TUGAS AKHIR - RF141501

APLIKASI INVERSI *EXTENDED ELASTIC IMPEDANCE (EEI)* UNTUK MEMETAKAN PERSEBARAN RESERVOIR BATU PASIR, STUDI KASUS LAPANGAN "AFR", CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA, INDONESIA

Atha Fitrah Riyadhi
NRP 3714100019

Dosen Pembimbing
Wien Lestari, S.T., M.T.
NIP. 19811002 201212 2003

Dr. Widya Utama, DEA.
NIP. 19611024 198803 1001

DEPARTEMEN TEKNIK GEOFISIKA
FAKULTAS TEKNIK SIPIL, LINGKUNGAN DAN KEBUMIAN
INSTITUT TEKNOLOGI SEPULUH NOPEMBER
SURABAYA 2018

TUGAS AKHIR - RF141501

APLIKASI INVERSI *EXTENDED ELASTIC IMPEDANCE (EEI)* UNTUK MEMETAKAN PERSEBARAN RESERVOIR BATU PASIR, STUDI KASUS LAPANGAN "AFR", CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA, INDONESIA

ATHA FITRAH RIYADHI
NRP. 3714100019

Pembimbing:
Wien Lestari, S.T, M.T
NIP. 19811002 201212 2003
Dr. Widya Utama, DEA.
NIP. 19611024 198803 1001

DEPARTEMEN TEKNIK GEOFISIKA
Fakultas Teknik Sipil, Lingkungan, dan Kebumian
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

FINAL PROJECT- RF141501

APPLICATION OF EXTENDED ELASTIC IMPEDANCE (EEI) INVERSION IN MAPPING SAND RESERVOIR DISTRIBUTION, CASE STUDY "AFR" FIELD, NORTH WEST JAVA BASIN, INDONESIA

ATHA FITRAH RIYADHI
NRP. 3714100019

Advisors:
Wien Lestari, S.T, M.T
NIP. 19811002 201212 2003
Dr. Widya Utama, DEA.
NIP. 19611024 198803 1001

DEPARTMENT OF GEOPHYSICAL ENGINEERING
Faculty of Civil, Environtmental, and Geo Engineering
Institut Teknologi Sepuluh Nopember
Surabaya 2018

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

PERNYATAAN KEASLIAN
TUGAS AKHIR

Dengan ini saya menyatakan bahsa isi sebagian maupun keseluruhan penulisan Tugas Akhir yang berjudul "**APLIKASI INVERSI *EXTENDED ELASTIC IMPEDANCE (EEI)* UNTUK MEMETAKAN PERSEBARAN RESERVOIR BATU PASIR, STUDI KASUS LAPANGAN "AFR", CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA, INDONESIA**" adalah benar hasil karya intelektual mandiri, diselesasikan tanpa menggunakan bahan-bahan yang tidak diijinkan dan bukan merupakan karya pihak lain yang saya akui sebagai karya sendiri.

Semua referensi yang dikutip maupun dirujuk telah ditulis secara lengkap pada daftar pustaka

Apabila pernyataan ini tidak benar, saya bersedia menerima sanksi sesuai peraturan yang berlaku

Surabaya, 20 Juni 2018

Atha Fitrah Riyadhi
NRP. 3714100019

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

APLIKASI INVERSI *EXTENDED ELASTIC IMPEDANCE (EEI)* UNTUK MEMETAKAN PERSEBARAN RESERVOIR BATU PASIR, STUDI KASUS LAPANGAN "AFR", CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA, INDONESIA

TUGAS AKHIR

Diajukan Untuk Memenuhi Salah Satu Syarat
Untuk Memperoleh Gelar Sarjana Teknik
Pada
Departemen Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Sipil Lingkungan dan Kebumian
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

Surabaya, 25 Juli 2018

Menyetujui,

1. Wien Lestari, S.T., M.T. (Pembimbing I)
   NIP. 1981 1002 2012 2 003
2. Dr. Widya Utama, DEA (Pembimbing II)
   NIP. 1961 1024 198803 1 001
3. Dr. Dwa Desa Warnana (Penguji I)
   NIP. 1976 0123 200003 1 001
4. M. Haris Miftakhul Fajar, S.T., M. Eng (Penguji II)
   NIP. 1989 0208 201804 1 001

Mengetahui,
Kepala Laboratorium Petrofisika
Departemen Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Sipil, Lingkungan dan Kebumian
Institut Teknologi Sepuluh Nopember Surabaya

Wien Lestari, S.T., M.T.
NIP. 1981 1002 2012 2 003

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

APLIKASI INVERSI *EXTENDED ELASTIC IMPEDANCE (EEI)* UNTUK MEMETAKAN PERSEBARAN RESERVOIR BATU PASIR, STUDI KASUS LAPANGAN "AFR", CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA, INDONESIA

Nama : Atha Fitrah Riyadhi
NRP : 3714100019
Departemen : Teknik Geofisika
Pembimbing : Wien Lestari, S.T, M.T
Dr.Widya Utama, DEA

ABSTRAK

Telah dilakukan penelitian mengenai inversi *Extended Elastic Impedance (EEI)* yang bertujuan untuk mendapatkan estimasi sebaran reservoir berisi hidrokarbon di area penelitian. Parameter Impedansi Akustik (AI) pada lapangan penelitian masih belum sensitif dalam memisahkan litologi dan fluida saat terjadi ambiguitas pada saat nilai AI menurun. Metode *Extended Elastic Impedance (EEI)* adalah perluasan metode dari *Elastic Impedance*, yang juga merupakan perluasan dari AI. Pada penelitian kali ini, parameter elastik Lamda-Rho merupakan parameter elastik yang paling sensitif untuk memisahkan litologi batu pasir dari serpih. Parameter elastik ini dapat didekati dengan nilai sudut EEI 19^0 dengan nilai *cut off* batu pasir sekitar 20-80 Gpa*g/cc. Sedangkan parameter elastik Vp/Vs merupakan parameter yang paling sensitif untuk mengkarakterisasi tipe fluida dimana nilai Vp/Vs yang turun signifikan menandakan adanya hidrokarbon. Parameter ini dapat didekati dengan nilai sudut EEI 33^0 dengan nilai *cut off* hidrokarbon sekitar 1.5-1.7. Dari hasil interpretasi penampang hasil inversi didapatkan persebaran reservoir batu pasir pada lapangan target penelitian menunjukkan lingkungan pengendapan delta dengan pola channel yang mengarah mulai dari Selatan hingga Utara lapangan penelitian. Diperlukan analisa lebih lanjut seperti analisa dekomposisi spektral untuk mengidentifikasi lapisan tipis karena sumur tidak mencapai nilai *tuning thickness* seismik yang baik serta data *fullbore formation microimager (FMI)* untuk mengetahui kevalidan arah *channel.*

Kata kunci: *Inversi Seismik, Extended Elastic Impedance, Hidrokarbon*

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

APPLICATION OF EXTENDED ELASTIC IMPEDANCE (EEI) INVERSION IN MAPPING SAND RESERVOIR DISTRIBUTION, CASE STUDY "AFR" FIELD, NORTH WEST JAVA BASIN, INDONESIA

Name : Atha Fitrah Riyadhi
NRP : 3714100019
Departement : Teknik Geofisika
Advisors : Wien Lestari, S.T, M.T
Dr.Widya Utama, DEA

ABSTRACT

A research on the inversion of Extended Elastic Impedance (EEI) has been conducted to obtain estimation of hydrocarbon reservoir distribution in research area. The Acoustic Impedance Parameters (AI) at the research field are not sensitive in lithology and fluid discrimination when ambiguity occurs and AI value decrease. The Extended Elastic Impedance (EEI) method is an extension of Elastic Impedance, which is also a burden of AI. In this study, the elastic parameters of Lamda-Rho are the most sensitive elastic parameters for separating the sandstone lithology from the shale. This elastic parameter can be approximated by EEI 19^0 with cut-off value of sandstone is 20-80 Gpa*g/cc. Then The Elastic parameter of Vp / Vs is the most sensitive parameter to characterize the type of fluid where significant drop of Vp / Vs shows the presence hydrocarbons. This elastic parameter can be approximated by EEI 33^0 with hydrocarbon cut-off is 1.5-1.7 . From inversion slicing section , we can interpret that sreservoir sand distribution in the research target field shows the delta deposition environment with the channel pattern that leads from south to north of the research field. More analysis is needed such as spectral decomposition analysis to identify thin layer information because the well does not reach good seismic tuning thickness value and FMI data analysis to determine the validity of channel distribution.

Keywords : *Seismic Inversion, Extended Elastic Impedance, Hydrocarbon*

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

KATA PENGANTAR

Puji syukur kepada Allah SWT karena atas rahmat-Nya laporan Tugas Akhir yang berjudul **"ANALISIS SEBARAN RESERVOIR BATUPASIR FORMASI TALANG AKAR LAPANGAN "AF", CEKUNGAN JAWA BARAT UTARA MENGGUNAKAN METODE INVERSI *EXTENDED ELASTIC IMPEDANCE* (EEI)"** ini dapat terselesaikan.

Pelaksanaan dan penyusunan Laporan Tugas Akhir ini dapat terlaksanakan dengan baik, tidak terlepas dari bimbingan, bantuan, dan dukungan berbagai pihak. Pada kesempatan ini, banyak mengucapkan terima kasih kepada:

1. Ayah,Umi, Mas Nanda ,Amel dan semua keluarga besar berkat dukungan moril maupun materi selama menjalani tugas akhir ini.
2. Bapak Dr. Widya Utama, DEA selaku ketua Departemen Teknik Geofisika ITS.
3. Ibu Wien Lestari, S.T.,M.T. dan Bapak Dr. Widya Utama, DEA selaku pembimbing di perguruan tinggi yang telah meluangkan banyak waktu untuk memberikan bimbingan dan arahannya.
4. PT.Pertamina EP Asset 3, sebagai institusi yang telah memberikan kesempatan untuk melaksanakan Tugas Akhir.
5. Bapak Dimas Pramudito sebagai pembimbing yang telah memberikan bimbingan dan pengarahan selama pengerjaan Tugas Akhir ini.
6. Mas Andre sebagai pembimbing teknis selama kerja praktek yang telah sabar membimbing dan memberikan ilmu yang sangat berarti.
7. Seluruh dosen dan staf Departemen Teknik Geofisika ITS yang telah banyak memberikan ilmu dan membantu secara administrasi selama melakukan studi di Departemen Teknik Geofisika ITS.
8. Teman-teman Tugas Akhir divisi GnG Pertamina EP Asset 3 atas dukungan selama menjalani tugas akhir ini.
9. Seluruh teman-teman Teknik Geofisika ITS angkatan 2014 dan Keluarga besar Teknik Geofisika ITS atas semangat dan dukungannya dan semua pihak yang telah membantu yang tidak dapat dituliskan satu per satu.

Dalam penelitian ini masih banyak kekurangan. Oleh karena itu, kritik dan saran yang membangun sangat diharapkan. Semoga tugas akhir ini membawa manfaat bagi pribadi dan pembaca.

Surabaya, 20 Juni 2018

Atha Fitrah Riyadhi

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR ISI

PERNYATAAN KEASLIAN v
ABSTRAK..... ix
ABSTRACT xi
KATA PENGANTAR..... xiii
DAFTAR ISI xv
DAFTAR GAMBAR xix
DAFTAR TABEL.....**Error! Bookmark not defined.**
BAB I PENDAHULUAN 1
1.1 Latar Belakang 1
1.2 Perumusan Masalah..... 1
1.3 Tujuan..... 2
1.4 Manfaat 2
BAB II TINJAUAN PUSTAKA 3
2.1 Studi Literatur 3
2.1.1 Inversi Lamda-Rho dan Gamma Ray..... 3
2.1.2 Validasi Hasil Inversi..... 4
2.1.3 Analisis Persebaran Reservoir Hidrokarbon 5
2.2 Dasar Teori..... 7
2.2.1 Geologi Regional 7
2.2.2 Tektonostratigrafi dan Struktur Geologi 8
2.2.3 Statigrafi Regional 11
2.2.4 *Petroleum System* Cekungan Jawa Barat Utara..... 14
2.2.5 Seismik Refleksi 17
2.2.6 Hukum Fisika Gelombang Seismik 18
2.2.7 Komponen Dasar Seismik Refleksi 21

2.2.8 Resolusi Seismik 25
2.2.9 *Checkshot* 26
2.2.10 *Well Seismic Tie* 27
2.2.11 Sifat Fisika Batuan 28
2.2.12 Impedansi Elastik 30
2.2.13 *Extended Elastic Impedance* (EEI) 31
2.2.14 Inversi Seismik 31
BAB III METODE PENELITIAN 35
3.1 Lokasi dan Waktu Penelitian 35
3.2 Diagram Alir Penelitian 36
3.3 Perangkat 37
3.4 Data Penelitian 37
3.4.1 *Base Map* 37
3.4.2 Data Seismik 38
3.4.3 Data Sumur 40
3.4.5 Data *Checkshot* 41
3.4.5 Data *Marker* 41
3.5 Pengolahan Data 41
3.5.1 Ekstraksi *Wavelet* dan *Well Seismik Tie* 41
3.5.2 *Picking Horizon* 43
3.5.3 Pemetaan Struktur Domain Waktu 44
3.5.4 Konversi Kedalaman 44
3.5.5 Analisa Sudut dan Log EEI 46
3.5.6 *Pre-Conditioning* Data Seismik Perhitungan *Intercept* (A) - *Gradient* (B) Data Seismik 47
3.5.7 Pembuatan Volume Reflektivitas 51
3.5.8 Ekstraksi *Wavelet* Inversi Volume Reflektivitas 52

3.5.9 *Picking* Litologi pada Volume Reflektivitas 53
3.5.9 *Background Model* Inversi 54
BAB IV HASIL DAN PEMBAHASAN 57
4.1 Analisa Zona Target 57
4.2 Hasil Analisa *Tuning Thickness* 57
4.3 Hasil Log Turunan 58
4.4 Analisa Sensitivitas Sumur 59
4.4 Hasil analisa Sudut Tan χ 61
4.6 Hasil dan Analisis Inversi 62
4.7 Analisis Persebaran Reservoir Hidrokarbon 68
BAB V KESIMPULAN DAN SARAN 73
5.1 Kesimpulan 73
5.2 Saran 73
DAFTAR PUSTAKA 75
LAMPIRAN 79
PROFIL PENULIS 93

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2. 1 Hasil Inversi Gamma-Ray (Fritz, 2008) 3
Gambar 2. 2 Hasil Inversi Lamda-Rho (Fritz, 2008) 4
Gambar 2.3 *Crossplot* antara data *log* yang telah di frekuensi *filter* dengan *data composite trace* hasil *frequency domain merge* (a) dan *cross section* antara data *log* yang telah di frekuensi *filter* dengan *data composite trace hasil frequency domain merge* (b) (Sinaga, 2017)..... 5
Gambar 2.4 Perbandingan antara seismik anomali E-Rho yang dibuat dengan mengalikan volume E-rho dengan *Instantaneous Amplitude* volum E-Rho (a) dengan hasil inversi E-rho (b) (Sinaga, 2017) 5
Gambar 2.5 Persebaran ketebalan batupasir antara melon fm hingga melon 3 (a), dan Peta struktur waktu Melon Fm (b) (Sinaga, 2017) 6
Gambar 2.6 Penampang *slice* batupasir pada zona A, ditunjukkan dengan *color key E-Rho* (Sinaga, 2017) 6
Gambar 2.7 Persebaran ketebalan batupasir berisi hidrokarbon antara melon Fm hingga melon 3 (a), dan analisa sesar pada zona target menggunakan peta struktur waktu Melon Fm (b) (Sinaga, 2017) 7
Gambar 2. 8 Cekungan Jawa Barat Utara (Noble, 1997) 8
Gambar 2. 9 Struktur Cekungan Jawa Barat Utara (Suyono dkk., 2005)..... 11
Gambar 2. 10 Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara 14
Gambar 2.11 *Petroleum system* Cekungan Jawa Barat Utara (S.Budiyani dkk., 1991)..... 15
Gambar 2. 12 Ilustrasi Gelombang Seismik Refleksi (Badley, 1985)..... 18
Gambar 2. 13 Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium untuk gelombang P (Modifikasi Bhatia dan Singh, 1986) 19
Gambar 2. 14 Konsep dasar Prinsip Huygens (Telford dkk., 1990) 20
Gambar 2. 15 Prinsip Fermat (A.Abdullah, n.d.)..... 21
Gambar 2. 16 Efek beberapa faktor terhadap kecepatan gelombang seismik (Sukmono, 2001)..... 22
Gambar 2. 17 Impedansi akustik dan koefisien refleksi (pada sudut nol derajat) (Bhatia dan Singh, 1986) 22
Gambar 2. 18 Model Konvolusional 23
Gambar 2. 19 Jenis-jenis wavelet berdasarkan konsentrasi energinya, yaitu mixed phase wavelet (1), minimum phase wavelet (2), maximum phase wavelet (3), dan zero phase wavelet (4) (Sismanto, 2006)..... 24
Gambar 2. 20 Polaritas menurut ketetapan Society of Exploration Gephysics (SEG) (a) fasa minimum (b) fasa nol (Sukmono, 1999) 25

Gambar 2. 21 Ilustrasi akuisisi checkshot (P.C.H.Veeken, 2007)..... 27
Gambar 2. 22 *Well Seismic Tie*..... 28

Gambar 3. 1 Diagram Alur Penelitian 36
Gambar 3. 2 *Base map* Data Seismik dan Data Sumur daerah penelitian 38
Gambar 3. 3 Data Seismik *Pre-Stack Time Migration* 39
Gambar 3. 4 Data Seismik *Post-Stack Time Migration* 39
Gambar 3. 5 *Layout* Dasar kelengkapan data log di sumur CLU-8..... 40
Gambar 3. 6 *Wavelet* yang digunakan untuk pembuatan seismogram sintetik . 42
Gambar 3. 7 Hasil *Well to Seismic Tie* pada sumur CLU-14 dengan korelasi 0.63 43
Gambar 3. 8 Proses *Picking Horizon* pada traverse..... 43
Gambar 3. 9 *Time Map* hasil *Picking Horizon* 44
Gambar 3. 10 Peta Kedalaman Horizon Z.2260..... 45
Gambar 3. 11 Analisa *Crossplot* Sudut EEI dengan parameter sensitif *Lamda-Rho* pada sumur CLU-8 46
Gambar 3. 12 Analisa *Crossplot* Sudut EEI dengan parameter sensitif *Vp/Vs* pada sumur CLU-8 47
Gambar 3. 13 *Quality control Log EEI* dengan Log Target dengan nilai korelasi 0.9 47
Gambar 3. 14 Parameter *Pre-condition gain & filtering* 48
Gambar 3. 15 Parameter *Pre-condition flattening*..... 48
Gambar 3. 16 Data seismik sebelum dan sesudah *Pre-Conditioning* pada Inline 1120 49
Gambar 3. 17 Pembuatan *intercept* dan *gradient* dari data Seismik *Pre-Stack* 50
Gambar 3. 18 Hasil Penampang *intercept* (Kanan) dan *Gradient* (kiri) dari data seismik 50
Gambar 3. 19 Pembuatan Volume Reflektivitas 51
Gambar 3. 20 Penampang volum reflektivitas parameter sensitif Vp/Vs (33^0) 52
Gambar 3. 21 Penampang volume reflektivitas parameter sensitif Lamda-Rho (19^0) 52
Gambar 3. 22 *Wavelet* yang di ekstraksi sebagai *input* pada proses inversi 53
Gambar 3. 23 *Picking* reflektivitas Vp/Vs pada *traverse*..... 53
Gambar 3. 24*Window input* pembuatan *background model* inversi..... 54
Gambar 3. 25 *Background* model inversi Lamda-Rho 55
Gambar 3. 26 *Background* model inversi Vp/Vs..... 55
Gambar 3. 27 Korelasi Silang antara Log Sumur dengan *Background* Model Lamda-Rho..... 56

Gambar 3. 28 Korelasi Silang antara Log Sumur dengan *Background* Model Vp/Vs 56

Gambar 4. 1 Hasil Log Turunan yang digunakan pada penelitian ini 59
Gambar 4. 2 Hasil *Crossplot* dan *Cross Section Log Gr Vs Lamda-Rho* 60
Gambar 4. 3 Hasil *Crossplot* dan *Cross Section Log Lamda-Rho Vs Vp/Vs* 61
Gambar 4. 4 Hasil Inversi Lamda-Rho 62
Gambar 4. 5 Hasil Inversi Lamda-Rho dan Volume Reflektivitas 63
Gambar 4. 6 Hasil Inversi Vp/Vs 64
Gambar 4. 7 Hasil Inversi Vp/Vs dan Volume Reflektivitas 64
Gambar 4. 8 Hasil Korelasi silang antara Log Sumur dengan Log Ekstrak hasil inversi Lamda-rho 65
Gambar 4. 9 Hasil Korelasi silang antara *Log* Sumur dengan *Log* Ekstrak hasil inversi Vp/Vs 66
Gambar 4. 10 Hasil Korelasi silang hasil inversi 67
Gambar 4. 11 *Section* inversi bukti anomali 67
Gambar 4. 12 Penampang *Slicing* hasil inversi Lamda-Rho 68
Gambar 4. 13 Penampang Slicing hasil inversi Vp/Vs 69
Gambar 4. 14 Interpretasi Persebaran Reservoir pada penampang inversi Lamda-rho 70
Gambar 4. 15 Respon gamma ray terhadap variasi ukuran butir dan tipe-tipe lingkungan pengendapannya (Kendall,2005) 71
Gambar 4. 16 Interpretasi Persebaran Reservoir pada penampang inversi Vp/Vs 72

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1 Jadwal Pelaksanaan Penelitian..... 35
Tabel 3. 2 Kelengkapan Sumur Daerah Penelitian..... 40

Tabel 4. 1 Analisa Zona Target..... 57
Tabel 4. 2 Tabel analisa Tuning Thickness..... 58
Tabel 4. 3 Nilai Korelasi Sudut Terbaik EEI..... 62

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB I
PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Menurut (B.Russel, 1998) inversi geofisika meliputi pemetaan sifat fisik objek bawah permukaan dengan menggunakan pengukuran yang dilakukan di permukaan, bila mungkin dengan kontrol data sumur. Parameter yang sering digunakan dalam metode seismik inversi adalah Impedansi Akustik yang merupakan perkalian antara densitas dan kecepatan gelombang P.

Inversi seismik dengan pendekatan *Acoustic Impedance* (AI) biasa digunakan untuk membantu mengkarakterisasi reservoir. Untuk data *zero offset*, AI dihitung berdasarkan *constraint* data *log* sumur . Sedangkan untuk data *non zero offset* dibutuhkan suatu
ekuivalensi AI yang dapat digunakan untuk mengkalibrasi reflektifitas seismik *far offset stack* (Duffaut dkk., 2000). Metode inversi *acoustic impedance* (AI) ini terkadang banyak dijumpai nilai yang hampir sama pada beberapa litologi (*overlopping*).

(Connolly, 1999) mengenalkan konsep baru mengenai *Elastic Impedance* (EI) sebagai generalisasi AI untuk beberapa sudut datang (*incidence angle*). Tetapi Metode EI hanya dapat bekerja optimal pada sudut (*angle of incidence*) yang terbatas yaitu $0 - 30^{o}$ (Hicks dan Francis, 2006). Kemudian modifikasi definisi konsep *Elastic Impedance* (EI) di luar batas sudut dengan melakukan subtitusi tan (χ) untuk ($\sin^2\theta$) pada termin kedua persamaan refleksi. Sudut χ bervariasi dari -90^{o} hingga 90^{o} yang memberikan perluasan kurva EI untuk setiap kombinasi sudut datang dan gradiennya. Bentuk ini yang kemudian dikenal sebagai *Extended Elastic Impedance (EEI)* (Whitcombe, 2002).

Penelitian ini diharapkan mampu mengurangi ambiguitas akibat efek litologi dan fluida karena dari metode *Extended Elastic Impedance* ini dapat dibuat padanan reflektivitas dari hampir semua jenis parameter-parameter elastik yang sensitif dalam memisahkan litologi maupun fluida pada reservoir hidrokarbon daerah penelitian yang ada dengan mengkombinasikan data Vp, Vs, dan densitas yanng terkandung dalam data seismik *Pre-Stack* dan data log sumur. Reflektivitas tersebut kemudian diinversikan seperti pada alur kerja inversi seismik *post stack*.

1.2 Perumusan Masalah

Rumusan Masalah penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Bagaimana Menentukan interval target eksplorasi berdasarkan data log sumur ?
2. Bagaimana Mendapatkan parameter elastik sensitif untuk mengidentifikasi target reservoir di area penelitian ?

3. Bagaimana mengaplikasikan metode *Extended Elastic Impedance* dan mendapatkan estimasi sebaran reservoir berisi hidrokarbon di area penelitian ?

1.3 Tujuan

Tujuan penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Menentukan interval target eksplorasi berdasarkan data log sumur.
2. Mendapatkan parameter elastik sensitif untuk mengidentifikasi target reservoir di area penelitian.
3. Mendapatkan mengaplikasikan metode *Extended Elastic Impedance* dan mendapatkan estimasi sebaran reservoir berisi hidrokarbon di area penelitian.

1.4 Manfaat

Manfaat dari penelitian tugas akhir ini adalah sebagai berikut :

1. Bagi akademis, dapat menjadi rujukan untuk penelitian lain dengan topik yang sama guna kemajuan riset dalam bidang identifikasi sebaran reservoir panas bumi.
2. Bagi industri, dapat menjadi sebagai kajian estimasi sebaran reservoir di area penelitian yang lebih baik.

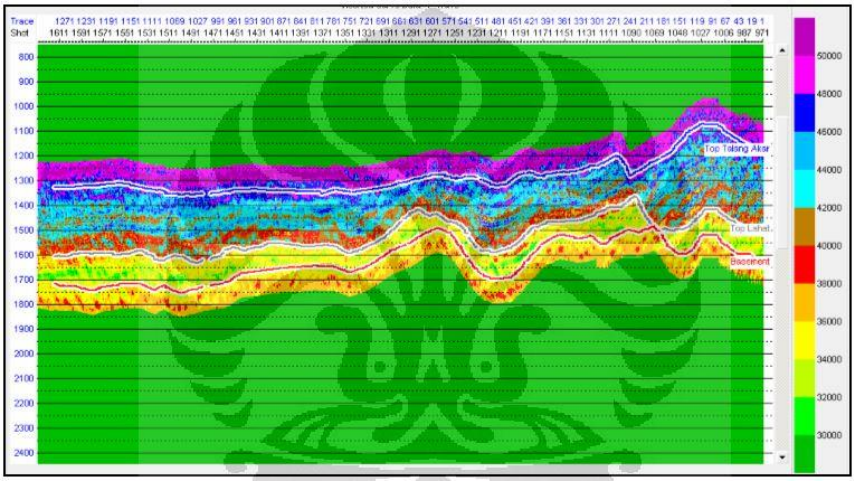
BAB II
TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Studi Literatur

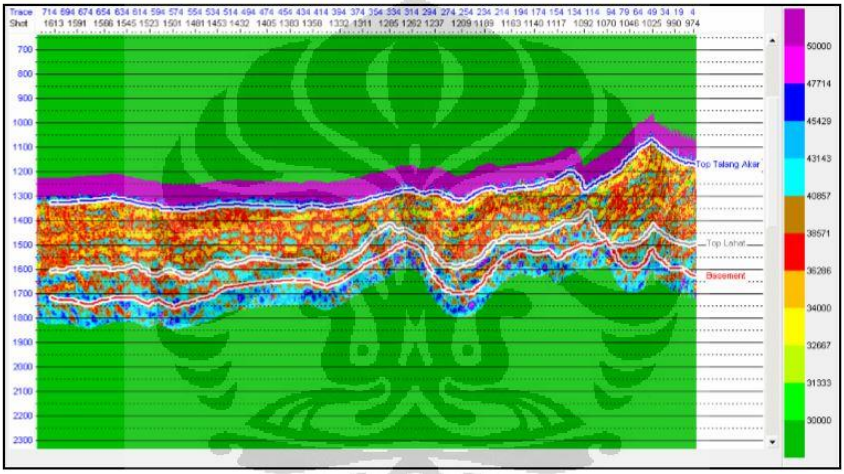
2.1.1 Inversi Lamda-Rho dan Gamma Ray

Hasil inversi impedansi gamma-ray untuk tiap lintasan seismik mennunjukkan persebaran anomali-anomali batuan yang memiliki nilai gamma-ray tinggi dan rendah. Zona *interest* yang mengindikasikan batuan reservoir ditunjukkan oleh anomali impedansi rendah.

Sedangkan untuk gambar 2.1 yang merupakan hasil inversi impedansi Lamda-Rho menunjukkan persebaran dari nilai *incompressibility* batuan sepanjang lintasan seismik . Anomali-anomali impedansi rendah dalam penampang impedansi Lamda-Rho merupakan zona *interest* yang mengindikasikan keberadaan gas dalam batuan.



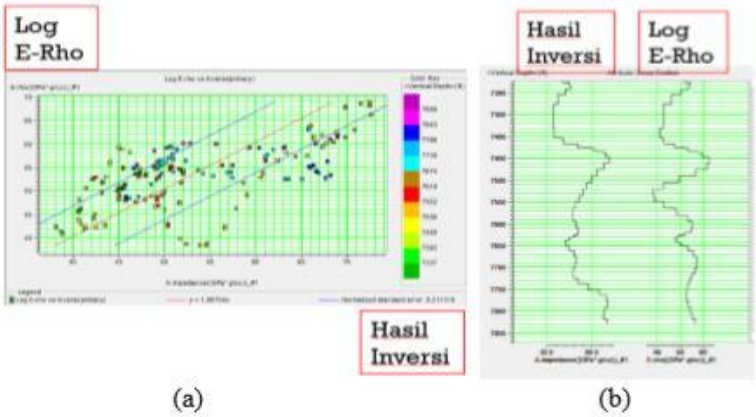
Gambar 2. 1 Hasil Inversi Gamma-Ray (Fritz, 2008)



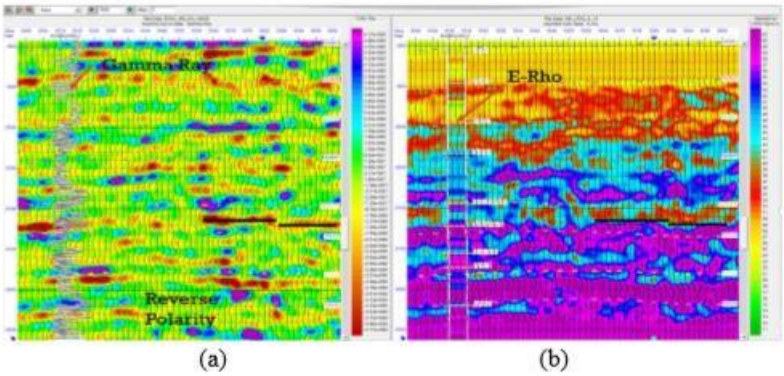
Gambar 2. 2 Hasil Inversi Lamda-Rho (Fritz, 2008)

2.1.2 Validasi Hasil Inversi

Pada gambar 2.3 dapat dilihat bahwa gradien antara log E-Rho dengan hasil inversi E-Rho memiliki nilai yang mendekati 1, hal ini menunjukkan bahwa hasil inversi yang sudah dilakukan sudah cukup mirip dengan data *log*. Pada gambar 2.4 dapat dilihat bahwa pada penampang anomali E-Rho yang memiliki polaritas terbalik, dan hasil inversi E-rho menunjukkan hubungan ketika amplitudo negatif, pada hasil inversinya menunjukkan perubahan impedansi E-rho dari rendah ke tinggi. Hal ini menunjukkan bahwa hasil inversi E-rho cukup menggambarkan seismiknya yang hanya menunjukkan kontras batas perlapisan. (Sinaga, 2017)



Gambar 2.3 *Crossplot* antara data *log* yang telah di frekuensi *filter* dengan *data composite trace* hasil *frequency domain merge* (a) dan *cross section* antara data *log* yang telah di frekuensi *filter* dengan *data composite trace hasil frequency domain merge* (b) (Sinaga, 2017)

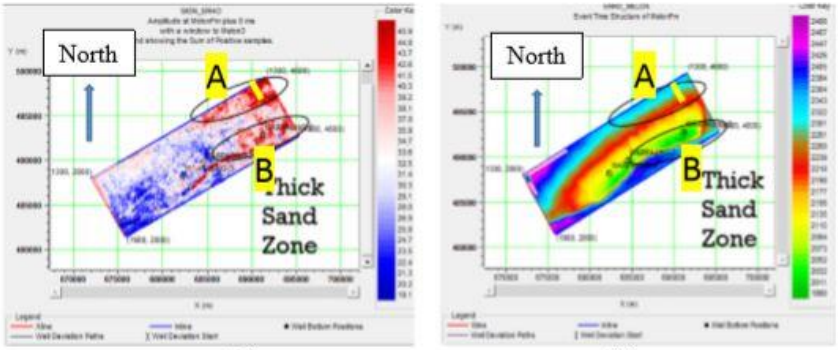


Gambar 2.4 Perbandingan antara seismik anomali E-Rho yang dibuat dengan mengalikan volume E-rho dengan *Instantaneous Amplitude* volum E-Rho (a) dengan hasil inversi E-rho (b) (Sinaga, 2017)

2.1.3 Analisis Persebaran Reservoir Hidrokarbon

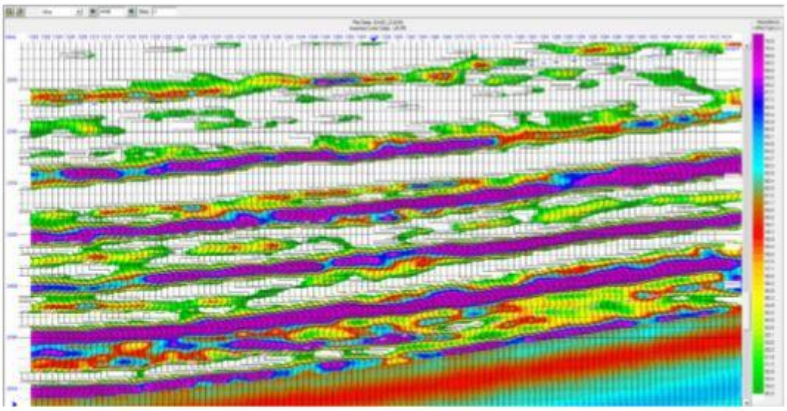
Dengan menggunakan nilai *cut-off* parameter E-Rho yang menggambarkan batu pasir dan nilai *cut-off* LR*PR yang menggambarkan zona saturasi air rendah, dapat dipisahkan zona batupasir dan zona hidrokarbon pada

hasil inversi. Dilakukan analisa *slicing* pada penampang hasil *sign* E-rho untuk melihat penjumlahan batupasir yang paling tebal mulai dari Melon Fm hingga Melon 3 seperti yang ditunjukkan pada gambar



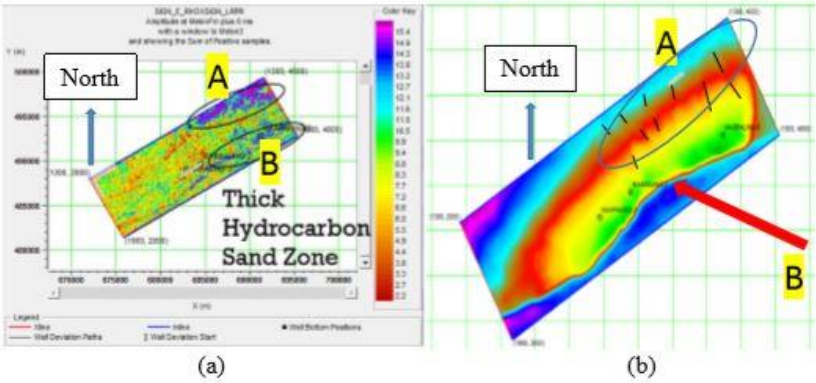
Gambar 2.5 Persebaran ketebalan batupasir antara melon fm hingga melon 3 (a), dan Peta struktur waktu Melon Fm (b) (Sinaga, 2017)

Dapat dilihat pada hasil *slicing* rata-rata dari horizon melon fm hingga melon 3, batupasir yang paling tebal yang diindikasikan pleh warna merah pada gambar terletak pada sebagian zona rendahan dan zona tinggian pada peta struktur waktu melon fm. Dapat diinterpretasikan melalui analisa slice, terdapat pola progradasi dari arah SW menuju NE.



Gambar 2.6 Penampang *slice* batupasir pada zona A, ditunjukkan dengan *color key E-Rho* (Sinaga, 2017)

Pada gambar terdapat pola lateral yang tidak menerus pada formasi target yang mengindikasikan batupasir diinterpretasikan berbentuk *mouthbar sand*. Setelah dilakukan analisa ketebalan batupasir, selanjutnya akan dicari zona batupasir yang mengandung hidrokarbon dengan melakukan *slicing* pada volum perkalian *sign* E-Rho (*Output 1*) dengan sign LR*PR (*Output 2*) seperti pada gambar



Gambar 2.7 Persebaran ketebalan batupasir berisi hidrokarbon antara melon Fm hingga melon 3 (a), dan analisa sesar pada zona target menggunakan peta struktur waktu Melon Fm (b) (Sinaga, 2017)

Hampir sama dengan pola zona batupasir tebal, ketebalan batupasir tersaturasi hidrokarbon juga terletak pada arah NE dan terdapat baik pada zona tinggian maupun rendahan peta struktur waktunya. Interpretasi yang dapat diberikan bahwa perangkap yang terdapat pada zona rendahan merupakan perangkap statigrafi berupa *distributary channel* dan *mouthbar sand* hasil pengendapan *fluvial dominated delta complex* yang kemungkinan hidrokarbon termigrasi melalui sesar-sesar minor berarah tenggara Barat laut pada zona A yang dapat diamati kenampakannya pada peta struktur waktu.

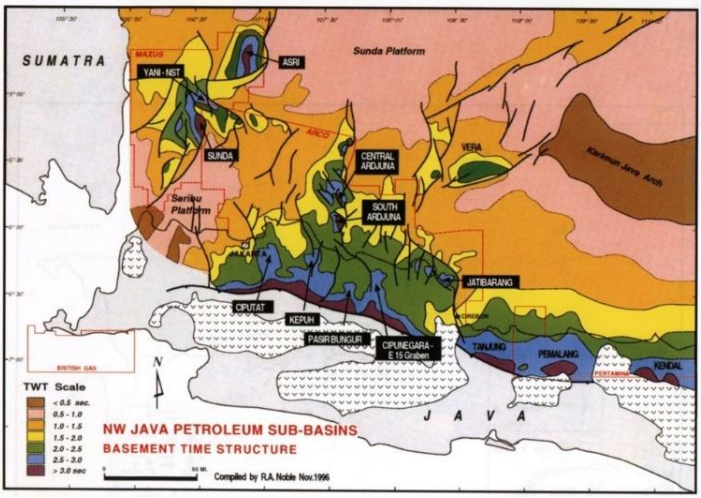
2.2 Dasar Teori

2.2.1 Geologi Regional

Cekungan Jawa Barat Utara yang terletak di sebelah Barat laut Pulau Jawa secara geografis merupakan salah satu Cekungan Busur Belakang (*Back-Arc*

Basin) yang berada di wilayah Indonesia Bagian Barat. Cekungan ini dibatasi oleh paparan sunda di bagian Utara, palung bogor di Selatan, busur karimunjawa dibagian Timur dan batas Barat terdapat paparan seribu.

Cekungan ini disusun oleh beberapa cekungan yang berbentuk graben dan *half-graben* baik pada daerah daratan maupun lepas pantai. Sub-Cekungan tersebut dibagi menjadi Sub-Cekungan Jatibarang , Sub Cekungan Ardjuna, Sub Cekungan Ciputat, Sub Cekungan Cipunegara, Sub Cekungan Pasir Bungur. Selain itu, juga terdapat beberapa tinggian, seperti tinggian rengasdengklok-Tambun, Tinggian Tangerang, Tinggian Arjawinangun, Tinggian Pamanukan, dan Tinggian Kandanghaur.



Gambar 2. 8 Cekungan Jawa Barat Utara (Noble, 1997)

2.2.2 Tektonostratigrafi dan Struktur Geologi

Cekungan Jawa Barat Utara terdiri dari dua area, yaitu laut (*offshore*) di Utara dan darat (*onshore*) di Selatan (H.Darman dan Sidi, 2000). Seluruh area didominasi oleh patahan ekstensional (*extensional faulting*) dengan sangat minim struktur kompresional. Cekungan didominasi oleh *rift* yang berhubungan dengan patahan yang membentuk beberapa struktur deposenter *(half graben)*, antara lain deposenter utamanya yaitu Sub-Cekungan Arjuna dan Sub-Cekungan

Jatibarang, juga deposenter yang lain seperti : Sub-Cekungan Ciputat, Sub-Cekungan Pasirputih. Deposenter-deposenter itu didominasi oleh sikuen Tersier dengan ketebalan melebihi 5500 m.

Seperti yang terlihat dari gambar 2.9, struktur yang penting pada cekungan tersebut yaitu terdiri dari bermacam-macam area tinggian yang berhubungan dengan antiklin yang terpatahkan dan blok tinggian (*horst block*), lipatan pada bagian yang turun pada patahan utama, *keystone folding* dan mengena pada tinggian batuan dasar. Struktur kompresional hanya terjadi pada awal pembentukan *rift* pertama yang berarah relative Barat laut-tenggara pada periode Paleogen. Sesar ini akan aktif kembali pada Oligosen. Tektonik Jawa Barat dibagi menjadi tiga fase tektonik yang dimulai dari Pra Tersier hingga Plio-Pliostosen. Fase tektonik tersebut adalah sebagai berikut :

1. Tektonik Pertama

   Pada zaman Akhir Kapur awal Tersier, Jawa Barat Utara dapat dilkasifikasikan sebagai 'Fore Arc Basin' dengan dijumpainya orientasi struktural mulai dari Cileutuh, Sub Cekungan Bogor, Jatibarang, Cekungan Muriah dan Cekungan Florence Barat yang mengindikasikan kontrol 'Meratus Tren'. Periode Paleogen (Eosen-Oligosen) di kenal sebagai *Paleogen Extensional Rifting.* Pada periode ini terjadi sesar geser mendatar menganan utama krataon Sunda akibat dari peristiwa tumbukan Lempeng Hindia dengan Lempeng Eurasia. Sesar-sesar ini mengawali pembentukan cekungan-cekungan Tersier di Indonesia Bagian Barat dan membentuk Cekungan Jawa Barat Utara sebagai *pull apart basin.*

   Tektonik ektensi ini membentuk sesar-sesar bongkah (*half gnraben system*) da merupakan fase pertama *rifting* (*Rifting I : fill phase*). Sedimen yang diendapkan pada *rifting* I ini disebut sebagai sedimen *synrift I.* Cekungan awal *rifting* terbentuk selama fragmentasi, rotasi dan pergerakan dari kraton Sunda. Dua trend sesar normal yang diakibatkan oleh perkembangan *rifting-I* (*early fill*) berarah N 60^o W – N 40^o W dan hampir N – S yang dikenal sebagai Pola sesar Sunda. Pada masa ini terbentuk endapan lacustrin dan volkanik dari Formasi Jatibarang yang menutup rendahan-rendahan yang ada. Proses sedimentasi ini terus berlangsung dengan dijumpainya endapan transisi Formasi Talangakar. Sistem ini kemudian diakhiri dengan diendapkannya lingkungan karbonat Formasi Baturaja.

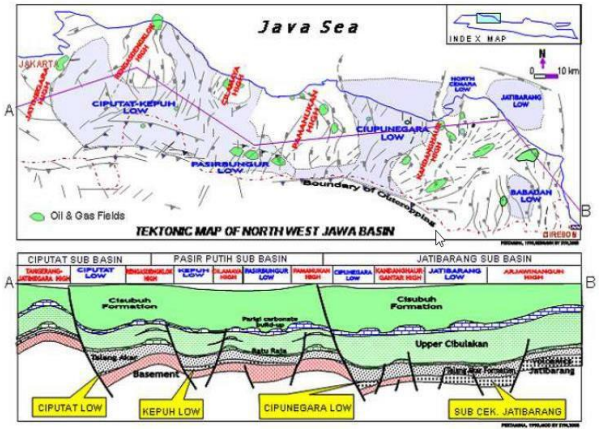
2. Tektonik kedua

   Fase tektonik kedua terjadi pada permulaan Neogen (Oligo-Miosen) dan dikenal sebagai *Neogen Compressional Wrenching*. Ditandai dengan pembentukan sesar-sesar geser akibat gaya kompresif dari tumbukan Lempeng Hindia. Sebagian besar pergeseran sesar merupakan reaktifasi dari sesar normal yang terbentuk pada periode Paleogen.

Jalur penunjaman baru terbentuk di Selatan Jawa. Jalur volkanik periode Miosen Awal yang sekarang ini terletak di lepas pantai Selatan Jawa. Deretan gunungapi ini menghasilkan endapan gunungapi bawah laut yang sekarang dikenal sebagai *"old andesite"* yang tersebar di sepanjang Selatan Pulau Jawa. Pola tektonik ini disebut Pola Tektonik Jawa yang merubah pola tektonik tua yang terjadi sebelumnya menjadi berarah Barat-Timur dan menghasilkan suatu sistem sesar naik, dimulai dari Selatan (Ciletuh) bergerak ke Utara. Pola sesar ini sesuai dengan sistem sesar naik belakang busur atau yang dikenal *"thrust foldbelt system"*.

3. Tektonik Terakhir

Fase tektonik akhir yang terjadi adalah pada Pliosen – Pleistosen, dimana terjadi proses kompresi kembali dan membentuk perangkap-perangkap sruktur berupa sesar-sesar naik di jalur Selatan Cekungan Jawa Barat Utara. Sesar-sesar naik yang terbentuk adalah sesar naik Pasirjadi dan sesar naik Subang, sedangkan di jalur Utara Cekungan Jawa Barat Utara terbentuk sesar turun berupa sesar turun Pamanukan. Akibat adanya perangkap struktur tersebut terjadi kembali proses migrasi hidrokarbon.



Gambar 2. 9 Struktur Cekungan Jawa Barat Utara (Suyono dkk., 2005)

2.2.3 Statigrafi Regional

Seperti yang terdapat pada gambar 2.10 , stratigrafi umum Jawa Barat Utara berturut-turut dari tua ke muda adalah sebagai berikut:

1. Batuan Dasar

   Batuan dasar adalah batuan beku andesitik dan basaltik yang berumur Kapur Tengah sampai Kapur Atas dan batuan metamorf yang berumur Pra Tersier (Sinclair dkk., 1995). Lingkungan Pengendapannya merupakan suatu permukaan dengan sisa vegetasi tropis yang lapuk (Koesoemadinata, 1978)

2. Formasi Jatibarang

   Satuan ini merupakan endapan *early synrift*, terutama dijumpai di bagian tengah dan Timur dari Cekungan Jawa Barat Utara. Pada bagian Barat cekungan ini kenampakan Formasi Jatibarang tidak banyak (sangat tipis) dijumpai. Formasi ini terdiri dari tufa, breksi, aglomerat, dan konglomerat alas. Formasi ini diendapkan pada fasies fluvial. Umur formasi ini adalah dari Kala Eosen Akhir sampai Oligosen Awal. Pada beberapa tempat di Formasi ini ditemukan minyak dan gas pada rekahan-rekahan tuff (S.Budiyani dkk., 1991)

3. Formasi Talang Akar

   Pada fase *syn rift* berikutnya diendapkan Formasi Talang Akar secara tidak selaras di atas Formasi Jatibarang. Pada awalnya berfasies *fluvio-deltaic* sampai faises marine. Litologi formasi ini diawali oleh perselingan sedimen batupasir dengan serpih nonmarine dan diakhiri oleh perselingan antara batugamping, serpih, dan batupasir dalam fasies

marine. Pada akhir sedimentasi, Formasi Talang Akar ditandai dengan berakhirnya sedimentasi *synrift*. Formasi ini diperkirakan berkembang cukup baik di daerah Sukamandi dan sekitarnya. Adapun terendapkannya formasi ini terjadi dari Kala Oligosen sampai dengan Miosen Awal.

4. Formasi Baturaja

Formasi ini terendapkan secara selaras di atas Formasi Talang Akar. Pengendapan Formasi Baturaja yang terdiri dari batugamping, baik yang berupa paparan maupun yang berkembang sebagai reef *buildup* manandai fase *post rift* yangs secara regional menutupi seluruh sedimen klastik Formasi Talang Akar di Cekungan Jawa Barat Utara. Perkembangan batugamping terumbu umumnya dijumpai pada daerah tinggian. Namun, sekarang diketahui sebagai daerah dalaman. Formasi ini terbentuk pada Kala Miosen Awal–Miosen Tengah (terutama dari asosiasi foraminifera). Lingkungan pembentukan formasi ini adalah pada kondisi laut dangkal, air cukup jernih, sinar matahari ada (terutama dari melimpahnya foraminifera *Spriroclypens Sp*).

5. Formasi Cibulakan Atas

Formasi ini terdiri dari perselingan antara serpih dengan batupasir dan batugamping. Batugamping pada satuan ini umumnya merupakan batugamping kklastik serta batugamping terumbu yang berkembang secara setempat-setempat. Batugamping ini dikenali sebagai *Mid Main Carbonate* (MMC). Formasi ini diendapkan pada Kala Miosen Awal-Miosen Akhir. Formasi ini terbagi menjadi 3 Anggota, yaitu:

a) Massive

Anggota ini terendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Baturaja. Litologi anggota ini adalah perselingan batulempung dengan batupasir yang mempunyai ukuran butir dari halus-sedang. Pada massive ini dijumpai kandungan hidrokarbon, terutama pada bagian atas. Selain itu terdapat fosil foraminifera planktonik seperti *Globigerina trilobus*, foraminifera bentonik seperti *Amphistegina* (D.Arpandi dan S.Patmosukismo, 1975).

b) Main

Anggota Main terendapkan secara selaras diatas Anggota Massive. Litologi penyusunnya adalah batulempung berselingan dengan batupasir yang mempunyai ukuran butir halus-sedang (bersifat glaukonitan). Pada awal pembentukannya berkembang batugamping dan juga *blangket-blangket* pasir, dimana pada bagian ini Anggota Main terbagi lagi yang disebut dengan Mid Main Carbonat (S.Budiyani dkk., 1991).

c) Pre Parigi

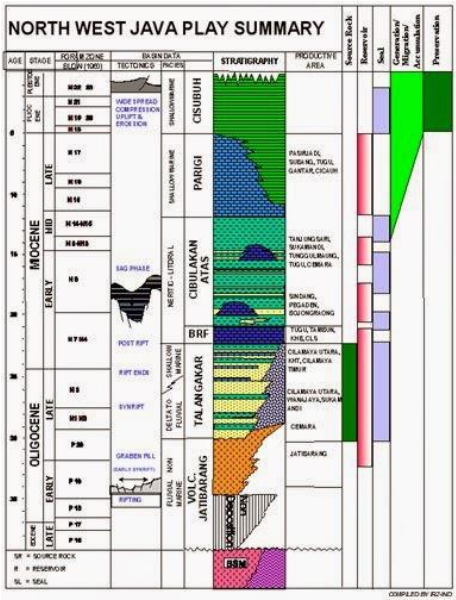
Anggota Pre Parigi terendapkan secara selaras diatas Anggota Main. Litologinya adalah perselingan batugamping, dolomit, batupasir dan batulanau. Anggota ini terbentuk pada Kala Miosen Tengah-Miosen Akhir dan diendapkan pada lingkungan Neritik Tengah-Neritik Dalam (D.Arpandi dan S.Patmosukismo, 1975), dengan dijumpainya fauna-fauna laut dangkal dan juga kandungan batupasir glaukonitan.

6. Formasi Parigi

Formasi ini terendapkan secara selaras di atas Formasi Cibulakan Atas.. Litologi penyusunnya sebagian besar adalah batugamping klastik maupun batugamping terumbu. Pengendapan batugamping ini melampar ke seluruh Cekungan Jawa Barat Utara. Lingkungan pengendapan formasi ini adalah laut dangkal–neritik tengah (D.Arpandi dan S.Patmosukismo, 1975). Batas bawah Formasi Parigi ditandai dengan perubahan berangsur dari batuan fasies campuran klastika karbonat Formasi Cibulakan Atas menjadi batuan karbonat Formasi Parigi. Formasi ini diendapkan pada Kala Miosen Akhir-Pliosen.

7. Formasi Cisubuh

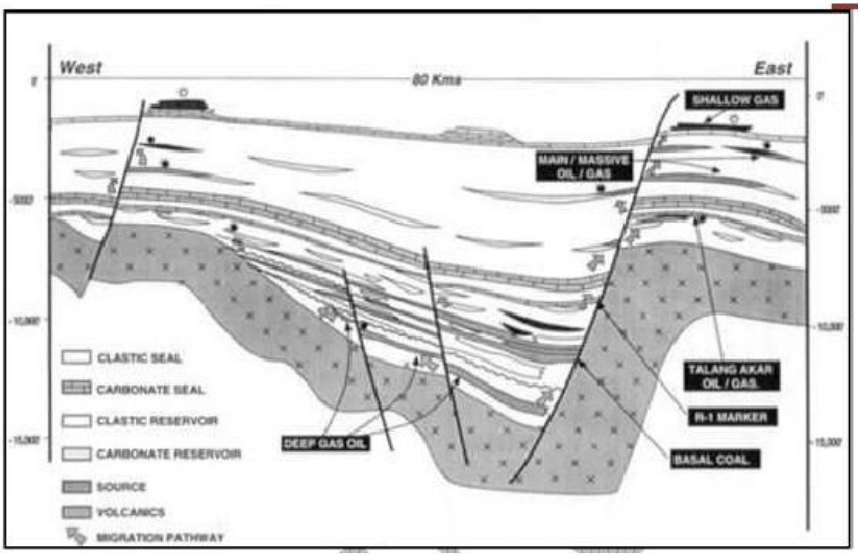
Formasi ini terendapkan secara selaras di atas Formasi Parigi. Litologi penyusunnya adalah batulempung berselingan dengan batupasir dan serpih gampingan. Umur formasi ini adalah dari Kala Miosen Akhir sampai Pliosen – Pleistosen. Formasi diendapkan pada lingkungan laut dangkal yang semakin ke atas menjadi lingkungan litoral – paralik (D.Arpandi dan S.Patmosukismo, 1975).



Gambar 2. 10 Stratigrafi Cekungan Jawa Barat Utara

2.2.4 *Petroleum System* Cekungan Jawa Barat Utara

Hampir seluruh Formasi di Cekungan Jawa Barat Utara dapat menghasikan hidrokarbon yang mempunyai sifat berbeda, baik dari lingkungan pengedapan maupun porositas batuannya. Model *Petroleum system* pada Cekungan Jawa Barat Utara ditunjukkan pada Gambar 2.11



Gambar 2.11 *Petroleum system* Cekungan Jawa Barat Utara (S.Budiyani dkk., 1991)

a) Bantuan Induk (*Source Rock*)

Pada Cekungan Jawa Barat Utara terdapat tiga tipe utama batuan induk, yaitu *lacustrine shale* (*oil prone*), *fluvio deltaic coals*, *fluvio deltaic shales* (*oil dan gas prone*) dan *marine claystone* (*bacterial gas*). Studi geokimia dari minyak mentah yang ditemukan di Pulau Jawa dan lapangan lepas pantai Arjuna menunjukan bahwa *fluvio deltaic* dan *shale* dari Formasi Talang Akar bagian atas berperan dalam pembentukan batuan induk yang utama. Beberapa peran serta dari *lacustrine shales* juga ada, terutama pada sub-Cekungan Jatibarang. Kematangan batuan induk di Cekungan Jawa Barat Utara ditentukan oleh analisis batas kedalaman minyak dan kematangan batuan induk pada puncak Gunung Jatibarang atau dasar/puncak dari Formasi Talang Akar atau bagian bawah dari Formasi Baturaja (Remington dan U.Pranyoto, 1985)

- *Lacustrine Shale*

Lacustrine Shale terbentuk pada suatu periode *syn rift* dan berkembang dalam 2 macam fasies yang kaya material organik. Fasies pertama adalah fasies yang berkembang selama *initial-rift fill*. Fasies ini berkembang pada Formasi Banuwati dan ekuivalen Formasi Jatibarang sebagai *lacustrine clastic* dan *vulkanik klastik*. Fasies kedua adalah fasies yang terbentuk Selama akhir *syn rift* dan berkembang pada bagian bawah ekuivalen dengan formasi Talang Akar. Pada Formasi ini, batuan induk dicirikan oleh klastik non-marin berukuran kasar dan *interbedded* antara batupasir dengan *lacustrine shale*.

- *Fluvio Deltaic Coal dan Shale*

Batuan induk ini dihasilkan olen ekuivalen Formasi Talang Akar yang dideposisikan selama *post rift sag*. Fasies ini dicirikan oleh *coal bearing* sedimen yang terbentuk pada sistem *fluvia*l pada Oligosen Akhir. Batuan induk tipe ini menghasilkan minyak dan gas.

- *Marine Lacustrine*

Batuan induk ini dihasilkan oleh Formasi Parigi dan Cisubuh pada cekungan laut. Batuan induk ini dicirikan oleh proses methanogenic bacteria yang menyebabkan degradasi material organik pada lingkungan laut.

b) Reservoar

Semua Formasi dari Jatibarang sampai Parigi merupakan interval dengan sifat fisik reservoir yang baik sehingga banyak lapangan mempunyai daerah dengan cadangan yang berlipat. Cadangan terbesar adalah yang mengandung batupasir pada *Main* atau *Massive* dan Formasi Talang Akar. Selain itu, minyak telah diproduksi dari rekahan volkanoklastik dari Formasi Jatibarang. Pada daerah dimana batugamping Baturaja mempunyai porositas yang baik,akumulasi endapan yang agak besar mungkin dapat dihasilkan. Timbunan pasokan sedimen dan laju sedimentasi yang tinggi pada daerah shelf,diidentifikasi dari *clinoforms* yang menandakan adanya progradasi. Pemasukan sedimen ini disebabkan oleh perpaduan ketidakstabilan tektonik yang merupakan akibat dari subsiden yang terus-menerus pada daerah foreland dari Lempeng Sunda (Hamilton, 1979). Pertambahan yang cepat dalam sedimenklastik dan laju subsiden pada Miosen Awal diinterprestasikan sebagai sebabdari perhentian deposisi batugamping Baturaja. Anggota *Main* dan *Massive* menjadi dasar dari *sequence transgressive marine* yang sangat lambat, kecuali yang berdekatan dengan akhir dari deposisi anggota Main. Ketebalan seluruh sedimen bertambah dari 400 feet pada daerah yang berdekatan dengan paleoshoreline menjadi lebih dari 5000 feet pada sub-Cekungan Ardjuna.

c) Tipe Jebakan (*Trap*)

Tipe Jebakan di semua sistem petroleum Cekungan Jawa Barat Utara sangat mirip. Hal ini disebabkan evolusi tektonik dari semua cekungan sedimen sepanjang batas Selatan dari Kraton Sunda, tipe struktur geologi dan mekanisme jebakan yang hampir sama. Bentuk utama struktur geologi adalah *domeanticlinal* yang lebar dan jebakan dari blok sesar yang miring. Pada beberapa daerah dengan reservoar *reef build up*, perangkap stratigrafi juga berperan. Perangkap stratigrafi yang berkembang umumnya dikarenakan terbatasnya penyebaran batugamping dan perbedaan fasies. Himpunan batuan dasar padadaerah lepas

pantai Cekungan Jawa Barat Utara berkomposisi batuan metamorf dan batuan beku. Berdasarkan umur batuan dasar, metamorfisme regional berakhir selama zaman Kapur Akhir selama deformasi, uplift, erosi dan pendinginan yang terus-menerus sampai dengan Paleosen (Sinclair dkk., 1995).

d) Jalur Migrasi (*Proper Timing of Migration*)

Migrasi hidrokarbon terbagi menjadi tiga, yaitu migrasi primer, sekunder dan tersier. Migrasi Primer adalah perpindahan minyak bumi dari batuan induk dan masuk ke dalam reservoar melalui lapisan penyalur (Koesoemadinata, 1978). Migrasi sekunder dianggap sebagai pergerakan fluida dalam batuan penyalur menuju trap. Migrasi tersier adalah pergerakan minyak dan gas bumi setelah pembentukan akumulasi yang nyata. Jalur untuk perpindahan hidrokarbon mungkin terjadi dari jalur kedua yang lateral atau vertikal dari cekungan awal. Migrasi lateral mengambil tempat didalam unit-unit lapisan dengan permeabilitas horizontal yang baik, sedangkan migrasi vertikal terjadi ketika migrasi yang utama dan langsung berupa tegak menuju lateral. Jalur migrasi lateral berciri tetap dari unit-unit permeabel. Pada Cekungan Jawa Barat Utara, saluran utama untuk migrasi lateral lebih banyak berupa celah batupasir yang mempunyai arah Utara-Selatan dari Formasi Talang Akar dan mirip dengan orientasi sistem batupasir dalam anggota Main maupun Massive (Formasi Cibulakan Atas). Sesar menjadi saluran utama untuk migrasi vertikal dengan transportasi yang cepat dari cairan yang bersamaan waktu dengan periode tektonik aktif dan pergerakan sesar.

e) Lapisan Tudung (*Seal*)

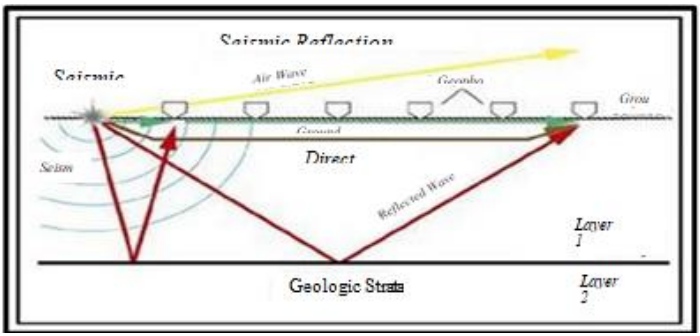
Lapisan penutup atau lapisan penudung merupakan lapisan impermiabel yang dapat menghambat atau menutup jalannya hidrokarbon. Lapisan ini jugabiasa disetarakan dengan lapisan *overbuden*. Lapisan yang sangat baik adalah batulempung. Pada Cekungan Jawa Barat Utara, hampir setiap Formasi memiliki lapisan penutup yang efektif. Namun, Formasi yang bertindak sebagai lapisan penutup utama adalah Formasi Cisubuh karena Formasi ini memiliki litologi yang impermiabel yang cocok sebagai penghalang bagi hidrokarbon untuk bermigrasi lebih lanjut.

2.2.5 Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi adalah metoda geofisika dengan menggunakan gelombang elastik yang dipancarkan oleh suatu sumber getar yang biasanya berupa ledakan dinamit (pada umumnya digunakan di darat, sedangkan di laut menggunakan sumber getar berupa *air gun*). Gelombang bunyi yang dihasilkan dari ledakan tersebut menembus sekelompok batuan di bawah permukaan yang nantinya akan dipantulkan kembali ke atas permukaan melalui bidang reflektor yang berupa batas lapisan batuan. Seperti yang terlihat pada gambar 2.12 gelombang yang dipantulkan ke permukaan ini diterima dan direkam oleh alat

perekam yang disebut *geophone* (di darat) atau *hydrophone* (di laut), (S.Sukmono, 2002)

Setelah gelombang buatan tersebut diberikan, maka gelombang tersebut akan merambat melalui medium tanah/batuan di bawah permukaan, dimana perambatan gelombang tersebut akan mengalami pemantulan maupun pembiasan sebagai akibat dari adanya perbedaan kecepatan ketika melalui perlapisan medium yang berbeda. Pada jarak tertentu di permukaan, gerakan partikel tersebut direkam sebagai fungsi waktu.

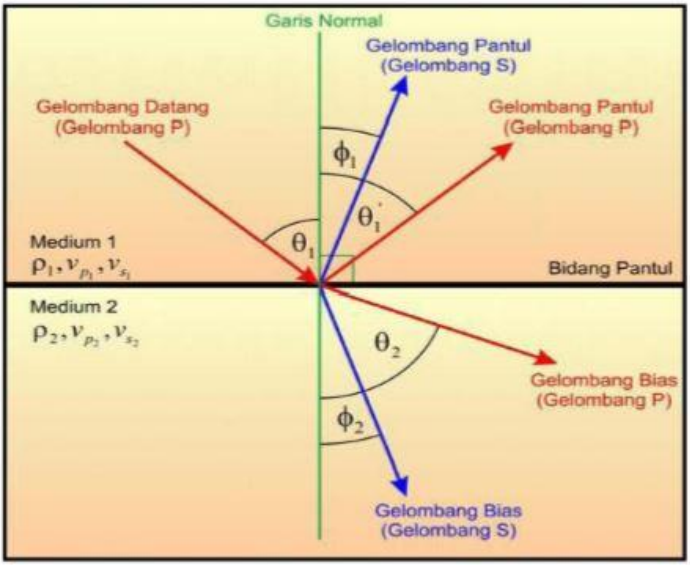


Gambar 2. 12 Ilustrasi Gelombang Seismik Refleksi (Badley, 1985)

2.2.6 Hukum Fisika Gelombang Seismik

- **Hukum Snellius**

Perambatan gelombang seismik dari satu medium ke medium lain yang mempunyai sifat fisik yang berbeda seperti kecepatan dan densitas akan mengalami perubahan arah ketika melewati bidang batas antar medium. Suatu gelombang yang datang pada bidang batas dua media yang sifat fisiknya berbeda akan dibiaskan jika sudut datang lebih kecil atau sama dengan sudut kritisnya dan akan dipantulkan jika sudut datang lebih besar dari sudut kritis. Sudut kritis adalah sudut datang yang menyebabkan gelombang dibiaskan 90^0. Jika suatu berkas gelombang P yang datang mengenai permukaan bidang batas antara dua medium yang berbeda, maka sebagian energi gelombang tersebut akan dipantulkan sebagai gelombang P dan gelombang S, dan sebagian lagi akan dibiaskan sebagai gelombang P dan gelombang S, seperti yang diilustrasikan pada gambar 2.13 dibawah ini.



Gambar 2. 13 Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium untuk gelombang P (Modifikasi Bhatia dan Singh, 1986)

Lintasan gelombang tersebut mengikuti hukum *Snellius*, yaitu:

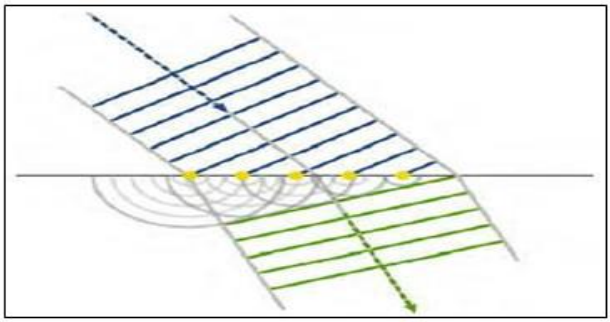
$$\frac{\sin\theta 1}{V_{P1}} = \frac{\sin\theta 1'}{V_{p1}} = \frac{\sin\theta 2}{V_{p2}} = \frac{\sin\varphi 1}{V_{S1}} = \frac{\sin\varphi 1}{V_{S2}} = p \qquad (2.1)$$

dimana,

$\theta 1$ = sudut datang gelombang P
$\theta 1'$ = sudut pantul gelombang P
$\varphi 1$ = sudut pantul gelombang S
$\theta 2$ = sudut bias gelombang P
$\theta 2'$ = sudut bias gelombang S
VP1 = kecepatan gelombang P pada medium pertama
VP2 = kecepatan gelombang P pada medium kedua
VS1 = kecepatan gelombang S pada medium pertama
VS2 = kecepatan gelombang S pada medium kedua
P = parameter gelombang, dan Θ1= Θ1'

- **Prinsip Huygens**

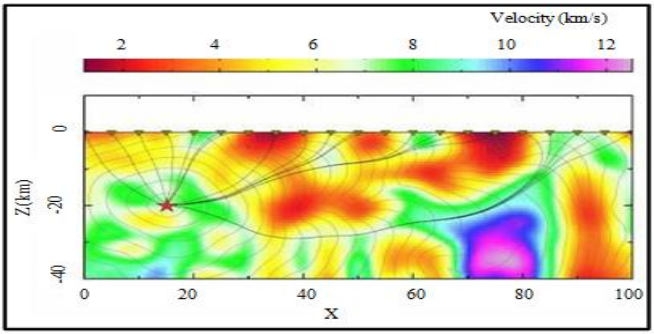
Huygens mengatakan bahwa gelombang menyebar dari sebuah titik sumber gelombang ke segala arah dengan bentuk bola. Prinsip *Huygens* mengatakan bahwa setiap titik-titik penganggu yang berada didepan muka gelombang utama akan menjadi sumber bagi terbentuknya gelombang baru. Jumlah energi total dari gelombang baru tersebut sama dengan energi utama. Pada eksplorasi seismik titik-titik di atas dapat berupa patahan, rekahan, pembajian, antiklin, dll. Sedangkan gelombang baru tersebut disebut sebagai gelombang difraksi. Konsep ini digambarkan pada gambar 2.14.



Gambar 2. 14 Konsep dasar Prinsip Huygens (Telford dkk., 1990)

- **Prinsip Fermat**

Prinsip Fermat seperti pada gambar 2.15 menyatakan bahwa gelombang yang menjalar dari satu titik ke titik yang lain akan memilih lintasan dengan waktu tempuh tercepat. Prinsip Fermat dapat diaplikasikan untuk menentukan lintasan sinar dari satu titik ke titik yang lainnya yaitu lintasan yang waktu tempuhnya bernilai minimum. Dengan diketahuinya lintasan dengan waktu tempuh minimum maka dapat dilakukan penelusuran jejak sinar yang telah merambat di dalam medium. Penelusuran jejak sinar seismik ini akan sangat membantu dalam menentukan posisi *reflektor* di bawah permukaan. Jejak sinar seismik yang tercepat ini tidaklah selalu berbentuk garis lurus.



Gambar 2. 15 Prinsip Fermat (A.Abdullah, n.d.)

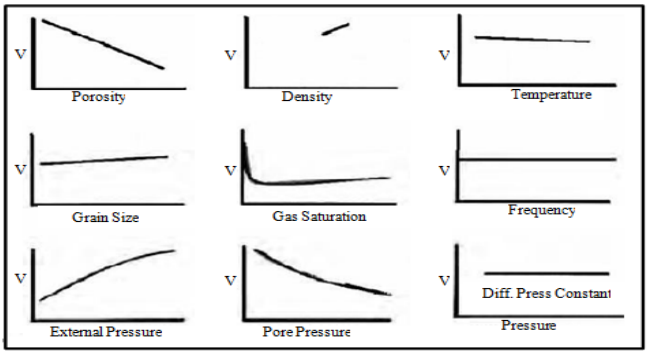
2.2.7 Komponen Dasar Seismik Refleksi

- **Impedansi Akustik (IA)**

Bumi sebagai medium rambat gelombang seismik tersusun dari perlapisan batuan yang memiliki sifat fisis yang berbeda-beda, terutama sifat fisis densitas batuan (ρ) dan cepat rambat gelombang (v). Sifat fisis tersebut adalah sifat fisis yang mempengaruhi refleksivitas seismik. Berdasarkan konsep tersebut sehingga dapat dilakukan perkiraan bentuk lapisan/struktur bawah permukaan. Penerapan konsep tersebut kemudian disebut sebagai Impedansi Akustik, dimana sebagai karekteristik akustik suatu batuan dan merupakan perkalian antara densitas dan cepat rambat.

$$AI = \rho.V \qquad (2.2)$$

Dalam mengontrol harga IA, kecepatan mempunyai arti yang lebih penting dari pada densitas (Sukmono, 2002). Sebagai contoh, porositas atau material pengisi pori batuan (air, minyak, gas) lebih mempengaruhi harga kecepatan dari pada densitas. menganalogikan IA dengan *acoustic hardness*. Batuan yang keras (*hard rock*) dan sukar dimampatkan, seperti batugamping mempunyai IA yang tinggi, sedangkan batuan yang lunak seperti lempung yang lebih mudah dimampatkan mempunyai IA rendah.



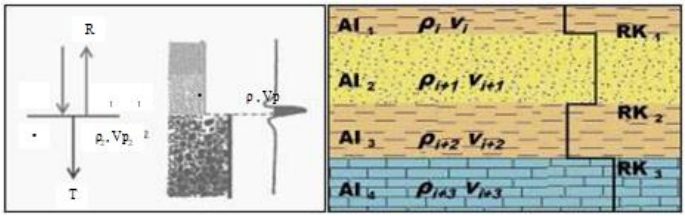
Gambar 2. 16 Efek beberapa faktor terhadap kecepatan gelombang seismik (Sukmono, 2001)

- **Keofisien Refleksi**

Apabila terdapat dua lapisan batuan yang saling berbatasan dan memiliki perbedaan nilai impedansi akustik, maka refleksi gelombang seismik dapat terjadi pada bidang batas antara kedua lapisan tersebut. Besar nilai refleksi yang terjadi kemudian dinyatakan sebagai koefisien refleksi.

$$KR = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} = \frac{IA_2 - IA_1}{IA_2 + IA_1} \qquad (2.3)$$

Koefisien refleksi menunjukkan perbandingan amplitudo (energi) gelombang pantul dan gelombang datang, dimana semakin besar amplitudo seismik yang terekam maka semakin besar koefisien refleksinya. Penggambaran impedansi akustik dan koefisien refleksi dapat dilihat pada Gambar 2.17.



Gambar 2. 17 Impedansi akustik dan koefisien refleksi (pada sudut nol derajat) (Bhatia dan Singh, 1986)

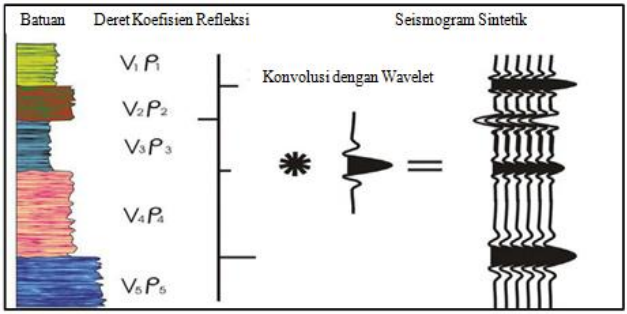
- **Model Konvolusi**

Sebuah rekaman seismik merupakan hasil konvolusi antara medium bumi (reflektivitas) dengan suatu masukan sumber sinyal seismik (*wavelet*). Proses mendapatkan rekaman seimik ini merupakan sebuah proses pemodelan ke depan (*forward modeling*). Secara matematis ditulis sebagai berikut:

$$St = Wt * Rk \quad (2.4)$$

dimana:
St = *trace seismik*
Wt = *wavelet*
Rk = deret koefisien refleksi
* = operator konvolusi

Model konvolusi antara deret koefisien refleksi medium bumi dengan sebuah wavelet dapat dilihat pada Gambar 2.18. Dengan mengetahui *wavelet* dan nilai koefisien refleksi, maka sebuah seismogram dapat dibuat. Seismogram buatan ini disebut seismogram sintetik.



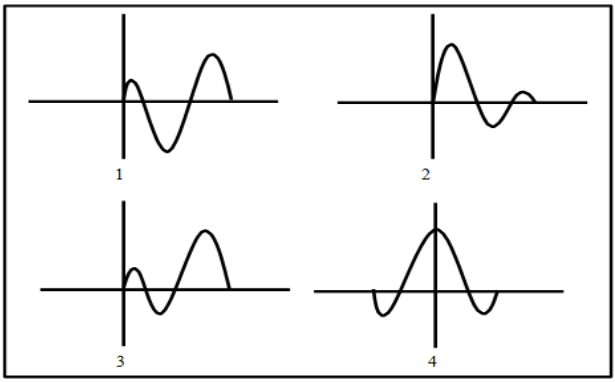
Gambar 2. 18 Model Konvolusional

- ***Wavelet***

Wavelet adalah gelombang harmonik yang mempunyai interval amplitudo, frekuensi, dan fasa tertentu (Sismanto, 2006). Berdasarkan konsentrasi energinya *wavelet* dapat dibagi menjadi 4 jenis yakni *zero phase*, *minimum phase*, *maximum phase*, dan *mixed phase*, seperti yang ditampilkan pada Gambar 2.19.

Wavelet berfasa nol (*zero phase wavelet*) mempunyai konsentrasi energi maksimum di tengah dan waktu tunda nol, sehingga *wavelet* ini mempunyai resolusi dan *standout* yang maksimum. *Wavelet* berfasa minimum (*minimum phase wavelet*) memiliki energi yang terpusat pada bagian depan dengan waktu tunda terkecil dari energinya. *Wavelet* berfasa maksimum *(maximum phase wavelet)* memiliki energi yang terpusat secara maksimal dibagian akhir dari *wavelet* tersebut, jadi merupakan kebalikan dari *wavelet* berfasa minimum. *Wavelet* berfasa campuran *(mixed phase wavelet)* merupakan *wavelet* yang

energinya tidak terkonsentrasi di bagian depan maupun di bagian belakang (Sismanto, 2006).



Gambar 2. 19 Jenis-jenis wavelet berdasarkan konsentrasi energinya, yaitu mixed phase wavelet (1), minimum phase wavelet (2), maximum phase wavelet (3), dan zero phase wavelet (4) (Sismanto, 2006).

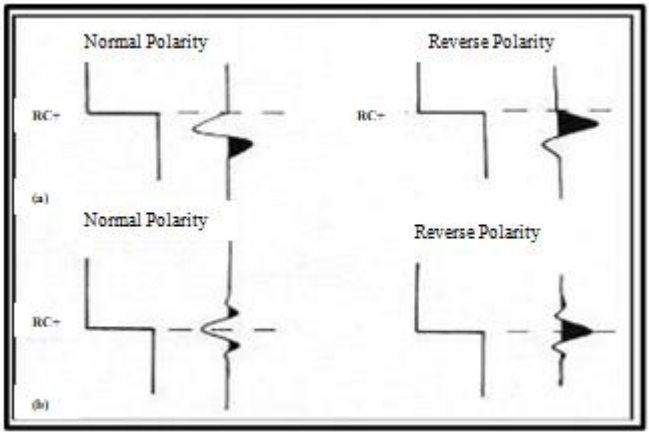
- **Polaritas**

Polaritas terbagi menjadi polaritas normal dan polaritas terbalik. Berdasarkan Gambar 2.20 *Society Exploration Geophysics* (SEG) mendefinisikan:

a) Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada hidrofon di air atau pergerakan awal ke atas pada geofon di darat.
b) Sinyal seismik yang positif akan terekam sebagai nilai negatif pada *tape*, defleksi negatif pada monitor dan *trough* pada penampang seismik.

Menggunakan konvensi ini, dalam sebuah penampang seismik dengan tampilan polaritas normal SEG kita akan mengharapkan:

1. Batas refleksi berupa *trough* pada penampang seismik, jika $IA_2 > IA_1$.
2. Batas refleksi berupa *peak* pada penampang seismik, jika $IA_2 < IA_1$.



Gambar 2. 20 Polaritas menurut ketetapan Society of Exploration Gephysics (SEG) (a) fasa minimum (b) fasa nol (Sukmono, 1999)

Pulsa seismik dapat dikelompokkan menjadi dua tipe, yaitu fasa minimum dan fasa nol. Pulsa fasa minimum memiliki energi yang terkonsentrasi di awal, seperti umumnya banyak sinyal seismik. Pulsa fasa nol terdiri dari puncak utama dan dua *side lobes* dengan tanda berlawanan dengan amplitudo utama dan lebih kecil. Pada fasa nol, batas koefisien refleksi terletak pada puncak(Sukmono, 1999).

2.2.8 Resolusi Seismik

Resolusi didefinisikan sebagai kemampuan untuk memisahkan dua kenampakan yang sangat berdekatan (Sherif, 1991). Resolusi seismik sendiri terbagi menjadi 2 macam, yaitu resolusi vertikal dan resolusi lateral.

- **Resolusi Vertikal**

Resolusi vertikal seismik adalah kemampuan untuk memisahkan lapisan atas dengan lapisan bawahnya secara vertikal. Pola refleksi ini akan nampak terpisah dengan ketebalan ¼ λ panjang gelombang, sedangkan jika ketebalanya kurang dari itu maka hanya akan tampak satu *interface* saja. Pemisahan secara vertikal yang minimal dapat diperlihatkan disebut sebagai *tunning thickness*.
Frekuensi gelombang seismik lebih kecil dibandingkan frekuensi yang dihasilkan pada data log sumur, sehingga kemampuan perubahan seismik jauh lebih besar sekitar 100 kali lipat. Semakin kecil nilai frekuensi dan kecepatan maka panjang gelombang akan semakin besar. Panjang gelombang (λ) tergantung pada kecepatan (*v)* dan frekuensi *(f)* seperti pada persamaan dibawah ini:

$$\lambda = v/f \quad (2.5)$$

dimana :
λ = Panjang gelombang (m)
V = Kecepatan rata rata (m/s)
F = Frekuensi dominan seismik (Hz)
Dari persamaan diatas dapat diidentifikasi bahwa semakin kecil panjang gelombangnya, maka perlapisan yang dapat terdeteksi semakin kecil.

- **Resolusi Lateral**

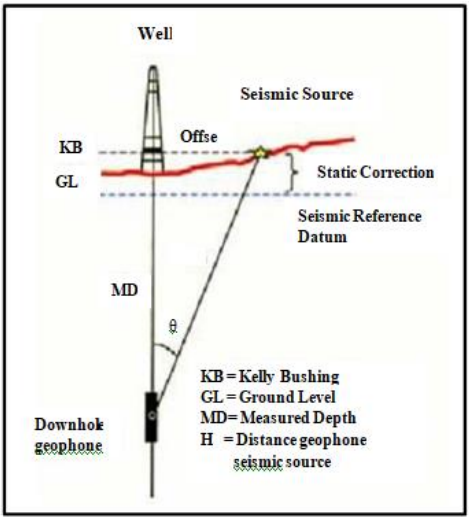
Resolusi lateral atau horizontal dikenal dengan Zona Fresnell yaitu bagian dari reflektor dimana energi dipantulkan ke *geophone* atau *hydrophone* setelah separuh siklus atau seperempat panjang gelombang setelah terjadinya refleksi pertama. Radius Zona *Fresnel* dapat dihitung dengan rumus :

$$rf = \frac{v}{2}\sqrt{t / f} \quad (2.6)$$

dimana:
rf = Radius zona Fresnel (m)
v = Rata rata kecepatan (m/s)
f = Fekuensi dominan seismik (Hz)
t = TWT (s).

2.2.9 *Checkshot*

Data *checkshot* merupakan komponen penting dalam interpretasi seismik khususnya dalam *well seismik tie* yang bertindak sebagai penerjemah domain kedalaman data-data sumur ke dalam domain waktunya data seismik. Sebenarnya penerjemahan domain kedalaman ke dalam domain waktu dapat dilakukan oleh data sumur yaitu log *sonic*. Log *sonic* berupa pengukuran transit *time* yang disingkat DT dapat diubah menjadi log kecepatan *sonic*. Kecepatan *sonic* inilah yang mampu menerjemahkan domain kedalaman ke dalam domain waktu. Akan tetapi, kecepatan *sonic* dalam *well seismik tie* mempunyai beberapa kelemahan sehingga masih diperlukan data kecepatan lain yang diperoleh sebagaimana data seismik diperoleh yaitu data *checkshot*.



Gambar 2. 21 Ilustrasi akuisisi checkshot (P.C.H.Veeken, 2007)

Berdasarkan Gambar 2.21 kita akan menghitung bagaimana data *checkshot* diperoleh. Parameter yang sudah diketahui adalah

- *Offset* : jarak antara sumur dengan *source*
- TVD-SRC : kedalaman *receiver* dengan ketinggian *source* terhadap MSL sebagai datumnya
- FB : waktu *first break* yaitu waktu tempuh gelombang langsung yang ditangkap oleh *receiver* (P.C.H.Veeken, 2007).

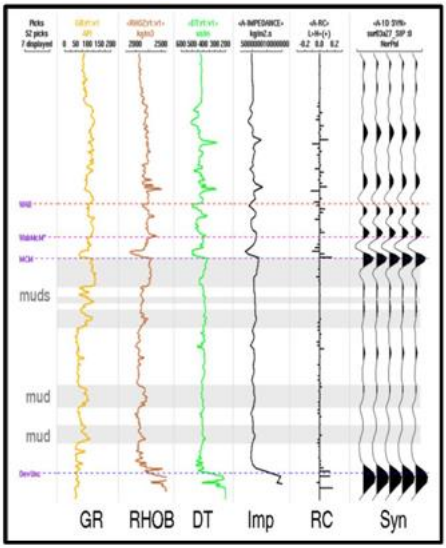
2.2.10 *Well Seismic Tie*

Well Seismik Tie adalah proses pengikatan data sumur *(well)* terhadap data seismik. Data sumur yang diperlukan untuk *well seismik tie* adalah *sonic* (DT), densitas (RHOB), dan *checkshot*. Sebelum diproses, data *well* tersebut harus dikoreksi terlebih dahulu untuk menghilangkan efek *Washout Zone*, *cashing shoe*, dan artifak-artifak lainya.

Seperti terlihat pada gambar 2.22 Proses ini dilakukan untuk menyamakan domain sumur dengan seismik, karena domain sumur adalah kedalaman dalam meter, sedangkan domain seismik adalah waktu dalam satuan milisekon. Domain yang diubah adalah domain sumur menjadi domain waktu. Dengan tujuan akhir dari proses pengikatan ini adalah untuk mengetahui posisi atau marker geologi pada data seismik.

Wavelet yang digunakan sebaiknya mempunyai frekuensi dan *band width* yang sama dengan penamapang seismik. Hal ini akan mempermudah pengikatkan data sumur dengan data seismik. Seismogram sintetik final

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



Gambar 2. 22 *Well Seismic Tie*

2.2.11 Sifat Fisika Batuan

2.2.11.1 Modulus Elastik

Modulus Bulk (K) didefenisikan sebagai elastisitas volumetrik, atau kecendrungan suatu benda untuk berubah bentuk ketika diberi stress volumetrik. Semakin besar nilainya, semakin kaku sebuah material. *Modulus Bulk* merupakan parameter elastik batuan yang peka terhadap keberadaan fluida dalam pori batuan.

Inkompresibilitas (λ) merupakan ukuran ketahanan suatu batuan terhadap gaya tekan yang diterimanya. Semakin mudah batuan terkompresi, semakin kecil nilai inkompresibilitasnya. Fluida pengisi pori dapat mempengaruhi nilai inkompresibilitas, sehingga parameter ini dapat menjadi indikator untuk mengetahui keberadaan hidrokarbon pada batuan.

Rigiditas (μ) merupakan kecendrungan suatu benda untuk terdeformasi secara bentuk dan dalam volume konstan ketika diberi shear stress. Rigiditas merupakan parameter yang sensitif terhadap litologi batuan. Hubungan parameter (K) , (λ) , dan (μ) tersebut dapat ditulis secara matematis:

$$K = \lambda + \frac{2}{3}\mu \qquad (2.7)$$

Modulus Young (E) menjelaskan elastisitas tarik atau kecenderungan suatu benda untuk berubah bentuk sepanjang sumbu ketika stress berlawanan diaplikasikan sepanjang sumbu tersebut. Modulus Young merupakan parameter yang sensitif terhadap keliatan maupun kegetasan batuan.

$$E = \frac{\mu(3\lambda + 2\mu)}{\lambda + \mu} \qquad (2.8)$$

Poisson's ratio (σ) didefinisikan sebagai negatif rasio regangan lateral terhadap regangan *axial*.

$$\sigma = \frac{y - 2}{2y - 1} \parallel \gamma = \left(\frac{v_P}{v_s}\right)^2 \qquad (2.9)$$

2.2.11.2 Kecepatan Gelombang Pressure (Vp) dan Kecepatan Gelombang Shear (Vs)

Gelombang seismik disebut juga sering disebut gelombang elastik. Berdasarkan cara bergetarnya, gelombang seismik dapat digolongkan menjadi gelombang *pressure* (P) yang arah getarannya searah dengan arah rambat gelombang, serta gelombang *shear* (S) yang bergetar tegak lurus terhadap arah rambat gelombangnya.

$$v_P = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{K + {}^4/_3\,\mu}{\rho}} \qquad (2.10)$$

$$v_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \qquad (2.11)$$

dimana K adalah Modulus Bulk, λ adalah inkompresibilitas, μ adalah rigiditas, dan ρ adalah densitas.

2.2.12 Impedansi Elastik

(Connolly, 1999) memperkenalkan Impedansi Elastik (EI) yang merupakan generalisasi dari impedansi akustik untuk berbagai sudut datang. EI menyediakan kerangka kerja yang konsisten dan absolut untuk mengkalibrasi dan menginversi seismic non-zero offset seperti saat melakukan inversi AI pada data zero offset.

Pendekatan EI diturunkan dari linearisasi persamaan Zeoppritz yang oleh Connolly dituliskan sebagai berikut:

$$R(\theta) = A + B\sin^2\theta + C\sin^2\theta\tan^2\theta \qquad (2.14)$$

Dengan

$$A = \frac{1}{2}\left[\frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta\rho}{\rho}\right], B = \frac{1}{2}\frac{\Delta V_p}{V_p} - 4\left[\frac{V_s}{V_p}\right]^2\frac{\Delta V_s}{V_s} - 2\left[\frac{V_s}{V_p}\right]^{-2}\frac{\Delta\rho}{\rho}, C = \frac{1}{2}\frac{\Delta V_p}{V_p} \qquad (2.15)$$

Karena dibutuhkannya fungsi f(t) yang memiliki properti yang analog dengan AI, reflektivitasnya dapat dihitung dengan formula dibawah ini.

$$R(\theta) = \frac{EI_2 - EI_1}{EI_2 + EI_1} \qquad (2.16)$$

$$R(\theta) \approx \frac{1}{2}\frac{\Delta EI}{EI} \approx \frac{1}{2}\Delta\ln(EI) \qquad (2.17)$$

Dengan mensubtitusikan nilai R(θ) kepersamaan diatas dan memodifikasinya akan diperoleh

$$EI(\theta) = V_p^{(1+\tan^2\theta)}V_s^{(-8K\sin^2\theta)}\rho^{(1-4K\sin^2\theta)} \;\Big\|\; K = \left(V_s/V_p\right)^2 \qquad (2.18)$$

Nilai EI akan semakin kecil pada sudut datang besar pada persamaan (2.18), sehingga selanjutnya Whitecombe (2002) melakukan normalisasi pada persamaan EI sehingga nilainya dapat dibandingkan dengan AI, kemudian persamaan EI ditulis menjadi:

$$EI(\theta) = \alpha_0\rho_0\left[\left(\frac{\alpha}{\alpha_0}\right)^{(1+\sin^2\theta)}\left(\frac{\beta}{\beta_0}\right)^{(-8K\sin^2\theta)}\left(\frac{\rho}{\rho_0}\right)^{(1-4K\sin^2\theta)}\right]$$

dimana α adalah kecepatan gelombang P, β adalah kecepatan gelombang S, ρ adalah densitas, θ adalah sudut datang, α_0 adalah kecepatan gelombang P rata-rata, β_0 adalah kecepatan gelombang S rata-rata, dan ρ_0 adalah densitas rata-rata. (2.19)

2.2.13 *Extended Elastic Impedance* (EEI)

Untuk mengekspresikan hubungan antara persamaan reflektivitas dengan jenis impedansi yang berhubungan, terdapat kesulitan apabila menggunakan EI karena nilai $\sin^2 \Theta$ yang hanya memiliki rentang antara 0 hingga 1 maka nilai sudut yang dapat digunakan untuk memprediksi parameter elastik yang berpadanan dengan EI hanya berkisar 0 hingga 90 derajat. Oleh karena itu (Whitcombe, 2002) melakukan perluasan dari metode EI yang dikenal dengan *Extended Elastic Impedance* (EEI) dimana fungsi $\sin 2\theta$ yang hanya bernilai 0-1 disubtitusi dengan $\tan \chi$, sehingga persamaan EEI memperluas jangkauan EI hingga sudut -90 hingga 90 derajat. dapat ditulis menjadi:

$$R(\chi) = A + B \tan \chi \tag{2.20}$$

Persamaan diatas memiliki nilai $\pm\infty$, supaya nilai reflektivitasnya tidak lebih dari satu, ruas kiri dan kanan persamaan dikalikan dengan $\cos \chi$. Persamaan reflektivitas EEI menjadi:

$$Rs = A\cos \chi + B \sin \chi \tag{2.21}$$

2.2.14 Inversi Seismik

Menurut (B.Russel, 1998)Inversi geofisika meliputi pemetaan sifat fisik objek bawah permukaan dengan menggunakan pengukuran yang dilakukan di permukaan, bila mungkin dengan kontrol data sumur. Dengan kata lain, inversi seismik secara eksplisit menghilangkan efek *wavelet* dan membuat model perlapisan geologi. Model yang dihasilkan menggambarkan parameter elastik batuan yang dapat dikaitkan dengan parameter fisis secara geologi dalam mengkarakterisasi reservoir baik karakter lithologi batuan, jenis fluida, dan porositas batuan reservoir. Berdasarkan data yang digunakan, inversi seiemik dibagi menjadi 2 yaitu inversi *post-stack* dan *pre-stack*. Pada penelitian ini digunakan inversi *Model Based*.

Inversi *model based* adalah membuat model geologi yang mengikuti informasi dari data log sumur sebagai kontrol utama untuk dibandingkan dengan data riil seismik secara iteratif (B.Russel, 1998). Metode inversi ini dapat mengembalikan frekuensi rendah dan tinggi yang hilang dengan cara

mengkorelasikan data seismik dengan respon seismik dari model geologi. Hasil inversi ini biasanya sangat mengikuti kontrol data sumur.

2.2.15.1 Metode Inversi Berdasarkan Model (Model Based)

Pada metode ini langkah yang pertama dilakukan adalah membangun model geologi, kemudian model tersebut dibandingkan dengan data seismik, diperbarui secara iteratif sehingga didapatkan kecocokan yang lebih baik dengan data seismik. Semakin banyak iterasinya maka koefisien korelasi antara seismik sintetik dan seismik riilnya semakin besar dan error semakin kecil. Hasil keluarannya berupa model yang sesuai dengan data masukan. Hubungan antara model dengan data seismik dapat dijelaskan dengan metode *Generalized Linear Inversion* (GLI). Jika terdapat sebuah data observasi geofisika, metode GLI akan menurunkan model geologi yang paling sesuai dengan data observasi. GLI menganalisis deviasi kesalahan antara model keluaran dan data observasi, kemudian parameter model diperbaharui untuk menghasilkan keluaran dengan kesalahan sekecil mungkin. Metode ini membutuhkan suatu model impedansi akustik awal yang biasanya diperoleh dari hasil perkalian antara data log kecepatan dengan data log densitas

$$IA = \rho \, . \, v \qquad (2.25)$$

dengan:
AI = Impedansi Akustik (m/s. g/cm)
ρ = densitas (g/cm3)
v = kecepatan (m/s)

Harga koefisien refleksi ini dikonvolusikan dengan wavelet untuk mendapatkan seismogram sintetik yang sama dengan jejak seismik berdasarkan harga impedansi model dengan rumusan:

$$s(t) = w(t) * r(t) \qquad (2.26)$$

dengan:
s(t) = seismogram intetik
w(t) = wavelet
r(t) = deret koefisien refleksi.

Hasil seismogram sintetik ini dibandingkan dengan jejak seismik riil secara iteratif dengan mengubah-ubah parameter pada model awal untuk memperoleh korelasi yang bagus antar kedua data ini dengan tingkat kesalahan yang terkecil. Kelebihan metode inversi model based adalah hasil yang

didapatkan memiliki informasi yang lebih akurat dan jelas karena memasukkan komponen frekuensi rendah (dari data log), dan nilai impedansi akustik yang didapat rata-rata memiliki harga impedansi akustik yang kontras sehingga mempermudah dalam penentuan batas atas (top) dan batas bawah (bottom) suatu lapisan reservoar.

Hasil akhir dari suatu proses inversi data seismik adalah berupa data impedansi akustik yang memiliki informasi lebih lengkap dibandingkan data seismik. Perubahan amplitudo pada data seismik hanyalah mencerminkan suatu bidang batas antar lapisan batuan sehingga bisa dikatakan bahwa data seismik adalah attribut dari suatu bidang batas lapisan batuan. Sedangkan impedansi akustik mencerminkan sifat fisis dari batuan. Secara matematis impedansi akustik batuan adalah hasil perkalian antara harga kecepatan dengan harga densitas suatu batuan. Impedansi akustik merupakan sifat fisis batuan yang dengan mudah dapat langsung dikonversikan menjadi karakter suatu batuan (reservoar) seperti ketebalan, litologi, maupun fluida pengisi batuan.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

BAB III
METODE PENELITIAN

3.1 Lokasi dan Waktu Penelitian

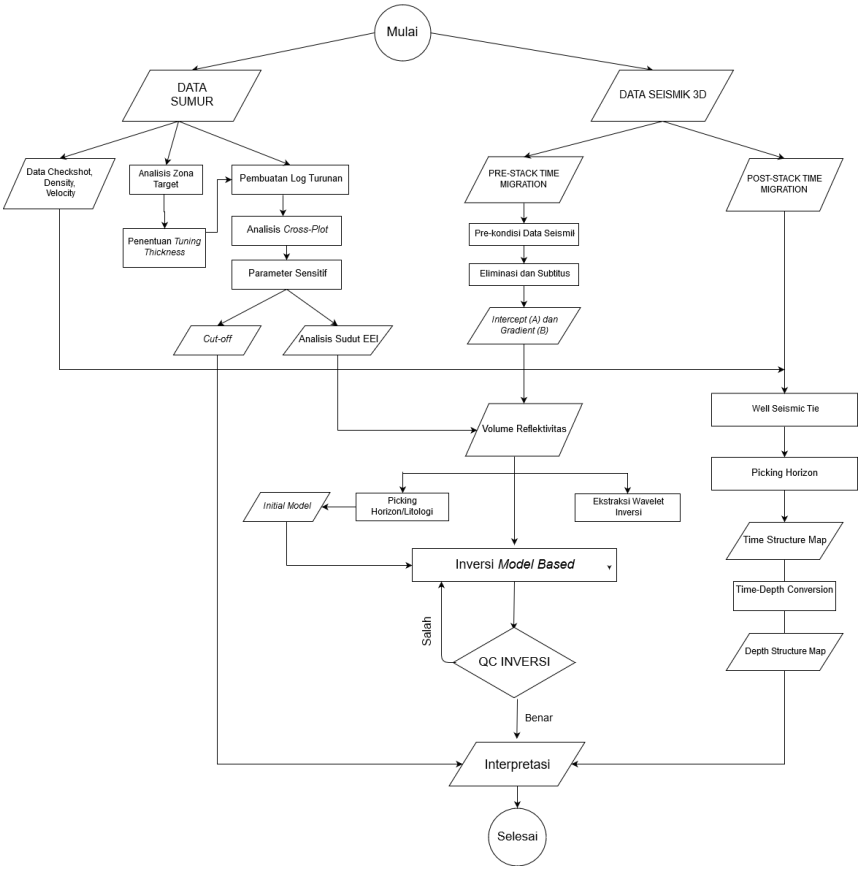
Penelitian dengan judul " Analisa Sebaran Reservoir Batu Pasir Formasi Talang Akar Lapangan " AFR" , Cekungan Jawa Barat Utara Menggunakan Metode Inversi *Extended Elastic Impedance (EEI)*" ini dilaksanakan di PT.Pertamina EP Asset 3 pada tanggal 5 Maret-25 Mei 2018. Berikut ini tabel 3.1 pelaksanaan kegiatan selama penelitian :

Tabel 3.1 Jadwal Pelaksanaan Penelitian

No	Deskripsi Kegiatan	Bobot Pengerjaan (%)	Minggu												Tools	Output
			1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		
1	**Pengenalan Awal Perusahaan**	1	1													Pengenalan HSEE Pertamina
2	**Presentasi Awal**	3	3												Power Point	PPT Awal
3	**Pengumpulan dan Checklist Data Seismik dan Data Sumur**	1		1											Paradigm	Input Semua Data
4	**Analisa zona target dari data sumur dan Pembuatan Log Turunan**															
	Penentuan Zona Target Formasi dan Tuning Thickness dari data Log	5		5											Paradigm	Target Formasi
	Pembuatan Log Turunan	5			5										Paradigm	Log Turunan : Volume of Shale, LMR , VP/VS, porositas,
5	**Penentuan Cut off Parameter Sensitif dan Analisa Sudut EEI**															
	Analisa Crossplot Parameter Sensitif	10				5	5								Paradigm	Nilai Cut off Parameter Sensitivitas
	Analisa sudut EEI	5					5								, Paradigm	Nilai Sudut EEI
6	**Seismic Well Tie , Picking Horizon dan Pembuatan Time dan Depth Structure Map dari data Post-Stack Time-Migration**															
	Well Tie Seismik	5					5								Paradigm	
	Picking Horizon	5						5							Paradigm	
	Time and Depth Structure Map	10						5	5						Paradigm	Hasil Well Tie dengan Seismik
7	**Pre-conditioning data seismik dan Pembuatan Intercept (A) dan Gradient (B) dari data seismik Pre-Stack**															
	Pre-conditioning data seismik	5					5								Paradigm	
	Eliminasi dan subtitusi untuk membuat Intercept (A) dan Gradient (B)	5						5							Paradigm	
8	**Pembuatan volume reflektivity dan Pembuatan model inversi**	10							5	5						
9	**Inversi Model based**															
	Inversi Model based	10								5	5				Paradigm	Hasil Inversi Model Based
10	**Pemetaan Persebaran Sand Hidrokarbon**	10										5	5		Paradigm	Analisa Persebaran Reservoar Hidrokarbon
11	**Penyusunan Laporan dan Presentasi Akhir**															
	Bab 4 dan Bab 5	5											3		Ms.Word	
	Presentasi Akhir	5												2	Power Point	PPT Akhir
	Total (%)	100	4	6	5	5	20	15	10	10	5	5	8	2		

3.2 Diagram Alir Penelitian

Gambar 3.1 berikut adalah tahapan proses penelitian tugas akhir yang dilakukan



Gambar 3. 1 Diagram Alir Penelitian

3.3 Perangkat

Perangkat yang digunakan pada penelitian ini terdiri atas Perangkat Keras dan Perangkat Lunak sebagai berikut

Perangkat Keras :

a. *Workstation Intel Xeon 4 Core 2.33 GHz, 16 GB RAM. RHEL 5.3*

b. *Network Gigabit Switch, brocade 200e*

c. *Server Intel Xeon CXE240 2x3 GHz, 8 GB RAM*

d. *Central Processing Unit SGI*

e. Dua buah LCD monitor HP-24 Inch

f. Satu unit personal Laptop ASUS

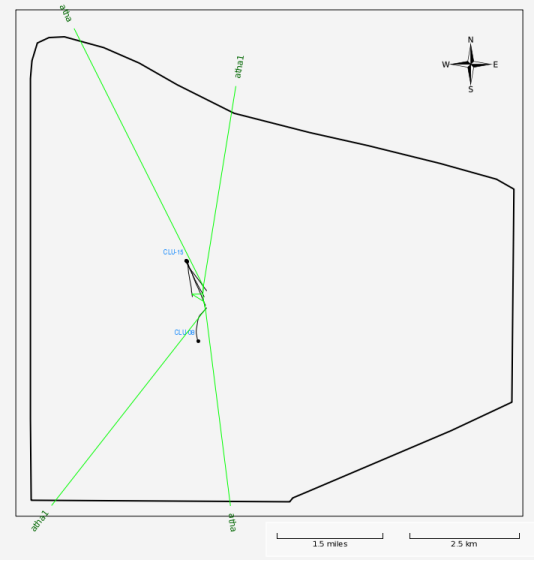
Perangkat Lunak (*Software*) :

a. *Modul Probe 3D dari Paradigm Geophysical Inc.* yang digunakan untuk membuat log turunan
b. *Geolog 7.4* dari *Paradigm Geophysical Inc.* untuk analisis *crossplot* dan pembuatan *layout log*
c. *Modul Seisearth* dari *Paradigm Geophysical Inc.* untuk melakukan *well seismic tie* dan interpretasi
d. *Modul Geodepth* dari *Paradigm Geophysical Inc.* untuk melakukan konversi dari domain waktu ke domain kedalaman
e. *Vanguard* dari *Paradigm Geophysical Inc.* yang digunakan untuk pembuatan *background model*, inversi, dan atribut seismik.
f. *Red Hat Enterprise Linux (RHEL) server* sebagai sistem operasi komputer berbasis *linux*
g. *Micrososft Excel 2013* yang digunakan untuk perhitungan secara matematis
h. *Freeware EEI Calculator*

3.4 Data Penelitian

3.4.1 *Base Map*

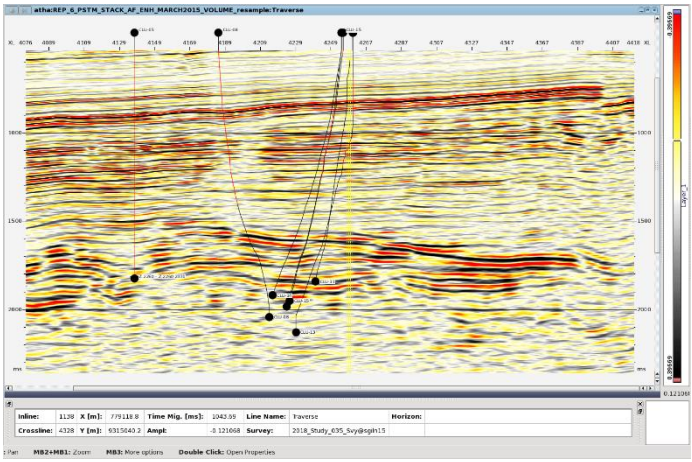
Base map atau peta dasar merupakan penampang x,y yang menunjukkan kerangka survei seismik pada daerah penelitian. Pada peta dasar ini juga dapat dilihat skala peta dan posisi sumur pada lintasan seismik. Gambar 3.2 merupakan peta dasar dari lapangan "AF" yang menunjukkan daerah penelitian dengan posisi sumur.



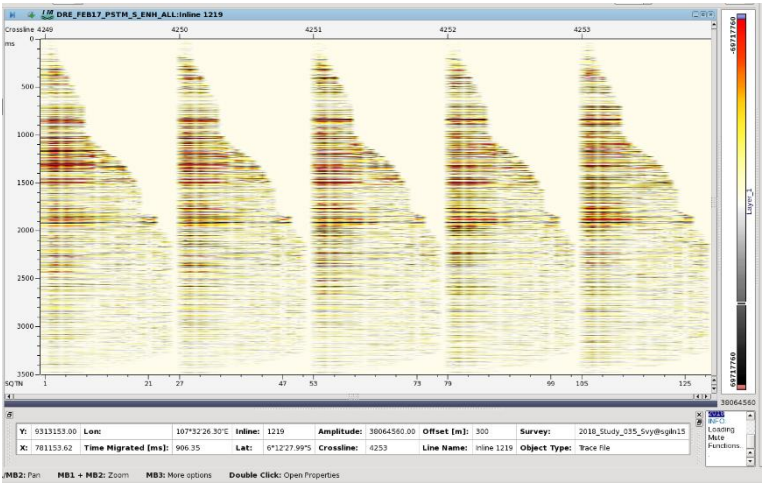
Gambar 3. 2 *Base map* Data Seismik dan Data Sumur daerah penelitian

3.4.2 Data Seismik

Data seismik yang digunakan pada penelitian ini ialah Data Seismik 3D *Pre-Stack Time Migration* yang digunakan untuk membuat *volume reflectivity*, picking litologi serta sebagai bahan membuat *background* model untuk proses inversi. Digunakan Data Seismik 3D *Post-Stack Time Migration* untuk membuat *depth structure map* yang dipakai untuk *overlay* dengan penampang hasil inversi. Berikut ini informasi data dari data seismik. Data Seismik *Pre-Stack* dan *Post Stack* dapat dilihat pada Gambar 3.3 dan Gambar 3.4



Gambar 3. 3 Data Seismik *Pre-Stack Time Migration*



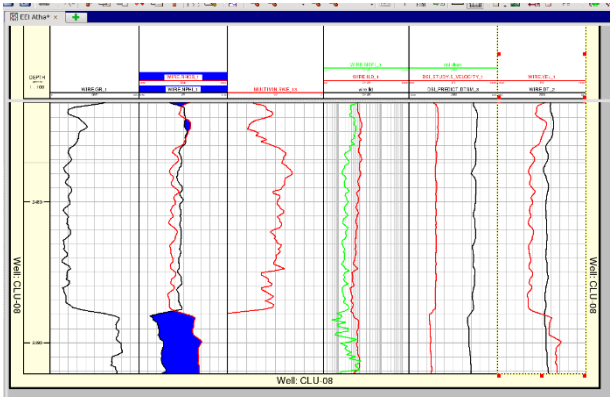
Gambar 3. 4 Data Seismik *Post-Stack Time Migration*

3.4.3 Data Sumur

Daerah penelitian merupakan lapangan yang sudah dikembangkan, telah banyak dilakukan pemboran dan telah dipastikan terdapat potensi hidrokarbon. Pada penelitian ini digunakan data log dari 5 sumur yang dianggap lengkap untuk mengakomodir topik penelitian, sumur tersebut yaitu sumur CLU-8, CLU-9, CLU-13, CLU-14, dan CLU-15. Ketersediaan data log pada masing-masing sumur dapat dilihat pada Tabel. 3.2 dan Gambar 3. 5 merupakan contoh *layout* dasar kelengkapan data log.

Tabel 3. 2 Kelengkapan Sumur Daerah Penelitian

No	Sumur	GR	NPHI	Rhob	DTSM	Vs	Vp	DT	Resistivity	Checkshot
1	CLU-8	v	v	v	v	v	v	v	v(ILD)	v
2	CLU-9	v	v	v	v	v	v	v	v(LLD)	v
3	CLU-13	v	v	v	v	v	v	v	v(LLD)	v
4	CLU-14	v	v	v	v	v	v	v	v(LLD)	v
5	CLU-15	v	v	v	v	v	v	v	v(LLD)	v



Gambar 3. 5 *Layout* Dasar kelengkapan data log di sumur CLU-8

3.4.5 Data *Checkshot*

Data *Checkshot* yang digunakan untuk mendapatkan hubungan antara waktu dan kedalaman. Pada dasarnya data sumur sudah dalam domain kedalaman, sedangkan data seismik masih dalam domain waktu. Oleh karena itu data *checkshot* sangat bermanfaat dalam proses pengikatan sumur dan seismik (*Well Seismic Tie*) .

3.4.5 Data *Marker*

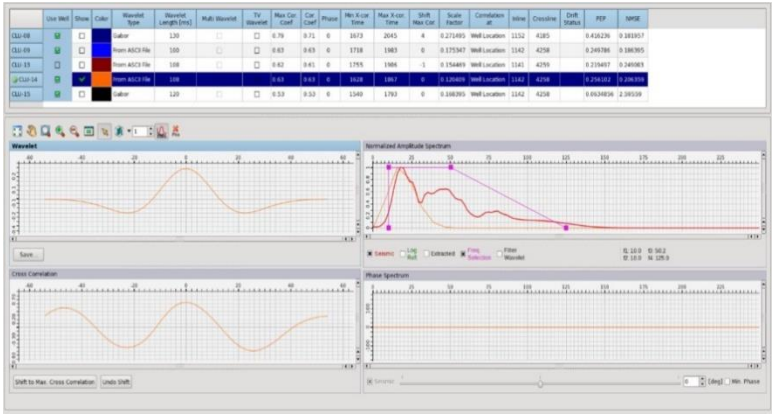
Marker merupakan data yang menyediakan informasi dari suatu batas atas suatu formasi. Dalam data *marker* ini terdapat data *time* dan *measured depth* (kedalaman terukur) sebagai informasi *top* dari formasi tersebut terukur. Data *marker* digunakan sebagai referensi untuk melakukan *picking horizon*. Selain itu digunakan juga untuk acuan pada saat melakukan pengikatan data sumur dan seismik. Data *marker* yang digunakan untuk studi ini berasal dari studi sebelumnya. Pada penelitian ini *marker-marker* tersebut mempunyai nama-nama yang sama dengan *horizon* yang digunakan.

3.5 Pengolahan Data

3.5.1 Ekstraksi *Wavelet* dan *Well Seismik Tie*

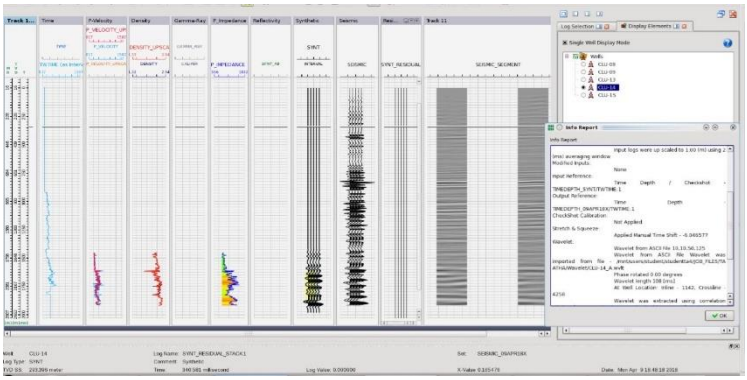
Well-seismic tie adalah proses pengikatan data sumur dengan data seismik. (Pradana dkk., 2017). Proses ini dilakukan untuk menyamakan domain sumur dengan seismik, karena domain sumur adalah kedalaman dalam meter, sedangkan domain seismik adalah waktu dalam satuan *milisecond* (ms). Perubahan domain yang dilakukan adalah merubah domain sumur menjadi domain waktu. Dengan tujuan akhir dari proses pengikatan ini adalah untuk mengetahui posisi atau marker geologi pada data seismik.

Wavelet yang digunakan sebaiknya mempunyai frekuensi dan *band width* yang sama dengan penampang seismik seperti yang terlihat pada gambar 3.6. Hal ini akan mempermudah pengikatan data sumur dengan data seismik. Seismogram sintetik final merupakan superposisi dari refleksi-refleksi semua *reflektor*. Seismogram sintetik biasanya ditampilkan dengan format (polaritas dan fasa) yang sama dengan rekaman seismik. Seismogram sintetik berguna untuk mendiagnosa karakter refleksi dari setiap horizon.



Gambar 3. 6 *Wavelet* yang digunakan untuk pembuatan seismogram sintetik

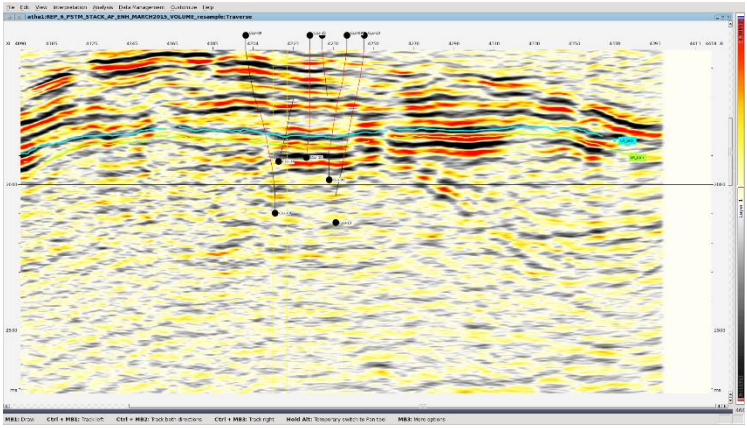
Proses ekstrak *wavelet* dapat dilakukan dengan beberapa metode, yaitu metode *statistical, gabor,ricker, bandpass, dan use well*. Dalam Penelitian ini dilakukan *trial* and *error* untuk memperoleh *wavelet* terbaik. Dari hasil ekstraksi *wavelet* pada sumur CLU-14 diperolehlah *wavelet ricker* dengan *wavelegth* sebesar 108 ms. Jendela yang digunakan dalam ekstrak ini adalah pada batas zona target lapisan pada *marker* Z-2260 yang bertujuan untuk mendapatkan hasil yang mendekati sebenarnya. Kemudian *wavelet* yang telah di ekstrak di konvolusi dengan koefisien refleksi untuk mendapatkan seismogram sintetik, yang terlebih dahulu dikonversikan dari domain kedalaman menjadi domain waktu dengan bantuan *checkshot*. Dalam proses *well seismic tie* jika dibutuhkan perlu dilakukan *shifting*, *squeezing* dan *stretching* untuk memperoleh hasil korelasi yang tinggi dan hasil *well tie* tergolong baik jika nilai *time shift* mendekati 0 dan nilai korelasi mendekati 1 seperti yang terlihat pada gambar 3.7.



Gambar 3. 7 Hasil *Well to Seismic Tie* pada sumur CLU-14 dengan korelasi 0.63

3.5.2 *Picking Horizon*

Proses ini dilakukan setelah proses pengikatan data sumur dengan data seismik atau *well seismik tie*. Seperti yang terlihat pada gambar 3.8 *picking* dilakukan dengan cara membuat garis kemenerusan pada penampang seismik target dengan acuan pada data *marker* sumur Z-2260 yang termasuk pada formasi Talang Akar. Proses *picking horizon* ini sama pentingnya dengan proses *well seismik tie* karena nantinya hasil *picking* ini digunakan sebagai modal dalam pembuatan peta stuktur waktu maupun kedalaman.

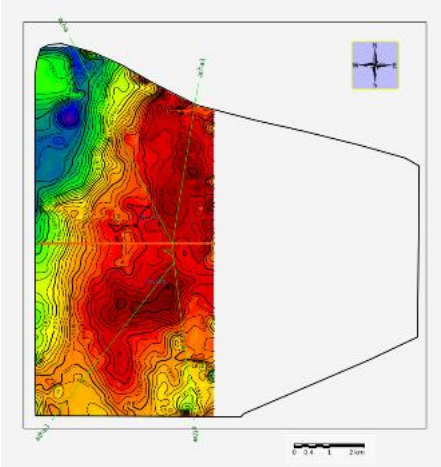


Gambar 3. 8 Proses *Picking Horizon* pada traverse

3.5.3 Pemetaan Struktur Domain Waktu

Pemetaan struktur domain waktu dilakukan dengan menggunakan metode *gridding* untuk mendapatkan peta hasil interpolasi dan ekstrapolasi karena tidak semua lokasi dari lapangan "AF" memiliki data lapisan tersebut.

Pada dasarnya metode *gridding* memiliki beberapa parameter untuk pemetaan, parameter utamanya adalah logaritma yang digunakan dan ukuran *grid* yang digunakan. Logaritma yang digunakan mempengaruhi hasil dari perhitungan interpolasi dan ekstrapolasi, untuk mendapat kan logaritma yang tepat, harus disesuaikan dengan tujuan utama pemetaan. Hasil peta struktur kedalaman dapat dilihat dari gambar 3.9.



Gambar 3. 9 *Time Map* hasil *Picking Horizon*

3.5.4 Konversi Kedalaman

Konversi kedalaman berfungsi untuk merubah peta yang sebelumnya dalam domain time ke dalam domain kedalaman. Hal ini dilakukan karena target pada sumur merupakan domain kedalaman. Pada proses konversi kedalaman ini dilakukan dengan metode V0-K. Metode ini berprinsip bahwa kecepatan berbanding lurus terhadap kedalaman, semakin dalam suatu horizon maka kecepatan akan semakin bertambah membentuk suatu persamaan linier.

$$Vavg = V0 + k.Z \tag{3.1}$$

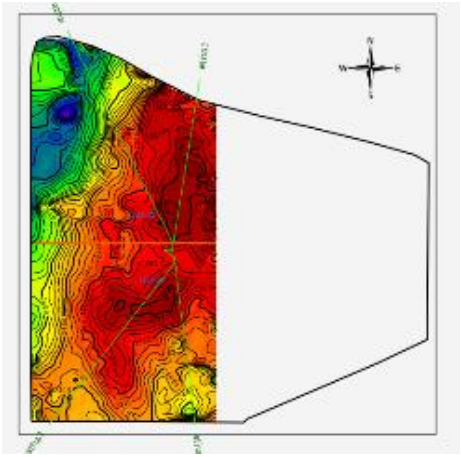
Dimana Vavg : Kecepatan rata-rata suatu horizon

V0 : Kecepatan awal suatu horizon (*intercept*)

k : *Gradient* perubahan kecepatan terhadap kedalaman

Z : Kedalaman

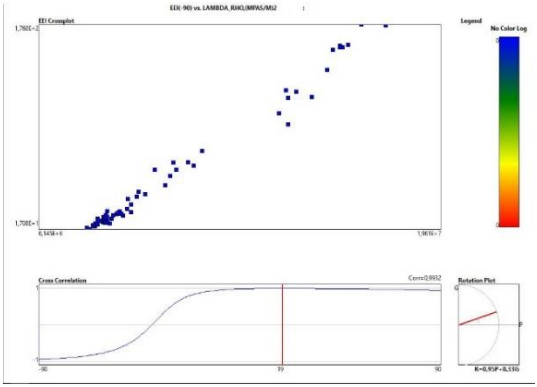
Tahapan metode ini adalah membuat kurva linear antara kecepatan dan kedalaman dari data survei kecepatan (Vsp) setelah itu akan didapatkan tren kemiringan yang menunjukkan besarnya perubahan kecepatan terhadap kedalaman. Hasil peta struktur kedalaman terlihat pada gambar 3.10.



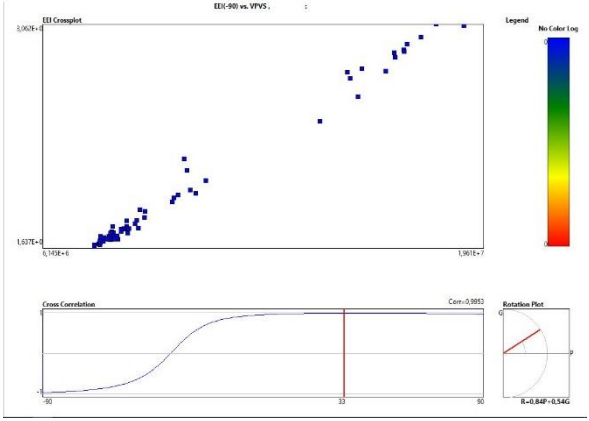
Gambar 3. 10 Peta Kedalaman Horizon Z.2260

3.5.5 Analisa Sudut dan Log EEI

Analisa sudut EEI dibuat pada sofware *EEI Calc* dimana harus dimasukkan terlebih dahulu data-data Vp, Vs, RHOB serta target log parameter sensitif yang digunakan seperti pada penelitian kali ini digunakan Lamda-Rho dan Vp/Vs pada satu data Las dengan *sampling rate* yang sama. Log EEI dibuat menggunakan log Vp,Vs, dan Rho, lalu setelah diatur maka dapat di ekstrak sudut terbaik yang memiliki korelasi tertinggi dengan *Log Target* lamda-rho maupun Vp/Vs. Gambar 3.11 menunjukan hasil korelasi silang parameter sensitif Lamda-Rho dengan sudut EEI sedangkan gambar 3.12 menunjukkan korelasi silang parameter sensitif Vp/Vs dengan sudut EEI.

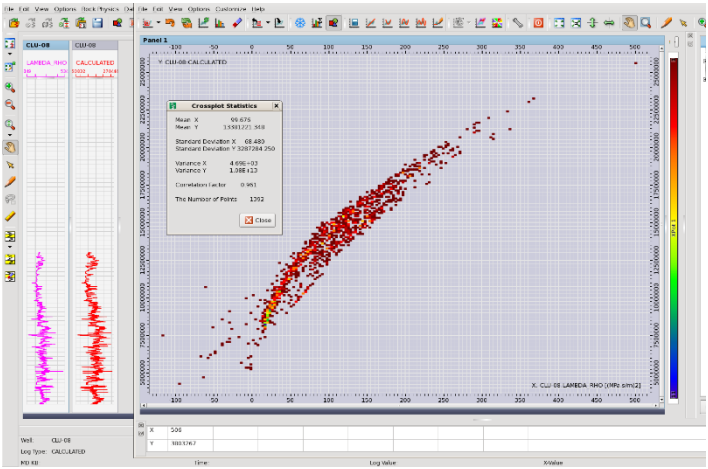


Gambar 3. 11 Korelasi Silang Sudut EEI dengan parameter sensitif *Lamda-Rho* pada sumur CLU-8



Gambar 3. 12 Korelasi Silang Sudut EEI dengan parameter sensitif *Vp/Vs* pada sumur CLU-8

Untuk menambah keyakinan bahwa sudut tersebut merupakan sudut EEI terbaik pada parameter elastik penelitian kali ini maka dilakukan *quality control* sudut EEI dengan membandingkan log EEI yang dibuat manual dengan *log calculator* dengan masing-masing log parameter elastik target seperti pada gambar 3.13.

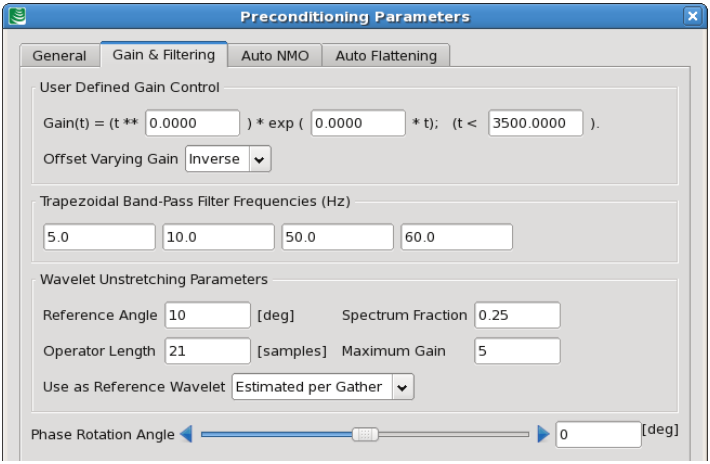


Gambar 3. 13 *Quality control Log EEI* dengan Log Target dengan nilai korelasi 0.9

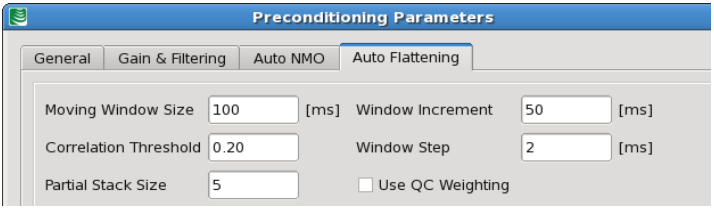
3.5.6 *Pre-Conditioning* Data Seismik Perhitungan *Intercept* (A) - *Gradient* (B) Data Seismik

Sebelum dilakukan perhitungan Eliminasi dan Subtitusi untuk mendapatkan *Intercept* dan *Gradient* dari data seismik *Pre-Stack*, maka dilakukan *Pre-Conditioning* data seismik agar didapatkan hasil resolusi penampang seismik yang maksimal untuk diolah lebih lanjut pada proses inversi.

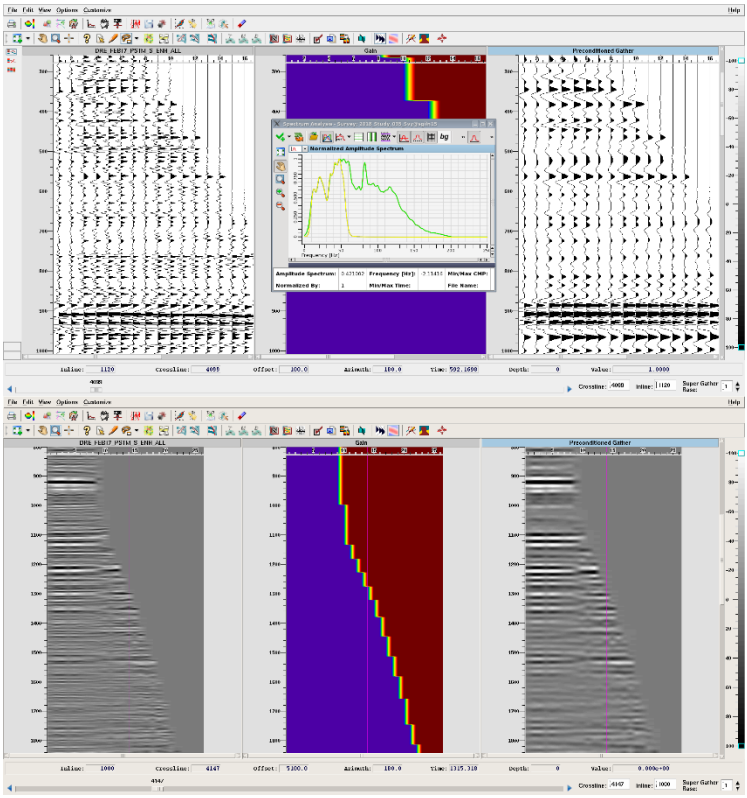
Pre-conditioning data seismik dilakukan untuk membuat *reflektor* pada *gather* seismik semakin terlihat jelas agar nantinya bagus untuk dilakukan inversi dan memudahkan dalam melakukan *picking* litologi pada data *gather*. *Pre-condition* pada penelitian kali ini dilakukan dengan melakukan *bandpass filtering* dan *flattening*. Gambar 3.14 merupakan *window* parameter *gain & filtering* sedangkan gambar 3.15 merupakan window parameter *flattening*.



Gambar 3. 14 Parameter *Pre-condition gain & filtering*



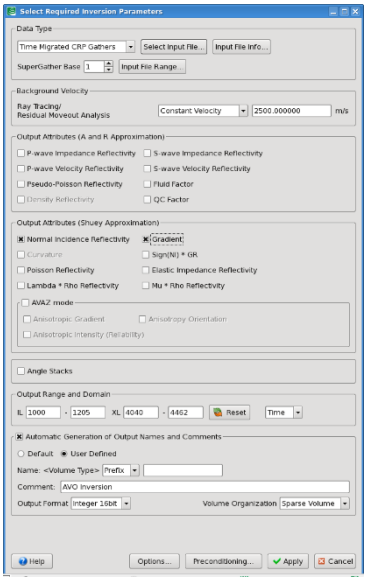
Gambar 3. 15 Parameter *Pre-condition flattening*



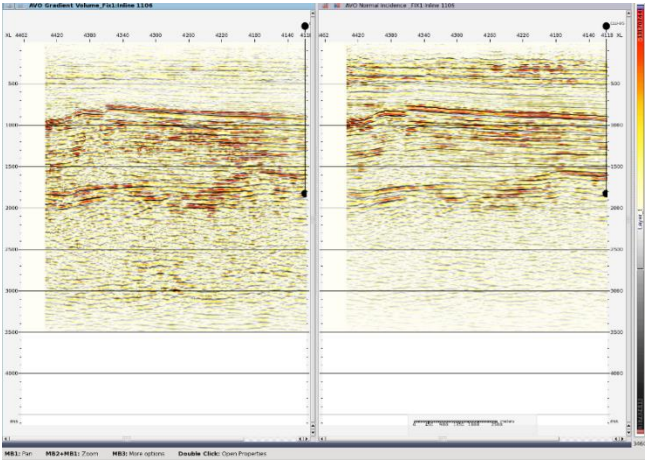
Gambar 3. 16 Data seismik sebelum dan sesudah *Pre-Conditioning* pada Inline 1120

Terlihat dari gambar 3.16 bahwa penampang seismik *pre-stack* yang sebelumnya masih memiliki *band* frekuensi tinggi sudah di *cut* sehingga terlihat lebih bersih dari frekuensi-frekuensi tinggi yang mengganggu, sedangkan kenampakan *trace-trace* seismik menjadi lebih *flat.*

Selanjutnya setelah data *gather* dianggap sudah baik maka dilakukan inversi AVO untuk didapatkan *intercept* dan *gradient* dari seismik *gather* dengan melakukan eliminasi dan subtitusi .



Gambar 3. 17 Pembuatan *intercept* dan *gradient* dari data Seismik *Pre-Stack*



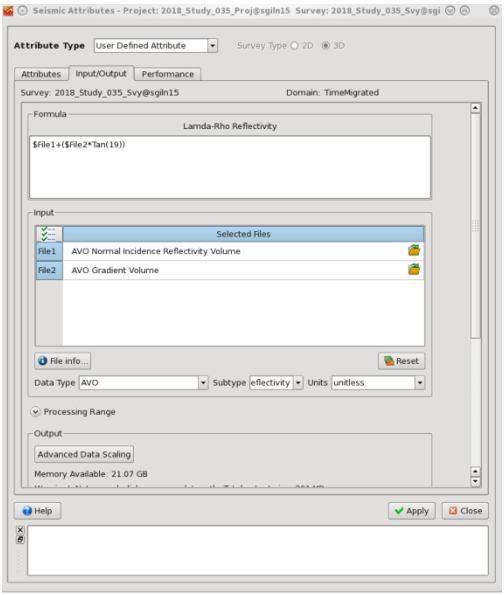
Gambar 3. 18 Hasil Penampang *intercept* (Kanan) dan *Gradient* (kiri) dari data seismik

Pembuatan intercept dan gradient dilakukan melalui inversi AVO dimana *window* parameter inversi seperti terlihat pada gambar 3.17. Hasil

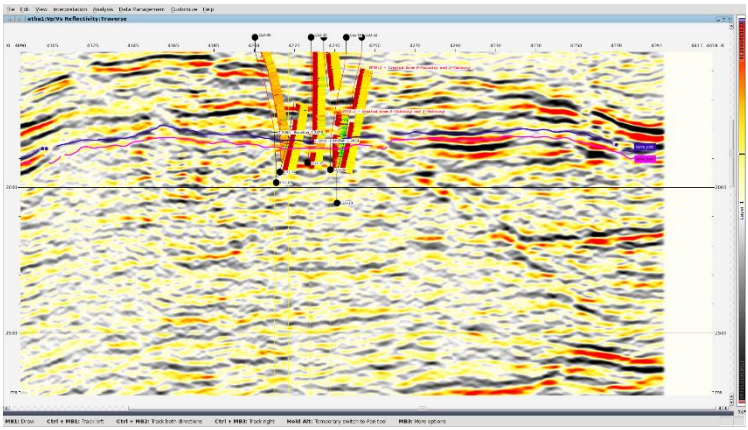
penampang *intercept* dan *gradient* seperti yang terlihat pada gambar 3.18 akan digunakan dalam proses pra-inversi khususnya dalam pembuatan volume reflektivitas.

3.5.7 Pembuatan Volume Reflektivitas

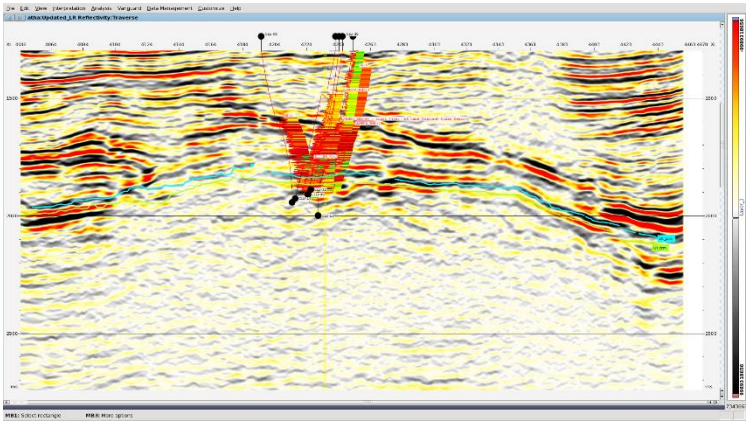
Pembuatan volume reflektivitas dilakukan untuk proses pra-inversi dimana dilakukan *picking* ulang pada penampang reflektivitas masing-masing parameter elastik sensitif yang digunakan pada penelitian ini seperti yang terlihat pada gambar 3.20 untuk penampang reflektivitas Lamda-Rho dan gambar 3.21 untuk penampang reflektivitas Vp/Vs. Proses pembuatan volume reflektivitas menggunakan kaidah perhitungan dari Whitecombe (2002) ditunjukan pada persamaan 2.20 menggunakan menu *calculator seismic* seperti terlihat pada gambar 3.19.



Gambar 3. 19 Pembuatan Volume Reflektivitas



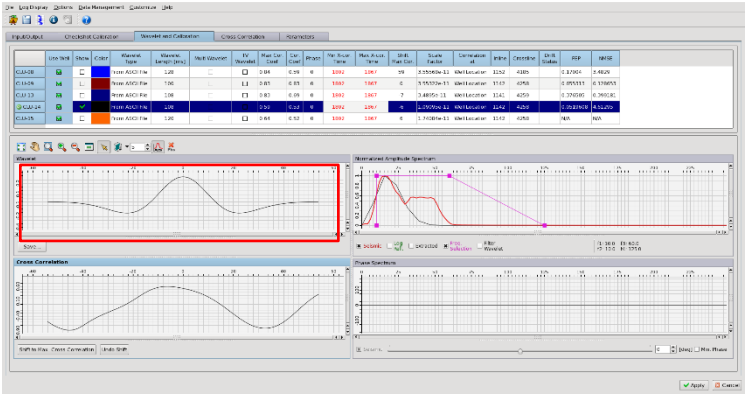
Gambar 3. 20 Penampang volum reflektivitas parameter sensitif Vp/Vs (33^0)



Gambar 3. 21 Penampang volume reflektivitas parameter sensitif Lamda-Rho (19^0)

3.5.8 Ekstraksi *Wavelet* Inversi Volume Reflektivitas

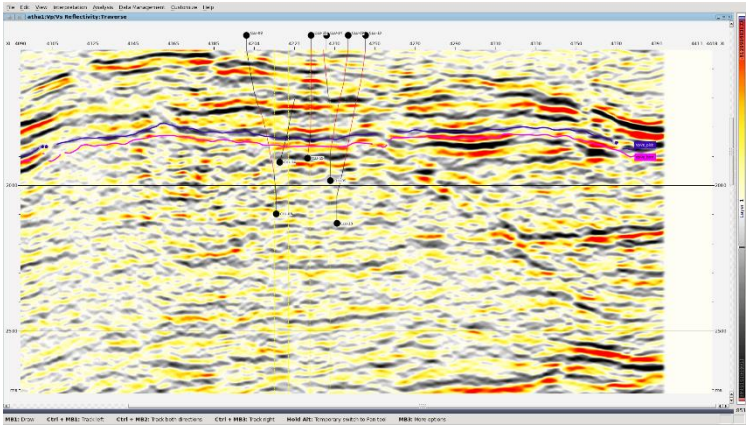
Ekstraksi *wavelet* merupakan tahapan penting. *Wavele*t ini nantinya digunakan sebagai input pada proses inversi. Seperti yang terlihat pada gambar 3.22 *wavelet* di ekstrak dari salah satu sumur yang dianggap bagus dalam merepresentasikan penampang seismik.



Gambar 3. 22 *Wavelet* yang di ekstraksi sebagai *input* pada proses inversi

3.5.9 *Picking* Litologi pada Volume Reflektivitas

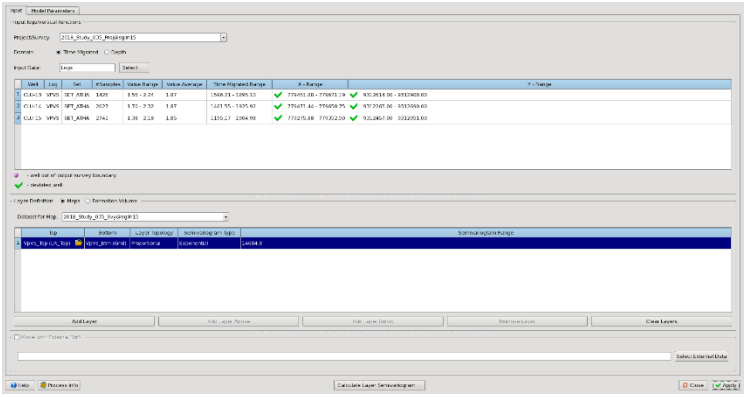
Setelah volume reflektivitas terbentuk untuk masing-masing paramater elastik sensitif maka dilakukan *picking* pada marker target yaitu Z-2260 di masing-masing penampang reflektivitas lamda-rho dan Vp/Vs. *Picking* ini dilakukan untuk digunakan sebagai *marker* target pada saat *mapping slicing* hasil inversi ditunjukkan oleh gambar 3.23



Gambar 3. 23 *Picking* reflektivitas Vp/Vs pada *traverse*

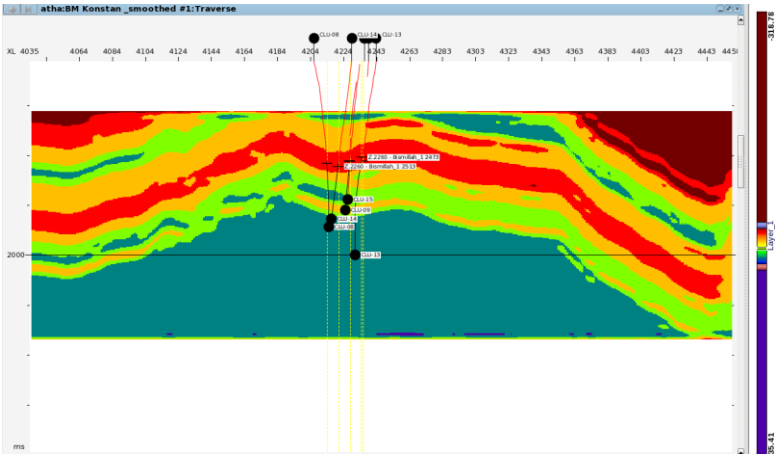
3.5.9 *Background Model* Inversi

Tahap awal sebelum inversi adalah dengan membuat model awal kecepatan dari data sumur yang diinterpolasikan mengikuti pola bentuk horizon yang telah di-picking sebelumnya.(Dezulfakar dkk., 2016). Pembuatan *background model* (BM) dilakukan dengan menginputkan hasil *grid picking top* dan *bottom* pada penampang reflektivitas. Diinputkan juga log parameter elastik masing-masing sumur. Proses pembuatan BM terlihat pada gambar 3.24

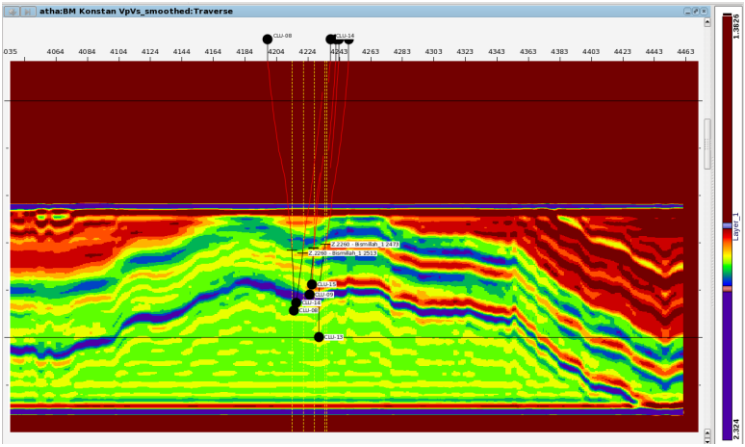


Gambar 3. 24 *Window input* pembuatan *background model* inversi

Penampang *background* model ini merupakan kontrol sumur atau kontrol kedalaman yang digunakan dalam input pada hasil inversi nantinya. Hasil penampang *background* model pra-inversi parameter Lamda-Rho ditunjukkan oleh gambar 3.25 sedangkan untuk parameter Vp/Vs ditunjukkan oleh gambar 3.26.

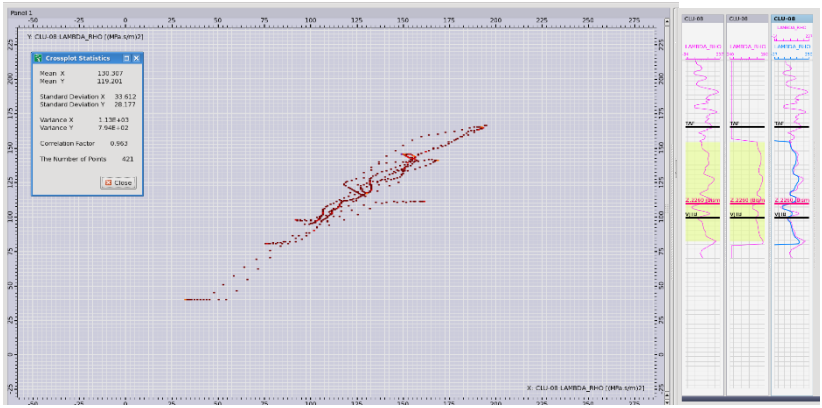


Gambar 3. 25 *Background* model inversi Lamda-Rho

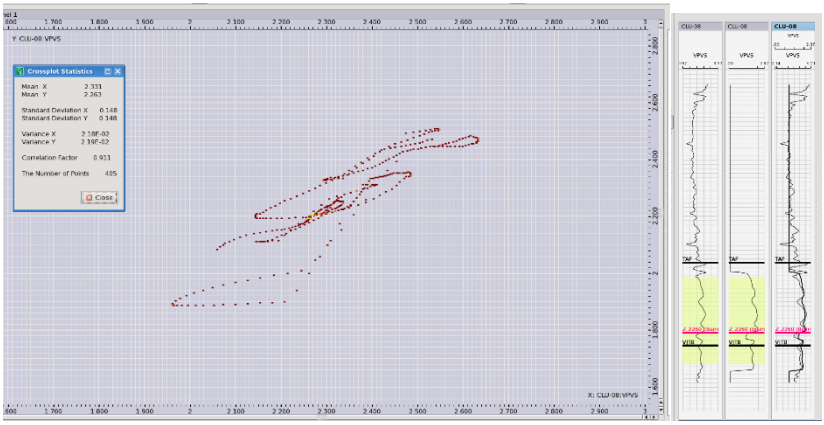


Gambar 3. 26 *Background* model inversi Vp/Vs

Untuk mengetahui kualitas hasil dari *background* model, maka dilakukan *quality control* dengan melihat *crossplot* korelasi antara data log sumur dengan ektraksi data log pada *background* model. Nilai korelasi yang semakin besar menunjukkan bahwa kualitas *background* model yang akan digunakan pada proses inversi adalah baik.



Gambar 3. 27 Korelasi Silang antara Log Sumur dengan *Background* Model Lamda-Rho



Gambar 3. 28 Korelasi Silang antara Log Sumur dengan *Background* Model Vp/Vs

Terlihat dari gambar 3.27 dan gambar 3.28 bahwa nilai korelasi masing-masing *background* model lamda-rho dan Vp/Vs adalah 0.96 dan 0.91, maka dari itu bisa dikatakan bahwa hasil *background* model sudah sangat baik untuk bisa dimasukkan dalam proses inversi.

BAB IV
HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Analisa Zona Target

Zona target penelitian berada pada formasi talang akar Berdasarkan analisis zona target Z-2260 , didapatkan ketebalan *sand* yang diindikasikan terdapat hidrokarbon yang paling tebal adalah 17.11 m yang berada pada sumur CLU-15 dan target yang paling tipis berada pada sumur CLU-13 yang memiliki ketebalan *sand* hanya sebesar 5.935 m seperti yang terlihat pada tabel 4.1.

Tabel 4. 1 Analisa Zona Target

Sumur	***Depth (m)***	***Thickness***	***Sand Thickness***
CLU-8	2257.14-2275.324	18.184	14.171
CLU-9	2257.134-2273.538	16.404	15.347
CLU-13	2270.084-2277.704	7.62	7.62
CLU-14	2274.225-2289.918	15.693	15.693
CLU-15	2264.038-2281.553	17.515	17.515

4.2 Hasil Analisa *Tuning Thickness*

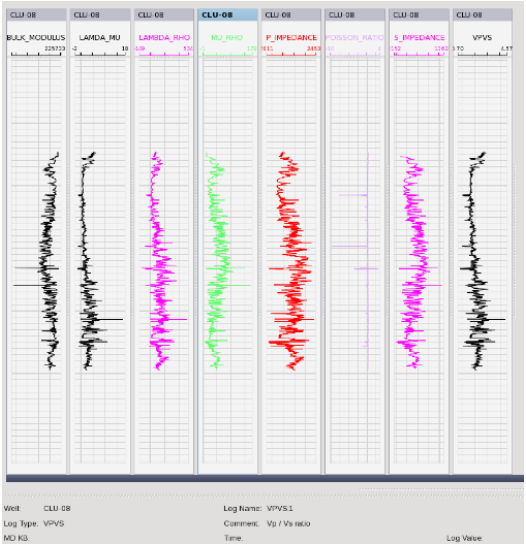
Berdasarkan tabel 4.2 didapatkan bahwa ketebalan *sand* yang diindikasikan terdapat hidrokarbon yang paling tebal adalah 17.11 m. Karena ketebalan minimal yang dapat teresolusi oleh data seismik adalah 30.78 m , maka beberapa perlapisan *sand* dan *shale* pada seluruh zona target diasumsikan menjadi satu paket zona dominan sand yang berisi hidrokarbon agar dapat teresolusi oleh seismik

Tabel 4. 2 Tabel analisa Tuning Thickness

Sumur	**V-Int (m/s)**	**Frekuensi Dominan (hz)**	**λ (m)**	**Tuning Thickness (m)**
CLU-8	4259.95	18	236.66	59.17
CLU-9	3480.64	18	193.37	48.34
CLU-13	3497.174	18	194.3	48.57
CLU-14	3700.688	18	205.59	51.398
CLU-15	3650.665	18	202.815	50.7

4.3 Hasil Log Turunan

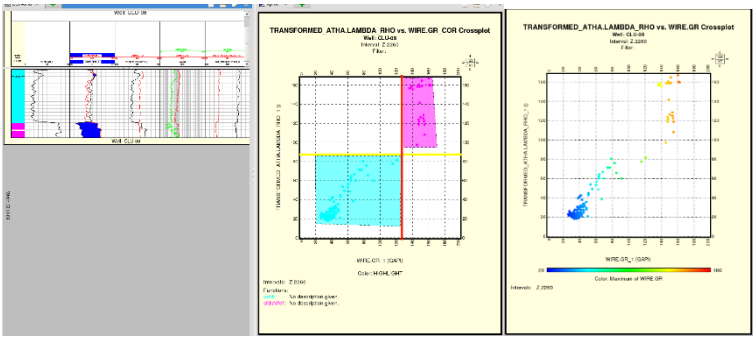
Pembuatan log turunan sebagai parameter elastik batuan dilakukan berdasarkan data log dasar khususnya data log Vp, Vs, dan Density. Pada penelitian kali ini diturunkan beberapa log yaitu *P-Impedance, S-Impedance, Lamda-Rho, Mu-Rho, Lamda-Mu, Vp/Vs, Poisson Ratio, dan Bulk-Modulus*. *Layout* hasil log turunan bisa dilihat pada gambar 4.1



Gambar 4. 1 Hasil Log Turunan yang digunakan pada penelitian ini

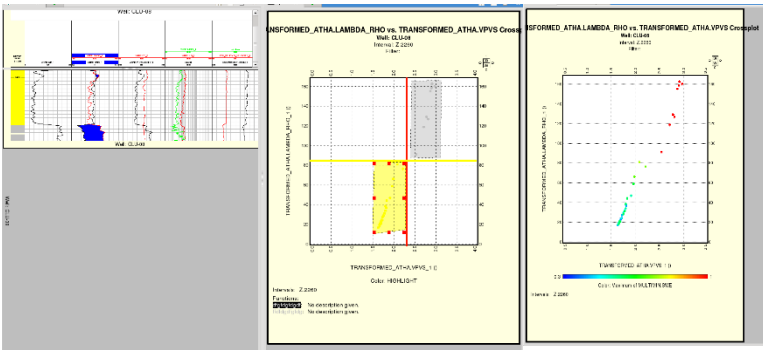
4.4 Analisa Sensitivitas Sumur

Analisa *crossplot* merupakan cara yang paling baik dalam menentukan parameter sensitif untuk memisahkan litologi maupun fluida. Dalam proses analisa sensitivitas ini dilakukan beberapa *crossplot* beberapa parameter elastik yang umumnya digunakan dalam memisahkan litologi maupun *fluida*. Pada analisa sensitivitas ini didapatkan bahwa parameter elastik yang paling sensitif untuk memisahkan litologi batupasir dan *shale* adalah *Lamda-Rho* dengan nilai *cut-off sand* antara 20 -80 Gpa*g/cc (*Highlight* biru). Seperti yang bisa dilihat pada gambar 4.2 bahwa litologi *sand* dan *shale* dapat dengan baik dipisahkan menggunakan parameter *Lamda-Rho*.



Gambar 4. 2 Hasil *Crossplot* dan *Cross Section Log Gr Vs Lamda-Rho*

Kemudian untuk mencari parameter elastis yang dapat memisahkan *fluida* hidrokarbon dan non-hidrokarbon, dilakukan *crossplot lamda-rho* dengan semua parameter elastik lain dan didapatkan bahwa rasio Vp/Vs merupakan parameter yang paling sensitif untuk memisahkan antara *fluida* hidrokarbon (*Highlight* abu-abu) dan non-hidrokarbon (*highlight* kuning) . Seperti yang terlihat pada gambar 4.3 terlihat bahwa nilai *cut-off* Reservoir hidrokarbon Vp/Vs sebesar 1.5-1.7.



Gambar 4. 3 Hasil *Crossplot* dan *Cross Section Log Lamda-Rho Vs Vp/Vs*

4.4 Hasil analisa Sudut Tan χ

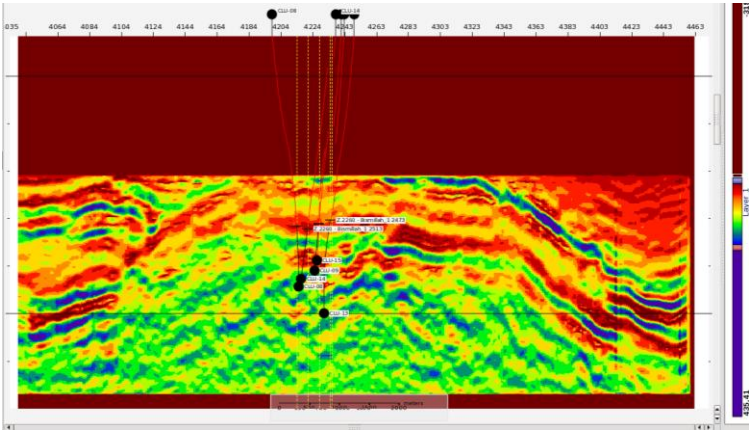
Setetah dilakukan analisa sudut EEI dari berbagai sumur yang digunakan pada penelitian ini, maka didapatkan sudut EEI yang memiliki nilai korelasi terbaik untuk tiap sumur. Log EEI dibuat menggunakan persamaan dari *Whitcombe (2002)* dengan memasukkan sudut yang dianggap memiliki korelasi terbaik. Terlihat dari tabel 4.3 bahwa didapatkan sudut Tan χ untuk parameter *Lamdha-Rho* yaitu (19^0) dengan koefisien korelasi rata-rata di tiap sumur sebesar 0.9 dan sudut Tan χ untuk parameter *Vp/Vs* didapatkan sudut (33^0) dengan koefisien korelasi rata-rata di tiap sumur sebesar 0.9.

Dari semua sudut EEI yang paling ditentukan hanya satu sudut dengan korelasi terbaik yang dapat mewakili setiap sumur yaitu sudut 19^0 untuk parameter lamda-rho dan sudut 33^0 untuk parameter Vp/Vs.

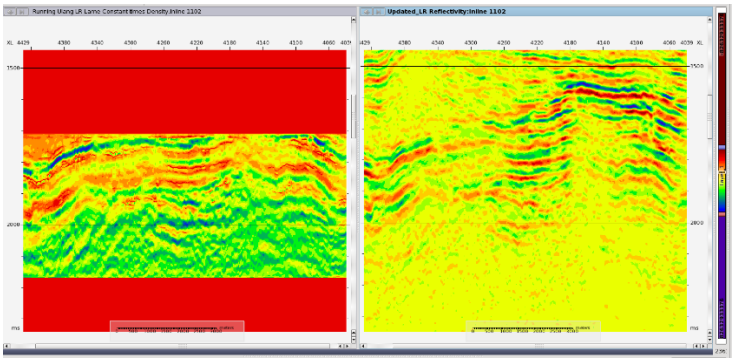
Tabel 4. 3 Nilai Korelasi Sudut Terbaik EEI

Sumur	Nilai Korelasi Sudut Tan χ	
	19^0 (Lamda-Rho)	33^0 (Vp/Vs)
CLU-8	0.9932	0.9953
CLU-9	0.9727	0.964
CLU-13	0.981	0.9921
CLU-14	0.994	0.98
CLU-15	0.9671	0.9438

4.6 Hasil dan Analisis Inversi

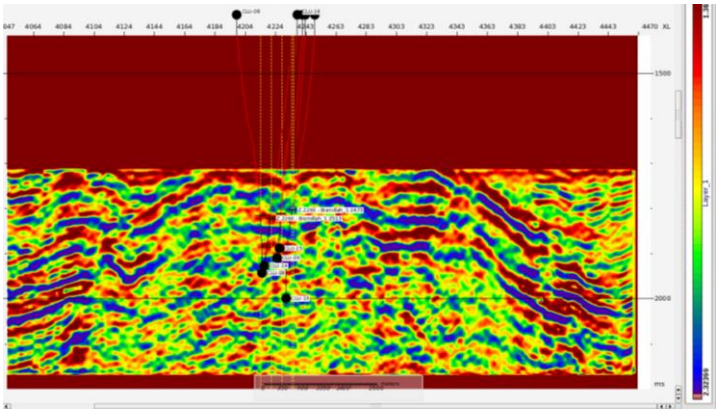


Gambar 4. 4 Hasil Inversi Lamda-Rho

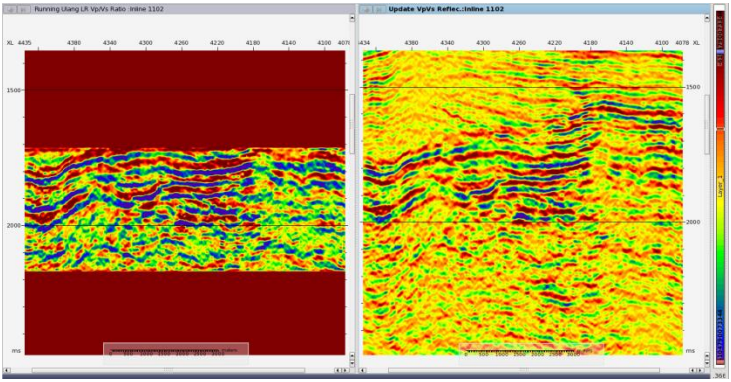


Gambar 4. 5 Hasil Inversi Lamda-Rho dan Volume Reflektivitas

Hasil inversi merupakan hasil inversi model based. Terlihat dari gambar 4.4 penampang hasil inversi lamda-rho dan data seismic reflectivity bahwa hasil inversi tersebut memperlihatkan kemiripan dengan dari data reflectivitas seismik . Terlihat pada gambar 4.5 bahwa hasil inversi menunjukkan hubungan ketika amplitudo negatif, pada hasil inversi terlihat perubahan impedansi lamda rho dari rendah ke tinggi. Begitu juga pada penampang inversi Vp/Vs yang ditunjukkan oleh gambar 4.6 . Ini menunjukkan korelasi yang baik antara penampang inversi dengan reflektivitas seismik terlihat dari kemiripan penampangnya pada gambar 4.7.

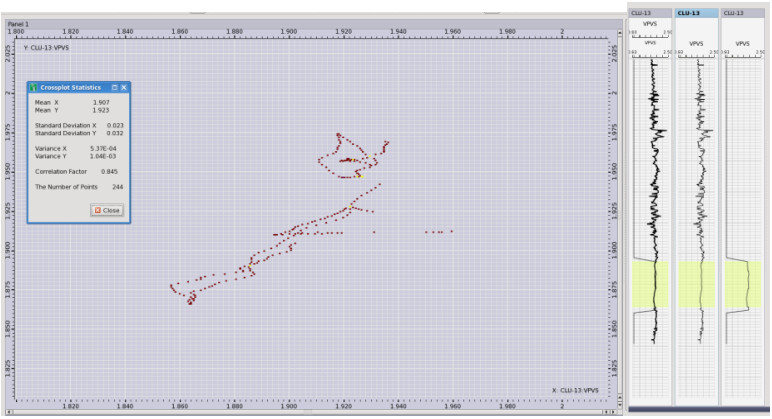


Gambar 4. 6 Hasil Inversi Vp/Vs

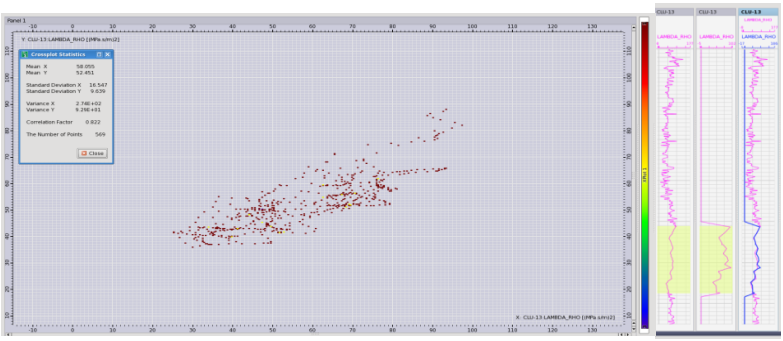


Gambar 4. 7 Hasil Inversi Vp/Vs dan Volume Reflektivitas

Validasi Hasil inversi tersebut juga dilakukan dengan melakukan korelasi silang antara hasil inversi dengan log sumur dengan cara meng-ekstrak log sepanjang penampang hasil inversi. Hasil korelasi silang menunjukkan korelasi yang baik antara penampang inversi dengan data *log* sumur, hal ini ditunjukkan nilai korelasi yang semakin mendekati 1 . Seperti terlihat pada gambar 4.8 dan 4.9 maka nilai korelasi memiliki nilai 0.8 untuk hasil inversi parameter elastik lamda-rho dan 0.8 untuk nilai koefisien korelasi pada parameter elastik Vp/Vs. Maka dari itu hasil inversi ini merupakan hasil inversi yang baik untuk diinterpretasikan lebih lanjut.

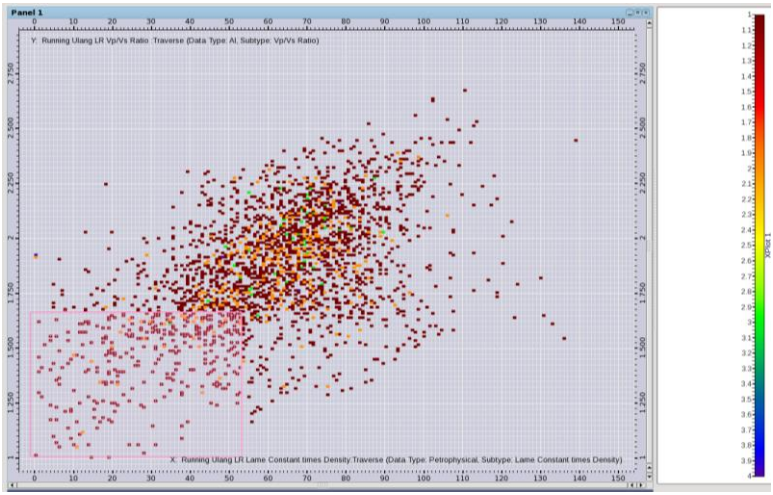


Gambar 4. 8 Hasil Korelasi silang antara Log Sumur dengan Log Ekstrak hasil inversi Lamda-rho

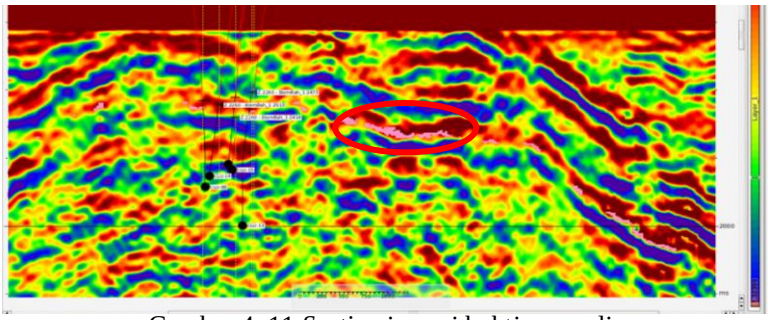


Gambar 4. 9 Hasil Korelasi silang antara *Log* Sumur dengan *Log* Ekstrak hasil inversi Vp/Vs

Sebagai dugaan awal pencarian bukti anomali reservoir dari hasil inversi maka dilakukan korelasi silang antara hasil inversi Lamda-Rho dengan penampang hasil inversi Vp/Vs. Pada hasil analisa sensitivitas sebelumnya telah ditentukan nilai *cut off* dalam penentuan diskriminasi antara batu pasir dan serpih pada parameter sensitif lamda-rho dan *cut off* penentuan diskriminasi antara fluida hidrokarbon dan air. Dan didapatkan nilai *cut off* lamda-rho untuk batu pasir adalah 20-80 Gpa*g/cc sedangkan nilai cut-off Vp/Vs untuk fluida hidrokarbon adalah 1.5-1.7. Maka dilakukan *highlight* pada nilai korelasi silang sesuai nilai *cut off* untuk memperlihatkan anomali sebaran reservoir batu pasir seperti yang terlihat pada gambar 4. 10.



Gambar 4. 10 Hasil Korelasi silang hasil inversi



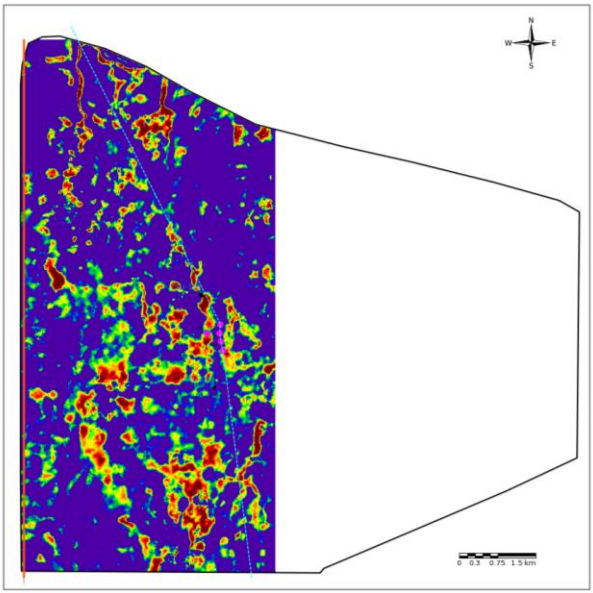
Gambar 4. 11 *Section* inversi bukti anomali

Terlihat dari gambar 4.11 penampang hasil inversi bahwa anomali sebaran reservoir ditandai dengan warna ungu pada penampang hasil inversi. Hal ini menunjukkan bagian target dianggap reservoir batu pasir. Untuk selanjutnya dilakukan analisa persebaran

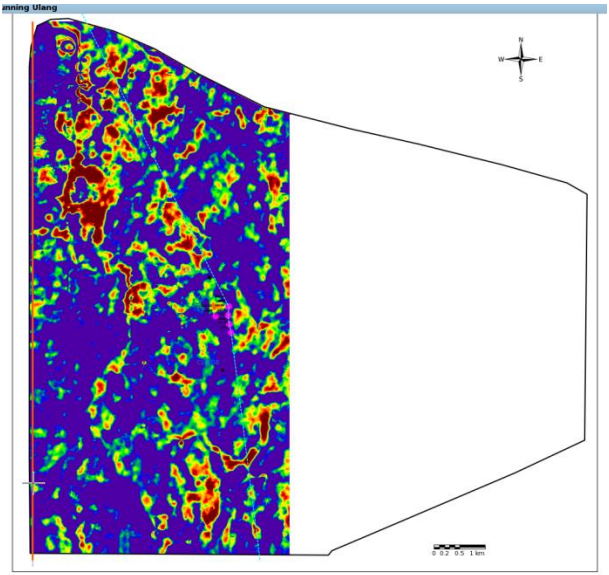
reservoir batu pasir dilakukan pada penampang slicing masing-masing inversi lamda-rho dan Vp/Vs .

4.7 Analisis Persebaran Reservoir Hidrokarbon

Penggambaran persebaran reservoir tersaturasi hidrokarbon dilakukan dengan melihat nilai *cut-off* parameter elastik lamda-rho antara dibawah 50 untuk zona yang menggambarkan batu pasir dan nilai *cut off* 1.5-1.7 untuk zona yang menggambarkan zona saturasi air rendah pada penampang hasi inversi. Hasil slicing inversi Lamdha-Rho terlihat pada gambar 4. 12 sedangkan untuk slicing hasil inversi Vp/Vs terlihat pada gambar 4.13.



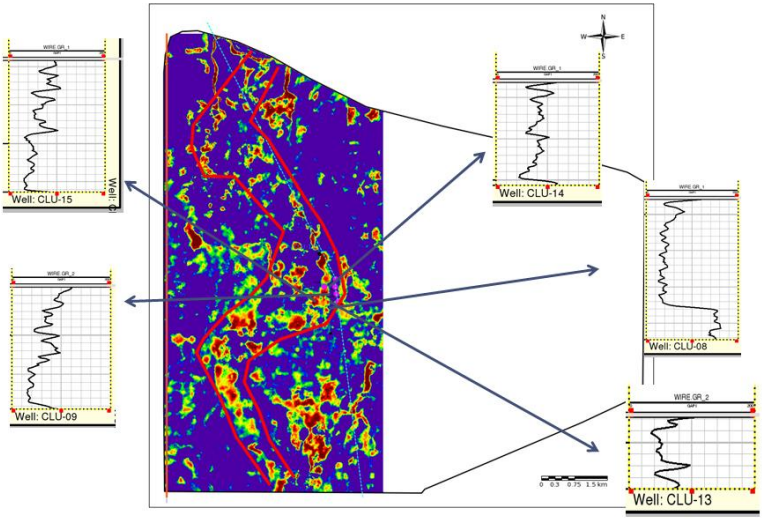
Gambar 4. 12 Penampang *Slicing* hasil inversi Lamda-Rho



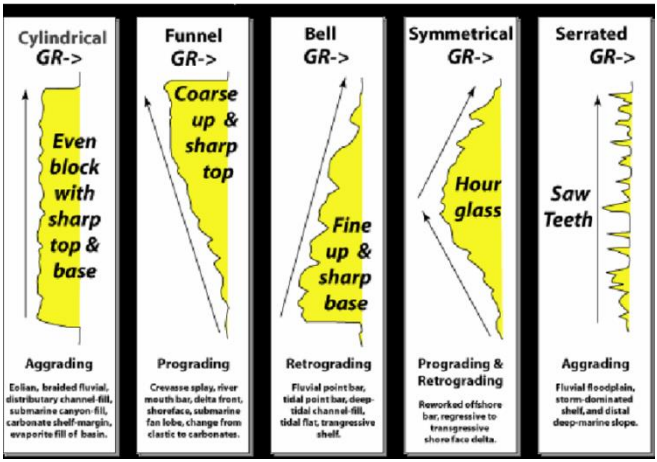
Gambar 4. 13 Penampang Slicing hasil inversi Vp/Vs

Hasil slicing lamda-rho yang sensitif untuk mendiskriminasi zona batu pasir memperlihatkan pola *channel* pada persebaran *sand* yang bentukannya seperti jalur sungai. Arah persebaran ini bisa terlihat mulai dari Selatan menuju Utara melalui zona sumur daerah penelitian. Kenampakan ini didukung dengan respon gamma ray dari sumur yang terlewati memperlihatkan pola *cylindrical* dimana menurut (Kendall, 2003) respon gamma ray *cylindrical* memperlihatkan berhubungan dengan *facies* pengendapan pada *channel* terlihat oleh gambar 4.15.

Interpretasi yang dapat diberikan bahwa reservoir daerah penelitian adalah berupa *distributary channel* seperti terlihat pada gambar 4.14 yaitu hasil pengendapan *fluvial dominated delta*. Hal ini didukung dengan data geologi regional penelitian yang diketahui bahwa daerah kajian berada pada perubahan dari lingkungan darat ke laut.

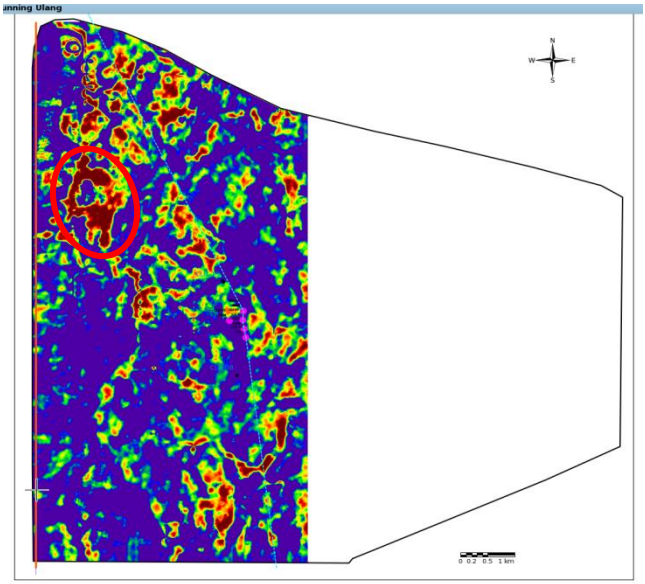


Gambar 4. 14 Interpretasi Persebaran Reservoir pada penampang inversi Lamda-rho



Gambar 4. 15 Respon gamma ray terhadap variasi ukuran butir dan tipe-tipe lingkungan pengendapannya (Kendall, 2003)

Hampir sama dengan pola zona batupasir, pola persebaran zona batu pasir tersaturasi hidrokarbon dapat terlihat pada peta *slicing* hasil inversi Vp/Vs dimana persebarannya meliputi bagian Selatan daerah penelitian hingga Utara. Pola persebaran ini terdapat baik pada daerah tinggian maupun rendahan peta struktur kedalamannya dan daerah yang di prediksi memiliki potensi hidrokarbon besar ditandai dengan lingkaran merah pada gambar 4.16.



Gambar 4. 16 Interpretasi Persebaran Reservoir pada penampang inversi Vp/Vs

BAB V
KESIMPULAN DAN SARAN

5.1 Kesimpulan

Kesimpulan yang dapat diperoleh dari hasil pengolahan data dan analisis pada Lapangan "AFR" adalah :

1. Inversi *Extended Elastic Impedance* menggunakan parameter Lamda-Rho dan Vp/Vs dapat mendiskriminasi litologi dan fluida pada lapangan penelitian dengan baik.
2. Parameter elastik Lamda-Rho sensitif untuk mengidentifikasi reservoir batupasir dengan nilai *cut off* 20-80 Gpa*g/cc
3. Parameter elastik Vp/Vs yang sensitif untuk mendiskriminasi fluida hidrokarbon memiliki nilai *cut off* 1.5-1.7 .
4. Sudut pada EEI yang berkorelasi paling tinggi dengan parameter elastik Lamda-Rho bernilai 19^0 dan Sudut yang berkorelasi tinggi dengan parameter elastik Vp/Vs bernilai 33^0 .
5. Persebaran Reservoir batu pasir pada lapangan target penelitian menunjukkan pola *channel* yang mengarah dari Selatan ke Utara.

5.2 Saran

Setelah melakukan penelitian, berikut beberapa saran yang diberikan penulis :

1. Untuk mengetahui kevalidan arah distribusi channel, diperlukan data FMI
2. Diperlukan analisa lebih lanjut seperti analisa dekomposisi spektral untuk mengidentifikasi lapisan tipis karena sumur tidak mencapai nilai *tuning thickness* seismik yang baik.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

DAFTAR PUSTAKA

A.Abdullah (n.d.), *Ilustrasi Prinsip Fermat*. Diambil 17 Maret 2018, dari http://ensiklopediseismik.blogspot.co.id.

B.Russel (1998), *Introduction to Seismic Inversion Methods*, Course Notes Series 02.

Badley, M.. (1985), *Practical Seismic Interpretation*, Prentice Hall.

Bhatia, A.B. dan Singh, R.N. (1986), *Mechanics of Deformable Media*, University of Sussex Press, Bristol.

Connolly, P. (1999), "Elastic impedance", *The Leading Edge*, Vol.18, No.4, hal. 438–452. http://doi.org/10.1190/1.1438307.

Connolly, P. (2010), "Robust Workflows for Seismic Reservoir Characterisation Version 1.2, Presentation", *Sping 2010 SEG DL Tour*, No.April, hal. 1–77.

D.Arpandi dan S.Patmosukismo (1975), "The Cibulakan Formation as One of the Most Prospective Stratigraphic Units in the Northwest Java Basinal Area", *IPA Proceeding. Vol 4th Annual Convention*,.

Dezulfakar, H., Syaifuddin, F. dan Utama, W. (2016), "Inversi Bersama Gelombang Pp dan Ps (Joint Pp and Ps Inversion) Untuk Menganalisa LItologi Reservoir", *Jurnal Geosaintek*, Vol.02. http://doi.org/http://dx.doi.org/10.12962/j25023659.v2i2.

Duffaut, K., Alsos, T., Rognø, H., Al-Najjar, N.F. dan Landrø, M. (2000), "Shear-wave elastic impedance", *The Leading Edge*, Vol.19, No.11, hal. 1222–1229. http://doi.org/10.1190/1.1438510.

Fritz (2008), *Karakterisasi Reservoir Menggunakan Inversi Extended Elastic Impedance : Studi Kasus Pada Lingkungan Delta Sub Cekungan Jambi*, University of Indonesia.

H.Darman dan Sidi, F.H. (2000), *An Outline of The Geology of Indonesia*, Indonesian Association of Geologists.

Hamilton, W. (1979), "Tectonics of the Indonesian Region", *Geological Society of Malaysia*, *Bulletin*, Vol.6, hal. 3–10. http://doi.org/10.1016/0003-6870(73)90259-7.

Hicks, G.J. dan Francis, A.M. (2006), "Extended Elastic Impedance and Its Relation to AVO Crossplotting and Vp / Vs", *Eage*, No.June 2006, hal. 12–15.

Kendall, C. (2003), *Stratigraphy and Sedimentary Basin*, University of South California, South California.

Koesoemadinata, R.P. (1978), *Geologi Minyak dan Gas Bumi*, Penerbit ITB, Bandung.

Noble, R.A. (1997), "Petroleum System of Northwest Java Indonesia", *Proceeding IPA*, hal. 595–600.

P.C.H.Veeken (2007), *Seismic Stratigraphy, Basin Analysis and Reservoir Characterisation. Handbook of Geophysical Exploration*, Elsevier, London.

Pradana, D.R., Lestari, W. dan Syaifuddin, F. (2017), "Analisis Sebaran Litologi Batu Pasir Dakota Menggunakan Metode Seismik Inversi Berbasis Model , Studi Kasus Lapangan Teapot , Wyoming ,", *JURNAL SAINS DAN SENI POMITS*, Vol.6, No.2, hal. 25–28.

Remington, C.H. dan U.Pranyoto (1985), "A hydrocarbon generation analysis in the N.W. Java basin using Lopatin's method", *Proceeding IPA 4th Annual Convention*, Vol.2, hal. 121–141.

S.Budiyani, D.Priambodo, Haksana, B.W. dan P.Sugianto (1991), "Konsep Eksplorasi Untuk Formasi Parigi di Cekungan Jawa Barat Utara", *Makalah IAGI Vol 20th*, hal. 45–67.

S.Sukmono (2002), *Seismic Inversion & AVO Analysis for Reservoir Characterization*, Laboratorium Geofisika Reservoir, Program Studi Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.

Sherif, R.. (1991), *Encyclopedic Dictionary of Exploration Gheophysics, Edisi ketiga*, SEG, Tulsa.

Sinaga, A.B.M. (2017), *Aplikasi inversi extended elastic impedance untuk menganalisis sebaran reservoir hidrokarbon pada*

lapangan " marpaung " tugas akhir, Institut Teknologi Bandung.

Sinclair, S., M.Gresko dan C.Sunia (1995), "Basin Evolution of the Ardjuna Rift System and its Implications for Hydrocarbon Exploration, Offshore Northwest Java, Indonesia.", *IPA Proceedings, 24th .Annual Convention*, hal. 147–162.

Sismanto (2006), *Dasar-Dasar Akuisisi dan Pemrosesan Data Seismik*, Laboratorium Geofisika, Departemen Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.

Sukmono, S. (2001), *Seismik Atribut Untuk Karakteristik Reservoir*, Laboratorium Geofisika Reservoir, Program Studi Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung, Bandung.

Sukmono, S. (1999), *Seismik Stratigrafi*, Departemen Teknik Geofisika Institut Teknologi Bandung, Bandung.

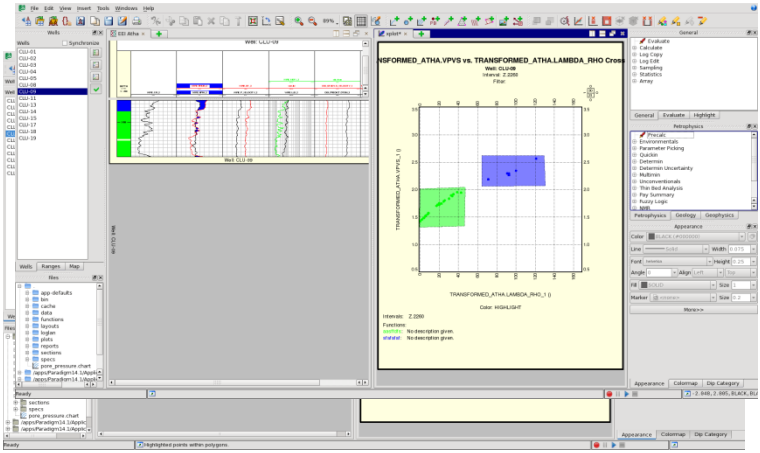
Suyono, K.Sahudi dan Prasetya (2005), *Exploration in West Jawa: Play Concepts in The Past, Present, and Future, Efforts to Maintain Reserves Growth*, Indonesian Petroleum Association, Jakarta.

Telford, W.M., Goldrat, L.P. dan Sheriff, R.P. (1990), *Applied Geophysics 2nd ed*, Cambridge University Pres, Cambridge.

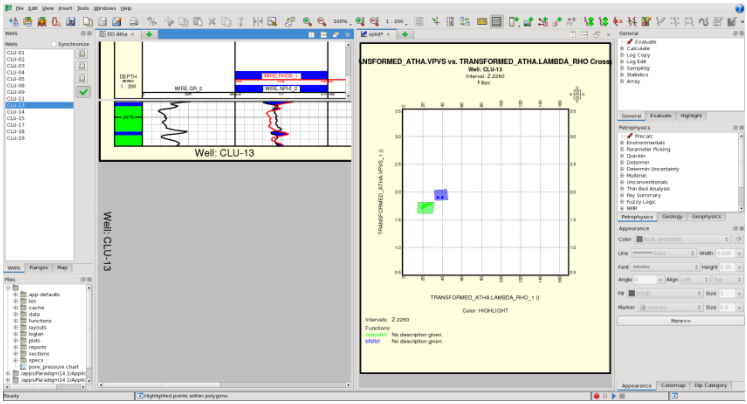
Whitcombe, D.N. (2002), "Elastic impedance normalization", *Geophysics*, Vol.67, No.1, hal. 60–62. http://doi.org/10.1190/1.1451331.

(Halaman ini sengaja dikosongkan)

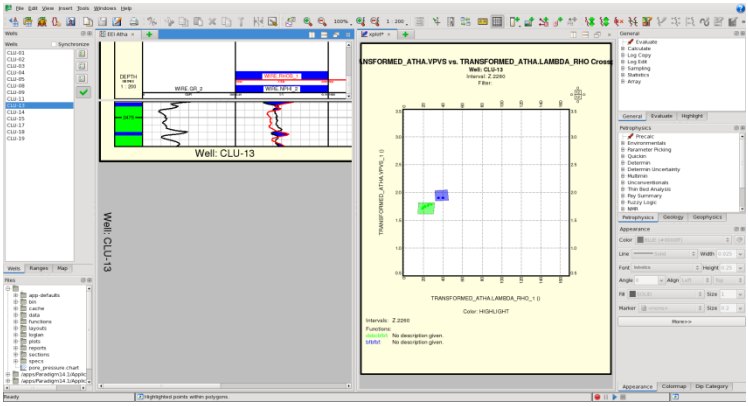
LAMPIRAN



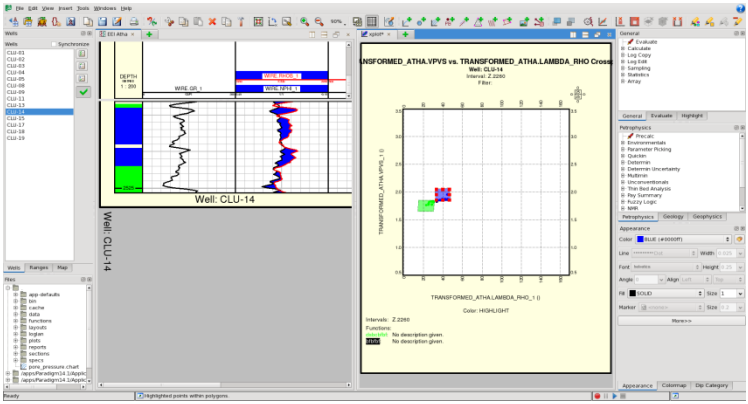
Gambar 1 Analisa Sensitivitas LR Vs Vp/Vs Sumur CLU-8



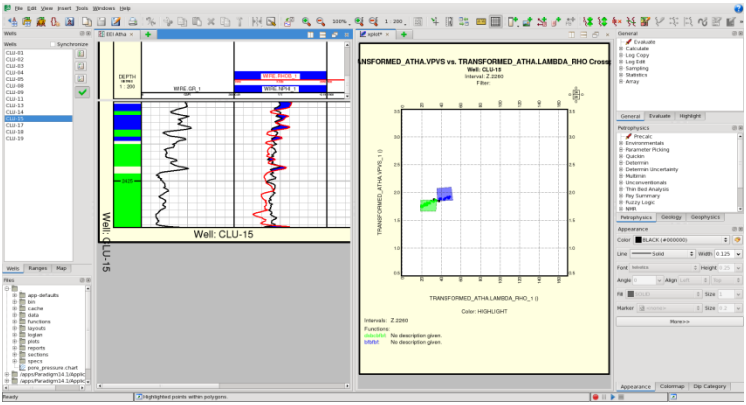
Gambar 2 Analisa Sensitivitas Vp/Vs Sumut CLU-9



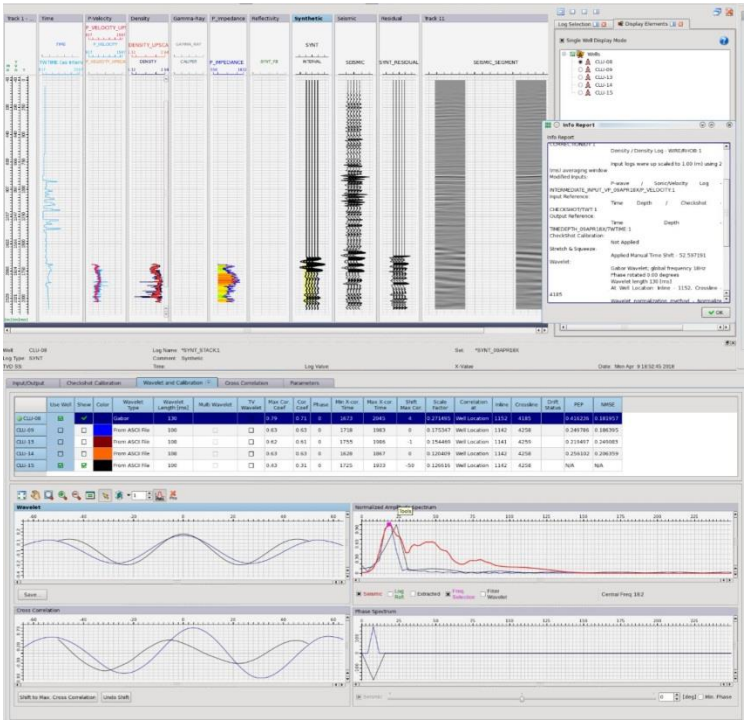
Gambar 3 Analisa Sensitivitas Vp/Vs Sumut CLU-13



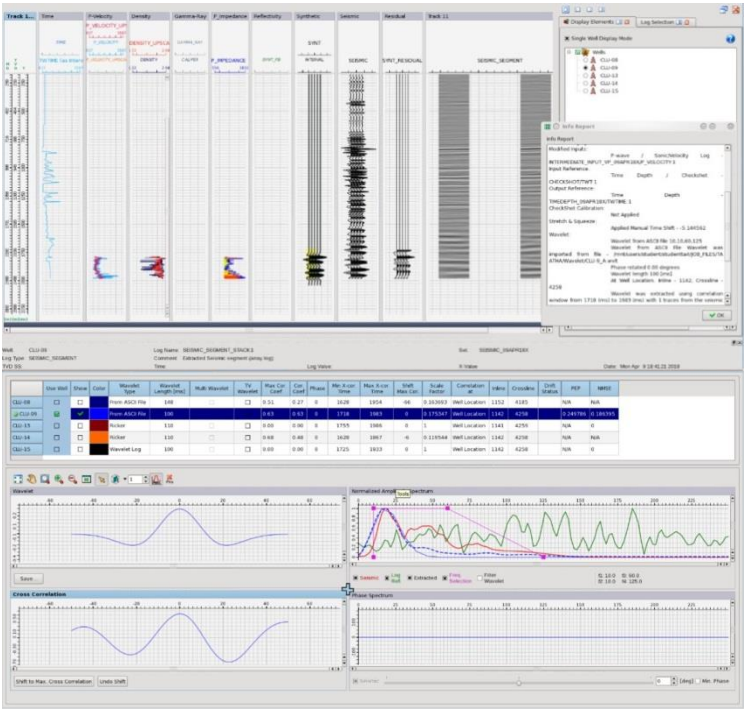
Gambar 4 Analisa Sensitivitas Vp/Vs Sumut CLU-14



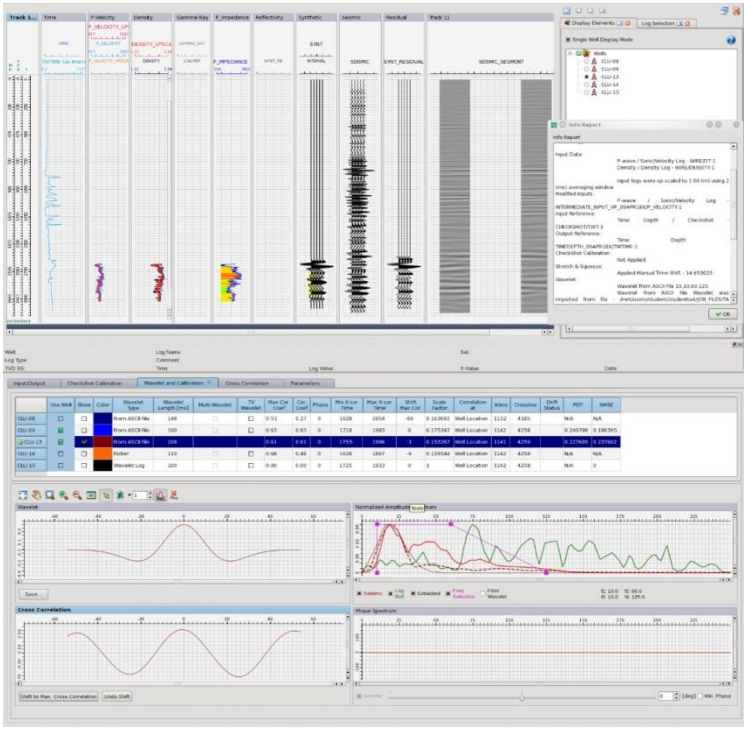
Gambar 5 Analisa Sensitivitas Vp/Vs Sumut CLU-15



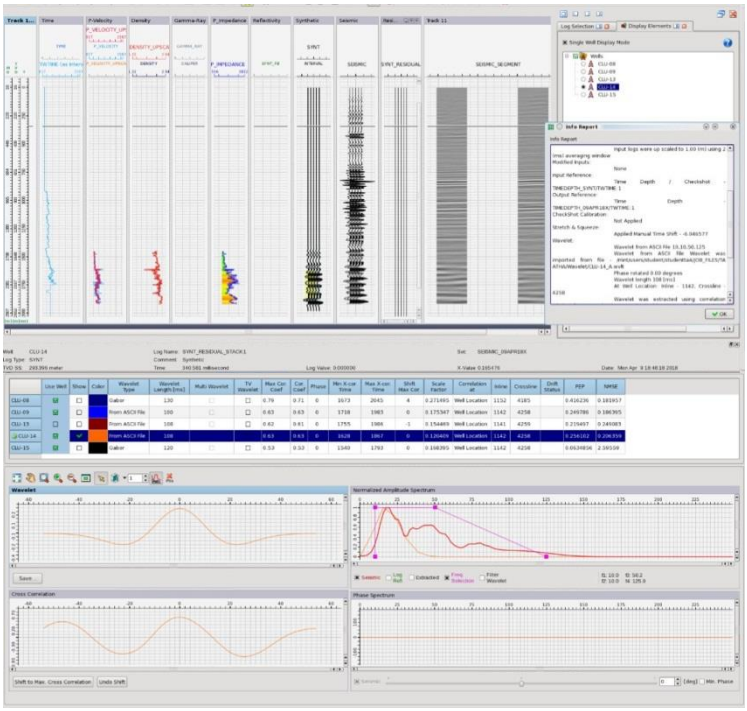
Gambar 6 Hasil Well to Seismic Tie Sumut CLU-8



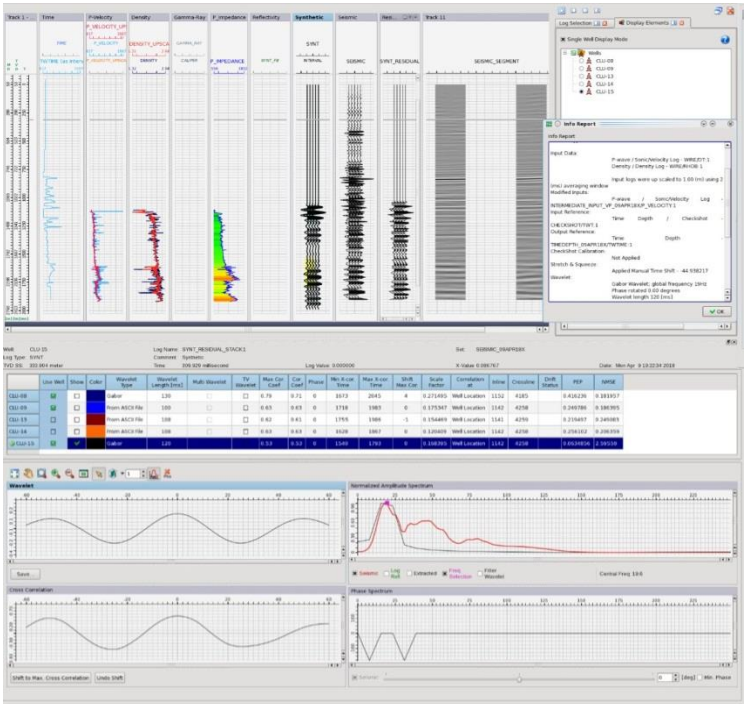
Gambar 7 Hasil Well to Seismic Tie Sumut CLU-9



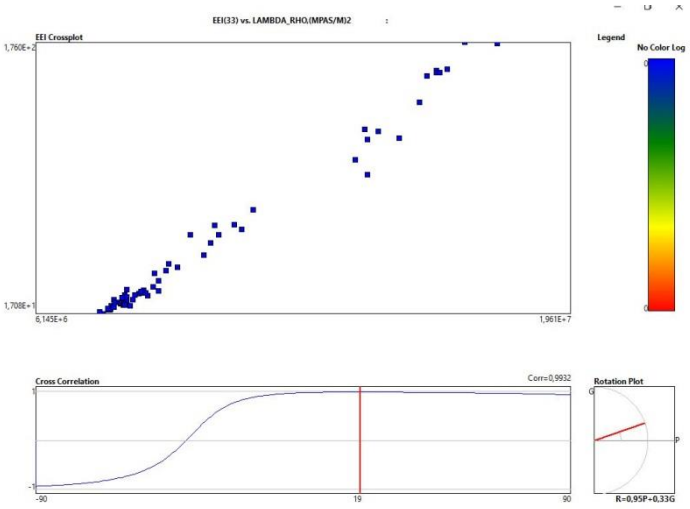
Gambar 8 Hasil Well to Seismic Tie Sumut CLU-13



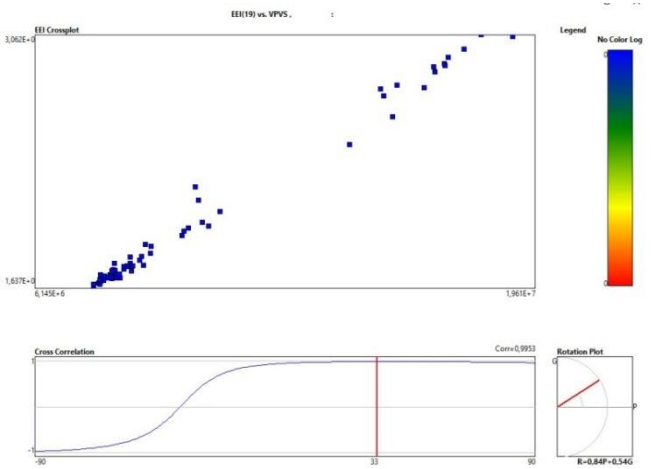
Gambar 9 Hasil Well to Seismic Tie Sumut CLU-14



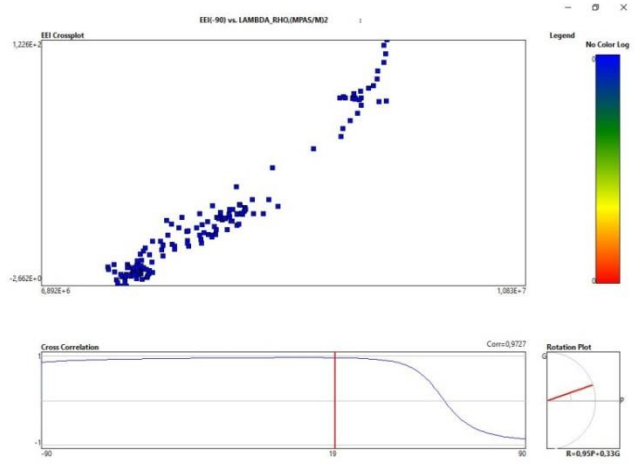
Gambar 10 Hasil Well to Seismic Tie Sumut CLU-15



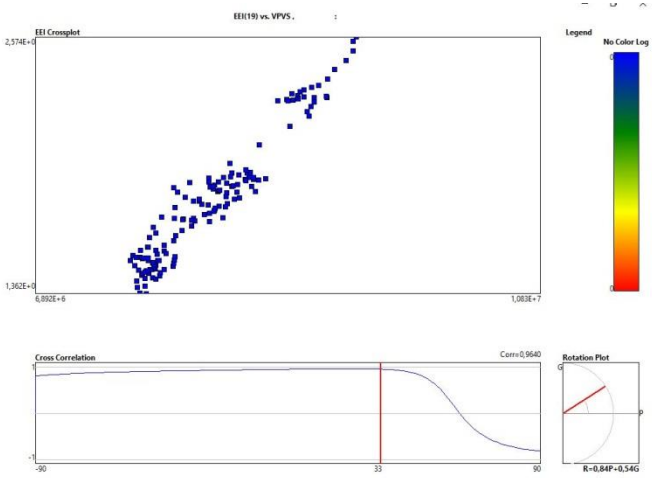
Gambar 11 Korelasi Silang analisa sudut EEI Lamda-Rho pada sumur CLU-8



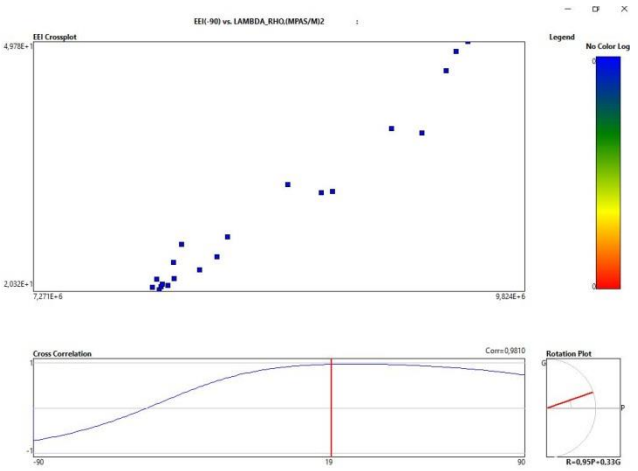
Gambar 12 Korelasi Silang analisa sudut EEI Vp/Vs pada sumur CLU-8



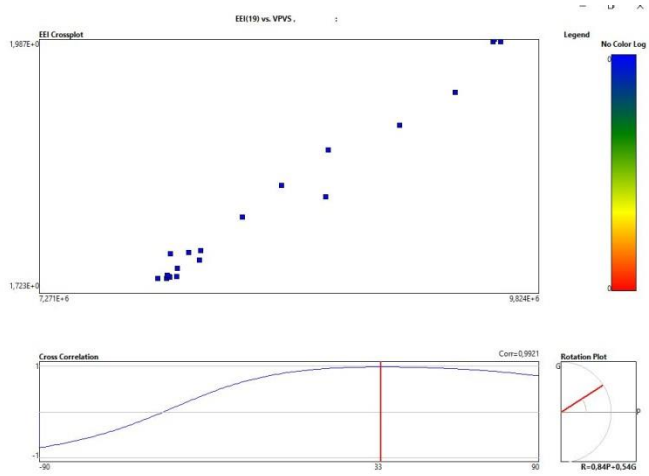
Gambar 13 Korelasi Silang analisa sudut EEI Lamda-Rho pada sumur CLU-9



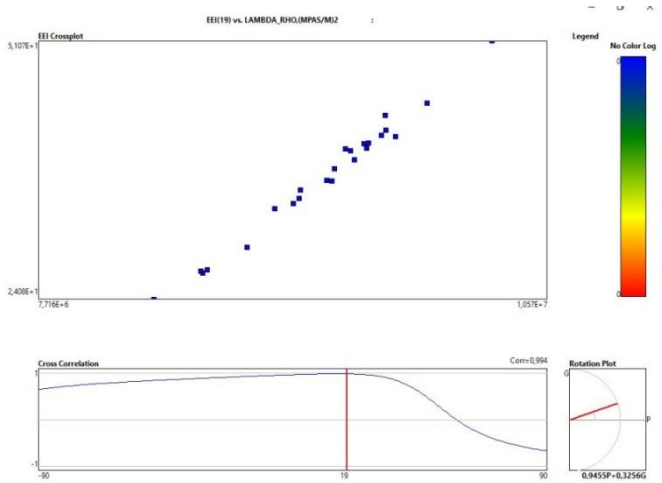
Gambar 14 Korelasi Silang analisa sudut EEI Vp/Vs pada sumur CLU-9



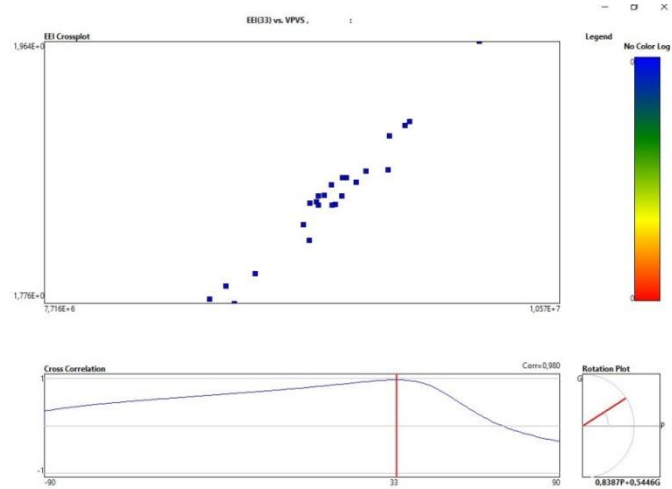
Gambar 15 Korelasi Silang analisa sudut EEI Lamda-Rho pada sumur CLU-13



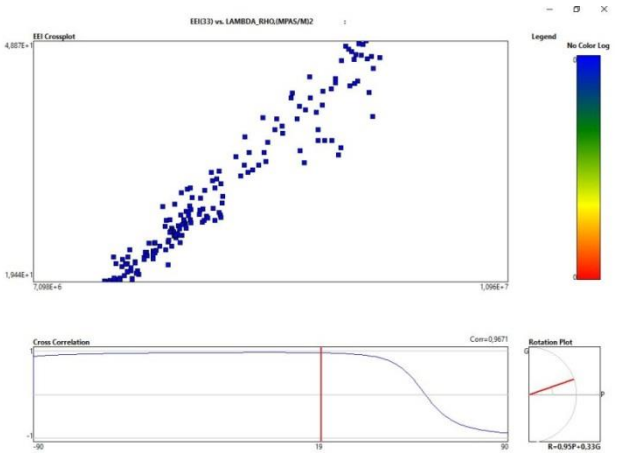
Gambar 16 Korelasi Silang analisa sudut EEI Vp/Vs pada sumur CLU-13



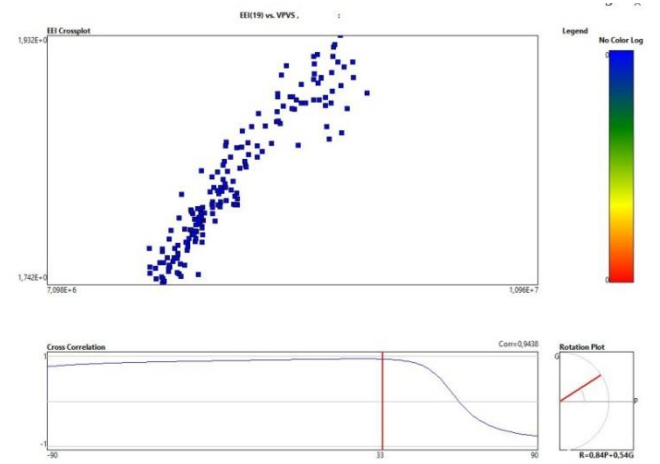
Gambar 17 Korelasi Silang analisa sudut EEI Lamda-Rho pada sumur CLU-14



Gambar 18 Korelasi Silang analisa sudut EEI Vp/Vs pada sumur CLU-14



Gambar 19 Korelasi Silang analisa sudut EEI Lamda-Rho pada sumur CLU-15



Gambar 20 Korelasi Silang analisa sudut EEI Vp/Vs pada sumur CLU-15

PROFIL PENULIS

Atha Fitrah Riyadhi lahir di Semarang, 26 Oktober 1996 dari Pasangan Bapak Suberdi dan Ibu Saniah. Penulis merupakan anak kedua dari 3 bersaudara. Pendidikan formal penulis dimulai di SD Islamic Centre (2002-2008), kemudian melanjutkan sekolah di SMP N 2 Semarang (2008-2011), kemudian SMA 3 Semarang (2011-2014), terakhir penulis melanjutkan pendidikan di Departemen Teknik Geofisika, Institut Teknologi Sepuluh Nopember (ITS) Surabaya. Selama Menjadi mahasiswa di ITS, penulis aktif dalam kegiatan organisasi, diantaranya pernah menjadi staff departemen Hubungan Luar Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika ITS (HMTG ITS) perioda 2015-2016, staff *External Department Society of Exploration Geophysicist ITS Student Chapter* (SEG ITS-SC) perioda 2015/2016, ketua departemen Hubungan Luar Himpunan Mahasiswa Teknik Geofisika ITS (HMTG ITS) perioda 2016-2017. Penulis juga memiliki pengalaman melaksanakan kerja praktek di PT. Jaya Energi Buana dengan topic Prosesing data Seismik 2D dan tugas akhir di PT. Pertamina EP Asset 3 dengan topik Inversi Extended Elastik Impedance (EEI). Jika ingin berdiskusi lebih jauh mengenai tugas akhir ini, dapat menghubungi email: riyadhi.atha@gmail.com.