambar 5.7 merupakan contoh data mudlog yang menunjukkan batuan penyusun salah satu zona target dari sumur NRT-11 dan NRT-16. Hal ini memungkinkan terjadinya error dalam estimasi V_s . Namun seberapa besar perkiraan error yang dihasilkan tidak dapat secara pasti dihitung karena tidak satupun sumur yang memiliki data V_s sebagai pembanding. Kemungkinan besar error dari estimasi V_s ini menyebabkan error hasil inversi yang telah diperlihatkan pada bagian analisa inversi karena log EI dipengaruhi nilai V_s .



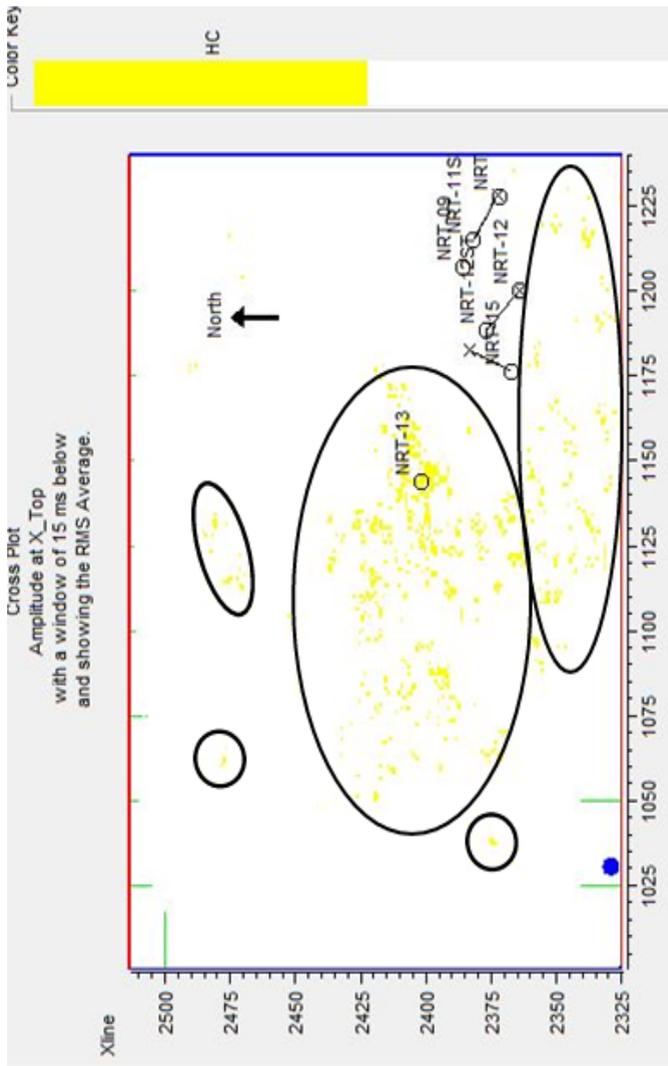
Gambar 5.7 Cuplikan data mudlog sumur NRT-11 (a) dan NRT-16 (b)

Horizon slice dibuat untuk mengetahui persebaran horizontal pada penampang seismik baik itu AI, porositas maupun EI. Dari hasil slice EI lapisan TG_1 seperti terlihat pada gambar 5.8 (a), diketahui bahwa ada beberapa zona prospek hidrokarbon

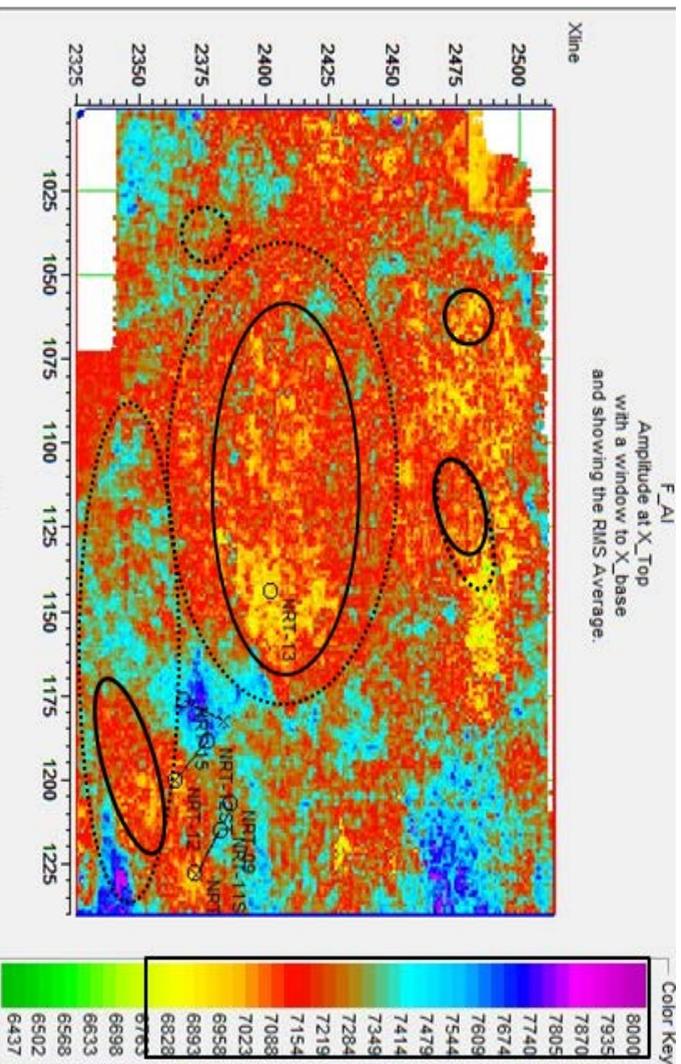
yang ditandai dengan warna kuning. Jika diperhatikan, dari semua sumur yang ada di blok A, hanya sumur NRT-13 yang menunjukkan keberadaan hidrokarbon dengan sangat jelas. Sementara sumur lainnya tidak. Hal ini sesuai dengan kondisi di lapangan dimana sumur NRT-13 pada lapisan TG_1 terbukti mengandung hidrokarbon, sedangkan yang lainnya adalah air. Namun tidak dapat ditarik kesimpulan langsung dari hasil inversi EI bahwa sumur lainnya tidak mengandung hidrokarbon. Hal ini dikarenakan berdasarkan data mudlog, sumur-sumur tersebut mengindikasikan adanya hidrokarbon. Tidak munculnya indikasi hidrokarbon ini dapat disebabkan oleh beberapa hal, diantaranya adalah error dari estimasi Vs seperti yang telah dijelaskan sebelumnya. Selain itu, dapat juga dikarenakan kandungan hidrokarbon yang lebih kecil dari air.

Slice crossplot EI near dan *far* menunjukkan beberapa zona yang prospektif mengandung hidrokarbon seperti terlihat pada gambar 4.8 (lingkaran hitam). Namun, jika dilihat dari hasil slice inversi AI pada bagian yang sama, sebagian dari zona prospek di sebelah utara sumur NRT-13 ternyata berada pada rentang AI *shale* yang tidak memungkinkan untuk menjadi reservoir.

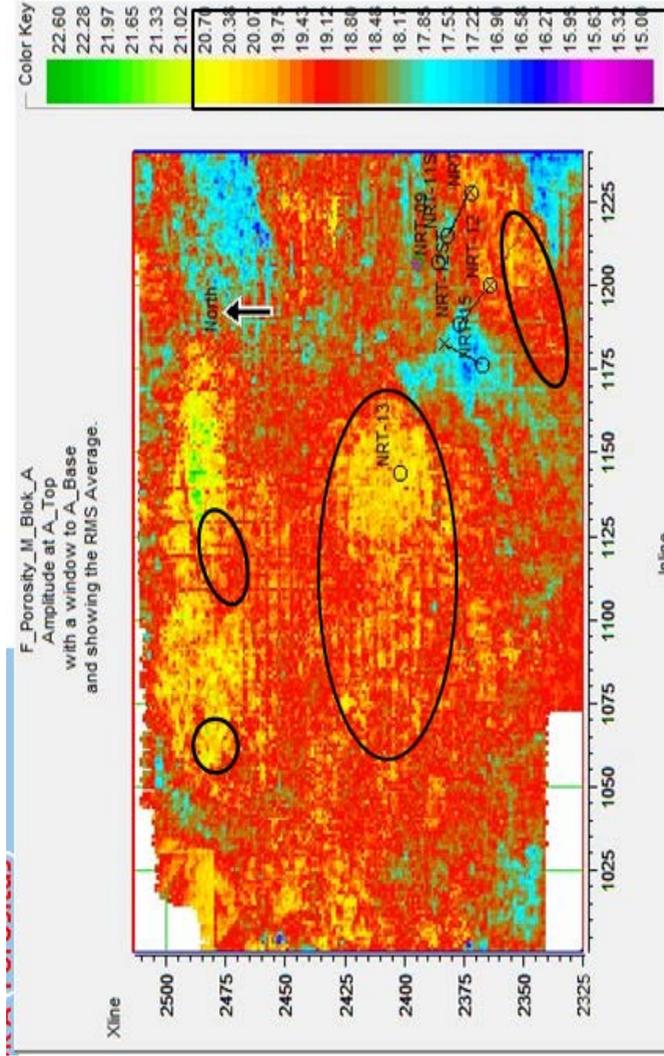
Sementara itu, zona di sebelah barat hingga tenggara sumur NRT-13 memiliki nilai AI dalam rentang *sand*. Namun, dalam rentang tersebut, hanya beberapa daerah yang memiliki nilai AI rendah relatif terhadap *cutoff*nya dan porositas tinggi. Rentang AI zona tersebut adalah 6750-7100 (m/s)(gr/cc) dengan porositas 19-20,9%. Hal ini terlihat pada gambar 5.8 (b) dan (c), zona prospek berdasarkan slice EI (lingkaran putus-putus) dipersempit menjadi zona baru di dalamnya yang memiliki porositas relatif tinggi (lingkaran hitam). Zona baru tersebut lebih cocok sebagai reservoir karena memiliki porositas yang lebih tinggi dari lainnya.



(a)



(b)

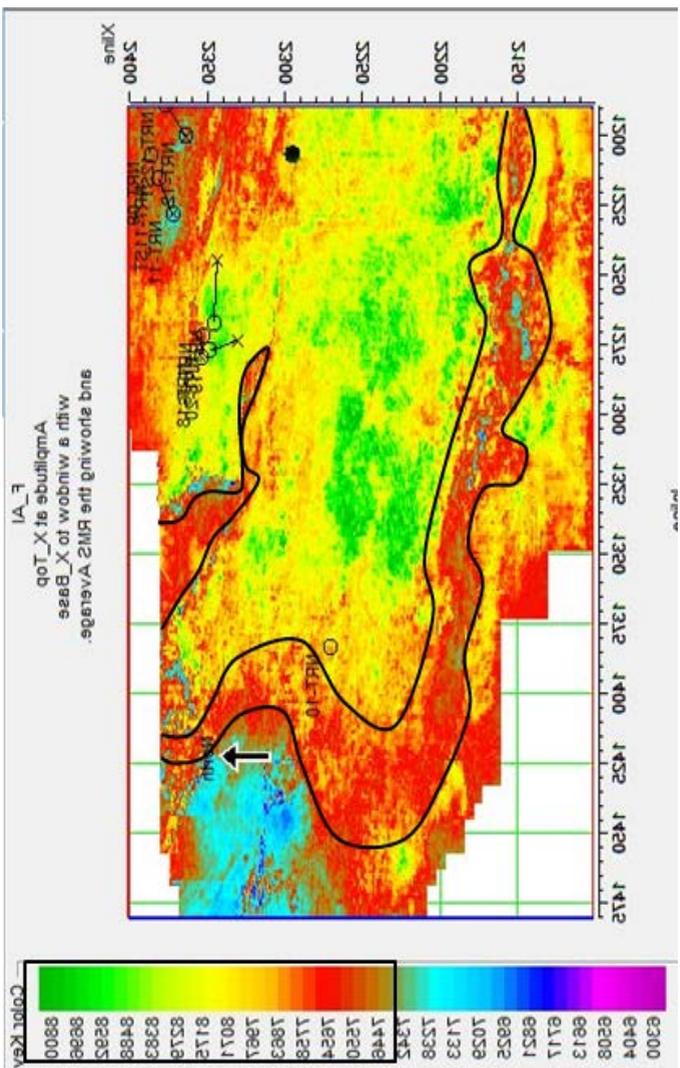


(c)

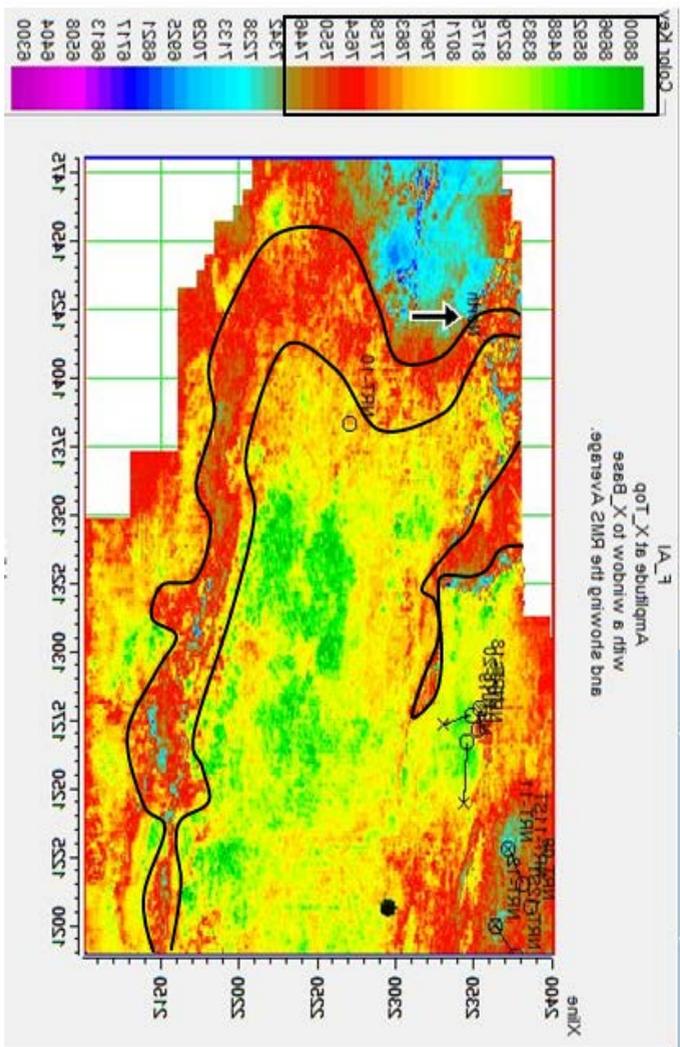
Gambar 5.8. Slice crossplot incersi EI (a), slice hasil inversi AI (b), dan slice porositas (c) lapisan TG_1

Gambar 5.9 merupakan slice hasil inversi AI, porositas, dan EI dari lapisan TG₂. Selain di daerah sumur produksi, terdapat beberapa zona prospek lainnya yang ditandai dengan garis hitam dalam gambar 5.9 dengan nilai AI 7300-7900 (m/s)(gr/cc). Zona prospek berdasarkan hasil inversi AI berada pada bagian barat daya hingga timur laut dari sumur produksi. Zona tersebut memiliki nilai AI yang relatif rendah terhadap *cutoff*nya (gambar 5.9.(a)). Namun, didalam zona tersebut terdapat sebagian kecil *shale* jika dilihat dari nilai AI. Daerah *shale* dalam zona tersebut terlihat memiliki porositas yang tinggi pada gambar 5.9 (b). Namun, porositas pada zona *shale* diabaikan karena dalam transformasi AI menjadi porositas, data *shale* tidak diikuti sertakan. Porositas yang dihasilkan valid untuk zona *sand* berdasarkan nilai AI.

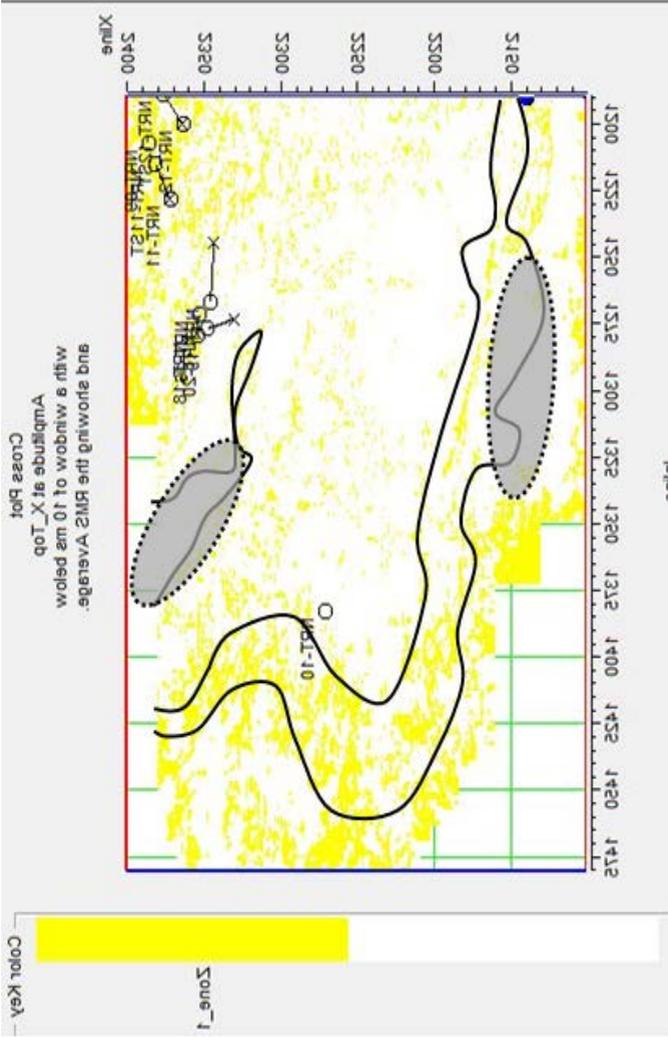
Zona di bagian tengah sebenarnya masih berada dalam rentang AI *sand*. Namun nilai AI zona tersebut relatif tinggi sehingga menyebabkan porositasnya rendah (gambar 5.9 (b)). *Sand* dengan porositas yang rendah kurang cocok untuk reservoir. Hasil inversi EI yang diperlihatkan oleh gambar 5.9 (c) menunjukkan adanya prospek hidrokarbon pada zona tersebut. Bagian yang tidak menunjukkan keberadaan hidrokarbon ditandai dengan lingkaran abu-abu. Porositas zona prospektif lapisan TG₂ berkisar 18-20%.



(a)



(b)

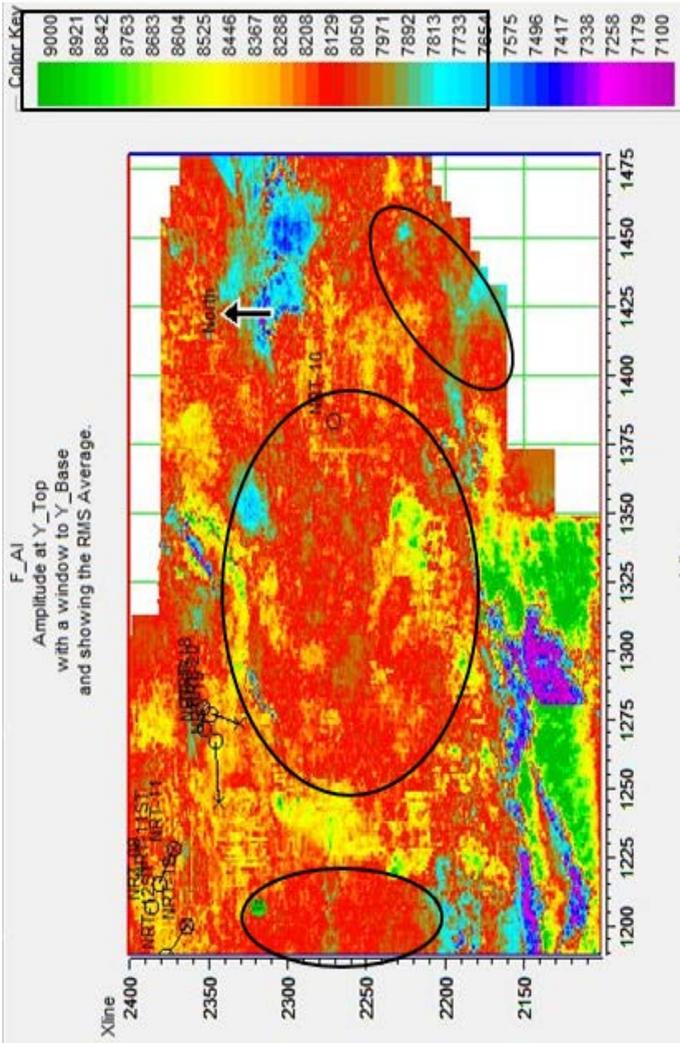


(c)

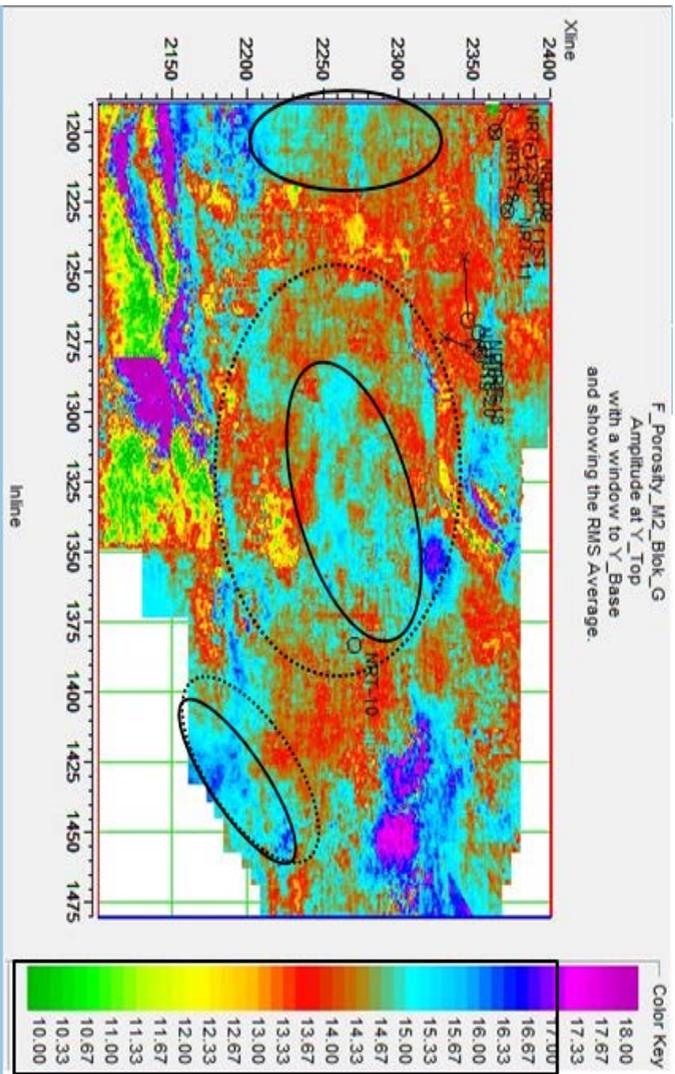
Gambar 5.9. (a) slice hasil inversi AI, (b) slice porositas, dan (c) Slice crossplot incersi EI lapisan TG_2

Analisa lapisan TG_3 diberikan oleh gambar 5.10. Zona prospek berdasarkan nilai AI berada di bagian barat, tengah, dan tenggara. Zona tersebut memiliki nilai AI yang relatif rendah yaitu 7650-8300 (m/s)(gr/cc) dalam rentang AI *sand* seperti terlihat pada gambar 5.10 (a). Daerah barat daya sampai selatan merupakan zona *shale* dan *sand* dengan AI relatif tinggi yang berarti porositas rendah. Hal yang sama juga terlihat di daerah timur laut.

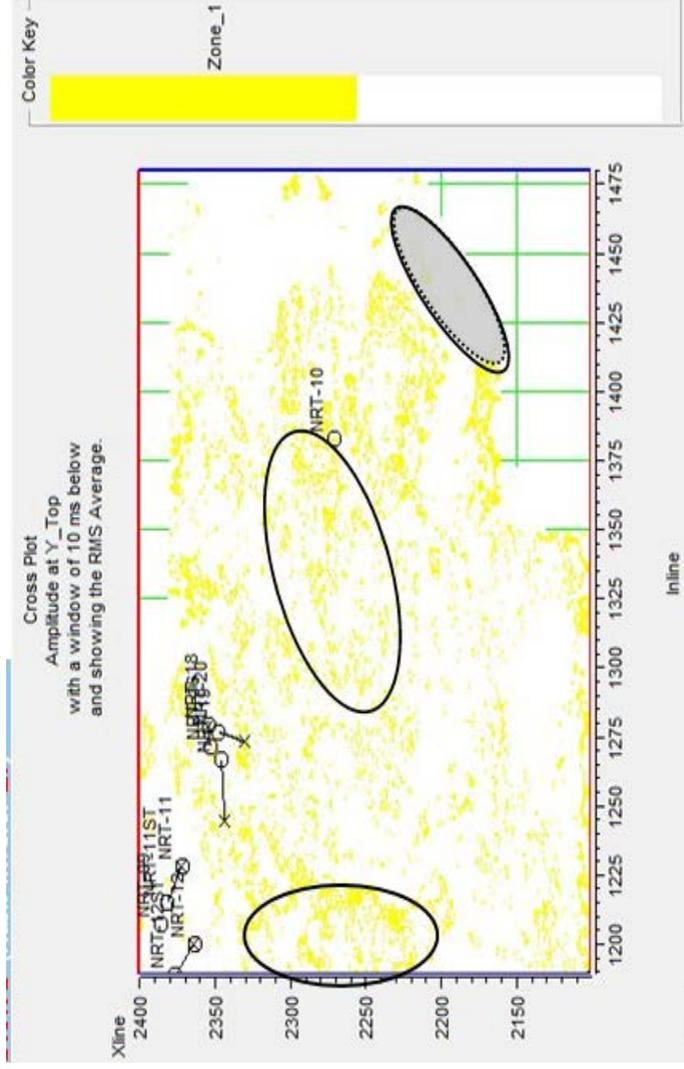
Dari slice porositas terlihat zona yang memiliki porositas tinggi sekitar 15%-17% yang diwakili oleh warna biru. Zona tersebut kemudian dianalisa berdasarkan hasil inversi EI. Slice EI menunjukkan zona di sebelah tenggara tidak mengindikasikan keberadaan hidrokarbon. Sehingga diketahui bahwa zona ideal untuk reservoir ada di sebelah barat-tengah (lingkaran hitam gambar 5.10 (c)). Zona tersebut memiliki porositas 15%-17%.



(a)



(b)



(c)

Gambar 5.10. (a) *slice* hasil inversi AI, (b) *slice* porositas, dan (c) *Slice crossplot* incersi El lapisan TG_3

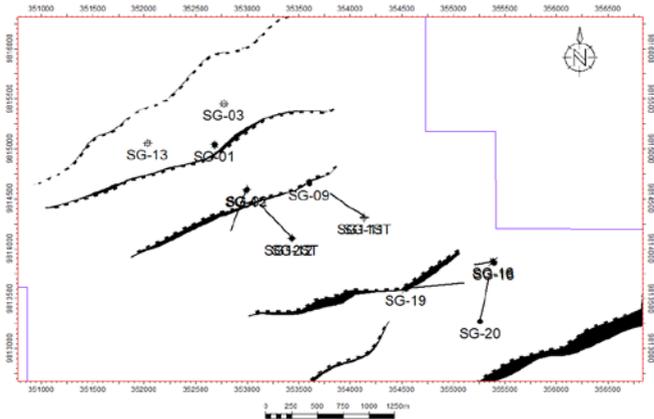
“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB V

HASIL DAN PEMBAHASAN

Dari hasil uji sensitifitas, dapat diketahui bahwa lapisan yang dapat dibedakan antara *sand* dan *shale* adalah lapisan TG_1, TG_2, dan TG_3. Sedangkan untuk lapisan TG_4 dan TG_5, nilai AI dari *sand* dan *shale* tidak dapat dipisahkan (*overlap*) sehingga metode AI kurang cocok untuk menentukan persebaran lapisan *sand* TG_4. Lapisan *sand* pada lapangan ini memiliki nilai AI yang lebih tinggi daripada *shale* di atas dan di bawahnya meskipun *cutoff* AI tiap lapisan berbeda. Secara geologi, hal ini diakibatkan oleh sementasi lapisan *sand* yang sangat tinggi sehingga menyebabkan lapisan *sand* lebih padat.

Pada penampang seismik, lapisan TG_1 dan TG_2 sebenarnya merupakan suatu reflektor yang sama, namun berdasarkan hasil analisa data log, lapisan tersebut memiliki *cutoff* nilai AI yang berbeda pada blok A dan B. Hal ini diakibatkan perbedaan kompaksi karena blok A dan blok B dipisahkan oleh suatu patahan. Berikut adalah gambar peta struktur lapangan Muon:



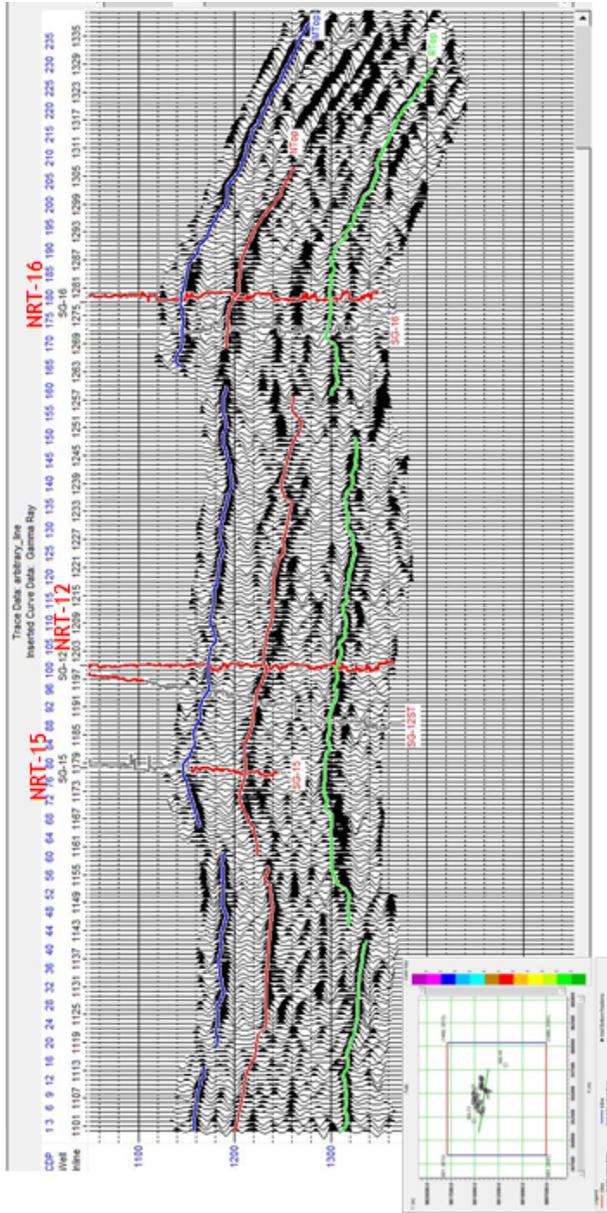
Gambar 5.1. peta struktur lapangan Muon

Sama halnya dengan lapisan TG_3 dan TG_4. Pada penampang seismik, lapisan ini merupakan satu buah reflektor. Namun dari analisa log, terdapat perbedaan karakter *sand* yang terlihat pada log *gamma ray*. Perbedaan mineral ini juga terlihat pada data mudlog. Berdasarkan analisa geologi, kemungkinan lapisan TG_3 berupa sebuah *channeling* yang hanya ada pada blok B, sedangkan lapisan TG_4 berada di blok A.

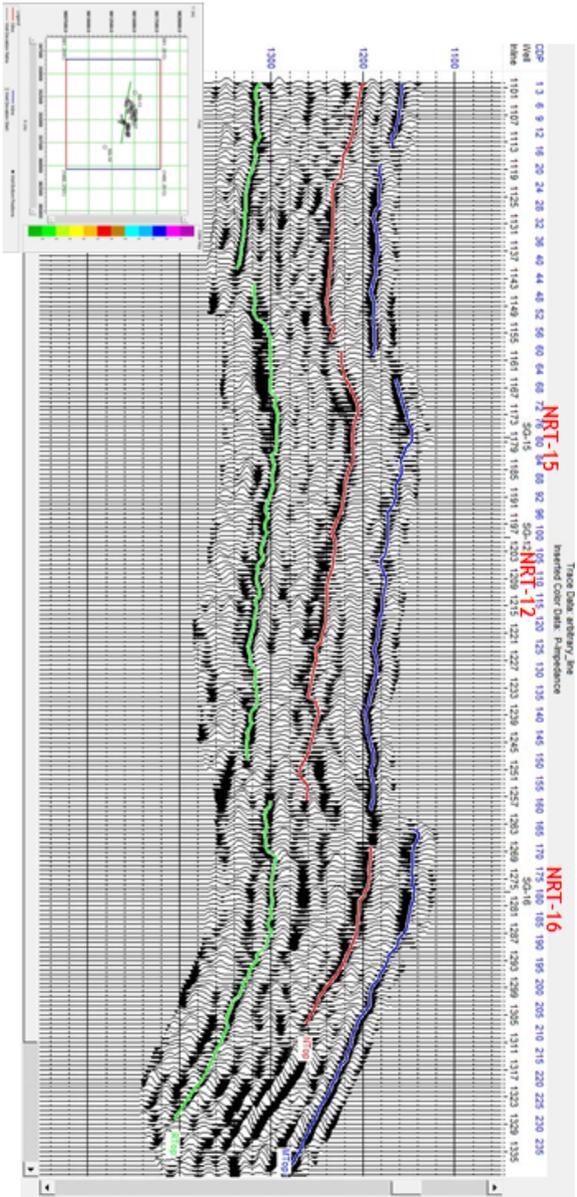
Selain menghasilkan volume AI, proses inversi juga menghasilkan *trace* seismik sintetik yang dapat dijadikan sebagai *Quality Control* (QC) proses inversi. Jika proses inversi sudah optimal, maka *trace* seismik sintetik akan mendekati *trace* seismik *real*. Gambar 5.2 merupakan penampang seismik yang melewati beberapa sumur di blok A dan blok B. *Trace* seismik *real* dan sintetik ditunjukkan oleh gambar 5.2 (a) dan (b). Error dari kedua *trace* diperlihatkan pada gambar 5.2 (c).

Gambar 5.3 merupakan penampang lateral hasil inversi yang melewati beberapa sumur dengan *inserted log* AI yang telah difilter (0-0-60-75). Terlihat struktur patahan yang merupakan perangkap hidrokarbon pada lapangan ini. Pada gambar tersebut dapat terlihat bahwa nilai AI hasil inversi sebagian besar telah mengikuti data log sumur. Sehingga dapat dikatakan bahwa nilai AI hasil inversi telah mendekati kondisi sebenarnya.

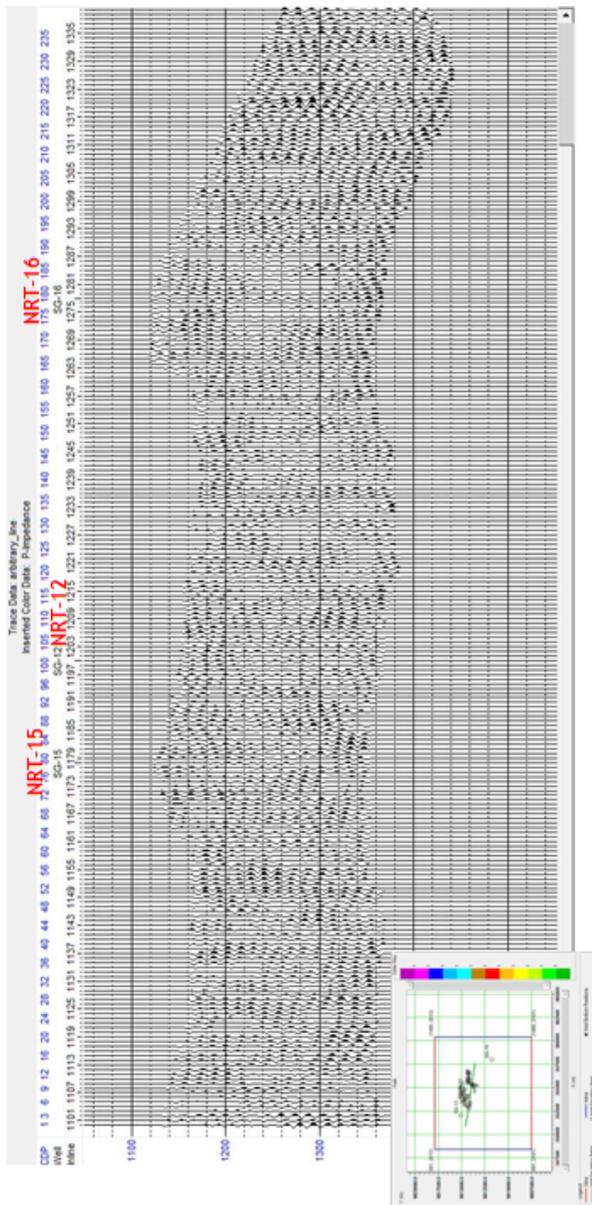
Dari nilai *cutoff* AI yang diperoleh berdasarkan *crossplot*, *sand* pada lapisan TG_1 yang memiliki nilai AI di atas 6750 (gr/cc)*(m/s), diwakili oleh warna kuning ke atas. Lapisan TG_1 dan TG_2 dipisahkan oleh sebuah patahan yang terlihat di sebelah kanan penampang AI atau tenggara pada *basemap*. Lapisan *sand* TG_2 sendiri diwakili oleh warna merah tua ke atas dalam skala warna. Untuk lapisan TG_3 yang hanya ada pada blok B, diwakili oleh warna biru muda ke atas dalam skala warna.



(a)

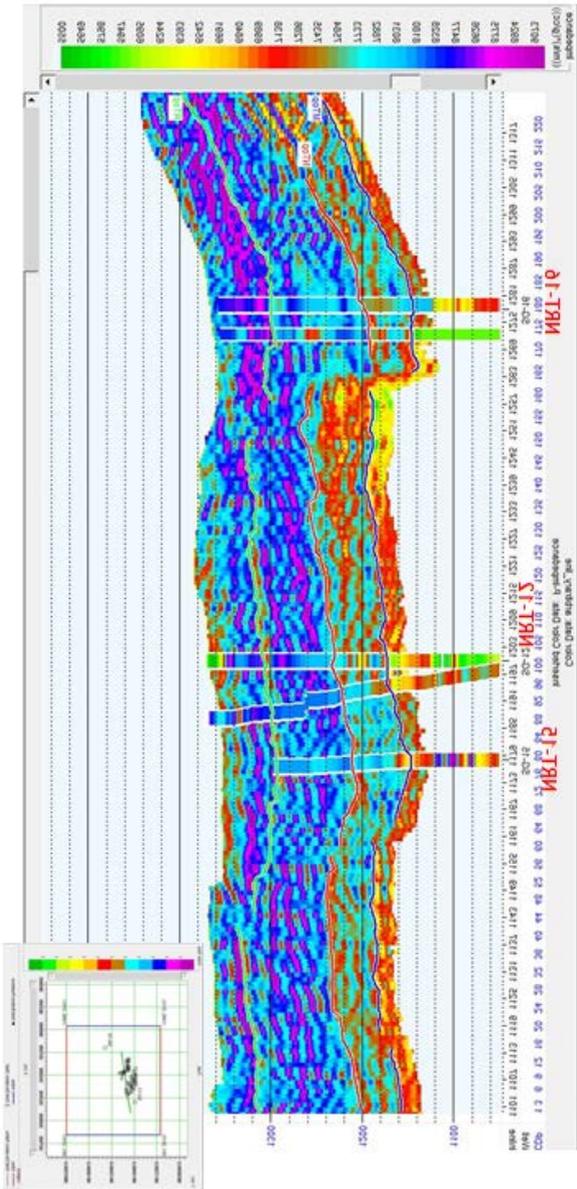


(b)

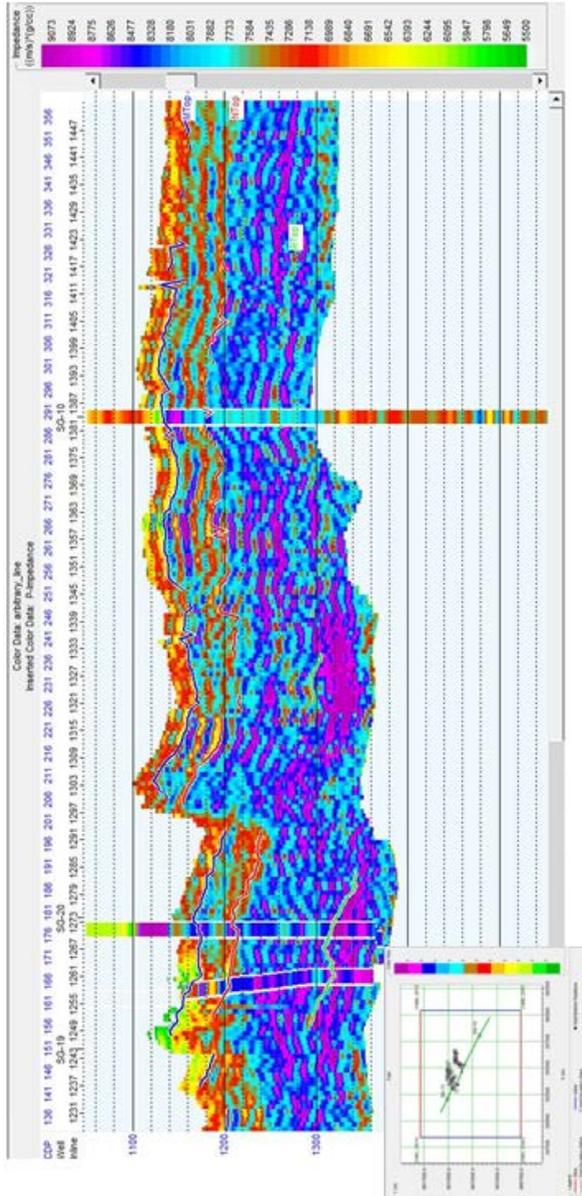


(c)

Gambar 5.2. Penampang seismik *real* (a), penampang seismik sintetik (b) dan *error* (c) antara seismik sintetik dan seismik *real*.



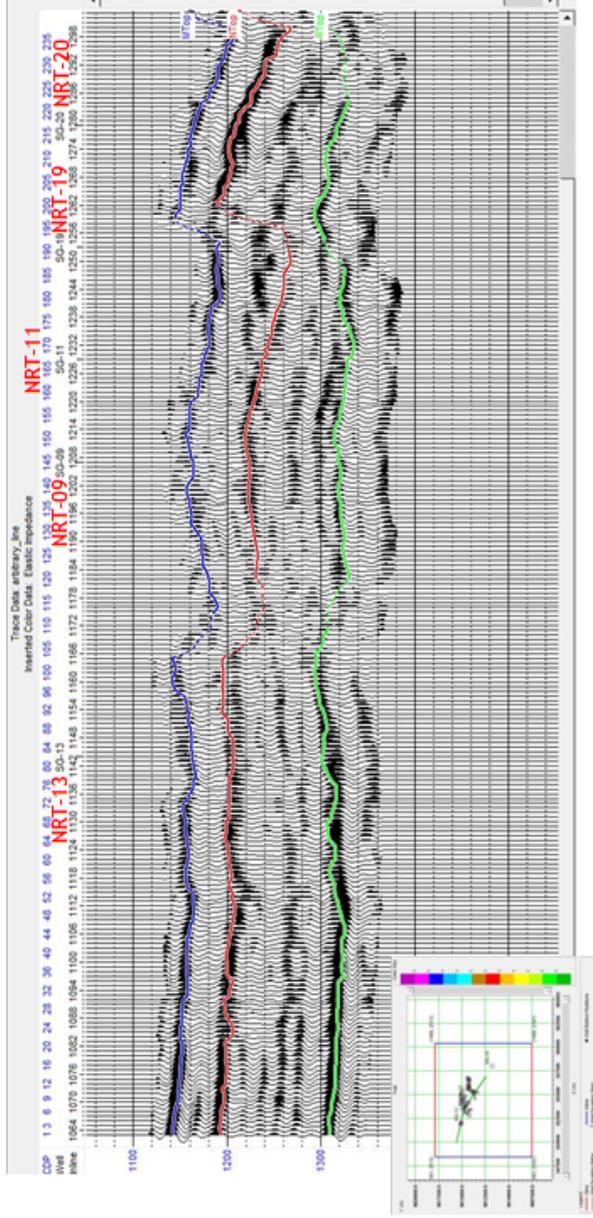
Gambar 5.3. Hasil inversi AI

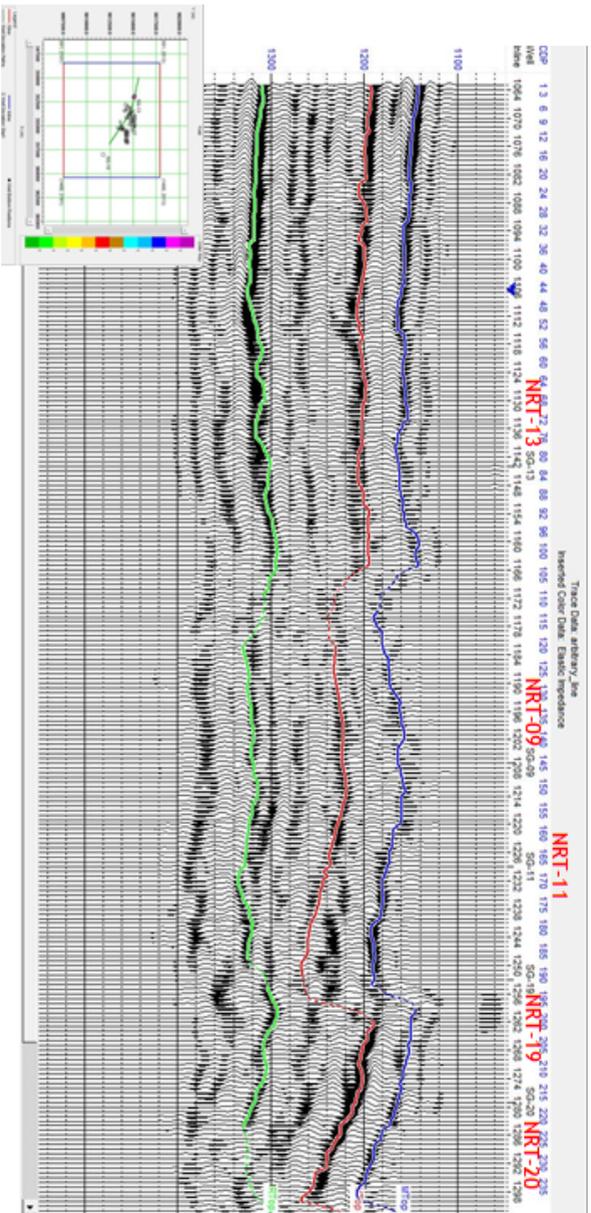


Gambar 5.4. *Blind well* test sumur NRT-10

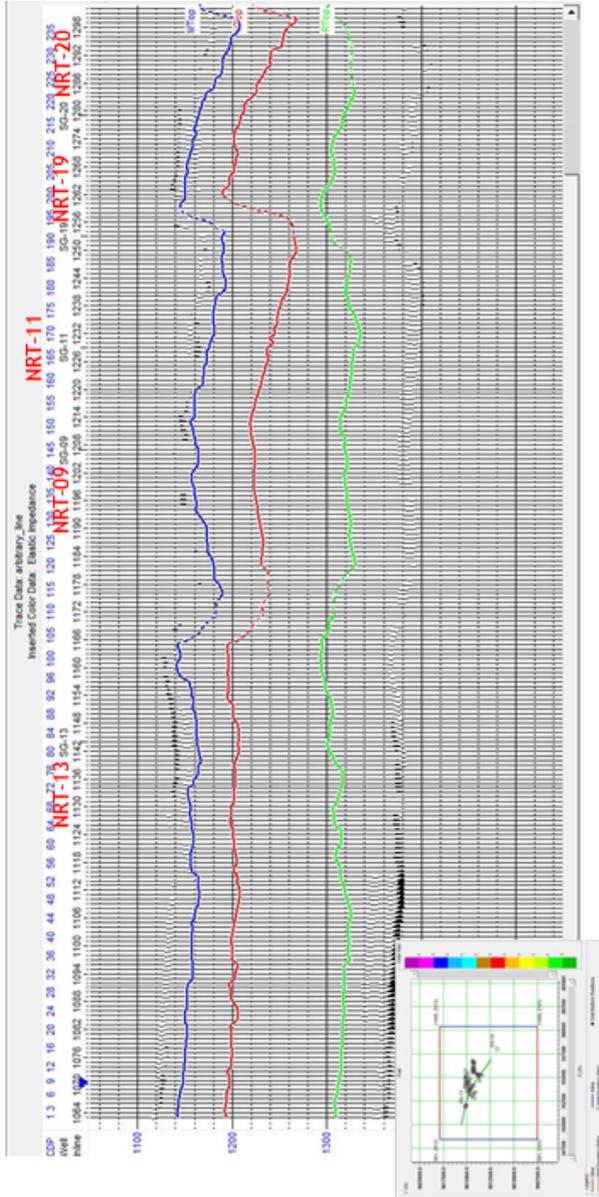
Sebagai QC apakah proses AI sudah optimal pada daerah yang terletak jauh dari kontrol data sumur, dilakukan *blind well* test. Yaitu dengan memasukkan sumur NRT-10 yang tidak diikuti sertakan dalam proses inversi. Jika hasil inversi AI relatif mendekati log AI pada sumur tersebut, maka hasil inversi dapat dikatakan telah mendekati kondisi yang sebenarnya. Penampang lateral dari hasil inversi yang melewati sumur NRT-10 diberikan oleh gambar 5.4.

Sama halnya dengan inversi AI, penampang lateral hasil inversi yang melewati beberapa sumur ditampilkan dengan *inserted* log EI *near* (gambar 5.5) dan *far* (gambar 5.6) yang telah difilter (0-0-60-75). Pada gambar tersebut dapat terlihat bahwa nilai EI hasil inversi sebagian besar telah mengikuti data log sumur. Sehingga dapat dikatakan bahwa nilai AI hasil inversi telah mendekati kondisi sebenarnya. Rentang ilai EI *near* cenderung besar dan hampir mendekati nilai AI, rentang sedangkan nilai EI *far* lebih kecil.

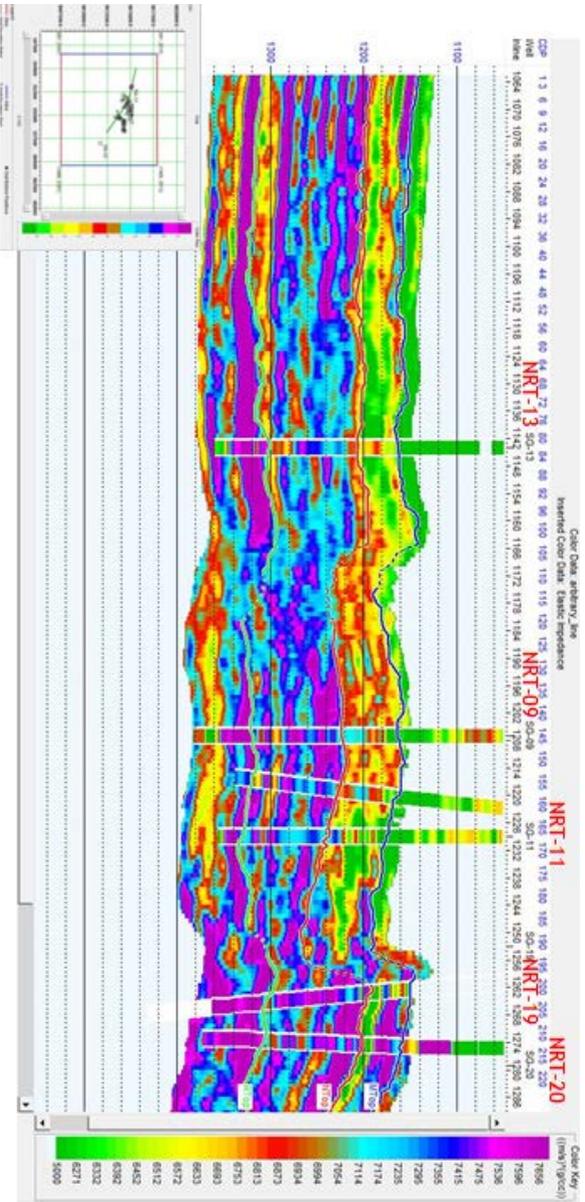




(b)

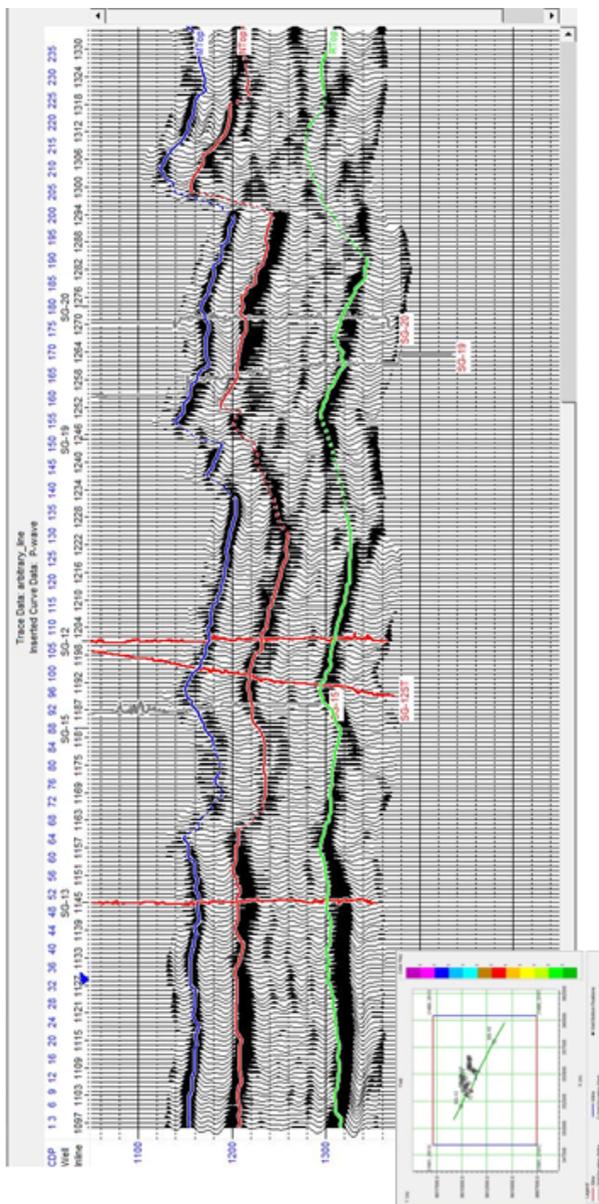


(c)

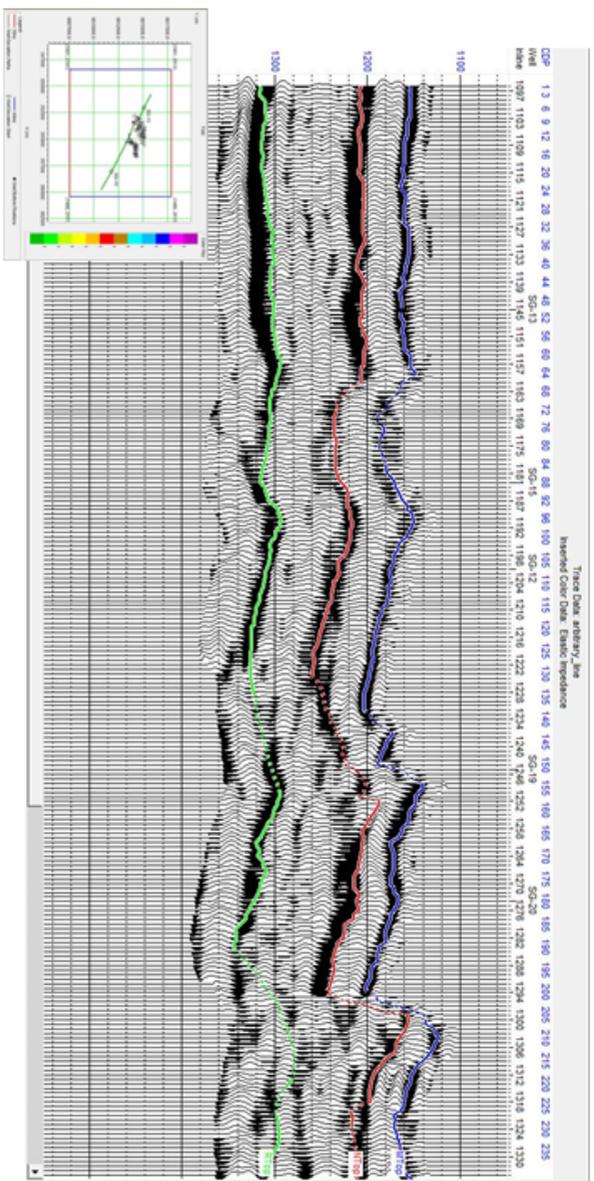


(d)

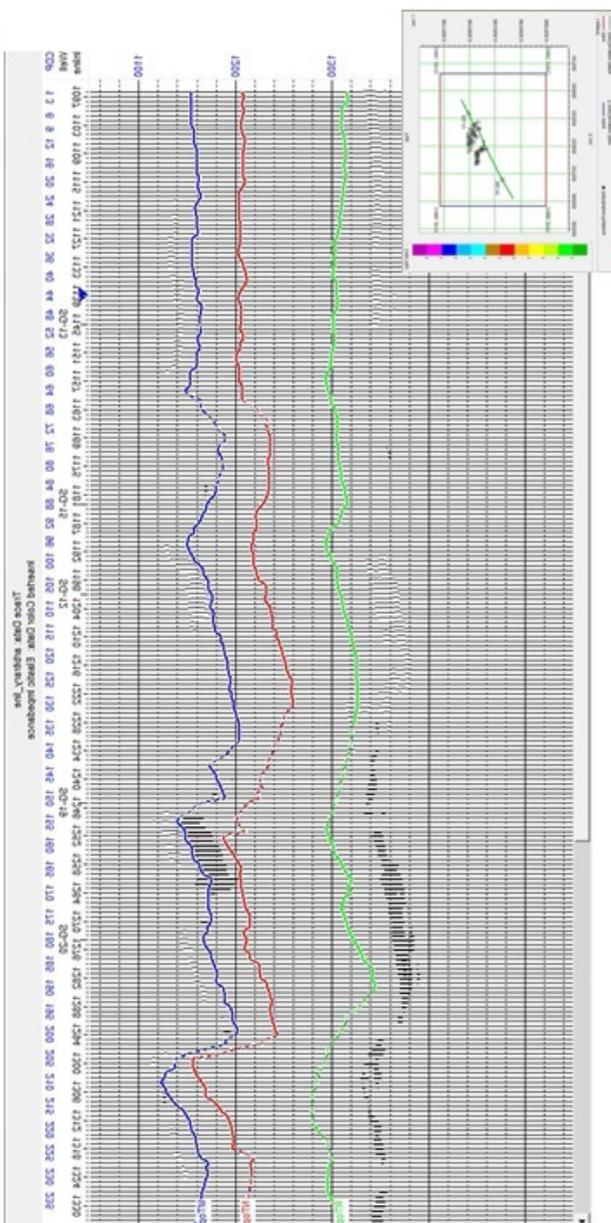
Gambar 5.5. Penampang seismik *real* (a), penampang seismik sintetik (b), *error* trace seismik (c), dan (d) hasil inversi *El near*



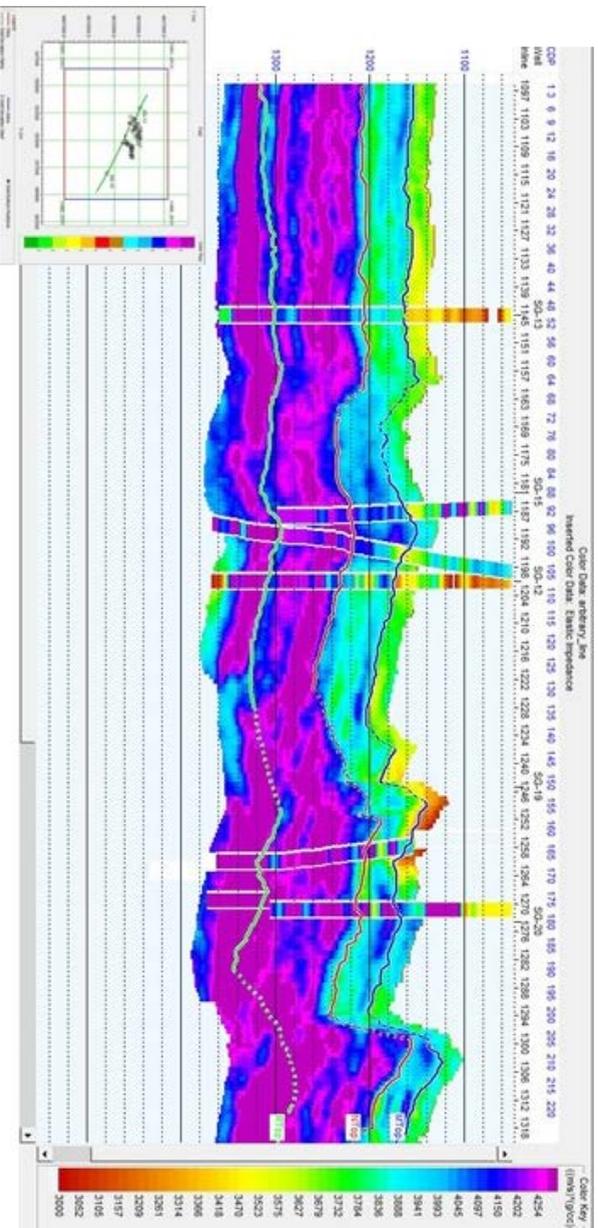
(a)



(b)



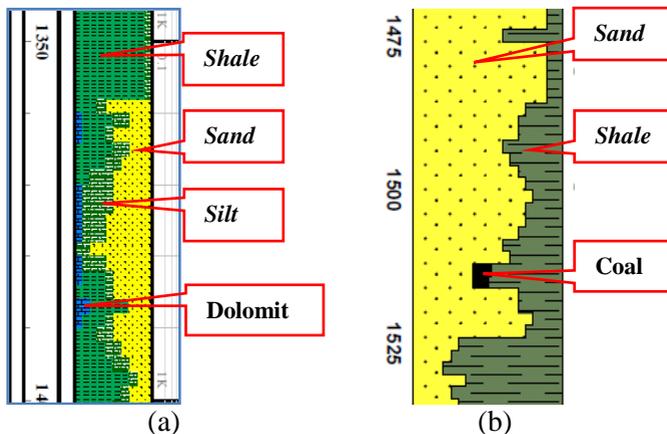
(c)



(d)

Gambar 5.6. Penampang seismik *real* (a), penampang seismik sintetik (b), *error* trace seismik (c), dan (d) hasil inversi *El far*

Besarnya kecepatan gelombang-S (V_s) berpengaruh pada nilai EI. dalam penelitian ini, V_s diperoleh dari hasil prediksi secara empiris menggunakan persamaan Castagna. Persamaan empiris Castagna mengasumsikan lapisan merupakan clean *sand*. Sedangkan berdasarkan data mudlog, zona target tersisipi kandungan batuan lain seperti dolomit, *silt*, *shale*, bahkan coal. Gambar 5.7 merupakan contoh data mudlog yang menunjukkan batuan penyusun salah satu zona target dari sumur NRT-11 dan NRT-16. Hal ini memungkinkan terjadinya error dalam estimasi V_s . Namun seberapa besar perkiraan error yang dihasilkan tidak dapat secara pasti dihitung karena tidak satupun sumur yang memiliki data V_s sebagai pembanding. Kemungkinan besar error dari estimasi V_s ini menyebabkan error hasil inversi yang telah diperlihatkan pada bagian analisa inversi karena log EI dipengaruhi nilai V_s .



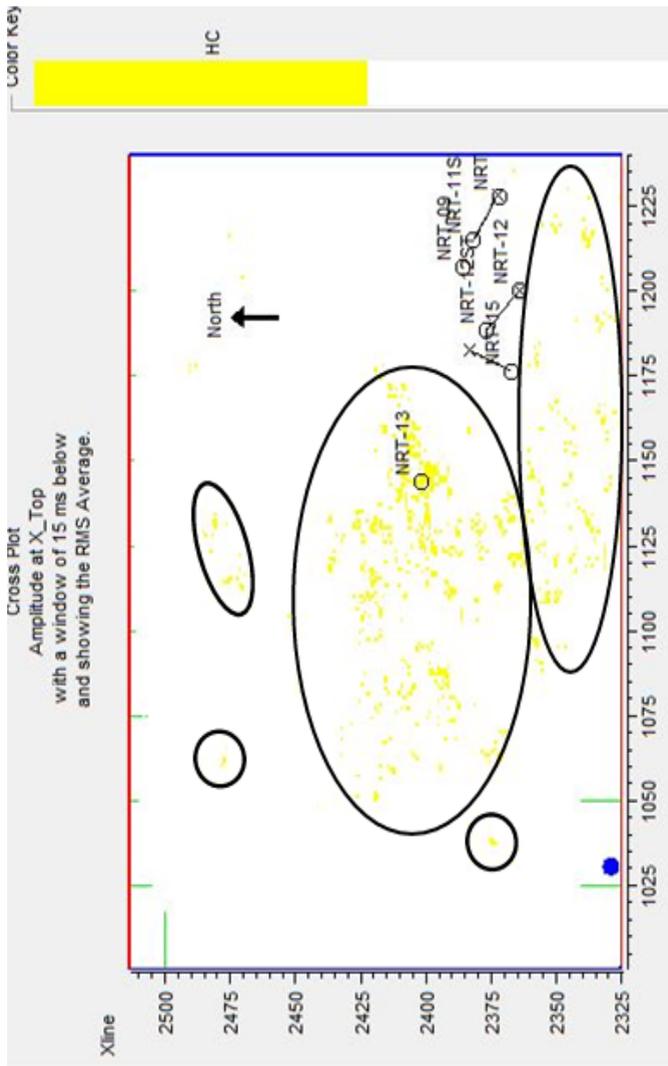
Gambar 5.7 Cuplikan data mudlog sumur NRT-11 (a) dan NRT-16 (b)

Horizon slice dibuat untuk mengetahui persebaran horizontal pada penampang seismik baik itu AI, porositas maupun EI. Dari hasil slice EI lapisan TG_1 seperti terlihat pada gambar 5.8 (a), diketahui bahwa ada beberapa zona prospek hidrokarbon

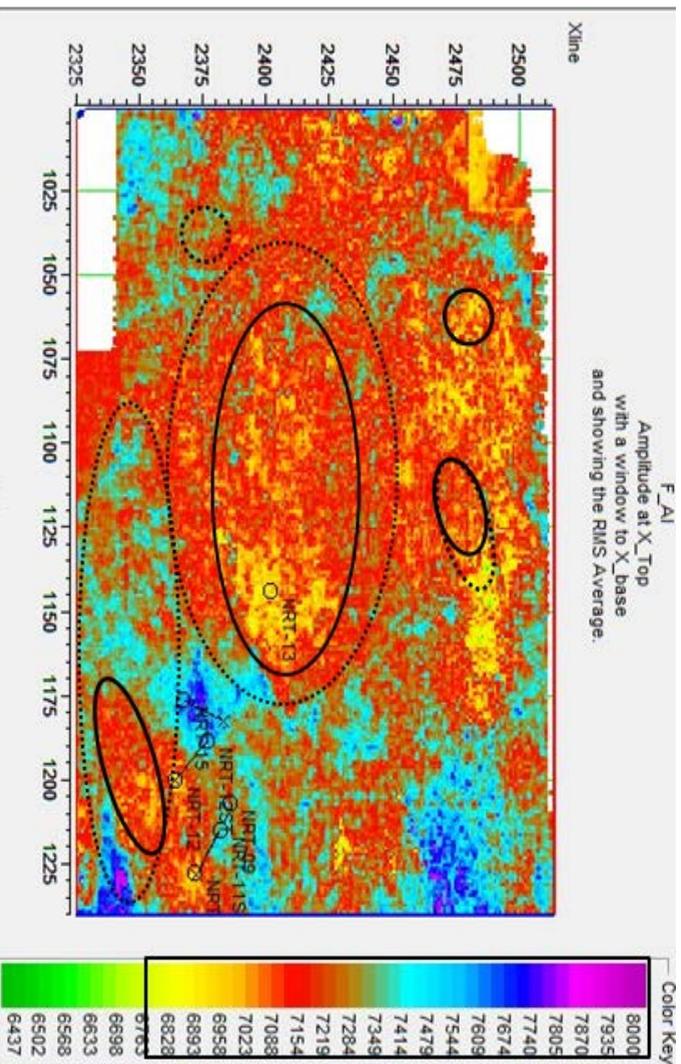
yang ditandai dengan warna kuning. Jika diperhatikan, dari semua sumur yang ada di blok A, hanya sumur NRT-13 yang menunjukkan keberadaan hidrokarbon dengan sangat jelas. Sementara sumur lainnya tidak. Hal ini sesuai dengan kondisi di lapangan dimana sumur NRT-13 pada lapisan TG_1 terbukti mengandung hidrokarbon, sedangkan yang lainnya adalah air. Namun tidak dapat ditarik kesimpulan langsung dari hasil inversi EI bahwa sumur lainnya tidak mengandung hidrokarbon. Hal ini dikarenakan berdasarkan data mudlog, sumur-sumur tersebut mengindikasikan adanya hidrokarbon. Tidak munculnya indikasi hidrokarbon ini dapat disebabkan oleh beberapa hal, diantaranya adalah error dari estimasi Vs seperti yang telah dijelaskan sebelumnya. Selain itu, dapat juga dikarenakan kandungan hidrokarbon yang lebih kecil dari air.

Slice crossplot EI near dan *far* menunjukkan beberapa zona yang prospektif mengandung hidrokarbon seperti terlihat pada gambar 4.8 (lingkaran hitam). Namun, jika dilihat dari hasil slice inversi AI pada bagian yang sama, sebagian dari zona prospek di sebelah utara sumur NRT-13 ternyata berada pada rentang AI *shale* yang tidak memungkinkan untuk menjadi reservoir.

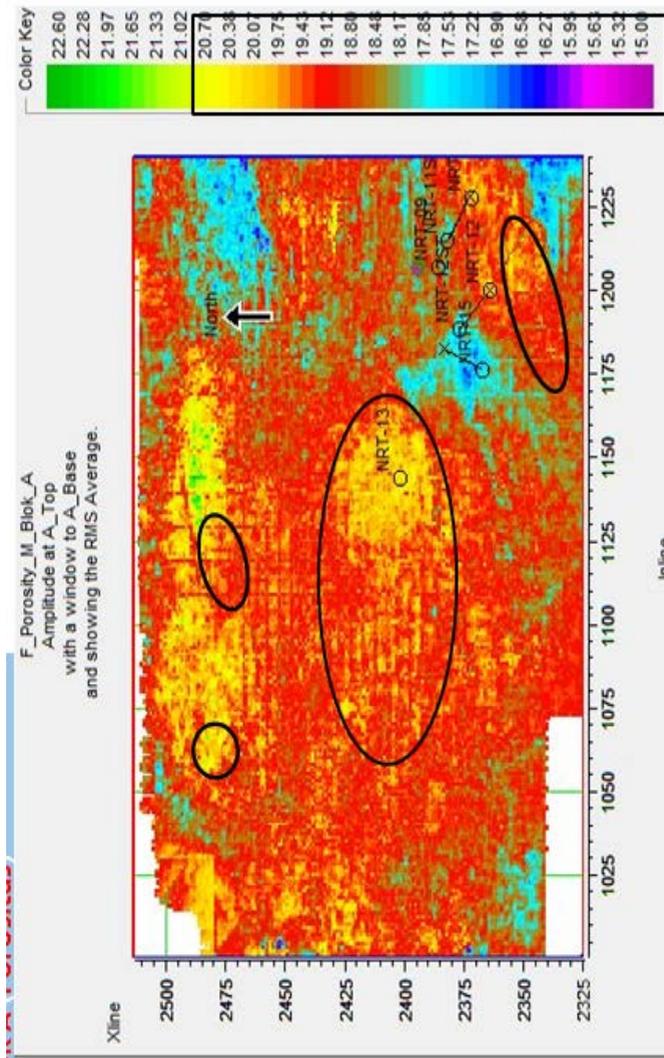
Sementara itu, zona di sebelah barat hingga tenggara sumur NRT-13 memiliki nilai AI dalam rentang *sand*. Namun, dalam rentang tersebut, hanya beberapa daerah yang memiliki nilai AI rendah relatif terhadap *cutoff*nya dan porositas tinggi. Rentang AI zona tersebut adalah 6750-7100 (m/s)(gr/cc) dengan porositas 19-20,9%. Hal ini terlihat pada gambar 5.8 (b) dan (c), zona prospek berdasarkan slice EI (lingkaran putus-putus) dipersempit menjadi zona baru di dalamnya yang memiliki porositas relatif tinggi (lingkaran hitam). Zona baru tersebut lebih cocok sebagai reservoir karena memiliki porositas yang lebih tinggi dari lainnya.



(a)



(b)

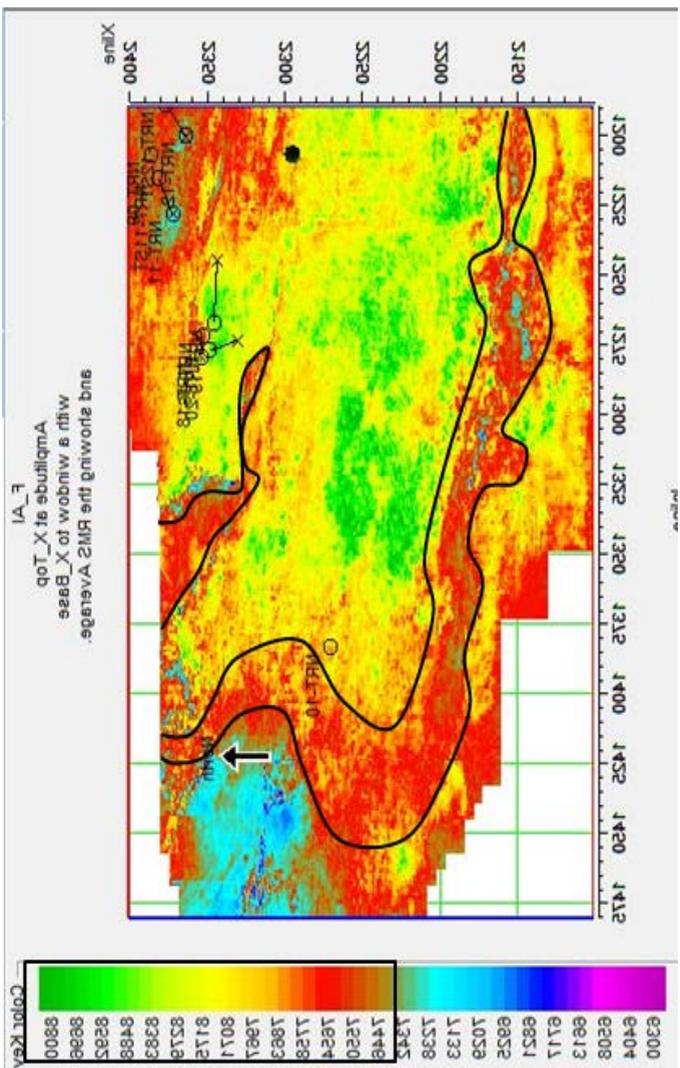


(c)

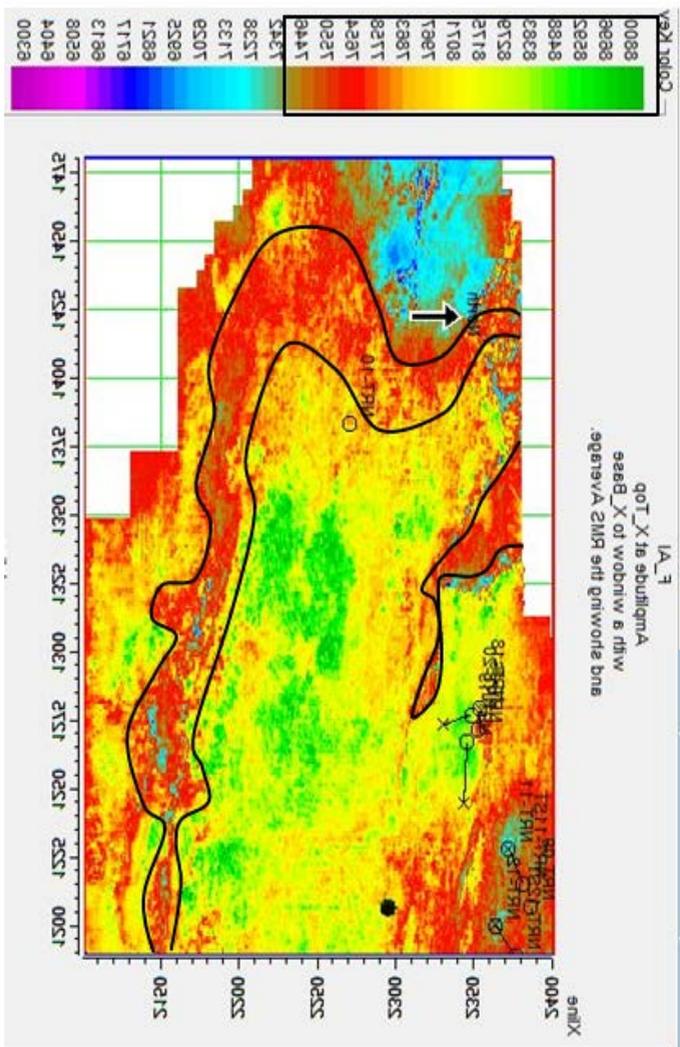
Gambar 5.8. *Slice crossplot* incersi EI (a), *slice* hasil inversi AI (b), dan *slice* porositas (c) lapisan TG_1

Gambar 5.9 merupakan slice hasil inversi AI, porositas, dan EI dari lapisan TG₂. Selain di daerah sumur produksi, terdapat beberapa zona prospek lainnya yang ditandai dengan garis hitam dalam gambar 5.9 dengan nilai AI 7300-7900 (m/s)(gr/cc). Zona prospek berdasarkan hasil inversi AI berada pada bagian barat daya hingga timur laut dari sumur produksi. Zona tersebut memiliki nilai AI yang relatif rendah terhadap *cutoff*nya (gambar 5.9.(a)). Namun, didalam zona tersebut terdapat sebagian kecil *shale* jika dilihat dari nilai AI. Daerah *shale* dalam zona tersebut terlihat memiliki porositas yang tinggi pada gambar 5.9 (b). Namun, porositas pada zona *shale* diabaikan karena dalam transformasi AI menjadi porositas, data *shale* tidak diikuti sertakan. Porositas yang dihasilkan valid untuk zona *sand* berdasarkan nilai AI.

Zona di bagian tengah sebenarnya masih berada dalam rentang AI *sand*. Namun nilai AI zona tersebut relatif tinggi sehingga menyebabkan porositasnya rendah (gambar 5.9 (b)). *Sand* dengan porositas yang rendah kurang cocok untuk reservoir. Hasil inversi EI yang diperlihatkan oleh gambar 5.9 (c) menunjukkan adanya prospek hidrokarbon pada zona tersebut. Bagian yang tidak menunjukkan keberadaan hidrokarbon ditandai dengan lingkaran abu-abu. Porositas zona prospektif lapisan TG₂ berkisar 18-20%.



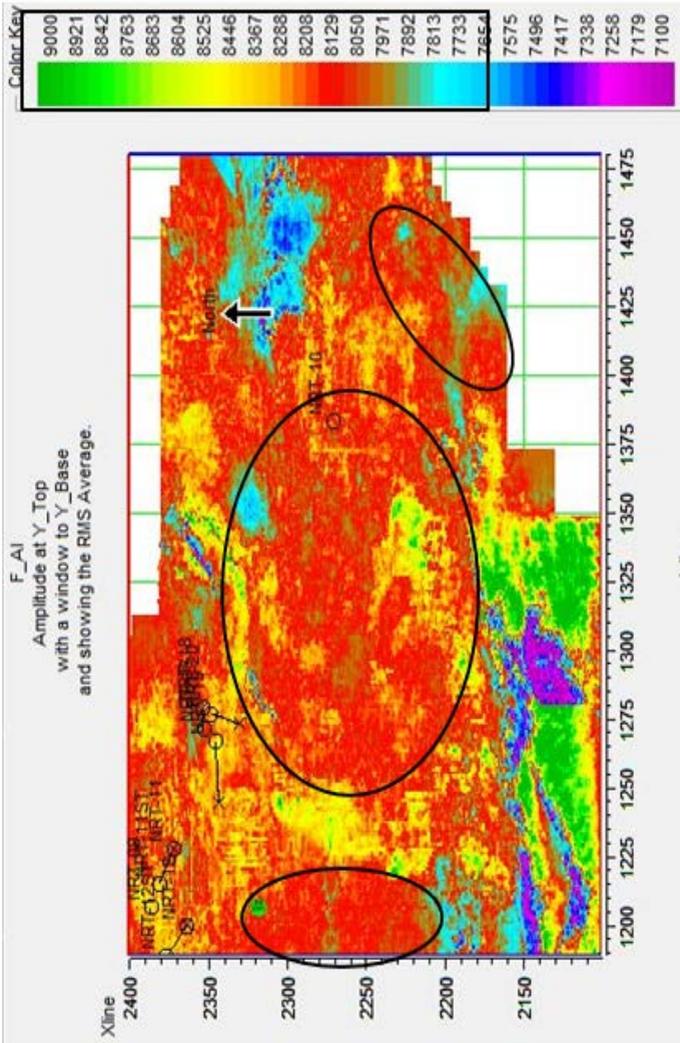
(a)



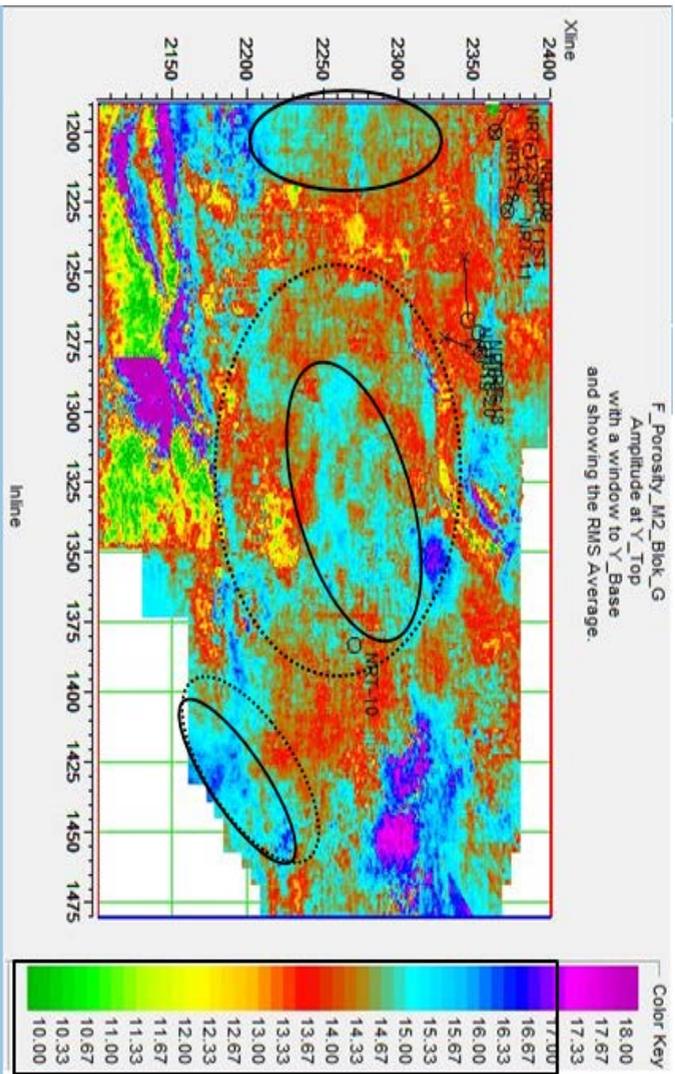
(b)

Analisa lapisan TG_3 diberikan oleh gambar 5.10. Zona prospek berdasarkan nilai AI berada di bagian barat, tengah, dan tenggara. Zona tersebut memiliki nilai AI yang relatif rendah yaitu 7650-8300 (m/s)(gr/cc) dalam rentang AI *sand* seperti terlihat pada gambar 5.10 (a). Daerah barat daya sampai selatan merupakan zona *shale* dan *sand* dengan AI relatif tinggi yang berarti porositas rendah. Hal yang sama juga terlihat di daerah timur laut.

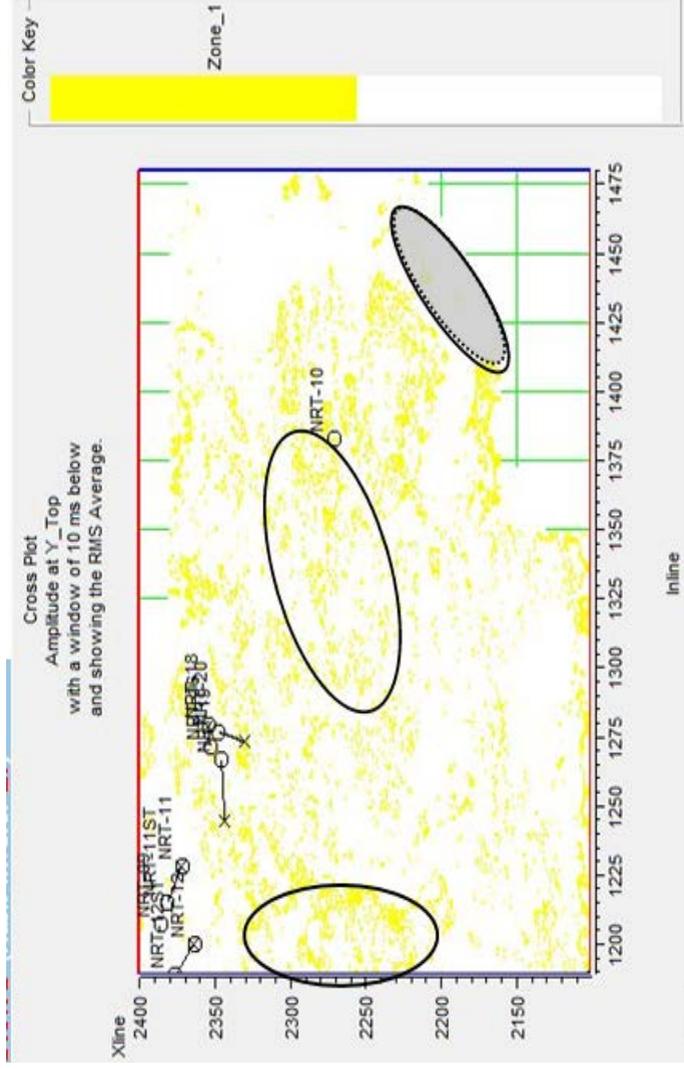
Dari slice porositas terlihat zona yang memiliki porositas tinggi sekitar 15%-17% yang diwakili oleh warna biru. Zona tersebut kemudian dianalisa berdasarkan hasil inversi EI. Slice EI menunjukkan zona di sebelah tenggara tidak mengindikasikan keberadaan hidrokarbon. Sehingga diketahui bahwa zona ideal untuk reservoir ada di sebelah barat-tengah (lingkaran hitam gambar 5.10 (c)). Zona tersebut memiliki porositas 15%-17%.



(a)



(b)



(c)

Gambar 5.10. (a) *slice* hasil inversi AI, (b) *slice* porositas, dan (c) *Slice crossplot* incersi El lapisan TG_3

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. Kesimpulan

Dari penelitian ini dapat disimpulkan bahwa:

1. Metode Acoustic Impedance dapat memisahkan lapisan *sand* TG_1, TG_2, dan TG_3 pada lapangan Muon formasi Air Benakat.
2. Lapisan *Sand* memiliki nilai AI yang lebih tinggi dari lapisan *Shale* dengan *cutoff*:
 - M Blok A 6750 (m/s)(gr/cc)
 - M Blok G 7300 (m/s)(gr/cc)
 - M2 Blok G 7650 (m/s)(gr/cc)
3. Terdapat beberapa zona penyebaran lapisan *sand* yang berpotensi mengandung fluida pada lapisan target, yaitu:
 - TG_1
Sebelah utara, barat, dan tenggara dengan nilai AI 6750-7100 (m/s)(gr/cc) dan porositas 19-20,9%.
 - TG_2
Sebelah barat daya – timur laut dengan nilai AI 7300-7900 (m/s)(gr/cc) dan porositas 18-20%.
 - TG_3
Sebelah barat dan tengah dengan nilai AI 7650-8300 (m/s)(gr/cc) dan porositas 15-17%.

6.2. Saran

- Perlu dilakukan studi lebih lanjut untuk memetakan persebaran litologi dan fluida seperti EEI dan LMR terutama pada zona TG_4 dan TG_5 yang belum terpisahkan oleh metode AI.
- Perlu dilakukan prediksi porositas menggunakan Multi Atribut dan Neural Network.
- Diperlukan data V_s real agar hasil inversi lebih akurat

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

DAFTAR PUSTAKA

- Aki A., and Richard P.G., 1980, *Quantitative Seismology: Theory and Methods*, W.H.Freeman & Company.
- Castagna, J. P., Batzle, M. L., and Eastwood, R. L., 1985, *Relationships between compressional-wave and shear-wave velocities in clastic silicate rocks*, *Geophysics*, 50, 571-581.
- Castagna, J.P., Swan, H.W., and Foster, D.J., 1998, *Framework For AVO Gradient and Intercept Interpretation*, *Geophysics*, 63, 948-956.
- Connolly, Patric, 1999, *Elastic Impedance*, *The Leading Edge*, April Issue, no.4, 438-452
- De Coster, G.L., 1974. *The Geology of the Central and South Sumatra Basins*. *Proceedings Indonesian Petroleum Association 3rd Annual Convention*, p. 77-110.
- Fatti, J.L., Smith, G.C., Vail, P.J., & Levitt, P.R., 1994, *Detection of Gas in Sandstone Reservoirs Using AVO Analysis : A 3D Seismic Case History Using the Geostack Technique*, *Geophysics*, V.59, no.9, 1362-1376.
- Ginger, D., dan Fielding, K., 2005, *The Petroleum System and Future Potential of The South Sumatra Basin*, *Proceedngs Indonesian Petroleum Association, 30th Annual Convention and Exhibition*, Indonesian Petroleum Association
- Grandis, Hendra, 2009, *Pengantar Pemodelan Inversi Geofisika*, Himpunan Ahli Geofisika Indonesia (HAGI), Jakarta, Indonesia.
- Hall, R., 1995, *Plate Reconstructions of Indonesia Region.*, : *Proceedngs Indonesian Petroleum Association, 24th Annual Convention and Exhibition*, Indonesian Petroleum Association

- Harsono, A., 1997, *Pengantar Evaluasi Log*, Schlumberger Data Services
- Longley, I.M., 1997. *The Tectonostratigraphic Evolution of SE Asia*. In Fraser, A.J., Matthews, S.J. and Murphy, R.W., eds., 1997, *Petroleum Geology of Southeast Asia*, Geological Society Special Publication No. 126, p. 311-339.
- Ostrander, W.J., 1984, *Plane-wave reflection coefficients for gas sands at nonnormal angles of incidence* : *Geophysics*, **49**, 1637-1648.
- Russell, B. H., 1988, *Introduction to Seismic Inversion Methods*, third edition, Volume 2 SN, Domenico, Editor Course Notes Series.
- Rutherford, S., and Williams, R., 1989, *Amplitude versus offset variation in gas sands*, *Geophysics* 54, 680-688.
- Sismanto, 1996 a, *Modul 1 : Akuisisi Data Seismik*. Laboratorium Geofisika, Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta
- Sismanto, 1996 b, *Modul 1 : Akuisisi Data Seismik*. Laboratorium Geofisika, Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.
- Sukmono, S., 2002, *Interpretasi Seismik Refleksi*, Departemen Teknik Geofisika, FIKTM, Institut Teknologi Bandung.
- Whitcome, David N. (2002), *Elastic Impedance Normalization*, *Geophysics*, Vol. 67, NO. 1, 60-32.
- Yilmaz, Ozdogan, 2001, *Seismic Data Analysis : Processing, Inversion, and Interpretation of Seismic Data*, SEG, Tulsa, USA.
- Zoeppritz, R., 1919, *On the reflection and propagation of seismic waves*, *Erdbebenwellen VIII B*; *Gottinger Nachrichten* I, 66-68.

BIODATA PENULIS



Intan Andriani Putri, anak kedua dari empat bersaudara yang lahir di Garut, 27 Desember 1990. Pendidikan formal ditempuh di SDN Regol VII (1997-2003), SMPN 2 Garut (2003-2006), SMAN 1 Tarogong Kidul yang berubah nama menjadi SMAN 1 Garut (2006-2009), dan S1 bidang studi Geofisika di Jurusan Fisika FMIPA ITS (2010-2014). Selama mengenyam pendidikan penulis aktif dalam organisasi intra dan ekstra kampus. Menjabat sebagai Pradana Putri ADK (2007-2008), Kabirol Kaderisasi HIMASIKA ITS (2011-2012), ketua BSO HIMASIKA ITS (2012-2013), bendahara AAPG ITS SC (2013-2014), dan anggota SEG SC ITS (2013-2014). Penulis sering menjadi paper presenter pada seminar nasional maupun internasional seperti pada ISCSM ITB Bandung 2013, ICTP Malang 2013, AAPG ICE 2012 Singapore, 38th IPA Jakarta 2014, dan 39th PIT HAGI Solo 2014. Penulis beberapa kali menjadi finalis *student paper contest* seperti pada acara UPN OGIP Yogyakarta 2012, PETROLIDA ITS Surabaya 2013, GK PKM ITS Surabaya 2012, dan GSC UGM Yogyakarta 2013. Salah satu prestasi yang pernah diraih adalah menjadi juara II *Geology Paper Contest Java Region* UGM Yogyakarta dan ketua PKM didanai DIKTI 2012. Prestasi yang pernah dicapai dalam bidang olahraga adalah juara II *Hexos Basketball League* 2007, juara II FMIPA Cup 2013, dan juara I Rektor Cup 2014. Penulis memiliki hobi bermain gitar dan pernah menjadi finalis dalam acara festival band GEMPA FMIPA ITS 2012.

LAMPIRAN 1

LANGKAH PERHITUNGAN DALAM *FLUID REPLACEMENT MODELLING*

Langkah melakukan Biot-Gassmann *fluid substitution* yaitu:

1. Kecepatan gelombang-S diestimasi menggunakan persamaan Castagna atau lainnya.
2. Hitung K dan μ pada kondisi in-situ menggunakan persamaan:

$$K = \rho_B \left(V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right); \text{ dan } \mu = \rho_B V_s^2$$

3. Hitung K_m menggunakan persamaan Hashin-Shtrikman

$$K_{HS} = K_1 + \frac{f_2}{(K_2 - K_1)^{-1} + f_1 \left(K_2 + \frac{4}{3} \mu_1 \right)^{-1}}$$

4. Hitung K dan ρ fluida menggunakan persamaan Batzle dan Wang (1992)

$$K = \frac{1}{\beta} = \frac{dP}{\left(\frac{dV}{V} \right)} = \rho \frac{dP}{d\rho}$$

5. Hitung K fluida campuran

$$\frac{1}{K_{fl}} = \frac{S_w}{K_w} + \frac{1 - S_w}{K_{HC}}$$

6. Hitung K_{dry} menggunakan persamaan:

$$K_{dry} = \frac{K_{sat} \left(\frac{\phi K_m}{K_{fl}} + 1 - \phi \right) - K_m}{\frac{\phi K_m}{K_{fl}} + \frac{K_{sat}}{K_m} + 1 - \phi}$$

7. Hitung K dan ρ fluida baru dengan saturasi yang diinginkan

8. Hitung modulus bulk tersaturasi menggunakan persamaan Gassmann

$$K_{sat} = K_{dry} + \frac{\left(1 - \frac{K_{dry}}{K_m}\right)^2}{\frac{\phi}{K_{fl}} + \frac{1-\phi}{K_m} + \frac{K_{dry}}{K_m^2}}$$

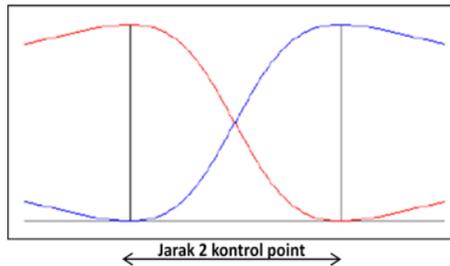
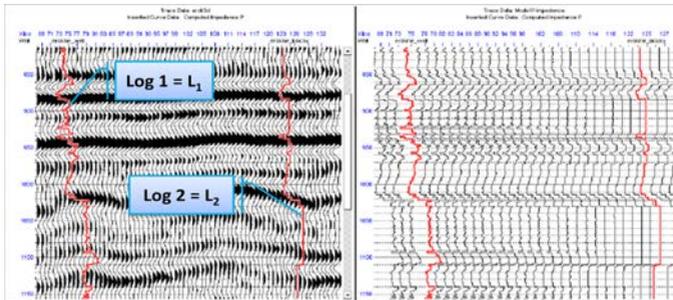
9. Hitung *bulk density* baru

$$\rho_b = (1 - \phi) \rho_{ma} + \phi \rho_{fl}$$

10. Hitung V_p dan V_s baru menggunakan persamaan 3.19 dan 3.20.

LAMPIRAN 2

METODE *INVERSE-DISTANCE WEIGHTING* DALAM PEMBUATAN MODEL MENGGUNAKAN LEBIH DARI SATU DATA LOG



Gambar 1. Ilustrasi metode *inverse-distance weighting*

$$w_i = \frac{d_1^{-2}}{d_1^{-2} + d_2^{-2}} ; w_i = \frac{d_i^{-2}}{\sum_j d_j^{-2}}$$

$$L_{out} = w_1 L_1 + w_2 L_2 ; L_{out} = \sum_i w_i L_i$$

Dimana:

w = bobot

d = jarak titik yang dicari nilainya ke kontrol poin

L = nilai log

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

LAMPIRAN 3
PENURUNAN PERSAMAAN *ELASTIC IMPEDANCE*
DARI PERSAMAN AKI-RICHARDS

Persamaan Aki-Richards:

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

dengan:

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

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

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

R (θ) pada zero offset hanya mengandung komponen A dari persamaan Aki-Richards, sehingga persamaan menjadi:

$$R(0) = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right)$$

$$R(0) = \frac{1}{2} \left(\frac{\rho \Delta V_p + V_p \Delta \rho}{\rho V_p} \right)$$

$$R(0) = \frac{1}{2} \Delta(\rho V_p)$$

$$R(0) = \frac{1}{2} \frac{\Delta AI}{AI} \dots\dots\dots (1)$$

Connoly merumuskan persamaan EI pada sudut tidak nol analog dengan persamaan AI seperti pada persamaan (1)

$$R(\theta) \approx R(0)$$

$$R(\theta) \approx \frac{1}{2} \frac{\Delta AI}{AI}$$

$$\frac{1}{2} \frac{\Delta EI}{EI} \approx R(\theta)$$

$$\frac{1}{2} \frac{\Delta EI}{EI} \approx \left\{ \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \left(\frac{\Delta V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta V_s}{V_s} - 2 \left(\frac{\Delta V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta \rho}{\rho} \right\} \sin^2 \theta + \left\{ \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} \right\} \sin^2 \theta \tan^2 \theta + \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right)$$

$$\frac{\Delta EI}{EI} \approx \left\{ \frac{\Delta V_p}{V_p} - 8 \left(\frac{\Delta V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta V_s}{V_s} - \left(\frac{\Delta V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta \rho}{\rho} \right\} \sin^2 \theta + \left\{ \frac{\Delta V_p}{V_p} \right\} \sin^2 \theta \tan^2 \theta + \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right)$$

dengan:

$$\sin^2 \theta \tan^2 \theta = \tan^2 \theta - \sin^2 \theta \quad \text{dan } K = \left(\frac{\Delta V_s}{V_p} \right)^2$$

maka:

$$\frac{\Delta EI}{EI} \approx \frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{\Delta V_p}{V_p} \sin^2 \theta - 8K \frac{\Delta V_s}{V_s} \sin^2 \theta - 4K \frac{\Delta \rho}{\rho} \sin^2 \theta + \frac{\Delta V_p}{V_p} \tan^2 \theta - \frac{\Delta V_p}{V_p} \sin^2 \theta$$

$$\frac{\Delta EI}{EI} \approx \frac{\Delta V_p}{V_p} (1 + \tan^2 \theta) - 8K \frac{\Delta V_s}{V_s} \sin^2 \theta + \frac{\Delta \rho}{\rho} (1 - 4K \sin^2 \theta)$$

Diketahui bahwa:

$$\int \frac{1}{x} dx = \ln x \quad \text{dan} \quad d(\ln x) = \frac{1}{x} dx$$

sehingga:

$$\Delta \ln EI = (1 + \tan^2 \theta) \Delta \ln(V_p) - (8K \sin^2 \theta) \Delta \ln(V_s) + (1 - 4K \sin^2 \theta) \Delta \ln(\rho)$$

diketahui bahwa:

$$a \ln x = \ln x^a ,$$

sehingga:

$$\Delta \ln EI = \Delta \ln V_p^{(1 + \tan^2 \theta)} - \Delta \ln V_s^{(8K \sin^2 \theta)} + \Delta \ln \rho^{(1 - 4K \sin^2 \theta)}$$

Jika kedua ruas diintegalkan, maka diperoleh:

$$\ln EI = \ln V_p^{(1 + \tan^2 \theta)} - \ln V_s^{(8K \sin^2 \theta)} + \ln \rho^{(1 - 4K \sin^2 \theta)}$$

Karena

$$\ln a - \ln b + \ln c = \ln(ab^{-1}c) ,$$

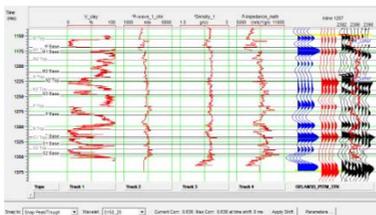
maka persamaan diatas menjadi:

$$\ln EI = \ln \{ V_p^{(1 + \tan^2 \theta)} V_s^{(-8K \sin^2 \theta)} \rho^{(1 - 4K \sin^2 \theta)} \}$$

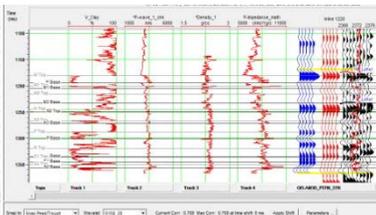
$$EI = V_p^{(1 + \tan^2 \theta)} V_s^{(-8K \sin^2 \theta)} \rho^{(1 - 4K \sin^2 \theta)}$$

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

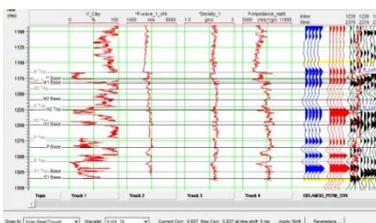
LAMPIRAN 4 SEISMIK WELL TIE UNTUK SETIAP SUMUR



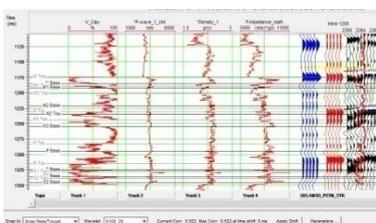
NRT-09



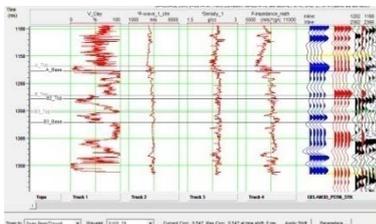
NRT-11



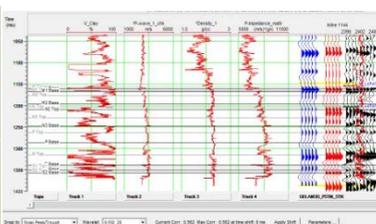
NRT-11ST



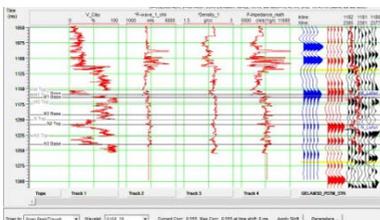
NRT-12



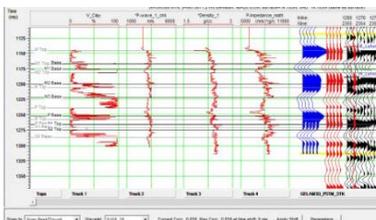
NRT-12ST



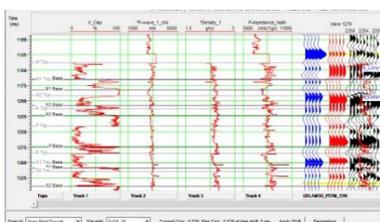
NRT-13



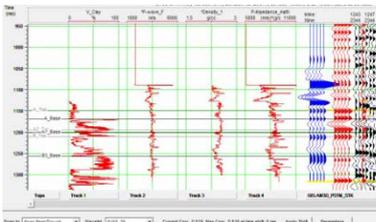
NRT-15



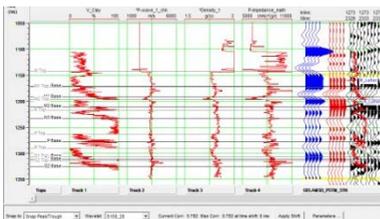
NRT-16



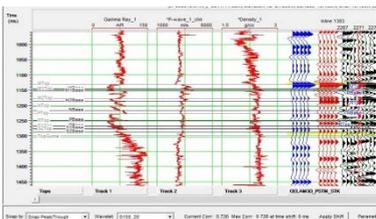
NRT-18



NRT-19



NRT-20



NRT-10

LAMPIRAN 1

LANGKAH PERHITUNGAN DALAM *FLUID REPLACEMENT MODELLING*

Langkah melakukan Biot-Gassmann *fluid substitution* yaitu:

1. Kecepatan gelombang-S diestimasi menggunakan persamaan Castagna atau lainnya.
2. Hitung K dan μ pada kondisi in-situ menggunakan persamaan:

$$K = \rho_B \left(V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right); \text{ dan } \mu = \rho_B V_s^2$$

3. Hitung K_m menggunakan persamaan Hashin-Shtrikman

$$K_{HS} = K_1 + \frac{f_2}{(K_2 - K_1)^{-1} + f_1 \left(K_2 + \frac{4}{3} \mu_1 \right)^{-1}}$$

4. Hitung K dan ρ fluida menggunakan persamaan Batzle dan Wang (1992)

$$K = \frac{1}{\beta} = \frac{dP}{\left(\frac{dV}{V} \right)} = \rho \frac{dP}{d\rho}$$

5. Hitung K fluida campuran

$$\frac{1}{K_{fl}} = \frac{S_w}{K_w} + \frac{1 - S_w}{K_{HC}}$$

6. Hitung K_{dry} menggunakan persamaan:

$$K_{dry} = \frac{K_{sat} \left(\frac{\phi K_m}{K_{fl}} + 1 - \phi \right) - K_m}{\frac{\phi K_m}{K_{fl}} + \frac{K_{sat}}{K_m} + 1 - \phi}$$

7. Hitung K dan ρ fluida baru dengan saturasi yang diinginkan

8. Hitung modulus bulk tersaturasi menggunakan persamaan Gassmann

$$K_{sat} = K_{dry} + \frac{\left(1 - \frac{K_{dry}}{K_m}\right)^2}{\frac{\phi}{K_{fl}} + \frac{1-\phi}{K_m} + \frac{K_{dry}}{K_m^2}}$$

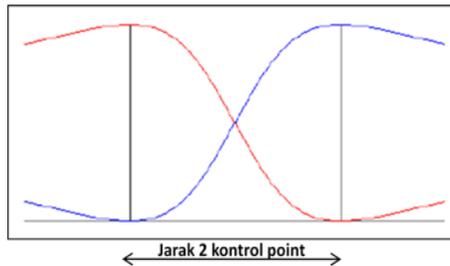
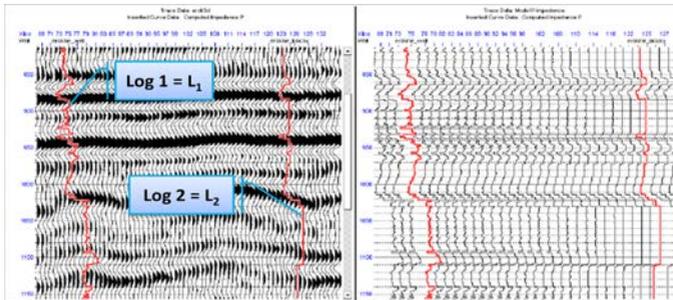
9. Hitung *bulk density* baru

$$\rho_b = (1 - \phi) \rho_{ma} + \phi \rho_{fl}$$

10. Hitung V_p dan V_s baru menggunakan persamaan 3.19 dan 3.20.

LAMPIRAN 2

METODE *INVERSE-DISTANCE WEIGHTING* DALAM PEMBUATAN MODEL MENGGUNAKAN LEBIH DARI SATU DATA LOG



Gambar 1. Ilustrasi metode *inverse-distance weighting*

$$w_i = \frac{d_1^{-2}}{d_1^{-2} + d_2^{-2}} ; w_i = \frac{d_i^{-2}}{\sum_j d_j^{-2}}$$

$$L_{out} = w_1 L_1 + w_2 L_2 ; L_{out} = \sum_i w_i L_i$$

Dimana:

w = bobot

d = jarak titik yang dicari nilainya ke kontrol poin

L = nilai log

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

LAMPIRAN 3
PENURUNAN PERSAMAAN *ELASTIC IMPEDANCE*
DARI PERSAMAN AKI-RICHARDS

Persamaan Aki-Richards:

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

dengan:

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

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

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

R (θ) pada zero offset hanya mengandung komponen A dari persamaan Aki-Richards, sehingga persamaan menjadi:

$$R(0) = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right)$$

$$R(0) = \frac{1}{2} \left(\frac{\rho \Delta V_p + V_p \Delta \rho}{\rho V_p} \right)$$

$$R(0) = \frac{1}{2} \Delta(\rho V_p)$$

$$R(0) = \frac{1}{2} \frac{\Delta AI}{AI} \dots\dots\dots (1)$$

Connoly merumuskan persamaan EI pada sudut tidak nol analog dengan persamaan AI seperti pada persamaan (1)

$$R(\theta) \approx R(0)$$

$$R(\theta) \approx \frac{1}{2} \frac{\Delta AI}{AI}$$

$$\frac{1}{2} \frac{\Delta EI}{EI} \approx R(\theta)$$

$$\frac{1}{2} \frac{\Delta EI}{EI} \approx \left\{ \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \left(\frac{\Delta V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta V_s}{V_s} - 2 \left(\frac{\Delta V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta \rho}{\rho} \right\} \sin^2 \theta + \left\{ \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} \right\} \sin^2 \theta \tan^2 \theta + \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right)$$

$$\frac{\Delta EI}{EI} \approx \left\{ \frac{\Delta V_p}{V_p} - 8 \left(\frac{\Delta V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta V_s}{V_s} - \left(\frac{\Delta V_s}{V_p} \right)^2 \frac{\Delta \rho}{\rho} \right\} \sin^2 \theta + \left\{ \frac{\Delta V_p}{V_p} \right\} \sin^2 \theta \tan^2 \theta + \left(\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right)$$

dengan:

$$\sin^2 \theta \tan^2 \theta = \tan^2 \theta - \sin^2 \theta \quad \text{dan } K = \left(\frac{\Delta V_s}{V_p} \right)^2$$

maka:

$$\frac{\Delta EI}{EI} \approx \frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{\Delta V_p}{V_p} \sin^2 \theta - 8K \frac{\Delta V_s}{V_s} \sin^2 \theta - 4K \frac{\Delta \rho}{\rho} \sin^2 \theta + \frac{\Delta V_p}{V_p} \tan^2 \theta - \frac{\Delta V_p}{V_p} \sin^2 \theta$$

$$\frac{\Delta EI}{EI} \approx \frac{\Delta V_p}{V_p} (1 + \tan^2 \theta) - 8K \frac{\Delta V_s}{V_s} \sin^2 \theta + \frac{\Delta \rho}{\rho} (1 - 4K \sin^2 \theta)$$

Diketahui bahwa:

$$\int \frac{1}{x} dx = \ln x \quad \text{dan } d(\ln x) = \frac{1}{x} dx$$

sehingga:

$$\Delta \ln EI = (1 + \tan^2 \theta) \Delta \ln(V_p) - (8K \sin^2 \theta) \Delta \ln(V_s) + (1 - 4K \sin^2 \theta) \Delta \ln(\rho)$$

diketahui bahwa:

$$a \ln x = \ln x^a ,$$

sehingga:

$$\Delta \ln EI = \Delta \ln V_p^{(1 + \tan^2 \theta)} - \Delta \ln V_s^{(8K \sin^2 \theta)} + \Delta \ln \rho^{(1 - 4K \sin^2 \theta)}$$

Jika kedua ruas diintegalkan, maka diperoleh:

$$\ln EI = \ln V_p^{(1 + \tan^2 \theta)} - \ln V_s^{(8K \sin^2 \theta)} + \ln \rho^{(1 - 4K \sin^2 \theta)}$$

Karena

$$\ln a - \ln b + \ln c = \ln(ab^{-1}c) ,$$

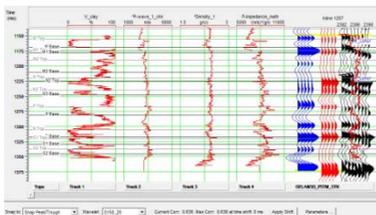
maka persamaan diatas menjadi:

$$\ln EI = \ln \{ V_p^{(1 + \tan^2 \theta)} V_s^{(-8K \sin^2 \theta)} \rho^{(1 - 4K \sin^2 \theta)} \}$$

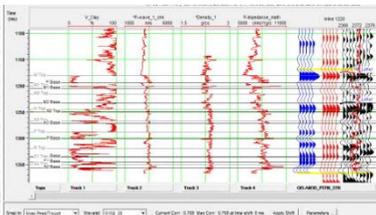
$$EI = V_p^{(1 + \tan^2 \theta)} V_s^{(-8K \sin^2 \theta)} \rho^{(1 - 4K \sin^2 \theta)}$$

“Halaman ini sengaja dikosongkan”

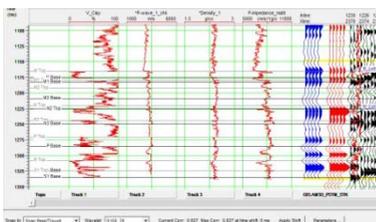
LAMPIRAN 4 SEISMIK WELL TIE UNTUK SETIAP SUMUR



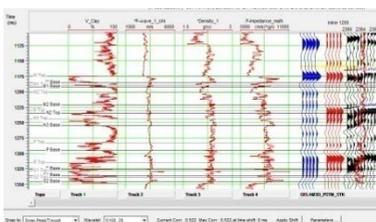
NRT-09



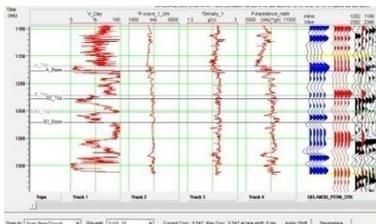
NRT-11



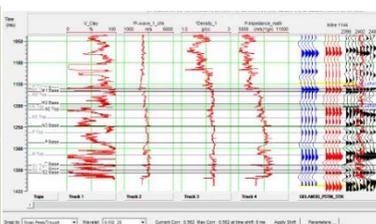
NRT-11ST



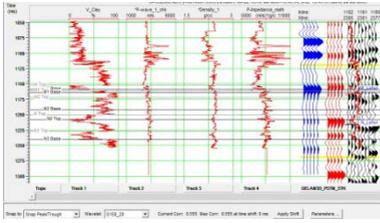
NRT-12



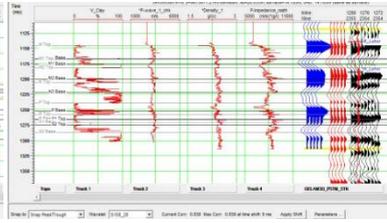
NRT-12ST



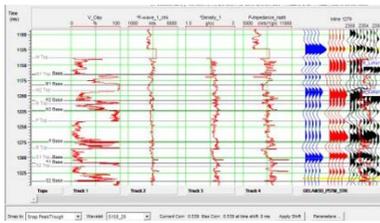
NRT-13



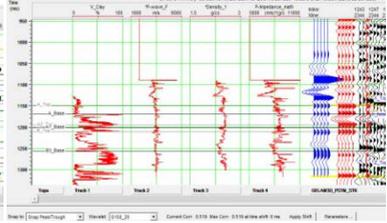
NRT-15



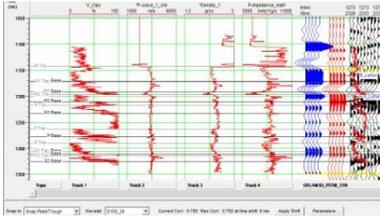
NRT-16



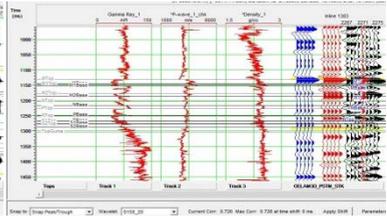
NRT-18



NRT-19



NRT-20



NRT-10