

**KARAKTERISASI RESERVOIR BATUPASIR DENGAN
MENGUNAKAN METODE SEISMIC INVERSI DAN SEISMIC
ATRIBUT PADA LINGKUNGAN PENGENDAPAN ESTUARI,
CEKUNGAN LAUT TIMOR**

SKRIPSI

Oleh:

SAHRURRONI
145090700111005



**PROGRAM STUDI TEKNIK GEOFISIKA
JURUSAN FISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS BRAWIJAYA
MALANG
2019**

**KARAKTERISASI RESERVOIR BATUPASIR DENGAN
MENGUNAKAN METODE SEISMIC INVERSI DAN SEISMIC
ATRIBUT PADA LINGKUNGAN PENGENDAPAN ESTUARI,
CEKUNGAN LAUT TIMOR**

SKRIPSI

Sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Sarjana Teknik
(S.T) dalam bidang Teknik Geofisika

Oleh:

SAHRURRONI
145090700111005



PROGRAM STUDI TEKNIK GEOFISIKA
JURUSAN FISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS BRAWIJAYA

MALANG

2019

LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI

KARAKTERISASI RESERVOIR BATUPASIR DENGAN MENGUNAKAN METODE SEISMİK INVERSI DAN SEISMİK ATRIBUT PADA LINGKUNGAN PENGENDAPAN ESTUARI, CEKUNGAN LAUT TIMOR

Oleh:

SAHRURRONI
145090700111005

Setelah dipertahankan di depan Majelis Penguji pada tanggal
05 September 2019

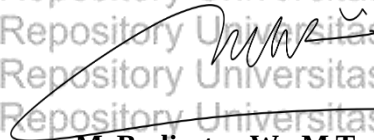
Dinyatakan memenuhi syarat untuk memperoleh gelar Sarjana
Teknik (S.T) dalam bidang Teknik Geofisika

Pembimbing I



Prof.Drs. Adi Susilo, Ph.D.
NIP. 196312271991031002

Pembimbing II



M. Budisatya W., M.T.
NIP. 198401012014021004

Mengetahui,
Ketua Jurusan Fisika
Fakultas MIPA Universitas Brawijaya



Prof. DR. rer. nat. Muhammmad Nurhuda
NIP. 19640910199021001

LEMBAR PERNYATAAN

Saya yang bertanda tangan di bawah ini:

Nama : Sahrurroni

NIM : 145090700111005

Jurusan : Teknik Geofisika / Fisika

Penulis skripsi berjudul :

KARAKTERISASI RESERVOIR BATUPASIR DENGAN MENGGUNAKAN METODE SEISMİK INVERSI DAN SEISMİK ATRIBUT PADA LINGKUNGAN PENGENDAPAN ESTUARI, CEKUNGAN LAUT TIMOR

Dengan ini menyatakan bahwa:

1. Isi dari Skripsi yang saya buat adalah benar-benar karya sendiri dan tidak menjiplak karya orang lain. Nama-nama yang termaktub di isi dan tertulis di daftar pustaka dalam Skripsi ini digunakan sebagai acuan dan pendukung referensi dalam Skripsi ini.
2. Apabila di kemudian hari ternyata Skripsi yang saya tulis terbukti merupakan hasil jiplakan (plagiat), maka saya akan bersedia menanggung segala risiko akibat perbuatan saya tersebut.

Demikian pernyataan ini dibuat dengan segala kesadaran.

Malang, September 2019

Yang menyatakan,



Sahrurroni

NIM. 145090700111005

ABSTRAK

Telah dilakukan penelitian karakterisasi reservoir pada daerah penelitian di Cekungan Laut Timor yang sebagian besar berada di lepas pantai (*offshore*) dan meliputi area seluas sekitar 270.000 km² dibatas barat laut benua Australia. Metode penelitian dalam karakterisasi reservoir ini menggunakan metode seismik inversi yang memberikan suatu model bawah permukaan dan metode seismik atribut yang memberikan gambaran bawah permukaan berdasarkan sifat-sifat gelombang seismik. Pada cekungan ini berisi suksesi sedimen dari zaman Paleozoikum, Mesozoikum, sampai Cenozoikum yang memiliki ketebalan sekitar 15 km, yang menampung cadangan minyak dan gas bumi yang signifikan.

Berdasarkan metode seismik inversi dan seismik atribut yang telah dilakukan pada sumur CB-1, CB-2, CB-3, dan CB-4 memiliki rentang nilai impedansi akustik (AI) dari minimum ke maksimum 0 - 35000 ((ft/s)*(g/cc)). Dimana pada sumur CB-1 nilai (AI) antara 10000-15000 ((ft/s)*(g/cc)); sumur CB-2 nilai (AI) antara 25000-30000 ((ft/s)*(g/cc)); sumur CB-3 nilai (AI) antara 15000-20000 ((ft/s)*(g/cc)); dan sumur CB-4 nilai (AI) antara 20000-25000 ((ft/s)*(g/cc)). Apabila nilai dari (AI) semakin rendah maka porositas akan semakin bagus sehingga prospek akumulasi hidrokarbon akan semakin baik. Hasil analisis karakterisasi reservoir menunjukkan bahwa reservoir yang berada pada lingkungan pengendapan estuari laut dangkal memiliki karakter batupasir bersifat *tight* dengan panjang reservoir sekitar 3.5 km dan tebal reservoir sekitar 90 meter. Reservoir membentuk bar-bar memanjang ke arah baratutara yang berorientasi ke arah NW-SE yang terbentuk pada zaman Jurasik pada Formasi Plover dan Formasi Elang. Indikasi kandungan hidrokarbon pada zona target penelitian berupa gas pada lingkungan pengendapan estuari yang dahulunya sebagai morfologi dari *braided stream*.

Kata kunci: seismik inversi, seismik atribut, impedansi akustik (AI)

ABSTRACT

Reservoir characterization research has been conducted in the research area of Timor Marine Basin which is largely offshore and covers an area of about 270.000 km² in northwest boundary of Australian continent. The research method in this reservoir characterization uses an seismic inversion method that provides a subsurface model and seismic attribute method that provide an overview of subsurface based on seismic wave properties. In this basin contains a succession of sediments from Paleozoic, Mesozoic, to Cenozoic period which has a thickness of about 15 km, which accommodates significant oil and gas reserves.

Based on seismic inversion method and seismic attribute that have been performed on wells of CB-1, CB-2, CB-3, and CB-4 have a range of acoustic impedance (AI) values from minimum to maximum is 0-35000 ((ft / s) * (g / cc)). Where the CB-1 well have value (AI) is between 10000-15000 ((ft / s) * (g / cc)); CB-2 well have value (AI) between 25000-30000 ((ft / s) * (g / cc)); CB-3 well have value (AI) between 15000-20000 ((ft / s) * (g / cc)); and CB-4 well have value (AI) between 20000-25000 ((ft / s) * (g / cc)). If value of (AI) is lower then the porosity will be better so that prospect of accumulating hydrocarbons will be improved. The results of reservoir characterization analysis show that reservoir in shallow marine estuary depositional environment has a tight sandstone character with a reservoir length of about 3.5 km and a reservoir thickness of about 90 meters. Reservoir formed a bars extending to north-west oriented to NW-SE which formed in Jurassic period in Plover formation and Eagle Formation. Indication of hydrocarbon content in target zone is gas in estuary depositional environment which was previously morphology of braided stream.

Keywords: seismic inversion, seismic attribute, acoustic impedance (AI)

KATA PENGANTAR

Puji syukur saya panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa atas segala limpahan rahmatnya sehingga Tugas Akhir ini dapat terselesaikan. Penulis menyajikan hasil Tugas Akhir ini untuk memenuhi persyaratan kelulusan sebagai Sarjana Teknik (S.T) dalam bidang Teknik Geofisika di Jurusan Fisika Universitas Brawijaya.

Pada proses kegiatan Tugas Akhir ini, penulis mendapatkan banyak bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak. Mulai dari awal hingga akhir selalu ada campur tangan kepedulian dari orang yang memberikan bantuannya, sehingga penulis dapat mewujudkan Laporan Tugas Akhir ini (skripsi). Oleh karena itu, pada kesempatan ini, penulis mengucapkan terimakasih kepada:

1. Kedua orang tua serta keluarga besar penulis yang telah memberikan banyak dukungan baik secara moral maupun secara materi kepada penulis.
2. Bapak Prof.Drs. Adi Susilo, Ph.D selaku Dekan Fakultas MIPA Universitas Brawijaya sekaligus pembimbing I serta Dosen Penasehat Akademik yang telah memberikan ilmu dan bimbinganya serta bantuan dan segala dukunganya kepada penulis.
3. Bapak Dr. Sunaryo, M.Si selaku pengganti pembimbing II sekaligus sebagai Dosen Penguji II yang telah memberikan bimbingan dan arahan dalam penulisan skripsi ini.
4. Bapak Achmad Hidayat, M.Si selaku Dosen Penguji I yang telah memberikan ilmu dan bimbingan dalam penulisan skripsi ini.
5. Bapak M. Budisatya Wiranatanagara, M.T selaku pembimbing II di PPPTMGB (LEMIGAS) yang telah memberikan waktu, kesempatan, bimbingan, dan dukungan kepada penulis.
6. Praditiyo Riyadi, M.Si (Mas Tiyo) selaku Senior Geophysics sekaligus pembimbing II PPPTMGB (LEMIGAS) yang telah banyak memberikan ilmu dan membimbing kepada penulis selama penelitian.
7. M. Noor Alamsyah, M. Si (Mas Koko) selaku Senior Geophysics yang telah banyak memberikan ilmu dan menginspirasi penulis.

8. Bapak Prof. DR. Muhammada Nurhuda selaku Ketua Jurusan Fisika Fakultas MIPA Universitas Brawijaya atas segala dukungannya.
9. Bapak Ir. Jonathan Setyoko H. selaku Ketua Kelompok Pengkajian Sumberdaya Hidrokarbon yang telah menyetujui dan memberikan kesempatan untuk melaksanakan kegiatan penelitian Tugas Akhir di Departemen KPPP Teknologi Eksplorasi.
10. Segenap staff PPPTMGB (LEMIGAS) yang tidak bisa penulis sebutkan namanya satu persatu, atas segala bantuan dukungannya langsung maupun tidak langsung kepada penulis.
11. Seluruh teman-teman dan rekan-rekan yang membantu saling berbagi ilmunya dalam proses penulisan Tugas Akhir ini.
12. Sahabat Ayu Fatimah, Nurra Aulia Albinisa, Moh Lutfi, Rizkia Martinawati, Yusmanto, serta teman-teman Geofisika 2014 dan Geofiska 2013 atas semua bantuan dan segala dukungannya.

Penulis menyadari bahwa manusia adalah tempat salah dan lupa, oleh karenanya penulis memohon maaf apabila dalam penulisan Laporan Tugas Akhir ini terdapat banyak kesalahan yang terjadi, baik teknis maupun non-teknis. Kritik dan saran yang membangun sangat penulis harapkan untuk perbaikan pada penulisan berikutnya.

Atas perhatian dan kerjasamanya, penulis mengucapkan terimakasih.

Malang, September 2019

syahrurrony@gmail.com

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL.....	i
LEMBAR PENGESAHAN SKRIPSI.....	ii
LEMBAR PERNYATAAN.....	iii
ABSTRAK.....	iv
ABSTRACT.....	v
KATA PENGANTAR.....	vi
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR GAMBAR.....	xi
DAFTAR TABEL.....	xv
DAFTAR LAMPIRAN.....	xvi
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Rumusan Masalah.....	2
1.3 Tujuan.....	2
1.4 Batasan Masalah.....	3
1.5 Manfaat.....	3
BAB II TINJAUAN PUSTAKA.....	5
2.1 Geologi Regional dan Stratigrafi Cekungan Laut Timor.....	5
2.2 Metode Seismik.....	8
2.2.1 Akuisisi Data Seismik.....	9
2.2.2 Pengolahan Data Seismik.....	10
2.2.3 Interpretasi Data Seismik.....	10
2.3 Pengertian Gelombang.....	10
2.3.1 Hukum Dasar Gelombang.....	10
2.3.2 Gelombang Seismik.....	12
2.4 Pengenalan Data Karakterisasi Reservoir.....	15
2.4.1 Data Seismik.....	16
2.4.2 Data <i>Well Log</i>	16
2.4.3 Data <i>Checkshot</i>	17
2.5 Komponen Seismik Refleksi.....	17
2.5.1 Impedansi Akustik (<i>Acoustic Impedance</i>).....	17
2.5.2 Koefisien Refleksi (<i>Coefficient Reflection</i>).....	18
2.5.3 Seismogram Sintetik (<i>Synthetic Seismogram</i>).....	19
2.5.4 Polaritas dan Fasa.....	20
2.5.5 Wavelet.....	21
2.5.6 Tras Seismik.....	22

2.5.7 Resolusi Seismik.....	23
2.6 Seismik Inversi	24
2.7 Seismik Atribut.....	27
2.8 Konsep Petroleum Sistem.....	28
2.8.1 Batuan Induk (<i>source rock</i>).....	29
2.8.2 Kematangan (<i>maturation</i>)	30
2.8.3 Batuan Reservoir (<i>reservoir rock</i>).....	30
2.8.4 Migrasi (<i>migration</i>).....	31
2.8.5 Perangkap Reservoir (<i>trap</i>).....	31
2.8.6 Batuan Penyekat (<i>seal rock</i>).....	32
2.9 Petroleum Sistem Cekungan Laut Timor	32
BAB III METODOLOGI PENELITIAN.....	33
3.1 Waktu dan Tempat Penelitian.....	33
3.2 Rancangan Penelitian.....	33
3.3 Materi Penelitian.....	33
3.3.1 Kelengkapan Data Sumur.....	33
3.3.2 Basemap Penelitian.....	34
3.4 Diagram Alir Penelitian	35
3.5 Prosedur Penelitian	35
3.5.1 Input Data Sumur dan Data Seismik.....	35
3.5.2 Pengikatan Data Sumur dan Data Seismik.....	36
3.5.3 Analisis Sensitivitas Batuan.....	36
3.5.4 <i>Picking Fault</i>	37
3.5.5 <i>Picking Horizon</i>	37
3.5.6 Seismik Inversi	37
3.5.7 Seismik Atribut.....	37
3.5.8 <i>Time to Depth Conversion</i>	38
3.5.9 Interpretasi Data Seismik.....	38
BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN.....	39
4.1 Lingkungan Pengendapan	39
4.2 Analisa Sumur	40
4.2.1 Korelasi Stratigrafi.....	40
4.2.2 Korelasi Struktur.....	46
4.3 Analisa <i>Well Seismic Tie</i>	49
4.4 Analisa Sensitivitas Batuan.....	51
4.5 Analisis <i>Tuning Thickness</i>	54
4.6 Interpretasi Struktur dan Stratigrafi	55
4.7 Analisa Seismik Inversi.....	60
4.7.1 Inisial Model.....	60

4.7.2 Analisis Pre-Inversi	61
4.7.3 Seismik Inversi.....	63
4.8 Analisa Seismik Atribut.....	65
BAB V PENUTUP.....	75
5.1 Kesimpulan	75
5.2 Saran	75
DAFTAR PUSTAKA.....	77
LAMPIRAN.....	81

DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1 Geologi regional Cekungan Laut Timor (Google Earth, 2019)	5
Gambar 2.2 Stratigrafi Cekungan Laut Timor (Charlton, 2002)	8
Gambar 2.3 Akuisisi data seismik refleksi (a) di darat (<i>onshore</i>) dan (b) di laut (<i>offshore</i>) (Sercel. All Rights Reserved)	10
Gambar 2.4 Penjalaran gelombang melalui batas dua lapisan menurut Hukum Snellius (Castagna & Backus, 1993)	11
Gambar 2.5 Prinsip Huygens (Giancoli, 2001)	12
Gambar 2.6 Penjalaran gelombang P (Elnashai dan Sarno, 2008) ..	13
Gambar 2.7 Penjalaran gelombang S (Elnashai dan Sarno, 2008) ..	14
Gambar 2.8 Penjalaran gelombang R (Elnashai dan Sarno, 2008) ..	15
Gambar 2.9 Penjalaran gelombang L (Elnashai dan Sarno, 2008) ..	15
Gambar 2.10 Impedansi akustik (AI) dan koefisien refleksi (Sukmono, 1999)	18
Gambar 2.11 Konsep pembuatan seismogram sintetik (Sukmono, 1999)	20
Gambar 2.12 Perbedaan polaritas standart SEG dan Eropa (Abdullah, 2011)	21
Gambar 2.13 Jenis-jenis wavelet; (a) <i>Minimum phase</i> , (b) <i>Mixed phase</i> , (c) <i>Maximum phase</i> , (d) <i>Zero phase</i> (Sukmono, 1999)	22
Gambar 2.14 Model hasil proses tras seismik (Partyka, 1999)	23
Gambar 2.15 Resolusi vertikal dan efek <i>tuning thickness</i> pada data seismik (Brown, 1999)	24
Gambar 2.16 Inversi seismik (Sukmono, et al, 2001)	25
Gambar 2.17 Proses pengambilang data seismik (<i>forward modelling</i>) dan proses inversi seismik (<i>inverse modelling</i>) (Sukmono, 2000)	25
Gambar 2.18 Macam-macam teknik inversi seismik (Russell, 1988)	26
Gambar 2.19 Klasifikasi seismik atribut (Brown, 1996)	28
Gambar 2.20 Komponen penting dalam petroleum sistem (Magoon and Dow, 1994)	29
Gambar 3.1 Basemap penelitian dan lokasi titik sumur dengan luas lapangan 44 km ²	34

Gambar 4.1 Lingkungan pengendapan estuari (Boyd et al, 1992) ..	39
Gambar 4.2 Korelasi stratigrafi sumur CB-2, CB-4, CB-1, & CB-3 pada lapangan penelitian dengan zona target berada di antara top-res dan bse-res yang terindikasi adanya kandungan gas	40
Gambar 4.3 Korelasi stratigrafi sumur CB-2, CB-4, CB-1, & CB-3 pada kondisi awal	42
Gambar 4.4 Korelasi stratigrafi sumur CB-2, CB-4, CB-1, & CB-3 pada suplai sedimen pertama	43
Gambar 4.5 Korelasi stratigrafi sumur CB-2, CB-4, CB-1, & CB-3 pada suplai sedimen kedua	44
Gambar 4.6 Korelasi stratigrafi sumur CB-2, CB-4, CB-1, & CB-3 pada kondisi saat ini dan telah mengalami struktur patahan	45
Gambar 4.7 Korelasi struktur sumur CB-2, CB-4, CB-1, & CB-3 pada kondisi saat ini setelah mengalami deformasi	47
Gambar 4.8 Analisa sumur CB-1 menunjukkan terjadinya proses perubahan lingkungan pengendapan pada lingkungan pengendapan estuari	48
Gambar 4.9 Penampang seismik dan spektrum amplitude dengan frekuensi dominan 18 Hz	49
Gambar 4.10 Analisa <i>well seismic tie</i> pada sumur CB-2 menunjukkan lapisan reservoir bersifat <i>tight</i> dengan korelasi 0.715	50
Gambar 4.11 Analisa <i>well seismic tie</i> pada sumur CB-4 menunjukkan lapisan reservoir bersifat <i>tight</i> dengan korelasi 0.661	50
Gambar 4.12 Analisa <i>well seismic tie</i> pada sumur CB-1 menunjukkan lapisan reservoir bersifat <i>tight</i> dengan korelasi 0.797	50
Gambar 4.13 Analisa <i>well seismic tie</i> pada sumur CB-3 menunjukkan lapisan reservoir bersifat <i>non-tight</i> dengan korelasi 0.550	51
Gambar 4.14 <i>Crossplot</i> dan <i>Cross-Section</i> sumur CB-1 pada zona <i>tight</i> memiliki P-impedance 10000-30000 ((ft/s)*(g/cc)) vs neutron porosity 0.03-0.20 (%)	52
Gambar 4.15 <i>Crossplot</i> dan <i>Cross-Section</i> sumur CB-2 pada zona <i>tight</i> memiliki P-impedance 35000-50000 ((ft/s)*(g/cc)) vs neutron porosity 0.02-0.10 (%)	53

Gambar 4.16 <i>Crossplot</i> dan <i>Cross-Section</i> sumur CB-3 pada zona <i>tight</i> memiliki P-impedance 20000-50000 ((ft/s)*(g/cc)) vs neutron porosity 0-0.10 (%)	53
Gambar 4.17 <i>Crossplot</i> dan <i>Cross-Section</i> sumur CB-4 pada zona <i>tight</i> memiliki P-impedance 20000-50000 ((ft/s)*(g/cc)) vs neutron porosity 0-0.10 (%)	54
Gambar 4.18 Identifikasi patahan dengan menggunakan atribut <i>variance</i>	55
Gambar 4.19 Interpretasi struktur dan stratigrafi pada data seismik. Terdapat 4 patahan di sepanjang inline yang berarah NW-SE dan 3 patahan di sepanjang xline yang berarah NE-SW	56
Gambar 4.20 Lapisan reservoir batupasir sepanjang sekitar 5 km dan tebal reservoir sekitar 90 meter	57
Gambar 4.21 Peta struktur waktu pada top-res, bse-res, dan <i>thickness</i> di Cekungan Laut Timor	58
Gambar 4.22 Peta struktur kedalaman pada top-res, bse-res di Cekungan Laut Timor serta macam-macam bentuk antiklin, dimana bentuk antiklin lapangan penelitian digambarkan seperti yang di kotak merah	59
Gambar 4.23 Inisial model yang terintegrasi dengan sumur CB-2, CB-4, CB-1, & CB-3 dimana lapisan yang dibatasi oleh top-res dan bse-res adalah zona target	61
Gambar 4.24 Analisis pre-inversi pada sumur CB-1 & CB-2. Log sumur ditunjukkan oleh kurva warna biru dan log inversi ditunjukkan oleh kurva warna merah. Sedangkan data tras seismik pada warna merah dan hitam adalah korelasi seismogram dan seismik sebenarnya	62
Gambar 4.25 Analisis pre-inversi pada sumur CB-3 & CB-4. Log sumur ditunjukkan oleh kurva warna biru dan log inversi ditunjukkan oleh kurva warna merah. Sedangkan data tras seismik pada warna merah dan hitam adalah korelasi seismogram dan seismik sebenarnya	62
Gambar 4.26 Seismik inversi dengan metode inversi model based. Sebaran porositas ditunjukkan oleh nilai AI rendah yang berwarna hijau sampai kuning	63
Gambar 4.27 Seismik inversi dengan metode inversi bandlimited. Sebaran porositas ditunjukkan oleh nilai AI rendah yang berwarna hijau sampai kuning	64

Gambar 4.28 Seismik inversi dengan metode inversi ML sparse spike. Sebaran porositas ditunjukkan oleh nilai AI rendah yang berwarna hijau sampai kuning	64
Gambar 4.29 Interpretasi atribut dengan <i>single horizon</i> menggunakan 1 lapisan pada top-res dengan atribut yang dipilih adalah <i>extract value</i>	65
Gambar 4.30 <i>Surface</i> atribut dengan metode <i>model based inversion</i> . Sebaran porositas terintegrasi dengan AI rendah yang ditunjukkan oleh lapisan warna ungu.....	66
Gambar 4.31 <i>Surface</i> atribut dengan metode <i>bandlimited inversion</i> . Sebaran porositas terintegrasi dengan AI rendah yang ditunjukkan oleh lapisan warna ungu.....	67
Gambar 4.32 <i>Surface</i> atribut dengan metode <i>ML sparse spike inversion</i> . Sebaran porositas terintegrasi dengan AI rendah yang ditunjukkan oleh lapisan warna ungu.....	68
Gambar 4.33 Perbandingan peta kedalaman dan peta sebaran porositas yang ditunjukkan pada <i>surface</i> atribut dalam domain kedalaman.....	71

DAFTAR TABEL

Tabel 2.1 Tipe pengontrol kerogen.....	29
Tabel 3.1 Kelengkapan data sumur.....	33
Tabel 3.2 Kelengkapan data <i>wireline log</i>	34
Tabel 4.1 Nilai korelasi hasil pengikatan data sumur dan data seismik.....	51
Tabel 4.2 Analisis <i>tuning thickness</i>	54
Tabel 4.3 Nilai domain waktu yang dikonversi ke domain kedalaman pada pembuatan <i>velocity model</i>	57
Tabel 4.4 Nilai <i>error</i> dan korelasi pada analisis pre-inversi	62
Tabel 4.5 Nilai AI pada batupasir (<i>tight</i>) Cekungan Laut Timor menggunakan metode inversi model based, bandlimited, dan ML sparse spike.....	70
Tabel 4.6 Grafik perbandingan nilai AI pada batupasir (<i>tight</i>) Cekungan Laut Timor menggunakan metode inversi model based, bandlimited, dan ML sparse spike	70
Tabel 4.7 Prospek sumur penelitian.....	72

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1 Inversi seismik (MBI) pada inline 1281 & terintegrasi dengan sumur CB-1 & CB-2	81
Lampiran 2 Inversi seismik (MBI) pada xline 1279 & terintegrasi dengan sumur CB-1	81
Lampiran 3 Inversi seismik (MBI) pada xline 1418 & terintegrasi dengan sumur CB-2	82
Lampiran 4 Inversi seismik (MBI) pada inline 1273 & terintegrasi dengan sumur CB-3	82
Lampiran 5 Inversi seismik (MBI) pada xline 1191 & terintegrasi dengan sumur CB-3	82
Lampiran 6 Inversi seismik (MBI) pada inline 1237 & terintegrasi dengan sumur CB-4	83
Lampiran 7 Inversi seismik (MBI) pada xline 1326 & terintegrasi dengan sumur CB-4	83
Lampiran 8 Inversi seismik (BI) pada inline 1281 & terintegrasi dengan sumur CB-1 & CB-2	83
Lampiran 9 Inversi seismik (BI) pada xline 1279 & terintegrasi dengan sumur CB-1	84
Lampiran 10 Inversi seismik (BI) pada xline 1418 & terintegrasi dengan sumur CB-2	84
Lampiran 11 Inversi seismik (BI) pada inline 1273 & terintegrasi dengan sumur CB-3	84
Lampiran 12 Inversi seismik (BI) pada xline 1191 & terintegrasi dengan sumur CB-3	85
Lampiran 13 Inversi seismik (BI) pada inline 1237 & terintegrasi dengan sumur CB-4	85
Lampiran 14 Inversi seismik (BI) pada xline 1326 & terintegrasi dengan sumur CB-4	85
Lampiran 15 Inversi seismik (SSI) pada inline 1281 & terintegrasi dengan sumur CB-1 & CB-2	86
Lampiran 16 Inversi seismik (SSI) pada xline 1279 & terintegrasi dengan sumur CB-1	86
Lampiran 17 Inversi seismik (SSI) pada xline 1418 & terintegrasi dengan sumur CB-2	86
Lampiran 18 Inversi seismik (SSI) pada inline 1273 & terintegrasi dengan sumur CB-3	87

Lampiran 19 Inversi seismik (SSI) pada xline 1191 & terintegrasi dengan sumur CB-3	87
Lampiran 20 Inversi seismik (SSI) pada inline 1237 & terintegrasi dengan sumur CB-4	87
Lampiran 21 Inversi seismik (SSI) pada xline 1326 & terintegrasi dengan sumur CB-4	88

BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Lapangan minyak dan gas bumi di Laut Timor merupakan devisa penting yang memegang peranan penting dalam menunjang program pembangunan negara yang saat ini sedang berkembang. Oleh sebab itu hingga saat ini masih diperlukan produksi minyak dan gas bumi secara terus menerus dengan cara melakukan eksplorasi dan eksploitasi sumber daya alam yang ada di Laut Timor untuk mengoptimalkan lapangan yang sudah beroperasi dan mencari ladang baru yang potensial.

Daerah bagian Indonesia timur yang berada pada lapangan Laut Timor memiliki potensi cadangan minyak dan gas bumi yang sangat signifikan. Menurut laporan jaringan Yayasan Peduli Timor Barat (YPTB), total cadangan minyak dan gas bumi (migas) di Laut Timor, termasuk Celah Timor dan wilayah di sekitar gugusan Pulau Pasir dari Darwin, Australia utara mencapai 5.081 juta barrel. Beberapa perusahaan migas yang mencari ladang migas di daerah Laut Timor sudah beroperasi sejak 1986 dan akan bertambah seiring ditemukannya potensi ladang baru. Menurut perkiraan ahli perminyakan Australia, ladang migas di Laut Timor telah memproduksi minyak 8000-9000 juta barrel. Hal ini perlu dilakukan studi karakterisasi reservoir untuk mengetahui distribusi reservoir sebenarnya dan yang masih belum diketahui sehingga dapat meminimalisir kesalahan dalam penentuan posisi sumur bor yang nantinya menghasilkan cara produksi lebih ekonomis. Pengembangan pada reservoir sangat penting guna mencari daerah baru yang berprospek untuk menambah daerah potensial baru penghasil hidrokarbon.

Salah satu metode pengembangan dalam dunia perminyakan untuk meningkatkan produksi adalah karakterisasi reservoir. Dengan karakterisasi reservoir maka dapat dimodelkan reservoir secara lengkap, baik litologi, porositas, maupun fluida di dalamnya. Dalam karakterisasi reservoir terdapat metode yang dapat mencitrakan parameter fisika batuan. Salah satunya adalah metode seismik inversi yang memberikan suatu model bawah permukaan dan metode seismik

atribut yang memberikan gambaran bawah permukaan berdasarkan sifat-sifat gelombang seismik.

Cekungan Laut Timor sebagian besar terletak dilepas pantai (*offshore*) meliputi area seluas sekitar 270.000 km² dibatas barat laut benua Australia dan batas timur Indonesia. Pada cekungan ini berisi suksesi sedimen Paleozoikum, Mesozoikum, dan Cenozoikum yang memiliki ketebalan lebih dari 15.000 meter, yang menampung cadangan minyak dan gas bumi yang signifikan (Charlton, 2002).

Pada Cekungan Laut Timor, pada zona target penelitian terdapat prospek keberadaan gas pada reservoir batupasir *tight* pada Formasi Elang dan Formasi Plover yang ada pada zaman Jurasik. Oleh karena itu dilakukan penelitian lebih lanjut untuk dilakukan deliniasi distribusi reservoir batupasir *tight* serta menentukan arah persebarannya. Selain itu, dilakukan penentuan titik prospek lapangan baru untuk dijadikan bahan pertimbangan dalam penentuan titik sumur.

1.2 Rumusan Masalah

Rumusan masalah yang dapat diambil dari penelitian ini meliputi:

1. Bagaimana karakteristik reservoir hasil analisis peta sebaran porositas dengan metode seismik inversi dan metode seismik atribut pada daerah penelitian?
2. Bagaimana prospek distribusi porositas lapisan batupasir penelitian dari analisis karakterisasi reservoir pada daerah penelitian?

1.3 Tujuan

Tujuan pada penelitian ini meliputi:

1. Menganalisis karakteristik reservoir, mengenai distribusi porositas lapisan batupasir dan arah persebarannya berdasarkan metode seismik inversi dan seismik atribut pada lapangan penelitian.
2. Mengidentifikasi zona prospek lapangan baru untuk dijadikan bahan pertimbangan dalam penentuan titik sumur.

1.4 Batasan Masalah

Batasan masalah pada penelitian ini meliputi:

1. Penelitian ini dilakukan menggunakan perangkat lunak HRS 8.9 dan Petrel 2008 dengan data-data berupa data checkshot, data marker, data deviasi, data log, dan data seismik 3D dengan inline sebanyak 1100 dan xline sebanyak 1000 serta interval kedalaman dalam domain time dari 0 ms (dari permukaan laut) sampai 4996 ms.
2. Data yang digunakan merupakan data seismik dan data sumur sebagai data sekunder yang diperoleh dari data lapangan Cekungan Laut Timor.
3. Metode yang digunakan dalam karakterisasi reservoir menggunakan metode seismik inversi dan seismik atribut.

1.5 Manfaat Penelitian

Manfaat yang dapat diperoleh pada penelitian ini meliputi:

1. Dapat mengetahui tahapan interpretasi seismik.
2. Dapat mengetahui aplikasi geofisika dalam bidang migas.
3. Dapat dijadikan referensi dalam penelitian selanjutnya.

BAB II TINJAUAN PUSTAKA

2.1 Geologi Regional dan Stratigrafi Cekungan Laut Timor



Gambar 2.1 Geologi regional Cekungan Laut Timor (Google Earth, 2019)

Daerah penelitian yang berada di Cekungan Laut Timor sebagian besar terletak di lepas pantai (*offshore*) dan meliputi area seluas sekitar 270.000 km² dibatas barat laut benua Australia. Pada cekungan ini berisi suksesi sedimen Paleozoikum, Mesozoikum, dan Cenozoikum yang memiliki ketebalan lebih dari 15.000 meter, yang menampung cadangan minyak dan gas bumi yang signifikan (Charlton, 2002). Cekungan ini dibatasi ke barat laut oleh Lintas Timor, dimana kedalaman air melebihi 3000 meter. Cadangan gas dihasilkan dari akumulasi Bayu Undan di Kawasan Pengembangan Minyak di daerah Laut Timor (JPDA) antara Timor-Leste dan Australia. Cekungan penelitian adalah salah satu rangkaian cekungan ekstensional yang membentuk Superbida Westralian yang mendasari Wilayah *Shelf Barat* (Bradshaw et al, 1998). Di timur laut, di luar batas-batas *Paparan Darwin Shelf*, Cekungan penelitian berbatasan dengan *Money shoal Basin* dan barat daya bersebelahan dengan *Browse Basin*.

Cekungan penelitian didominasi oleh struktur ekstensional (*extensional faulting*) dimana sedikit sekali dijumpai struktur kompresional. Cekungan ini didominasi oleh *rift* yang berhubungan dengan sesar yang membentuk beberapa struktur deposenter, antara lain deposenter utamanya yaitu sub-Cekungan Petrel dan Sub-Cekungan Sahul, sedangkan deposenter lainnya seperti Malita Graben, Sahul *Platform* dan *laminaria High*. Struktur yang penting pada cekungan tersebut, yaitu terdiri dari bermacam-macam area tinggian yang membatasi satu sub cekungan dengan cekungan lainnya, berupa antiklin yang terpatahkan dan blok tinggian (*horst graben*), lipatan pada bagian yang turun pada sesar utama dan mengenai pada tinggian batuan dasar. Struktur kompresional hanya terjadi pada awal pembentukan *rift* pertama yang berarah relatif timur laut-tenggara pada periode Jurasik. Sesar ini akan aktif kembali pada *Cretaceous* dan *Neogene*.

Cekungan penelitian secara struktur sangat kompleks terdiri dari umur Paleozoik dan Mesozoik pada sub cekungan daerah *Platform*. Deposenter utama Cekungan penelitian terjadi di lepas pantai (*offshore*) Sub Cekungan petrel dari ekstensi luar, cekungan bagian Timor Gap merupakan deposenter ortogonal pada Sahul Sinklin dan Malita Graben. Bagian selatan Cekungan penelitian dibatasi oleh Darwin dan Plover Shelves. Batas utara cekungan dari celah Timor dimana kedalaman air laut sekitar 3000 meter termasuk Laminaria dan Flamingo *High*. Flamingo Sinklin terpisah dengan Sahul *Platform* dari Flamingo *High*, Sahul *Platform* merupakan regional *constituents*, Klep dan Thoubadour *High* dan terpisah dengan Sikatan Palung, rendah dibagian *Platform* (Shuster et al, 1998).

Berikut proses terjadinya struktur pada daerah penelitian Cekungan Laut Timor:

- a. Jurasik Akhir sampai Kretaseus Awal terjadi struktur pengangkatan patahan.
- b. Kretaseus dan Neogene pengaktifan kembali (*re-activation*) dibawah *oblique, left lateral, strongly strike-slip domain*.
- c. *Mioncene Precent Day*, patahan ekstensional (*extensional faulting*) signifikan *strike-slip association* dengan palung Timor bagian utara Malita Graben sampai selatan.

- d. *Rift*, pengangkatan terkait dengan patahan selama Jurasik Akhir sampai Kretaseus Awal, tren Timor sampai barat adanya patahan dari timurutara sampai timurselatan.

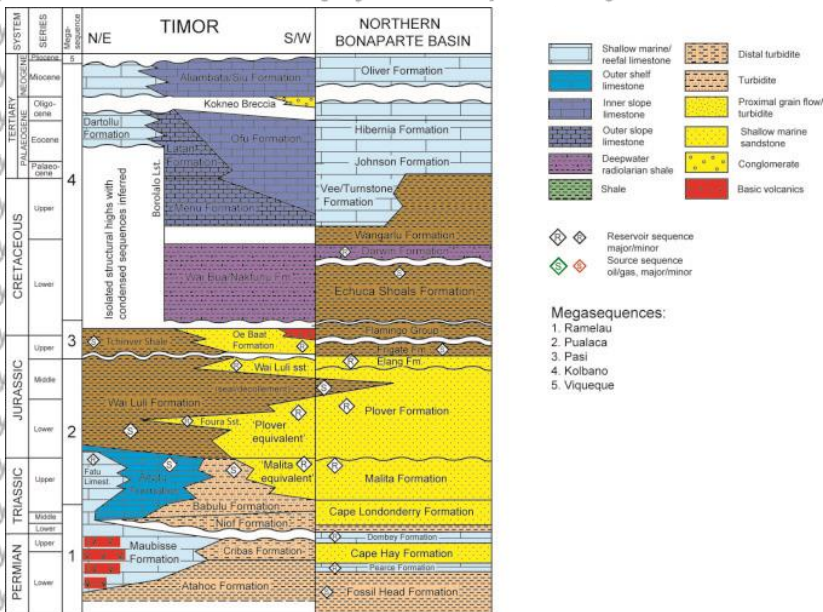
Struktur Cekungan penelitian dari Paleozoik sampai Mesozoik terdiri dari dua fase ekstensi pada umur Paleozoik:

- a. *Trend Northwest* sampai umur *Late Devonian-Early Carboniferous* pada sistem pengangkatan (Sub Cekungan Petrel).
- b. *Trend Northeast* dari umur *Late Carboniferous-Early Permian* pada sistem pengangkatan (Cekungan Sub Proto Vulcam dan Proto Malita Graben).
- c. Regional *Triassic* Akhir utara-selatan kompresi. Struktur antiklin, erosi inversi, dan pengangkatan (*Uplift*).
- d. Ekstensi pada umur Jurasik Akhir berhubungan dengan *Trend Northeast* (Cekungan Sub Vulkano, Malita dan Calder Graben) dan *Trend Southeast Graben* (Cekungan Sahul Sinklin).
- e. Umur Miosen Akhir sampai Pliosen, konvergen Lempengan Australia dan Eurasia mengalami penurunan pada palung Timor, patahan aktif kembali dan meluas (Barret at al, 2004).

Stratigrafi Cekungan penelitian dari umur tua sampai umur muda dari Pre-Cambrian sampai Quarter:

- a. Batuan sedimen tertua, secara umum terbentuk pada umur *Permian, Triassic, Jurassic, Cretaceous* dan sampai umur *Tertiary Early*. Umur *Permian* dibagi lagi yaitu *Lower* dan *Upper*. Kemudian umur *Triassic* dibagi menjadi *Lower, Middle, Upper*.
- b. Formasi Johnson (*Base Eocene*), satuan endapan Formasi Johnson ini pembentukan dominan mengandung batulempung *interbedded, calcilutites*, napal dan batulempung gampingan.
- c. Formasi Wangarlu (*Turonian MFS*), satuan endapan Formasi Wangarlu terdiri dari batulempung (*claystone*) yang cukup konsisten, dan batulempung silika.
- d. Formasi Echuca Shoal (*Base Aptian*), satuan Formasi Echuca Shoal terbentuk pada umur Barrimian terdiri dari material batulempung dan jejak material karbonat.

- e. Formasi Elang (*Base Flamingo*), Formasi ini terdiri dari batulempung *agillaceous* dan batupasir.
- f. Formasi Plover, Formasi ini terdiri dari batupasir halus sampai kasar dengan batupasir dan batulempung *interbedded* serta batubara minor. Tidak adanya mikrofosil laut dan terdapatnya keberadaan batubara mengindikasikan jenis lingkungan pengendapannya adalah fluvial (Struckmeyer, 2006).



Gambar 2.2 Stratigrafi Cekungan Laut Timor (Charlton, 2002)

2.2 Metode Seismik

Menurut Gadallah dan Fisher (2009) metode seismik adalah salah satu metode eksplorasi geofisika yang penggunaannya didasarkan pada respon gelombang seismik (*acoustic*) yang ditransmisikan ke bawah permukaan bumi dan kemudian direfraksikan dan direfleksikan sepanjang perbedaan lapisan tanah atau batas-batas batuan untuk mencitrakan struktur bawah permukaan bumi.

Pemetaan struktur bawah permukaan menggunakan metode seismik dilakukan dengan memberikan energi gelombang mekanik ke

dalam bumi dan kemudian menganalisis hasil gelombang pantulanya yang terekam di geophone (*receiver*). Menurut Priyantari dan Suprianto (2009) metode seismik dibedakan menjadi dua yaitu metode seismik refraksi (bias) dan metode seismik refleksi (pantul). Metode yang banyak digunakan dalam eksplorasi hidrokarbon adalah metode seismik refleksi.

Metode seismik refraksi mengukur gelombang datang yang dipantulkan sepanjang formasi struktur geologi di bawah permukaan bumi. Seismik refraksi dihitung berdasarkan waktu penalaran gelombang pada lapisan tanah atau batuan dari titik sumber ke penerima (*receiver*) pada jarak tertentu. Gelombang refraksi yang terjadi setelah usikan pertama (*first break*) diabaikan, sehingga sebenarnya hanya data *first break* saja yang dibutuhkan. Parameter jarak (*offset*) dan waktu penalaran gelombang dihubungkan oleh cepat rambat gelombang pada medium bawah permukaan bumi. Cepat rambat gelombang tersebut di kontrol oleh sifat fisis material yang disebut dengan parameter elastisitas.

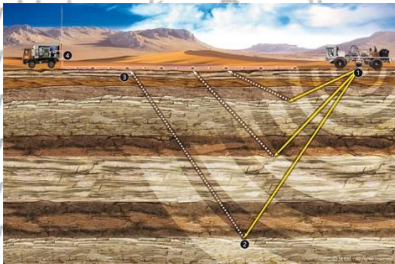
Metode seismik refleksi merupakan metode yang banyak digunakan dalam eksplorasi hidrokarbon. Menurut Rucker (2006) metode seismik refleksi mengukur waktu yang diperlukan suatu impuls suara (*acoustic*) untuk melaju dari sumber suara yang kemudian terpantul oleh batas-batas formasi geologi dan kembali ke permukaan tanah yang kemudian terekam pada geophone. Analisis dikonsentrasikan pada energi yang diterima setelah getaran awal diterapkan. Secara umum, sinyal yang dicari adalah gelombang-gelombang yang terpantulkan (*reflection*) dari semua *interface* antar lapisan di bawah permukaan.

Secara umum metode seismik refleksi dibagi dalam tiga tahapan, yaitu akuisisi data, pengolahan data, dan interpretasi data.

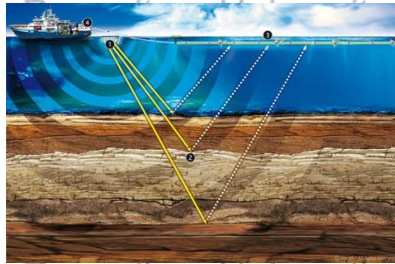
2.2.1 Akuisisi Data Seismik

Akuisisi data seismik merupakan kegiatan untuk memperoleh data dari lapangan yang di survei. Akuisisi yang baik sangat penting untuk mendapatkan data yang baik dan benar. Persiapan awal yang harus dilakukan adalah menentukan parameter-parameter lapangan yang cocok dari daerah survei. Penentuan parameter tersebut dilakukan untuk menetapkan parameter awal dalam suatu rancangan survei yang dipilih sedemikian rupa sehingga dalam pelaksanaannya

akan diperoleh informasi target selengkap mungkin dengan noise serendah mungkin.



(a)



(b)

Gambar 2.3 Akuisisi data seismik refleksi (a) di darat (*onshore*) dan (b) di laut (*offshore*) (Sercel. All Rights Reserved)

2.2.2 Pengolahan Data Seismik

Data hasil akuisisi seismik kemudian dilakukan tahap pengolahan data seismik. Tujuan dari pengolahan data seismik adalah menghasilkan penampang seismik dengan S/N (*signal to noise ratio*) yang baik tanpa mengubah bentuk kenampakan-kenampakan refleksi, sehingga dapat diinterpretasikan keadaan dan bentuk dari perlapisan di bawah permukaan bumi seperti apa adanya (Sismanto, 1996).

2.2.3 Interpretasi Data Seismik

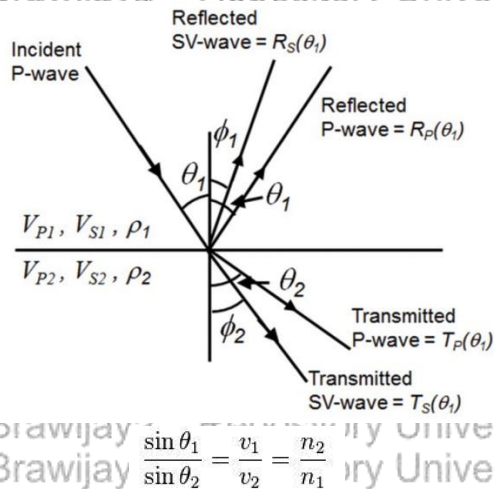
Interpretasi data seismik merupakan tujuan dan produk akhir dari pekerjaan seismik. Interpretasi merupakan penafsiran dari makna geologi yang terdapat pada data seismik dengan cara penelusuran horizon, pembacaan waktu, dan plotting pada penampang seismik yang hasilnya disajikan dalam penampang seismik. Penampang ini berguna untuk mengetahui struktur atau model geologi bawah permukaan.

2.3 Pengertian Gelombang

2.3.1 Hukum Dasar Gelombang

a. Hukum Snellius

Hukum Snellius menyatakan bahwa nisbah sudut datang dan sudut bias adalah konstan, yang tergantung pada medium (indeks bias medium). Gelombang P yang datang akan mengenai permukaan bidang batas antara dua medium berbeda akan menimbulkan gelombang refraksi dan refleksi (Hutabarat, 2009). Jika gelombang seismik melalui lapisan batuan berbeda atau memiliki impedansi akustik yang berbeda, maka sebagian gelombang akan direfleksikan kembali ke permukaan dan sebagian akan diteruskan merambat ke bawah permukaan.

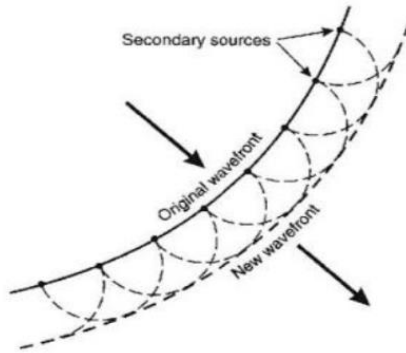


Gambar 2.4 Penjalaran gelombang melalui batas dua lapisan menurut Hukum Snellius (Castagna & Backus, 1993)

b. Prinsip Huygens

Prinsip Huygens menyatakan bahwa setiap titik pada permukaan muka gelombang merupakan sumber bagi gelombang baru yang menjalar dalam bentuk bola (*spherical*). Prinsip Huygens mengungkapkan sebuah mekanisme dimana sebuah pulsa seismik akan kehilangan energi seiring dengan bertambahnya kedalaman (Asparini, 2011). Jika gelombang jatuh diatas dua batas medium yang mempunyai perbedaan densitas, maka gelombang yang datang (*P-wave*) akan mengenai permukaan bidang batas antara dua medium

berbeda akan menimbulkan gelombang refraksi dan refleksi (Herron dan Latimer, 2011).



Gambar 2.5 Prinsip Huygens (Giancoli, 2001)

c. Prinsip Fermat

Jika gelombang melewati sebuah medium yang memiliki variasi kecepatan gelombang seismik, maka gelombang tersebut akan cenderung melalui zona-zona kecepatan tinggi dan menghindari zona-zona kecepatan rendah (Jamady, 2011). Gelombang menjalar dari satu titik ke titik lain melalui jalur tersingkat waktu penjalarnya.

2.3.2 Gelombang Seismik

Gelombang seismik adalah gelombang elastis yang dapat merambat dalam bumi. Bumi sebagai medium gelombang terdiri dari beberapa lapisan batuan. Lapisan batuan dengan lapisan batuan lainnya memiliki sifat fisis yang berbeda. Batas lapisan yang tidak-kontinuan menyebabkan gelombang seismik yang merambatkan sebagian energinya dan akan dipantulkan serta sebagian energi lainnya akan diteruskan ke lapisan dibawahnya (Telford, 1990). Gelombang seismik yang merambat melalui interior bumi disebut sebagai *body wave* dan yang merambat melalui permukaan bumi disebut sebagai *surface wave*. Berdasarkan sumber gelombangnya, gelombang seismik terjadi secara alami dan buatan. Sumber alami terjadi karena

disebabkan adanya gempa tektonik / vulkanik, sedangkan sumber buatan karena disebabkan gangguan yang di sengaja.

1. Gelombang Badan (*body wave*)

Gelombang badan adalah gelombang yang menjalar paling cepat dalam medium dengan frekuensi lebih tinggi dan arah perambatanya ke segala arah. Berdasarkan gerak partikel pada medium dan arah penjalaranya gelombang badan dapat dibedakan menjadi gelombang P (*primer*) dan gelombang S (*sekunder*).

Gelombang P disebut dengan gelombang longitudinal / gelombang kompresi. Gelombang P memiliki gerak partikel sejajar dengan arah rambatnya sehingga memiliki kecepatan rambat paling besar dibandingkan dengan gelombang seismik lain, dan dapat merambat melalui medium padat, cair, dan gas. Persamaan dari kecepatan gelombang P (v_p) adalah sebagai berikut:

$$v_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad (1)$$

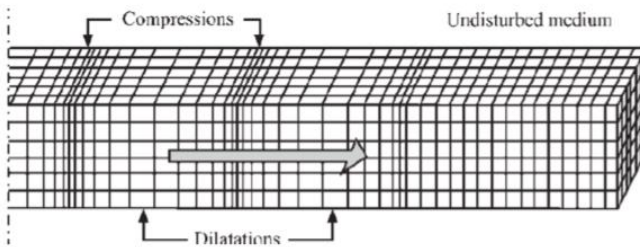
keterangan:

v_p = kecepatan gelombang P (m/s)

λ = konstanta lame (N/m²)

μ = rigiditas (N/m²)

ρ = densitas (kg/m³)



Gambar 2.6 Penjalaran gelombang P (Elnashai dan Sarno, 2008)

Gelombang S disebut gelombang transversal / gelombang shear. Gelombang S memiliki partikel tegak lurus dengan arah rambatnya sehingga memiliki kecepatan rambat yang lebih kecil dari gelombang

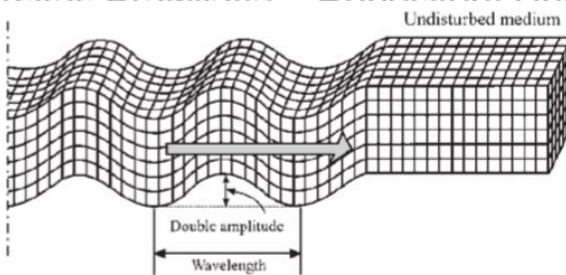
P dan hanya merambat pada medium padat. Persamaan dari kecepatan gelombang S (v_s) adalah sebagai berikut:

$$v_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2)$$

keterangan: v_s = kecepatan gelombang S (m/s)

μ = rigiditas (N/m^2)

ρ = densitas (kg/m^3)



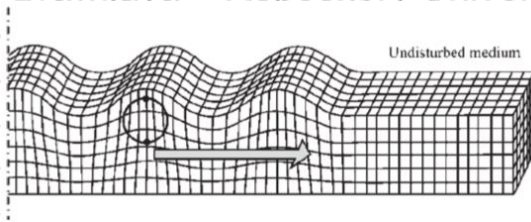
Gambar 2.7 Penjalaran gelombang S (Elnashai dan Sarno, 2008)

2. Gelombang Permukaan (*surface wave*)

Gelombang permukaan adalah gelombang yang memiliki amplitude besar dan frekuensi lebih kecil yang menjalar pada permukaan bebas (*free surface*). Berdasarkan gerak partikel pada medium dan arah penjalaranya gelombang permukaan dapat dibedakan menjadi gelombang R (*reyleigh*) dan gelombang L (*love*).

Gelombang R adalah gelombang permukaan yang arah rambatnya bergerak tegak lurus terhadap arah rambat dan searah bidang datar (Hidayati, 2010).

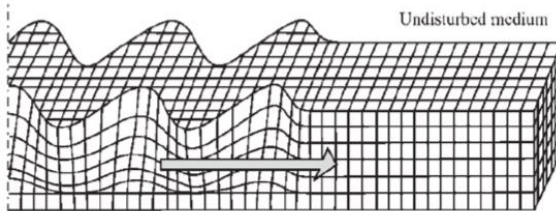
$$v_R = 0,9194 v_s \quad (3)$$



Gambar 2.8 Penjalaran gelombang R (Elnashai dan Sarno, 2008)

Gelombang L adalah gelombang permukaan yang menjalar dalam bentuk gelombang transversal (gelombang S) horizontal yang penjalaranya paralel dengan permukaan (Gadallah dan Fisher, 2009).

$$v_R < v_Q < v_s \quad (4)$$



Gambar 2.9 Penjalaran gelombang L (Elnashai dan Sarno, 2008)

2.4 Pengenalan Data Karakterisasi Reservoir

Well seismic tie merupakan pengikatan data sumur dalam domain kedalaman (*md*) terhadap data seismik dalam domain waktu (*twt*) yang bertujuan untuk mengetahui parameter fisis data seismik, seperti fasa, polaritas, dan frekuensi. Proses pengikatan data sumur terhadap data seismik dilakukan supaya horizon seismik dapat diletakkan pada posisi kedalaman yang sebenarnya. Proses ini dilakukan dengan membuat suatu seismogram sintetik (*synthetic seismogram*) yang dihasilkan dari konvolusi wavelet dengan deret koefisien refleksi. Prinsip proses tersebut adalah menempatkan reflektor seismik pada kedalaman yang sebenarnya dengan seismogram sumur yang bersesuaian dengan suatu bidang batas. Korelasi dilakukan dengan mengkoreksi nilai *table time depth* dari

data *checkshot* tiap sumur agar *two way time (twf)* pada seismogram sintetik.

2.4.1 Data Seismik

1. Data Seismik 2D

Data seismik 2D merupakan data awal untuk pembacaan daerah target dan hanya memiliki komponen X dan Y saja. Penampang seismik 2D merupakan penampang melintang dari benda 3D yang merupakan objek geologi bawah permukaan. Seismik 2D mengandung banyak sinyal dari semua arah termasuk yang diluar bidang penampang, akan tetapi migrasi 2D biasanya mengasumsikan bahwa sinyal yang terekam beresal dari bidang penampang itu sendiri.

2. Data Seismik 3D

Data volume 3D mengandung susunan ortogonal berspasi teratur dari titik data yang di definisikan dari geometri pengambilan data. Tiga arah susunan tersebut menentukan tiga set potongan ortogonal yang dapat dibuat melalui volume data terkait. Potongan vertikal pada arah pergerakan lintasan disebut *inline*, titik spasi antar *inline* disebut *line*. Sedangkan potongan vertikal tegak lurus terhadap lintasan disebut *crossline* / *xl*, titik spasi antar *crossline* disebut *trace*. Potongan horizontal disebut sebagai penampang horizontal (*time slice*). *Arbitrary line* adalah potongan vertikal pada arah sembarang sesuai dengan kebutuhan. Potongan sepanjang horizon yang telah diinterpretasi disebut sebagai *slice horizon*. Penampang seismik pada tiap *trace* disebut *crossline section*, penampang seismik pada tiap *line* disebut *inline section*, sedangkan yang melalui bidang sesar disebut sebagai *fault slice*.

2.4.2 Data Well Log

Well logging merupakan suatu metode geofisika yang mengukur parameter fisis batuan reservoir yang memberikan informasi bawah permukaan meliputi karakteristik litologi, ketebalan lapisan, kandungan fluida, korelasi struktur, dan kontinuitas batuan dari lubang bor (Gordon, 2004). Sedangkan *wireline log* merupakan perekaman

data pengukuran secara kontinu disuatu lubang bor menggunakan *geophysic prob* yang mampu merespon variasi sifat-sifat fisik batuan setelah dilakukan pengeboran (Reeves, 1986).

2.4.3 Data Checkshot

Checkshot dilakukan bertujuan untuk mendapatkan hubungan antara waktu dan kedalaman yang diperlukan dalam proses pengikatan data sumur terhadap data seismik. Survei ini memiliki kesamaan dengan akuisisi data seismik pada umumnya, namun posisi geophone diletakkan di sepanjang sumur bor, atau dikenal dengan survei *vertical seismik profiling (vsp)*. Sehingga data yang diperoleh berupa *one way time* yang dicatat pada kedalaman yang ditentukan sehingga didapatkan hubungan antara waktu jalar gelombang seismik pada lubang bor tersebut.

Kecepatan diukur dalam lubang bor dengan sumber gelombang diatas permukaan. Sebaiknya sumber gelombang yang digunakan sama dengan yang dipakai pada survei seismik. Dari data geologi, dapat ditentukan posisi horizon yang akan dipetakan dan dilakukan beberapa pengukuran pada horizon tersebut. Waktu *first break* rata-rata untuk tiap horizon dilihat dari hasil pengukuran tersebut. Geophone sebaiknya menempel sempurna pada dinding lubang bor pada saat dilakukan pengukuran (Sukmono, 1999).

2.5 Komponen Seismik Refleksi

Komponen seismik refleksi menunjukkan komponen sebuah gelombang (*trace seismik*) seperti *amplitude*, *peak*, *trough*, *zero crossing*, tinggi dan panjang gelombang. Kemudian dari parameter data dasar tersebut dapat diturunkan beberapa komponen lain seperti impedansi akustik (AI), koefisien refleksi, polaritas, fasa, resolusi vertikal, wavelet, dan seismogram sintetik.

2.5.1 Impedansi Akustik (*Acoustic Impedance*)

Impedansi akustik (AI) merupakan kemampuan suatu batuan untuk melewati gelombang seismik yang melaluinya. Secara fisis, impedansi akustik merupakan produk perkalian antara kecepatan gelombang kompresi dengan densitas batuan.

Impedansi akustik (AI) didefinisikan dalam persamaan matematis:

$$AI = v \times \rho \quad (5)$$

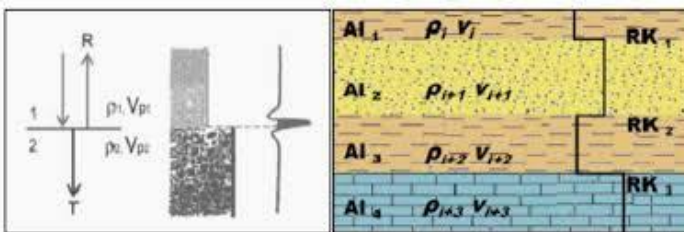
keterangan: AI = impedansi akustik

v = kecepatan gelombang (m/s)

ρ = densitas batuan (kg/m^3)

Semakin keras suatu batuan, maka impedansi akustik semakin besar, sebagai contoh batupasir yang sangat kompak memiliki impedansi akustik yang lebih besar dibandingkan dengan batugamping. Kecepatan akan meningkat seiring bertambahnya kedalaman karena efek kompaksi, sedangkan frekuensi akan berkurang akibat adanya efek atenuasi. Pantulan gelombang seismik (reflektivitas) terjadi disebabkan oleh perubahan AI lapisan. Harga kontras AI dapat diperkirakan secara kualitatif dari amplitude refleksinya. Semakin besar amplitude-nya semakin besar refleksi dan kontras nilai pada AI (Sukmono, 2001).

Sukmono menganalogikan AI dengan *acoustic hardness*, dimana batuan keras dan sukar dimampatkan mempunyai AI yang tinggi seperti batu gamping, sedangkan batuan lunak yang lebih mudah dimampatkan mempunyai AI yang rendah seperti lempung.



Gambar 2.10 Impedansi akustik (AI) dan koefisien refleksi (Sukmono, 1999)

2.5.2 Koefisien Refleksi (Coefficient Reflection)

Koefisien refleksi merupakan kontras impedansi akustik (AI) batuan yang satu dengan batuan yang lain dan memiliki nilai yang mempresentasikan bidang batas antara dua medium yang memiliki

impedansi akustik yang berbeda. Refleksi gelombang seismik akan timbul setiap terjadi perubahan nilai AI. Dengan demikian koefisien refleksi adalah perbandingan antara energi yang dipantulkan dengan energi datang pada keadaan normal. Refleksi gelombang seismik akan timbul setiap terjadi perubahan (AI). Persamaan koefisien refleksi (KR) dengan impedansi akustik adalah sebagai berikut:

$$\frac{E_{pantul}}{E_{datang}} = KR^2 \quad (6)$$

$$KR = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \quad (7)$$

keterangan:

E = energi gelombang

KR = koefisien refleksi

AI₁ = impedansi akustik lapisan atas

AI₂ = impedansi akustik lapisan bawah

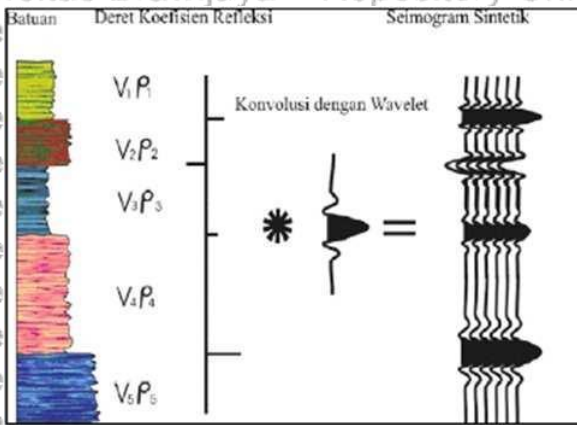
Koefisien refleksi mempunyai nilai antara -1 sampai 1. Jika impedansi akustik (AI₂) lebih besar dari pada impedansi akustik (AI₁) dan gelombang merambat dari batuan dengan nilai densitas rendah kebatuan dengan nilai densitas tinggi, maka koefisien refleksi akan bernilai positif, begitupun sebaliknya.

2.5.3 Seismogram Sintetik (*Synthetic Seismogram*)

Seismogram sintetik adalah rekaman seismik buatan yang dibuat dari data log kecepatan dan densitas. Data kecepatan dan densitas sebagai fungsi koefisien refleksi yang selanjutnya di konvolusikan dengan wavelet. Seismogram sintetik dapat mengidentifikasi horizon (*picking horizon*) pada penampang seismik (aspek litologi, umur, kedalaman, dan sifat fisis lainnya) karena resolusi vertikalnya lebih baik dari data seismik sehingga dapat dilakukan konversi *time to depth*.

Seismogram sintetik dibuat dengan cara mengkonvolusikan wavelet dengan koefisien refleksi. Sebaiknya wavelet yang digunakan memiliki frekuensi dan bandwidth yang sama dengan penampang seismik. Koefisien refleksi didapat dari data log sonic dan log densitas, dimana koefisien refleksi adalah hasil kecepatan dikali densitas. Gelombang seismik akan dipantulkan pada setiap reflektor dan besar

gelombang yang dipantulkan akan proporsional dengan koefisien refleksi. Seismogram sintetis ditampilkan dengan format (polaritas dan bentuk gelombang) yang sama dengan rekaman seismik.



Gambar 2.11 Konsep pembuatan seismogram sintetis (Sukmono, 1999)

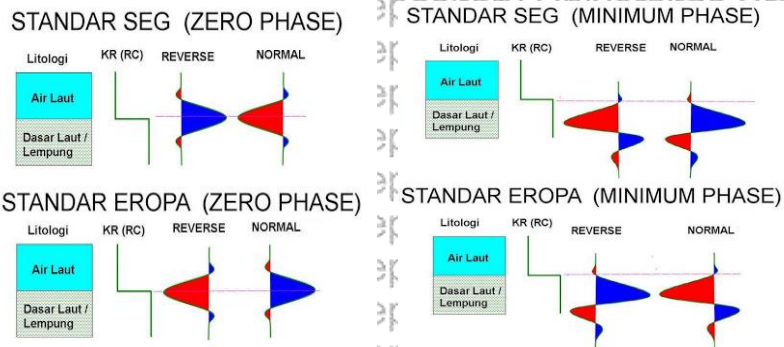
2.5.4 Polaritas dan Fasa

Polaritas adalah penggambaran koefisien refleksi sebagai suatu bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif. Jika $AI_2 > AI_1$ maka akan didapatkan bentuk puncak (*peak*), jika $AI_2 < AI_1$ maka akan didapatkan palung (*trough*). Polaritas hanya mengacu pada perekaman dan konvensi tampilan. Polaritas terbagi menjadi polaritas normal dan polaritas terbalik (*reverse*). *Society Exploration of Geophysicist (SEG)* mendefinisikan polaritas normal sebagai:

- Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada hydrophone atau pergerakan awal keatas pada geophone.
- Sinyal seismik yang positif akan terekam sebagai nilai positif pada tape defleksi positif pada monitor dan *peak* pada penampang seismik.

Penampang seismik yang menggunakan konvensi normal SEG akan didapatkan:

- Pada bidang batas refleksi dimana $AI_2 > AI_1$ akan berupa *peak*.
- Pada bidang batas refleksi dimana $AI_2 < AI_1$ akan berupa *trough*.



Gambar 2.12 Perbedaan polaritas standart SEG dan Eropa (Abdullah, 2011)

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 amplitude dan lebih kecil.

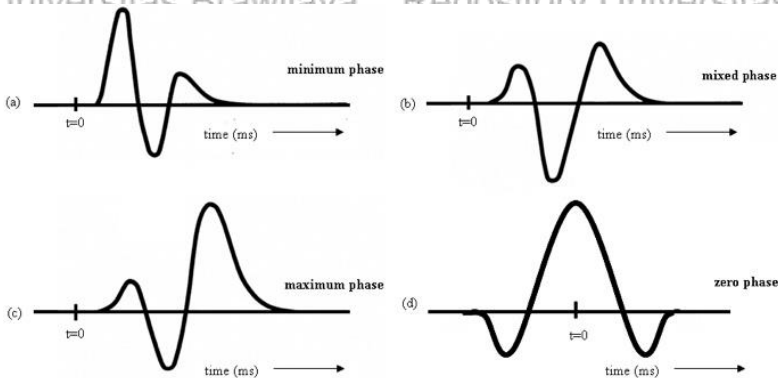
2.5.5 Wavelet

Wavelet adalah gelombang harmonik yang mempunyai interval amplitude, frekuensi, dan fasa tertentu (Sismanto, 2006). Dapat juga diartikan wavelet adalah gelombang yang mempresentasikan satu reflektor yang terekam oleh satu geophone.

Berdasarkan konsentrasi energinya wavelet dapat dibagi menjadi 4 janis (Sismanto, 1999), yaitu:

- Zero phase*, wavelet berfasa nol mempunyai konsentrasi energi maksimum ditengah dan waktu tunda nol, sehingga wavelet ini mempunyai resolusi dan *standout* yang maksimum. Wavelet berfasa nol (disebut wavelet simitris) merupakan jenis wavelet yang lebih baik dari semua jenis wavelet yang mempunyai spektrum amplitude yang sama.

2. *Minimum phase*, wavelet berfasa minimum memiliki energi yang terpusat pada bagian depan. Dibandingkan jenis wavelet yang lain dengan spektrum amplitude 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.
3. *Maximum phase*, wavelet berfasa maksimum memiliki energi yang terpusat secara maksimal dibagian akhir dari wavelet tersebut, jadi merupakan kebalikan dari wavelet berfasa minimum.
4. *Mixed phase*, wavelet berfasa campuran merupakan wavelet yang energinya tidak terkonsentrasi dibagian depan maupun dibagian belakang.



Gambar 2.13 Jenis-jenis wavelet; (a) *Minimum phase*, (b) *Mixed phase*, (c) *Maximum phase*, (d) *Zero phase* (Sukmono, 1999)

2.5.6 Tras Seismik

Model dasar dan yang sering digunakan dalam model satu dimensi untuk tras seismik yaitu mengacu pada model konvolusi yang menyatakan bahwa tiap tras merupakan hasil konvolusi sederhana dari reflektivitas bumi dengan fungsi sumber seismik ditambah dengan noise (Russell, 1996). Persamaan tras seismik adalah sebagai berikut:

$$S(t) = W(t) * r(t) + n(t) \quad (8)$$

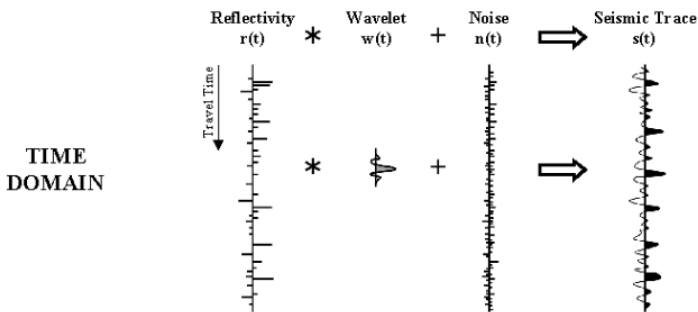
keterangan:

$S(t)$ = tras seismik

$W(t)$ = wavelet seismik

$r(t)$ = reflektivitas bumi

$n(t)$ = noise



Gambar 2.14 Model hasil proses tras seismik (Partyka, 1999)

Konvolusi dapat dinyatakan sebagai pengganti (*replacing*) setiap koefisien refleksi dalam skala wavelet kemudian menjumlahkan hasilnya (Russell, 1996).

2.5.7 Resolusi Seismik

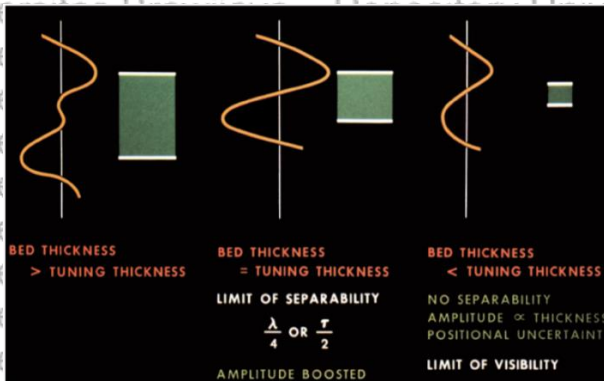
Sheriff (1991) mendefinisikan resolusi merupakan kemampuan untuk memisahkan dua bentuk yang berdekatan. Dalam seismik refleksi adalah bentuk batas antar lapisan. Berdasarkan interpretasi seismik, resolusi dibagi menjadi dua arah yaitu resolusi horizontal dan resolusi vertikal.

a. Resolusi Horizontal

Refleksi seismik berasal dari bidang reflektor. Daerah yang menghasilkan refleksi tersebut sebagai zona Fresnel yaitu bagian dari reflektor dimana energi dipantulkan ke geophone atau hydrophone setelah separuh siklus atau seperempat panjang gelombang setelah terjadinya refleksi pertama (Sukmono, 2001).

b. Resolusi Vertikal

Sukmono (1999) mendefinisikan resolusi vertikal pada data seismik merupakan jarak minimum antara dua objek yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik dan berhubungan erat dengan fenomena interferensi.

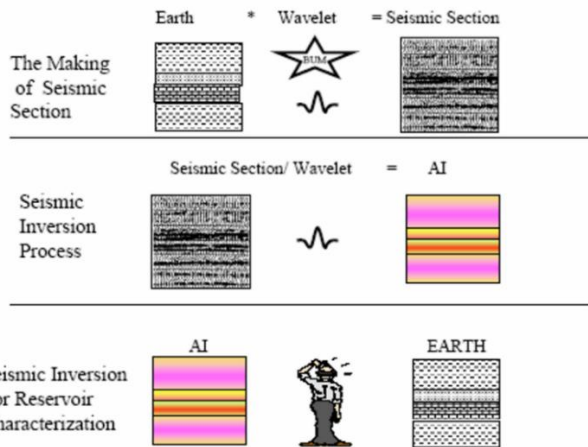


Gambar 2.15 Resolusi vertikal dan efek *tuning thickness* pada data seismik (Brown, 1999)

2.6 Seismik Inversi

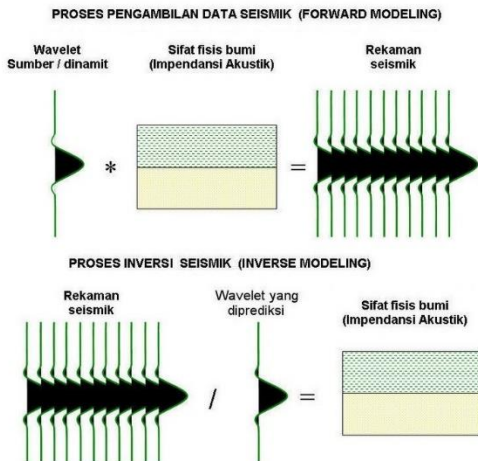
Salah satu metode yang digunakan dalam melakukan interpretasi data seismik adalah metode seismik inversi *acoustic impedance* (AI) yang dibuat untuk memodelkan lapisan bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2001). Inversi AI merupakan salah satu metode yang digunakan sebagai indikator litologi, porositas, dan hidrokarbon. Secara alami AI akan memberikan gambaran litologi bawah permukaan yang lebih detail karena memberikan gambaran tentang lapisan itu sendiri dibandingkan dengan data seismik yang hanya memberikan gambaran batas lapisan.

Menurut Russel (1998) inversi geofisika meliputi pemetaan sifat fisik obyek bawah permukaan dengan menggunakan pengukuran yang dilakukan di permukaan, bila mungkin dengan kontrol data sumur. Dengan kata lain, proses inversi merupakan pembalikan dari upaya pengambilan data seismik (*forward modelling*).



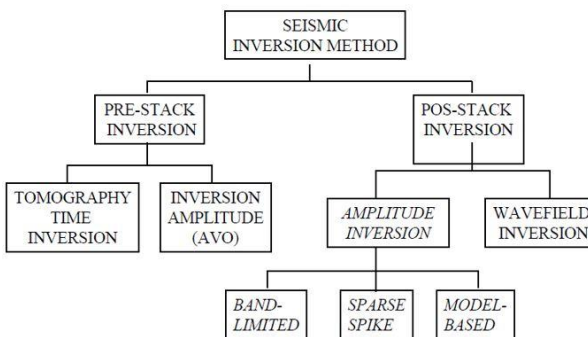
Gambar 2.16 Inversi seismik (Sukmono, et al, 2001)

Pada proses *forward modelling* terjadi operasi konvolusi antara wavelet sumber dengan kontras impedansi akustik bumi sehingga didapatkan suatu penampang seismik yang berisi informasi batas batuan bawah permukaan bumi. Sedangkan pada proses seismik inversi (AI) mempresentasikan sifat fisis internal batuan.



Gambar 2.17 Proses pengambilan data seismik (*forward modelling*) dan proses inversi seismik (*inverse modelling*) (Sukmono, 2000)

Metode inversi terbagi 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). Inversi waktu tempuh merupakan inversi yang menentukan struktur bumi dengan berdasarkan waktu tempuh gelombang, sedangkan inversi amplitudo (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 2.18 Macam-macam teknik inversi seismik (Russell, 1988)

1. Inversi Model Based

Prinsip metode ini adalah membuat model geologi dan membandingkannya dengan data riil seismik. Hasil perbandingan tersebut digunakan secara iteratif memperbarui model untuk menyesuaikan dengan data seismik (Russell, 1988). Metode ini dikembangkan untuk mengatasi masalah yang tidak dapat dipecahkan menggunakan metode inversi bandlimited. Keuntungan metode inversi model based adalah metode ini tidak menginversi langsung dari seismik melainkan menginversi model geologinya. Sedangkan kekurangan metode ini adalah:

- a. Sifat sensitif terhadap bentuk wavelet, apabila dua wavelet berbeda dapat menghasilkan tras seismik yang sama.

- b. Sifat ketidakunikan (*non-uniqueness*) untuk wavelet tertentu dimana semua hasil sesuai dengan tras seismik pada lokasi sumur yang sama.

2. Inversi Bandlimited

Metode Inversi Bandlimited disebut inversi rekursif yang merupakan inversi yang mengabaikan efek wavelet seismik dan memperlakukan seolah-olah tras seismik merupakan kumpulan koefisien refleksi (KR) yang telah difilter oleh wavelet berfase nol. Metode ini merupakan yang paling sederhana untuk mendapatkan nilai impedansi akustik (AI).

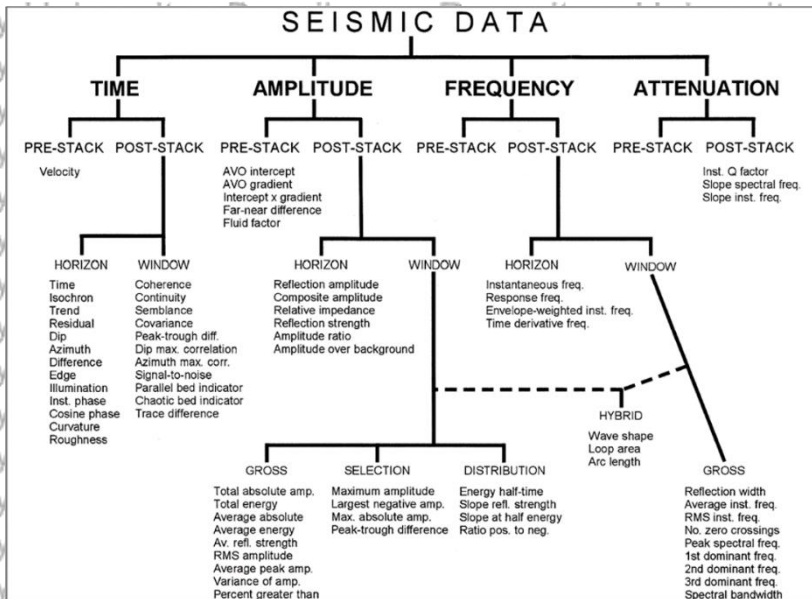
3. Inversi Sparse Spike

Prinsip metode ini adalah mengasumsikan bahwa reflektivitas yang sebenarnya dapat diasumsikan sebagai seri dari *spike-spike* besar yang bertumpukan dengan *spike-spike* yang lebih kecil sebagai *background*, kemudian dilakukan estimasi wavelet berdasarkan asumsi model tersebut. Sparse spike mengasumsikan bahwa hanya *spike* yang besar yang penting. Inversi ini mencari lokasi *spike* yang besar dari tras seismik. *Spike-spike* tersebut terus ditambahkan sampai tras dimodelkan secara cukup akurat. Parameter yang ditambahkan pada metode ini adalah menentukan jumlah maksimum *spike* yang akan dideteksi pada tiap tras seismik.

2.7 Seismik Atribut

Seismik atribut adalah bentuk tampilan penampang seismik berdasarkan sifat-sifat gelombang seismik. Berbeda dengan penampang seismik konvensional yang menampilkan jejak (tras) seismik dalam bentuk jejak seismik hitam putih, atribut seismik ditampilkan dalam bentuk gradasi warna berdasarkan nilai atributnya (Alfian dan Santoso, 1996). Seismik atribut juga merupakan pengukuran spesifik mengenai sifat geometri, kinematik, dinamik atau statistik hasil turunan data seismik (Chen dan Sidney, 1997).

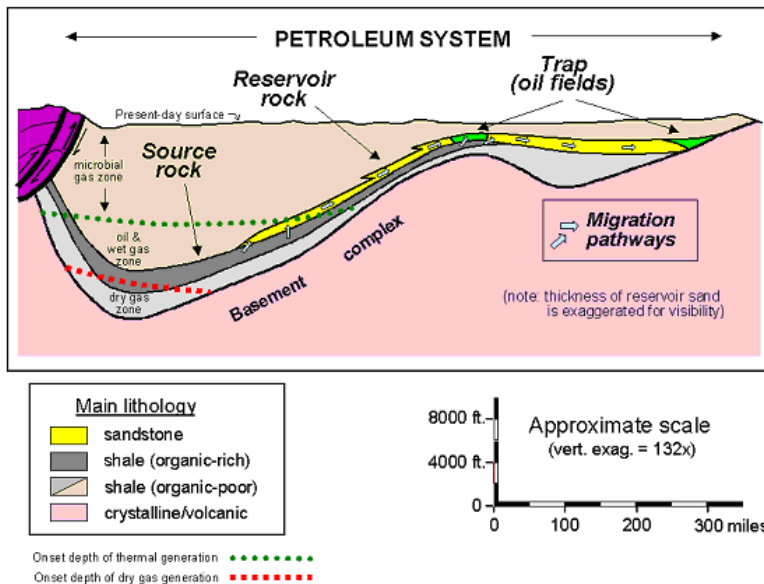
Menurut Sheriff (2006) seismik atribut adalah suatu pengukuran yang diturunkan dari data seismik, biasanya dari pengukuran waktu (struktur), amplitudo (stratigrafi), frekuensi (reservoir dan stratigrafi) dan/atau atenuasi (permeabilitas).



Gambar 2.19 Klasifikasi seismik atribut (Brown, 1996)

2.8 Konsep Petroleum Sistem

Petroleum sistem merupakan kumpulan komponen yang harus dimiliki untuk memungkinkan terkumpul dan terakumulasinya suatu minyak bumi di suatu tempat. Komponen tersebut mutlak harus dimiliki, karena tanpa satu komponen saja tidak akan terkumpul minyak bumi tersebut. Komponen tersebut terdiri dari batuan induk (*source rocks*), maturasi (*maturation*), batuan reservoir (*reservoir rocks*), migrasi (*migration*), batuan perangkap (*trap*), dan batuan tudung penutup (*seal rocks*).



Gambar 2.20 Komponen penting dalam petroleum sistem (Magoon and Dow, 1994)

2.8.1 Batuan Induk (Source Rocks)

Batuan induk merupakan tempat dimana awal mula minyak dan gas bumi terbentuk. Batuan induk ini merupakan endapan sedimen yang mengandung bahan-bahan organik yang menghasilkan minyak dan gas bumi karena proses penimbunan oleh lapisan diatasnya yang tertimbun dibawah permukaan bumi kemudian mengalami kenaikan tekanan dan terpanaskan. Bahan organik yang terkandung disebut kerogen. Pengontrol kerogen memiliki 4 tipe:

Tabel 2.1 Tipe Pengontrol Kerogen

Tipe I	a. Terbentuk diperairan dangkal b. Berasal dari algae yang bersifat lipid c. $H/C > 1,5$ dan $O/C < 0,1$ d. Menghasilkan minyak
--------	--

Type II	a. Terbentuk di laut sedimen b. Berasal dari algae dan protozo c. H/C antara 1,2 – 1,5 dan O/C antara 0,1 – 0,3 d. Menghasilkan minyak dan gas
Type III	a. Terbentuk di daratan b. Berasal dari tumbuhan daratan c. H/C < 1,0 dan O/C > 0,3 d. Menghasilkan gas
Type IV	a. Telah mengalami oksidasi sebelum terendapkan, sehingga kandungan karbon telah terurai sebelum terendapkan b. Tidak menghasilkan hidrokarbon

2.8.2 Kematangan (*Maturation*)

Maturasi merupakan proses perubahan secara fisika, biologi, dan kimia dari karogen menjadi minyak dan gas bumi. Proses ini berawal sejak endapan sedimen yang kaya kandungan bahan organik terendapkan. Selanjutnya terjadi reaksi pada temperatur rendah yang melibatkan bakteri anaerob yang memproduksi oksigen, nitrogen, dan sulfur sehingga menghasilkan konsentrasi hidrokarbon. Efek peningkatan temperatur sangat berpengaruh dengan tingkat reaksi dari bahan-bahan organik. Minyak bumi dihasilkan diatas 50°C, kedalaman sekitar 1200 meter. Gas yang dihasilkan karena faktor temperatur disebut gas termogenik, sedangkan gas yang dihasilkan karena faktor aktivitas bakteri disebut gas biogenik (suhu rendah, kedalaman dangkal > 600 meter).

2.8.3 Batuan Reservoir (*Reservoir Rocks*)

Batuan reservoir adalah batuan yang mampu menyimpan dan mampu mengalirkan hidrokarbon. Batuan reservoir memiliki porositas sebagai penyimpan dan permeabilitas sebagai tempat mengalirnya hidrokarbon.

Menurut Hearst dan Nelson (1985) skala porositas dapat ditentukan secara kuantitatif sebagai berikut:

1. 0 – 5% dapat diabaikan (*negligible*)
2. 5 – 10% buruk (*poor*)
3. 10 – 15% cukup (*fair*)
4. 15 – 20% baik (*good*)
5. 20 – 25% sangat baik (*very good*)
6. >25% istimewa (*excellent*)

Sedangkan tingkat permeabilitas pada suatu batuan dapat dikelompokkan sebagai berikut:

1. Ketat (*tight*), kurang dari 5 md
2. Cukup (*fair*), antara 5 sampai 100 md
3. Baik (*good*), antara 10 sampai 100 md
4. Baik sekali (*very good*), antara 100 sampai 1000 md

2.8.4 Migrasi (*Migration*)

Migrasi adalah proses berpindahnya hidrokarbon dari batuan induk (*source rocks*) menuju batuan reservoir (*reservoir rocks*). Proses migrasi berawal dari migrasi primer (*primary migration*), yakni perpindahan hidrokarbon dari batuan induk ke batuan reservoir lapisan penyalur (*carrier bed*). Migrasi sekunder (*secundary migration*), yakni pergerakan fluida dalam lapisan penyalur untuk menuju ke tempat akumulasi.

2.8.5 Perangkap Reservoir (*Trap*)

Perangkap atau jebakan (*trap*) mengandung arti seolah-olah minyak terjebak atau tersangkut dalam suatu keadaan sehingga tidak bisa lepas dan tertimbun di suatu tempat. Perangkap reservoir dibagi dalam 3 jenis, yaitu:

- a. Perangkap struktural, merupakan perangkap hidrokarbon yang terbentuk dalam struktur geologi seperti lipatan dan patahan.
- b. Perangkap stratigrafi, merupakan perangkap hidrokarbon yang dihasilkan dari perubahan jenis batuan atau *pinch-out*, *unconformity*, atau fitur sedimen lainnya seperti terumbu atau *buildups*.
- c. Perangkap kombinasi, merupakan perangkap dengan kombinasi struktural dan stratigrafi.

2.8.6 Batuan Penyekat (*Seal Rocks*)

Batuan penyekat (batuan tudung) adalah sistem batuan penyekat yang bersifat impermeabel seperti batulempung, anhidrit, garam berfungsi sebagai batuan penutup reservoir.

2.9 Petroleum Sistem Cekungan Laut Timor

Penelitian terbaru menunjukkan bahwa *marine shale* pada *Jurassic-Lower Cretaceous* dalam *Flamingo Group* adalah *source rock* sebagai minyak utama yang terakumulasi di Formasi *Laminaria* dan Formasi *Corallina*. Formasi *Lower Cretaceous Echuca Shoals* berpotensi sebagai *source rock wet gas* dan beberapa *light oil* (Abbassi, 2013). Studi geokimia terbaru tentang gas dari daerah Sahul *Platform Greater Sunrise* utara, dan Malita Graben dan Calder menunjukkan bahwa hidrokarbon bersumber dari Formasi Plover di Heron dan *Troubadour Terraces* (Longley, 2002; Edwards, 2006).

Batuan reservoir pada Cekungan Laut Timor adalah Formasi batupasir yang ada di lapangan *Corallina* dan *Laminaria* dan Formasi *Jurassic Plover* yang ada di lapangan gas Bayu/Undan.

Batuan seal Cekungan Laut Timor merupakan *thick claystone* yang ada di Formasi *Enchuca Shoals* dan *claystone* yang merupakan *frigate shale* yang merupakan bagian dari *Flamingo Group* yang memiliki peningkatan kapasitas seal pada bagian barat, khususnya *Troubadour Terrace* dan Sahul *Platform*.

Proses ekstensional pada masa Titonian (Jurasik Akhir) yang mengakibatkan berkembangnya *horst east-trending* dan graben yang menjadi ciri dari Sahul *Syncline* dan *Lamingo Syncline region*, yang telah terbukti menjadi perangkap struktural paling prospek di area Cekungan Laut Timor utara (Whittam et al, 1996).

Preston dan Edwards (2000) membuat peta persebaran suhu permukaan “top Elang” yang menunjukkan isoterm sebesar 120°C dan 140°C, yang mereka anggap sebagai batas efektif untuk pembentukan hidrokarbon dari masing-masing Formasi Elang/Plover dan basal *Frigate Shale*. Mereka menyimpulkan bahwa Formasi Elang dan Plover sudah matang untuk pembentukan hidrokarbon di Sahul *Syncline*, *Flamingo syncline* utara dan barat daya Malita Graben sebagai sumber akumulasi hidrokarbon utama di daerah tersebut.

BAB III

METODOLOGI PENELITIAN

3.1 Waktu dan Tempat Penelitian

Kegiatan penelitian Tugas Akhir (TA) ini bertempat di *Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi (PPPTMGB)* “LEMIGAS” yang berlokasi di Jakarta Selatan selama kurang lebih 3-4 bulan pada bulan Februari s/d Mei 2019. Data yang digunakan merupakan data seismik, data sumur, dan data pendukung lainnya sebagai data sekunder dari (PPPTMGB) yang diperoleh dari data lapangan Cekungan Laut Timor.

3.2 Rancangan Penelitian

Metode kegiatan penelitian ini diawali dengan studi pendahuluan daerah lapangan untuk mengetahui karakteristik kondisi lapangan sebenarnya. Kemudian dilanjutkan dengan pengolahan data lapangan (tergantung ketersediaan data yang ada).

3.3 Materi Penelitian

Materi penelitian merupakan interpretasi data seismik dengan menggunakan data sumur, data seismik, data checkshot, data marker, dan data pendukung lainnya dengan metode seismik inversi dan metode seismik atribut untuk melakukan karakterisasi reservoir dengan menggunakan software HRS 8.9, Petrel 2008, dan Microsoft Office.

3.3.1 Kelengkapan Data Sumur

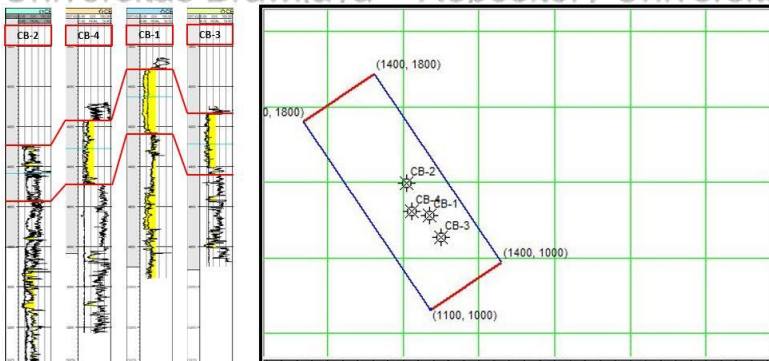
Tabel 3.1 Kelengkapan data sumur

Well	Type Well	Checkshot	Marker	Well Head	Wireline Log	Well Path
CB-1	Deviation	✓	✓	✓	✓	✓
CB-2	Deviation	✓	✓	✓	✓	✓
CB-3	Deviation	✓	✓	✓	✓	✓
CB-4	Deviation	✓	✓	✓	✓	✓

Tabel 3.2 Kelengkapan data wireline log

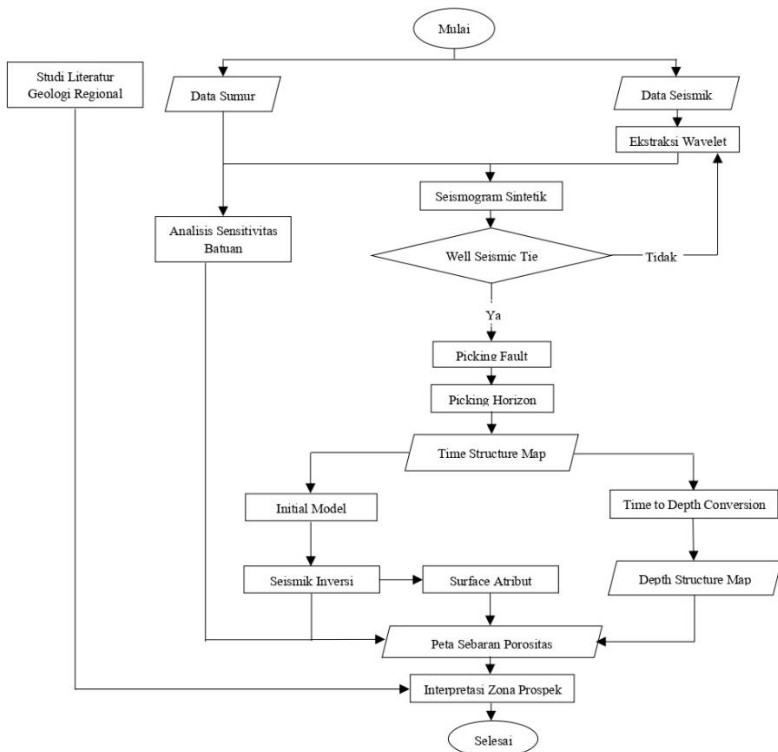
Well	CB-1	CB-2	CB-3	CB-4
Caliper	✓	✓	✓	✓
Self Potential	✓	✓	✓	✓
Gamma Ray	✓	✓	✓	✓
Resistivity	✓	✓	✓	✓
Sonic	✓	✓	✓	✓
Density	✓	✓	✓	✓
Porosity	✓	✓	✓	✓
Neutron	✓	✓	✓	✓

3.3.2 Basemap Penelitian



Gambar 3.1 Basemap penelitian dan lokasi titik sumur dengan luas lapangan 44 km²

3.4 Diagram Alir Penelitian



3.5 Prosedur Penelitian

3.5.1 Input Data Sumur dan Data Seismik

Pada pengolahan data ini, data yang diperoleh berupa data checkshot, data marker, data deviasi, data log, dan data seismik 3D dengan inline sebanyak 1100 dan xline sebanyak 1000 serta interval kedalaman dalam domain time dari 0 ms (dari permukaan laut) sampai 4996 ms. Pada interpretasi ini terdapat 4 sumur deviasi yaitu CB-1, CB-2, CB-3, dan CB-4 dimana lokasi lapangan penelitian ini berada di Cekungan Laut Timor.

3.5.2 Pengikatan Data Sumur dan Data Seismik (Well Seismic Tie)

Data seismik digunakan untuk menentukan kemenerusan lapisan perlu dikontrol menggunakan data sumur dengan *high vertical resolution*. Sehingga apabila kondisi lapisan bawah permukaan dapat diketahui melalui analisa sumur (berdasarkan log maupun tes *coring*) akan dapat disebarkan dengan menggunakan penampang seismik untuk mengetahui kemenerusan lapisan reservoir. Pada proses pengikatan diperlukan pembuatan seismogram sintetik dengan mengekstraksi wavelet. Wavelet merupakan kumpulan dari sejumlah gelombang harmonik yang mempunyai amplitude, frekuensi, dan fasa tertentu. Parameter wavelet tidak selalu sama pada satu lokasi sumur dengan lokasi sumur lain, sehingga bentuk wavelet dipengaruhi oleh kondisi bumi mengikuti lapisan sebenarnya.

Pengikatan data sumur terhadap data seismik (*well seismic tie*) merupakan proses pengikatan data sumur yang berdomain kedalaman dengan data seismik berdomain waktu dengan dikontrol melihat nilai korelasi yang didapat. Tingkat korelasi mempunyai kisaran nilai antara 0 sampai dengan 1, dimana semakin mendekati nilai 1 maka korelasinya semakin baik tanpa ada selisih waktu (*time shift*) maka korelasi kesamaan tersebut semakin baik atau semakin mirip dengan seismik sintetik dan seismik riilnya. Nilai korelasi dipengaruhi oleh lebar window analisis yang digunakan, apabila window analisis yang digunakan semakin besar maka korelasinya semakin kecil, sebaliknya apabila window analisis yang digunakan semakin kecil maka korelasinya semakin besar.

3.5.3 Analisis Sensitivitas Batuan

Analisis sensitivitas batuan digunakan untuk mengetahui karakter dari sifat fisis batuan dan fluida dengan menggunakan data sumur ataupun data seismik serta sebagai parameter fisis yang paling sensitif terhadap data dalam membedakan lapisan poros dan litologi. Dalam hal ini analisis sensitivitas batuan dilakukan dengan cara melakukan *crossplot* antara log P-impedance (AI) sebagai sumbu-y, log neutron porosity (NPHI) sebagai sumbu-x, dan log gamma ray (GR) sebagai color key.

3.5.4 *Picking Fault*

Picking fault merupakan interpretasi struktur pada data seismik yang meliputi interpretasi sesar/patahan, antiklin/sinklin, lipatan, diaper, dan intrusi pada batuan. Sesar dapat dipresentasikan sebagai ketidakterusan pada pola refleksi atau terdapatnya dislokasi pada pola amplitude seismik.

3.5.5 *Picking Horizon*

Picking horizon merupakan interpretasi stratigrafi pada data seismik dengan cara melakukan analisis kemenerusan lateral amplitude pada seismik. Dalam penelitian ini dilakukan *picking horizon* pada batas marker atas sebagai top reservoir (top-res) dan batas marker bawah sebagai base reservoir (bse-res) dengan interval 10 kemudian dibuat kontur untuk menghasilkan peta dalam domain waktu.

3.5.6 Seismik Inversi

Metode seismik inversi adalah metode yang mengubah jejak (tras) seismik menjadi impedansi akustik (AI) yang merupakan sifat fisis batuan. Perubahan nilai AI dapat diartikan perubahan karakteristik batuan. Pada penelitian ini inversi yang digunakan menggunakan 3 metode inversi seismik yaitu metode inversi model based, inversi bandlimited, dan inversi maximum likelihood sparse spike dengan data yang digunakan dari post-stack data.

3.5.7 Seismik Atribut

Seismik atribut adalah segala informasi yang diperoleh dari data seismik baik melalui pengukuran langsung, komputasi maupun pengalaman. Seismik atribut diperlukan untuk memperjelas anomali yang tidak terlihat secara kasat mata pada data seismik konvensional. Analisis atribut seismik biasanya digunakan untuk memprediksi sifat reservoir seperti porositas, dan litologi berdasarkan masukan data atribut seismik. Metode seismik atribut cukup baik untuk menggambarkan citra seismik yang lebih baik dan pengukuran zona-

zona yang menarik serta menentukan struktur atau lingkungan pengendapan.

3.5.8 Time to Depth Conversion

Konversi kedalaman merupakan langkah yang digunakan untuk mengubah peta dalam domain waktu ke peta dalam domain kedalaman dengan cara menggunakan data *vertical seismic profiling* (VSP) kemudian dibuat kurva hubungan kecepatan dan kedalaman. Kurva ini nantinya akan digunakan untuk membuat *velocity model* pada horizon target.

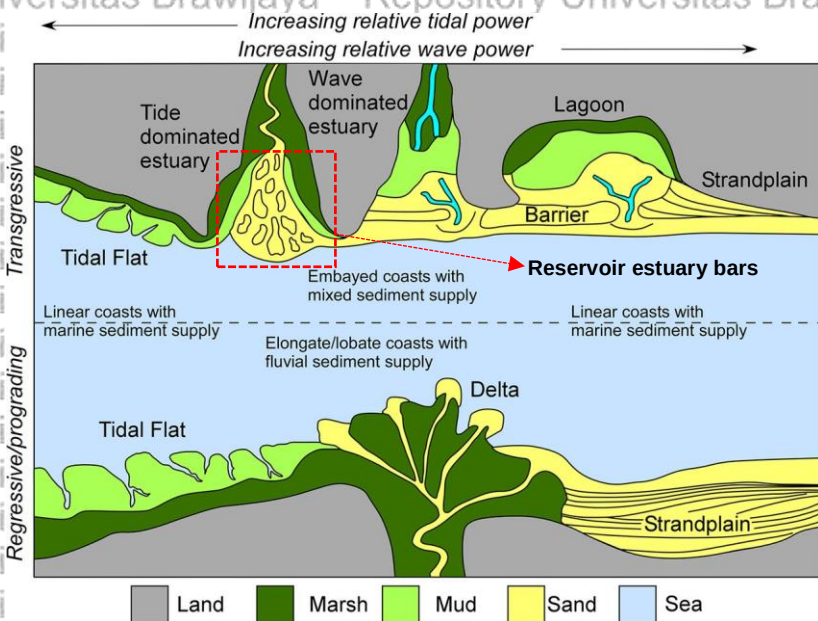
3.5.9 Interpretasi Data Seismik

Interpretasi data seismik merupakan tujuan dan produk akhir dari pekerjaan seismik. Interpretasi merupakan penafsiran dari makna geologi yang terdapat pada data seismik dengan cara penelusuran horizon, pembacaan waktu, dan *plotting* pada penampang seismik yang hasilnya disajikan dalam penampang seismik. Penampang ini berguna untuk mengetahui struktur atau model geologi bawah permukaan.

BAB IV ANALISIS DAN PEMBAHASAN

4.1 Lingkungan Pengendapan

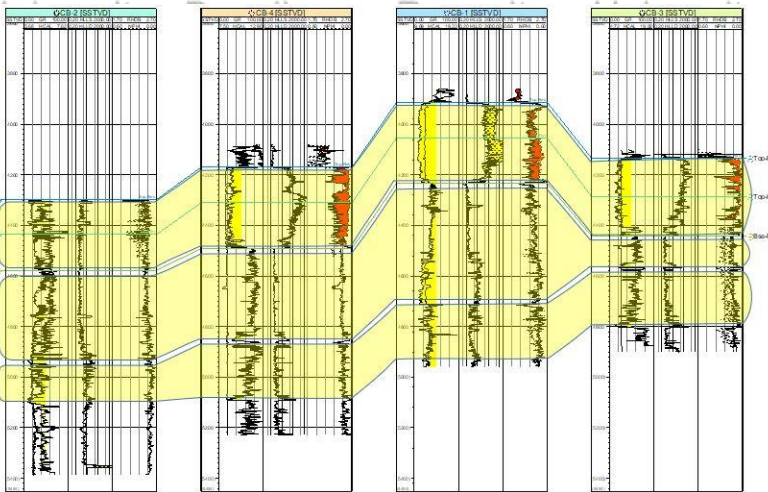
Berdasarkan studi penelitian daerah penelitian pada Cekungan Laut Timor merupakan geomorfologi dari lingkungan estuari dimana material pengendapannya berasal dari lingkungan fluvial yang dibawa dari daratan Australia menuju lautan. Estuari adalah suatu perairan semi tertutup yang berada di bagian hilir sungai dan masih berhubungan dengan laut, sehingga memungkinkan terjadinya pencampuran antara air tawar dan air laut. Lingkungan estuari merupakan pertemuan massa air asin dan air tawar, yang secara periodik berubah-ubah karena adanya pencampuran. Pencampuran ini menyebabkan zona lingkungan di kawasan muara sungai sangat labil sehingga kawasan ini merupakan daerah yang sangat produktif karena input material dari daratan yang dibawa oleh aliran sungai.



Gambar 4.1 Lingkungan pengendapan estuari (Boyd et al. 1992)

4.2 Analisa Sumur

4.2.1 Korelasi Stratigrafi

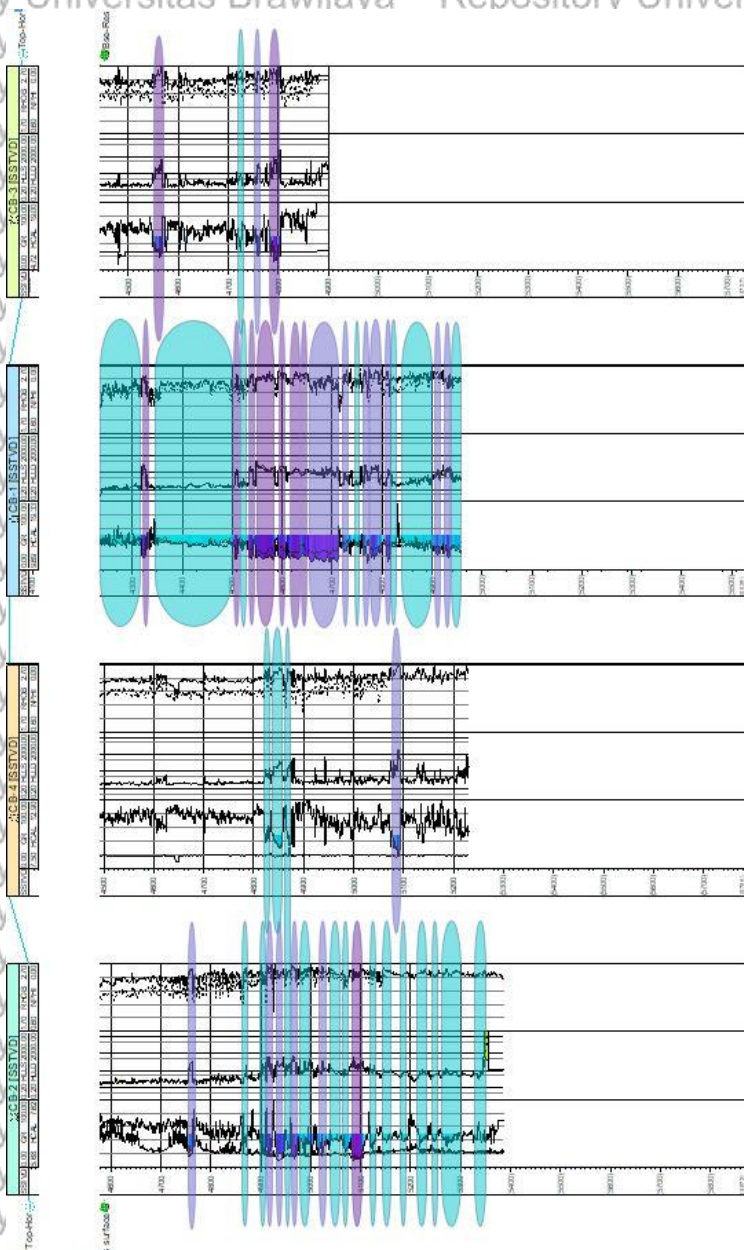


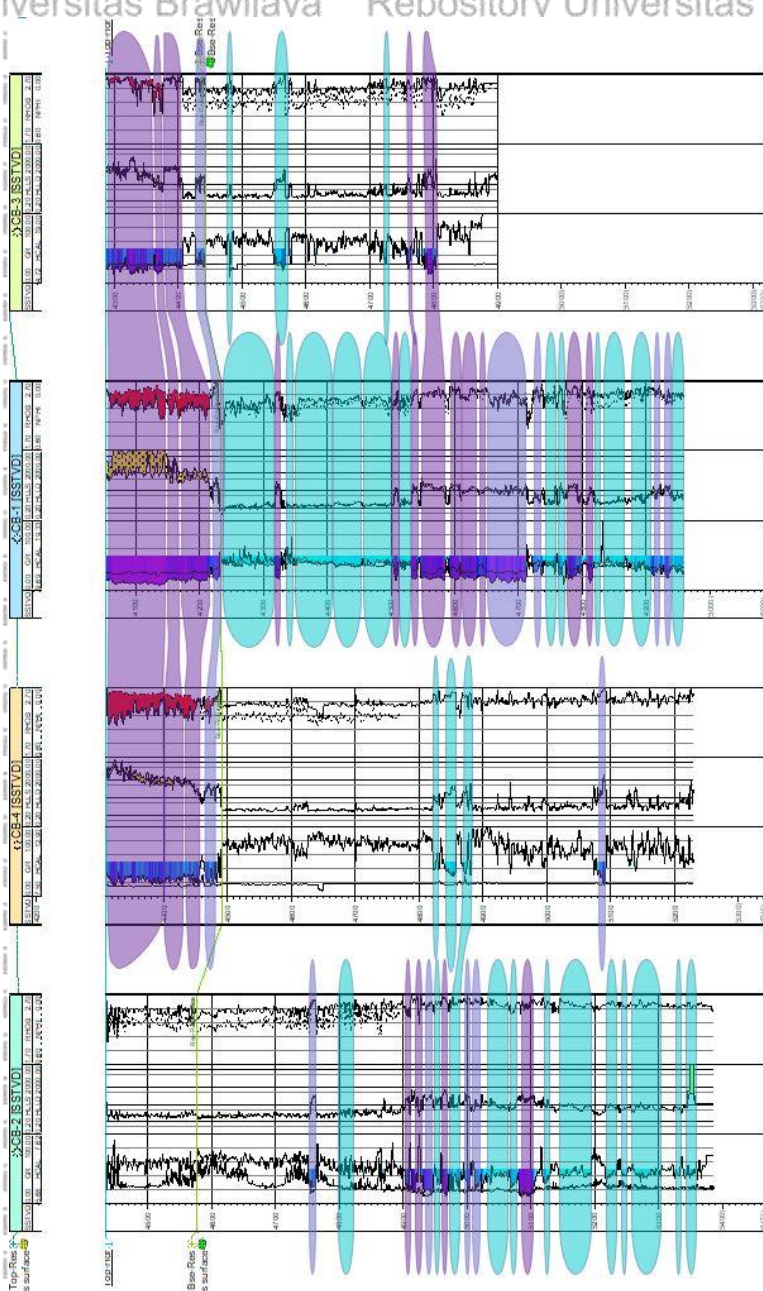
Gambar 4.2 Korelasi stratigrafi sumur CB-2, CB-4, CB-1, & CB-3 pada lapangan penelitian dengan zona target berada di antara top-res dan bse-res yang terindikasi adanya kandungan gas

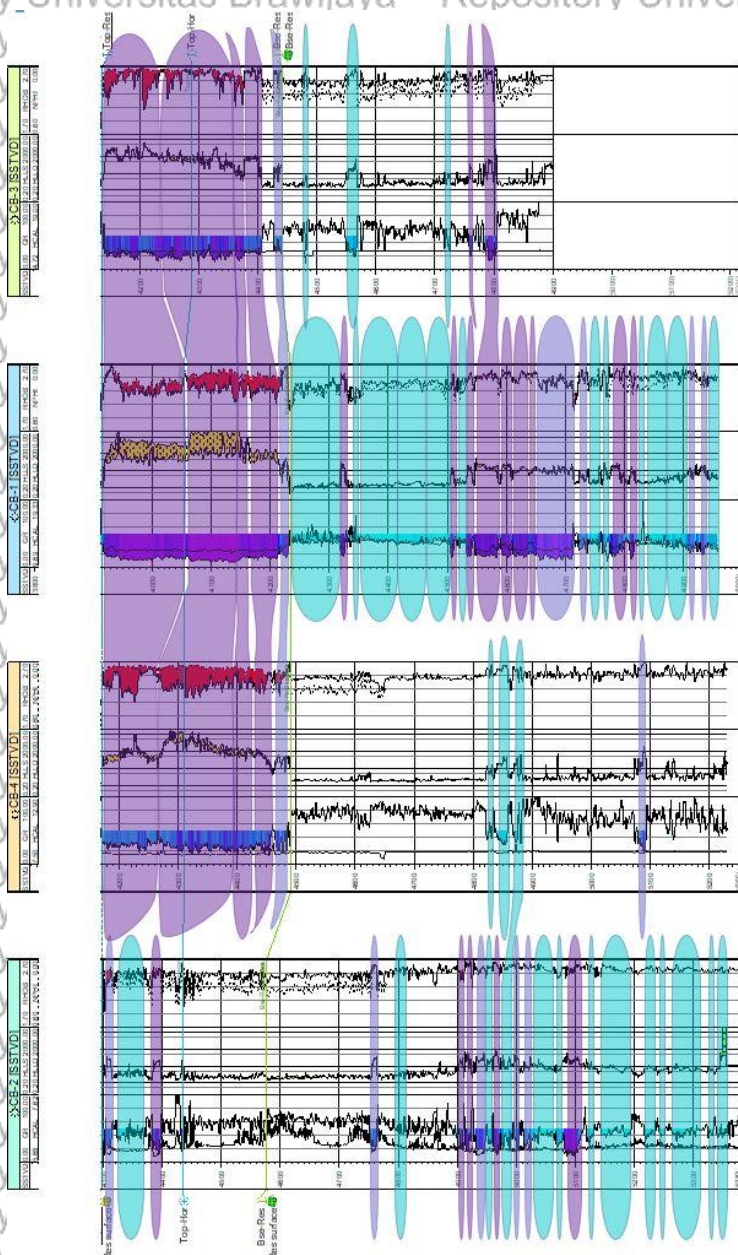
Daerah penelitian berada di Cekungan Laut Timor sebagian besar berada di lepas pantai (*offshore*) dan meliputi area seluas sekitar 270.000 km² dibatas barat laut benua Australia. Pada cekungan ini berisi suksesi sedimen dari zaman Paleozoikum, Mesozoikum, sampai Cenozoikum yang memiliki ketebalan sekitar 15 km, yang menampung cadangan minyak dan gas bumi yang signifikan. Lingkungan reservoir penelitian berada pada lingkungan pengendapan estuari laut dangkal dengan karakter batupasir bersifat *tight* dengan panjang reservoir sekitar 3.5 km dan tebal reservoir sekitar 90 meter. Orientasi reservoir berarah NW-SE yang membentuk bar-bar memanjang yang terbentuk pada zaman Jurasik pada Formasi Plover dan Formasi Elang.

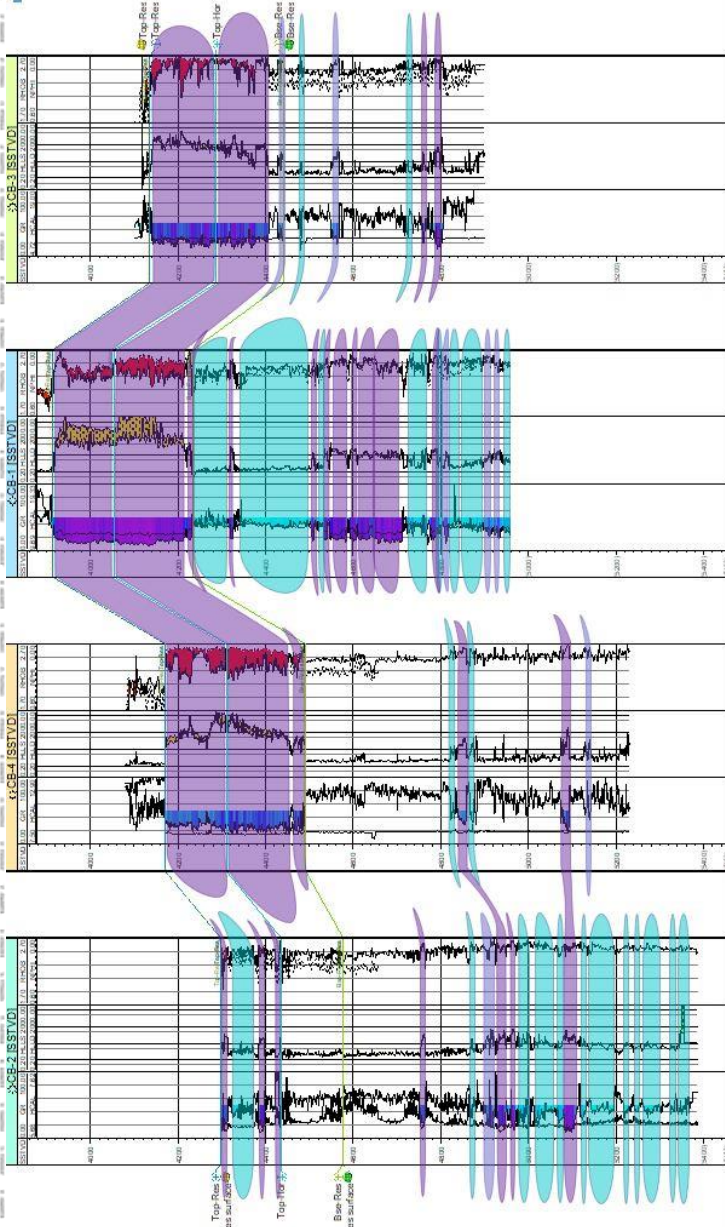
Pada penelitian ini terdiri dari sumur CB-2, CB-4, CB-1, & CB-3 dengan arah tren NW-SE dimana yang ke arah NW (baratlaut) mengarah ke palung Laut Timor dan yang ke arah SE (timurselatan) mengarah ke bagian barat Australia. Untuk mengetahui distribusi reservoir dan gejala sedimentasi dengan baik pada penelitian ini

dilakukan *flattening* (penyamaan datum) pada salah satu datum sekuen stratigrafi dengan menyamakan *sequence boundary* (SB) atau *maximum flooding surface* (MSF) yang berada pada batas marker penelitian. Pada penyamaan datum pertama dilakukan *flattening* berdasarkan nilai gamma ray pada Bse-Res yang menampilkan lingkungan deposisional sand dan shale merata dan saling tumpang tindih atau overlap antara lapisan sand dan shale. Depositional sand dan shale pada *flattening* pertama ini masih terbentuk merata dan lapisannya tipis-tipis yang ditunjukkan pada sumur CB-2. Sedangkan pada sumur CB-4 dan CB-3 deposisional sand-nya sedikit dan pada sumur CB-1 deposisional sand-nya lebih banyak diantara deposisional sand sumur lainnya. Pada penyamaan datum kedua dilakukan *flattening* pada Top-Hor yang menampilkan terjadinya suplai sedimen pada sumur CB-4, CB-1, dan CB-3. Hal ini mengindikasikan suplai sedimen tidak menyeluruh (*diskontinyu*) sampai sumur CB-2. Berdasarkan studi geologi pada lapangan ini suplai sedimen tidak menyeluruh karena suplai sedimen tersebut merupakan reservoir yang berbentuk bar/lensa dan lokasinya tidak sampai mencakup pada daerah sumur CB-2 karena daerah sumur CB-2 letaknya berada paling jauh dari *source* sedimen, dimana ketiga sumur lainnya yaitu sumur CB-4, CB-1, dan CB-3 letaknya berada lebih dekat dengan *source* sedimen yang datang dari arah SE atau lingkungan fluvial Australia. Pada penyamaan datum ketiga dilakukan *flattening* pada Top-Res yang menampilkan terjadinya suplai sedimen kedua dimana sumur CB-2 mulai terisi dengan sedimen sand dan shale sedangkan sumur CB-4, CB-1, dan CB-3 mengalami penambahan suplai sedimen lebih banyak tapi tidak terdistribusi dengan baik sampai sumur CB-2. Suplai sedimen yang terdistribusi pada sumur CB-2, CB-4, CB-1, dan CB-3 inilah yang nantinya akan menjadi prospek reservoir yang terletak pada kedalaman antara Top-Res dan Bse-Res. Sedangkan reservoir yang paling prospek berada pada daerah sumur CB-4, CB-1, dan CB-3 yang terdistribusi secara signifikan. Kemudian pada kondisi terakhir zona reservoir mengalami struktur patahan yang membentuk struktur antiklin dimana daerah sumur CB-1 mengalami kenaikan tinggian dan daerah sumur CB-2, CB-4, dan CB-3 mengalami turunan yang diakibatkan oleh struktur patahan yang terjadi pada masa itu. Sehingga pada kondisi sekarang sistem reservoir yang terbentuk membentuk bar atau topi yang terlihat sangat tebal dan menutupi area sumur CB-4, CB-1, dan CB-3.









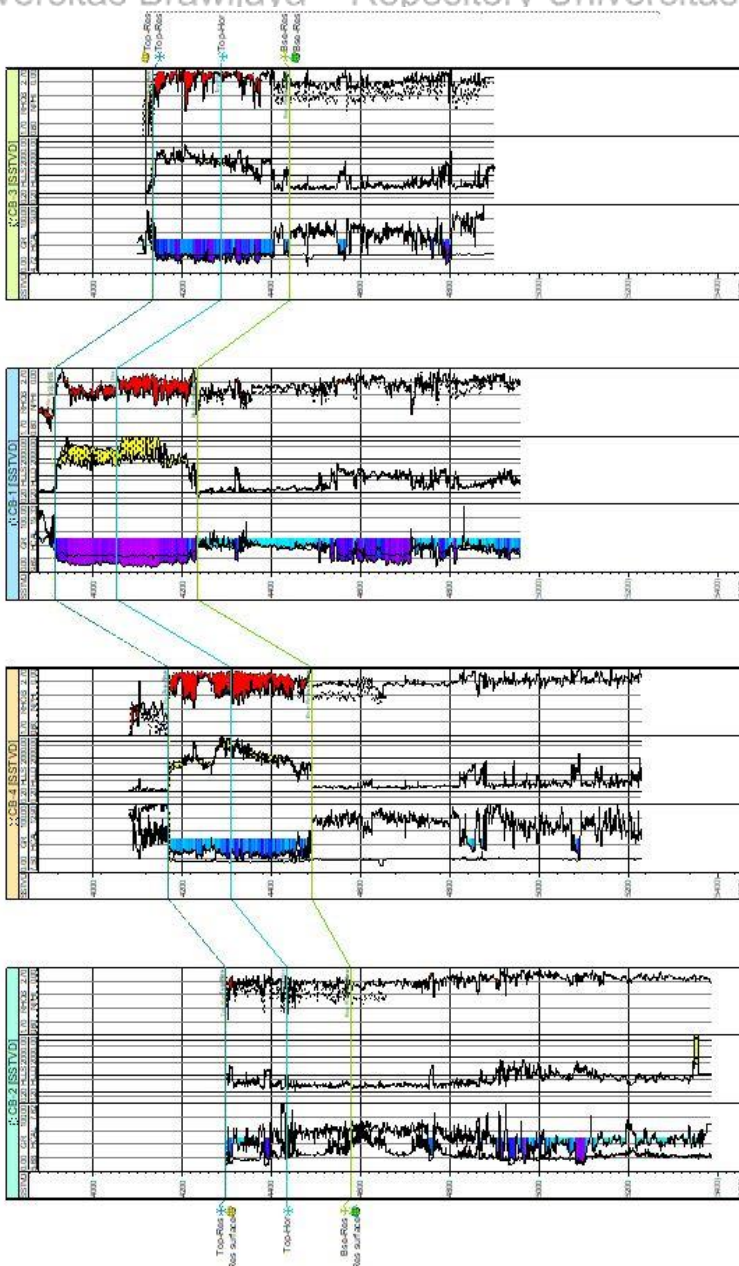
Gambar 4.6 Korelasi stratigrafi sumur CB-2, CB-4, & CB-3 pada kondisi saat ini, dan telah mengalami struktur patahan

4.2.2 Korelasi Struktur

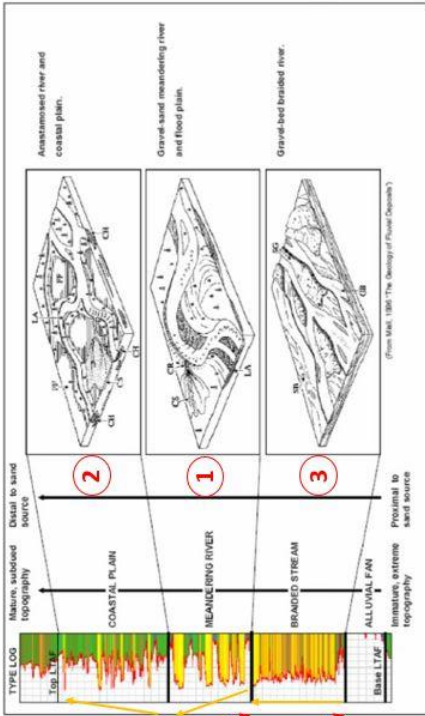
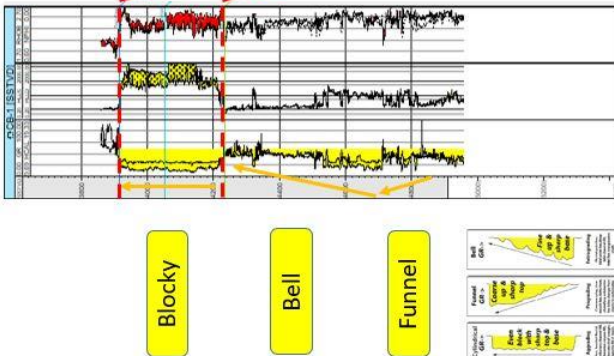
Korelasi struktur dilakukan untuk mengetahui deformasi struktur geologi yang telah terjadi sepanjang waktu geologi. Korelasi struktur dilakukan dengan menyamakan kedudukan sumur berdasarkan kedalaman (TVD) yang sama atau melihat ada tidaknya perubahan secara lateral dari masing-masing sumur. Hal ini dilakukan untuk melihat bagaimana proses terjadinya deformasi yang menyebabkan perubahan struktur geologi pada keempat sumur penelitian.

Berdasarkan struktur geologi pada lapangan penelitian. Pada awalnya deformasi geologi yang terjadi sumur CB-4 dan CB-1 mengalami patahan turun sehingga membentuk cekungan kecil yang menyerupai struktur sinklin. Pada deformasi kedua struktur patahan tidak terjadi dengan signifikan yang terjadi hanya penambahan suplai sedimen dari *source* fluvial. Pada deformasi ketiga sumur CB-2 mengalami penurunan yang diakibatkan oleh patahan turun sedangkan CB-1 mengalami pengangkatan yang diakibatkan oleh patahan naik. Patahan yang terjadi disini berupa patahan normal yang mengakibatkan sumur CB-1 mengalami pengangkatan membentuk struktur antiklin. Berdasarkan petroleum sistem, deformasi yang terjadi pada keempat sumur membentuk antiklin yang potensial sebagai perangkap hidrokarbon dan struktur patahan yang terbentuk berpotensi sebagai tempat migrasi suatu hidrokarbon dari tempat yang rendah menuju tempat yang tinggi sesuai hukum fluida.

Berdasarkan geomorfologi pada lingkungan pengendapan estuari lapangan penelitian ini terindikasi adanya tiga kali proses perubahan lingkungan pengendapan dari bentuk log gamma ray pada sumur yang menunjukkan bentuk *funnel*, *bell*, dan *blocky*. Bentuk *funnel* di indikasikan dahulunya merupakan lingkungan pengendapan dari *meandering river* (sungai berkelok kelok), bentuk *bell* di indikasikan dahulunya merupakan lingkungan pengendapan dari *coastal plains* (sungai dataran pesisir pantai), dan bentuk *blocky* di indikasikan dahulunya merupakan lingkungan pengendapan dari *braided stream* (sungai teranyam). Dan pada kondisi saat ini lingkungan pengendapan ini telah mengalami kenaikan muka air laut yang menyebabkan daerah penelitian pada lingkungan pengendapan estuari mengalami pengendapan di laut dangkal.



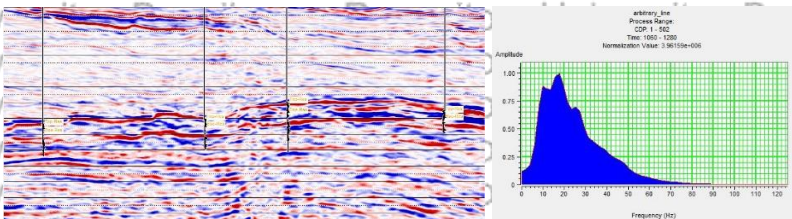
Gambar 4.7 Korelasi struktur sumur CB-2, CB-4, CB-1, & CB-3 pada kondisi saat ini setelah mengalami deformasi



Gambar 4.8 Analisa sumur CB-1 menunjukkan terjadinya proses perubahan lingkungan pengendapan pada lingkungan pengendapan estuari

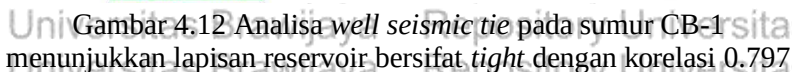
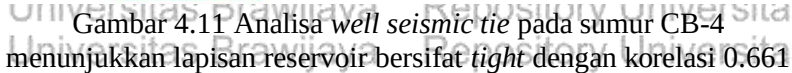
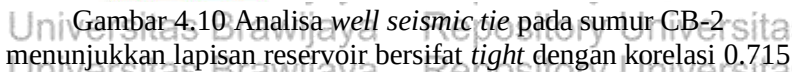
4.3 Analisa Well Seismic Tie

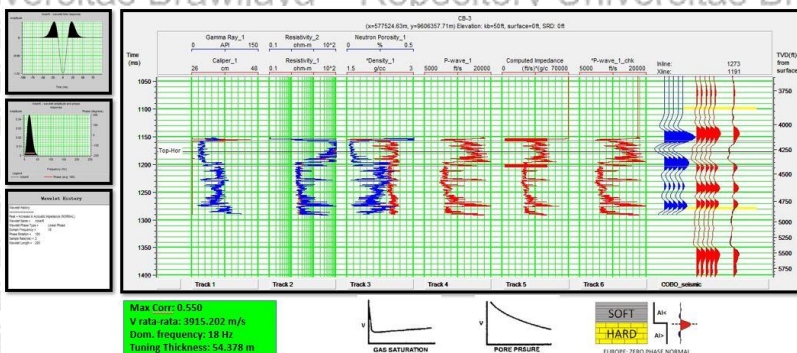
Pada proses pengikatan data sumur dan data seismik ini menggunakan wavelet *ricker* yang melakukan pembuatan wavelet secara langsung disepanjang data tras seismiknya dan proses ini memperhatikan parameter yang digunakan seperti *wavelet length*, *taper length*, dan *phase type* dengan menggunakan frekuensi yang sama dengan data seismik serta memiliki korelasi terbaik dengan seismogram sintetik dan bentuk yang mirip dengan tras seismik riil. Hasil ekstraksi wavelet tersebut dilakukan untuk proses pengikatan data sumur terhadap data seismik (*well seismic tie*).



Gambar 4.9 Penampang seismik dan spektrum amplitude dengan frekuensi dominan 18 Hz

Pada korelasi sumur CB-2, CB-4, dan CB-1 didapatkan posisi gelombang kecepatan (P-wave) mengalami perubahan kecepatan dari energi rendah ke energi tinggi jatuh pada posisi *peak* pada data seismik, dimana *peak* pada data seismik merupakan zona lapisan reservoir penelitian. Sedangkan korelasi pada data sumur CB-3 mengalami sebaliknya yaitu mengalami perubahan kecepatan dari energi tinggi ke energi rendah jatuh pada posisi *peak* pada data seismik yang merupakan zona lapisan reservoir penelitian. Hal ini mengindikasikan bahwa zona reservoir sumur CB-2, CB-4, dan CB-1 merupakan sedimen yang bersifat *tight*. Sedangkan zona lapisan reservoir sumur CB-3 mengindikasikan sedimen yang tidak bersifat *tight*. Kemungkinan ini bisa terjadi karena lapisan reservoir sumur CB-2, CB-4, dan CB-1 diakibatkan oleh ukuran butir (*grain size*) atau diakibatkan oleh tekanan eksternal (*external pressure*) yang ada pada lapisan reservoir. Sedangkan pada lapisan reservoir sumur CB-3 kemungkinan diakibatkan oleh saturasi gas (*gas saturation*) atau diakibatkan oleh tekanan pori (*pore pressure*).





Gambar 4.13 Analisa *well seismic tie* pada sumur CB-3 menunjukkan lapisan reservoir bersifat *non-tight* dengan korelasi 0.550

Tabel 4.1 Nilai korelasi hasil pengikatan data sumur dan data seismik

Well	Current Corr	Max Corre	Time Shift (ms)		Wavelet Phase	Window (ms)
			before	after		
CB-1	0.797	0.797	101	0	0	1050-1250
CB-2	0.715	0.715	32	0	0	1200-1400
CB-3	0.550	0.550	48	0	180	1100-1280
CB-4	0.661	0.661	6	0	0	1150-1350

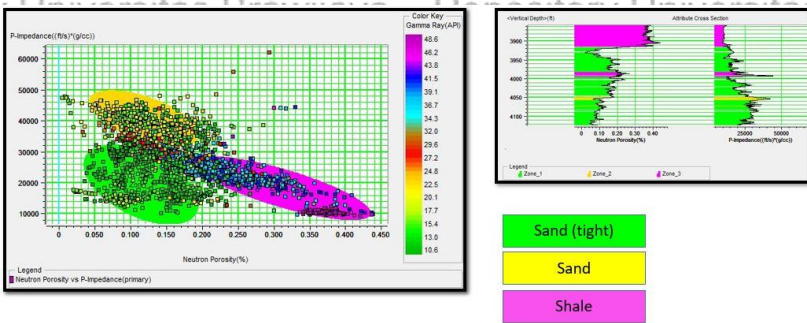
4.4 Analisa Sensitivitas Batuan

Analisa sensitivitas batuan atau *crossplot* digunakan untuk menentukan properti log yang akan digunakan untuk memisahkan reservoir dan non-reservoir atau sand dan shale disekitarnya. Proses analisis sensitivitas batuan dengan melakukan *crossplot* nantinya akan mendapatkan persamaan matematis yang dapat digunakan untuk mendapatkan model porositas. Untuk mengetahui hubungan antara parameter impedansi akustik (AI) dengan evaluasi analisis petrofisika misalnya porositas, hasil dari analisis *crossplot* tersebut dapat disimpulkan bahwa nilai porositas tinggi berasosiasi dengan impedansi (AI) yang rendah. Proses *crossplot* dalam penelitian ini menggunakan 3 parameter yaitu P-impedance (AI) sebagai sumbu-y, neutron porosity (NPHI) sebagai sumbu-x, dan gamma ray (GR) sebagai color key. Dengan mengetahui antara tiga parameter tersebut

dapat dikelompokkan zona-zona yang memiliki kesamaan karakter litologi atau fluida pada suatu lapisan.

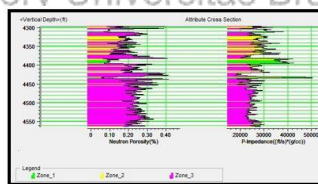
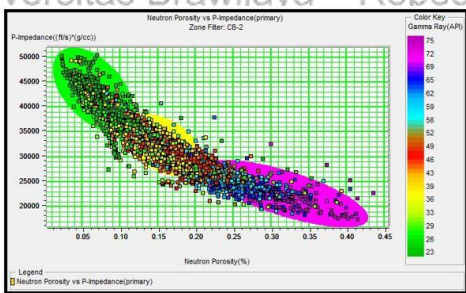
Crossplot pada sumur ini berdasarkan nilai log gamma ray menunjukkan bahwa warna hijau merupakan kandungan sand yang bersifat *tight*, warna kuning merupakan kandungan shaly-sand yang bercampur dengan sand (*tight*) dan shale, dan warna ungu merupakan kandungan shale.

Crossplot pada CB-1 dapat menunjukkan model distribusi zona *tight* dan zona poros pada reservoir. Dimana zona sand yang bersifat *tight* (warna hijau) berasosiasi dengan nilai AI rendah 10000-30000 ((ft/s)*(g/cc)) dan porositas kecil 0.03-0.20 (%). Zona shaly-sand campuran (warna kuning) berasosiasi dengan nilai AI tinggi dan porositas rendah. Zona shale (warna ungu) berasosiasi dengan nilai AI rendah dan porositas tinggi.



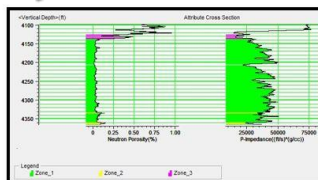
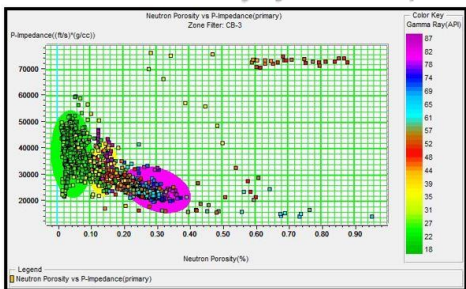
Gambar 4.14 *Crossplot* dan *Cross-Section* sumur CB-1 pada zona *tight* memiliki P-impedance 10000-30000 ((ft/s)*(g/cc)) vs neutron porosity 0.03-0.20 (%)

Crossplot pada CB-2 menunjukkan trend linier dimana zona sand yang bersifat *tight* (warna hijau) berasosiasi dengan nilai AI tinggi 35000-50000 ((ft/s)*(g/cc)) dan porositas kecil 0.02-0.10 (%). Zona shaly-sand campuran (warna kuning) berasosiasi dengan nilai AI sedang dan porositas sedang. Zona shale (warna ungu) berasosiasi dengan nilai AI rendah dan porositas tinggi.



Gambar 4.15 Crossplot dan Cross-Section sumur CB-2 pada zona *tight* memiliki P-impedance 35000-50000 ((ft/s)*(g/cc)) vs neutron porosity 0.02-0.10 (%)

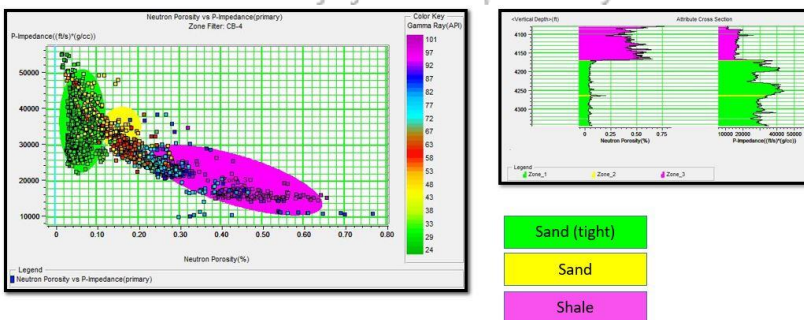
Crossplot pada CB-3 menunjukkan zona sand yang bersifat *tight* (warna hijau) berasosiasi dengan nilai AI tinggi 20000-50000 ((ft/s)*(g/cc)) dan porositas kecil 0-0.10 (%). Zona shaly-sand campuran (warna kuning) berasosiasi dengan nilai AI sedang dan porositas sedang. Zona shale (warna ungu) berasosiasi dengan nilai AI rendah dan porositas tinggi.



Gambar 4.16 Crossplot dan Cross-Section sumur CB-3 pada zona *tight* memiliki P-impedance 20000-50000 ((ft/s)*(g/cc)) vs neutron porosity 0-0.10 (%)

Distribusi zona *tight* (warna hijau), zona campuran (warna kuning) dan zona poros (warna ungu) hampir sama pada sumur CB-3 dan sumur CB-4 dimana crossplot pada CB-4 menunjukkan zona sand yang bersifat *tight* (warna hijau) berasosiasi dengan nilai AI tinggi 20000-50000 ((ft/s)*(g/cc)) dan porositas kecil 0-0.10 (%). Zona

shaly-sand campuran (warna kuning) berasosiasi dengan nilai AI sedang dan porositas sedang. Zona shale (warna ungu) berasosiasi dengan nilai AI rendah dan porositas tinggi.



Gambar 4.17 Crossplot dan Cross-Section sumur CB-4 pada zona *tight* memiliki P-impedance 20000-50000 ((ft/s)*(g/cc)) vs neutron porosity 0-0.10 (%)

4.5 Analisis *Tuning Thickness*

Analisis *tuning thickness* digunakan untuk mengetahui ketebalan minimal suatu reservoir yang dapat direpresentasikan pada penampang seismik. Apabila nilai *tuning thickness* melebihi ketebalan lapisan reservoir maka lapisan reservoir tidak dapat direpresentasikan pada penampang seismik, sebaliknya apabila nilai *tuning thickness* lebih rendah dari lapisan reservoir maka lapisan reservoir tersebut dapat direpresentasikan dalam penampang seismik. Analisis *tuning thickness* dihitung dengan menggunakan rumus seperempat panjang gelombang atau seperempat kali kecepatan gelombang dibagi dengan frekuensi dominan pada seismik.

Tabel 4.2 Analisis *tuning thickness*

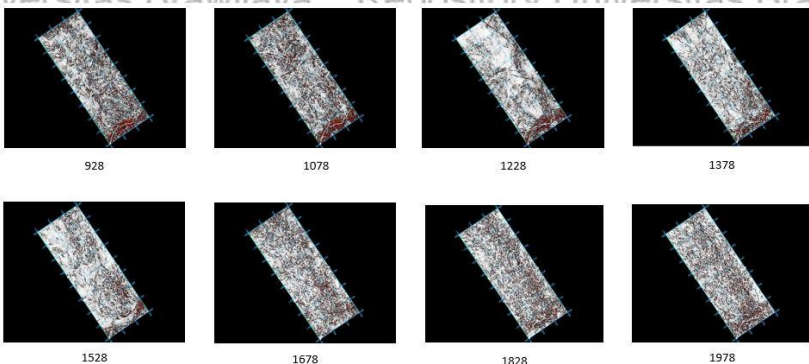
Well	Frekuensi (Hz)	V rata-rata (m/s)	Tuning Thickness (m)	Ketebalan Reservoir (m)
CB-1	18	3369.297	46.796	97.536
CB-2	18	3700.134	51.391	85.344
CB-3	18	3915.202	54.378	93.574
CB-4	18	3537.431	49.131	97.841

$$\text{Tuning thickness} = \frac{1}{4} \frac{v}{f}$$

Berdasarkan hasil perhitungan *tuning thickness* tersebut dengan menggunakan persamaan seperempat kali kecepatan gelombang dibagi dengan frekuensi dominan pada seismik menghasilkan nilai *tuning thickness* lebih rendah dari lapisan ketebalan reservoir pada sumur CB-1, CB-2, CB-3, dan CB-4. Hal ini menunjukkan analisis *tuning thickness* dapat direpresentasikan nilai *tuning thickness* dan ketebalan lapisan reservoir dengan baik.

4.6 Interpretasi Struktur dan Stratigrafi

Sebelum dilakukan *picking fault* terlebih dahulu dilakukan atribut variance untuk menentukan bentukan struktur patahan yang dibentuk dari gradasi warna pada seismik.

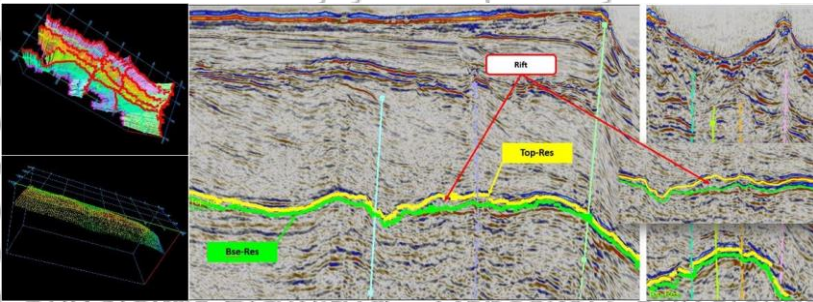


Gambar 4.18 Identifikasi patahan dengan menggunakan atribut variance

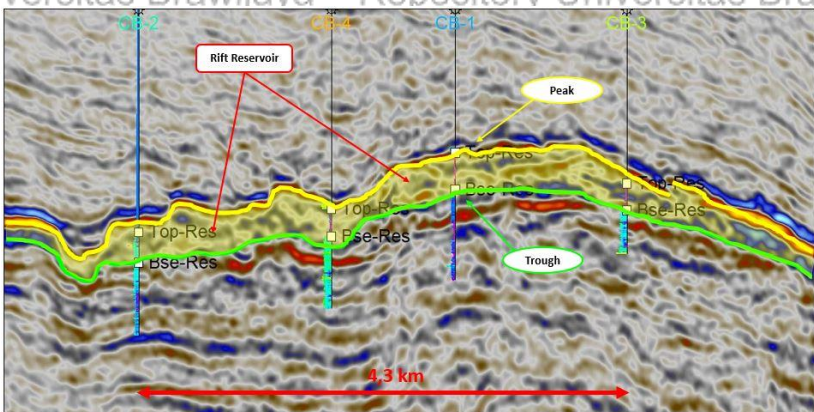
Setelah dilakukan proses interpretasi struktur (*picking fault*) pada data seismik kemudian dilakukan interpretasi stratigrafi (*picking horizon*) pada penampang seismik. *Picking horizon* dilakukan pada HRS untuk dilakukan inversi seismik dan juga dilakukan *picking horizon* pada Petrel untuk pembuatan surface atribut. *Picking horizon* dilakukan pada batas atas sebagai Top-Res (reservoir) dan batas bawah sebagai Bse-Res (reservoir). Proses ini sama pentingnya dengan proses *well seismic tie* karena secara lateral berpengaruh pada

saat pembuatan model inversi maupun model atribut. Pada penelitian ini dilakukan *picking* sebanyak 236 *pick horizon* dengan kontinuitas gelombangnya *good to fair* dengan pemilihan “*signal signature*” pada *peaks* dan *peaks/troughs*.

Pada penelitian ini teridentifikasi 7 struktur patahan dimana 4 patahan di sepanjang inline yang berarah NW-SE dan 3 patahan di sepanjang xline yang berarah NE-SW yang saling tegak lurus dan berpotongan dengan horizon (zona target reservoir). Jenis struktur patahan yang teridentifikasi adalah patahan normal, patahan naik dan patahan turun. Selain itu, terdapat struktur antiklin pada daerah penelitian ini yang terpisah oleh struktur patahan yang berarah NE-SW. Struktur antiklin ini yang nantinya berfungsi sebagai perangkap hidrokarbon. Zona lapisan reservoir dalam target ini lapisannya membentuk *rift* yang dibatasi oleh marker top-res dan bse res. Prospek dari lapisan reservoir ini berada pada kedalaman sekitar 1.3 km dibawah permukaan laut dengan rentang ketebalan lapisan sekitar 90 m dan panjang lapisan sekitar 5 km.



Gambar 4.19 Interpretasi struktur dan stratigrafi pada data seismik. Terdapat 4 patahan di sepanjang inline yang berarah NW-SE dan 3 patahan di sepanjang xline yang berarah NE-SW



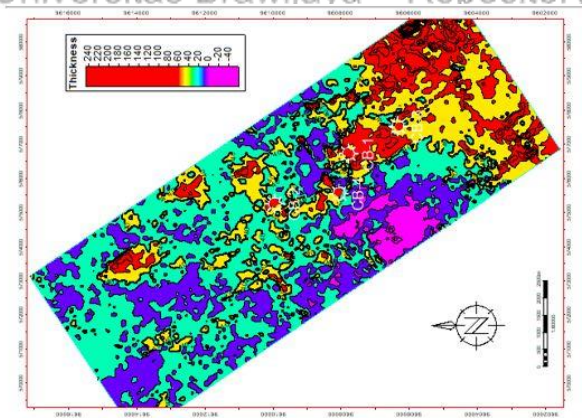
Gambar 4.20 Lapisan reservoir batupasir sepanjang sekitar 5 km dan tebal reservoir sekitar 90 meter

Setelah dilakukan interpretasi struktur dan interpretasi stratigrafi, didapatkan peta struktur waktu (*time structur map*) dalam domain waktu. Peta dalam domain waktu kemudian dikonversi kedalam domain kedalaman sehingga menghasilkan peta kedalaman (*depth structure map*). Hal ini dilakukan untuk memudahkan proses pengeboran dan analisis ekonomi selanjutnya yang dilakukan pada domain kedalaman. Konversi kedalaman ini menggunakan hubungan kedalaman dan kecepatan, dimana dari hubungan ini dapat digunakan untuk menentukan kecepatan horizon top-res dan bse-res sehingga peta struktur waktu dapat diubah menjadi peta struktur kedalaman. Teknik konversi waktu ke kedalaman ini menggunakan *velocity model*.

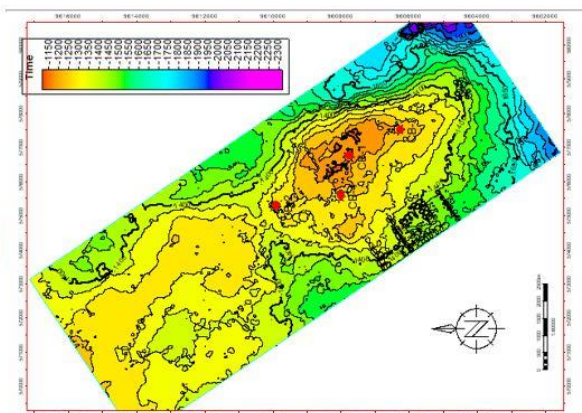
Table 4.3 Nilai domain waktu yang dikonversi ke domain kedalaman pada pembuatan *velocity model*

A		B		C		D		E		F		G		H		I		J		K	
1	Velocity model	Velocity model																			
2	User name	igo																			
3	Project	ProjectCOBO.pet																			
4	Date	Thursday, April 25 2019 03:51:49																			
5	From:	TVT [ms]																			
6	To:	Z [R]																			
7	XY:	[m]																			
8																					
9	Top-Res surfs		X	Y	Z	Original	Diff	Final	Diff	Corrected?	Information										
10	CB-2	575254.2	9609975.4	-4297.00	0.00	-4297.00	-4297.00	0.00	Yes												
11	CB-3	577524.6	9606357.7	-4135.00	0.00	-4135.00	-4135.00	0.00	Yes												
12	CB-1	576718.9	9607811.6	-3914.00	0.00	-3914.00	-3914.00	0.00	Yes												
13	CB-4	575556.8	9608086.6	-4170.00	0.00	-4170.00	-4170.01	0.01	Yes												
14																					
15	Bse-Res surfs	Well	X	Y	Z	Original	Diff	Final	Diff	Corrected?	Information										
16	CB-2	575254.2	9609975.4	-4577.00	0.00	-4577.00	-4577.00	0.00	Yes												
17	CB-3	577524.6	9606357.7	-4442.00	0.00	-4442.00	-4442.11	0.11	Yes												
18	CB-1	576718.9	9607811.6	-4234.00	0.00	-4234.00	-4234.05	0.04	Yes												
19	CB-4	575556.8	9608086.6	-4481.00	0.00	-4481.00	-4480.99	-0.01	Yes												

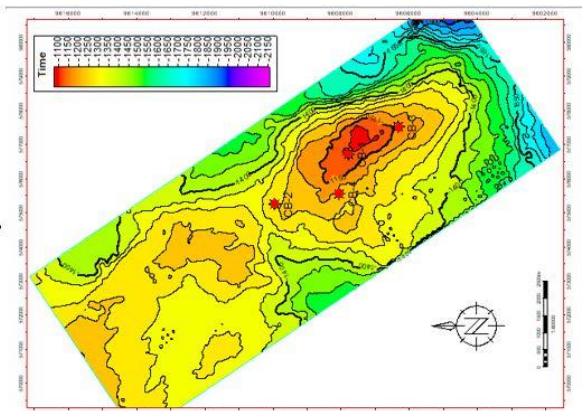
Thickness



Bse-Res

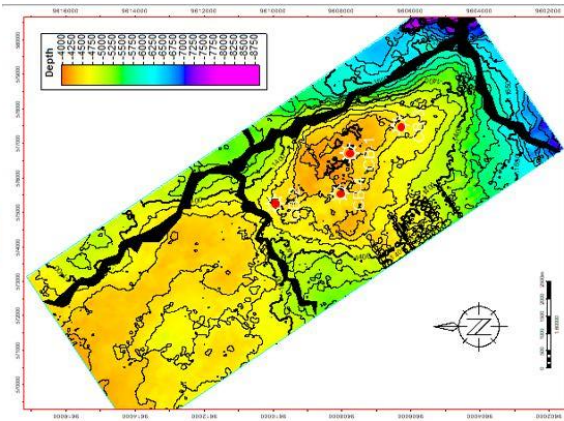


Top-Res

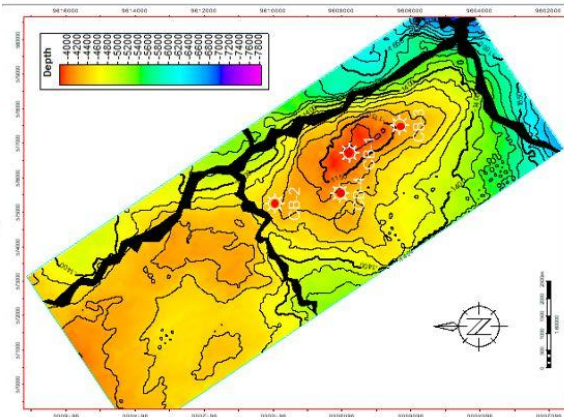


Gambar 4.21 Peta struktur waktu pada top-res, bse-res, dan thickness di Cekungan Laut Timor

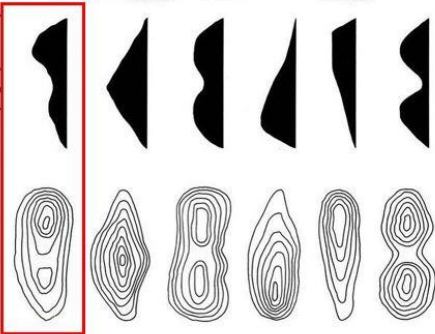
Bse-Res



Top-Res



How to read contour lines on topographic maps



Gambar 4.22 Peta struktur kedalaman pada top-res, bse-res di Cekungan Laut Timor serta macam-macam bentuk antiklin, dimana bentuk antiklin lapangan penelitian digambarkan seperti yang di kotak merah

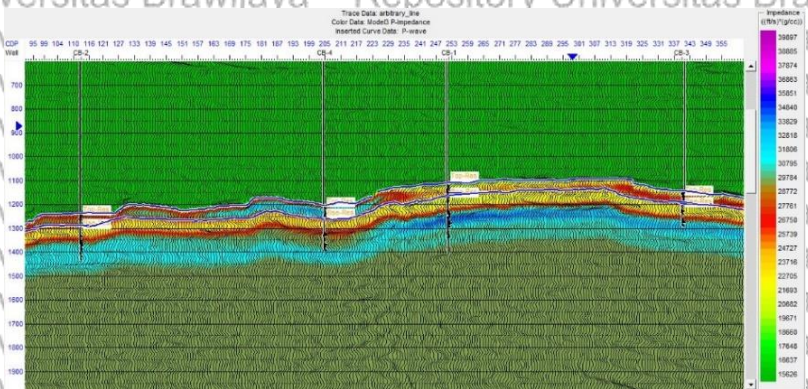
Gambar 4.22 memperlihatkan skala peta 1:6000 menunjukkan 1 meter pada peta mempresentasikan 6000 meter pada lokasi sebenarnya. Skala warna menunjukkan kedalaman dengan satuan meter atau ft. Hasil peta dalam domain waktu pada Gambar 4.22 menunjukkan bahwa warna merah adalah ketinggian sedangkan warna pink adalah kedalaman. Dari hasil peta ini daerah tinggian berada pada zona antiklin, sedangkan daerah terdalam berada pada ujung peta yang ke arah timurselatan. Pada penampang ketebalan (*thickness*) dilihat dari atas menunjukkan warna pink adalah lapisan paling tipis, warna merah menunjukkan lapisan paling tebal yang dekat dengan paparan Australia

Hasil peta dalam domain kedalaman pada Gambar 4.23 memiliki 3 struktur patahan mayor, 1 patahan berarah NW-SE dan 2 patahan berarah NE-SW. Zona terdalam pada lapisan top-res sampai -7800 ms dan zona terdalam pada lapisan bse-res sampai -8750 ms. Sedangkan daerah tinggian pada top-res sama dengan tinggian pada bse-res yaitu -4000 ms.

4.7 Analisa Seismik Inversi

4.7.1 Inisial Model

Inisial model sebagai model awal yaitu pembuatan *build strata model* pada data seismik dari data well log, data yang digunakan diantaranya: P-wave, density, P-impedance, dan sintetik dengan *high cut frequency* 10/15 Hz. Model ini sebagai model geologi dari seismik sebagai pengontrol agar hasil inversi tidak bergeser jauh dari model. Data sumur berfungsi sebagai acuan nilai impedansi, sementara data horizon digunakan sebagai panduan dalam melakukan interpolasi nilai impedansi untuk seluruh volume seismik secara lateral. Pada penelitian ini model geologi digunakan 2 horizon yaitu Top-Res sebagai lapisan atas dan Bse-Res sebagai lapisan bawah. Input yang digunakan pada penelitian ini dari data sumur yaitu log density, log P-wave, log impedansi akustik (AI), hasil dari wavelet yang telah dikorelasi dan *picking horizon*. Input data tersebut digunakan untuk mengembangkan model geologi. Model awal yang telah jadi memberikan gambaran model impedansi akustik (AI) bumi sebagai pendugaan perlapisan bawah permukaan serta mewakili secara umum nilai AI dalam lapisan yang diperlihatkan.



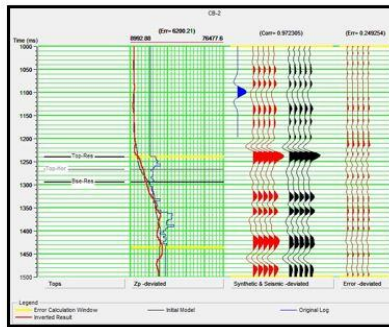
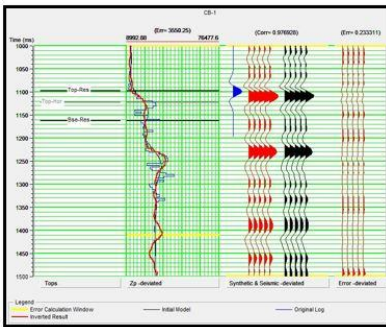
Gambar 4.23 Inisial model yang terintegrasi dengan sumur CB-2, CB-4, CB-1, & CB-3 dimana lapisan yang dibatasi oleh top-res dan bse-res adalah zona target

4.7.2 Analisis Pre-Inversi

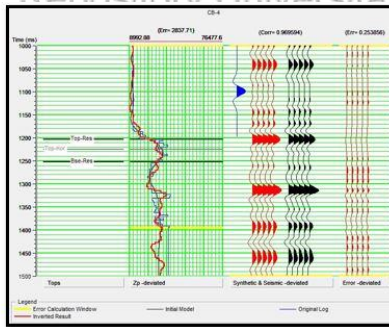
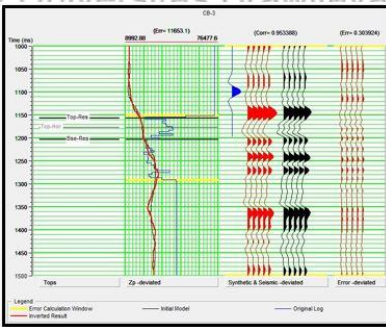
Analisis pre-inversi pada model awal sebelum dilakukan inversi untuk melihat korelasi antara log AI pada sumur dan log AI hasil inversi, serta korelasi antara seismogram sintetik dengan seismik sebenarnya.

Pada metode inversi model based memiliki nilai *error* sumur CB-1:5%; CB-2:5%; CB-3:17%; dan CB-4:5%. Dengan nilai korelasi sumur CB-1:0.97; CB-2:0.97; CB-3:0.95; dan CB-4:0.97. Pada metode inversi bandlimited memiliki nilai *error* sumur CB-1:5%; CB-2:9%; CB-3:17%, dan CB-4:4%. Dengan nilai korelasi sumur CB-1:0.97; CB-2:0.92; CB-3:0.86; dan CB-4:0.94. Pada metode inversi ML sparse spike memiliki nilai *error* sumur CB-1:5%; CB-2:9%; CB-3:16%; dan CB-4:5%. Dengan nilai korelasi sumur CB-1:0.97; CB-2:0.94; CB-3:0.94; dan CB-4:0.89.

Berdasarkan hasil analisis perhitungan tersebut dapat disimpulkan bahwan metode inversi model based memiliki nilai korelasi rata-rata paling tinggi dan rata-rata hasil *error* paling kecil di setiap sumur dibandingkan metode lainnya. Hal ini menandakan bahwa metode inversi model based paling baik penggunaanya dibandingkan metode yang lain dalam penelitian ini.



Gambar 4.24 Analisis pre-inversi pada sumur CB-1 & CB-2. Log sumur ditunjukkan oleh kurva warna biru dan log inversi ditunjukkan oleh kurva warna merah. Sedangkan data tras seismik pada warna merah dan hitam adalah korelasi seismogram dan seismik sebenarnya



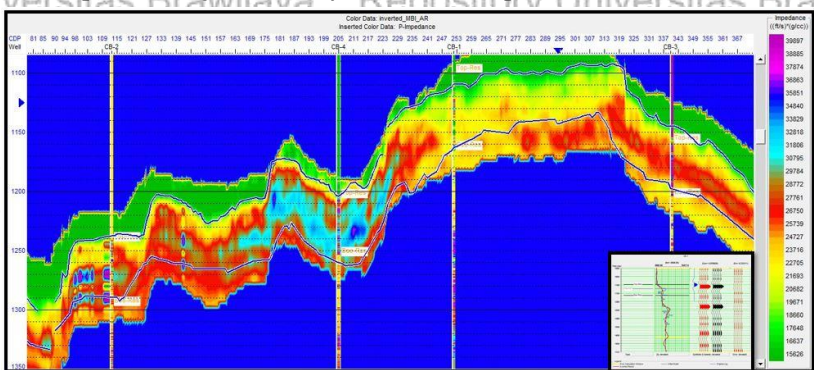
Gambar 4.25 Analisis pre-inversi pada sumur CB-3 & CB-4. Log sumur ditunjukkan oleh kurva warna biru dan log inversi ditunjukkan oleh kurva warna merah. Sedangkan data tras seismik pada warna merah dan hitam adalah korelasi seismogram dan seismik sebenarnya

Tabel 4.4 Nilai error dan korelasi pada analisis pre-inversi

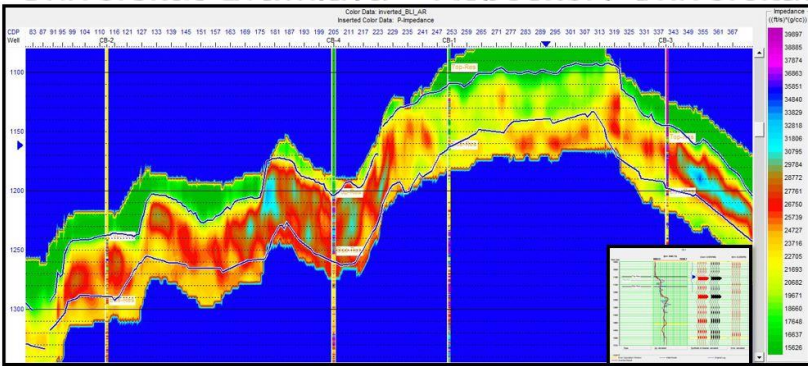
Well	Model based		Bandlimited		ML Sparse Spike	
	Err	Corr	Err	Corr	Err	Corr
CB-1	5%	0.97	5%	0.97	5%	0.97
CB-2	5%	0.97	9%	0.92	9%	0.94
CB-3	17%	0.95	17%	0.86	16%	0.94
CB-4	5%	0.97	4%	0.94	5%	0.89

4.7.3 Seismik Inversi

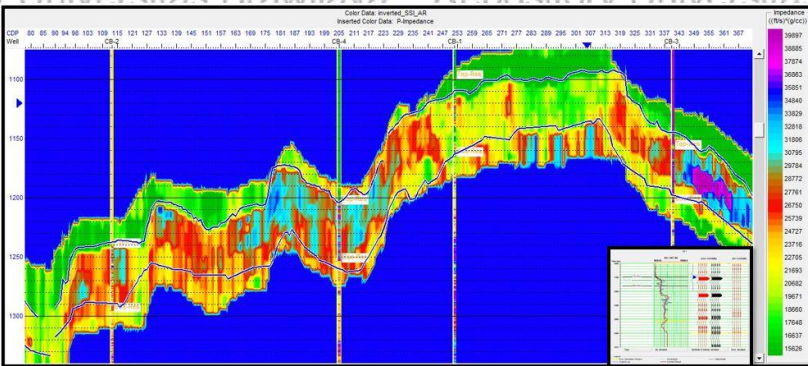
Setelah melakukan pembuatan inisial model (model awal) dengan menggunakan data well, wavelet, dan *picking horizon* maka dilakukan inversi seismik sebagai proses ekstraksi sifat fisika geologi bawah permukaan dari data seismik. Tujuan dasar dari inversi seismik adalah melakukan transformasi data seismik refleksi menjadi nilai kuantitatif sifat fisik serta deskripsi reservoir. Pada penelitian ini inversi yang digunakan menggunakan 3 metode inversi seismik yaitu metode inversi model based, inversi bandlimited, dan inversi maximum likelihood sparse spike dengan data yang digunakan dari post-stack data. Berdasarkan *section* seismik inversi yang dihasilkan menunjukkan bahwa warna yang semakin hijau maka lapisannya akan semakin poros karena nilai AI semakin kecil. Apabila warna semakin ungu maka lapisannya akan semakin kompak karena nilai AI semakin tinggi. Pada metode model based daerah sumur CB-1 berada pada zona porositas bagus dengan nilai AI yang rendah. Pada daerah sumur CB-2 dan CB-4 berada pada zona porositas sedang. Pada daerah sumur CB-3 tidak dapat direpresentasikan karena *undefined* pada hasil ekstraksi waveletnya. Tren sebaran porositas pada model based, bandlimited, dan sparse spike menunjukkan sebaran AI yang hampir sama. Hasil dari proses analisis inversi menunjukkan bahwa top dan bottom dari zona target sudah dapat didelineasi dengan cukup baik sehingga dapat dibuat menjadi masukan dalam proses pembuatan model porositasnya atau *surface* distribusi porositas.



Gambar 4.26 Seismik inversi dengan metode inversi model based. Sebaran porositas ditunjukkan oleh nilai AI rendah yang berwarna hijau sampai kuning



Gambar 4.27 Seismik inversi dengan metode inversi bandlimited. Sebaran porositas ditunjukkan oleh nilai AI rendah yang berwarna hijau sampai kuning



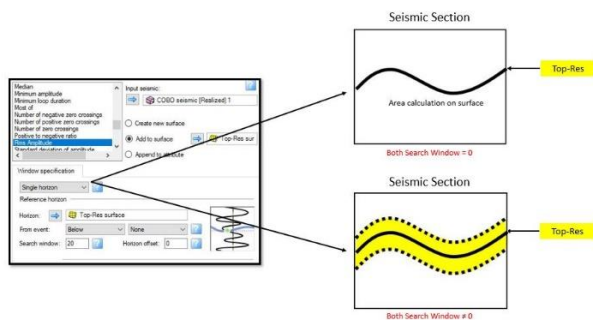
Gambar 4.28 Seismik inversi dengan metode inversi ML sparse spike. Sebaran porositas ditunjukkan oleh nilai AI rendah yang berwarna hijau sampai kuning

Dari Gambar (4.27; 4.28; dan 4.29) memperlihatkan bahwa lapisan poros yang memiliki nilai AI rendah dibawah 25000 ((ft/s)*(g/cc)) yang ditunjukkan oleh warna hijau dan kuning. Warna merah dapat dikatakan memiliki porositas yang cukup dengan nilai AI sekitar 25000-28000 ((ft/s)*(g/cc)). Sedangkan warna sky, biru, dan ungu dapat dikatakan porositas buruk dengan nilai AI tinggi diatas 29000 ((ft/s)*(g/cc)).

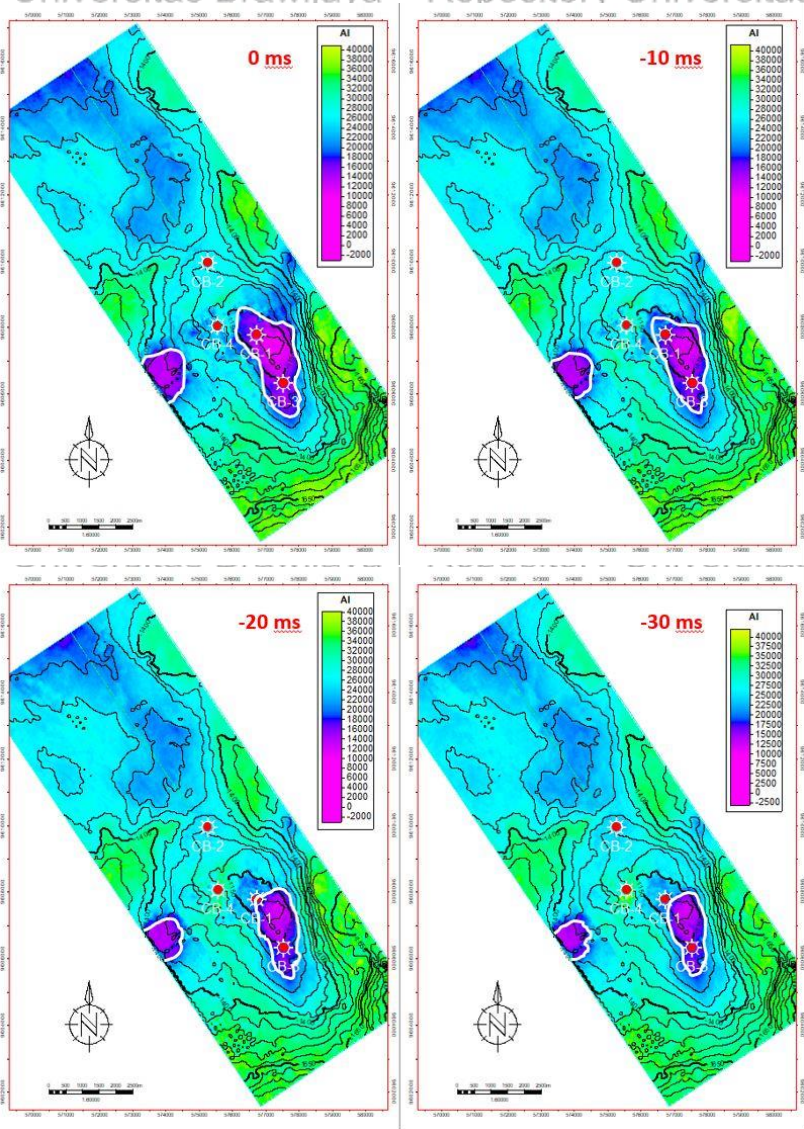
4.8 Analisa Seismik Atribut

Seismik atribut adalah bentuk tampilan penampang seismik berdasarkan sifat-sifat gelombang seismik. Berbeda dengan penampang seismik konvensional yang menampilkan jejak (tras) seismik dalam bentuk jejak seismik hitam putih, atribut seismik ditampilkan dalam bentuk gradasi warna berdasarkan nilai atributnya. Dalam penelitian ini menggunakan atribut yang dihasilkan dari *extract value* dari seismik volume inversinya untuk dijadikan penampang dalam bentuk *surface* sehingga porositas dan litologi lapisan batuan dapat diinterpretasikan zona prospeknya.

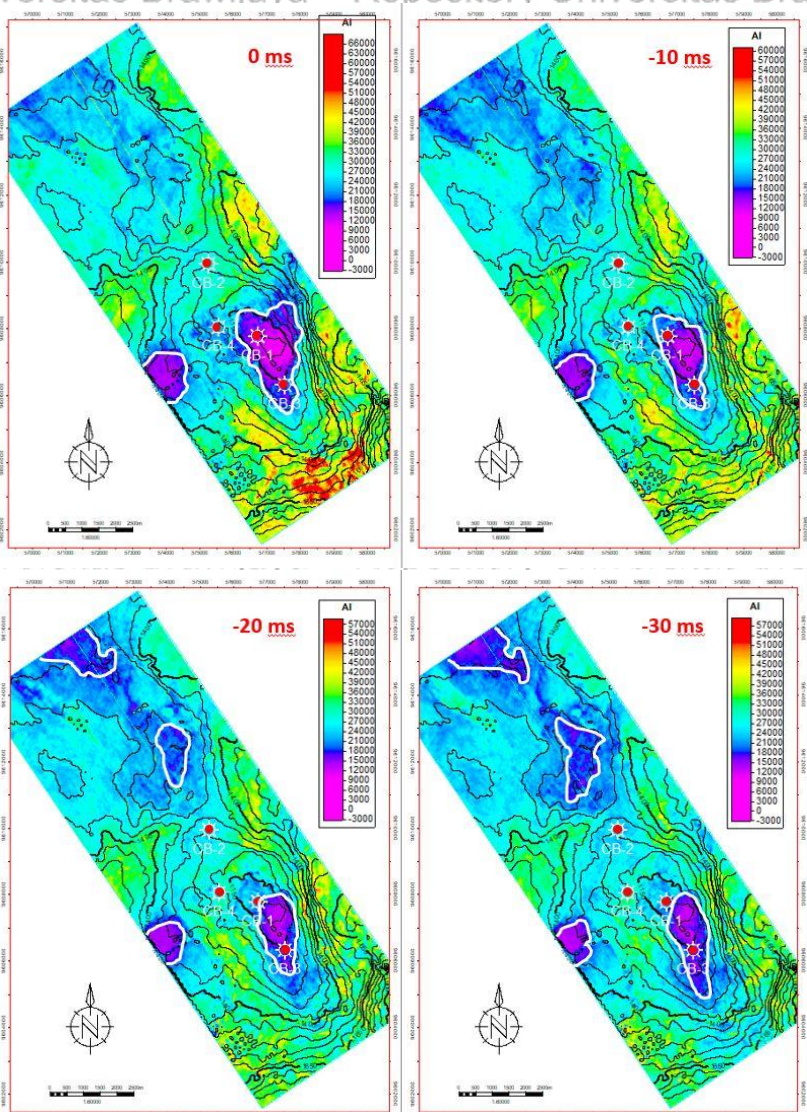
Metode yang digunakan dalam interpretasi atribut yaitu menghitung distribusi porositas berdasarkan nilai impedansi akustik (AI) di kedalaman lapisan pada window top-res kemudian mengintegrasikan hasil peta porositas pada window top-res dengan hasil peta porositas pada kedalaman 10 ms, 20 ms, dan 30 ms di bawah window top-res. Sehingga hasil integrasi ini nantinya akan menjadi pembanding deliniasi berdasarkan perbedaan kedalaman dari struktur batuan yang poros. Hasil peta sebaran porositas pada 0 ms terletak pada marker kedalaman yaitu lapisan top-res itu sendiri, pada window 10 ms terletak di kedalaman 10 ms dibawah lapisan top-res, pada window 20 ms terletak di kedalaman 20 ms dibawah lapisan top-res, pada window 30 ms terletak di kedalaman 30 ms dibawah lapisan top-res, dan begitu seterusnya menyesuaikan dengan kebutuhan lapisan yang akan diinterpretasikan. Distribusi porositas yang diperoleh akan memiliki hasil yang berbeda-beda di setiap kedalaman lapisan.



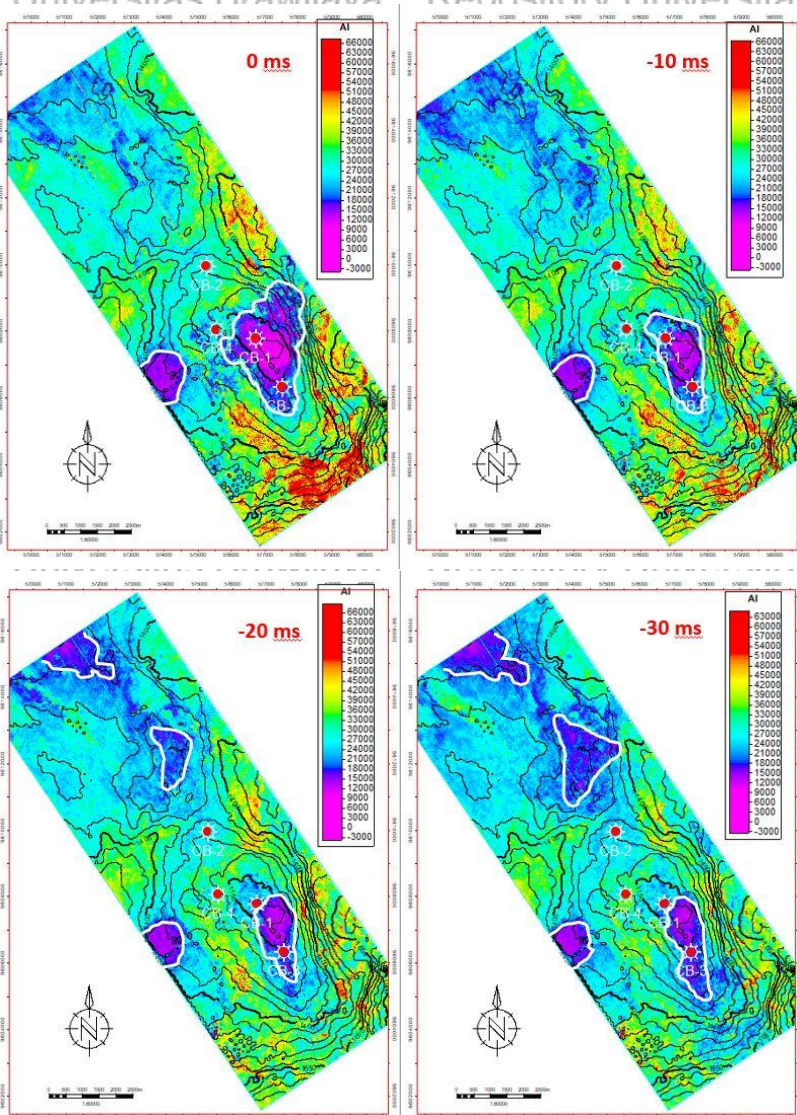
Gambar 4.29 Interpretasi atribut dengan *single horizon* menggunakan 1 lapisan pada top-res dengan atribut yang dipilih adalah *extract value*



Gambar 4.30 Surface atribut dengan metode *model based inversion*. Sebaran porositas terintegrasi dengan AI rendah yang ditunjukkan oleh lapisan warna ungu



Gambar 4.31 *Surface* atribut dengan metode *bandlimited inversion*. Sebaran porositas terintegrasi dengan AI rendah yang ditunjukkan oleh lapisan warna ungu



Gambar 4.32 Surface atribut dengan metode *ML sparse spike inversion*. Sebaran porositas terintegrasi dengan AI rendah yang ditunjukkan oleh lapisan warna ungu

Dari Gambar (4.31; 4.32; dan 4.33) terlihat bahwa zona reservoir batupasir dengan porositas baik memiliki AI rendah dibawah 20000 ((ft/s)*(g/cc)) yang berada pada area berwarna ungu sampai pink yang didefiniasi oleh garis putih.

Hasil yang diperoleh dari perhitungan distribusi porositas lapisan menggunakan *single horizon* memiliki luas zona lapisan porositas yang berbeda-beda. Pada perhitungan 0 ms didapatkan hasil sebaran porositas lebih lebar, apabila perhitungan sebaran porositas dilakukan pada kedalaman dibawah lapisan 0 ms, sebaran porositas yang dihasilkan semakin mengecil. Tetapi dibagian sisi lain dengan menggunakan *inversi bandlimited* dan *sparse spike* pada kedalaman 20 ms dan 30 ms menunjukkan lapisan porositas yang lain yang ke arah bagian baratutara menuju palung Laut Timor.

Berdasarkan Gambar (4.31; 4.32; dan 4.33) gradasi warna pada *surface* atribut menunjukkan zona lemah atau warna ungu yang menampakkan lapisan semakin poros karena memiliki AI rendah. Sedangkan zona kuat atau warna yang semakin kemerahan menunjukkan lapisan semakin kompak karena memiliki AI tinggi. Zona poros yang dominan warna ungu pada lapisan ini berada pada daerah tinggian yang memiliki struktur antiklin dimana lokasi sumur CB-1 dan CB-3 berada. Orientasi bentuk geometri daerah zona poros ini cenderung memanjang berarah NW-SE. Berdasarkan studi geologi daerah penelitian, zona poros ini merupakan lapisan batupasir halus dan batupasir kasar yang membentuk bar-bar akibat bentukan pengendapan di lingkungan pengendapan estuari yang di suplai dari sedimen fluvial dari daratan Australia dari arah SE-NW.

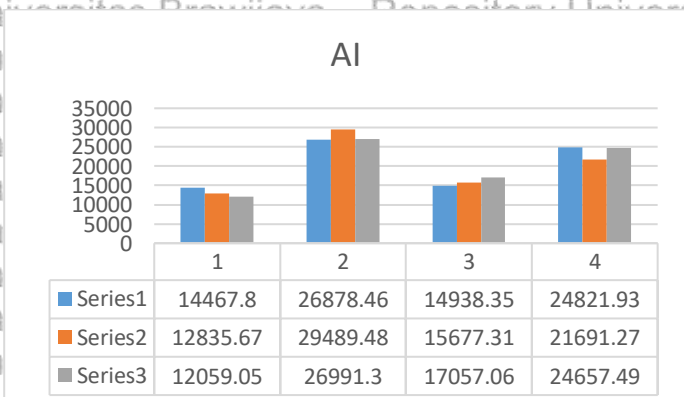
Hasil dari inversi pada *top-res horizon* dengan kedalaman sekitar 1.3 km dibawah permukaan laut memperlihatkan sebaran porositas dengan menggunakan metode *model based inversion* pada Gambar 4.31 menunjukkan lapisan dengan sebaran AI antara -2000 – 40000 ((ft/s)*(g/cc)). Pada lapisan 0 ms (*top-res*), sebaran porositas cenderung memanjang berarah NW-SE dimana titik sumur CB-1 dan CB-3 berada. Sedangkan pada lapisan 10 ms, 20 ms, dan 30 ms dibawah lapisan *top-res*, sebaran porositas semakin mengecil. Hal ini mengindikasikan sebaran porositas pada horizon *top-res* memiliki lapisan batupasir yang lebih lebar. Apabila kedalaman semakin bertambah batupasir yang mampu sebagai reservoir ini akan semakin sedikit. Pada metode *bandlimited inversion* pada Gambar 4.32 memiliki nilai AI antara -3000 – 66000 ((ft/s)*(g/cc)) dengan sebaran

porositas pada struktur antiklin dimana titik sumur CB-1 dan CB-3 berada semakin mengecil seiring dengan bertambahnya kedalaman. Sedangkan distribusi porositas yang lain mulai terlihat pada kedalaman 20 ms dan 30 ms pada lapisan top-res yang ke arah ujung NE dimana daerah ini dekat palung Laut Timor. Pada metode *sparse spike inversion* pada Gambar 4.33 kontras nilai AI semakin tinggi antara -3000 – 66000 ((ft/s)*(g/cc)). Pada metode ini sebaran porositas yang berada dekat batas palung Laut Timor sudah mulai nampak lebih jelas pada kedalaman 20 ms dan 30 ms dibawah kedalaman lapisan top-res.

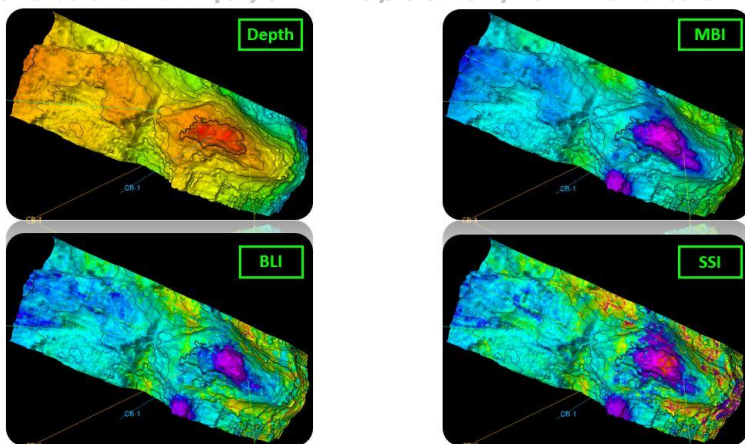
Tabel 4.5 Nilai AI pada batupasir (*tight*) Cekungan Laut Timor menggunakan metode inversi model based, bandlimited, dan ML sparse spike

Well	Model Based	Bandlimited	ML Sparse Spike
CB-1	14467.8	12835.67	12059.05
CB-2	26878.46	29489.48	26991.3
CB-3	14938.35	15677.31	17057.06
CB-4	24821.93	21691.27	24657.49

Tabel 4.6 Grafik perbandingan nilai AI pada batupasir (*tight*) Cekungan Laut Timor menggunakan metode inversi model based, bandlimited, dan ML sparse spike



Hasil dari nilai impedansi akustik (AI) yang ditunjukkan dari peta *surface* atribut tersebut dapat direpresentasikan distribusi nilai AI untuk dilakukan deliniasi prospek batupasir yang memiliki porositas baik. Hasil deliniasi menentukan batupasir dengan AI rendah (warna ungu) memiliki panjang sekitar 3.5 km yang berada pada lapisan top-res dan berarah NW-SE yang terletak pada struktur antiklin dimana titik sumur CB-1 dan CB-3 berada. Berdasarkan studi literatur zona ini sudah sesuai dengan bentuk pengendapan pada lingkungan pengendapan estuary yang cenderung membentuk bar-bar atau lensa-lensa pada bentuk struktur reservoirnya. Sedangkan zona prospek kedua berada pada garis tepi peta atau berada pada pinggiran lapangan penelitian yang daerahnya terpotong seismik dan terletak sekitar 2 km dari zona prospek pertama. Zona ini memiliki lapisan reservoir lebih tipis dilihat dari ketebalan lapisan pada Gambar 4.22. Pada zona prospek ketiga lapisan reservoirnya paling luas meliputi kontur antiklin kedua yang mendekati palung Laut Timor, dimana zona ini berjarak sekitar 4 km dari lapangan prospek pertama, area ini dimulai dari klosur rendah batas antar antiklin sampai batas tepi peta kearah baratutara. Zona ini tidak terlalu prospek pada kedalaman 0 ms (top-res) sampai kedalaman 10 ms (dari top-res), lihat Gambar (4.31; 4.32; 4.33). Tetapi terlihat prospek pada kedalaman 20 ms dan 30 ms dari (top-res), lihat Gambar (4.31; 4.32; 4.33).



Gambar 4.33 Perbandingan peta kedalaman dan peta sebaran porositas yang ditunjukkan pada *surface* atribut dalam domain kedalaman

Table 4.7 Prospek sumur penelitian

Well	Sedimen Stratigrafi	WST	Crossplot	Analisis		Inversi	Surface Atribut
				Err	Corr		
CB-1	Good	0.797+	Tight	5%	0.97	Good	Good
CB-2	Poor	0.715+	Tight	8%	0.94	Fair	Poor
CB-3	Good	0.550-	Tight	17%	0.92	Undefined	Good
CB-4	Good	0.661+	Tight	5%	0.93	Poor	Fair

Setelah dilakukan analisa sedimen stratigrafi pada sumur penelitian menunjukkan bahwa batupasir sebagai reservoir memiliki ketebalan lapisan sekitar 90 meter dimana titik sumur CB-4, CB-1, dan CB-3 berada. Sedangkan titik sumur CB-2 memiliki lapisan batupasir lebih sedikit dibanding 3 sumur lainnya. Selain itu titik sumur CB-2 di sisipi shale pada batupasirnya yang diperlihatkan pada Gambar 4.6. Sehingga sumur CB-2 dapat dikatakan paling jelek sedimen stratigrafinya.

Dari hasil *well seismic tie* diperoleh nilai korelasi paling tinggi pada sumur CB-1, akan tetapi *mis-tie* pada sumur ini paling besar pergesarannya. Sedangkan nilai korelasi terkecil berada pada sumur CB-3, dimana sumur ini menunjukkan kurva gelombang P dari energi tinggi ke energi rendah yang diasosiasikan sebagai akibat tekanan pori atau saturasi gas. Sedangkan 3 sumur lainnya menunjukkan kurva gelombang P dari energi rendah ke energi tinggi yang diasosiasikan sebagai akibat tekanan eksternal atau ukuran butir. Hal ini merepresentasikan bahwa sumur CB-2, CB-4, dan CB-1 adalah batupasir *tight* disimpulkan dengan (+) dan sumur CB-3 adalah batupasir *non-tight* disimpulkan dengan (-). Pada analisa *crossplot* keempat sumur, semua lapisan menunjukkan lapisan batupasir *tight*.

Berdasarkan analisa pre-inversi, nilai *error* terkecil dan korelasi seismogram dan seismik paling tinggi berada pada sumur CB-1, CB-4 dan CB-2. Sedangkan *error* paling besar dan korelasi paling kecil berada pada sumur CB-3. Hal ini menunjukkan bahwa sumur CB-3 kurang bagus untuk dilakukan inversi seismik.

Sedangkan dari analisa inversi, sumur CB-1 paling bagus, menunjukkan zona sumur CB-1 memiliki porositas paling baik karena nilai AI yang rendah. Pada sumur CB-2 juga menunjukkan porositas yang cukup baik. Pada sumur CB-3 tidak dapat direpresentasikan (*undefined*) karena wavelet yang terintegrasi dengan seismogram tidak berkorelasi dengan baik. Hal ini terjadi kemungkinan diakibatkan

pemilihan wavelet yang salah atau kurang benar. Sedangkan pada sumur CB-4 memiliki porositas jelek atau kurang bagus.

Surface atribut yang dihasilkan dari inversi seismik dapat merepresentasikan distribusi porositas lapisan. Sumur CB-1 dan CB-3 berada pada zona poros, daerah sumur ini memiliki kualitas porositas paling baik dan berada pada struktur tinggian atau antiklin, sehingga zona ini dapat dikatakan zona yang paling prospek sebagai akumulasi hidrokarbon. Sedangkan sumur CB-2 dan CB-4 berada pada zona yang tidak poros dan dapat dikatakan kualitas porositas pada zona ini kurang baik. Meskipun keempat sumur merupakan sumur berproduksi akan tetapi debit produksinya akan berbeda beda, tergantung dari prospek akumulasi hidrokarbon pada daerah tersebut.

BAB V PENUTUP

5.1 Kesimpulan

1. Hasil penelitian menunjukkan bahwa reservoir yang berada pada lingkungan pengendapan estuari laut dangkal memiliki karakter batupasir bersifat *tight* dengan panjang reservoir sekitar 3.5 km dan tebal reservoir sekitar 90 meter. Orientasi reservoir berarah NW-SE yang membentuk bar-bar memanjang kearah baratutara yang terbentuk pada zaman Jurasik pada Formasi Plover dan Formasi Elang.
2. Daerah prospek yang sudah beroperasi berada pada struktur antiklin, daerah tinggian, dimana titik sumur CB-1 dan CB-3 berada. Sedangkan daerah prospek hasil penelitian lainya berada pada sebelah barat lapangan produksi yang berada pada batas pinggiran lapangan dengan jarak sekitar 2 km dari daerah prospek pertama. Daerah prospek lainya berada pada sekitar jarak 4 km ke baratutara sampai batas lapangan, dimana daerah ini semakin mendekati palung Laut Timor.

5.2 Saran

1. Sebelum dilakukan pengolahan pada data seismik sebaiknya dilakukan peningkatan resolusi terhadap kontras seismik untuk melihat lebih detail struktur lapisan pada refleksi seismik penelitian.
2. Pada penelitian selanjutnya disarankan melakukan *modelling* batupasir berdasarkan sebaran porositas dari hasil *layering* yang telah dibuat untuk melihat secara 3D lapisan batupasirnya.

DAFTAR PUSTAKA

- Abbassi. 2013. *Essentials of Modern Open-Hole Log Interpretation*, Penn Well Publishing Company, Oklahoma.
- Abdullah, Agus. 2011. [www. Ensiklopediseismik. Blongspot.com](http://www.ensiklopediseismik.blongspot.com).
- Anonymous. 2018. *Pengembangan Ladang Migas Merupakan Sumber Pendapatan Utama Timor Leste*. Akses tanggal 18 Juli 2019 dari www.republika.co.id/berita/ekonomi/korporasi
- Anonymous. 2005. *Informasi Laut Timor*. Akses tanggal 17 Juli 2019 dari www.merdeka.com/uang/total-cadangan-migas-di-laut-timor-capai-5-081-juta-barrel-npmehiu.html
- Bradshaw et al. 1998. *Well Logging and Formation Evaluation*, Texas, Gulf Freeway.
- Brown, A. 1999. *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data*. USA, s.n., p. Memoir 42.
- Castagna, J. P., & Backus, M. M. 1993. *Offset Dependent Reflectivity – Theory and Practice of AVO Analysis*. Society of Exploration Geophysics. USA.
- Charlton, T.R. 2002. *The Petroleum Potential of East Timor*, The APPEA Jurnal.
- Diesel, C.F., 1992. *Coal-bearing Depositional Systems*. Springer Science & Business Media.
- Elnashai, S.A dan Sarno, D.L. 2008. *Fundamental of Earthquake Engineering*, Wiley, Hongkong.
- Gadallah, R.M & Fisher, R. 2009. *Exploration Geophysics*. Springer. Berlin.
- Giancoli, Douglas C. 2001. *Fisika*. Erlangga. Jakarta.
- Ginger, D. and Fielding, K., 2005. *The Petroleum Systems and Future Potential of The South Sumatera Basin*.
- Heap AD, Harris PT. 2010. *Geomorphology of the Australian Margin and Adjacent Seafloor*. Aust J Earth Sci 2008;55:555-85.
- Hearst, J.R., & P.H. Nelson. 1985. *Well Logging for Physical Properties*. McGraw Hill. USA.
- Herron, D. A. 1997. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. Schulmberger Oilfield Service. Jakarta.
- Hutabarat, G. R. 2009. *Intergrasi Inversi Seismik Dengan Atribut Amplitudo Seismik Untuk Memetakan Distribusi Reservoir Pada Lapangan Blackfoot*, Jakarta: Universitas Indonesia.

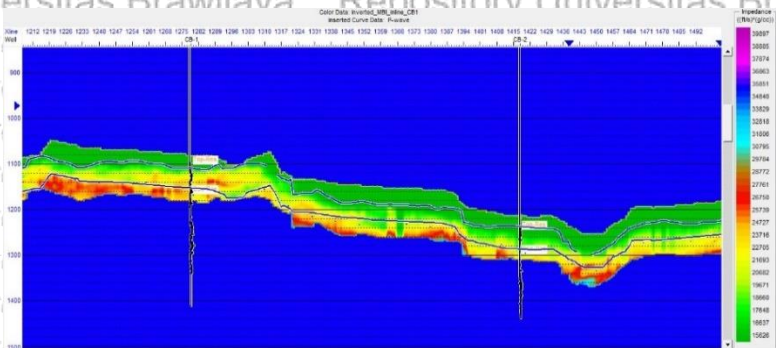
- I Nugroho dan R. Dahuri, 2004. *Pembangunan Wilayah Perspektif Ekonomi Sosial dan Lingkungan*. Jakarta:LP3ES
- Jamady, A. 2011. *Kuantifikasi Frekuensi dan Resolusi Menggunakan Seismik Refleksi di Perairan Maluku Utara*. IPB Bogor.
- Koesoemadinata, R. 1980. *Geologi Minyak dan Gas Bumi*. 2nd Penyunting. Bandung: Penerbit ITB.
- Longly. 2002. *Undiscovered Resource Assessment Methodologies and Application to The Bonaparte Basin*, Geoscience Australia, Canberra.
- Magoon, L.B. and Dow, W.G., 1994. *The Petroleum System*. In: Magoon, L.B. and Dow, W.G., Eds., *The Petroleum System-Source to Trap*, AAPG Memoire 60, 3-24.
- Praston, Edward. 2000. *Interpretasi Seismik Refleksi*, Jurusan Teknik Geofisika. Bandung: Institut Teknologi Bandung.
- Priyantari, N. & Suprianto, A. 2009. *Penentuan Kedalaman Bedrock Menggunakan Metode Seismik Refraksi di Desa Kemuning Lor Kec. Arjasa Kab. Jember*, Jurnal Ilmu Dasar Vol. 10 No.1. 2009:6-12
- Rucker, M.L. 2006. *Integrating Seismic Refraction and Surface Wave Data Collection and Interpretation for Geotechnical Site Characterization*. Geophysics Conference, St. Louis, Missouri, USA.
- Russell, B.H. 1991. *Introduction to Seismic Inversion Methods*. S.N Dominico, Editor Course Notes Series, Volume 2,3 rd edition. Sercel. All Rights Reserved. 2017. *Merine Seismic Acquisition & Land Seismic Acquisition*. www. Sercel.com.
- Sismanto. 2006. *Dasar-Dasar Akuisisi dan Pemrosesan Data Seismik*. Laboratorium Geofisika, Jurusan Fisika, FMIPA UGM, Yogyakarta.
- Speight, J.G., 2015. *Handbook of Coal Analysis*, John Wiley & Sons.
- Struckmeyer, H.I.M., compiler, 2006, *Petroleum Geology of the Arafura and Money Shoal Basin*: Geoscience Australia Record 2006/22, 71p.
- Sukmono, S. 2002. *Seismik Inversi untuk Karakterisasi Reservoir*. Departement Teknik Geofisika ITB. Bandung.
- Sukmono, S. 2000. *Seismik Inversi untuk Karakterisasi Reservoir*. Departement Teknik Geofisika ITB. Bandung.
- Sukmono, S. 1999. *Interpretasi Seismik Refleksi*, Jurusan Teknik Geofisika. Bandung: Institut Teknologi Bandung.

Telford, W.M., Geldart, L.P., & Sheriff, R.E. 1990. *Applied Geophysics* Second Edition. Cambridge: Cambridge University Press.

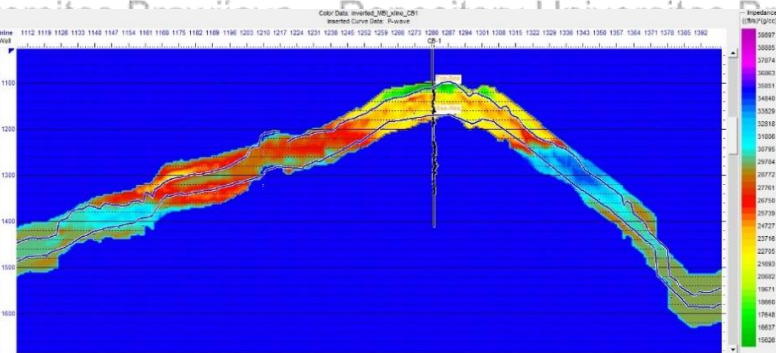
Veeken, P. C. H. 2007. *Seismic Stratigraphy, Basin Analysis and Reservoir Characterisation*. Elsevier, United Kingdom.

Whittam et al. 1996. *Evaluasi Formasi dan Aplikasi Log*. London: Schlumberger Oil Field Services.

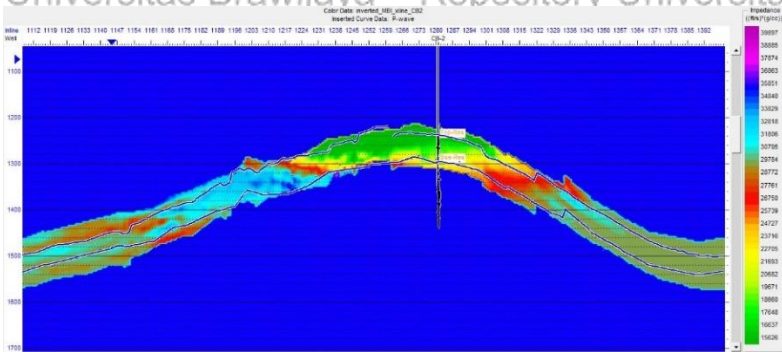
LAMPIRAN



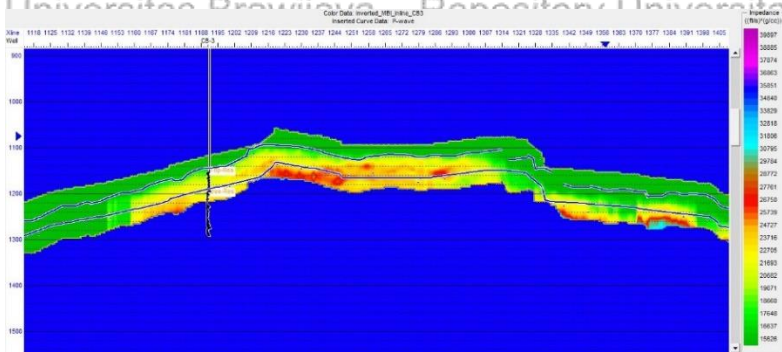
Lampiran 1 Inversi seismik (MBI) pada inline 1281 & terintegrasi dengan sumur CB-1 & CB-2



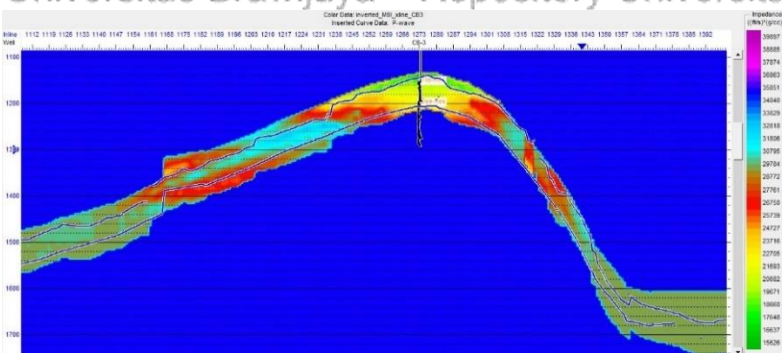
Lampiran 2 Inversi seismik (MBI) pada xline 1279 & terintegrasi dengan sumur CB-1



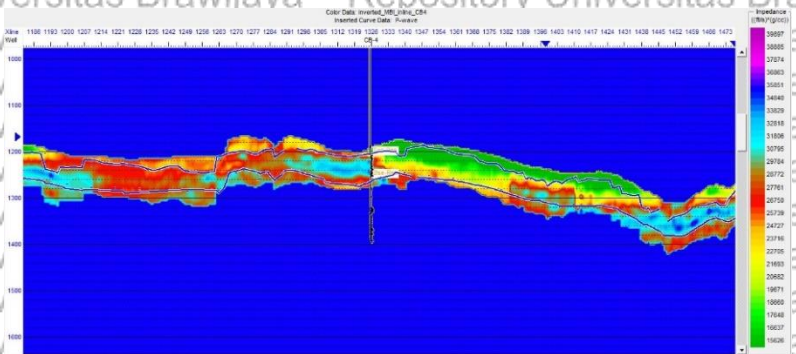
Lampiran 3 Inversi seismik (MBI) pada xline 1418 & terintegrasi dengan sumur CB-2



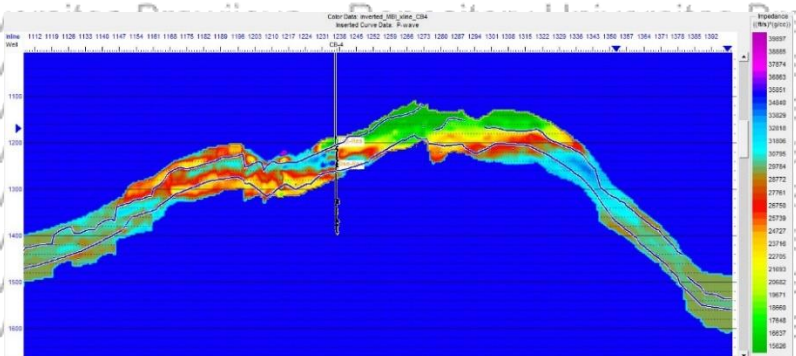
Lampiran 4 Inversi seismik (MBI) pada inline 1273 & terintegrasi dengan sumur CB-3



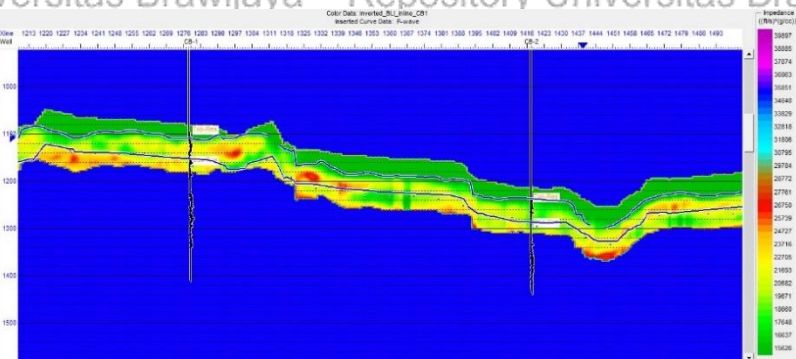
Lampiran 5 Inversi seismik (MBI) pada xline 1191 & terintegrasi dengan sumur CB-3



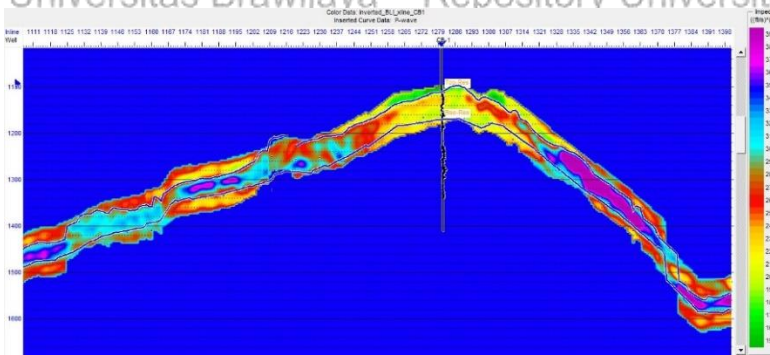
Lampiran 6 Inversi seismik (MBI) pada inline 1237 & terintegrasi dengan sumur CB-4



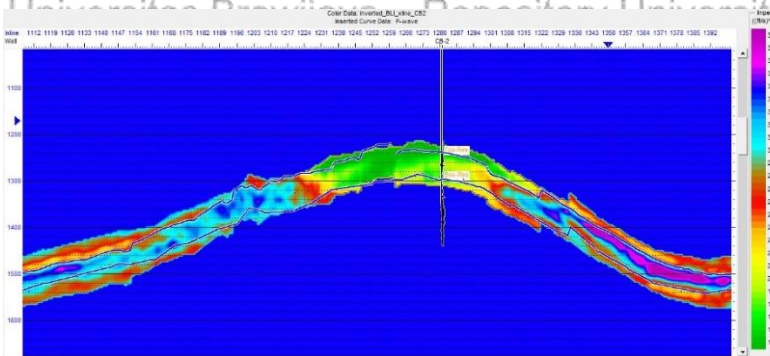
Lampiran 7 Inversi seismik (MBI) pada xline 1326 & terintegrasi dengan sumur CB-4



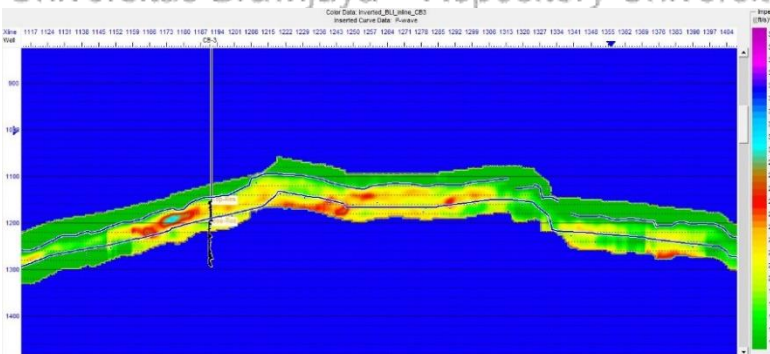
Lampiran 8 Inversi seismik (BI) pada inline 1281 & terintegrasi dengan sumur CB-1 & CB-2



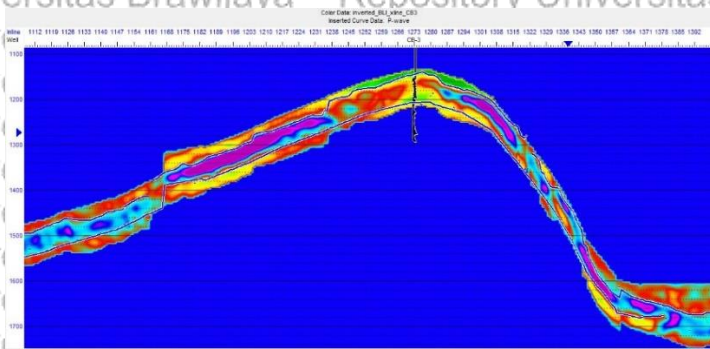
Lampiran 9 Inversi seismik (BI) pada xline 1279 & terintegrasi dengan sumur CB-1



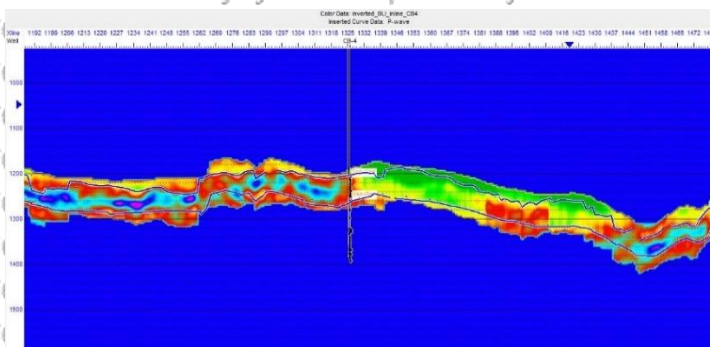
Lampiran 10 Inversi seismik (BI) pada xline 1418 & terintegrasi dengan sumur CB-2



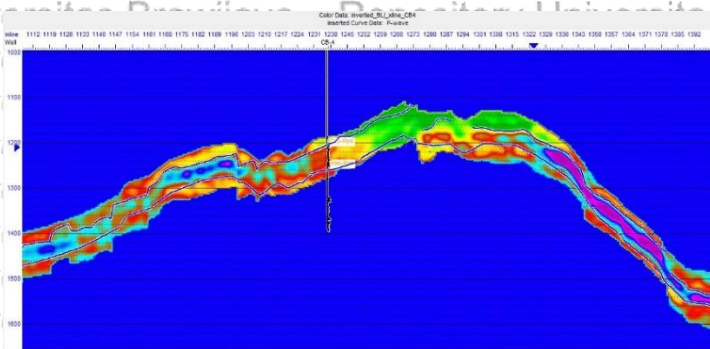
Lampiran 11 Inversi seismik (BI) pada inline 1273 & terintegrasi dengan sumur CB-3



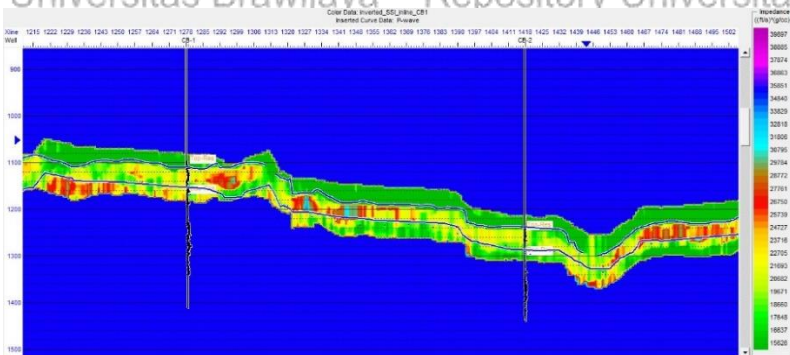
Lampiran 12 Inversi seismik (BI) pada xline 1191 & terintegrasi dengan sumur CB-3



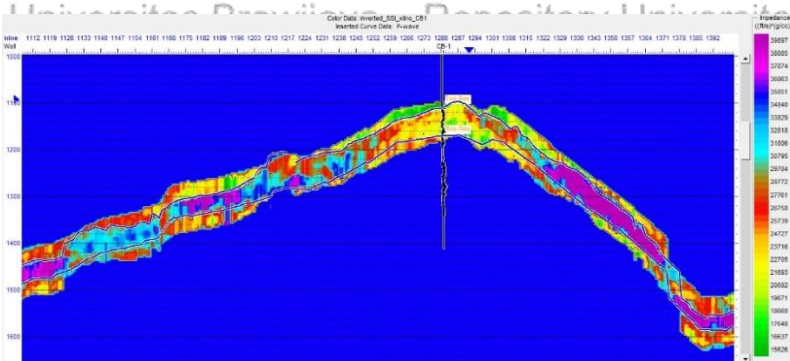
Lampiran 13 Inversi seismik (BI) pada inline 1237 & terintegrasi dengan sumur CB-4



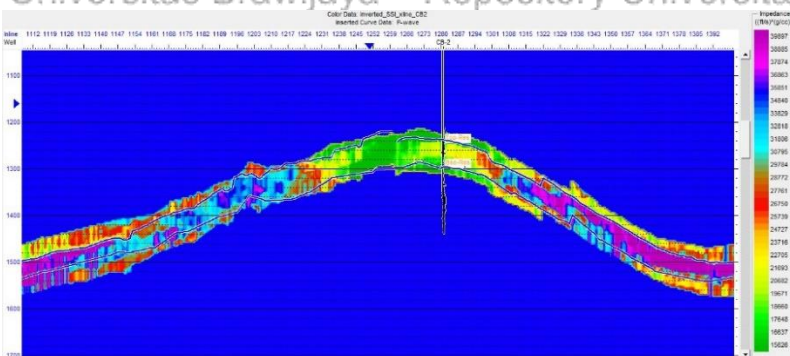
Lampiran 14 Inversi seismik (BI) pada xline 1326 & terintegrasi dengan sumur CB-4



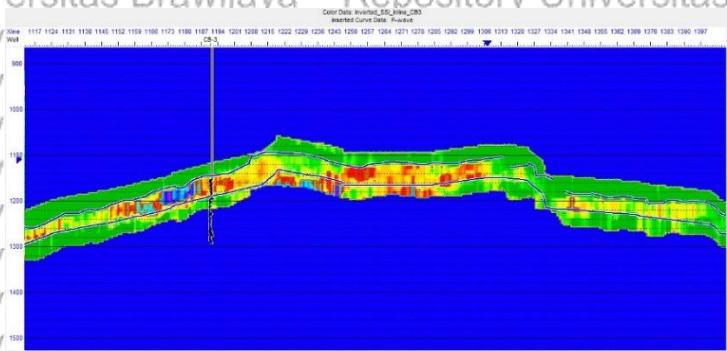
Lampiran 15 Inversi seismik (SSI) pada inline 1281 & terintegrasi dengan sumur CB-1 & CB-2



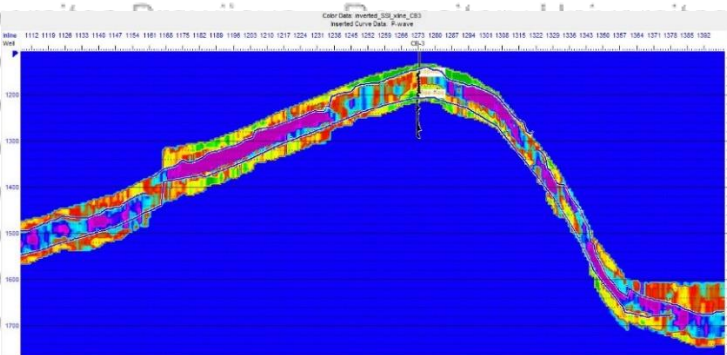
Lampiran 16 Inversi seismik (SSI) pada xline 1279 & terintegrasi dengan sumur CB-1



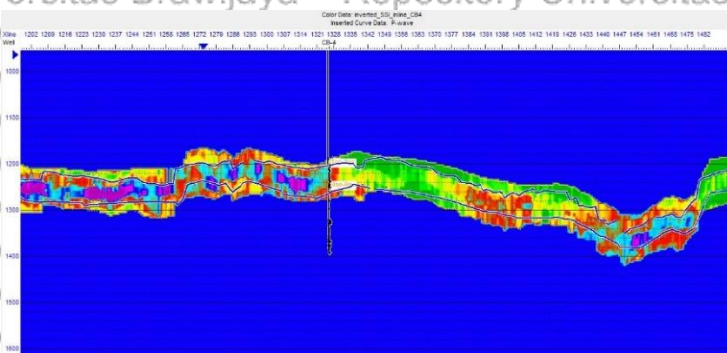
Lampiran 17 Inversi seismik (SSI) pada xline 1418 & terintegrasi dengan sumur CB-2



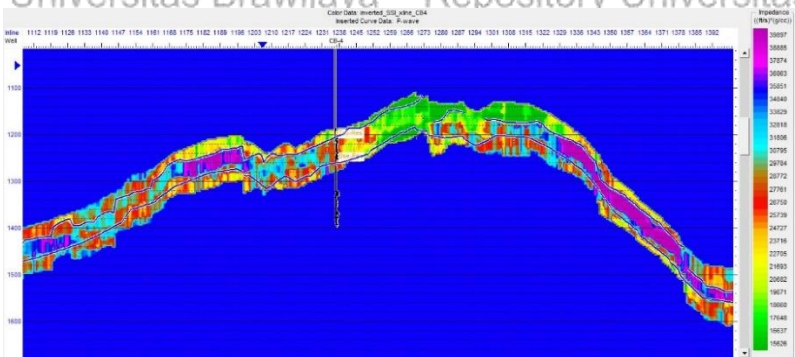
Lampiran 18 Inversi seismik (SSI) pada inline 1273 & terintegrasi dengan sumur CB-3



Lampiran 19 Inversi seismik (SSI) pada xline 1191 & terintegrasi dengan sumur CB-3



Lampiran 20 Inversi seismik (SSI) pada inline 1237 & terintegrasi dengan sumur CB-4



Lampiran 21 Inversi seismik (SSI) pada xline 1326 & terintegrasi dengan sumur CB-4