



UNIVERSITAS INDONESIA

**PREDIKSI TEKANAN FORMASI
MENGUNAKAN KECEPATAN INTERVAL
HASIL ANALISIS *NEURAL NETWORK*
MULTIATRIBUT SEISMIK 3D**

TESIS

MUSLIMAH AIDA BATALIPU

NPM: 0906495053

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM PASCA SARJANA ILMU FISIKA
KEKHUSUSAN GEOFISIKA RESERVOIR
JAKARTA
JULI 2011**



UNIVERSITAS INDONESIA

**PREDIKSI TEKANAN FORMASI
MENGUNAKAN KECEPATAN INTERVAL
HASIL ANALISIS *NEURAL NETWORK*
MULTIATRIBUT SEISMIK 3D**

TESIS

**Diajukan Sebagai Salah Satu Syarat
Untuk Memperoleh Gelar Master Sains**

MUSLIMAH AIDA BATALIPU

NPM: 0906495053

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM PASCA SARJANA ILMU FISIKA
KEKHUSUSAN GEOFISIKA RESERVOIR**

JAKARTA

JULI 2011





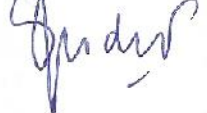
HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :

Nama : Muslimah Aida Batalipu
NPM : 0906495053
Program Studi : Geofisika Reservoir
Judul Tesis : Prediksi Tekanan Formasi Menggunakan Kecepatan Interval Hasil Analisis *Neural Network* Multiatribut Seismik 3D

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

DEWAN PENGUJI

Ketua	: Dr. rer. nat. Abdul Haris	()
Pembimbing	: Prof. Dr. Suprayitno Munadi	()
Penguji	: Dr. rer. nat. Abdul Haris	()
Penguji	: Dr. Waluyo	()
Penguji	: Dr. Ricky Adi Wibowo	()

Ditetapkan di : Universitas Indonesia, Salemba, Jakarta

Tanggal : 9 Juli 2011

Universitas Indonesia

**HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI
TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS**

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

Nama : Muslimah Aida Batalipu
NPM : 0906495053
Program Studi : Geofisika Reservoir
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Jenis karya : Tesis

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

Prediksi Tekanan Formasi Menggunakan Kecepatan Interval Hasil *Neural Network* Multiatribut Seismik 3D

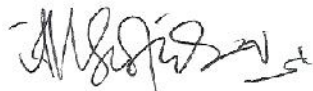
berserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneksklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalihmedia/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (*database*), merawat, dan memublikasikan tugas akhir saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Jakarta

Pada tanggal : 9 Juli 2011

Yang menyatakan



(Muslimah Aida Batalipu)

KATA PENGANTAR

Segala puji hanya kepada Allah SWT atas limpahan Rahmat dan Hidayah-Nya, sehingga penulis dapat merampungkan Tesis yang berjudul: “*Prediksi Tekanan Formasi Menggunakan Kecepatan Interval Hasil Analisis Neural Network Multiatribut Seismik 3D*” dengan baik. Shalawat serta salam senantiasa terlimpah kepada Rasulullah Muhammad SAW, beserta segenap keluarga, sahabat dan pengikut setia beliau hingga hari kemudian.

Karya tulis Tesis ini disusun untuk memenuhi salah satu syarat memperoleh gelar Master Sains dalam bidang Geofisika Reservoir di Departemen Fisika, Universitas Indonesia. Penyelesaian karya tulis Tesis ini dapat terselesaikan dengan baik atas dukungan berbagai pihak, baik pembimbing, dosen, keluarga dan teman di kampus.

Penulis ingin mengucapkan banyak terimakasih kepada :

1. Bapak Prof. Dr. Suprayitno Munadi, selaku Pembimbing Tesis yang telah membimbing penulis dan memberikan pengarahan dan pengertian yang sangat bermanfaat kepada penulis dalam penyusunan Tesis ini.
2. Bapak Dr. Yunus Daud, selaku Kepala Jurusan Fisika FMIPA UI dan selaku dosen yang telah memberikan arahan dan tuntutannya dalam penyusunan serta penulisan Tesis yang baik.
3. Bapak Dr. rer. nat. Abdul Haris, selaku Ketua Program peminatan Geofisika FMIPA UI, yang telah memberikan arahan dalam penelitian ini.
4. PT. Fairfield Indonesia yang telah memberikan dukungan penuh kepada penulis selama mengambil program Master di Universitas Indonesia.
5. Teman-teman Teknikal PT. Fairfield Indonesia yang senantiasa memberikan semangat kepada penulis dalam penyelesaian Tesis ini.
6. Suami tercinta yang mendukung penuh penulis untuk menyelesaikan program Master Geofisika Reservoir.
7. Keluarga dan teman seperjuangan sastra bumi 2009 yang telah mengiringi perjuangan selama menuntut ilmu di Geofisika Reservoir UI. Tak lupa juga khususnya teman tim GOM yang bersama-sama berjuang dan banyak membantu dalam diskusi-diskusi panjangnya.

Semoga Allah senantiasa memberikan balasan yang sebaik-baiknya balasan kepada semua pihak yang telah berjasa dan mendukung penulis baik selama menuntut ilmu di Geofisika Reservoir maupun dalam penyelesaian Tesis ini.

Penulis menyadari bahwa Tesis ini masih jauh dari sempurna, oleh karena itu saran dan kritik yang membangun dari semua pihak sangat diharapkan demi perbaikan di masa yang akan datang. Semoga Tesis ini dapat memberikan manfaat baik bagi penulis sendiri, maupun bagi keilmuan Geofisika Reservoir pada khususnya dan kepada masyarakat luas pada umumnya.

Jakarta, April 2011

Penulis

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Prediksi Tekanan Formasi Menggunakan Kecepatan Interval Hasil Analisis *Neural Network* Multiatribut Seismik 3D

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

Nama : Muslimah Aida Batalipu

NPM : 0906495053

Tanggal : 9 Juli 2011

Tanda Tangan :



ABSTRAK

Nama : Muslimah Aida Batalipu
Program : Pascasarjana Geofisika Reservoir
Judul : “Prediksi Tekanan Formasi Menggunakan Kecepatan Interval Hasil Analisis *Neural Network* Multiatribut Seismik 3D”

Aplikasi metode Multiatribut pada data *poststack* seismik dan hasil inversinya telah dilakukan untuk mengestimasi kecepatan interval melalui pendekatan *Neural Network*. Estimasi kecepatan interval yang dihasilkan tersebut digunakan untuk memprediksi tekanan formasi di Lapangan Texaco 3D, Louisiana. Tujuan dari studi ini adalah untuk mengaplikasikan pendekatan geostatistik dan analisis Multiatribut dengan keterbatasan data yang dimiliki untuk memprediksi tekanan formasi.

Hasil estimasi kecepatan interval menggunakan Multiatribut (10 atribut) menunjukkan korelasi yang sangat baik yaitu rata-rata korelasi prediksi log hasil atribut dan log validasi mencapai 79%, dengan tingkat kesalahan yang kecil berkisar rata-rata 175 – 292 m/s dari kecepatan validasi. Pendekatan *Neural Network* menghasilkan atribut polaritas semu (*apparent polarity*) sebagai atribut terbaik dalam estimasi kecepatan dengan *error* berkisar 108 m/s (berdasarkan hasil *PNN*) hingga 166 m/s (berdasarkan hasil *MLFN*). Anomali kecepatan rendah terdeteksi pada kedalaman 2800 – 2900 m dan sekitar kedalaman 3000 m, dengan gradient tekanan rata-rata mencapai 18 – 22 ppg.

Kata kunci:

Multiatribut, kecepatan interval, *Neural Network*, prediksi tekanan

ABSTRACT

Name : Muslimah Aida Batalipu
Program : Postgraduate of Reservoir Geophysics
Title : *“Prediction of Formation Pressure Using Interval Velocity Result from Neural Network Multiattribute Analysis of 3D Seismic”*

Application of Multiattribute to poststack seismic data and the the seismic inversion result has been carried out to estimate the interval velocity, by using Neural Network approach. The result of estimated interval velocity is used to predict formation pressure in Texaco 3D Field, Louisiana. The purpose of this study is to apply the geostatistical approach and Multiattribute analysis to predict the formation pressure. .

The results of estimated interval velocity using Multiattribute (10 attributes) show excellent correlation of the average correlation between predicted log and the real log reached 79%, with an error training and validation of a fairly small range from an average of 175-292 m/s validation of the velocity. The Neural Network approachment generating apparent polarity attribute as the best attribute of velocity estimation with errors ranging from 108 m/s (based on PNN) up to 166 m/s (based on the results of MLFN). Low velocity anomaly was detected at a depth of 2800 - 2900 m and approximately 3000 m depth, with the pressure gradient averaged 18-22 ppg.

Key words:

Multiattribute, interval velocity, Neural Network, pressure prediction

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	
HALAMAN PENGESAHAN	
HALAMAN PERSETUJUAN	
KATA PENGANTAR	
PERNYATAAN ORISINALITAS	
ABSTRAK	
<i>ABSTRACT</i>	
DAFTAR ISI	
DAFTAR TABEL	
DAFTAR GAMBAR	
BAB I. PENDAHULUAN	
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Perumusan Masalah	6
1.3. Tujuan Penelitian	6
1.4. Manfaat Penelitian	7
1.5. Area Penelitian	7
1.6. Ruang Lingkup Penelitian	8
1.7. Diagram Alir Penelitian	10
1.8. Sistematika Penulisan	12
BAB II. TINJAUAN GEOLOGI DAN TEORI DASAR	
2.1 Geologi Area Penelitian	13
2.1.1 Geologi Regional.	13
2.1.2 Stratigrafi Regional.	18
2.1.3 Keberadaan <i>Overpressure</i>	21
2.1.4 <i>Petroleum System</i> dan Reservoir.	24
2.2 Teori Dasar Penelitian.....	26
2.2.1 Analisis Kecepatan Seismik.....	26
2.2.2 Konsep <i>Geopressure</i>	29
2.2.2 Atribut Seismik	32

2.2.4 Analisis Multiatribut	36
2.2.5 <i>Neural Network</i>	37
2.3 Penelitian Sebelumnya	39
2.3.1 Penelitian <i>Multiattribute</i> dan <i>Neural Network</i>	39
2.3.2 Penelitian Prediksi Tekanan.....	40

BAB III. ESTIMASI KECEPATAN DARI ANALISIS MULTIATRIBUT

3.1 Data Penelitian	43
3.2 Evaluasi Data Sumur.....	45
3.2.1 Analisis Sensitivitas Data Sumur.....	46
3.3 <i>Well-Seismic Tie</i>	47
3.4 Pembuatan Model Bumi.....	55
3.5 Analisis Inversi	57
3.6 Analisis Multiatribut	58
3.7 Analisis <i>Neural Network</i>	67

BAB IV. HASIL DAN PEMBAHASAN

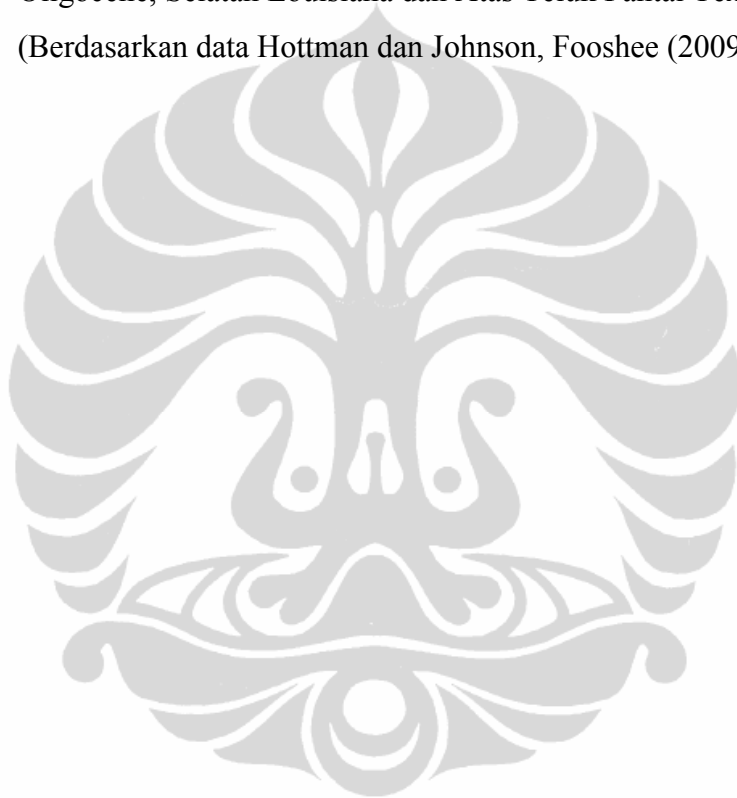
4.1 Interpretasi Seismik	70
4.2 Hasil Inversi Seismik.....	73
4.3 Hasil Multiatribut.....	75
4.4 Hasil <i>Neural Network</i>	77
4.5 Tinjauan Zona <i>Overpressure</i>	78

BAB V. KESIMPULAN DAN SARAN..... 84

DAFTAR ACUAN

DAFTAR TABEL

- Tabel 2.1** Reservoir Cekungan Teluk Meksiko (UI IBA Team AAPG, 2010)
- Tabel 3.1** Data Penelitian
- Tabel 3.2** Hasil Analisis Multiatribut
- Tabel 3.3** Daftar Multiatribut dalam analisis *Neural Network*
- Tabel 4.1** Data Akustik dan Tekanan – *Overpressure* – Formasi Miocene Oligocene, Selatan Louisiana dan Atas Teluk Pantai Texas (Berdasarkan data Hottman dan Johnson, Fooshee (2009)).



DAFTAR GAMBAR

- Gambar 1.1.** Kisaran produksi cadangan gas maksimum pada tahun 2008 di Teluk Meksiko (*Interim Report Gulf of Mexico*, 2008).
- Gambar 1.2.** Penemuan cadangan gas yang tersebar di Lapangan Teluk Meksiko dari tahun 1975 – 2008 (Atas). Kedalaman laut area Teluk Meksiko (Bawah) (*Interim Report Gulf of Mexico*, 2008).
- Gambar 1.3.** Interpretasi stuktur, stratigrafi dan magnetik area lepas pantai Louisiana (Alexander, 2009).
- Gambar 1.4.** Area Cekungan di Teluk Meksiko (warna hijau pada peta adalah area cekungan yang diprediksi *overpressure* (Castillo, dkk, 2003). Peta Teluk Meksiko diambil dari *Google map.com* (2011).
- Gambar 1.5.** Profil Tekanan Pori di Cekungan Veracruz, Formasi Miocene (Castillo, dkk, 2003).
- Gambar 1.6.** Peta lokasi Louisiana dan Teluk Meksiko. (US Minerals Management Service, 2009 dan Wikipedia.org)
- Gambar 1.7** *Workflow* dasar penelitian prediksi tekanan di Lapangan Texaco 3D.
- Gambar 1.8** Diagram Alir Penelitian di Lapangan Texaco 3D.
- Gambar 2.1** Geografi Cekungan Teluk Meksiko (Salvador, 1991)
- Gambar 2.2** Struktur Cekungan Teluk Meksiko (Salvador, 1991).
- Gambar 2.3** Peta area Teluk Meksiko yang menunjukkan anggota geologi. Relief *digital bathymetry* oleh Sandwell dan Smith (1997) (AAPG Explorer, 2000).
- Gambar 2.4** Proses tektonik dari masa *Early Cretaceous (Valanginian)* – masa *Late Jurassic (Early Oxfordian)* – masa Early Jurassic (AAPG Explorer, 2000), b) *Sigsbee salt sheet* (warna orange) (Anderson and Boulanger, - dalam AAPG Explorer, 2000).
- Gambar 2.5** Penampang evolusi Cekungan Teluk Meksiko (Salvador, 1991).

- Gambar 2.6** Kolom stratigrafi umum Cekungan Teluk Meksiko yang berumur Mesozoikum dan Kenozoikum (Galloway, 1989, modified from Winker and Buffler 1988).
- Gambar 2.7** (a) Lingkungan pengendapan *Lower Miocene*, (b) Lingkungan pengendapan *Middle Miocene*, (c) Lingkungan pengendapan *Upper Miocene* (IBA Team AAPG, 2010).
- Gambar 2.8** Korelasi sumur berarah Barat Laut – Tenggara di Lapangan Texaco 3D, Louisiana (IBA Team AAPG, 2010).
- Gambar 2.9** Korelasi sumur berarah Barat Daya - Timur Laut di Lapangan Texaco 3D, Louisiana (IBA Team AAPG, 2010).
- Gambar 2.10** Bagian dalam kubah garam (*salt dome*) yang banyak dijumpai di area Teluk Meksiko terutama area Texas (Hamlin, 2008). Area sekitar tumbuhnya *salt dome* sering diketahui sebagai zona *overpressure*.
- Gambar 2.11** Peta lokasi endapan garam di Cekungan Teluk Meksiko (Ewing, 1991).
- Gambar 2.12** Hasil plot fungsi kedalaman reservoir Claiborne (NRG Associate, 2006) dengan data tekanan hidrostatik (Dickinson, 1953).
- Gambar 2.13** Konseptual migrasi minyak dan gas di daerah penelitian, Selatan Louisiana, dari Sassen, 1990 (Lesley, 2009).
- Gambar 2.14** (a) Efek gas pada log *sonic*, (b) Efek *overpressure* pada log *sonic* (Glover, -).
- Gambar 2.15** Atribut Respon (Taner, 2001).
- Gambar 2.16** *Wavelet Apparent Polarity* (Taner, 2001).
- Gambar 2.17** a. Perbedaan frekuensi antara log target (kiri) dengan atribut seismik (kanan), b. operator kovolusi yang digunakan untuk menghubungkan log target dengan atribut seismik (Hampson, et al., 2001).
- Gambar 2.18** a. Susunan pola *Multilayer Feedforward Network (MLFN)* b. Hasil kurva prediksi baik menggunakan *MLFN* maupun *PNN (Probabilistic Neural Network)* (Hampson, et al., 2001).

- Gambar 2.19** a. Hasil irisan prediksi porositas menggunakan *MLFN*, b. Hasil irisan prediksi porositas menggunakan *PNN* (Hampson, et al., 2001).
- Gambar 2.20**(a). Kecepatan *stacking* awal dikonversi ke kecepatan interval menggunakan formula Dix. (b). Kecepatan interval hasil konversi menggunakan formula Dix, yang diterapkan pada refleksi tomografi. (Sayers, dkk., 2002).
- Gambar 2.21**(a). Analisa Tekanan Formasi *Brownshale* (b). Hasil prediksi tekanan pori dengan resolusi yang kurang tajam (Resha, 2010).
- Gambar 3.1** Database sumur dan *Basemap* lokasi sumur dan tampilan 3D sumur.
- Gambar 3.2** (a) Hasil Transformasi Faust (merah) di Sumur #1631, dengan validasi log *sonic* (biru), (b) Hasil Persamaan Gardner untuk densitas (kuning), biru adalah log *sonic* original hasil perekaman.
- Gambar 3.3** Fungsi *crossplot* V_p dan AI berlaku linear ; $y = 0.368x + 480.5$
- Gambar 3.4** Fungsi *crossplot* V_p dan SP
- Gambar 3.5** Fungsi *crossplot* V_p dan SP
- Gambar 3.6** Hasil ekstraksi *wavelet* dari data seismik di sumur #1631
- Gambar 3.7** Pembagian zona analisis data sumur di lokasi penelitian.
- Gambar 3.8** Hasil ekstraksi *wavelet* dari data seismik di sumur #1726.
- Gambar 3.9** Hasil ekstraksi *wavelet* dari data seismik di sumur #1643.
- Gambar 3.10** Hasil ekstraksi *wavelet* dari data seismik di sumur #1626.
- Gambar 3.11** (a) Model *wavelet* hasil ekstraksi dari data seismik rata-rata di lapangan penelitian, (b) Profil korelasi antara 12 sumur.
- Gambar 3.12** Tampilan penampang seismik dan horizon formasi Miocene *Early*, *Sand G*, *Sand F*, dan *Sand B*.
- Gambar 3.13** *Arbitrary Line* yang melalui beberapa sumur penelitian (sumur #1606, #1602, #1609, #1626, #1629, dan sumur #1631. *Overlay* penampang *time slice* sintetik di horizon *Sand G*.

- Gambar 3.14** Posisi sumur #1653, #1643, #1681 dan sumur #1726 dan pemilihan horizon pada data seismik Texaco 3D *overlay* penampang *time slice* sintetik di horizon *Miocene Early*.
- Gambar 3.15** *Time Slice horizon structure map* yang menjadi target penelitian, yaitu (a) *Miocene Early*, (b) *Sand G*, (c) *Sand F* dan (d) *Sand E*.
- Gambar 3.16** Model bumi dengan tampilan posisi sumur #1631, #1741, #1609, #1607, #1626.
- Gambar 3.17** QC Hasil inversi seismik menggunakan model bumi dan *crossplot* impedansi akustik hasil inversi. (a.) Hasil inversi sumur #1631, (b.) Hasil inversi sumur #1741, (c.) Hasil inversi sumur #1609, (d.) Hasil inversi sumur #1607, (e.) Hasil inversi sumur #1626, (f.) *Crossplot* P-wave original dan hasil inversi.
- Gambar 3.18** *Time structure* model bumi pada horizon *Miocene Early*.
- Gambar 3.19** *Time slice isochron* model bumi antara horizon *Miocene Early* dan *Sand E*.
- Gambar 3.20** (a.) Korelasi sintetik inversi, (b.) *Error* sintetik relatif terhadap setiap sumur.
- Gambar 3.21** Analisis hasil inversi pada sumur #1631.
- Gambar 3.22** (a) Kesalahan rerata pada semua sumur setelah validasi, (b) Kesalahan rerata prediksi dan validasi dari multiatribut untuk masing-masing sumur.
- Gambar 3.23** (a) Korelasi silang prediksi 5 atribut dengan *error*= 181.67, (b) Korelasi silang prediksi 10 atribut dengan *error*= 175.71.
- Gambar 3.24** Validasi Multiatribut Regresi menggunakan 10 Atribut. Sumur #1602, #1606, #1607.
- Gambar 3.25** Validasi Multiatribut Regresi menggunakan 10 Atribut. Sumur #1609, #1626, #1629.
- Gambar 3.26** Validasi Multiatribut Regresi menggunakan 10 Atribut. Sumur #1631, #1643, #1653.
- Gambar 3.27** Validasi Multiatribut Regresi menggunakan 10 Atribut. Sumur #1681, #1726, #1741.
- Gambar 3.28** (a) Analisis kesalahan rerata untuk pengujian setiap sumur, (b) Korelasi untuk tiap sumur.

- Gambar 3.29** Hasil uji analisis multiatribut dengan 10 atribut. Sumur #1602, #1606, #1607.
- Gambar 3.30** Hasil uji analisis multiatribut dengan 10 atribut. Sumur #1609, #1626, #1629.
- Gambar 3.31** Hasil uji analisis multiatribut dengan 10 atribut. Sumur #1631, #1743, #1753.
- Gambar 3.32** Hasil uji analisis multiatribut dengan 10 atribut. Sumur #1681, #1726, #1741.
- Gambar 3.33** Validasi menggunakan *Probabilistic Neural Network - PNN*. Sumur #1602, #1606, #1607.
- Gambar 3.34** Validasi menggunakan *Probabilistic Neural Network - PNN*. Sumur #1609, #1626, #1629.
- Gambar 3.35** (a) Hubungan kesalahan rerata untuk setiap sumur, (b) Hubungan korelasi setiap sumur.
- Gambar 3.36** Validasi menggunakan *Probabilistic Neural Network - PNN*. Sumur #1631, #1643, #1653.
- Gambar 3.37** Validasi menggunakan *Probabilistic Neural Network - PNN*. Sumur #1681, #1726, #1741.
- Gambar 4.1** Penampang seismik lokasi Tenggara Texaco 3D, sumur #1631.
- Gambar 4.2** Grafik hubungan antara Kecepatan Akustik *Shale* ($dT_{ob(sh)}$ - $dT_{n(sh)}$) dan Gradien Tekanan Reservoir oleh Hottman dan Johnson (Fooshee, 2009).
- Gambar 4.3** Waktu Tempuh *Shale* vs Kedalaman untuk formasi *Shale* Miocene dan Oligocene, Selatan Louisiana dan Atas Teluk Pantai Texas berdasarkan Hottman dan Johnson (Fooshee, 2009).
- Gambar 4.4** Interpretasi area Texaco 3D.
- Gambar 4.5** Penampang 3D inversi AI dan *cross section raw* seismik.
- Gambar 4.6** Penampang inversi AI dengan *overlay* data sumur yang berdekatan.
- Gambar 4.7** Penampang inversi AI lintasan 1594, *overlay* sumur #1631 dan *time slice* pada *event horizon Early Miocene*.

- Gambar 4.8** Hasil kecepatan dari analisis multiatribut menggunakan 4 atribut lintasan 1594.
- Gambar 4.9** Hasil kecepatan dari analisis multiatribut menggunakan 10 atribut lintasan 1594.
- Gambar 4.10** Hasil kecepatan dari analisis *MLFN* lintasan 1594.
- Gambar 4.11** Hasil kecepatan dari analisis *PNN* lintasan 1594 (Menggunakan 4 atribut).
- Gambar 4.12** Hasil kecepatan dari analisis *PNN* lintasan 1594 (Menggunakan 10 atribut).
- Gambar 4.13** Hasil prediksi kecepatan menggunakan *Probabilistic Neural Network* analisis multiatribut lintasan 1594.
- Gambar 4.14** Penampang 3D hasil prediksi kecepatan menggunakan *Probabilistic Neural Network* analisis multiatribut.
- Gambar 4.15** Prediksi sebaran anomali kecepatan rendah pada lintasan 1594.
- Gambar 4.16** Zona anomali kecepatan rendah data sumur Texaco 3D.
- Gambar 4.17** Tekanan *overburden* (satuan *ppg*) pada lintasan 1594 dengan *overlay* sumur #1631.
- Gambar 4.18** Tekanan efektif vertikal (satuan *ppg*) pada lintasan 1594 dengan *overlay* sumur #1631.
- Gambar 4.19** Tekanan pori formasi (satuan *ppg*) pada lintasan 1594, validasi sumur #1631.

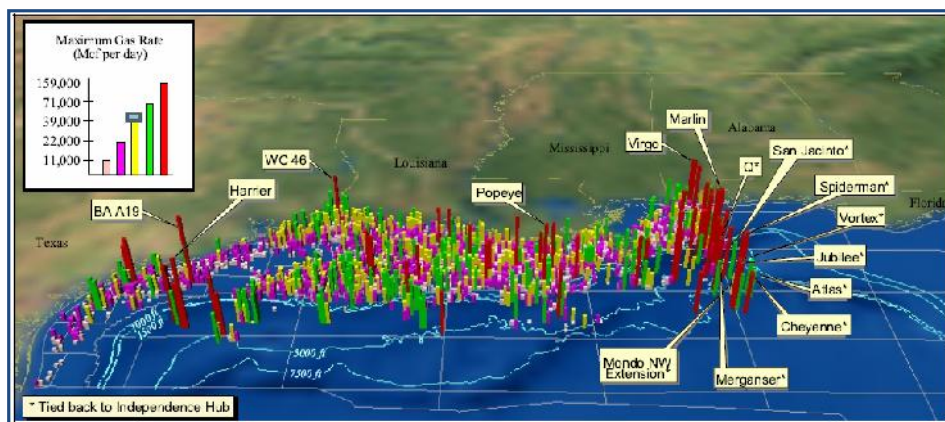
BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

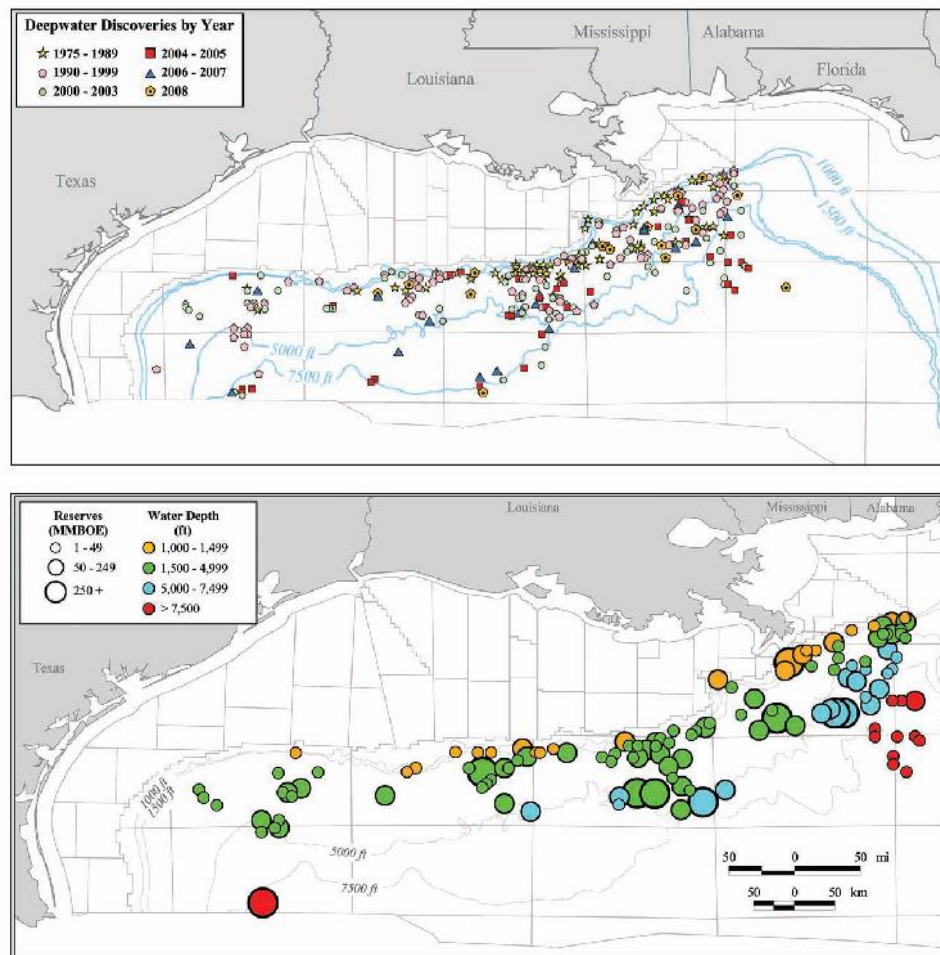
Fenomena *geopressure* yang sering terjadi di lapangan minyak dan gas di dunia menimbulkan permasalahan antara lain *loss circulation*, *pipe stag*, dan sumur *blow-out*, sehingga menjadi area *drilling hazard zone* yang dapat menimbulkan kerugian dalam operasional. Beberapa penyebab terjadinya *geopressure* (*over/underpressure*) antara lain meliputi faktor secara geologi dan faktor lain seperti perubahan litologi, deformasi, patahan, keberadaan kubah garam dan ekspansi fluida yang berhubungan dengan lingkungan siliklastik. Untuk kasus daerah laut dalam, Castillo, et al (2003) menyebutkan 90% permasalahan biaya operasional sering terjadi bila berhubungan dengan kondisi *geopressure*. Untuk itu kemampuan metode dalam mengatasi permasalahan ini dengan baik, sebelum, pada saat pengeboran dan setelah pengeboran menjadi faktor utama dalam mengurangi biaya pengeboran.

Penelitian kali ini dilakukan di Lapangan Texaco 3D yang berlokasi di *High Island Area, Offshore Southern Louisiana, Gulf of Mexico, USA*. Hal menarik yang dapat dikaji dari area penelitian ini adalah area Teluk Meksiko merupakan cadangan reservoir gas yang cukup besar (Lesley, et al., 2008) (Gambar 1.1).



Gambar 1.1 Kisaran produksi cadangan gas maksimum pada tahun 2008 di Teluk Meksiko (Lesley, et al., 2008).

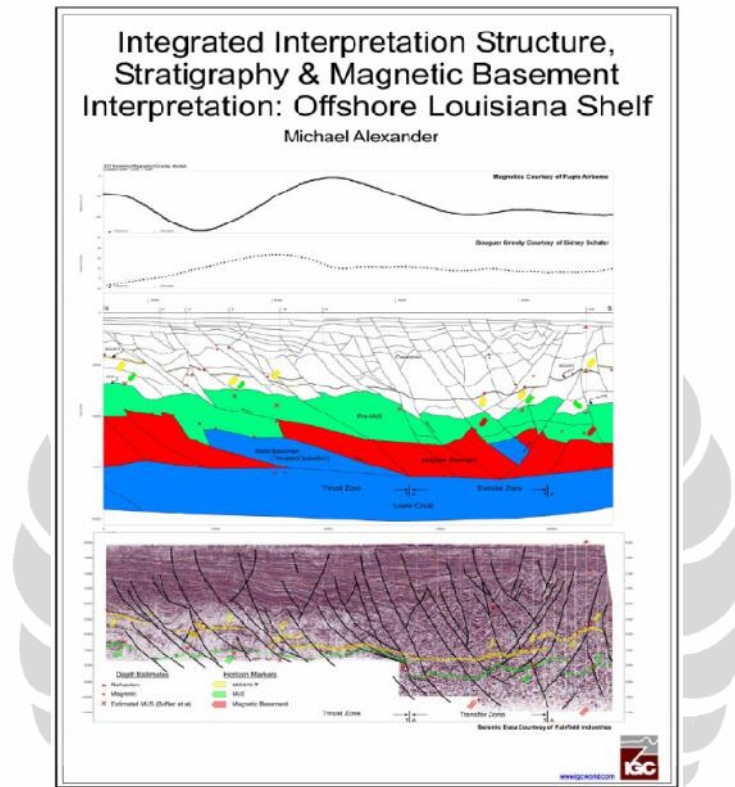
Gambar 1.1 menunjukkan cadangan terbesar wilayah Teluk Meksiko berada di bagian Tenggara laut dalam area Mississippi, yaitu mencapai 159.000 Mcf (*Mega cubic feet*) per hari di tahun 2008. Sebagian lagi tersebar di area penelitian lepas pantai maupun laut dalam Louisiana dan Texas.



Gambar 1.2 Penemuan cadangan gas yang tersebar di Lapangan Teluk Meksiko dari tahun 1975 – 2008 (Atas). Kedalaman laut area Teluk Meksiko (Bawah) (Lesley, et al., 2008).

Berdasarkan Gambar 1.2, kedalaman laut dalam di area Louisiana bisa mencapai 7499 ft atau 2285 m, sedangkan kedalaman di area Mississippi dan Texas bisa mencapai lebih dari 3000 m. Data konversi waktu ke kedalaman dari sumur area Texaco 3D menunjukkan kedalaman data yang dapat mencapai 3000 m.

Secara struktural, kondisi geologi area Teluk Meksiko sangat kompleks. Alexander (2009) menunjukkan hasil interpretasi seismik dan magnetik di Teluk Meksiko dengan struktur yang kompleks dan jumlah sesar dalam jumlah yang cukup banyak di daerah ini (Gambar 1.3).



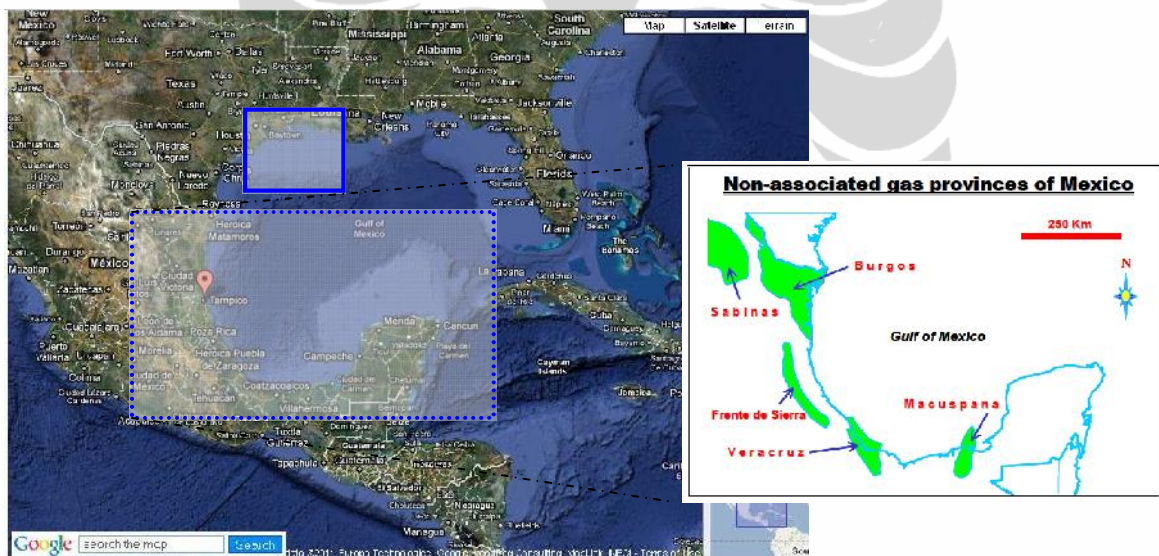
Gambar 1.3 Interpretasi struktur, stratigrafi dan magnetik area lepas pantai Louisiana (Alexander, 2009).

Secara geologi, struktur yang kompleks dan keberadaan gas pada suatu area memberikan daya tarik tersendiri untuk meneliti besar dan penyebaran tekanan formasi di area Teluk Meksiko dalam rangka peningkatan eksplorasi minyak dan gas, menghindari zona *overpressure* pada saat pengeboran, dan efisiensi pembiayaan pengeboran yang akan menjadi lebih ekonomis.

Penelitian *geopressure* di lapangan Teluk Meksiko sebelumnya telah dilakukan Castillo, et al (2003) dengan menggunakan analisis kecepatan sebelum pengeboran dan berdasarkan analisis kecepatan interval seismik yang merupakan hasil residual kecepatan *AVO* yang dinyatakan akurat secara lateral. Evaluasi

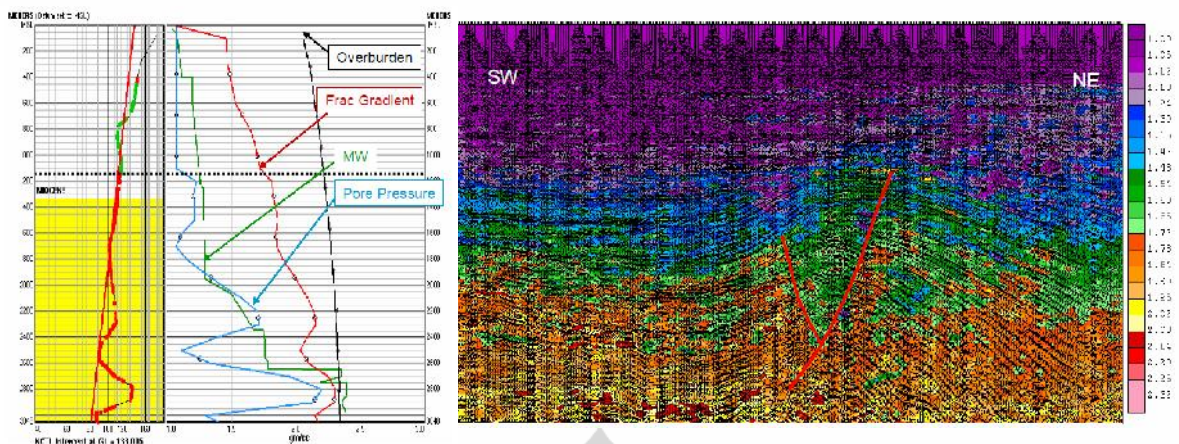
geologi turut mendukung penelitian Castillo, et al (2003), yang tepatnya dilakukan di area teluk dangkal dekat daerah Tampico, yaitu sebelah Barat Daya Louisiana; lokasi yang dipilih menjadi target dalam penelitian *geopressure* kali ini (Gambar 1.4). Selanjutnya, penyebaran *geopressure* meluas sampai ke lapangan Texaco 3D Louisiana akan dianalisis dalam penelitian ini.

Castillo, et al (2003) memprediksi keberadaan tekanan pori di cekungan Veracruz. Dari data yang dipaparkan oleh Castillo, et al (2003) batuan di bawah formasi *Miocene* menunjukkan keberadaan tekanan pori yang abnormal di area tersebut (Gambar 1.5). Berdasarkan informasi Geologi ini, maka penelitian kali ini akan difokuskan pada formasi *Miocene* hingga ketebalan yang bervariasi berkisar 1000 – 2000 m di bawah formasi *Miocene* (hingga Formasi Sand A).



□ Area Selatan Louisiana

Gambar 1.4 Area Cekungan di Teluk Meksiko (warna hijau pada peta adalah area cekungan yang diprediksi *overpressure* (Castillo, et al., 2003). Peta Teluk Meksiko diambil dari *Google map.com*.



Gambar 1.5 Profil Tekanan Pori di Cekungan Veracruz, Formasi Miocene (Castillo, et al., 2003).

Metode multiatribut yang digunakan dalam penelitian ini adalah integrasi dari beberapa metode atribut seismik yang dikorelasikan dengan data sumur sehingga dengan sistem *Neural Network* dapat digunakan untuk menghitung kecepatan interval dengan melakukan validasi dan *crossplot*. Validasi yang dilakukan dapat digunakan untuk mengetahui sejauh mana metode perhitungan kecepatan ini dapat tepat memberikan interpretasi yang lebih baik secara kualitas dan kuantitasnya.

Berdasarkan penelitian Hampson, et al (2000) metode multiatribut seismik dapat memberikan tingkat keberhasilan yang bagus dalam memprediksi porositas. Pengalaman yang dilakukan oleh Hampson, et al (2000) menunjukkan optimisme yang bagus dalam penggunaan metode multiatribut untuk keperluan lain dalam interpretasi seismik dan log fisis batuan. Salah satu yang menarik adalah prediksi kecepatan, yang akan digunakan dalam perhitungan prediksi nilai tekanan batuan.

Hal lain yang kedua adalah bagaimana kecepatan interval dari hasil multiatribut silang tersebut dapat memberikan kualitas yang baik pada volume *geopressure* yang akan diprediksi. Penelitian untuk aspek yang kedua ini dilakukan dengan menguji parameter-parameter untuk menentukan *geopressure* di Lapangan Texaco 3D. Secara umum, manfaat utama diketahuinya keberadaan *geopressure* di lokasi pengeboran atau survey seismik adalah mengetahui kondisi tekanan di bawah permukaan yang secara khususnya memberikan informasi penting apabila

terdapat zona *drilling hazzard* di lokasi pengeboran. Secara tidak langsung hal ini berguna dalam mengatasi masalah *overpressure* dalam pengeboran di lapangan minyak.

1.2 Perumusan Masalah

Keberhasilan metode dalam penelitian ini dengan menggunakan data Teluk Meksiko sebagai data terapan, akan memberikan masukan yang berharga terhadap penyelesaian-penyelesaian permasalahan *overpressure* yang dapat terjadi di wilayah Indonesia.

Permasalahan yang menjadi acuan dalam penelitian ini adalah bagaimana memberikan interpretasi seismik yang baik dengan pemetaan *geopressure* di Lapangan Texaco 3D, dengan ditunjang oleh data sumur sebagai validasinya (12 sumur, dengan kelengkapan data *sonic* dan densitas yang diketahui dan ditentukan terbatas hanya melalui 2 sumur dan 1 *checkshot* serta referensi nilai tekanan di area Selatan Teluk Meksiko oleh Dickinson (1953). Salah satu cara adalah dengan menggunakan metode multiatribut seismik untuk menentukan properti log kecepatan interval dengan sistem silang hasil *neural network* sehingga diperoleh hasil prediksi terbaik dari beberapa atribut seismik. Penggunaan sistem *neural network* dalam multiatribut dari beberapa sumur diharapkan dapat mengatasi keterbatasan ini.

1.3 Tujuan Penelitian

Penelitian ini bertujuan untuk :

1. Memahami metode pendekatan Multiatribut dalam estimasi kecepatan.
2. Memahami metode *Neural Network* sebagai salah satu pendekatan geostatistik dalam menyelesaikan hasil estimasi kecepatan dari Multiatribut seismik.

3. Memetakan variasi tekanan di area penelitian serta zona berbahaya pengeboran di Lapangan Texaco 3D.
4. Menyelesaikan thesis sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Master

1.4 Manfaat Penelitian

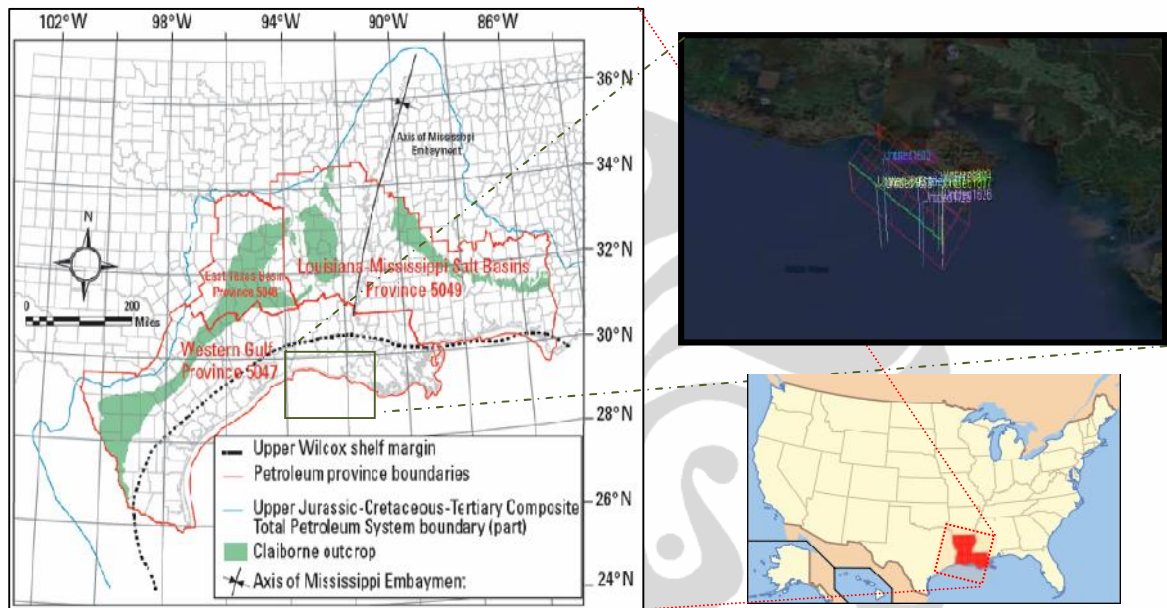
Kecepatan interval yang dihasilkan melalui *neural network* multiatribut dapat digunakan untuk menentukan penyebaran *geopressure* di area penelitian, membantu dalam memetakan zona berbahaya dalam pengeboran (*drilling hazard zone*) di lapangan Texaco 3D, serta memberikan estimasi pembiayaan pengeboran yang efektif dan efisien pada *drilling hazard zone*.

1.5 Area Penelitian

Kondisi geologi regional area Louisiana terbentuk oleh strata berusia Kapur (*Cretaceous Age*) yang tertutupi oleh endapan aluvial dari Masa Tersier dan asal *pasca*-Tersier. Sebagian besar daerah di Louisiana berasal dari endapan Sungai Mississippi. Pada mulanya area ini ditutupi oleh lengan laut, yang kemudian telah berkembang menjadi sebuah daratan karena asupan lumpur yang diendapkan ke lembah dari sungai Mississippi. Daerah dekat pantai Louisiana terdapat banyak kubah garam. Tambang minyak sering ditemukan di sekitar kubah garam ini, sebagai salah satu perangkap minyak struktural. Kubah garam juga terdapat di *North Louisiana*.

Teluk Meksiko (Spanyol: *Golfo de Mexico*) terdapat di bagian paling Selatan Louisiana. Teluk Meksiko berupa cekungan laut yang luas, yang sebagian terkurung daratan dan dikelilingi oleh benua Amerika Utara dan pulau Kuba. Bagian Timur Laut, Utara dan Barat Laut berbatasan dengan *Gulf Coast* Amerika Serikat, di bagian Barat Daya dan Selatan berbatasan dengan Meksiko, dan di bagian Tenggara oleh Kuba. Cekungan yang ada berbentuk oval sekitar 810 mil laut (1.500 km) dan terisi sedimen serta puing-puing.

Teluk Meksiko adalah bagian dari Samudra Atlantik yang terhubung melalui Selat Florida antara AS dan Kuba, dan berbatasan langsung dengan Laut Karibia (membentuk Amerika Laut Mediterania) melalui Selat Yucatan antara Meksiko dan Kuba. Sehubungan dengan kedekatannya dengan Samudera Atlantik, maka pasang surut di area ini tergolong sangat kecil. Ukuran cekungan Teluk adalah sekitar 615.000 mi² (1,6 juta km²).



Gambar 1.6 Peta lokasi Louisiana dan Teluk Meksiko (modifikasi dari Galloway et al., 2000).

1.6 Ruang Lingkup Penelitian

Komponen yang digunakan pada penelitian ini adalah sebagai berikut :

Data penelitian yang digunakan adalah data *real seismic post stack* dan data sumur yang digunakan sebagai masukan dalam *well-seismic tie*, yang kemudian digunakan untuk menghasilkan penampang hasil inversi sehingga diperoleh resolusi yang lebih baik dengan S/N lebih tinggi. Informasi frekuensi akan diperoleh dari seismik, hasil inversi dan ditambah frekuensi tinggi yang diperoleh dari data sumur. Data seismik memberikan tingkat resolusi yang cukup baik secara lebih luas namun kurang bagus dalam resolusi secara vertikal, sebaliknya dengan data sumur yang memiliki resolusi vertikal yang lebih bagus namun kurang pada resolusi spasial sehingga keduanya akan saling melengkapi. Data

seismik Texaco 3D terdiri atas 359 lintasan *Inline* dan 1101 *Crossline*, dan data sumur terdiri dari 12 sumur.

- Data Seismik 3D

<i>Area : Texaco OCS 3D</i>			
<i>High Island area, Louisiana OCS</i>			
<i>US State Plane Louisiana South 1702</i>			
<i>NAD 27</i>			
<i>Clarke 1866</i>			
<i>units: feet</i>			
<i>inline</i>	<i>xline</i>	<i>x</i>	<i>y</i>
1000	100	1695524.12	284391.19
1000	1260	1800045.25	211202.7
1791	1388	1861485.7778	274400.97
<i>units: meter</i>			
<i>Origin X:</i>		525122.41	
<i>Origin Y:</i>		98574.24	
		<i>x</i>	<i>y</i>
<i>End first inline</i>		555333.16	77420.38
<i>End first xline</i>		532007.10	108406.57
<i>Number of inlines:</i>		359	
<i>Number of xlines:</i>		1101	
<i>110 ft bin spacing</i>			
		<i>Length</i>	<i>Interval</i>
<i>Iline</i>		36880.55	33.53
<i>Crossline</i>		12003.07	33.53
<i>Inline rotation from north:</i>		125.00	
<i>Sample interval:</i>		4	
<i>Seismic type:</i>		3D	
<i>Primary direction:</i>		Inlines	
<i>Secondary direction:</i>		Crosslines	
<i>Inlines 1433-1791</i>	byte 17		
<i>Xlines 100-1200</i>	byte 25		

- Data Sumur dan informasi Geologi

Software dan Hardware

Software dan Hardware yang digunakan adalah :

- *Humpson Russel* untuk analisis Multiatribut dengan system *Neural Network*.
- *Petrel* untuk interpretasi lanjut volume tekanan formasi batuan area penelitian.

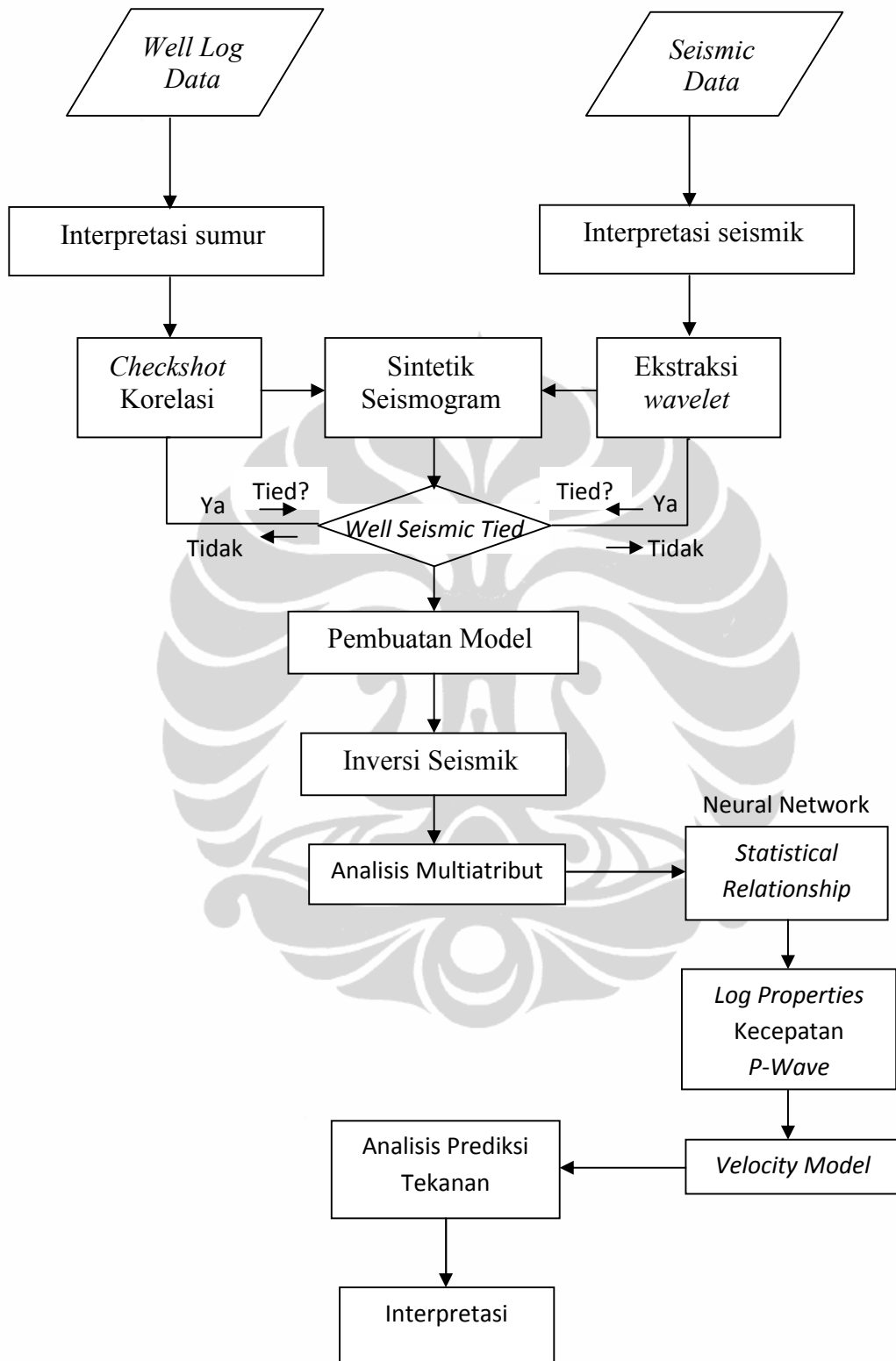
1.7 Diagram Alir Penelitian

Secara garis besar, penelitian di Lapangan Texaco 3D melalui beberapa tahap, yaitu tahap persiapan data, interpretasi log dan pembuatan model stratigrafi, interpretasi seismik, pembuatan model, inversi seismik, multiatribut dan prediksi tekanan. Semua data sumur dipastikan memiliki log *sonic* dan densitas, menentukan marker geologi dan korelasi data sumur, serta melakukan *crossplot* pada tahap interpretasi log dan model stratigrafi. Pada tahap interpretasi seismik dilakukan pemilihan horizon dan mengidentifikasi area struktural pada data seismik. Pembuatan model pada tahap inversi seismik dan hasil kecepatan dari hasil multiatribut. Tahap akhir adalah konversi kecepatan ke data tekanan sehingga dapat menentukan prediksi nilai tekanan di Lapangan Texaco 3D.



Gambar 1.7 *Workflow* dasar penelitian prediksi tekanan di Lapangan Texaco 3D.

Secara lebih detail, alur penelitian di Lapangan Texaco 3D dapat dilihat pada Gambar 1.8, dimana proses analisis kecepatan dari hasil Multiatribut dilakukan dengan menggunakan sistem *Neural Network*.



Gambar 1.8 Diagram Alir Penelitian di Lapangan Texaco 3D.

1.8 Sistematika Penulisan

Pada penulisan BAB I, membahas mengenai pendahuluan yang menerangkan bagaimana latar belakang penelitian, perumusan dan batasan masalah, tujuan dari penelitian, manfaat penelitian, lokasi penelitian, komponen penelitian, serta sistematika penulisan karya penelitian.

BAB II berisi tinjauan pustaka dan studi penelitian sebelumnya tentang teori dasar atribut seismik, analisis kecepatan dan konsep tekanan, termasuk bagaimana hubungan antara kecepatan dan tekanan pori. Tinjauan lainnya berupa tinjauan geologi regional, tinjauan stratigrafi, batuan sumber, migrasi hidrokarbon dari batuan sumber menuju reservoir, dan konsep sistem minyak di Lapangan Texaco 3D .

BAB III menerangkan tentang metodologi yang digunakan dalam penelitian ini. Metodologi tersebut mencakup multiatribut, sistem silang jaringan syaraf yang diaplikasikan pada data multiatribut (*Neural Network, NN*), dan konsep prediksi tekanan menggunakan korelasi data kecepatan interval seismik dan data sumur serta metode pendekatan menggunakan geostatistik data.

BAB IV adalah merupakan penjabaran tentang hasil penelitian dan pembahasan proses pengolahan data sampai siap untuk dianalisa. Korelasi sumur, pembuatan sintetik seismogram, seismik *well tied, picking horizon, picking* struktural, ekstrak atribut, sistem *neural network* multiatribut seismik, dan konversi kecepatan interval ke tekanan formasi. Proses selanjutnya adalah menganalisa dan membahas semua hasil atribut yang telah diekstrak, hasil multiatribut, memodelkan kecepatan dan prediksi nilai tekanan formasi hasil konversi kecepatan interval hasil multiatribut *neural network*.

BAB VI adalah kesimpulan penelitian. Menyimpulkan hubungan multiatribut dengan karakterisasi reservoir serta memberikan masukan berupa *drilling hazard zone*.

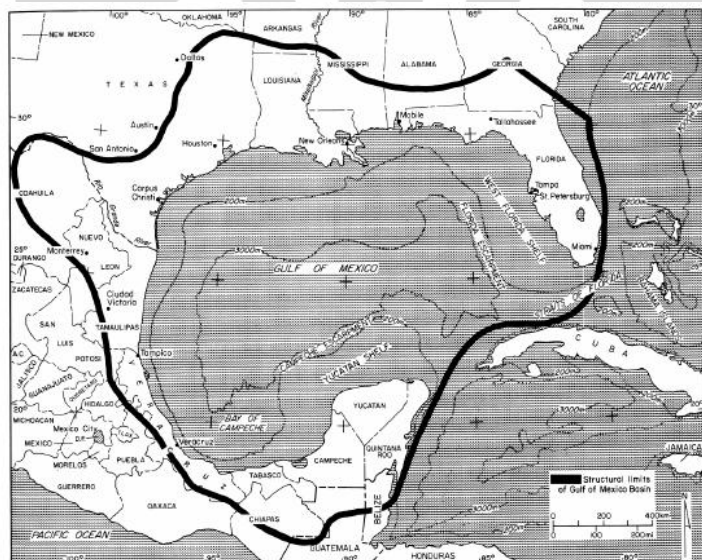
BAB II

TINJAUAN GEOLOGI DAN TEORI DASAR

2.1 Geologi Area Penelitian

2.1.1 Geologi Regional

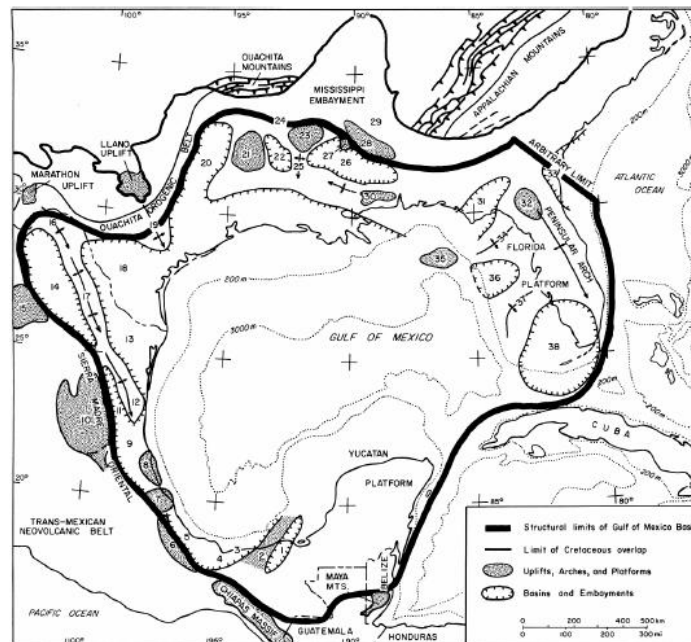
Secara geologi, Cekungan Teluk Meksiko yang disebutkan oleh Byerly (1991) terbentuk oleh patahan turun (*downfaulting*) dan pelengkungan turun (*downwarping*) batuan *basement* berumur Paleozoic. Hal ini terjadi pada waktu pelepasan Mega Benua Pangaea di masa Paleozoic dan pembukaan Samudera Atlantik Utara pada masa Akhir Triassic (*Late Triassic*). Area Cekungan Teluk Meksiko dengan batas struktural area cekungan diperlihatkan Salvador (1991) pada Gambar 2.1 (garis tebal warna hitam).



Gambar 2.1 Geografi Cekungan Teluk Meksiko (Salvador, 1991).

Salvador (1991) membagi komponen struktural berupa cekungan, *platform*, *arch*, area *uplift* dan *embayment* tersebar di sekitar Cekungan Teluk Meksiko. Komponen struktural ini diperlihatkan dalam Gambar 2.2, meliputi meliputi : 1. Cekungan Macuspana, 2. Villabernosa *uplift*, 3. Cekungan Comalcalco, 4. Cekungan Isthmus Saline, 5. Cekungan Veracruz, 6. Cordoba *platform*, 7. Santa

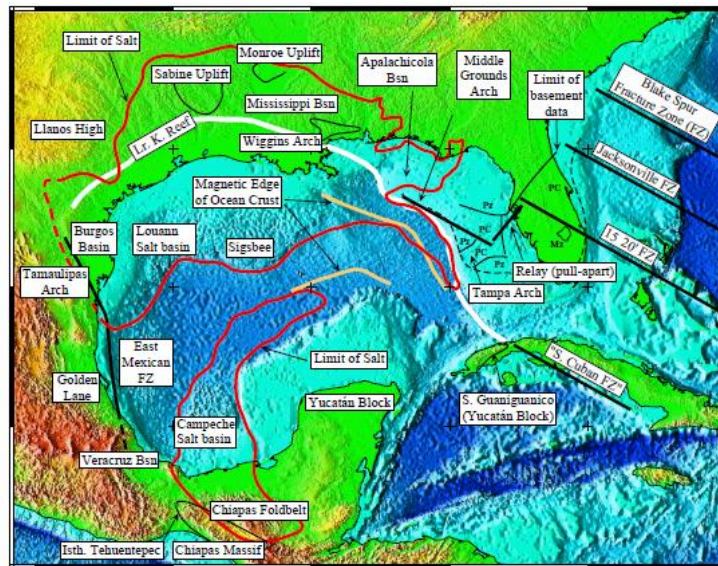
Ana *massif*, 8. Tuxpan *platform*, 9. Cekungan Tampico-Misantla, 10. Valles-San Luis Potosi *platform*, 11. Cekungan Magiscatzin, 12. Lengkungan Tamapulias, 13. Cekungan Burgos, 14. Cekungan Sabinas, 15. Coahuila *platform*, 16. El Burro *uplift*, 17. Lengkungan Peoytes-Picachos, 18. Rio Grande *embayment*, 19. Lengkungan San Marcos, 20. Cekungan Texas Timur, 21. Sabine *uplift*, 22. Cekungan garam-Louisiana Utara, 23. Monroe *uplift*, 24. Cekungan Desha, 25. Lengkungan La Salle, 26. Cekungan garam-Mississippi, 27. Kubah Jackson, 28. Sabuk Mississippi Tengah, 29. Cekungan Black Warrior, 30. Wiggins *uplift*, 31. Apalachicola *embayment*, 32. Ocala *uplift*, 33. Southeast Georgia *embayment*, 34. Lengkungan Middle Ground, 35. Southern *platform*, 36. Tampa *embayment*, 37. Lengkungan Sarasota, 38. Cekungan South Florida.



Gambar 2.2 Struktur Cekungan Teluk Meksiko (Salvador, 1991).

Dalam perkembangannya, kejadian yang mendukung konsep evolusi Cekungan Teluk Meksiko dalam dua tahap menyebutkan bahwa terminasi tiba-tiba berasal dari unit *basement* di Florida Selatan dan aktivitas perubahan *trend* atau arah zona patahan Meksiko Timur. Dimana data kontur stuktur *basement* menghalangi setiap patahan berarah Timur – Barat di Meksiko dari masuknya Teluk selama tahap pemekaran dasar samudera (*sea-floor spreading*) (AAPG Explorer, 2000). Gambar 2.3 adalah peta Cekungan Teluk Meksiko saat ini yang memperlihatkan

bagian struktural Cekungan Teluk Meksiko (Salvador, 1991) serta proses evolusi Cekungan Teluk Meksiko.



Gambar 2.3 Peta area Teluk Meksiko yang menunjukkan anggota geologi. Relief *digital bathymetry* oleh Sandwell dan Smith (1997) (AAPG Explorer, 2000).

Proses yang memainkan peranan penting dalam evolusi Cekungan Teluk Meksiko adalah proses pembekuan, sebagai observasi adanya batuan basalt pada pemisahan cekungan sekitar Teluk Meksiko. Proses pembekuan yang terjadi pada masa *Late Cretaceous* dan masa *Oligocene – Miocene* ini kemungkinan besar dikendalikan oleh kondisi *thermal* dan sejarah pergeseran batas cekungan Teluk Meksiko (Bverly, 1991). Meskipun demikian aktivitas tersebut masih berlangsung hingga saat ini di bagian Barat cekungan Teluk Meksiko (Byerly, 1991).

Pada bulan Oktober 2000, AAPG Explorer menerbitkan proses tektonik di area Cekungan Teluk Meksiko yang dibagi menjadi 3 proses masa tektonik. Gambar 2.4 menunjukkan hal ini. Pada Gambar 2.4 juga terlihat Utara-Laut Dalam Teluk Meksiko yang didefinisikan sebagai *Sigsbee Salt Sheet* disepanjang *Perdido Foldbelt* di sebelah Barat sampai *Mississippi Fan Foldbelt* di sebelah Timur dan *Mexican Ridges* ke Selatan (Anderson and Boulanger, -) (AAPG Explorer, 2000).

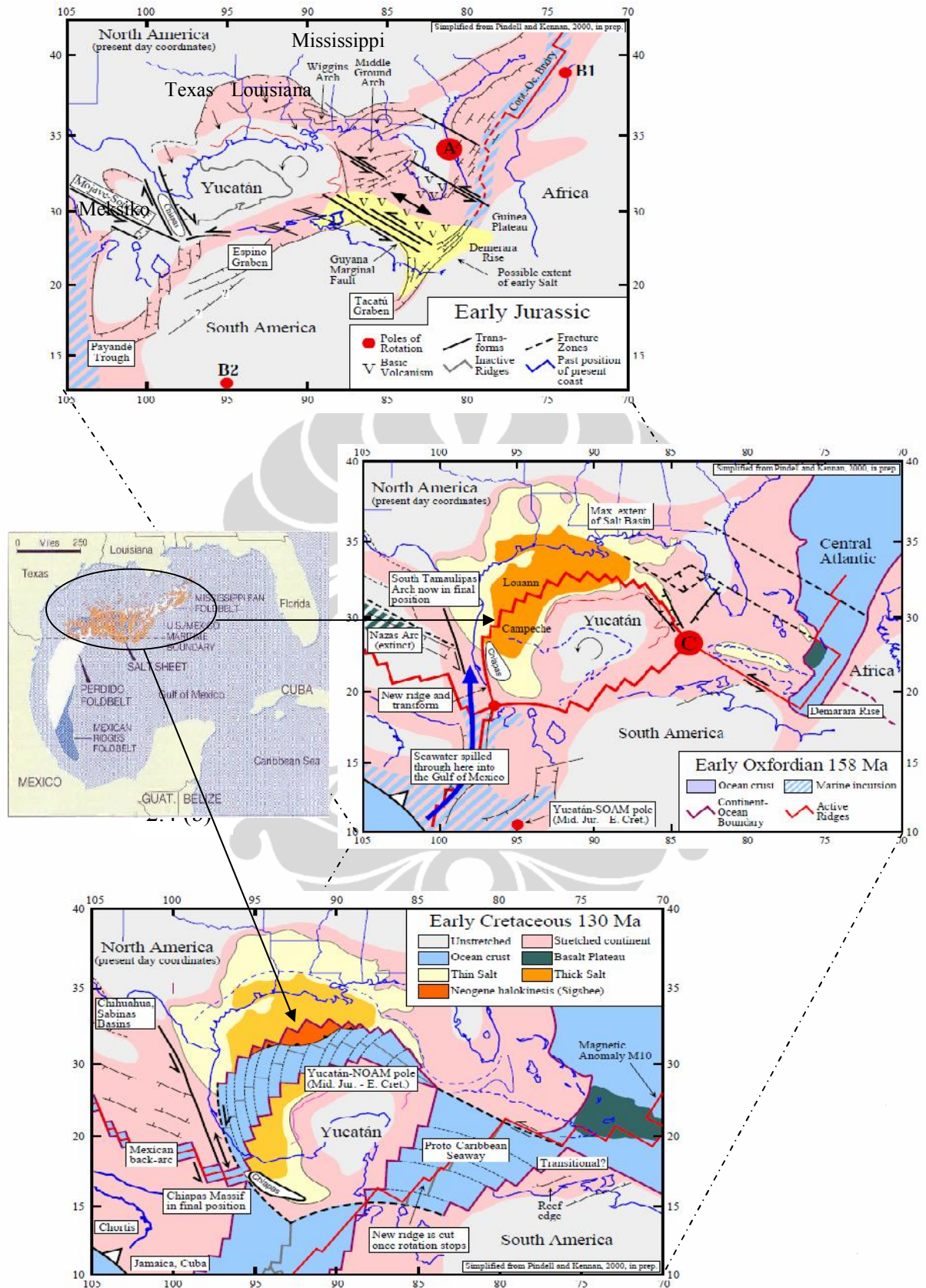
Tahap rekonstruksi *Early Jurassic*, 208 – 187 Ma, Teluk Meksiko dan daerah *Proto-Caribbean* merupakan tahap awal "*syn-rift*". Beberapa patahan aktif di

bagian Barat Yucatan. Awal *salt* di sekitar Tinggian Demerara yang kemungkinan memanjang.

Periode rekonstruksi selanjutnya adalah *Late Jurassic (Early Oxfordian)*, 158 Ma, dan daerah *Proto-Caribbean ("salt fit")*. Awal dari tahap pemekaran lantai samudera (*sea floor spreading*). Chiapas Massif pada masa *Late Jurassic* beralih ke Blok Yucatan. Arah pergeseran Meksiko juga beralih dari Tenggara ke Selatan, dengan diiringi proses pembukaan cekungan *Mexican back-arc*. Pada masa ini cekungan garam terbentuk hingga maksimum. Aktif *ridge* mengelilingi area Yucatan dan terbentuk *ridge* baru dan bertransformasi. Tamaulipas *Arch* saat periode ini berada pada posisi final. Pada periode ini, air laut meluap sampai ke Teluk Meksiko melalui bagian Selatan Nazas *arc*.

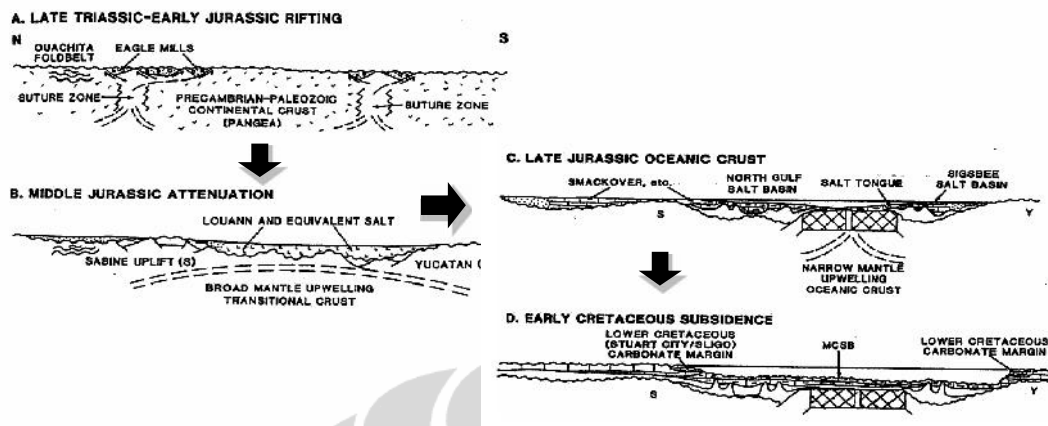
Pada masa rekonstruksi *Early Cretaceous (Valanginian)* dan daerah *Proto-Caribbean*, 130 Ma, sebagian besar *thick salt* (warna kuning) dan *thin salt* (warna putih) di area Teluk Meksiko terbentuk secara tidak selaras di area bagian Selatan Laut Dalam Louisiana dan Tenggara Laut Dalam Texas, dan sebagian lagi berada di bagian Barat Meksiko yakni area Tampico, terpisah oleh lapisan samudera (warna biru) dari masa *Middle Jurassic* disebut kutub Yucatan-NOAM. *Neogene halokinesis (Sigsbee)* ikut terbentuk secara tidak selaras di bagian Selatan Louisiana, antara *thick salt* dan lapisan samudera. Di bagian Barat Yucatan, terbentuk *ridge* dimana *ridge* baru akan terpotong apabila rotasi area ini berhenti.

Ridge yang baru terjadi di sepanjang area yang disebut *Proto-Caribbean Seaway*. Tahap pasca – formasi Teluk Meksiko, pemekaran lantai samudera berhenti tetapi masih berlangsung di *Proto-Caribbean Seaway*. Chiapas Massif pada masa *Early Cretaceous* terbentuk pada posisi final di bagian Tenggara cekungan Mexician *back-arc*.



Gambar 2.4 Proses tektonik dari masa Early Jurassic – masa Late Jurassic (Early Oxfordian) – masa Early Cretaceous (Valanginian) (AAPG Explorer, 2000), b) Sigsbee salt sheet (warna orange) (Anderson and Boulanger, - dalam AAPG Explorer, 2000).

Gambar 2.5 memperlihatkan irisan penampang struktur geologi dari masing-masing fase pembentukan.



Gambar 2.5 Penampang evolusi Cekungan Teluk Meksiko (Salvador, 1991).

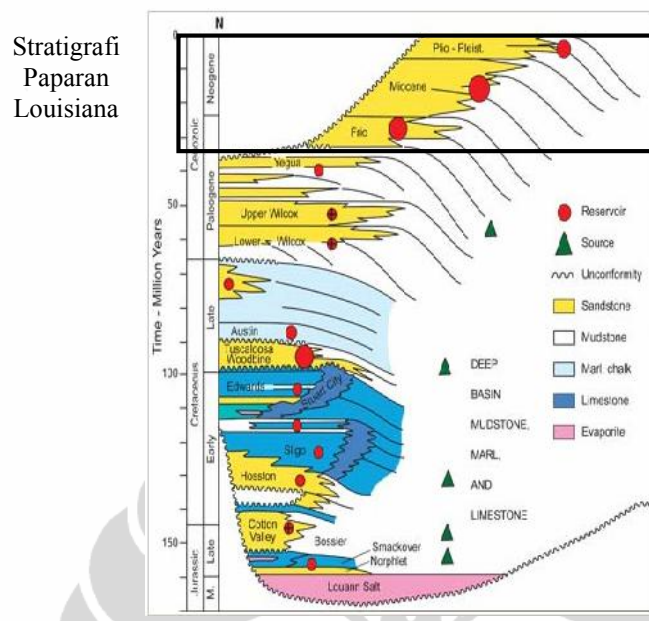
Paparan Louisiana

Paparan Louisiana terletak di sebelah Utara Cekungan Teluk Meksiko. Proses terbentuknya paparan Louisiana, yang menjadi area penelitian ini, dimulai dari proses divergensi lempeng tektonik sepanjang *passive margin* Lempeng Amerika Utara pada masa Trias (Shideler, 1987).

2.1.2 Stratigrafi Regional

Shideler (1987) menyebutkan asupan sedimen siliklastik *terrigenous* yang tebal pada Paparan Louisiana berasal dari sumber yang terangkat di bagian Utara Cekungan Teluk Meksiko selama masa Kapur-Tersier Awal. Asupan sedimen ini berlanjut pada masa *Pleistocene*, yang sebagian dikendalikan oleh fluktuasi gletser benua Amerika Utara. Sedimen ini bergeser baik ke arah cekungan maupun ke arah lateral yang secara terus-menerus berlangsung sehingga terakumulasi menjadi endapan Kenozoikum yang tidak menerus, secara lokal melebihi 50.000 ft (15 km). Karena laju sedimentasi lebih besar dari laju amblesan, maka ujung bagian Utara Teluk Meksiko mengalami progradasi sejauh 402 km ke arah cekungan sejak periode Kapur Akhir (Woodbury, et al., 1973).

Secara umum, gambaran stratigrafi Cekungan Teluk Meksiko dapat terlihat pada Gambar 2.6.

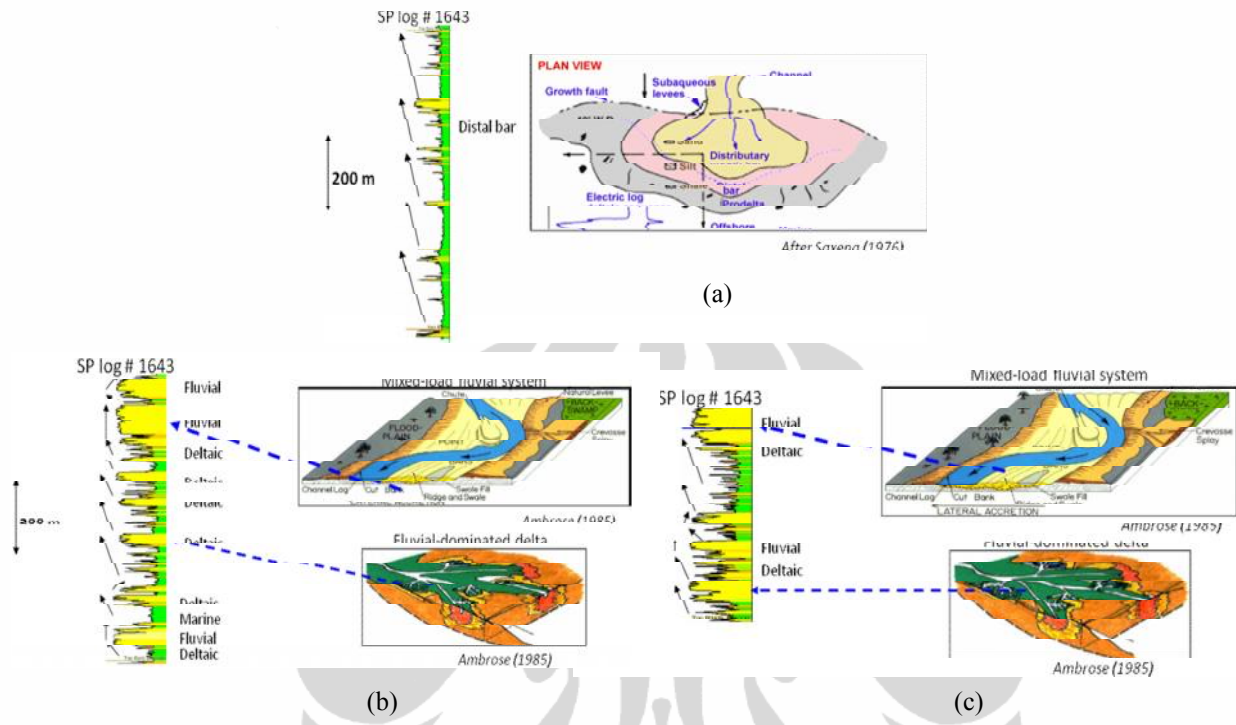


Gambar 2.6 Kolom stratigrafi umum Cekungan Teluk Meksiko yang berumur Mesozoikum dan Kenozoikum (Galloway, 1989, modified from Winker and Buffler 1988).

Limes dan Stipe (1959) menyebutkan terdapat dominasi sedimen klastik di Louisiana bagian Barat Daya, sehingga diperkirakan sedimen ini berasal dari Teluk Pantai yang terletak di bagian Barat Louisiana dan Texas yang berlangsung sebelum awal Masa *Miocene*. Pada awal *Miocene*, mulai terjadi amblesan dari lantai cekungan di Louisiana Selatan. Penurunan ini terus berlanjut sepanjang waktu *Miocene* Awal dan *Miocene* Tengah, sehingga berakibat terjadinya pergeseran pusat sedimentasi klastik ke arah Timur. Pada awal *Miocene* Akhir, area yang mengalami amblesan terbesar menjadi secara lokal terutama pada bagian Selatan dan lepas pantai dari *Terrebone Parish*, yang membentuk "Palung *Terrebone*". Ketebalan terbesar dari sedimen *Miocene* terdapat di sepanjang Teluk Pantai yang diendapkan dalam palung (Limes dan Stipe, 1959).

Pada masa *Miocene*, aliran sedimen berupa batupasir dan batulempung yang berasal dari bagian Utara dan Barat membawa sedimen ke batas Utara Teluk Meksiko, yang diendapkan di lingkungan delta dan didistribusikan kembali ke arah paparan dan ke lereng benua oleh mekanisme ombak dan arus. Arsitektur

paparan yang telah terbentuk pada masa *Eocene* dan *Oligocene* di area Louisiana-Texas bagian Teluk Pantai akan terus berlanjut sepanjang zaman Miocene (Limes dan Stipe, 1959).

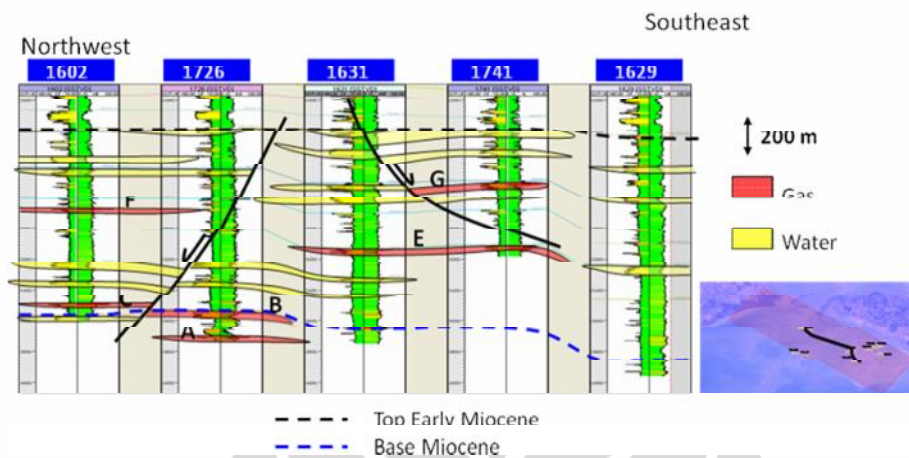


Gambar 2.7 (a) Lingkungan pengendapan *Lower Miocene*, (b) Lingkungan pengendapan *Middle Miocene*, (c) Lingkungan pengendapan *Upper Miocene* (UI IBATeam AAPG, 2010).

Gambar 2.7 merupakan hasil interpretasi log Texaco 3D di daerah penelitian yang dilakukan oleh Tim UI IBA di tahun 2010. Berdasarkan hasil interpretasi Log SP pada sumur 1643, endapan *Lower Miocene* didominasi oleh *shale* yang mengendap pada *distal bar* seperti terlihat pada Gambar 2.7a. Sedangkan pada *Middle Miocene* endapan sedimen berupa akumulasi sedimen yang berasal dari delta dan sungai (*fluvial*) yang didominasi endapan delta. Pada masa *Upper Miocene*, hanya berasal dari perselingan antara endapan delta dan fluvial.

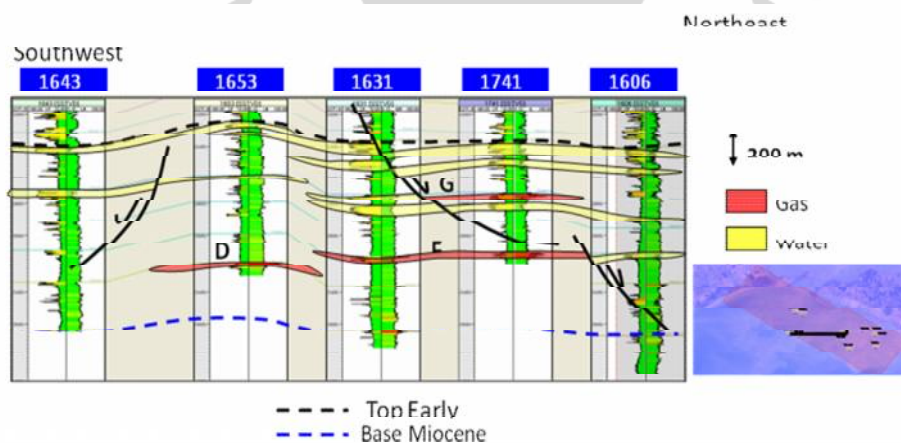
Informasi geologi dan stratigrafi di area penelitian sangat bermanfaat dalam pengolahan data, sebagai target yang akan diteliti dan interpretasi hasil tekanan formasi berhubungan dengan kondisi geologi dan stratigrafinya. Tim UI IBA (2010) telah melakukan beberapa korelasi sumur di Lapangan Texaco 3D yaitu berarah Barat Laut – Tenggara dengan interpretasi keberadaan gas di beberapa

formasi (sumur 1602 formasi F dan C, sumur 1726 formasi B dan A, serta sumur 1631 dan 1741 pada formasi G dan E) (Gambar 2.8).



Gambar 2.8 Korelasi sumur berarah Barat Laut – Tenggara di Lapangan Texaco 3D, Louisiana (UI IBATeam AAPG, 2010).

Korelasi sumur di Lapangan Texaco 3D, Louisiana berarah Barat Daya – Timur Laut dilakukan pada sumur 1643, 1653, 1631, 1741 dan 1606. Dari hasil korelasi diprediksi keberadaan gas pada sumur 1653 formasi D, serta sumur 1631 dan 1741 pada formasi G (Gambar 2.9).



Gambar 2.9 Korelasi sumur berarah Barat Daya - Timur Laut di Lapangan Texaco 3D, Louisiana (UI IBATeam AAPG, 2010).

2.1.3 Keberadaan *Overpressure*

Gravitasi merupakan faktor utama yang membentuk struktur lokal yang mengelilingi cekungan Teluk Meksiko. Faktor ini beraktivitas pada sesi endapan sedimen yang tebal, yang kemudian sedimen terendap pada *shale* yang bertekanan

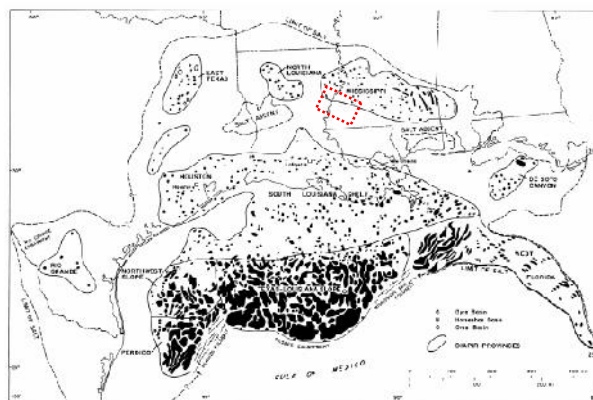
abnormal atau *salt* yang berada di atas *basement* untuk produksi struktur *salt-flow* dan sesar tumbuh (Nelson, 1991).

Hal lain yang mendukung keberadaan *overpressure* di Teluk Meksiko adalah laju akumulasi sedimen yang dibawa oleh sistem sungai besar menjadi delta, menunjang terbentuknya formasi zona *overpressure* dimana tekanan fluida secara substansi lebih tinggi dari tekanan hidrostatiknya (Jones, 1969). Laju penimbunan sedimen membatasi aliran air pori dan membentuk tekanan fluida dan kompaksi sedimen (Williamson and Grubb, 2001).

Dibawah kondisi *overpressure*, lapisan *shale* berlaku seperti bidang yang tidak terpengaruh patahan dan sering melengkangi habitat akumulasi Hidrokarbon (Mukherji and others, 2002). Sebagai contoh, hampir sebagian produksi gas pada masa Tertiary dari bagian Selatan Louisiana berasal dari kurang lebih 1800 ft sekitar puncak zona *overpressure* (Leach, 1994).



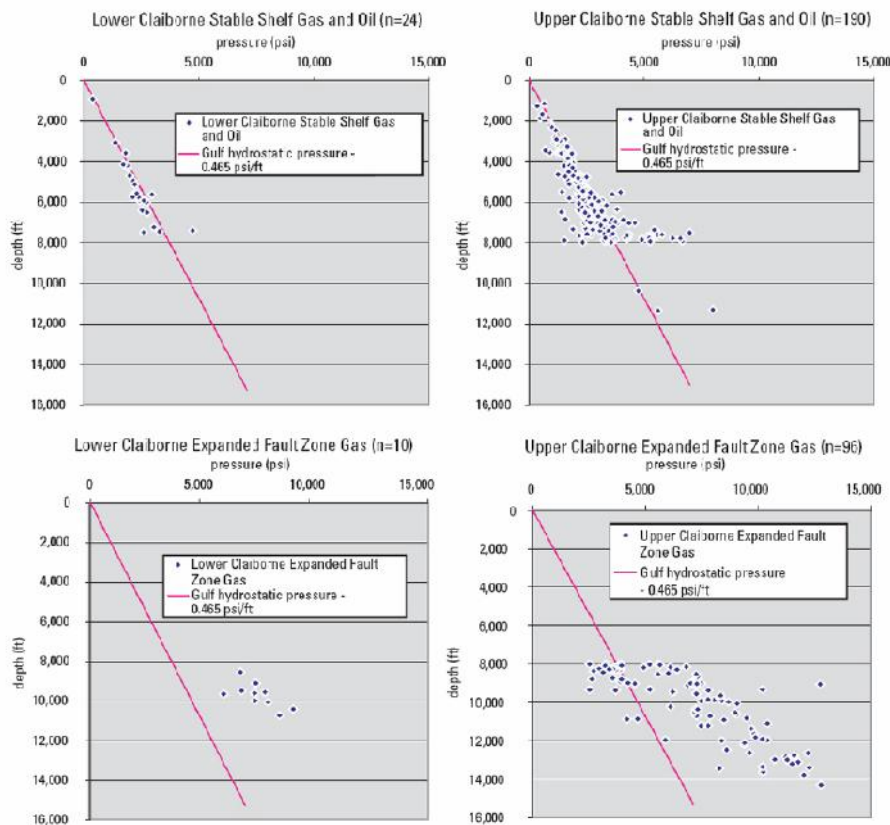
Gambar 2.10 Bagian dalam kubah garam (*salt dome*) yang banyak dijumpai di area Teluk Meksiko terutama area Texas (Hamlin, 2008). Area sekitar tumbuhnya *salt dome* sering diketahui sebagai zona *overpressure*.



Area Penelitian

Gambar 2.11 Peta lokasi sebaran endapan garam di Cekungan Teluk Meksiko (Ewing, 1991).

Akumulasi endapan garam terbesar tersebar di wilayah paling Selatan dari Cekungan Teluk Meksiko, dengan area yang luas dan tersebar sepanjang teluk (Gambar 2.11). Dickinson (1953) melakukan analisis tekanan dengan beberapa aspek geologi di Cekungan Teluk Meksiko, zona patahan dimana juga terdapat akumulasi gas. Untuk zona minyak dan gas dengan struktur geologi yang stabil, tekanan di area penelitian masih terbilang normal. Sedangkan untuk kondisi struktur patahan nilai tekanan di bawah kedalaman 8000 ft mengalami *overpressure* terhadap gradient tekanan hidrostatik normal 0,465 psi/ft (Gambar 2.12). Garis merah adalah gradient tekanan hidrostatik yang besarnya 0,465 psi/ft sedangkan sebaran nilai tekanan formasi diwakili oleh titik biru. Sehingga dapat dikatakan melalui hasil penelitian Dickinson, zona gas tidak mutlak menjadi alasan utama terdeteksinya zona *overpressure*. Perlu dilakukan penelitian lebih lanjut dengan menggunakan data-data pendukung yang cukup memadai.



Gambar 2.12 Hasil plot fungsi kedalaman reservoir Claiborne (NRG Associate, 2006) dengan data tekanan hidrostatik (Dickinson, 1953).

2.1.4 *Petroleum System* dan Reservoir

Sistem minyak bumi di Cekungan Teluk Meksiko secara signifikan dipengaruhi oleh evolusi *allochthonous* garam. Lapisan garam bersifat *impermeable*, sehingga mampu mencegah minyak bermigrasi secara vertikal dan akibatnya jalur migrasi berbelok secara lateral sampai kemiringan dasar garam tercapai. Oleh karena kondisi ini, *salt weld* akan terbentuk dan selanjutnya migrasi melalui *channel* berlanjut secara vertikal menuju cekungan minyak (Nunn dan Pilger, 1984).

Batuan Induk

Batuan induk yang berperan sebagai penghasil *HC* atau *Hydrocarbon* dan akumulasi gas di lepas pantai bagian Utara Teluk Meksiko berasal dari batuan induk masa Mesozoikum Kenozoikum (Nunn dan Pilger, 1984). Menurut Nunn dan Pilger (1984), pengendapan batuan ini diasumsikan terendap secara meluas di seluruh Cekungan Utara Teluk Meksiko. Batuan induk ini diendapkan dalam lingkungan laut dan sebagian besar adalah batuan induk Kerogen Tipe-II atau Kerogen Tipe-II-S yang kaya akan *sulfur*/belerang. Sebagian besar batuan induk terletak pada bagian bawah cekungan. Pelamparan yang luas dari sedimen organik yang kaya di beberapa interval stratigrafi mencerminkan keuntungan dari terisolasinya cekungan dan terbatasnya sirkulasi, iklim purba yang tropis, kondisi cekungan yang lebih seringnya dalam kondisi *starved basin*, dan tingginya tingkat masukan bahan organik (Nunn dan Pilger, 1984).

Perangkap

Perangkap di area Cekungan Teluk Meksiko kebanyakan terbentuk pada masa *Pliocene – Pleistocene* dan generasi migrasi akumulasi minyak bumi berasal dari masa *Miocene Awal – Holocene*.

Batuan Tudung

Sebagian besar endapan yang terdapat pada Cekungan Teluk Meksiko berkaitan dengan akumulasi *uplifts* struktural lokal, seperti *salt dome* dan *rollover* struktur yang terjadi akibat adanya pengaruh sesar tumbuh. Struktur ini berkembang di daerah-daerah yang tidak stabil dimana sedimentasi mengalami penurunan cepat

dan pada saat pengendapan delta berlangsung. Akibatnya terjadi pengendapan yang menyebabkan perselingan pasir-serpilh pada bagian tengah paparan dan selama masa transgressi terjadi pengendapan yang relatif lambat dan mengendapkan serpilh laut. Batuan tudung di Cekungan Teluk Meksiko pada umumnya bertindak sebagai batuan tudung pada batuan reservoir masa Kenozoikum, yang umumnya diendapkan secara *inter-fingering* (membaji?).

Kematangan

Generasi *Hydrocarbon* berkembang perlahan-lahan ke darat oleh endapan masa Kapur dan dengan sedikit sedimen masa Kenozoikum Awal selama durasi *burial* sedimentasi. penimbunan yang cepat dari batuan induk menyebabkan terjadinya generasi minyak untuk Kenozoikum awal hingga tengah ke arah cekungan, di bawah dataran pantai modern dan paparan. Pada masa Kenozoikum akhir, *burial* sedimen ini membawa batuan induk ke minyak dan gas hanya dalam beberapa juta tahun. Pola keseluruhan dari pengendapan batuan induk beserta sedimen yang lain ke arah cekungan menciptakan gelombang pematangan batuan induk. Hasilnya adalah super sistem minyak bumi yang memiliki puncak generasi Hidrokarbon terentang 65 juta tahun (Kenozoikum) yang berlangsung hingga saat ini.

Waktu Migrasi

Sejarah tektonik, gravitasi, zona patahan (sesar tumbuh), endapan garam dan batulumpur yang memiliki tekanan tinggi saling berpengaruh terhadap sistem perminyakan. Struktur-struktur tersebut telah menciptakan jalur migrasi minyak hingga mencapai batuan reservoir pada masa Kenozoikum.

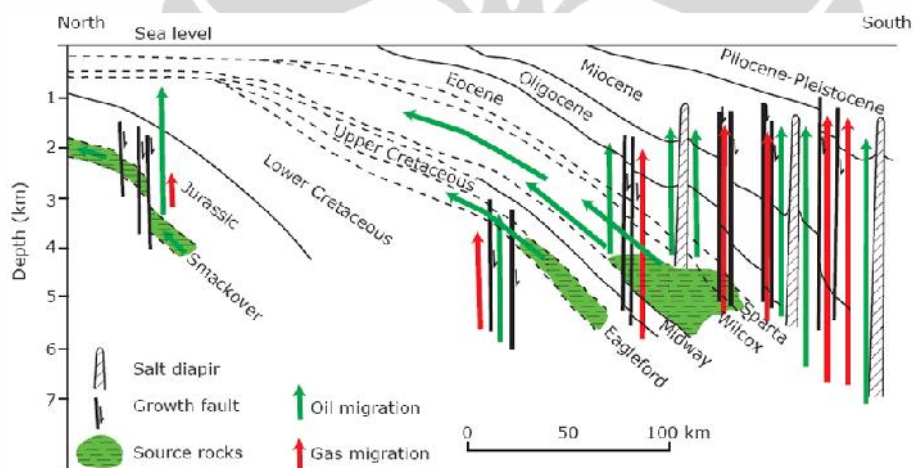
Reservoir

Sistem pengendapan, seperti *submarine fans* dan pasir gosong pantai, menciptakan sistem reservoir yang efisien di Cekungan Teluk Meksiko sebagai tempat akumulasi hidrokarbon. Tingkat suplai sedimen yang tinggi dan penurunan yang cepat menghasilkan endapan pasir yang ditumpuk secara vertikal dengan pola pengendapan berulang-ulang. Sistem reservoir fitur karakteristik sistem

perminyakan masa Kenozoikum di area Cekungan Teluk Meksiko terutama bagian Utara memiliki system bertingkat. Perkembangan luas dari endapan yang memiliki kondisi tekanan *overpressure* meningkatkan produktivitas lebih lanjut dari potensi reservoir.

Tabel 2.1 Reservoir Cekungan Teluk Meksiko (UI IBATeam AAPG, 2010)

<i>Prospect</i>	<i>Net Sand (ft)</i>	<i>Porosity</i>	<i>Fluid Type</i>	<i>Drive Mechanism</i>	<i>Reservoir Facies</i>	<i>Play</i>
B	80	25 – 27 %	Gas – Water	Water Drive	Channel	Late Oligocene
C	26	19 – 21 %	Gas	Depletion Drive	Mouth – Bar	Early Miocene
E	16	19 – 21 %	Gas	Depletion Drive	Mouth – Bar	Early Miocene
F	10	19 – 21 %	Gas	Depletion Drive	Mouth – Bar	Early Miocene
G	45	19 – 21 %	Gas - Water	Water Drive	Mouth – Bar	Early Miocene



Gambar 2.13 Konseptual migrasi minyak dan gas di daerah penelitian, Selatan Louisiana, dari Sassen, 1990 (Lesley, 2009).

2.2 Teori Dasar Penelitian

2.2.1 Analisis Kecepatan Seismik

Pada penelitian ini analisis kecepatan, baik kecepatan rata-rata, *RMS*, maupun *NMO* tidak dilakukan karena data yang digunakan adalah data *post stack migration* yang berupa penampang seismik hasil *stacking* jejak seismik setelah migrasi menggunakan kecepatan *stacking* hasil analisis kecepatan migrasi dari pemrosesan data sebelumnya. Salah satu tantangan pemodelan ini adalah untuk menghasilkan kecepatan dari hasil inversi yang diseleksi menggunakan *Neural*

Network terhadap hasil prediksi volume kecepatan hasil Multiatribut, yang kemudian digunakan dalam memprediksi tekanan formasi di area penelitian.

Kecepatan RMS (Root Mean Square Velocity, V_{RMS})

Perhitungan kecepatan seismik menggunakan perhitungan nilai kecepatan *RMS*, merupakan perhitungan kecepatan rata-rata yang mewakili tiap perlapisan suatu penampang seismik pada saat keadaan *NMO (Normal Moveout)*. Asumsi yang digunakan adalah kecepatan rata-rata merupakan kecepatan total dari sistem perlapisan horisontal dalam bentuk akar kuadrat rata-rata, dengan waktu rambat vertikal $\Delta t_1, \Delta t_2, \dots, \Delta t_n$. Kecepatan *rms* untuk i lapisan adalah : (Yilmaz, 2001)

$$V_{RMS}(t_N) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^n V(t_i)^2 \Delta(t_i)}{\sum_{i=1}^n \Delta t_i}}; \quad t_N = \sum_{i=1}^n \Delta t_i \quad (2.1)$$

Kecepatan Stacking

Secara fisis, kecepatan *stacking* merupakan kecepatan yang menghasilkan *stack* optimum untuk kejadian-kejadian (*event*) refleksi tertentu. Waktu penjalaran pada lapisan di bawah permukaan dengan kedalaman tertentu, didefinisikan dalam dua kali waktu penjalaran pada *offset nol (two-way zero offset time)* yang dituliskan sebagai berikut:

$$t_x = 2 \left[\frac{z_0^2 + x^2/4}{V} \right] \quad (2.2)$$

$$t_x = \frac{4z_0^2}{V^2} + \frac{x^2}{V^2} \quad (2.3)$$

$$\text{dimana dengan } t_0 = \frac{2z_0}{V}, \text{ maka } t_x^2 = t_0^2 + \frac{x^2}{V^2} \quad (2.4)$$

perbedaan waktu ($t_x - t_0$) disebut *Normal Move Out* atau *NMO*, dituliskan - sebagai berikut:

$$\Delta t = t_x - t_0 = t_x \left[1 - \sqrt{1 - \frac{x^2}{t_x^2 V^2}} \right] \quad (2.5)$$

jika diasumsikan $x \ll Vt_0$ maka :

$$t_x = t_0 \left(1 + \frac{x^2}{t_0^2 V^2} \right) \cong t_0 \left(1 + \frac{1}{2} \frac{x^2}{t_0^2 V^2} \right) \quad (2.6)$$

$$t_x \cong t_0 + \frac{1}{2} \frac{x^2}{t_0^2 V^2} \quad \text{dimana } \Delta t = t_x - t_0, \quad (2.12)$$

$$\Delta t_x \cong \frac{1}{2} \frac{x^2}{t_0^2 V^2} \quad (2.7)$$

Pada penggabungan *CMP Gather (zero offset)* untuk penampang *stack* jarak *offset* jauh lebih kecil dibandingkan terhadap kedalaman (*small-spread approximation*). Persamaan kecepatan *stacking* diperoleh, dengan t_x :

$$t_x^2 \cong t_0^2 + \frac{x^2}{V^2} \quad (2.8)$$

$$V_{stack} \cong \sqrt{\frac{x^2}{(t_x^2 - t_0^2)}} \quad (2.9)$$

Kecepatan Interval (Interval Velocity, $V(t_i)$)

Kecepatan interval merupakan laju rata-rata antara dua titik yang diukur tegak lurus terhadap kecepatan lapisan yang dianggap sejajar. Dalam hal ini, diasumsikan lapisan bawah permukaan homogen elastik sehingga keadaan perlapisan di bawah permukaan dapat berupa interval antara suatu lapisan dengan lapisan di atas atau di bawahnya. Dengan menghitung kecepatan rata-rata pada kedalaman interval maka kecepatan interval diformulasikan oleh Dix (Yilmaz, 2001) sebagai berikut :

$$V(t_i)^2 = \frac{t_i V_{rms}(t_i)^2 - t_{i-1} V_{rms}(t_{i-1})^2}{\Delta t_i} \quad (2.10)$$

dan konversi waktu ke kedalaman dapat ditulis sebagai,

$$Z_N = \sum_{i=1}^N V(t_i) \Delta t_i \quad (2.11)$$

dengan t_i merupakan waktu penjalaran gelombang seismik pada lapisan ke- i di bawah permukaan, dan Δt_i merupakan beda waktu antarlapisan. Kecepatan interval merupakan salah satu parameter dalam data seismik yang digunakan dalam proses konversi ke tekanan pori menggunakan rumus Terzaghi.

2.2.2 Konsep *Geopressure*

Asumsi Bowers dan Eaton secara sederhana mengemukakan perhitungan prediksi tekanan secara empiris dari matematika sederhana yang melibatkan tekanan pori, tekanan *overburden*, tekanan normal formasi dan kecepatan interval serta sensitivitasnya. Namun perhitungan sederhana tersebut belum mampu memberikan solusi yang baik pada penyebaran variasi tekanan yang lebih kompleks. Oleh Terzaghi, perhitungan dilakukan dengan pendefinisian tensor tekan (*stress*) efektif batuan (Sayers, dkk., 2002), dimana tekanan akan bertambah sejumlah *stress* dalam ruang pori batuan. Deteksi tekanan dari data seismik dapat dilakukan melalui pendekatan secara empiris antara *stress* vertikal batuan dengan kecepatan yang melaluinya, dirumuskan Terzaghi di tahun 1943 sebagai berikut :

$$\sigma_{ij} = S_{ij} - \alpha P \delta_{ij} \quad (2.12)$$

Dimana, α = Koefisien yang besarnya diasumsikan sebagai $\alpha=1$.

δ = Differensial tekanan, untuk $i=j=0$, $\delta_{ij} = 1$.

σ_{ij} = Tensor *stress* efektif.

S_{ij} = Komponen vertikal dari tensor *stress* total (*overburden*).

P = Tekanan pori.

i, j = Kompaksi dua arah (*uniaxial*).

Pada penelitian ini, berdasarkan perhitungan Terzaghi maka porositas dan kecepatan diasumsikan hanya bergantung pada komponen vertikal turunan *stress*. Sehingga persamaan 2.12 dapat ditulis menjadi persamaan 2.13 :

$$\sigma = S - p \quad (2.13)$$

Persamaan 2.13 juga memberikan hubungan antara kecepatan interval seismik dengan turunan *stress* secara vertikal. Dituliskan dalam persamaan :

$$V = V_0 + A\sigma^B \quad (2.14)$$

$$\sigma = \left(\frac{(V - V_0)}{A} \right)^{\frac{1}{B}} \quad (2.15)$$

σ merupakan *stress* vertikal batuan, v adalah kecepatan yang melalui batuan, dengan A dan B yang merupakan konstanta sensitivitas kecepatan terhadap *stress* vertikal. *Stress* efektif vertikal dapat juga dihitung menggunakan informasi tekanan dari hasil *RFT* dan *overburden* dari log densitas. *Overburden* atau komponen *stress* vertikal total merupakan hasil kombinasi berat matriks batuan dengan fluida (densitas efektif) dalam ruang pori pada formasi, biasa disebut sebagai tekanan litostatik. Perhitungan tekanan *overburden* dalam kesetimbangan hidrostatik dengan tekanan permukaan diasumsikan nol, dituliskan sebagai :

$$S = g \int_0^z \rho_b(z) dz \quad (2.16)$$

Dimana, g = percepatan gravitasi.

$\rho_b(z)$ = densitas *bulk* pada kedalaman z di bawah permukaan.

Dalam aplikasinya, harga densitas dapat diperoleh menggunakan data Log densitas. Apabila log densitas tidak tersedia, maka harga densitas dapat dicari secara empiris menggunakan pendekatan oleh Traugot (Sayers, Johnson, dan Denyer, 2002).

Gradien Tekanan

Gradien tekanan formasi diperoleh sebagai penurunan tekanan terhadap kedalaman (dp/dz), dengan satuan *pounds per square inch per feet*. Berdasarkan studi literatur, ada beberapa pengukuran tekanan yang dilakukan, tergantung kebutuhan data atau disesuaikan dengan kondisi di bawah permukaan. Penulis mengelompokkan perhitungan gradien tekanan sebagai berikut:

1. Pengukuran *RFT* (*Repeat Formation Test*) dan perhitungan secara matematis; gradien tekanan yang diperoleh sebagai fungsi tekanan terhadap kedalaman dirumuskan sebagai berikut :

$$\text{Grad.}P = \int_0^z \frac{dP}{dz} \quad (\text{psi/ft}) \quad (2.17)$$

2. Penggunaan berat lumpur (*mud weight*); gradien tekanan formasi terhadap kedalaman dirumuskan sebagai berikut:

$$\text{Gra.d.}P = \frac{(1.0 \text{ psi/ft}) * D - 0.535De}{D} \quad (2.18)$$

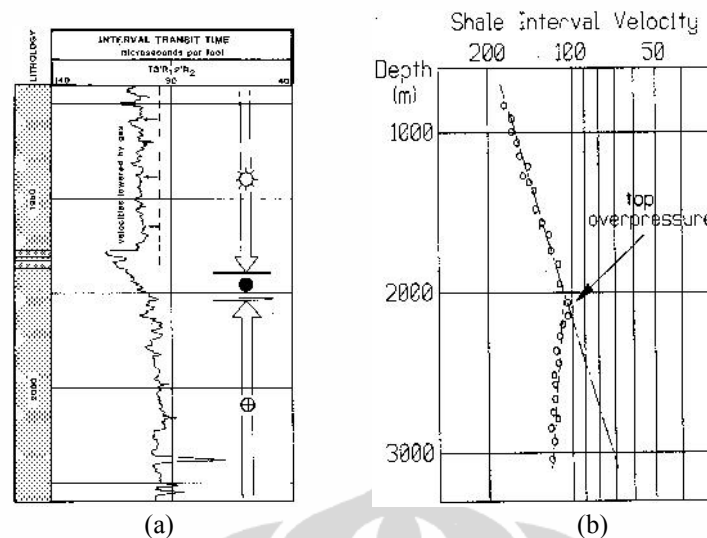
*1.0 psi/ft = diasumsikan sebagai gradien *overburden* normal.
dimana, *D* merupakan kedalaman target dimana tekanan diukur, dan *De* merupakan kedalaman dimana tekanan ekuivalen *mud weight*.

Efek *Shale* pada *Sonic* yang Diperoleh dari Data Porositas

Efek dari *shale* bersifat variable karena tergantung pada densitas *shale* yang juga sangat bervariasi. Secara umum, *shale* yang berumur lebih muda dalam kondisi terkompaksi dan densitasnya rendah. Efek *shale* pada porositas dari log *sonic* tidak sebagus efek gas.

Efek Gas pada *Sonic* yang Diperoleh dari Data Porositas

Gas memiliki densitas rendah, oleh karena itu menurunkan densitas semu dari suatu formasi apabila ada. Hal ini menyebabkan kenaikan dalam waktu tempuh *sonic* (Gambar 2.14a). Kecepatan tinggi biasanya diindikasikan sebagai karbonat, kecepatan sedang/tengah diindikasikan sebagai *sand*, dan kecepatan rendah diindikasikan sebagai *shale*. Log *sonic* dapat digunakan untuk mendeteksi zona *overpressure* dalam suatu sumur. Suatu pola kenaikan tekanan pori ditunjukkan pada log *sonic* yang mengalami penurunan kecepatan *sonic* (Gambar 2.14b).



Gambar 2.14 (a) Efek gas pada log *sonic*, (b) Efek *overpressure* pada log *sonic* (Glover, -).

2.2.3 Atribut Seismik

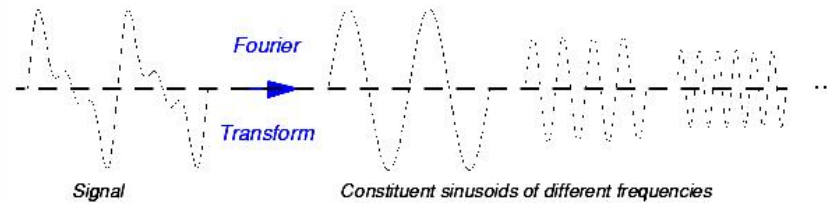
Atribut seismik merupakan suatu teknik atau metodologi kreatif yang inovatif dalam menampilkan informasi dari penampang seismik, yang mulai dikenal sekitar tahun 1960-an. Dalam ilmu pasti, gelombang seismik didukung oleh besaran-besaran fisis dan geometri berupa amplitudo, kuat refleksi, frekuensi, fase, faktor kualitas, kecepatan, sudut gelombang dan atribut parameter lainnya yang dapat mencerminkan data seismik baik secara kuantitatif maupun kualitatif. Atribut seismik mulai dikembangkan untuk meningkatkan kualitas data, baik yang berhubungan langsung dengan kandungan fluida, orientasi rekahan dan karakterisasi reservoir termasuk menghilangkan efek multiple seperti yang dilakukan menggunakan atribut *CRS Stack*. Atribut seismik yang umum digunakan dalam eksplorasi seismik adalah atribut amplitudo dimana secara langsung digunakan sebagai indikator *Hydrocarbon* (*DHI, Direct Hydrocarbon Indicator*). Perkembangan selanjutnya memotivasi atribut seismik lainnya dalam pendekatan ke *Hydrocarbon*, seperti frekuensi karena terdapat anomali atenuasi sinyal seismik yang melalui reservoir gas. Anomali ini terdeteksi sebagai pergeseran ke frekuensi lebih rendah dari reflektor-reflektor yang terletak dibawah reservoir, yang disebut “bayangan frekuensi rendah” (Sukmono, 2001).

Taner (2000) menyebutkan awal ketenaran atribut dimulai pada tahun 1971 ditandai dengan dipublikasikannya artikel dengan judul “*Color Sonograms*”, dimana saat yang sama Nigel Anstey pun mempublikasikan “*Seiscom 1971*”, dan memperkenalkan kuat refleksi dan frekuensi rata-rata (*mean frequency*). Jauh sebelumnya, Frank Rieber telah melakukan perhitungan atribut di tahun 1940-an dengan memperkenalkan Sonogram yang digunakan untuk menghilangkan *noise* dan migrasi waktu (*time migration*). Menurut Taner (2000), beberapa klasifikasi atribut seismik antara lain :

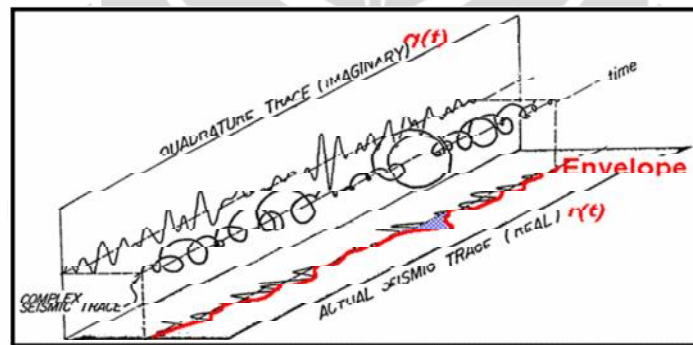
- a. Berdasarkan input data :
 1. Atribut *Pre-Stack*
 2. Atribut *Post-Stack*
- b. Berdasarkan perhitungan yaitu :
 1. Atribut Kelas I. Atribut ini secara langsung diperoleh melalui perhitungan jejak seismik, dapat berupa *pre-stack data* atau *post-stack data*, *2D* atau *3D*, sebelum atau sesudah migrasi. Beberapa atribut yang dihitung pada kelas ini adalah *trace envelope* dan turunannya, *instantaneous phase* dan turunannya, *bandwidth*, faktor *Q*, *dip* dan lain-lain.
 2. Atribut Kelas II yang dihitung dari jejak seismik untuk meningkatkan *S/N ratio* setelah *scanning* dan *semblance-weighted summation*. Detail perhitungannya diberikan dalam sesi perhitungan *semblance* maksimum dari atribut secara geometri. Semua atribut dalam Kelas I dihitung juga dalam Kelas II.
- c. Berdasarkan kandungan informasinya, dibagi menjadi 2 yaitu:
 1. Atribut *Instantaneous*. Dalam perhitungannya, *Instantaneous Atribut* dihitung per setiap contoh yang mewakili variasi *instantaneous* dalam beberapa parameter. Contohnya: *trace envelope* dan turunannya, frekuensi dan fase yang kemungkinan dihitung dari *complex trace*.
 2. Atribut Gelombang yang dihitung pada puncak *trace envelope* yang memiliki hubungan langsung dengan Transformasi Fourier dari *wavelet* di sekitar puncak sampul (*envelope*). Contohnya, *instantaneous frequency* pada puncak sampul yang sebanding dengan

frekuensi rata-rata spektrum amplitudo *wavelet*. *Instantaneous phase* berhubungan dengan *intercept phase* dari *wavelet*. Atribut ini disebut Atribut Respon (Gambar 2.15).

Rumus Transformasi Fourier :

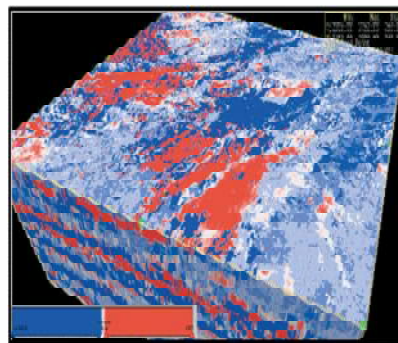


$$F(\omega) = \int_{-\infty}^{\infty} f(t)e^{-j\omega t} dt \quad (2.19)$$



Gambar 2.15 Atribut Respon (Taner, 2001).

Dalam penelitian ini, atribut terbaik yang dapat digunakan untuk memprediksi kecepatan berdasarkan hasil uji *Neural Network* menggunakan 10 atribut adalah atribut *apparent polarity*, dengan korelasi yang paling baik dalam prediksi properti log kecepatan. Gambar 2.16 memperlihatkan hasil atribut gelombang yang digunakan untuk menghitung *apparent polarity event*. Warna merah menunjukkan nilai positif dan biru menunjukkan nilai polaritas semu (*apparent polarity*) positif.



Gambar 2.16 *Wavelet Apparent Polarity* (Taner, 2001).

- d. Berdasarkan klasifikasi hubungan atribut dengan geologi bumi dibagi menjadi 4 klasifikasi yang berhubungan dengan kualitas dan kuantitas secara fisik, yaitu :
1. Atribut Fisis. Atribut Fisis berhubungan dengan kualitas dan kuantitas secara fisik. Besar sampel jejak seismik sepadan dengan kontras AI, frekuensi yang berhubungan dengan ketebalan lapisan, absorpsi dan penyebaran gelombang. Atribut yang banyak digunakan untuk litologi dan karakterisasi reservoir adalah *instantaneous attribut* dan kecepatan data-rata.
 2. Atribut Geometri. Atribut geometri menggambarkan hubungan spasial dan temporal dari seluruh atribut. Kontinuitas secara lateral dihitung oleh *semblance* yang merupakan indikator bagus dari perlapisan yang sama sebagai diskontinuitasnya. Kemiringan perlapisan dan kelengkungannya memberikan informasi pengendapan. Atribut geometri dilakukan untuk membantu interpretasi stratigrafi.
 3. Atribut Refleksi. Atribut ini berhubungan dengan karakterisasi dan lapisan. Semua *instantaneous* dan atribut *wavelet* dapat dimasukkan dalam kategori ini. Contohnya AVO, dimana AVO mempelajari sudut gelombang berdasarkan respon seismik dari suatu lapisan.
 4. Atribut Transmisi. Atribut transmisi berhubungan dengan karakter suatu lapisan di antara dua perlapisan. Contohnya: kecepatan interval, RMS, dan kecepatan rata-rata, faktor Q, serta absorpsi dan dispersi.

Metode Klasifikasi dan Kalibrasi Atribut Seismik

Metode klasifikasi dan kalibrasi atribut yang digunakan dalam penelitian adalah secara geostatistika dan *supervised training* (Taner, 2000).

- ✓ Geostatistika, statistika atribut. Metode ini mencerminkan metode penegakan sumur. *Cross plotting* dengan skala linear dan non-linear, menghitung variasi statistik merupakan alat yang aktif digunakan. Metode Kriging mengembangkan metode interpolasi dan ekstrapolasi antara sumur-sumur di lapangan, menggabungkan seismik dan informasi lainnya dalam metode Co-Kriging.

- ✓ *Supervised Training of, and Clasification by Neural Network. Beberapa jenis Neural Network yang ada antara lain: Artificial Neural Network (ANN), Learning Vector Quantization (LVQ), Probabilistic Neural Network (PNN), dan Radial Basis Function Networks (RBF).*

Ide menggunakan multiatribut seismik untuk memprediksi sifat-sifat log pertama kali dikemukakan oleh Schultz, Ronen, Hattori dan Corbett dalam tiga artikel di *Leading Edge*, di bulan Mei, Juni, Juli 1994 (Hampson, 2001). Poin utama dalam artikel tersebut adalah pendekatan dengan menggunakan data seismik untuk memperoleh parameter reservoir secara konsisten terhadap hubungan fisis antara parameter yang dipetakan dan beberapa atribut dari data seismik.

2.2.4 Analisis Multiatribut

Multiattribute Linear Regression merupakan perpanjangan regresi linear sederhana menuju variabel atribut ke-M, misalnya $A_1, A_2, A_3, \dots, A_M$ untuk memprediksi log L. Untuk itu dalam teorinya, perhitungan $M + 1 : w_1, w_2, w_3, \dots, w_M$ dimana saat dikalikan dengan nilai set atribut tertentu maka akan memberikan hasil yang mendekati log dalam *least-squared* (Hampson, et al., 2001).

$$\mathbf{L} = \mathbf{A}\mathbf{W} \quad (2.20)$$

Dimana, \mathbf{L} = Matriks $N \times 1$ berisi nilai Log yang diketahui
 \mathbf{A} = Matriks $N \times 4$ berisi nilai attribute yang digunakan
 \mathbf{W} = Matriks 4×1 dengan bobot yang diketahui

$$\mathbf{W} = [\mathbf{A}^T\mathbf{A}]^{-1}\mathbf{A}^T\mathbf{L} \quad (2.21)$$

Dalam proses multiatribut dilakukan validasi. Besarnya *error* validasi diperoleh dengan meminimize kesalahan prediksi pada saat melakukan analisis multiatribut. Hampson (2001) merumuskan sebagai berikut:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - a - bx_i)^2, \text{ dimana } E = \text{Error prediksi terukur} \quad (2.22)$$

Error ini mengukur ketepatan hasil prediksi.

Crossplot multiatribut dengan data target yang dimodelkan menggunakan persamaan linear :

$$L_{(t)} = w_0 + w_1 A_1(t) + \dots + w_i A_i(t) \quad (2.23)$$

$$\sum^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 - w_1 A_{1i} - w_2 A_{2i} - \dots - w_3 A_{3i})^2 \quad (2.24)$$

Peningkatan korelasi dalam *crossplot* diselesaikan dengan menggunakan persamaan standar normal :

$$\begin{bmatrix} w_0 \\ w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N & \sum A_{1i} & \sum A_{2i} & \sum A_{3i} \\ \sum A_{1i} & \sum A_{1i}^2 & \sum A_{1i} A_{2i} & \sum A_{1i} A_{3i} \\ \sum A_{2i} & \sum A_{1i} A_{2i} & \sum A_{2i}^2 & \sum A_{2i} A_{3i} \\ \sum A_{3i} & \sum A_{1i} A_{3i} & \sum A_{2i} A_{3i} & \sum A_{3i}^2 \end{bmatrix}^{-1} \times \begin{bmatrix} \sum L_i \\ \sum A_{1i} L_i \\ \sum A_{2i} L_i \\ \sum A_{3i} L_i \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

Deviasi multiatribut mengasumsikan beban tunggal untuk setiap atribut yang dilibatkan. Dituliskan dengan proses konvolusi sebagai berikut :

$$L_{(t)} = w_0 + w_1 * A_1 + \dots + w_i * A_i \quad (2.26)$$

w = operator dari suatu panjang operator yang digunakan.

Kesalahan prediksi ditulis :

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 + w_1 * A_{1i} + \dots + w_i * A_{ni})^2 \quad (2.27)$$

2.2.5 Neural Network

Neural Network atau disebut juga sebagai sistem jaringan syaraf, lebih dikenal penerapannya dalam ilmu Biologi. Sistem ini kemudian dikembangkan dalam ilmu komputer dalam bentuk sebuah program kasar meniru cara kerja otak manusia dengan pendekatan nonlinear, pemrosesan paralel. Jaringan ini harus "dilatih" dengan data dan algoritmanya pada pekerjaan. Sistem jaringan ini kadang-kadang disebut "Jaringan Syaraf Tiruan", atau JST (HRS, 2006).

Dalam Geofisika, keuntungan dari sistem jaringan *neural network* adalah :

1. Memprediksi Log lain selain log impedansi.
2. Dapat menggunakan atribut lain selain amplitudo dan waktu.
3. Tidak membutuhkan model ke depan. Tidak memerlukan model awal.
4. Tidak memerlukan *wavelet* seismik tertentu.
5. Dapat menggunakan *cross*-validasi dalam penerapannya.

Berikut ini metode *neural network* dengan matematis sederhana disebut *Probabilistic Neural Network (PNN)* (Hampson, et al., 2001) :

$$\begin{aligned} & \{A_{11}, A_{21}, A_{31}, L_1\} \\ & \{A_{12}, A_{22}, A_{32}, L_2\} \\ & \{A_{13}, A_{23}, A_{33}, L_3\} \\ & \dots \\ & \{A_{1n}, A_{2n}, A_{3n}, L_n\}, \end{aligned}$$

PNN mengasumsikan bahwa setiap nilai baru keluaran log yang baru dapat ditulis sebagai kombinasi linear dari nilai Log dalam data penelitian. Untuk sampel data baru dengan nilai atribut dapat ditulis :

$$x = \{A_{1j}, A_{2j}, A_{3j}\}, \quad (2.28)$$

Nilai Log yang baru dihitung sebagai :

$$\hat{L}(x) = \frac{\sum_{i=1}^n L_i \exp(-D(x, x_i))}{\sum_{i=1}^n \exp(-D(x, x_i))}, \quad (2.29)$$

$$D(x, x_i) = \sum_{j=1}^3 \left(\frac{x_j - x_{ij}}{\sigma_j} \right)^2 \quad (2.30)$$

kuantitas $D(x, x_i)$ merupakan jarak antara titik input data setiap titik x_i . Jarak ini diukur dalam ruang multidimensi oleh atribut dan diskala dengan kuantitas σ_j , yang kemungkinan berbeda untuk tiap-tiap atribut. σ_j menunjukkan nilai yang optimal dari parameter hasil *smoothing*, dengan kriteria ini *error* validasi terendah dapat diperhitungkan. *Error* prediksi bergantung pada pilihan parameter σ_j .

$$\hat{L}_m(x_m) = \frac{\sum_{i \neq m} L_i \exp(-D(x_m - x_i))}{\sum_{i \neq m} \exp(-D(x_m, x_i))} \quad (2.31)$$

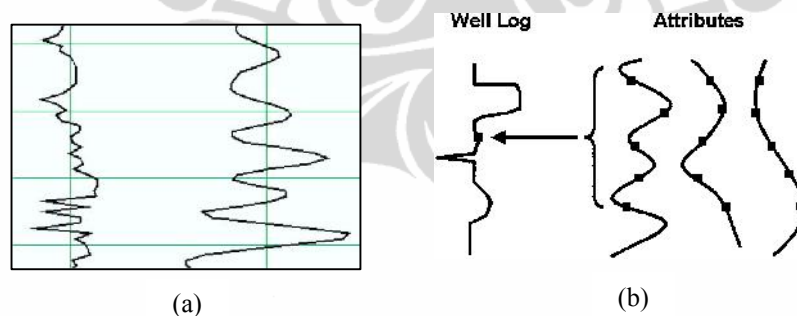
Harga terprediksi dari m^{th} data *sample* target di luar data uji. Total *error* data uji :

$$\sum v = (\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3) = \sum_{i=1}^N \left(L_i - \hat{L}_i \right)^2 \quad (2.32)$$

2.3 Penelitian Sebelumnya

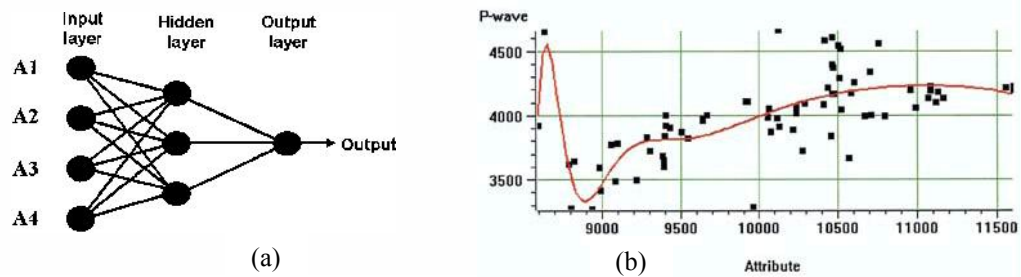
2.3.1 Penelitian *Multiattribute* dan *Neural Network*

Penelitian dalam *Multiatribut* dilakukan oleh Hampson, et al (2001) dengan menggunakan *Multiatribut* yang biasanya dilakukan untuk prediksi sifat log seperti AI, kini melalui penelitian Hampson, et al (2001) dapat dilakukan untuk prediksi porositas. Dalam penelitian yang dilakukan, untuk mengatasi perbedaan frekuensi antara data seismik dan log yang akan diprediksi maka Hampson, et al (2001) menggunakan perpanjangan *crossplotting* konvensional yang melibatkan penggunaan operator konvolusi.

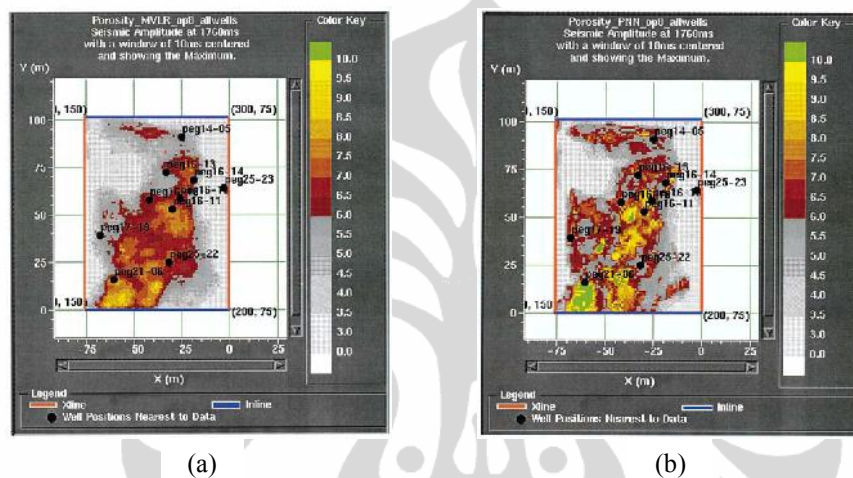


Gambar 2.17 a. Perbedaan frekuensi antara log target (kiri) dengan atribut seismik (kanan), b. operator konvolusi yang digunakan untuk menghubungkan log target dengan atribut seismik (Hampson, et al., 2001).

Secara statistik, *Neural Network* (regresi non-linear), baik metode *Multilayer Feedforward Network (MLFN)* maupun *Probabilistic Neural Network (PNN)* yang digunakan untuk meningkatkan resolusi hasil *Multiatribut* seismik, memiliki validasi yang baik dibandingkan dengan menggunakan regresi linear. (Gambar 2.18a dan 2.18b).



Gambar 2.18 a. Susunan pola *Multilayer Feedforward Network (MLFN)* b. Hasil kurva prediksi baik menggunakan *MLFN* maupun *PNN (Probabilistic Neural Network)* (Hampson, et al., 2001).

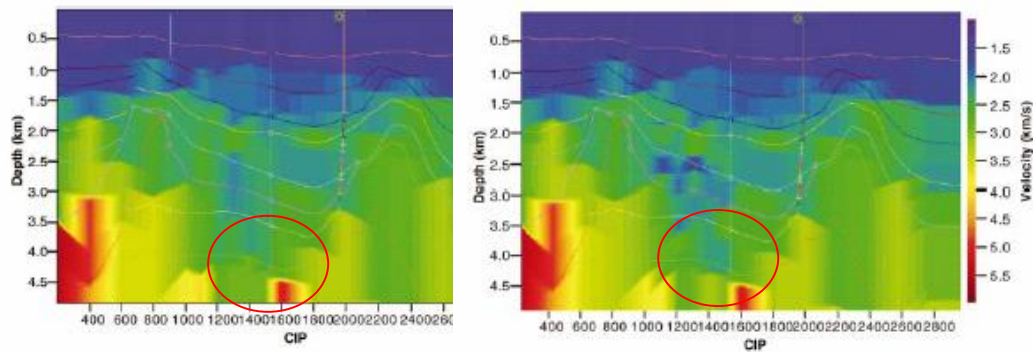


Gambar 2.19 a. Hasil irisan prediksi porositas menggunakan *MLFN*, b. Hasil irisan prediksi porositas menggunakan *PNN* (Hampson, et al., 2001).

2.3.2 Penelitian Prediksi Tekanan

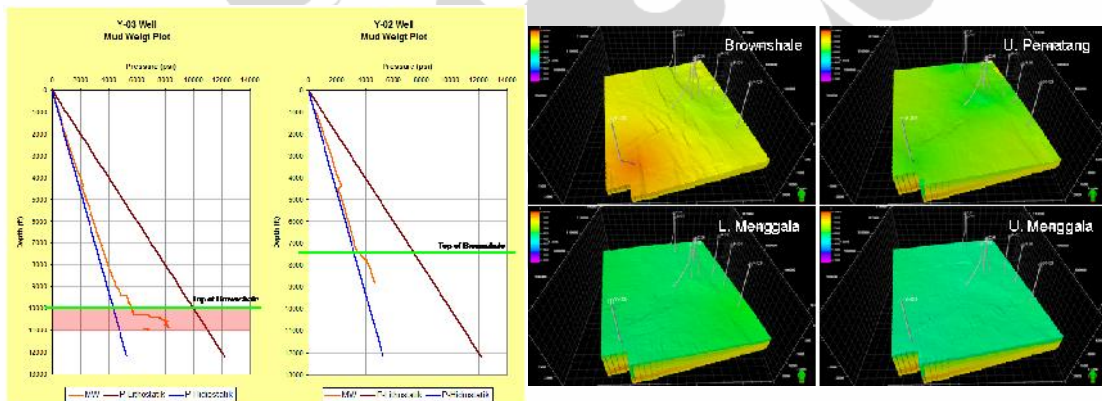
Teknik tomografi yang dilakukan oleh Sayers, dkk (2002). Sayers, dkk mengacu pada refleksi tomografi, sebagai metode yang dapat menggeser medium lapisan yang memiliki resolusi rendah dengan asumsi hiperbola *moveout* yang dihasilkan dari metode konvensional. Sayers, dkk membandingkan penggunaan metode konvensional, hasil konversi kecepatan *stacking* ke kecepatan interval menggunakan formula Dix (Gambar 2.20a), dengan hasil kecepatan interval yang diperoleh dari analisis kecepatan *stacking* yang lebih detil dari refleksi tomografi.

Hasil kecepatan interval yang diturunkan dari kecepatan *stacking* hasil tomografi Sayers, dkk tersebut jauh lebih detil dimana terlihat adanya resolusi yang jauh lebih bagus (Gambar 2.20b).



Gambar 2.20 (a). Kecepatan *stacking* awal dikonversi ke kecepatan interval menggunakan formula Dix. (b). Kecepatan interval hasil konversi menggunakan formula Dix, yang diterapkan pada refleksi tomografi. (Sayers, dkk., 2002).

Penelitian lainnya dilakukan oleh Resha (2010) di Cekungan Sumatera Tengah dengan membuat model kecepatan rata-rata (V_a) yang ditrasformasi ke tekanan efektif (*effective stress*), *dix-velocity inversion*, yang hasilnya dikombinasikan untuk memperoleh model kecepatan dengan resolusi tinggi yang sesuai untuk prediksi tekanan efektif dan tekanan pori. Resha (2010) menggunakan pemodelan dari inversi.



Gambar 2.21 (a). Analisa Tekanan Formasi *Brownshale* (b). Hasil prediksi tekanan pori dengan resolusi yang kurang tajam (Resha, 2010).

BAB III

ESTIMASI KECEPATAN DARI ANALISIS MULTIATRIBUT DAN *NEURAL NETWORK*

Estimasi atau perhitungan kecepatan dari hasil multiatribut merupakan salah satu pendekatan dalam memperoleh informasi kecepatan secara detail dan kompleks yang akan digunakan dalam memprediksi tekanan pada area yang tidak homogen, dimana cenderung sering dijumpai adanya variasi perubahan kearah vertikal maupun lateral. Data masukan dalam multiatribut ini berupa atribut-atribut internal yang berasal dari data seismik dan atribut eksternal yang berasal dari hasil inversi seismik.

Keberhasilan hasil prediksi menggunakan multiatribut sangat tergantung pada masukan data atribut. Perbedaan yang jelas dapat terlihat pada saat masukan data hanya berasal dari internal multiatribut seismik tanpa melibatkan eksternal atribut, yaitu berupa hasil impedansi akustik inversi seismik. Faktor pembuatan model bumi yang digunakan dalam membuat penampang inversi seismik menjadi salah satu faktor yang dapat mempengaruhi hasil akhir inversi seismik, sehingga pembuatan model bumi harus dilakukan dengan teliti dan hati-hati. Dimana secara tidak langsung pembuatan model bergantung pada sintetik seismik dan korelasinya yang dibuat berdasarkan hasil interpretasi data sumur dan data seismik. Oleh karena itu, pembuatan model harus selalu divalidasi sehingga kesalahan dapat diminimalisir. Metode *neural network* dalam penelitian ini digunakan dalam proses pemilihan atribut terbaik dalam memprediksi kecepatan yang akan digunakan untuk memprediksi tekanan formasi di area penelitian.

Langkah-langkah yang dilakukan dalam pembuatan model bumi yang digunakan untuk inversi seismik hingga diperoleh hasil akhir berupa volume kecepatan yang digunakan sebagai masukan konversi dalam memprediksi tekanan adalah sebagai berikut :

1. Persiapan data berupa data seismik dan data sumur, dan membuat seismik sintetik dengan korelasi yang baik.

2. Interpretasi log dan model stratigrafi, meliputi pemeriksaan kelengkapan data terutama log *sonic* dan log densitas, *editing*, masukan marker, penggunaan transformasi dalam melengkapi data *sonic* dan densitas, pemilihan metode disertai validasi sumur, dan pengecekan hasil korelasi.
3. Interpretasi seismik, meliputi pemilihan horizon yang mewakili formasi di area penelitian. Pada penelitian ini ditinjau pada 7 formasi, terutama pada formasi Miocene.
4. *Well-seismic tie*, yang melibatkan baik data seismik maupun data sumur untuk sintetik seismogram sehingga diperoleh hasil korelasi yang maksimal, contohnya yang paling bagus adalah bernilai 1, tetapi sangat jarang bahkan mungkin tidak dapat dijumpai di lapangan dengan kondisi yang tidak ideal.
5. Pembuatan model untuk inversi dan analisis hasil inversi seismik.
6. Prediksi volume kecepatan menggunakan multiatribut dan pemilihan metode terbaik dalam memprediksi kecepatan menggunakan *neural network* yang telah dilakukan melalui pengujian dan proses validasi.
7. Memprediksi tekanan di lapangan penelitian menggunakan metode Terzaghi, dengan menggunakan kecepatan interval hasil *neural network* multiatribut dari data seismik dan inversi seismik.

3.1 Data Penelitian

Data sumur yang digunakan dalam estimasi kecepatan di Lapangan Texaco 3D terdiri dari 12 sumur. Kelengkapan data pada setiap sumur terlihat pada Tabel 3.1.

Tabel 3.1 Data Penelitian

No	ID	ILINE	X (m)	Y (m)	Kelengkapan Data
1	1602	1582	539271.4	94763.23	LN, SP
2	1606	1717	554155.7	89866.62	LN, LT18, SP
3	1607	1698	555089.6	88432.23	LN, SP
4	1609	1743	554934.1	90394.84	LAT, LN, SP
5	1626	1635	555195.9	85802.72	ILM, LAT, LN, SP
6	1629	1531	550031.7	85130.94	LAT, LN, SP
7	1631	1594	548683.9	88682.78	DT, ILM, SP
8	1643	1434	538036.6	88590.42	LN, SP
9	1653	1434	539984.9	88217.35	LAT, LN, SN, SP

10	1681	1683	552632.3	89553.9	IL, SP
11	1726	1593	540713.7	94191.43	CALI, DRHO, GR, IRD, RHOB, SP
12	1741	1614	549319.1	89041.83	IL, SP

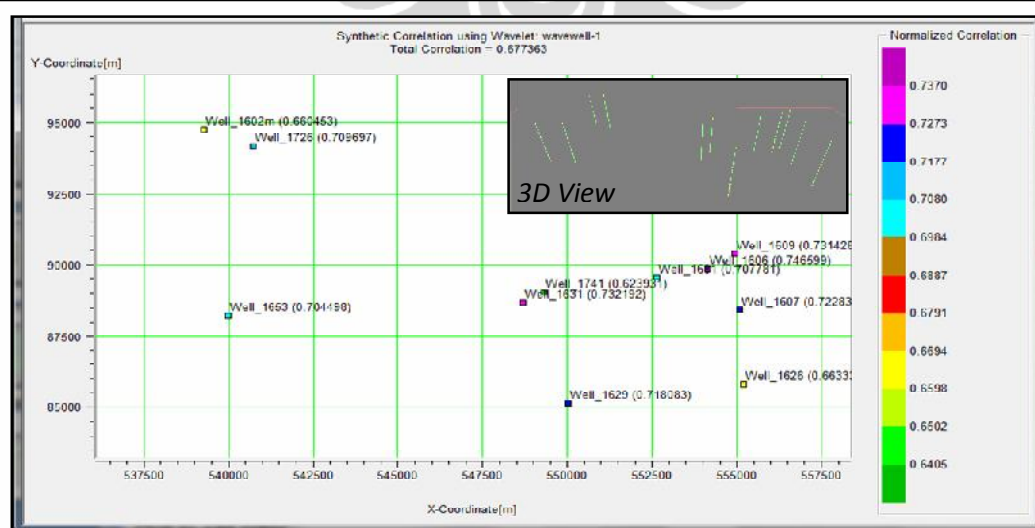
Data seismik di area penelitian mencakup 359 *inline* dan 1101 *crossline*. Target area berdasarkan informasi geologi adalah area sekitar *Miocene* yakni kedalaman 2000 ms – 3000 ms dengan ketebalan yang bervariasi dalam volume seismik.

Keseluruhan data sumur dan data seismik dimasukkan kedalam *project database* pada *software* pengolahan. Hal yang perlu diperhatikan adalah satuan yang digunakan adalah satuan SI, dengan koordinat x-y satuan yang sama serta parameter KB (*Kelly Bushing*) sebagai datum data.

Well Database : G:\Thesis\gom-hrs\gom-m.wdb

Import X & Y from database, and recompute positions Export X & Y to database Geometry from: **Texaco3D (3D)**

Well Name	Units	X Location	Y Location	Inline	Xline	CDP	Plot
Well_1602m	m	539271.36	94763.23	1582	511	164461	<input checked="" type="checkbox"/>
Well_1606	m	554155.66	89866.62	1717	958	313543	<input checked="" type="checkbox"/>
Well_1607	m	555089.57	88432.23	1698	1006	292672	<input checked="" type="checkbox"/>
Well_1609	m	554934.12	90394.84	1743	968	342179	<input checked="" type="checkbox"/>
Well_1626	m	555195.94	85802.72	1635	1053	223356	<input checked="" type="checkbox"/>
Well_1629	m	550031.72	85130.94	1531	938	108737	<input checked="" type="checkbox"/>
Well_1631	m	548683.89	88682.78	1594	845	178007	<input checked="" type="checkbox"/>
Well_1643	m	539149.98	88793.14	1434	610	1612	<input checked="" type="checkbox"/>
Well_1653	m	539984.90	88217.35	1434	640	1642	<input checked="" type="checkbox"/>
Well_1681	m	552632.70	89553.90	1683	926	276077	<input checked="" type="checkbox"/>
Well_1726	m	540713.68	94191.43	1593	556	176617	<input checked="" type="checkbox"/>
Well_1741	m	549319.09	89041.83	1614	854	200036	<input checked="" type="checkbox"/>
model-earth-pwave	m	525123.00	98574.00	1433	100	1	<input type="checkbox"/>



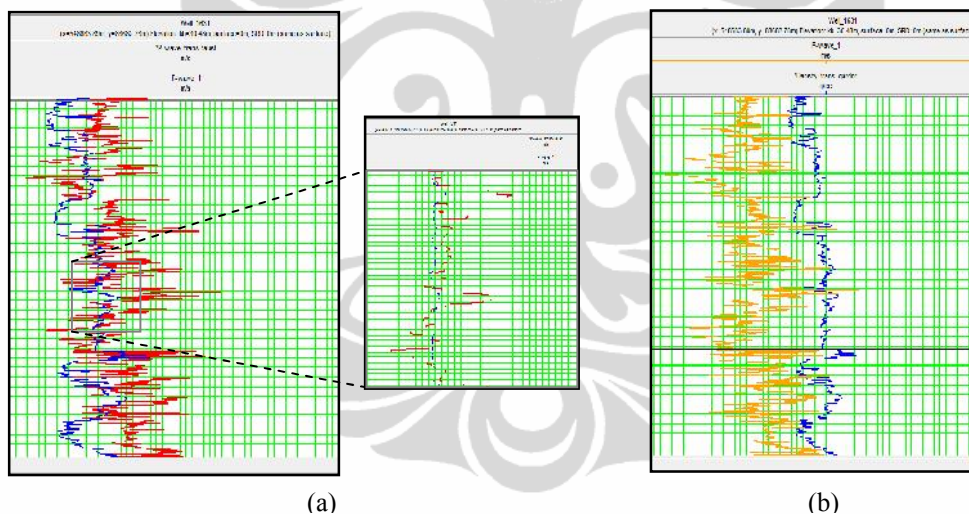
Gambar 3.1 Database sumur dan Basemap lokasi sumur dan tampilan 3D sumur.

3.2 Evaluasi Data Sumur

Pemodelan *AI* membutuhkan log *sonic* dan densitas sebagai data masukan, oleh karena itu data tersebut harus ada di setiap sumur yang akan digunakan dalam penelitian. Hampir semua sumur tidak memiliki kedua data ini, sehingga untuk memenuhi pemodelan *AI* maka log *sonic* dapat ditransformasi dari log resistivitas menggunakan transformasi Faust dan log densitas dapat dihasilkan menggunakan transformasi log *sonic* menggunakan persamaan Gardner.

Persamaan Gardner (1974): $DENS = A \cdot (V_p)^B$ (3.1)
 Dimana, DENS = Density (g/cc) dengan $A = 0.31$ (V_p dalam m/s), 0.23 (V_p dalam ft/s), dan $B = 0.25$ (V_p dalam m/s).

Transformasi Faust (1953): $Velocity = K \cdot (RZ)^{\frac{1}{6}}$ (3.2)
 Dimana, R adalah Resistivitas (ohm.ft), Z = Kedalaman maksimal *burial* (ft), dan K = Konstanta (2000).



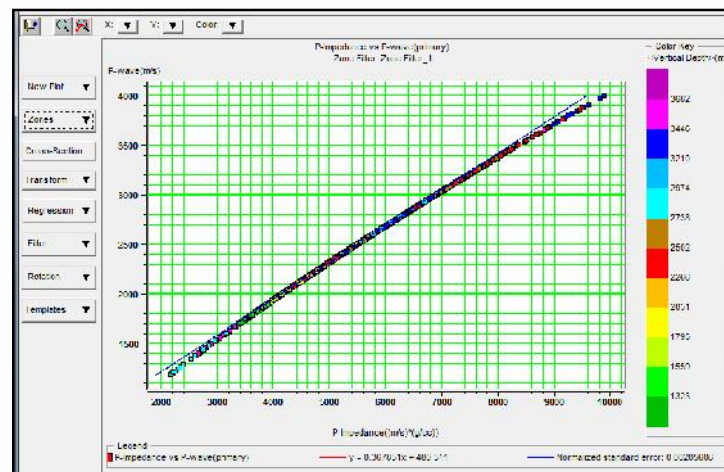
Gambar 3.2 (a) Hasil Transformasi Faust (biru) di Sumur #1631, dengan validasi log *sonic* (merah), (b) Hasil Persamaan Gardner untuk densitas (biru), kuning adalah log *sonic* original hasil perekaman.

Hasil Transformasi Faust pada sumur #1631 dengan validasi log *sonic* hasil perekaman pada Gambar 3.2 menunjukkan bahwa hasil kecepatan menggunakan Transformasi Faust memiliki frekuensi yang lebih rendah dari log *sonic* hasil perekaman sumur tersebut. Kehilangan frekuensi tinggi dari hasil Transformasi Faust ini diharapkan akan teratasi dengan menggunakan data seismik hasil inversi. Setelah melengkapi data sumur, maka dilakukan *well-seismic tie* menggunakan *checkshot* dan korelasi hasil ekstraksi *wavelet* dan hasil interpretasi seismik.

3.2.1 Analisis Sensitivitas Data Sumur

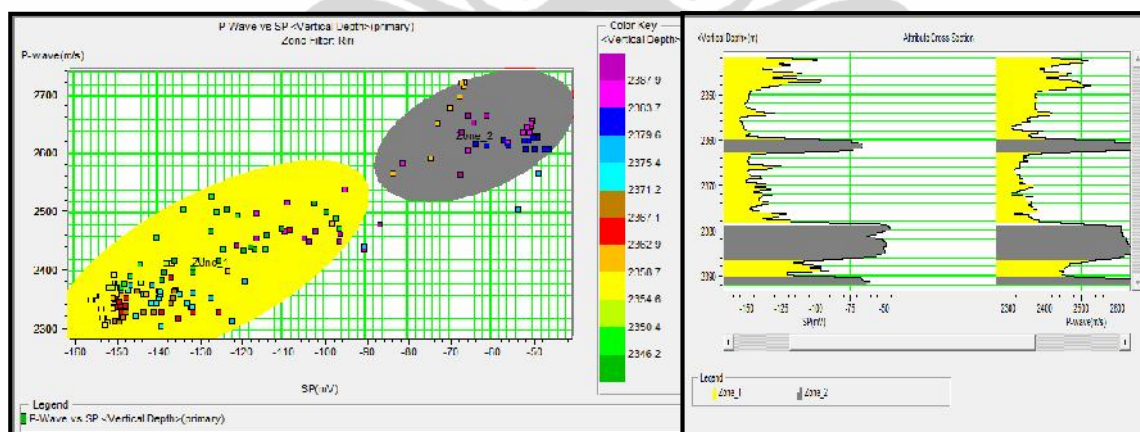
Analisis sensitivitas data sumur dilakukan bertujuan untuk mengetahui keadaan dan karakter log-log sumur di lokasi penelitian. Beberapa di antaranya adalah *crossplot* data kecepatan primer dan impedansi akustik, kecepatan dan log *Self Potential*, kecepatan dan resistivitas, serta analisis pada kurva impedansi akustik dan *Self Potential* terhadap kedalaman.

Crossplot V_p vs AI



Gambar 3.3 Fungsi *crossplot* V_p dan AI berlaku linear ; $y = 0.368x + 480.5$

Crossplot V_p vs SP

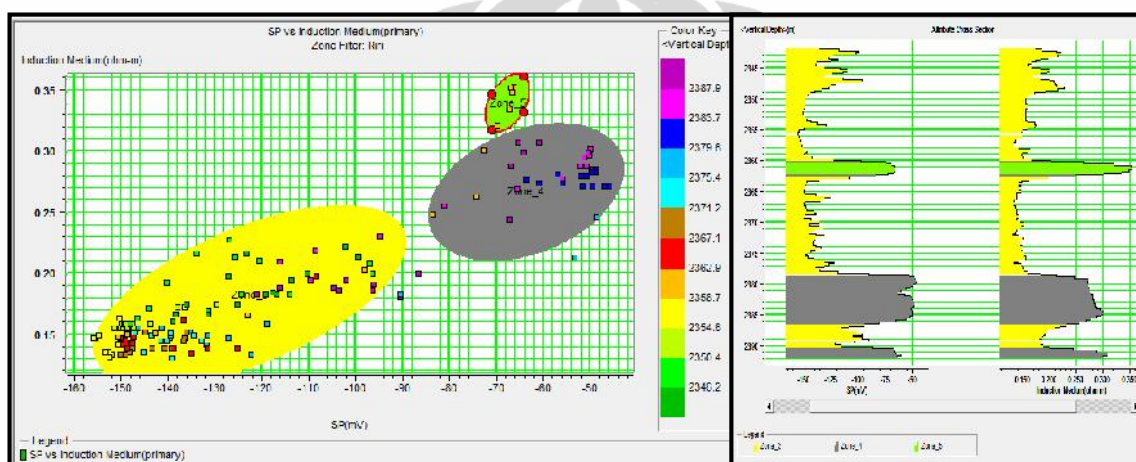


Gambar 3.4 Fungsi *crossplot* V_p dan SP

Crossplot AI dan V_p menunjukkan hubungan yang linear. Hal ini karena nilai AI merupakan hasil kali antara kecepatan batuan dengan nilai densitas matriksnya. Sehingga diperoleh hubungan yang linear antara keduanya. Pada Gambar 3.4 akan

menunjukkan korelasi yang mirip antara AI versus SP dengan V_p dan SP . Sehingga dari hasil *crossplot* dapat dibagi menjadi 2 zona yang diinterpretasi sebagai sebaran nilai SP dan V_p pada *sand* atau batupasir (zona kuning), serta sebaran nilai SP dan V_p pada *shale* atau batulempung (zona abu-abu). Dari kedua *crossplot* menunjukkan bahwa sebaran nilai SP batupasir lebih kecil daripada sebaran nilai batulempung, dengan kecepatan yang relatif lambat pada zona batulempung dibandingkan pada zona batupasir.

Crossplot SP vs Resistivity



Gambar 3.5 Fungsi *crossplot* SP dan Resistivity

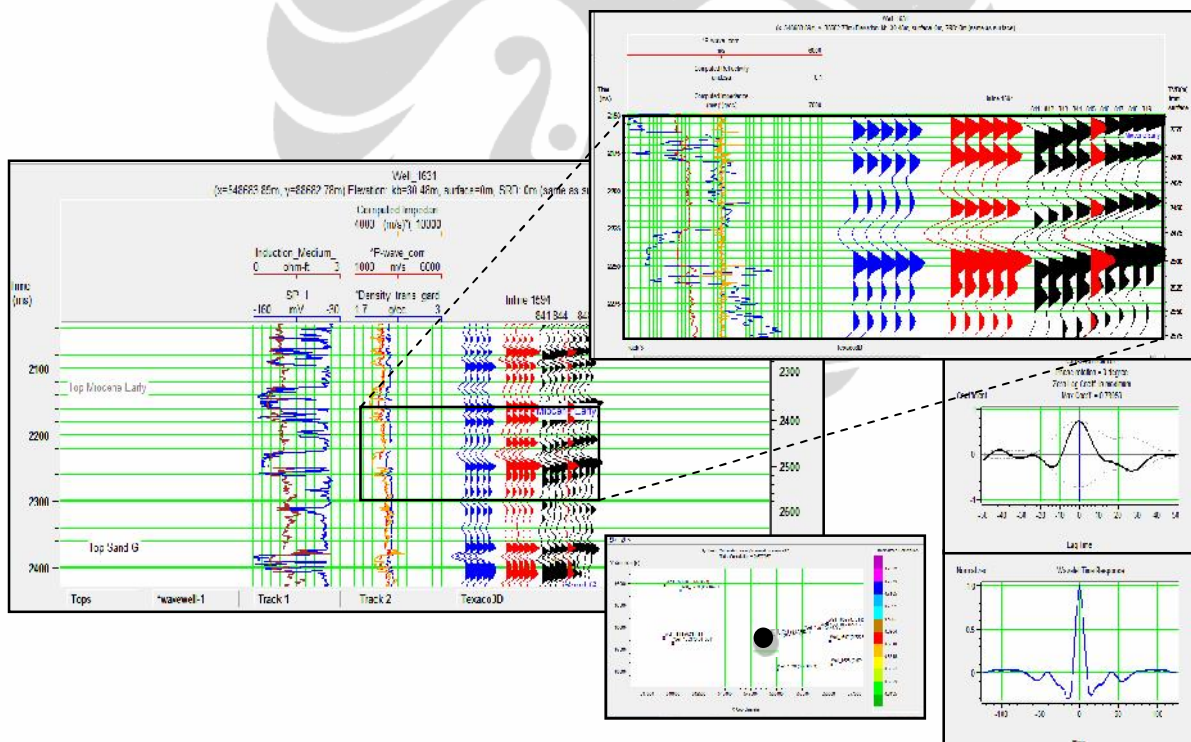
Pada Gambar 3.5 diperlihatkan *crossplot* antara sebaran nilai resistivitas batuan dengan nilai SP . Pada sebaran nilai ini terlihat pemisahan zona pada nilai resistivitas tinggi dan SP yang lebih besar. Nilai SP ini diinterpretasikan sebagai nilai SP pada area dangkal *marine*. Sedangkan nilai resistivitas yang tinggi dari *induction medium* menunjukkan keberadaan fluida pada zona 4 dan zona 5 memiliki nilai resistivitas yang berbeda. Resistivitas pada zona 5 lebih tinggi dengan zona 4 pada nilai SP yang relatif sama.

3.3 Well-Seismic Tie

Pemodelan AI dilakukan dengan mengalikan log *sonic* dengan log densitas. Hasil AI yang diperoleh digunakan sebagai masukan dalam pembuatan sintetik seismogram, yaitu sebagai masukan nilai koefisien refleksi. Koefisien refleksi dikonvolusikan dengan *wavelet* hasil ekstraksi dari data seismik, setelah

sebelumnya dilakukan analisis secara statistik dan penentuan korelasi yang terbaik berdasarkan horizon dan *top well* dari interpretasi seismik.

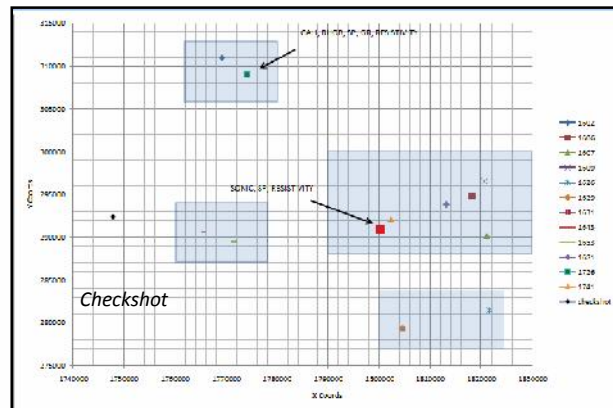
Area sumur di lokasi penelitian dapat dibagi menjadi 4 zona yang berbeda, berdasarkan posisi antara sumur satu sama lain. Sumur yang berada di tengah-tengah area penelitian ini adalah sumur #1631. Hasil *well-seismic tied* pada sumur #1631 menunjukkan nilai 0.731. Hasil korelasi antara sintetik seismik dengan *raw* seismik menggunakan *wavelet-1*, dari hasil ekstraksi *trace* seismik dengan lebar *window* 50 ms, yang menunjukkan korelasi yang lebih baik dibandingkan menggunakan *window* yang lebih lebar. *Time window* analisis dalam proses ekstraksi dilakukan pada *window trace* seismik antara 2000 – 2650 ms. Hasil korelasi sumur #1631 ini cukup baik setelah sebelumnya dilakukan uji secara statistik yang menunjukkan nilai 0.735. Hasil ekstraksi *wavelet* yang ditampilkan diambil pada pada lintasan 1594, tepat pada lokasi sumur #1631 (Gambar 3.6).



Gambar 3.6 Hasil ekstraksi *wavelet* dari data seismik di sumur #1631

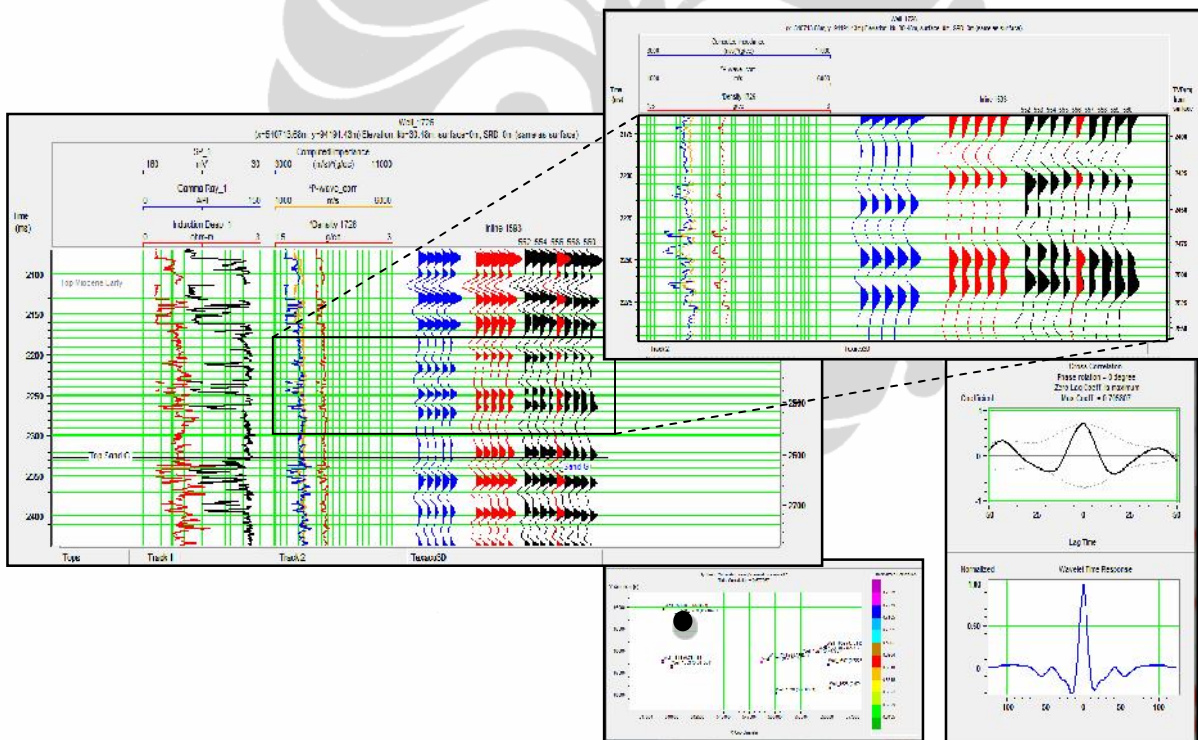
Sumur #1631 merupakan sumur yang berada di tengah lokasi survey Texaco 3D yang memiliki log *sonic* original, yang digunakan dalam validasi hasil transform resistivitas ke log *sonic* menggunakan Transformasi Faust. Adapun *checkshot*

yang digunakan dalam proses *well-seismic tie* berasal dari data penelitian di area yang sangat dekat dengan sumur #1643.

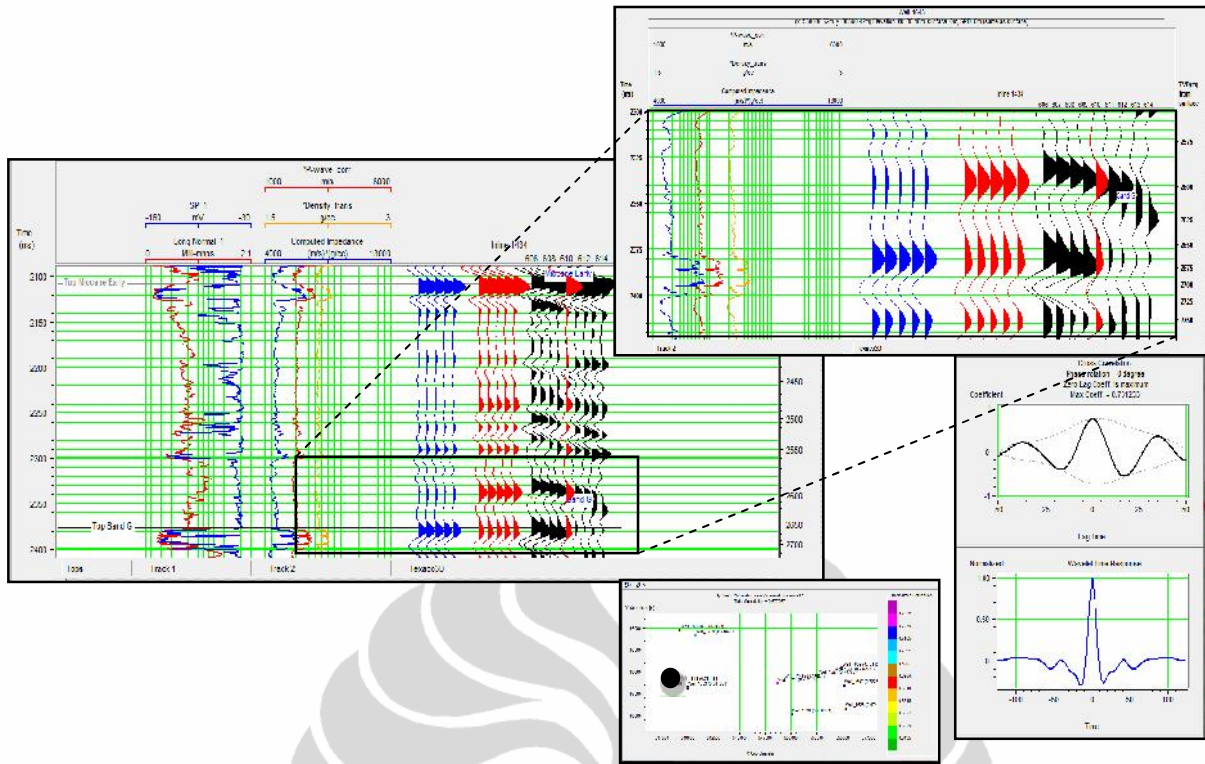


Gambar 3.7 Pembagian zona analisis data sumur di lokasi penelitian.

Pada area di sebelah Barat Laut lokasi penelitian, ditunjukkan oleh sumur #1726 dengan korelasi 0.706.



Gambar 3.8 Hasil ekstraksi *wavelet* dari data seismik di sumur #1726.

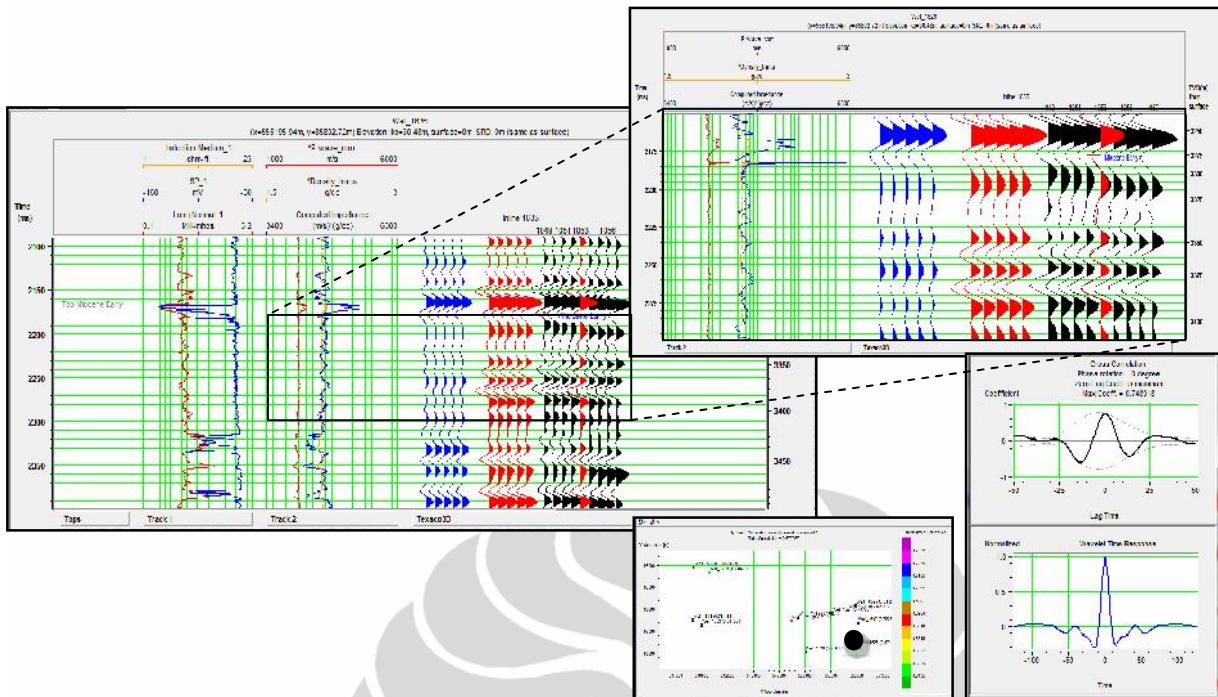


Gambar 3.9 Hasil ekstraksi wavelet dari data seismik di sumur #1643.

Lokasi sumur #1643 merupakan sumur terdekat dengan data *checkshot*, berada di sebelah Barat area penelitian (Gambar 3.9). Hasil korelasi dari *well-seismic tie* menunjukkan nilai 0.731.

Hasil korelasi sumur #1626 pada Gambar 3.10 menunjukkan nilai yang juga cukup baik yaitu 0.749. Lokasi sumur ini berada di sebelah Tenggara area penelitian. Dengan hasil korelasi yang cukup bagus pada sumur-sumur di lokasi penelitian ini, memberikan hasil yang optimal pada saat melakukan pemodelan dan inversi seismik.

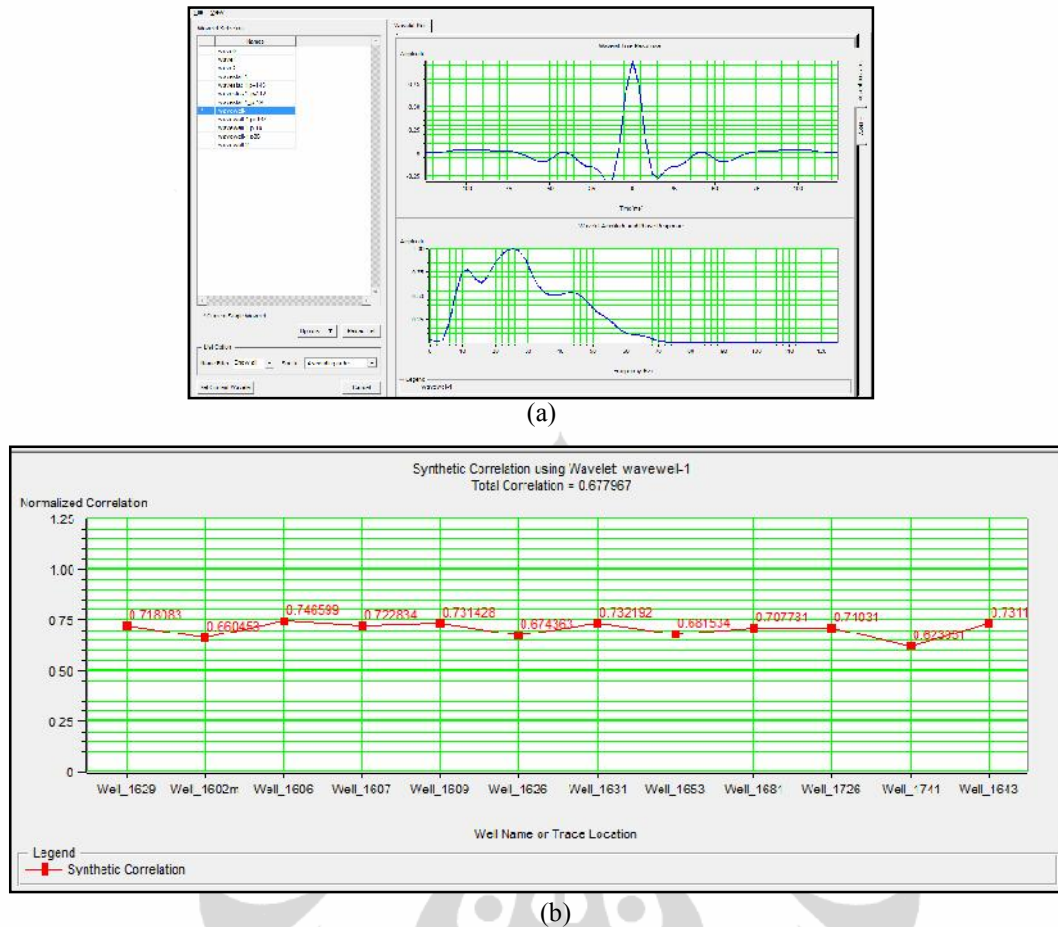
Rata-rata hasil *well-seismic tie* menunjukkan korelasi yang cukup baik dengan korelasi total 0.667. Korelasi yang baik ditunjukkan oleh sumur #1629, #1606, #1607, #1609, #1631, #1653, #1681, #1726, yakni mencapai nilai korelasi 0.7 yang merupakan korelasi yang sudah cukup baik untuk metode *well-seismic tie*. Ada 3 sumur yang memiliki korelasi di bawah 0.7 yakni sumur #1602, #1626, dan sumur #1741 (Gambar 3.11).



Gambar 3.10 Hasil ekstraksi *wavelet* dari data seismik di sumur #1626.

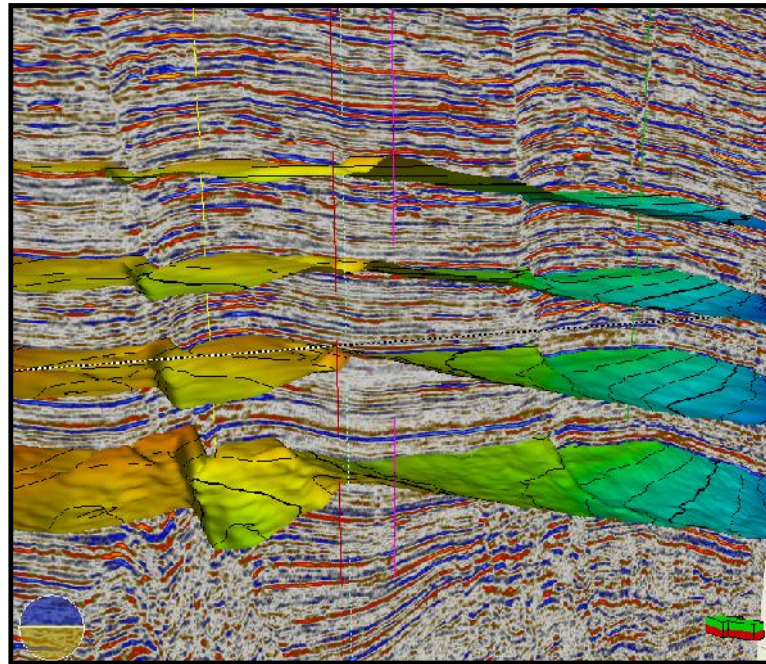
Wavelet yang digunakan dalam korelasi adalah *wavelet* yang sama untuk setiap sumur, sehingga dilakukan cara *shifting* dan *stretching* untuk menaikkan angka korelasi. Yang perlu diperhatikan dalam melakukan *stretching* dan *shifting* ini adalah nilai *shifting* maupun *stretching* diusahakan seperlunya dan tidak terlalu besar agar kesalahan dapat diminimalisir. Hasil korelasi menggunakan *wavelet* dari data seismik yang kurang dari hasil korelasi menggunakan *wavelet* dari cara statistik masih dianggap memiliki korelasi yang baik karena *wavelet* tersebut berhubungan dengan korelasi dengan sumur-sumur lainnya di lapangan penelitian.

Setelah diperoleh korelasi yang baik pada masing-masing sumur maka hasil korelasi tersebut diplot. Gambar 3.11 adalah profil korelasi antara satu sumur dengan sumur yang lain.

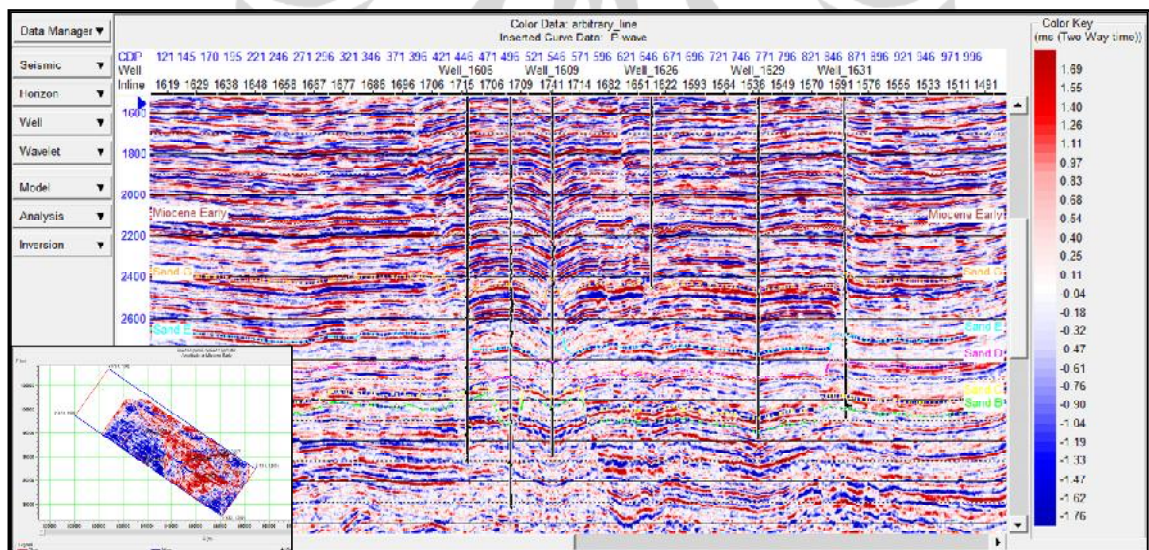


Gambar 3.11 (a) Model *wavelet* hasil ekstraksi dari data seismik rata-rata di lapangan penelitian, (b) Profil korelasi antara 12 sumur.

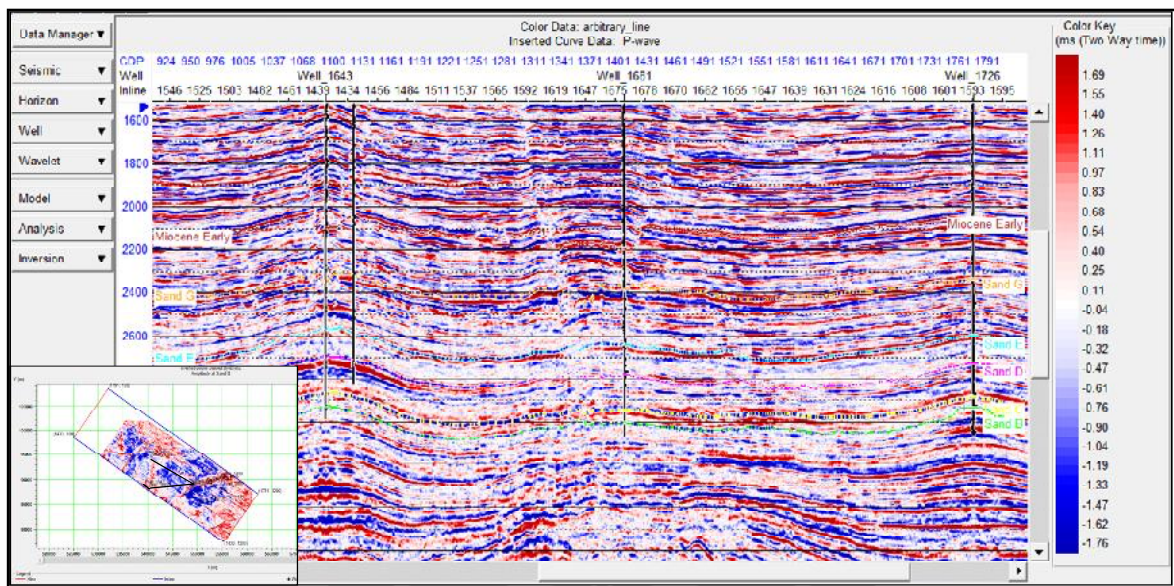
Setelah melakukan *well-seismic tie* dan membuat sintetik seismik, maka selanjutnya dilakukan inversi seismik. Pada penelitian ini, dipilih metode inversi *model based* untuk menghasilkan penampang seismik inversi. Hasil dari seismik inversi kemudian digunakan sebagai data masukan dalam proses analisis selanjutnya berupa analisis multiatribut dan *neural network*. Gambar 3.12 menunjukkan penampilan seismik dan horizon formasi dengan *overlay* beberapa data sumur.



Gambar 3.12 Tampilan penampang seismik dan horizon formasi Miocene Early, Sand G, Sand F, dan Sand B.

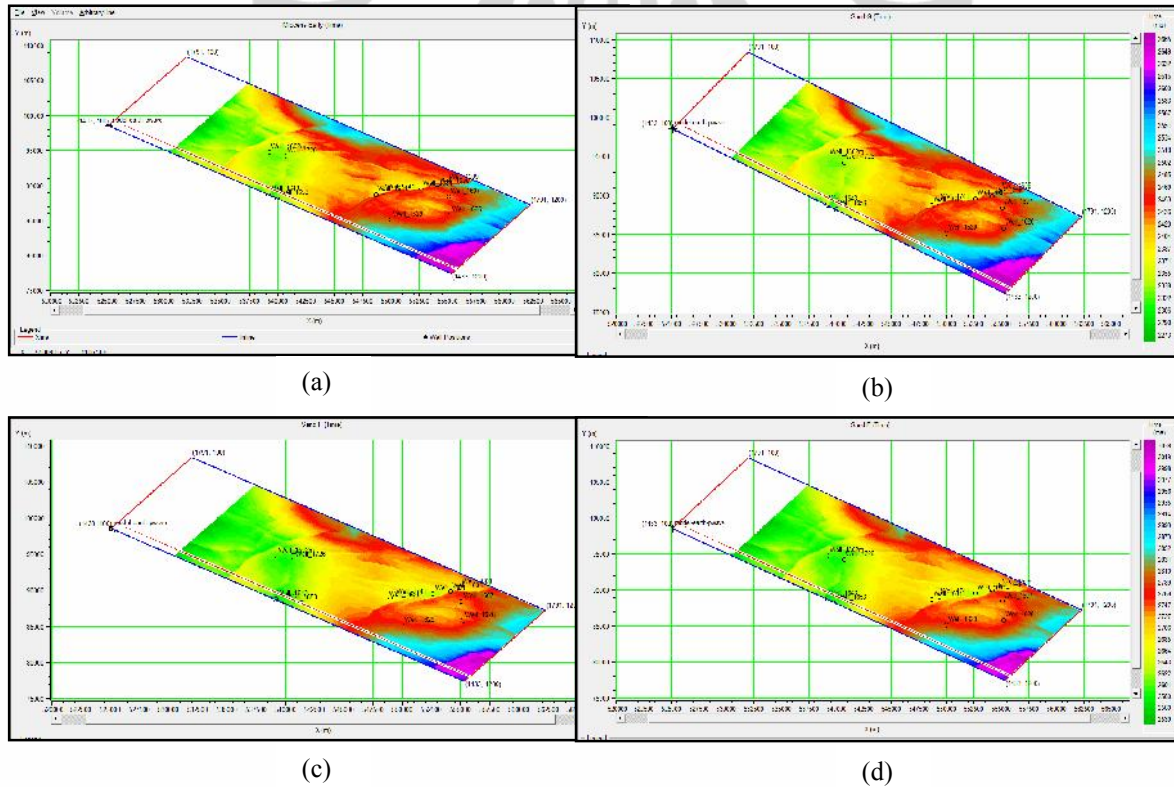


Gambar 3.13 *Arbitrary Line* yang melalui beberapa sumur penelitian (sumur #1606, #1602, #1609, #1626, #1629, dan sumur #1631). *Overlay* penampang *time slice* sintetik di horizon Sand G.



Gambar 3.14 Posisi sumur #1653, #1643, #1681 dan sumur #1726 dan pemilihan horizon pada data seismik Texaco 3D overlay penampang *time slice* sintetik di horizon *Miocene Early*.

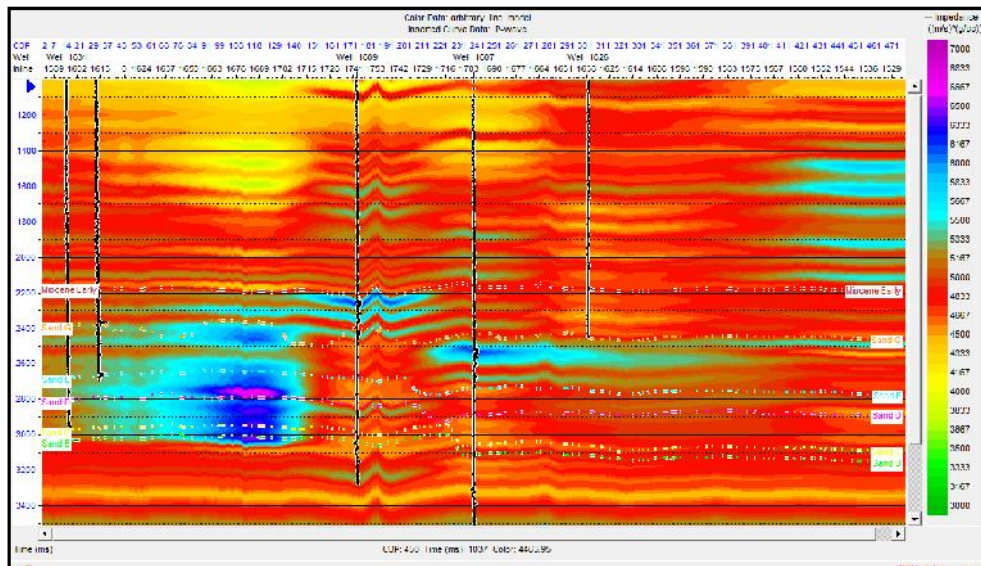
Gambar 3.15 memperlihatkan kontur *time slice* horizon beberapa target di area penelitian.



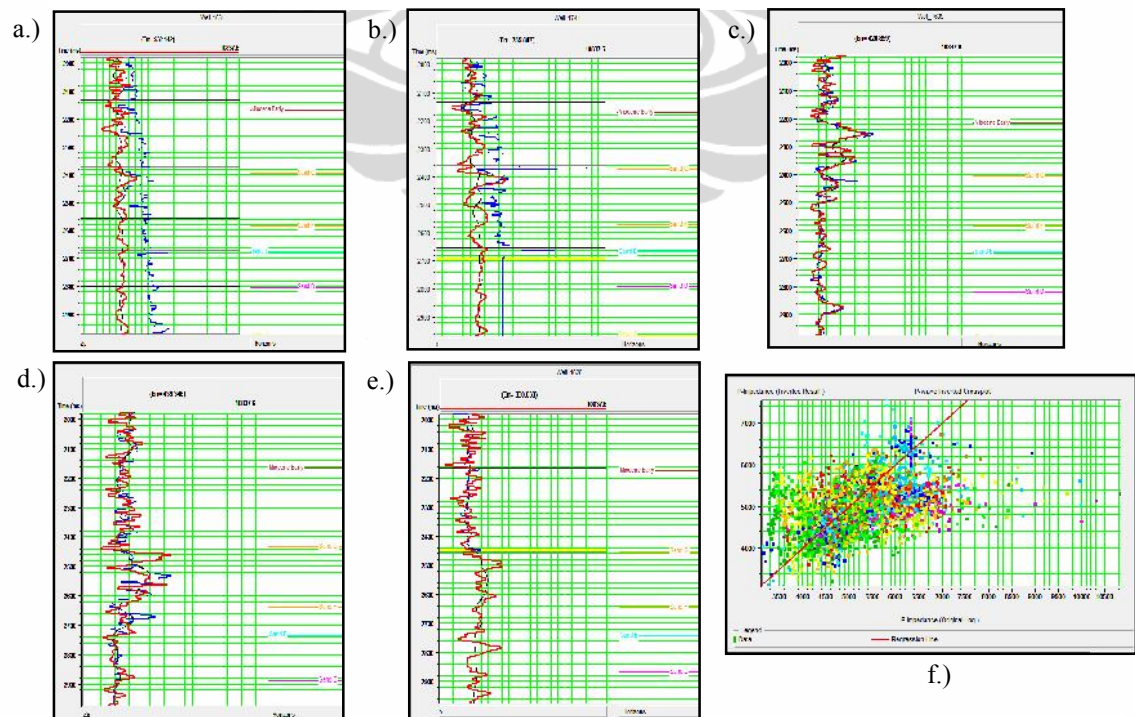
Gambar 3.15 *Time Slice horizon structure map* yang menjadi target penelitian, yaitu (a) *Miocene Early*, (b) *Sand G*, (c) *Sand F* dan (d) *Sand E*.

3.4 Pembuatan Model Bumi

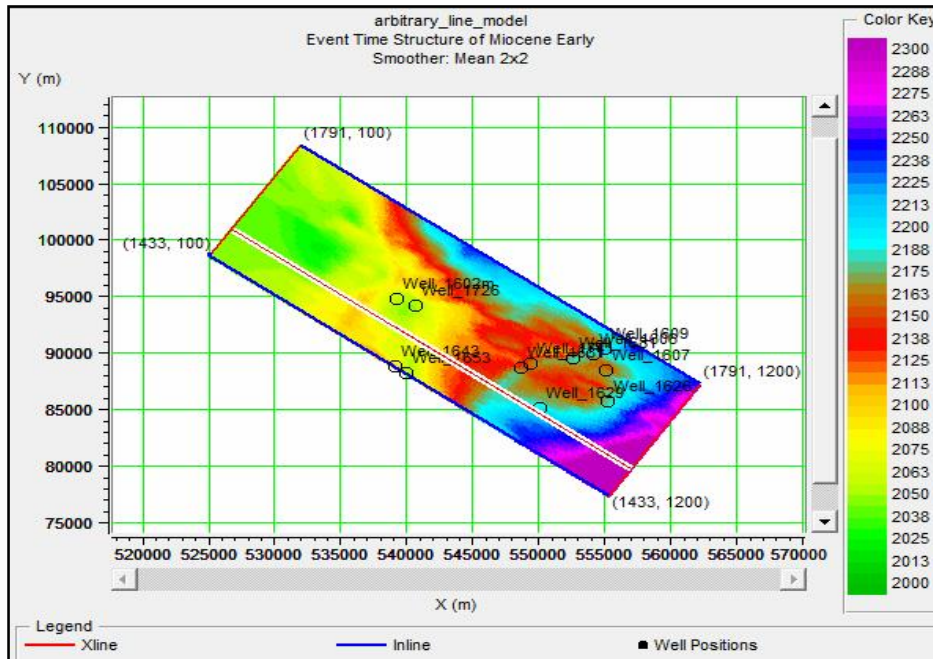
Persiapan data sumur dan seismik, interpretasi sumur serta data seismik, dan proses sintetik seismogram telah selesai dilakukan, maka hal selanjutnya adalah membuat model bumi yang akan digunakan sebagai masukan dalam inversi seismik.



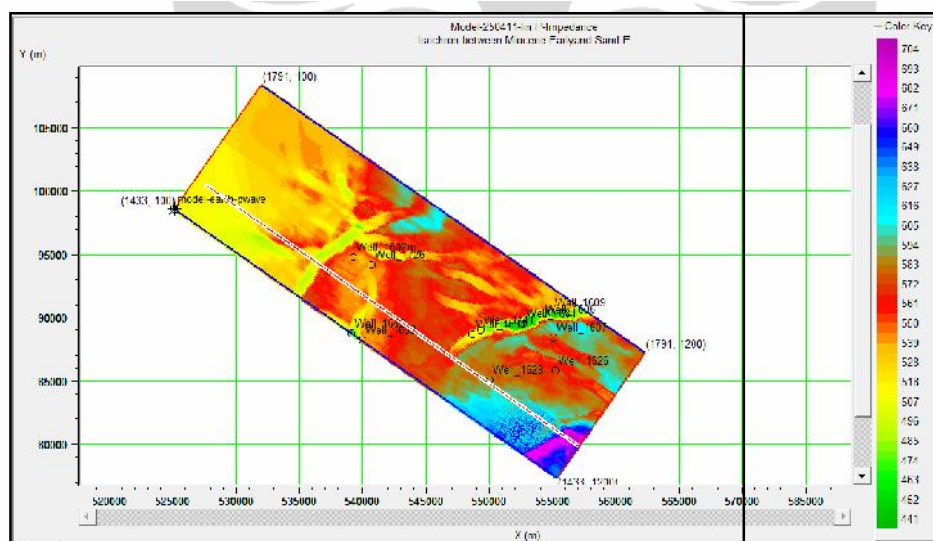
Gambar 3.16 Model bumi dengan tampilan posisi sumur #1631, #1741, #1609, #1607, #1626.



Gambar 3.17 QC Hasil inversi seismik menggunakan model bumi dan *crossplot* impedansi akustik hasil inversi. (a.) Hasil inversi sumur #1631, (b.) Hasil inversi sumur #1741, (c.) Hasil inversi sumur #1609, (d.) Hasil inversi sumur #1607, (e.) Hasil inversi sumur #1626, (f.) *Crossplot* P-wave original dan hasil inversi.



Gambar 3.18 *Time structure* model bumi pada horizon *Miocene Early*.

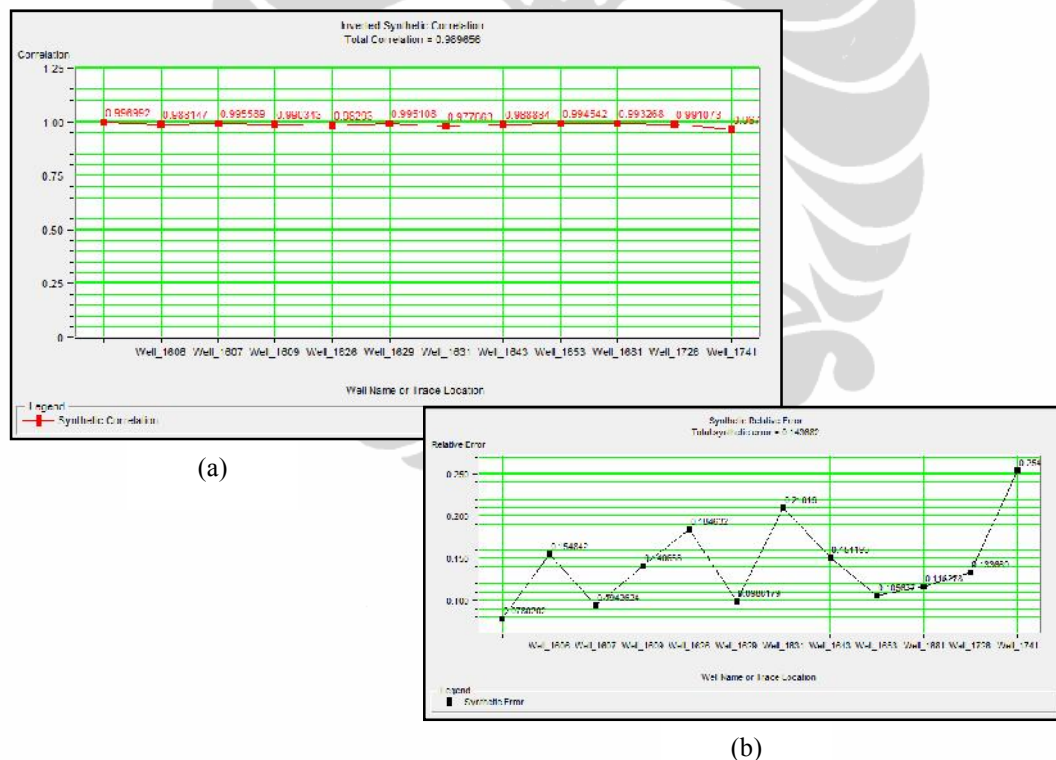


Gambar 3.19 *Time slice isochron* model bumi antara horizon *Miocene Early* dan *Sand E*.

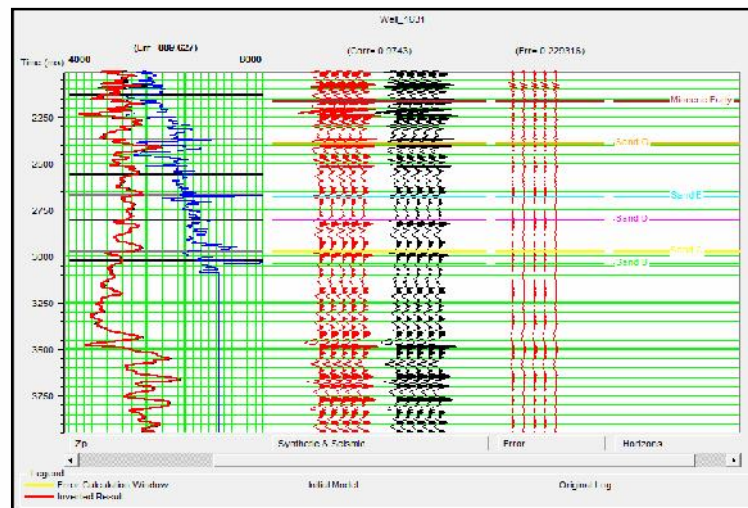
Model bumi yang dihasilkan untuk inversi seismik mengacu pada masukan data kecepatan dan densitas. Dari acuan terhadap horizon *Miocene Early*, terlihat jelas tampilan sesar di bagian Tenggara area penelitian dan sekilas juga pada bagian Barat Laut area penelitian. Dari penampang impedansi yang dihasilkan terlihat zona-zona anomali impedansi di sekitar *Sand G*, *Sand D*, dan *Sand E*. Untuk itu perlu ditelusuri lebih jauh hasil inversi seismiknya.

3.5 Analisis Inversi

Window yang digunakan dalam inversi seismik adalah 1000 – 4000 ms. *Wavelet* hasil ekstraksi yang digunakan adalah *wavelet* setelah dikorelasikan ke semua sumur dengan korelasi yang cukup baik seperti diuraikan pada sub 3.3. *Wavelet* ini menggunakan dasar *ricker wavelet* yaitu *zero phase* dari data seismik hasil *well-seismic tie*. Jumlah iterasi 10 dan *sampling rate* yang dipilih adalah 4 ms. Parameter yang digunakan dalam analisis inversi seismik yaitu: *maximum taper length* 10 dan *minimum window length* 5 *samples*. Metode yang digunakan *hard constraint*, dengan batasan pada *horizon Miocene Early* sampai *Sand A*. Gambar 3.20 adalah analisis hasil korelasi pada setiap sumur dengan jejak sintetik inversi. Rata-rata korelasi sangat bagus yakni 0.98 dengan *error* relatif sintetik sekitar 0.14.



Gambar 3.20 (a.) Korelasi sintetik inversi, (b.) *Error* sintetik relatif terhadap setiap sumur.



Gambar 3.21 Analisis hasil inversi pada sumur #1631.

3.6 Analisis Multiatribut

Pada pengolahan multiatribut dilakukan analisis pada 25 atribut seismik (Tabel 3.2). Dari hasil analisis multiatribut ada 22 atribut yang memiliki nilai korelasi diatas 0.5. Maka dilakukan pemilihan-pemilihan atribut seismik yang memiliki korelasi yang baik dalam prediksi kecepatan.

Tabel 3.2 Hasil Analisis Multiatribut

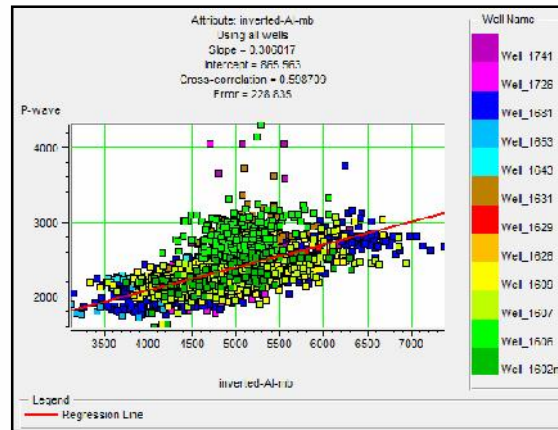
Correlations Between Attributes			
Attribute 1	Attribute 2	Correlation	
1	Raw Seismic	Amplitude Weighted Cosine Phase	1.000000
2	Amplitude Weighted Phase	Amplitude Weighted Frequency	0.896770
3	Raw Seismic	Cosine Instantaneous Phase	0.840544
4	Amplitude Weighted Cosine Phase	Cosine Instantaneous Phase	0.810513
5	Derivative	Quadrature Trace	-0.810024
6	Amplitude Weighted Phase	Instantaneous Phase	0.830563
7	Integrate	Quadrature Trace	0.821210
8	Amplitude Weighted Phase	Quadrature Trace	0.777363
9	Average Frequency	Dominant Frequency	0.712590
10	Amplitude Weighted Phase	Integrate	0.691860
11	Instantaneous Phase	Quadrature Trace	0.642110
12	Raw Seismic	Filter 15/20-25/30	0.621513
13	Amplitude Weighted Cosine Phase	Filter 15/20-25/30	0.621511
14	Amplitude Weighted Phase	Derivative	0.617951
15	Quadrature Trace	Second Derivative	-0.575223
16	Instantaneous Phase	Integrate	0.592920
17	Cosine Instantaneous Phase	Filter 15/20-25/30	0.540325
18	Amplitude Weighted Cosine Phase	Filter 5/10-15/20	0.534561
19	Raw Seismic	Filter 5/10-15/20	0.534561
20	Amplitude Weighted Cosine Phase	Filter 25/30-35/40	0.518690
21	Raw Seismic	Filter 25/30-35/40	0.518692
22	Derivative	Instantaneous Phase	-0.509401
23	Average Frequency	Time	-0.453579
24	Cosine Instantaneous Phase	Filter 5/10-15/20	0.480520
25	Derivative	Integrate	-0.476556
26	Amplitude Weighted Phase	Second Derivative	0.476110
27	Raw Seismic	Second Derivative	-0.471201
28	Amplitude Weighted Cosine Phase	Second Derivative	0.471701
29	Derivative	Second Derivative	0.423880
30	X Coordinate	Y Coordinate	0.414005
31	Amplitude Weighted Frequency	Instantaneous Frequency	0.405585
32	Cosine Instantaneous Phase	Filter 25/30-35/40	0.404204
33	Amplitude Weighted Cosine Phase	Filter 35/40-45/50	0.395775
34	Raw Seismic	Filter 35/40-45/50	0.395772
35	Apparent Velocity	Filter 5/10-15/20	0.389678

Analisis data yang digunakan dalam multiatribut berupa log target, dalam penelitian ini yang menjadi target adalah log kecepatan, yang telah diikatkan dengan volume seismik 3D. Dari volume seismik 3D, sederet atribut seperti yang tertulis dalam Tabel 3.2 diperhitungkan dalam analisis sehingga akan diperoleh transformasi multiatribut yang berlaku baik linear maupun non-linear antara suatu set atribut dengan log target. Subset yang dipilih diperhitungkan melalui sebuah proses regresi kedepan yang memberikan subset atribut-atribut yang lebih besar.

Proses transformasi terdiri atas sederet beban yang diperoleh dari *least square minimization*. Sedangkan untuk proses non-linear jaringan tiruan diujikan menggunakan atribut hasil seleksi yang terpilih sebagai input. Untuk mengukur realitas dari perolehan transformasi multiatribut digunakan validasi silang, yakni setiap sumur secara sistematis dihilangkan (*hidden system*) dari set validasi dan transformasi diperoleh dari sumur yang tersisa. Kesalahan (*error*) prediksi untuk sumur yang tersembunyi (*hidden well*) selanjutnya diperhitungkan. *Error* validasi dari sistem ini merupakan rata-rata *error* untuk semua sumur tersembunyi digunakan sebagai sebuah pengukuran dari *error* prediksi saat transformasi diaplikasikan ke volume seismik.

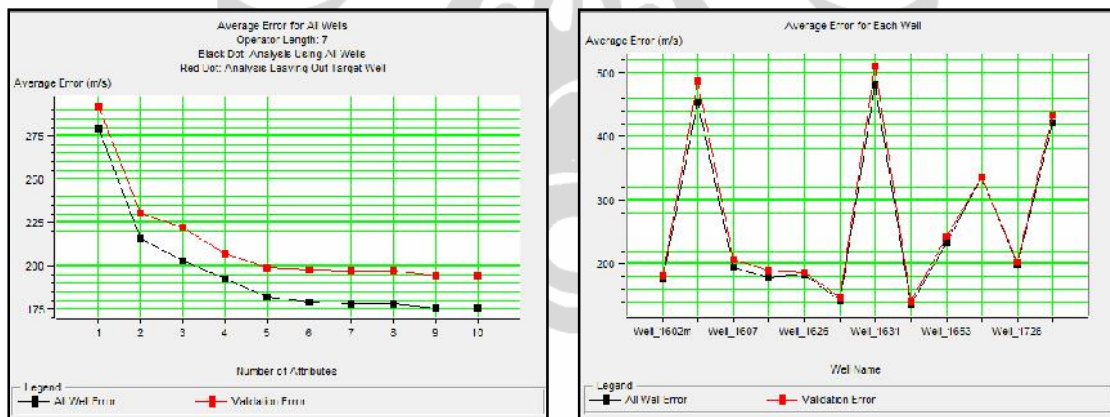
Pada penelitian ini, multiatribut pertama kali diujicobakan pada *dataset raw* seismik tanpa melibatkan eksternal atribut berupa seismik inversi. Setelah diperoleh hasil multiatribut dengan input *raw* seismik maka multiatribut diaplikasikan pada dua dataset *real*. Perbandingan kedua ujicoba ini memperlihatkan bahwa hasil multiatribut menggunakan seismik inversi memberikan hasil kemajuan dalam kekuatan prediksi dari tahap atribut tunggal regresi sampai pada prediksi multiatribut linear dan prediksi log kecepatan dengan korelasi terbaik menggunakan jaringan tiruan (*neural network*). Kemajuan ini terbukti juga terlihat pada hasil validasi.

Prosedur sederhana dalam melihat hubungan antara log data target dengan atribut seismik dengan membuat *crossplot* antara data target dan atributnya. Hal ini dapat dilihat dari hasil *crossplot* Gambar 3.21.



Gambar 3.21 Crossplot atribut eksternal dan log target.

Metode multiatribut dalam prediksi log dilakukan dengan asumsi bahwa log target dalam hal ini log kecepatan masih terintegrasi dengan waktu penalaran yang sama dengan atribut seismik. Integrasi ini menjadikan resolusi log target sama dengan atribut. Dalam analisis multiatribut juga terdapat *error* prediksi yang dapat menentukan seberapa baik prediksi log dapat dilakukan. Dalam hal ini, frekuensi log target biasanya lebih tinggi dari frekuensi atribut seismik.



(a)

(b)

Gambar 3.22 (a) Kesalahan rerata pada semua sumur setelah validasi, (b) Kesalahan rerata prediksi dan validasi dari multiatribut untuk masing-masing sumur.

Pada penelitian ini dilakukan uji kelayakan multiatribut sebanyak 25 atribut sehingga dapat terlihat masing-masing korelasi dari setiap atribut yang layak digunakan dalam tahap pengujian multiatribut selanjutnya. Setelah pengujian akhirnya diperoleh 10 atribut yang dapat diikutsertakan dalam analisis multiatribut untuk prediksi kecepatan dengan kesalahan (*error*) prediksi dan kesalahan validasi yang cukup memenuhi syarat. Pada Gambar 3.22 *error* validasi

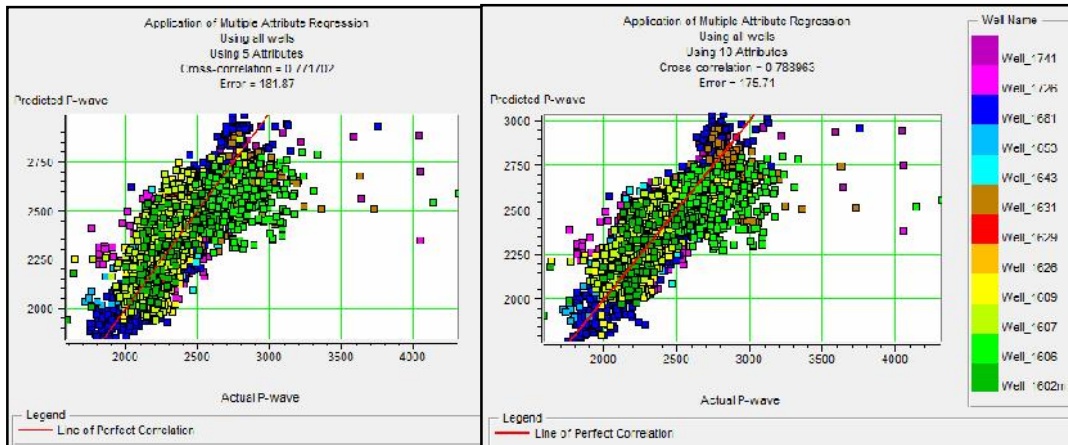
dari multiatribut yang berpasangan menunjukkan penurunan *error* sampai pada atribut kesepuluh. Dimana, setelah atribut kesepuluh, *error* validasi meningkat, pada saat dimana pengujian dapat dihentikan. Sehingga hanya diperoleh 10 atribut yang memiliki daya prediksi yang baik untuk memprediksi kecepatan di lokasi penelitian.

Hasil 10 atribut dapat dilihat pada Tabel 3.3. Multiatribut yang dihasilkan yang terbaik adalah dengan mengikutsertakan eksternal atribut seismik berupa seismik inversi sehingga daya prediksi dari atribut dapat meningkat.

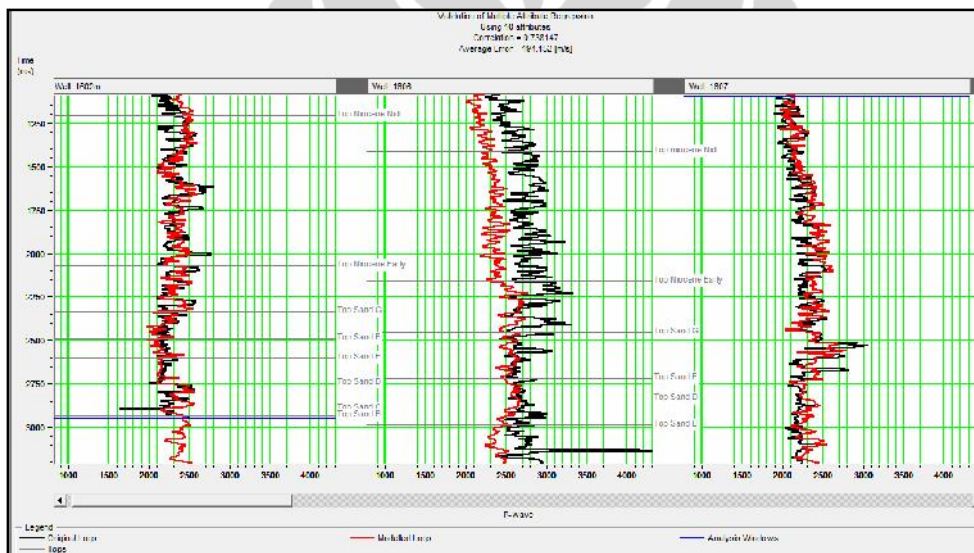
Tabel 3.3 Daftar Multiatribut dalam analisis *Neural Network*

No.	TARGET	FINAL ATTRIBUTE	TRAINING ERROR	VALIDATION ERROR
1	P-wave	Raw Seismic	279.480429	292.01636
2	P-wave	1/(inverted-AI-mb)	215.768318	230.32419
3	P-wave	Average Frequency (inverted-AI-mb)	202.879314	222.073401
4	P-wave	Cosine Instantaneous Phase (inverted-AI-mb)	192.505874	207.222884
5	P-wave	Integrate	181.870074	198.833742
6	P-wave	Quadrature Trace (inverted-AI-mb)	179.026308	197.871577
7	P-wave	Instantaneous Frequency (inverted-AI-mb)	178.192923	197.479847
8	P-wave	Integrated Absolute Amplitude (inverted-AI-mb)	177.839021	197.2029
9	P-wave	Integrated Absolute Amplitude (inverted-pwave-mdbsd)	175.888782	194.355799
10	P-wave	Filter 45/50-55/60	175.709694	194.152014

Pengujian dilakukan dengan melibatkan 5 atribut, 9 atribut sampai 10 atribut. Hasil korelasi dapat dilihat pada Gambar 3.23. Hasilnya dari ketiga pengujian yang dilakukan terlihat peningkatan korelasi saat melibatkan 5 atribut menjadi 9 atribut. Dari hal tersebut dapat diketahui bahwa dengan menambahkan beberapa atribut dengan korelasi yang baik secara individual dalam memprediksi log kecepatan maka daya prediksi meningkat. Penambahan menjadi 10 atribut juga masih cukup bagus sehingga diputuskan untuk menggunakan 10 atribut. Pemilihan lebih dari 10 atribut akan menurunkan korelasi antara data target dan data original.



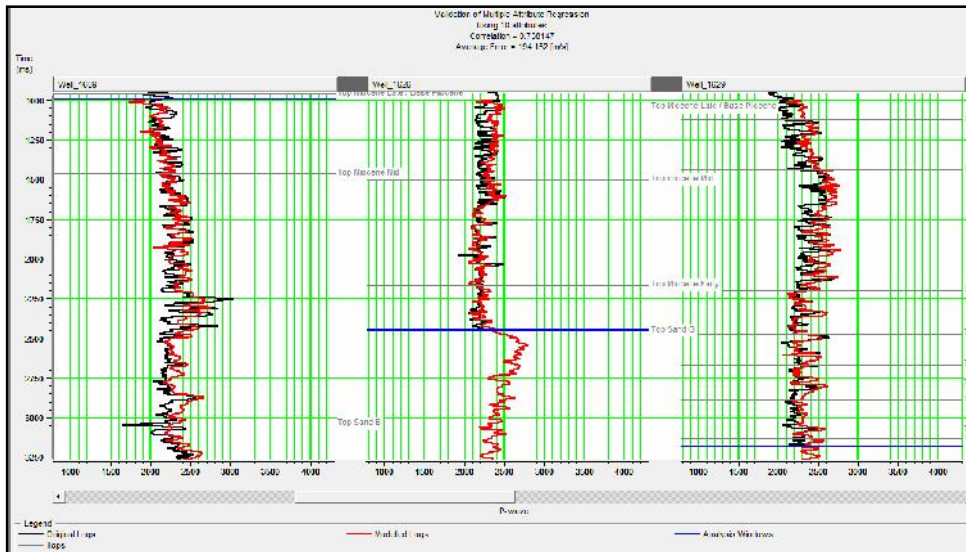
Gambar 3.23 (a) Korelasi silang prediksi 5 atribut dengan $error= 181.67$, (b) Korelasi silang prediksi 10 atribut dengan $error= 175.71$.



Gambar 3.24 Validasi Multiatribut Regresi menggunakan 10 Atribut. Sumur #1602, #1606, #1607.

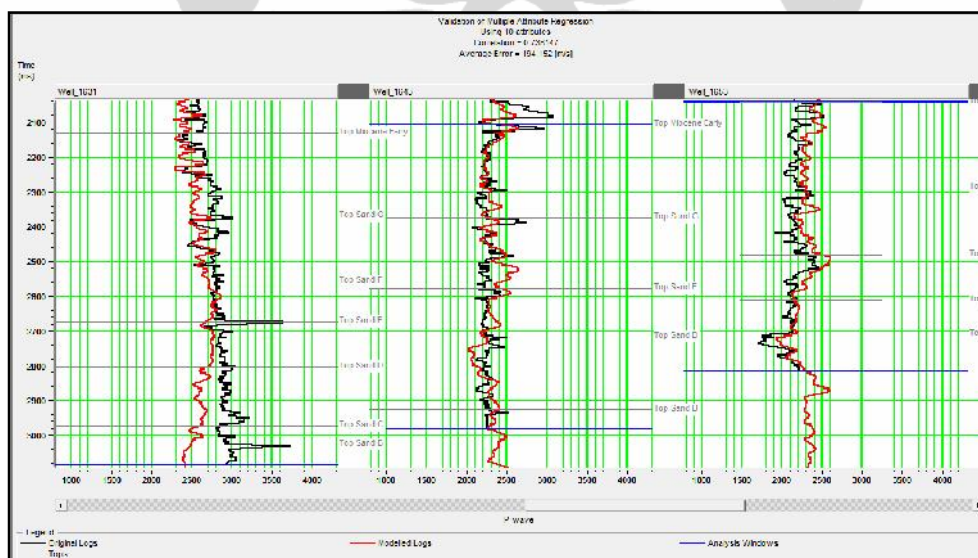
Gambar 3.24 menunjukkan validasi dari analisis multiatribut dengan menggunakan 10 atribut terpilih pada sumur #1602, #1606, dan #1607. Total korelasi yang dihasilkan adalah 0.738 dengan $error$ validasi rata-rata 194.152 m/s. $Error$ ini cukup kecil mengingat rata-rata nilai kecepatan batuan di lokasi penelitian pada kedalaman target berkisar 2000 – 3000 m/s.

Gambar 3.25 menunjukkan hasil validasi pada sumur #1609, #1626, dan #1629. Terlihat validasi yang cukup mendekati log original hasil perhitungan sumur.



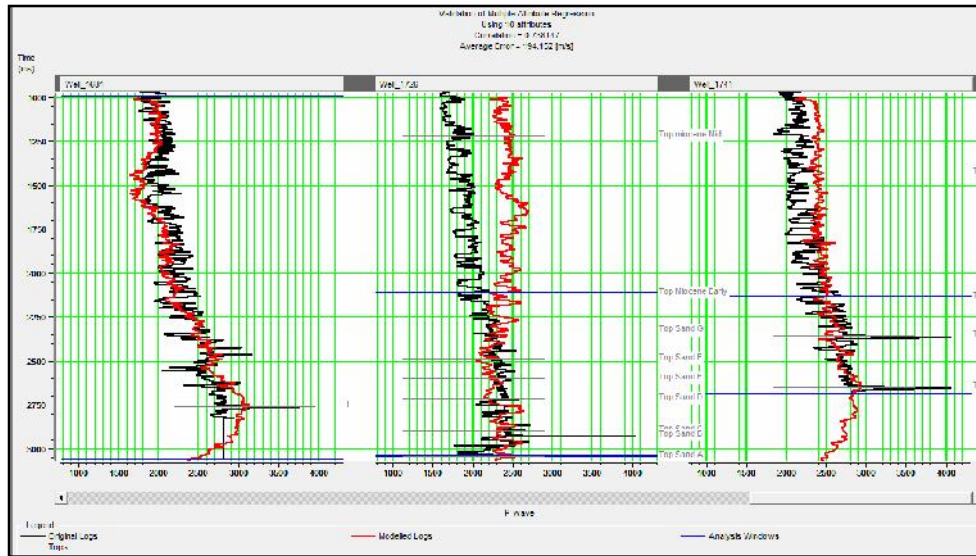
Gambar 3.25 Validasi Multiatribut Regresi menggunakan 10 Atribut. Sumur #1609, #1626, #1629.

Gambar 3.26 memperlihatkan validasi pada sumur #1631, #1643, dan #1653, dengan cara validasi yang sama seperti dilakukan pada sumur sebelumnya. Parameter perhitungan analisis multiatribut menggunakan *operator length 7* dan *operator lag 0 (centre pembobotan)*. Hasil pengujian seperti pada Gambar 3.22 sebelumnya.

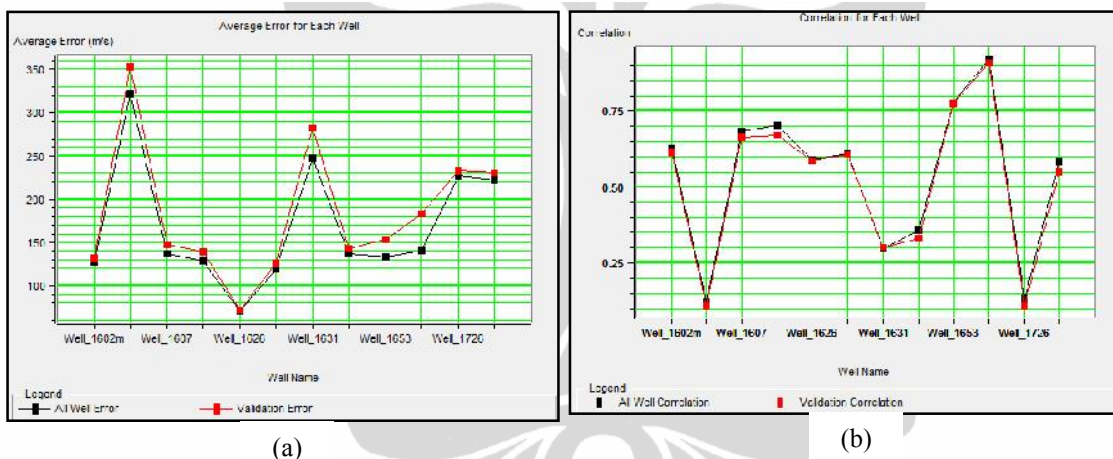


Gambar 3.26 Validasi Multiatribut Regresi menggunakan 10 Atribut. Sumur #1631, #1643, #1653.

Gambar 3.27 memperlihatkan validasi pada sumur #1681, #1726, #1741. Hasil plot *error* validasi dan korelasi pada sumur tersebut ditunjukkan Gambar 3.28.

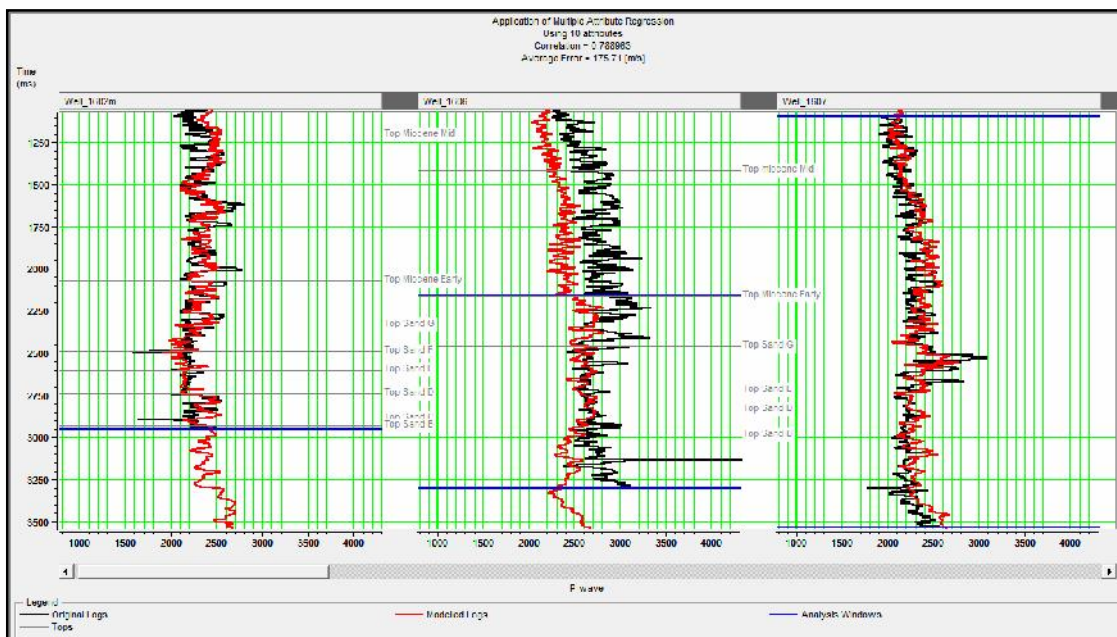


Gambar 3.27 Validasi Multiatribut Regresi menggunakan 10 Atribut. Sumur #1681, #1726, #1741.



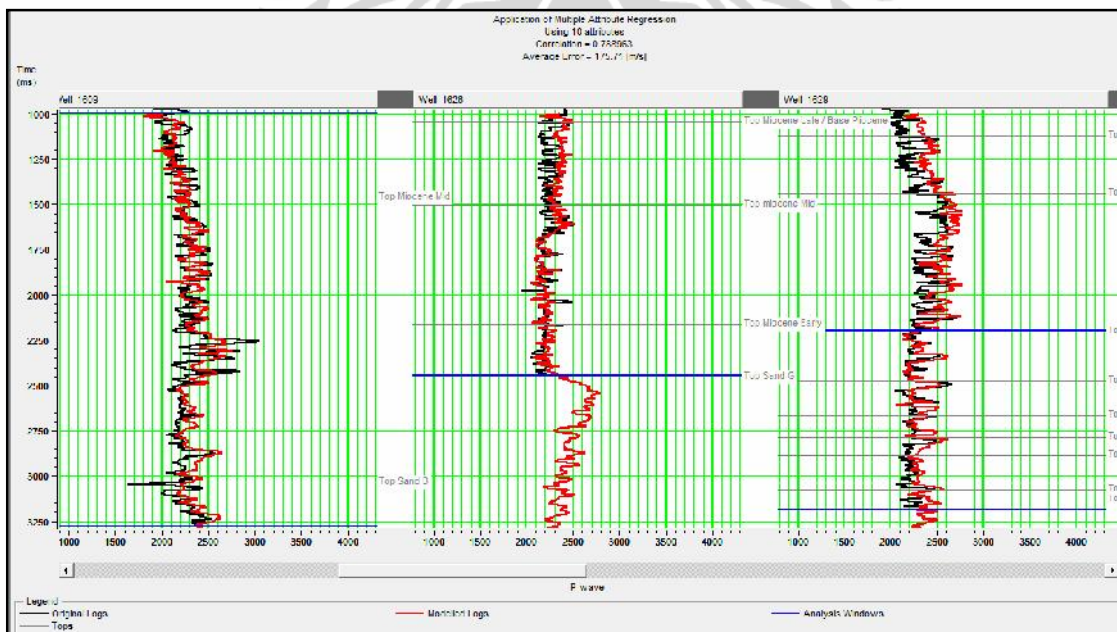
Gambar 3.28 (a) Analisis kesalahan rerata untuk pengujian setiap sumur, (b) Korelasi untuk tiap sumur.

Setelah dilakukan analisis *error* validasi maka pengujian dilakukan pada aplikasi multiatribut regresi. Hasilnya dapat dilihat pada Gambar 3.29 – Gambar 3.32 untuk setiap sumur yang digunakan pada penelitian ini.

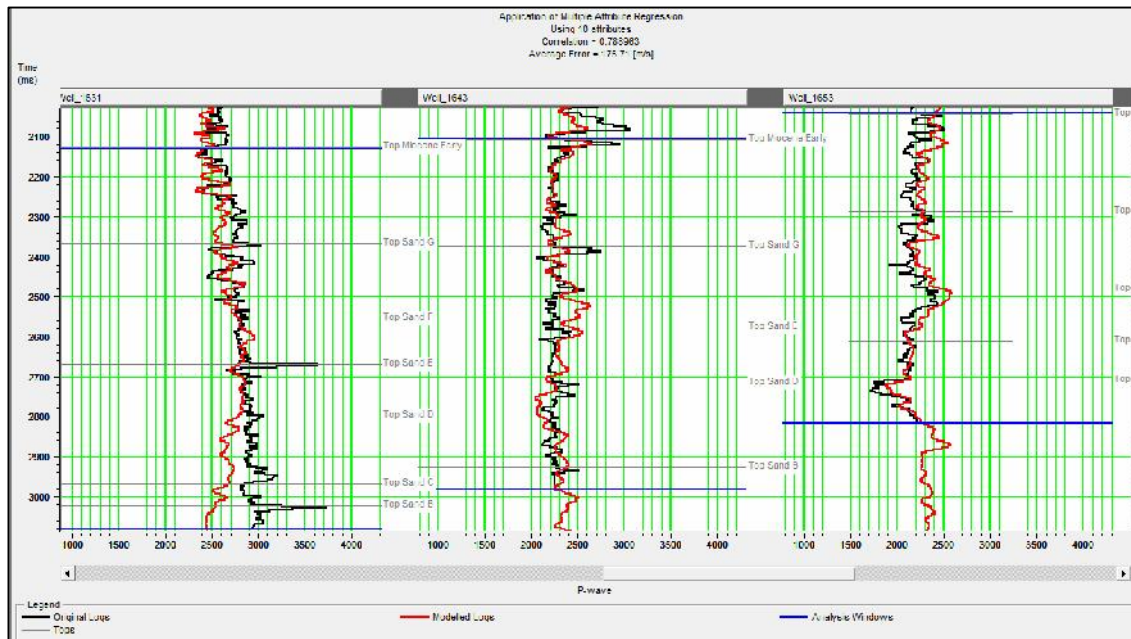


Gambar 3.29 Hasil uji analisis multiatribut dengan 10 atribut. Sumur #1602, #1606, #1607.

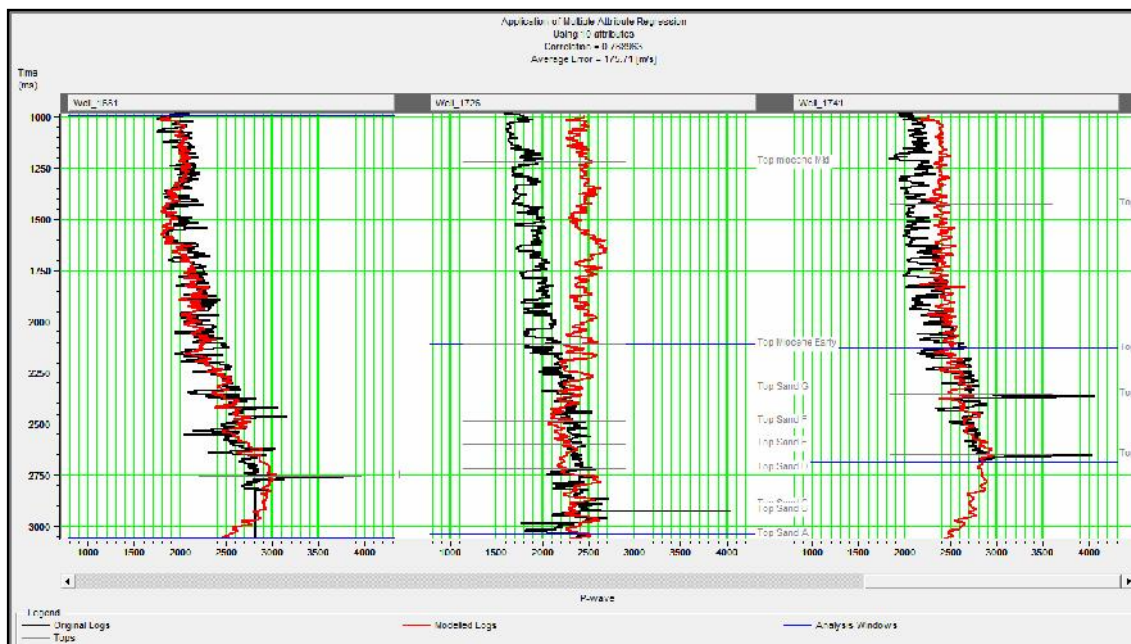
Total korelasi daya prediksi meningkat dari 0.738 menjadi 0.789 dengan *error* validasi rata-rata menurun dari 194.152 m/s menjadi hanya 175.71 m/s. Dengan analisis apabila kecepatan prediksi bernilai 2500 m/s, maka *error* prediksi ini sekitar 0.07 %.



Gambar 3.30 Hasil uji analisis multiatribut dengan 10 atribut. Sumur #1609, #1626, #1629.



Gambar 3.31 Hasil uji analisis multiatribut dengan 10 atribut. Sumur #1631, #1643, #1653.

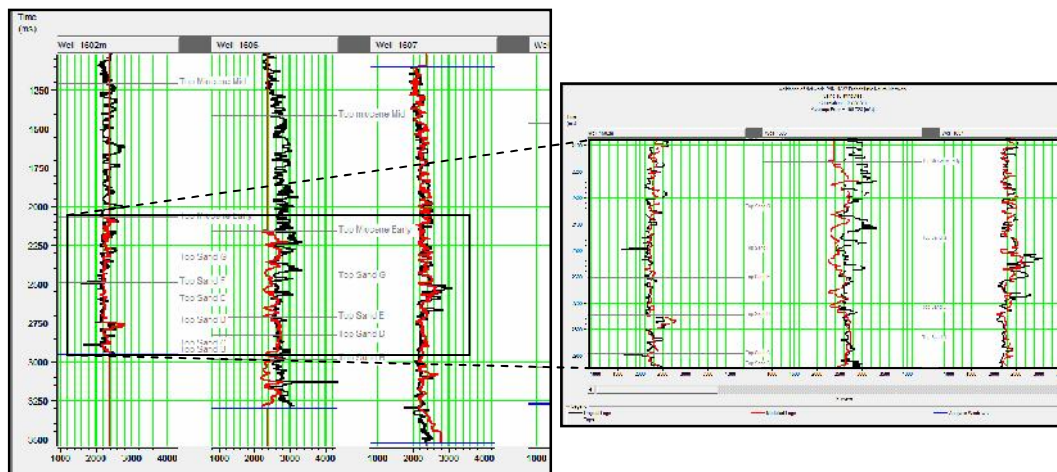


Gambar 3.32 Hasil uji analisis multiatribut dengan 10 atribut. Sumur #1681, #1726, #1741.

3.7 Analisis *Neural Network*

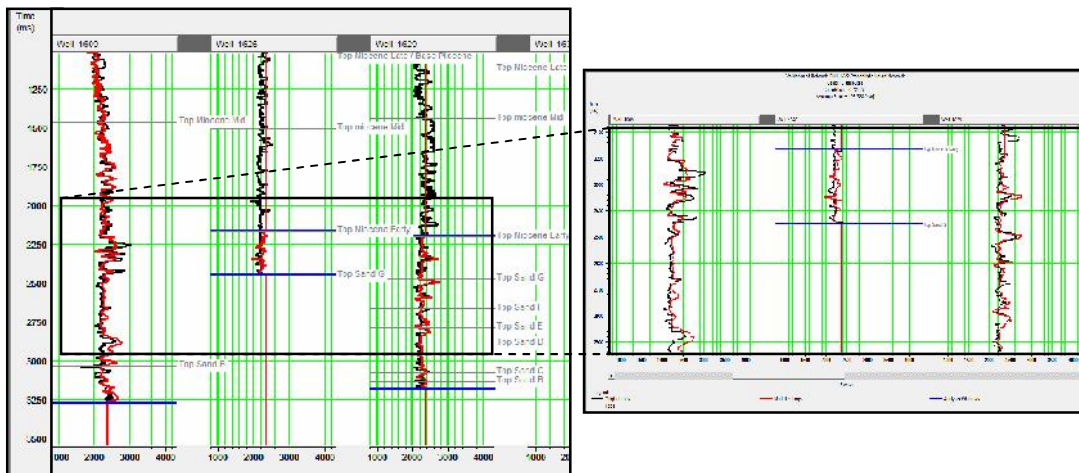
Pemanfaatan ilmu geostatistik dalam model seismik adalah untuk menghitung log dari log terdekat. Ilmu geostatistik membantu dalam memperoleh sebaran informasi baik dengan cara interpolasi maupun ekstrapolasi. Dalam penelitian ini, metode geostatistik yang digunakan dalam perhitungan log kecepatan adalah dengan menggunakan sistem *neural network*, dimana dari sistem ini nantinya akan dapat diketahui hasil informasi metode atribut-atribut terbaik untuk menghitung kecepatan dengan nilai *error* yang paling kecil. Dengan bantuan system *neural network* ini diharapkan log kecepatan yang dihasilkan adalah informasi kecepatan detail dari lapangan penelitian yang baik digunakan untuk memprediksi tekanan formasi. Validasi dilakukan dengan menggunakan informasi gradien tekanan normal di lapangan lepas pantai Louisiana (Dickinson, 1953).

Validasi hasil *PNN* mencapai korelasi 0.727 dengan *error* prediksi 196.725. Gambar 3.33 memperlihatkan hasil validasi menggunakan *Probabilistic Neural Network* pada sumur #1602, #1606, dan #1607.

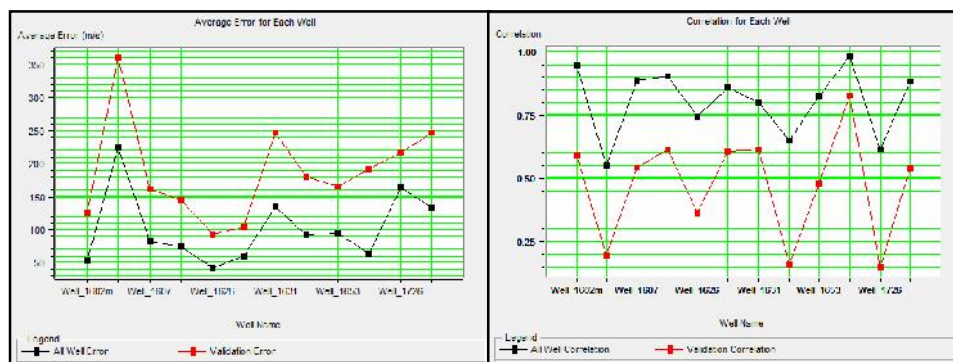


Gambar 3.33 Validasi menggunakan *Probabilistic Neural Network - PNN*.
Sumur #1602, #1606, #1607.

Target prediksi kecepatan menggunakan *PNN* dibatasi menggunakan formasi *Miocene Early* sampai *Sand A*.



Gambar 3.34 Validasi menggunakan *Probabilistic Neural Network - PNN*. Sumur #1609, #1626, #1629.



(a)

(b)

Gambar 3.35 (a) Hubungan kesalahan rerata untuk setiap sumur, (b) Hubungan korelasi setiap sumur.

Pada Gambar 3.35 terlihat bahwa *error* rata-rata sumur, sumur #1606 memiliki *error* rata-rata paling tinggi mencapai rata-rata lebih dari 350 m/s dengan korelasi hasil prediksi di atas 0.5. *Error* validasi minimum terlihat pada sumur #1626 sekitar di bawah 100 m/s. Sedangkan yang memiliki korelasi terbaik terlihat pada sumur #1681. Perbedaan ini kemungkinan terjadi karena variasi karakter dan atribut yang berbeda-beda pada setiap sumur.

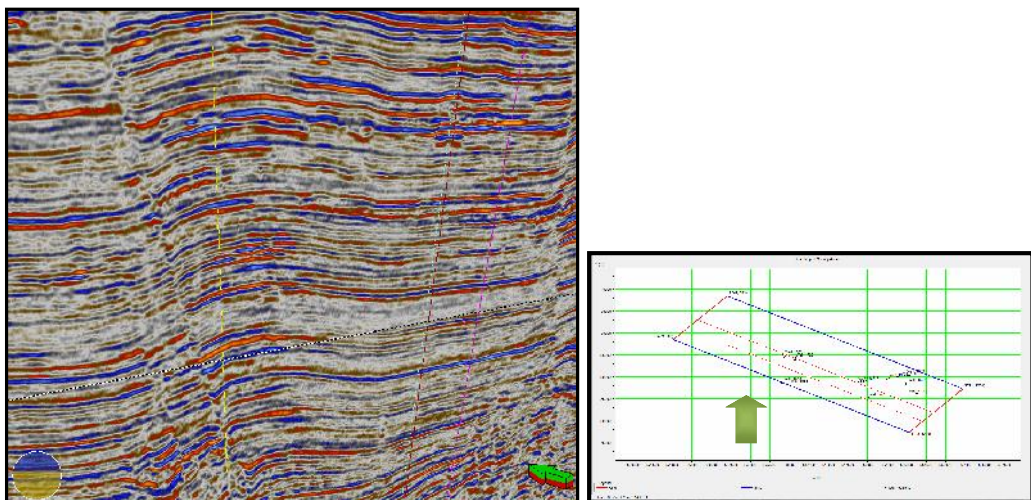
BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1 Interpretasi Seismik

Pada tahun 2010, telah terjadi *blowout* yang disebabkan oleh tekanan tinggi di lokasi daerah lepas pantai Louisiana, Teluk Meksiko, yang merupakan area yang berdekatan dengan lapangan penelitian ini (Texaco 3D). Hal ini menjadi referensi tersendiri untuk melihat sejauh mana penyebaran *overpressure* di area lepas pantai Selatan Louisiana tersebut sampai ke Lapangan Texaco 3D yang juga berada di lepas pantai bagian Selatan Louisiana.

Berdasarkan data seismik yang ada, di daerah penelitian terdapat dua sesar besar yang terdapat di bagian Tenggara dan Barat Laut area penelitian Texaco 3D, Louisiana. Dari hasil interpretasi dan informasi geologi, area *fault* atau patahan di sebelah Barat Laut terdapat kubah garam di kedalaman sekitar *Sand G*. Berdasarkan referensi yang ada, area formasi Miocene (Dickinson, 1953) dan *Sand G* menjadi zona utama penelitian karena tekanan formasi biasanya terdapat lebih tinggi di daerah patahan dan sekitar kubah garam. Dari hasil penelitian diperoleh gambaran bahwa di area sumur #1631, #1681, dan #1741 berada di area zona *overpressure*. Hal ini terlihat dari adanya keberadaan anomali kecepatan di daerah ini.



Gambar 4.1 Penampang seismik lokasi Tenggara Texaco 3D, sumur #1631.

Mengacu pada penelitian yang dilakukan Dickinson (1953), keberadaan tekanan normal di area lepas pantai teluk Meksiko berlaku gradien tekanan sebesar 0.491 psi/ft. Acuan nilai tekanan ini akan digunakan sebagai validasi terhadap hasil tekanan penelitian kali ini.

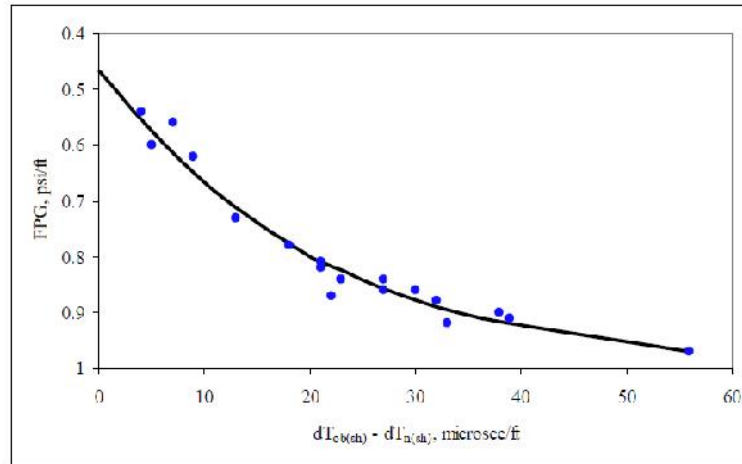
Tabel 4.1 menunjukkan nilai sebaran tekanan di area *Gulf of Mexico* di bagian Louisiana Selatan, berdekatan dengan penelitian ini.

Tabel 4.1 Data Akustik dan Tekanan – *Overpressure* – Formasi Miocene-Oligocene, Selatan Louisiana dan Atas Teluk Pantai Texas (Berdasarkan data Hottman dan Johnson, Foosee (2009)).

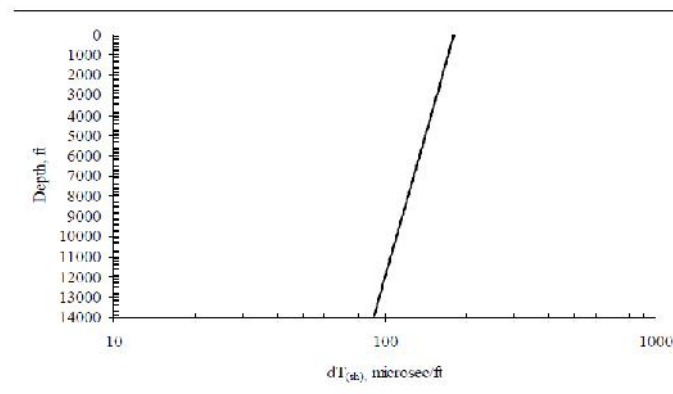
Parish or County and State	Well	Depth (ft)	Pressure (psi)	FPG (psi/ft)	$dT_{ob(sh)} - dT_{n(sh)}$ (microsec/ft)
Terrebonne, La	1	13387	11647	0.87	22
Offshore Lafourche, La	2	11000	6820	0.62	9
Assumption, La	3	10820	8872	0.82	21
Offshore Vermillion, La	4	11900	9996	0.84	27
Offshore Terrebonne, La	5	13118	11281	0.86	27
East Baton Rouge, La	6	10980	8015	0.73	13
St. Martin, La	7	11500	6210	0.54	4
Offshore St. Mary, La	8	13350	11481	0.86	30
Calcasieu, La	9	11800	6608	0.56	7
Offshore St. Mary, La	10	13010	10928	0.84	23
Offshore St. Mary, La	11	13825	12719	0.92	33
Offshore Plaquemines, La	12	8874	5324	0.60	5
Cameron, La	13	11115	9781	0.88	32
Cameron, La	14	11435	10292	0.90	38
Jefferson, Tx	15	10890	9910	0.91	39
Terrebonne, La	16	11050	8951	0.81	21
Offshore Galveston, Tx	17	11750	11398	0.97	56
Chambers, Tx	18	12080	9422	0.78	18

Foosee (2009) memberikan grafik hubungan antara kecepatan akustik *shale* dan gradient tekanan formasi oleh Hottman dan Johnson pada Gambar 4.2. Metode yang digunakan penelitian Hottman dan Johnson yang dijabarkan Foosee (2009), melakukan prosedur standar perhitungan tekanan pori berdasarkan waktu tempuh akustik dalam formasi *shale*. Dalam penelitian ini, informasi tersebut bermanfaat sebagai masukan zona-zona target di lapangan Texaco 3D dan validasi hasil tekanan formasi yang dihasilkan menggunakan konversi kecepatan hasil analisis *neural network* dari multiatribut menggunakan persamaan Terzaghi. Dalam penelitian sebelumnya tersebut, trend kompaksi normal area target dihasilkan

melalui plot logaritma kecepatan akustik ($dT(sh)$) terhadap kedalaman, termasuk plot yang melalui formasi Miocene dan Oligocene dari Selatan Louisiana dan bagian atas Teluk Pantai Texas.

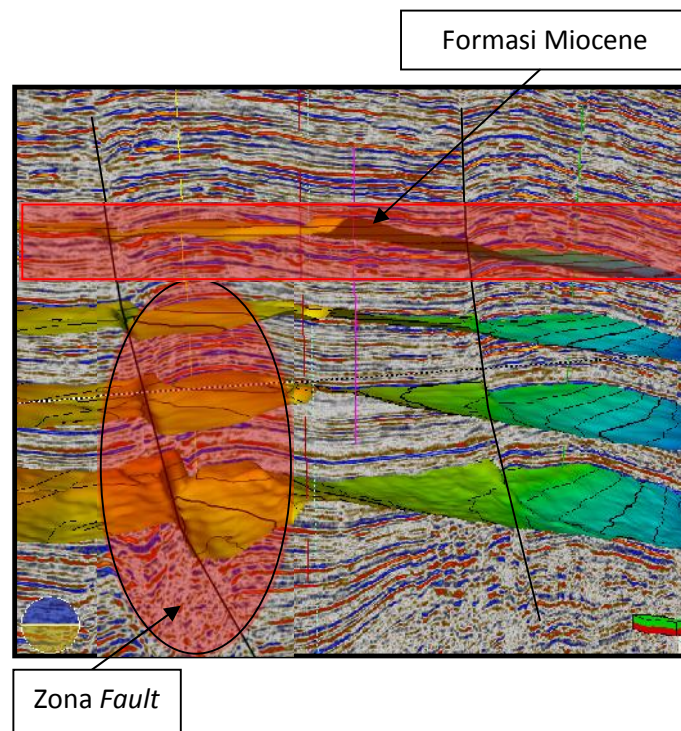


Gambar 4.2 Grafik hubungan antara Kecepatan Akustik *Shale* ($dT_{ob(sh)} - dT_{n(sh)}$) dan Gradien Tekanan Reservoir oleh Hottman dan Johnson (Fooshee, 2009).



Gambar 4.3 Waktu Tempuh *Shale* vs Kedalaman untuk formasi *Shale* Miocene dan Oligocene, Selatan Louisiana dan Atas Teluk Pantai Texas berdasarkan Hottman dan Johnson (Fooshee, 2009).

Validasi dan hasil penelitian Hottman dan Johnson memperkuat analisis penelitian tentang *geopressure* di area Teluk Meksiko. Pada penampang data seismik lapangan Texaco 3D ada dua catatan penting yakni formasi Miocene sebagai formasi yang diprediksi sebagai zona *overpressure* pada kondisi tertentu dan keberadaan *fault* (Gambar 4.4).

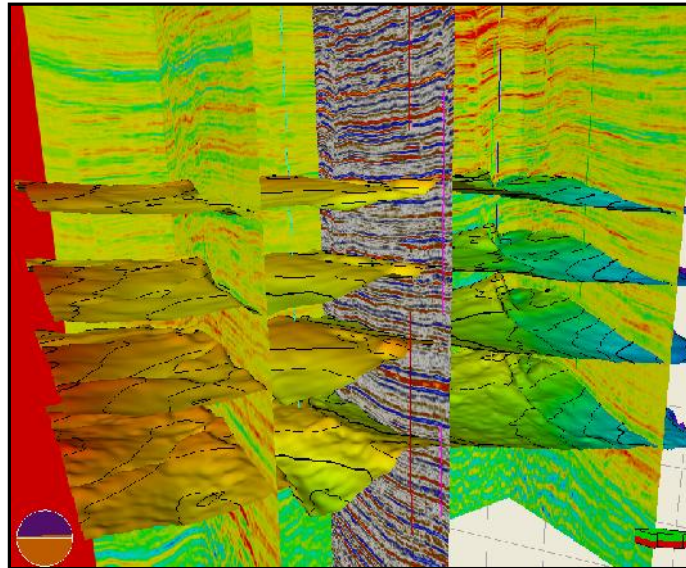


Gambar 4.4 Interpretasi area Texaco 3D.

4.2 Hasil Inversi Seismik

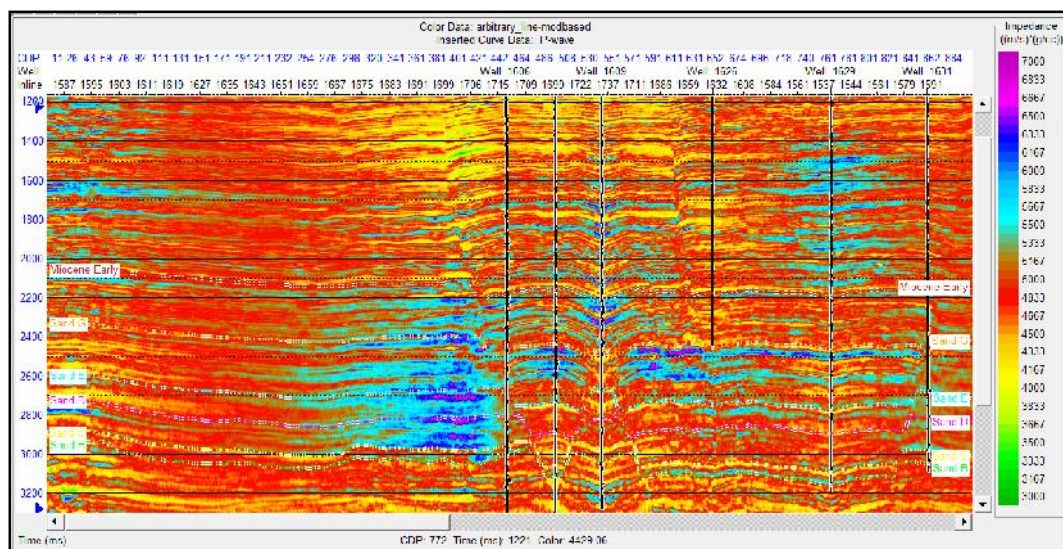
Pada penelitian kali ini dilakukan inversi seismik untuk menghasilkan penampang yang menjadi masukan berupa atribut eksternal kedalam analisis multiatribut. Inversi yang digunakan adalah inversi Akustik Impedansi (AI) *model based*. Salah satu nilai tambah menggunakan *model based* dalam inversi AI adalah karena informasi data hasil lebih lengkap dibandingkan menggunakan metode *sparse spike* dan *bandlimited*. Seperti telah dibahas dalam BAB 2.

Hasil inversi seismik dapat dilihat pada Gambar 4.5, dengan *crosssection* yang ditampilkan adalah *raw post stack* seismik sebagai bahan perbandingan. Hasil inversi seismik menunjukkan kontras AI yang sangat baik dan dapat digunakan dalam memperkuat interpretasi *growth fault* pada lokasi target penelitian. Pemodelan bumi sebagai input dalam proses inversi dapat dikategorikan cukup baik, sehingga dapat menghasilkan penampang inversi seismik yang juga cukup bagus untuk dapat digunakan dalam analisis dan interpretasi data selanjutnya.

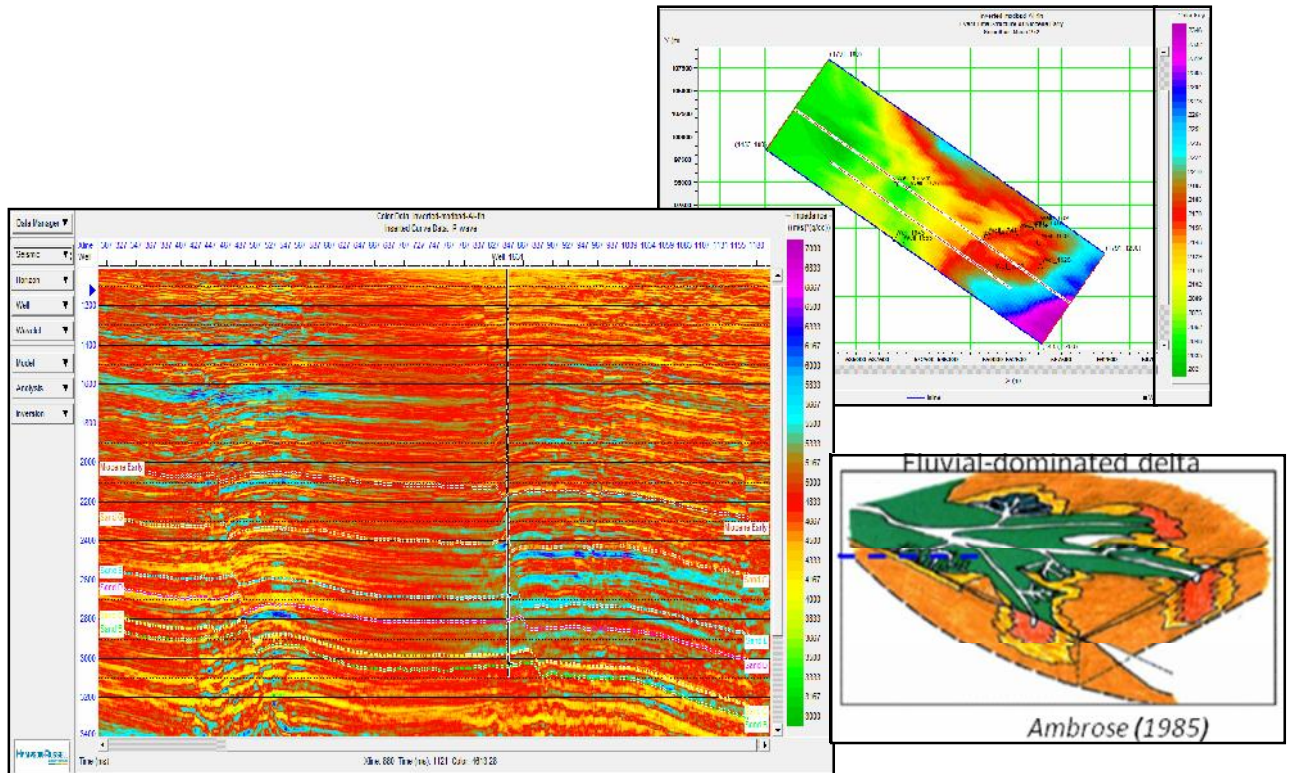


Gambar 4.5 Penampang 3D inversi AI dan *cross section raw* seismik.

Gambar 4.6 menampilkan penampang inversi seismik dengan *overlay* posisi sumur terdekat.



Gambar 4.6 Penampang inversi AI dengan *overlay* data sumur yang berdekatan.

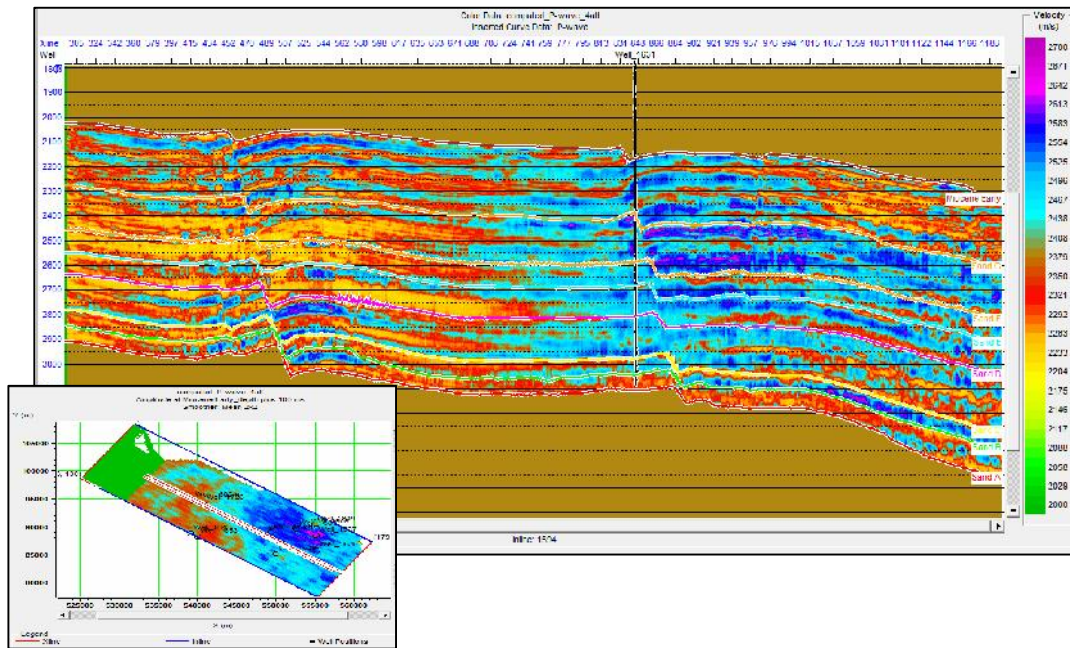


Gambar 4.7 Penampang inversi AI lintasan 1594, *overlay* sumur #1631 dan *time slice* pada *event horizon Early Miocene*.

Penampang hasil inversi seismik pada formasi *Early Miocene* berkorelasi dengan sistem pengendapan delta di cekungan Teluk Meksiko. Hal ini ditunjukkan oleh *time slice* formasi *Early Miocene* pada zona merah yang merupakan tinggian dan kuning sebagai daerah yang lebih rendah seperti delta.

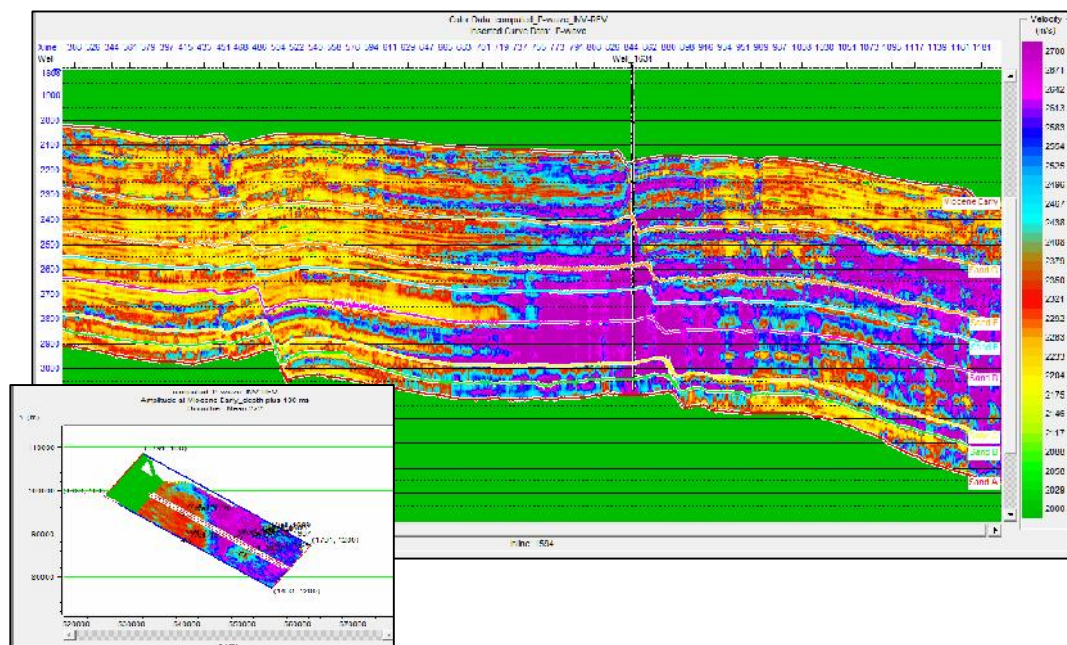
4.3 Hasil Multiatribut

Analisis multiatribut dengan menggunakan pengujian 4 atribut dan 10 atribut memberikan hasil penampang seismik dengan resolusi yang sangat berbeda. Hasil multiatribut dalam prediksi kecepatan pada lintasan 1594 ditunjukkan pada Gambar 4.8.



Gambar 4.8 Hasil kecepatan dari analisis multiatribut menggunakan 4 atribut lintasan 1594.

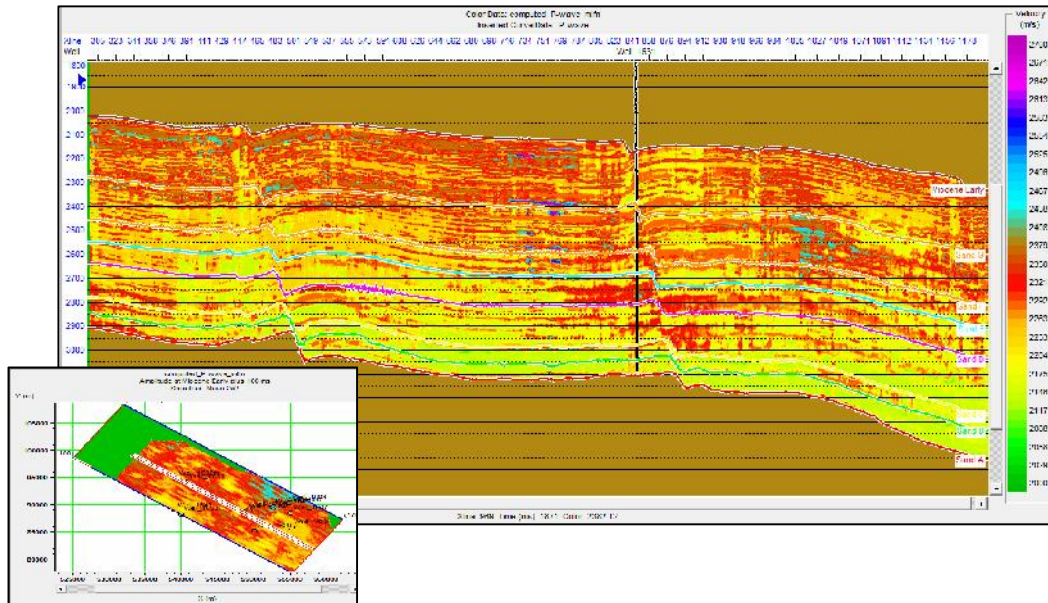
Pada Gambar 4.8 di atas, kecepatan di atas 2650 m/s tidak ditunjukkan dengan resolusi yang bagus. Apabila dibandingkan dengan hasil prediksi kecepatan menggunakan transformasi 10 atribut (multiatribut). Hal ini dapat ditunjukkan pada Gambar 4.9.



Gambar 4.9 Hasil kecepatan dari analisis multiatribut menggunakan 10 atribut lintasan 1594.

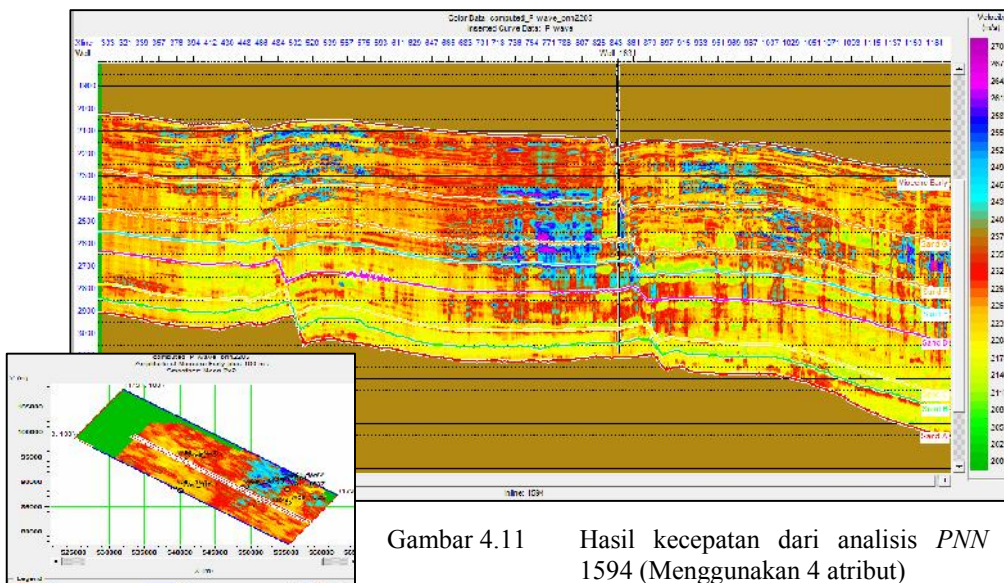
4.4 Hasil Neural Network

Pemilihan metode *PNN* (*Probabilistic Neural Network*) didasarkan pada hasil yang memiliki resolusi lebih baik dibandingkan dengan menggunakan metode *MLFN* (*Multi-Layer Feed Forward Network*). Selain itu, secara matematis, metode *PNN* lebih sederhana dan tidak rumit.



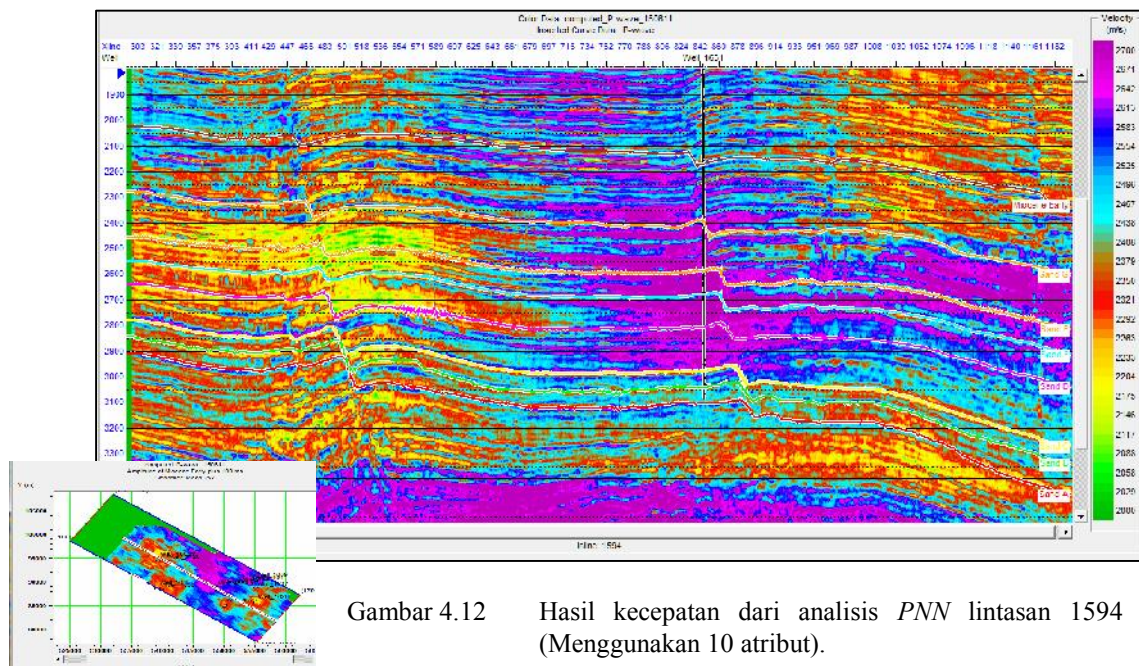
Gambar 4.10 Hasil kecepatan dari analisis *MLFN* lintasan 1594.

Pada Gambar 4.10, terlihat hasil penampang prediksi kecepatan menggunakan metode *MLFN*. Pada penampang ini, distribusi anomali kecepatan rendah di area Texaco 3D tidak terlihat dengan cukup baik. Berbeda halnya dengan penampang hasil prediksi kecepatan menggunakan metode *PNN* (Gambar 4.11).



Gambar 4.11 Hasil kecepatan dari analisis *PNN* lintasan 1594 (Menggunkan 4 atribut)

Setelah dilakukan *trial error* dan memasukkan atribut eksternal berupa hasil inversi seismik kedalam analisis multiatribut maka hasil prediksi kecepatan menggunakan *PNN* menunjukkan *high resolution* dalam menunjukkan distribusi kecepatan. Gambar 4.12 memperlihatkan hasil analisis *PNN* yang diterapkan dari data hasil analisis 10 atribut. Analisis dilakukan dengan tidak membatasi prediksi berdasarkan horizon seperti yang ditunjukkan pada Gambar 4.10 dan 4.11, tetapi menggunakan pembatasan waktu konstan.



Gambar 4.12 Hasil kecepatan dari analisis *PNN* lintasan 1594 (Menggunakan 10 atribut).

Variasi kecepatan terlihat dengan resolusi yang lebih tinggi pada hasil menggunakan 10 atribut dengan sistem *PNN*. Dari Gambar 4.12 terlihat adanya anomali kecepatan rendah di arah Barat Laut lapangan Texaco 3D tepatnya pada lintasan 1594, dengan validasi sumur #1631 serta zona formasi *Miocene Early* (Tenggara), *Sand G* dan *E* di bagian Barat Laut dan *Sand B*.

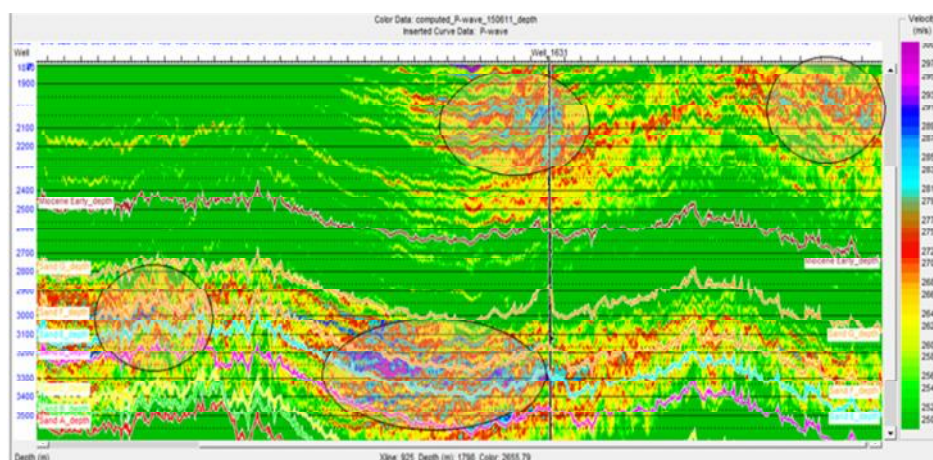
4.5 Tinjauan Zona Overpressure

Peningkatan tekanan terhadap kedalaman berlaku secara eksponensial. Semakin dalam, tekanan akan semakin meningkat. Pada saat mencapai kedalaman tertentu jauh di bawah permukaan (kondisi normal), harga tekanan cenderung berlaku konstan. Seiring kondisi bawah permukaan yang semakin kompleks, maka kondisi

tekanan tersebut tidak selamanya berlaku normal. Peristiwa tekanan abnormal terjadi pada saat kondisi di bawah permukaan terganggu. Gangguan ini dapat berupa kompaksi batuan di bawah permukaan, efek diagenesis, perbedaan densitas yang mencolok, dan migrasi fluida.

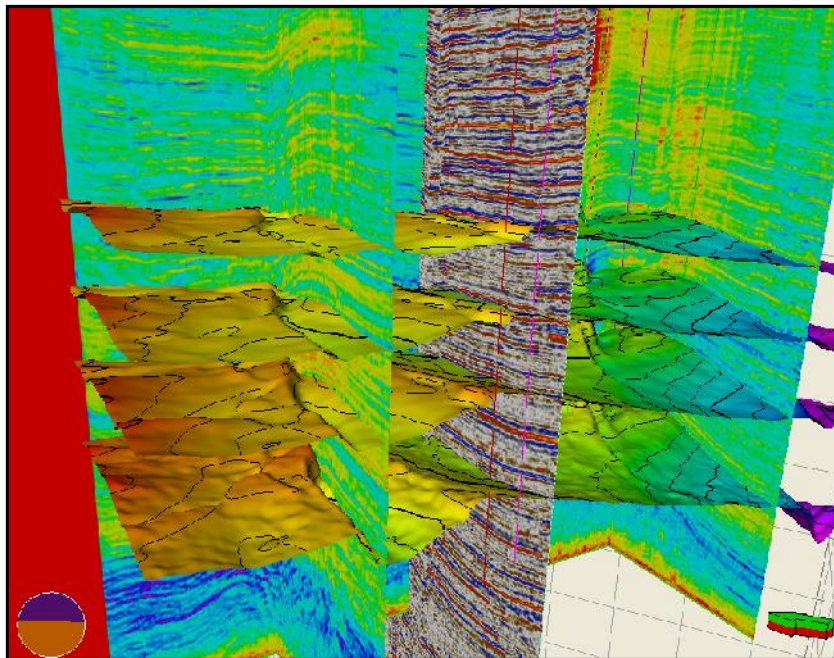
Hubungan kecepatan gelombang seismik dengan tekanan formasi diperoleh melalui hubungan linearitas antara kecepatan gelombang seismik dengan *stress* vertikal. Dalam hal ini, transformasi kecepatan ke tekanan formasi dilakukan dengan menggunakan prinsip-prinsip hubungan linear kecepatan dengan gaya tekan (*stress*) vertikal efektif, hubungan *stress* vertikal efektif dengan *stress overburden* serta tekanan pori formasi. Gradien tekanan pori formasi berhubungan secara langsung dengan tekanan hidrostatis batuan di bawah permukaan. Asumsi yang digunakan untuk menentukan harga tekanan formasi dan mengetahui normal atau abnormalnya tekanan formasi adalah prinsip yang dikemukakan Terzaghi (1943) tentang hubungan tekanan, *stress*, dan *overburden* yang telah dikemukakan sebelumnya dalam BAB 2.

Prediksi tekanan formasi pada penelitian ini dilakukan dengan menggunakan kecepatan hasil *neural network* multiatribut. Dari pendekatan jaringan tiruan, hasil analisis menunjukkan besarnya kontribusi atribut *apparent polarity* dalam prediksi kecepatan yang akan digunakan dalam prediksi tekanan. Hasil prediksi kecepatan menggunakan *neural network* dari analisis multiatribut terlihat pada Gambar 4.13.



Gambar 4.13 Hasil prediksi kecepatan (range 2500 – 3000 m/s) menggunakan *Probabilistic Neural Network* analisis multiatribut lintasan 1594.

Gambar 4.13 menunjukkan adanya anomali pada zona formasi *Early* Miocene yang berasosiasi dengan keberadaan *fault* pada area di lintasan 1594. Kemunculan anomali ini berada pada dua area target di sepanjang formasi Miocene yang juga muncul pada formasi *Sand G* dan *E*, sebelah Barat lintasan, yakni tepatnya Barat Laut area penelitian. Kisaran kecepatan pada area anomali tersebut adalah antara 2800 m/s sampai 2900 m/s. Hasil analisis kecepatan ini kemudian ditransformasikan ke tekanan efektif dengan menggunakan tekanan *overburden* yang diperoleh dari hasil penurunan densitas terhadap kedalaman dan pengaruh gravitasi serta volume kecepatan hasil prediksi.

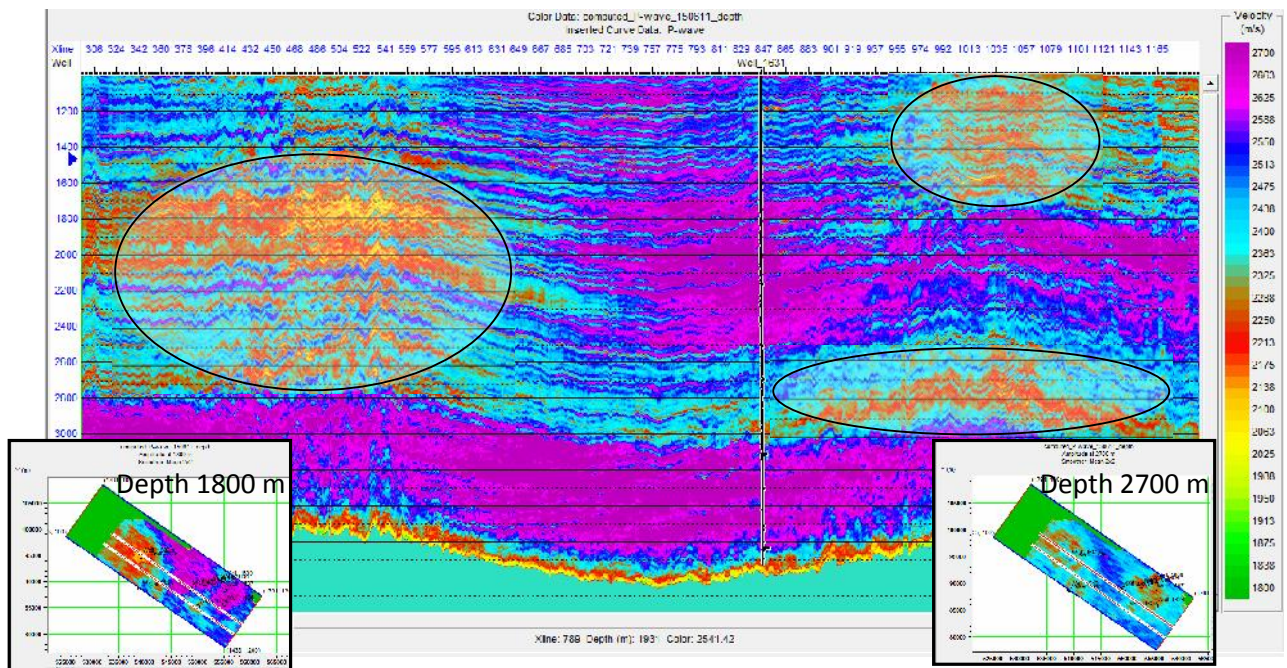


Gambar 4.14 Penampang 3D hasil prediksi kecepatan menggunakan *Probabilistic Neural Network* analisis multiatribut.

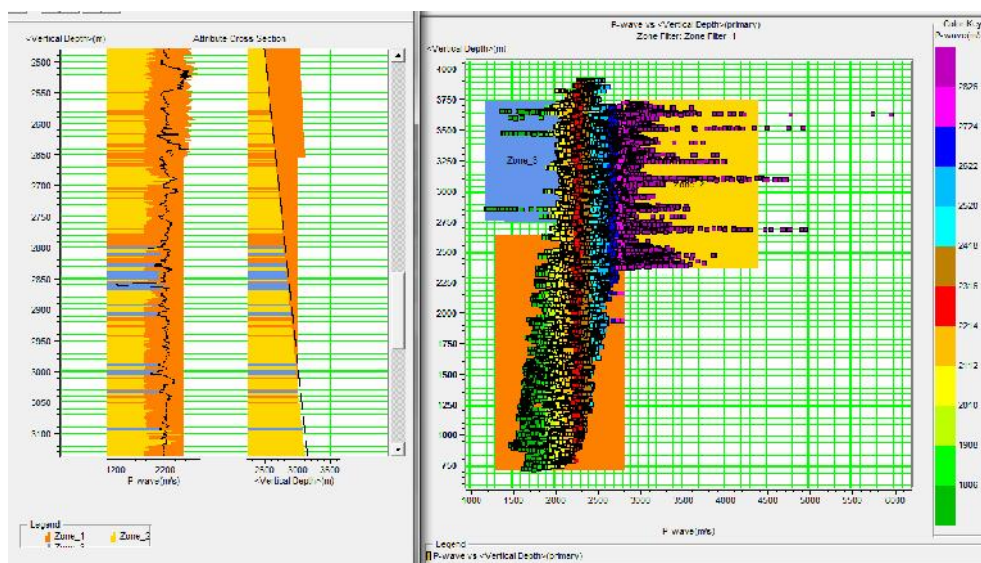
Pada tampilan Gambar 4.14 terlihat bahwa anomali kecepatan seismik terdapat di beberapa tempat pada formasi Miocene. Dalam analisis tekanan formasi, anomali kecepatan rendah menjadi perhatian khusus. Karena anomali kecepatan rendah berhubungan dengan keberadaan *overpressure* pada zona target.

Gambar 4.15 menunjukkan penyebaran anomali kecepatan rendah di lintasan 1594, dengan validasi sumur #1631. Pada area sebelah Barat Daya dimana secara geologi diinterpretasikan sebagai area kubah garam, terlihat anomali kecepatan

rendah yang cukup luas di bagian top yang diinterpretasikan terdapat keberadaan kubah garam. Sedangkan pada bagian Tenggara lintasan terdapat anomali kecepatan rendah di sekitar kedalaman 1800 m dan 2700 m atau sekitar formasi Miocene *Early* dan *Sand B*. Analisis data sumur akan keberadaan anomali kecepatan ini dapat ditinjau pada Gambar 4.16, dimana terlihat kelompok anomali kecepatan rendah, kecepatan normal, dan kecepatan tinggi terhadap fungsi kedalaman pada area Texaco 3D.

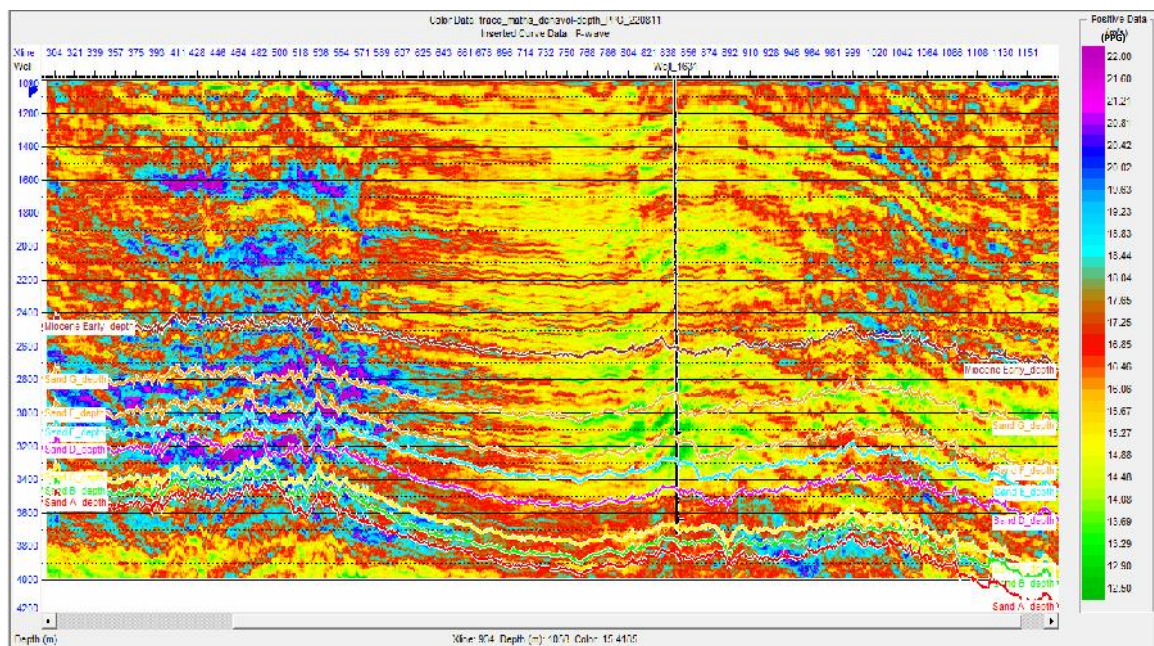


Gambar 4.15 Prediksi sebaran anomali kecepatan rendah pada lintasan 1594.



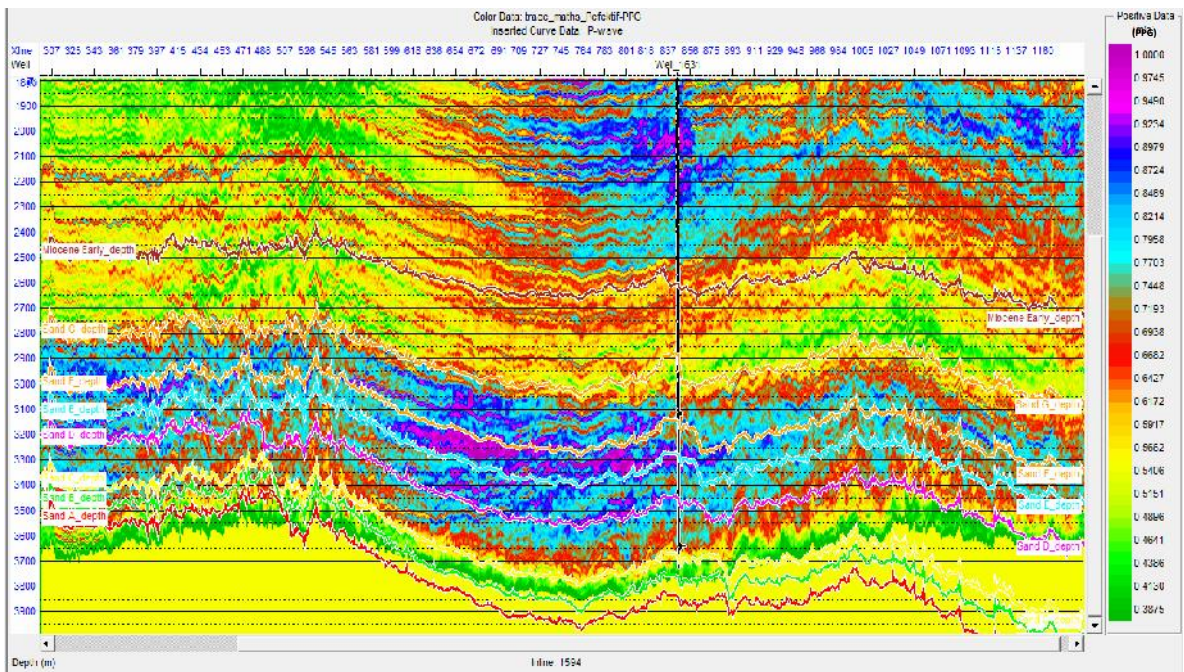
Gambar 4.16 Zona anomali kecepatan rendah data sumur Texaco 3D.

Prediksi tekanan dilakukan dengan menghitung tekanan *overburden* dan tekanan efektif batuan di lapangan Texaco 3D. Besarnya tekanan *overburden* diperoleh dari penurunan densitas batuan dan gaya gravitasi bumi terhadap fungsi kedalaman seperti yang dirumuskan oleh Terzaghi. Tekanan ini merupakan tekanan akibat pengaruh kompaksi batuan. Sedangkan tekanan efektif merupakan tekanan yang berasal dari perhitungan sensitivitas kecepatan seismik di area Texaco 3D. Hasil dari perhitungan tekanan *overburden* ditunjukkan pada Gambar 4.17 dengan menggunakan data log densitas. Sedangkan pada tekanan efektif (Gambar 4.18) diperoleh dari perhitungan sensitivitas kecepatan dengan menggunakan asumsi konstanta $A=4,5$ yang merupakan gradien sensitivitas kecepatan dan konstanta B diperoleh berdasarkan referensi di area Teluk Meksiko dengan besar 1.0 – 1.2. Pada Lapangan Texaco 3D ini digunakan konstanta 1.2. Hasil prediksi tekanan formasi ditunjukkan pada Gambar 4.19.

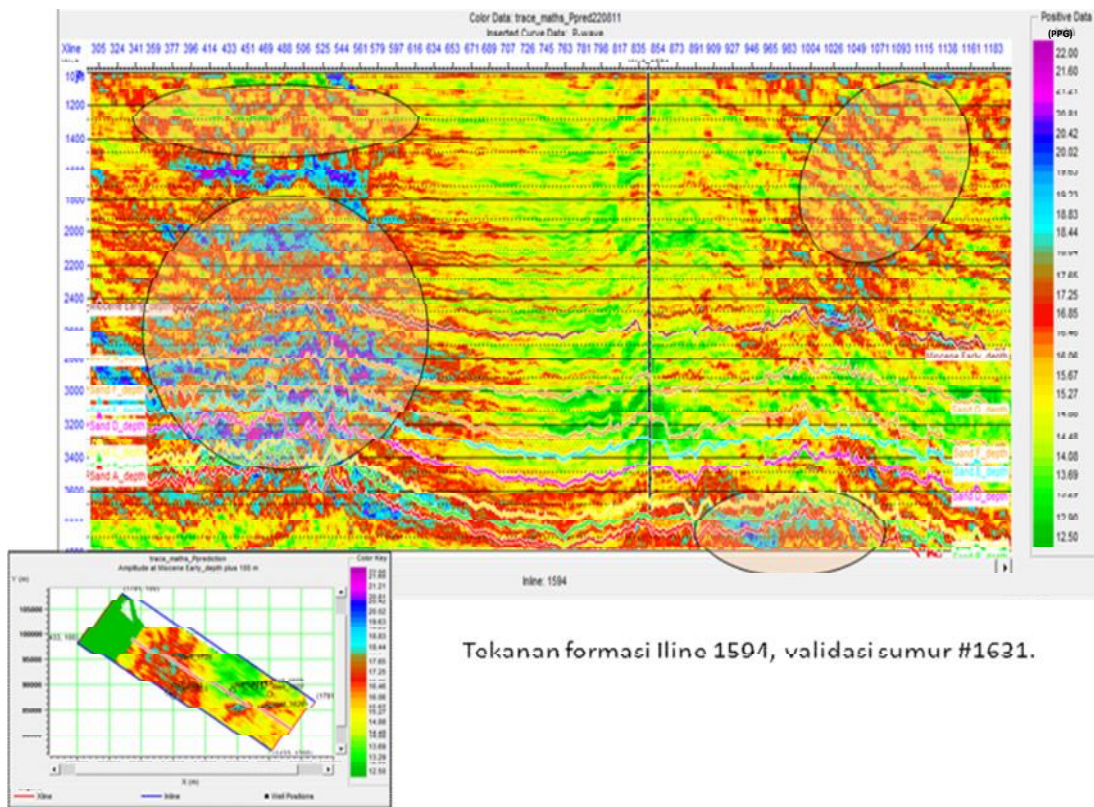


Gambar 4.17 Tekanan *overburden* (satuan *ppg*) pada lintasan 1594 dengan *overlay* sumur #1631.

Gambar 4.18 memperlihatkan sebaran tekanan efektif di area penelitian dengan menggunakan konstanta sensitivitas sesimik batuan $A=4.5$ dan $B=1.2$ berdasarkan referensi yang ada.



Gambar 4.18 Tekanan efektif vertikal (satuan *ppg*) pada lintasan 1594 dengan *overlay* sumur #1631.



Tekanan formasi Iline 1594, validasi sumur #1631.

Gambar 4.19 Tekanan pori formasi (satuan *ppg*) pada lintasan 1594, validasi sumur #1631.

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

1. Aplikasi Multiatribut pada data seismik *poststack* mampu memberikan solusi dalam memprediksi log kecepatan interval dengan resolusi yang sama baiknya melalui tahap pengujian hingga diperoleh hasil 10 atribut dengan korelasi terbaik. Pemilihan 10 atribut memberikan korelasi antara data target dan data original dengan kesalahan sebesar 175.71 m/s (Validasi mencapai 79%), sedangkan dengan 5 atribut memberikan kesalahan yang besar sebesar 181.67.
2. Aplikasi Multiatribut dengan menggunakan eksternal atribut berupa data inversi seismik mampu meningkatkan daya prediksi atribut dibandingkan dengan hanya menggunakan *raw poststack* data seismik dalam memprediksi kecepatan di area penelitian.
3. Pendekatan *Neural Network* menghasilkan atribut polaritas semu (*apparent polarity*) sebagai atribut terbaik yang dapat digunakan dalam prediksi kecepatan yang memberikan validasi hasil *PNN* dengan kesalahan prediksi sebesar 108 m/s.
4. Variasi anomali kecepatan rendah yang terdeteksi pada kedalaman 2800 – 2900 m dan sekitar kedalaman 3000 m menunjukkan adanya variasi tekanan tinggi pada area tersebut dengan prediksi gradient tekanan rata-rata mencapai 18 – 22 ppg.
5. Distribusi tekanan pori pada area penelitian relatif berkorelasi terhadap keberadaan *fault* dan kubah garam yang merupakan area prospek di lapangan penelitian. Dimana berdasarkan hasil inversi, zona anomali tersebut juga terlihat di sekitar *Sand G*, *Sand D*, dan *Sand E*.
6. Sebagai saran, diperlukan metode prediksi tekanan terpadu yang lengkap dengan data *RFT* dari sumur, sehingga hasil prediksi tekanan dapat divalidasi dengan baik.
7. Keberhasilan metode penelitian ini pada data seismik *3D* sangat menunjang ilmu pengetahuan dan wawasan bagi penulis.

DAFTAR ACUAN

- AAPG Explorer, 2000, AAPG Explorer, v. 21.
- Alexander, M., 2009, *Integrated Seismic Structure, Stratigraphy and Magnetic Basement Interpretation: Offshore Louisiana Shelf*, Search and Discovery Article #10200.
- Byerly, 1991, *Igneous activity, in Salvador, A., editor, The Gulf of Mexico Basin: Boulder, Colorado*, Geological Society of America, The Geology of North America, v. J., p. 91–108.
- Castillo, et al., 2003, *Geopressure Evaluation from Seismic Data and Its Application for Exploratory Wells in Mexico*, Offshore Technology Conference, Houston, Texas.
- Dickinson, G., 1953, *Geological Aspects of Abnormal Reservoir Pressures in Gulf Coast Louisiana*, American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 37, p. 410-432.
- Ewing, T. E., 1991, *Structural framework, in Salvador, A., editor, The Gulf of Mexico Basin, Boulder, Colorado*, Geological Society of America, The Geology of North America, v. J., p. 31–52.
- Faust, 1953, *A Velocity Function Including Lithologic Variation*, Geophysics, v. 18, pp. 271-297.
- Galloway, W.E., Ganey-Curry, P.E., Li, X., and Buffler, R.T., 2000, *Cenozoic depositional history of the Gulf of Mexico basin*: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 84, no. 11, p. 1743-1774.
- Gardner, G.H.F.; Gardner L.W. & Gregory A.R, 1974, *Formation velocity and density -- the diagnostic basics for stratigraphic traps*, Geophysics **39**: 770–780 : <http://www.ipt.ntnu.no/pyrex/stash/GPY00770.pdf>.
- Glover, Paul Dr., -, *Sonic (Acoustic Log)*, Petrophysics MSc Course Notes.
- Hamlin, H. Scott, 2008, *Salt Domes and Water Quality In The Gulf Coast Aquifer*, Bureau of Economic Geology, University of Texas.
- Hampson, et al., 2001, *Use of Multiattribute Transforms to Predict Log Properties from Seismic Data*, Geophysics, Vol. 66, No. 1 (January-February, 2000), P220-226.
- HRS, 2006

- Fooshee, Jeffrey S., 2009., B.S., *The Development of A Pore Pressure and Fracture Gradient Prediction Model For The Ewing Banks 910 Area in The Gulf of Mexico*, Louisiana State University and Agricultural and Mechanical College.
- Jones, P. H., 1969, *Hydrology of Neogene Deposits in the Northern Gulf of Mexico Basin*, Louisiana State University, Louisiana Water Resources Research Institute Bulletin GT-2, 105 p.
- Leach, W. G., 1994, *Distribution of Hydrocarbons in Abnormal Pressure in South Louisiana, USA*, in Fertl, W. H., Chapman, R. E., and Holtz, R. F., editors, *Studies in Abnormal Pressures*: Elsevier.
- Lesley D. Nixon, Nancy K. Shepard, Christy M. Bohannon, Tara M. Montgomery, Eric G. Kazanis, Mike P. Gravois, 2008, *Interim Report Gulf of Mexico 2008 Highlight*, Deepwater Gulf of Mexico 2009, U.S. Department of the Interior Minerals Management Service New Orleans Gulf of Mexico OCS Region, New Orleans.
- Limes. L. L., & Stipe, J. C., 1959, *Occurrence of Miocene Oil in South Louisiana*, Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, 9, 77-90.
- Mukherji, T., Dutta, N., Prasad, M., and Dvorkin, J., 2002, *Seismic detection and estimation of overpressures, Part I: the Rock Physics Basics*, Canadian Society of Exploration Geophysicists Recorder, p. 36–57.
- Nelson, T. H., 1991, *Salt Tectonics and Listric-Normal Faulting, in Salvador, A.*, editor, *The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America, The Geology of North America*, v. J., p. 73–89.
- Nunn, J. A., A. D. Scardina, and R. H. Pilger, Jr., 1984, *Thermal evolution of the north-central Gulf Coast*, Tectonics, v. 7, p. 723–740.
- Paul C. Hackley, 2008, *USGS Assessment of Undiscovered Conventional Oil and Gas Resources, Middle-Upper Eocene Claiborne Group, Gulf of Mexico Onshore and State Waters, USA*, Search and Discovery Article #10176.
- Resha Ramadian, 2010., *Prediksi Tekanan Pori Dengan Menggunakan Data Seismik 3D dan Data Sumur Untuk Mengoptimalkan Program Pengeboran Di Area-K, Cekungan Sumatera Tengah*, UI, Jakarta.
- Roger N. Anderson & Albert Boulanger ,-. , *Prospectivity of the Ultra-Deepwater Gulf of Mexico*, Lean Energy Initiative, Lamont-Doherty Earth Observatory, Columbia University, Palisades, New York 10964. <http://www.leanenergy.ldeo.columbia.edu>

- Sayers, C.M., Johnson, G.M., dan Denyer, G., 2002, *Predict Pore-Pressure Prediction Using Seismic Data*, Geophysics, Vol. 67, No. 4, p.1286—1292.
- Salvador, A., 1991, *Introduction*, in Salvador, A., editor, The Gulf of Mexico Basin: Geological Society of America, The Geology of North America, v. J., p. 1–12.
- Shideler, G. L., 1987, *Regional Geologic Framework Summary of The Neogene-Quaternary Louisiana Continental Shelf*, Northern Gulf of Mexico, Southeastern Geology, 28(1), 31-48.
- Sukmono, 2001, *Seismik Atribut Untuk Karakterisasi Reservoir*, TG, ITB, Bandung.
- Taner, M. Turhan, 2000, *Attributes Revisited*, OHM Rock Solid Images, Houston, Texas.
- Taner, M. Turhan, 2001, *Seismic Attributes*, CSEG Recorder.
- UI IBA Team AAPG, 2010, *Exploration Prospects Of Gulf Of Mexico*, Imperial Barrel Award – AAPG, University of Indonesia, Reservoir Geophysics Laboratory, Jakarta, Indonesia.
- Williamson, A. K. and Grubb, H. F., 2001, *Groundwater Flow in The Gulf Coast Aquifer Systems*, Regional aquifer system analysis—Gulf Coastal Plain, U.S. Geological Survey Professional Paper 1416-F, 173 p.
- Woodbury, H. O., Murray, I. B., Pickford, P. J., & Akers, W. H., 1973, *Pliocene and Pleistocene Depocenters, Outer Continental Shelf, Louisiana and Texas*, AAPG Bulletin, 57(12), 2428-2437.
- Yilmaz, 2001, *Seismic Data Processing Vol.1*,