

UNIVERSITAS INDONESIA

**IDENTIFIKASI "CHANNEL" GAS PADA LAPANGAN
MARGINAL MENGGUNAKAN ANALISA FASIES SEISMIC DAN
SEISMIC INVERSI**

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk meraih gelar Magister Sains

**ARI WIBOWO
0906576744**

**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI FISIKA
KEKHUSUSAN GEOFISIKA RESERVOAR
JAKARTA
DESEMBER 2011**

Universitas Indonesia

Identifikasi..., Ari Wibowo, FMIPAUI, 2011

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : ARI WIBOWO

NPM : 0906576744

Tanda tangan :



Tanggal : 03 DESEMBER 2011

HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :
Nama : ARI WIBOWO
NPM : 0906576744
Program Studi : Fisika (Geofisika Reservoir)
Judul Thesis : IDENTIFIKASI “CHANNEL” GAS PADA
LAPANGAN MARGINAL MENGGUNAKAN
ANALISA FASIES SEISMIK DAN SEISMIK
INVERSI

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

Dewan Penguji

Pembimbing : Prof Dr. Suprayitno Munadi

(.....)

Penguji : Dr.rer.nat. Abdul Haris

(.....)

Penguji : Dr. Ricky A. Wibowo

(.....)

Penguji : Dr. Waluyo

(.....)

Ditetapkan di : Universitas Indonesia, Salemba, Jakarta

Tanggal : Desember 2011

KATA PENGANTAR

Puji syukur kehadiran Allah SWT yang telah melimpahkan rahmat dan hidayah-NYA sehingga penulis bisa menyelesaikan thesis ini. Thesis ini merupakan salah satu syarat untuk menyelesaikan jenjang pendidikan pada Program Magister Fisika di Universitas Indonesia. Penelitian dan penulisan thesis ini tidak mungkin terlaksana tanpa adanya bantuan baik moril maupun spirituil dari berbagai pihak. Untuk itu, penulis mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada :

1. Bpk. Dr. Suprayitno Munadi, selaku dosen pembimbing yang telah banyak memberikan pengarahan dan bimbingannya selama penelitian dan penyusunan thesis ini.
2. Bpk. Ir. Bambang Ismanto (Vice President Resource Management VICO Indonesia), Mr. Eider Lizcano (Manager Base Management VICO Indonesia) dan Bpk. Ade Diar Suhendar ,S.T. (Section Head Southern Area Base Management VICO Indonesia), sebagai pihak manajemen VICO Indonesia yang telah mengizinkan penggunaan data perusahaan sebagai bahan penelitian sehingga thesis ini dapat diselesaikan.
3. Istri tercinta, Yany Indria Istiyarti, S.H., anak-anakku tersayang Ryan Ridho Bagus Wibowo dan Nirina Rizky Dewi Kartika yang telah merelakan waktu bermain dan untuk dorongan semangat agar segera bisa menyelesaikan kuliah.
4. Rekan-rekan Geofisika Reservoir Angkatan 2009, untuk sharing ilmu, kekompakan dan kekeluargaan yang telah terbangun selama ini.
5. Semua pihak, baik dari VICO Indonesia maupun rekan-rekan di kampus Salemba yang tidak mungkin penulis sebutkan satu persatu yang telah membantu dalam penyelesaian penyusunan tulisan ini.

Akhir kata, saya berharap Tuhan Yang Maha Esa berkenan membalas segala kebaikan semua pihak yang telah membantu. Semoga skripsi ini membawa manfaat bagi pengembangan ilmu.

Jakarta, Desember 2011

Penulis

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

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

Nama : Ari Wibowo
NPM : 0906576744
Program Studi : S2 Ilmu Fisika (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 :

IDENTIFIKASI "CHANNEL" GAS PADA LAPANGAN MARGINAL
MENGUNAKAN ANALISA FASIES SEISMIC DAN SEISMIC INVERSI

beserta 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 : 30 Desember 2011
Yang menyatakan



(Ari Wibowo)

ABSTRAK

Nama : Ari Wibowo
Program Studi : Magister Fisika (Geofisika Reservoir)
Judul : IDENTIFIKASI “CHANNEL” GAS PADA LAPANGAN
MARGINAL MENGGUNAKAN ANALISA FASIES SEISMIK
DAN SEISMIK INVERSI

Lapangan “Bonjour” adalah salah satu dari sedikit lapangan eksplorasi yang merupakan konsesi kerja VICO Indonesia di areal Delta Mahakam yang sampai saat ini tidak dikembangkan sebagai lapangan produksi. Penyebab utama-nya adalah karena kedua sumur eksplorasi di struktur ini, yaitu La Mare 01 (LAM01) yang dibor pada September 1973 dan La Mare 02 (LAM02) pada Oktober 1975, tidak menunjukkan hasil yang menggembirakan, sehingga lapangan ini kemudian di klasifikasikan sebagai lapangan marginal. Survei seismik 3D kemudian dilakukan pada tahun 1997, yang kemudian dilanjutkan dengan *reprocessing* pada tahun 1998 sampai dengan tahun 1999. Tetapi ketiadaan data akustik berupa *shear wave* pada kedua sumur tua tersebut menyebabkan sampai saat ini berbagai analisa yang dilakukan selalu hanya seputar pada analisa amplitudo dan impedansi akustik dengan data *compressional sonic wave*. Berbagai studi yang kemudian dilakukan di lapangan ini tidak cukup meyakinkan untuk melakukan pemboran sumur baru yang sangat dibutuhkan terutama untuk mendapatkan data *shear wave* sebagai dasar untuk mendapatkan nilai impedansi elastik yang sangat penting dalam karakterisasi reservoir untuk mendefinisikan keberadaan reservoir gas.

Studi ini merupakan integrasi antara ilmu geologi dan geofisika dalam melakukan analisa seismik 3D Lapangan Bonjour. Identifikasi pola-pola *channel* yang merupakan rumah dari reservoir dilakukan pada penampang seismik melalui analisa fasies seismik, sementara penyebaran reservoir batupasir berhasil diidentifikasi dengan hasil analisa inversi impedansi akustik dan kandungan gas pada reservoir teridentifikasi dengan hasil inversi *Pwave* dari *log* sonik dan inversi densitas dari *log density*. Penelitian telah berhasil mengidentifikasi channel-channel yang dilalui sumur pemboran dan keberadaan channel-channel gas yang tidak terdeteksi oleh studi-studi sebelumnya, sehingga akan digunakan sebagai acuan untuk pengusulan sumur bor selanjutnya di lapangan ini.

Kata kunci :

Lapangan Marginal, ketiadaan data *shear wave*, fasies seismik, inversi akustik impedance

ABSTRACT

Name : Ari Wibowo
Program Studi : *Magister of Physics (Reservoir Geophysics)*
Judul : *GAS “CHANNEL” IDENTIFICATION IN MARGINAL FIELD
USING SEISMIC FASIES ANALYSIS AND SEISMIC
INVERSION*

“Bonjour” Field is one of VICO Indonesia’s concessions area in Mahakam Delta, which is not developed as producing field until today. The main reason is because two exploration wells, which was drilled (La Mare 1 (september 1973) and La Mare 2 (October 1975)) were not giving promising results and made it classified as a marginal field. 3D seismic survey were then performed in 1997, which was continued with reprocessing activity from 1998 to 1999. The absent of shear wave sonic data from both wells has made all previous and current seismic analysis for this field were focused on amplitude analysis and accoustic impedance using compressional sonic wave data. All previous study were not enough to enhance confidence level in drilling new wells for further data acquisition program such as shear wave sonic, which is very important for reservoir characterization analysis to identify gas reservoirs.

In this study, were integrate geology and geophysic analysis in Bonjour Field 3D seismic data. Channels were firstly identified from seismic sections throughout seismic fasies analysis, which then laterally shown by using accoustic impedance as a result of seismic inversion analysis, while the gas contents were detected using P-wave and density inversion. The Study has successfully identified channels detected from well, also gas channels which were not identified from previous studies, and it going to be used as preliminary justification for next driliing activities in the field.

Key words :

Marginal Field, absent of shear wave data, seismic fasies, accoustic impedance inversion

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
LEMBAR PERNYATAAN ORISINALITAS	ii
LEMBAR PENGESAHAN	iii
KATA PENGANTAR	iv
LEMBAR PERSETUJUAN PUBLIKASI KARYA ILMIAH.....	v
ABSTRAK	vi
DAFTAR ISI	viii
DAFTAR GAMBAR.....	x
BAB 1. PENDAHULUAN	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Permasalahan	2
1.3 Tujuan Penelitian	3
BAB 2. TINJAUAN GEOLOGI AREA PENELITIAN.....	4
2.1. Struktur Geologi Area Penelitian.....	4
2.2. Stratigrafi Area Penelitian.....	6
BAB 3. DASAR TEORI	10
1.1. Seismik Stratigrafi.....	10
3.1.1. Pola-pola Refleksi Seismik	10
3.1.2. Pola-pola Refleksi Pada Batas Sikuen	13
3.2. Identifikasi <i>Channel</i> dari Data Seismik	14
3.3.1. Identifikasi <i>Channel</i> dengan <i>Horison Scanning</i>	14
3.3.2. Identifikasi <i>Channel</i> dengan Seismik Stratigrafi	16
3.3. <i>Seismic Reservoir Characterisation</i>	21
3.3.1. Impedansi Akustik	21
3.3.2. Metode Inversi	25
BAB 4. PENGOLAHAN DATA	30
4.1. Pengolahan Data Sumur (<i>well logs</i>).....	32
4.2. Pengolahan Data Seismik.....	38
4.2.1. Estimasi <i>Wavelet</i> dan <i>Well to Seismic Tie</i>	40
4.2.2. Pembuatan Model Bumi.....	43
4.2.2.1. Analisa Seismik Stratigrafi untuk Model Bumi.....	43
4.2.2.2. Model Bumi Lapangan Bonjour	45
4.2.3. Inversi <i>Model Based</i> Lapangan Bonjour.....	47
BAB 5. HASIL DAN PEMBAHASAN	50
5.1. Analisa Seismik Stratigrafi	50
5.2. Identifikasi Pola refleksi dan Geometri Channel	54
5.2.1. <i>Channel-channel</i> yang melalui sumur pemboran	55
5.2.2. <i>Channel-channel</i> tanpa sumur pemboran.....	70
5.3. Identifikasi potensi Hidrokarbon.....	82
5.4. <i>Petroleum System</i> dan <i>HC Charging Channel Gas teridentifikasi</i>	97

BAB 6. KESIMPULAN DAN SARAN	101
6.1. Kesimpulan	101
6.2. Saran.....	102
DAFTAR REFERENSI.....	103



DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1.	Lokasi Lapangan "Bonjour"	2
Gambar 2.1	Konfigurasi struktur Lapangan Bonjour	5
Gambar 2.2	Kolom Stratigrafi <i>Kutai Basin</i> , interval dalam blok merah adalah Formasi batuan yang dijumpai pada area penelitian	6
Gambar 2.3	Ilustrasi Stratigrafi dan sedimentasi Regional Area Penelitian, menunjukkan kedua sumber utama sedimen, yaitu Klandasan area (barat daya) dan Gelingsih (baratLaut).....	8
Gambar 2.4	Ilustrasi Struktur dan Lapisan Sedimen pada area penelitian	9
Gambar 3.1	Berbagai macam konfigurasi umum pola refleksi seismik (atas) dan variasi pola konf. progradasi (bawah) (R.M. Mitchum et al, 1977)	12
Gambar 3.2	Batas atas sekuen seismik (a) <i>erosional truncation, top lap</i> , batas bawah (b) <i>onlap</i> dan <i>downlap</i> . (R.M. Mitchum et al, 1977)	13
Gambar 3.3	Asosiasi konfigurasi refleksi seismik dan pola refleksi pada bidang batas dengan lingkungan pengendapan (R.M. Mitchum et al, 1977)	14
Gambar 3.4	Identifikasi <i>Channel</i> dengan metode <i>Horizon Scanning</i>	16
Gambar 3.5	Pola-pola refleksi dan pengisian <i>channel</i> (R.M. Mitchum et al, 1977)	17
Gambar 3.6	Penampakan feature khas channel pada penampang seismik dan pelamparan horizontalnya dengan seismik atribut (Posamentier, 2005).....	18
Gambar 3.7	<i>Picking horizon</i> untuk " <i>horizon slices</i> ", hanya sebagian <i>channel</i> yang terlihat karena picking dilakukan tidak paralel terhadap bidang perlapisan sekitar <i>channel</i> (gambar kiri), seluruh <i>channel</i> terlihat <i>picking</i> yang dilakukan paralel bidang perlapisan yang mengandung <i>channel</i> (gambar kanan) (Posamentier, 2011)	19

Gambar 3.8	Posisi picking horison terbaik adalah pada bagian base dari channel (bidang c) yang merupakan shifted horizon dari bidang d (reflektor menerus tepat di bawah fitur channel) (Posamentier, 2011)	20
Gambar 3.9	Diagram alur permodelan data seismik (Russel, 1998)	22
Gambar 3.10	Diagram skematik pemodelan data seismik, Hasil <i>inverse modeling</i> akan lebih mudah digunakan sebagai dasar interpretasi dibandingkan data seismik aslinya (<i>forward modeling</i>) (Russel, 1998)	22
Gambar 3.11	Diagram kartun perbedaan antara tahapan akuisisi (a), Inversi (b) sampai karakterisasi (c)	23
Gambar 3.12	Perbandingan visual antara data seismik konvensional (a) dengan data seismik yang telah dilakukan inversi yang berupa impedansi akustik (b). Terlihat hasil inversi lebih dekat ke model geologi dibandingkan data seismik konvensional (Jason, 2001)	24
Gambar 3.13	Diagram alir standard dari proses pembuatan impedansi akustik dari data awal log sumur dan seismik sampai ke interpretasi data analisis impedansi akustik (Jason, 2001)	26
Gambar 3.14	Diagram alir proses inversi dengan menggunakan metoda <i>model based</i> (Russel, 1988)	27
Gambar 3.15	Diagram ilustrasi penggunaan teknik inversi <i>model based</i> pada data seismik 2D (Cooke & Schneider, 1983 vide Russel, 1988)	28
Gambar 3.16	<i>Trace</i> seismik dari sumur A dan B dan <i>trace</i> inversi sumur A dan B, pada <i>trace</i> inversi sumur B terlihat adanya anomali pada <i>time</i> 200 ms yang tidak muncul pada sumur A (Cooke & Schneider, 1983 vide Russell, 1988)	28
Gambar 4.1	Alur Penelitian	31
Gambar 4.2	Cross-plot Sonic Compressional v/s Depth La Mare 1	34
Gambar 4.3	Cross-plot Density v/s Depth La Mare 1	34
Gambar 4.4	Cross-plot Gamma Ray v/s P-impedance (atas), Neutron porosity v/s P-impedance (tengah) dan Neutron porosity v/s P-impedance untuk menunjukkan zona gas (bawah)	36

Gambar 4.5	Cross-plot impedansi akustik v/s time depth pada interval tengah menunjukkan diskriminasi litologi (batupasir dan shale) serta kandungan fluida gas pada interval kedalaman yang sama.....	37
Gambar 4.6	Survei seismik 3D Lapangan Bonjour	38
Gambar 4.7	Gambaran Umum kontur Struktur Area penelitian, basemap top struktur horizon X.60, dan penampang seismik area penelitian.....	39
Gambar 4.8	Hasil ekstraksi wavelet dengan wavelet length 200 ms, Taper length 20 ms, sample rate 4 ms dan tipe ekstraksi.....	41
Gambar 4.9	Hasil proses well seismic tie sumur La Mare 1 dengan menggunakan ekstrak wavelet yang telah didapatkan sebelumnya	42
Gambar 4.10	Hasil interpretasi seismik stratigrafi	44
Gambar 4.11	Horison-horison utama yang digunakan dalam penelitian.....	45
Gambar 4.12	Model bumi (earth model) Lapangan Bonjour	46
Gambar 4.13	Hasil Proses inversi.....	47
Gambar 4.14	Tingkat kesesuaian P-impedance antara data well dan data sesimik cukup tinggi, error data rendah, kualitas inversi cukup baik.....	48
Gambar 4.15	Tingkat kesesuaian P-impedance antara data sumur dan data sesimik cukup tinggi ditunjukkan kesesuaian warna parameter AI dari well dengan nilai P-impedance hasil inversi di sekitar sumur.....	49
Gambar 5.1	Hasil interpretasi seismik stratigrafi	51
Gambar 5.2	Morfologi umum <i>meandering channels</i> di delta Mahakam menunjukkan <i>high sinuosity</i> baik pada peta reservoir lapangan sekitar, maupun pada foto udara Mahakam Delta modern dengan <i>google earth</i>	54
Gambar 5.3	Pola-pola refleksi channel yang dilalui sumur La Mare 1 pada penampang XL-4353	55
Gambar 5.4	Reservoir-reservoir pada sumur La Mare 1 dan hubungannya dengan fitur-fitur <i>channel</i> pada penampang seismic berdasarkan <i>well to seismic tie</i>	56

Gambar 5.5	Fitur Channel A pada penampang seismik	58
Gambar 5.6	Penampang inversi Akustik Impedance fitur Channel A.....	59
Gambar 5.7	Pelamparan lateral channel A	60
Gambar 5.8	Fitur Channel B pada penampang seismik.....	62
Gambar 5.9	Penampang inversi Akustik Impedance fitur Channel B.....	63
Gambar 5.10	Pelamparan lateral channel B.....	64
Gambar 5.11	Analogi high <i>sinuosity channel</i> pada Delta Mahakam Modern.....	65
Gambar 5.12	Fitur Channel C pada penampang seismik.....	67
Gambar 5.13	Penampang inversi Akustik Impedance fitur Channel C.....	68
Gambar 5.14	Pelamparan lateral channel C.....	69
Gambar 5.15	Fitur Channel D pada penampang seismik	71
Gambar 5.16	Penampang inversi Akustik Impedance fitur Channel D.....	72
Gambar 5.17	Pelamparan lateral channel D	73
Gambar 5.18	Fitur Channel E pada penampang seismik.....	75
Gambar 5.19	Penampang inversi Akustik Impedance fitur Channel E.....	76
Gambar 5.20	Pelamparan lateral channel E.....	77
Gambar 5.21	Fitur Channel F pada penampang seismik.....	79
Gambar 5.22	Penampang inversi Akustik Impedance fitur Channel F	80
Gambar 5.23	Pelamparan lateral channel F.....	81
Gambar 5.24	Cross-plot Pwave v/s depth-time untuk diskriminasi litologi dan identifikasi hidrokarbon	83
Gambar 5.25	Cross-plot Pwave v/s depth-time untuk diskriminasi litologi dan identifikasi hidrokarbon	84
Gambar 5.26	Cross-plot Pwave data original log v/s inverted Pwave dan cross-plot Density data original log v/s inverted Density	85

Gambar 5.27	Pelamparan channel A dengan parameter Pwave tinggi dan Density tinggi, mengindikasikan kehadiran channel batupasir berisi air	86
Gambar 5.28	Pelamparan channel B dengan parameter Pwave rendah dan Density rendah, mengindikasikan channel batupasir berisi gas	88
Gambar 5.29	Pelamparan channel C dengan parameter Pwave tinggi dan Density tinggi, mengindikasikan kehadiran channel batupasir berisi air	90
Gambar 5.30	Pelamparan channel D dengan parameter Pwave rendah dan Density rendah, mengindikasikan channel batupasir berisi gas	92
Gambar 5.31	Pelamparan channel E dengan parameter Pwave rendah dan Density rendah, mengindikasikan channel batupasir berisi gas	94
Gambar 5.32	Pelamparan channel F dengan parameter Pwave rendah dan Density rendah, mengindikasikan <i>channel</i> batupasir berisi gas	96
Gambar 5.33	<i>Burial History</i> dan <i>HC Maturity</i> Sumur La Mare 1	97
Gambar 5.34	Profil <i>Maturity</i> Struktur La Mare pada Penampang XL-4353	98
Gambar 5.35	Pelamparan <i>Channel-Channel</i> Gas Menuju Dalam di Timur Laut	99
Gambar 5.36	Pelamparan <i>Channel C</i> Menghindari Dalam di Timur Laut, <i>Charging HC</i> Tidak Terjadi ke <i>Channel</i> Ini	100

BAB 1

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

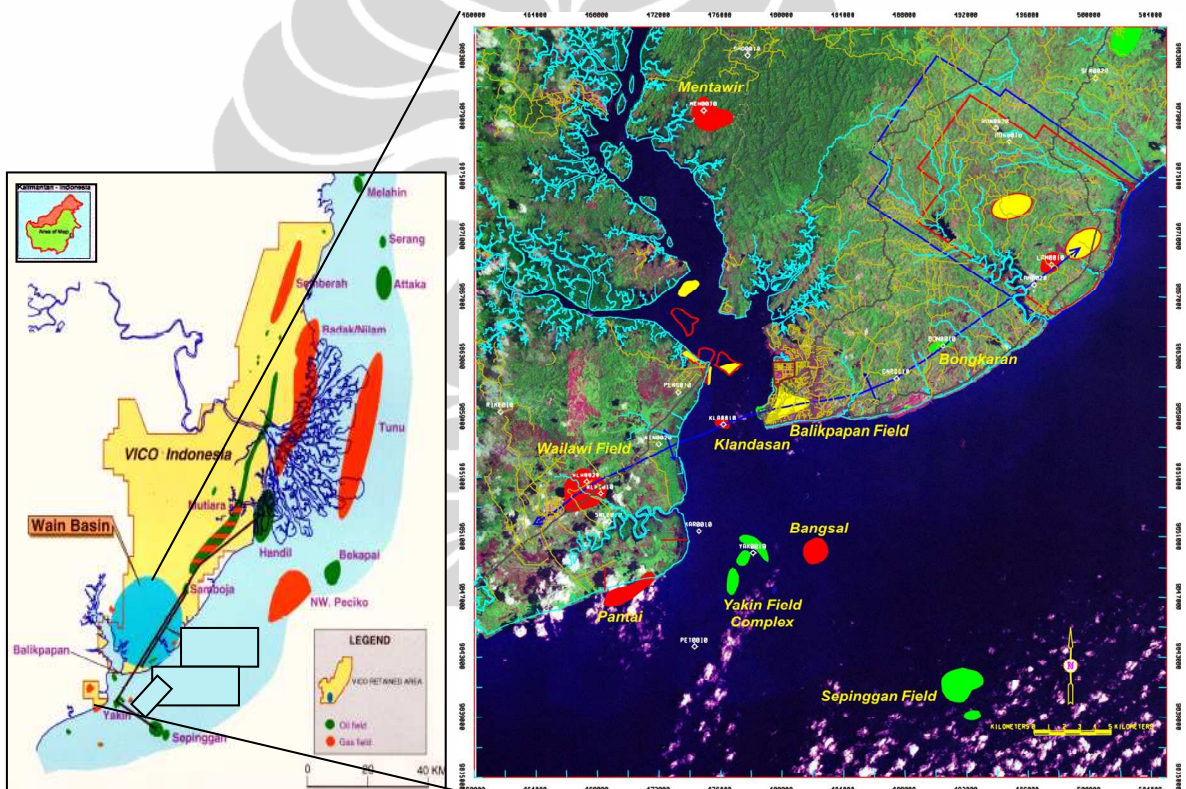
Lapangan “Bonjour” adalah salah satu dari sedikit lapangan eksplorasi yang merupakan konsesi kerja VICO Indonesia di areal Delta Mahakam yang sampai saat ini tidak dikembangkan sebagai lapangan produksi. Penyebab utamanya adalah karena kedua sumur eksplorasi di struktur ini, yaitu La Mare 01 (LAM01) yang dibor pada September 1973 dan La Mare 02 (LAM02) pada Oktober 1975, tidak menunjukkan hasil yang menggembirakan. La Mare 01 hanya menemukan 2 zona proven gas yang tidak terlalu tebal dari DST. Sementara La Mare 02 bisa dikatakan *dry hole*.

Survei seismik 3D kemudian dilakukan pada tahun 1997, yang kemudian dilanjutkan dengan *reprocessing* pada tahun 1998 sampai dengan tahun 1999. Sehingga kemudian didapatkan hasil berupa data volume *pre-stack time migration* (PSTM) disamping data *post-stack*. Disamping itu tersedia pula data berupa volume *near stack* untuk sudut datang $0^\circ - 15^\circ$ dan *far stack* untuk sudut datang $15^\circ - 30^\circ$.

Tetapi ketiadaan data akustik berupa *shear wave* pada kedua sumur tua tersebut menyebabkan sampai saat ini berbagai analisa yang dilakukan selalu hanya seputar pada analisa amplitudo dan impedansi akustik dengan data *compressional sonic wave*. Berbagai studi yang kemudian dilakukan di lapangan ini tidak cukup meyakinkan manajemen perusahaan untuk melakukan pemboran sumur baru yang sangat dibutuhkan terutama untuk mendapatkan data *shear wave* sebagai dasar untuk mendapatkan nilai impedansi elastik yang sangat penting dalam mendefinisikan keberadaan reservoir gas.

1.2. Permasalahan

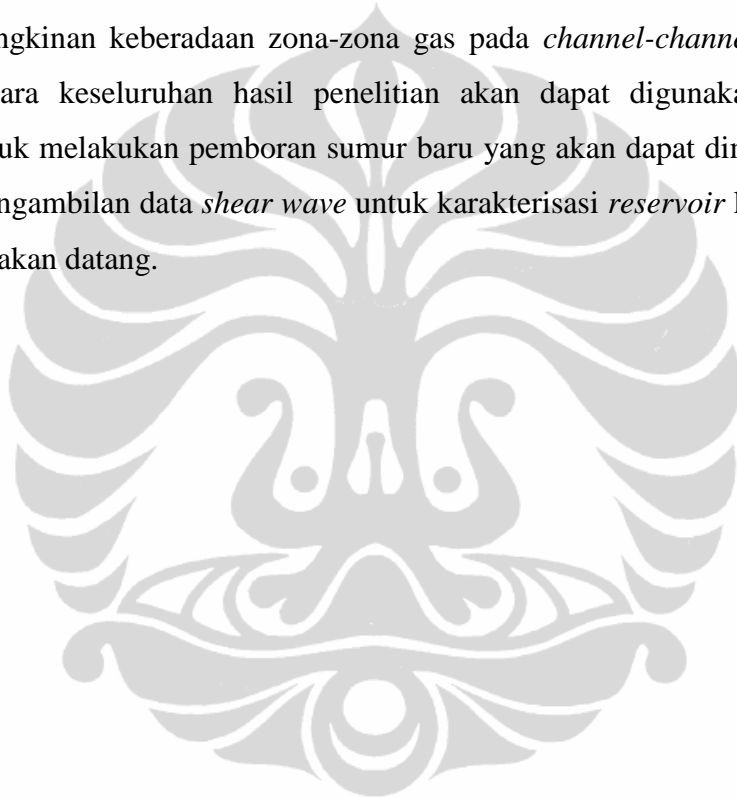
Selain ketiadaan data *shear wave* yang sangat dibutuhkan dalam karakterisasi reservoir, struktur Bonjour secara sedimentasi terendapkan pada lingkungan transisi, seperti halnya lapangan-lapangan lain di Delta Mahakam. Anomali-anomali yang muncul pada data seismik umumnya didominasi oleh anomali-anomali akibat pertemuan antara sedimen darat dan sedimen laut. *Picking horizon-horizon* seismik secara akurat menjadi sangat sulit dilakukan, sehingga identifikasi keberadaan pola-pola *channel* dengan analisa atribut seismik menjadi diragukan tingkat validitas-nya.



Gambar 1.1: Lokasi Lapangan "Bonjour", terletak di Delta Mahakam, sekitar 20 km sebelah utara Kota Balikpapan

1.3 Tujuan Penelitian

Tujuan utama penelitian ini adalah mengidentifikasi pola-pola *channel* yang merupakan rumah dari *reservoir* yang akan dilakukan pada penampang seismik dengan pendekatan secara ilmu geologi melalui analisa fasies seismik dan pelamparannya dengan memanfaatkan analisa atribut seismik. Disamping itu akan dilakukan pula inversi impedansi akustik untuk memperkuat analisa yang telah dilakukan pada tahapan identifikasi *channel* dengan fasies seismik dan juga analisa kemungkinan keberadaan zona-zona gas pada *channel-channel* tersebut. Sehingga secara keseluruhan hasil penelitian akan dapat digunakan sebagai justifikasi untuk melakukan pemboran sumur baru yang akan dapat dimanfaatkan juga untuk pengambilan data *shear wave* untuk karakterisasi *reservoir* lebih lanjut di masa yang akan datang.



BAB 2

TINJAUAN GEOLOGI AREA PENELITIAN

Berdasarkan studi regional dan korelasi *well log* yang telah dilakukan oleh peneliti terdahulu, cekungan sedimentasi dari lapangan Bonjour seperti halnya area lain di delta Mahakam mulai terisi oleh sedimen sejak *Early Miocene*. Pada saat ini tektonik inversi terjadi, Tinggian Kuching mulai terbentuk berasosiasi dengan aktivitas vulkanik dan pertumbuhan blok-blok patahan normal yang mengakomodasi ruang untuk sedimentasi di atas basement (*syndepositional faults*). Erosi terhadap batuan sedimen Paleogen dan batuan vulkanik andesitik menghasilkan luapan sedimen, sehingga terjadi progradasi delta dari barat (arah darat) ke arah timur (arah laut / cekungan). Di daerah sekitar Samarinda, ketebalan endapan Miosen Awal dapat mencapai 3500 m.

Inversi berlanjut dan mempengaruhi cekungan selama Miosen Tengah dan Pliosen. Seiring berjalannya waktu, inversi semakin mempengaruhi daerah yang terletak lebih ke arah timur, sehingga mempercepat proses progradasi delta ke arah timur. Hasil dari proses-proses tersebut mempengaruhi tidak hanya kondisi struktur geologi, tetapi juga stratigrafi daerah penelitian.

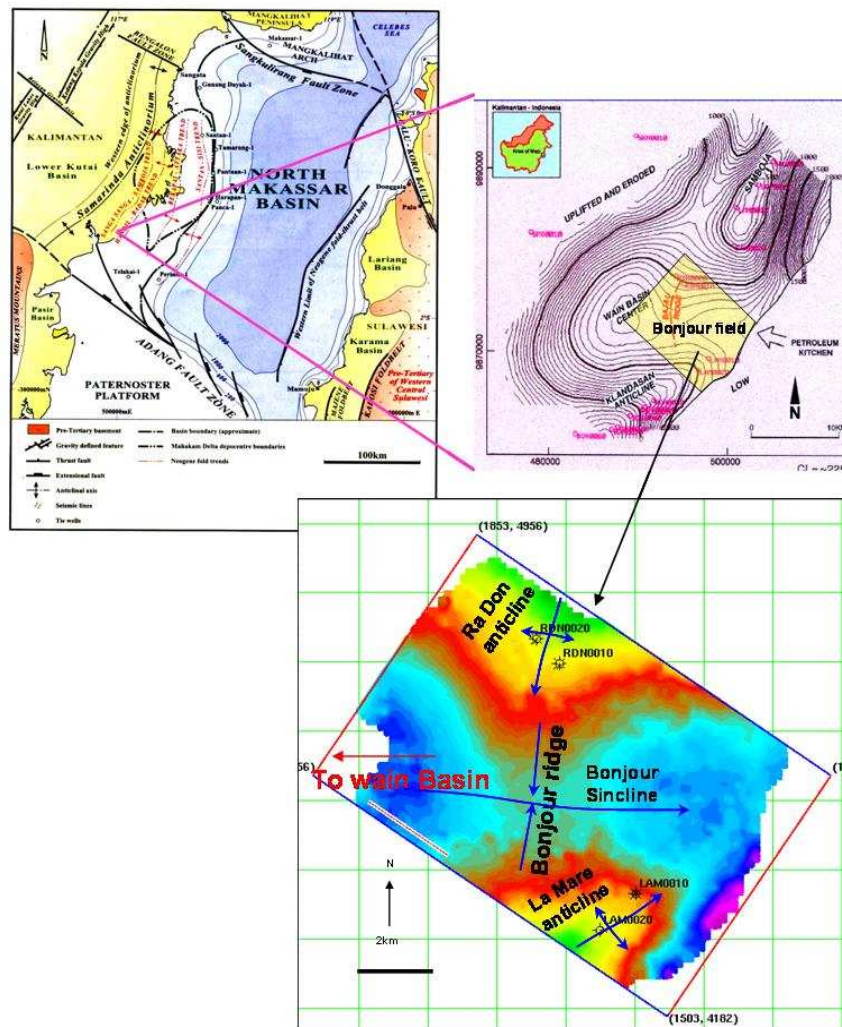
2.1. Struktur Geologi Area Penelitian

Daerah penelitian memiliki pola-pola struktur berarah timurlaut-baratdaya berupa sumbu-sumbu lipatan yang merupakan bagian dari Antiklinorium Samarinda. Antiklin asimetris berarah baratdaya di bagian selatan lapangan Bonjour dikenal sebagai Antiklin La Mare yang merupakan ujung timur laut antiklin Klandasan dan Antiklin Ra Don di sebelah utaranya yang merupakan ujung selatan antiklin Semboja, keduanya seolah terhubung dengan keberadaan *bonjour ridge* di bagian tengah Lapangan Bonjour.

Antiklin La Mare merupakan sebuah antiklin sungkup (*pitching*) dengan sumbu antiklin yang memanjang pada arah NE-SW. Antiklin ini berkembang di bagian

selatan daerah penelitian dengan ujung sumbu bagian timur yang menyungkup dan sayap bagian tenggara memiliki kemiringan yang lebih curam dibandingkan sayap bagian barat laut.

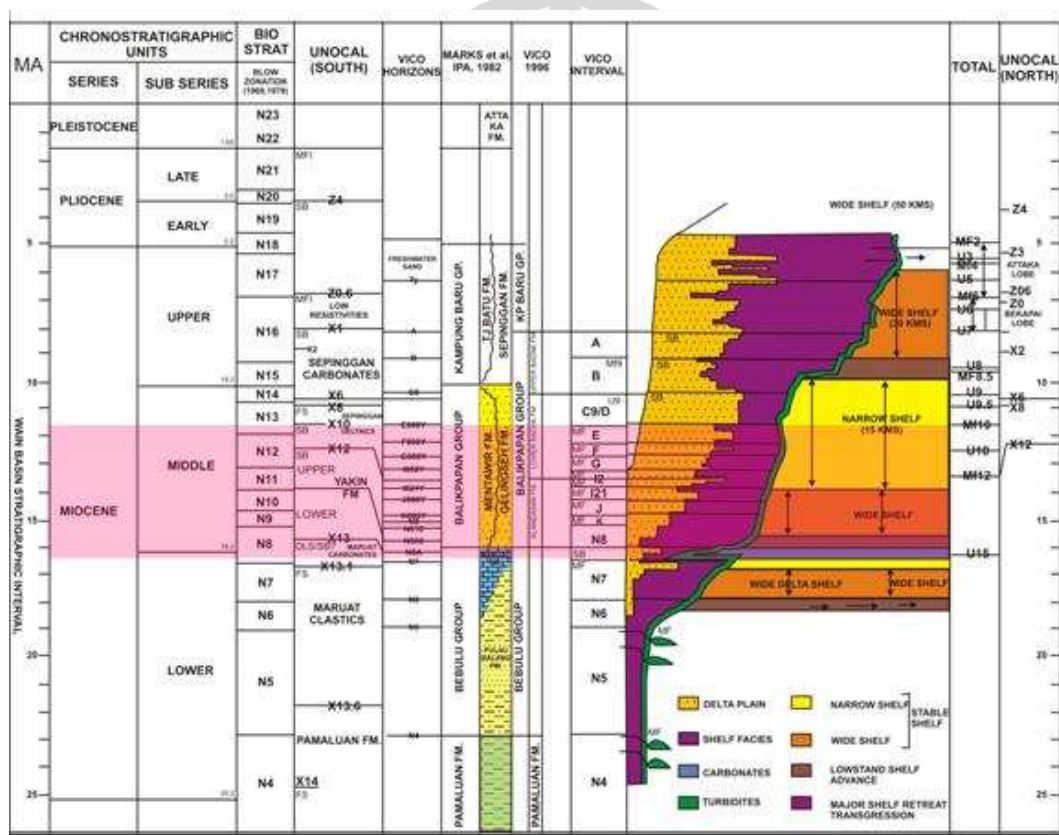
Sinklin Bonjour memiliki sumbu sinklin yang memanjang pada arah W-E. Bagian ujung barat dan ujung timur sayap sinklin memiliki kemiringan yang curam dan secara berangsur menjadi landai pada bagian tengah daerah penelitian. Secara vertikal, perlipatan yang terbentuk pada daerah penelitian mempengaruhi semua interval daerah penelitian dan dapat ditelusuri mulai dari marker teratas hingga terbawah.



Gambar 2.1. Konfigurasi struktur Lapangan Bonjour (Busono, *et.al*, 1999)

2.2. Stratigrafi Area Penelitian

Unit sedimen terdalam yang dipenetrasi sumur pemboran adalah *Bebulu Group* (*Lower Miocene*). Bagian teratas dari Sedimen ini dinamakan sebagai marker X.94, pada penampang seismik dinamakan sebagai horizon X.94, merupakan marker yang tersebar luas dan mudah dikenali dan dicirikan oleh lapisan tebal *shale* dengan *interbedded* batupasir dan batugamping yang terendapkan pada lingkungan laut dangkal.



Gambar 2.2. Kolom Stratigrafi *Kutai Basin*, interval dalam blok merah adalah Formasi batuan yang dijumpai pada area penelitian (*Kutai Basin Study*, 1995)

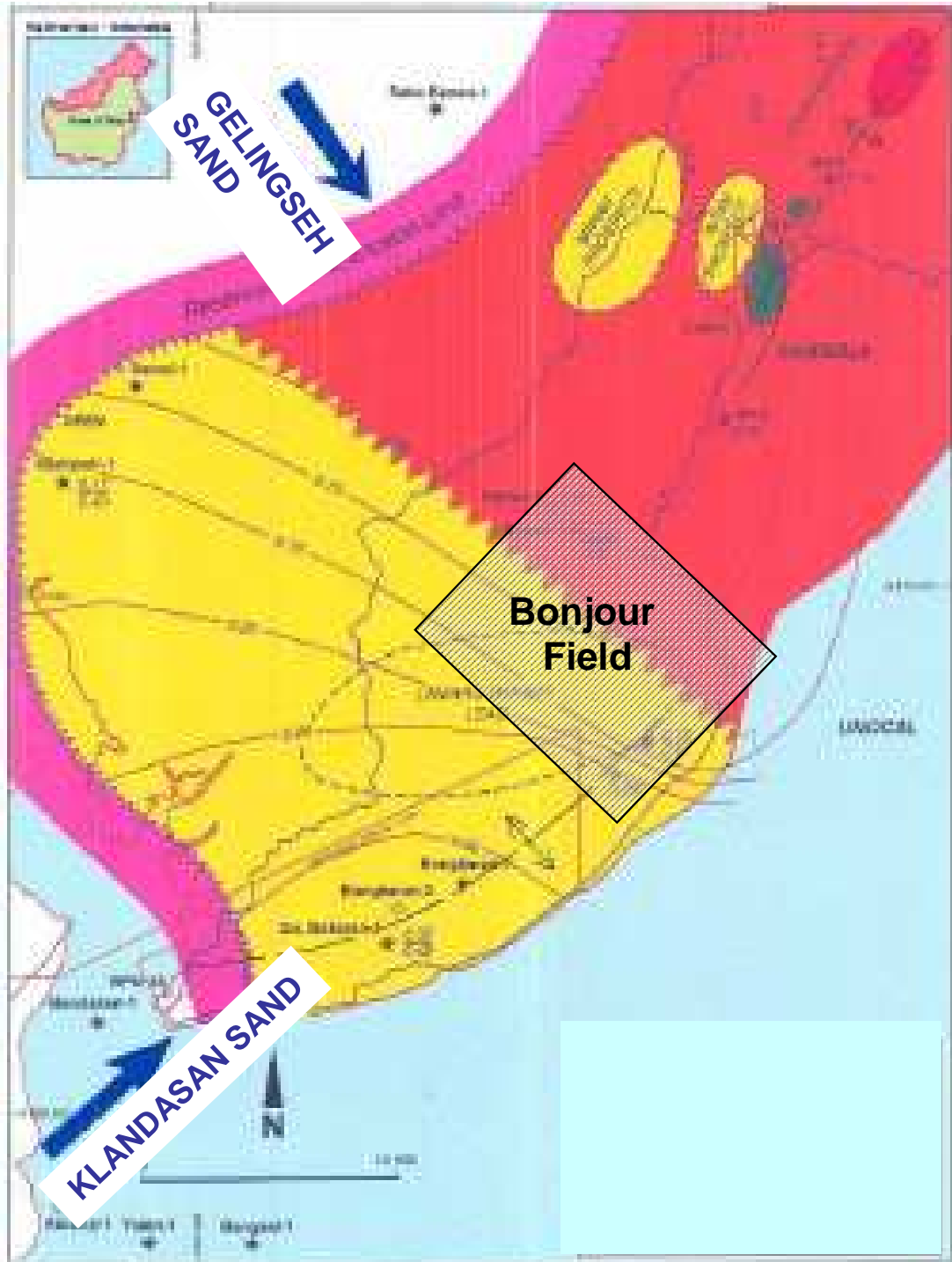
Sedimen yang dijumpai di atas marker X.94 adalah Lapisan tebal *shale* Lamaru yang merupakan hasil akhir proses transgressive dengan bagian teratas dinamakan sebagai marker X.84 yang juga cukup mudah dikenali pada penampang seismik karena kontras impedansi-nya yang cukup besar.

Fase progradasi yang utama dan terbesar terjadi setelah masa pembanjiran tersebut dengan terendapkannya perselang-selingan lapisan tebal batupasir dan shale yang kemudian dikenal sebagai Formasi Klandasan. Pada seismic interval antara X.60-X.84 disebut sebagai *Lower Klandasan*, sementara X.50-X.60 disebut sebagai *Upper Klandasan*.

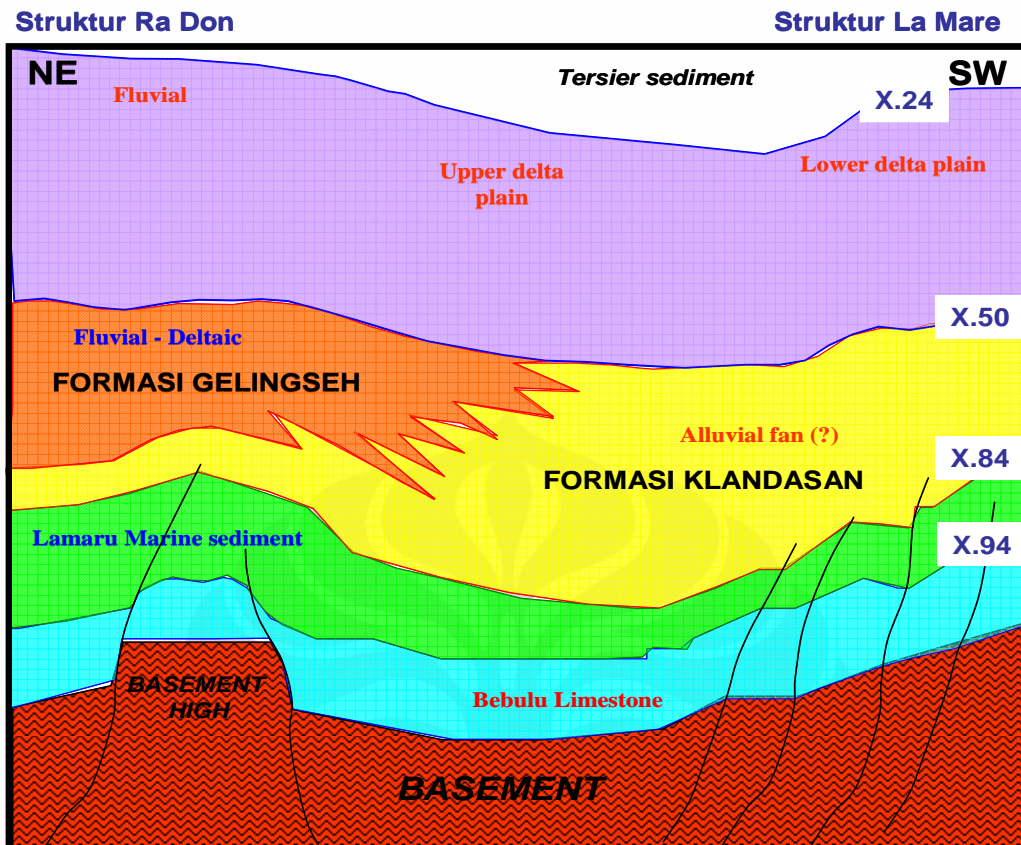
Lower Klandasan dicirikan oleh penipisan total ketebalan tubuh sediment dan peningkatan rasio *sand/shale* ke arah barat daya. Hal tersebut merupakan penciri utama fase progradasi dan menunjukkan bahwa sumber utama sedimen berasal dari arah tersebut. Sedimen *Lower Klandasan* diinterpretasikan terendapkan pada lingkungan alluvial fan sampai dengan laut dangkal.

Upper Klandasan memiliki sumber sedimen yang sama dengan *lower Klandasan* yaitu dari arah barat daya. Pembeda yang sangat dominan adalah terjadi perubahan litologi menjadi lapisan-lapisan batupasir yang lebih tipis berselang-seling dengan karbonat, *shale* yang mengandung batubara dan *shale* di arah utara dari lapangan ini yang lebih umum dikenal sebagai Formasi Gelingsih. Formasi Gelingsih memiliki sumber sedimen dari arah barat laut lapangan ini. Sehingga beberapa peneliti terdahulu memprediksikan keberadaan kontak menjari (*interfingering*) antara *Formasi Upper Klandasan* dengan Formasi Gelingsih di area antara Struktur La Mare dan Struktur Ra Don meskipun belum ada bukti nyata.

Formasi Klandasan dan Gelingsih kemudian ditutup oleh fase pembanjiran atau kenaikan muka air laut regional dimana terendapkan lapisan *shale* marker X.50. Pada bagian atas marker ini, dijumpai perubahan litologi ke arah atas menjadi endapan batubara yang sangat melimpah berselang-seling dengan lapisan *shale* dan batupasir yang merupakan penciri endapan *regresif*. Perubahan lingkungan pengendapan seketika ini kemungkinan petunjuk keberadaan batas *erosional* dengan *marine shale* marker X.50 di bawahnya.



Gambar 2.3. Ilustrasi Stratigrafi dan sedimentasi Regional Area Penelitian, menunjukkan kedua sumber utama sedimen, yaitu Klandasan area (barat daya) dan Gelingsih (barat Laut) (Bachtiar, *et. al*, 1998)



Gambar 2.4. Ilustrasi Struktur dan Lapisan Sedimen pada area penelitian (Bachtiar, et. al, 1998)

Berdasarkan pembahasan sebelumnya, maka interval target penelitian merupakan bagian dari Formasi Klandasan bawah dan atas serta dibatasi oleh marker horizon X.50 dan X.84 di bagian atas dan bawahnya. Selanjutnya pemahaman mengenai gambaran umum geologi ini akan menjadi acuan dalam pembuatan model geologi sebagai input analisa geofisika dengan data seismik.

BAB 3 DASAR TEORI

3.1. Seismik Stratigrafi

Seismic stratigraphy adalah suatu cabang ilmu stratigrafi dalam geologi dimana material sediment dan batuan sediment diinterpretasikan dalam konteks geometri berdasarkan kenampakan refrektor-reflektor seismic dari data seismic refleksi (*McGraw-Hill Dictionary of Scientific & Technical Terms, 2003*). Cabang Ilmu ini terus berkembang pesat sejalan dengan meningkatnya resolusi data seismic dan kemajuan software yang ada. Dalam aplikasinya, para ahli eksplorasi saat ini bahkan sudah sanggup untuk mengidentifikasi keberadaan reservoir dalam sistim-sistim *channel* hanya berdasarkan interpretasi pada penampang seismic.

Sementara Analisis fasies seismic adalah deskripsi dan interpretasi geologi dari parameter-parameter pantulan seismic yang meliputi konfigurasi pantulan, kontinuitas pantulan, amplitudo, frekuensi, kecepatan internal, dan geometri eksternal. Setiap parameter pantulan seismic dapat memberikan informasi mengenai kondisi geologi terkait. Parameter seismic yang dapat dianalisis secara visual/langsung di sayatan seismic terutama adalah konfigurasi pantulan seismic. Konfigurasi pantulan seismic dalam analisis stratigrafi seismic dapat digolongkan atas konfigurasi paralel & subparalel, konfigurasi *divergen*, konfigurasi *chaotic* dan *reflection free*.

3.1.1. Pola-pola Refleksi Seismik

Konfigurasi pantulan seismic dalam analisis stratigrafi seismic dapat digolongkan atas konfigurasi paralel & subparalel, konfigurasi *divergen*, konfigurasi *chaotic* dan *reflection free*.

Konfigurasi Paralel & Subparalel ditunjukkan oleh pola refleksi seismic yang relatif sejajar yang menunjukkan kecepatan pengendapan yang seragam pada paparan yang menurun secara seragam atau dalam cekungan sedimen yang stabil, variasi yang umum muncul dari pola ini adalah *even* dan *wavy*.

Konfigurasi *divergen* ditunjukkan oleh pola refleksi seismik berbentuk membaji dimana penebalan lateral dari seluruh unit disebabkan oleh penebalan dari pantulan itu sendiri atau disebabkan karena variasi lateral kecepatan pengendapan atau pengangkatan/pemiringan secara progresif bidang pengendapan.

Konfigurasi *divergen* atau yang lebih dikenal sebagai konfigurasi progradasi merupakan akibat adanya pengembangan sedimentasi secara lateral yang membentuk permukaan pengendapan dengan lereng landai (*clinoform*). Pola konfigurasi progradasi dapat berupa *sigmoid*, *oblique*, *complex sigmoid-oblique*, *shingled*, dan *hummockly*. Perbedaan konfigurasi progradasi menunjukkan adanya variasi pasokan sedimen, kecepatan penurunan cekungan dan perubahan muka air laut.

a) Pola *Sigmoid*, ditunjukkan oleh pola dimana bagian atas dan bawah relative tipis dan hampir horizontal sementara bagian tengah relatif lebih tebal dengan kemiringan yang lebih besar. Pola ini terbentuk pada cekungan dimana pasokan sedimen rendah sementara penurunan cekungan cepat atau kenaikan muka laut yang cepat, atau dapat juga terbentuk pada pengendapan laut dalam dimana tingkat energi rendah.

b) Pola *Oblique*, umum dijumpai pada pengendapan yang terjadi di dekat dasar gelombang dengan lingkungan yang mempunyai energi tinggi. Variasi dari pola ini adalah *oblique tangential* yang merupakan pola progradasi yang ditandai dengan adanya kemiringan pada bagian bawah strata yang berkurang dan berbentuk cekung. Variasi lainnya adalah pola *oblique* paralel yang merupakan pola progradasi dengan pengendapan strata relatif sejajar.

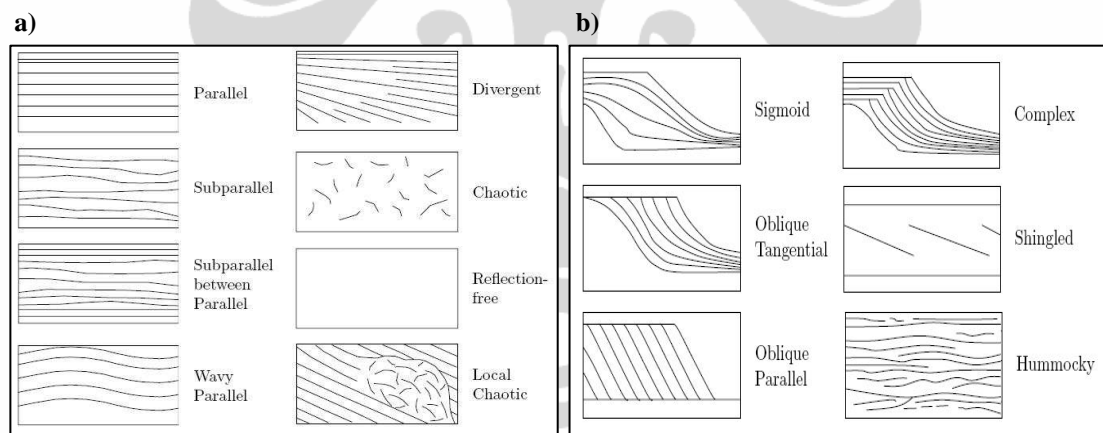
c) Pola *complex sigmoid-oblique* merupakan pola kombinasi antara pola *sigmoid* dan pola *oblique* dalam satu fasies seismik.

d) Pola *shingled*, merupakan pola progradasi yang tipis dan umumnya sejajar dengan batas atas dan bawah atau miring landai. Pola ini menunjukkan pengendapan pada air dangkal.

e) Pola *hummockly*, merupakan pola konfigurasi yang tidak menerus. Pola ini menunjukkan progradasi yang clinoform ke dalam air dangkal dalam lingkungan sedimentasi prodelta.

Selain yang telah dipaparkan sebelumnya, konfigurasi refleksi seismic lain yang juga umum dijumpai adalah konfigurasi *Chaotic*. Konfigurasi ini ditunjukkan oleh pola yang tidak menerus, saling memotong dan menunjukkan susunan yang tidak teratur. Konfigurasi ini terbentuk sebagai akibat energi pengendapan yang tinggi atau akibat deformasi yang kuat. Pola ini umum dijumpai pada redimen yang mengandung *slump structure* atau pada *basement*.

Konfigurasi terakhir yang juga umum dijumpai adalah yang disebut sebagai *Reflection Free*. Konfigurasi ini menunjukkan tidak adanya pantulan pada rekaman seismic. Umum dijumpai pada batuan yang homogen dan tidak berlapis, seperti pada batuan beku dan struktur kubah garam.

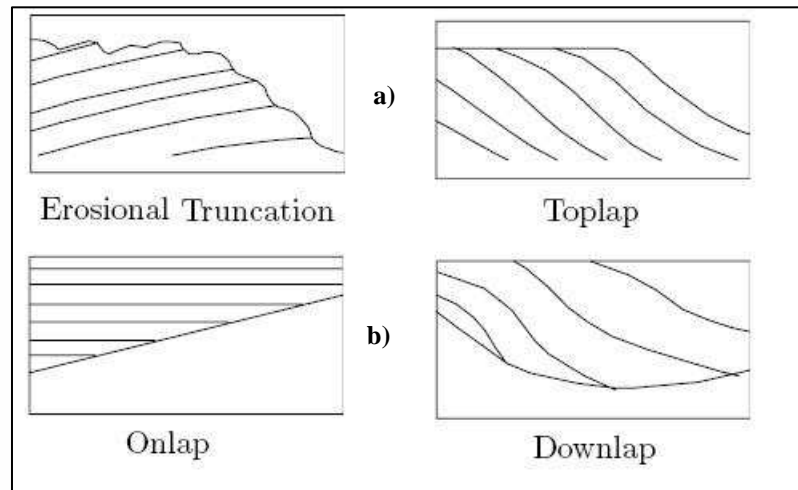


Gambar 3.1. Berbagai macam konfigurasi umum pola refleksi seismic (a) dan variasi pola konf. progradasi (b) (R.M. Mitchum et al, 1977).

3.1.2. Pola-pola Refleksi Pada Batas Sekuen

Selain dari pengenalan konfigurasi-konfigurasi refleksi seismic, pemetaan pola-pola bidang batas refleksi adalah salah satu hal yang juga penting dalam seismik stratigrafi. Bidang batas dari sedimen geologi umum dikenal sebagai *reflection terminations*. Pemetaan *reflection terminations* merupakan kunci didalam analisis fasies seismic. Umumnya terminasi tersebut memiliki karakter refleksi yang kuat

(amplitudo refleksi yang cukup dominan). Terdapat dua jenis batas sediment yaitu batas atas dan batas bawah, selanjutnya istilah batas benda geologi tersebut dikenal dengan batas sekuen seismik (*sequence seismic boundary*), mereka itu adalah: *erosional truncation* dan *top lap* sebagai batas atas, *onlap* dan *downlap* sebagai batas bawah.

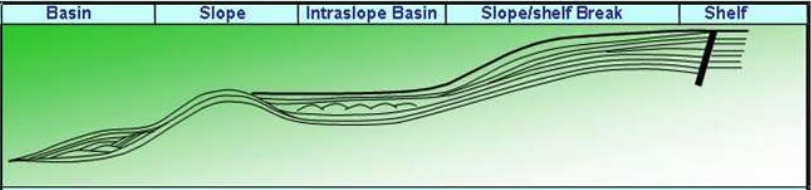


Gambar 3.2. Batas atas sekuen seismik (a) *erosional truncation*, *top lap*, batas bawah (b) *onlap* dan *downlap*. (R.M. Mitchum et al, 1977).

Erosional Truncation atau dikenal dengan *unconformity* (ketidakselarasaan) diakibatkan oleh peristiwa erosi karena terekspos ke permukaan. *Toplap* disebabkan karena tidak adanya peristiwa sedimentasi atau *very low sedimentation rate* dan cenderung tidak terjadi erosi.

Onlap, umum dijumpai pada lingkungan *shelf (shelfal environment)* disebabkan karena kenaikan muka air laut relatif, pada lingkungan laut dalam akibat sedimentasi yang perlahan, dan pada *channel* yang tererosi akibat *low energy fill*, sementara *downlap*, diakibatkan oleh sedimentasi yang cukup intensif.

Kombinasi antara analisa konfigurasi dan pola refleksi pada bidang batas sedimen pada penampang seismik dapat memudahkan dalam penentuan perkiraan lingkungan pengendapan suatu area dan sangat berguna dalam interpretasi *petroleum system* daerah tersebut.

	Basin	Slope	Intraslope Basin	Slope/shelf Break	Shelf	
Physiographic Areal/ Seismic Refelction Characters						
External Form	mound	sheet drape	chaotic basin-fill	slope front fill	wedge	tabular
Internal configuration	hummocky	concordant	chaotic-hummocky	clinoform	divergent	concordant
Reflection Continuity	discontinuous	continuous	discontinuous	continuous	continuous	continuous
Reflection Amplitude	variable	moderate to high	variable	moderate to high	moderate	moderate to high
Upper Reflection Terminations	onlap	concordant	apparent truncations&onlap	toplap	toplap & truncation	local toplap
Lower Reflection Terminations	bidirectional downlap	some onlap	random downlap	downlap	downlap	local downlap

(Mitchum et.al., 1977)

Gambar 3.3. Asosiasi konfigurasi refleksi seismik dan pola refleksi pada bidang batas dengan lingkungan pengendapan (R.M. Mitchum et al, 1977).

3.2. Identifikasi *Channel* dari Data Seismik

3.2.1. Identifikasi *Channel* dengan *Horizon Scanning*

Sebelum tahun 90-an, data seismic untuk seorang *Geologist* umumnya hanya dimanfaatkan untuk melihat bentukan geometri dari struktur yang terbentuk di area kerjanya, terutama untuk melihat jenis *structural trap* dan identifikasi lokasi dan jenis patahan yang ada di area tersebut. Jikalaupun dilakukan analisa stratigrafi sekuen umumnya hanya dilakukan pada tahap-tahap awal eksplorasi saja, untuk mengetahui lingkungan pengendapan yang dominant dan kemungkinan jenis sediment yang akan dijumpai serta untuk membantu dalam penjelasan petroleum system pada suatu cekungan tersebut.

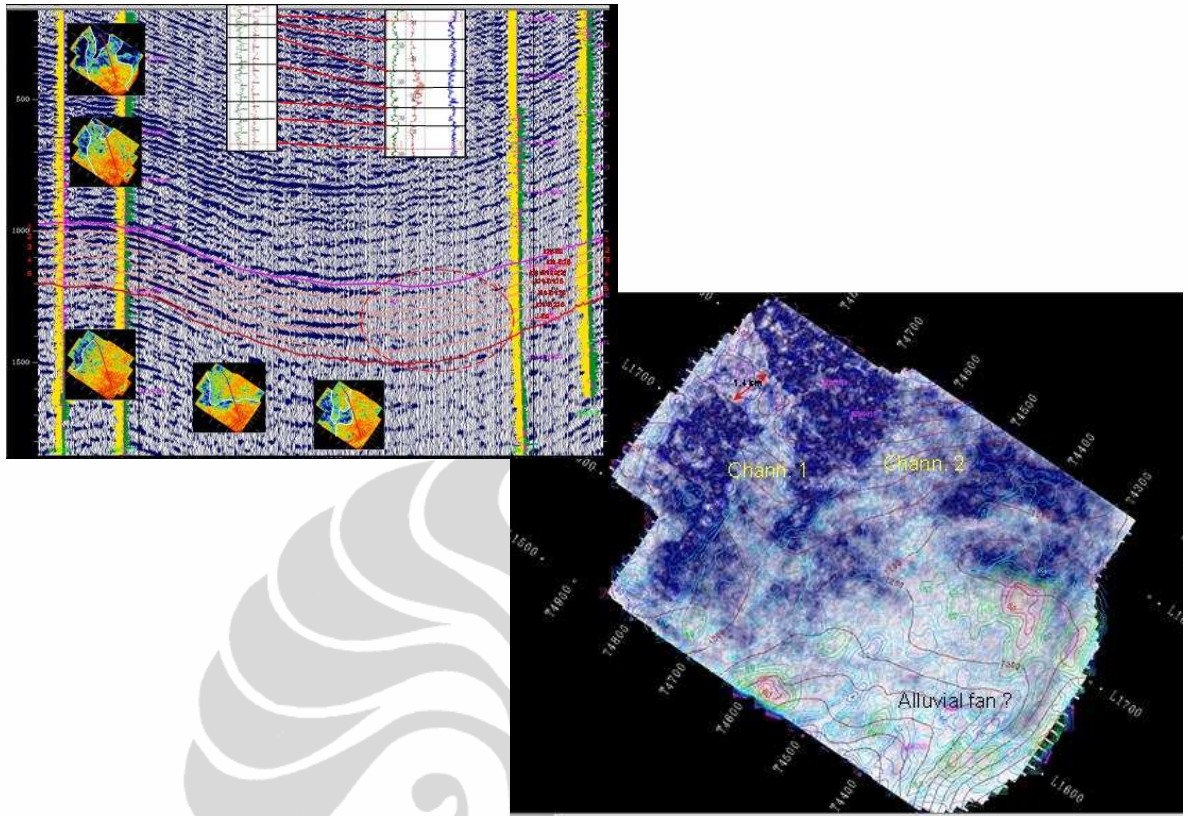
Dalam industri minyak dan gas, identifikasi reservoir pada data seismic adalah hal yang utama dan harus dilakukan oleh seorang ahli *geoscientist*. Pada kenyataannya inilah hal yang paling sulit dilakukan, karena pada dasarnya data seismic bukanlah gambaran langsung sebenarnya dari kondisi bawah permukaan melainkan respon bidang batas geometri geologi baik lapisan batuan, struktur geologi maupun ketidakselarasan, di tambah dengan segala macam *noise* yang

muncul pada saat akuisisi dan juga kemungkinan *error* yang timbul pada saat tahapan *processing*.

Identifikasi reservoir dapat dilakukan dengan baik jika sudah banyak data sumur di suatu lapangan, sehingga umumnya karakterisasi reservoir pada data seismic dilakukan pada saat suatu lapangan memasuki tahapan pengembangan (*development phase*). Karakterisasi reservoir disini lebih banyak digunakan untuk menentukan geometri sebaran reservoir dan prediksi cadangan hidrokarbon yang akan berguna dalam penentuan penambahan sumur akselerasi dan pengembangan lapangan tersebut ke depan.

Tantangan terbesar adalah jika karakterisasi atau identifikasi reservoir dilakukan pada tahapan eksplorasi dimana belum ada sumur bor atau hanya ada satu (1) sumur “wild cat” dengan jumlah reservoir sangat terbatas. Pada tahapan ini yang umum dilakukan oleh *geoscientist* dalam usaha pengidentifikasian keberadaan reservoir adalah mencari anomali amplitude atau pola penyebaran anomali lainnya yang mengikuti pola umum geometri reservoir yang umumnya berbentuk *channel-channel*. Sehingga yang umum dilakukan adalah metode *horizon scanning*.

Horizon scanning pada prinsipnya adalah *multi horizon slicing* atau melakukan *horizon slice* pada banyak bidang *horizon* yang berdekatan yang secara kualitatif hampir sejajar satu sama lainnya untuk melihat variasi horisontal dari berbagai macam atribut seismic dan umumnya diterapkan pada *window* tertentu dari *horizon* yang telah ada. Keuntungan metode ini adalah relatif sederhana dan mudah dilakukan. Permasalahan utama adalah membutuhkan waktu lama pada saat *picking horizon* terutama jika dijumpai variasi ketebalan bidang reflektor baik secara lateral maupun horizontal.

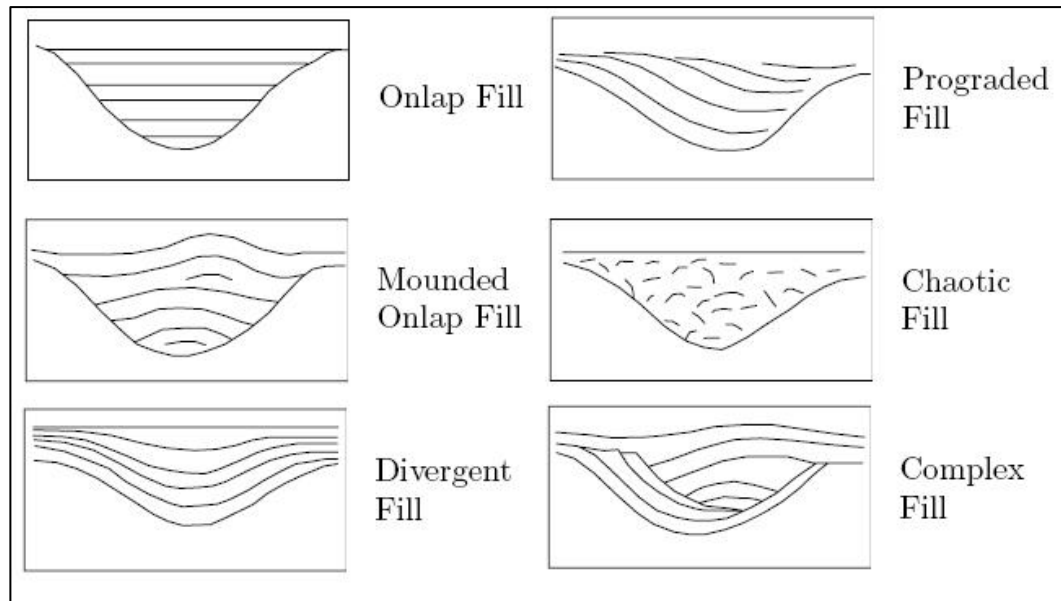


Gambar 3.4. Identifikasi *Channel* dengan metode *Horizon Scanning*

Meskipun seringkali terjadi *miss*-interpretasi antara anomali yang disebabkan karena kehadiran pola geometri *channel* dengan anomali yang disebabkan karena anisotropi atau anomali pola refleksi lainnya, tetapi tetap metode ini cukup baik pada tahap *reconnaissance* pada saat kita menginterpretasi data seismik di suatu area.

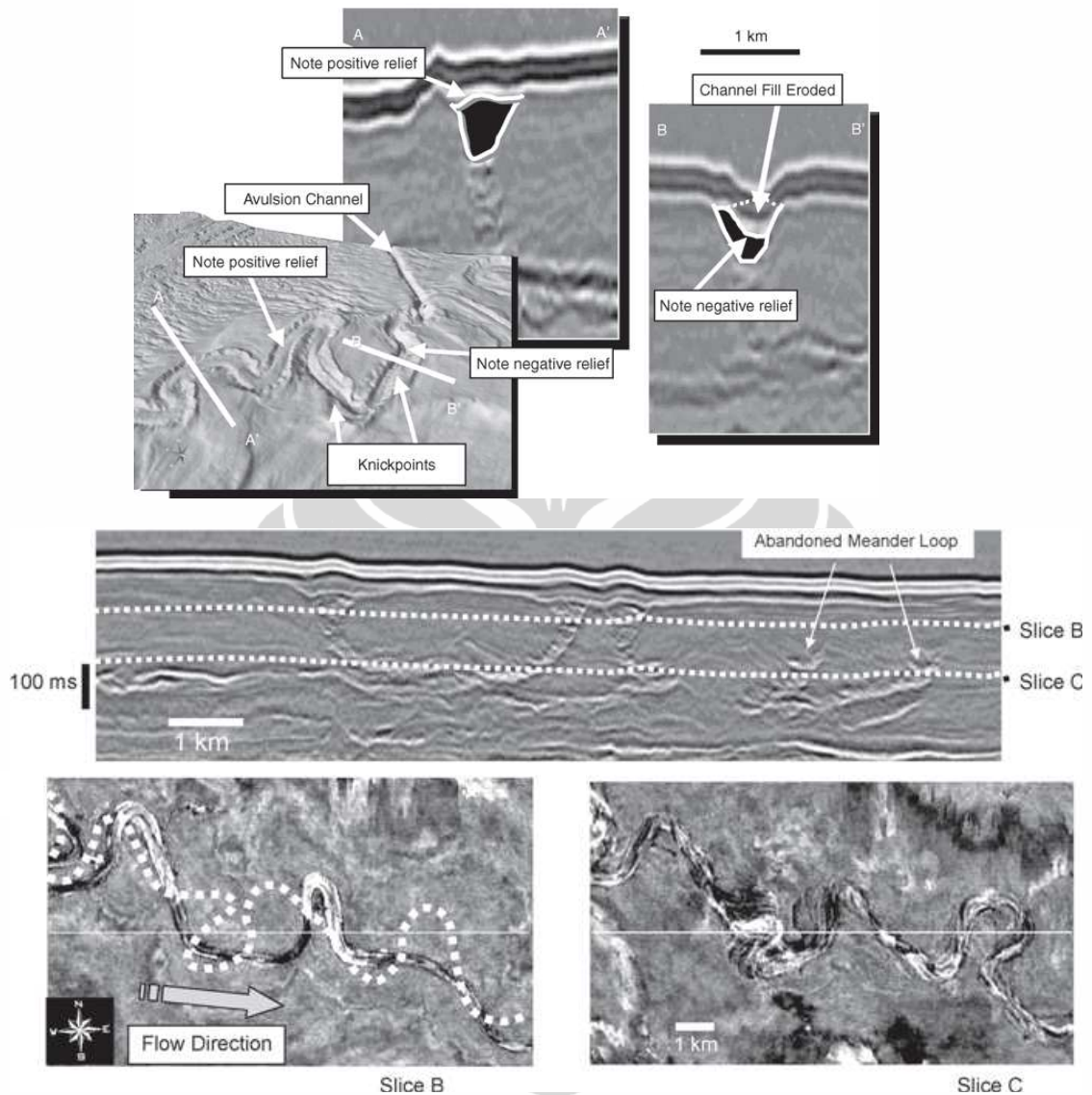
3.3.2. Identifikasi *Channel* dengan *Seismik Stratigrafi*

R.M. Mitchum dan Peter Vail, dua bapak stratigrafi dunia dalam *AAPG memoir* tahun 1977 sebenarnya telah menunjukkan pola-pola umum refleksi pengisian *channel* pada penampang seismik (gambar 3.5). Tetapi baru sejak tahun 90-an, sejalan dengan peningkatan kemampuan software dan resolusi seismik para *geoscientists* mulai ramai kembali melakukan identifikasi *channel* berdasarkan kenampakan fitur-fitur pada penampang seismik.



Gambar 3.5. Pola-pola refleksi dan pengisian *channel* (R.M. Mitchum et al, 1977).

Henry Posamentier, pada salah satu papernya di tahun 2005 menunjukkan pola kenampakan *channel* tersebut pada penampang seismik. Pola refleksi dari *channel-channel* tersebut sesuai dengan yang telah dimodelkan oleh Mitchum et al pada tahun 1977. Menggunakan software 3D yang interaktif, bahkan beliau telah sanggup menunjukkan kenampakan pola *channel* tersebut sesuai dengan geometri sebenarnya di alam (gambar 3.6)

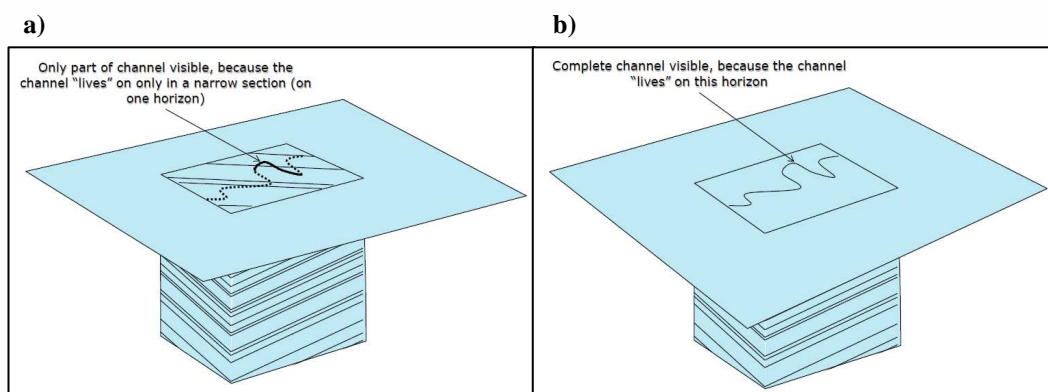


Gambar 3.6. Penampakan feature khas channel pada penampang seismik dan pelamparan horizontalnya dengan seismik atribut (Posamentier, 2005).

Metode Interpretasi fitur channel dari data seismik

Penampang seismik (seismic section) akan menunjukkan pola-pola refleksi seismik berbentuk *channel* yang cukup jelas jika kita mempunyai resolusi data yang cukup bagus. Bahkan pada penampang seismik 2D dengan resolusi tinggi pola-pola *channel* tersebut akan terlihat cukup jelas. Permasalahannya adalah menampilkan fitur tersebut dalam pelamparannya secara horisontal, sehingga metode ini hanya disarankan pada data seismik 3D.

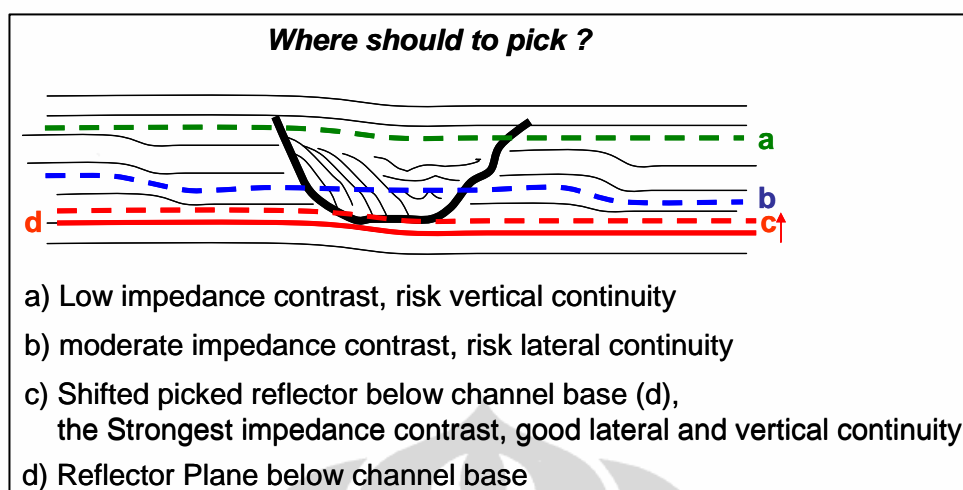
Setelah menentukan fitur yang diduga sebagai pola refleksi channel pada sayatan penampang, hal terpenting yang harus dilakukan berikutnya adalah menentukan *horizon slices* yang tepat yaitu diusahakan paralel dengan pola fitur channel yang ada. Berikut adalah ilustrasi pentingnya penentuan atau *picking* horison yang tepat untuk menunjukkan penampakan channel melalui metode *horizon slices*.



Gambar 3.7. *Picking horizon* untuk “*horizon slices*”, hanya sebagian *channel* yang terlihat karena *picking* dilakukan tidak paralel terhadap bidang perlapisan sekitar *channel* (a), seluruh *channel* terlihat *picking* yang dilakukan paralel bidang perlapisan yang mengandung *channel* (b) (Posamentier, 2011).

Picking horison sebaiknya dilakukan tegak lurus terhadap *channel*, hal ini selain agar kita mudah mengidentifikasinya juga agar perubahan lateral pola *channel* dapat dideteksi dengan mudah, dengan hanya mengubah penampang seismiknya pada satu arah tertentu (tegak lurus arah *channel*).

Hal yang tidak kalah pentingnya adalah posisi *picking* horison kita terhadap fitur *channel* yang telah terdeteksi. Menurut Posamentier, 2011, kontras impedansi akustik dari fitur *channel* yang umumnya berbentuk huruf U atau V berada pada dinding-dinding bidang batas *channel* tersebut, dengan nilai kontras impedansi terbesar dan yang paling mungkin menerus secara lateral berada pada bagian bawah (base) dari *channel*. Sehingga diusulkan untuk melakukan *picking* horison sejajar dengan bidang reflektor setelah *base channel* lalu dilakukan *shifting* dan di tempatkan pada base pada *channel* tersebut untuk kemudian dilakukan *slicing* pada bidang tersebut (gambar 3.8).



Gambar 3.8. Posisi picking horison terbaik adalah pada bagian base dari channel (bidang c) yang merupakan shifted horizon dari bidang d (reflektor menerus tepat di bawah fitur channel) (Posamentier, 2011).

Metode *picking* horison untuk identifikasi *channel* pada *channel base* seperti yang telah dipaparkan sebelumnya cukup bagus diterapkan untuk *channel* yang pada saat terbentuknya secara horisontal sejajar dengan bidang sedimen yang telah terbentuk sebelumnya. Sementara untuk *channel-channel* dengan erosi yang tidak merata di sepanjang alur pengendapannya seperti halnya yang terjadi di banyak tempat di Indonesia, diusulkan untuk melakukan gabungan antara metode identifikasi fitur *channel* secara geologi, kemudian dilakukan *slicing* horison dengan *window* setebal *channel* tersebut yaitu ditempatkan antara *top* dan *base* dari fitur *channel* baru kemudian di cari pelamparan lateralnya.

Keseluruhan metode interpretasi secara geologi di atas diharapkan akan mampu memberikan kenampakan keberadaan channel secara lebih utuh dan jelas pada lapangan penelitian. Sementara untuk interpretasi kandungan hidrokarbon berupa gas akan dicoba untuk dimaksimalkan hanya dengan metode inversi akustik impedance (AI), mengingat ketiadaan data shear wave dari kedua sumur di area tersebut.

3.3. *Seismic Reservoir Characterisation*

Reservoir Characterization adalah satu proses untuk memerikan sifat-sifat reservoir baik secara kualitatif maupun kuantitatif dengan menggunakan semua data yang tersedia (Sukmono, 2004). Dengan demikian maka *Seismik Reservoir Characterization* bisa didefinisikan sebagai suatu proses untuk mendeskripsikan karakter reservoir baik secara kualitatif maupun kuantitatif dengan menggunakan data seismik.

Identifikasi reservoir gas berdasarkan analisa data seismik bisa dianggap sebagai salah satu cara dalam membuat karakterisasi reservoir dimana obyeknya sudah sangat spesifik untuk menentukan jenis fluida yang terkandung di dalamnya.

3.3.1. **Impedansi Akustik**

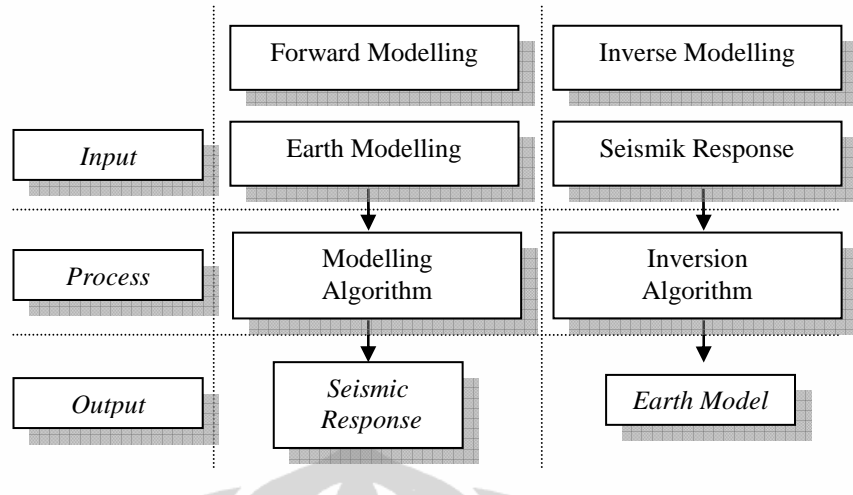
Untuk kondisi *normal incidence*, maka *trace* seismik merupakan hasil konvolusi antara reflektivitas **R** dengan *wavelet* **W** ditambah dengan *noise* **N** (bising). Proses tersebut dapat diilustrasikan sebagai berikut :

$$\mathbf{S} = \mathbf{R} * \mathbf{W} + \mathbf{N} \quad (3.1)$$

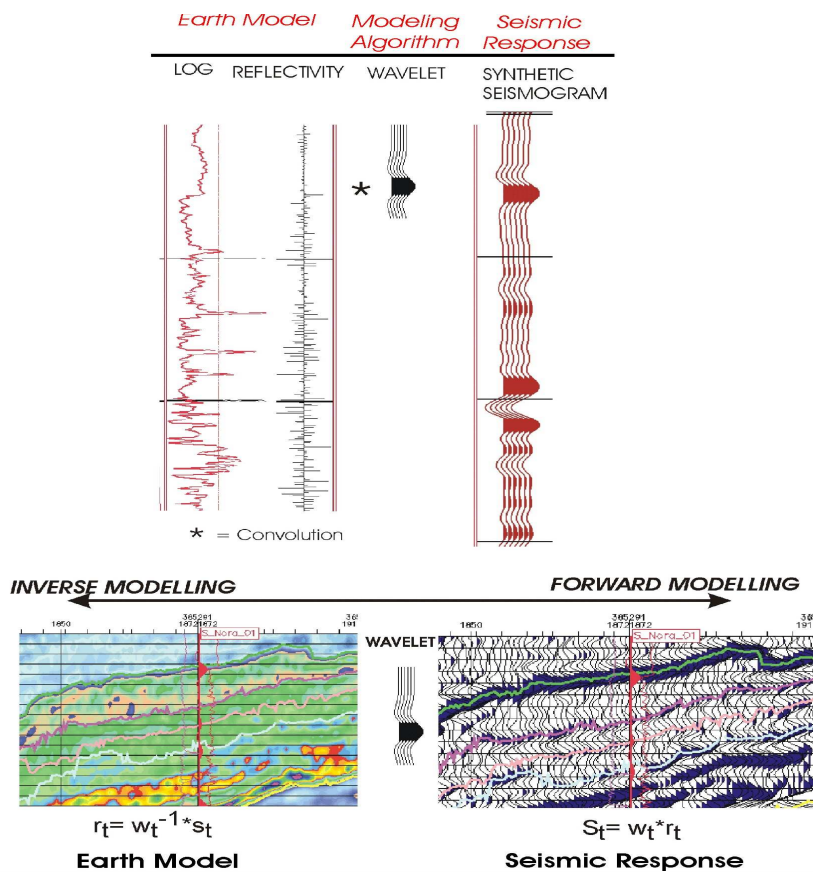
dimana :

S	=	Seismik
R	=	Reflektivitas batuan
W	=	<i>Wavelet</i>
N	=	<i>Noise</i> (bising)

Untuk membuat data tersebut lebih mudah diinterpretasikan, maka diperlukan suatu proses pembalikan (inversi) dengan cara membuat nilai impedansi akustik yang merupakan perkalian antara densitas dan cepat rambat gelombang pada batuan.



Gambar 3.9. Diagram alur permodelan data seismik. Bagan kiri merupakan *forward modeling* dari input *earth model* untuk membuat respons seismik, sedangkan bagan kanan sebaliknya membuat *earth model* dari input data respons seismik yang sudah ada. (Russel, 1998)



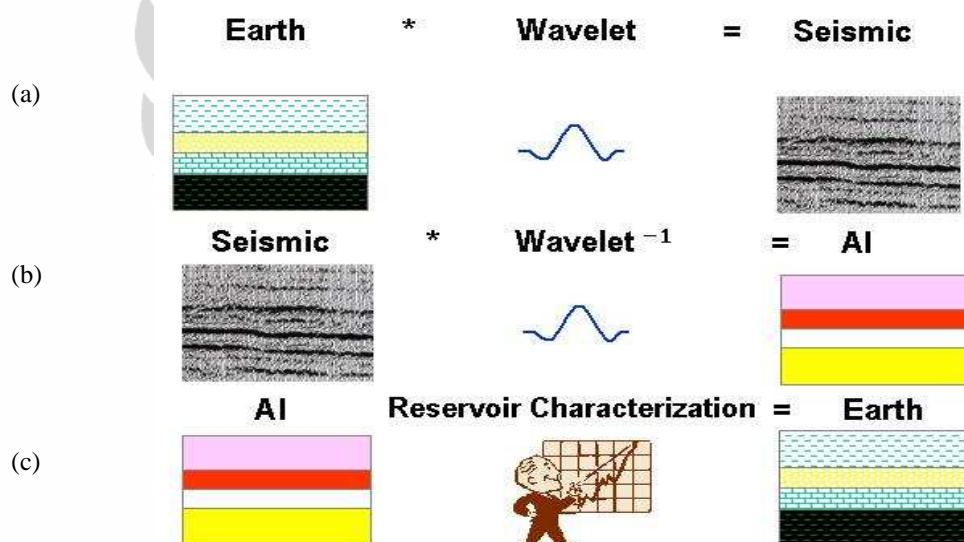
Gambar 3.10. Diagram skematik pemodelan data seismik yang merupakan ilustrasi visual dari gambar 3.9. Hasil *inverse modeling* akan lebih mudah digunakan sebagai dasar interpretasi dibandingkan data seismik aslinya (*forward modeling*) (Russel, 1998)

Untuk data seismik yang berasal dari *normal incidence (zero offset)*, maka inversinya akan berupa Impedansi Akustik (IA), yang secara matematis dituliskan sebagai berikut :

$$IA = V\rho * \rho \quad (3.2)$$

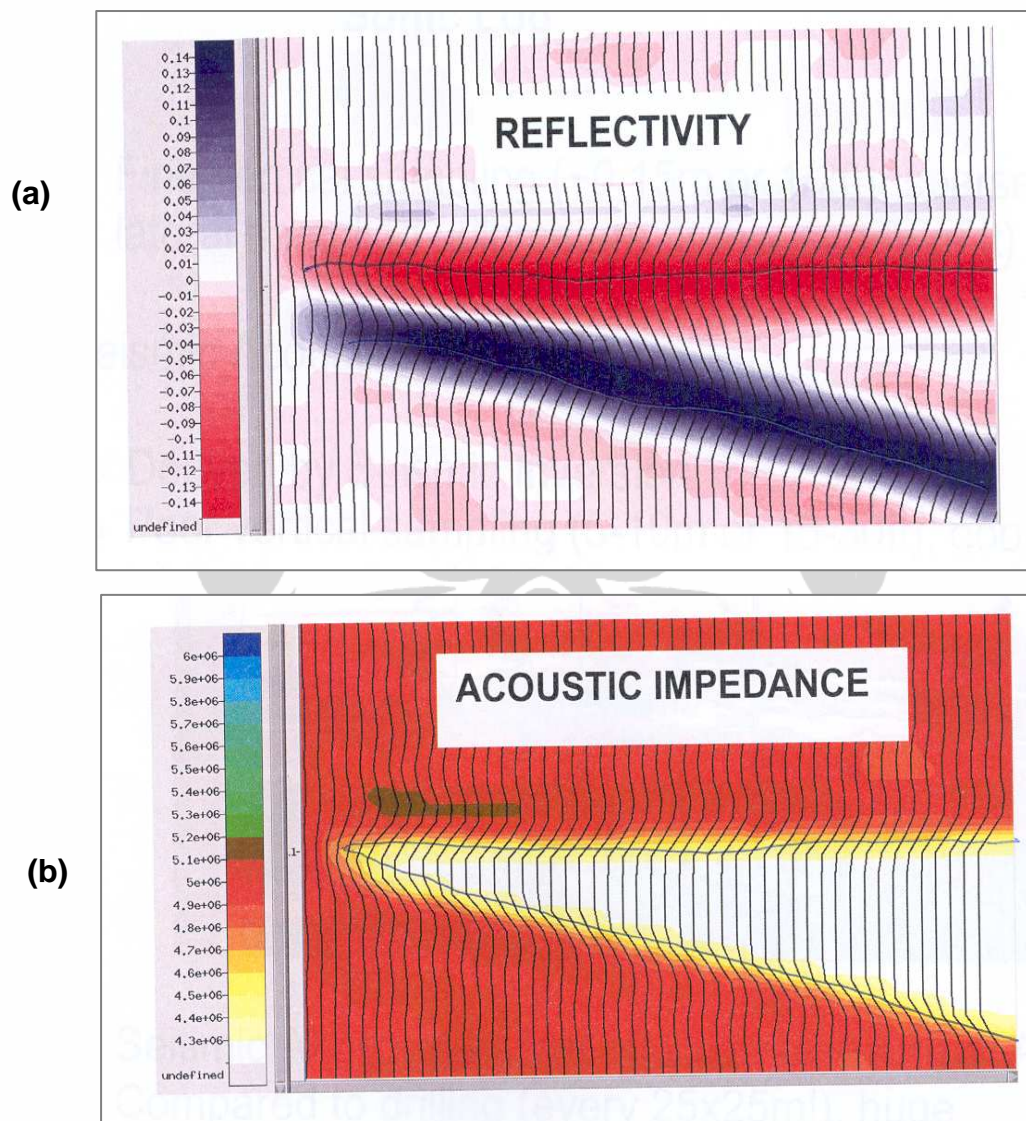
dimana : IA = Impedansi Akustik
 ρ = Densitas batuan (g/cc)
 V = Cepat rambat gelombang pada batuan (ft/sec)

Hubungan antara nilai Impedansi Akustik (IA) dengan sifat-sifat fisik batuan yang diperoleh dari data log dapat dipakai sebagai kontrol dari model geologi untuk membuat model bumi (*Earth Model*).



Gambar 3.11. Diagram kartun perbedaan antara tahapan akuisisi (a), Inversi (b) sampai karakterisasi (c). Proses akuisisi membuat data respons seismik berdasarkan konvolusi antara model bumi dengan wavelet. Proses inversi mengubah data seismik menjadi impedansi akustik. Tahapan karakterisasi menggunakan data impedansi akustik untuk menginterpretasi kondisi bumi. Proses karakterisasi yang menggunakan hasil inversi akan menaikkan akurasi dari interpretasi yang dilakukan. (Jason,2001)

Hasil inilah yang kemudian bisa dipakai sebagai dasar untuk melakukan interpretasi geologi secara lebih komprehensif. Perbandingan data seismik konvensional dengan hasil inversi diperlihatkan pada gambar 3.12. Gambar 3.12 (a) memperlihatkan seismik konvensional yang masih berupa bidang antarmuka sedangkan gambar 3.12 (b) memperlihatkan hasil inversi seismik yang lebih menunjukkan tampilan geologi berupa suatu bentuk perlapisan batuan.



Gambar 3.12. Perbandingan visual antara data seismik konvensional (a) dengan data seismik yang telah dilakukan inversi yang berupa impedansi akustik (b). Terlihat hasil inversi lebih dekat ke model geologi dibandingkan data seismik konvensional (Jason, 2001).

Impedansi Akustik merupakan sifat dasar dari suatu batuan, maka dari itu, bekerja dengan menggunakan impedansi akustik mempunyai beberapa keuntungan :

- Keyakinan yang tinggi dengan hasil interpretasi, karena resolusinya lebih baik.
- Di banyak daerah, impedansi akustik dapat menunjukkan indikasi suatu jenis batuan, dapat juga menunjukkan porositas, bahkan bisa sebagai indikator dari kehadiran hidrokarbon.
- Analisa kuantitatif dari sifat-sifat reservoir, seperti *net pay* dan porositas rata-rata dapat diturunkan/dihitung lebih cepat dan lebih akurat dari data impedansi akustik, jika dibandingkan perhitungan dengan menggunakan analisa amplitudo seismik.

Untuk mendapatkan data seismik IA, ada beberapa hal yang harus kita siapkan, yaitu:

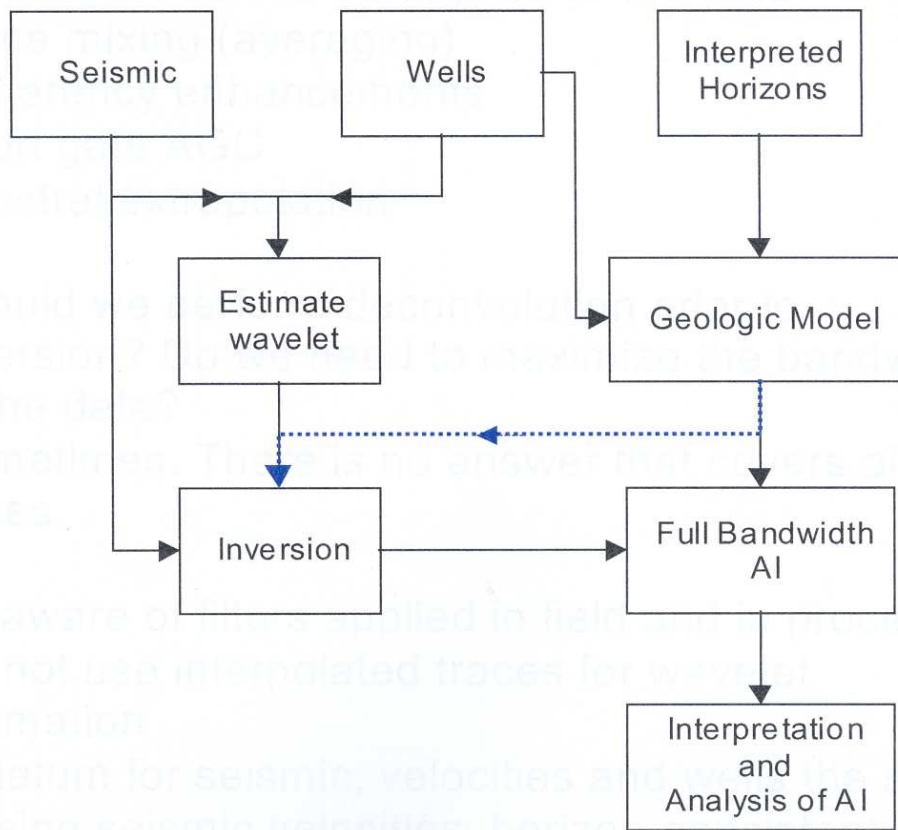
- Data seismik yang dipakai harus diproses dengan menjaga keaslian amplitudonya (*preserved amplitude*)
- Data seismik sudah diinterpretasikan sehingga diketahui intervalnya
- Tersedia data log sonik dan densitas.
- Estimasi *wavelet* yang sesuai .

3.3.2 Metode Inversi

Seismik Inversi didefinisikan sebagai suatu teknik untuk membuat model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2000).

Data seismik konvensional yang biasa digunakan diperoleh dari hasil proses pemodelan ke depan (*Forward Model*) yang berupa proses konvolusi dari reflektifitas batuan dengan *wavelet* dan ditambah dengan bising (*noise*). Sedangkan untuk keperluan interpretasi seismik, akan lebih mudah dilakukan setelah data seismik tersebut dikembalikan menjadi model geologi, dan prosesnya disebut sebagai Inversi (*Inverse Modeling*).

Secara umum, diagram alir sebuah proses inversi akan mengikuti pola sebagai berikut :



Gambar 3.13. Diagram alir standard dari proses pembuatan impedansi akustik dari data awal log sumur dan seismik sampai ke interpretasi data analisis impedansi akustik (Jason, 2001).

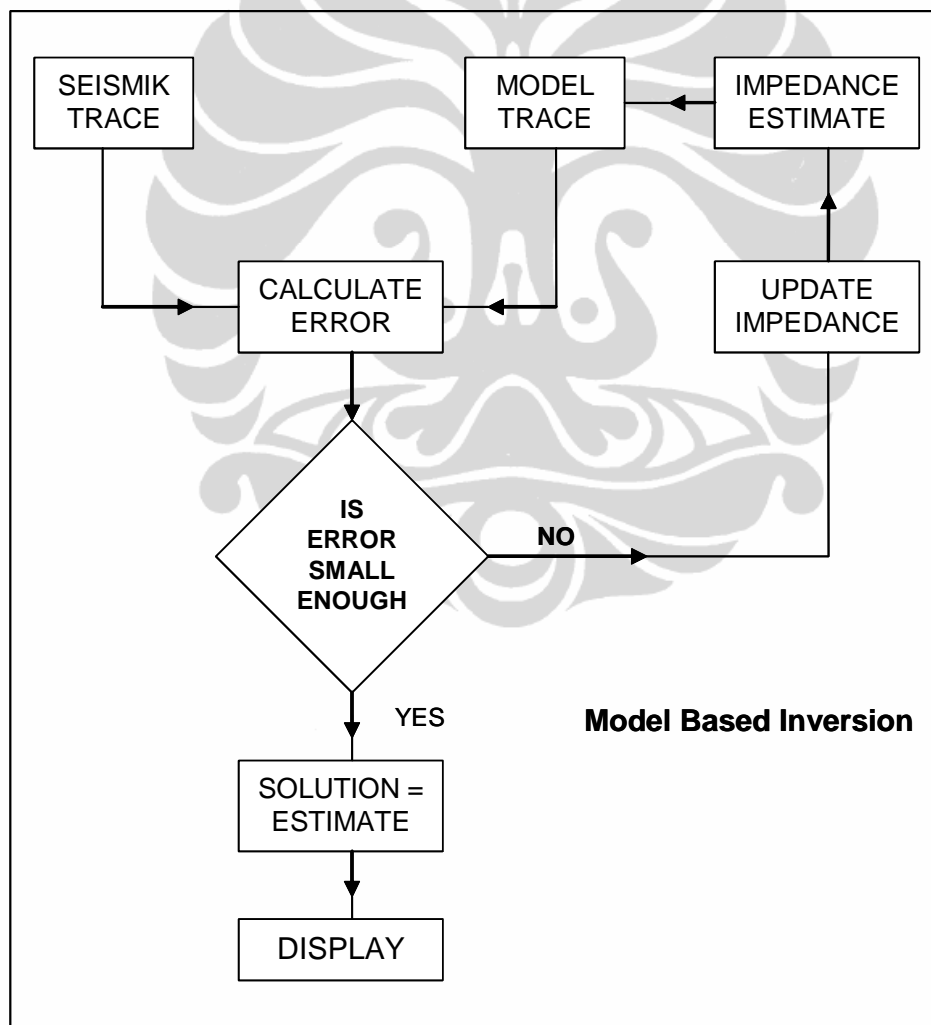
Inversi Model Based (Blocky)

Inversi ini dimulai dengan pembuatan model geologi dan kemudian membandingkan model tersebut dengan data seismik. Pada dasarnya Inversi *Model based* adalah mengikuti model konvolusi seperti yang ditunjukkan dengan rumus 3.1 seperti yang ditunjukkan di halaman 21.

Reflektivitas (model geologi) di anggap benar jika saat dikonvolusikan dengan *wavelet* tertentu, menghasilkan *synthetic trace* yang sesuai dengan data *seismik*

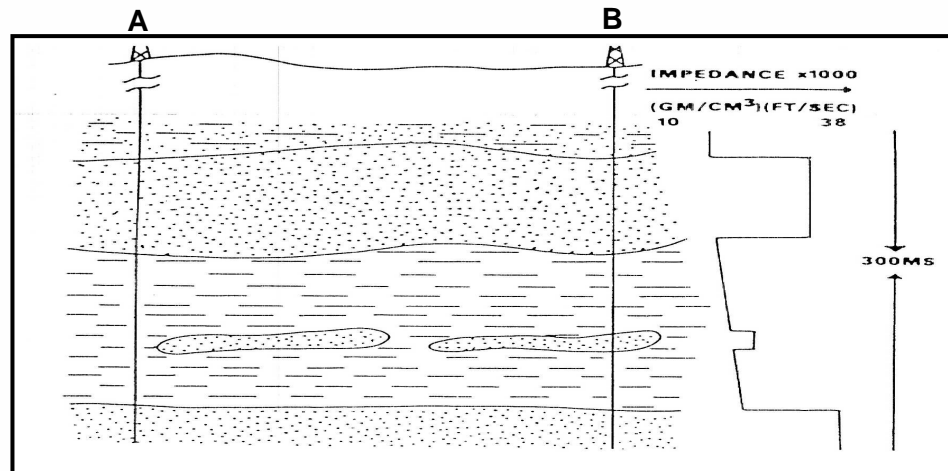
trace riil. Penerapan inversi *model-based* dimulai dengan dugaan awal dan diperbaiki secara *iterative* mengikuti langkah atau prosedur sebagai berikut ini :

1. Membuat blok-blok impedansi awal .
2. Membuat *synthetic trace* dengan cara mengkonvolusikan blok-blok impedansi awal dengan *wavelet* yang sudah diketahui.
3. Membandingkan *synthetic trace* tersebut dengan data *seismik trace* riil.
4. Memodifikasi amplitudo dan ketebalan dari blok-blok impedansi agar didapatkan tingkat kecocokan dengan data seismik riil yang lebih baik.
5. Mengulang proses ini dengan jumlah iterasi sampai diperoleh nilai kecocokan yang tinggi.

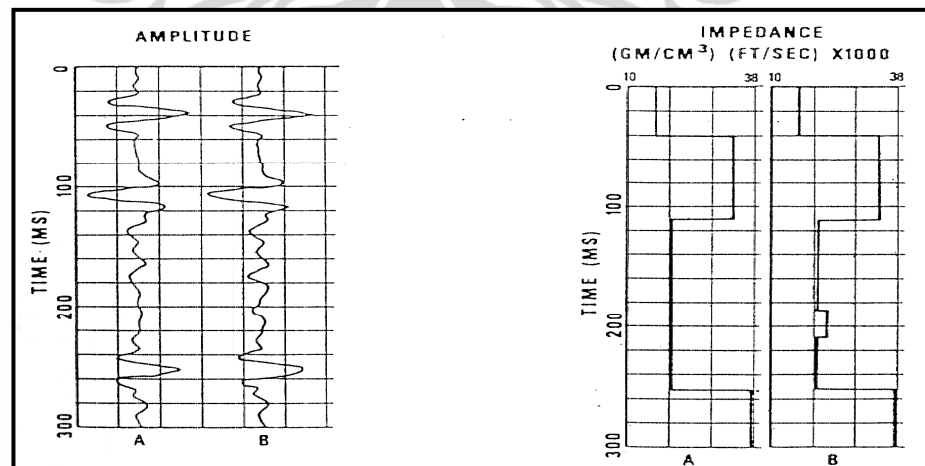


Gambar 3.14. Diagram alir proses inversi dengan menggunakan metoda *model based* (Russel, 1988).

Gambar 3.15 menunjukkan model dimana lapisan batu pasir yang mengandung gas menyisip di dalam batuan *shale*. Penampang impedansi dari sumur mengandung batu pasir terletak di sebelah kanan. Metode inversi *model based* digunakan dengan membuat dugaan model geologinya.



Gambar 3.15. Diagram ilustrasi penggunaan teknik inversi *model based* pada data seismik 2D. Sumur B menembus lapisan batupasir yang mengandung gas sedangkan sumur A tidak mengandung gas (Cooke & Schneider, 1983 vide Russel, 1988).



(a)

(b)

Gambar 3.16. *Trace* seismik dari sumur A dan B (gambar (a)) dan *trace* inversi sumur A dan B (gambar (b)) dari sumur-sumur pada gambar 3.14. Pada *trace* inversi sumur B terlihat adanya anomali pada *time* 200 ms yang tidak muncul pada sumur A (Cooke & Schneider, 1983 vide Russell, 1988).

Gambar 3.16. kiri adalah model *synthetic trace* dari sumur A dan B, sedangkan gambar kanan adalah impedansi akustik hasil pemodelan geologi yang telah diiterasi berulang-ulang sehingga didapat impedansi akustik keluaran yang sesuai dengan impedansi akustik sumur dari gambar 3.15.

Dalam penelitian ini digunakan metode inversi *model based* di karenakan analisa geologi yang dilakukan sudah secara baik memberikan gambaran mengenai model bumi yang akan digunakan. Sehingga sudah memasukkan unsur pelamparan lapisan-lapisan sediment dan struktur yang berkembang di lapangan tersebut.

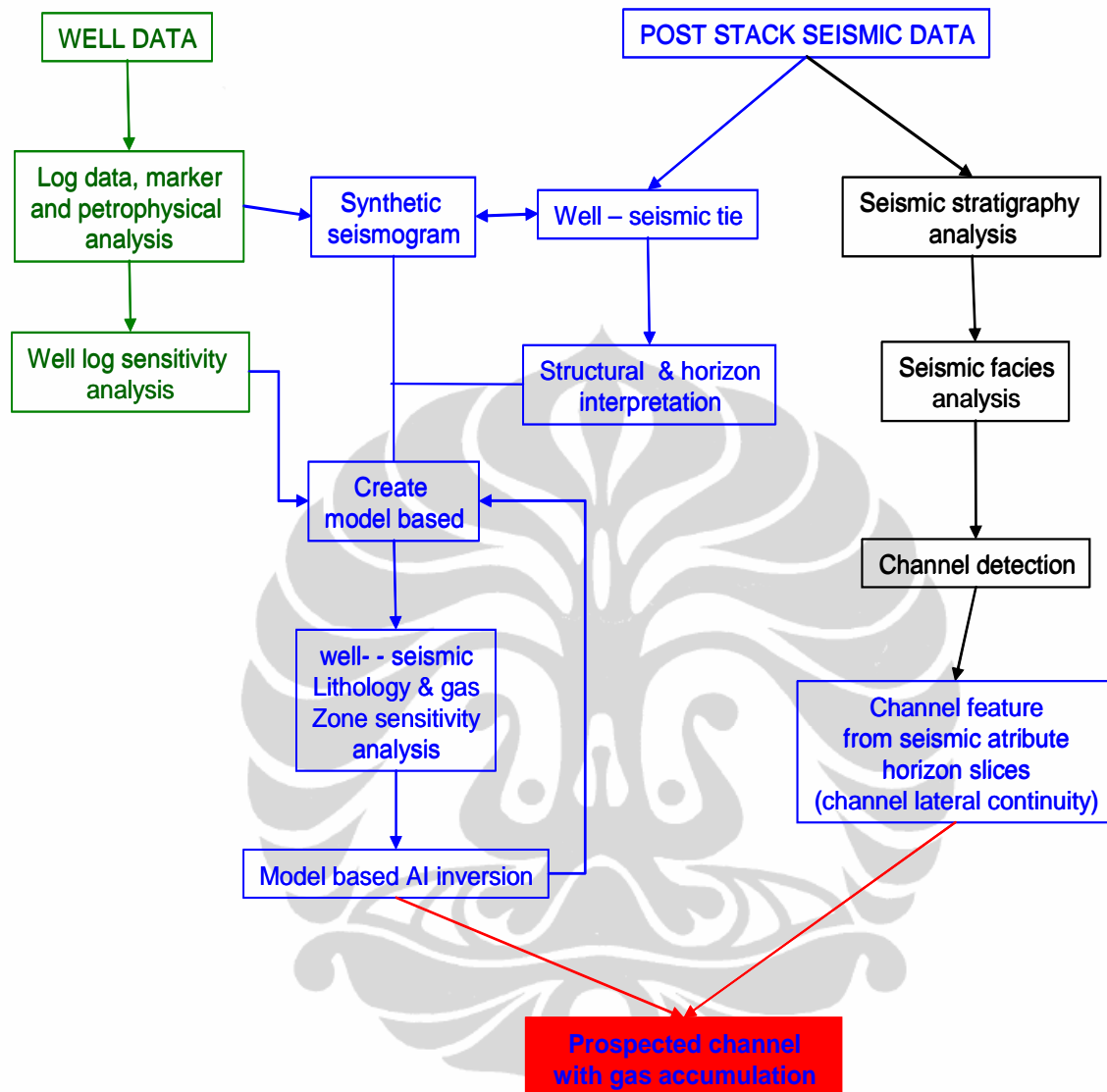


BAB 4 PENGOLAHAN DATA

Alur penelitian secara lengkap ditampilkan pada diagram 4.1. Penelitian dimulai dengan studi literatur, inventarisasi dan pengumpulan data, serta *loading* data pada perangkat lunak. Secara garis besar, data yang digunakan dapat digolongkan menjadi data sumur dan data seismik. Data sumur meliputi data *open hole log*, *checkshot*, DST, dan analisa fluida yang keseluruhan terangkum dalam hasil analisa petrofisika.

Khusus untuk data log *sonic*, kedua well yang ada hanya memiliki data *compressional wave*, seperti telah dipaparkan sebelumnya kelemahan utama data lapangan Bonjour tidak memiliki satu pun data *shear wave*. Sementara jenis log lain seperti Log *gamma ray*, *density*, neutron dan *density* diharapkan akan dapat membantu terutama dalam sensitivity untuk analisis inversi. Sebelum metoda inversi diterapkan, analisis *crossplot* antar properti log sumur diperlukan guna mencari dan mengetahui perilaku log sumur yang dapat digunakan untuk membedakan berbagai macam litologi dan kandungan fluida.

Data seismik yang digunakan hanya berupa data *poststack*, hal ini karena meskipun data *prestack time migration* berikut *near* dan *far stack* tersedia untuk lapangan ini, tetapi tanpa data *shear wave*, data-data tersebut diperkirakan tidak akan dapat banyak membantu dalam karakterisasi reservoir. Pengikatan sumur dengan seismik serta interpretasi struktur dilakukan pada data *poststack*, begitu pula inversi yang akan dilakukan. *Preconditioning data* serta pembuatan model awal AI akan dilakukan sebelum inversi diterapkan, sehingga model awal V_p , dan ρ yang sederhana akan digunakan sebagai *input data*. *Output* yang diharapkan dari inversi ini adalah model AI yang sesuai dengan model bumi. Selanjutnya analisis menggunakan parameter impedance yang di sensitivity dengan data well log akan dilakukan untuk memisahkan litologi dan fluida, yang diintegrasikan dengan hasil interpretasi channel dari pemodelan channel yang telah diidentifikasi sebelumnya melalui analisa fasies seismik dan seismik atribut.



Remarks :

— **Log & petrophysical analysis**

— **Geophysical analysis**

— **Geological analysis**

Gambar 4.1. Alur Penelitian, secara garis besar dilakukan 3 macam analisa yaitu analisa *well logs* dan petrofisika (tulisan dan garis hijau tua), analisa geofisika (warna biru) dan analisa geologi (warna hitam)

4.1. Pengolahan Data Sumur (*well logs*)

Analisa log sumur dilakukan terutama untuk karakterisasi awal dari parameter-parameter dominan berdasarkan data open hole log untuk mengetahui sensitivitas batuan dan fluida terhadap data itu sendiri, disamping juga untuk menghilangkan efek lubang sumur, jenis lumpur bor dan ukuran lubang yang akan mempengaruhi pembacaan alat. Untuk persiapan data ini, pekerjaan telah dilakukan oleh *Petrophysicist* dengan menggunakan software *ELAN Plus* dan untuk uji sensitivitasnya dengan parameter seismik akan dilakukan dengan software Geoview dan Elog dari Hampson-Russell.

Berdasarkan data hasil analisa petrofisik, dapat diketahui beberapa data penting, selain untuk karakterisasi reservoir juga untuk membantu dalam pertimbangan penentuan interval yang akan ditentukan prospeknya. Untuk penentuan interval target penelitian ini, penulis juga dibantu oleh hasil analisa pemboran melalui data *cutting* dan data operasional pada saat pemboran berlangsung.

Data pemboran menunjukkan bahwa sumur La-Mare 1 dan 2 pada zona dangkal sampai dengan kedalaman sekitar 3000 sampai dengan 4000 ft tersusun atas lapisan-lapisan under-compacted batupasir dan shale dengan lapisan batubara yang tebal dan sangat melimpah. Tidak dijumpai adanya lapisan hidrokarbon pada interval ini, disamping juga akan butuh effort yang sangat besar untuk mengeliminasi keberadaan lapisan batubara yang melimpah jika akan dilakukan tahapan karakterisasi dengan data seismik, sehingga pada tahap selanjutnya interval dangkal ini tidak akan diikutkan dalam analisa dan pencarian prospek channel hidrokarbon.

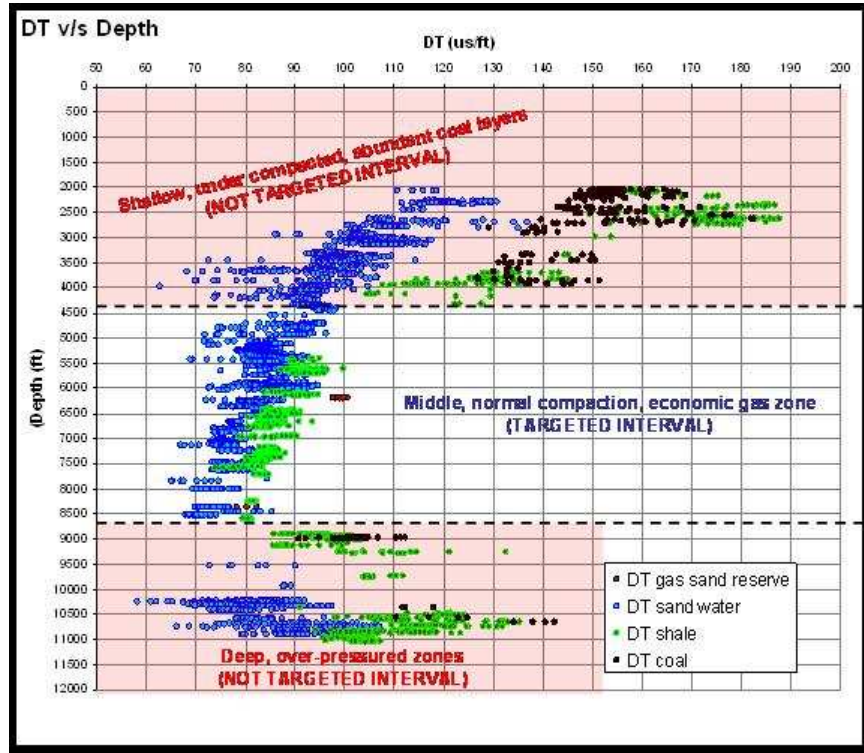
Lapisan prospek hidrokarbon dijumpai pada lapisan di interval tengah yaitu antara kedalaman 4000 sampai dengan 8000 ft pada sumur La Mare 1. Pada interval ini juga hampir tidak dijumpai keberadaan lapisan batubara sehingga pada saat proses pengolahan dengan data seismik diharapkan memiliki tingkat keakuratan yang cukup tinggi. Interval sekitar 4000 ft ini adalah target utama penelitian Lapangan

Bonjour. Uji sensitivitas jenis litologi dan kandungan fluida menunjukkan bahwa ada hubungan yang cukup erat antara data sonik compressional dan kedalaman seperti halnya pada data lapangan lain di sekitarnya seperti yang ditunjukkan pada gambar 4.2.

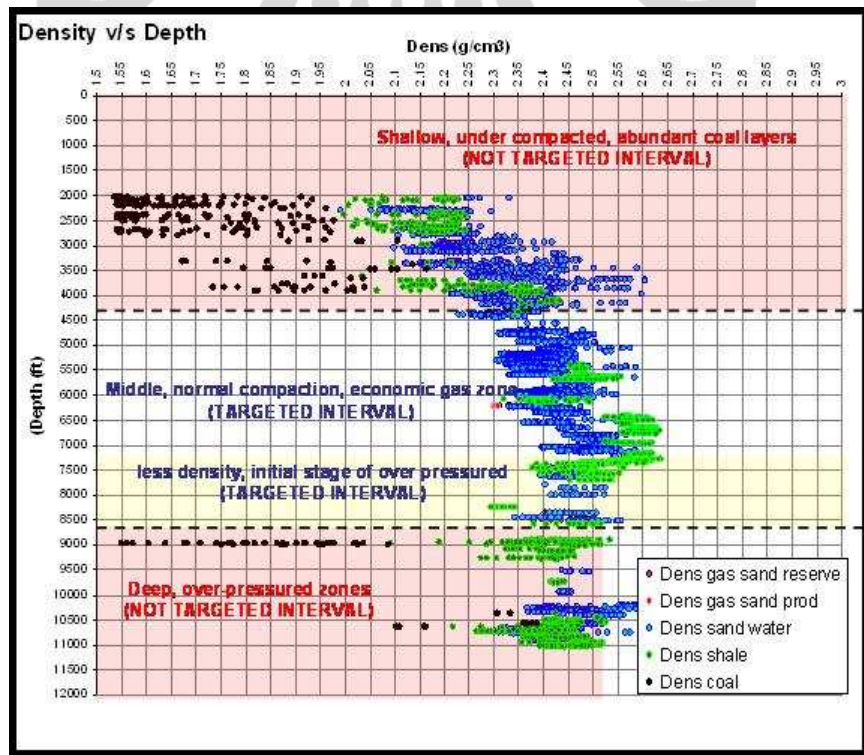
Data pemboran dan *sonic log* menunjukkan indikasi keberadaan *over-pressured zones* pada interval bawah sumur La Mare 1 pada kedalaman lebih dari 8000 ftMD. Pada gambar 4.2, *over-pressured zones* ditunjukkan dengan perubahan high slowness yang mendadak pada interval kedalaman tersebut. Over-pressured zones selain umumnya tidak prospek hidrokarbon, juga sangat berbahaya bagi operasional pemboran sehingga interval bawah ini juga tidak menjadi target analisa pada penelitian ini.

Seperti yang telah dipaparkan sebelumnya, berdasarkan data test produksi hanya satu zona produktif yang dijumpai di Lapangan ini yaitu reservoir batupasir di kedalaman 6170 ftMD di sumur La Mare 1. Data cross-plot Sonic Slowness v/s Depth pada gambar 4.2 ternyata menunjukkan anomali high slowness yang sangat signifikan pada zona gas tersebut, disamping itu juga ada gradasi pemisahan yang cukup terlihat dari pola *sonic slowness* pada lapisan batupasir berisi air dan *shale*.

Hasil cross-plot density v/s depth (gambar 4.3), meskipun tidak memiliki sensitivitas sebaik data Sonic, tetapi memiliki kecenderungan yang cukup baik untuk diskriminasi litologi dan fluida. Bersama dengan data sonic, density log adalah komponen dari Impedansi akustik, sehingga diharapkan hasil inversi impedansi akustik, P-wave dan Density akan dapat dilakukan untuk mengidentifikasi zona-zona prospek dan pelamparannya di area penelitian.



Gambar 4.2. sumur La Mare 1



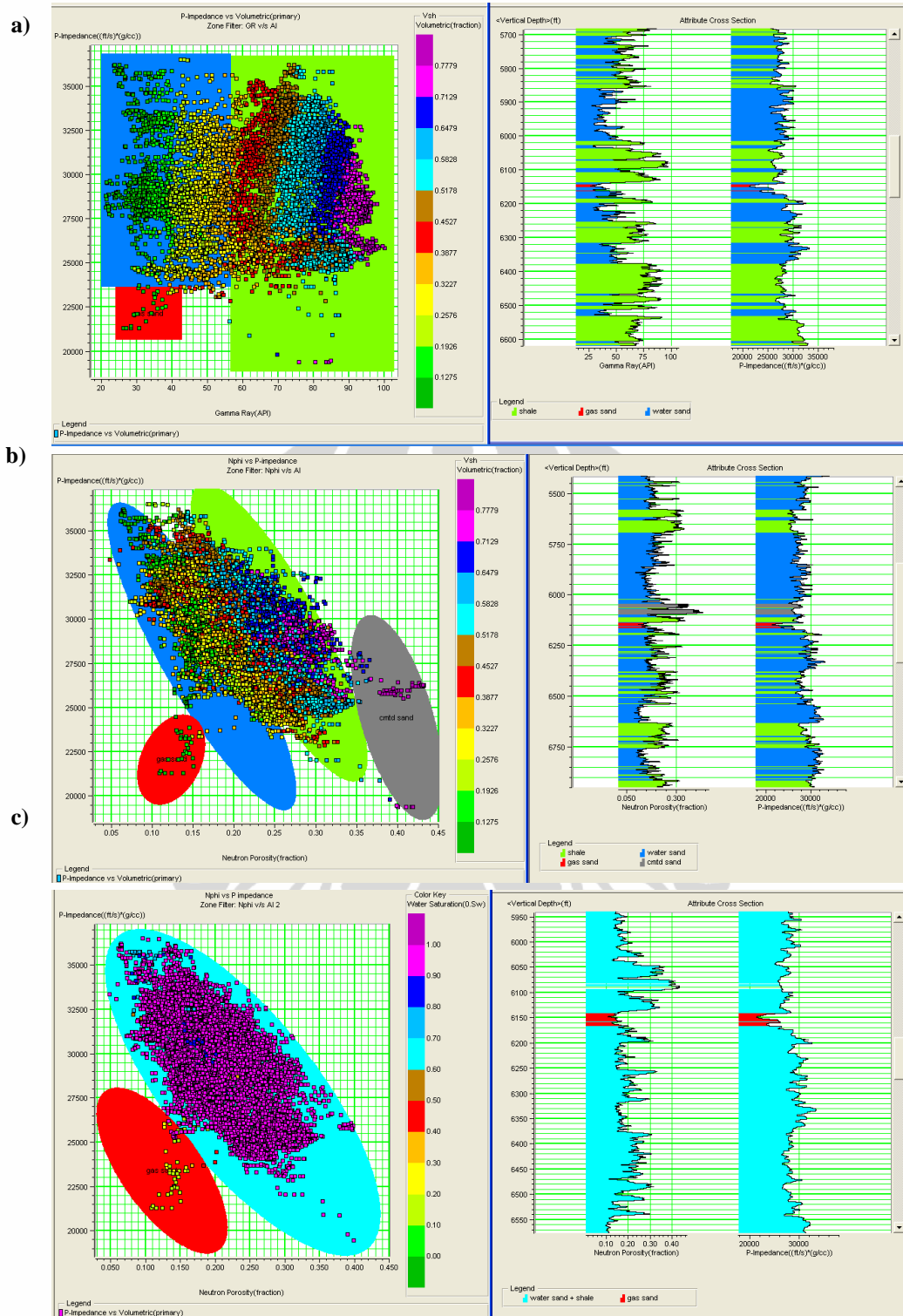
Gambar 4.3. Cross-plot Density v/s Depth sumur La Mare 1

Berdasarkan pengetahuan akan respon parameter *acoustic impedance* (AI) berupa *sonic slowness* dan *density* yang dipaparkan sebelumnya, maka kemudian dilakukan *sensitivity analysis* antara nilai P-impedance dan parameter open hole log lainnya seperti yang ditunjukkan pada gambar 4.4. Untuk analisis ini dilakukan dengan menggunakan bantuan software Elog dari Hampson-Russell.

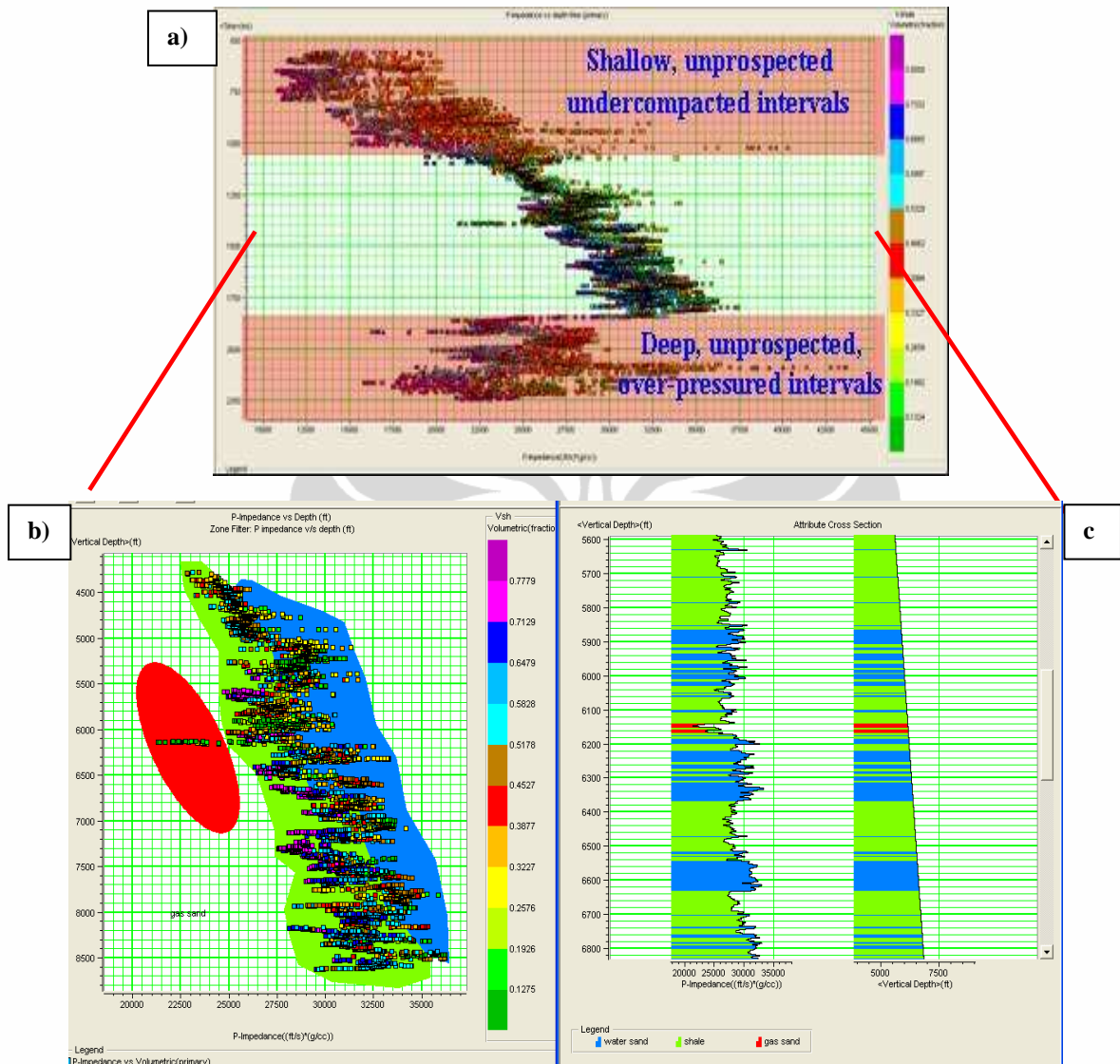
Hasil cross-plot yang telah dilakukan antara parameter P-impedance dengan Gamma Ray, *Neutron porosity* dan porositas efektif hasil perhitungan petrofisik dengan Elan tidak menunjukkan adanya diskriminasi yang diharapkan dalam membedakan antara lapisan batupasir dan *shale*. Lapisan batupasir yang dicirikan dengan nilai *Vshale* yang rendah (kurang dari 30%) dan shale ($Vshale > 30\%$) hanya dapat dipisahkan dengan menggunakan parameter log itu sendiri dan bukan oleh *P-impedance*. Nilai *P-impedance* berada pada range yang sama antara lapisan batupasir dan *shale*. Satu hal yang dapat terdiskriminasi cukup baik adalah zona gas dengan nilai impedansi akustik 21.000 – 24.500 (ft/s)(gr/cc) (gambar 4.4).

Pemisahan atau diskriminasi *range* nilai *P-impedance* untuk membedakan litologi kemudian dilakukan dengan menggunakan parameter lain yang telah cukup berhasil dilakukan sebelumnya yaitu menggunakan parameter kedalaman (depth). Setelah dilakukan *well-seismic tie* maka parameter kedalaman tersebut selanjutnya dapat di rubah kedalam domain ms (*millisecond*) dari data seismik seperti yang ditunjukkan pada gambar 4.5.

Cross-plot yang dihasilkan ternyata tidak hanya dapat digunakan untuk mendeskriminasi litologi untuk membedakan antara lapisan batupasir dan *shale*, tetapi juga menunjukkan kemungkinan untuk melakukan zonasi nilai *P-impedance* dari zona gas pada data seismik. Pada gambar ditunjukkan bahwa interval-interval dengan nilai *Vshale* rendah yang merupakan lapisan batupasir cenderung memiliki nilai impedansi akustik (P-impedance) yang lebih tinggi dibanding lapisan shale untuk interval kedalaman yang sama. Sementara zona gas memiliki range nilai impedansi akustik yang jauh lebih rendah dibanding nilai impedansi akustik batupasir maupun shale untuk interval kedalaman yang sama.



Gambar 4.4. Cross-plot Gamma Ray v/s P-impedance (a) dan Neutron porosity v/s P-impedance (b) untuk mendeskriminasi litologi (biru : batupasir air, hijau : shale dan merah : batupasir gas), serta cross-plot Neutron porosity v/s P-impedance untuk menunjukkan zona gas (c).

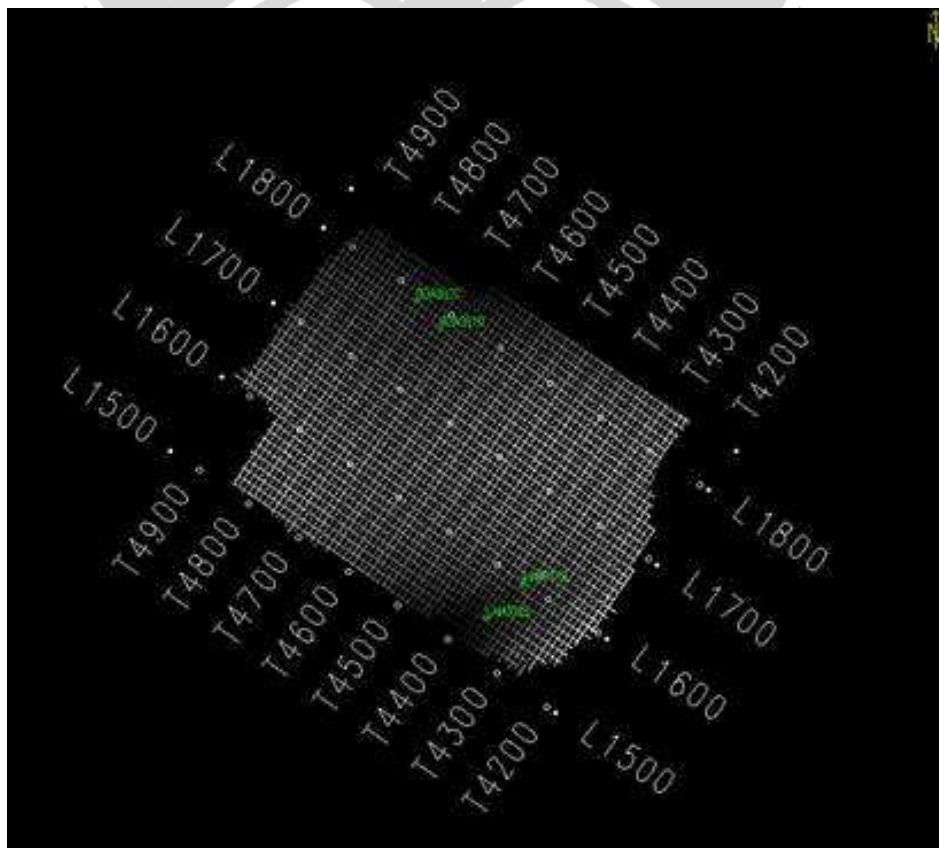


Gambar 4.5. (a) *cross-plot P-impedance v/s depth* keseluruhan interval sumur *La-Mare 1*, menunjukkan keberadaan zona *undercompacted* pada interval dangkal dan *over-pressured* pada interval dalam, dipilih interval tengah yang memiliki gradien kompaksi normal. (b) *Cross-plot impedansi akustik v/s time depth* pada interval tengah menunjukkan diskriminasi litologi (batupasir dan *shale*) serta kandungan *fluida gas*. (c) hasil zonasi dari *cross-plot* gambar b pada data *well log*.

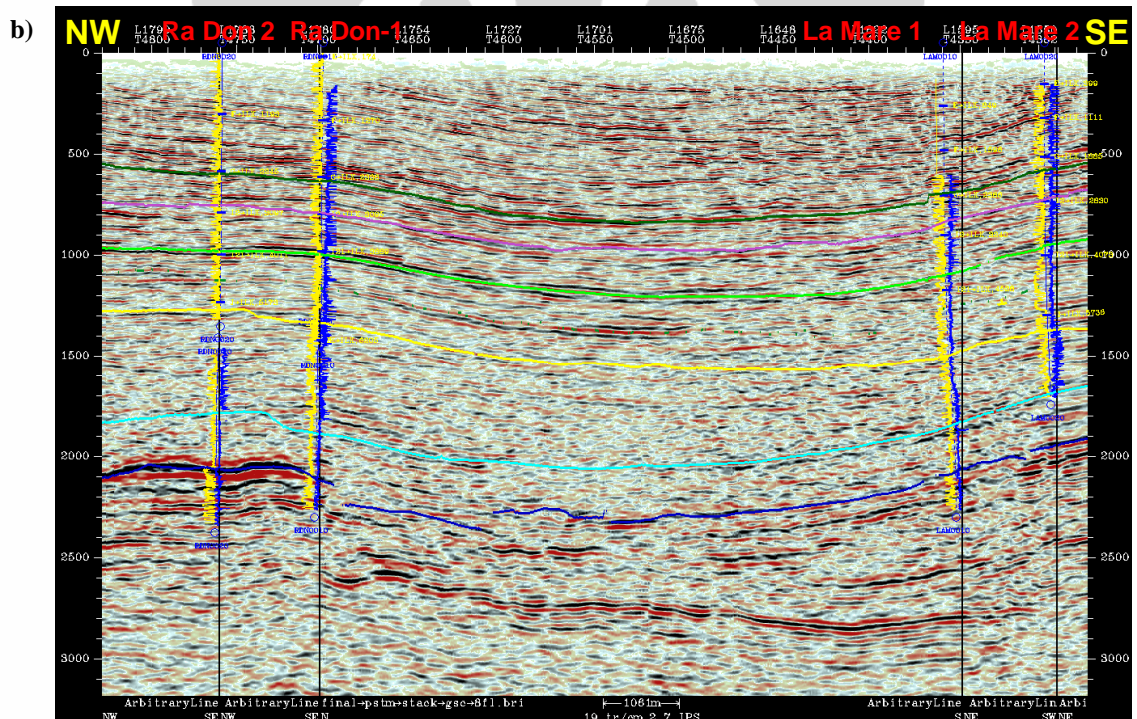
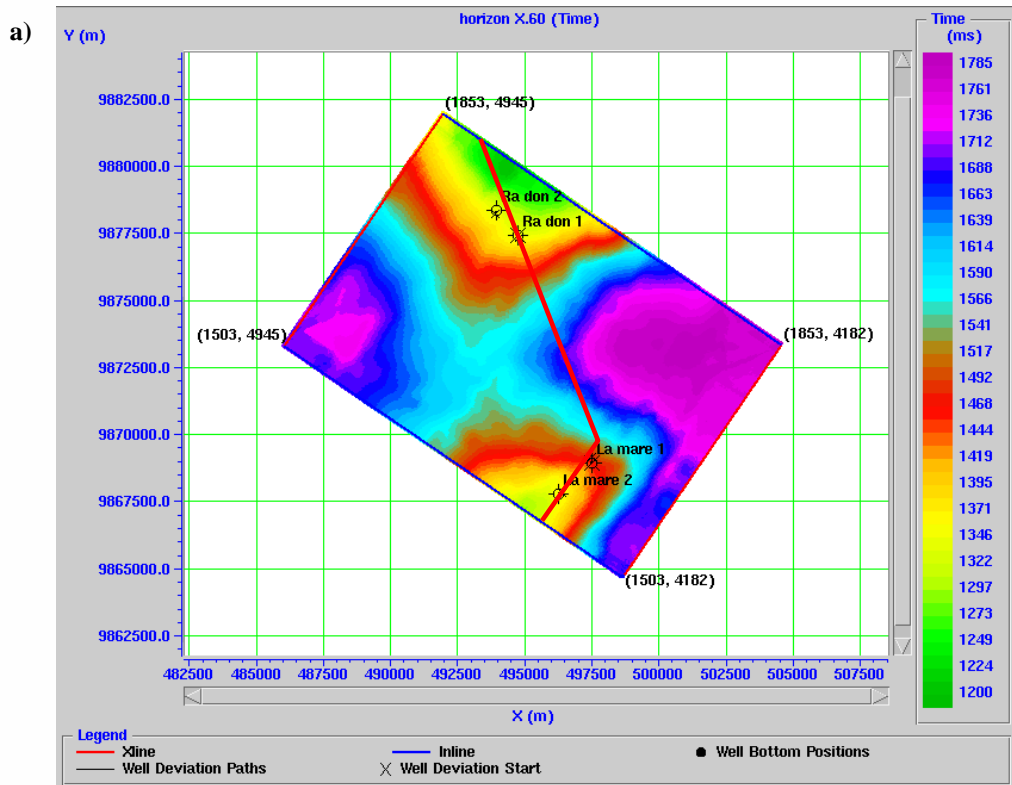
4.2. Pengolahan Data Seismik

Data seismik yang akan digunakan adalah data post-stack 3D dari survey tahun 1997. Data post stack 3D seismic lapangan Bonjour tersusun atas 350 lintasan in-line berarah baratlaut-tenggara dan 763 lintasan cross-line berarah timurlaut-barat daya.

Data survey seismik Lapangan Bonjour meliputi luasan area sekitar 120 km², meliputi struktur antiklin La Mare di selatan dengan sumur La Mare 1 (*suspended gas well*) dan La Mare 2 (*dry hole*) serta struktur antiklin Ra Don di sebelah utara dengan Sumur Ra Don 1 dan Ra Don 2 (keduanya *dry hole*). Fokus penelitian ini adalah pada antiklin struktur La Mare dengan target reservoir-reservoir batupasir berisi gas.



Gambar 4.6. Survei seismik 3D Lapangan Bonjour



Gambar 4.7. Gambaran Umum kontur Struktur Area penelitian, basemap top struktur horizon X.60, area penelitian adalah antiklin di sebelah selatan (a) dan penampang seismik area penelitian, struktur antiklin pada bagian kanan penampang adalah area penelitian (b)

4.2.1. Estimasi Wavelet dan Well to Seismic Tie

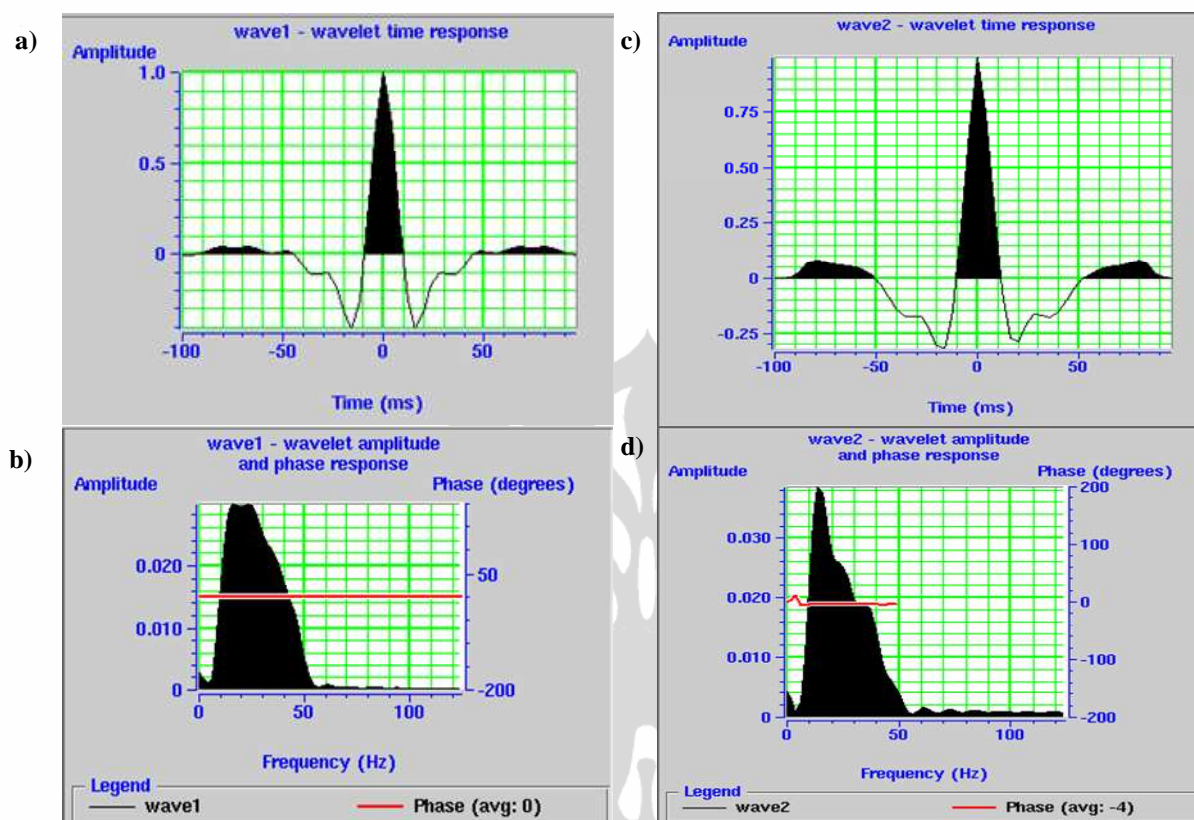
Estimasi *wavelet* dan pengikatan sumur dengan seismik merupakan proses yang dilakukan secara simultan dan interaktif. Hal ini perlu dilakukan untuk memperoleh korelasi yang bagus antara data sumur dengan seismik sehingga analisa karakterisasi reservoir bisa dilakukan dengan akurasi yang tinggi.

Pengikatan data log sumur dengan data seismik dilakukan melalui beberapa tahapan, yaitu :

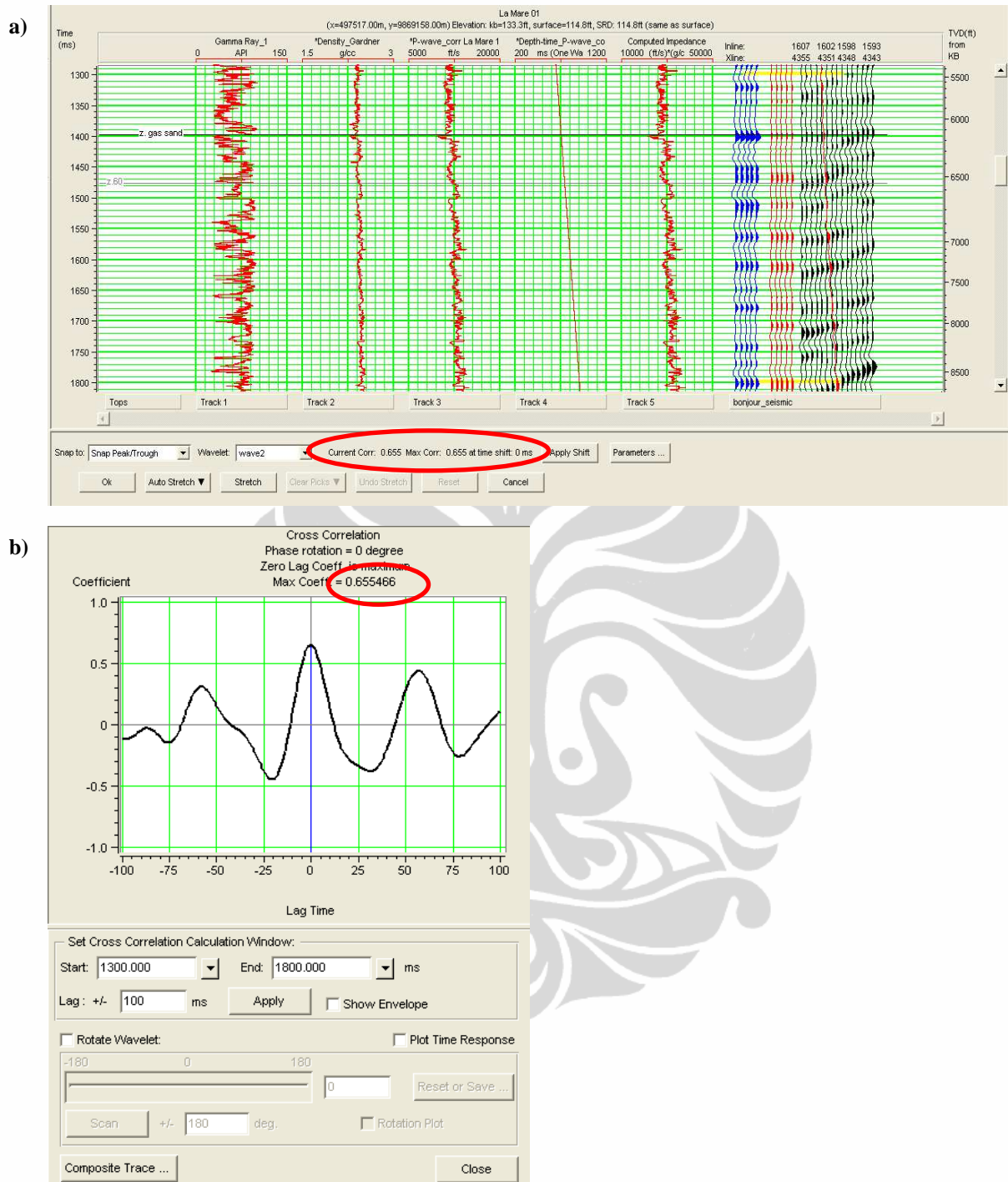
- Konversi kedalaman menjadi waktu tempuh (*time*) dengan mengintegrasikan data cepat rambat gelombang dari data log sonik.
- Estimasi model *wavelet*nya
- Inversi data seismik pada beberapa *trace* di sekitar sumur sebagai kontrol kualitas data *trace* seismik.
- Optimasi hasil sintetik dengan data seismiknya apa dan antara impedansi dari sumur dengan hasil inversi pada *trace* tersebut.
- Iterasi proses di atas beberapa kali sehingga dihasilkan seismogram sintetik dan *wavelet* yang optimum.

Proses interaktif yang dilakukan diharapkan akan menghasilkan korelasi yang bagus antara data log sumur, data seismik dan data sintetik pada sumur tersebut. Untuk proses ekstraksi *wavelet*, pembuatan *synthetic seismogram* dan *well to seismic tie* hanya akan dilakukan di sumur La Mare 1 yang selain mempunyai keseluruhan data *open hole log*, juga memiliki data *checkshot*. Sementara proses yang sama tidak akan dilakukan pada sumur La Mare 2 yang tidak memiliki data *checkshot*. Pada gambar 4.9 ditampilkan hasil keseluruhan proses *well seismic tie*.

Metoda yang dipakai untuk mengestimasi *wavelet* dalam penelitian adalah menggunakan data sumur dan seismik. Keuntungan dari metoda ini adalah bisa diperoleh hasil *wavelet* yang bagus yang pada saat yang bersamaan bisa dikonvolusikan dengan koefisien refleksi dari *log* sumur dan akan menghasilkan tras sintetik yang cukup cocok dengan data seismik.



Gambar 4.8. Gambar (a) dan (b) ekstraksi statistik dengan data seismik sekitar sumur, dan gambar (c) dan (d) hasil ekstraksi dengan data *well*. Gambar a dan c adalah wavelet time response menunjukkan zero offset synthetic wavelet, gambar c dan d menunjukkan Hasil ekstrak wavelet membentuk reflektifitas yang hampir cocok dengan reflektifitas log sampai dengan frekwensi sekitar 40 – 50 Hz. Hasil ekstraksi *wavelet* untuk area sekitar sumur La_Mare 1 : *wavelet length* 200 ms, *Taper length* 20 ms, *sample rate* 4 ms dan tipe ekstraksi : constant phase.



Gambar 4.9. Hasil proses *well seismic tie* sumur La Mare 1 dengan menggunakan ekstrak wavelet yang telah didapatkan sebelumnya, menunjukkan korelasi optimum yang dapat dicapai untuk interval target penelitian sebesar 0.655466 dengan skala tertinggi adalah 1, gambar a : korelasi data sumur dengan *trace* seismik sekitar sumur, gambar b : *cross-correlation calculation window* dari korelasi pada gambar a

4.2.2. Pembuatan Model Bumi (*Earth Model*)

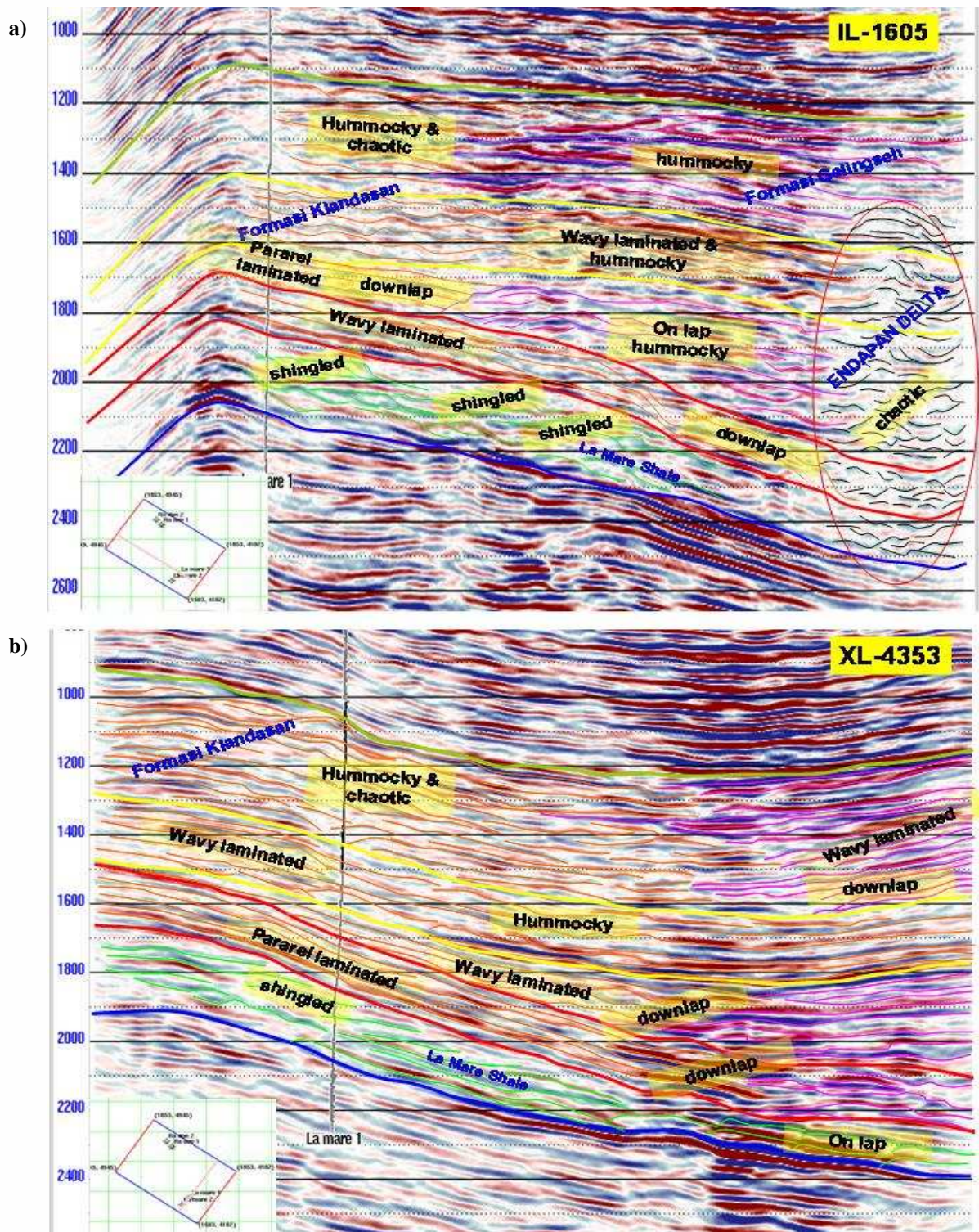
Penelitian yang dilakukan akan menggunakan metode *model based inversion*. Keakuratan dari analisa dengan metode ini sangat bergantung dari pemahaman akan model geologi awal dari suatu area penelitian. Sehingga pemahaman akan kondisi geologi dari area penelitian menjadi sesuatu hal yang sangat penting.

4.2.2.1. Hasil Analisa Seismik Stratigrafi untuk Model Bumi

Keberadaan patahan pada Lapangan Bonjour umumnya berkembang dan dapat dikenali dengan jelas pada data seismik hanya pada area-area dalaman dan di selatan *reef build up* struktur Ra Don. Sebuah studi yang pernah dilakukan menunjukkan keberadaan patahan di sebelah selatan dan bahkan melalui sumur La Mare 1, tetapi pengamatan yang dilakukan menunjukkan bahwa displacement antara kedua blok yang terpatahkan tidak terlalu lebar, bahkan di banyak tempat sepanjang zona tersebut tidak dijumpai adanya pergeseran. Berdasarkan hal tersebut maka penulis berkesimpulan bahwa pengaruh dari struktur patahan pada model geologi yang akan dibuat haruslah tidak terlalu signifikan. Tetapi pada dasarnya picking horison yang dilakukan, dengan mengikuti bidang-bidang reflektor yang ada telah cukup mengakomodasi keberadaan patahan tersebut.

Fokus utama yang akan ditampilkan dan akan sangat berpengaruh dalam model bumi yang akan dibuat adalah model stratigrafi. Model Stratigrafi yang akurat akan memberikan gambaran pengelompokan tubuh sedimen dan juga fasies seismik yang tepat. Salah satu hasil yang sangat penting dari hasil analisa tersebut adalah didapatkannya horison-horison yang dominan yang akan berpengaruh dalam pembuatan model geologi.

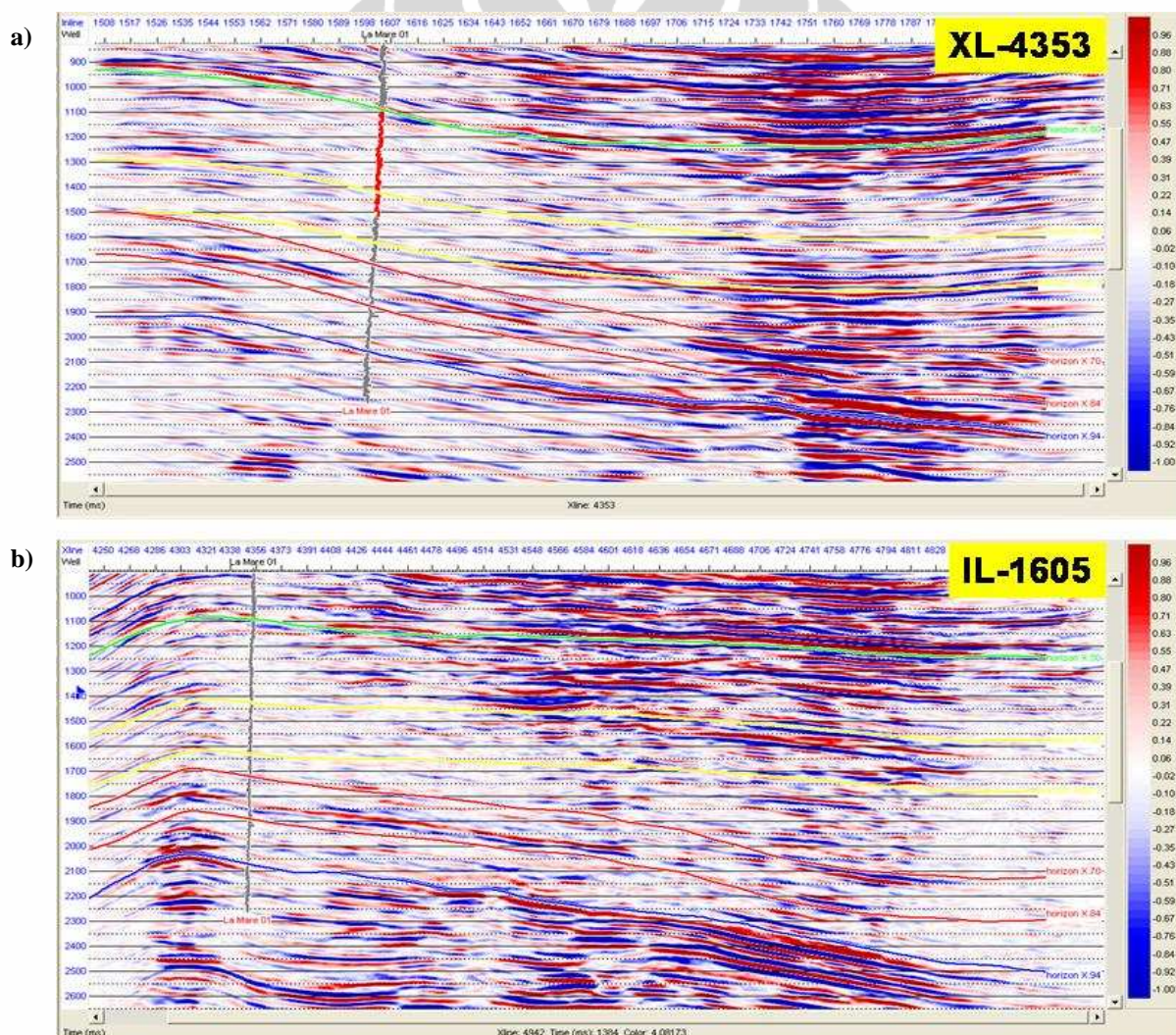
Pembahasan mengenai analisa seismik stratigrafi area penelitian akan ditunjukkan pada bab selanjutnya dan akan berhubungan langsung dengan metode pengidentifikasian channel-channel pada penampang-penampang seismik dari area penelitian.



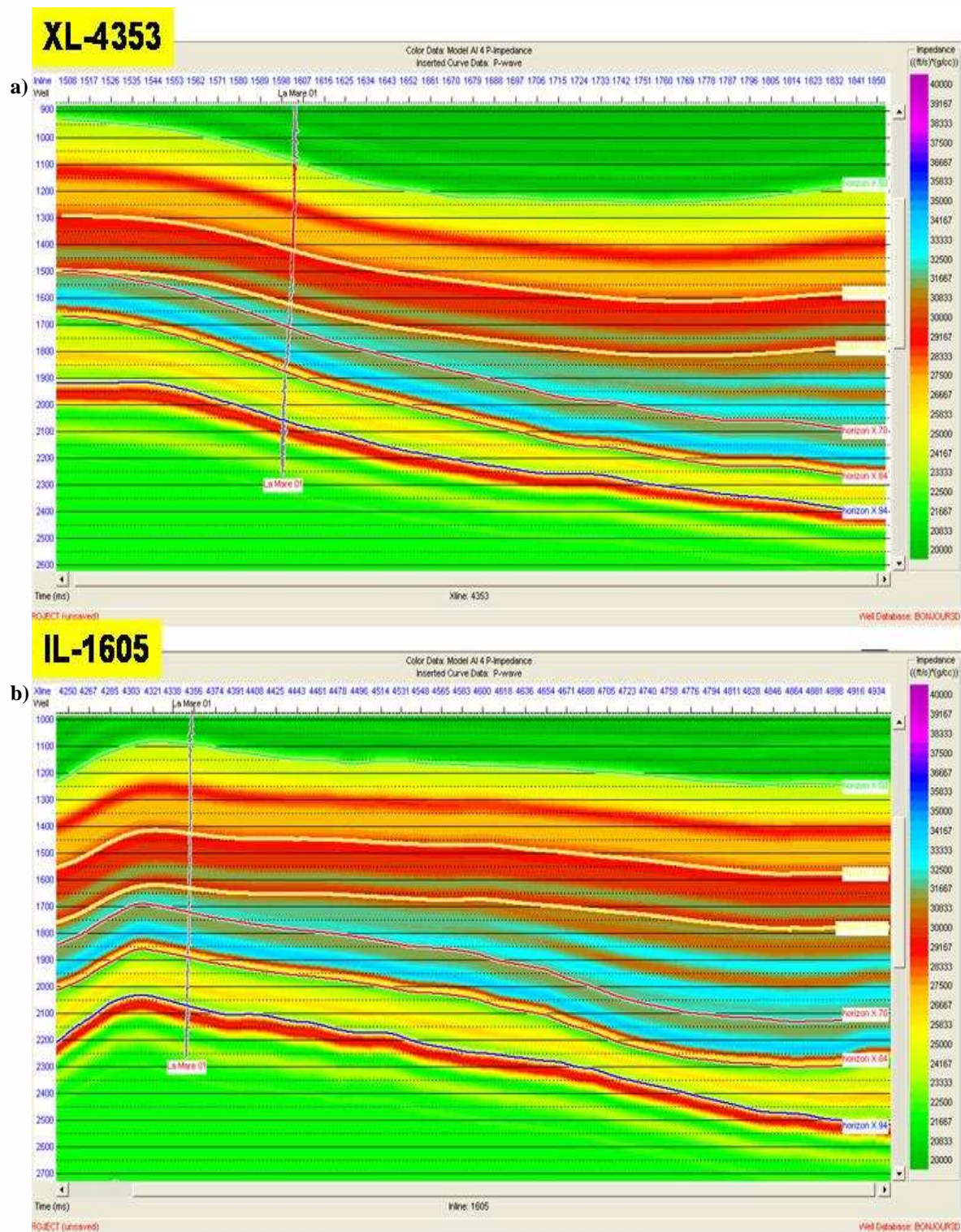
Gambar 4.10. Hasil interpretasi seismik stratigrafi, penampang in-line 1605 (a) dan penampang cross-line 4353 (b) serta sumur La Mare 1.

4.2.2.2. Model Bumi Lapangan Bonjour

Model bumi area penelitian di buat berdasarkan analisa stratigrafi seismik yang telah dilakukan sebelumnya. Model bumi tersebut, seperti yang telah disampaikan sebelumnya akan menjadi dasar dalam proses inversi *model based*. Horison-horison yang ditampilkan dalam model bumi merupakan guide dalam penentuan model awal stratigrafi dari area penelitian. Horison-horison tersebut adalah horison X.84, horison X.70, horison X.60.2, horison X.60 dan Horison X.50. Berikut ditampilkan dua buah penampang yang melalui sumur La Mare 1, yaitu XL-4353 dan IL-1605 beserta model bumi yang dihasilkan.



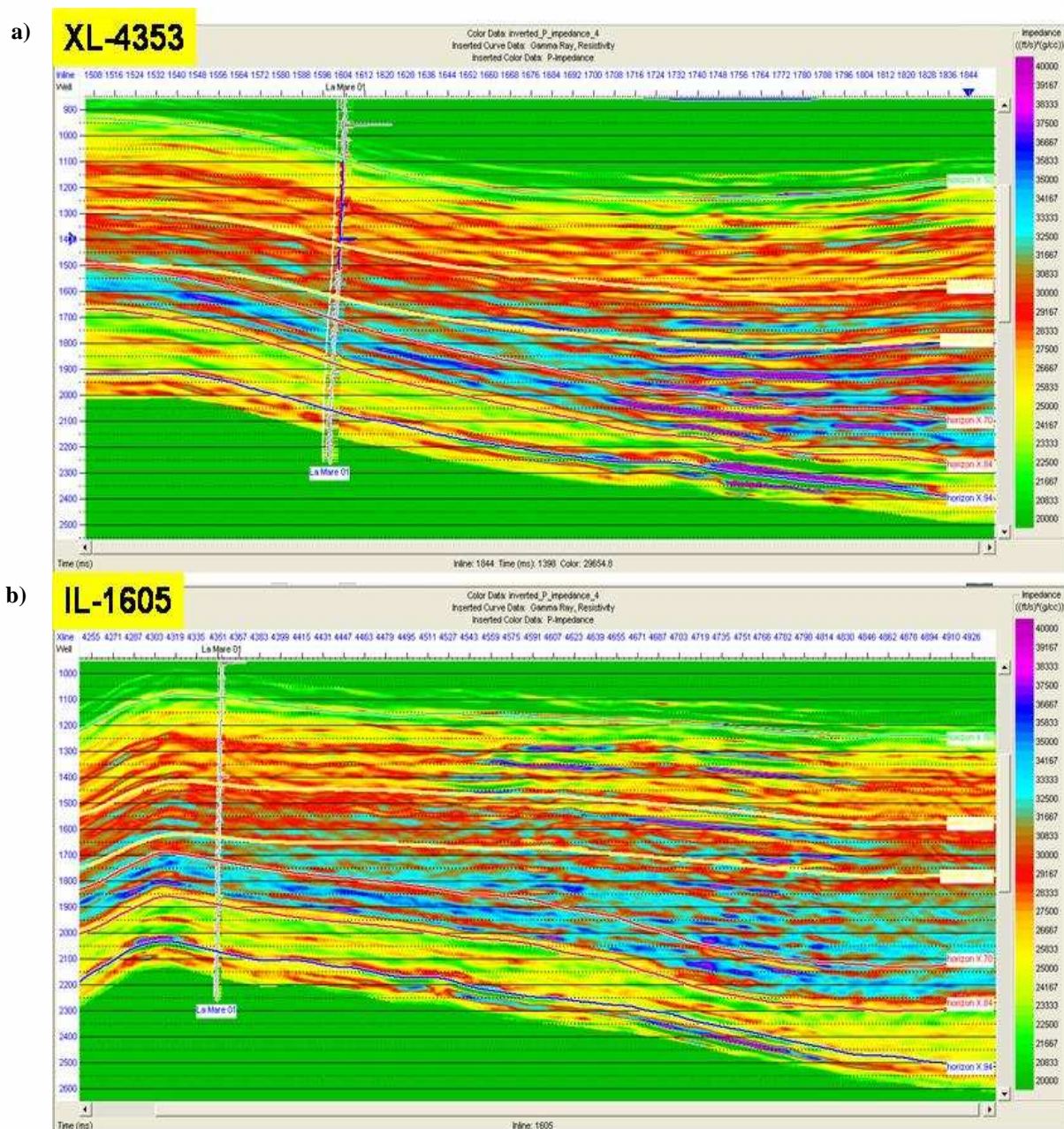
Gambar 4.11. Horison-horison yang digunakan dalam penelitian, penampang cross-line 4353 (a) dan penampang in-line 1605 (b) serta sumur La Mare 1.



Gambar 4.12. Model bumi (*earth model*) Lapangan Bonjour, gambar (a) pada penampang *cross-line* 4353 dan gambar (b) pada penampang *in-line* 1605.

4.2.3. Inversi Model Based Lapangan Bonjour

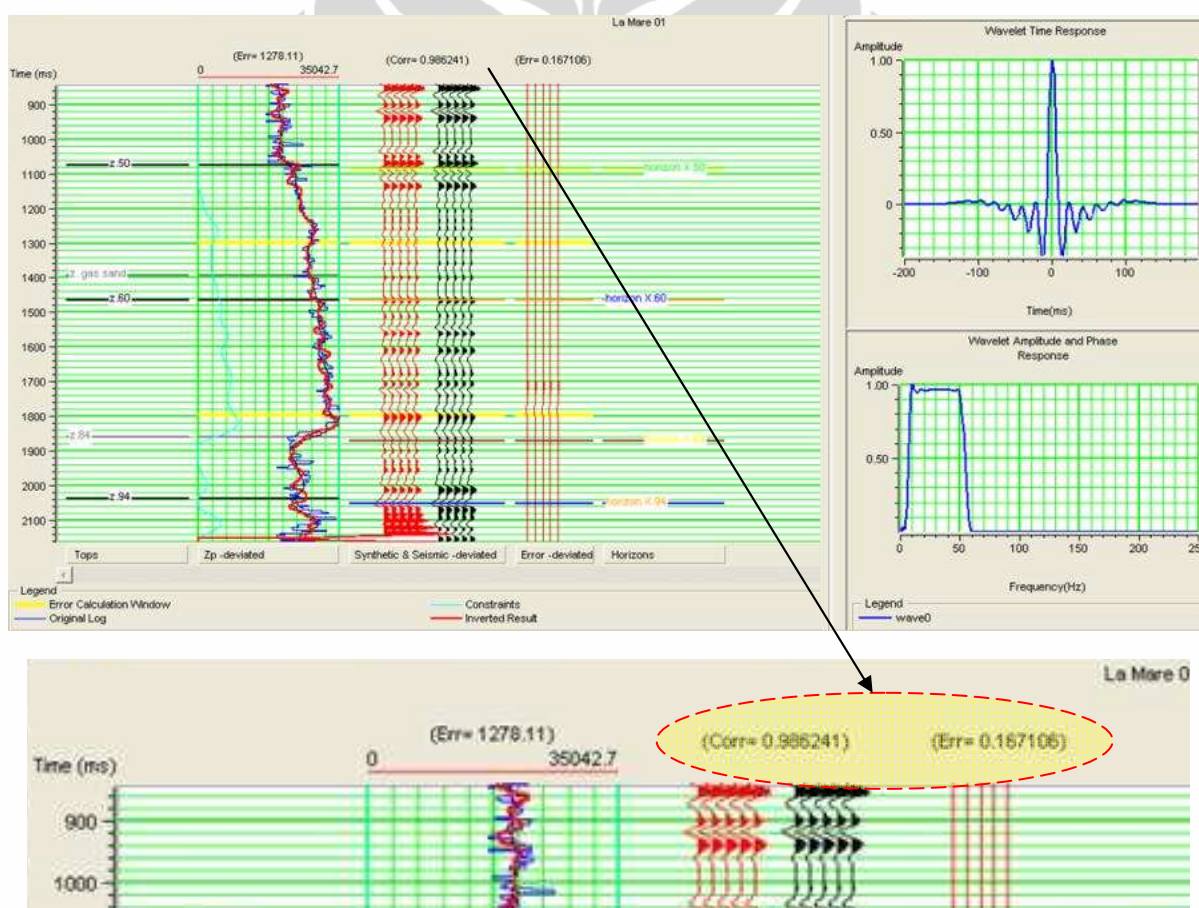
Berdasarkan model bumi, maka dilakukan inversi *model based* dengan menggunakan *software Hampson-Russel*. Model dan inversi yang dilakukan menggunakan data *acoustic impedance*, yang didalamnya sudah mengandung parameter interval *velocity (Pwave)* dan *density*.



Gambar 4.13. Hasil Proses inversi, gambar (a) pada penampang *cross-line* 4353 dan gambar (b) pada penampang *in-line* 1605.

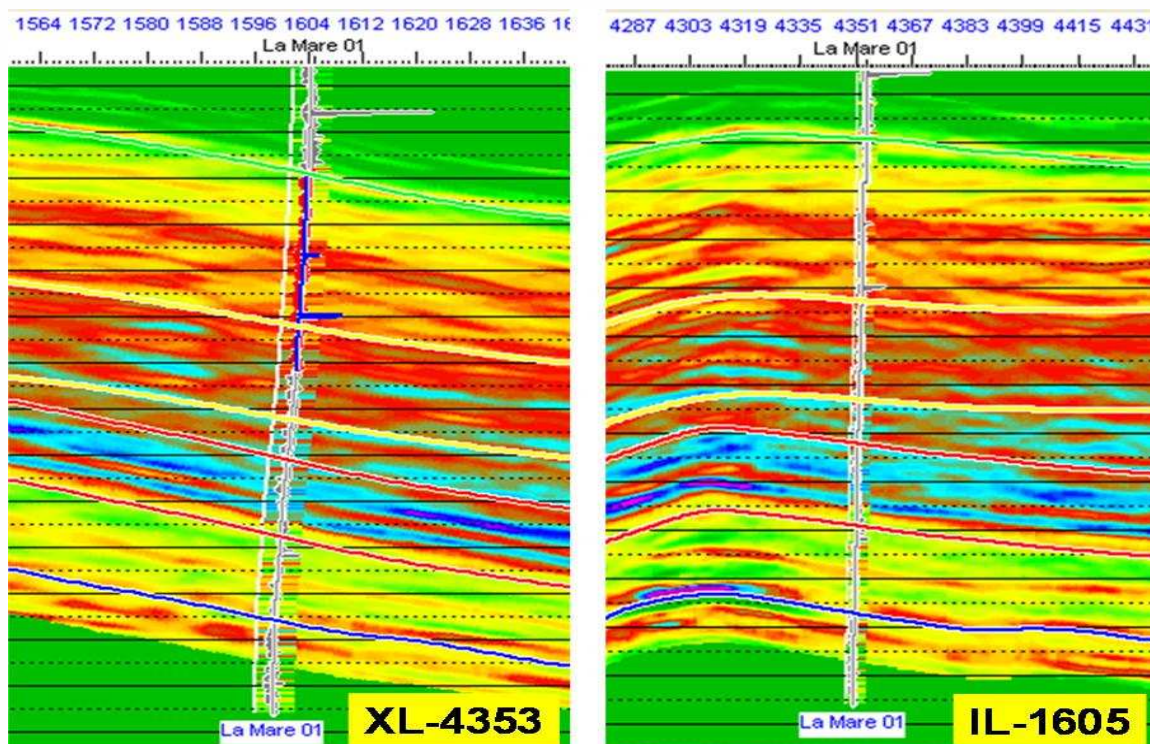
Proses inversi difokuskan hanya pada interval antara Horison X.50 dan X.84 karena selain hanya interval tersebut yang menjadi subjek dari penelitian ini juga agar tingkat kesesuaian antara hasil inversi AI dan perhitungan Pimpedance data sumur memiliki tingkat ketidakcocokan (error) yang rendah.

Hal yang paling sulit dalam tahapan ini adalah *matching* antara hasil perhitungan dengan data log yang lebih detil dengan pemodelan seismik yang cenderung menggeneralisir data yang ada sesuai dengan resolusinya. Sehingga dalam penelitian ini pun telah dilakukan iterasi dan proses trial serta error berulang kali sampai didapatkan hasil yang di rasakan cocok dan paling baik.



Gambar 4.14. Tingkat kesesuaian P-impedance antara data well dan data sesimik cukup tinggi, error data rendah, secara umum kualitas inversi cukup baik.

Kualitas dari hasil proses inversi ditentukan dengan menggunakan inversi analysis. Hasil terbaik ditunjukkan dengan tingkat error yang rendah pada akhir proses ini (gambar 4.14). Selain itu ditunjukkan juga dengan tingkat kesesuaian yang cukup tinggi antara nilai AI hitungan log dengan nilai P-impedance di sekitar sumur tersebut pada penampang seismik (gambar 4.15).



Gambar 4.15. Tingkat kesesuaian P-impedance antara data sumur dan data sesimik cukup tinggi ditunjukkan kesesuaian warna parameter AI dari well dengan nilai P-impedance hasil inversi di sekitar sumur tersebut.

BAB 5

HASIL DAN PEMBAHASAN

Analisa seismik stratigrafi menjadi salah satu fokus utama dalam penelitian. Selain dapat sangat membantu dalam pembuatan model bumi sebagai dasar proses inversi seperti yang telah ditunjukkan pada bab sebelumnya, hasil analisa juga akan sangat berperan dalam penentuan arah sedimentasi dan lingkungan pengendapan yang pada akhirnya membantu dalam memprediksi arah serta geometri *channel* pada area penelitian.

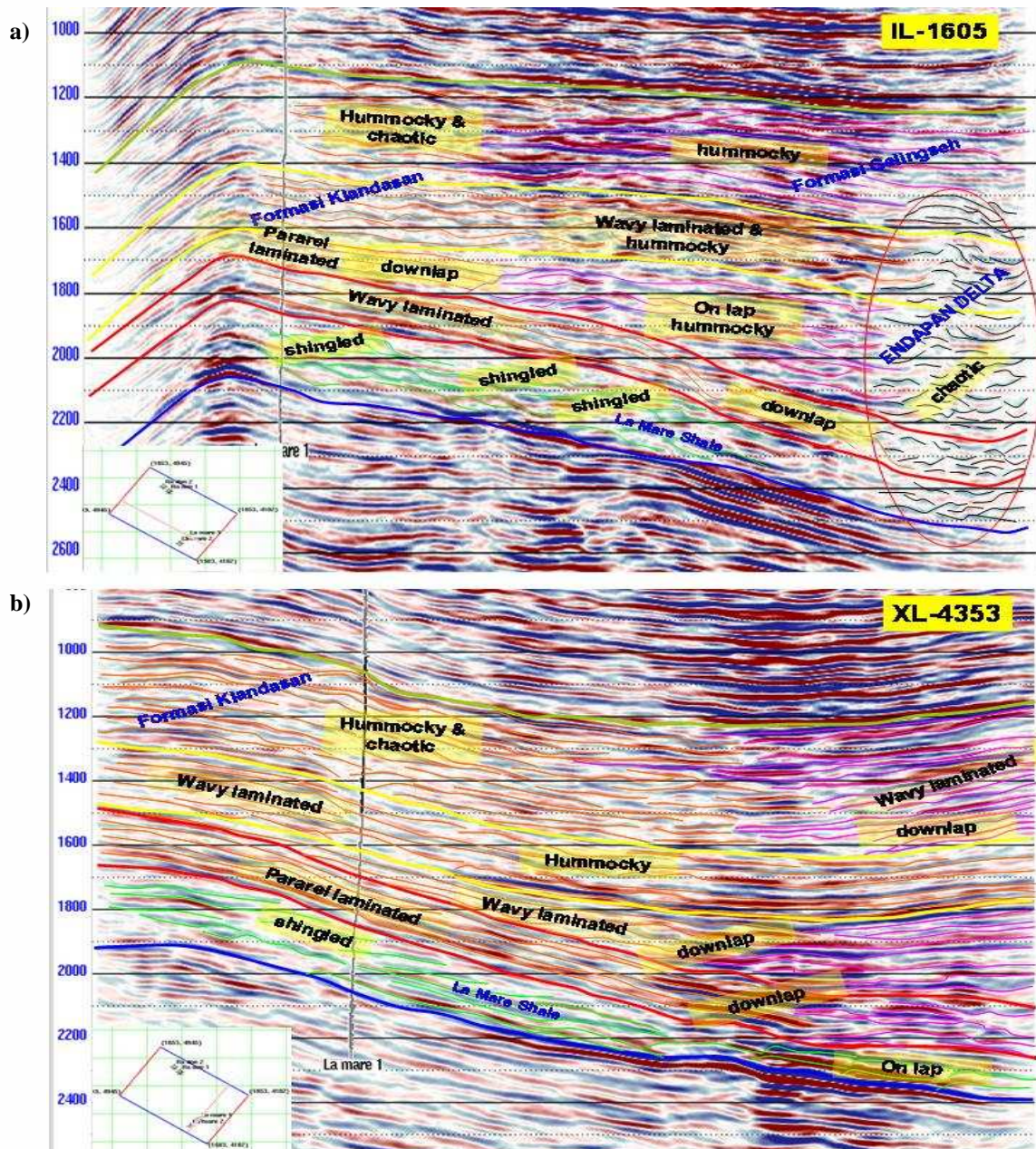
5.1. Analisa Seismik Stratigrafi

Secara sedimentasi, Lapangan Bonjour termasuk kompleks. Seperti yang telah disampaikan sebelumnya pada bagian dasar teori, ada dua *source* utama sedimen darat untuk lapangan ini yaitu dari barat daya yang mengendapkan struktur Klandasan dan dari barat laut yang merupakan sumber utama Formasi Gelingseh. Sementara itu dari arah timur, kenaikan muka air laut membawa banyak material halus yang dibanyak tempat dalam penampang seismik dijumpai sebagai pola-pola *on lap* dengan refleksi yang kuat.

Pada area penelitian, setelah terendapkannya platform karbonat yang ditandai oleh marker X.94, maka terjadi kenaikan muka air laut secara regional sehingga pengendapan yang berlangsung kemudian berada pada lingkungan energi rendah. Material-material halus yang terendapkan pada penampang seismik ditunjukkan oleh pola-pola refleksi *shingled* yang cukup jelas pada hampir keseluruhan penampang seismik antara marker horizon X.94 dan X.84.

Terendapkan di atas Lamare shale adalah perselang-selingan *fluvial* dan *mouthbar sand* dengan dominasi lapisan *shale* tebal di sekitarnya yang secara keseluruhan menunjukkan penampakan *coarsening upward* pada data sumur di La Mare 1 dan 2 yang merupakan sedimen dari Formasi Klandasan bawah. Pada penampang seismik, bagian terbawah formasi ini menunjukkan pola refleksi *shingled* yang

menunjukkan dominasi material halus. Pada bagian atas, pola refleksi berubah menjadi *wavy pararel* pada area sekitar tinggian La Mare dan menjadi *downlap* pada area dalaman di timur maupun di utara yang menunjukkan kehadiran material darat dalam jumlah besar dan konstan untuk jangka waktu yang cukup panjang dari arah barat daya.



Gambar 5.1. Hasil interpretasi seismik stratigrafi, penampang *in-line* 1605 (a) dan penampang *cross-line* 4353 (b) serta sumur La Mare 1.

Berdasarkan pengamatan pada penampang inline dan cross line yang melalui sumur La Mare 1, maka setelah pengendapan sedimen tersebut, terjadi perubahan kemiringan bidang reflektor cukup besar antara *top sedimen lower Klandasan* dengan sedimen di atasnya yang cenderung lebih landai yang merupakan penciri terjadinya pengangkatan cekungan oleh proses tektonik yang diikuti oleh fase erosional besar pada tinggian-tinggian sekitar area penelitian.

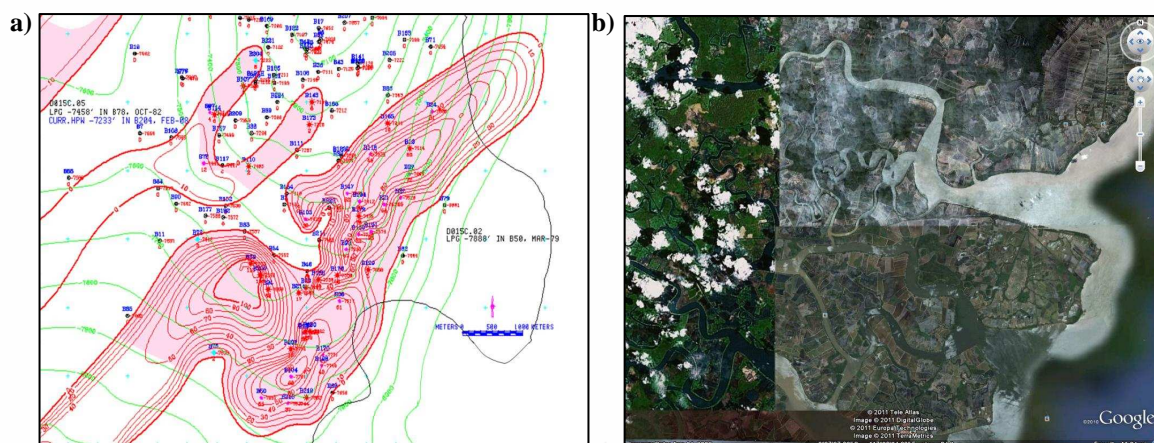
Pengangkatan tersebut menciptakan *accomodation space* yang cukup besar dan luas di dalaman sebelah barat yang berhadapan dengan daratan dan dalaman timur yang cenderung mengarah ke laut. Fase erosional yang terjadi selanjutnya membawa masuk sedimen dari arah barat laut, yang bersumber sama dengan Formasi Gelingsih, serta material hasil erosi dari tinggian La Mare ke dalaman di utara. Pada penampang *in-line* 1605 (gambar 5.1.a) di bagian tengah, penampang hal tersebut ditunjukkan oleh kehadiran pola refleksi terminasi *onlap* dengan pola refleksi internal *hummocky* yang merupakan penciri pengendapan pada energi tinggi pada bidang batas teratas antara material endapan dari barat laut dengan bagian puncak *Lower Klandasan*. Pada arah utara penampang yang sama, pola internal refleksi *hummocky* tersebut berubah menjadi lebih *chaotic* yang merupakan penciri lingkungan pengendapan dengan energi lebih tinggi dan di prediksi sebagai bagian inti dari tubuh sedimen tersebut.

Sementara untuk dalaman di sebelah timur yang berhadapan dengan laut, seperti tampak pada penampang *X-line* 4353 (gambar 5.1.b), pola refleksi yang terlihat sangat jelas dari sedimen di atas lower Klandasan secara berturut-turut dari barat daya ke timur laut adalah pola-pola internal *hummocky* yang cenderung *chaotic* yang menunjukkan pengendapan sedimen darat berenergi tinggi, dilanjutkan dengan pola refleksi *onlap* di sebelah utaranya dan di akhiri dengan kenampakan pola refleksi *downlap* dengan refleksi internal yang cenderung *chaotic* yang menunjukkan pengendapan darat berenergi tinggi dari sumber yang berbeda yaitu dari arah barat laut (satu sumber dengan Formasi Gelingsih).

Fakta yang menarik adalah bahwa pengendapan sedimen dari arah barat laut ini berlangsung hampir sepanjang waktu terlihat dari penampang seismik *in-line* 1605 ditunjukkan oleh pola *chaotic* yang menerus dari atas ke bawah pada bagian paling kanan penampang (gambar 5.1.a). Pola ini menunjukkan bahwa sedimentasi yang terjadi pada area tersebut tidak terlalu terpengaruh oleh perubahan naik turunnya muka air laut, yang semakin menguatkan indikasi bahwa lingkungan sedimentasi pada area tersebut berada pada sistem delta dengan asumsi dasar bahwa pengendapan delta selalu regresif.

Dapat disimpulkan bahwa bagian puncak sedimen lower Klandasan adalah merupakan bidang erosional atau dalam stratigrafi sikuen disebut sebagai *sequence boundary* (SB) dan dalam penampang seismic selanjutnya akan diberi nama sebagai horizon X.70. Untuk kepentingan pembuatan model bumi pada proses karakterisasi reservoir maka diputuskan untuk menambahkan horizon X.60.2 pada bidang reflektor pertama yang melampar di seluruh area penelitian setelah fase *syndepositional*. Sementara tubuh sedimen di atas horizon tersebut selanjutnya dapat diinterpretasikan sebagai sedimen *Upper Klandasan* untuk area dengan pola refleksi yang menunjukkan sedimentasi lingkungan berenergi tinggi di selatan dan Formasi Gelingseh untuk tubuh sedimen di sisi utara area penelitian. Batas atas dari sedimen Upper Klandasan ini adalah *horizon* X.50 dan juga merupakan batas atas dari zona target penelitian.

Berdasarkan uraian di atas maka arah channel dan trend sedimentasi pada area penelitian (struktur La Mare) akan di dominasi oleh suplai sedimen yang berasal dari barat daya yaitu dari Klandasan. Data dari pemetaan reservoir dari lapangan sekitar area penelitian dan morfologi sungai modern yang dijumpai saat ini menunjukkan bahwa *delta plain Mahakam delta* tersusun atas *meandering channel – meandering channel* dengan sinuosity yang cukup besar (gambar 5.2). Hal tersebut menyebabkan penampakan pola refleksi *channel* tidak hanya di dijumpai pada penampang yang tegak lurus arah sedimentasi (penampang *in-line*), tetapi juga akan banyak dijumpai pada penampang-penampang *cross-line*.



Gambar 5.2. Morfologi umum *meandering channels* di delta Mahakam menunjukkan *high sinuosity* baik pada peta reservoir lapangan sekitar (a), maupun pada foto udara Mahakam Delta modern dengan *google earth* (b).

5.2. Identifikasi Pola Refleksi dan Geometri *Channel*

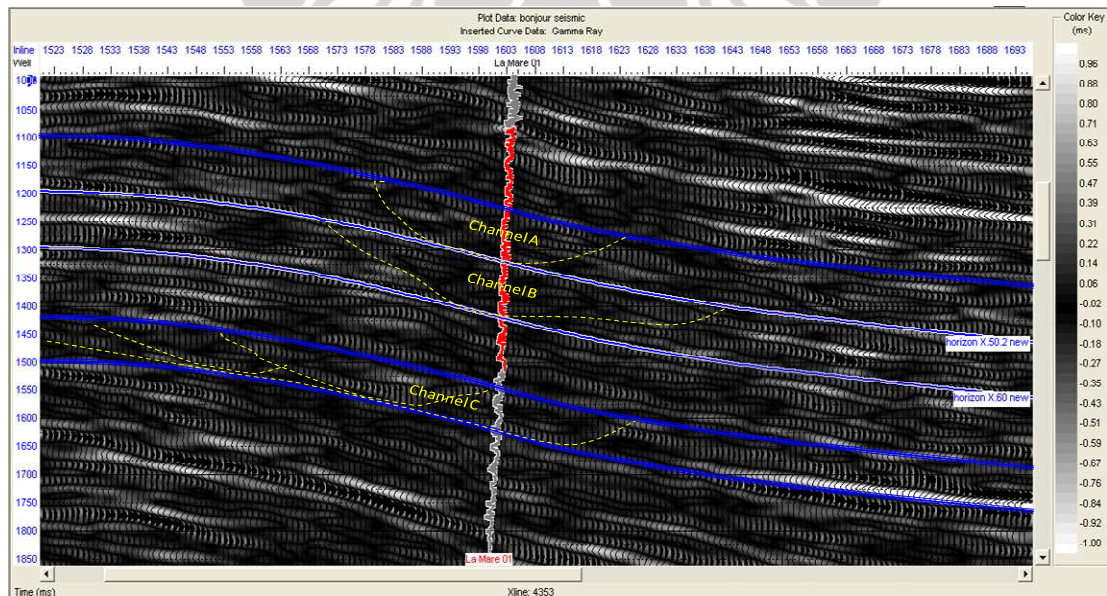
Berdasarkan studi-studi yang telah dilakukan sebelumnya, Identifikasi *channel* pada Lapangan Bonjour merupakan sesuatu hal yang paling sulit dilakukan. Keberadaan dua *source* sedimen (Klandasan dan Gelingseh) serta tidak teridentifikasinya kehadiran bidang erosional di atas Marker horizon X.70, menyebabkan tidak teridentifikasinya *channel-channel* tersebut. Studi-studi terdahulu lebih banyak menekankan pada identifikasi pelamparan anomali-anomali amplitudo yang secara geometri tidak sesuai dengan morfologi *channel* yang umum di Delta Mahakam, sehingga memiliki *level of confidence* yang rendah dalam penentuan pengembangan Lapangan Bonjour tersebut.

Channel-channel yang dijumpai pada penampang seismik merupakan *multi story channel*, yaitu kumpulan banyak *channel* yang saling menumpuk satu sama lain baik secara lateral maupun vertikal. Pola *channel* seperti ini sangat umum dijumpai di seluruh Lapangan yang ada di Delta Mahakam. Sangat sulit untuk memisahkan masing-masing *channel* menjadi pola geometri *single channel* tersendiri, yang kemudian menyebabkan metode *scanning* atau *slicing base channel* menjadi tidak cukup efektif. Oleh karena itu diputuskan untuk melakukan *picking* pada bagian *top* dan *base* dari *multi story channel*, lalu dilakukan *slicing*

interval antara keduanya untuk melihat variasi atribut seismik secara lateral untuk menunjukkan pelamparannya. Pada pembahasan sub-bab ini akan ditunjukkan pola-pola refleksi *channel* pada penampang seismik beserta geometri atau pelamparan lateral *channel-channel* tersebut. *Channel-channel* yang teridentifikasi akan dikelompokkan lagi menjadi *channel* yang terdeteksi dengan data *well log* sumur pemboran dan *channel* yang tidak melalui sumur pemboran.

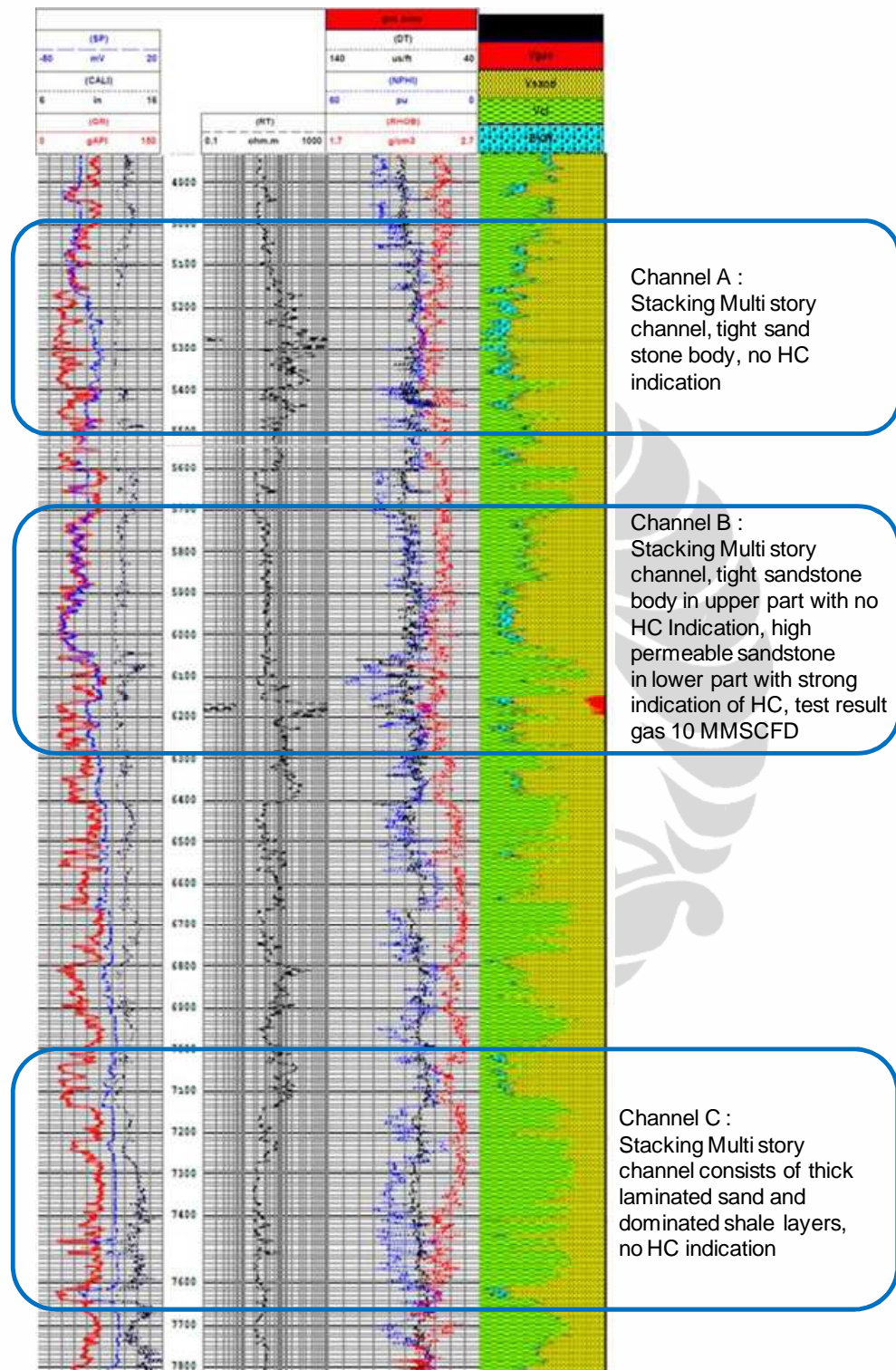
5.2.1. Channel-channel yang melalui sumur pemboran

Data log sumur La Mare 1 (gambar 5.4) menunjukkan keberadaan reservoir-reservoir batupasir tebal yang menunjukkan *stacking* vertikal dari lapisan-lapisan batupasir yang menunjukkan kehadiran *multi story channel* tersebut. Berdasarkan *well to seismic tie* yang telah dilakukan sebelumnya, dapat diketahui bahwa keseluruhan reservoir pada interval target penelitian yang dijumpai pada data well log tersebut merupakan bagian dari pola-pola refleksi channel yang tampak pada penampang seismik (gambar 5.3). Untuk memudahkan pembahasan, *channel-channel* tersebut kemudian dinamakan *Channel A*, *Channel B* dan *Channel C* seperti yang ditunjukkan dalam gambar 5.3 dan bahasan berikut.



Gambar 5.3. Pola-pola refleksi channel yang dilalui sumur La Mare 1 pada penampang XL-4353.

Well La Mare 1



Gambar 5.4. Reservoir-reservoir pada sumur La Mare 1 dan hubungannya dengan fitur-fitur *channel* pada penampang seismic berdasarkan *well to seismic tie*.

Channel A

Meliputi keseluruhan sedimen yang berada pada interval 5000 – 5500 ftMD dari data *well log* sumur La Mare 1 atau 1240 – 1320 ms pada interval data seismik. Pada data *log, reservoir* ini memiliki ketebalan sekitar 500 ft, terdiri atas lapisan-lapisan batupasir tebal yang saling menumpuk satu sama lain, sehingga diinterpretasikan merupakan produk dari fase regresif panjang yang diselingi fase-fase transgresif singkat. Nilai resistivitas yang tinggi pada bagian tengah dan bawah pada interval ini dikarenakan kehadiran *secondary mineral* yang mengisi pori-pori batupasir (gambar 5.4). Tidak dijumpai adanya *gas reading* dan indikasi hidrokarbon (*HC*) yang signifikan pada data *cutting* pemboran, sehingga tubuh batupasir tebal ini bukan merupakan *HC pay zone*.

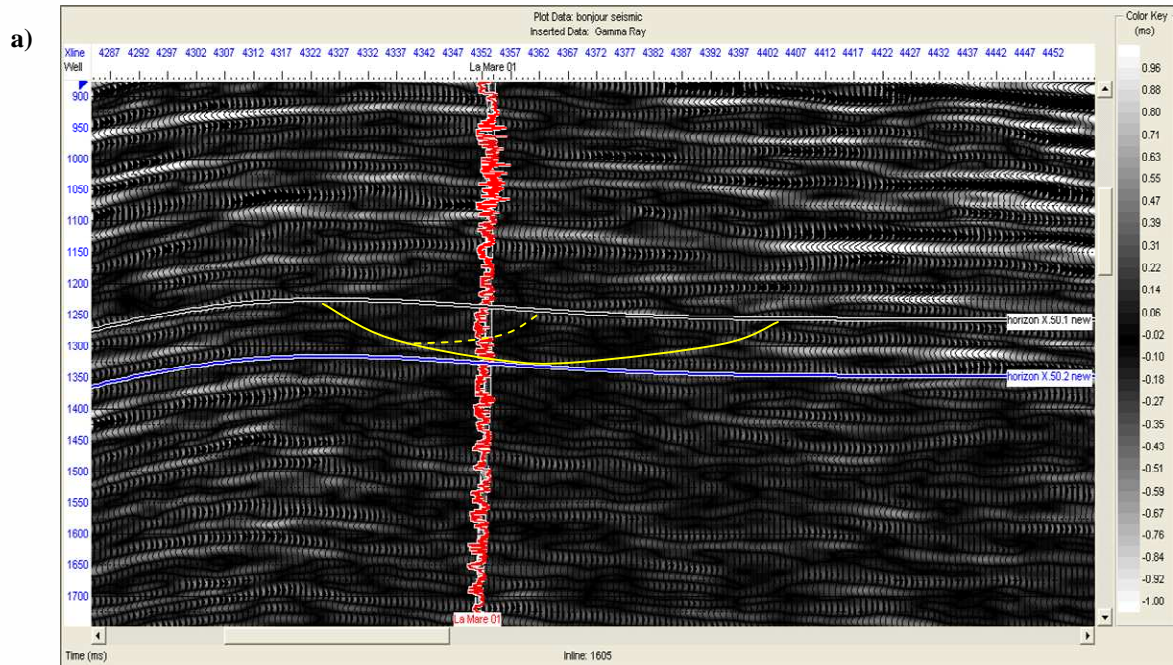
Kenampakan *channel* tersebut pada penampang seismik ditunjukkan pada gambar 5.5 yaitu pada kedalaman sekitar 1200 – 1270 ms berdasarkan hasil *well to seismic tie*. Fitur-fitur tersebut membentuk pola seperti huruf U (*u shape*) dengan pola internal refleksi yang jauh berbeda dengan pola-pola refleksi di sekitarnya.

Fitur *channel* pada penampang IL-1605 dengan trend baratlaut – tenggara menunjukkan penampakan *channel* lebih kecil yang mengerosi tubuh *channel* lebih besar pada sisi timur-nya, sehingga pada prinsipnya ada dua buah *channel* yang dijumpai pada interval ini. Keberadaan dua buah *channel* dalam satu tubuh *channel* besar ini juga didukung oleh data *well log* yang juga menunjukkan keberadaan dua unit tubuh batupasir di dalam fitur *channel* tersebut seperti yang ditunjukkan oleh penampang *in-line* 1605 yang diwakili oleh keberadaan 2 *lobe low gamma ray log* pada interval tersebut (gambar 5.5.a).

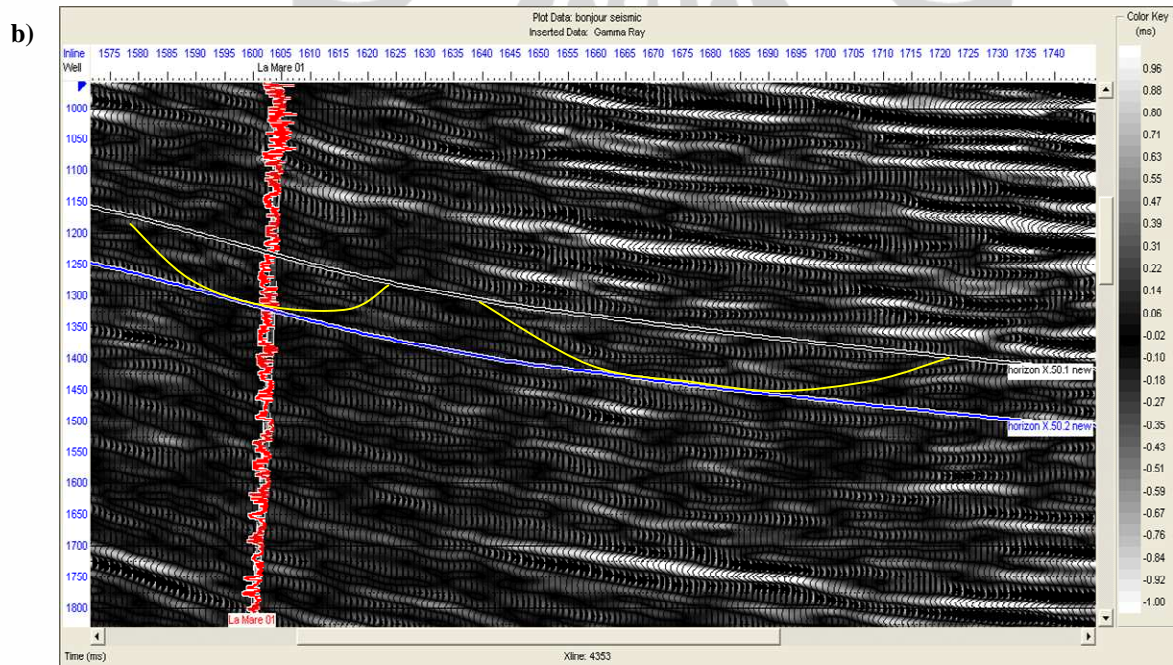
Bagian teratas dari fitur *channel* A dinamakan sebagai horizon X.50.1, sementara bagian bawah dinamakan sebagai *horizon* X.50.2. Selanjutnya dilakukan *slicing interval* antara kedua *horizon* tersebut dengan berbagai atribut seismik. Pola *channel* cukup jelas dijumpai menggunakan atribut *minimum* amplitudo. Hasil inversi akustik *impedance* (AI) digunakan untuk memperjelas kenampakan fitur

channel dengan asumsi bahwa ada beda impedansi lateral yang signifikan antara sedimen di dalam *channel* dengan area sekitarnya.

In-line 1605

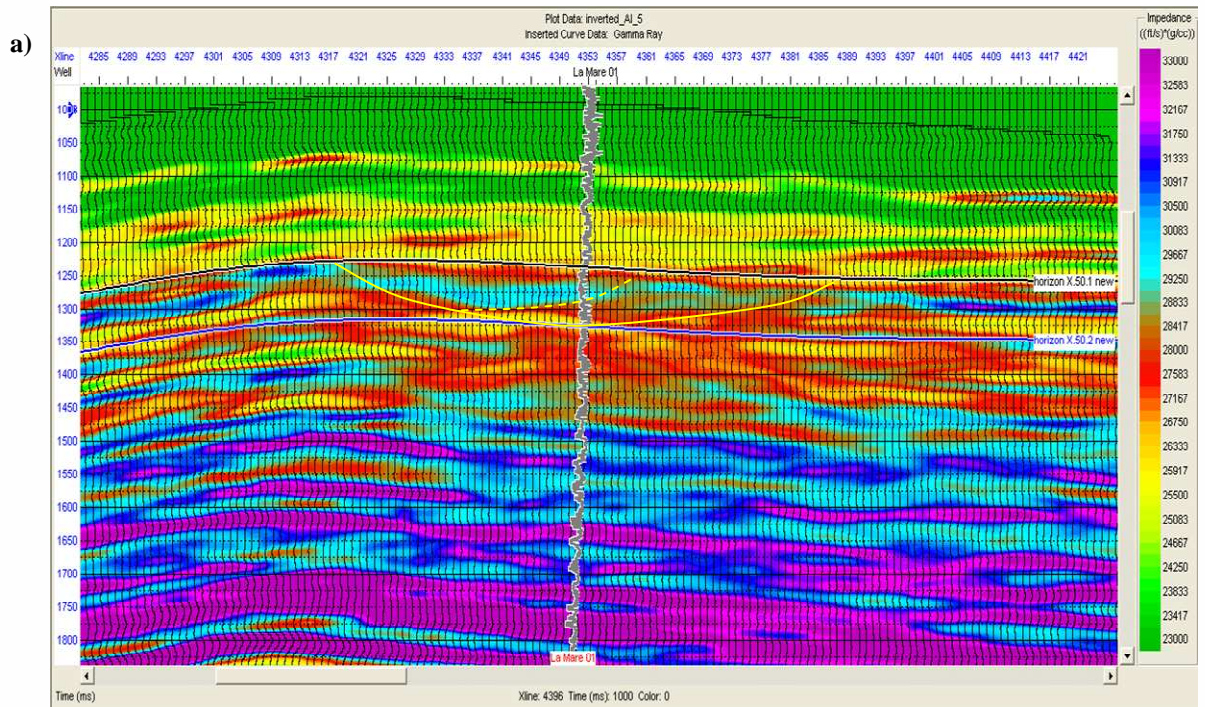


Cross-line 4353

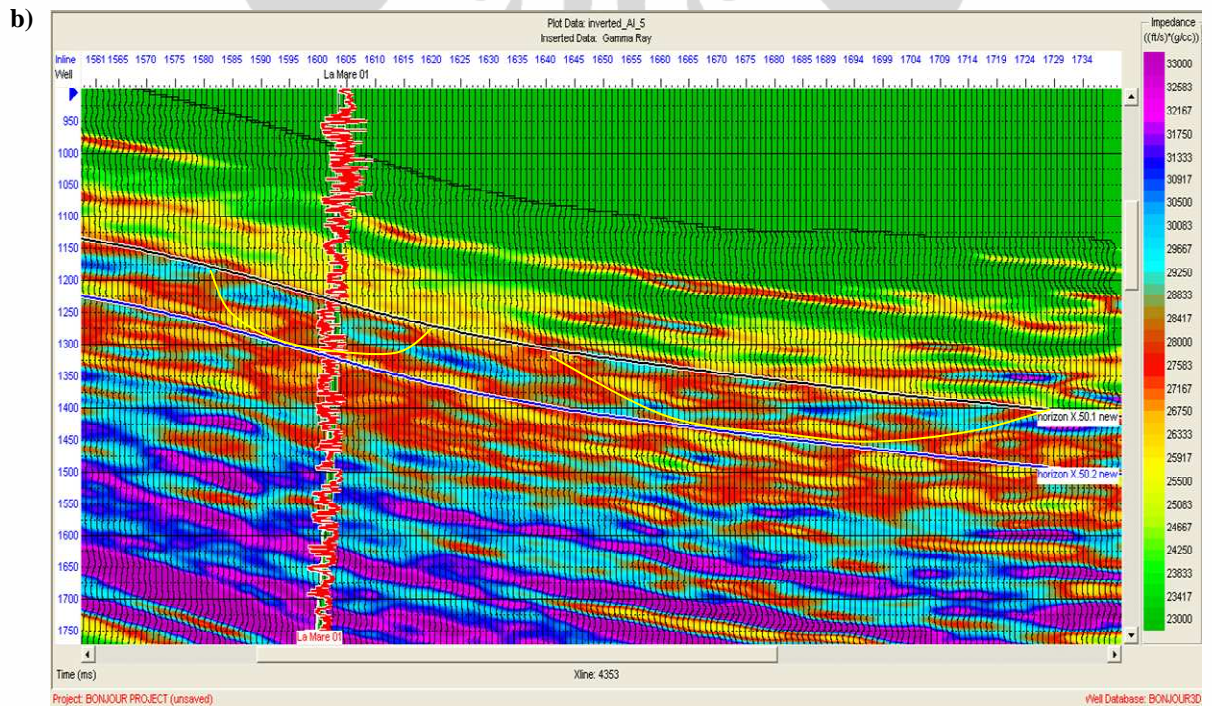


Gambar 5.5. Fitur *Channel A* pada penampang *in-line* 1605 (a), menunjukkan kenampakan *channel* besar dipotong oleh *channel* lebih kecil di sisi kiri dan fitur *channel* yang sama pada penampang *cross-line* 4353 (b).

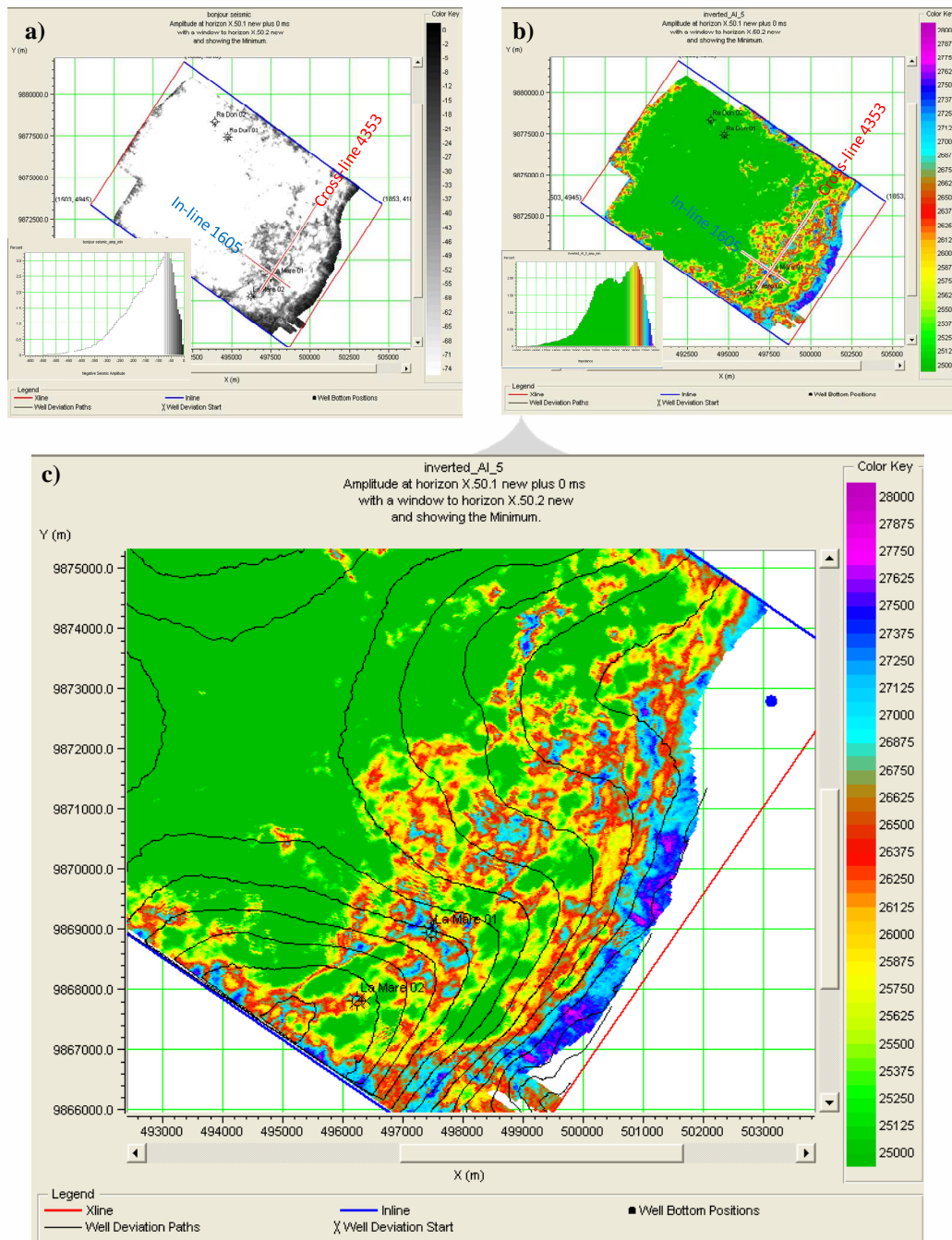
In-line 1605



Cross-line 4353



Gambar 5.6. Penampang inversi Akustik *Impedance*, fitur *Channel A* pada penampang *in-line* 1605 (a), dan fitur *channel* yang sama pada penampang *cross-line* 4353 (b).



Gambar 5.7. Pelamparan *lateral channel A*, gambar a dengan atribut amplitudo, b dan c dengan atribut yang sama tetapi dengan volume seismik inversi.

Pelamparan *channel* dapat lebih jelas terlihat dengan menggunakan volume akustik *impedance*. Hasil pemetaan menunjukkan ada dua *channel* yang dijumpai saling beriringan satu sama lain dengan trend baratdaya– timurlaut dan

membentuk multi story channel seperti yang telah ditunjukkan pada analisa penampang seismik sebelumnya.

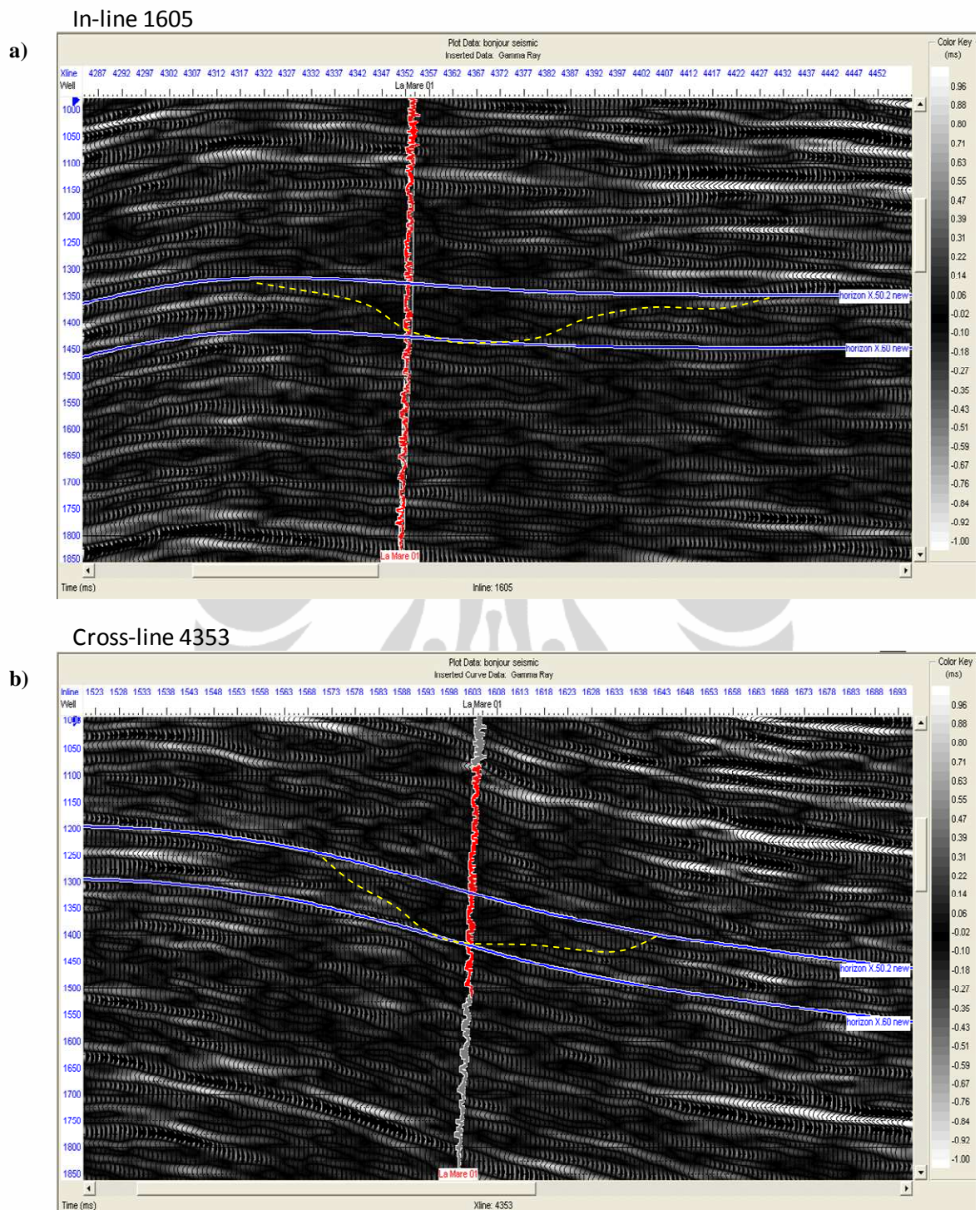
Berdasarkan analisa tersebut, dapat diketahui bahwa channel lebih kecil yang mengerosi bidang channel besar pada sisi timur seperti yang ditunjukkan pada penampang IL-1605 adalah channel lebih muda dan relatif memiliki geometri yang lebih lurus dibanding channel lebih tua dengan geometri yang cenderung meandering di sebelah barat-nya.

Channel B

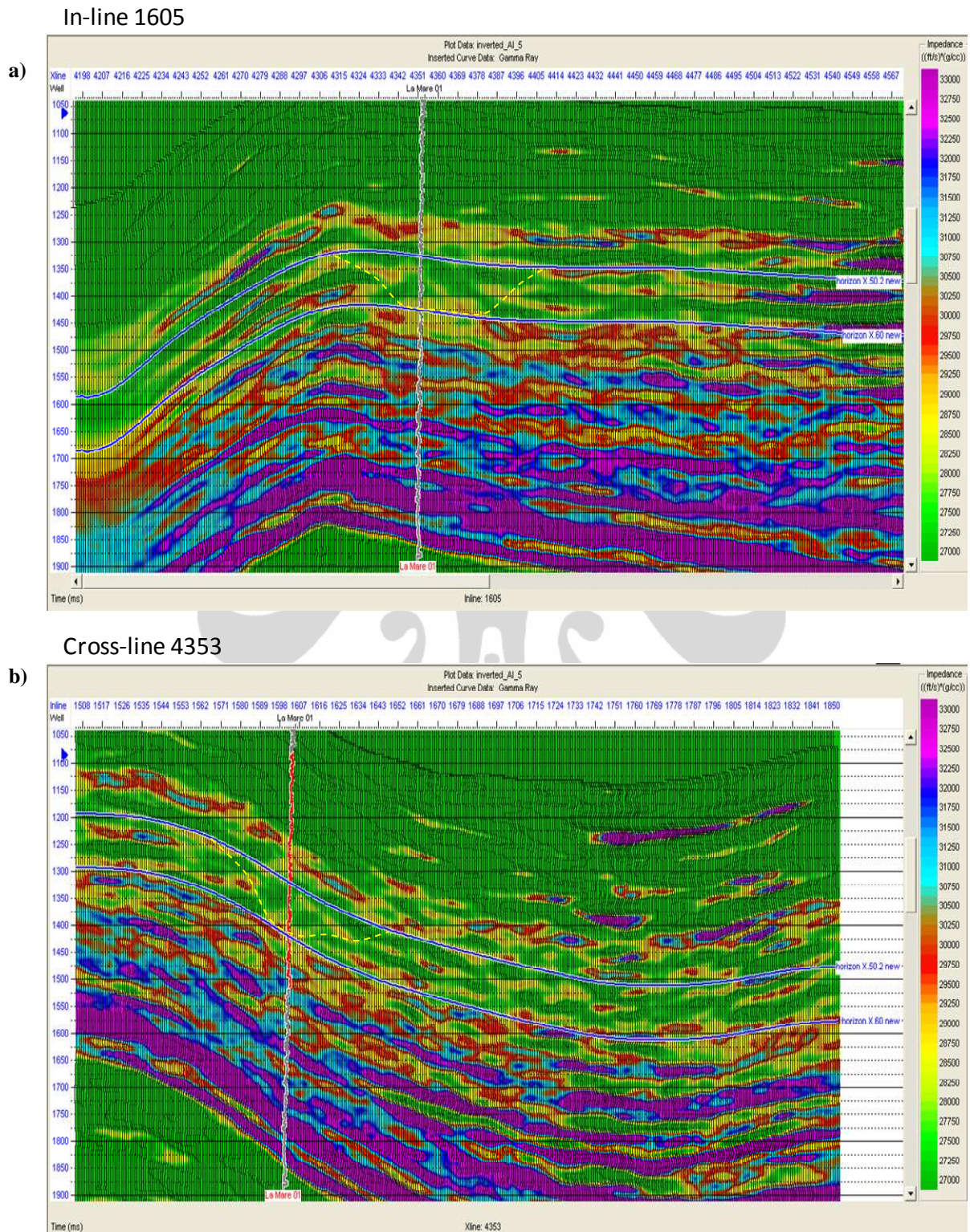
Meliputi keseluruhan sedimen yang berada pada interval 5700 – 6400 ftMD dari data *well log* sumur La Mare 1 atau 1315 – 1430 ms pada interval data seismik. Pada data log, reservoir ini memiliki ketebalan sekitar 700 ft, terdiri atas dua buah unit *stacking sand*, dengan ketebalan unit teratas mencapai 350 ft dan unit terbawah hanya sekitar 150 ft (gambar 5.4). *Proven HC zone* berupa gas hanya dijumpai pada bagian puncak dari unit terbawah, dari hasil *DST test* dapat memberikan laju produksi gas sekitar 10 MMscfD. Interval proven gas zone ini adalah satu-satunya temuan HC dari keseluruhan reservoir yang dijumpai di Lapangan Bonjour. Channel B unit atas memiliki kecenderungan *amplitude* yang lebih rendah di banding unit bawah. Berbeda dengan kasus *channel A* sebelumnya dimana pelamparan *channel* cukup menggunakan satu macam atribut yaitu *minimum* amplitudo, maka untuk kasus *channel B* diterapkan *slicing interval horizon* untuk *minimum* amplitudo dan maksimum amplitudo. Kedua atribut yang diterapkan memiliki trend channel yang hampir serupa, tetapi *maksimum amplitude* menunjukkan pelamparan yang lebih jelas di banding *minimum* amplitudo, sehingga dalam tampilan untuk pelamparan channel B ini dipilih atribut maksimum amplitudo.

Bagian teratas dari fitur *channel B* dinamakan sebagai horizon X.50.2, sementara bagian bawah dinamakan sebagai horizon X.60. Seperti pemaparan sebelumnya pola *channel* yang cukup jelas dijumpai dengan menggunakan atribut maksimum

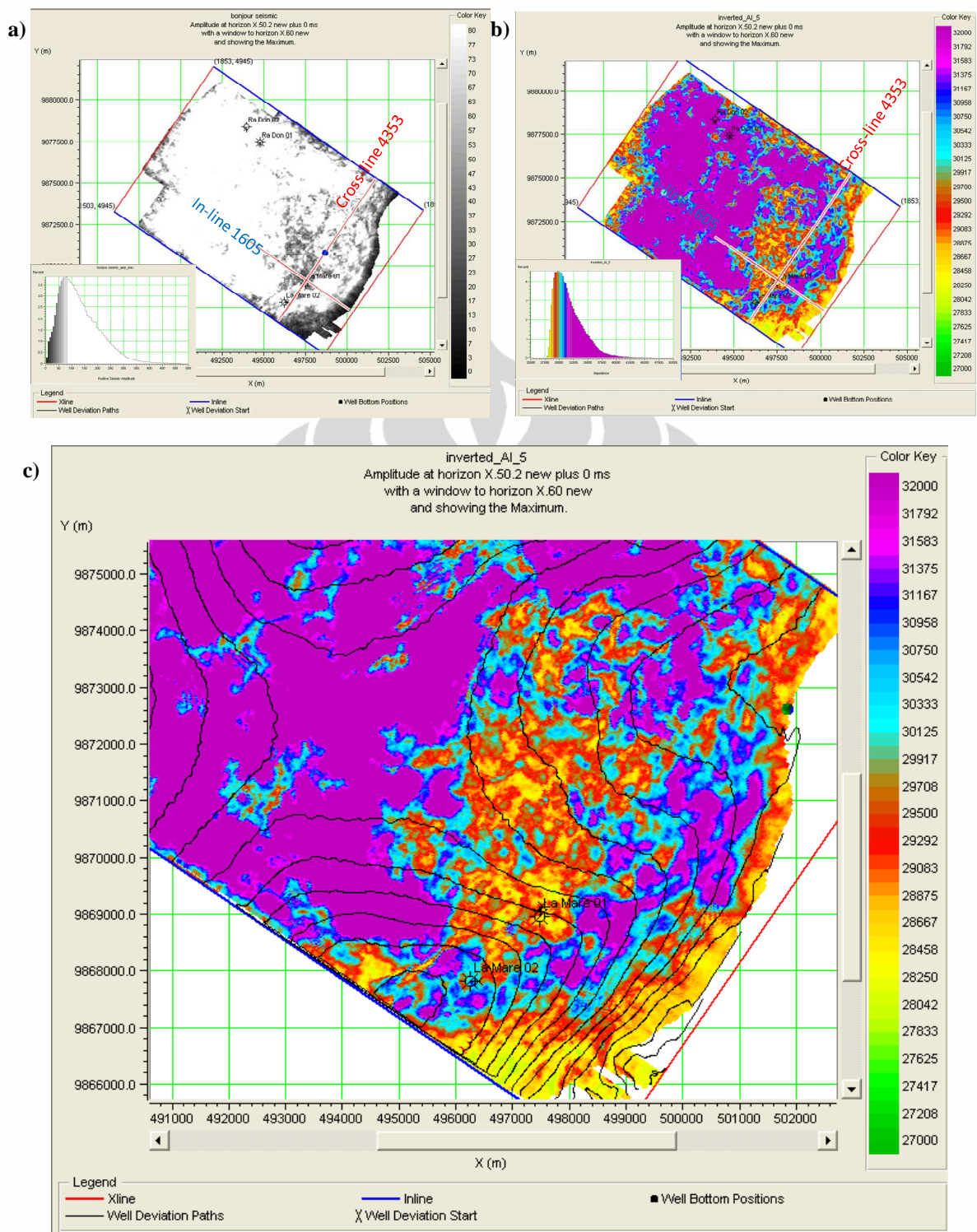
amplitudo. Hasil inversi akustik *impedance* (AI) dengan *interval slicing* pada maksimum amplitudo semakin memperjelas pelamparan *channel* tersebut.



Gambar 5.8. Fitur Channel B pada kedua penampang yang dilalui well La Mare 1 menunjukkan kecenderungan amplitudo yang lebih besar (warna cerah) pada *sand body* terbawah.

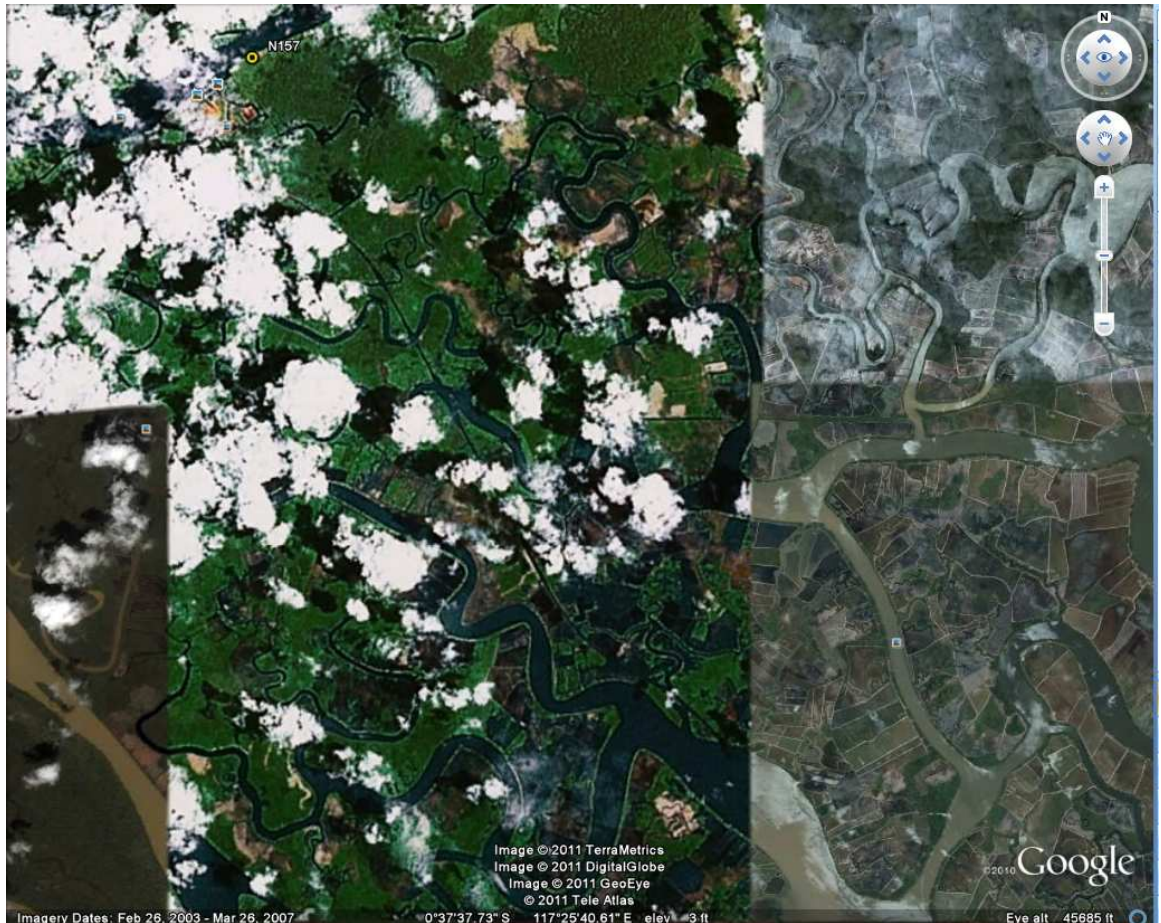


Gambar 5.9. Penampang inversi Akustik *Impedance*, fitur *Channel B* pada penampang *in-line* 1605 (a), dan fitur *channel* yang sama pada penampang *cross-line* 4353 (b).



Gambar 5.10. Pelamparan lateral *channel B*, gambar a dengan atribut amplitudo, b dan c dengan atribut yang sama tetapi dengan volume seismik inversi.

Pelamparan *channel* dapat lebih jelas terlihat dengan menggunakan volume akustik *impedance*. Hasil pemetaan menunjukkan meandering channel berarah baratdaya – timurlaut. Sinuosity dari meandering channel tersebut sangat tinggi dan ini ternyata cukup umum dijumpai pada channel orde 3 dan 4 di Delta Mahakam, seperti yang ditunjukkan pada foto udara gambar 5.11. berikut.



Gambar 5.11. Analogi high *sinuosity channel* pada Delta Mahakam modern, Foto udara menunjukkan sangat banyak dijumpai *meander channels* dengan *high sinuosity* di area penelitian saat ini (sumber : Google Earth).

Channel C

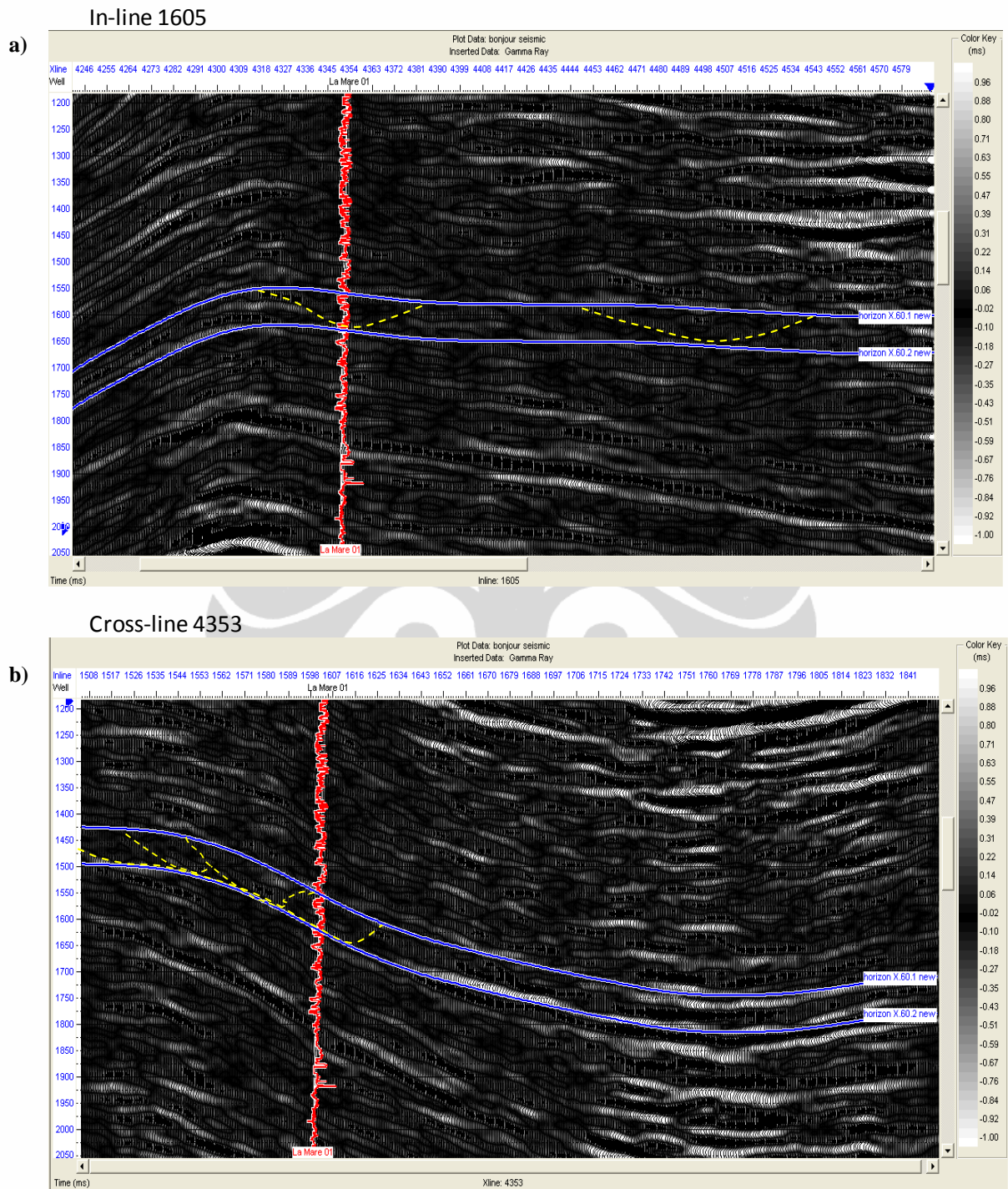
Meliputi keseluruhan sedimen yang berada pada interval 7000 – 7650 ftMD dari data *well log* sumur La Mare 1 atau 1570 - 1640 ms pada interval data seismik. Pada data log, reservoir ini memiliki ketebalan sekitar 650 ft, terdiri atas stacking

beberapa channel secara lateral sehingga membentuk morfologi sungai yang cukup lebar dengan trend relatif baratlaut – tenggara.

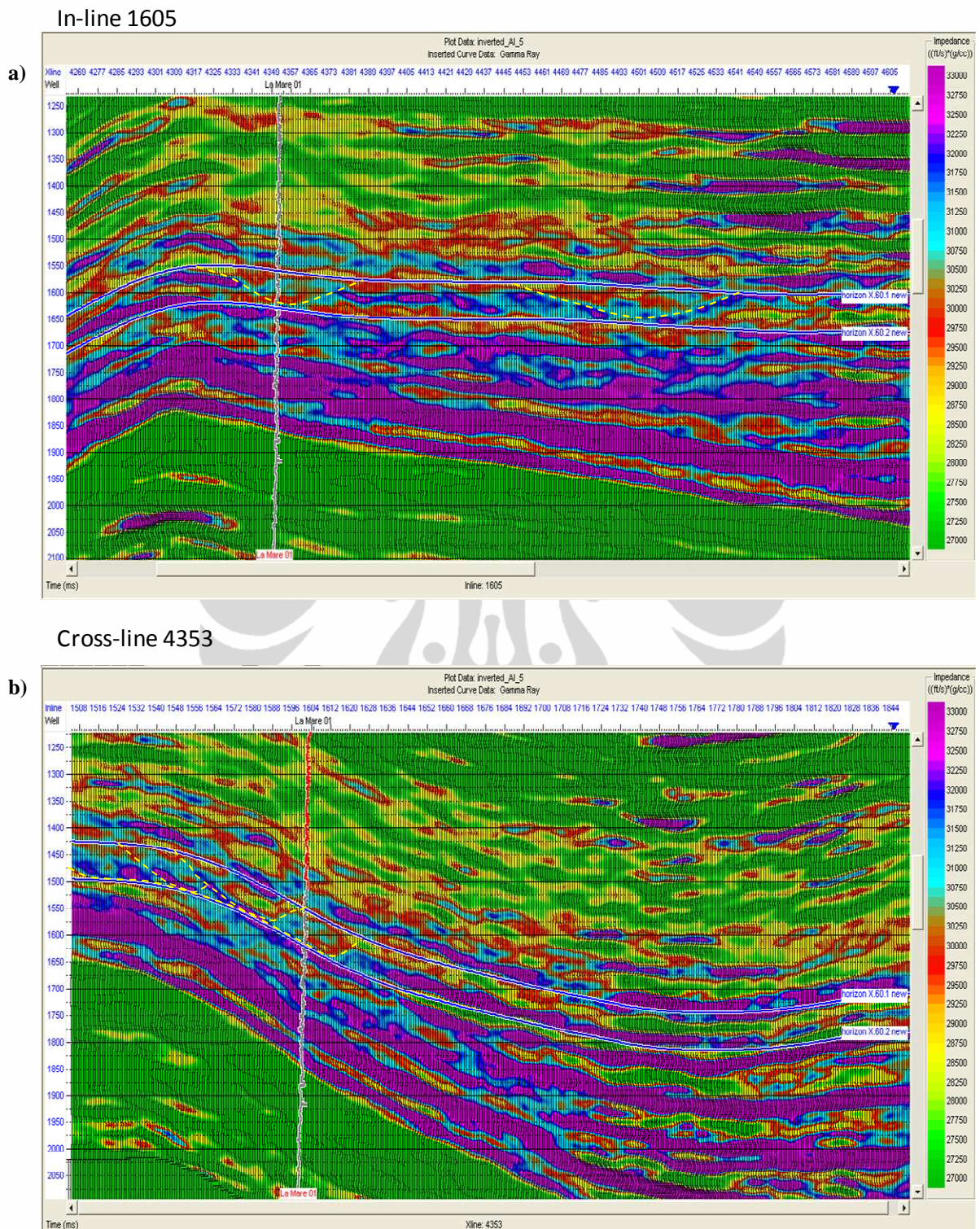
Penampang cross-line 4353 menunjukkan evolusi sungai secara lateral tersebut dengan sangat jelas seperti yang ditunjukkan pada gambar 5.12 bagian bawah. Penampang berarah baratdaya – timurlaut tersebut menunjukkan bahwa evolusi sungai dari mulai tertua ke yang paling muda terjadi karena perpindahan aliran channel secara lateral dari posisi semula di sebelah barat kemudian secara bertahap semakin bergeser lateral arah timurlaut. Sehingga channel termuda dari multi story channel C yang dilalui penampang XL-4353 adalah sungai pada sisi timurlaut atau pada bagian channel yang ditembus sumur La Mare 1.

Sumur La-Mare 1 menembus bagian termuda dari multi channel tersebut. Pada data log La Mare 1, material batupasir hanya dijumpai pada bagian atas dan bawah pada interval tersebut dengan dominasi *shale* yang cukup tebal. Hal ini menunjukkan bahwa fase akhir dari multi *channel C* ini secara umum adalah fase *abandonment*. Tidak dijumpai adanya *gas reading* dan indikasi hidrokarbon (HC) yang signifikan pada data *cutting* pemboran, sehingga tubuh batupasir di sekitar La Mare 1 bukan merupakan *HC pay zone*. Prospek untuk mendapatkan *channel* dengan lapisan batupasir yang tebal adalah pada arah baratlaut yaitu ke sebelah kiri penampang XL-4353 atau pada arah *crestal* antiklin La Mare 1.

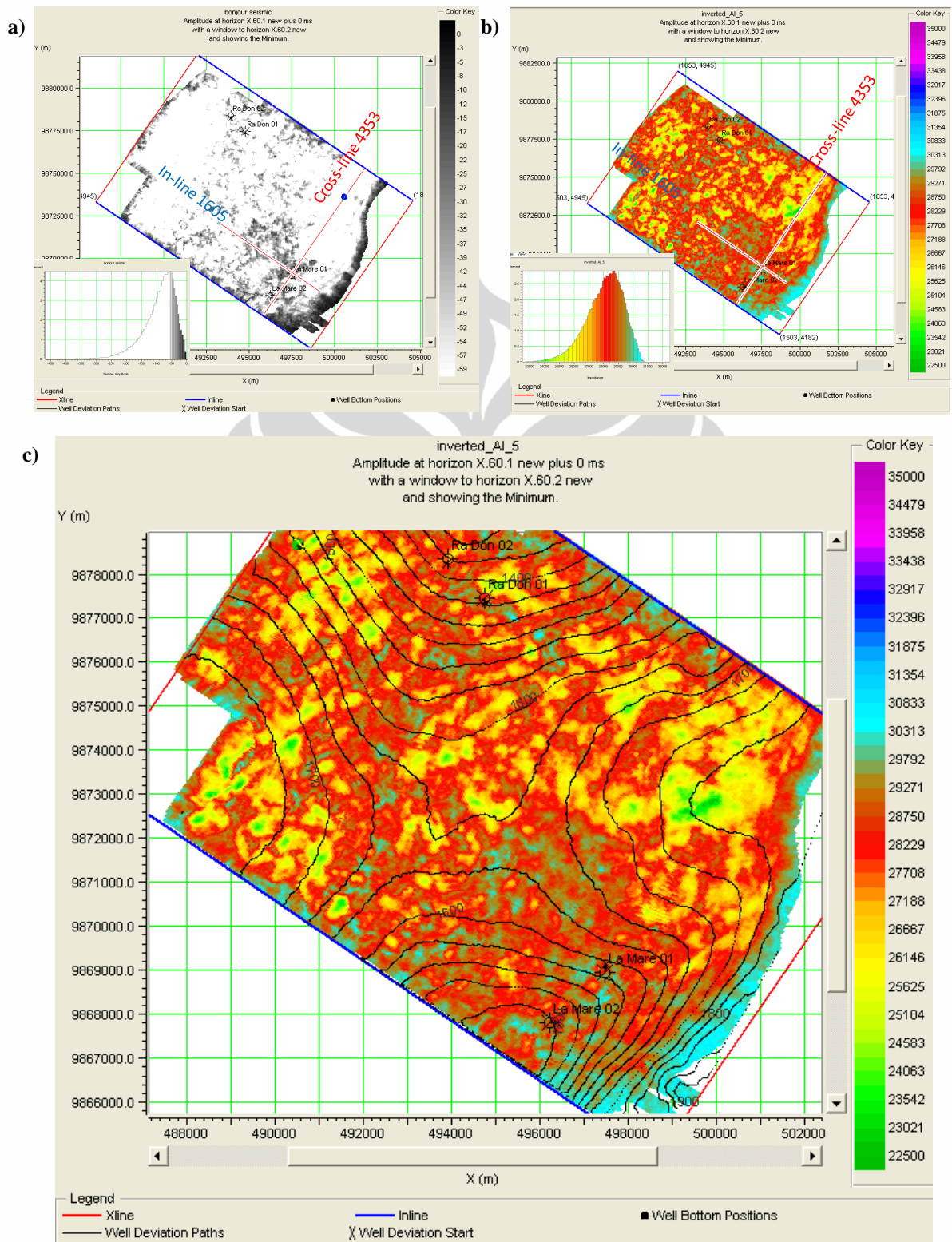
Berbeda dengan channel B yang merupakan stacking 2 channel secara vertikal dan memiliki beda amplitudo antara sedimen atas dan bawahnya, maka untuk channel C hanya akan ada satu buah atribut yang dapat menunjukkan pelamparan seluruh channel tersebut. Hasil percobaan dengan menggunakan berbagai atribut menunjukkan pelamparan channel lebih jelas terlihat dengan menggunakan atribut minimum amplitudo seperti ditunjukkan pada gambar 6.13 dengan slicing interval antara horizon X.60.1 dan horizon X.60.2.



Gambar 5.12. Fitur Channel C dilalui 2 kali oleh Penampang IL-1605 (a), penampang XL-4353 (b) menunjukkan evolusi multi story channel dari tertua ke muda pada arah kiri ke kanan dari penampang tersebut, dengan bagian termuda ditembus oleh sumur La Mare 1.



Gambar 5.13. Penampang inversi Akustik *Impedance*, fitur *Channel C* pada penampang *in-line* 1605 (a), dan fitur *channel* yang sama pada penampang *cross-line* 4353 (b).



Gambar 5.14. Pelamparan *lateral channel C*, gambar a dengan atribut amplitudo, b dan c dengan atribut yang sama tetapi dengan volume seismik inversi.

5.2.2. *Channel-channel* tanpa sumur pemboran

Setelah channel C, data log sumur La Mare 1 menunjukkan perubahan dominasi *litologi* menjadi lebih dominan kandungan *shale*. Hal ini menyebabkan semakin sulit untuk dapat dijumpainya fitur-fitur *channel* pada interval tersebut.

Tetapi berdasarkan keberhasilan yang telah dilakukan sebelumnya dalam menunjukkan pelamparan *lateral* dari *channel-channel* yang dilalui sumur La Mare 1, maka kemudian dilakukan eksplorasi visual dari pola-pola refleksi *channel* tersebut pada penampang-penampang seismik lainnya, sehingga kemudian didapatkan beberapa *channel* lain yang kemudian dinamakan sebagai *channel D*, *channel E* dan *channel F*.

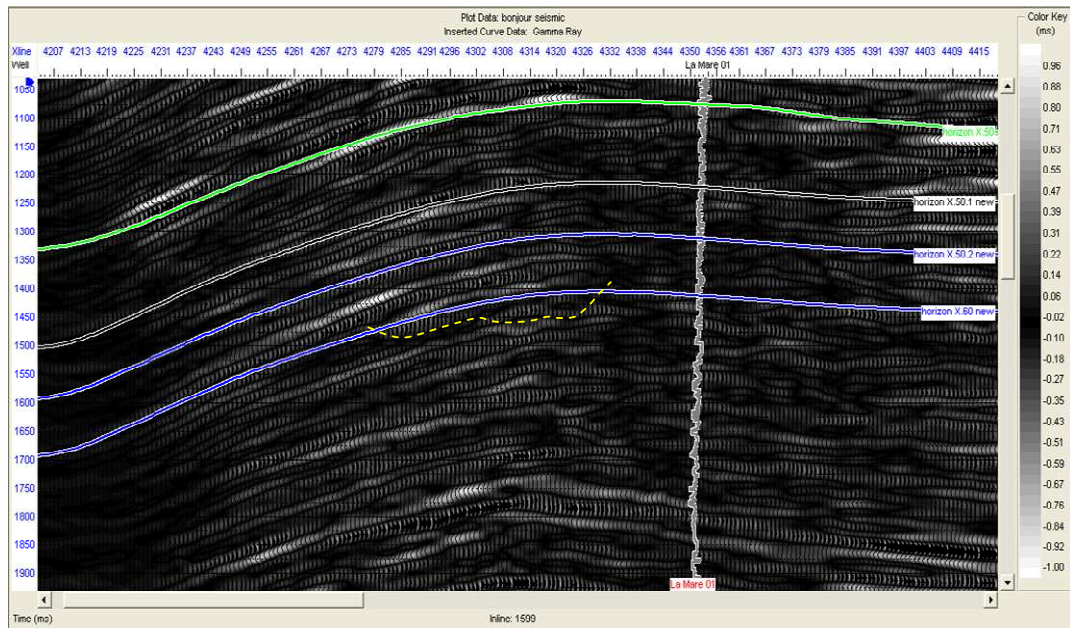
Channel D

Merupakan fitur *channel* yang tampak pada penampang in-line 1599 dan *cross-line* 4369 sekitar *horizon* X.60 seperti yang ditunjukkan pada gambar 5.15. Fitur *channel* tampak terpotong oleh *horizon* tersebut pada hampir keseluruhan penampang dengan *window* ketebalan *channel* sekitar 30 ms. Penampang in-line 1599 menunjukkan bahwa *channel D* berada di sebelah tenggara atau sebelah kiri dari sumur La-Mare 1, sementara penampang *cross-line* 4369 menunjukkan bahwa *channel* yang dimaksud tepat berada di bawah TD (*Total Depth*) dan tidak ditembus oleh sumur La Mare 2.

Channel D cenderung merupakan *single story channel*, proses pengendapan yang berlangsung tidak banyak dipengaruhi perpindahan aliran secara lateral seperti *channel-channel* sebelumnya. Proses perpindahan aliran *channel* dijumpai pada penampang in-line 1599 ditunjukkan oleh seolah kehadiran dua buah *channel* besar dan kecil yang kemudian berubah menjadi *single channel* ke arah selatan seperti yang ditunjukkan pada penampang *cross-line* 4369.

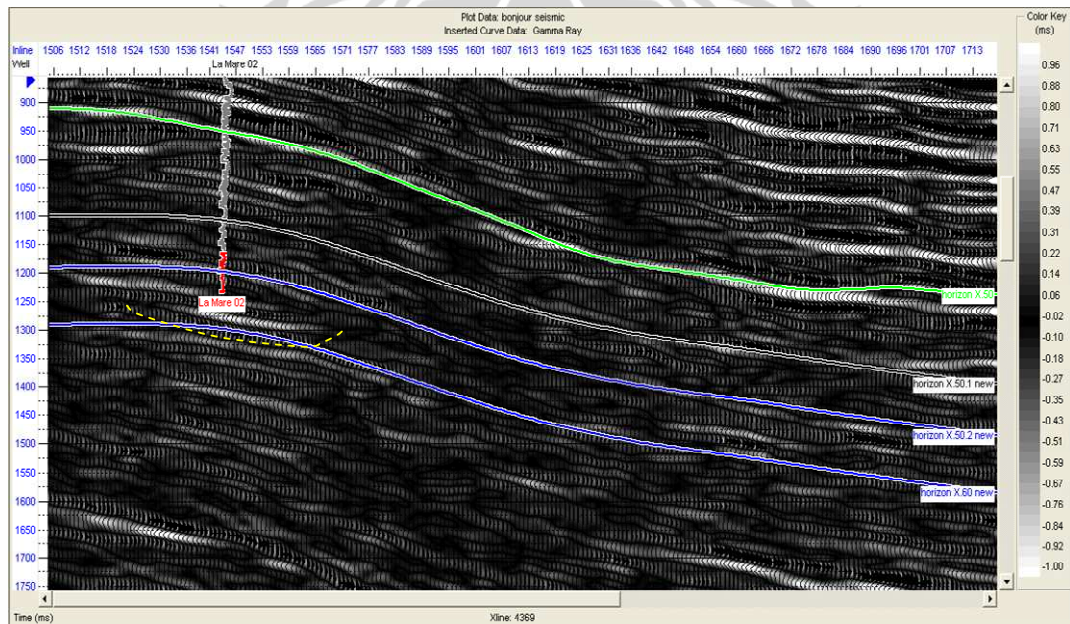
Hasil percobaan dengan menggunakan berbagai atribut menunjukkan pelamparan *channel* lebih jelas terlihat dengan menggunakan median amplitudo dengan *slicing interval horizon X.60* dan *window 15 ms* ke atas dan bawah (total *window 30 ms*).

a) In-line 1599

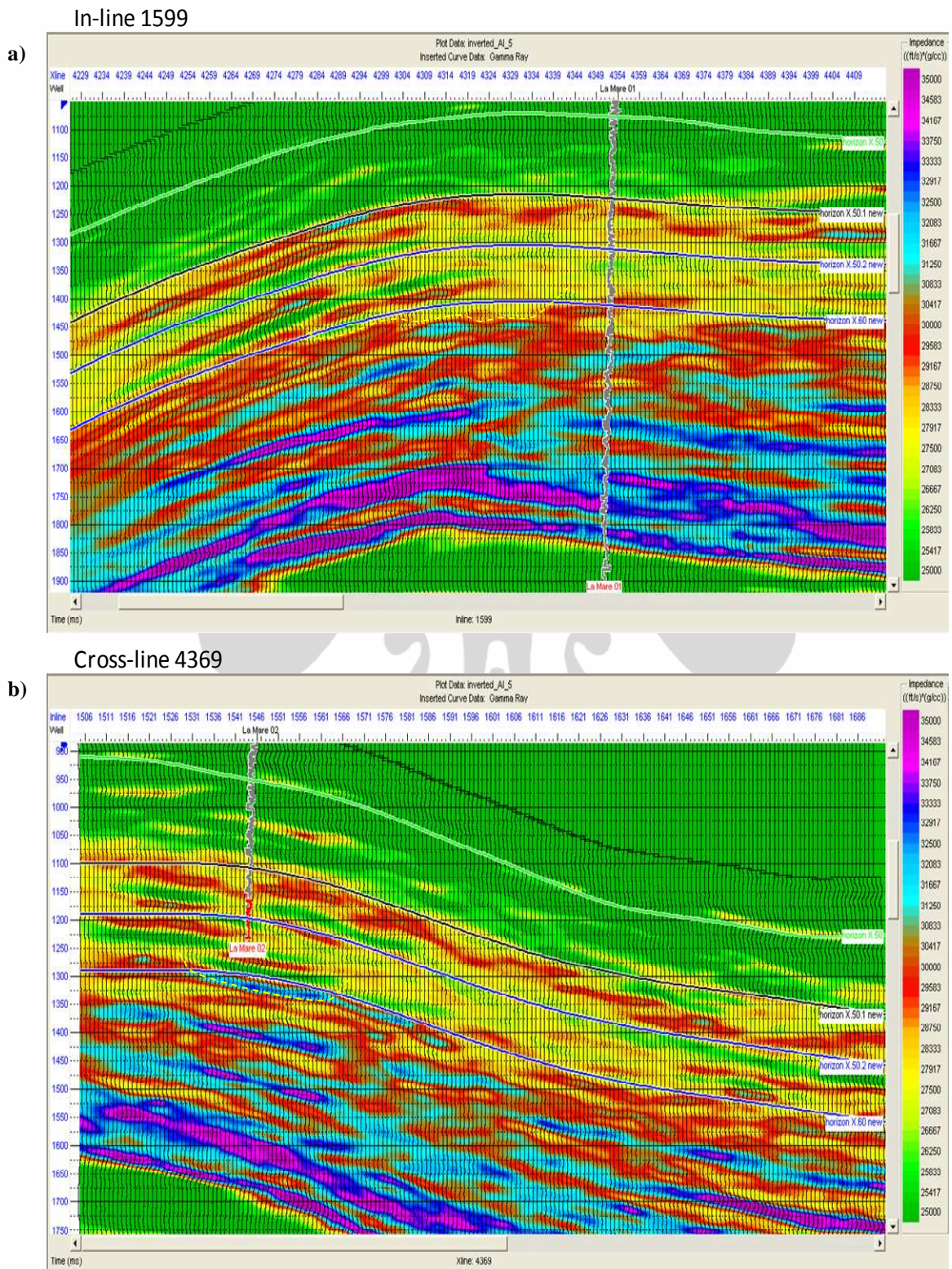


Cross-line 4369

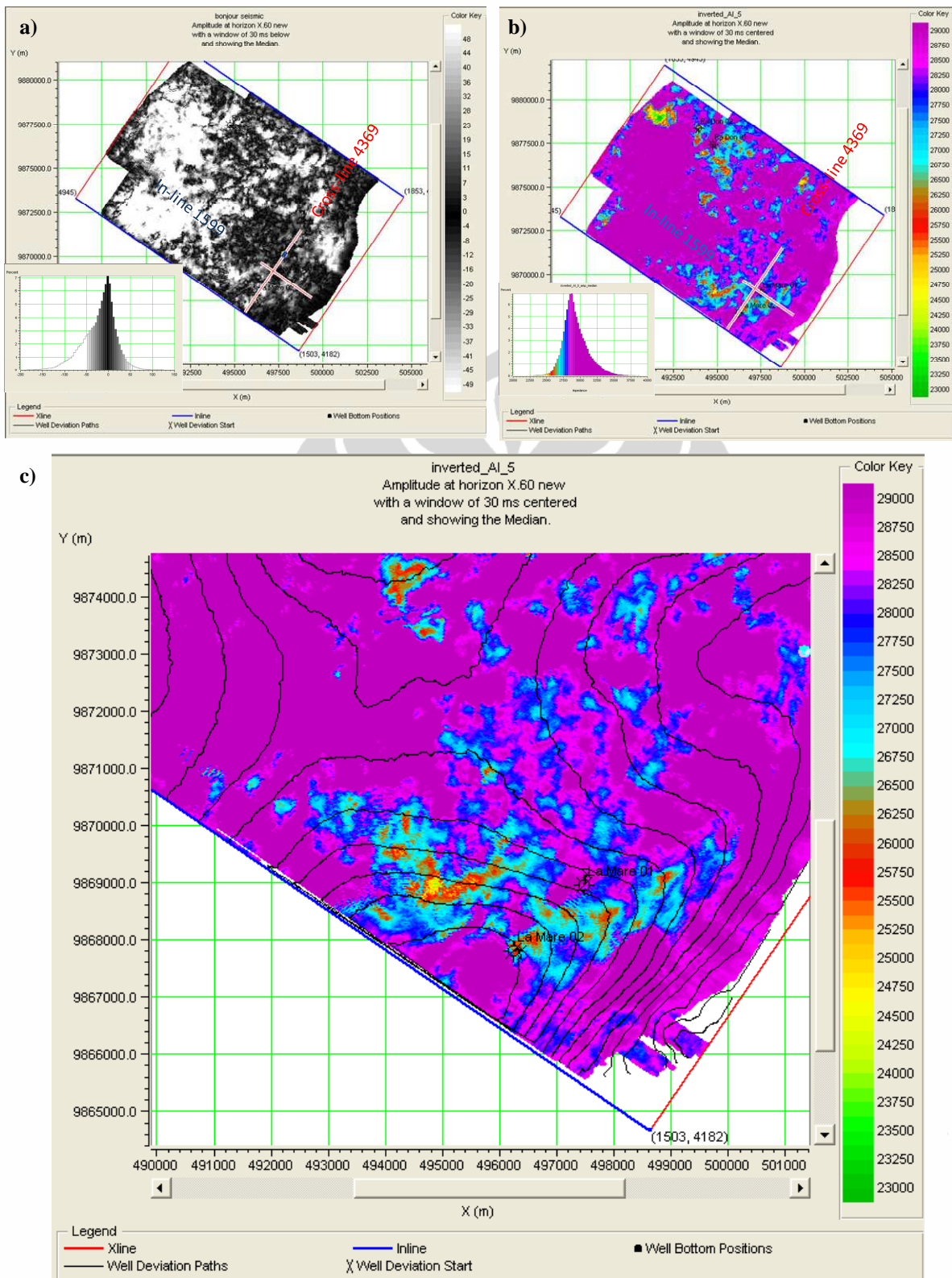
b)



Gambar 5.15. Fitur *Channel D* pada penampang IL-1599 (a) menunjukkan variasi lateral perpindahan aliran channel, penampang XL-4369 (b) menunjukkan *single story channel* tepat di bawah TD (tak tertembus) sumur La Mare 2.



Gambar 5.16. Penampang inversi Akustik Impedance, fitur Channel D pada penampang *in-line* 1599 (a), dan fitur *channel* yang sama pada penampang *cross-line* 4369 (b).



Gambar 5.17. Pelamparan lateral *channel D*, gambar a dengan atribut *median* amplitudo dengan window 15 ms ke atas dan bawah terhadap horizon X.60, b dan c dengan atribut yang sama tetapi dengan volume seismik inversi.

Channel E

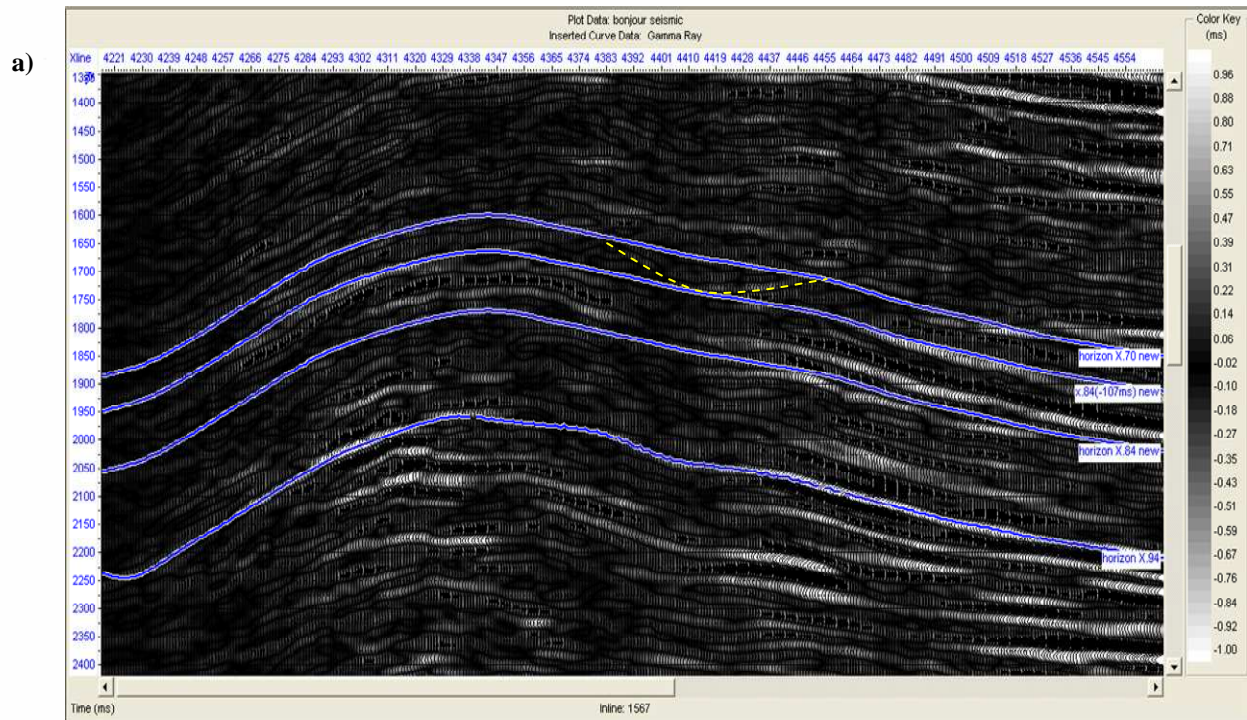
Merupakan fitur *channel* yang tampak pada penampang *in-line* 1567 antara *horizon* X.70 dan *horizon* tambahan X.84 (-107 ms). Bagian *channel* yang sama juga dijumpai terlihat pada penampang *cross-line* 4494 seperti yang ditunjukkan pada gambar 5.18. Seperti halnya *channel* D, *channel* ini tidak tertembus oleh kedua sumur pemboran yang ada di area penelitian.

Channel E merupakan *big single story stacking channel* jika dilihat dari ukuran ketebalannya, proses pengendapan yang berlangsung umumnya hanya terjadi dalam sistem *channel* yang ada. Karakter pengendapan seperti ini umumnya dapat dijumpai pada *channel* jenis *incised valley* yang merupakan *main channel* dan terbentuk pada saat *fase lowstand* dari siklus pengendapan.

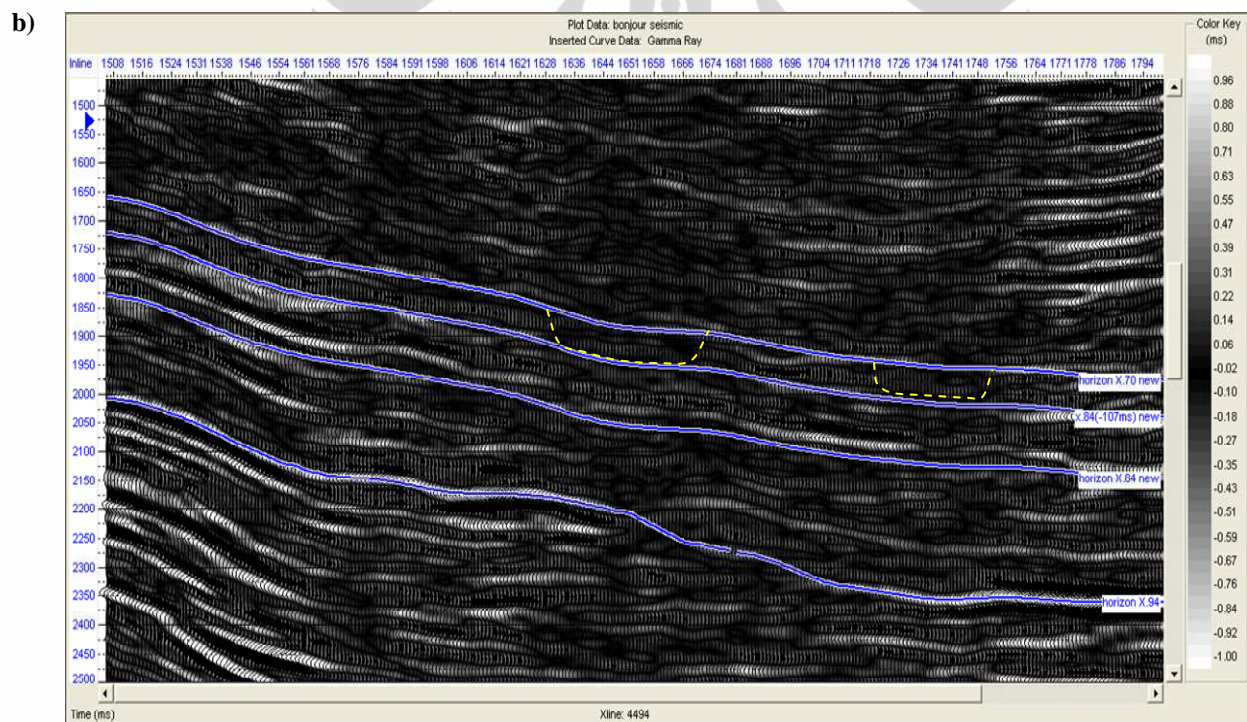
Hasil percobaan dengan menggunakan berbagai atribut menunjukkan pelamparan *channel* lebih jelas terlihat dengan menggunakan *maximum* amplitudo dengan window antara *horizon* X.70 dan *horizon* X.84 (-107 ms). Pelamparan *channel* yang tampak memiliki *trend* selatan ke utara dan relatif hampir sejajar dengan arah sedimentasi regional dari Formasi Klandasan. Hal ini menguatkan asumsi awal bahwa *channel* E adalah merupakan *main channel* orde 1 yang berkembang pada masa pengendapannya.

Arah pelamparan *channel* yang menuju ke dalaman regional dari area penelitian, yang juga diperkirakan sebagai *kitchen hidrokarbon* pada area penelitian, memunculkan harapan terjadinya lateral migration hidrokarbon pada *channel* E ini, sehingga akan memiliki potensi hidrokarbon yang cukup besar.

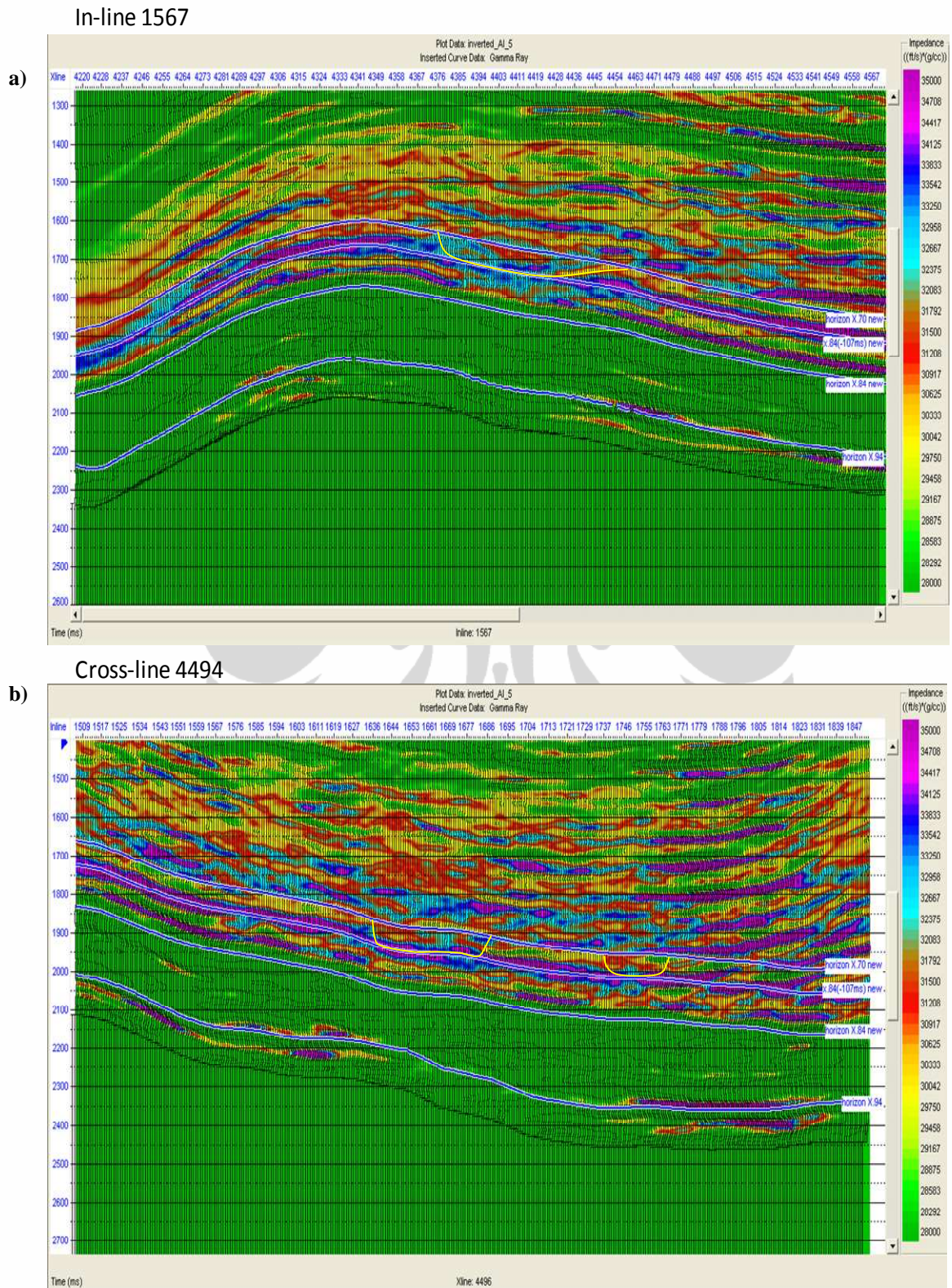
In-line 1567



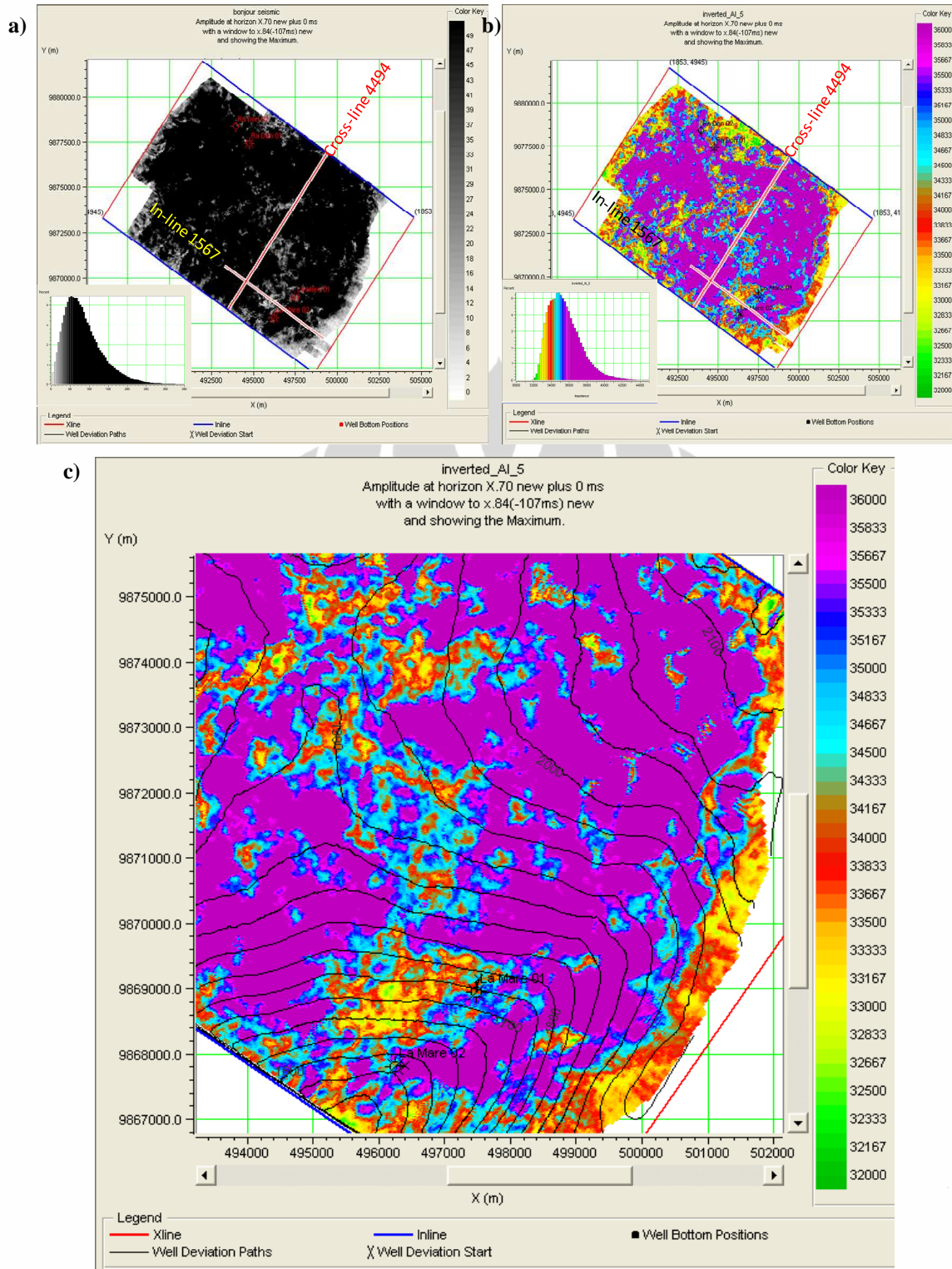
Cross-line 4494



Gambar 5.18. Fitur *Channel E* pada penampang IL-1567 (a) dan penampang XL-4494 (b) menunjukkan *big single story channel* yang dapat diinterpretasikan sebagai kehadiran *incised valley*.



Gambar 5.19. Penampang inversi Akustik Impedance, fitur *Channel E* pada penampang *in-line* 1567 (a), dan fitur *channel* yang sama pada penampang *cross-line* 4494 (b).



Gambar 5.20. Pelamparan *lateral channel E*, gambar a dengan atribut *maximum* amplitudo, b dan c dengan atribut yang sama tetapi dengan volume seismik inversi, menunjukkan kemungkinan kehadiran *incised valley*.

Channel F

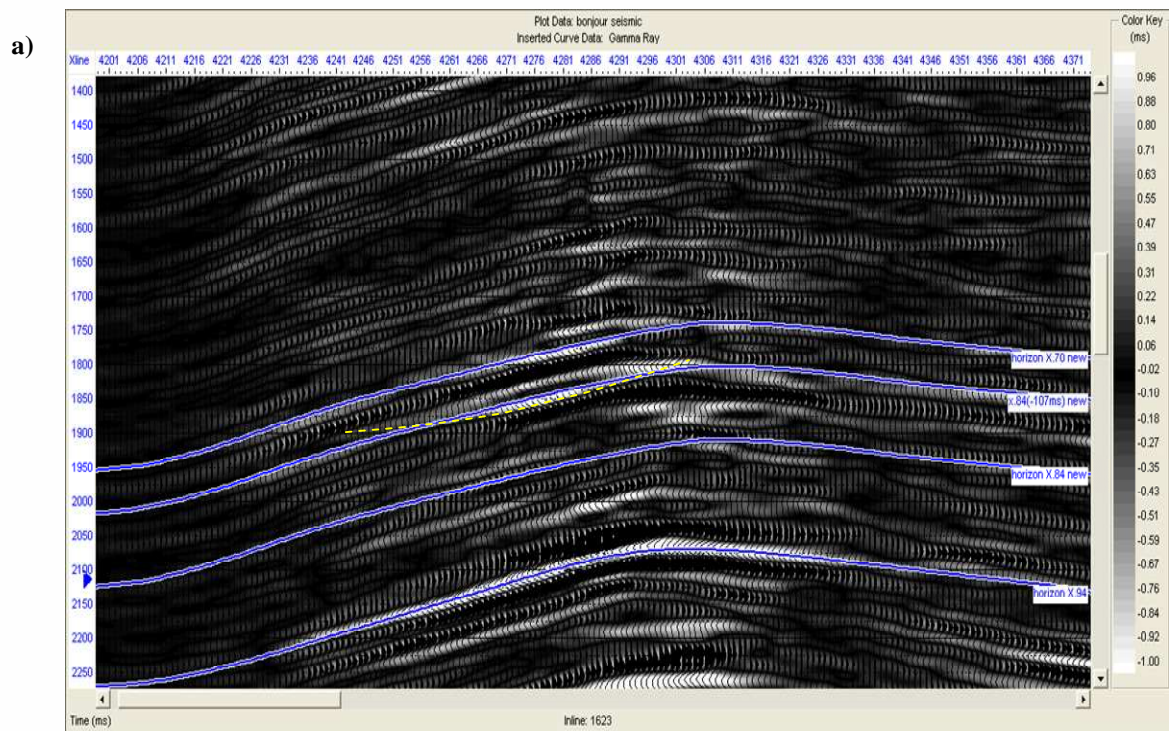
Merupakan fitur channel yang tampak pada penampang in-line 1623 dan cross-line 4353 sekitar horizon X.84 (-107 ms) seperti yang ditunjukkan pada gambar 5.21. Fitur channel tampak terpotong oleh horizon tersebut pada hampir keseluruhan penampang dengan *window* ketebalan *channel* sekitar 10 ms. Fitur channel tampak relatif lebih tipis dibandingkan channel-channel sebelumnya, tetapi dengan geometri yang cukup meluas (lebar).

Channel F merupakan *single story channel* jika dilihat dari ukuran dan ketebalannya, proses pengendapan yang berlangsung umumnya hanya terjadi dalam sistem channel yang ada. Hasil percobaan dengan menggunakan berbagai atribut menunjukkan pelamparan *channel* lebih jelas terlihat dengan menggunakan *median* amplitudo dengan *window* 10 ms di sekitar horizon X.84 (-107 ms).

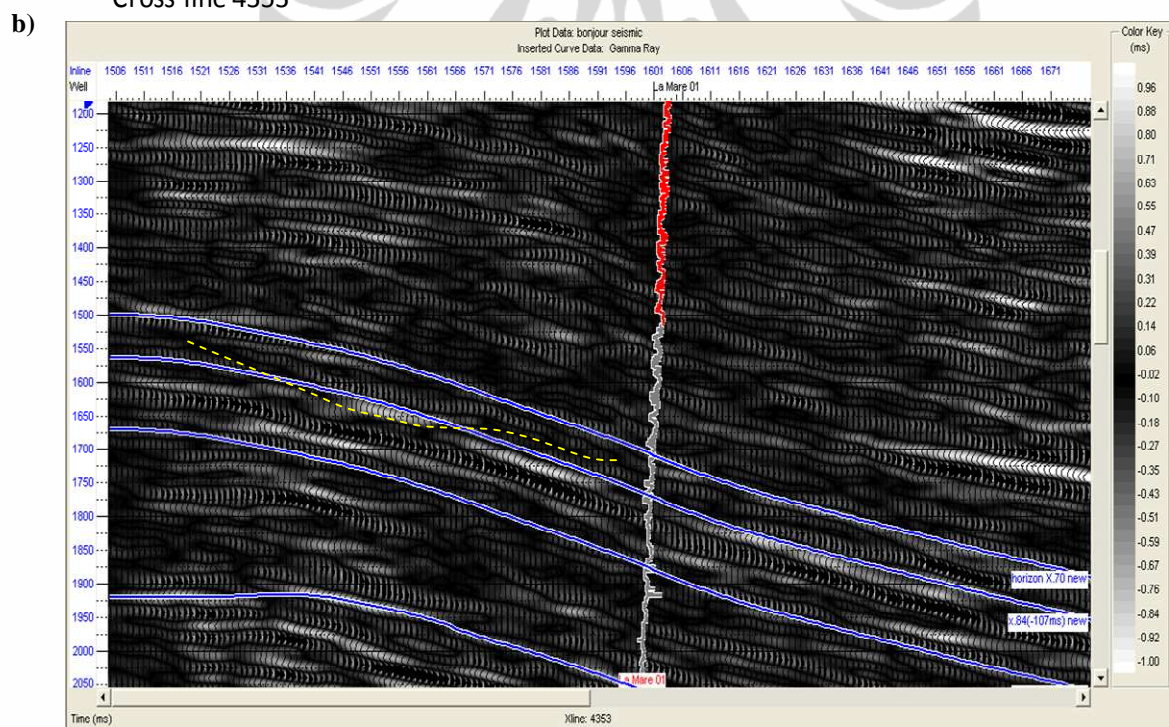
Pelamparan *channel* yang tampak cenderung memiliki morfologi berbentuk *single high sinuosity mendering channel* atau umum dikenal sebagai *oxbow lake* dengan perkiraan *trend* dari channel utama di sebelah barat lautnya berarah baratdaya-timurlaut, seperti yang ditunjukkan pada gambar 5.23. Sehingga dapat disimpulkan bahwa *channel F* kemungkinan merupakan channel orde 2. Hal yang cukup menarik adalah terjadi perbedaan impedansi yang cukup signifikan pada channel tersebut pada penampang 4353. Peningkatan nilai impedansi ini kemungkinan besar merupakan penciri kehadiran channel plug dari shale pada aliran channel F di daerah ini seperti ditunjukkan pada gambar 5.23.

Seperti halnya arah pelamparan *channel E* yang menuju ke dalaman regional dari area penelitian, maka *channel F* memunculkan harapan terjadinya *lateral migration* hidrokarbon. Sehingga diharapkan *channel F* akan memiliki potensi hidrokarbon yang cukup besar.

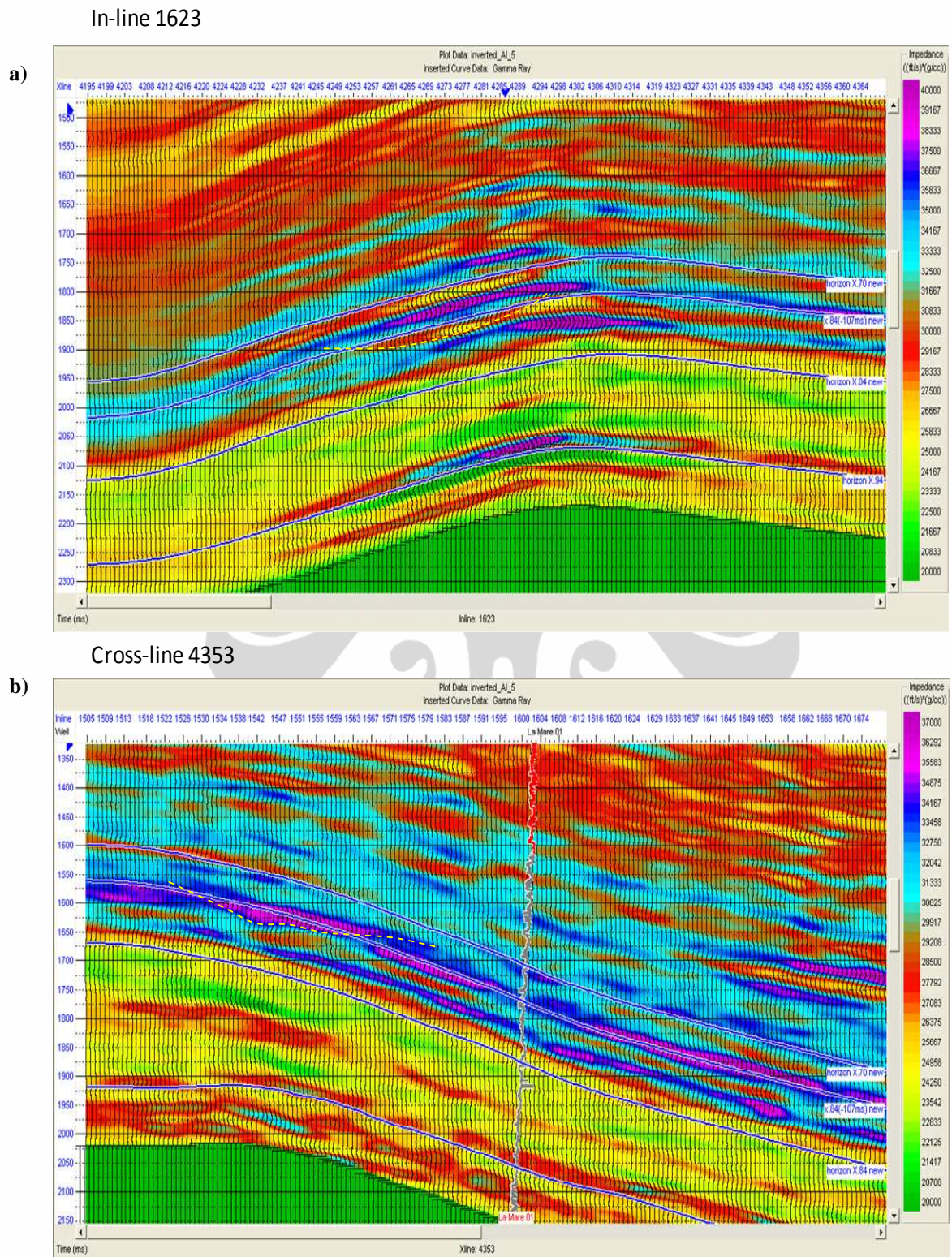
In-line 1623



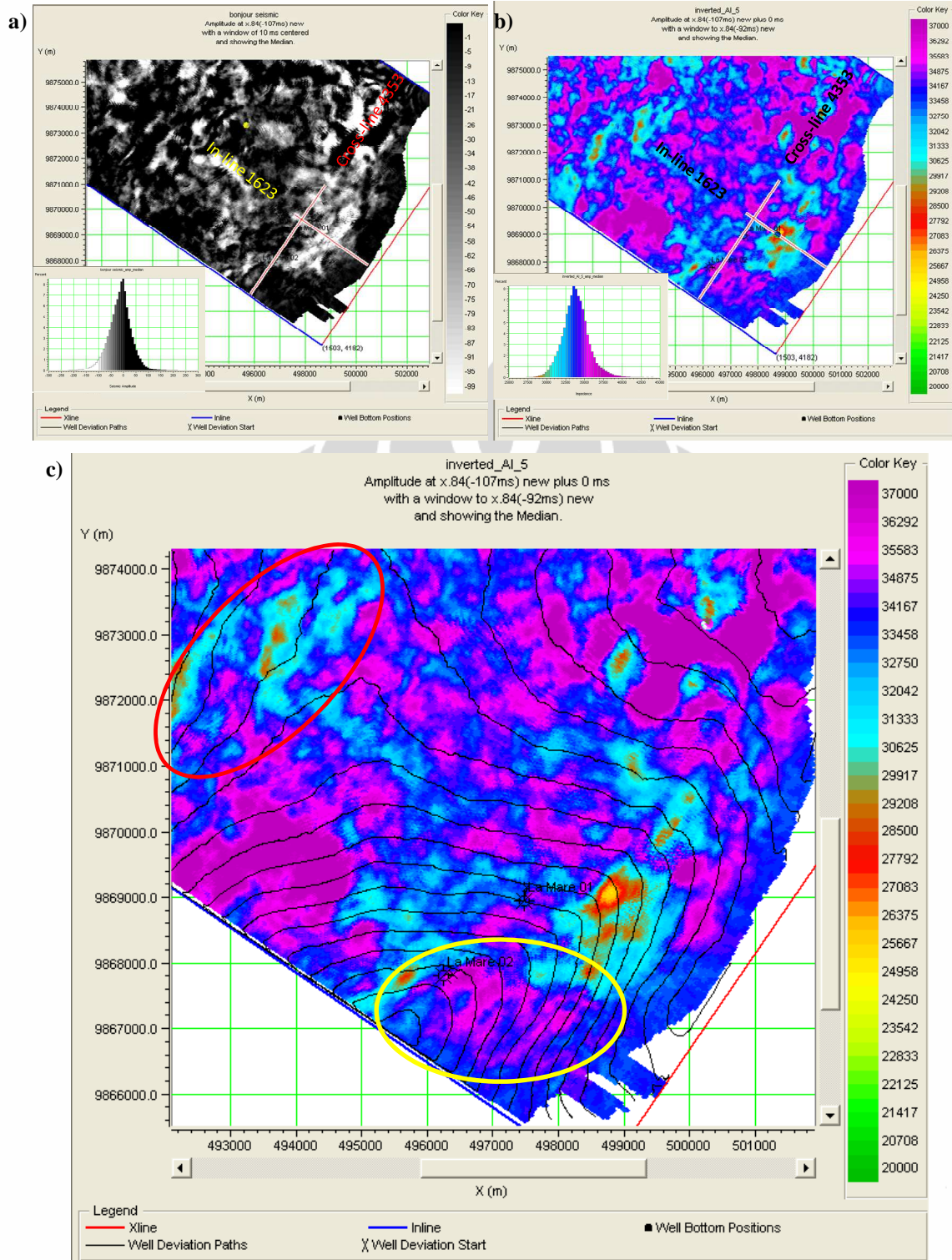
Cross-line 4353



Gambar 5.21. Fitur *Channel F* pada penampang IL-1623 (a) dan penampang XL-4353 (b) menunjukkan *single story channel* dengan pelampiran lateral yang cukup lebar tetapi lebih tipis dibanding *channel* lainnya.



Gambar 5.22. Penampang inversi Akustik Impedance, fitur *Channel E* pada penampang *in-line* 1623 (a), dan fitur *channel* yang sama pada penampang *cross-line* 4353 (b) menunjukkan kehadiran zona dengan kontras *impedance* yang cukup besar antara kedua penampang.

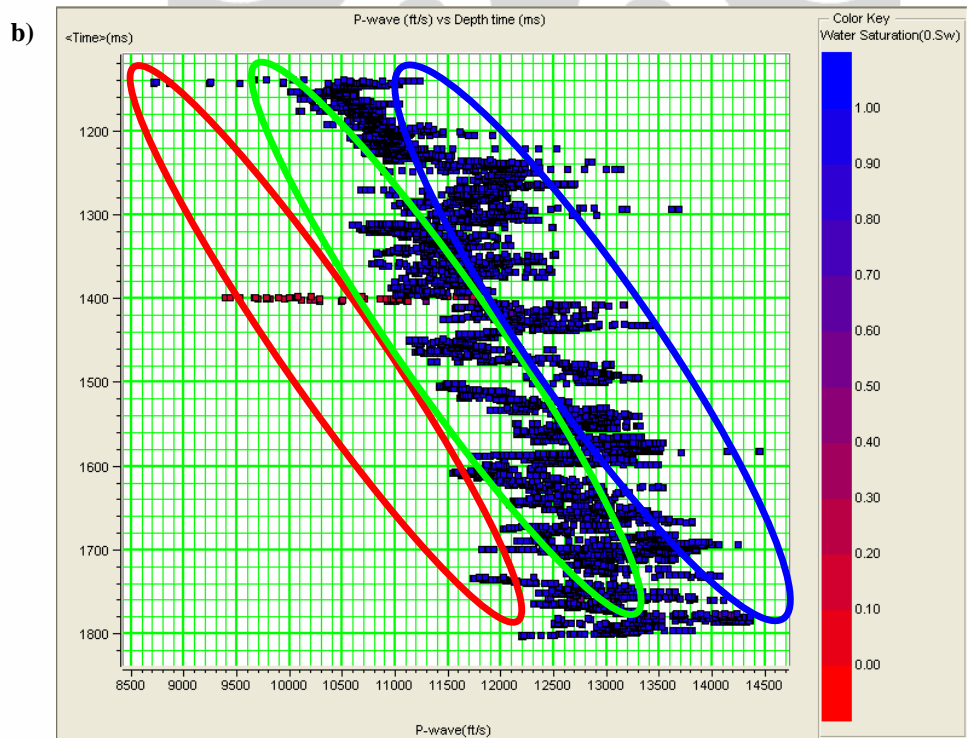
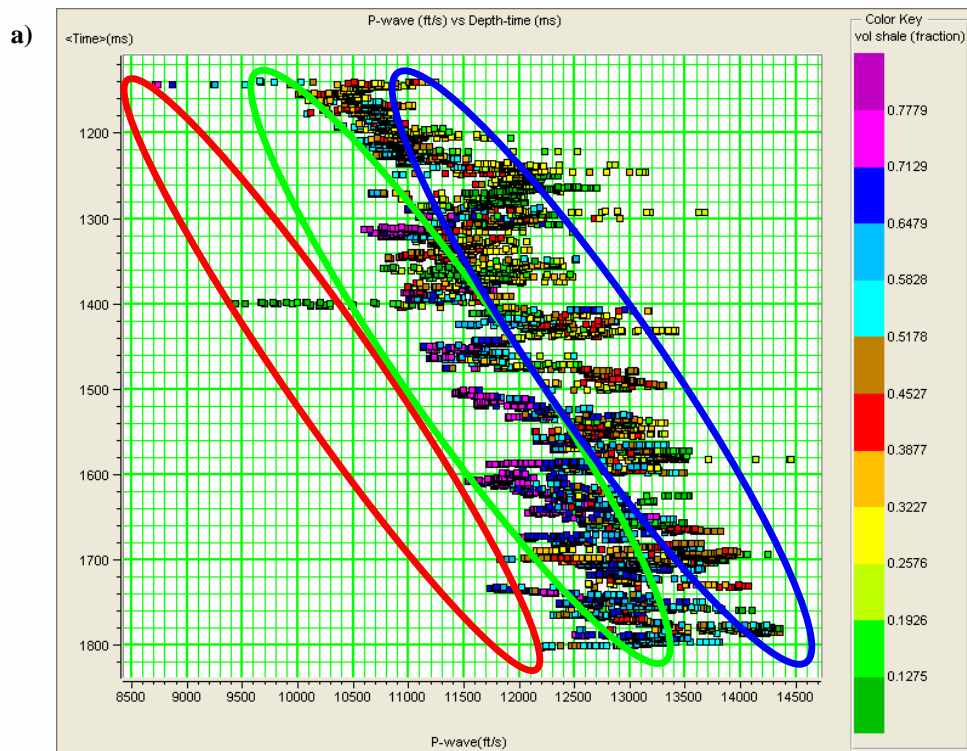


Gambar 5.23. Pelamparan lateral channel F, gambar a dengan atribut *median* amplitudo, b dan c dengan atribut yang sama tetapi dengan volume seismik inversi, area dalam ellipsis kuning pada gambar c merupakan high impedance area (*channel plug*) dan pola pelamparan dengan trend barat daya-timurlaut di dalam area *ellips* merah kemungkinan *main channel* dari *channel F* ini.

5.3. Identifikasi Potensi Hidrokarbon

Setelah pelamparan dari keseluruhan target *channel* teridentifikasi dengan baik pada sub-bab sebelumnya, maka kemudian dilakukan analisa untuk mengetahui kemungkinan keberadaan cadangan hidrokarbon pada channel-channel tersebut. Seperti yang telah disampaikan sebelumnya, ketiadaan data shear wave pada sumur-sumur di area penelitian membuat analisa yang dilakukan hanya berkisar pada analisa atribut seismik, dan dikarenakan pelamparan channel mengikuti atribut amplitudo, maka analisa potensi *HC* sebaiknya juga dilakukan pada domain amplitudo dengan menggunakan hasil volume inversi akustik *impedance*. Turunan dari parameter akustik *impedance* yaitu *Pwave* dan *Density* berdasarkan hasil *cross-plot* dengan parameter *depth-time* (ms) pada gambar 5.24 dan 5.25 yang diambil dari sumur *proven* gas La Mare 1, ternyata cukup baik dalam mendeskriminasi *litologi* dan kandungan hidrokarbon.

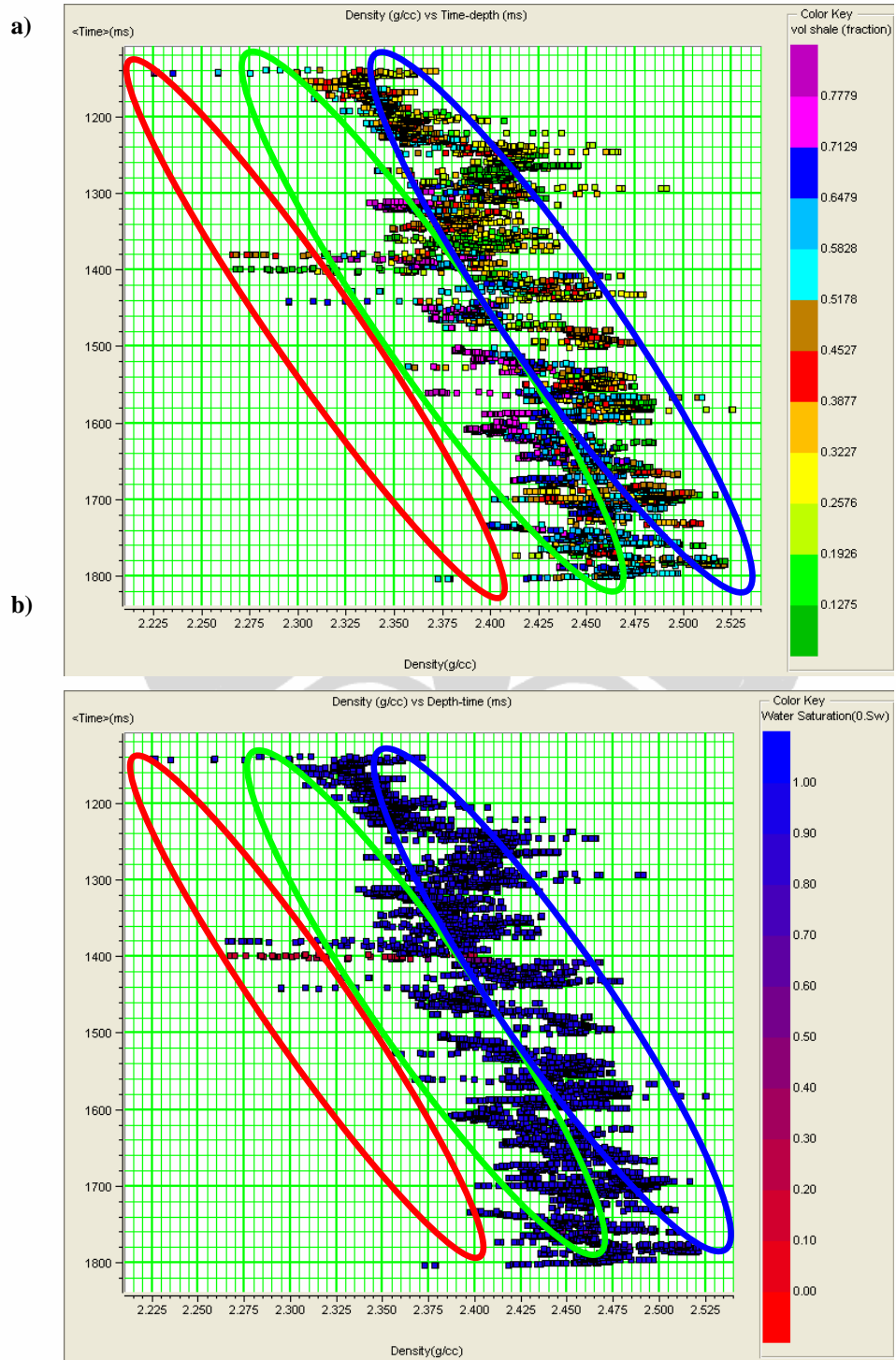
Kedua gambar tersebut menunjukkan bahwa pada interval penelitian, secara umum sejalan dengan pertambahan kedalaman, maka terjadi perubahan berupa semakin tingginya nilai *Pwave* (ft/s) dan *Density* (g/cc) sejalan dengan tingkat kompaktitas batuan yang semakin tinggi. Fakta yang menarik adalah bahwa untuk masing-masing turunan parameter akustik *impedance* tersebut terjadi diskriminasi lateral untuk interval kedalaman yang sama dari nilai *Pwave* dan *Density* sejalan dengan perubahan litologi dan kandungan fluida. Gambar 5.24.a menunjukkan variasi perubahan litologi dengan menggunakan parameter *Vshale*. Terlihat bahwa secara umum interval dengan kandungan *Vshale* rendah (batupasir) memiliki nilai *Pwave* yang lebih tinggi dari interval shale. Tetapi ada beberapa point yang menunjukkan nilai cukup signifikan dimana batupasir memiliki nilai *Pwave* yang sangat rendah (lebih rendah dari *shale*). Jika dicocokkan dengan Gambar 5.24.b, maka interval tersebut berada pada zona gas. Hal yang sama ternyata berlaku juga untuk parameter *density* seperti ditunjukkan pada gambar 5.25. Sehingga dalam satu urutan dari nilai kecil kebesar untuk kedua parameter secara lateral terdiri atas : batupasir gas – *shale* – batupasir air.



GAS SAND SHALE WATER SAND

Pwave : —————> higher

Gambar 5.24. Cross-plot P-wave v/s depth-time, dengan variasi V_{shale} (a) untuk diskriminasi litologi dan variasi S_w untuk identifikasi gas zone (b).

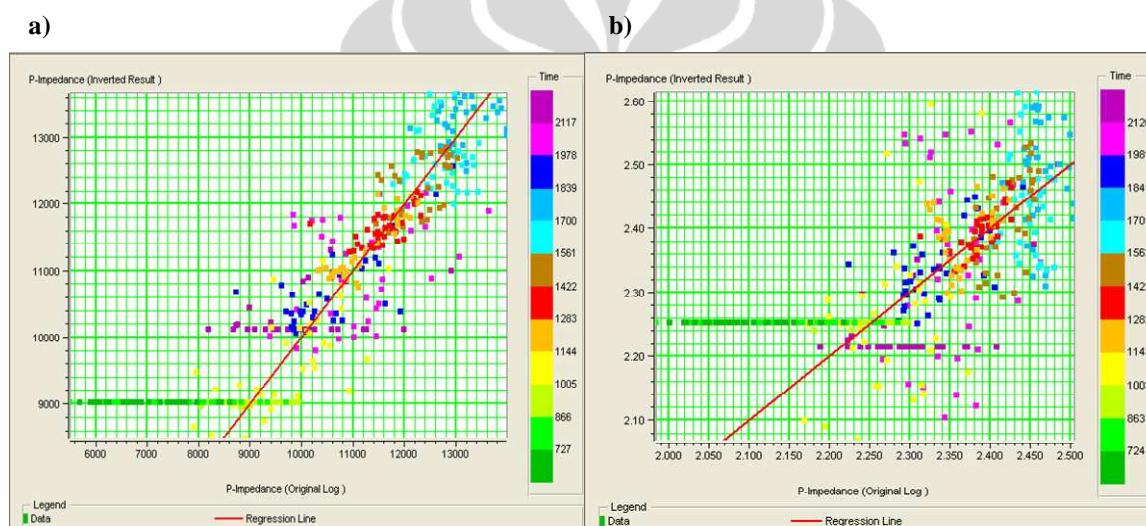


GAS SAND **SHALE** **WATER SAND**

Density : —————> higher

Gambar 5.25. Cross-plot Density v/s depth-time, dengan variasi Vshale (a) untuk diskriminasi litologi dan variasi Sw untuk identifikasi gas zone (b).

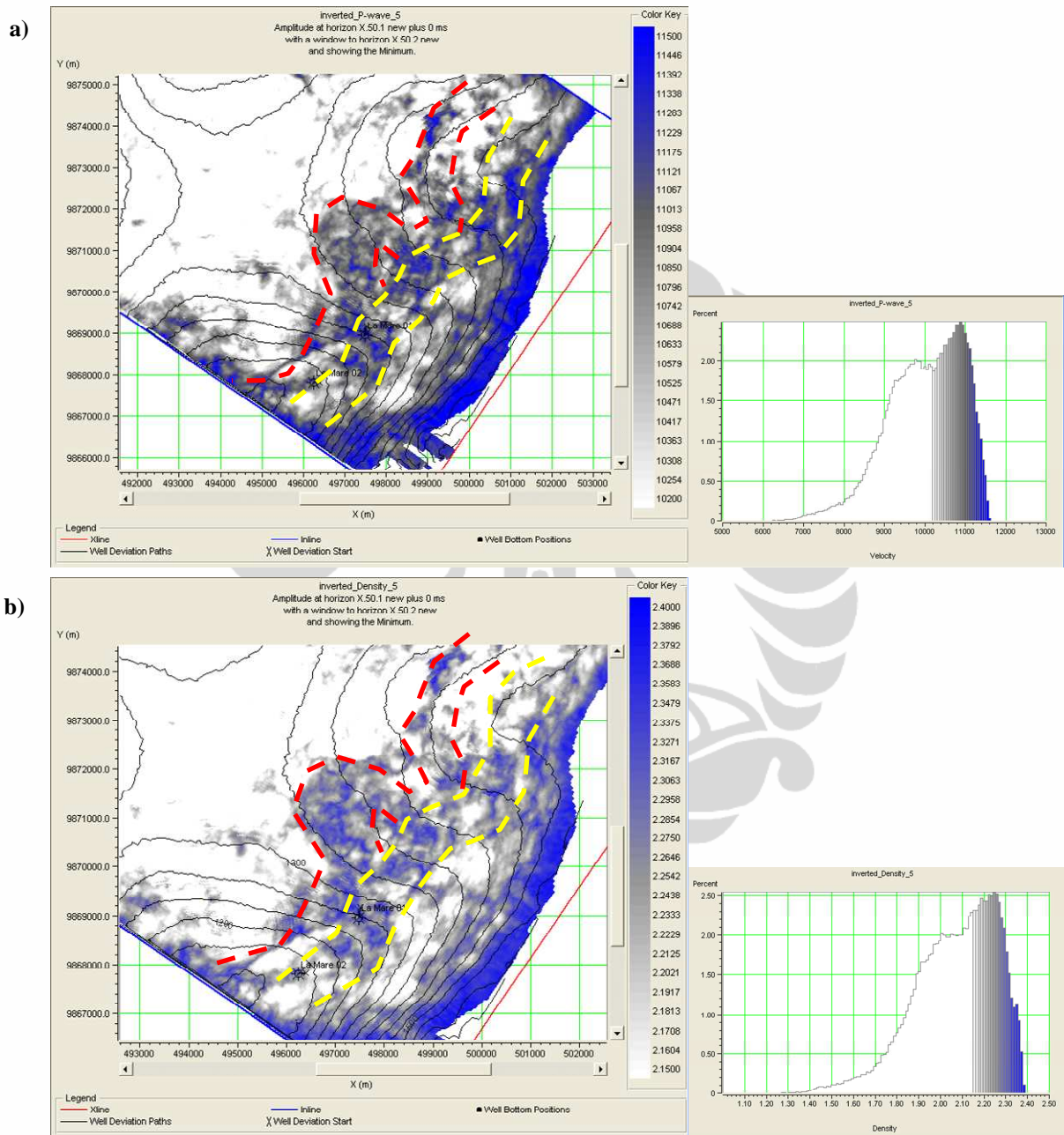
Pwave dan *density* di atas adalah data original dari *well log* setelah dilakukan *well seismic tie*, sehingga dapat dilakukan *cross-plot* dengan parameter *depth-time* (ms). Sementara *Pwave* dan *density* yang digunakan dalam interpretasi adalah hasil inversi atau yang dikenal sebagai *inverted result*. *Cross-plot* antara *original Pwave* dan *density* terhadap *inverted result*-nya tidak menunjukkan hubungan *linear* yang bagus, cenderung lebih *scatter* dan tidak beraturan seperti ditunjukkan pada gambar 5.26. Hal tersebut sangat umum terjadi, karena pada dasarnya hasil inversi adalah hasil generalisir dari data log yang hanya berupa satu *point* dari banyak data secara *lateral*.



Gambar 5.26. Cross-plot *Pwave* data original log v/s inverted *Pwave* (a) dan cross-plot *Density* data original log v/s inverted *density* (b)

Meskipun secara kuantitas *range* nilai yang didapat dari data *well log* cenderung menjadi tidak dapat digunakan untuk membedakan litologi dan kandungan fluida pada data inversi *impedance*, tetapi secara kualitatif masih dapat dilakukan. Jika dalam suatu variasi lateral *channel* terjadi perubahan nilai *Pwave* dan *density* maka untuk area dengan *Pwave* dan *density* bernilai paling rendah adalah zona batupasir gas, menengah adalah *shale* atau *channel plug* dan tinggi adalah batupasir berisi air. Hal ini tidak berlaku untuk area di luar *channel* yang teridentifikasi, dimana variasi atribut secara lateral menjadi sulit diprediksi penyebabnya.

Pada pembahasan potensi hidrokarbon selanjutnya maka akan dilakukan prediksi mengenai kandungan fluida pada *channel-channel* yang telah teridentifikasi sebelumnya. Pembahasan akan dilakukan mulai dari *channel A* sampai *channel F*.



Gambar 5.27. Pelamparan *channel A* dengan parameter *Pwave* tinggi (a) dan *Density* tinggi (b) mengindikasikan kehadiran *channel* batupasir berisi air.

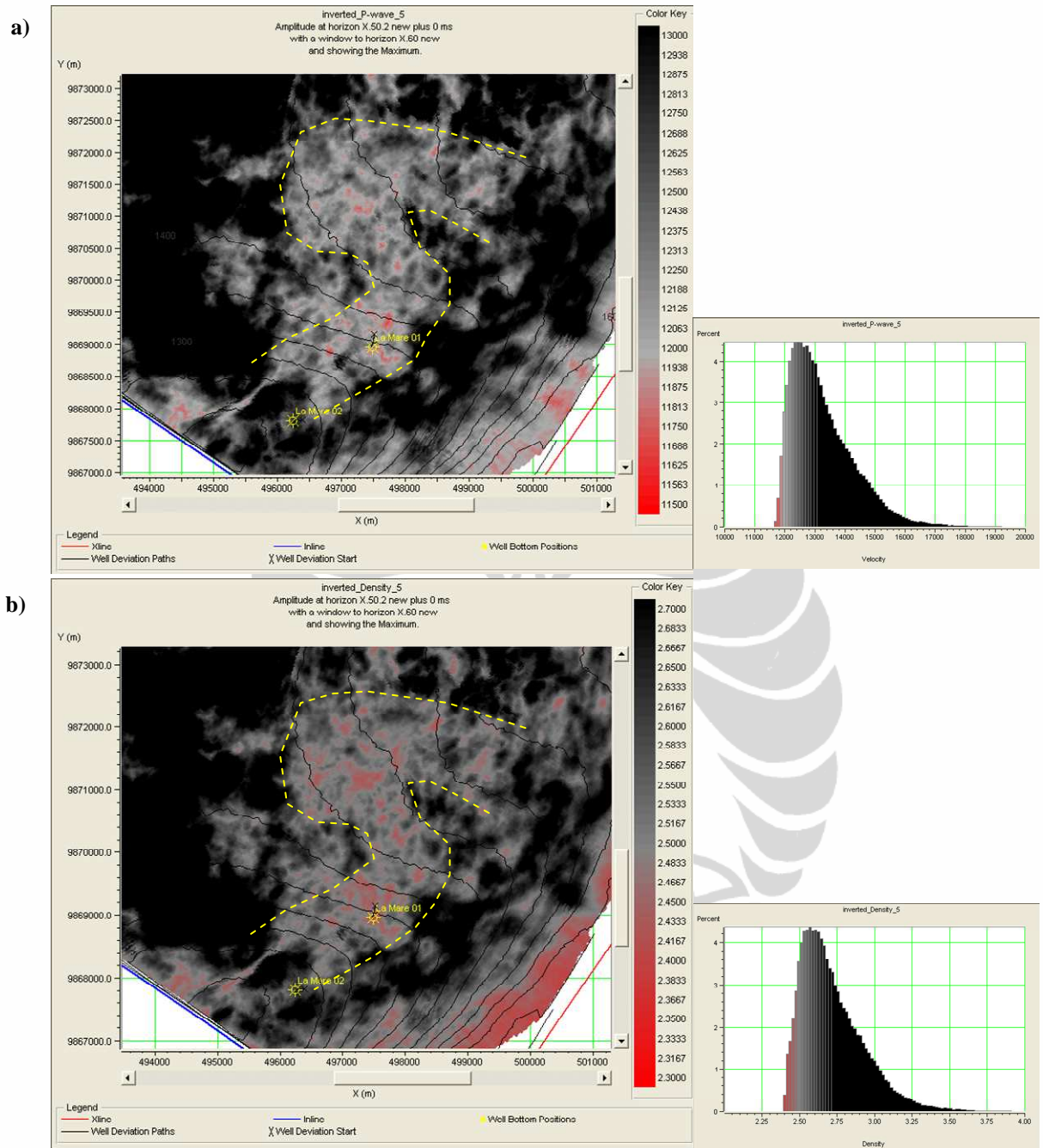
Pelamparan *channel A* hanya dapat terdeteksi dengan atribut *minimum* amplitudo. Hasil *slicing inversi Pwave* dan *density* pada interval yang mengandung *channel* ini menunjukkan *range* 6200 – 11600 ft/s untuk *Pwave* dan 1.26 – 2.38 g/cc (histogram pada gambar 5.27 a dan b). Dari *range* tersebut, *channel A* hanya muncul pada interval menengah dan tinggi yaitu *range Pwave* : 10200 -11600 f/s dan *Density* : 2.15 – 2.38 g/cc. Pada *range* nilai *Pwave* dan *density* rendah, variasi pada *channel A* tersebut tidak dapat terdeteksi sama sekali.

Berdasarkan asumsi yang telah dibuat sebelumnya, maka dapat diprediksi bahwa nilai *range Pwave* dan *density* menengah pada *channel* ini mengindikasikan kehadiran *shale* sebagai *channel plug* atau *channel boundary* yang muncul pada fase *abandonment channel* dan mengisi ruang antar *bar deposit* di dalam *channel* itu sendiri (warna abu-abu gelap pada gambar 5.27 a dan b). Sementara warna biru diprediksi sebagai *bar deposit* berupa lapisan batupasir yang berisi air.

Secara keseluruhan, *channel A* bukan merupakan *channel* prospek hidrokarbon dan hanya berisi air. Hal tersebut diperkuat dengan bukti berupa kandungan air pada lapisan batupasir yang dilalui sumur La Mare 1 dan menembus *channel* ini.

CHANNEL B

Berbeda dengan *channel A*, pelamparan *channel B* hanya dapat terdeteksi dengan atribut *maximum* amplitudo. Hasil *slicing inversi Pwave* dan *density* pada interval yang mengandung *channel* ini menunjukkan *range* 11600 – 19200 ft/s untuk *Pwave* dan 2.4 – 3.9 g/cc (histogram pada gambar 5.28 a dan b). Dari *range* tersebut, *channel B* muncul pada rentang rendah sampai menengah yaitu *range Pwave* : 11600 - 13100 f/s dan *Density* : 2.4 – 2.7 g/cc. Diluar rentang tersebut, variasi pada *channel B* tidak dapat terdeteksi sama sekali.



Gambar 5.28. Pelamparan *channel B* dengan parameter *Pwave* rendah (a) dan *Density* rendah (b) mengindikasikan kehadiran *channel* batupasir berisi gas.

Berdasarkan hal tersebut, maka dapat diprediksi bahwa nilai range *Pwave* dan *density* menengah pada *channel* ini juga mengindikasikan kehadiran *shale* sebagai *channel plug* (warna abu-abu cerah pada gambar 6.28 a dan b). Sementara warna

merah yang memiliki rentang *Pwave* dan *density* rendah, diprediksi sebagai *bar deposit* berupa lapisan batupasir yang berisi gas.

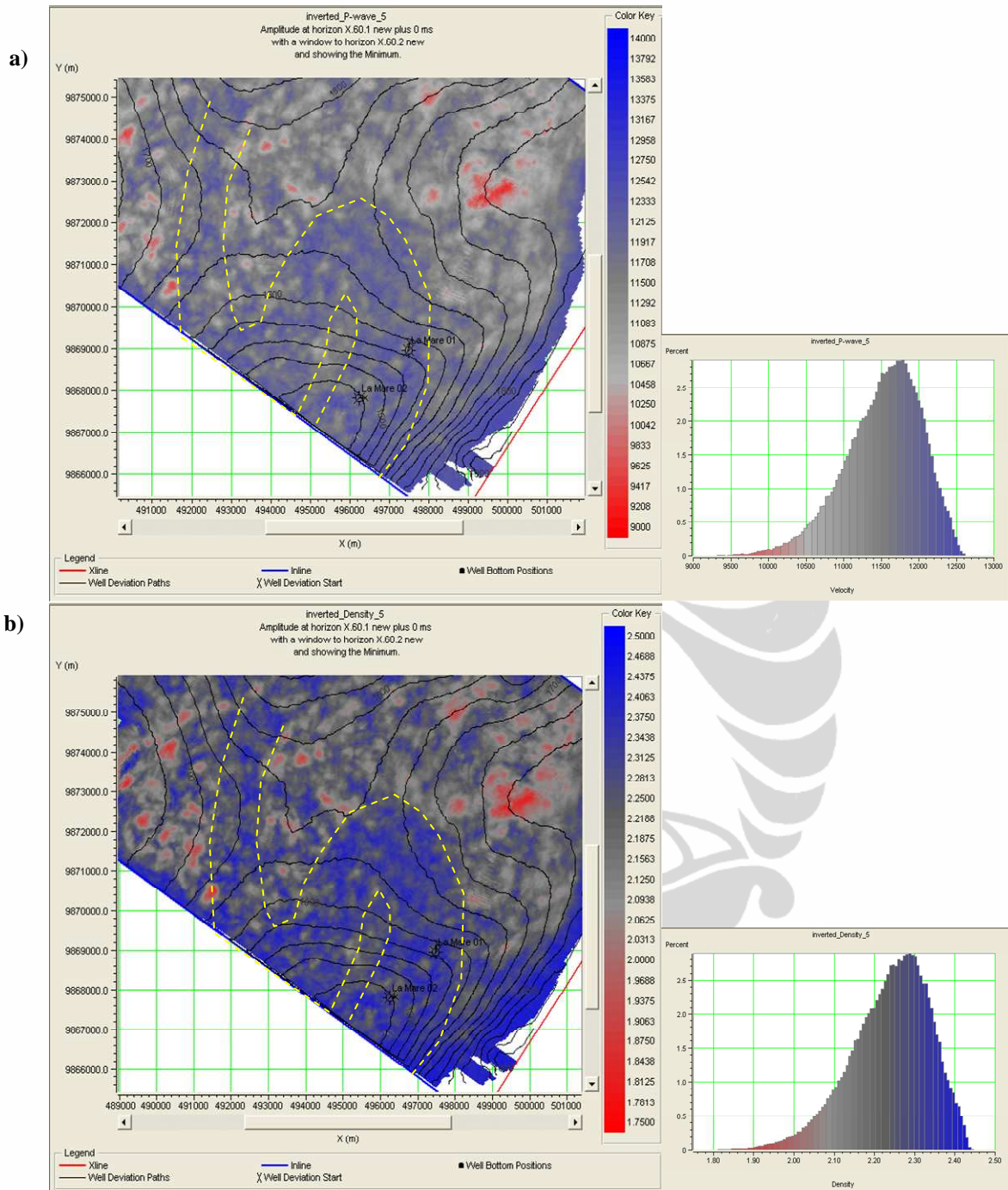
Dapat disimpulkan, *Channel B* merupakan *channel* prospek hidrokarbon. Ini diperkuat dengan bukti berupa kandungan gas pada lapisan batupasir yang dilalui sumur La Mare 1 dan menembus *channel* ini. Lapisan batupasir berisi gas ini merupakan satu-satunya *proven HC zone* yang dijumpai sampai saat ini di lapangan Bonjour.

CHANNEL C

Pelamparan *channel C* kembali hanya dapat terdeteksi dengan atribut *minimum amplitude* seperti halnya pada *channel A*. Hasil *slicing* inversi *Pwave* dan *density* pada interval yang mengandung *channel* ini menunjukkan *range* 9300 – 12600 ft/s untuk *Pwave* dan 1.81 – 2.44 g/cc untuk *density* (*histogram* pada gambar 5.29 a dan b). Dari *range* tersebut, *channel C* hanya muncul pada interval menengah dan tinggi yaitu *range Pwave* : 11400 -12600 f/s dan *Density* : 2.2 – 2.44 g/cc. Pada *range* nilai *Pwave* dan *density* rendah, variasi hanya terjadi pada area diluar *channel* dan tidak berpengaruh sama sekali dengan area didalam *channel C*.

Berdasarkan data tersebut maka dapat diprediksi bahwa nilai *range Pwave* dan *density* menengah pada *channel* ini mengindikasikan kehadiran *shale* sebagai *channel plug* (warna abu-abu gelap pada gambar 5.29 a dan b). Sementara warna biru dengan rentang *Pwave* dan *density* tinggi diprediksi sebagai *bar deposit* berupa lapisan batupasir yang berisi air. Warna merah, pada area yang menandakan nilai *Pwave* dan *density* rendah hanya muncul pada area-area diluar *channel C*. Seperti yang telah disampaikan sebelumnya, hal ini bukan berarti adanya kandungan gas diluar *channel*, tetapi lebih pada karena tingginya tingkat *anisotropi* dan *anomali* pada area-area tersebut.

Secara keseluruhan, *channel C* bukan merupakan *channel* prospek hidrokarbon dan hanya berisi air. Hal tersebut diperkuat dengan bukti berupa kandungan air pada lapisan batupasir yang dilalui sumur La Mare 1 dan menembus *channel* ini.



Gambar 5.29. Pelamparan *channel C* dengan parameter *Pwave* tinggi (a) dan *Density* tinggi (b) mengindikasikan kehadiran *channel* batupasir berisi air.

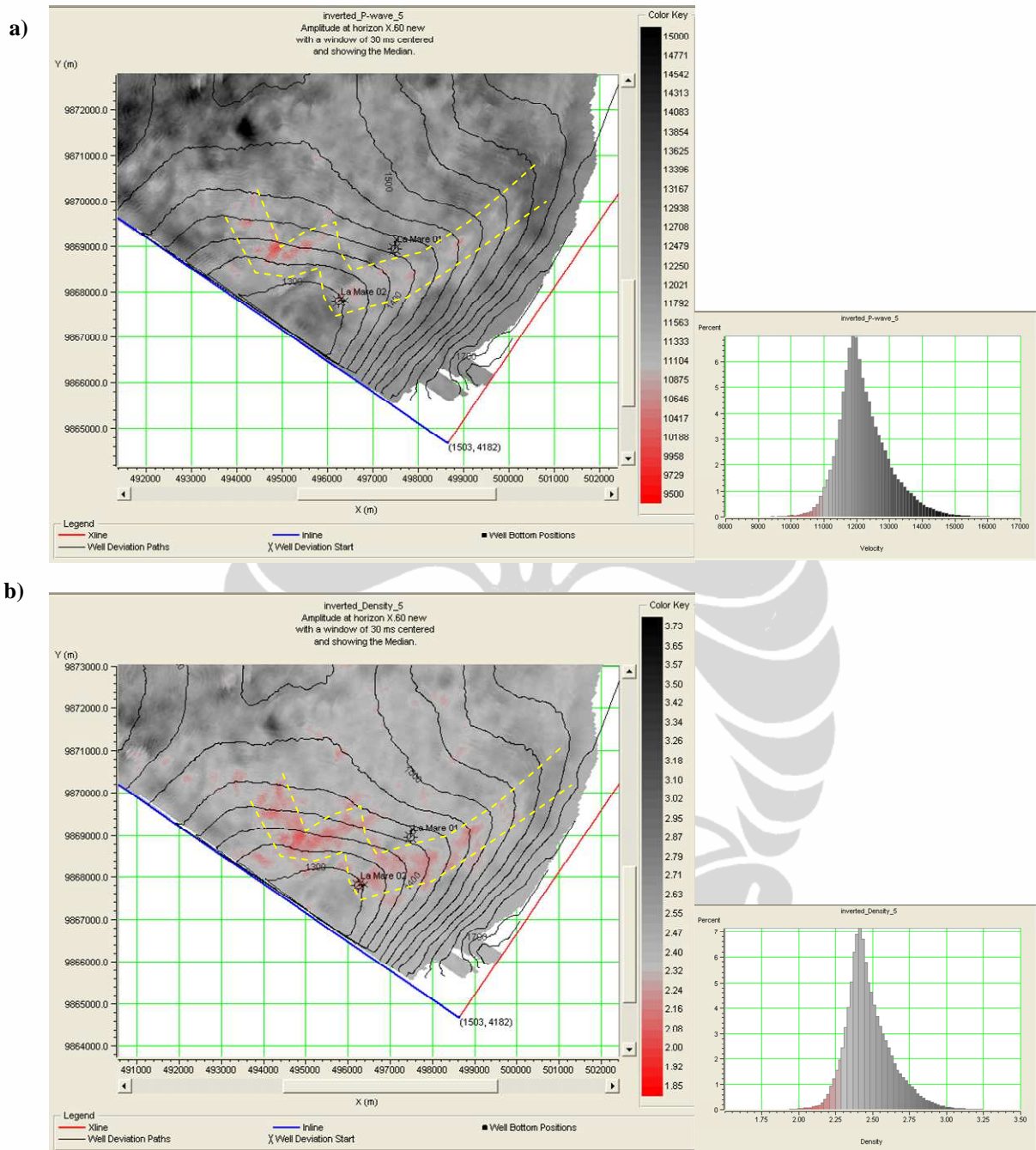
CHANNEL D

Berbeda dengan channel-channel sebelumnya, pelamparan *channel D* hanya dapat terdeteksi dengan atribut *median amplitude*. Hasil *slicing* inversi *Pwave* dan *density* pada interval yang mengandung *channel* ini menunjukkan *range* 9400 - 16000 ft/s untuk *Pwave* dan 1.95 – 3.25 g/cc untuk *density* (*histogram* pada gambar 5.31 a dan b). Dari *range* tersebut, *channel D* muncul pada rentang rendah sampai menengah yaitu *range Pwave* : 9400 - 12500 f/s dan *Density* : 1.7 – 3.25 g/cc. Diluar rentang tersebut, variasi pada *channel D* hampir tidak dapat terdeteksi sama sekali.

Seperti analisa sebelumnya maka dapat diprediksi bahwa nilai *range Pwave* dan *density* menengah pada *channel* ini juga mengindikasikan kehadiran *shale* sebagai *channel plug* (warna abu-abu cerah pada gambar 5.30 a dan b). Sementara warna merah yang memiliki rentang *Pwave* dan *density* rendah, diprediksi sebagai *bar deposit* berupa lapisan batupasir yang berisi gas.

Dapat disimpulkan, *Channel D* merupakan *channel* prospek hidrokarbon. Area dengan prospek hidrokarbon terbaik dari *channel* ini berada pada area berwarna merah tepat disekitar sumur La Mare 2 dan menerus ke dalaman di timur laut. Seperti yang telah di bahas sebelumnya, ternyata *channel* ini terletak di bawah TD La Mare 2 sehingga tidak ter-*penetrasi* oleh sumur tersebut. Sehingga untuk meng-*cover* prospek hidrokarbon ini sekaligus untuk membuktikan analisa yang dilakukan, akan dilakukan usulan untuk melakukan program *re-deepening well* La Mare 2.

Prospek lain dijumpai pada area yang justru tampak lebih luas dan cukup menjanjikan di sebelah barat laut sumur La Mare 2. Oleh karena itu, setelah prospek *deepening* La Mare 2 terbukti, maka target selanjutnya dari *channel* ini adalah mengusulkan pemboran di area tersebut.



Gambar 5.30. Pelamparan *channel D* dengan parameter *Pwave* rendah (a) dan *Density* rendah (b) mengindikasikan kehadiran *channel* batupasir berisi gas.

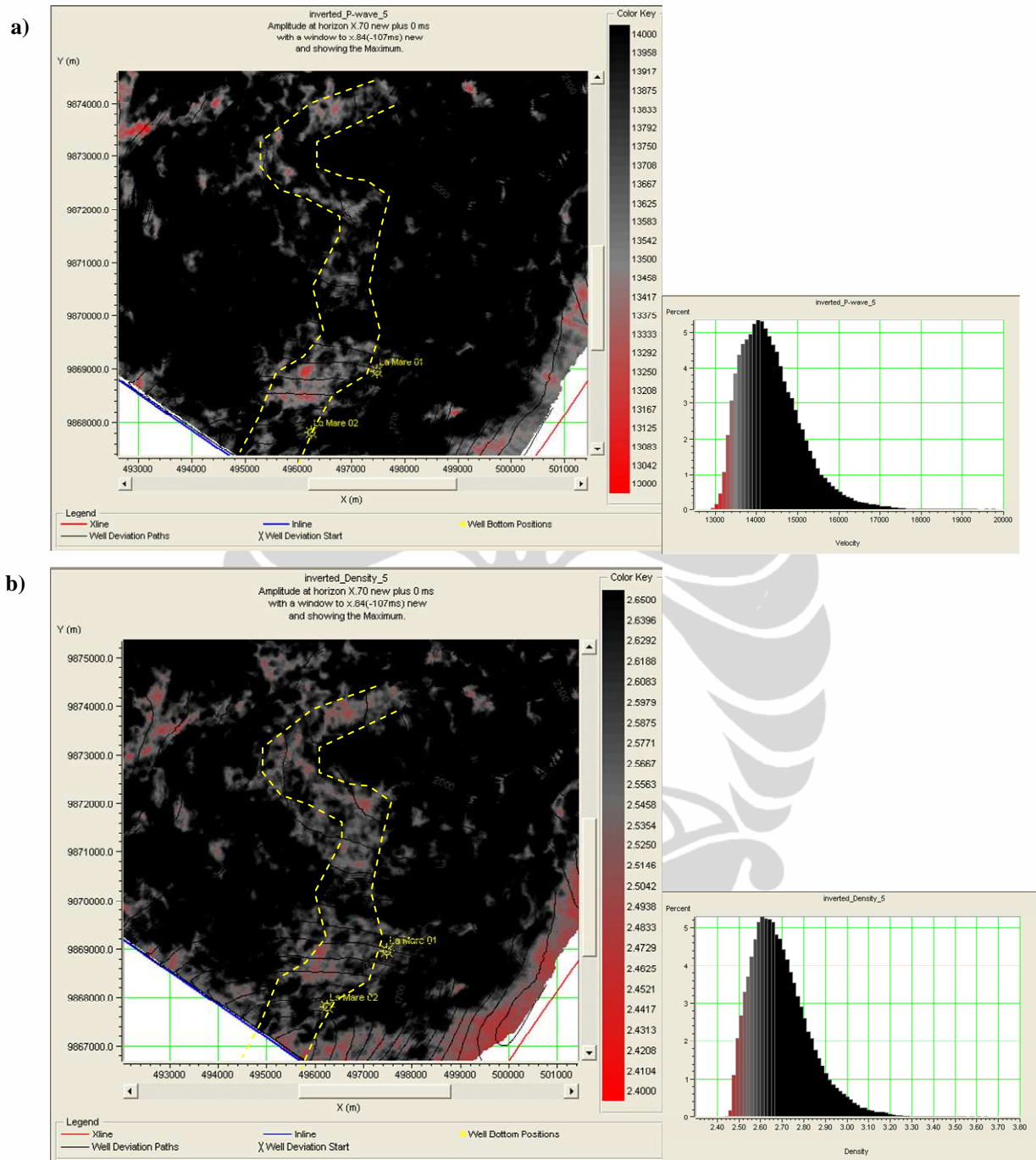
CHANNEL E

Pelamparan *channel E* hanya dapat terdeteksi dengan atribut *maximum amplitude* seperti halnya *proven HC channel B*. Hasil *slicing* inversi *Pwave* dan *density* pada interval yang mengandung *channel* ini menunjukkan *range* 12900 – 17600 ft/s untuk *Pwave* dan 2.44 – 3.3 g/cc (histogram pada gambar 5.30 a dan b). Dari *range* tersebut, *channel E* muncul pada rentang rendah sampai menengah yaitu *range Pwave* : 12900 - 13800 f/s dan *Density* : 2.44 – 2.62 g/cc. Diluar rentang tersebut, variasi pada *channel D* hampir tidak dapat terdeteksi sama sekali.

Seperti analisa sebelumnya maka dapat diprediksi bahwa nilai *range Pwave* dan *density* menengah pada *channel* ini juga mengindikasikan kehadiran *shale* sebagai *channel plug* (warna abu-abu cerah pada gambar 5.31 a dan b). Sementara warna merah yang memiliki rentang *Pwave* dan *density* rendah, diprediksi sebagai *bar deposit* berupa lapisan batupasir yang berisi gas.

Dapat disimpulkan, *Channel E* merupakan *channel* prospek hidrokarbon. Area dengan prospek hidrokarbon terbaik dari *channel* ini berada pada area berwarna merah di sebelah barat sumur La Mare 1 atau sebelah barat laut sumur La Mare 2. Area ini dianggap terbaik karena selain secara struktural berada pada pada posisi paling tinggi dari keseluruhan bagian *channel* juga karena parameter *Pwave* dan *density* menunjukkan hasil luasan area yang serupa untuk prospek hidrokarbonnya.

Area lain yang juga prospek dijumpai pada bagian dalaman di sebelah utara yang cenderung jauh dari sumur pemboran yang sudah ada sebelumnya (*remote area*). Sampai saat ini keberadaan *channel* beserta prospek hidrokarbon pada *channel E* ini belum teridentifikasi dari studi-studi yang telah pernah dilakukan di Lapangan ini.



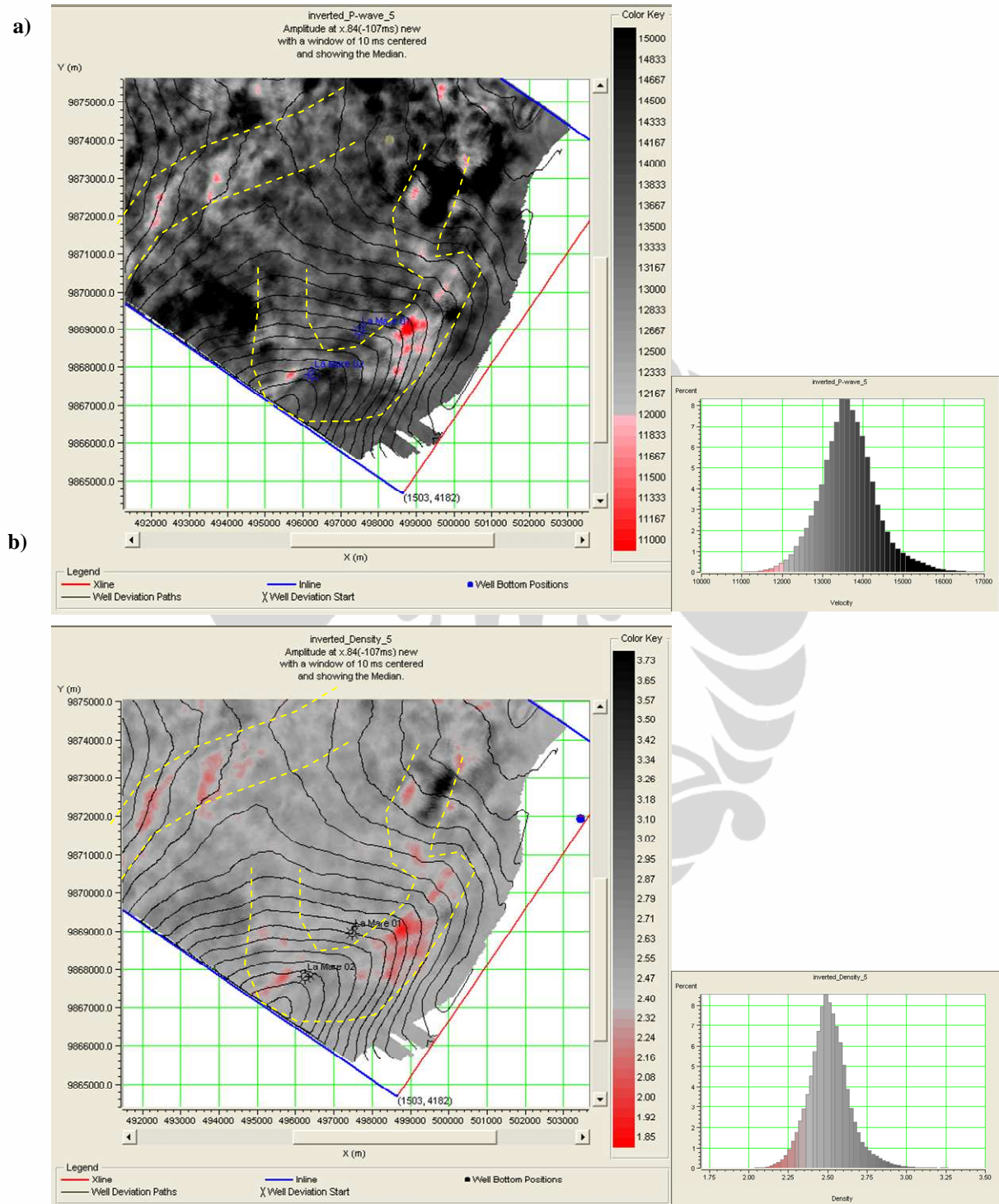
Gambar 5.31. Pelamparan *channel E* dengan parameter *Pwave* rendah (a) dan *Density* rendah (b) mengindikasikan kehadiran *channel* batupasir berisi gas.

CHANNEL F

Serupa dengan *channel D*, *channel F* juga hanya dapat terdeteksi dengan atribut *median amplitude*. Hasil *slicing* inversi *Pwave* dan *density* pada interval yang mengandung *channel* ini menunjukkan *range* 11000 - 16600 ft/s untuk *Pwave* dan 2 – 2.25 g/cc (histogram pada gambar 5.32 a dan b). Dari *range* tersebut, *channel F* muncul pada rentang rendah sampai menengah yaitu *range Pwave* : 11000 - 13500 f/s dan *Density* : 2 – 3 g/cc. Diluar rentang tersebut, variasi pada *channel F* hampir tidak dapat terdeteksi.

Seperti analisa sebelumnya maka dapat diprediksi bahwa nilai *range Pwave* dan *density* menengah pada *channel* ini juga mengindikasikan kehadiran *shale* sebagai *channel plug* (warna abu-abu cerah pada gambar 5.32 a dan b). Sementara warna merah yang memiliki rentang *Pwave* dan *density* rendah, diprediksi sebagai *bar deposit* berupa lapisan batupasir yang berisi gas.

Dapat disimpulkan, *Channel F* merupakan *channel* prospek hidrokarbon. Area dengan prospek hidrokarbon terbaik dari *channel* ini berada pada area berwarna merah terang tepat disebelah timur sumur La Mare 1 yang menunjukkan indikasi parameter *Pwave* dan *density* yang rendah, menerus dan cukup luas di area tersebut. Prospek lain yang lebih kecil juga dapat dijumpai pada area di sebelah barat sumur La Mare 2.

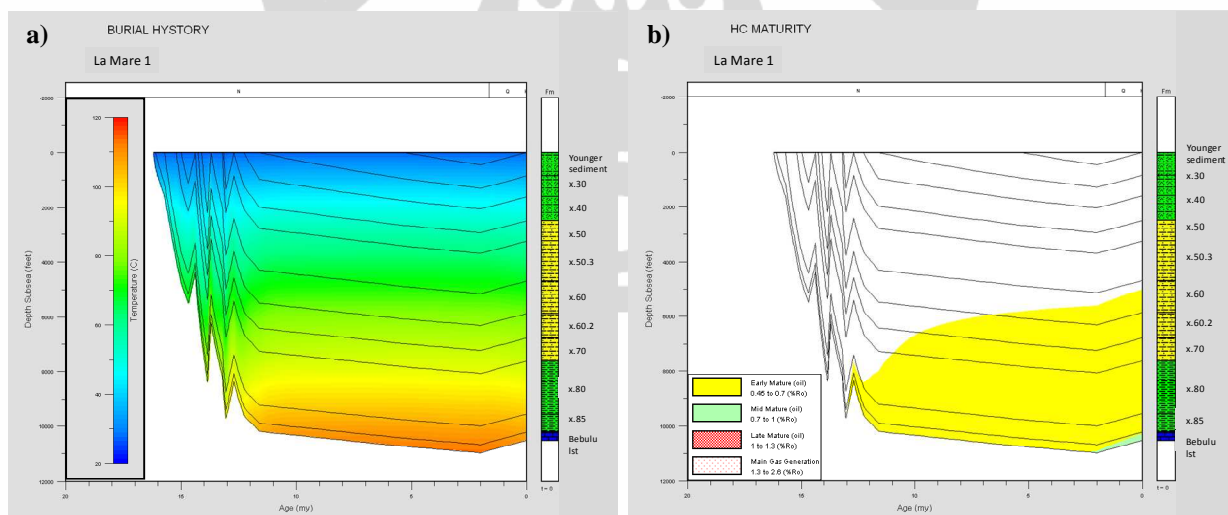


Gambar 5.32. Pelamparan *channel F* dengan parameter *Pwave* rendah (a) dan *Density* rendah (b) mengindikasikan kehadiran *channel* batupasir berisi gas.

5.4. Petroleum System dan HC charging dari channel Gas teridentifikasi

Proses pengisian *Hydrocarbon* (HC), dalam hal ini gas, ke dalam *reservoir-reservoir* struktur La Mare seolah terhenti pada lapisan gas yang teridentifikasi di sumur La Mare 1 sebagai bagian *channel* B. Selanjutnya seperti yang telah disampaikan sebelumnya, potensi lapisan *channel* gas teridentifikasi lainnya dijumpai lebih dalam dari zona gas tersebut. Sehingga dapat diasumsikan bahwa *charging* terdangkal dari reservoir di struktur La Mare adalah pada *channel* B tersebut.

Hal yang cukup menarik adalah pada *channel* C yang terletak pada interval antara keseluruhan *channel* gas yang ada di struktur La Mare 1 dan merupakan *channel* besar, tetapi tetap tak terisi oleh HC seperti yang telah disampaikan sebelumnya. Untuk mengetahui penyebab hal tersebut, dapat digunakan hasil pemodelan *burial history* dan *maturity profile* dari area sekitar struktur La Mare seperti yang ditunjukkan pada gambar 5.32 dan 5.33 berikut.

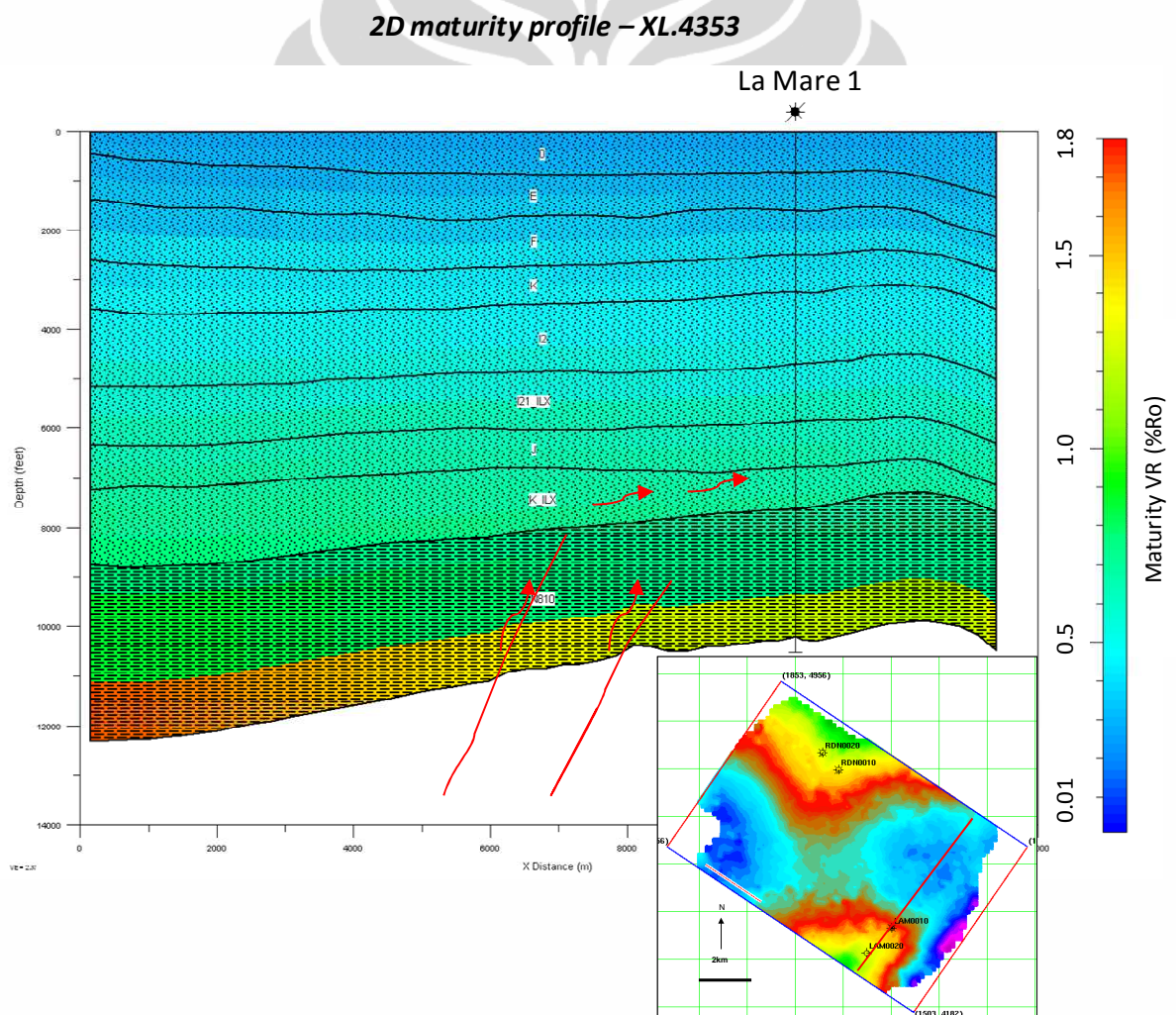


Gambar 5.33. *Burial History* (a) dan *HC maturity* (b) sumur La Mare 1.

Burial history dan *HC maturity* pada gambar 5.33 menunjukkan bahwa lapisan shale tebal *shale la mare* yang berpotensi berperan sebagai batuan induk ternyata belum mencapai tingkat maturasi yang cukup untuk berperan menghasilkan HC.

Bahkan lapisan terbawah yang ditembus sumur ini yaitu lapisan karbonat bebulu baru memasuki fase *oil window*.

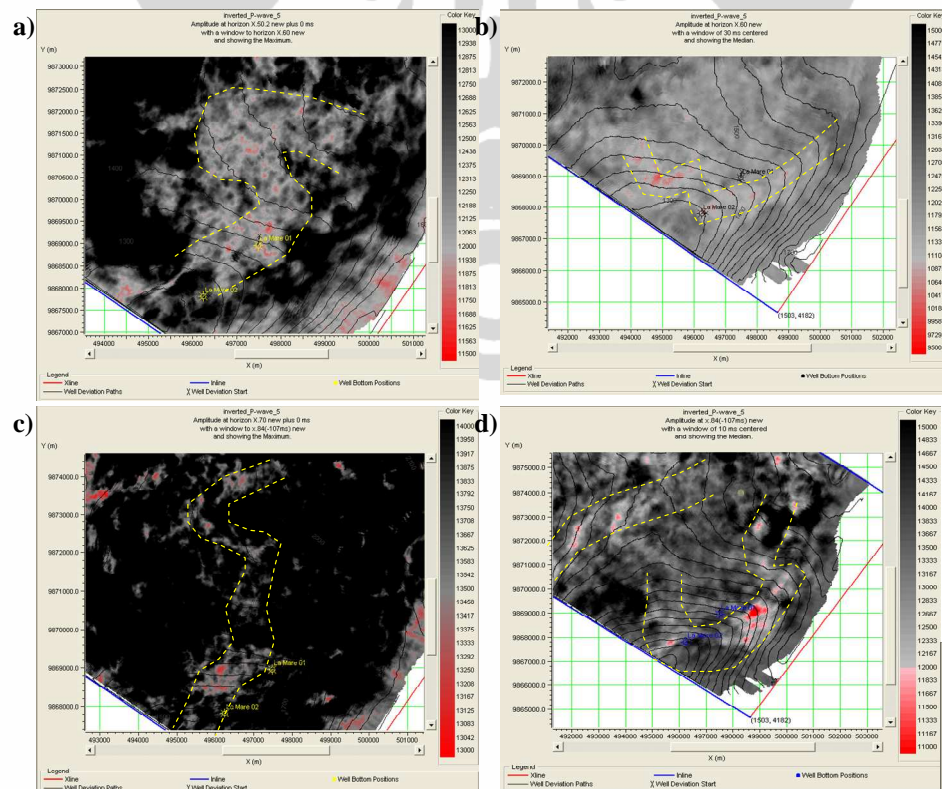
Sehingga dapat dipastikan bahwa *source* tersebut harus berada pada area-area dalaman di sekitar timur laut atau barat laut struktur La Mare. Berdasarkan *2D maturity profile* yang dibuat pada penampang XL-4353 yang melalui sumur La Mare 1 diketahui dalaman timur laut telah mencapai tingkat maturitas sangat memadai untuk menghasilkan hidrokarbon berupa gas yang ditunjukkan oleh nilai *vitrite reflectance (Ro)* yang mencapai kisaran tinggi yaitu antara 1.5 – 1.8 %Ro seperti ditunjukkan pada gambar 5.34 berikut ini.



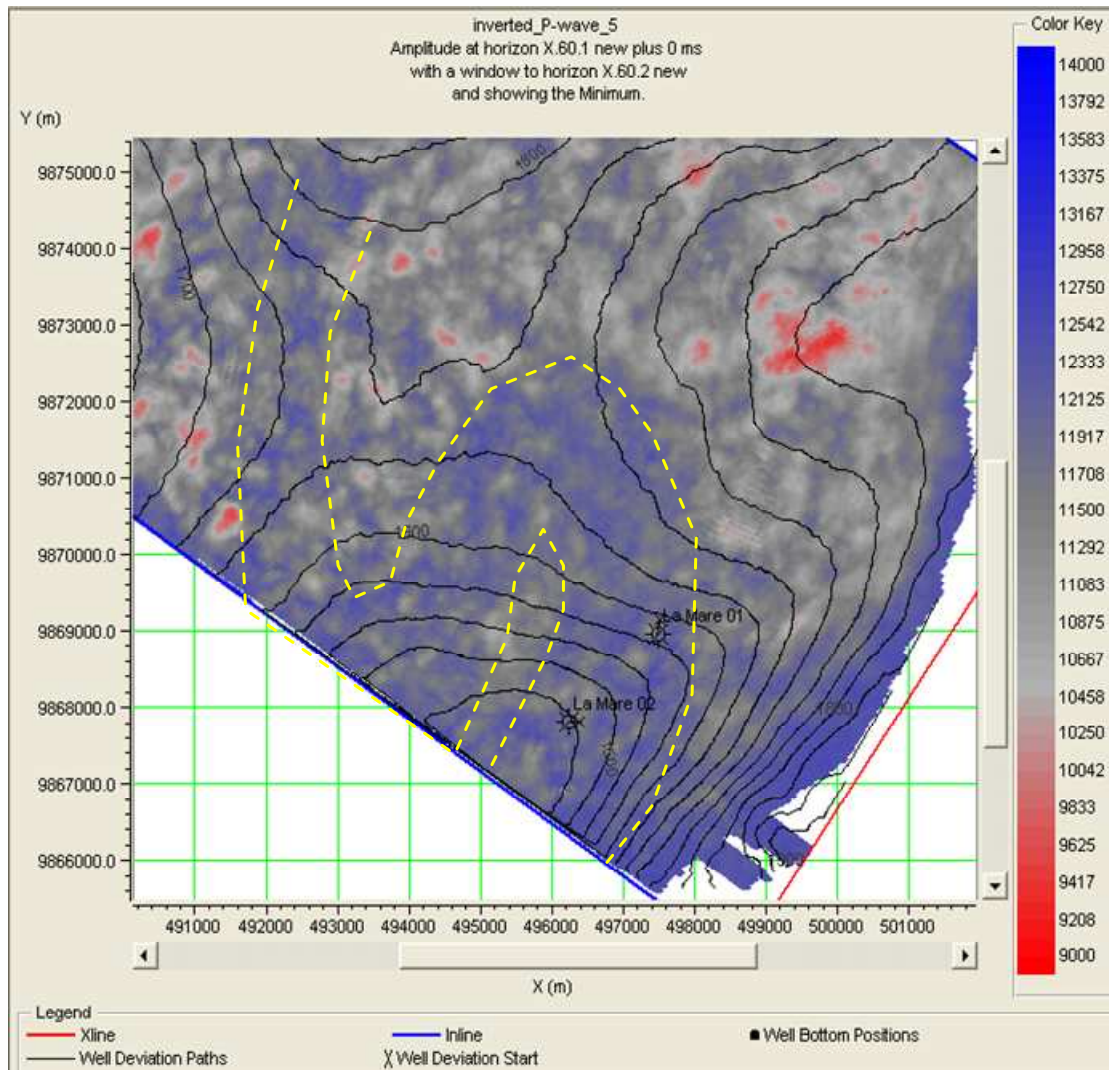
Gambar 5.34. Profil maturity struktur La Mare pada penampang XL-4353

Jalur migrasi atau *migration pathways* dari HC tersebut adalah patahan-patahan normal yang berkembang didalam tersebut seperti yang ditunjukkan pada gambar di atas dan juga telah disampaikan pada Bab Tinjauan Geologi. HC bermigrasi secara vertikal dari bagian bawah *shale* tebal La Mare melalui patahan-patahan, kemudian bergerak secara lateral setelah memasuki *sand prone lower klandasan* di atasnya dan terakumulasi pada area-area tinggi struktur La Mare.

Jika diperhatikan dari *channel-channel* yang berisi gas dari identifikasi sebelumnya yaitu *channel B, D, E dan F*, maka ada kesamaan dari pelamparannya yaitu mengarah pada dalaman di sebelah timur laut sehingga menyebabkan *HC charging* ke dalam *channel-channel* tersebut menjadi lebih mudah terjadi (gambar 5.34). Sementara satu-satunya *channel* di bawah *channel B* yaitu *channel C* yang tidak terisi HC tidak memiliki pelamparan yang menuju ke dalaman tersebut, sehingga migrasi dan akumulasi HC tidak dapat terjadi pada *channel* tersebut (gambar 5.35).



Gambar 5.35. Pelamparan *channel-channel* gas, gambar a (*channel C*), gambar b (*channel D*), gambar c (*channel E*) dan gambar d (*channel F*), menuju dalaman di timur laut.



Gambar 5.36. Pelamparan *channel C* menghindari dalam di timur laut, *charging HC* tidak terjadi ke *channel* ini.

BAB 6

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1. KESIMPULAN

Berdasarkan hasil pengolahan data dan analisa hasil pengolahan pada bab pembahasan muncul beberapa *point* yang kemudian dipakai sebagai kesimpulan dari karya tulis ini, antara lain :

- Interval area penelitian ditentukan antara horizon X.50 dan X.84 atau antara kedalaman 4000 – 8000 ft pada data *log* sumur referensi La Mare 1, yaitu paling memungkinkan mengandung prospek hidrokarbon, tidak terpengaruh efek keberadaan lapisan *coal* yang sangat melimpah yang akan mempersulit analisa karakterisasi *reservoir* (kedalaman < 4000 ft / *horizon* X.50) dan tidak masuk kedalam *over-pressured zone* (kedalaman > 8000 ft / *horizon* X.84).
- Analisa fasies seismik Lapangan Bonjour termasuk penemuan marker-marker erosional baru, menjadi dasar dalam penentuan dan penempatan picking horison seismik yang sangat mempengaruhi dalam pembuatan model bumi sebagai dasar proses inversi seismik.
- Proses inversi seismik hanya dilakukan untuk inversi Akustik *Impedance* karena ketiadaan data shear wave dari keseluruhan sumur di area penelitian.
- Metode identifikasi channel dengan terlebih dahulu mengidentifikasi kehadiran fitur-fitur refleksi channel pada penampang-penampang seismik dan kemudian dilanjutkan dengan *slicing interval* dengan atribut amplitudo seismik, telah berhasil mengidentifikasikan pelamparan banyak channel reservoir di area penelitian, yang sampai saat ini belum pernah ditemukan oleh para peneliti sebelumnya.
- Berdasarkan data *log* La Mare 1 yang menjadi dasar keseluruhan proses karakterisasi reservoir, *cross-plot* antara parameter akustik *impedance* dengan *depth* pada rentang interval lapisan batuan yang menjadi objek penelitian menunjukkan sensitivitas yang cukup baik dalam mendiskriminasi litologi dan kandungan fluida.

- Lapisan batupasir gas, shale dan lapisan batupasir berisi air, secara berturut-turut akan menunjukkan urutan nilai akustik *impedance* (AI) mulai dari rendah – menengah – tinggi secara lateral atau untuk interval kedalaman yang hampir sama, begitu pula halnya dengan parameter turunan AI yaitu *Pwave* dan *Density*.
- Berdasarkan analisa *channel* dan identifikasi hidrokarbon didapatkan 6 buah *channel*, 2 buah *channel* hanya muncul dengan atribut *minimum amplitude* yaitu *channel* A dan C yang merupakan *channel* berisi air, serta 4 buah *channel* (B, D, E dan F) yang muncul dengan *maximum* dan *median* amplitudo yang keseluruhannya memiliki potensi hidrokarbon berupa gas.
- *Source hidrokarbon* berasal dari lapisan tebal *shale La Mare* di dalaman sebelah timur laut dengan *migration pathways* adalah patahan-patahan normal yang berkembang di dalaman tersebut.
- *charging* terdangkal dari reservoir di struktur La Mare adalah pada *channel* B, interval di atas *channel* ini tidak prospek mengandung hidrokarbon.
- *Charging hidrokarbon* pada *channel* B, D, E dan F karena pelamparannya yang menuju ke *source* dalaman di timur laut, *channel* C yang tidak berhubungan dengan dalaman timur laut menjadi tidak berisi HC.

6.2. SARAN

- Sebelum didapatkan data-data *shear wave* diusulkan untuk melakukan analisa mud rock line dengan data-data shear wave dari lapangan sekitar, sehingga hasil akhir analisa dengan data sintetik ini dapat dibandingkan dengan studi ini.
- Perlu dilakukan pemboran sumur baru untuk mendapatkan data-data *shear wave* untuk analisa karakterisasi reservoir lebih lanjut seperti LMR dan MR analysis serta AVO.

DAFTAR REFERENSI

Kutai Basin Study, 1995; *An assessment of the Hydrocarbon Potential of the Sanga-Sanga PSC*, VICO Indonesia - Pertamina (an unpublished study)

Analysis and Interpretation of Acoustic Impedance for Quantitative Reservoir Characterization, 2001; Jason Training Manual.

McGraw-Hill Dictionary of Scientific & Technical Terms, 2003 ; 6Ed, Copyright © 2003 by The McGraw-Hill Companies, Inc.

“*Geoview*”, “*Elog*” and “*View3D*” *user guides*, 2007; Hampson-Russel Software Manual.

“*Strata*” *user guides*, 2007; Hampson-Russel Software Manual.

Bachtiar, A; Syarifuddin, N; Surachmat, A; 1998; *Geological Report : Geological Data Acquisition Project of Bajau Area*, VICO Indonesia Exploration Team (an unpublished report).

Brown, A.R.; 2000; *Interpretation of Three-Dimensional Seismic Data*, AAPG Memoir 42.

Busono, I; Syarifuddin, N; Keho, T.H; Corbin, S.G; 1999; *Bajau Ridge Prospect Evaluation Document*, VICO Indonesia Exploration Team (an unpublished report).

Chopra, S; Marfurt, K; 2006; *Seismic Attributes – a promising aid for geologic prediction*, CSEG RECORDER special ed

Mitchum, R.M.; Vail, P.R., 1977; *Seismic stratigraphic interpretation procedure. AAPG Memoir*; *Seismic Stratigraphy - Applications to Hydrocarbon Exploration* 26, 135–143.

Mitchum, R.M.; Vail, P.R., and Sangree, J.B., 1977, *Stratigraphic interpretation of seismic reflection patterns in depositional sequences. AAPG Memoir*; *Seismic Stratigraphy - Applications to Hydrocarbon Exploration* 26, 117–133.

Posamentier, H.W., 2005; *Application of 3D seismic visualization techniques for seismic stratigraphy, seismic geomorphology and depositional systems analysis: examples from fluvial to deep-marine depositional environments*, Proceedings of the 6th Petroleum Geology Conference, pages : 1565–1576, Petroleum Geology Conferences Ltd, the Geological Society, London.

Posamentier, H.W., 2011; *Sequence & Seismic Stratigraphy : Concepts & Applications*, 2011 Indonesian Petroleum Association Training module, IPA, Bandung.

Russel, H, 1988; *Introduction to Seismic Inversion Methods*, S.N.Domenico Editor Course Notes Series, Volume 2, SEG Continuing Education Short Course.

Sukmono, S, 2000; *Seismik Inversi untuk Karakterisasi Reservoir*, Jurusan Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.

Yilmaz, O, 2001; *Seismic Data Analysis, Society of Exploration Geophysicists*, Tulsa, Oklahoma, USA.

