

**ANALISIS RESERVOAR LITOLOGI BATUPASIR MENGGUNAKAN
METODE INVERSI *EXTEND ELASTIC IMPEDANCE (EEI)* DI
LAPANGAN “PARSAPADANGAN”, CEKUNGAN BARITO,
KALIMANTAN SELATAN**

(Skripsi)

Oleh

ARIANTO FETRUS SILALAH



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2016**

**ANALISIS RESERVOAR LITOLOGI BATUPASIR MENGGUNAKAN
METODE INVERSI *EXTEND ELASTIC IMPEDANCE (EEI)* DI
LAPANGAN “PARSAPADANGAN”, CEKUNGAN BARITO,
KALIMANTAN SELATAN**

Oleh

Arianto Fetrus Silalahi

ABSTRAK

Metode *inversi Extend Ekastic Impedance (EEI)* telah digunakan untuk mengetahui persebaran litologi *sandstone* pada Formasi Tanjung di Lapangan Parsapadangan, Cekungan Barito. Zona target merupakan lapisan *Top C* dan *Top E* dengan guide adalah *Top C* yang berada pada Formasi Tanjung dengan litologi perselingan *sandstone*, *coal* dan *shale*. Hasil analisa sensitifitas menunjukkan bahwa *lamda-rho* dan *VpVs Ratio* sensitif untuk membedakan litologi di lapisan target *Top C* dan *Top E*. *EEI* 46⁰ dapat mensimulasi untuk *VpVs Ratio* dan *EEI* 19⁰ untuk *Lamda-Rho* dengan nilai korelasi masing-masing adalah 0.990937 dan 0.971893. Hasil inversi *EEI* 46⁰ memperlihatkan persebaran litologi *sandstone* pada penampang hasil *EEI* dilapisan *Top Coal* dengan *window* 100ms diatas *horizon Top C* dan 25ms dibawah *horizon*. Hasil inversi *EEI* memperlihatkan persebaran litologi *sandstone* dengan nilai impedansi 0.6 samoi 2 $ms^{-1}gcc^{-1}$. Secara teori sebuah batupasir yang tidak terisi gas akan memiliki nilai rasio *Vp/Vs* sebesar 2.0 (*role of thumb*). Munculnya gas dalam batupasir sekalipun dengan saturasi 10% biasanya akan menurunkan nilai rasio *Vp/Vs* sampai pada kisaran nilai 1.6 s/d 1.75. Dari hasil inversi zona yang diprediksi adalah litologi *sandstone* adalah dengan nilai Impedansi 0.63-2. Secara teori dan hasil Inversi *EEI* memiliki nilai yang hampir mendekati. Akan tetapi, harus ada penelitian selanjutnya untuk mengetahui adanya keberadaan gas dalam batuan tersebut. Oleh karena itu untuk membuktikan adanya keberadaan gas dalam batuan tersebut belum bisa dipastikan karena harus ada penelitian selanjutnya untuk mengetahuinya.

Kata Kunci : *Extend Elastic Impedance (EEI)*, *VpVs Ratio*, *Lamda-Rho*, *window*, *sandstone*, *impedansi*

**RESERVOIR LITHOLOGY SANDSTONE ANALYSIS USING SEISMIC
INVERSION METHOD *EXTEND ELASTIC IMPEDANCE (EEI)*, AT
“PARSAPADANGAN” FIELD, BARITO BASIN, SOUTH BORNEO**

By

ARIANTO FETRUS SILALAH

ABSTRACT

Inversion *Extend Elastic Impedance* has been used to analyze *sandstone* lithology distribution of Tanjung Formation in Parsapadangan Field, Barito Basin. The target zone was *Top C* and *Top E* layer for guide is *Top C* layer which located in Tanjung Formation with lithology sandstone, coal, and shale. Sensitivity analysis showed that *Lamda-Rho* and *Vp/Vs Ratio* are sensitive to discriminate the type lithology in target zone *Top C* and *Top E*. *EEI* 46° could simulate *Vp/Vs Ratio* and *EEI* 19° could simulate *Lamda-Rho* with respectively 0.990937 and 0.971893. *EEI* Inversi result showed *sandstone* lithology distribution with value 0.6 to 2 $ms^{-1}gcc^{-1}$. In theory *sandstone* an unfilled gas would have a ratio value of *Vp/Vs* at 2.0 (role of thumb). Despite the emergence of gas in *sandstones* with 10% saturation will lower the value of the ratio *Vp/Vs* to the range of 1.6 to 1.75. From the result predicted inversion zone, lithology sandstone is the impedance value 0.63-2. In theory and inversion result *EEI* has a value that is almost close. However, there should be further research to determine the presence of gas in *sandstones*. Therefore in order to prove the presence of gas in these *sandstones* can not be ascertained because there should be further research to find out.

Keywords : *Extend Elastic Impedance (EEI), VpVs Ratio, Lamda-Rho, window, sandstone, impedansi*

**ANALISIS RESERVOAR LITOLOGI BATUPASIR MENGGUNAKAN
METODE INVERSI *EXTEND ELASTIC IMPEDANCE (EEI)* DI
LAPANGAN “PARSAPADANGAN”, CEKUNGAN BARITO,
KALIMANTAN SELATAN**

Oleh

ARIANTO FETRUS SILALAH

Skripsi

**Sebagai Salah Satu Syarat untuk Mencapai Gelar
SARJANA TEKNIK**

Pada

**Jurusan Teknik Geofisika
Fakultas Teknik Universitas Lampung**



**FAKULTAS TEKNIK
UNIVERSITAS LAMPUNG
BANDAR LAMPUNG
2016**

Judul Skripsi : **ANALISIS RESERVOAR LITOLOGI
BATUPASIR MENGGUNAKAN METODE
SEISMIK INVERSI *EXTEND ELASTIC
IMPEDANCE (EEI)* DI LAPANGAN
"PARSAPADANGAN", CEKUNGAN BARITO,
KALIMANTAN SELATAN**

Nama Mahasiswa : **Arianto Fetrus Silalahi**

Nomor Pokok Mahasiswa : 1215051008

Program Studi : Teknik Geofisika S-1

Jurusan : Teknik Geofisika

Fakultas : Teknik



MENYETUJUI

1. Komisi Pembimbing

Pembimbing I

Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.
NIP 19700120 200003 1 001

Pembimbing II

Rustadi, S.Si., M.T.
NIP 19720511 199710 1 002

2. Ketua Jurusan Teknik Geofisika

Dr. Ahmad Zaenudin, S.Si., M.T.
NIP 19720928 199903 1 000

MENGESAHKAN

1. Tim Penguji

Ketua

: **Bagus Sapto Mulyatno, S.Si., M.T.**

Sekretaris

: **Rustadi, S.Si., M.T.**

Penguji

Bukan Pembimbing : **Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si.**

2. Dekan Fakultas Teknik

Prof. Drs. Suharno, M.Sc., Ph.D.
NIP 19620717 198703 1 002

Tanggal Lulus Ujian Skripsi : **28 Oktober 2016**

PERNYATAAN

Dengan ini saya menyatakan bahwa dalam skripsi ini tidak terdapat karya yang pernah dilakukan oleh orang lain dan sepanjang pengetahuan saya juga tidak terdapat karya atau pendapat yang ditulis atau diterbitkan oleh orang lain kecuali yang secara tertulis diacu dalam naskah ini sebagaimana disebutkan dalam daftar pustaka. Selain itu saya menyatakan bahwa skripsi ini dibuat oleh saya sendiri.

Apabila pernyataan saya ini tidak benar maka saya bersedia dikenai sanksi sesuai dengan hukum yang berlaku.

Bandar Lampung, 31 Oktober 2016



Arianto Fetrus Silalahi

RIWAYAT HIDUP



Arianto Fetrus Silalahi, lahir di Cianjur pada tanggal 15 November 1993 dari pasangan Bapak Sariman Silalahi dan Ibu Esmi Sitanggang merupakan anak kelima dari 5 saudara, yaitu Sopiyantri Silalahi, Dewi Fitriani Silalahi, Dameria Lestari Silalahi, Erita Ernawati Silalahi.

Penulis mengenyam pendidikan formalnya dimulai tahun 1999 di SDN 1 PASAR SUUK CIANJUR yang diselesaikan pada tahun 2005 selanjutnya di SMP MARDI YUANA CIANJUR dan diselesaikan pada tahun 2008. SMAK 1 BPK PENABUR CIANJUR menjadi sekolah pilihan selanjutnya yang diselesaikan pada tahun 2011, sampai akhirnya pada tahun 2012 penulis tercatat sebagai mahasiswa S1 Teknik Geofisika Fakultas Teknik Universitas Lampung melalui jalur SNMPTN Tulis.

Selama menjadi mahasiswa, penulis terdaftar dan aktif di beberapa Unit Kegiatan Kemahasiswaan, seperti HIMA TG BHUWANA sebagai Anggota Kaderisasi selama periode tahun 2013-2014, dan Anggota Sains dan Teknologi selama periode tahun 2015-2015. BEM FT UNILA sebagai anggota PSDM (Pengembangan Sumber daya Manusia) periode tahun 2013-2015. Penulis juga tercatat sebagai *Staff Human Resources Division* of SEG Student Chapter Lampung pada tahun 2013-2014, *Staff Fieldtrip division* Of SEG Student Chapter

Lampung pada tahun 2014-2015. Prestasi terbaik penulis adalah ketika sebagai *President Of AAPG Student Chapter Lampung* pada Tahun 2014-2015.

Pada 10 Agustus – 9 September 2015 penulis melakukan Kerja Praktek di Pertamina Hulu Energi ONWJ selama 1 bulan dengan judul “Interpretasi Seismik dan Time-Depth Conversion untuk mendapatkan Peta Struktur Kedalaman di Cekungan Jawa Barat Utara. Kemudian penulis melanjutkan melaksanakan Tugas Akhir di Pertamina EP Asset 5 pada tanggal 1 April – 3 Juni 2016 selama 2 bulan. Pada akhirnya skripsi pun dilaksanakan dengan judul “Analisis Reservoir Litologi Batupasir Menggunakan Metode Seismik Inversi Extend Elastic Impedance pada Lapangan “Parsapadangan”, Cekungan Barito, Kalimantan Selatan”.

Ku Persembahkan sebuah karya ini untuk :

**Kedua Orang Tuaku Tersayang
SARIMAN SILALAH
ESMI SITANGGANG
(OP. Ni Si Aloysius)**

*Jeluargaku Tersayang
Sopiyanti Silalahi & Roy Jupiter Sitio (Aloysius
Gonggom Sitio)
Dewi Fitriani Silalahi
Dameria Lestari Silalahi
Erita Ernawati Silalahi & Samuel Siregar
(Adriell Petra Siregar)*

**Sahabat-Sahabat Angkatan 2012 Teknik Geofisika Fakultas
Teknik Universitas Lampung, yang sampai saat ini masih
menjadi nafas penyambung hidup penulis.**

Almamater tercinta – Universitas Lampung

**Semua penyemangat dan inspirasi bagi penulis yang
tidak akan dapat terbalaskan jasanya.**

MOTTO

*Sukses Bukanlah Bagaimana Kita Memulainya Tetapi
Bagaimana Kita Mengakhirinya (Arianto Fetrus
Silalahi)*

**Knowledge is power but action gets things done
(Arianto Fetrus Silalahi)**

**Janganlah kamu serupa dengan dunia ini, tetapi berubahlah
oleh pembaharuan budimu, sehingga kamu dapat
membedakan manakah kehendak Allah: apa yang baik, yang
berkenan kepada Allah dan yang sempurna (Roma 12:2)**

**Jangan takut terhadap apa yang harus engkau derita!
Sesungguhnya iblis akan melemparkan beberapa orang dari
antaramu ke dalam penjara supaya kamu dicobai dan kamu
akan beroleh kesusahan setia sampai mat, dan Aku akan
mengaruniakan kepadamu mahkota kehidupan (Wahyu
2:10)**

**Orang yang memperoleh kemampuan untuk secara penuh mengendalikan
pikirannya dapat memiliki segala sesuatu
yang pantas untuk dia miliki (Albert Einstein)**

**Siapapun yang belum pernah melakukan
kesalahan tidak pernah mencoba sesuatu
yang baru (Albert Einstein)**

KATA PENGANTAR

Puji syukur penulis panjatkan kepada Allah SWT atas segala Rahmat dan Karunia-Nya, sehingga penulis dapat menyelesaikan skripsi dengan judul **“Analisis Reservoir Litologi Batupasir menggunakan Metode Seismik Inversi Extend Elastic Impedance (EEI) pada Cekungan Barito, di Lapangan “Parsapadangan”, Kalimantan Selatan”** ini dapat terselesaikan dengan baik dan sebagai salah satu syarat bagi penulis untuk menyelesaikan studi pada Jurusan Teknik Geofisika Fakultas Teknik Universitas Lampung.

Penulis menyadari bahwa skripsi ini masih terdapat kekurangannya dan jauh dari sempurna. Oleh karena itu, diperlukan saran dan kritik yang dapat membangun untuk perbaikan ke depannya. Semoga skripsi ini dapat bermanfaat untuk pembaca dan dapat menjadi referensi untuk penulisan selanjutnya.

Bandar Lampung, 1 November 2016

Arianto Petrus Silalahi

SANWACANA

Segala puji dan syukur kehadiran Allah SWT, tiada sekutu bagi-Nya, serta tiada daya dan upaya melainkan atas kehendak-Nya, berkat petunjuk-Nya lah skripsi ini dapat diselesaikan dan semoga shalawat senantiasa tercurah kepada Nabi Muhammad SAW, keluarga, sahabat, dan umatnya. Aamiin.

Penelitian dalam skripsi ini dilakukan di Pertamina EP Asset 5 dengan judul **Analisis Reservoir Litologi Batupasir menggunakan Metode Seismik Inversi Extend Elastic Impedance (EEI) pada Cekungan Barito, di Lapangan “Parsapadangan”, Kalimantan Selatan**. Dalam penyusunan skripsi ini begitu banyak suka dan duka yang dihadapi oleh penulis, Oleh karena itu, penulis mengucapkan terima kasih yang kepada:

1. Tuhan Yang Maha Esa yang telah memberikan kesempatan dan kesehatan selama ini sehingga saya dapat melaksanakan Tugas Akhir.
2. Kedua Orang tua saya tercinta Bapak Sariman Silalahi dan Ibu Esmi Sitanggang, serta Kakak dan Keluarga saya Sopiyanthi Silalahi dengan Suaminya Roy Jupiter Sitio dan Anaknya Aloysius Gonggom Sitio, Dewi Firiani Silalahi, Dameria Lestari Silalahi, Erita Ernawati Silalahi dengan Suaminya Samuel Siregar dan Anaknya Adriel Petra Siregar yang menjadi semangat dan motivasi saya untuk selalu menjalankan kewajiban kuliah ini hingga sekarang ini.

3. Bpk, Dr. Ahmad Zaenudin S.Si, M.T. selaku Ketua Jurusan Teknik Geofisika, Fakultas Teknik, Universitas Lampung.
4. Pertamina EP Asset 5 sebagai institusi yang telah memberi kesempatan untuk melaksanakan Tugas Akhir.
5. Bapak Sendri Widiyanto dan Bapak Rizky Harun selaku pembimbing di Pertamina EP Asset 5 yang telah memberikan sangat banyak ilmu, saran dan bimbingan hingga terselesaikannya Tugas Akhir ini.
6. Bapak Bagus Sapto Mulyatno, S.Si, M.T. selaku dosen pembimbing 1 Tugas Akhir yang selalu memberikan ilmunya dan bimbingannya.
7. Bapak Rustadi, S.Si., M.T. Sebagai pembimbing akademik dan sekaligus menjadi Pembimbing 2 dalam Tugas Akhir ini yang telah banyak membimbing, memberikan arahan penulis selama masa perkuliahan.
8. Bapak Dr. Ordas Dewanto, S.Si., M.Si. sebagai Penguji dalam Tugas Akhir.
9. Ibu Tri Handayani serta semua karyawan di Pertamina EP Asset 5 yang selalu memberikan ilmu dan pengalaman yang berharga.
10. Edo Pratama sahabat seperjuangan dalam suka dan duka selama KP di Pertamina Hulu Energi ONWJ dan Tugas Akhir di Pertamina EP Asset 5.
11. Teman dan Sahabat saya Formalin yaitu Aldo, Edo, Kevin, Esha, Irwansyah, Hilman, Jordy, Onoy, Dimastya, Ghifari dan Agung di tempat perantauan yang luar biasa serta sahabat tempat berbagi cerita suka, duka, canda dan tawa.
12. Anita Octavia Gultom yang telah memberikan semangat, motivasi dan berbagai ilmunya.

13. Teman- teman seperjuangan dan berbagi pengalaman selama melaksanakan Tugas Akhir di Pertamina EP Asset 5 yaitu Argya, Arif, Asa, Toro, Elga, Fachrizal, Faris, Dani, Hilal, Khansa, Lovita, dan Bang Doli..
14. Teman-Teman seperjuangan semasa menjalani kuliah di Teknik Geofisika Universitas Lampung Angkatan 2012, Para pejantan tangguh Bari, Agus, Ghifari, Legowo, Andre, Ari, Bagas, Beny, Carta, Deddi Adrian, Dedi Yuliansyah, Dimas Suen, Onoy, Esha, Ferry, Hilman, Irfan, Irwan, Jordy, Kukuh, Dimastya, Kevin, Made, Anta, Aldo, Rival, Gata, Ucok, Sigit, Sule, Virgi, Zulhijri serta para wanita yang mewarnai hari-hari di kampus yaitu Vee, Andina, Azis, Bella, Betha, Elen, Gita, Vivi, Lita, Medi, Nana, Niar, Dilla, Resti dan Zahidah.
15. Senior- senior angkatan 2007, 2008, 2009, 2010, 2011 dan Adik- adik Angkatan 2013 dan 2014 yang telah memberikan support selama ini.
16. Teman-teman The 39th SV IPA yang selalu memberikan motivasi kepada saya.
17. Teman dan Adik-adik kosan IMMANUEL yaitu Japen, Menachem, Gustava, Wayan Bisma, Yanuar.
18. Serta semua pihak yang telah membantu terlaksananya skripsi ini.

Penulis berharap semoga skripsi ini dapat menambah referensi dan dapat digunakan sebagai bahan acuan untuk penelitian berikutnya.

Bandar Lampung, 1 November 2016

Arianto Petrus Silalahi

DAFTAR ISI

	Halaman
ABSTRAK	i
ABSTRACT	ii
HALAMAN JUDUL	iii
HALAMAN PERSETUJUAN	iv
HALAMAN PENGESAHAN	v
HALAMAN PERNYATAAN	vi
RIWAYAT HIDUP	vii
HALAMAN PERSEMBAHAN	ix
HALAMAN MOTTO	x
KATA PENGANTAR	xii
SANWACANA	xiii
DAFTAR ISI	xvi
DAFTAR GAMBAR	xix
DAFTAR TABEL	xxii
I. PENDAHULUAN	
A. Latar Belakang	1
B. Tujuan Penelitian	3
C. Batasan Masalah Penelitian	3
II. GEOLOGI REGIONAL	
A. Geologi Regional Daerah Penelitian	5

B. Tektonik dan Struktur Regional	6
C. Stratigrafi Regional	11
D. Sistem Hidrokarbon.....	16
1. Batuan Induk	16
2. Batuan Reservoir	18
3. Batuan Tudung	19
4. Migrasi dan Mekanisme Pemerangkapan.....	20
E. Sejarah Eksplorasi	21
F. Sikuen Stratigrafi (Lapangan Kambitin)	25
1. Unit Sikuenstratigrafi.....	25
G. Horizon Korelasi	27
H. Unit Reservoir	28

III. TEORI DASAR

A. Konsep Dasar Gelombang Seismik	29
1. Terjadinya Gelombang Refleksi	29
2. Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi	30
3. Polaritas dan Fasa	32
4. <i>Wavelet</i>	34
5. <i>Trace Seismik</i>	36
6. <i>Akustik Impedance</i>	37
B. Teori AVO	38
C. Teori Impedance Elastik	40
D. Teori <i>EEI</i> (<i>Extend Elastic Impedance</i>).....	41
E. Metode Inversi Seismik	44
1. Inversi Impedansi Akustik	47
2. <i>Model Based Inversion</i>	48
F. Modulus Elastik	49
1. Hukum Hooke.....	49
2. Modulus Young	50
3. Modulus Shear dan Modulus Bulk	50
4. Konstanta Lamé	53
5. Poisson Ratio	53

IV. DATA DAN PENGOLAHAN DATA

A. Waktu dan Tempat Pelaksanaan	55
B. Alat dan Bahan	56
C. Tahapan Penelitian	60
D. Diagram Alir.....	71

V. PEMBAHASAN

A. Analisis Litologi Awal	73
B. Well Seismic-Tie	76
C. Analisa Interpretasi Struktur	88
D. Analisis Sensitivitas	93

E. Analisa Sudut <i>EEI</i>	100
F. Analisa Seismik Pada Real Data	101
G. <i>EEI</i> Inversion	104

VI. KESIMPULAN DAN SARAN

A. Kesimpulan	115
B. Saran	116

DAFTAR PUSTAKA

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 2.1. Posisi Lapangan Kambitin pada Cekungan Barito	6
Gambar 2.2 Penampang struktur dari Cekungan Kalimantan Pra-Tersier	8
Gambar 2.3 Perkembangan tektonik rangkaian Meratus..	10
Gambar 2.4 Peta kerangka struktur Kala Paleogen cekungan Barito	11
Gambar 2.5 Tektonostratigrafi regional cekungan Barito	13
Gambar 2.6 Evolusi tektonik cekungan Barito.....	14
Gambar 2.7 Peta tingkat kematangan batuan induk formasi Upper Tanjung, Cekungan Barito	17
Gambar 2.8 Peta potensi batuan induk formasi Tanjung, Cekungan Barito ..	18
Gambar 2.9 Potensi batuan reservoir pada Formasi Tanjung, Cekungan Barito, kaitannya dengan tahapan evolusi tektoniknya	19
Gambar 2.10 Migrasi dan mekanisme pemerangkapan hidrokarbon di Cekungan Barito	21
Gambar 2.11. Kerangka Sikuenstratigrafi di Lapangan Kambitin	27
Gambar 3.1 Koefisien refleksi sudut datang nol menggunakan <i>wavelet</i> <i>zero phase</i>	25
Gambar 3.2 Contoh Konvensi Polaritas Menurut SEG (a) Fasa Minimum; (b) Fasa Nol.....	26
Gambar 3.3 Jenis-jenis <i>wavelet</i> berdasarkan konsentrasi energinya; (1) <i>mixed</i> <i>phase wavelet</i> , (2) <i>minimum phase wavelet</i> , (3) <i>maximum phase</i> <i>wavelet</i> , dan (4) <i>zero phase wavelet</i>	28
Gambar 3.4 Refleksi dan transmisi gelombang P untuk sudut datang tidak sama dengan nol.....	32
Gambar 3.5 (a). Model Impedansi Elastik dan (b). Akustik	34
Gambar 3.6 Perubahan amplitudo terhadap sudut sebagai konsekuensi dari perubahan impedansi terhadap sudut.....	34
Gambar 3.7 Rentangan observasi dari plot amplitudo <i>pre stack</i> dapat dimodelkan dengan ekstrapolasi linier pada arah negatif dan positif sepanjang sumbu $\sin^2\theta$	35
Gambar 3.8. Diagram Alir (a) teknik pemodelan ke depan, (b) teknik inversi.	38
Gambar 3.9. Macam metode seismik inversi	39
Gambar 3.10. Diagram konsep dasar inversi seismik	39
Gambar 4.2 Post Stack Time Migration	51
Gambar 4.3 CDP Gather	52
Gambar 4.3 Well Seismic Tie.....	54
Gambar 4.4 Picking <i>Horizon</i>	55

Gambar 4.5 Picking Fault	55
Gambar 4.6 Sensitivity Analysis <i>P-Impedance</i> VS <i>Density</i>	57
Gambar 4.6 Sensitivity Analysis <i>EEI Log</i> VS <i>Lamda-Rho</i>	58
Gambar 4.7 Crosssection Log <i>VpVs</i> VS <i>Lamda-Rho</i>	58
Gambar 4.8 <i>EEI Log</i>	59
Gambar 4.9 <i>Cross Correlation EEI Logs</i>	60
Gambar 4.10 Analisis pick <i>AVO</i> pada <i>Inline 2144</i> dan <i>Crossline 10653</i>	60
Gambar 4.11 Model <i>Intercept</i>	61
Gambar 4.12 Model <i>Gradient</i>	61
Gambar 4.13 Model <i>AVO Attribute Volume</i>	62
Gambar 4.14 <i>EEI Reflectivity</i>	62
Gambar 4.15 Diagram Alir Penelitian.....	64
Gambar 5.1 Respon Log Pada Sumur K-9	66
Gambar 5.2 Respon Log pada Sumur K-13	67
Gambar 5.3 Respon Log Pada Sumur K-14	67
Gambar 5.4 Chart Schlumberger	69
Gambar 5.4 <i>Wavelet Ricker 21Hz</i> (Gelombang berwarna Biru) pada sumur P-9	71
Gambar 5.5 <i>Spectral Analisa seismik</i> di P-9	71
Gambar 5.6 <i>Well seismik correlation P-9</i>	72
Gambar 5.7 <i>Wavelet Ricker 18Hz</i> (Gelombang berwarna Biru) pada sumur P-11	73
Gambar 5.8 <i>Spectral Analisa seismik</i> di P-11	74
Gambar 5.9 <i>Well seismik correlation P-11</i>	75
Gambar 5.10 <i>Wavelet Ricker 25Hz</i> (Gelombang berwarna Merah) pada Sumur P-12	76
Gambar 5.11 <i>Spectral Analisa seismik</i> di P-12	77
Gambar 5.12 <i>Well seismik correlation P-12</i>	77
Gambar 5.13 <i>Wavelet Ricker 26Hz</i> (Gelombang berwarna merah) pada sumur P-13)	78
Gambar 5.14 <i>Spectral Analisa seismik</i> di P-13	78
Gambar 5.15 <i>Well seismik correlation P-13</i>	79
Gambar 5.16 <i>Wavelet Ricker 23Hz</i> (Gelombang berwarna merah) pada Sumur P-14	80
Gambar 5.17 <i>Spectral Analisa seismik</i> di P-14	80
Gambar 5.18 <i>Well seismik correlation P-14</i> Gambar 5.18 <i>Well seismik correlation P-14</i>	81
Gambar 5.19 <i>Picking Horizon Inline 2503</i>	82
Gambar 5.20 <i>Picking Horizon Crossline 10570</i>	83
Gambar 5.21 <i>Time structure</i>	85
Gambar 5.22 <i>Crossplot Vp terhadap Vs</i> pada Sumur P-9	87
Gambar 5.23 <i>Crossplot Vp terhadap Vs</i> pada Sumur P-14	87
Gambar 5.24 <i>Crossplot VpVs Ratio VS Density</i> di sumur P-9	88
Gambar 5.25 <i>Crossplot AI VS Density</i> di sumur P-9	89
Gambar 5.26 <i>Crossplot P-Impedance VS S-Impedance</i> di sumur P-9	89
Gambar 5.27 <i>Crossplot VpVs Ratio VS Density</i> di sumur P-14	90
Gambar 5.28 <i>Crossplot AI VS Density</i> di sumur P-14	90
Gambar 5.29 Crosplot antara <i>VpVs Ratio VS Lamda-rho</i>	92

Gambar 5.30 Grafik analisa sudut <i>EEI</i>	94
Gambar 5.31 Analisa <i>Pick AVO</i>	95
Gambar 5.32 Penampang <i>Intercept</i> IL 2505	96
Gambar 5.33 Penampang <i>Gradient</i> IL 2505	96
Gambar 5.34 Penampang <i>Reflectivity EEI</i> IL 2144	97
Gambar 5.35 Penampang <i>Reflectivity EEI</i> IL 2505	98
Gambar 5.36 Penampang <i>Reflectivity EEI</i> IL 2162	98
Gambar 5.37 Model Impedansi <i>EEI</i> IL 2144	99
Gambar 5.38 Model Impedansi <i>EEI</i> IL 2505	100
Gambar 5.39 Model Impedansi <i>EEI</i> IL 2162	100
Gambar 5.41 Hasil Inverted <i>EEI</i> IL disumur P-9 (IL 2144) sebelum Dilakukan Trace Smoother	103
Gambar 5.42 Hasil Inverted <i>EEI</i> IL disumur P-13 (IL 2505) sebelum Dilakukan Trace Smoother	104
Gambar 5.43 Hasil Inverted <i>EEI</i> IL disumur P-14 (IL 2162) sebelum Dilakukan Trace Smoother	82
Gambar 5.44 Hasil Inverted <i>EEI</i> IL disumur P-9 (IL 2144) setelah Dilakukan Trace Smoother	83
Gambar 5.45 Hasil Inverted <i>EEI</i> IL disumur P-13 (IL 2505) setelah Dilakukan Trace Smoother	85
Gambar 5.46 Hasil Inverted <i>EEI</i> IL disumur P-14 (IL 2162) setelah Dilakukan Trace Smoother	87

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 4.1 Jadwal Kegiatan Penelitian	48
Tabel 4.2 Kelengkapan Data Sumur	49
Tabel 5.1 Nilai Korelasi setiap sumur	70

BAB 1

PENDAHULUAN

A. Latar Belakang

Tuntutan yang tinggi dalam upaya mengurangi resiko eksplorasi dewasa ini mendorong para geosains untuk melakukan studi lebih jauh mengenal reservoir. Banyak studi dan penelitian yang telah dilakukan untuk mempelajari karakter suatu reservoir, salah satunya bertujuan untuk mengetahui distribusi atau penyebaran dari parameter-parameter fisisnya. Informasi mengenai distribusi parameter-parameter fisis reservoir merupakan informasi yang sangat penting untuk menentukan lokasi pemboran dalam rangka pengembangan suatu lapangan minyak dan gas bumi.

Pengembangan eksplorasi hidrokarbon dan optimalisasi studi mengenai cekungan semakin ditingkatkan. Dalam hal ini metode seismik yang merupakan bagian dari metode geofisika adalah metode utama yang digunakan dalam eksplorasi dan pengembangan di bidang industri minyak dan gas bumi. Salah satu yang mengalami pengembangan adalah metode seismik untuk interpretasi adalah seismik Inversion. Para geosains telah mengembangkan banyak metode yang dapat digunakan untuk secara langsung memprediksi penyebaran litologi dan fluida reservoirnya tanpa melakukan banyak pemboran. Hanya dengan menggunakan data seismik dan beberapa data sumur sebagai pengontrolnya, kita

sudah dapat mengetahui informasi mengenai penyebaran reservoir dan keberadaan atau ketidak-beradaan minyak dan gas bumi. Dengan adanya kemajuan teknologi seismik ini dalam eksplorasi minyak dan gas bumi, resiko eksplorasi dapat diperkecil. Kondisi Reservoir dengan derajat ketidak-menerusan yang tinggi terkadang dapat menurunkan tingkat keberhasilan eksplorasi, karena itu dalam penelitian ini, sebuah metode diterapkan dalam sebuah studi kasus untuk memetakan reservoir batupasir yang terakumulasi hidrokarbon dan memisahkan litologi reservoir dengan litologi lainnya. Salah satu metode yang sangat efektif dalam memisahkan litologi reservoir dan fluida adalah *Inversi Extend Elastic Impedance (EEI)* digunakan untuk memetakan persebaran reservoir, posisi-posisi yang kemungkinan menjadi tempat akumulasi hidrokarbon dan mengidentifikasi adanya kandungan fluida.

Extend Elastic Impedance (EEI) merupakan perluasan dari *Elastic Impedance (EI)*, yang juga merupakan perluasan dari *Acoustic Impedance (AI)*. Metode *EEI* dapat digunakan ketika metode *AI* dan *EI* tidak dapat membedakan litologi maupun fluida dengan baik akibat adanya ambiguitas nilai impedansi. *Tunning EEI* dengan jangkauan sudut yang lebih jelas memiliki kesamaan tertentu dengan atribut tertentu. Hasil simulasi *EEI* untuk mencari nilai sudut yang mewakili parameter *Density* (P) dan *Rigidity* (μ), incompressibility (λ), *Poisson Ratio* (Q), dan V_p/V_s pada data sumur yang dapat digunakan untuk melihat persebaran parameter tersebut secara lateral menggunakan teknik inversi.

Di daerah penelitian terdapat indikasi kehadiran gas pada suatu lapisan batupasir yang diketahui dari adanya data *log*. Dalam hal ini dibutuhkan data *log* yang sensitif dalam identifikasi persebaran reservoir litologi *sandstone* yang terisi

gas di daerah penelitian. Dari data log yang sensitif tersebut, dibutuhkan juga data seismik untuk mencitrakan parameter fisika batuan yang memberikan efek yang diakibatkan oleh litologi maupun fluida. Penulis terdorong untuk menganalisa data seismik dan data log tersebut, sehingga dilakukanlah penelitian ini menggunakan Metode *Extend Elastic Impedance (EEI)* untuk menganalisa persebaran reservoir litologi *sandstone* dan posisi yang menjadi tempat terakumulasinya hidrokarbon.

B. Tujuan Penelitian

Tujuan dari penelitian ini adalah sebagai berikut:

1. Mempelajari konsep dan aplikasi inversi *EEI* dalam studi eksplorasi pada Formasi Tanjung di Lapangan "PARSAPADANGAN", cekungan Barito.
2. Mengidentifikasi parameter log yang sensitif untuk diaplikasikan Inversi *EEI* mengidentifikasi litologi di daerah penelitian
3. Membuat model hasil Inversi *EEI* untuk menunjukkan litologi *sandstone* berdasarkan interpretasi dan hasil inversi *EEI*.
4. Menganalisa model hasil inversi *EEI* untuk menunjukkan litologi *sandstone* berdasarkan interpretasi dan hasil inversi *EEI* pada Formasi Tanjung di Lapangan "PARSAPADANGAN", Cekungan Barito.

C. Batasan Masalah

Batasan masalah dari metode ini adalah sebagai berikut:

1. Daerah penelitian dibatasi pada reservoir *sandstone* di lapangan “PARSAPADANGAN”.
2. Data seismik yang digunakan adalah Seismik 3D Post Stack Time Migration yang sudah di processing dan dianggap baik dan data seismik Pre-Stack Time Migration dalam bentuk data Gather.
3. Penelitian ini difokuskan pada 3 Sumur dari 14 Sumur yang ada pada Lapangan “PARSAPADANGAN”. Data Log yang digunakan adalah Log Gamma Ray, Density, NPHI, Vp, Resistivity dan parameter log lainnya. Serta log Vs yang sudah ada didapatkan dengan cara *predict log* menggunakan metode *Neural Network*.
4. Hasil penelitian ini difokuskan hanya di pembuatan model hasil Inversi *EEI*.

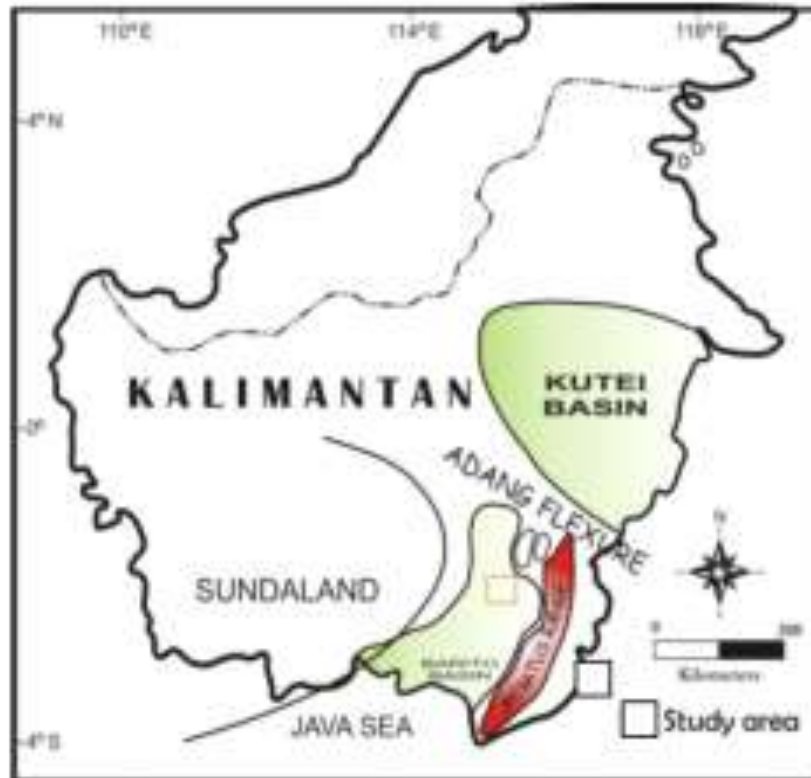
BAB II GEOLOGI REGIONAL

A. Geologi Regional

Lapangan Kambitin terletak di Cekungan Barito Kalimantan Selatan (**Gambar 2.1**) yang dikenal sebagai cekungan terbesar di Selatan Kalimantan Timur. Wilayah cekungan ini memiliki luas 40.660 km² yang mencakup daratan seluas 35.728 km² dan lautan seluas 4.932 km², Penyebarannya memanjang dari Kalimantan Timur hingga ke Kalimantan Selatan di sekitar wilayah Sungai Barito. Pengambilan batas cekungan berdasarkan singkapan batuan di sebelah timur yaitu berupa tinggian Meratus, terlihat pada pola anomali gaya berat (**Gambar 2.2**), dan pola *isopach* dengan *cut-off* 1.250 m. Cekungan Barito berada diantara Paparan Sunda dan Pegunungan Meratus di bagian barat serta sabuk *melange* dan ofiolit pada bagian timur. Sedimentasi cekungan berlangsung seiring terjadinya siklus transgresiregresi dan peristiwa geologi lainnya yang bersifat lokal.

Reservoir utama di Lapangan Kambitin adalah Formasi Tanjung yang berumur Eosen yang diendapkan pada tahap rifting cekungan yang membentuk

struktur horst graben berarah NW-SE, sebagai susunan transgresif dari endapan aluvial di bagian bawah menuju endapan laut dangkal di bagian atas.



Gambar 2.1. Posisi Lapangan Kambitin pada Cekungan Barito

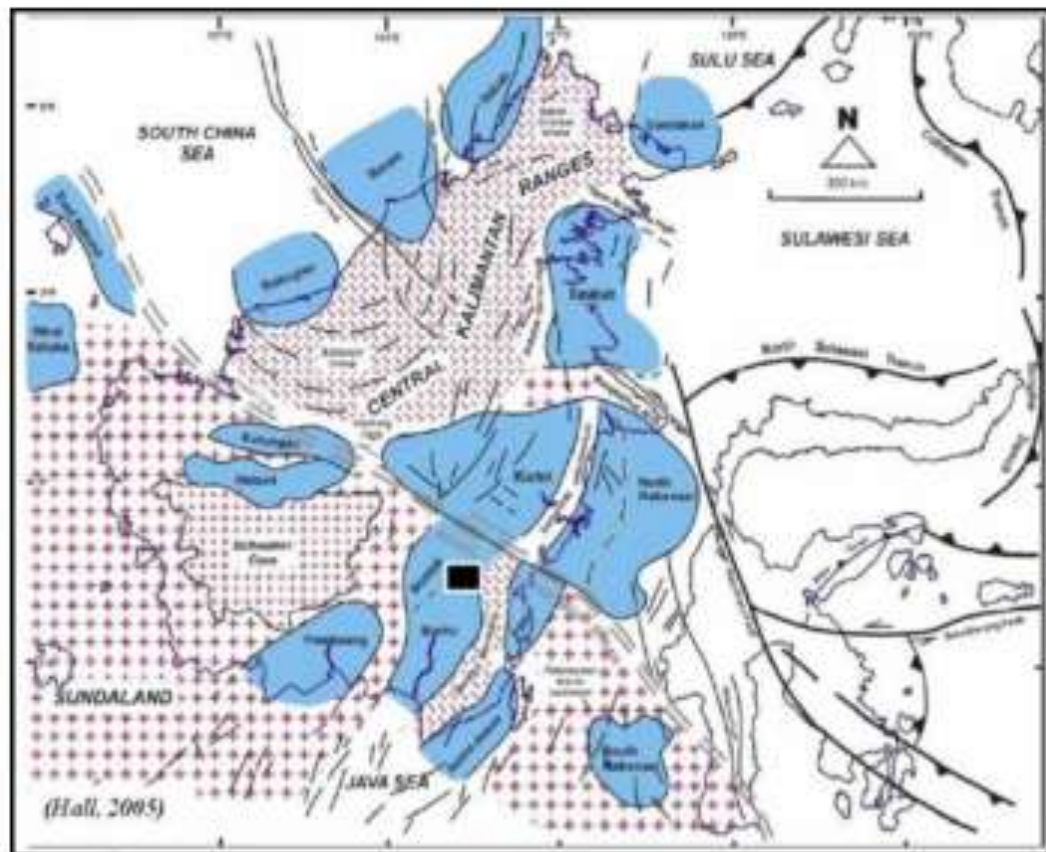
B. Tektonik dan Struktur Regional

Konfigurasi cekungan yang terbentuk sekarang ini merupakan cekungan asimetris, batuan dasar semakin dalam dari barat ke timur, semakin curam mendekati Pegunungan Meratus, terpisah dengan sesar anjak utama, memperlihatkan ciri-ciri sebagai *inland basin*, dengan bagian barat yang lebih besar dinamakan Paparan Barito, dan bagian yang lebih dalam di sebelah Timur dinamakan Barito *Deep*, juga dikenal sebagai Barito *Foredeep* (Kusuma dan Darin, 1989, Satyana dan Silitonga, 1991). Dari selatan ke utara Barito *Deep* terdapat bagian yang semakin mendalam yang dinamakan Tanjung *Line* terdiri

dari lapisan batuan Tersier yang terlipat dan tersesarkan berarah barat-timur, dengan batuan dasar Pra-Tersier muncul di bagian utara sebagai punggung yang memisahkan Cekungan Barito dari Cekungan Kutai. Nama punggung ini dari timur ke barat antara lain Punggungan Halat, Misi, Kanaan, dan Kasale, cenderung berarah *NNE-SSW*, dan Punggungan Ayuh yang cenderung berarah ke *N-S*. Cekungan Barito bukan merupakan cekungan yang sederhana menurut kejadian tektoniknya, tetapi dapat diklasifikasikan sebagai *polibasin*, yaitu berbagai tipe cekungan yang saling bertumupukan (Kingston dkk., 1983).

Bon dkk (1996) membagi Cekungan Barito menjadi Barito bagian utara dan Barito bagian selatan, dipisahkan dengan gejala struktur Tanjung *Line*. Bagian utara Tanjung *Line* terdeformasi secara intensif yang didominasi oleh antiklin yang tersesarkan oleh sesar anjakan, sedangkan bagian selatan merupakan *undisturbed* sedimen, dengan *dip* ke arah sumbu cekungan asimetris.

Satyana dan Silitonga (1993 dan 1994) menyamakan intensitas struktur antara Barito *Foredeep* di timur dan Barito *Platform* di barat. Struktur *foredeep* merupakan tektonik yang melibatkan batuan dasar dengan *fault thrust belt*. Lipatan dibatasi oleh sesar naik dengan sudut tinggi. Struktur anjakan makin meningkat menuju Pegunungan Meratus. Dibalik *foredeep* yang mendekati Daratan Sunda, batuan dasar tidak terpengaruh oleh tektonik (*thin-skinned*) yang diindikasikan oleh bidang-bidang diskontinuitas, *ramps*, dan *fault propagation folds*.



Gambar 2.2 Penampang struktur dari Cekungan Kalimantan Pra-Tersier

Banyak peneliti memasukkan Zona Meratus sebagai sutura hasil tumbukan antara mikro-kontinen Paternoster di bagian timur, dan sub-kontinen Sunda di bagian barat (**Gambar 2.4**). Kehadiran ofiolit yang berumur Jura dan intrusi gabro pada Rangkaian Meratus, mengindikasikan bahwa bagian timur sub-kontinen Sunda mengalami *rifting* dan membuka ke utara. Pegunungan Meratus terdiri dari ofiolit dan semakin menghilang ke arah selatan. Mikro-kontinen Paternoster masih bersatu dengan sub-kontinen Sunda. Ketika Lempeng Australia bergerak ke utara, terjadi subduksi yang kemudian membentuk Meratus oseanik pada waktu Kapur, ketika Lempeng Mikro Paternoster terdorong ke belakang menuju ke barat. Vulkanisme busur kepulauan dan sedimentasi, menghasilkan Formasi Manunggul. Pada awal Kapur Akhir, lempeng mikro-kontinen

Paternoster berkonvergen dengan lempeng kontinen Sunda, Cekungan oseanik Meratus mendekat, dan mikro-kontinen bergerak ke arah tumbukan kontinen, dengan penempatan ofiolit dan lipatan-anjakan sedimen berumur Kapur, yang menghasilkan rangkaian Pegunungan Meratus. Sesar Adang yang merupakan sesar *transform* pada waktu itu, dengan pergerakan mendatar mengiri menyebabkan meningkatnya kompleksitas Pegunungan Meratus ke arah utara. Pada Kapur Akhir dan Paleosen, Pegunungan Meratus mulai tererosi dan terdenudasi. Cekungan Lembah Patahan

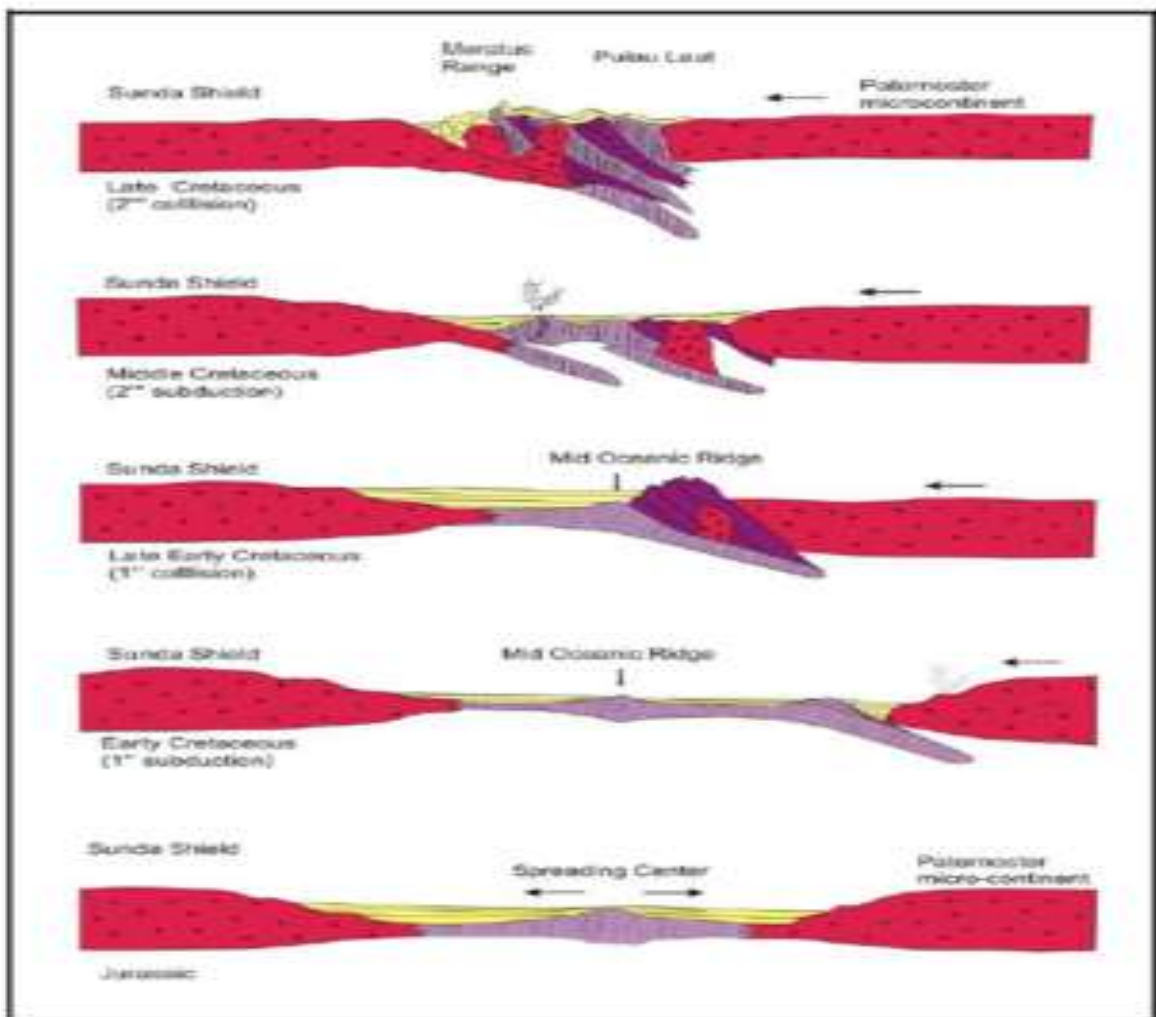
Cekungan lembah patahan ditunjukkan dengan kehadiran struktur *graben* berarah WNW -ESE pada Tersier (Kusuma dan Darin, 1989) dari data foto geologi, gambaran radar, data lapangan, data sumur, *gravity*, dan seismik. Data pemetaan lapangan detil menunjukkan ketebalan dan fasies yang hampir sama dengan korelasi data sumur. Data seismik juga menunjukkan blok sesar pada batuan dasar. Pengendapan *syn-rift* terjadi pada saat Eosen Tengah - Eosen Awal (Kusuma dan Darin, 1989, Satyana dan Silitonga, 1993 dan 1994, Mason dkk., 1993, Bon dkk., 1996).

a. Post-Rift Shelf

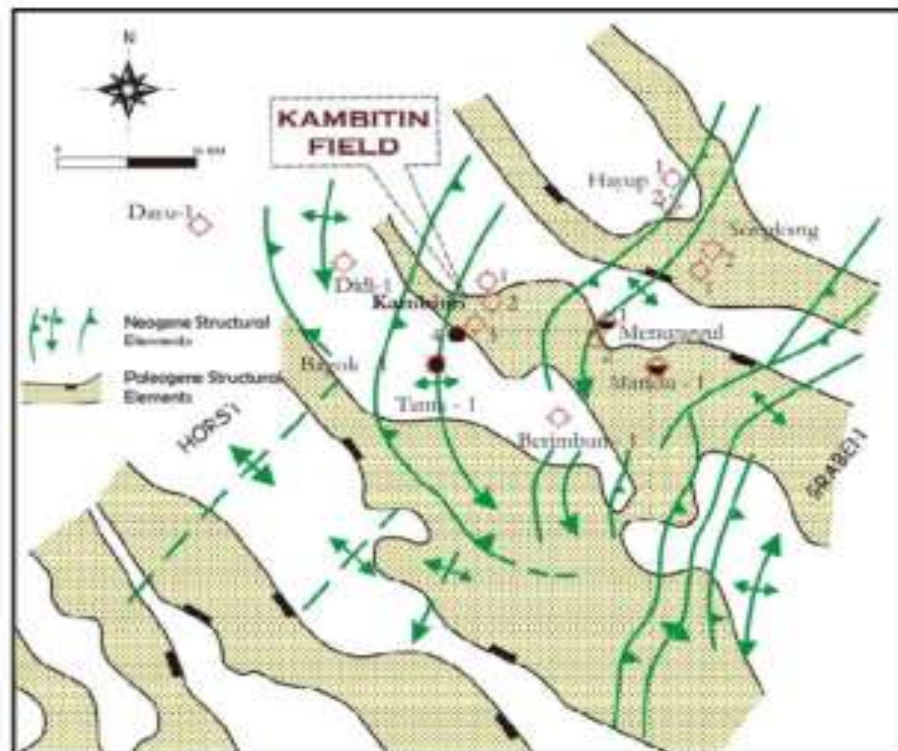
Dicirikan dengan endapan *post-rift* akibat transgresi muka air laut pada Formasi Tanjung Atas yang berasosiasi dengan *graben*. Diikuti dengan tingkat sedimentasi yang semakin rendah di *graben* pada Eosen Akhir Miosen Tengah, tetapi meningkat secara signifikan pada Miosen Tengah Miosen Akhir, yang dicirikan dengan pembentukan Delta Warukin.

b. Cekungan Muka Daratan / *Syn-orogenic*

Dimulai pada Miosen Tengah - Miosen Akhir, meluas sampai sekarang dan mempengaruhi Kalimantan bagian selatan - timur. Skala regional pergerakan ini dapat dijelaskan secara umum berarah utara - selatan dari konvergen lateral mengiri Zona Sutura Meratus.



Gambar 2.3 Perkembangan tektonik rangkaian Meratus (Satyana dkk., 1995)



Gambar 2.4 Peta kerangka struktur Kala Paleogen cekungan Barito (Satyana & Silitonga, 1994)

C. Stratigrafi Regional

Suksesi stratigrafi regional Cekungan Barito berdasarkan kerangka tektoniknya dapat dibedakan menjadi 4 (empat) megasikuen, yaitu sikuen *pre-rift*, *syn-rift*, *post-rift*, dan *syn-inversion*. Penjelasan masing-masing sikuen dan hubungannya dengan evolusi cekungan Barito diuarikan di bawah ini dan ditunjukkan pada **Gambar 2.6** dan **Gambar 2.7**.

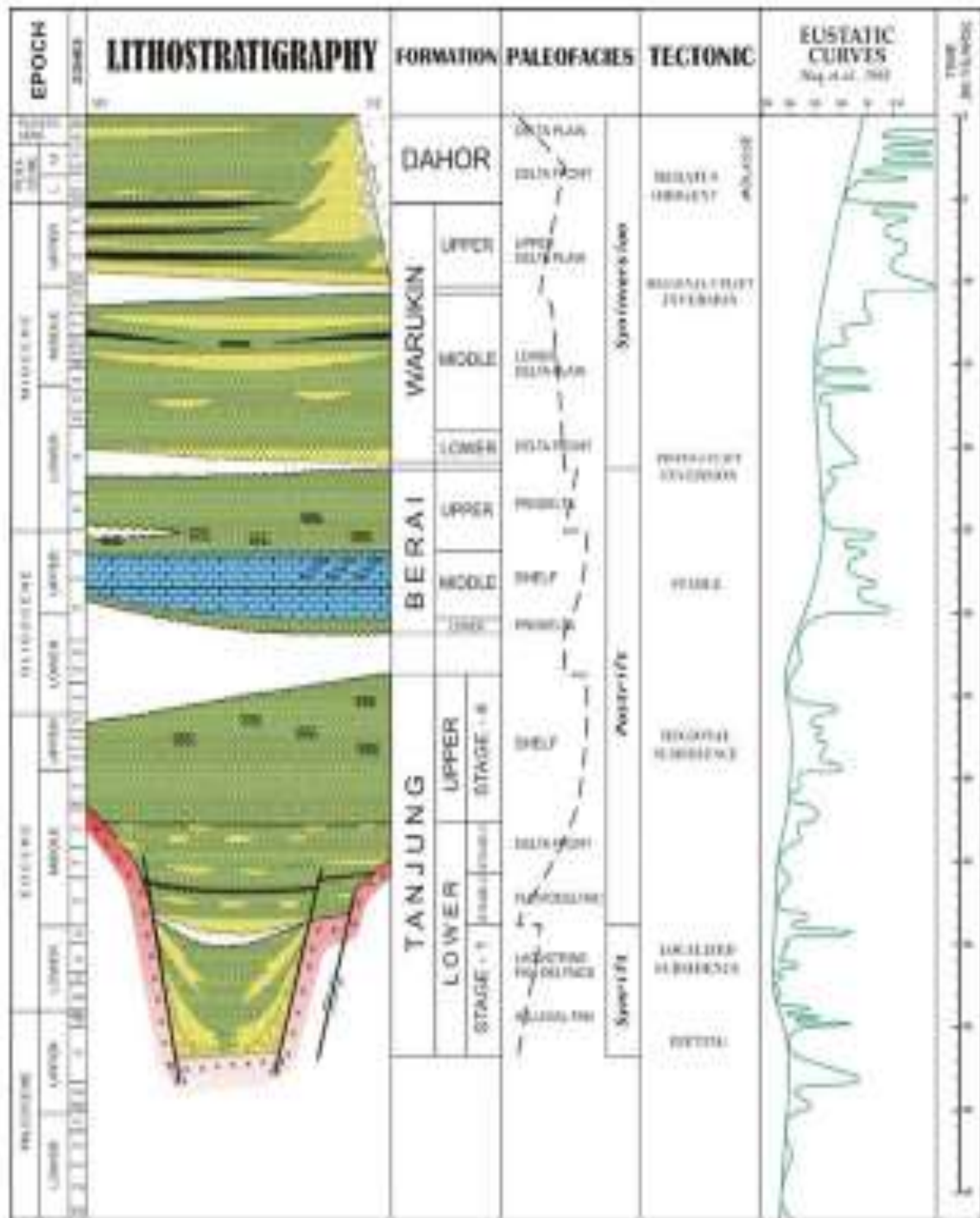
a. Sikuen *Pre-rift*

Sikuen *pre-rift* di bagian timur Cekungan Barito ditunjukkan dengan keberadaan kompleks batuan dasar yang mengalasi cekungan sedimen. Posisi cekungan yang terletak pada tepi kontinen *Sundaland*, mengindikasikan

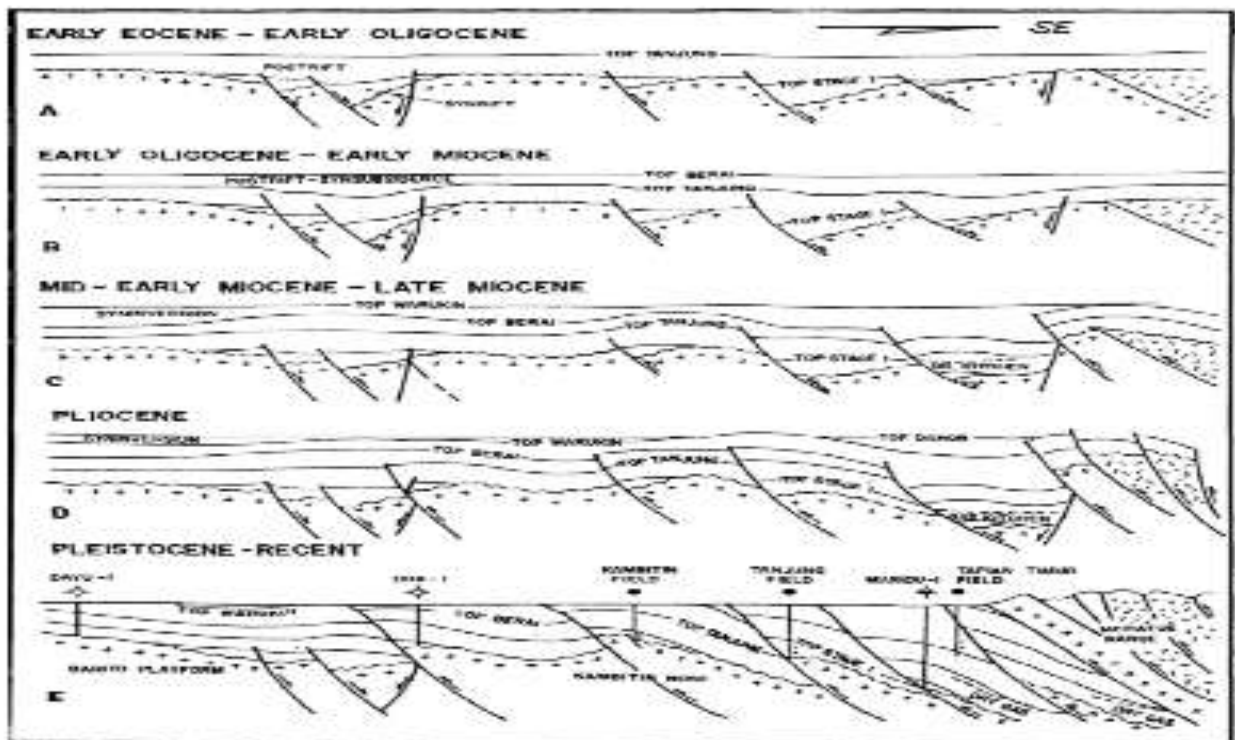
komposisi batuan dasar tersusun oleh tipe batuan dasar kontinen (*acidiccrystalline*) dan zona akresi Mesozoik di bagian barat dan batuan Paleogen Awal di bagian timur (Satyana & Silitonga, 1994). Pemboran eksplorasi pada struktur Kambitin belum ada yang mencapai kompleks batuan dasar.

b. Sikuen *Syn-rift*

Aktivitas tumbukan antara kontinen India, tepi Eurasia dengan bagian barat Samudera Pasifik pada awal Eosen Tengah (50 Jtl) menghasilkan pembentukan Cekungan Barito sebagai cekungan regangan berupa *convergent wrenching* atau *back-arc extension*. Sikuen *syn-rift* tersusun oleh pengendapan sedimen Formasi Lower Tanjung berumur Paleosen – Eosen Tengah dengan litologi penyusun berupa batupasir, batulanau, serpih, konglomerat, dan lapisan tipis batubara. Penyebaran fasies *syn-rift* terbatas mengisi paleo-terban (**Gambar 2.4**). Bagian bawah sikuen tersusun oleh fasies *piedmont fan* berupa konglomerat *red beds*, yang ke atas berkembang menjadi fasies *alluvial – lacustrine* (Satyana & Silitonga, 1994). Suksesi stratigrafi penyusun sikuen *syn-rift* ini dikelompokkan dalam stage deposition 1 (Pertamina & Trend Energy, 1988).



Gambar 2.5 Tektonostratigrafi regional cekungan Barito (kompilasi dari Haq, et al., 1988; Kusuma & Darin, 1989; dan Satyana & Silitonga, 1994)



Gambar 2.6 Evolusi tektonik cekungan Barito, (Satyana & Silitonga, 1994)

c. Sikuen *Post-rift*

Penurunan dasar cekungan yang berlangsung dari Eosen Tengah – pertengahan Miosen Awal menghasilkan pengendapan sedimen bagian atas Formasi Lower Tanjung dan Formasi Berai. Suksesi stratigrafi sikuen *post-rift* diawali oleh pengendapan sedimen Formasi Lower Tanjung (bagian atas) berumur Eosen Tengah – Oligosen Awal, dengan litologi penyusun batupasir deltaik, batulanau, batubara, dan serpih neritik (Satyana & Silitonga, 1994). Pengisian cekungan pada tahap ini dikelompokkan sebagai *stage deposition* 2 hingga 4 (Pertamina & Trend Energy, 1988). Bagian atas sikuen *post-rift* tersusun oleh sedimen kalkareous Formasi Berai berumur Oligosen Awal – pertengahan Miosen Awal. Pengendapan Formasi Berai diawali dengan perselingan tipis serpih dan napal (fasies paralik - neritik tepi) yang ke atas berkembang menjadi batugamping

masif Oligosen Akhir, dan diakhiri dengan pengendapan sedimen Miosen Awal serpih, napal, dan lapisan tipis batugamping.

d. Sikuen Syn-inversion

Kala Miosen Tengah, terjadi 2 (dua) aktivitas tumbukan tektonik, yaitu tumbukan fragmen kontinen Laut Cina Selatan dengan bagian utara Kalimantan yang menghasilkan pengangkatan Tinggian Kuching, dan tumbukan ke arah timur Sulawesi yang menyebabkan berhentinya pemekaran Selat Makassar dan pengangkatan proto-Meratus. Aktivitas tektonik tumbukan pada Miosen Tengah tersebut, menghasilkan pembalikan struktur di Cekungan Barito. Sikuen *syninversion* di Cekungan Barito tersusun oleh pengendapan Formasi Warukin dan Formasi Dahor. Pengendapan sedimen Formasi Warukin mempunyai Ketebalan mencapai ribuan meter pada bagian tengah cekungan, sebagai konsekuensi dari pengangkatan kontinen di bagian barat dan pengangkatan proto-Meratus di sebelah timur. Suksesi stratigrafi Formasi Warukin tersusun oleh fasies *shallow & marginal* marine berupa batupasir, serpih, batulanau, dan batubara.

Reaktivasi pengangkatan Meratus Range pada Plio-Pleistosen menghasilkan peningkatan suplai sedimen klastik yang menyusun Formasi Dahor dan “tectonic molasse” ke arah barat menuju pusat cekungan (Satyana & Silitonga, 1994). Batuan reservoir di lapangan Kambitin adalah lapisan-lapisan batupasir pada Formasi Tanjung yang secara tektono-stratigrafi merupakan endapan dari tahapan 2 hingga 4 selama proses *post-rift* (JOB Pertamina - Bow Valley Tanjung, 1992).

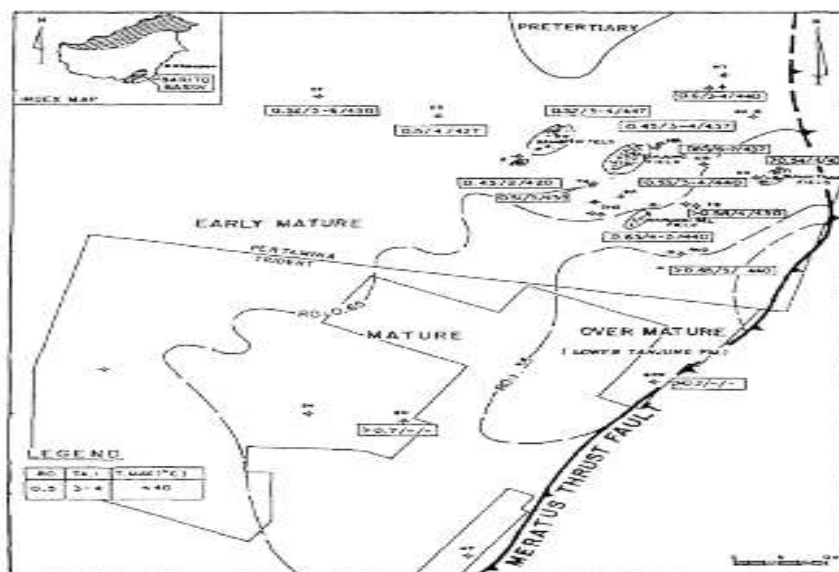
D. Sistem Hidrokarbon

Suksesi stratigrafi Formasi Tanjung yang mengisi Cekungan Barito telah terbukti menghasilkan akumulasi hidrokarbon. Sistem hidrokarbon di Cekungan Barito terbentuk oleh integrasi elemen – elemen pendukungnya, seperti kematangan batuan induk, kualitas batuan reservoir, keefektifan batuan penudung, mekanisme pemerangkapan, dan migrasi. Penelitian elemen – elemen sistem hidrokarbon di Cekungan Barito telah dipublikasikan oleh Kusuma & Darin, 1989; Rotinsulu, et al., 1993; Satyana & Silitonga, 1994; dan Satyana, 1995.

1. Batuan Induk

Batuan induk Formasi Tanjung dihasilkan dari pengendapan batuan serpih kaya organik, batulempung, dan batubara pada kondisi lingkungan shallow *lacustrine*. Publikasi Rotinsulu, et al., 1993, mengindikasikan kandungan TOC 0.6 – 5.4 wt%, dengan *pyrolysis* (S1+S2) 0.4 – 24.0 mg HC/g batuan pada tipe litologi serpih kaya organik dan batulempung, serta nilai TOC 43.6 – 65.9 wt% dan *pyrolysis* 68.5 – 192.35 mg HC/g batuan pada litologi batubara. Tipe kerogen batuan induk Formasi Tanjung didominasi oleh *vitrite* (tipe III, 40 – 60%), *amorphinite* dan *exinite* (tipe I dan II, 10 – 30%), dan *inertinite* (tipe IV, 10 – 30%). Sedangkan, *Hydrogen Index* (HI) umumnya bervariasi dari 40 – 130 mg/g TOC, meskipun beberapa perconton mencapai 306 mg/g TOC. Berdasarkan data – data tersebut, batuan induk Formasi Tanjung berpotensi menghasilkan tipe hidrokarbon minyak dan gas. Tingkat kematangan batuan induk Formasi Tanjung berdasarkan data *vitrite reflectance* (R_o), *Thermal Alteration Index* (TAI), *maximum temperature* (T_{max}), *Time Temperature Index* (TTI) menunjukkan

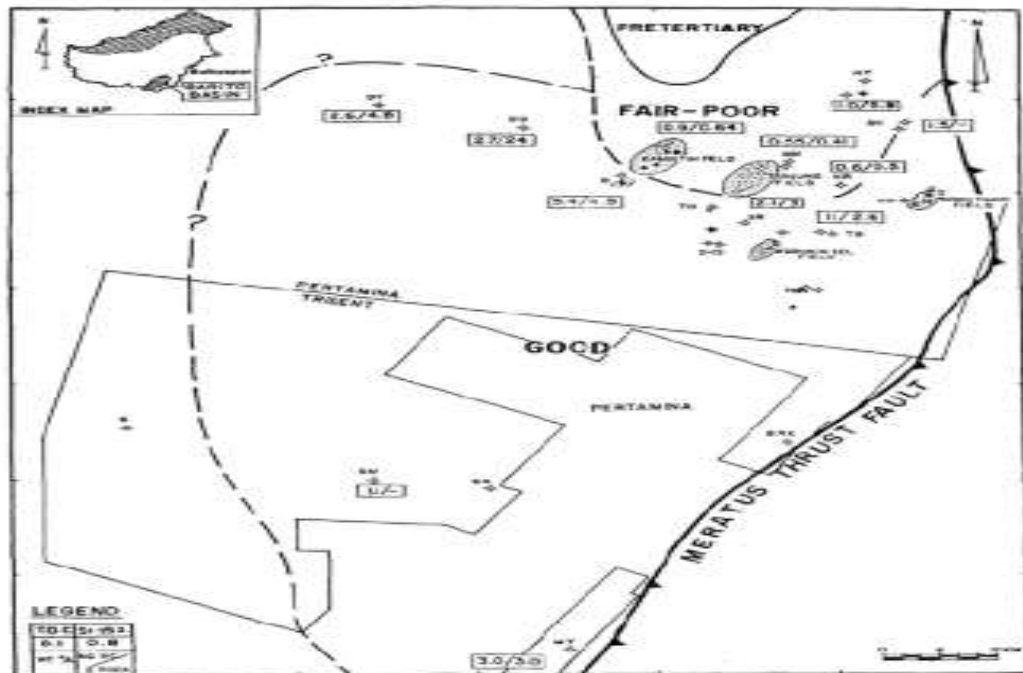
bahwa Formasi Upper Tanjung ke arah utara-baratlaut mencapai tingkat matang awal (*early mature*) dengan R_o 0.45 – 0.6%, ke arah selatan batuan induk telah matang (*mature*), sedangkan pada bagian tengah cekungan bagian atas Formasi Lower Tanjung diinterpretasikan telah mencapai tingkat lewat matang (*over mature*). Gambaran tingkat kematangan batuan induk Formasi Tanjung di Cekungan Barito dapat dilihat pada **Gambar 2.8**.



Gambar 2.7 Peta tingkat kematangan batuan induk formasi Upper Tanjung, cekungan Barito, (Rotinsulu, 1993)

Serpih Formasi Tanjung pada Struktur – Struktur Tanjung, Kambitin, dan Hayup mempunyai kandungan TOC 0.55 – 0.9 wt% dan *pyrolysis* antara 0.41 – 0.87 mg HC/g batuan. Beberapa data analisis batuan induk tersebut mengindikasikan potensi batuan induk buruk (**Gambar 2.6**) dan tingkat kematangan pada tahap matang awal. Kehadiran hidrokarbon bebas (S1) pada *reservoir* batupasir bervariasi dari 0.17 – 0.30 mg HC/g batuan dan *Oil Production Index* [$OPI = S1/(S1+S2)$] 0.17 – 0.43 mengindikasikan adanya *oil*

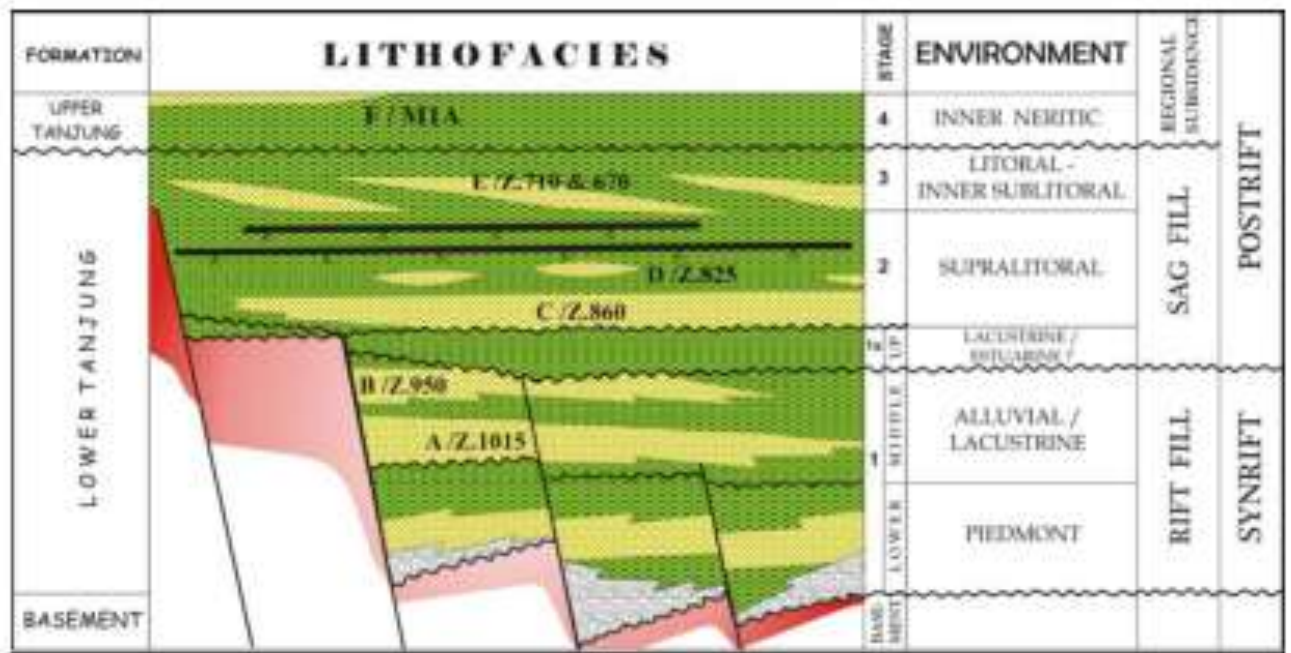
staining yang kemungkinan berasal dari proses migrasi. Berdasarkan interpretasi data tersebut, menimbulkan suatu kemungkinan bahwa akumulasi hidrokarbon pada Struktur – Struktur tersebut akibat proses migrasi dari daerah dalaman di sekitarnya.



Gambar 2.8 Peta potensi batuan induk formasi Tanjung, cekungan Barito,
(Rotinsulu, 1993)

2. Batuan Reservoir

Suksesi pengisian sedimen pada Cekungan Barito menghasilkan pengendapan batupasir Formasi Tanjung yang berpotensi sebagai batuan reservoir. Pengendapan fasies batupasir pada fase *syn-rift* umumnya terbatas mengisi terban dan dikenal dengan tahap pengendapan 1, sedangkan tahap pengendapan 2 – 4 berlangsung selama fase *post-rift* dengan penyebaran relatif melampar luas (**Gambar 2.10**).



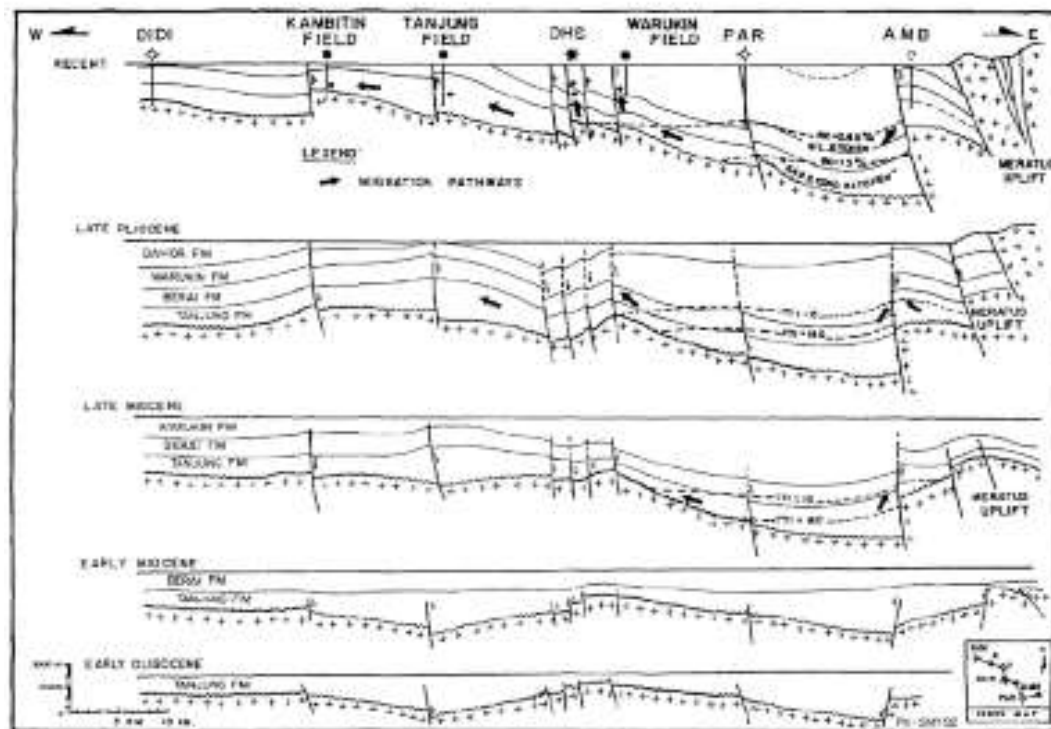
Gambar 2.9 Potensi batuan reservoir pada Formasi Tanjung, cekungan Barito, kaitannya dengan tahapan evolusi tektoniknya (JOB Pertamina - Bow Valley Tanjung, 1992, Dengan Penyederhanaan)

3. Batuan Tudung

Fase *post-rift* selama transgresi regional / penurunan cekungan setelah pengendapan sedimen *sag-fill* menghasilkan pengendapan sedimen *shallow marine mudstone* di Cekungan Barito. Pelamparan litologi *shallow marine mudstone* yang sangat luas dengan ketebalan mencapai 800 m dan permeabilitas yang sangat ketat akan membentuk tipe batuan penudung yang efektif menutupi reservoir – reservoir dibawahnya.

4. Migrasi dan Mekanisme Pemerangkapan

Pembalikan struktur menghasilkan bentuk asimetris pada Cekungan Barito. Kemiringan cekungan relatif landai ke arah barat laut menuju Paparan Barito dan mempunyai kemiringan curam ke arah tenggara menuju pengangkatan Meratus (**Gambar 2.4**). Oleh karena itu, bagian tengah cekungan mengalami penurunan lebih cepat. Kondisi ini menyebabkan batuan induk *Lower Tanjung* yang terendapkan di bagian tengah mencapai kedalaman ideal untuk menggenerasi hidrokarbon. Pengangkatan Meratus berlangsung menerus dari Miosen Akhir hingga Pliosen dan mencapai puncaknya pada Plio-Plistosen. Perangkap struktur yang telah terbentuk pada Miosen Awal kemudian mengalami *inversi* kembali yang menghasilkan zona tinggian. Pengisian hidrokarbon pada suatu perangkap berlangsung melalui patahan dan sepanjang batupasir *permeable* (**Gambar 2.10**). Tektonik Plio-Plistosen menyebabkan seluruh Cekungan Barito mengalami pembalikan struktur yang kuat. Aktivitas tektonik tersebut dapat menghasilkan perangkap *inversi* yang baru, akan tetapi juga dapat merusak perangkap yang terbentuk sebelumnya. Hidrokarbon yang telah terjebak mungkin termigrasi ulang menuju perangkap struktur baru melalui kemiringan perangkap tua atau rusak akibat *inversi* Plio-Plistosen.



Gambar 2.10 Migrasi dan mekanisme pemerangkapan hidrokarbon di cekungan Barito, (Rotinsulu, et al., 1993)

E. Sejarah Eksplorasi

Studi pendahuluan geologi di Cekungan Barito pertama kali dilaksanakan pada tahun 1854. Pada akhir abad 19 *Survey Geologi* Pemerintah Kolonial Belanda melakukan sistematis pemetaan geologi pada area ini. Objek penelitian ditekankan untuk memperoleh informasi keekonomian yang dapat dikembangkan pada daerah ini. BPM (Bataafsche Petroleum Maatschappij) dan NKPM (Nederlandsche Koloniale Petroleum Maatschappij), memulai penelitian yang intensif sejak tahun 1930, dimana dilaksanakan pemetaan geologi permukaan, pemboran dangkal dan *survey gravity*. Sejumlah kecil minyak berhasil diambil dari sumur dangkal disekitar rembesan minyak pada Struktur Warukin.

Pada tahun 1936 BPM diberikan konsesi Blok Amuntai seluas 6,000 Km², NKPM untuk Blok Kahayan seluas 6.030 Km pada tahun 1937. Kedua perusahaan tersebut lebih memfokuskan studi pada area bagian barat dimana didapatkan sejumlah anomaly berdasarkan interpretasi *gravity*, namun demikian dari 40 sumur yang telah di bor hanya 1 (satu) sumur yang menghasilkan sejumlah kecil gas. Pada tahun 1937 BPM kembali melaksanakan eksplorasi struktur geologi permukaan di area Tanjung Raya. Sejumlah pemboran sumur dangkal dilakukan pada sesar naik dan antiklin Tanjung. Beberapa sumur mendapatkan minyak yang cukup berarti. Sumur dalam Tanjung-1 dinyatakan sebagai sumur penemu minyak pada Batupasir Formasi Tanjung Bagian Bawah berumur Eosen pada tahun 1939. Minyak juga ditemukan pada formasi yang sama pada Struktur Kambitin yang terdapat sebelah barat laut Sumur Tanjung-1. Minyak ditemukan pada Struktur Warukin, ada 7 (tujuh) sumur yang diproduksi dari Batupasir *Delta* berumur Miosen pada kedalaman antara 52 – 213 m, sebesar 58 barrel perhari, yang digunakan untuk melakukan pemboran sedalam 1400 m. Sumur ini dinyatakan gagal menemukan minyak dan produksi dari sumur dangkal juga tidak ekonomis. BPM akhirnya meninggalkan area ini karena perang dunia kedua. Setelah Perang Dunia Kedua, BPM berkonsentrasi untuk mengembangkan Struktur Tanjung dan membangun jalur pipa ke Balikpapan. Pada tahun 1965 telah dibor sebanyak 85 sumur. Pada tahun 1983 produksi minyak menurun dan telah dilakukan proyek *waterflood*, pada tahun 1989 Southern Cross melaksanakan proyek tersebut. Hampir sekitar 102 MMBO telah diproduksi dari Struktur Tanjung. Empat sumur tambahan dibor pada struktur Kambitin pada tahun 1959-1964 tetapi hanya menghasilkan sedikit minyak. Pada tahun 1965,

ditemukan minyak yang komersil pada batupasir Formasi Warukin bagian bawah di Struktur Warukin. Pada Akhir tahun 1963, Pertamina (P.N. Pertamina) bertanggung jawab melakukan eksplorasi dan pengembangan di area Cekungan Barito. Pertamina melanjutkan pengembangan Struktur Tanjung dan Warukin, dan telah berhasil melaksanakan program *survey seismic* secara regional. Pemboran tambahan pada batupasir Miosen sepanjang sesar naik dalam arah antiklin Struktur Warukin berhasil menemukan Struktur Tapani Timur pada tahun 1967. Test Sumur Dahor Selatan-1 yang diyakini sebagai kelanjutan ke arah selatan dari Struktur Tanjung ditinggalkan karena terjadi semburan liar pada Formasi Warukin bagian bawah, sumur dinyatakan gagal sebagai penemu minyak pada reservar Miosen.

Pada tahun 1972, semua struktur permukaan telah dibor, dan Pertamina memulai kembali melaksanakan *survey seismic* secara lengkap untuk memahami struktur bawah permukaan. Sejumlah sumur telah dibor pada stuktur ini dengan hasil yang terbatas. Sumur Tanta-1 dibor pada tinggian batuan dasar pada area selatan antiklin Tanjung, dan berhasil mendapatkan minyak pada *fractured* batugamping Formasi Berau berumur Oligosen. Test pada Batupasir Formasi Warukin Bawah pada Sumur Bongkang-2 mendapatkan sejumlah *dry gas*. Pada tahun 1986 Sumur Bagok-1 dibor pada area penunjaman antiklin bagian selatan pada Struktur Kambitin, dari hasil test batupasir Formasi Tanjung Bawah mendapatkan lebih dari 1000 BOPD. Sumur Bagok-2 dibor pada posisi *up-dip* berjarak sekitar 1,5 km arah utara Sumur Bagok-1, namun hanya menghasilkan air dari batupasir tersebut. Penemuan Bagok-1 merupakan bagian dari Struktur

Kambitin, dan penamaan sumur penemu Bagok-1 diganti menjadi Sumur Kambitin-9.

Kontraktor Asing kembali masuk ke Cekungan Barito pada Bulan September 1967, Conoco mendapatkan WKP Barito seluas 13,987 Km², Conoco focus pada terumbu Formasi Berai. Lima sumur pada area *shelf* gagal mendapatkan hidrokarbon yang ekonomis. Pada tahun 1972 Conoco menjualnya kepada Phillips, dan berkonsentrasi pada tipe struktur sesar naik tipe Tanjung. Test Sumur Martapura-IX pada stuktur *sub-thrust* menghasilkan sedikit *oil show* pada batupasir Formasi Tanjung Bawah, selanjutnya Phillips mengembalikan area tersebut. Pertamina mendapatkan hak eksplorasi pada area sebelah barat Sumur Kambitin pada tahun 1970. Dua sumur eksplorasi untuk mengetest stuktur antiklin, tetapi sumur tersebut gagal mendapatkan minyak pada Formasi Tanjung Bawah, selanjutnya area dikembalikan. Pada tahun 1981, Amoco mendapatkan hak eksplorasi pada Blok C yang sama dengan area yang telah dikerjakan oleh Conoco. Sumur pertama Amoco ditargetkan pada Formasi Tanjung Bawah yang secara seismik didefinisikan sebagai tinggian batuan dasar, namun batupasir sebagai target utama tidak ditemukan, yang selanjutnya melakukan pengeboran miring untuk mendapatkan terumbu Formasi Berai, dan hanya mendapatkan air pada batugamping *biothermal*. Amoco mengembalikan area tersebut pada tahun 1984. Pada tahun 1981 Trend juga mendapatkan konsesi Blok B yang meliputi area bagian tengah dan selatan Cekungan Barito. Trend fokus pada studi diujung dari muka pegunungan dimana terdapat banyak rembesan minyak. Sumur Miyawa-1 mendapatkan setebal 183 meter *oil show* pada Formasi Tanjung

Bawah. Sumur lain sebanyak tiga sumur hanya mendapatkan *oil show* dan gagal mendapatkan hidrokarbon yang ekonomis.

F. Sikuen Stratigrafi (Lapangan Kambitin)

Interval Formasi Tanjung di lapangan Kambitin secara sikuenstratigrafi (Embry, 1993) dapat dibagi ke dalam beberapa sikuen pengendapan yang merupakan susunan siklus transgresi-regresi orde 3 dan 4. Batas dari masing-masing sikuen merupakan bidang kontak ketidakselarasan antar siklus pengendapan. Pembagian interval ini diperlukan sebagai dasar bagi pengelompokkan lapisan-lapisan batuan sedimen yang dapat bertindak sebagai batuan reservoir di Lapangan Kambitin dapat disusun, diurut, dan dikorelasikan dengan jelas, sehingga distribusinya dapat diketahui dengan baik.

1. Unit Sikuenstratigrafi

Dari pembagian secara sikuenstratigrafi dapat diketahui ada 3 sikuen pengendapan utama atau orde 3 pada interval Formasi Tanjung di Lapangan Kambitin. Penamaan unit sikuen pengendapan tersebut apabila dikorelasikan secara regional maka secara berurutan dinamai masing-masing sebagai Sikuen 4, Sikuen 5, dan sikuen 6 (**Gambar 2.11**). Sikuen 5 selanjutnya dapat dibagi lagi menjadi 3 hingga 4 sikuen pengendapan orde 4. Di bawah ini adalah pembahasan singkat dari unit-unit sikuen tersebut mulai dari bawah ke arah.

Sikuen 4

Sikuen 4 merupakan sikuen pengendapan paling bawah pada interval Formasi Tanjung. Sikuen ini dibatasi pada bagian bawah dan atasnya oleh bidang-bidang

ketidakselarasan. Batas bawah Sikuen 4 ini berhubungan dengan bidang ketidakselarasan yang merupakan batas sikuen regional yaitu Batas Sikuen/SB 4 (JOB Pertamina - Bow Valley Tanjung, 1992).. Endapan sedimen penyusun sikuen ini merupakan endapan lingkungan darat hingga transisi pada sistem fluvial hingga deltaik (*mouth bar sand*) yang terutama terdiri dari batupasir kuarsaan dengan sisipan serpih dan batubara. Ke arah atas Sikuen 4 dipisahkan dari Sikuen 5 di atasnya dengan bidang ketidakselarasan atau SB5.

Ke lima sikuen tersebut dalam hal ini hanya akan dibahas secara terbatas oleh karena kurang mengandung lapisan batupasir yang dapat bertindak sebagai batuan reservoir. Lapisan batupasir pada sikuen-sikuen di atas Sikuen 1 yang dapat dianggap berpotensi hanya dijumpai masing-masing pada Sikuen 4 dan Sikuen 6.

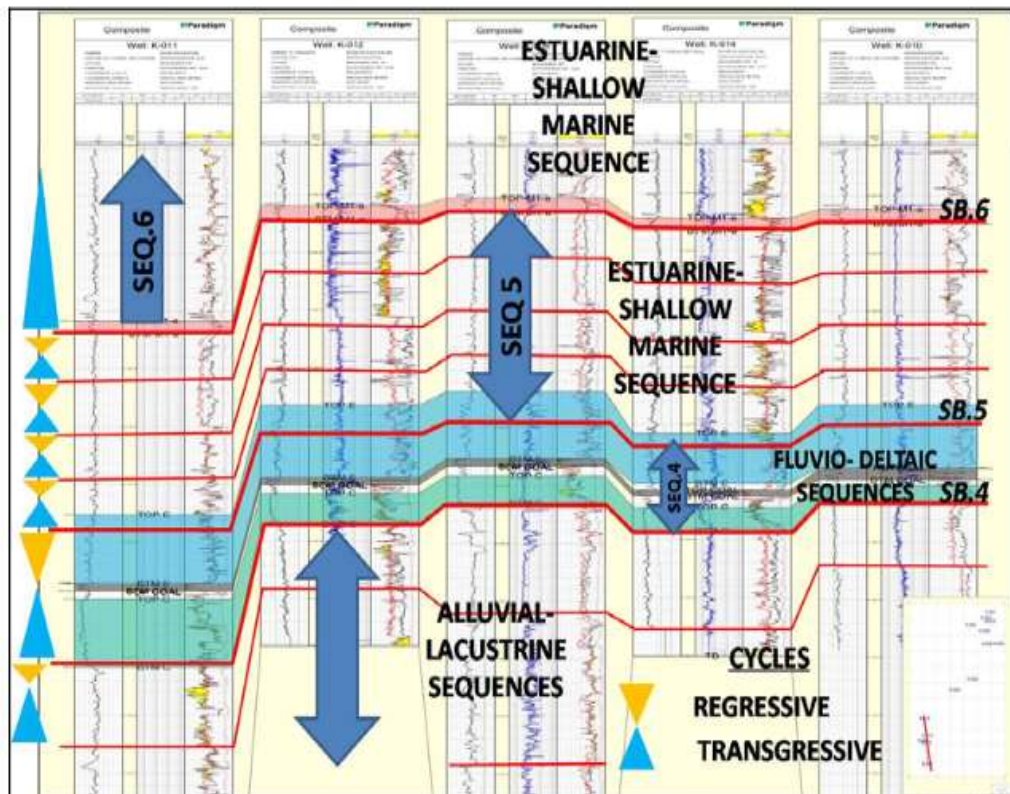
Sikuen 5

Sikuen 5 merupakan sikuen pengendapan orde 3 yang tersusun oleh 3 hingga 4 sikuen pengendapan yang lebih kecil atau orde 4. Sikuen-sikuen ini umumnya disusun oleh serpih tebal dengan sisipan batupasir yang merupakan endapan di lingkungan transisi hingga lingkungan laut dangkal pada sistem pengendapan *estuarine* hingga *shelfal*. Lapisan batupasir yang masih dianggap dapat dikembangkan terdapat pada bagian tengah dari Sikuen 5 yang merupakan endapan *estuarine*.

Sikuen 6

Sikuen 6 merupakan sikuen pengendapan paling atas atau paling akhir pada interval Formasi Tanjung di Lapangan Tanjung. Seperti halnya Sikuen 5, pada Sikuen 6 ini lapisan batupasir yang tebal kurang berkembang karena unit sikuen ini lebih didominasi oleh interval serpih. Lapisan batupasir yang masih dianggap

dapat dikembangkan terdapat pada bagian awal siklus di atas bidang ketidakselarasan. Lapisan batupasir ini merupakan endapan lingkungan transisi pada sistem *estuarine*. Bidang ketidakselarasan yang menjadi batas bawah dari siklus ini berhubungan dengan ketidakselarasan regional yaitu SB 6 (JOB Pertamina - Bow Valley Tanjung, 1992).



Gambar 2.11. Kerangka Sikuenstratigrafi di Lapangan Kambitin

G. Horizon Korelasi

Di dalam mengkorelasikan unit-unit siklus digunakan bidang-bidang ketidakselarasan sebagai horison. Bidang-bidang ketidakselarasan yang dipilih untuk korelasi masing-masing adalah SB 4, SB 5 dan SB 6. Dari hasil penerapannya, penyebaran horison-horison tersebut di lapangan Kambitin dinilai cukup konsisten, sehingga membantu didalam mendistribusikan facies atau unit reservoir.

H. Unit Reservoir

Hasil korelasi lapisan antar sumur di Lapangan Kambitin memberikan gambaran distribusi dari lapisan-lapisan batupasir yang bertindak sebagai reservoir seperti terlihat pada bagan korelasi (**Gambar 2.11**). Pada bagan korelasi tersebut dapat dilihat ada 5 unit lapisan batupasir atau unit reservoir yaitu Lapisan C, D, E, M1 dan M1a. Penyebaran unit-unit reservoir tersebut secara umum relatif konsisten di seluruh bagian wilayah Lapangan Kambitin. Penyebaran unit reservoir lapisan D, E, M1, dan M1a dapat ditemukan pada semua sumur pada lapangan kambitin (segment 1, 2, dan 3). sedangkan penyebaran lapisan C hanya ditemukan pada bagian utara dari lapangan kambitin (segment 3).

BAB III TEORI DASAR

A. Konsep Gelombang Seismik

1. Terjadinya Gelombang Refleksi

Gelombang seismik merupakan gelombang yang berasal dari gangguan mekanis yang dialami oleh batuan yang kemudian diteruskan ke segala arah dari sumber gangguan tersebut. Sama seperti jenis gelombang lainnya, gelombang seismik memiliki frekuensi, fase, dan amplitudo gelombang dan perilaku ketiga komponen gelombang ini berubah-ubah ketika menjalar didalam batuan, baik pada arah lateral maupun pada arah vertikal. Perubahan perilaku komponen-komponen gelombang seismik disebabkan oleh beberapa faktor, antara lain :

1. Perubahan Litologi
2. Perubahan Facies
3. Kandungan Fluida dalam batuan
4. Ketidakselarasan (Fracture, sesar, unconformity, dll)
5. Kedalaman, dll.

Penjalaran gelombang seismik dapat diterjemahkan dalam bentuk kecepatan dan tekanan partikel yang disebabkan oleh vibrasi selama penjalaran gelombang tersebut. Gelombang seismik membawa informasi mengenai litologi dan fluida

bawah permukaan dalam bentuk waktu rambat, amplitudo refleksi, dan variasi fasa. Dengan didukung oleh perkembangan teknologi komputerisasi, pengolahan data seismik, teknik interpretasi, serta studi yang terintegrasi dengan data geologi (*log*), saat ini, data seismik dapat dianalisa untuk deliniasi sifat fisika (akustik) batuan dan determinasi litologi, porositas, fluida pori dan sebagainya. Penjalaran gelombang seismik dapat diterjemahkan dalam bentuk kecepatan dan tekanan partikel yang diakibatkan oleh vibrasi selama penjalaran gelombang berlangsung (Sukmono, 1999). Saat merambat dalam batuan, gelombang seismik memiliki dua jenis karakter perambatan, yaitu merambat dengan arah getar searah (gelombang P) sering disebut gelombang Longitudinal atau tegak lurus (gelombang S) terhadap arah penjalaran gelombang sering disebut gelombang Transversal.

2. Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi

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

$$IA = \rho V$$

IA : Akustik Impedance

ρ : *densitas*

V : Kecepatan rambat gelombang

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

yang satu akan mengalami suatu *overlap* dengan densitas batuan lainnya. Batuan yang lebih keras dan kompak (porositas kecil) memiliki IA yang lebih tinggi dibandingkan batuan yang tidak kompak (porositas besar), karena gelombang sesimik akan lebih mudah merambat melewati batuan dengan porositas lebih kecil.

Ada dua jenis impedansi akustik, yaitu sebagai berikut :

1. Impedansi akustik absolut, yaitu impedansi akustik yang berhubungan langsung dengan impedansi akustik pada sumur
2. Impedansi akustik relatif, yaitu impedansi akustik di sekitar daerah sumur.

Kontras impedansi akustik batuan yang satu dengan batuan yang lainnya disebut sebagai koefisien refleksi yang dirumuskan sebagai berikut:

$$KR = \frac{IA_2 - IA_1}{IA_2 + IA_1}$$

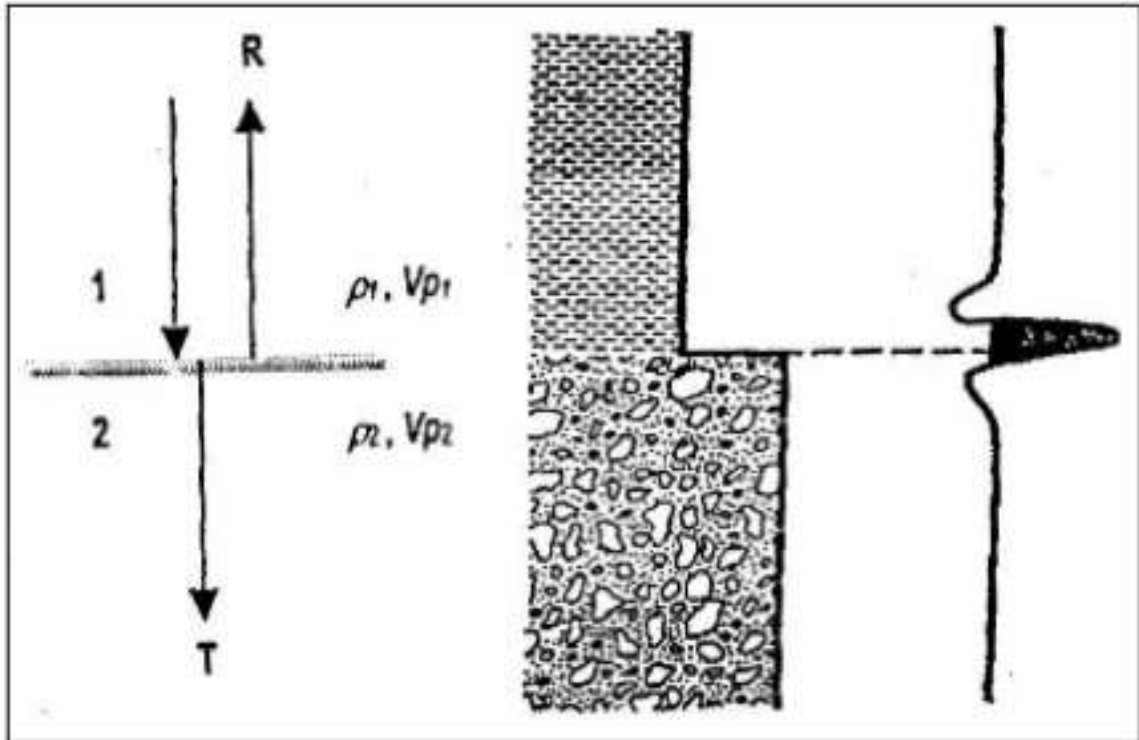
KR : Koefisien Refleksi

IA_2 : Akustik Impedance pada Litologi 2

IA_1 : Akustik Impedance pada Litologi 1

Koefisien refleksi mempunyai nilai antara -1 sampai 1. Jika impedansi akustik pada IA_2 lebih besar dari impedansi akustik pada IA_1 dan gelombang merambat dari batuan dengan nilai densitas rendah ke batuan dengan harga densitas yang lebih tinggi, maka koefisien refleksi akan bernilai positif, begitupun sebaliknya. Koefisien refleksi akan mempengaruhi nilai amplitudo gelombang pada penampang seismik serta polaritas gelombang seismik. Semakin besar kontras AI, semakin kuat refleksi yang dihasilkan, maka semakin besar juga

amplitudomgelombang seismik tersebut. Penggambaran koefisien refleksi dapat dilihat pada **Gambar 3.2**.



Gambar 3.1 Koefisien refleksi sudut datang nol menggunakan *wavelet zero phase* (Sukmono, 1999)

3. Polaritas dan Fasa

Penggunaan kata polaritas hanya mengacu pada perekaman dan konvensi tampilan dan tidak mempunyai makna khusus. Polaritas ini terbagi menjadi polaritas normal dan polaritas terbalik. *Society of Exploration Geophysicist (SEG)* mendefinisikan polaritas normal sebagai berikut :

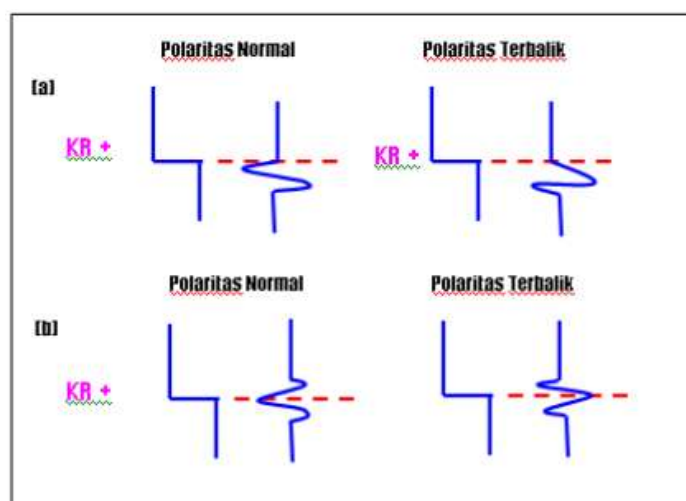
1. Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada hidropon atau pergerakan awal ke atas pada geophon.

2. Sinyal seismik yang positif akan terekam sebagai nilai negatif pada *tape*, defleksi negatif pada monitor dan *trough* pada penampang seismik.

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. Meskipun fasa nol hanya bersifat teoritis, tipe pulsa ini memiliki kelebihan yaitu:

1. Untuk spektrum amplitudo yang sama, sinyal fasa nol akan selalu lebih pendek dan beramplitudo lebih besar dari fasa minimum, sehingga s/n ratio akan lebih besar.
2. Amplitudo maksimum sinyal fasa nol pada umumnya selalu berhimpit dengan *spike* refleksi, sedangkan pada kasus fasa minimum amplitudo maksimum tersebut terjadi setelah *spike* refleksi tersebut.

Penggambaran jenis polaritas menurut SEG dapat dilihat pada **Gambar 3.3**.



Gambar 3.2 Contoh Konvensi Polaritas Menurut SEG (a) Fasa Minimum; (b) Fasa Nol (Badley, 1985)

4. Wavelet

Wavelet adalah gelombang harmonik yang mempunyai interval amplitudo, frekuensi, dan fasa tertentu. Berdasarkan konsentrasi energinya wavelet dapat dibagi menjadi 4 jenis (**Gambar 3.4**) yaitu:

a. Zero Phase Wavelet

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 nol (disebut juga wavelet simetris) merupakan jenis *wavelet* yang lebih baik dari semua jenis *wavelet* yang mempunyai *spectrum* amplitudo yang sama.

b. Minimum Phase Wavelet

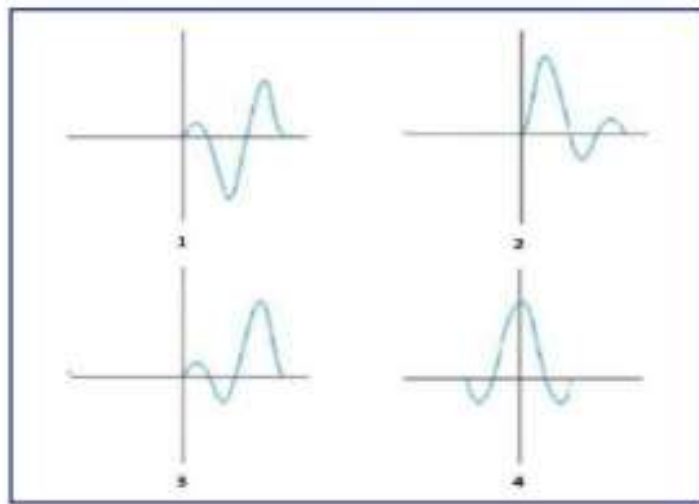
Wavelet berfasa minimum (*minimum phase wavelet*) memiliki energi yang terpusat pada bagian depan. Dibandingkan jenis *wavelet* yang lain dengan *spektrum* amplitudo yang sama, *wavelet* berfasa minimum mempunyai perubahan atau pergeseran fasa terkecil pada tiap-tiap frekuensi. Dalam terminasi waktu, *wavelet* berfasa minimum memiliki waktu tunda terkecil dari energinya.

c. Maximum Phase Wavelet

Wavelet berfase maksimum (*maximum phase wavelet*) memiliki energi yang terpusat secara maksimal dibagian akhir dari *wavelet* tersebut, jadi merupakan kebalikan dari *wavelet* berfase minimum.

d. Mixed Phase Wavelet

Wavelet berfase campuran (*mixed phase wavelet*) merupakan *wavelet* yang energinya tidak terkonsentrasi di bagian depan maupun di bagian belakang. Jenis-jenis ekstraksi *wavelet* yang digunakan antara lain adalah sebagai berikut :



Gambar 3.3 Jenis-jenis *wavelet* berdasarkan konsentrasi energinya; (1) *mixed phase wavelet*, (2) *minimum phase wavelet*, (3) *maximum phase wavelet*, dan (4) *zero phase wavelet* (Sukmono, 1999a)

a. Ekstraksi Wavelet Secara Statistik dari Data Seismik

Jenis ekstraksi *wavelet* selanjutnya adalah ekstraksi *wavelet* dari data seismik secara statistik. Ekstraksi dengan cara ini hanya menggunakan data seismik dengan masukan posisi serta *window* waktu target yang akan diekstrak. Untuk memperoleh korelasi yang lebih baik, maka dilakukan *shifting* pada *event-event* utama., jika perlu dilakukan *stretch* dan *squeeze* pada data sintetik. Namun

karena *stretch* dan *squeeze* sekaligus akan merubah data log, maka yang direkomendasikan hanyalah *shifting* saja.

b. Ekstraksi Wavelet Secara Deterministik

Ekstraksi *wavelet* dengan cara ini akan memberikan *wavelet* yang akan lebih mendekati *wavelet* sebenarnya dari data seismik. Ekstraksi ini dilakukan terhadap data seismik sekaligus dengan kontrol data sumur, sehingga akan memberikan *wavelet* dengan fasa yang tepat. Namun ekstraksi ini hanya akan memberikan hasil yang maksimal, jika data sumur sudah terikat dengan baik. Ekstraksi *wavelet* secara statistik dan pengikatan yang baik sangat diperlukan untuk mendapatkan hasil ekstraksi *wavelet* secara deterministik dengan kualitas yang baik. Untuk menghasilkan sintetik dengan korelasi optimal, maka dilakukan *shifting* dan bila diperlukan, maka dapat dilakukan *stretch* dan *squeeze*, akan tetapi hal tersebut tidak dianjurkan.

5. Trace Seismik

Setiap *trace* merupakan hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan noise (Russel, 1996).

$$S(t) = w(t) * r(t) + n(t) \dots\dots\dots(1) \text{ dimana,}$$

$S(t)$ = trace seismik

$w(t)$ = wavelet seismik

$r(t)$ = reflektivitas bumi,

dan $n(t)$ = noise

6. *Akustik Impedance*

Trace seismik merupakan konvolusi dari reflektifitas bumi (KR) dengan *wavelet* sumber ditambah dengan komponen bising (*noise*) dalam domain waktu.

$$S(t) = W(t) * KR(t) + n(t),$$

dimana : $S(t)$ = *trace* seismik,

$W(t)$ = *wavelet* seismik,

$KR(t)$ = reflektifitas bumi,

$n(t)$ = *noise*. Jika *noise* dianggap nol, maka:

$$S(t) = W(t) * KR(t).$$

KR atau reflektifitas merupakan fungsi kontras *AI* dalam bumi, sehingga KR merupakan besaran yang merepresentasikan batas antara kedua lapisan yang memiliki beda *AI*. Secara matematis, KR pada batas kedua lapisan tersebut dirumuskan sebagai berikut:

$$KR = \frac{IA_{i+1} - IA_i}{IA_{i+1} + IA_i}$$

dimana i = lapisan ke- i dan berada di atas lapisan ke- $(i+1)$.

Sehingga nilai dari kontras *AI* dapat diperkirakan dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudonya semakin kontras *AI*-nya. Sedangkan nilai *AI* adalah:

$$IA = \rho V$$

IA : Akustik Impedance

ρ : *densitas*

V_p : Kecepatan rambat gelombang

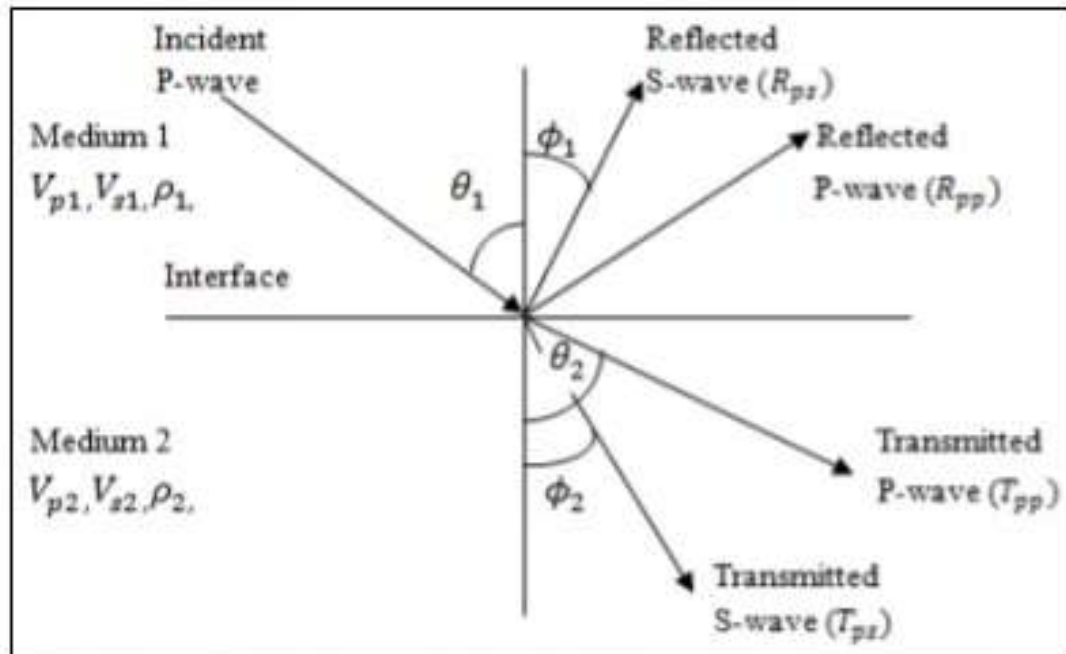
AI adalah parameter batuan yang dipengaruhi oleh tipe dari litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan, dan suhu. Oleh sebab itu AI dapat digunakan untuk identifikasi litologi, porositas, hidrokarbon, dan yang lainnya. Dalam mengontrol harga AI , kecepatan mempunyai arti lebih penting dibandingkan dengan densitas. Pada **Gambar 3.12** dapat dilihat beberapa faktor yang dapat mempengaruhi nilai kecepatan gelombang seismik.

B. Teori AVO

Metoda AVO didasarkan pada suatu anomali menaiknya amplitudo sinyal seismik terhadap bertambahnya jarak sumber penerima (offset) dan suatu pemantul (reflector). Pada kondisi normal yaitu ketika tidak dijumpai adanya anomali, maka semakin besar offset semakin besar sudut datangnya dan semakin kecil amplitudonya. Namun pada kasus AVO amplitudonya akan semakin besar dengan bertambahnya offset. Menurut Ostrander (1984), perubahan amplitudo refleksi gelombang P terhadap offset akan terjadi jika gelombang seismik tersebut dipantulkan oleh lapisan pasirgas, begitu juga sebaliknya jika gelombang seismik tersebut terefraksi. AVO muncul akibat adanya partisi energi pada bidang reflektor. Sebagian energi dipantulkan dan sebagian lainnya ditransmisikan.

Ketika gelombang seismik menuju batas lapisan pada sudut datang tidak sama dengan nol maka konversi gelombang P menjadi gelombang S terjadi. Amplitudo dari energi yang terefleksikan dan tertransmisikan tergantung pada sifat fisik diantara bidang reflektor. Sebagai konsekuensinya, koefisien refleksi menjadi fungsi dari kecepatan gelombang (V_p), kecepatan gelombang S (V_s),

densitas (ρ) dari setiap lapisan, serta sudut datang (θ_1) sinar seismik. Oleh karena itu terdapat empat kurva yang dapat diturunkan yaitu seperti yang ditunjukkan pada gambar.



Gambar 3.4 Refleksi dan transmisi gelombang P untuk sudut datang tidak sama dengan nol (Yilmaz, 2001)

Persamaan dasar AVO pertama kali diperkenalkan oleh Zoeppritz (1919) yang menggambarkan koefisien refleksi dan transmisi pada sudut datang lebih besar dari nol dengan parameter lainnya seperti V_p , V_s , dan densitas kedua lapisan pada bidang batas sebagai fungsi dari sudut datang pada media elastik. Zoeppritz melakukan analisa koefisien refleksi berdasarkan hal tersebut dan persamaannya dapat dituliskan dalam bentuk persamaan matriks

$$\begin{bmatrix}
\sin\theta_1 & \cos\phi_1 & -\sin\theta_2 & \cos\phi_2 \\
-\cos\theta_1 & \sin\phi_1 & -\cos\theta_2 & -\sin\phi_2 \\
\sin 2\theta_1 & \frac{\alpha_1}{\beta_1} \cos 2\phi_1 & -\frac{\rho_2 \alpha_1 \beta_2}{\rho_1 \beta_1} \cos 2\phi_2 & -\frac{\rho_2 \alpha_2 \beta_2}{\rho_1 \beta_1} \cos 2\phi_2 \\
\cos 2\phi_1 & -\frac{\beta_1}{\alpha_1} \sin 2\phi_2 & -\frac{\rho_2 \beta_2}{\rho_1 \alpha_1} \sin 2\phi_2 & -\frac{\rho_2 \beta_2}{\rho_1 \alpha_1} \sin 2\phi_2
\end{bmatrix}
\begin{bmatrix} A \\ B \\ C \\ D \end{bmatrix}$$

$$= \begin{bmatrix} -\sin\theta_1 \\ -\cos\theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ -\cos 2\phi_1 \end{bmatrix}$$

Dimana:

A= Amplitudo gelombang P refleksi

B= Amplitudo gelombang S refleksi

C= Amplitudo gelombang P

transmisi

D= Amplitudo gelombang S

transmisi

α = Kecepatan gelombang P

β = Kecepatan gelombang S

θ_1 = Sudut datang gelombang P

θ_2 = Sudut bias gelombang P

ϕ_1 = Sudut pantul gelombang S

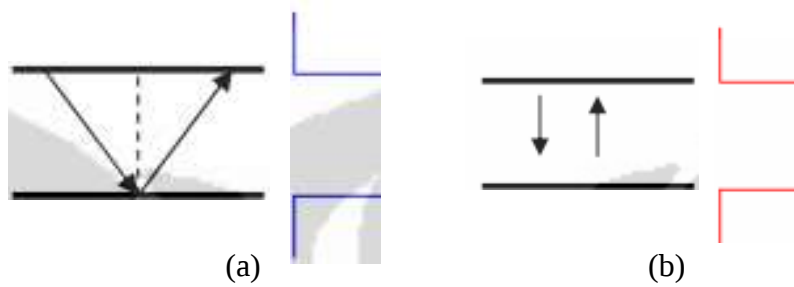
ϕ_2 = Sudut bias gelombang S

ρ = Densitas

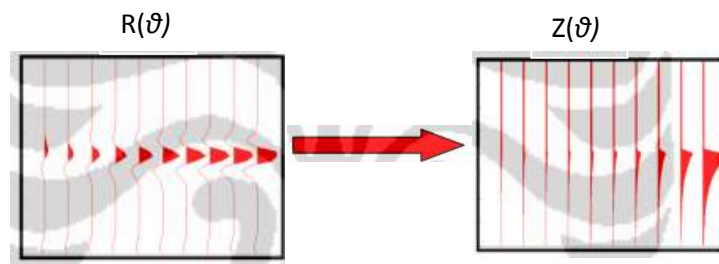
C. Teori Impedance Elastik

Impedansi elastik merupakan impedansi batuan ketika terkena gelombang pada arah tidak normal. Konsep impedansi elastik di dasarkan pada fenomena *AVO (Amplitude Variation with Offset)* dimana terjadi perubahan amplitudo terhadap offset (ekuivalen dengan sudut datang). Seperti yang telah dinyatakan sebelumnya, kontras impedansi batuan dapat menimbulkan sifat reflektivitas,

dengan kata lain reflektivitas batuan dibangkitkan dari parameter impedansi batuan. Maka ketika terjadi perubahan amplitudo terhadap sudut seperti yang biasa terjadi dalam fenomena AVO, satu hal yang dapat diharapkan yaitu, parameter impedansi yang membangkitkan reflektivitas batuan juga berubah terhadap sudut.



Gambar 3.5 (a). Model Impedansi Elastik dan (b). Akustik



Gambar 3.6 Perubahan amplitudo terhadap sudut sebagai konsekuensi dari perubahan impedansi terhadap sudut

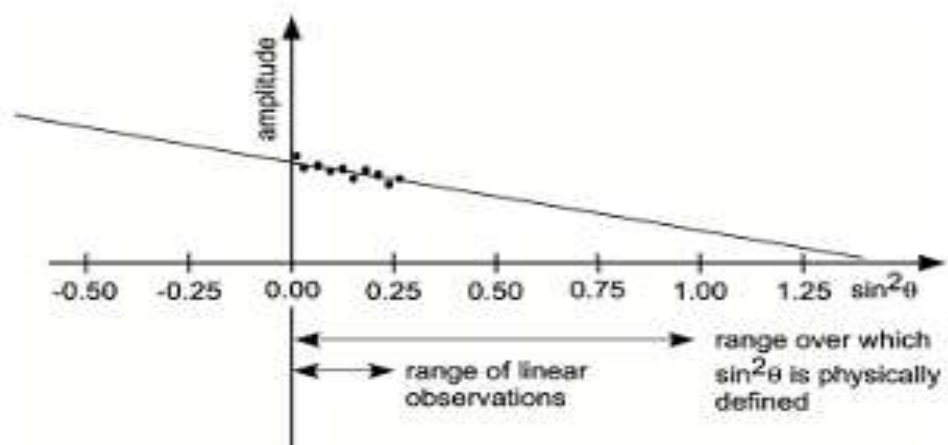
D. Teori EEI (*Extend Elastic Impedance*)

Proyeksi sudut konstan pada penampang seismik merupakan metode yang mampu memberikan perbedaan secara maksimal antara fluida dan litologi. (Whitcombe, 2002) dan konsep impedansi elastik yang diperkenalkan oleh Connolly (1999) secara terori mampu menjadi kerangka referensi impedansi yang meningkatkan reflektivitas dengan proyeksi sudut konstan dari sebuah penampang

seismik. Namun, demikian ada beberapa kesulitan dalam menggunakan konsep impedansi elastik yang didefinisikan oleh Connolly.

Berdasarkan pendekatan linier orde 2 dari persamaan Zoeippritz yang diturunkan oleh Aki dan Richard, $R = A + B \sin^2\theta$, terdapat kebutuhan untuk membuat $|\sin^2\theta|$ meningkat. Jelas tidak ada nilai kontras impedansi yang mampu membangkitkan reflektivitas yang melebihi 1, kecuali terdapat nilai impedansi yang negatif. Dalam praktiknya, ketika $|\sin^2\theta|$ mendekati atau melampaui nilai 1 maka $\log EI$ yang didefinisikan Connolly, menjadi tidak akurat.

Suku $\sin^2\theta$ dalam pendekatan linier persamaan Zoeippritz membatasi rentangan observasi reflektivitas pada batas 0 s/d 1. Namun ekstrapolasi pada arah negatif dan positif dari rentang observasi reflektivitas sepanjang sumbu $\sin^2\theta$ dapat dilakukan, seperti yang ditunjukkan oleh gambar berikut



Gambar 3.7 Rentangan observasi dari plot amplitudo *pre stack* dapat dimodelkan dengan ekstrapolasi linier pada arah negatif dan positif sepanjang sumbu $\sin^2\theta$. (Whitecombe, 2002)

Maka sebuah definisi baru dari konsep impedansi elastik dapat dibuat dengan mengganti $\sin^2 \theta$ menjadi $\tan^2 \theta$ sehingga persamaan linier orde 2 dari pendekatan persamaan Zoeppritz didefinisikan pada rentang $+/- \infty$ ketimbang 0 s/d 1. Selain itu sebuah faktir *scaling* $\cos \theta$ dibutuhkan untuk meyakinkan bahwa nilai reflektivitas tidak akan pernah melebihi 1. (Whitcombe, 2002)

Sifat Fisika batuan pada perubahan Amplitudo terhadap Sudut sebagai konsekuensi dari perubahan impedansi terhadap sudut. Untuk sudut refleksi tidak normal, sebuah fungsi $f(\theta)$ yang merupakan analogi dari impedansi akustik dibutuhkan untuk menyatakan reflektivitas pada sudut tidak normal (Connolly, 1999).

$$R(\theta) = \frac{f(t_i) - f(t_{i-1})}{f(t_i) + f(t_{i-1})}$$

Dimana,

$R(\theta)$ = Reflektivitas pada sudut tidak normal

$f(i)$ = analogi AI yang didefinisikan sebagai Impedansi Elastik (EI)

Persamaan (2.17) kemudian dapat dinyatakan sebagai berikut.

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

Kemudian dengan menggunakan pendekatan linier dari persamaan Zoeppritz yang diturunkan oleh Aki dan Richard (1980), persamaan yang mengekspresikan Ei dapat diturunkan sebagai berikut.

$$\begin{aligned} \frac{1}{2} \Delta \ln(EI) = & \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta \alpha}{\alpha} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) + \left(\frac{1}{2} \frac{\Delta \alpha}{\alpha} - 4 \frac{\beta^2}{\alpha^2} \frac{\Delta \beta}{\beta} - 2 \frac{\beta^2}{\beta^2} \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \sin^2 \theta \\ & + \frac{1}{2} \frac{\Delta \alpha}{\alpha} \sin^2 \theta \tan^2 \theta \end{aligned}$$

Jika $(V_s/V_p)^2$ disubsitusi dengan K maka,

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

Karena $\sin^2 \theta \tan^2 \theta = \tan^2 \theta - \sin^2 \theta$ maka,

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

Dari tiga suku persamaan Aki dan Richard, hanya dua suku pertama yang digunakan seperti kebanyakan aplikasi AVO dimana A merupakan *Intercept* dan B merupakan *Gradient*. Selain itu diketahui bahwa $\Delta \ln x = \Delta x/x$, maka

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

Diasumsikan nilai K konstan untuk daerah interest, maka

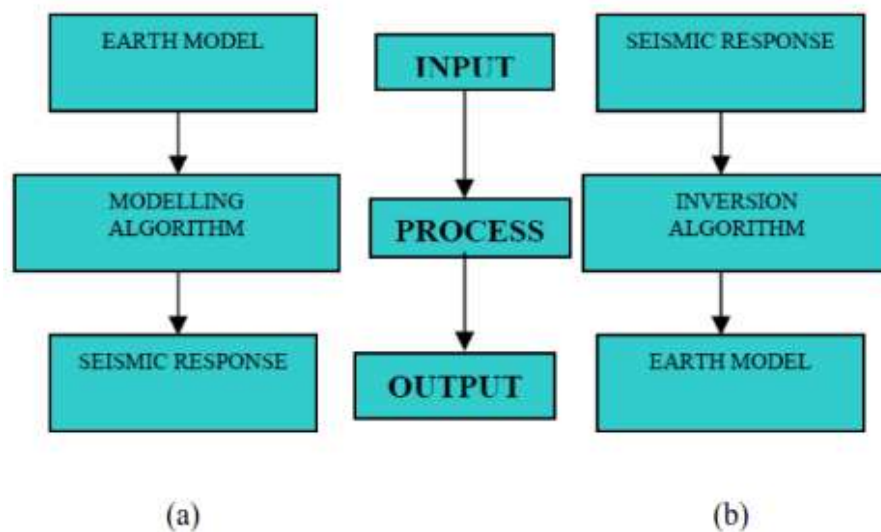
$$= \Delta \ln(\alpha^{(1+\tan^2 \theta)}) - \Delta \ln(\beta^{(8K \sin^2 \theta)}) + \Delta \ln(\rho^{(1+4K \sin^2 \theta)})$$

Persamaan (2.19) merupakan sebuah ekspresi impedansi batuan pada sudut tidak normal dan merupakan fungsi dari V_p , V_s dan density yang bervariasi terhadap sudut θ . Dengan menggunakan impedansi elastik, data sumur dapat secara langsung di-tied dengan data stack pada sudut yang tidak nol (Connolly,1999). Sehingga sama seperti amplitudo near stack dapat dikalibrasi dengan menggunakan AI, amplitudo far stack juga dapat dikalibrasi dengan menggunakan analogi dari AI, yaitu EI.

E. Metode Inversi Seismik

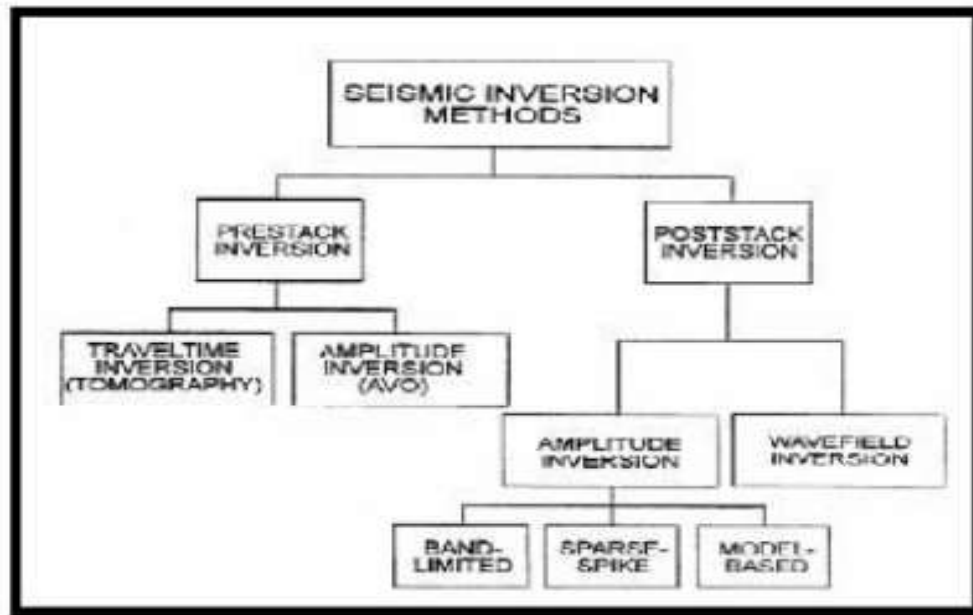
Metode inversi seismik adalah suatu teknik untuk membuat model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai data *input* dan data sumur

sebagai data kontrol (Sukmono, 2000). Definisi tersebut menjelaskan bahwa metode inversi merupakan kebalikan dari pemodelan ke depan (*forward modeling*) yang berhubungan dengan pembuatan seismogram sintetik berdasarkan model bumi. Berikut ini diagram perbandingan antara teknik pemodelan ke depan dan teknik inversi :



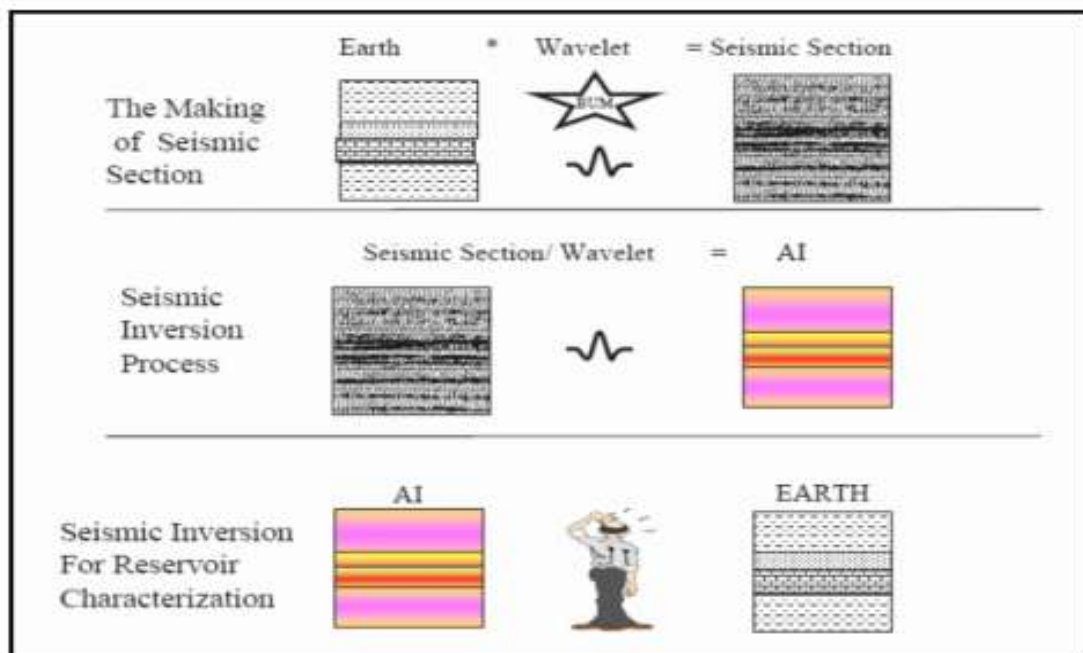
Gambar 3.8. Diagram Alir (a) teknik pemodelan ke depan, (b) teknik inversi (Sukmono, 1999)

Metode seismik inversi terbagi atas dua berdasarkan proses *stack* data seismik yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Inversi *pre-stack* terdiri dari inversi waktu tempuh (tomografi) dan inversi amplitudo (*AVO= Amplitude Versus Offset*). Inversi waktu tempuh merupakan inversi yang menentukan struktur bumi dengan berdasarkan waktu tempuh gelombang, sedangkan *AVO* merupakan inversi yang menentukan parameter elastisitas dari variasi amplitudo berdasarkan jarak. Inversi *post-stack* terbagi atas inversi amplitudo dan inversi medan gelombang. Berdasarkan algoritma, inversi amplitudo terbagi atas *band limited*, *model based*, dan *sparse spike*.



Gambar 3.9. Macam metode seismik inversi (Russel, 1988)

Pada metode inversi seismik penampang seismik dikonversi ke dalam bentuk impedansi akustik yang merepresentasikan sifat fisis batuan sehingga lebih mudah untuk diinterpretasi menjadi parameter-parameter petrofisik misalnya untuk menentukan ketebalan, porositas dan penyebarannya.



Gambar 3.10. Diagram konsep dasar inversi seismik (Sukmono, 2000)

1. Inversi Impedansi Akustik

Impedansi Akustik merupakan kemampuan fisis batuan untuk dilewati oleh gelombang akustik. Secara matematis impedansi akustik batuan adalah hasil perkalian antara kecepatan dengan densitas suatu batuan.

$$IA = V_p \times \rho$$

IA = Impedansi Akustik

V_p = Kecepatan gelombang seismik

ρ = densitas batuan

Dalam mengontrol harga IA, kecepatan mempunyai arti yang lebih penting daripada densitas. Sebagai contoh, porositas atau material pengisi pori batuan (air, minyak, gas) lebih mempengaruhi harga kecepatan daripada densitas. Sukmono, (1999) menganalogikan IA dengan *acoustic hardness*. Batuan yang keras ("hard rock") dan sukar dimampatkan, seperti batu gamping mempunyai IA yang tinggi, sedangkan batuan yang lunak seperti lempung yang lebih mudah dimampatkan mempunyai IA rendah. Setiap adanya perubahan IA di bawah permukaan bumi akan menimbulkan koefisien refleksi yang dirumuskan sebagai berikut :

$$KR \frac{IA_2 - IA_1}{IA_2 + IA_1} = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1}$$

$$KR \frac{IA_2 - IA_1}{IA_2 + IA_1} = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1}$$

KR = koefisien refleksi

$IA1$ = impedansi akustik lapisan pertama

$IA2$ =

ρ = impedansi akustik lapisan kedua

ρ = densitas

V = kecepatan

2. *Model Based Inversion*

Prinsip metode ini adalah membuat model *geologi* dan membandingkannya dengan data rill seismik (Russel, 1999). Metode inversi berbasis model dapat mengembalikan frekuensi rendah dan tinggi yang hilang dengan cara mengkorelasikan data seismik dengan respon seismik dari model *geologi*, karena itu metode inversi ini secara teori memiliki cakupan frekuensi yang lebih luas dibandingkan metode rekursif. Secara matematis digambarkan sebagai berikut :

Model konvolusi 1-D :

$$T_i = \sum_{j=i}^N r(j)W(i - \tau(j)) + 1 + n(i)$$

Dimana: $T(i)$ = Jejak Seismik

$r(j)$ = Reflektivitas pada offset 0

$\tau(j)$ = Ekpresi tambahan sampel

I, j = Jumlah sampel dan pertambahan sampel

Dugaan awal koefisien refleksi :

$r_o(j)$ dengan $j = 1, 2, 3, \dots, N$

Maka jejak awal model

$$M_i = \sum_{j=i}^N r_0(j)W(i - \tau(j) + 1)$$

dengan $M(i)$ = Model

dan error $e(i)$ atau selisih antara jejak seismik $T(i)$ dan $M(i)$ dihitung oleh:

$e(i) = T(i) - M(i)$, jika diasumsikan bahwa reflektivitas sebenarnya adalah :

$r_{(i)} = r_0(i) + \Delta r(i)$, dengan $\Delta r(i)$ = selisih reflektivitas dugaan awal dengan reflektivitas sebenarnya.

Maka untuk memperoleh $\Delta r(i)$ dilakukan dengan cara meminimalkan jumlah

error atau selisih menggunakan fungsi obyektif :

$$j = \sum_i^{n_{\text{sampel}}} \left[e(i) - \sum_i^N \Delta r(j)W(i - \tau(j) + 1) \right]^2$$

dengan j = fungsi obyektif

F. Modulus Elastik

1. Hukum Hooke

Hukum Hooke Hukum Hooke menyatakan bahwa terdapat hubungan linear antara stress dan strain pada batuan (antara gaya yang diterapkan dan besarnya deformasi).

$$\sigma = C \cdot e \dots \dots \dots$$

Strain (e) dan Stress (σ) merupakan besaran tensor, sedangkan C adalah konstanta yang berupa matriks (tensor) yang menentukan sifat dasar elastisitas dari suatu batuan. Pada material isotropik, koefisien – koefisien matriks C tersebut

direduksi menjadi dua macam parameter elastik bebas yang mencirikan sifat elastisitas batuan. Beberapa kombinasi dari beberapa parameter bebas ini disebut Modulus Elastik. Beberapa Modulus Elastik tersebut adalah :

2. **Modulus Young**

Modulus Young atau modulus elastisitas merupakan faktor penting dalam mengevaluasi deformasi batuan pada kondisi pembebanan yang bervariasi. Nilai modulus elastisitas batuan bervariasi dari satu contoh batuan dari satu daerah geologi ke daerah geologi lainnya karena adanya perbedaan dalam hal formasi batuan dan genesa atau mineral pembentuknya. Modulus elastisitas dipengaruhi oleh tipe batuan, porositas, ukuran partikel, dan kandungan air. Modulus elastisitas akan lebih besar nilainya apabila diukur tegak lurus perlapisan daripada diukur sejajar arah perlapisan (Jumikis, 1979). Modulus elastisitas dihitung dari perbandingan antara tegangan aksial dengan regangan aksial. Modul elastisitas dapat ditentukan berdasarkan persamaan :

$$E = \frac{\sigma_{xx}}{\epsilon_{xx}} = \frac{\mu(3\lambda + 2\mu)}{\lambda + \mu}$$

3. **Modulus Shear dan Modulus Bulk**

Sama seperti Incompressibility, bulk modulus (k) merupakan parameter elastik batuan yang peka terhadap kehadiran gas dalam pori-pori batuan. Hal ini disebabkan karena gas memiliki karakter bulk modulus yang terbedakan dari air dan minyak. Dengan melakukan pengukuran seismik di lapangan, parameter bulk modulus, shear modulus dan parameter-parameter elastik batuan lainnya tidak

secara langsung dapat diukur, melainkan dengan menggunakan perantara-parameter lain yang berhubungan. Parameter yang biasa digunakan untuk menganalisa karakter elastik batuan yaitu kecepatan rambat gelombang seismik, baik untuk gelombang P maupun untuk gelombang S. Seperti yang dinyatakan dalam persamaan di bawah ini, parameter-parameter elastik batuan dapat diekstrak dari data seismik.

$$V_p = \sqrt{\frac{K + 4/3\mu}{\rho}}$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$$

Dengan menggunakan persamaan (2.1), maka persamaan (2.2) dapat dinyatakan ke dalam bentuk :

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}}$$

Namun demikian, untuk kasus batu pasir yang mengandung gas, kecepatan rambat gelombang P seismik dinyatakan dalam persamaan di bawah ini. (Gassman, 1951)

$$V_{p-sat} = \sqrt{\frac{K_{sat} + \frac{4}{3}\mu_{sat}}{\rho_{sat}}}$$

dimana, **V_{p-sat}** = kecepatan gelombang P yang tersaturasi fluida.

K_{sat} = Nilai bulk modulus dalam kondisi tersaturasi fluida.

μ_{sat} = Nilai shear modulus dalam kondisi tersaturasi fluida.

ρ_{sat} = Nilai densitas dalam kondisi tersaturasi fluida.

Sedangkan untuk kasus yang sama, kecepatan gelombang S dapat dinyatakan dengan persamaan di bawah ini. (Biot, 1956)

$$V_{p-sat} = \sqrt{\frac{\mu_{sat}}{\rho_{sat}}}$$

Dimana, V_{s-sat} = Kecepatan gelombang S dalam kondisi tersaturasi fluida

Dalam keadaan tersaturasi, nilai μ tidak berubah dari kondisi awal yang tidak tersaturasi, karena parameter elastis ini menyatakan sifat matriks batuan secara independen. Jadi V_s dan V_{s-sat} memiliki nilai yang sama. Sedangkan untuk bulk modulus, dengan penjelasan yang sama seperti Incompressibility, sangat terpengaruh oleh fluida yang mengisi pori batuan, terutama dengan kehadiran gas. Persamaan Gassman menyajikan model yang simple dalam menentukan efek saturasi fluida dalam batuan terhadap bulk modulus. (De-hua Han and Michel L. Batzle, 2004)

$$K_s = K_d + \Delta K_d$$

$$\Delta K_d = \frac{K_o \left(1 - \frac{K_d}{K_o}\right)^2}{1 - \Phi - \frac{K_d}{K_o} + \Phi K_o / K_f}$$

dimana,

K_o = Bulk modulus untuk mineral batuan

K_f = Bulk modulus untuk fluida

K_d = Bulk modulus ketika batuan dikeringkan

K_s = Bulk modulus ketika tersaturasi dengan fluid

Φ = Porositas

ΔK_d merupakan perubahan bulk modulus batuan kering ketika terisi oleh fluida. Dan berdasarkan persamaan (2.7), seperti yang diharapkan, keberadaan fluida dalam batuan hanya mempengaruhi bulk modulus (atau Incompressibility) dan tidak mempengaruhi shear modulus.

4. Konstanta Lamé

Lamé's constant mengilustrasikan hubungan antara keempat konstanta elastisitas yang telah disebutkan sebelumnya.

$$\begin{aligned}\lambda &= \rho V_p^2 - 2\rho V_s^2 \\ &= \rho V_p^2 - 2\rho\mu\end{aligned}$$

λ = Konstanta Lamé

V_p^2 = Kecepatan Gelombang P

V_s^2 = Kecepatan Gelombang S

ρ = Densitas

5. Poisson Ratio

Poisson's Ratio adalah sebuah konstanta elastik yang merepresentasikan sifat fisis batuan. Pengertian fisis Poisson's Ratio dapat dijelaskan dengan contoh sbb: Bayangkan sebuah sampel batuan yang berbentuk selinder dengan panjang L dan jari-jari R . Sampel tersebut ditekan dengan gaya berkekuatan F . Karena tekanan tersebut maka panjang sample akan memendek dan jari-jarinya akan

melebar. Jika perubahan panjangnya adalah dL dan perubahan jari-jarinya adalah dR , maka besaran Poisson's Ratio adalah dR/dL . Poisson's Ratio dapat dituliskan sebagai fungsi dari kecepatan gelombang kompresi dan geser:

$$\sigma = \frac{(V_p/V_s)^2}{2 \left[\left(\frac{V_p}{V_s} \right) - 1 \right]}$$

σ = Poisson Ratio

V_p = Kecepatan Gelombang P

V_s = Kecepatan Gelombang S

BAB IV

DATA DAN PENGOLAHAN DATA

A. Waktu dan Tempat Pelaksanaan

Penelitian yang mengambil judul “**ANALISA PERSEBARAN RESERVOAR LITOLOGI SANDSTONE MENGGUNAKAN METODE INVERSI *EXTEND ELASTIC IMPEDANCE* (EEI) DI LAPANGAN “PARSAPADANGAN” PADA FORMASI KAMBITIN, CEKUNGAN BARITO, KALIMANTAN SELATAN.** Dilaksanakan di Pertamina EP. Penelitian ini dilaksanakan pada awal bulan April 2016 sampai dengan akhir bulan Mei 2016.

No	Kegiatan	April				Mei			
1.	Studi literature								
2.	Pengambilan/Pengumpulan data								
3.	Pengolahan data								
4.	Evaluasi hasil pengolahan data								
5.	Penulisan laporan akhir								

Tabel 4.1 Jadwal Kegiatan Penelitian

B. Alat dan Bahan

Perangkat Lunak yang digunakan dalam penelitian ini adalah *Decision Space Geoscience (DSG)*, *Hampson Russel 9*, dan *Geolog, Interactive Petrophysic, Petrel 2009*. Sedangkan data yang menunjang dalam pelaksanaan Penelitian ini , antara lain sebagai berikut :

1. Data sumur

Data sumur yang tersedia ada 14 data sumur, tetapi digunakan pada penelitian ini adalah hanya 3 sumur yaitu P9, P13 dan P14. Karena sumur tersebut yang memiliki kelengkapan data *log* sebagai berikut :

Tabel 4.2 Kelengkapan Data Sumur

No	Nama Sumur	Kelengkapan Sumur									
		GR	Density	Vp	Vs	NPHI	Resisti vitas	AI	Porositas	Caliper	Checkshot
1	P -1	√	√	√	-	√	√	√	√	√	Copy P -9
2	P -2	√	√	√	-	√	√	√	√	√	Copy P -9
3	P -3	√	√	√	-	√	√	√	√	√	Copy P -9
4	P -4	√	√	√	-	√	√	√	√	√	Copy P -9
5	P -5	√	√	√	-	√	√	√	√	√	Copy P -9
6	P -6	√	√	√	-	√	√	√	√	√	Copy P -9
7	P -7	√	√	√	-	√	√	√	√	√	Copy P -9
8	P -8	√	√	√	-	√	√	√	√	√	Copy P -9
9	P -9	√	√	√	√	√	√	√	√	√	P -9
10	P -10	√	√	√	-	√	√	√	√	√	Copy P -9
11	P -11	√	√	√	-	√	√	√	√	√	Copy P -9

12	P -12	√	√	√	-	√	√	√	√	√	Copy P -9
13	P -13	√	√	√	√	√	√	√	√	√	Copy P -9
14	P -14	√	√	√	√	√	√	√	√	√	Copy P -9

2. Data Checkshot

Data ini digunakan untuk melakukan pengikatan antara data sumur dengan data seismik (*Well Seismik Tie*). Data *Checkshot* yang digunakan merupakan data dari *Checkshot P-9*

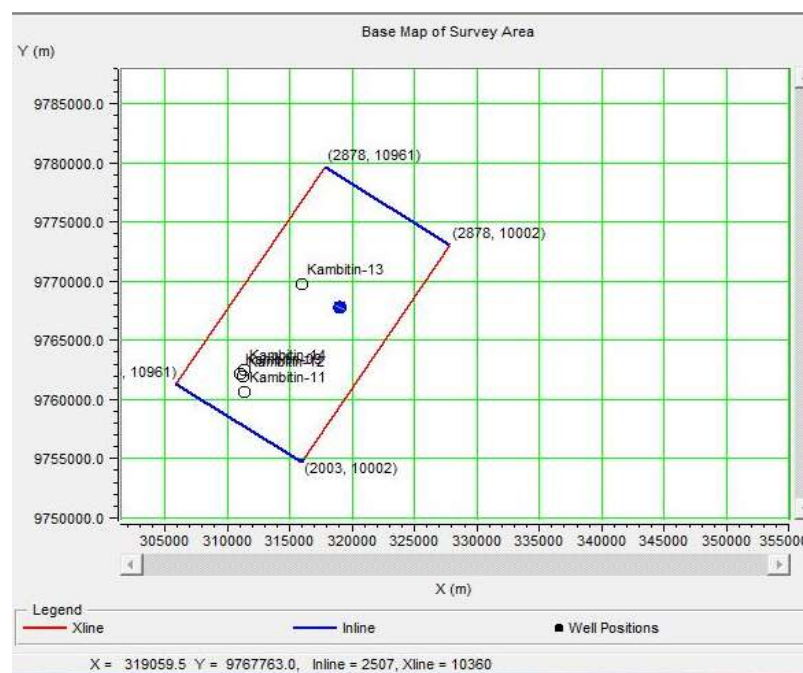
3. Marker

Data *marker* digunakan sebagai acuan melakukan *picking horizon* dan pengikatan data sumur dan seismik. Data *marker* yang digunakan yaitu Top C.

4. Data Horizon

Data *Horizon* digunakan sebagai acuan untuk batas atas dan bawah dari reservoir tersebut. *Horizon* yang digunakan adalah *AFS_Horizon*.

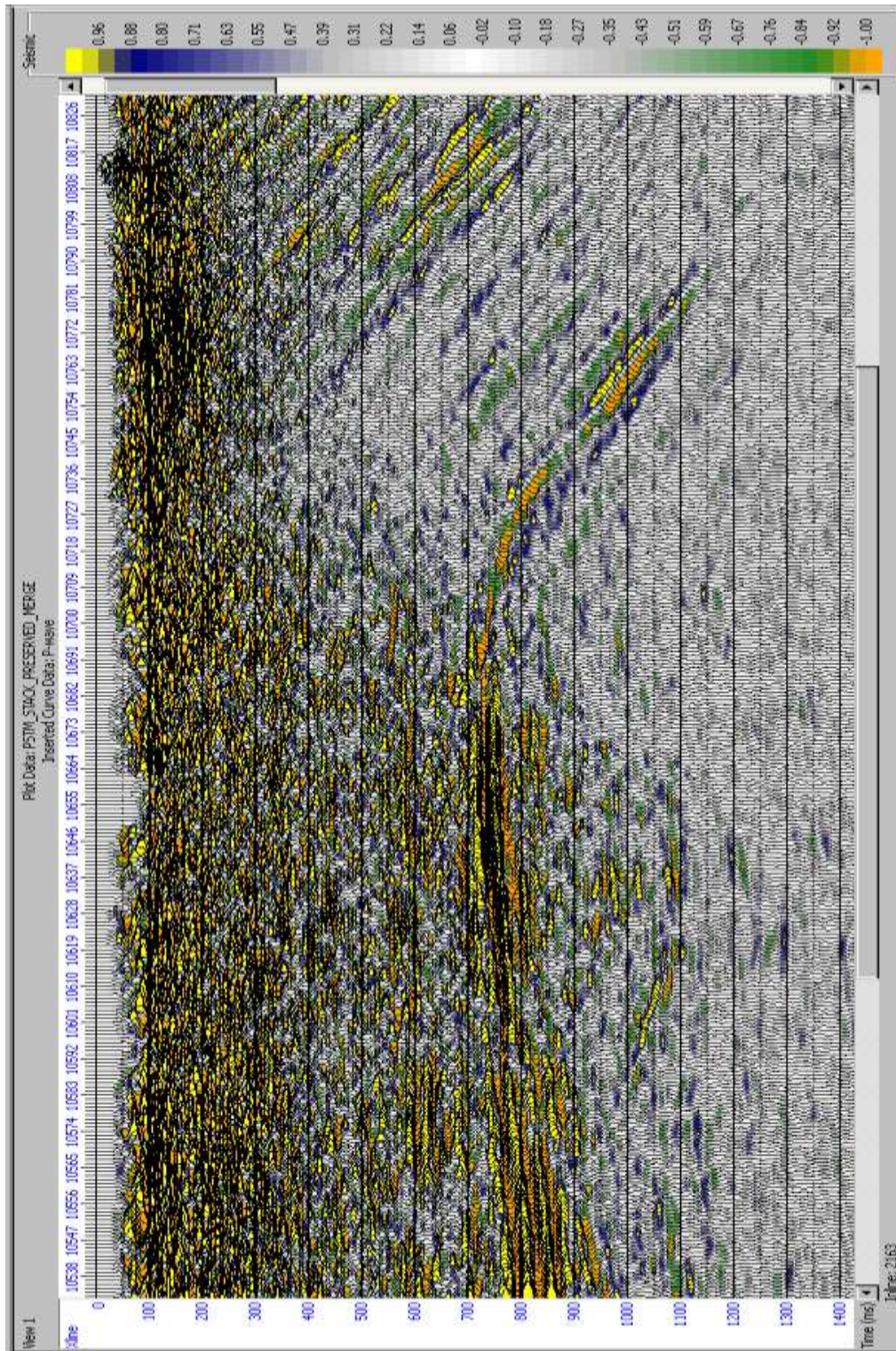
5. Data Basemap



Gambar 4.1 Basemap

6. Data Seismik *Post-stack*

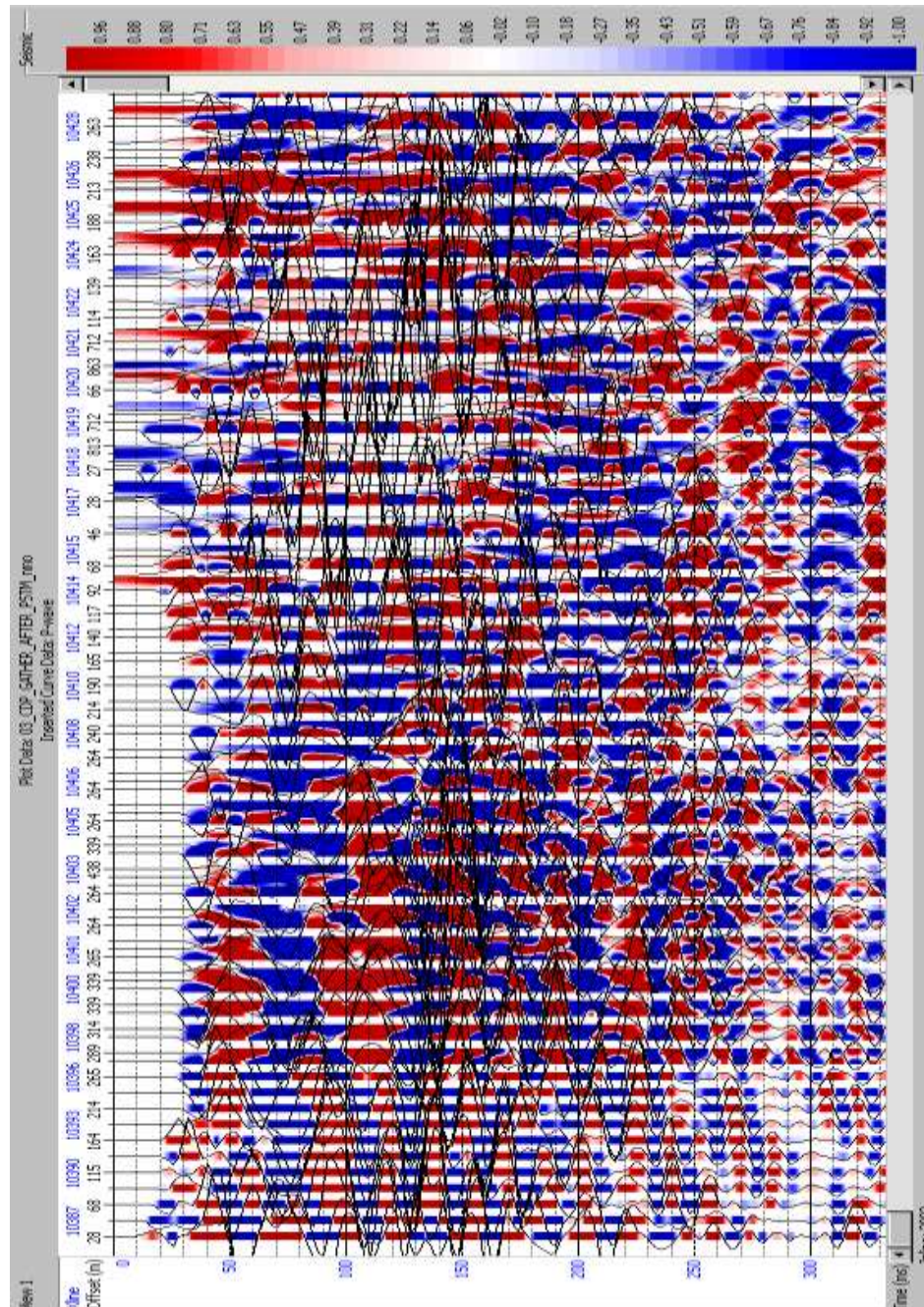
Data ini dapat dilihat pada **gambar 4.3**, data seismik *post-stack* ini diperlukan untuk melakukan interpretasi struktur.



Gambar 4.2 Post Stack Time Migration

7. Data Seismik *Pre-Stack*

Data *pre-stack* seismik dalam bentuk *angle gather* data ini dapat dilihat pada **gambar 4.4** yang akan digunakan untuk analisis AVO dan menentukan kelas anomali AVO-nya. Dan untuk menentukan nilai *gradient* dan *intercept*nya.



Gambar 4.3 CDP Gather

C. Tahapan Penelitian

1. Pengolahan Tahap 1

Tahapan pengolahan data seismik, data sumur dan data *checkshot*. Tahapan pengolahan tahap 1 meliputi memasukkan data *log*, menganalisis data *log* yang telah tersedia, *well seismic-tie*, interpretasi struktur. Data seismik yang digunakan adalah data seismik *post-stack time migration*. Data sumur yang digunakan adalah **P-9, P-9, P-9, P-9, P-9, P-9**. Data *checkshot* yang digunakan adalah *checkshot P-9*.

I. Memasukkan data Log

Menginput data log yang ada kedalam sistem, data log yang utama digunakan adalah *log Gamma Ray*, *Log DT(Log Vp)*, *Log NPHI*, *Log Density*, *Log Resistivity*. Adapun data log lainnya digunakan untuk menganalisis data yang akan digunakan seperti *Log SP*, *Log Caliper*, *Log Resistivity*, seperti pada **Gambar xxx**

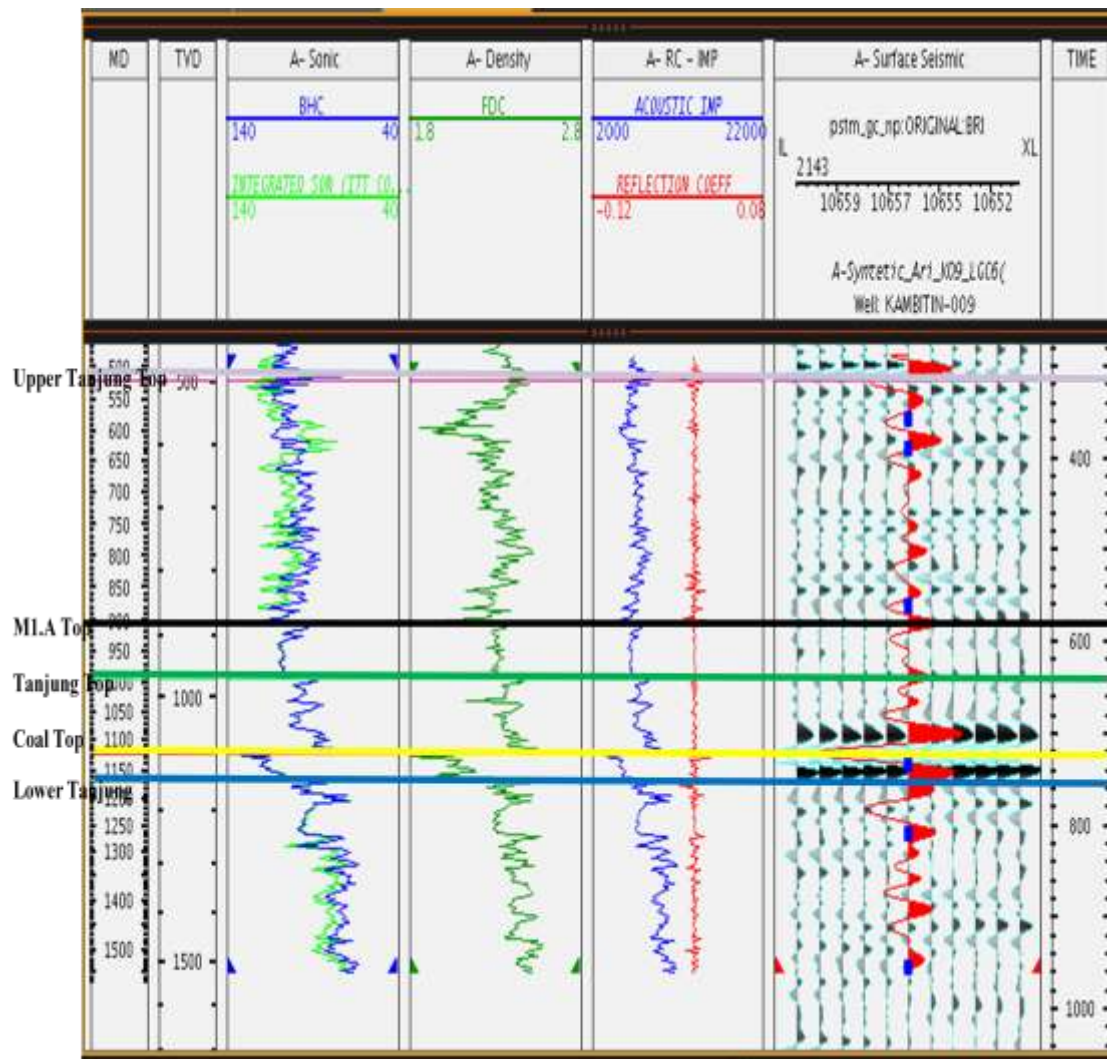
II. Menganalisis data Log

Proses analisa data *Log* dilakukan untuk melihat respon dari setiap data *log* yang ada pada target penelitian sebagai analisa awal. Dan melihat kelengkapan data *Log* yang ada dari setiap sumur untuk proses pengolahan data ke-tahap selanjutnya. Pada proses analisa data *Log* ini juga dilakukan untuk melihat posisi setiap sumur pada *basemap*. (**Gambar 4.1**).

III. Well Seismic Tie

Well Seismic Tie dilakukan untuk mengkorelasi antara data sumur yang memiliki domain kedalaman dengan data seismik yang memiliki domain waktu. Pada proses *Well Seismic Tie* dibuat *Syntetic Seismogram* dari data *Log*

dengan data *Trace Seismic* sesungguhnya seperti pada **Gambar 4.3**. Proses *Well Seismic Tie* sangatlah penting untuk melakukan interpretasi *Horizon* pada *marker* yang di dapatkan dari data sumur.

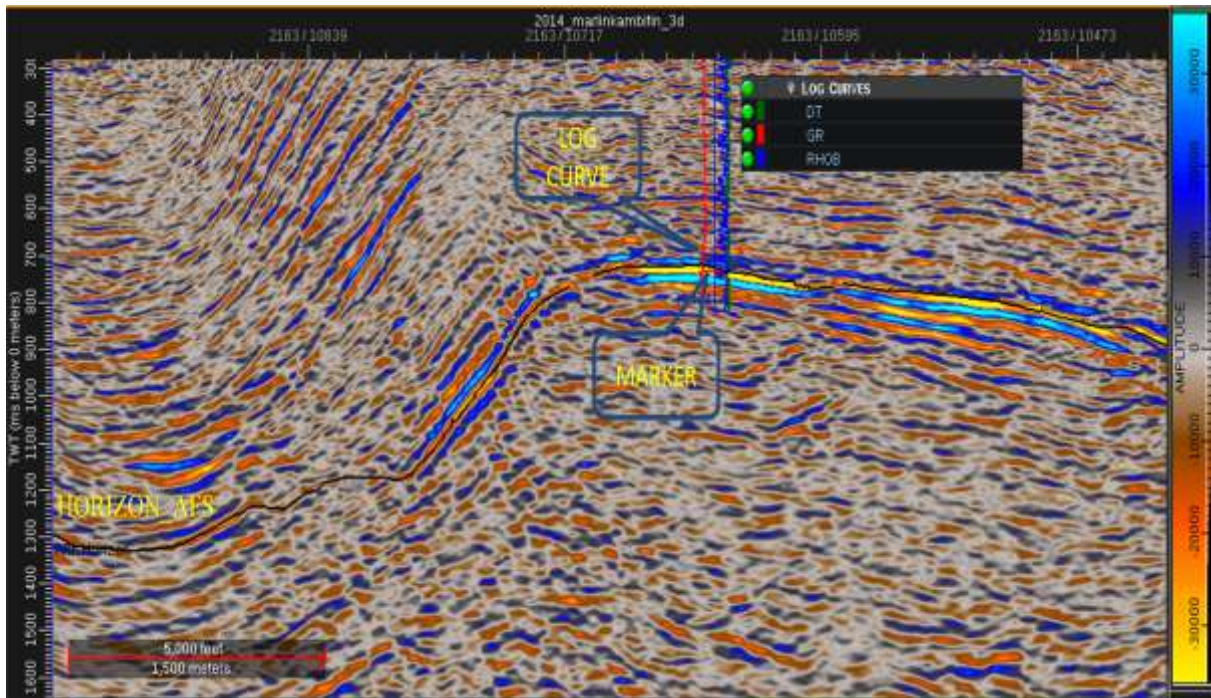


Gambar 4.3 Well Seismic Tie

IV. Interpretasi *Horizon*

IV.1. Picking *Horizon*

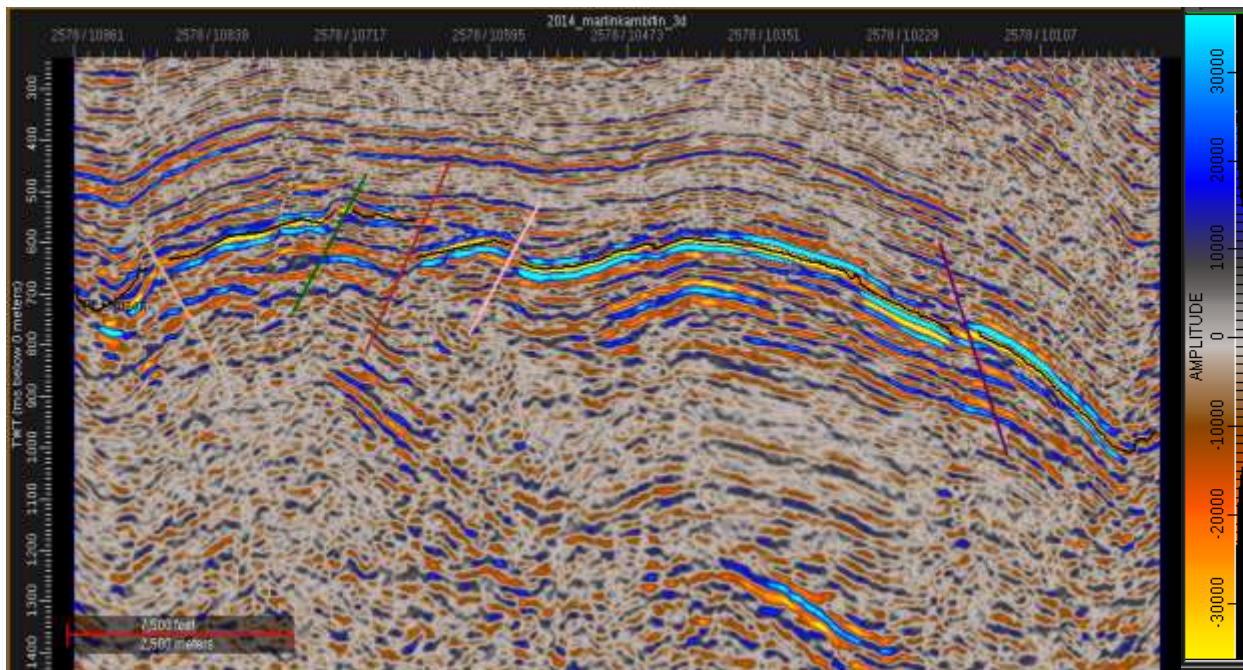
Intrepretasi *Horizon* sangatlah penting untuk menjadi *Guide* atau *Zona Target*. Pada Penelitian ini *Horizon* yang digunakan adalah Top C (**Gambar 4. 4**).



Gambar 4.4 Picking Horizon

IV.2. Picking Fault

Interpretasi Struktur dilakukan untuk melihat struktur yang terjadi pada zona target tersebut.



Gambar 4.5 Picking Fault

2. Adapun Tahap 2

Pada pengolahan tahapan ini difokuskan pada pengolahan data sumur. Tahapan pengolahan tahap 2 ini meliputi memasukkan data *log*, menganalisis data *log* yang telah tersedia, *sensitivity analysis*, create EEI log, *crosscorrelation EEI log* with parameter sensitif. Data sumur yang digunakan pada tahapan ini adalah **P-9, P-13 dan P-14**.

1. Memasukkan data *Log*

Menginput data log yang ada kedalam sistem, data log yang utama digunakan adalah *log Gamma Ray*, *Log DT(Log Vp)*, *Log NPHI*, *Log Density*, *Log Resistivity*. Adapun data log lainnya digunakan untuk mendukung analisa data yang akan digunakan seperti *Log SP*, *Log Caliper*, *Log Resistivity*.

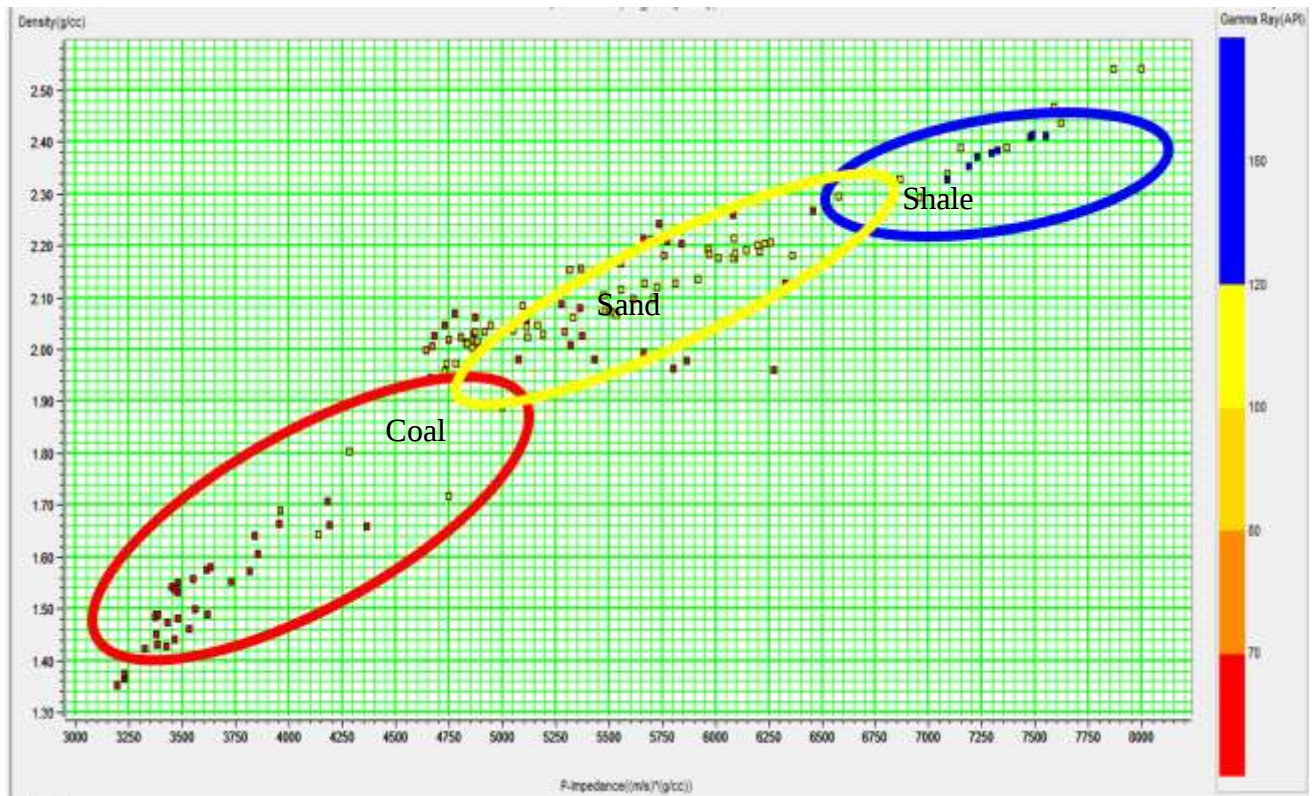
2. Menganalisis data *Log*

Proses analisa data *Log* dilakukan untuk melihat respon dari setiap data *log* yang ada pada target penelitian sebagai analisa awal. Analisa pada tahap kedua ini untuk melihat parameter yang sensitif dan melihat kelengkapan data *Log* yang ada dari setiap sumur untuk proses pengolahan data selanjutnya.

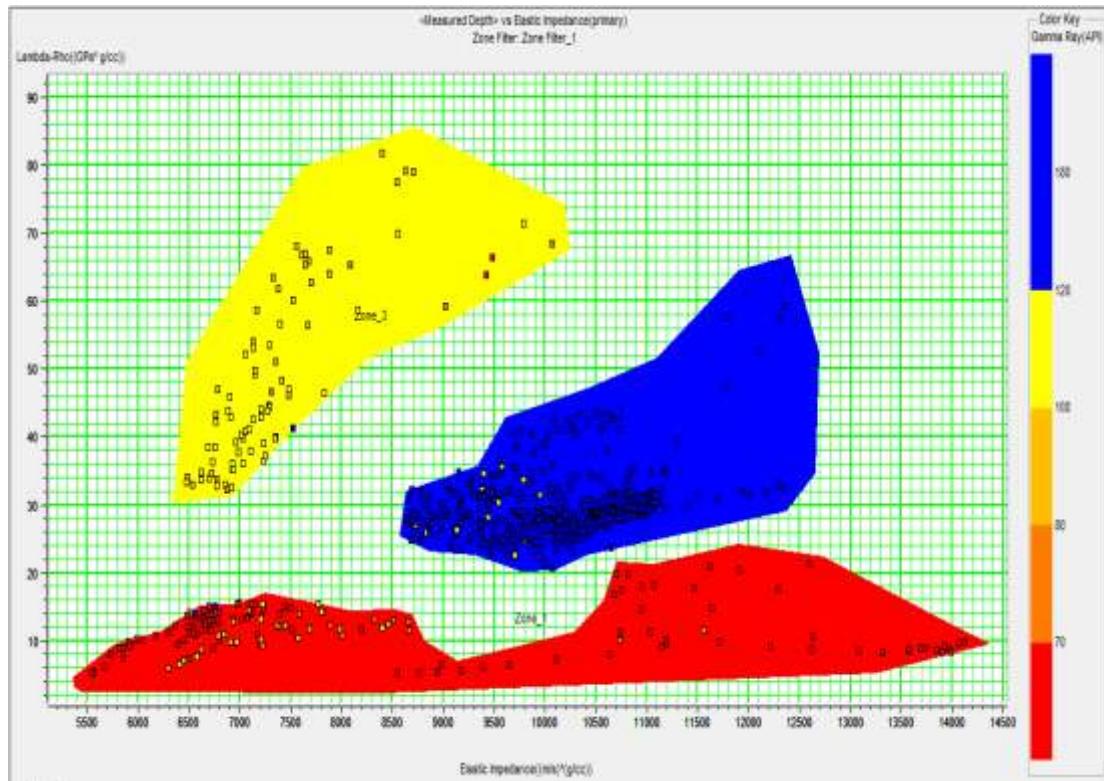
3. Melakukan Analisa Sensitivitas

Untuk melihat parameter yang sensitif, analisis sensitivitas harus dilakukan. Untuk mendapatkan parameter yang sensitif dilakukan *crossplot* pada parameter disetiap *Well*. Dari analisis sensitivitas didapatkan informasi bahwa AI tidak dapat memisahkan litologi *Sand*, *Coal*, dan *Shale* (**Gambar 4.5**). Parameter yang

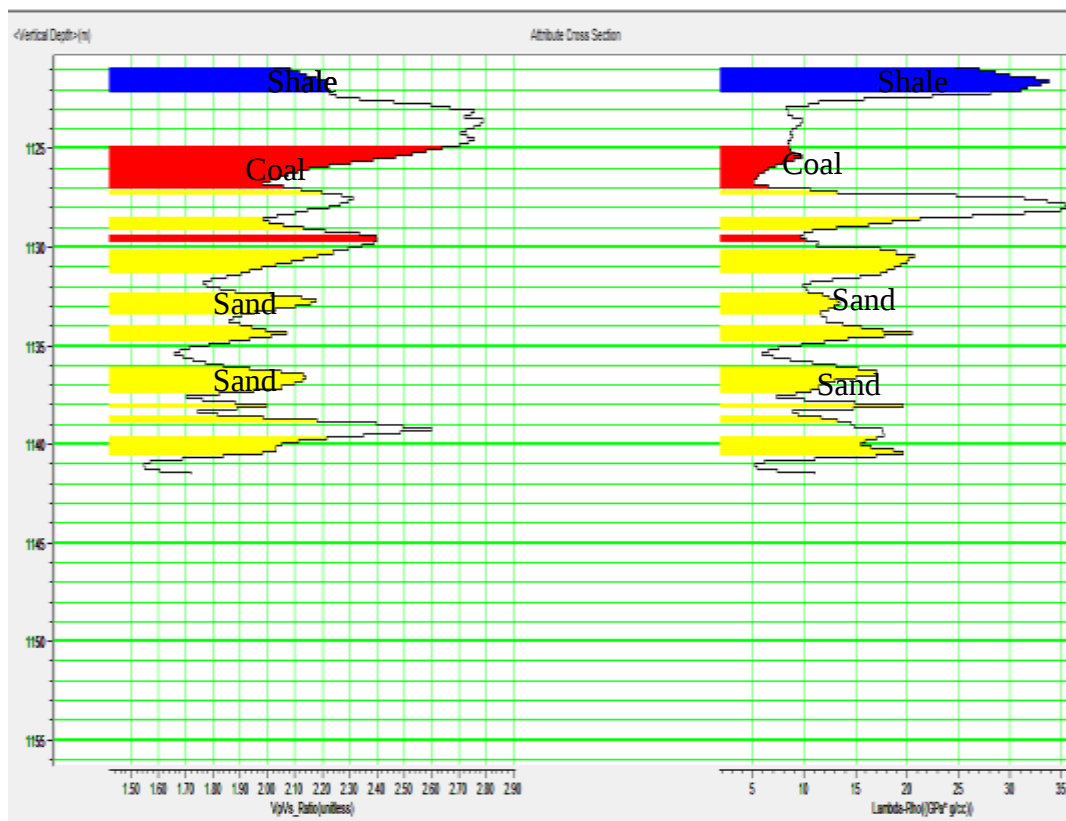
sensitif memisahkan litologi *Sand* yang memiliki kandungan gas, *Coal*, dan *Shale* adalah λ/μ sebagai parameter yang sensitif untuk memisahkan litologi *Sand*, *Shale*, dan *Coal*. Pada penelitian ini didapatkan bahwa λ/μ pada litologi *Coal* lebih rendah dari pada *Sand*, dan λ/μ pada litologi *Sand* lebih rendah dari pada *Shale* seperti pada **Gambar 4.6**



Gambar 4.6 Sensitivity Analysis *P-Impedance* VS *Density*



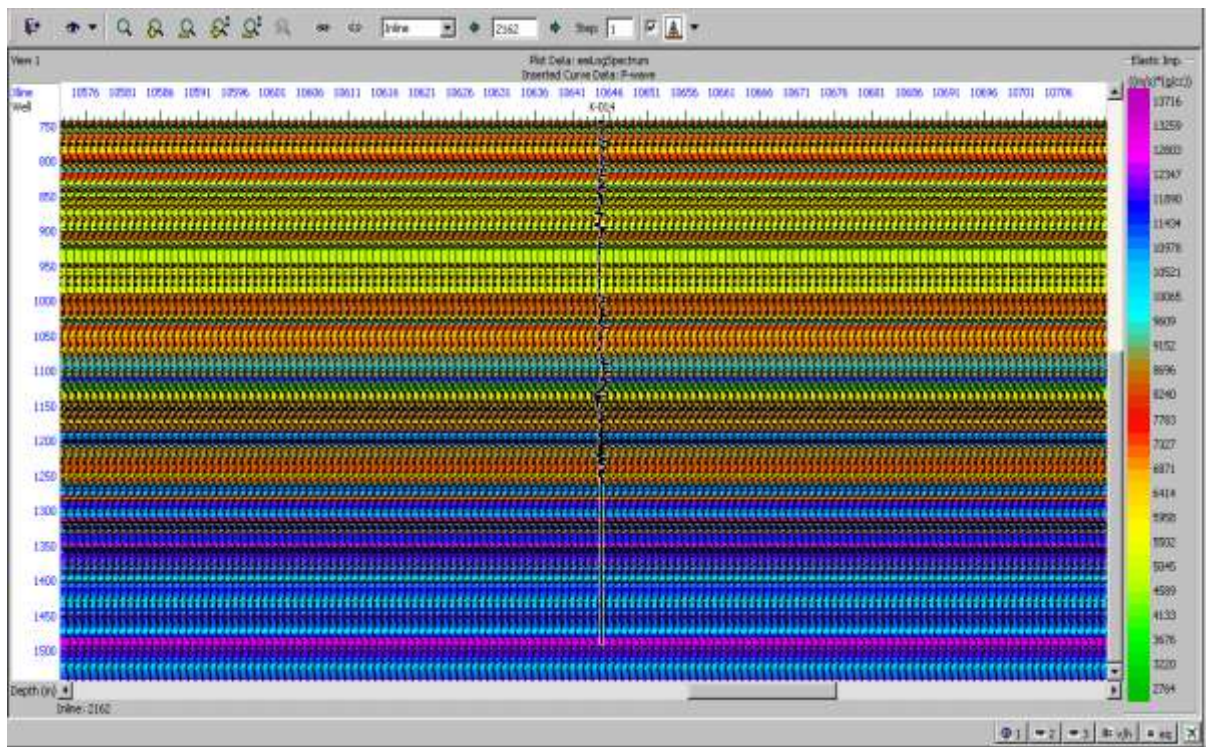
Gambar 4.6 Sensitivity Analysis EEI Log VS Lamda-Rho



Gambar 4.7 Crosssection Log VpVs Vs Lamda-Rho

4. Membuat *EEI Logs*

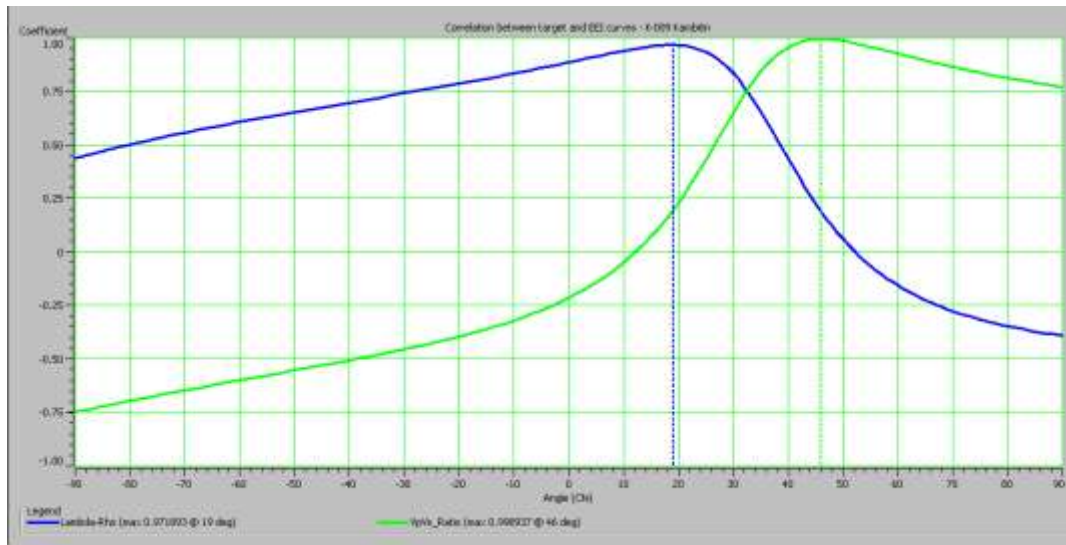
EEI Logs dibuat menggunakan *P-wave*, *S-wave* dan *Density*. *EEI Logs* dihitung menggunakan normalisasi versi persamaan *Extend Elastic Impedance* yang ditunjukkan pada persamaan.



Gambar 4.8 *EEI Log*

5. *Cross-Correlation EEI Logs* dengan Parameter Sensitif

Dari *Cross-Correlation EEI Logs* dengan sudut -90° - 90° pada parameter log yang sensitif, sehingga didapatkan informasi nilai sudut x yang mendekati optimal. *Cross-Correlation* ini dilakukan pada parameter log yang sensitif yaitu *Log Lamda-Rho* dengan *Log VpVs Ratio*. Didapatkan sudut yang maksimal dari kedua *Log* yang sensitif tersebut yaitu $Vp/Vs = 46^{\circ}$. Karena *EEI* memiliki nilai korelasi yang lebih tinggi, maka *EEI* yang ekivalen adalah dengan *VpVs ratio* akan diinversikan untuk mengetahui persebaran reservoir litologi *sandstone*.



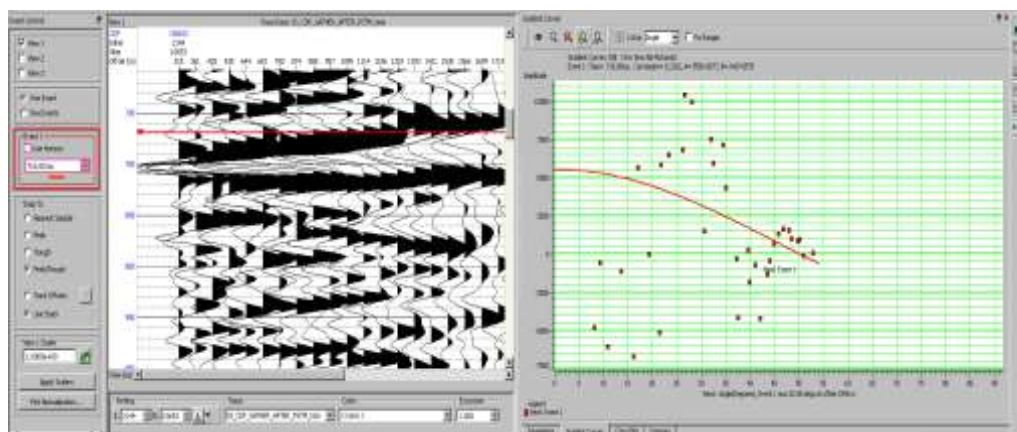
Gambar 4.9 Cross Correlation EEI Logs

3. Pengolahan Tahap 3

Pada pengolahan tahapan ini difokuskan pada pengolahan data seismik *Pre-Stack Time Migration*. Tahapan pengolahan tahap 3 ini meliputi *AVO Analysis, Intercept dan Gradient, AVO Attribute Volume, EEI Reflectivity*.

1. AVO Analysis

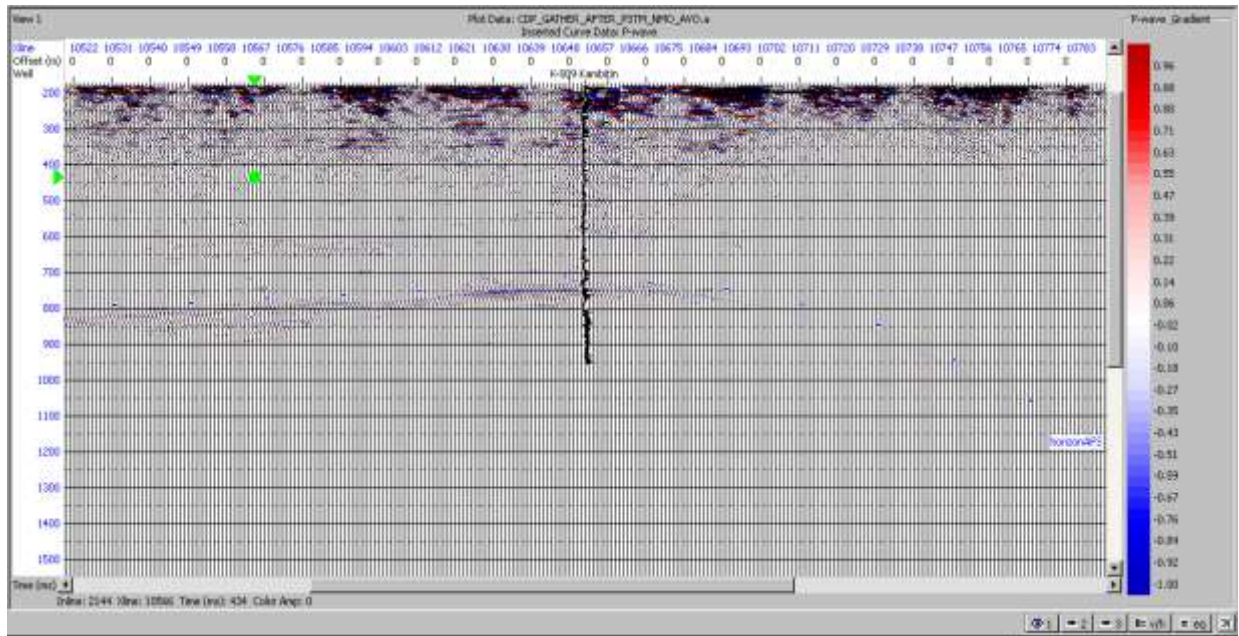
AVO analysis dilakukan pada data seismik *angle gather* yang dilalui oleh sumur. *AVO analysis* dilakukan untuk memperlihatkan respon *pick AVO* yang sama dengan respon *pick AVO* yang berada pada data sumur.



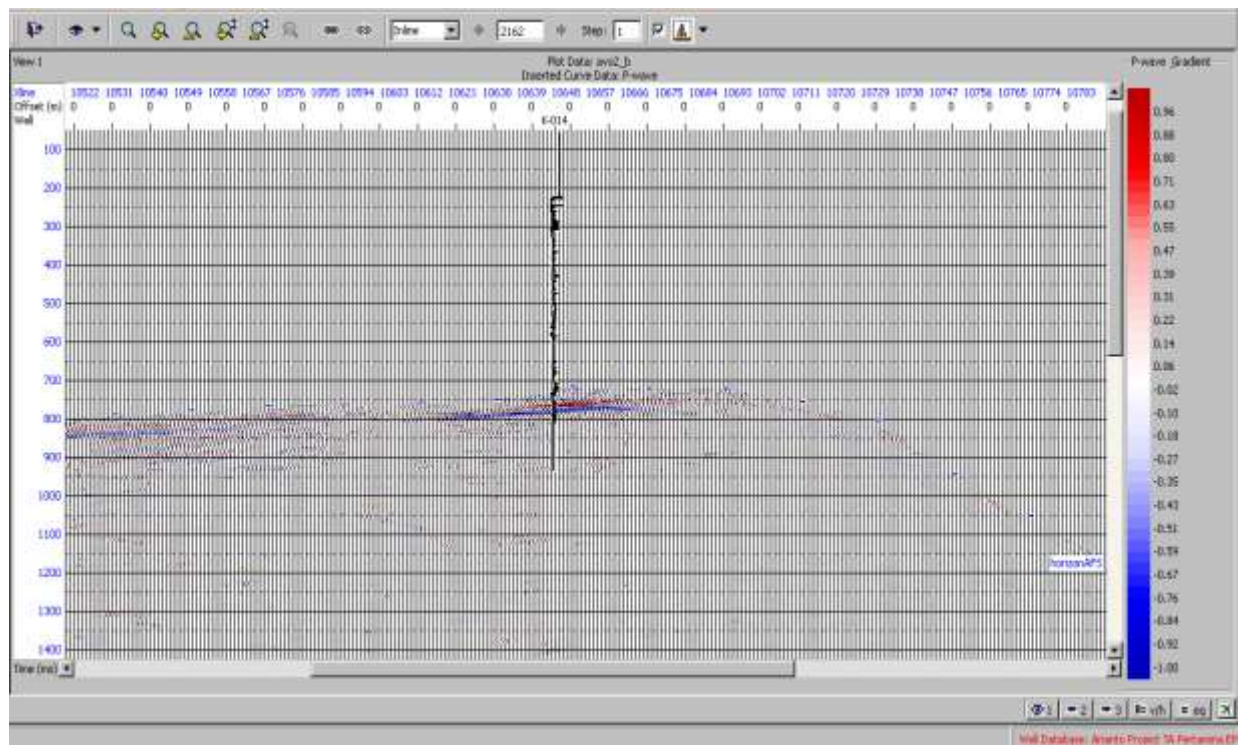
Gambar 4.10 Analisis pick AVO pada *Inline 2144* dan *Crossline 10653*

2. Intercept dan Gradient

Intercept dan *Gradient* didapatkan dari analisa *pick AVO*. *Intercept* dan *Gradient* akan digunakan untuk membuat *EEI Reflectivity*.



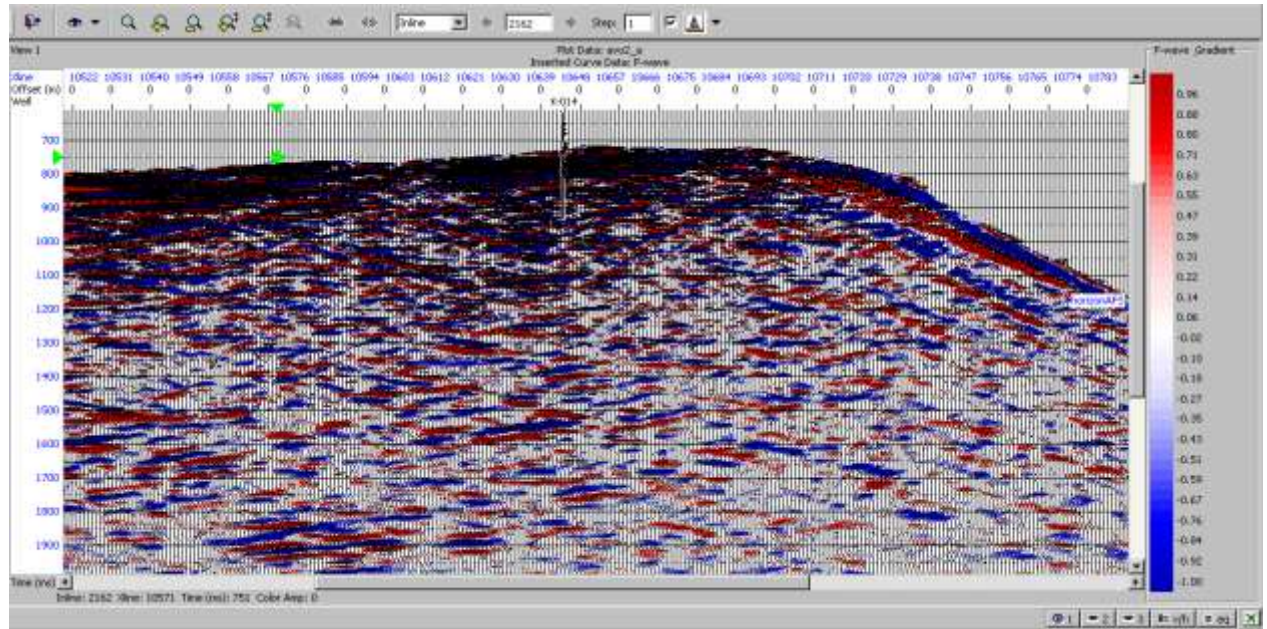
Gambar 4.11 Model *Intercept*



Gambar 4.12 Model *Gradient*

3. AVO Attribute Volume

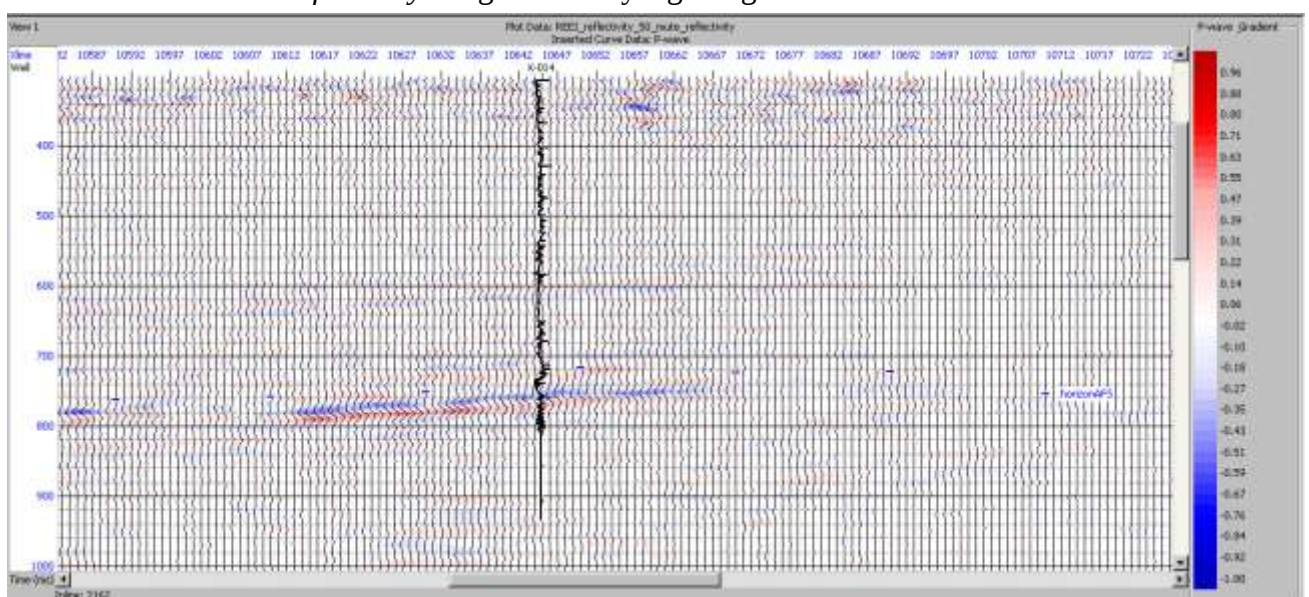
AVO Attribute Volume didapatkan dari *gradient* dan *intercept* yang akan dibuat menjadi sebuah volume, sehingga didapatkan volume dari sebuah AVO.



Gambar 4.13 Model AVO Attribute Volume

a. Membuat *EEI Reflectivity*

Dari analisis AVO, *intercept* dan *gradient* reflectivity dapat ditentukan *EEI Reflectivity* dengan nilai x yang diinginkan.

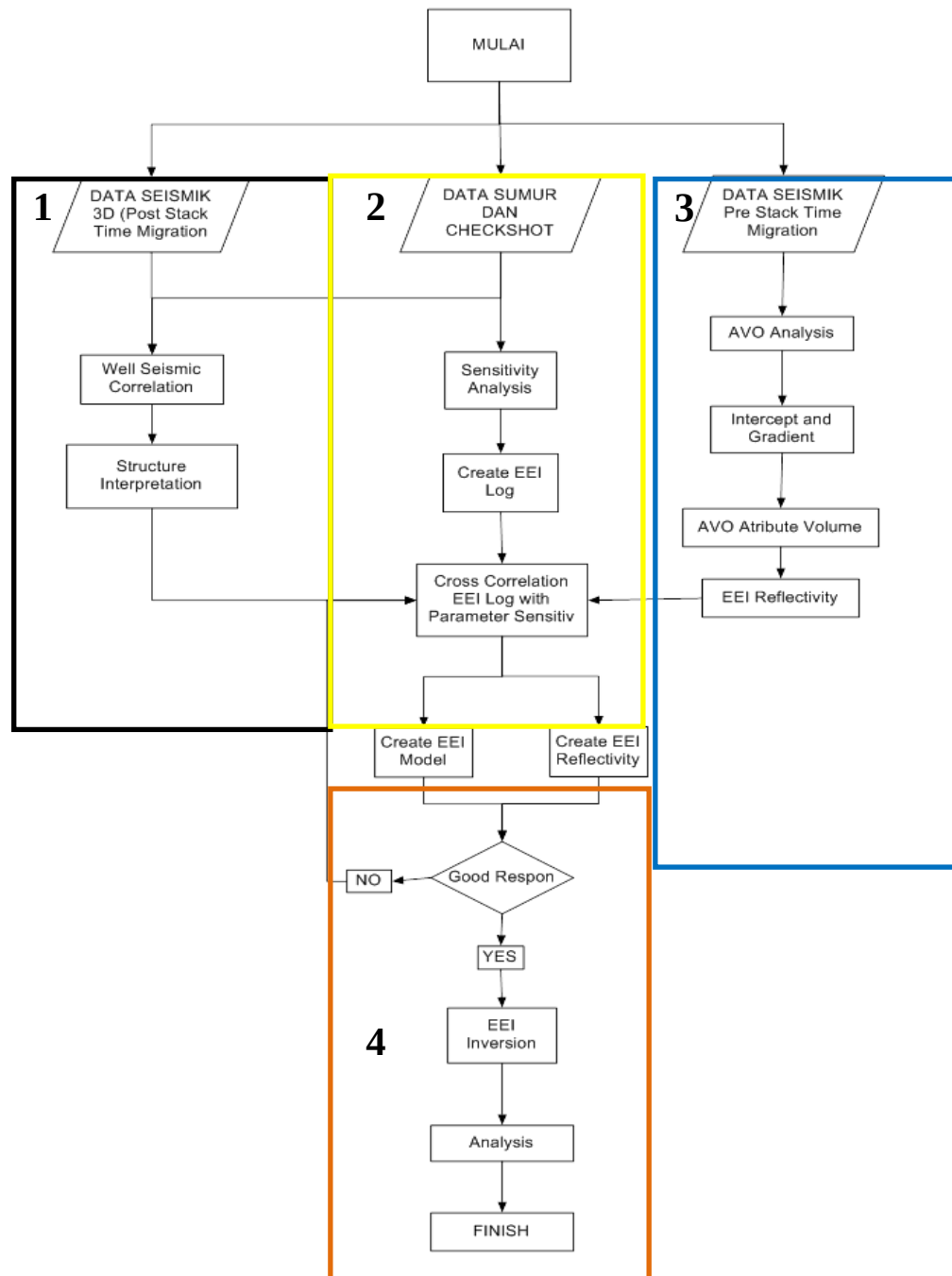


Gambar 4.14 EEI Reflectivity

4. Pengolahan Tahap 4

Pada Tahap ini penulis melakukan *Inversi EEI* untuk mendapatkan model penyebaran reservoir litologi *sandstone* pada lokasi penelitian. Pengolahan tahap 4 ini berisi hasil dari penelitian ini.

D. Diagram Alir



Gambar 4.15 Diagram Alir Penelitian

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

A. Kesimpulan

Kesimpulan yang didapat dari penelitian ini adalah :

1. Inversi *EEI* sebagai pendekatan dari *Lamda-Rho* dan *VpVs Ratio* telah bekerja dengan baik pada penelitian.
2. Parameter log yang sensitif pada penelitian untuk dilakukan Inversi *EEI* adalah *Lamda-Rho* dan *VpVs Ratio* dengan sudut dengan '*chi*' optimum adalah 46^0 pada *VpVs Ratio*.
3. Dari hasil inversi diatas zona yang diprediksi adalah litologi *sandstone* adalah dengan nilai Impedansi 0.63-2, sedangkan untuk litologi *Coal* adalah nilai impedansi -1 sampai dengan 0.14. Litologi *shale* sendiri memiliki nilai impedansi yang tinggi yaitu 2.10-2.92.
4. Secara teori sebuah batupasir yang tidak terisi gas akan memiliki nilai rasio *Vp/Vs* sebesar 2.0 (*role of thumb*). Munculnya gas dalam batupasir sekalipun dengan saturasi 10% biasanya akan menurunkan nilai rasio *Vp/Vs* sampai pada kisaran nilai 1.6 s/d 1.75. Dari hasil inversi zona yang diprediksi adalah litologi *sandstone* adalah dengan nilai Impedansi 0.63-2. Secara teori dan hasil Inversi *EEI* memiliki nilai yang hampir mendekati.

B. Saran

Adapun saran didalam Penelitian ini adalah sebagai berikut :

1. Melakukan tahapan pemetaan dari hasil inversi EEI ini menjadi sebuah peta penyebaran yang dioverlay dengan peta struktur.
2. Melakukan pengolahan data Vs atau kecepatan gelombang S itu sendiri, karena dalam penelitian ini data Vs sangatlah penting.
3. Memahami lebih cara penggunaan software dalam penelitian ini.

DAFTAR PUSTAKA

- Sukmono, S., 2007, *Post and Pre Stack Seismic Inversion for Hydrocarbon Reservoir Characterization*, Department of Geophysical Engineering, ITB, Bandung.
- Aki, K., dan Richards, P.G., 1980, *Quantitative Seismology : Theory and Methods*, **Vol 1**, W.H Freeman and Company.
- Castagna, J.P., 1997, *Principles of AVO Crossplotting*, The Leading Edge.
- Connolly, P., 1999, *Extended Elastic Impedance for reservoir characterization*, The Leading Edge.
- Hampson, D.P., & Russell, B.H., 2008, *AVO Workshop Part 1*, Course Notes, CGG Veritas
- Hampson, D.P., & Russell, B.H., 2008, *AVO Workshop Part 2*, Course Notes, CGG Veritas.
- Hampson, D.P., & Russell, B.H., 2008, *Geoview and eLog : Well Log Interpretation Workshop*, Course Notes, CGG Veritas.
- Hampson, D.P., & Russell, B.H., 2008, *STRATA : Seismic Inversion Workshop*, Course Notes, CGG Veritas.
- Satyana, Harun & Silitonga. 1991. *Geology Findings and Reviews Barito Basin South Borneo II*. Pertamina EP Asset 5
- Kusuma dan Darin, 1989. *Geology Findings and Reviews Barito Basin South Borneo I*. Pertamina EP Asset 5
- Whitcombe, D.N., Connolly, P., Reagen, RL, and Redshaw, T.C., 2002, *Extended Elastic Impedance For Fluid and Lithology Prediction*, Geophysics, 67, 63-66.
- Robb Simm & Mike Bacon. 2003. *Seismic Amplitudo an Interpreter's Handbook*. Cambridge University Press. United Kindom

Goodway, Bill. 2001. *AVO and LAME constants for rock parameterization and fluid detection*. PanCanadian Petroleum Limitedc Calgary, Canada.

Harun, M.,R., Lutfie, A.S, & Asri, S,I, 2003, *Sandstone Reservoir Distribution of Cibulakan Formation Using Seismic Inversion Method: Extend Elastic Impedance (EEI) In Cemaara Field, North West Java Basin*. Proceedings of 37th IPA Convnetion and Exhibition. Jakarta