

**PEMODELAN RESERVOAR DENGAN PARAMETER
ELASTIK BATUAN DAN INVERSI AVO UNTUK
KARAKTERISASI RESERVOAR DI LAPANGAN “RAKA”**

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk
memperoleh gelar Magister Sains

AGUNG NUGROHO PUTRANTO
0706171724



**FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
PROGRAM STUDI MAGISTER FISIKA
KEKHUSUSAN GEOFISIKA RESERVOAR
JAKARTA
JUNI 2010**

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama: Agung Nugroho Putranto

NPM: 0706171724

Tanda Tangan:

Tanggal: 19 Juni 2010

HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :
Nama : Agung Nugroho Putranto
NPM : 0706171724
Program Studi : Magister Fisika
Kekhususan : Geofisika Reservoir
Judul Tesis : Pemodelan Reservoir dengan Parameter
Elastik Batuan dan Inversi AVO untuk
Karakterisasi Reservoir di Lapangan "RAKA"

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Prof. Dr. Suprayitno Munadi (.....)

Penguji : Dr. rer. nat. Abdul Haris (.....)

Penguji : Dr. Waluyo (.....)

Penguji : Dr. Ricky Adi Wibowo (.....)

Ditetapkan di : Jakarta
Tanggal : 19 Juni 2010

KATA PENGANTAR/UCAPAN TERIMA KASIH

Puji syukur saya panjatkan kepada Tuhan Yang Maha Esa, karena atas berkat dan rahmat-Nya, saya dapat menyelesaikan tesis ini. Penulisan tesis ini dilakukan dalam rangka memenuhi salah satu syarat untuk mencapai gelar Sarjana Magister Sains Program Studi Magister Fisika Kekhususan Geofisika Reservoir, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia. Saya menyadari bahwa, tanpa bantuan dan bimbingan dari berbagai pihak dari masa perkuliahan sampai penyusunan tesis ini sangatlah sulit bagi saya untuk menyelesaikan tesis ini. Oleh karena itu saya mengucapkan terima kasih kepada :

- Prof. Dr. Suprayitno Munadi, selaku dosen pembimbing yang telah menyediakan waktu, tenaga, dan pikiran untuk mengarahkan saya dalam penyusunan tesis ini.
- Ir. Lukman Hidayat MSi, selaku teman yang telah banyak membantu memberikan triks dan tips teknis penggunaan software dan pengolahan data.
- Staf tata usaha Program Studi Magister Fisika Kekhususan Geofisika Reservoir Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia, yang banyak membantu kelancaran administrasi penulisan dan masa perkuliahan
- Teman-teman dari Program Studi Magister Fisika Kekhususan Geofisika Reservoir angkatan 2007 dan keluarga saya yang telah memberikan bantuan dukungan material dan moral

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

Bogor, 25 Mei 2010

Agung Nugroho Putranto

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

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

Nama : Agung Nugroho Putranto
NPM : 0706171724
Program Studi : Magister Fisika
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Jenis Karya : Tesis

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

Pemodelan Reservoir Dengan Parameter Elastik Batuan Dan Inversi Avo Untuk Karakterisasi Reservoir Di Lapangan “RAKA”

Beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Noneklusif ini Universitas Indonesia berhak menyimpan, mengalih media/formatkan, mengelola dalam bentuk pangkalan data (database), merawat, dan mempublikasikan tugas akhir saya tanpa meminta izin dari saya selama tetap mencantumkan nama saya sebagai penulis/pencipta dan sebagai pemilik Hak Cipta.

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebernarnya.

Dibuat di : Bogor
Pada Tanggal : 25 Mei 2010
Yang Menyatakan

(Agung Nugroho Putranto)

ABSTRAK

Nama : Agung Nugroho Putranto
Program Studi : Magister Fisika
Kekhususan : Geofisika Reservoir
Judul Tesis : Pemodelan Reservoir dengan Parameter Elastik Batuan dan Inversi AVO untuk Karakterisasi Reservoir di Lapangan "RAKA"

Salah satu metode pemodelan reservoir untuk karakterisasi reservoir adalah pemetaan distribusi hidrokarbon reservoir seperti gas dengan seismik inversi menggunakan parameter elastik batuan sebagai parameter inversinya. RAKA field ditemukan sekitar tahun 1980 terdapat tiga formasi Belut, Gabus dan Arang. Formasi Arang adalah salah satu formasi penghasil gas dengan tipe reservoir batu pasir, dengan rata-rata ketebalan 70 ft pada lingkungan pengendapan terrestrial (*low sinuosity channel*) ke *transitional lacustrinal deltaic system*.

Salah satu metodologi untuk memodelkan distribusi spasial dari properti reservoir adalah menggunakan elastik impedansi. Elastik impedansi merupakan kesamaan dengan AI untuk data non zero-offset dapat ditunjukkan dengan fungsi yang disebut elastik impedansi (EI). Fungsi ini merupakan generalisasi dari akustik impedansi untuk sudut datang yang bervariasi yang memberikan konsistensi dan kerangka kerja untuk mengkalibrasi dan menginversi data *non zero-offset* seismik seperti yang dilakukan AI pada *zero-offset*.

Detail yang diinterpretasikan adalah formasi Arang pada struktur *horizon top horizon A5_Horz* dan *bottom horizon A4_Horz*. Dari analisa awal hasil ekstraksi RMS amplitudo *volume near offset* dan *far offset* menunjukkan adanya anomali AVO. Dengan melakukan *cross plot* antara AI dan EI normalisasi pada zona A5_Horz dan A4_horz pada data sumur menunjukkan perbedaan gradien antar zona gas dan zona non-HC dan *cross over* antara AI dan EI dengan penurunan nilai EI juga menunjukkan adanya gas. Pemodelan reservoir dilakukan dengan membandingkan inversi AI pada *volume near offset* dan inversi EI normalisasi pada *volume far offset*. Dari perbandingan tersebut didapatkan hubungan antara distribusi gas dengan anomali AVO pada indikasi awal dari ekstraksi RMS amplitudo.

Kata kunci:

Elastik Impedansi, Akustik Impedansi, Karakteristik Reservoir

ABSTRACT

Name : Agung Nugroho Putranto
Study Program : Master's Degree in Physics
Specialty : Reservoir Geophysics
Title : Reservoir Modeling with Rock Elastic
Parameter and AVO Inversion for Reservoir
Characterization of RAKA Field

The success of prediction of reservoir modeling is the mapping of hydrocarbon reservoirs such as gas distribution using inversion elastic parameters of rocks. RAKA field found around the year 1980 there are three formations Belut, Gabus and Arang. Formation of Arang is one type of gas-producing formations of sandstone reservoirs, with an average thickness of 70 ft in terrestrial depositional environments (low sinuosity channel) to the transitional lacustrine deltaic system.

One methodology for modeling the spatial distribution of reservoir properties is to use elastic impedance. Elastic impedance is common with acoustic impedance for the non zero-offset data can be shown with the function called Elastic Impedance (EI). This function is a generalization of the acoustic impedance for varying angle which provides consistency and a framework for calibrating and data menginversi non-zero-offset seismic as the AI in the zero-offset.

Details are interpreted is the formation of Arang on the horizon structure A5_Horz top and bottom horizon horizon A4_Horz. Initial analysis of the extracted RMS amplitude of the volume of near offset and far offset shows the AVO anomaly. Cross plot wells data of AI and EI normalization in between A5_Horz zone and A4_horz show different gradient gas bearing zone and non-HC bearing zone (background trend) and cross over of AI and EI with low EI values can showing gas present. Then modeling of reservoir is done by comparing the inversion of AI in the volume of near offset and inversion of EI normalization the far offset volume. Comparison of two volume inversion of AI and EI normalization showing the gas distribution showed AVO anomaly at the first indication of the RMS amplitude extraction.

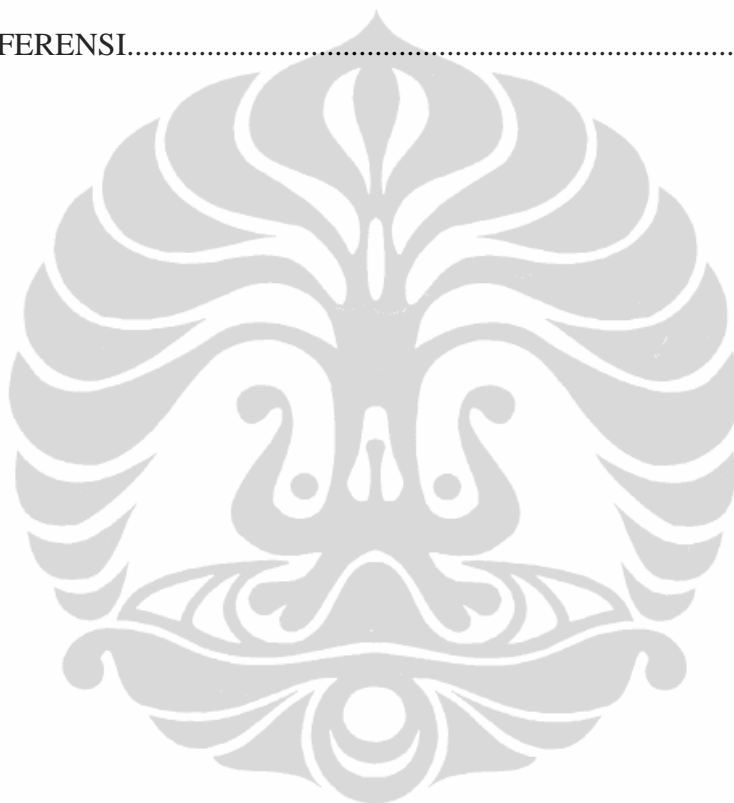
Keywords:

Elastic Impedance, Acoustic Impedance, Reservoir Characterization

DAFTAR ISI

HALAMAN JUDUL	i
HALAMAN 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 Maksud dan Tujuan Penelitian	2
1.3 Batasan Masalah	2
1.4 Metodologi Penelitian	3
1.5 Sistematika Penulisan	4
BAB 2 REGIONAL GEOLOGI	6
2.1 Setting Geologi Regional	6
2.1.1 Evolusi Basin dan Seting Tektonik	7
2.1.2 Stratigrafi	9
2.2 <i>Petroleum System</i>	14
2.2.1 <i>Source Rocks</i>	14
2.2.2 Reservoir	15
2.2.3 <i>Seal Rocks</i>	16
2.2.4 <i>Traps</i>	17
2.2.5 <i>Timing and Migration</i>	17
BAB 3 DASAR TEORI	19
3.1 Latar Belakang	19
3.1.1 Teori Elastisitas	19
3.2 Impedansi Akustik	24
3.3 <i>Amplitude Variation with Offset (AVO)</i> dan Impedansi Akustik ...	26
3.3.1 Impedansi Elastik (EI)	29
3.3.2 Normalisasi EI	31
BAB 4 PENGOLAHAN DATA	33
4.1 Data	33
4.2 Pengolahan Data Sumur RAKA-5 dan RAKA-7	33
4.3 Pengolahan Data Seismik	36
4.3.1 <i>Well Seismic Tie</i>	38
4.4 Proses Inversi AI	43
4.5 Proses Inversi EI	44
4.6 Proses Inversi EI(30) Normalisasi	46
4.7 Pemetaan	46

BAB 5 HASIL DAN PEMBAHASAN	49
5.1 Analisa Data Well	49
5.1.1 Analisa <i>Cross plot</i>	51
5.2 Analisa AI & EI Seismik Volume	53
5.2.1 <i>Blind Well Test</i>	54
5.2.2 <i>Horizon Slicing</i>	56
5.3 Prediksi Batu Pasir	61
5.4 Prediksi Porositas	62
5.5 Prediksi Gas	65
 BAB 6 KESIMPULAN DAN SARAN	 68
 DAFTAR REFERENSI.....	 69



DAFTAR GAMBAR

Gambar 2.1	<i>Physiography of West Natuna Basin</i>	6
Gambar 2.2	<i>Structural framework of West Natuna Basin</i>	9
Gambar 2.3	<i>Generalized stratigraphic column of West Natuna Basin</i> .	12
Gambar 2.4	Penampang geologi dari 2 sumur di Lapangan RAKA	13
Gambar 2.5	Skema pertumbuhan sedimen.....	14
Gambar 2.6	<i>West Natuna Basin source kitchen</i>	15
Gambar 2.7	<i>Hydrocarbon play of West Natuna Basin</i>	18
Gambar 3.1	Susunan Batuan.....	19
Gambar 3.2	Pengaruh beberapa faktor terhadap kecepatan gelombang seismik.....	26
Gambar 3.3	Gelombang pantul dan bias di bidang batasdua bidang elastik untuk gelombang P.....	27
Gambar 4.1a	R4 Interval : 5360' – 5700' Sumur RAKA-5.....	34
Gambar 4.1b	R4 Interval : 5360' – 5700' Sumur RAKA-7.....	34
Gambar 4.2	Hasil perhitungan nilai AI, EI(30) dan EI(30) normalisasi pada sumur RAKA-5.....	36
Gambar 4.3	Hasil perhitungan nilai AI, EI(30) dan EI(30) normalisasi pada sumur RAKA-7.....	36
Gambar 4.4	Tahapan kerja pengolahan data seismik secara umum.....	38
Gambar 4.5	Tahapan kerja pembuatan seismogram sintetik.....	39
Gambar 4.6a	Sintetik pada <i>near offset</i> di sumur Raka-5 (berdasarkan AI).....	40
Gambar 4.6b	Sintetik pada <i>near offset</i> di sumur Raka-5 (berdasarkan EI).....	40
Gambar 4.7	Tahapan kerja ekstraksi wavelet.....	41
Gambar 4.8	Wavelet yang digunakan dalam inversi AI pada lintasan seismik yang melewati sumur RAKA-5, (a) Domain waktu, (b) Domain Frekuensi.....	42
Gambar 4.9	Model awal AI dengan P wave sebagai inserted curve....	43
Gambar 4.10	Hasil inversi AI pada lokasi sekitar sumur RAKA-5 dan impedansi-P data Log. Terlihat bahwa antara impedansi-P seismik dan impendansi-P sumur memberikan korelasi yang baik.....	44
Gambar 4.11	Wavelet yang digunakan dalam inversi EI pada lintasan seismik yang melewati sumur RAKA-5, (a) Domain waktu, (b) Domain Frekuensi.....	45
Gambar 4.12	Model awal EI dengan P wave sebagai inserted curve....	45
Gambar 4.13	Hasil inversi EI(30) normalisaasi pada lintasan inline serta korelasinya dengan EI(30) pada sumur RAKA-5.....	46
Gambar 4.14	Horizon slice hasil inversi AI pada horizon A5 eventplus 23ms dan window 10ms.....	47

Gambar 4.15	Horizon slice hasil inversi EI(30) pada horizon A5 eventplus 23ms dan window 10ms.....	48
Gambar 5.1	RAKA-5 dan interest area interval sebagai objek studi, kontras AI dan EI(30) log berhubungan dengan adanya hidrokarbon.....	50
Gambar 5.2	RAKA-7 dan interest area interval sebagai objek studi, kontras AI dan EI(30) log berhubungan dengan adanya hidrokarbon.....	50
Gambar 5.3	<i>Cross plot</i> AI & EI(30) RAKA-5 dan RAKA-7 sebagai <i>cross section</i> zone R4 dari objek studi, perbedaan gradien AI dan EI(30) log dapat menunjukkan litologi antara gas sand & shale/brine sand sebagai background trendnya...	51
Gambar 5.4	<i>Cross plot</i> VpVs vs Zp pada RAKA-5 & RAKA-7 zone R4 dari objek studi, perbedaan range antar gas zone dan shale zone sesuai dengan tabel <i>Goodway</i>	52
Gambar 5.5	Hasil inversi AI pada RAKA-5 pada zone R4 dari objek studi dan bawah, hasil inversi EI pada RAKA-5 pada zone R4.....	53
Gambar 5.6	Hasil inversi EI pada RAKA-5 pada zone R4.....	54
Gambar 5.7	Hasil inversi EI pada RAKA-7 pada zone R4.....	55
Gambar 5.8	Hasil <i>blind test well</i> EI(30) normalisai pada sumur A13 pada zone R4 menunjukkan korelasi yang bagus.....	56
Gambar 5.9	Hasil ekstraksi RMS amplitudo <i>near offset horizon slice time</i> pada horizon A5 dan time plus 23ms dengan window 10ms dibawah horizon.....	57
Gambar 5.10	Hasil ekstraksi RMS <i>amplitude far offset horizon slice time</i> pada horizon A5 dan time plus 23ms dengan window 10ms dibawah horizon.....	57
Gambar 5.10a	<i>Section partial stack near offset</i>	58
Gambar 5.10b	<i>Section partial stack far offset</i>	58
Gambar 5.11	Hasil inversi AI <i>near offset</i> dengan metode <i>model based</i> ..	59
Gambar 5.12	Hasil inversi EI(30) pada <i>far offset</i> dengan metode <i>model based</i> , daerah kuning menunjukkan zone gas dengan low impedance sand.....	60
Gambar 5.13	Hasil inversi AI dengan kurva gamma ray, tidak terlihat kontras antara batu pasir dan lempung.....	62
Gambar 5.14	<i>Cross plot</i> antara PHIE dan impedansi P terdiri dari dua trend yaitu <i>wet trend</i> yang terdiri porositas rendah dan <i>pay trend</i> yang terdapat poritas tinggi.....	63
Gambar 5.15	Hasil peta porositas penerapan persamaan dari cross plot PHIE dan impedansi P pada horizon A5_Horz eventplus 23ms dan below window 10ms.....	64
Gambar 5.16	<i>Cross plot</i> Porositas vs Impedansi P dengan attribute color range nilai porositas di zona R4.....	64

Gambar 5.17 Luas Area reservoir untuk penghitungan kandungan gas
di zona R4 64



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Impedansi akustik yang diperoleh melalui proses inversi amplitudo gelombang seismik refleksi sangat berguna bagi intrepeter untuk memahami karakteristik reservoir lebih baik. Selain karena distribusinya dalam volume maupun penampang melingkupi suatu bodi litologi, besaran impedansi akustik merupakan besaran terukur yang adalah perkalian ataran gelombang P (V_p) dengan densitas (ρ), menjadikannya besaran yang lebih berarti bagi interpretasi.

Pemakaian data impedansi akustik untuk membedakan litologi dengan porositas berbeda terutama untuk reservoir batu gamping cukup berhasil akan tetapi agak terbatas pada lingkungan perselingan batupasir dan lempung. Selain itu, dengan semakin besarnya resiko kegagalan pemboran baik untuk kepentingan eksplorasi maupun pengembangan dibutuhkan alat deteksi dini jenis fluida reservoir serta distribusinya.

Reservoir yang tersaturasi hidrokarbon cenderung akan mengalami penurunan V_p , tentu secara otomatis juga impedansi akustik, akan tetapi fenomena ini sulit untuk dibedakan dengan perilaku serupa yang disebabkan oleh perubahan litologi atau porositas tanpa informasi kecepatan gelombang S (V_s). Analisa AVO memanfaatkan sifat ini dengan mempelajari informasi V_s yang terdapat pada lereng perubahan amplitudo gelombang seismik terhadap penambahan jarak antara titik tembak dengan penerima (offset).

Kesamaannya secara luas dengan AI untuk data non zero-offset dapat ditunjukkan dengan fungsi yang disebut Elastik Impedansi (EI). Fungsi ini merupakan generalisasi dari akustik impedansi untuk sudut datang yang bervariasi yang memberikan konsistensi dan kerangka kerja untuk mengkalibrasi dan menginversi data non zero-offset seismik seperti yang dilakukan AI pada zero-offset (Connolly, 1999). EI adalah sebuah pendekatan yang diturunkan dari linierisasi persamaan Zoeppritz, yang cukup akurat untuk aplikasi penyebaran

sudut yang lebar. Kombinasi AI dan EI, secara baik dapat memberikan informasi perbedaan anomali impedansi yang disebabkan oleh adanya hidrokarbon pada reservoir. Pada kasus tertentu, dimana nilai AI antara batupasir dan lempung pada reservoir bernilai sama, maka sulit bagi kita untuk membedakan keduanya. Dengan inversi EI maka keduanya dapat dibedakan, dimana terdapat perbedaan nilai EI dan AI pada batupasir sedangkan pada lempung nilai EI dan AI akan berhimpit.

1.2 Maksud dan Tujuan Penelitian

Tujuan dari AVO, AI dan EI analisis adalah mendeteksi zona yang dapat diinterpretasikan dalam bentuk fluida atau litologi dengan *framework* model geologi yang diberikan. Teknik ini masih relatif kualitatif dibandingkan dengan pada metode kuantitatif seperti seismik inversi dan secara umum dapat diaplikasikan pada subjek yang terdapat :

- Keanekaragaman batuan fisik, dimana banyak variasi *Poisson* ratio
- Kualitas Seismik yang bagus

AVO analisis dapat digunakan dalam wilayah domain dari eksplorasi dan delensiasi reservoir dan merupakan bagian dari evaluasi basin/prospek dan sejalan dengan interpretasi seismik. Pentingnya AVO analisis dalam evaluasi akan diberi bobot secara proporsional pada kerangka *uncertainties* dan mewajibkan kerjasama erat untuk studi antara interpreter dengan geophysicist. AVO hanyalah salah satu aspek dari evaluasi yang seharusnya dibuat konsisten dengan elemen lainnya.

1.3 Batasan Masalah

Batasan masalah dari metode penelitian ini adalah :

1. Daerah penelitian pada lapangan “RAKA” seluas serta zona target yang menjadi interest.
2. Data sumur yang digunakan dalam penelitian adalah data *checkshot*, data deviasi geometri untuk sumur miring, data log, data marker data hasil analisis petrofisika;
3. Penelitian menggunakan data seismik stack yang merupakan hasil angle stack, dengan asumsi bahwa tahapan preprocessing, analisis kecepatan, koreksi NMO, koreksi statik, filter, migrasi dan design stack yang telah dilakukan sudah benar. Dengan demikian permasalahan mengenai data seismik di dalam kawasan waktu sudah diasumsikan benar dan kualitas data seismik ini dianggap baik untuk dilakukan proses lebih lanjut.

1.4 Metodologi Penelitian

Secara umum langkah kerja penelitian terbagai menjadi beberapa tahapan yaitu :

1. Studi Pustaka

Secara umum untuk melakukan penelitian ini diperlukan studi yang terintegrasi yaitu mengenai Wireline-Logging, fisika batuan, pemrosesan data seismik, seismik refleksi, seismik inversi, sedimentologi dan stratigrafi, geologi minyak bumi dan struktur.

2. Persiapan Data

Pada tahap persiapan data dilakukan *loading* data seismik, sumur dan *checkshot*. Selain itu juga dilakukan perbaikan data sumur apabila rusak dan pengikatan data seismik dengan sumur yang menggunakan data *checkshot*.

3. QC dan Analisis

Semua data kemudian harus diperiksa dan diuji dalam rangka untuk memastikan kompatibilitas dengan proses AVO. Informasi ini memberikan

ukuran keandalan untuk analisis AVO berikutnya. Kecenderungan latar belakang dihitung yaitu perilaku *water bearing sand* dan serpih AVO. Setiap perilaku anomali mungkin akan menjadi indikasi HC. Hasil blok seismik AVO kemudian dianalisa dan dipindahkan ke domain *Near-Far* dalam variasi domain yang sejenis.

4. Interpretasi

Semua interpretasi menggunakan metode AVO, AI dan EI memerlukan kalibrasi awal. Ini hanya akan mungkin dengan data *well* yang ada HC & *water sand* nya dalam suatu konteks yang sejenis pada satu studi (area yang sama, *depth* dan *series*)

Oleh karena itu indikasi tebakan AVO, AI dan EI anomali yang didapat tidak hanya dikalibrasi dengan hasil *well* tersebut diatas, tetapi juga terintegrasi dengan interpretasi struktur dan interpretasi traditional yang ada dari prospek yang jadi pusat perhatian.

1.5 Sistematika Penulisan

Thesis ini akan di tulis dengan sistematika sebagai berikut:

Bab I Pendahuluan, pada bab ini dibahas latar belakang dan perumusan masalah yang memberikan gambaran umum mengenai seismik refleksi, analisa AVO, inversi AVO , AI dan EI

Bab II Geologi regional daerah penelitian, bab ini membahas tentang geologi regional daerah penelitian yaitu daerah cekungan natuna termasuk stratigrafi dari daerah tersebut

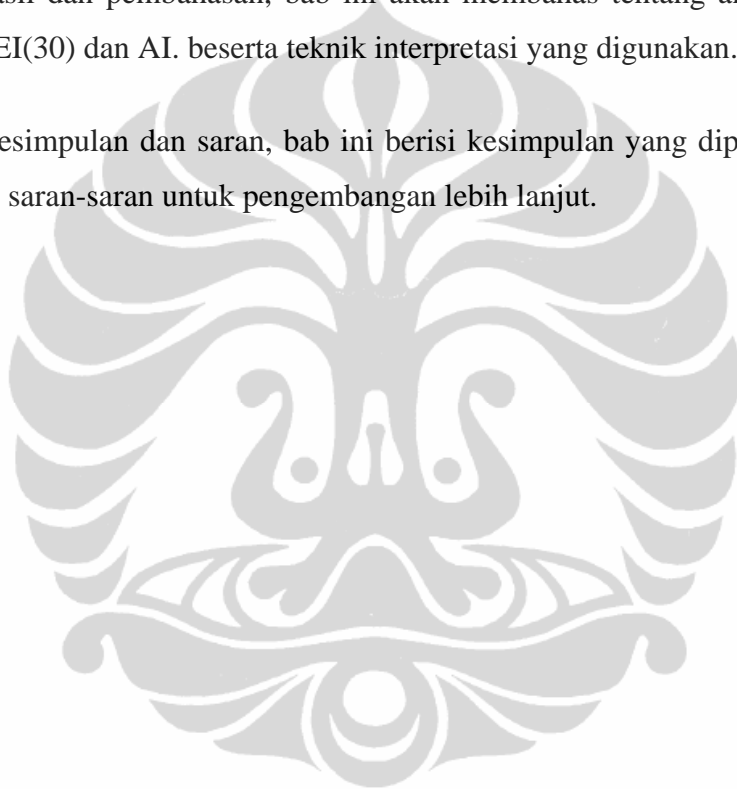
Bab III Dasar teori, bab ini membahas tentang teori dasar dalam fisika batuan yang digunakan dalam analisa AVO seperti teori elastitas, properti batuan yang

berkaitan dengan seismik dan substitusi fluida. Bab ini juga membahas prinsip dasar AVO, persamaan Zoeppritz dan aproksimasinya, prediksi respon AVO, inversi atribut AVO, AI, EI dan EI normalisasi.

Bab IV Pengolahan data dengan inversi AI dan EI, bab ini membahas tentang pengolahan data yang dilakukan pada lapangan “RAKA” sehingga menghasilkan penampang atau volume AI dan EI

Bab V Hasil dan pembahasan, bab ini akan membahas tentang analisa hasil inversi AVO EI(30) dan AI. beserta teknik interpretasi yang digunakan.

Bab VI Kesimpulan dan saran, bab ini berisi kesimpulan yang diperoleh dari penelitian dan saran-saran untuk pengembangan lebih lanjut.



BAB 2

REGIONAL GEOLOGI

2.1 Setting Geologi Regional

Basin laut Natuna terdiri dari dua daerah aliran sungai besar, Barat dan Timur basin Natuna, dipisahkan dengan Natuna Arch. Basin Natuna barat adalah bagian dari Indonesia dan bagian dari basin Malaysia sementara basin Natuna timur merupakan bagian dari basin dari Kalimantan Barat Laut. Basin Natuna barat adalah depocenter yang terbuka ke arah barat ke basin Penyu dan ke arah barat laut ke basin Malaysia.

Ada dua depresi di basin Natuna Barat. Anambas yang Khorat dan sub-basin. Utara Anambas kelanjutan dari sub-basin adalah Natuna Utara sub-basin, yang dibatasi di barat oleh platform Khorat, di timur oleh lengkungan Natuna, sebelah utara dengan perbatasan negara Vietnam dan di selatan oleh Anambas sub-basin. Natuna Utara sub-basin dapat terdiri dari maksimal enam kilometer dari sedimen Paleogen dan Neogen di atasnya kerak benua yang sudah lemah (gambar 2.1)



Gambar 2.1 *Physiography* dari basin Natuna Barat

2.1.1 Evolusi Basin dan Seting Tektonik

Basin Natuna Barat yang dibatasi di utara oleh Khorat Swell, yang merupakan *monocline basement* tinggi yang miring (*dipping*) arah selatan. Ke selatan Basin Natuna Barat dibatasi oleh Sunda *Shelf* dan di timur oleh Natuna Arch. Di sebelah utara-barat itu membuka ke NW-SE memanjang Malaysia Basin, dan di ujung barat dibuka untuk yang lebih kecil memanjang EW Basin Penyu. Basin Malaysia dipisahkan dari Basin Penyu oleh Tenggol *Arch*, extruding punggung bukit timur ke bagian barat Basin Natuna Barat. Di Basin Natuna Barat sendiri beberapa elemen struktural utama dapat dikenali, yaitu Graben Anoa, Graben Kakap Selatan, Utara Tinggi Tengah, Selatan Tinggi Tengah dan Graben Anambas.

Evolusi dari Basin Natuna Barat dimulai pada Eosen yang mengungkap SW-NE sistem pengangkatan setengah Graben. Basement tinggi Khorat Swell di utara dan kompleks metamorf Natuna Arch ke timur menjadi daerah asalnya untuk pengendapan Natuna barat. Mega sekuen pembentukan *syn-rift* terjadi selama masa akhir Eosen sampai awal Oligosen. Endapan *syn-rift* terdiri dari Lama atau Benua serpih dan secara *conformity* tertutupi oleh Formasi Lower Gabus. Endapan itu diendapkan dalam lingkungan fluvial dan fluvio-delta. Setelah itu, secara berkala ketenangan tektonik terjadi pada masa tengah Oligosen sampai awal Miosen. Kemudian terjadi *megasequence post-rift* dan diidentifikasi oleh adanya pengendapan lempung Keras dan Formasi Upper Gabus.

Formasi ini diendapkan di *lakustrin* dan *fluvial channel*. Upper Gabus secara *conformity* diendapkan di atas Formasi Keras. Rotasi searah jarum jam Blok China memicu terjadinya rezim tektonik kompresi di Basin Natuna Barat selama Miosen Tengah ke Pliosen. Normal *fault rifting* itu terbalik menjadi thrust fault dengan pengangkatan lokal di daerah utara dan diaktifkan NW-SE lateral fault melintang basin. Intensitas tinggi gerakan *fault lateral* kanan mengakibatkan pengangkatan *hanging wall* dan membentuk "*Sunda Fold Type*". Pada saat ini, endapan ini dikategorikan sebagai *syn-inversi* yang terdiri dari serpih Barat dan

Formasi Arang. Serpih Barat diendapkan dalam setting *lakustrin* sementara Formasi Arang diendapkan sebagian dalam lakustrin.

Di bagian lain, serpih Barat telah dipengaruhi oleh lingkungan laut terbuka karena lokal transgresi bertahap di SE Asia selama Miosen. Inversi tektonik berakhir di Pliosen. Setelah itu, basin mengalami penurunan (*subsidence*) yang lambat. Penurunan utama selama fase pasca-inversi ini terjadi di daerah yang jauh dari fold inversi, sedangkan pengendapan maksimum itu terjadi dekat perbatasan Malaysia-Indonesia. Mega sekuen *Post*-inversi terdiri oleh Formasi Muda diendapkan *unconformity* di atas formasi Arang. Formasi Muda diendapkan dalam lingkungan laut dangkal yang didominasi oleh laut mudstone, serpih, dan batu pasir karena pengaruh peningkatan laut.

Orientasi struktural yang dominan di Basins Natuna Barat adalah SW-NE dan NW-SE (Wongsosantiko & Wirojudo, 1984), termasuk beberapa *fault wrench* besar NW-SE (Gambar 2.2). *Fault* yang ditandai oleh perubahan dalam arti gerakan, dari terbalik di horizon dangkal menjadi normal lebih dalam. Gaya fold juga berubah dari *anticlines* di bagian atas menjadi setengah *grabens* di kedalaman. Basins Natuna Barat diklasifikasikan oleh Daines (1985) sebagai *intracontinental rift* basin yang gagal.

Berbagai elemen struktural dalam basin ini dibentuk selama dua periode deformasi yang berbeda yaitu Eosen-Oligosen akhir masa perpanjangan yang menghasilkan Graben dan setengah formasi Graben, dan kemudian fase kompresi yang mengakibatkan struktur inversi. Fase kompresi ini mengaktifkan kembali struktur yang ada dengan gerakan terbalik.

Natuna Arch, yang memisahkan Basins Natuna Barat dan Timur, adalah penonjolan utara Sunda Shelf. Seiring dengan Khorat Swell, ridge ini adalah yang muncul secara periodik selama Tersier (White & Wing, 1978) dan dengan demikian menyediakan sumber sedimen untuk dua basin yang berdekatan.



Gambar 2.2 Kerangka struktural dari basin Natuna Barat

2.1.2 Stratigrafi

Kerangka stratigrafi baik Basin Natuna Barat dan Basin Natuna Timur pertama kali dikompilasi oleh Pupilli (1973), berdasarkan Lithostratigrafi. Beberapa perusahaan yang bekerja di berbagai konsesi blok di Basin Natuna Barat telah sejak mengembangkan berbagai stratigrafi kolom untuk daerah dengan nomenclatures berbeda, seperti dapat dilihat dalam karya-karya berikutnya Armitage & Viotti (1977), Pollock et al. (1984), Daines et al. (1985), Sutoto (1991), Fahman et al. (1991) dan Ginger et al. (1993). Yang digunakan dalam makalah ini, sebuah kerangka stratigrafi general untuk seluruh daerah, dapat dilihat pada Gambar 2.2

Mendasari urutan Basin Natuna Barat adalah *Cretaceous basement*, yang menurut Pollock et al. (1984) terdiri dari amphibolites. Menurut sebuah studi terbaru yang lebih rinci basement sebenarnya terdiri dari jenis intrusif asam-batuan seperti *kuarsa-diorite*, granit dan *phyllite*, *klorit-schist*, *gneiss* dan *amphibolite*. Sedimen yang paling awal yang ditemukan di Basin Natuna Barat dianggap lebih tua dari Oligosen Awal, berdasarkan pertemuan dari intrusi diabase yang ditemukan pada sedimen basal. Formasi Lama dari akhir Eosene (?)

ke awal Oligocene di temukan di atas sedimen basal. Formasi Lama terutama terdiri dari *fluvio-deltaic*, fluvial dan kipas aluvial fluvial batupasir.

Formasi Benua terhampar selaras (*conformably*) diatas Formasi Lama. Formasi ini merupakan rangkaian dari serpih yang ditafsirkan sebagai lakustrin asli. Baik Formasi Lama dan Formasi Benua kebanyakan kosong dari fauna, kecuali beberapa palynomorphs yang menunjukkan lingkungan pengendapan air tawar. Serpih Benua atasnya adalah *interbedded* batu pasir dan serpih dari Lower Gabus. Batu pasir terdiri tingkatan ukuran pasir dari halus sampai medium dengan bentuk khas tanaman puing tebal, blocky atau fining upward dan biasanya besar dalam penampilan. Urutan ini ditafsirkan menjadi *fluvio-deltaic* dan fluvial asli, dan umurnya ditentukan dari palynomorphs menyatakan Oligosen.

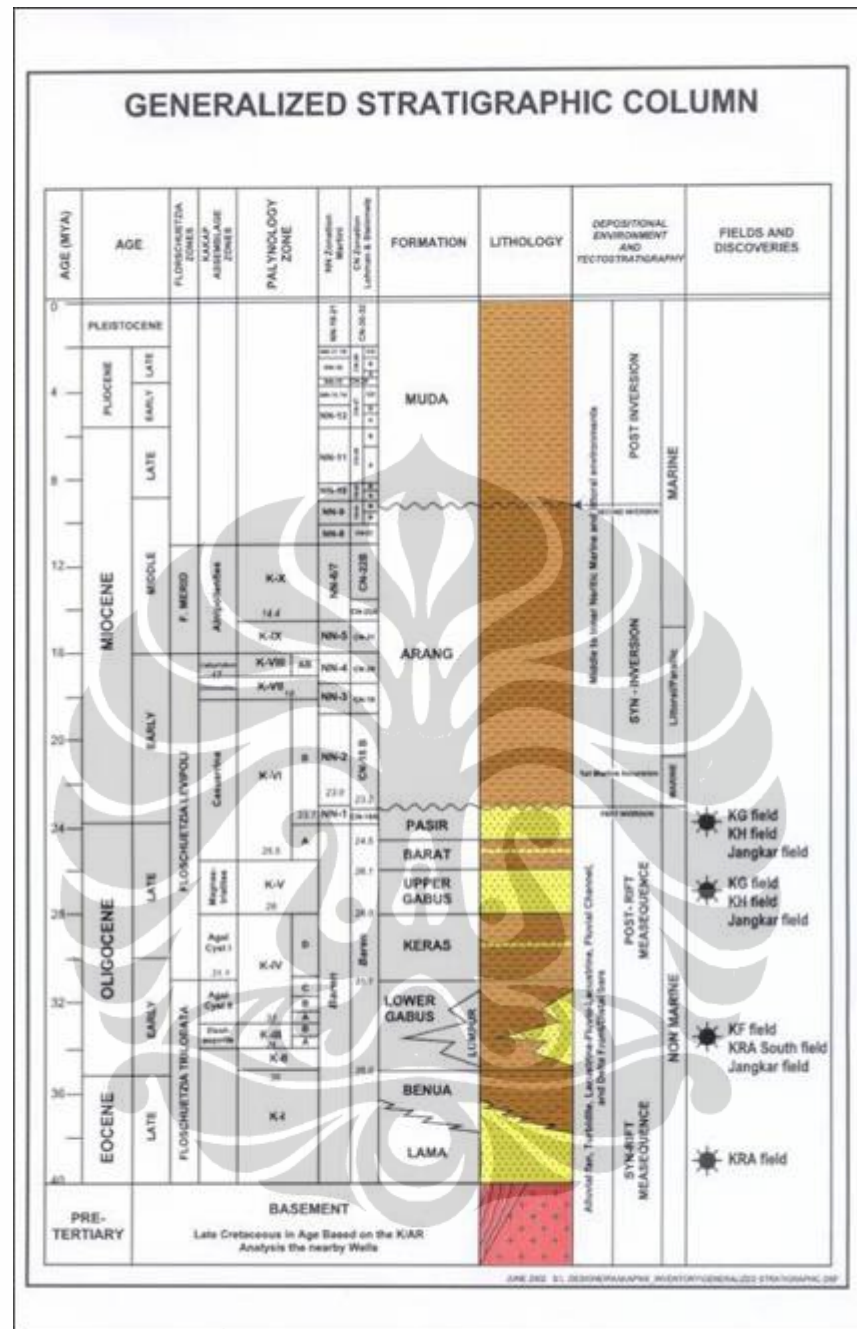
Di atas Formasi Gabus Bawah, serpih Keras diendapkan dalam lingkungan *lakustrin* pada Mid Oligosen sampai waktu Oligosen Akhir. Serpih Keras ini kemudian secara bertahap digantikan oleh *interbedded* batu pasir dan serpih dari Formasi Gabus Atas. Batu pasir dari Formasi Gabus Atas ukuran butirnya fine sampai sangat halus, dalam fining kuning atau unit ke atas mirip dengan Gabus Bawah. Formasi ini diendapkan dalam *braid-delta* dan lingkungan dataran lakustrin pada Oligosen Akhir-Miosen awal waktu.

Palynological data menunjukkan bahwa batas Oligosen / Miosen berada dalam bagian paling atas interval Gabus. Shale Barat kemudian diendapkan di atas Gabus Atas di lingkungan pengendapan lakustrin Gabus dengan pengaruh kondisi laut di beberapa tempat di waktu Miosen Awal. Pemberian usia ini didasarkan pada tidak adanya Oligosen dan marker yang lebih tua, dan kemungkinan terjadinya *Florschuetzia levipoli*.

Setelah pengendapan serpih Barat, Formasi Arang itu diendapkan selaras di atasnya. Bukti *Palynological* memberikan suatu umur awal sampai pertengahan Miosen untuk formasi ini. Seluruh Arang Formasi diendapkan di lingkungan laut dangkal dengan fluktuasi sampai dominasi batubara-rawa dataran pantai yang berkaitan dengan basin inversi dan perubahan permukaan laut relatif.

Di atas Formasi Arang, Formasi Muda diendapkan tidak selaras dalam lingkungan laut dangkal. Ketidakselarasan Base Muda diakui secara luas di Basin Natuna Barat. Formasi ini terdiri dari mudstone, shales dan pasir. Formasi ini terbentuk dari Miosen akhir sampai saat ini.

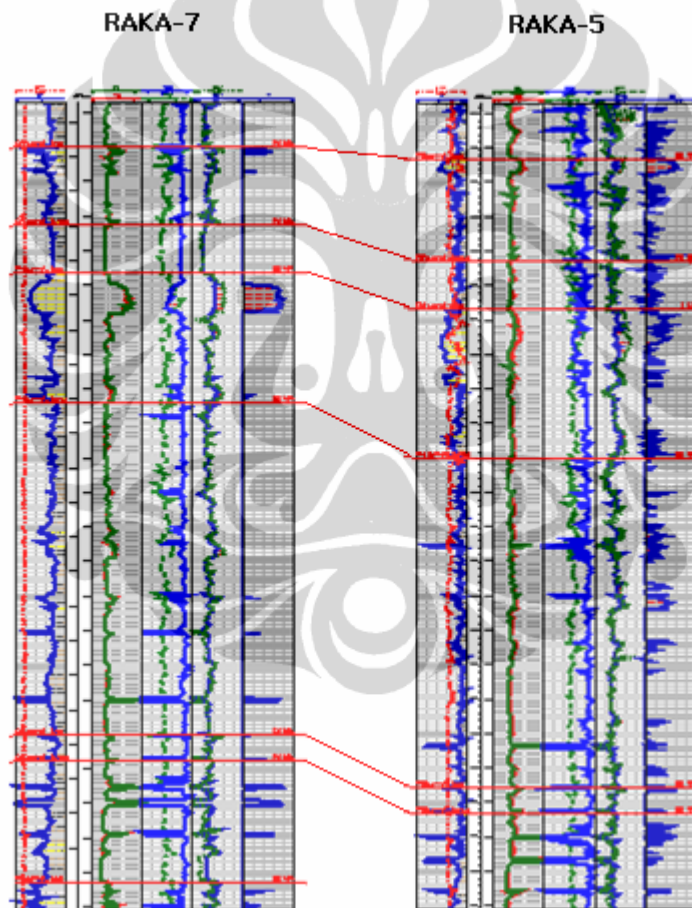
Peta geologi oleh Hakim & Suryono (1994) menunjukkan bahwa bagian timur pulau Natuna, yang terletak di Natuna Arch, terdiri dari Mesozoic (Early - Mid Cretaceous) melange sedimen (Formasi Bunguran) dan granit Cretaceous Akhir. Batuan yang lebih tua, *mafic* dan batu dari waktu Jurassic ultramafic, tersingkap di beberapa bagian pulau. Di bagian barat dan utara pulau Natuna, urutan sedimen terdiri dari konglomerat, batu pasir besar dan singkapan siltstone. Endapan ini ditafsirkan sebagai hasil dari proses fluvial ditafsirkan untuk menjadi setara dengan sedimen oligo-Miosen dari Basin Natuna Barat. Granit dari umur Kapur Akhir juga dapat ditemukan di Kepulauan Anambas, di Sunda Shelf ke selatan Basin Natuna Barat (Samodra, 1995).



Gambar 2.3 Kolom stratigrafi secara umum dari basin Natuna Barat

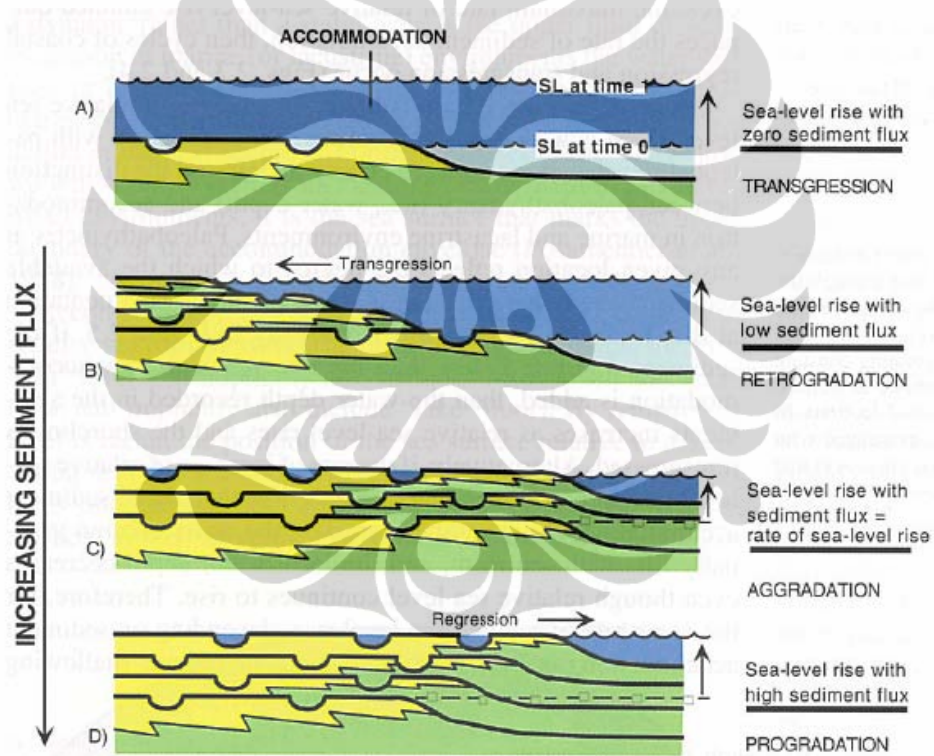
Studi ini terkonsentrasi pada Formasi Arang. Formasi Arang yang mewakili berbagai lingkungan deposisional dari pantai, fluvial sampai ke mulut *distributary bar*. Sistem pengendapan dari Tengah sampai Atas Formasi Arang di Lapangan RAKA dimulai sebagai dataran pantai / berrawa distributary sistem channel prograding menjadi sebuah basin.

Reservoir RAKA yang terdiri dari semen yang jelek, sudut sampai sub-bulat, baik diurutkan berbutir sangat halus hingga menengah pasir kuarsa silty (khas dari daerah ini). Terdapat suatu bentuk *finning-upward* dari kurva gamma ray pada kebanyakan lapisan pasir. Teknik interpretasi di lapangan RAKA meliputi: analisis pola log dengan baik, irisan 3D strata / proporsional dari seismik dan lapangan di dekatnya. Pola log (log jenis) dan geometri terlihat di *slice* seismik menampilkan beberapa fitur pengendapan. Gambar 2.4 menunjukkan struktur well log cross section dari sumur-sumur di Lapangan RAKA.



Gambar 2.4 Penampang geologi dari dua sumur di lapangan RAKA

Bagian ini menjelaskan pengendapan sedimen untuk setiap zona dari Formasi Arang dalam bentuk endapan *retrogradational* dan *progradational*. Gambar 2.5 adalah skematis dari definisi dari masing-masing istilah ini. Dalam Formasi Arang, yang paling umum adalah endapan *retrogradational*, di mana permukaan laut relatif meningkat (*transgression*), tapi suplai sedimen cukup bahwa sedimen yang diendapkan dalam pola *backstepping*, dan *progradational*, di mana permukaan laut relatif turun (*regresi*) dan pasokan sedimen cukup besar sehingga pasir yang terus disimpan ke dalam basin. Kekuatan regresi terjadi ketika permukaan laut relatif turun terlalu cepat untuk sedimen harus diendapkan dan zona erosional bypass telah terbentuk.



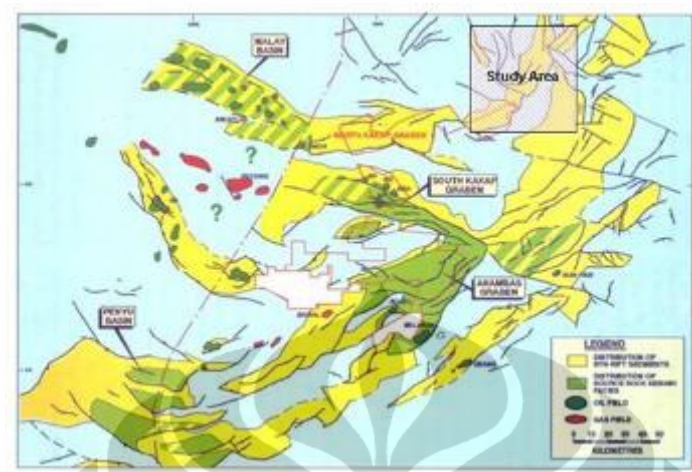
Gambar 2.5 Skema pertumbuhan sedimen

2.2 Petroleum System

2.2.1 Source Rocks

Source rock utama terbatas pada sistem *rift*, dalam bagian tertua dari sekuen *syn-rift*, sebagaimana di bagian atas *syn-rift* dangkal / transisi *lakustrin*

shales dan batu bara. Jenis struktur setengah atau Graben penuh terkait dengan endapan syn-rift juga mendukung potensi daerah kitchen (Gambar 2.6).



Gambar 2.6 Sumber dapur dari basin Natuan Barat

2.2.2 Reservoar

Reservoar utama ditemukan dalam batu pasir yang terletak pada sekuen *late syn-rift* atau *post rift*, terdapat pada formasi Gabus dan Udang dari Oligosen Atas dan di bagian bawah sekuen *syn-invers*, yang mana termasuk formasi Arang Lower Miosen Awal / Tengah. Reservoir fasies di sebagian besar dari sekuen ini adalah fluvial / lakustrin pasir channel, channel bar dan sheet splays. Sekuen menjadi lebih pasang surut dibandingkan setting delta, di mana batu pasir sering kali lebih besar dan konsisten secara lateral.

Berikut ini adalah beberapa proven reservoir pada basin Natuna Barat:

- Formasi Gabus dan Anggota (*Member*) Batu Pasir Udang :

Bantalan hidrokarbon utama reservoir di Barat Natuna Basin adalah batu pasir ditumpuk dari Upper Oligosen Formasi Gabus, termasuk Udang Pasir Anggota yang terdiri dari bagian paling atas dari Formasi Gabus. Formasi Gabus reservoir yang dibentuk pasca-keretakan sebagai sedimen di *rifted depocentres*. Endapan yang disimpan di darat terutama untuk pengaturan yg membentuk delta

lacustrinal transisi. Lingkungan pengendapan delta termasuk dataran aluvial untuk pengaturan di bagian bawah dari Formasi Gabus, dan delta depan dan teluk deposito di bagian atas pembentukan (Anggota Pasir Udang).

- Formasi Arang:

Kedua reservoir paling penting dalam hal produksi adalah batu pasir dari Bawah ke Miosen Tengah Formasi Arang. Batu pasir yang diendapkan di laut marginal delta kompleks, konfigurasi yang kurang dipahami selain yang kompleks delta besar tampaknya telah ada di bagian barat daya dari Bawal Graben untuk sebagian besar Miosen. Batu pasir *shaled* ke lingkungan laut di bagian timur laut Graben Bawal sehingga kualitas reservoir dalam Formasi Arang berkurang ke arah itu. Yang cepat dalam aliran klastik berada dalam Formasi Arang adalah hasil dari fase pertama kompresi dan mengangkat yang menjadi ciri sedimen syn-inversi ini.

- Belut Formasi:

Sementara reservoir batu pasir di syn-keretakan Oligosen Bawah Formasi Lama telah terbukti target baru yang penting dalam area marginal Malaysia Basin terletak berdekatan dengan Natuna Barat Basin, hanya sedikit cadangan hidrokarbon belum terdeteksi di Formasi Belut secara stratigrafi sedimen dari Basin Natuna Barat. Penemuan minyak dalam Formasi Belut dan gas di Tawes mendorong Bronang sebagai kelanjutannya untuk penemuan semua potensi lebih lanjut dalam stratigrafi seperti reservoir. Seperti sin-keretakan awal, reservoir akan diendapkan dalam berbagai pengaturan yang berbeda-beda dari kipas aluvial dan dataran aluvial pengaturan untuk *fluvio-lakustrin*.

2.2.3 Seal Rocks

Maximum Flooding Surface terkait serpih terjadi dalam sekuen post rift dan syn-inversi sekuen yang membentuk daerah seal untuk petroleum sistem terbentuk di basin Natuna pada umumnya.

2.2.4 *Traps*

Bentuk perangkap yang dikenali dalam area studi terdiri dari 2 (dua) jenis berikut, yaitu:

- Non basement didukung kompresi antiklin terbalik (atau struktur inversi penutupan); dan
- Basement didukung perangkap struktural relief rendah (atau penutupan relief rendah)

Sebagian besar perangkap terkait dengan kompresi (inversi) *anticlines* atau tahap yang berbeda dari deformasi, yang biasanya terbentuk di atas cekungan terbalik. Biasanya jebakan struktural ini simetris, terdiri dari sisi yang lembut, yang setengah terhampar di atas setengah Graben dengan kemiringan dip, yang terbentuk oleh fault reverse sudut yang tinggi.

Biasanya dalam cekungan Natuna Barat, semua penemuan-penemuan penting dalam *anticlines* kompresi berhubungan dengan cacat sedang atau lemah struktur, yang mungkin mencerminkan masalah kebocoran dalam struktur deformasi intensif, dalam kombinasi dengan waktu migrasi hidrokarbon.

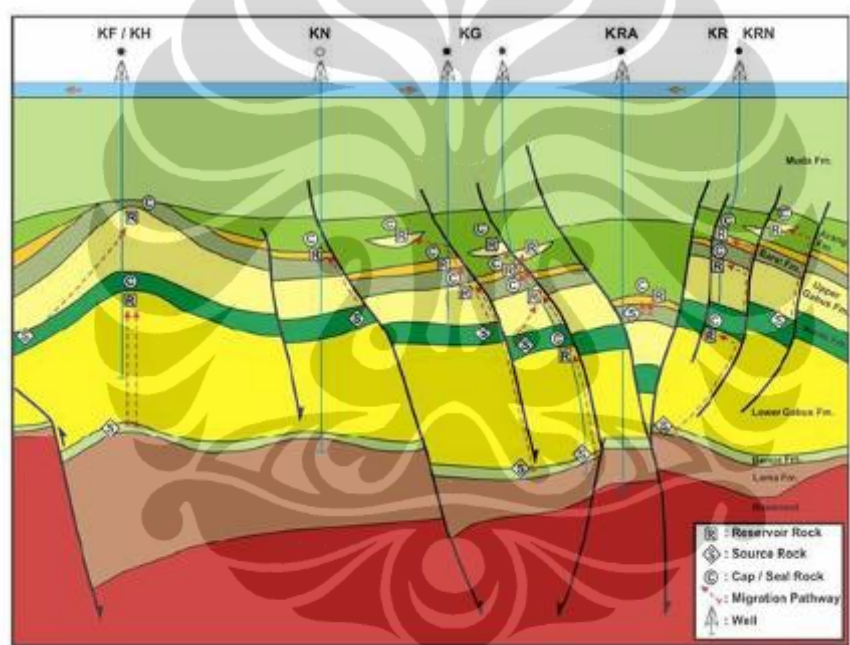
2.2.5 *Timing and Migration*

Dalam cekungan sedimen tersier (atau sub basin) utara dan timur dari lengkungan Natuna saat ini berada terpendam di kedalaman maksimum. Sejarah terpendam yang terkait dengan bagian terdalam cekungan ini tidak meliputi pengangkatan atau pembalikan signifikan. Model geokimia yang berjalan untuk sub daerah aliran sungai menunjukkan bahwa jika ada hidrokarbon yang dihasilkan, migrasi akan terjadi dalam 12 juta tahun terakhir (atau kurang).

Waktu setelah kejadian semua menunjukkan play di sekitar dan dengan demikian akan mewakili skenario yang optimum untuk potensi pengisian reservoir. Periode maksimum generasi hidrokarbon diindikasikan berasal dari kira-kira 28-20 MYBP, dengan hanya gas yang dihasilkan saat itu. Cekungan

Natuna Barat juga mengalami pembalikan signifikan mulai sekitar 19 MYBP, tidak seperti basin-basin ke utara dan timur. Anomali Kucing terlihat akhir-akhir Arang hingga usia awal Middle, yang lebih muda dari periode maksimum generasi hidrokarbon cair.

Gambar 2.7 di bawah ini menunjukkan hidrokarbon play bekerja di Basin Natuna Barat, minyak yang dihasilkan dari Benua / Lama serpih dan Hilir Gabus akan bermigrasi ke batuan reservoir (Lower Gabus, Upper Gabus dan Arang Dangkal Marine Sands) dalam 12 terakhir Millon tahun (atau kurang) untuk terjebak dalam penutupan anticlinal terbalik atau fault.



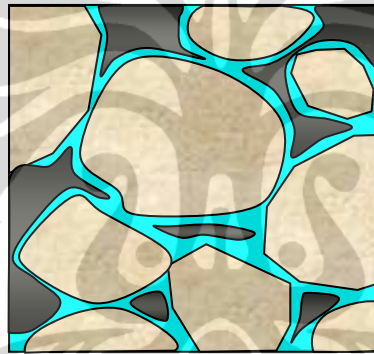
Gambar 2.7 *Hydrocarbon play* dari basin Natuna Barat

BAB 3

DASAR TEORI

3.1 Latar Belakang

Bagian ini terdiri dari tinjauan istilah yang digunakan dalam fisika batuan, dan tinjauan dasar parameter elastis dan beberapa rumus fisika batuan. Gambar 3.1 menampilkan kartun pori sebuah batuan. Perlu diketahui bahwa batuan itu tidak homogen melainkan kumpulan butiran yang terbuat dari berbagai mineral dalam berbagai bentuk dan ukuran. Batuan tersebut disatukan bersama oleh semen. Di antara butiran ada ruang pori yang biasanya diisi dengan cairan.



Gambar 3.1 Susunan Batuan

3.1.1 Teori Elastisitas

Pada saat membahas suatu permasalahan gelombang seismik, kita senantiasa berhubungan dengan teori elastisitas. Teori elastisitas menjelaskan tentang hubungan antara gaya stress maupun strain yang terjadi pada permukaan luar benda yang mengakibatkan perubahan bentuk maupun ukuran benda (deformasi). Jadi, teori ini mengacu pada tipe deformasi dari suatu benda (dalam hal ini batuan). Beberapa pengertian dasar yang harus dipahami berkaitan teori elastisitas ini adalah sebagai berikut:

Densitas ρ adalah massa batuan per unit volume. Sebagian besar densitas batuan dipengaruhi oleh komposisi mineral yang berbeda, porositas batuan, dan jenis cairan yang mengisi ruang pori.

Porositas adalah persentase ruang pori per satuan volume. Porositas tidak pernah mencapai 100% yang artinya bahwa batuan tidak lagi mengandung mineral hanya pori-pori. Ada suatu titik yang disebut porositas kritis c - dimana batuan masih dianggap batuan. Di atas porositas kritis batuan menjadi suspensi.

Saturasi (S) mendefinisikan jumlah cairan tertentu dalam ruang pori. Saturasi memerlukan spesifikasi jenis cairan. Sebagai contoh, saturasi air S_w adalah persentase saturasi air asin dibandingkan dengan hidrokarbon di dalam ruang pori. 40% S_w berarti bahwa fluida terdiri dari 40% air dan 60% hidrokarbon.

Secara keseluruhan sifat elastik batuan ditentukan oleh sifat-sifat matriks batuan, porositas, dan komposisi dari cairan yang mengisi ruang pori.

Elastisitas adalah proses perambatan gelombang yang terjadi selama percobaan seismik yang dikendalikan oleh sifat elastis batuan - yang berarti batuan bisa berubah sebagai akibat dari gaya yang dikenakan padanya. Secara intuitif, jelaslah bahwa tegangan pada batuan halus akan mempunyai reaksi berbeda dibandingkan pada batuan yang kaku.

Teori elastisitas berkaitan dengan deformasi yang disebabkan oleh tegangan yang terjadi pada suatu zat. Strain adalah jumlah deformasi dari material per satuan luas. Tegangan adalah gaya per satuan luas

Hukum Hook menyatakan bahwa ada hubungan linier antara tegangan dan regangan (antara gaya yang bekerja dan besarnya perubahan bentuk).

$$\sigma = C \cdot e \quad (3.1)$$

C adalah suatu konstanta. Regangan (ϵ) dan tegangan (σ) adalah tensor-tensor dan C adalah suatu matrix (tensor) dari konstanta-konstanta (dengan 81 koefisien) dimana didefinisikan sebagai dasar dari sifat elastis batuan.

Untuk material isotropik ke 81 koefisien matrik C berkurang menjadi dua parameter elastis bebas yang mengkarakterisasikan sifat elastis batuan. Beberapa kombinasi dari dua parameter bebas di sebut *Elastic Moduli* dan dapat di ukur di laboratorium.

Modulus Young (E) adalah modulus elastis yang dapat diukur dengan percobaan di dalam laboratorium. Modulus Young mengukur perubahan dalam panjang (regangan longitudinal) ketika terjadi tegangan longitudinal.

Modulus Shear – Shear rigidity (μ) merupakan modulus elastis yang dapat diukur dalam laboratorium. Modulus shear adalah konstanta elastis yang mengaitkan regangan shear dengan tegangan shear. Shear rigidity adalah kekakuan batuan untuk digeser (diplintir).

Modulus Bulk – Incompressibility (κ) Incompressibility artinya kekengangan batuan untuk ditekan, merupakan perbandingan dari tegangan hidrostatik terhadap volume regangan yang terjadi, oleh karena itu modulus ini dapat mengukur inkompresibilitas batuan. Modulus bulk adalah modulus elastis yang sering digunakan dalam AVO. Unitnya di dalam 10^{10} Dynes/cm².

Konstanta Lamé (λ) adalah modulus elastis yang sering digunakan. Modulus jenis ini tidak bisa diukur langsung di laboratorium tetapi di tentukan dari modulus elastis lainnya

$$\kappa = \lambda + 2 / 3 \mu \quad (3.2)$$

Kecepatan rambat gelombang: Dua gelombang utama yang merambat di bawah permukaan yaitu gelombang P (Pressure wave) dan gelombang S (Shear wave). Gelombang S tidak merambat lewat fluida.

Gelombang P dan gelombang S merambat dengan kecepatan berbeda dan kecepatan ini tergantung dari jenis elastis batumannya.

Gelombang P merambat dengan kecepatan gelombang P (V_p) yang dirumuskan sebagai :

$$V_p = \sqrt{\frac{\kappa + 3/4\mu}{\rho}} \quad (3.3)$$

Sedangkan kecepatan gelombang S dirumuskan sebagai :

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (3.4)$$

Hubungan antara kecepatan gelombang P dan kecepatan gelombang S merupakan parameter dasar dalam analisa AVO.

Poisson Rasio (ν) didefinisikan sebagai (minus) rasio antara regangan longitudinal dan regangan axial.

$$\nu = \frac{E_{xx}}{E_{zz}} \quad (3.5)$$

Dalam bentuk kecepatan di rumuskan sebagai :

$$\sigma = \frac{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2}{2\left[\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1\right]} \quad (3.6)$$

Ini berarti bahwa Poisson rasio adalah suatu ukuran dari $\frac{V_p}{V_s}$, dengan poisson rasio bervariasi antara 0 sampai 0.5.

$$\sigma = 0 \text{ jika } \left(\frac{V_p}{V_s}\right) = \sqrt{2} \quad (3.7)$$

$$\sigma = 0.5 \text{ jika } V_s = 0$$

Impedansi (I_p ; I_s) adalah hasil perkalian antara kecepatan dengan densitas. Ini adalah properti utama dari batuan.

$$AI_p = V_p \cdot \rho \quad (3.8)$$

$$AI_s = V_s \cdot \rho \quad (3.9)$$

Impedansi memainkan peran utama dalam pantulan insiden normal. Pada insiden normal, refleksi dari sebuah batas lapisan antara dua lapisan, dengan I_{p1} mewakili impedansi dari lapisan atas dan I_{p2} , impedansi dari lapisan bawah, dinyatakan oleh persamaan berikut:

$$R = \frac{I_{p2} - I_{p1}}{I_{p2} + I_{p1}} = \frac{\Delta I_p}{I_p} \text{ - perubahan relatif dalam impedansi} \quad (3.10)$$

Persamaan ini mejadikan suatu jawaban dari pertanyaan mengapa impedansi dapat diukur secara langsung dari insiden normal data seismik.

Kelakuan seismik diatur oleh kecepatan gelombang di bawah permukaan. Karena besarnya panjang gelombang pada eksplorasi minyak (dalam satuan meter), kecepatan dan densitas yang dapat diukur dari data seismik hanya akan memperlihatkan jenis atau sifat rata-rata dari batuanya. Ini merupakan kombinasi antara matrik batuan (grain) dan fluida yang mengisi ruangan pori dalam satuan millimeters.

3.2 Impedansi Akustik (AI)

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

$$S(t) = W(t) * R(t) + n(t) \quad (3.11)$$

dimana : $S(t)$: trace seismik

$W(t)$: wavelet seismik

$*$: konvolusi

$R(t)$: reflektivitas bumi, dan

$n(t)$: noise

jika noise ($n(t)$) dianggap nol, maka persamaan 3.11 menjadi:

$$S(t) = W(t) * R(t) \quad (3.12)$$

Koefisien refleksi ($R(t)$) merupakan perubahan AI di dalam bumi yang didefinisikan sebagai hasil perkalian antara kecepatan gelombang P (V_p) dan densitas (ρ).

$$AI = \rho V_p \quad (3.13)$$

Secara matematis, R pada batas antara kedua lapisan dirumuskan sbb:

$$R_i = \frac{\rho_{i+1}V_{i+1} - \rho_i V_i}{\rho_{i+1}V_{i+1} + \rho_i V_i} = \frac{AI_{i+1} - AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} \quad (3.14)$$

dimana lapisan ke- i terletak di atas lapisan ke- $(i+1)$.

Karena orde nilai kecepatan lebih besar dibandingkan dengan orde nilai densitas, maka harga AI lebih dikontrol oleh kecepatan gelombang seismik daripada densitas batuan. Pada saat gelombang seismik melalui dua media yang impedansi akustiknya berbeda maka sebagian energinya akan dipantulkan dan sebagian lagi ditransmisikan. Perbandingan antara energi yang dipantulkan dengan energi yang datang pada keadaan normal dituliskan dalam persamaan :

$$\frac{E_r}{E_i} = R_i \times R_i \quad (3.15)$$

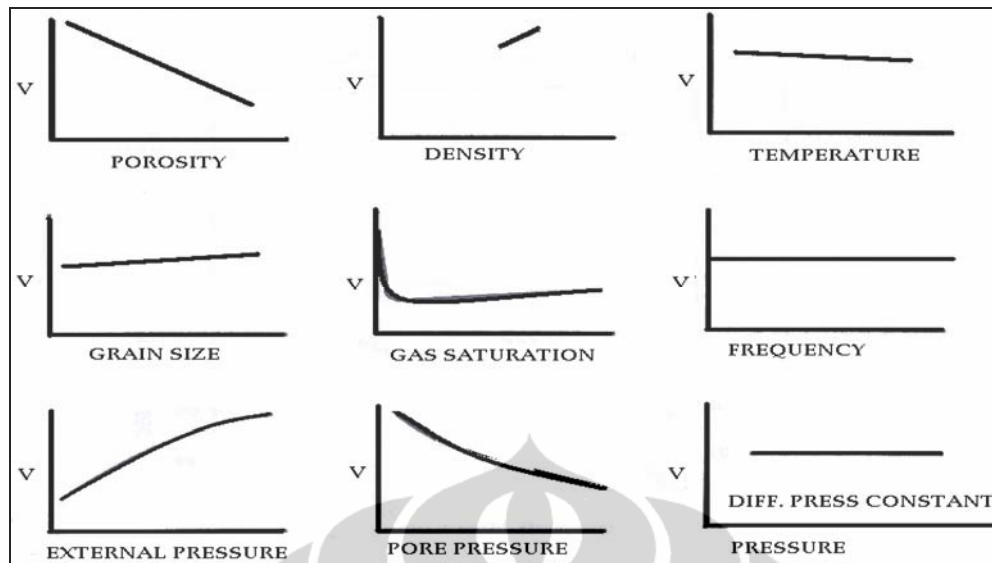
dimana :

E_r : Energi Pantul

E_i : Energi Datang

R_i : Koefisien Refleksi (R) ke- i

Sesuai dengan persamaan (3.15) maka hanya sebagian kecil energi yang direfleksikan bila kontras impedansi akustiknya tidak berbeda secara signifikan. Perbedaan harga AI didapatkan karena adanya kontras densitas maupun kecepatan gelombang seismik. AI adalah parameter batuan yang dipengaruhi oleh tipe dari litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan, dan suhu. Oleh sebab itu AI dapat digunakan untuk identifikasi litologi, porositas, hidrokarbon, dan yang lainnya. Pada gambar 3.2 dapat dilihat beberapa faktor yang dapat mempengaruhi nilai kecepatan gelombang seismik.



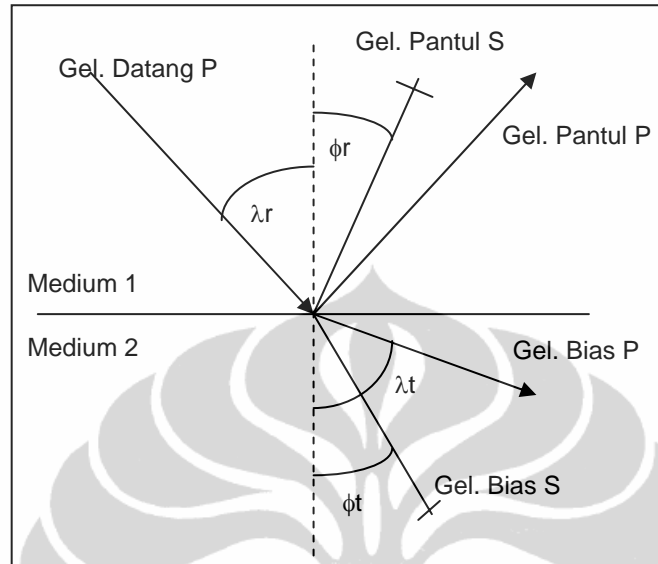
Gambar 3.2 Pengaruh beberapa factor terhadap kecepatan gelombang seismik (Hilterman 1977, op, cit Sukmono, 2002)

Karakterisasi berdasarkan AI memiliki keterbatasan dalam membedakan antara efek litologi dan fluida. Nilai AI rendah yang disebabkan oleh kehadiran fluida hidrokarbon sering dianggap sebagai AI rendah dari efek litologi.

3.3 Amplitude Variation with Offset (AVO) dan Impedansi Elastik

AVO pertama kali ditujukan sebagai suatu teknik untuk memvalidasi anomali amplitudo pada seismik yang berasosisasi dengan kehadiran gas pada reservoir (ostander, 1982, op. cite Sukmono, 2007). AVO muncul akibat adanya partisi energi pada bidang reflektor. Sebagian energi dipantulkan dan sebagian lainnya ditransmisikan. Ketika gelombang seismik menuju batas lapisan pada sudut datang tidak sama dengan nol maka konversi gelombang P menjadi gelombang S terjadi. Amplitudo dari energi yang terefleksikan dan tertransmisikan tergantung pada sifat fisik diantara bidang reflektor. Sebagai konsekuensinya, koefisien refleksi menjadi fungsi dari kecepatan gelombang (V_p), kecepatan gelombang S (V_s), densitas (ρ) dari setiap lapisan, serta sudut datang (θ_1) sinar seismik. Oleh karena itu terdapat empat kurva yang dapat diturunkan yaitu : amplitudo refleksi gelombang P, amplitudo transmisi gelombang P,

amplitudo refleksi gelombang S, dan amplitudo transmisi gelombang S seperti yang ditunjukkan dalam gambar 3.3



Gambar 3.3 Gelombang pantul dan bisa di dua bidang batas elastik untuk gelombang P

Persamaan dasar AVO pertama kali diperkenalkan oleh Zoeppritz yang menggambarkan koefisien refleksi dan transmisi sebagai fungsi dari sudut datang pada media elastik (densitas, kecepatan gelombang P dan kecepatan gelombang S). Knott dan Zoepprit melakukan analisa koefisien refleksi berdasarkan hal tersebut dan persamaanya dapat ditulis dalam bentuk persamaan matriks.

$$\begin{bmatrix} \sin \theta_r & \cos \varphi_r & -\sin \theta_t & \cos \varphi_t \\ -\cos \theta_r & \sin \varphi_r & -\cos \theta_t & -\sin \varphi_t \\ \sin 2\theta_r & \frac{Vp_1}{Vs_1} \cos 2\varphi_r & \frac{\rho_2 Vs_2^2 Vp_1}{\rho_1 Vs_1^2 Vp_2} \sin 2\theta_t & \frac{\rho_2 Vs_2 Vp_1}{\rho_1 Vs_1^2} \cos 2\theta_t \\ \cos 2\varphi_r & -\frac{Vs_1}{Vp_1} \sin 2\varphi_r & -\frac{\rho_2 Vp_2}{\rho_1 Vp_1} \cos 2\varphi_t & -\frac{\rho_2 Vs_2}{\rho_1 Vp_1} \sin 2\varphi_t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A \\ B \\ C \\ D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \theta_r \\ -\cos \theta_r \\ \sin 2\theta_r \\ -\cos 2\varphi_r \end{bmatrix} \quad (3.16)$$

A : Rpp refleksi,

Vs : Kecepatan gelombang S

B : Rps refleksi,

θ_r : Sudut datang gelombang P,

C : Rpp transmisi,	θ_t : Sudut bias gelombang P
D : Rps transmisi,	φ_r : Sudut pantul gelombang S,
V_p : Kecepatan gelombang P,	φ_t : Sudut bias gelombang S,
ρ : Densitas	

Pada awal tahun 1980-an para ahli memperkenalkan pendekatan praktis untuk mengatasi kompleksitas tersebut diatas dengan melakukan penyederhanaan yang cerdas. Diantara mereka adalah Aki dan Richards (1980), Ostrander (1984), Shuey (1985), Smith dan Gidlow (1987), Hilterman (1989). Pendekatan pemecahan persoalan yang diusulkan pada umumnya adalah membatasi pada refleksi di bawah sudut kritis sehingga perumusannya menjadi lebih sederhana dan praktis. Pendekatan yang mirip sebetulnya juga diutarakan oleh Bortfeld (1961).

Pendekatan Aki dan Richards (1980) yang kemudian diikuti oleh Smith dan Gildow (1987) adalah :

$$R(\theta) = \frac{1}{2} \left(1 - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \sin^2 \theta \right) \frac{\Delta \rho}{\rho} + \frac{1}{2 \cos^2 \theta} \frac{\Delta V_p}{V_p} - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \sin^2 \theta \frac{\Delta V_s}{V_s} \quad (3.17)$$

Dimana :

V_p adalah kecepatan rata-rata untuk gelombang P dari lapisan di atas dan di Bawahnya.

V_s adalah kecepatan rata-rata untuk gelombang S dari hal yang sama.

$\Delta V_p, \Delta V_s$ dan $\Delta \rho$ berturut-turut adalah kontras kecepatan gelombang P, gelombang S dan rapat masa dari medium yang berbatasan tadi.

Bentuk dasar dari pendekatan ini adalah :

$$R(\theta) = a \frac{\Delta\rho}{\rho} + b \frac{\Delta V_p}{V_p} + c \frac{\Delta V_s}{V_s} \quad (3.18)$$

Koefisien a, b, dan c adalah suatu fungsi dari sudut kejadian θ dan latar belakang trend dari $\frac{V_p}{V_s}$. Persamaan (3.18) merupakan pendekatan dari persamaan

Zoeppritz, dengan asumsi :

- Merupakan gelombang datar
- Ada gelombang P dan pantulan gelombang P
- Hanya berlaku sudut kritis
- Hanya ada perubahan kecil pada parameter elastik antar bidang refleksi

Perumusan yang lain yang cukup populer untuk keperluan AVO diberikan oleh Shuey (1985) yang merupakan pengembangan dari Koefoed (1955) :

$$R(\theta) = A + B \sin^2 \theta + C(\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (3.19)$$

Dimana :

$$\begin{aligned} A &= \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_s} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right) \\ B &= \frac{\Delta V_p}{2V_p} - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \frac{\Delta V_s}{V_s} - 2 \frac{V_s^2}{V_p^2} \frac{\Delta\rho}{\rho} \\ C &= \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} \end{aligned} \quad (3.20)$$

3.3.1 Elastik Impedansi

Persamaan (3.21) di bawah ini, di kenal juga sebagai linearisasi dari persamaan Zoeppritz untuk reflektifitas gelombang P, dimana sangat akurat untuk perubahan yang kecil dari parameter elastik di bawah sudut kritis.

$$R(\theta) = A + B \sin^2 \theta + C \tan^2 \theta \sin^2 \theta \quad (3.21)$$

dimana :

$$A = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_p}{V_s} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right) \quad (3.22)$$

$$B = \frac{\Delta V_p}{2V_p} - 4 \frac{V_s^2}{V_p^2} \frac{\Delta V_s}{V_s} - 2 \frac{V_s^2}{V_p^2} \frac{\Delta \rho}{\rho}$$

$$C = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p}$$

Connolly (1999) mengusulkan bahwa analogi terhadap impedansi akustik, dapat didefinisikan impedansi elastik (EI) sebagai :

$$R(\theta) \approx \frac{1}{2} \frac{\Delta EI}{EI} \approx \frac{1}{2} \Delta \ln(EI) \quad (3.23)$$

Jika kita nyatakan $K = \left[\frac{V_s}{V_p} \right]^2$ dan $\tan^2 \theta \sin^2 \theta = \tan^2 \theta - \sin^2 \theta$

Kita dapat menyusun kembali persamaan Aki-Richard untuk mendapatkan :

$$\Delta \ln(EI) = \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_p}{V_p} (1 + \tan^2 \theta) - \frac{V_s^2}{V_s^2} 8K \sin^2 \theta + \frac{\Delta \rho}{\rho} (1 - 4K \sin^2 \theta) \right] \quad (3.24)$$

Jika kita nyatakan K adalah sebuah konstanta, dapat kita tulis :

$$\begin{aligned} \Delta \ln(EI) &= \Delta \ln(V_p^{(1+\tan^2 \theta)}) - \Delta \ln(V_s^{(8K \sin^2 \theta)}) + \Delta \ln(\rho^{(1-4K \sin^2 \theta)}) \\ &= \Delta \ln(V_p^{(1+\tan^2 \theta)} V_s^{(8K \sin^2 \theta)} \rho^{(1-4K \sin^2 \theta)}) \end{aligned} \quad (3.25)$$

Jika kita integralkan dan eksponensialkan, akan didapat bentuk untuk EI sebagai berikut :

$$EI(\theta) = V_p^{(1+\tan^2 \theta)} V_s^{(8K \sin^2 \theta)} \rho^{(1-4K \sin^2 \theta)} \quad (3.26)$$

dimana

$$K = \left[\frac{V_s}{V_p} \right]^2 \quad (3.27)$$

Untuk $\theta = 0$, EI menjadi impedansi akustik, dimana :

$$EI(0) = AI = \rho V_p \quad (3.28)$$

3.3.2 Normalisasi EI

Connolly memulainya dengan dua suku linerisasi dari persamaan Zoeppritz (Aki-Richard, 1980)

$$R(\theta) = A + B \sin^2 \theta \quad (3.29)$$

Dan mendefinisikan impedansi elastik sama dengan impedansi akustik dalam bentuk perubahan impedansi dari formasi ke-n ke formasi ke-(n+1) :

$$R(\theta) = \left[\frac{EI(\theta)_{n+1} - EI(\theta)_n}{EI(\theta)_{n+1} + EI(\theta)_n} \right] \quad (3.30)$$

Connolly menunjukkan bahwa EI dapat diaproksimasi sebagai fungsi sederhana dari α, β dan ρ

$$EI(\theta) = \alpha^a \beta^b \rho^c \quad (3.31)$$

Dimana exponen a,b, dan c adalah fungsi dari sudut datang θ :

$$\begin{aligned} a &= (1 + \tan^2 \theta) \\ b &= -8K \sin^2 \theta \\ c &= (1 - 4K \sin^2 \theta) \end{aligned} \quad (3.32)$$

Variabel K dibuat konstan sepanjang log zona target. Untuk interval log sepanjang daerah target, nilai konstanta K dideterminasi dengan merata-ratakan β_n^2 / α_n^2 sepanjang interval. Konstanta K adalah sebuah aproksimasi yang membatasi akurasi persamaan EI.

$$K = \frac{\left(\frac{\beta_n^2}{\alpha_n^2}\right) + \left(\frac{\beta_{n+1}^2}{\alpha_{n+1}^2}\right)}{2} \quad (3.33)$$

Pada fungsi EI, persamaan (3.31) dimensinya berubah terhadap θ sehingga nilai EI sangat signifikan terhadap θ . Untuk menghilangkan masalah dimensi akibat fungsi terhadap θ , maka diperkenalkan konstanta α_0, β_0 dan ρ_0 dan dengan memodifikasi fungsi EI (3.31).

$$EI(\theta) = \left(\frac{\alpha}{\alpha_0}\right)^a \left(\frac{\beta}{\beta_0}\right)^b \left(\frac{\rho}{\rho_0}\right)^c \quad (3.34)$$

dengan $a = (1 + \tan^2 \theta)$

Jika kita menskalakan fungsi ini dengan faktor α_0, ρ_0 dimensi EI menjadi sama dengan AI dan kita menemukan bahwa EI(θ) memperdiksi AI dengan benar α, ρ pada $\theta=0$:

$$EI(\theta) = \alpha_0 \rho_0 \left[\left(\frac{\alpha}{\alpha_0}\right)^a \left(\frac{\beta}{\beta_0}\right)^b \left(\frac{\rho}{\rho_0}\right)^c \right] \quad (3.35)$$

Persamaan (3.35) merupakan fungsi EI normalisasi, sehingga nilai EI normalisasi dapat dibandingkan secara langsung dengan nilai AI.

BAB 4

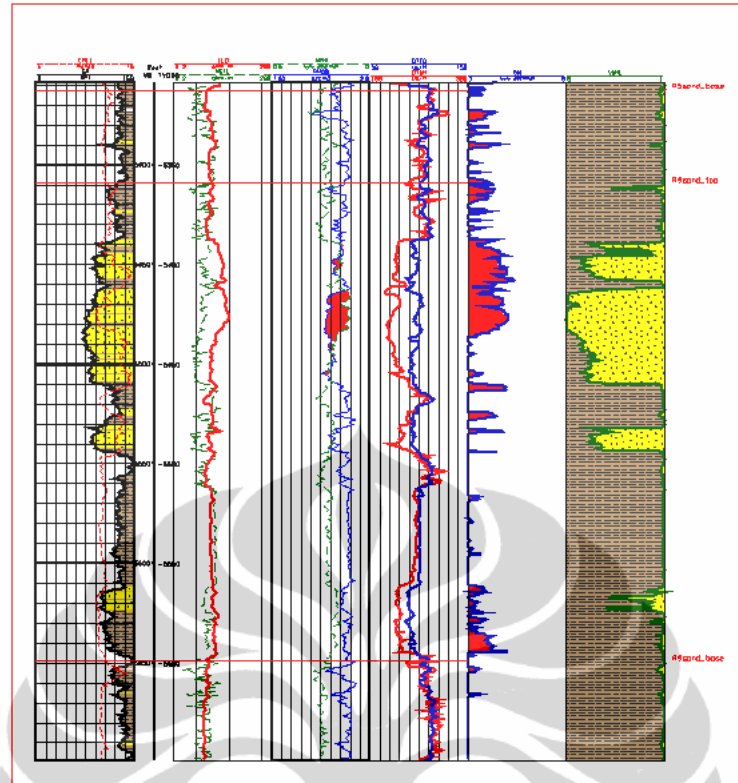
PENGOLAHAN DATA

4.1 Data

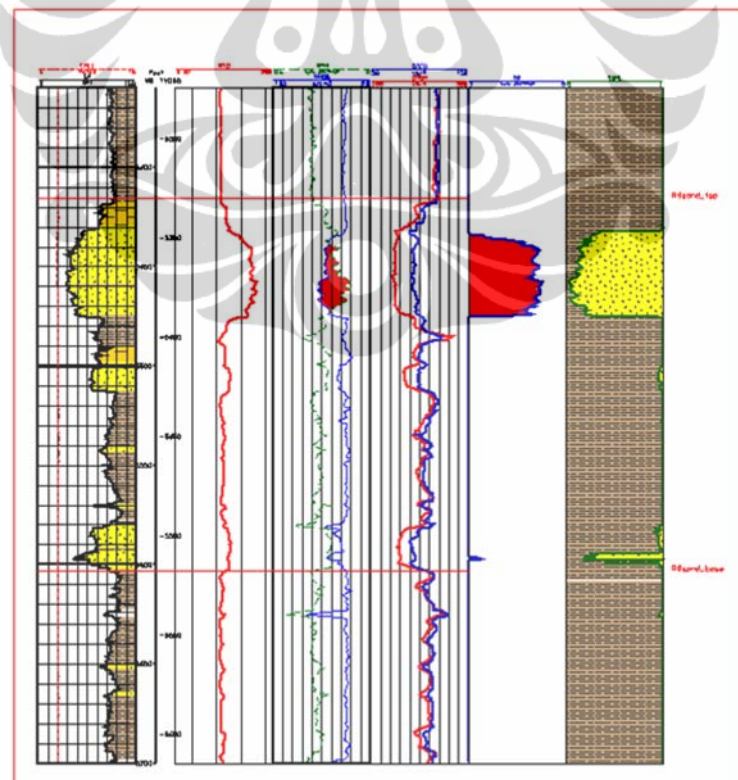
Penelitian dilakukan pada formasi Arang (5372.5'-6399.24') dengan zona target reservoir R4 yang berada pada interval kedalaman antara 5360' – 5700' yang terbukti mengandung gas. Sumur yang digunakan memiliki data log gamma ray, bulk density (RHOB), neutron porosity (NPHI), effective porosity (PHIE), water saturation (Sw), S-Wave, dan log sonic. Interpretasi geologi terhadap data log menjadi input yang sangat penting, input berupa marker dan kedalaman top reservoir dan litolog di sekitarnya digunakan menjadi titik ikat horizon pada penampang seismik. Data *check shot* pada sumur RAKA-5 & RAKA-7 digunakan dalam konversi data kedalaman menjadi domain waktu (time to depth) atau sebaliknya. Sumur RAKA-5 terletak pada *inline* 3730 and *xline* 3156 sedangkan sumur RAKA-7 terletak pada *inline* 3265 dan *xline* 3071 data seismik 3D.

4.2 Pengolahan Data Sumur RAKA-5 dan RAKA-7

Berdasarkan hasil interpretasi geologi, karakteristik data log gamma ray yang relatif rendah menunjukkan litologi *permeabel* dan yang tinggi menunjukkan litologi *impermeable*, sehingga nilai gamma ray yang paling rendah di interpretasikan sebagai batupasir bersih dan yang paling tinggi adalah batu lempung (Vshale cut off=60%). Data log sonic mengukur besarnya interval waktu tranist (Δt) pada formasi, dapat dikonversikan menjadi P-wave. Data log porositas (NPHI dan RHOB) yang *cross-over* mengindikasikan adanya hidrokarbon. Cross-over yang cenderung besar dinyatakan sebagai gas bearing zone sedangkan apabila separasi lebih kecil maka dinyatakan sebagai *oil bearing zone* (gambar 4.1)



Gambar 4.1a R4 Interval 5360' -5700' sumur RAKA-5



Gambar 4.1b R4 Interval 5360' -5700' sumur RAKA-7

Data log S-wave digunakan untuk persamaan EI normalisasi. Data *check shot* digunakan untuk *time to depth conversion* yang berguna dalam pengikatan sumur dengan seismik (*well-seismic tie*). Log sonik dan densitas digunakan untuk proses pengikatan (*well-seismic tie*) yang menghasilkan trace seismik sintetik, sedangkan log lainnya digunakan untuk mendukung interpretasi dan pemodelan.

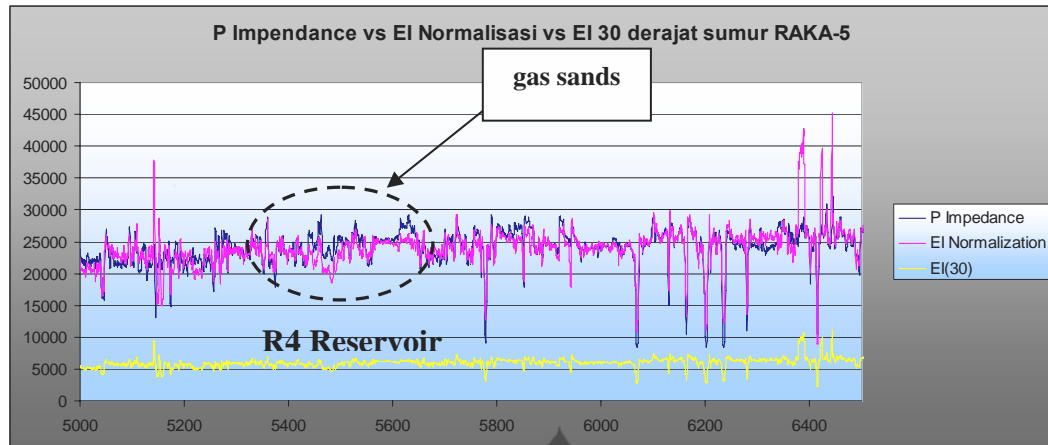
Informasi yang dimiliki pada sumur RAKA-5 dan RAKA-7 ini adalah master log, yang berisi informasi tentang jenis litologi serta zona yang menghasilkan hidrokarbon. Nilai AI diperoleh dengan menggunakan persamaan (1) dan nilai EI normalisasi diperoleh dari persamaan (14) dengan sudut datang 30 derajat.

Pada pengolahan EI(30) normalisasi, konstanta yang digunakan seperti pada tabel berikut :

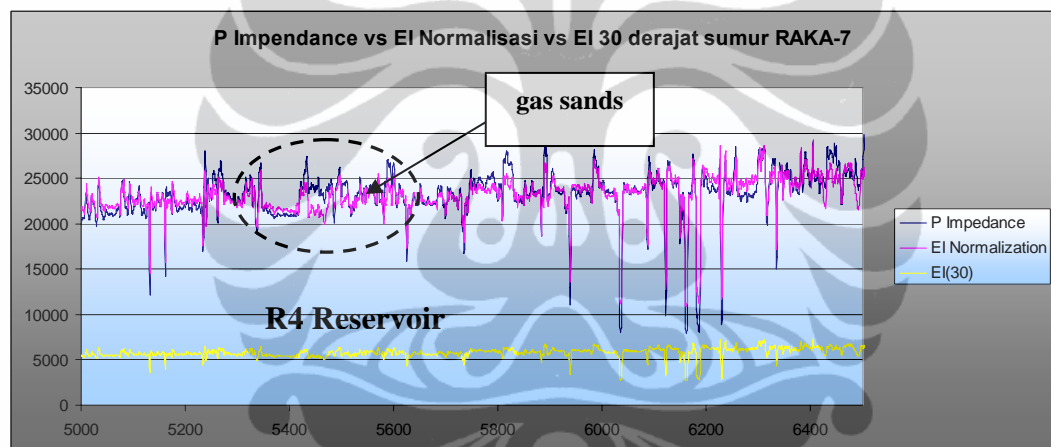
Well	Konstanta			
	$K = (V_s/V_p)^2$	α_0	β_0	ρ_0
Raka-5	0.3	10860.64	5658.377	2.47201
Raka-7	0.3	10064.41	5183.767	2.455668

Dimana α_0 , β_0 dan ρ_0 didapat dengan mengambil nilai rata-rata dari nilai V_p , V_s , dan Density log masing-masing sumur.

Karakterisasi parameter difokuskan pada reservoir R4. Dari hasil analisis di sumur RAKA-5 dan RAKA-7, diperoleh bahwa jika batuan yang tidak mengandung fluida, maka tidak terdapat selisih yang signifikan antara nilai AI dan EI(30) normalisasi. Batuan yang mengandung fluida dapat dikarakterisasi dari selisih antara nilai AI dan EI(30) normalisasi. Gambar 4.2 menampilkan adanya separasi hasil perhitungan nilai AI dan EI(30) normalisasi pada reservoir R4. Terlihat bahwa untuk zona yang menghasilkan hidrokarbon memberikan selisih yang cukup besar antara nilai AI dengan EI(30) normalisasi.



Gambar 4.2 Hasil perhitungan nilai AI, EI(30) dan EI(30) normalisasi pada sumur RAKA-5



Gambar 4.3 Hasil perhitungan nilai AI, EI(30) dan EI(30) normalisasi pada sumur RAKA-7

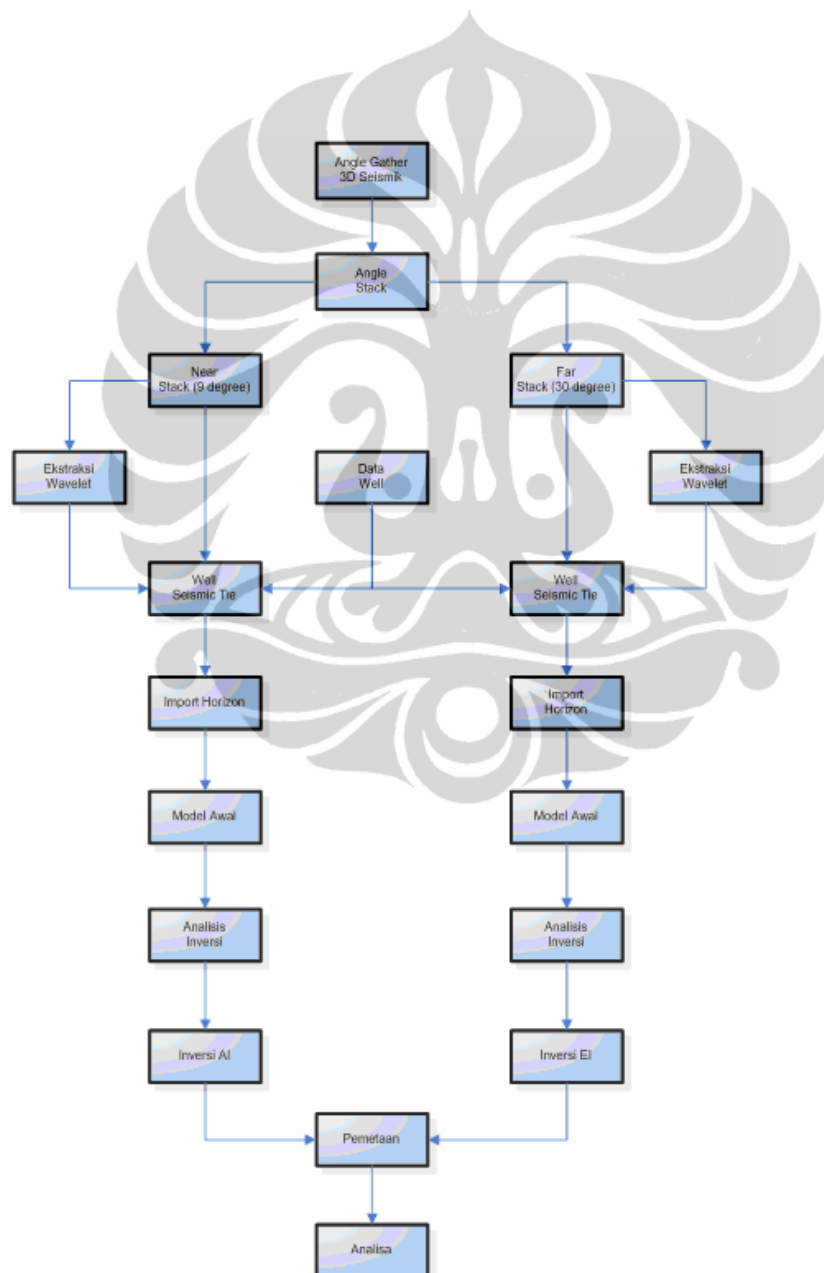
4.3 Pengolahan Data Seismik

Tahapan kerja pengolahan data seismik untuk mendapatkan nilai akustik impedansi, AI dan elastik impedansi normalisasi, EI normalisasi dapat dijelaskan pada gambar 4.4.

Data seismik yang digunakan dalam inversi AI diperoleh dari *angle stack* yang telah tersedia dengan sudut $3 - 15^{\circ}$. Pada penelitian ini digunakan metoda

inversi *model-based* karena memberikan nilai error yang terkecil dari hasil analisis inversi yang telah dilakukan dibandingkan dengan metoda yang lainnya.

Langkah awal dan proses yang penting dalam penelitian ini adalah mencocokkan data sumur dengan seismik dengan menggunakan seismogram sintetik dengan proses *well-seismic tie*. Input untuk proses ini antara lain data *check shot*, *log sonic*, *log densitas*, dan penampang seismik yang bepotongan dengan lubang bor (Gambar 4.5).

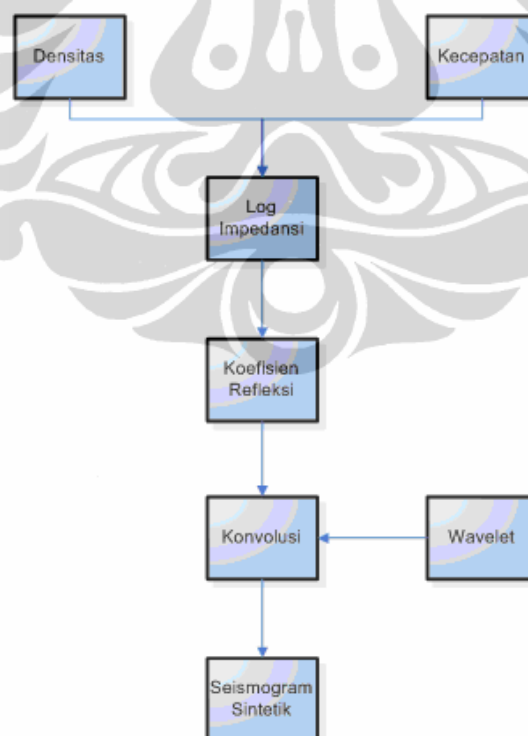


Gambar 4.4 Tahapan kerja pengolahan data seismik secara umum

4.3.1 Well Seismic Tie

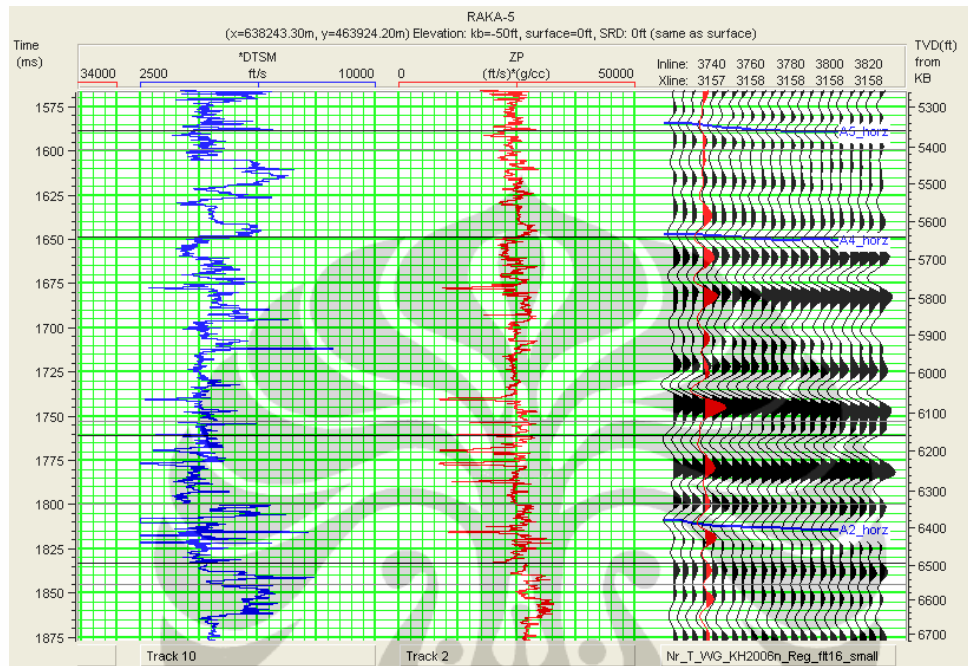
Proses *well-seismic tie* dilakukan dengan tujuan untuk memperoleh suatu hubungan antara waktu dan kedalaman. Mendapatkan *wavelet* yang tepat merupakan hal yang sangat penting, karena *wavelet* akan digunakan sebagai input dalam proses inversi.

Check shot memberikan hubungan antara waktu dan kedalaman. Untuk dapat mengerti secara detail kejadian yang terjadi pada daerah interest kita digunakanlah seismogram sintetik. Seismogram sintetik diperoleh dengan cara mengkonvolusikan koefisien refleksi yang diperoleh dari data sumur, dengan suatu *wavelet* tertentu. Dalam pembuatan seismogram sintetik ini terdapat beberapa hal yang penting diperhatikan untuk mendapatkan korelasi optimum antara seismogram sintetik dan trace seismik yang sebenarnya, yaitu antara lain penentuan polaritas dan fasa, penentuan window, dan penentuan *wavelet* terbalik (termasuk penentuan fasa, frekuensi, *bandwith*, dan nilai rotasi fasa terbalik).

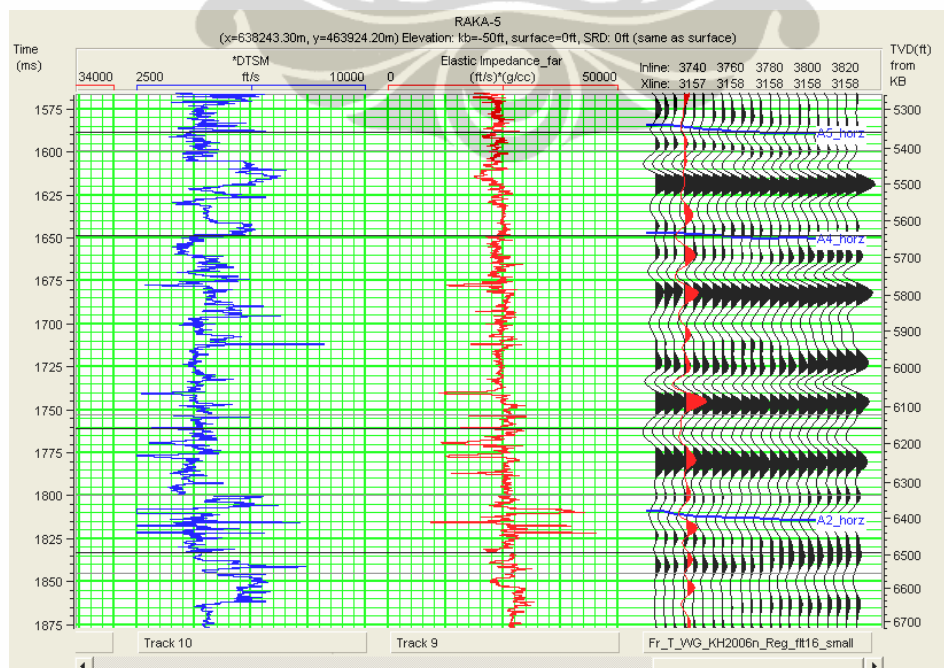


Gambar 4.5 Tahapan kerja pembuatan seismogram sintetik

Pada proses *well seismic tie* ini *wavelet* yang paling baik korelasinya menggunakan *wavelet ricker* dengan nilai koefisien refleksinya 0,870 pada volume near offset dan 0,822 pada volume far offset. Gambar 4.6a dan 4.6b menunjukkan near dan far offset tie pada sumur Raka-5.



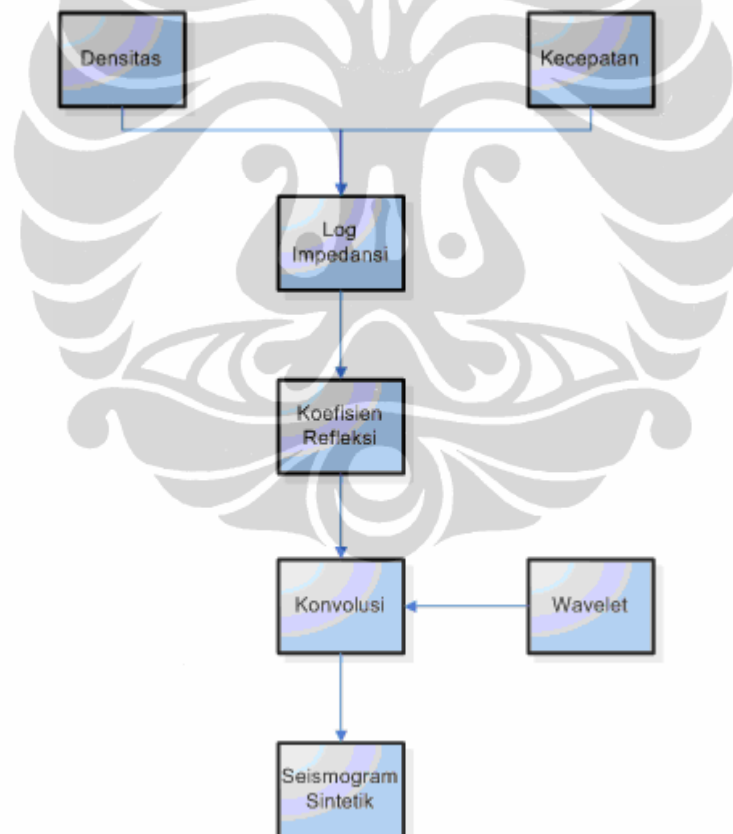
Gambar 4.6a Sintetik pada near offset di sumur RAKA-5 (berdasarkan AI)



Gambar 4.6b Sintetik pada near offset di sumur RAKA-5 (berdasarkan EI)

Wavelet diperoleh dari ekstraksi data sumur, statistik, *wavelet* buatan (*bandlimited* dan *ricker*) terhadap data seismik pada window 1400ms-2200ms disekitar zona target. Setiap *wavelet*, akan mempunyai koefisien korelasi yang menyatakan kemiripan seismogram sintetik yang dihasilkannya terhadap seismik riil (Gambar 4.7).

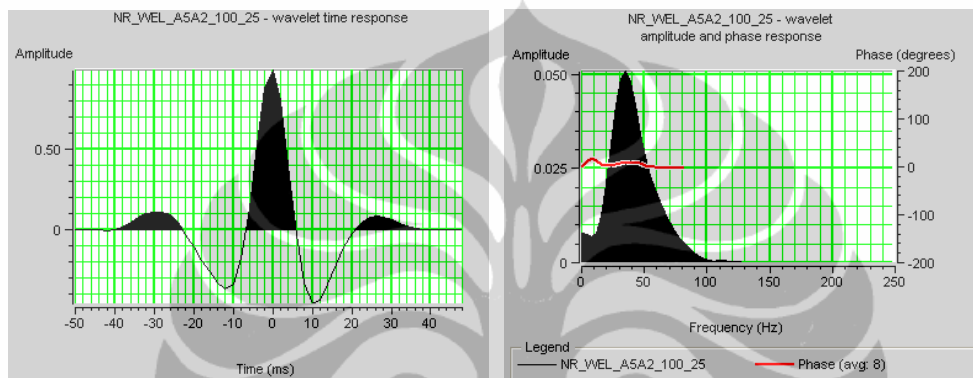
Koefisien korelasi terbaik data seismik yang digunakan untuk inversi AI adalah 0,807 dengan *wavelet* yang diekstrak dari well tipe constant phase. Spektrum frekuensi dan amplitudo *wavelet* yang digunakan dapat dilihat pada gambar 4.8.



Gambar 4.7 Tahapan kerja ekstraksi *wavelet*

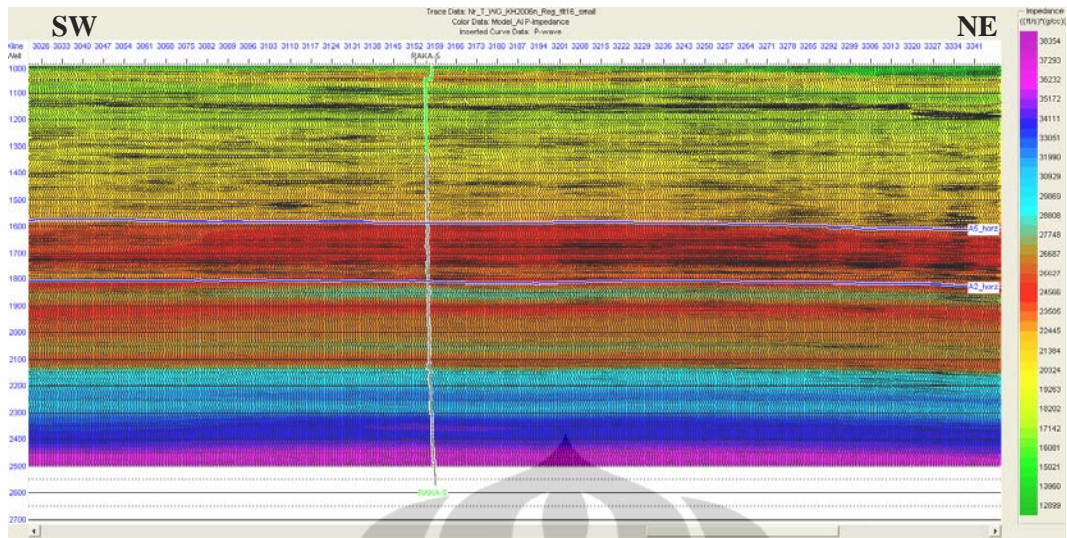
Hasil koefisien korelasi dari ekstraksi wavelet dengan metode *use well* dan *statistical* sumur Raka-5 dan Raka-7 pada *volume near* dan *far offset* dapat dilihat pada tabel berikut :

Well	Volume	Statistical Extraction		Well Extraction	
		Near	Far	Near	Far
Raka-5		0.764	0.759	0.807	0.695
Raka-7		0.737	0.664	0.741	0.661



Gambar 4.8 Wavelet yang digunakan dalam inversi AI pada lintasan seismik yang melewati sumur RAKA-5, (a) Domain waktu, (b) Domain Frekuensi

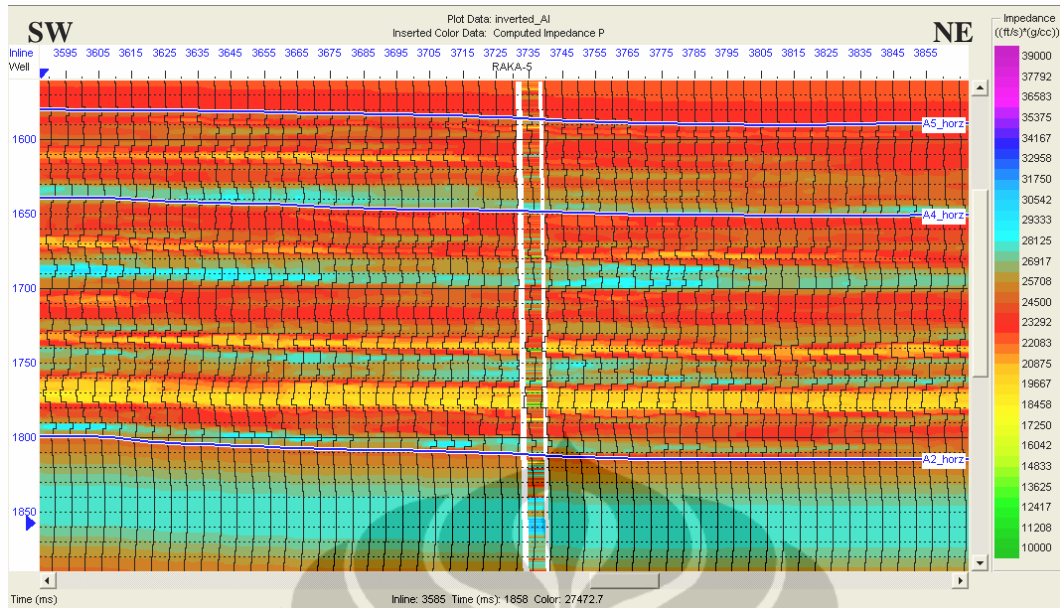
Setelah diperoleh *wavelet* terbaik dan seismogram sintetik, maka tahap selanjutnya adalah *picking horizon*. *Picking horizon* telah dilakukan terhadap tiga horizon, yang nantinya akan digunakan sebagai input dalam pembuatan model awal sebelum proses inversi. Model awal yang digunakan untuk proses inversi berdasarkan *constraint* dari sumur RAKA-5, dengan input dua horizon. Hasil dari model awal AI dapat dilihat pada gambar 4.9.



Gambar 4.9 Model awal AI dengan P wave sebagai inserted curve

4.4 Proses Inversi AI

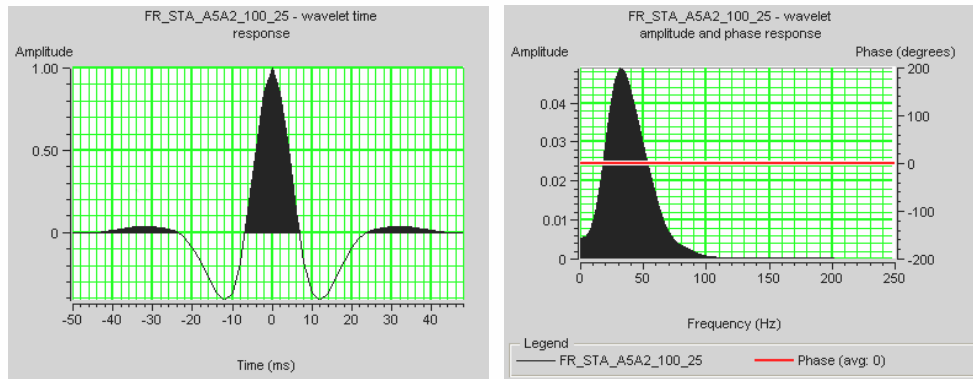
Untuk mendapatkan hasil inversi terbaik, dilakukan uji coba menggunakan metoda inversi yang ada. Metode terbaik yang digunakan untuk proses inversi adalah inversi *model-based* karena memiliki nilai *impedance correlation* 0.84, parameter input yang digunakan adalah *inversion constrained* dengan *maximum impedance change (hard constrain): single value lower and upper 25% average block size 4ms, perwhitening 1%, number iteration 10*. Menghasilkan model subsurface yang relatif baik secara vertikal dan lateral dan memberikan korelasi yang baik antara nilai impedansi askuitik pada seismik dan sumur (Gambar 4.9a).



Gambar 4.10 Hasil inversi AI pada lokasi sekitar sumur RAKA-5 dan impedansi-P data Log. Terlihat bahwa antara impedansi-P seismik dan impedansi-P sumur memberikan korelasi yang baik

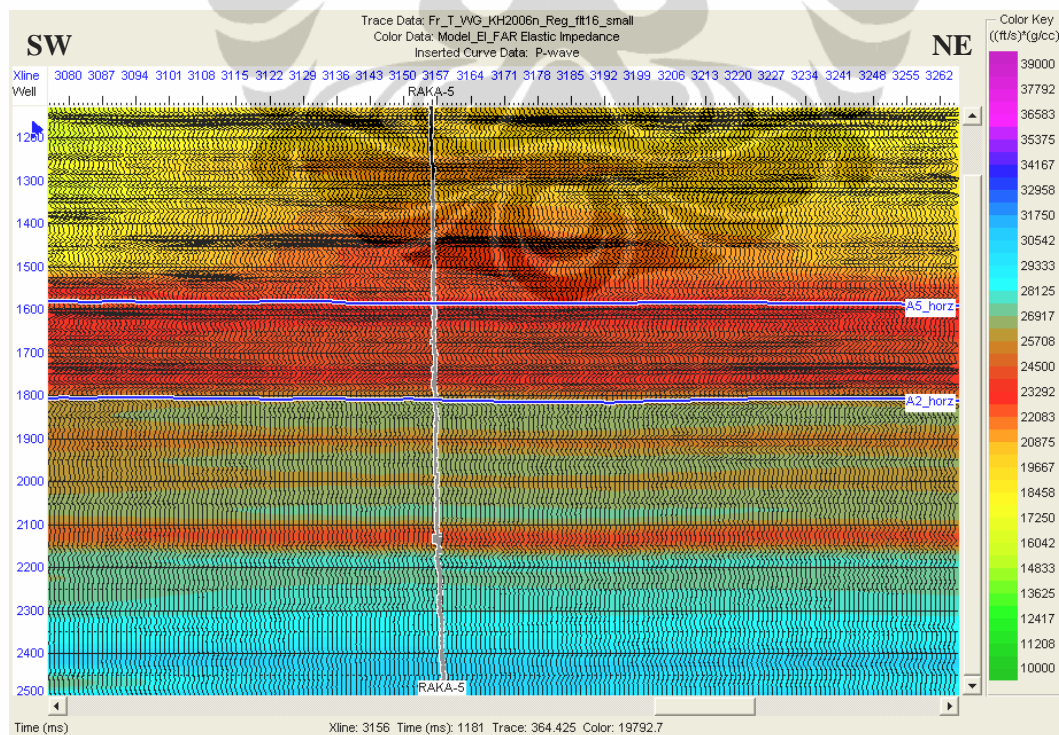
4.5 Proses Inversi EI

Proses dan tahapan yang dilakukan pada inversi EI normalisasi, sama dengan inversi AI. Perbedaannya terletak pada data yang digunakan. Berbeda dengan proses inversi AI yang menggunakan *near offset* (3 – 15 derajat) sedangkan inversi EI menggunakan data *far offset* sudut yang digunakan adalah 30 derajat. Wavelet yang digunakan untuk proses inversi EI(30) normalisasi berbeda dengan inversi AI. Oleh karena itu, dilakukan pencarian wavelet baru yang memberikan koefisien korelasi yang baik. *Wavelet* diperoleh dari data sumur maupun ekstraksi secara statistik terhadap data seismik *far offset*. Koefisien korelasi terbaik untuk data seismik yang digunakan untuk proses inversi EI(30) normalisasi adalah 0,759 dengan *wavelet statistical* tipe *constant phase*. Spektrum frekuensi dan amplitudo *wavelet* yang digunakan ditunjukkan pada gambar 4.11.



Gambar 4.11 Wavelet yang digunakan dalam inversi EI pada lintasan seismik yang melewati sumur RAKA-5, (a) Domain waktu, (b) Domain Frekuensi

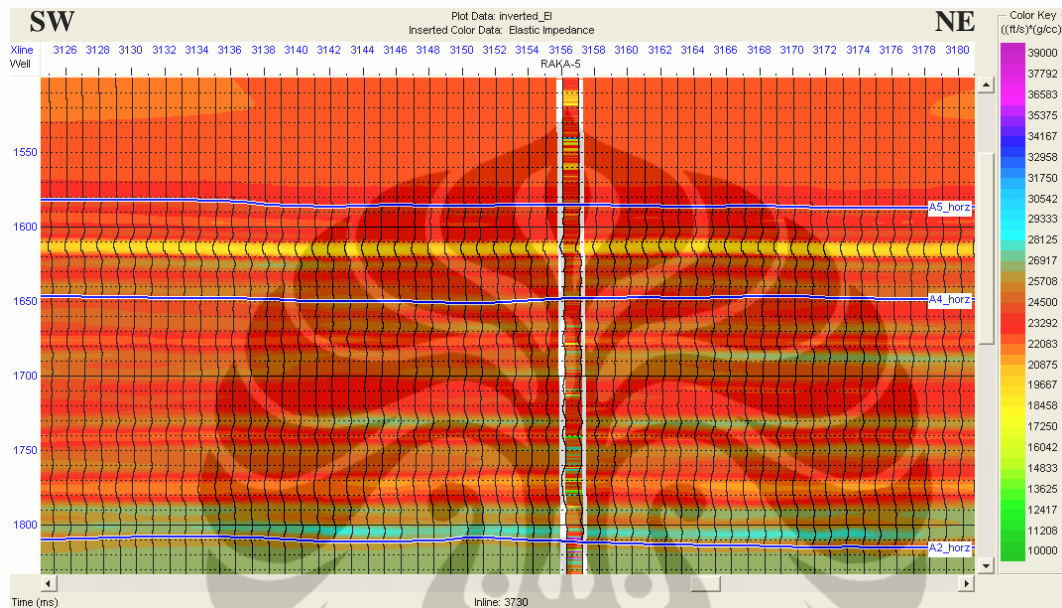
Sama seperti pada proses inversi AI, juga telah dilakukan *picking* terhadap dua *horizon* yang sama, yang nantinya akan digunakan sebagai input dalam pembuatan model awal sebelum proses inversi. Pada gambar 4.12 ditampilkan model awal yang digunakan untuk proses inversi EI(30) normalisasi berdasarkan *constrain* dari sumur RAKA-5 dan RAKA-7 dengan input dua *horizon*.



Gambar 4.12 Model awal inversi EI(30) normalisasi melewati sumur RAKA-5

4.6 Proses Inversi EI(30) Normalisasi

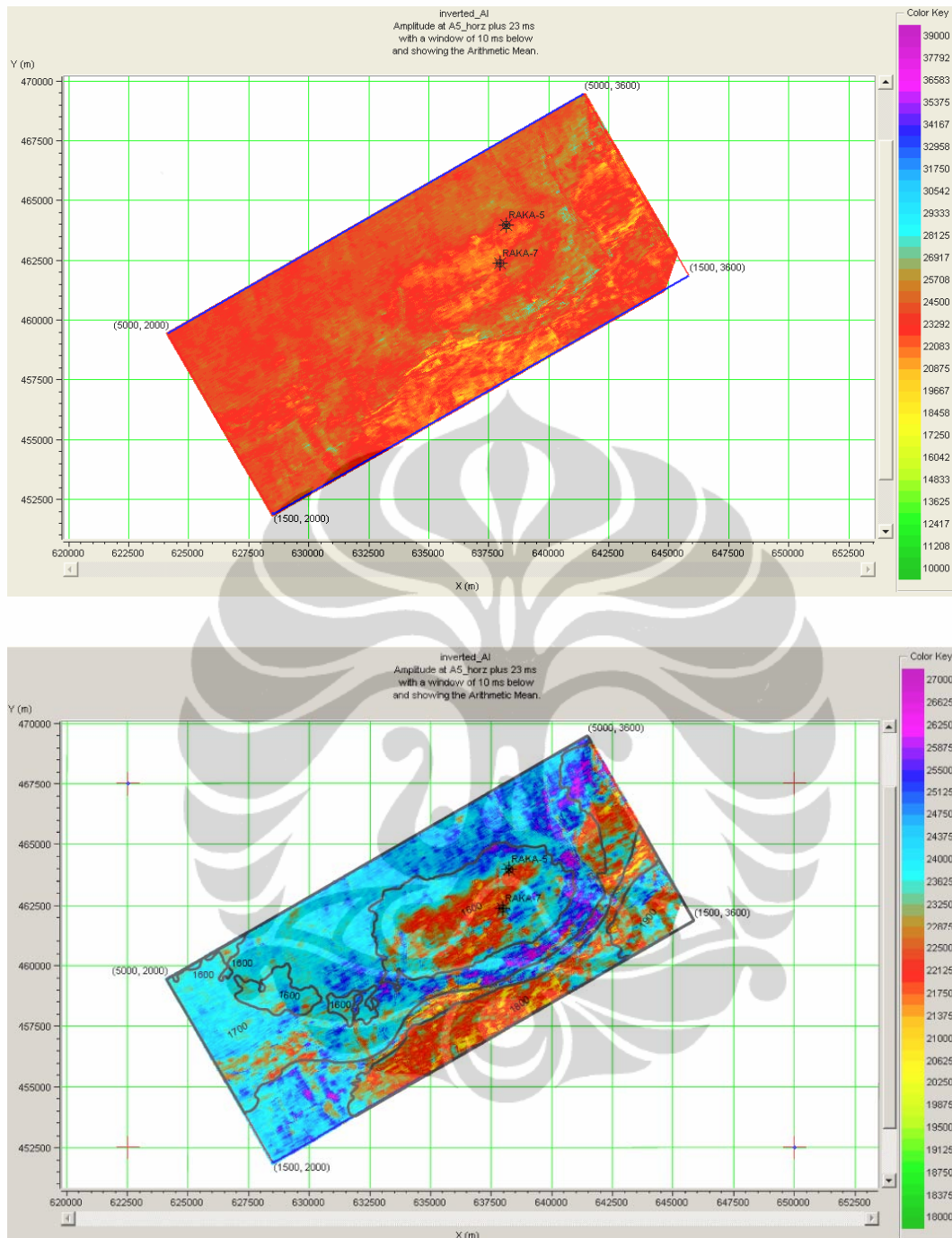
Metode inversi dan parameter input yang digunakan sama dengan yang telah dilakukan pada inversi AI. Parameter input yang digunakan adalah perubahan impedansi maksimum 25, ukuran blok 4ms dan jumlah iterasi 10 (Gambar 4.13)



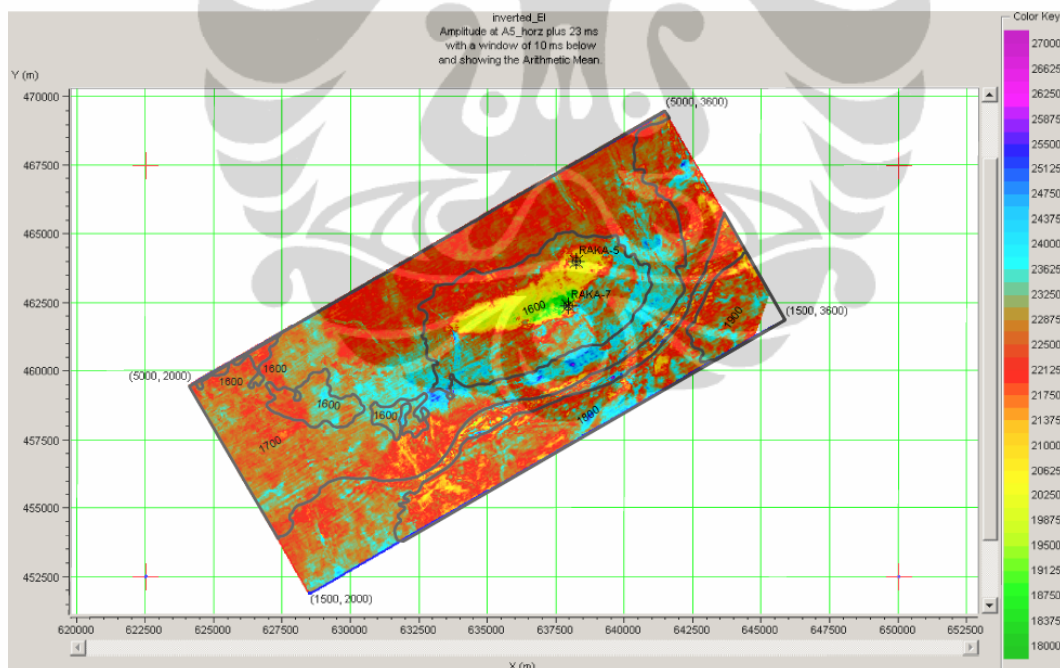
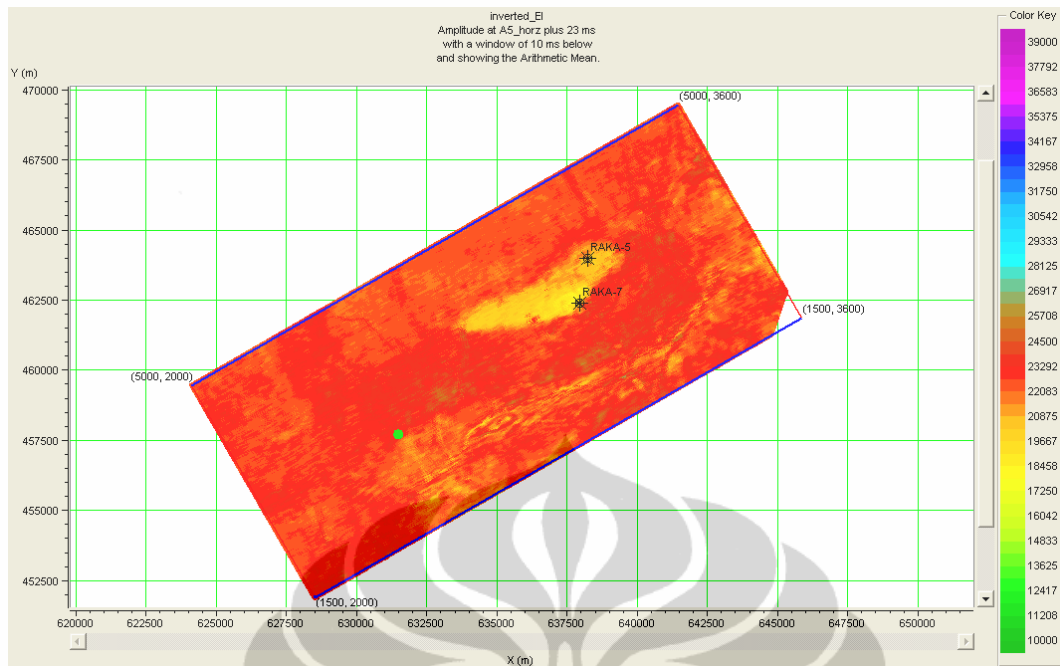
Gambar 4.13 Hasil inversi EI(30) normalisaasi pada lintasan inline serta korelasinya dengan EI(30) pada sumur RAKA-5

4.7 Pemetaan

Pemetaan inversi seismik 3D AI dan EI(30) normalisasi dilakukan dengan *slice* nilai impedansi RMS AI dan EI(30) normalisasi pada time atau kedalaman yang diperkirakan mengandung gas yaitu pada time 1615ms. Hasil pemetaan inversi AI dapat dilihat pada gambar 4.14 dan inversi EI(30) pada gambar 4.15



Gambar 4.13 Atas horizon slice hasil inversi AI pada horizon A5 eventplus 23ms dan window 10ms, gambar bawah adalah pemetaan hasil inversi AI dengan skala yang di persempit dan di overlay-kan dengan time major contour horizon A5_horz



Gambar 4.14 Horizon slice hasil inversi EI(30) pada horizon A5 *eventplus* 23ms dan window 10ms, gambar bawah adalah pemetaan hasil inversi EI (30) dengan skala yang di persempit dan di overlay-kan dengan *time major contour horizon A5_horz*

BAB 5

HASIL DAN PEMBAHASAN

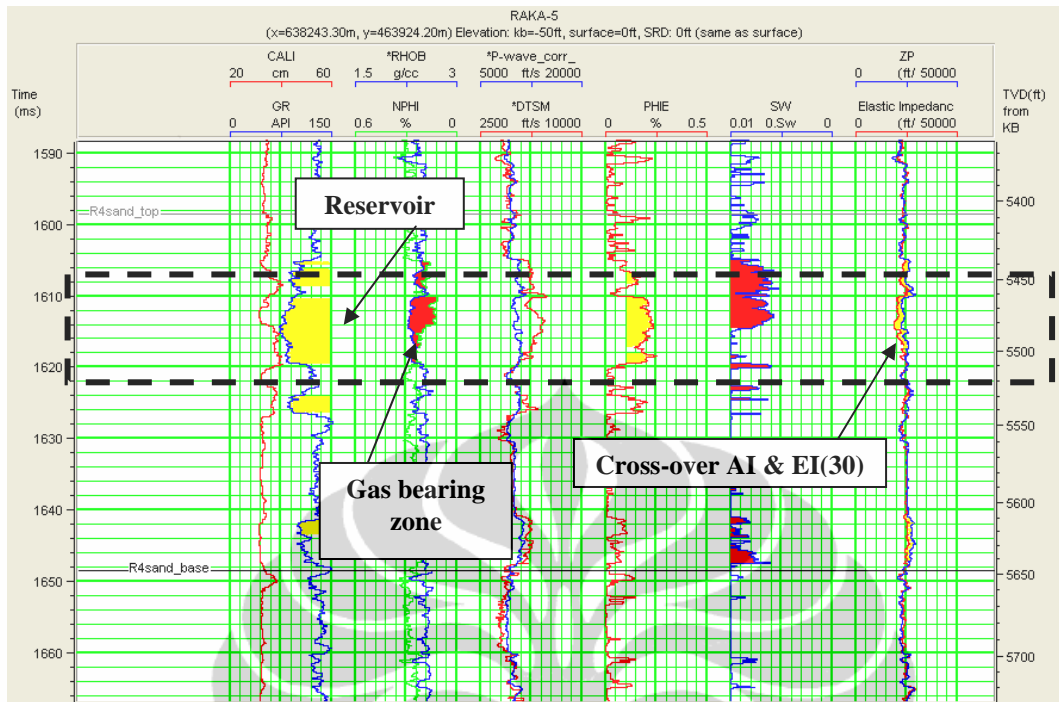
5.1 Analisa Data Well

Dari log sumur RAKA-5 dan RAKA-7 pada gambar 5.1 dan 5.2 karakteristik data log gamma ray yang relatif rendah menunjukkan litologi permeabel dan yang tinggi menunjukkan impermeabel, sehingga nilai gamma ray yang paling rendah diinterpretasikan sebagai batupasir bersih dan yang paling tinggi adalah batu lempung dengan V_{shale} cut off = 0.60% didapat zona target reservoir R4 berada pada interval kedalaman antara 5440' - 5510'.

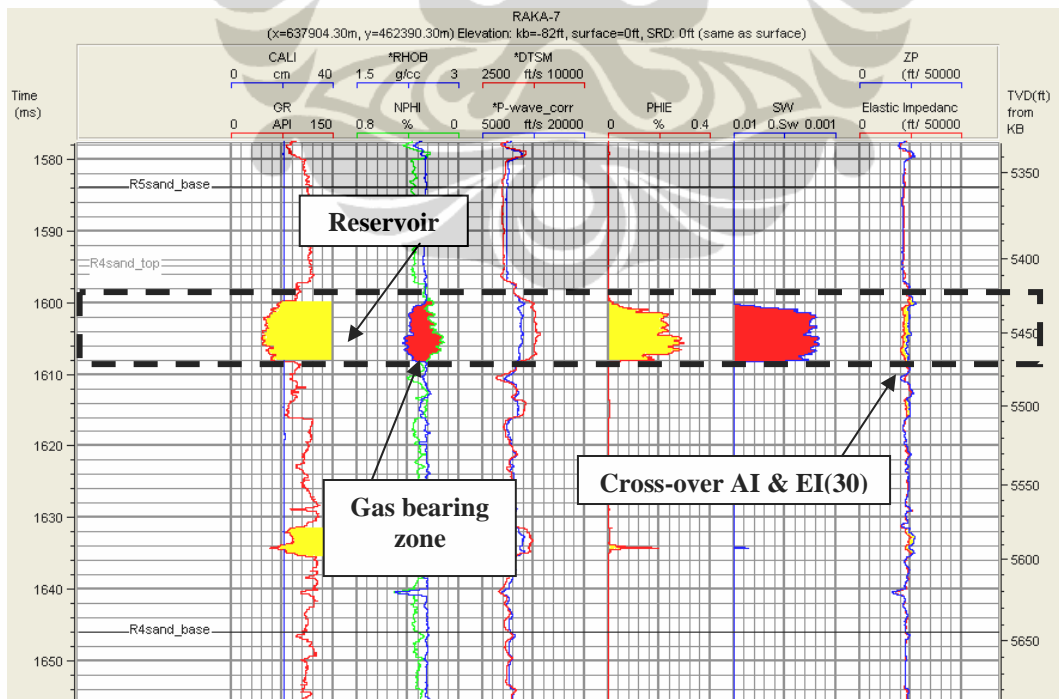
Data log porositas (NPHI dan RHOB) yang *cross-over* mengindikasikan adanya hidrokarbon. *Cross-over* yang cenderung besar dinyatakan sebagai gas bearing zone sedangkan apabila *cross-over* lebih kecil maka dinyatakan sebagai oil bearing zone. Dalam hal ini batu pasir R4 dinyatakan sebagai gas bearing zone.

Reservoir yang tersaturasi hidrokarbon cenderung akan mengalami perubahan V_p , tentu secara otomatis juga impedansi akustik, akan tetapi fenomena ini sulit untuk dibedakan dengan perilaku serupa yang disebabkan oleh perubahan litologi atau porositas tanpa informasi kecepatan gelombang S (V_s). Pada reservoir R4 terlihat adanya perubahan V_p dan V_s yang cenderung naik pada gas bearing zone.

Jika batuan pasir tidak mengandung hidrokarbon maka tidak terdapat perbedaan (*cross-over*) antara nilai AI dan EI(30) normalisasi. Batuan yang mengandung hidrokarbon dapat dikarakterisasikan dari *cross-over* antara nilai AI dan EI(30) normalisasi. Pada reservoir R4 terlihat EI(30) menunjukkan nilai yang rendah terhadap AI sehingga terlihat sebagai *cross-over* yang menunjukkan adanya hidrokarbon pada reservoir tersebut. Pada sumur-sumur ini batupasir dominan berada pada kelas III dan mempunyai amplitudo sedikit lebih tinggi pada 30° dibandingkan pada keadaan normal seperti terlihat pada gambar 5.1 & 5.2



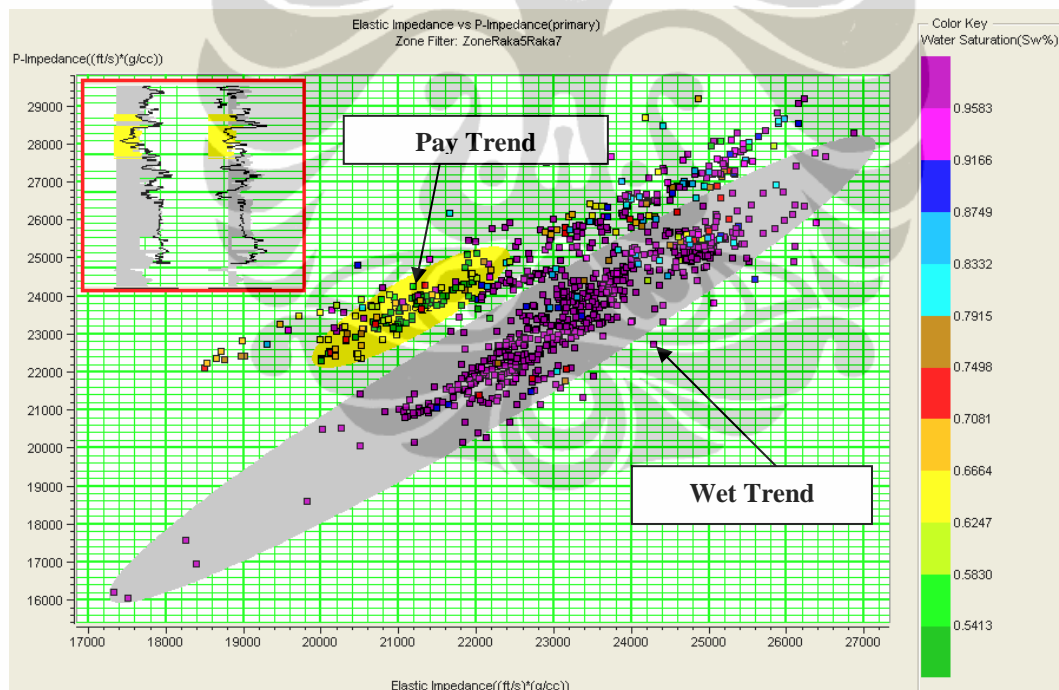
Gambar 5.1 RAKA-5 dan interest area interval sebagai objek studi, kontras AI dan EI(30) log berhubungan dengan adanya hidrokarbon



Gambar 5.2 RAKA-7 dan interest area interval sebagai objek studi, kontras AI dan EI(30) log berhubungan dengan adanya hidrokarbon

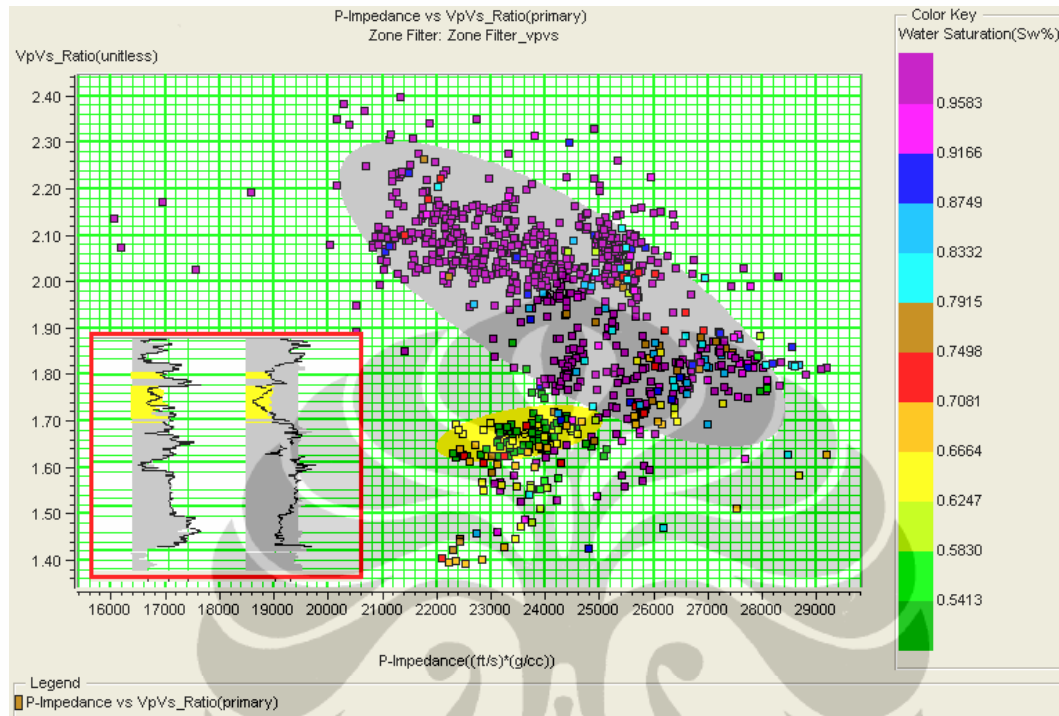
5.1.1 Analisa Cross plot

Untuk mengetahui lebih dalam dari reservoir R4 maka dilakukan berbagai *cross plot* diantaranya *cross plot* AI dan EI(30) normalisasi dan *cross plot* Vp/Vs dan AI pada dataset sumur RAKA-5 dan RAKA-7. Dari *cross plot* yang dilakukan sumur RAKA-5 dan RAKA-7 dengan area R4 sand top dan R4 sand base dapat dilihat dari AI/EI(30) crossplot menunjukkan perbedaan AVO gradien antara gas sand terhadap *background/wet trendnya* (shales ataupun brine sand). Data set ini cukup bagus karena sudah bisa menjadi indikator fluida dan tidak diperlukan lagi analisa lebih lanjut menggunakan kurva Gaussian histogram. Pada beberapa kasus seperti yang dilakukan oleh Connolly pada sumur di Gulf of Mexico dimana gradien/trend dari gas sand, shale dan brine sand hampir sama.



Gambar 5.3 Crossplot AI & EI(30) RAKA-5 dan RAKA-7 sebagai cross section zone R4 dari objek studi, perbedaan gradien AI dan EI(30) log dapat menunjukkan litologi antara gas sand & shale/brine sand sebagai *background trendnya*.

Pada crossplot antara V_p/V_s vs Z_p pada sumur RAKA-5 dan RAKA-7 dibawah ini juga menunjukkan diskriminasi antara fluida dan litologinya pada zona R4.



Gambar 5.4 Crossplot V_p/V_s vs Z_p pada RAKA-5 & RAKA-7 zone R4 dari objek studi, perbedaan range antar gas zone dan shale zone sesuai dengan tabel

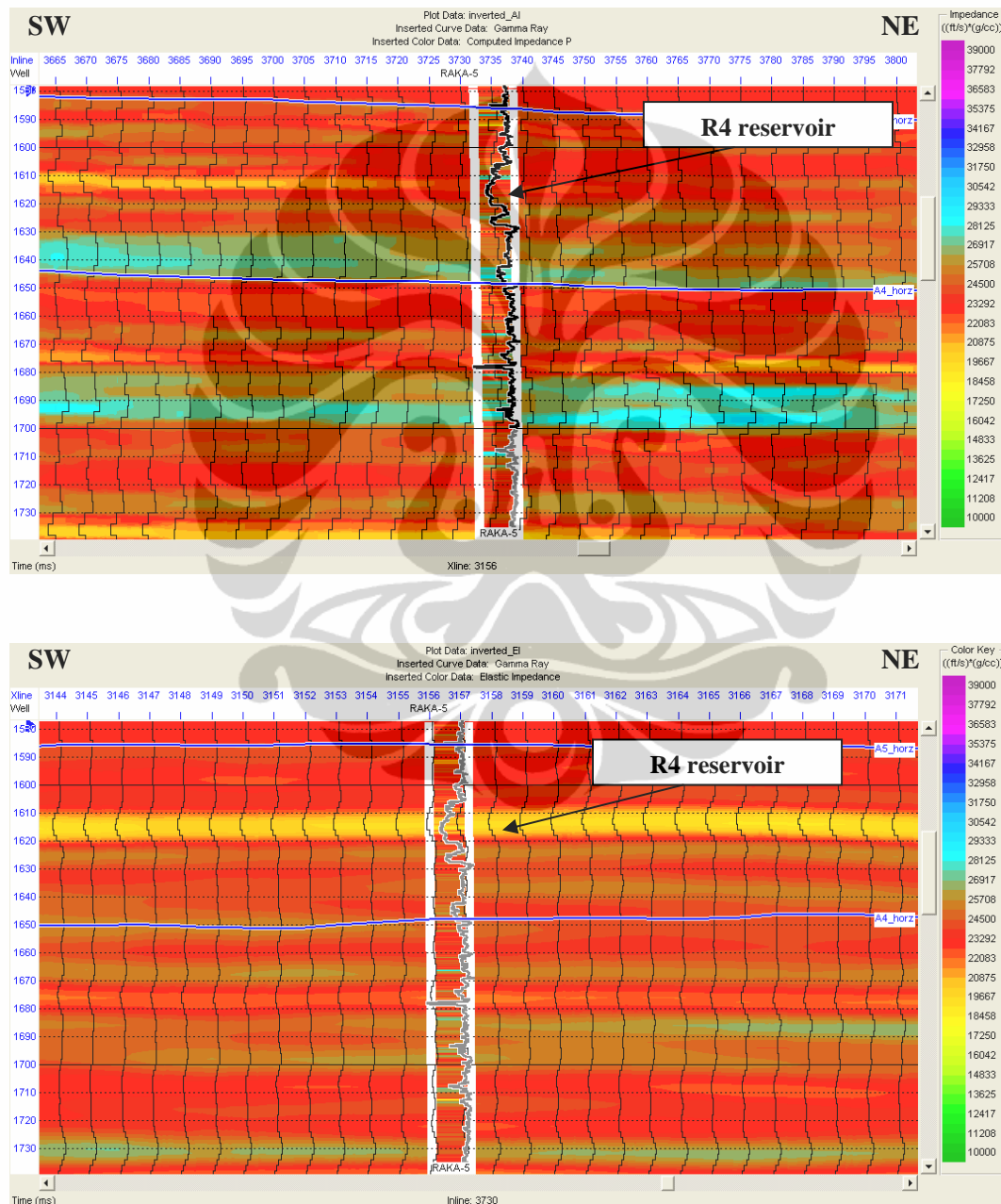
Dan secara kualitatif dari crossplot V_p/V_s vs Z_p shale dapat dipisahkan pada V_p/V_s rasio antara 1.74-2.3 dan batu pasir gas pada rasio antara 1.6-1.74. Nilai ini konsisten dekat atau dalam range dari angka Goodway's (1997) pada tabel analisis batuan fisik menggunakan parameter Lamé seperti tabel berikut :

TABLE 1	V_p (m/s)	V_s (m/s)	ρ (g/cc)	V_p/V_s	$(V_p/V_s)^2$	σ	$\lambda+2\mu$	μ	λ	λ/μ
Shale	2898	1290	2.425	2.25	5.1	0.38	20.37	4.035	12.3	3.1
Gas Sand	2857	1666	2.275	1.71	2.9	0.24	18.53	6.314	5.9	0.9
Avg.change	1.4%	25%	6.4%	27%	55%	45%	9.2%	44%	70%	110%

(moduli λ , μ are in GPa's)

5.2 Analisa AI & EI Seismik Volume

Pada hasil pengolahan data hasil inversi seismik AI dan EI(30) normalisasi dapat dilihat pada penampang vertikal seismik yang melewati sumur RAKA-5 dengan log Gamma ray sebagai data well lognya dan *background color well* masing-masing adalah AI dan EI.



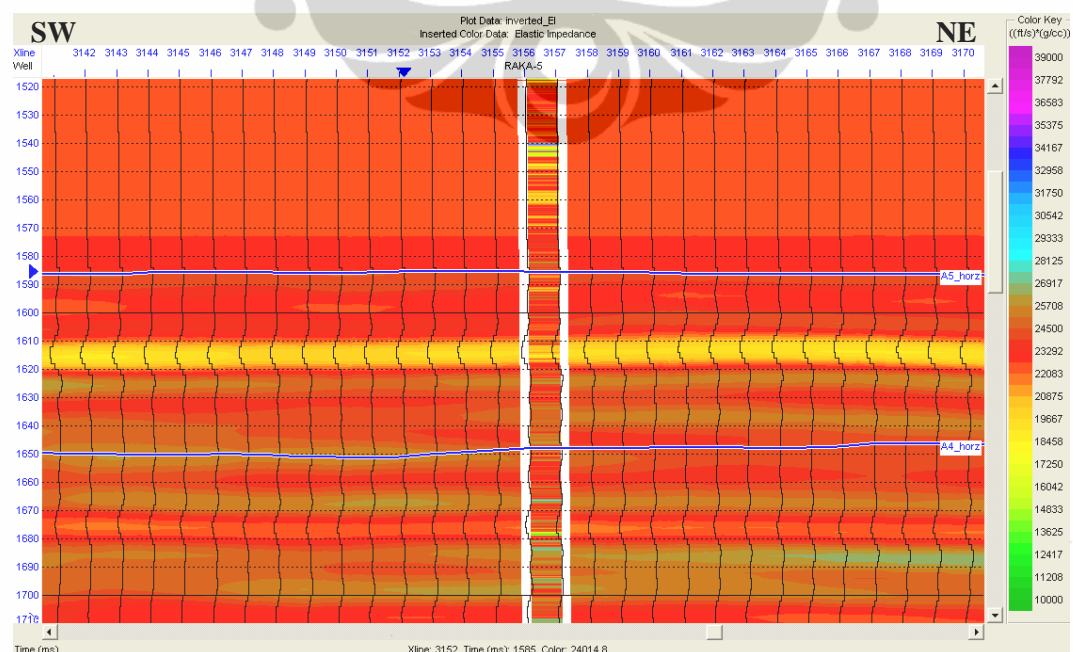
Gambar 5.5 atas, hasil inversi AI pada RAKA-5 pada zone R4 dari objek studi dan bawah, hasil inversi EI pada RAKA-5 pada zone R4.

Pada hasil inversi diatas, hasil inversi dari AI dan EI(30) terlihat antara impedansi-P seimik dan impedansi P sumur memberikan korelasi yang baik begitu juga dengan elastik impedansinya. Dari hasil inversi EI(30) terlihat warna kuning yang menunjukkan nilai impedansi yang rendah karena adanya hidrokarbon di zona reservoar R4. Secara lateral hasil inversi EI ini dapat menunjukkan penyebaran hidrokarbonnya/gas sepanjang reservoar R4.

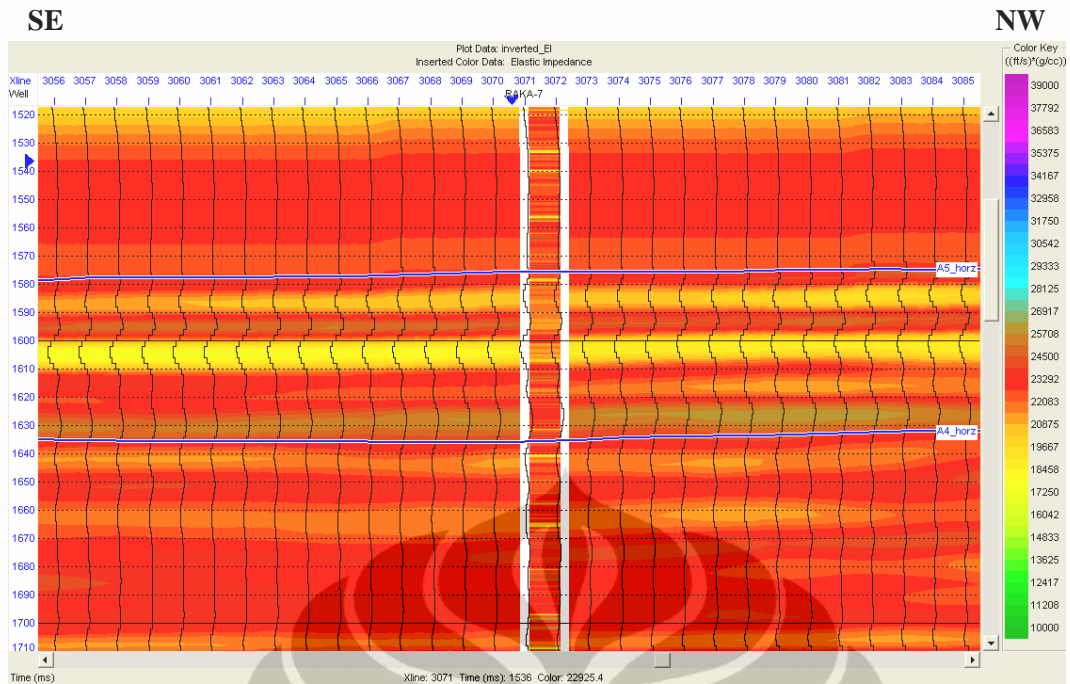
5.2.1 *Blind Test Well*

Pada tahapan ini akan di analisa hasil dari metode inversi yang menggunakan data set EI(30) pada dua sumur yaitu RAKA-5 dan RAKA-7 dengan metode blind well test. Dengan metode ini akan diketahui apakah hasil inversi EI(30) menunjukkan fluida juga pada data EI(30) dari sumur yang tidak dimasukkan sebagai parameter inversi, dalam hal ini sumur yang digunakan sebagai *blind test well* adalah sumur A13.

Seperti terlihat pada pengolahan data, hasil inversi EI(30) menunjukkan indikasi fluida dalam hal ini gas dengan penurunan nilai dari elastik impedansi di simbolkan dengan warna kuning seperti terlihat pada gambar berikut yang melewati sumur RAKA-5 dan RAKA-7.



Gambar 5.6 Hasil inversi EI pada RAKA-5 pada zone R4

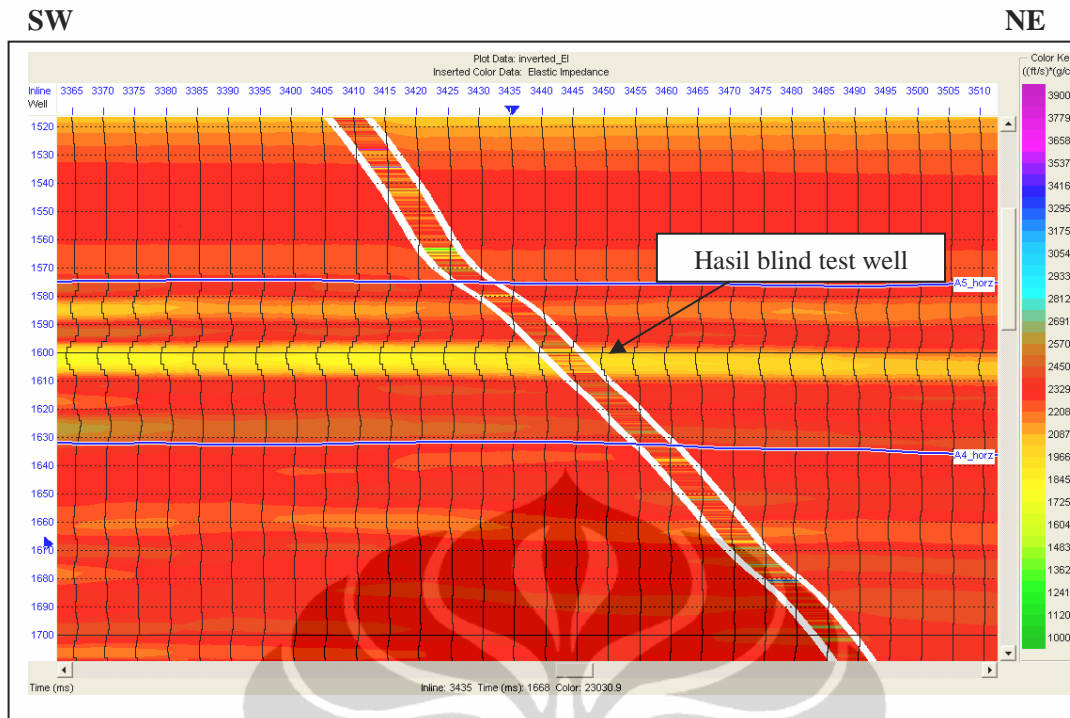


Gambar 5.7 Hasil inversi EI pada RAKA-7 pada zone R4

Pada tahap *blind test well*, seperti yang dilakukan pada sumur RAKA-5 dan RAKA-7 terlebih dahulu di hitung/transform EI(30) log kemudian di normalisasikan dengan konstanta parameter rata-rata dari Vp, Vs dan density sepanjang log di sumur A13 sebagai berikut :

Well	Konstanta			
	$K = (V_s/V_p)^2$	α_0	β_0	ρ_0
A13	0.3	9734.028	5292.106	2.443886

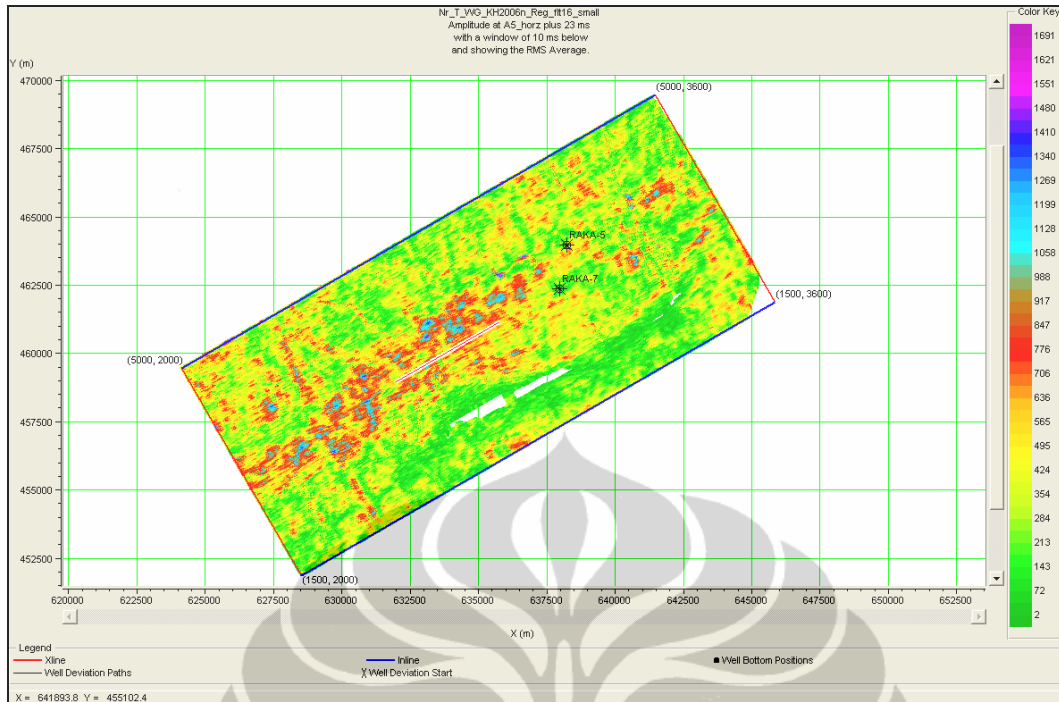
Kemudian dilakukan koreksi kedalaman dengan check shot dan well seismik tie dengan korelasi akhir yang didapat sebesar 0.719. Hasil *blind test well* pada sumur A13 zone reservoir R4 menunjukkan hasil inversi berupa sebaran fluida yang sama seperti halnya hasil inversi pada sumur RAKA-5 dan RAKA-7 yang di cirikan dengan warna kuning sebagai indikasi adanya gas.



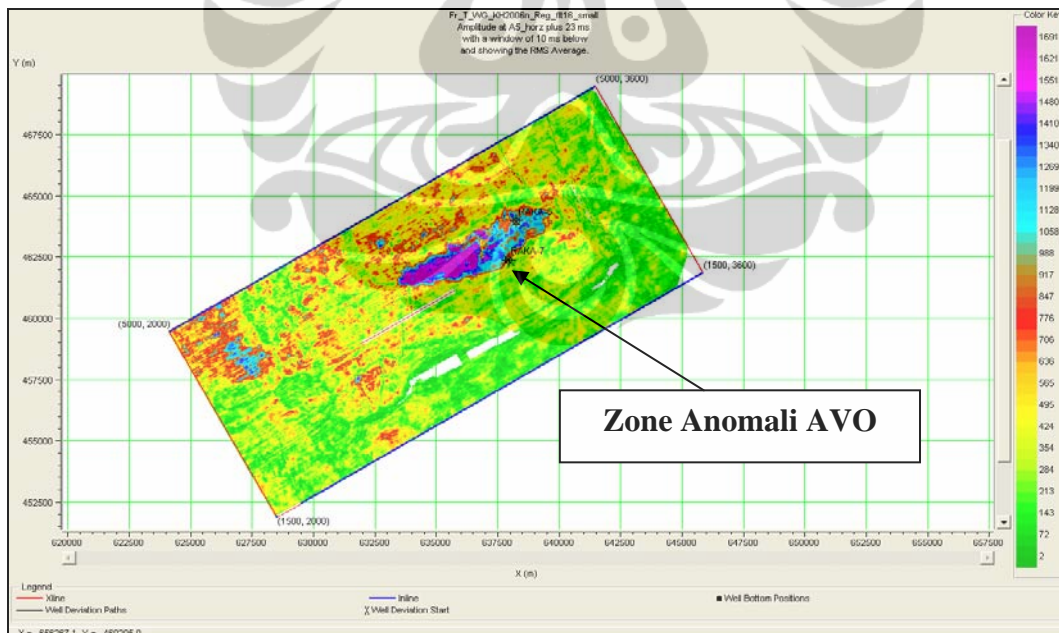
Gambar 5.8 Hasil blind test well EI(30) normalisasi pada sumur A13 pada zone R4 menunjukkan korelasi yang bagus.

5.2.2 *Horizon Slicing*

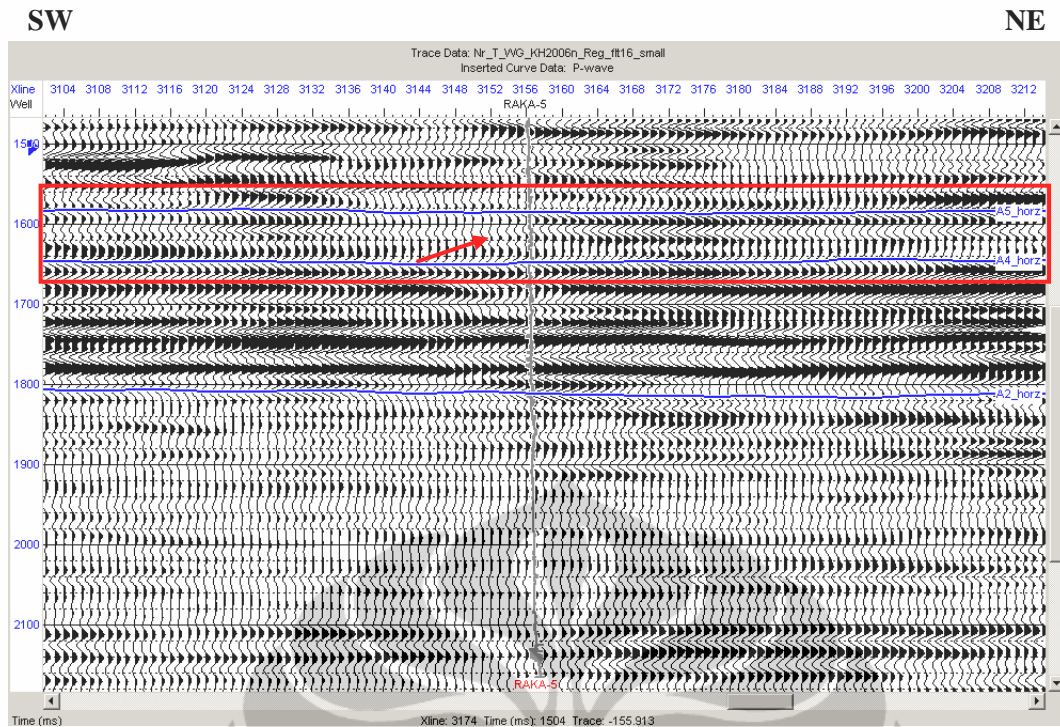
Sebelum analisa hasil *horizon slicing* hasil inversi AI dan EI(30) telah dilakukan *horizon slicing* amplitudo pada volume near dan offset untuk mengetahui secara dini adanya anomali AVO sebagai bagian dari tahap *feasibility* studi sebelum melakukan pengolahan data dengan menggunakan metoda AI dan EI. Hasil dari amplitudo RMS pada beberapa zona terdapat zona yang paling kontras anomali AVO terdapat pada zone 23ms dibawah horizon A4_horz yang sebenarnya menunjukkan reservori R4. Hasil *horizon slicing* amplitudo RMS pada zone 23ms dengan window 10ms dibawah horizon A5_horz dapat dilihat seperti pada gambar 5.9 dan 5.10.



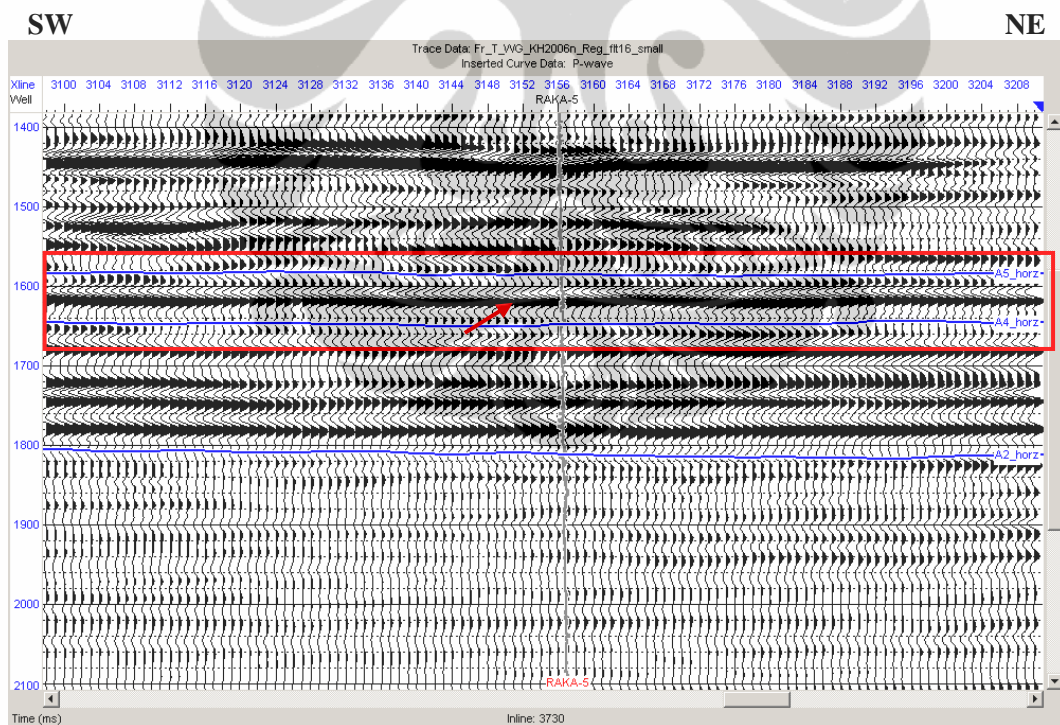
Gambar 5.9 Hasil ekstraksi RMS amplitudo near offset horizon slice time pada horizon A5 dan time plus 23ms dengan window 10ms dibawah



Gambar 5.10 Hasil ekstraksi RMS amplitudo far offset horizon slice time pada horizon A5 dan time plus 23ms dengan window 10ms dibawah



Gambar 5.10a Penampang *section partial stack near offset*

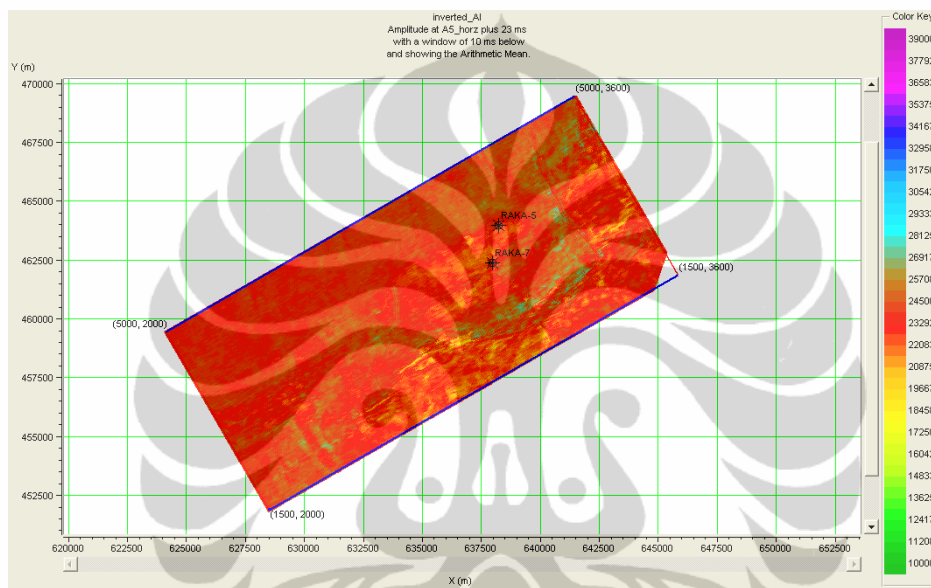


Gambar 5.10b Penampang *section partial stack far offset*

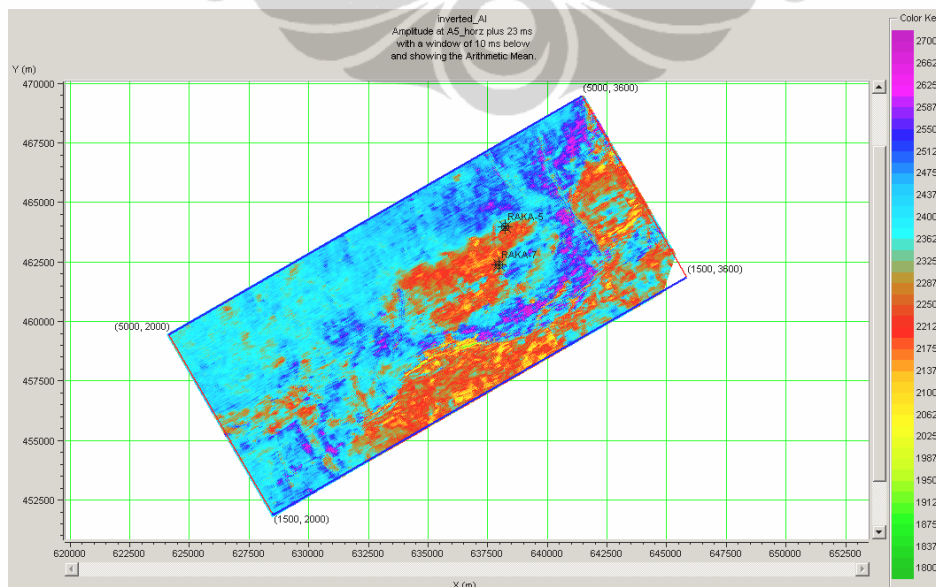
Pada inversi EI far offset yang dilakukan, seperti halnya inversi AI pada near offset. Data log EI(30) normalisasi pada sumur RAKA-5 dan RAKA-7 dapat diikatkan secara langsung terhadap volume seismik offset sudut tinggi yang

kemudian dikalibrasi dan diinversikan tanpa harus menggunakan referensi *near offset* (AI).

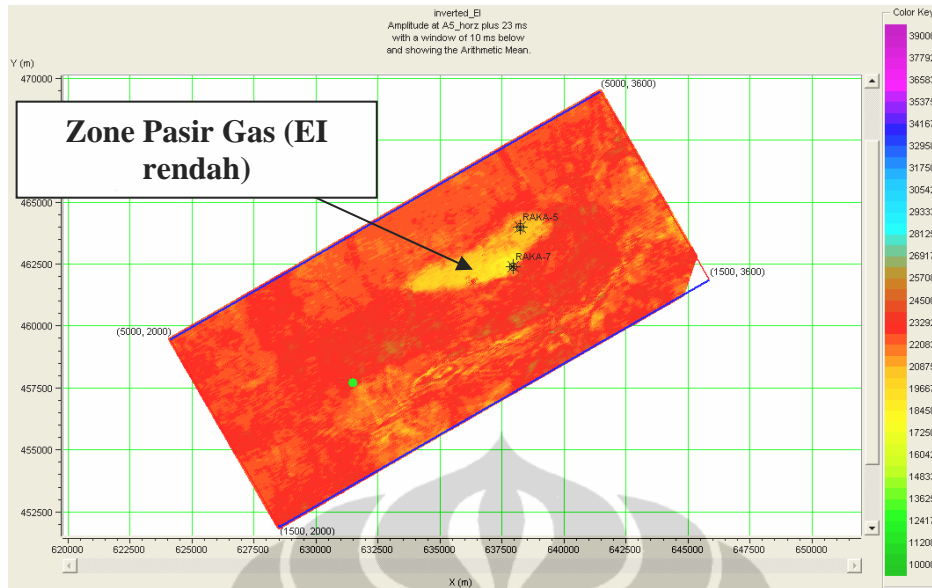
Pada inversi EI(30) yang menggunakan metode inversi model based dengan input dua data well logs EI(30), hasil *horizon slicing*nya pada gambar 5.11 dan 5.12 menunjukkan sebaran gas secara lateral, hal ini ditunjukkan warna kuning sebagai kode warna dari nilai elastik impedansi yang rendah sebagaimana hasil pemrosesan EI(30) pada far offset pada kedua sumur.



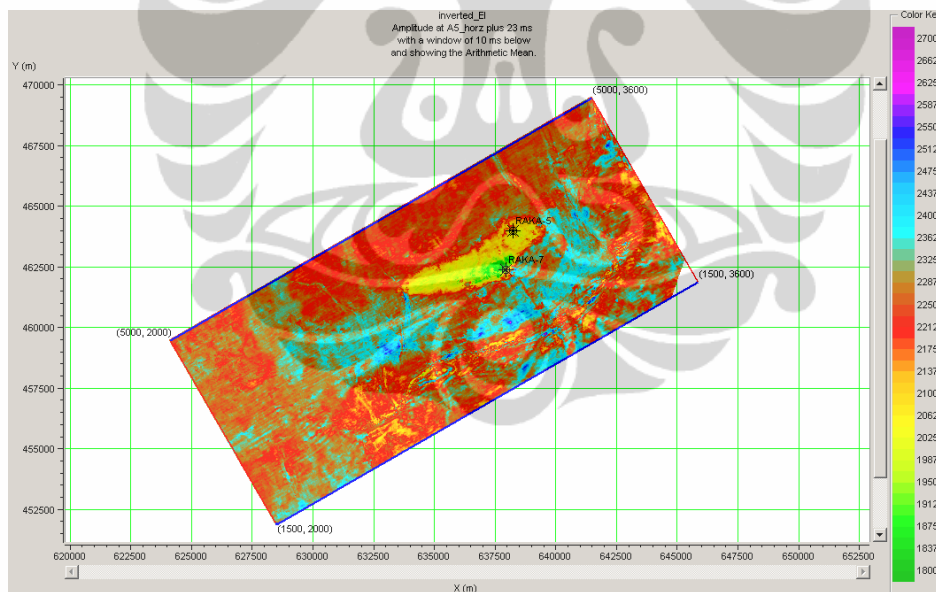
Dengan skala warna 18000-27000 dapat dilihat sebaran lebih kontrasnya.



Gambar 5.11 Hasil inversi AI near offset dengan metode *model based*



Dengan skala warna 18000-27000 dapat pemetaan AI dan EI(30) normalisasi dapat di tampilkan sebagai berikut :



Gambar 5.12 Hasil inversi EI(30) pada far offset dengan metode model based, daerah kuning menunjukkan zone gas dengan *low impedance sand*

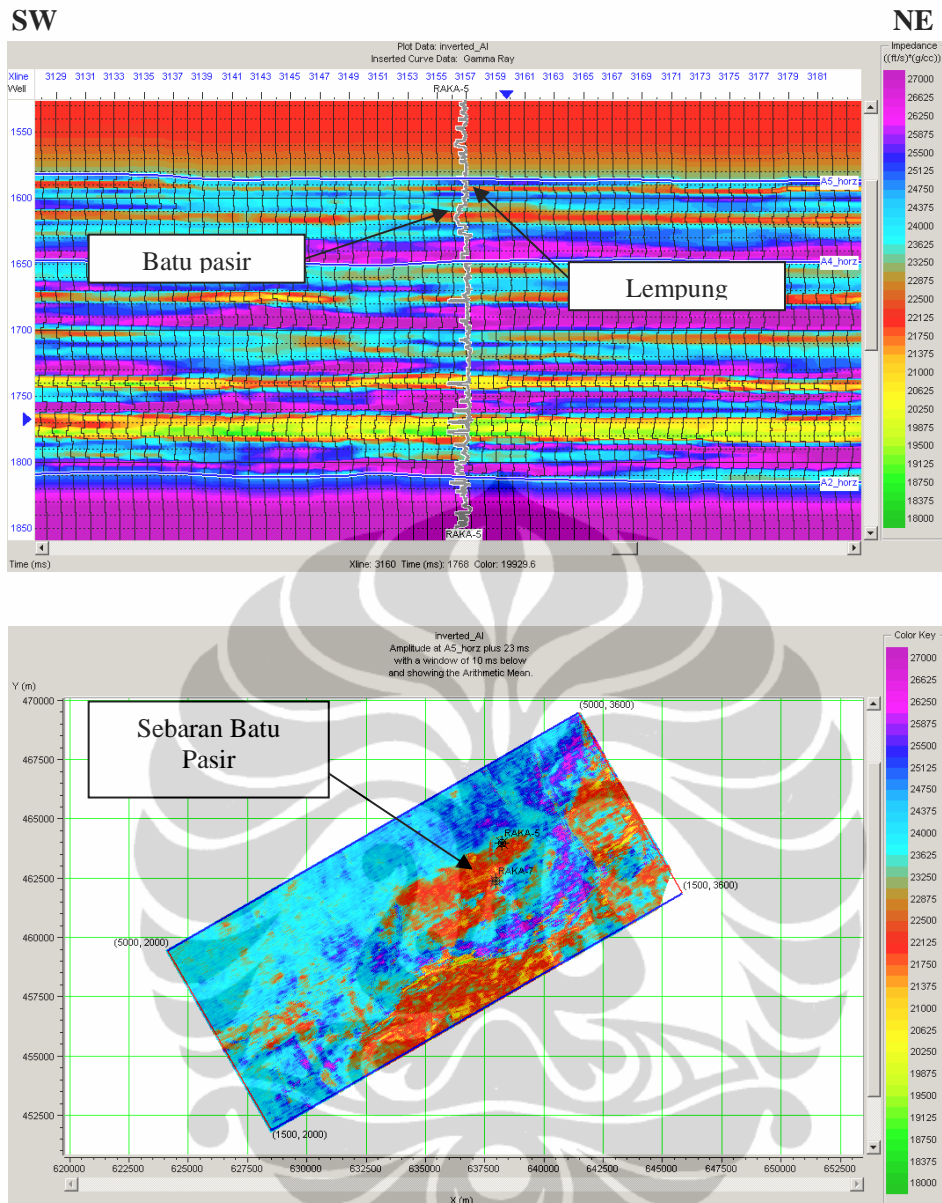
5.3 Prediksi Batu Pasir

Impedansi akustik yang diperoleh melalui proses inversi amplitudo gelombang seismik refleksi sangat berguna bagi intrepeter untuk memahami karakteristik reservoir lebih baik. Selain karena distribusinya dalam volume maupun penampang melingkupi suatu bodi litologi, besaran impedansi akustik merupakan besaran terukur yang adalah perkalian ataran gelombang P (V_p) dengan densitas (ρ), menjadikannya besaran yang lebih berarti bagi interpretasi.

Pemakaian data impedansi akustik untuk membedakan litologi dengan porositas berbeda terutama untuk reservoir batu gamping cukup berhasil akan tetapi agak terbatas pada lingkungan perselingan batupasir dan lempung. Secara pada hasil analisa menunjukkkan sebaran AI seperti berikut :

- AI yang rendah berhubungan dengan batu pasir.
- AI yang tinggi berhubungan dengan batu lempung.

Pada gambar 5.13 hasil inversi AI pada lapangan RAKA yang melewati sumur RAKA-5 penampang seismik inversi dengan kurva gamma ray terlihat nilai impedansi akustik antara batu pasir reservoir R4 dan lempung dapat dibedakan. Pada log AI dan gamma ray di sumur RAKA-5 di zone R4 menunjukkan AI reservoir berada pada range AI batu lempung. Dari hasil ini penyebaran pasir secara lateral bisa dilakukan dengan pemetaan dari AI saja, pada analisis porositas akan dicoba untuk menghubungkan nilai porositas dengan sebaran batu pasir.



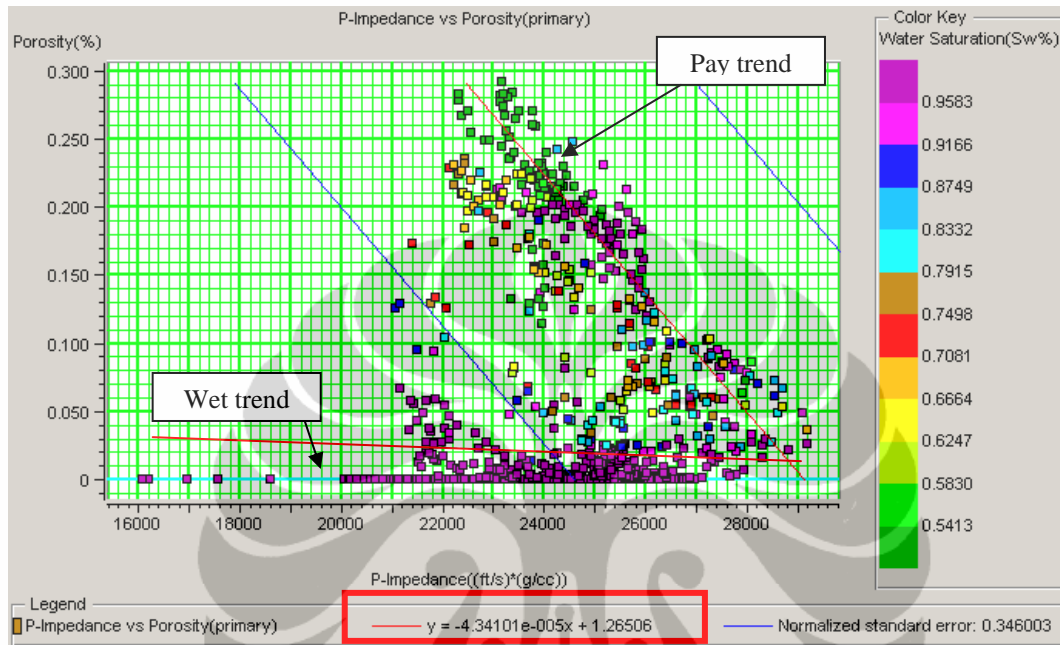
Gambar 5.13 Hasil inversi AI dengan kurva gamma ray, terlihat kontras antara batu pasir dan lempung

5.4 Prediksi Porositas

Impedansi akustik selain mempunyai korelasi dengan litologi juga mempunyai korelasi dengan porositas batuan (Munadi, 2000). Sebaran porositas diprediksi dengan membuat peta (*horizon slicing*) porositas dari peta impedansi akustik AI.

Dengan membuat *cross plot* antara PHIE (efektif porositas) dengan impedansi P menggunakan *water saturation* (Sw) sebagai warna *attributenya* pada

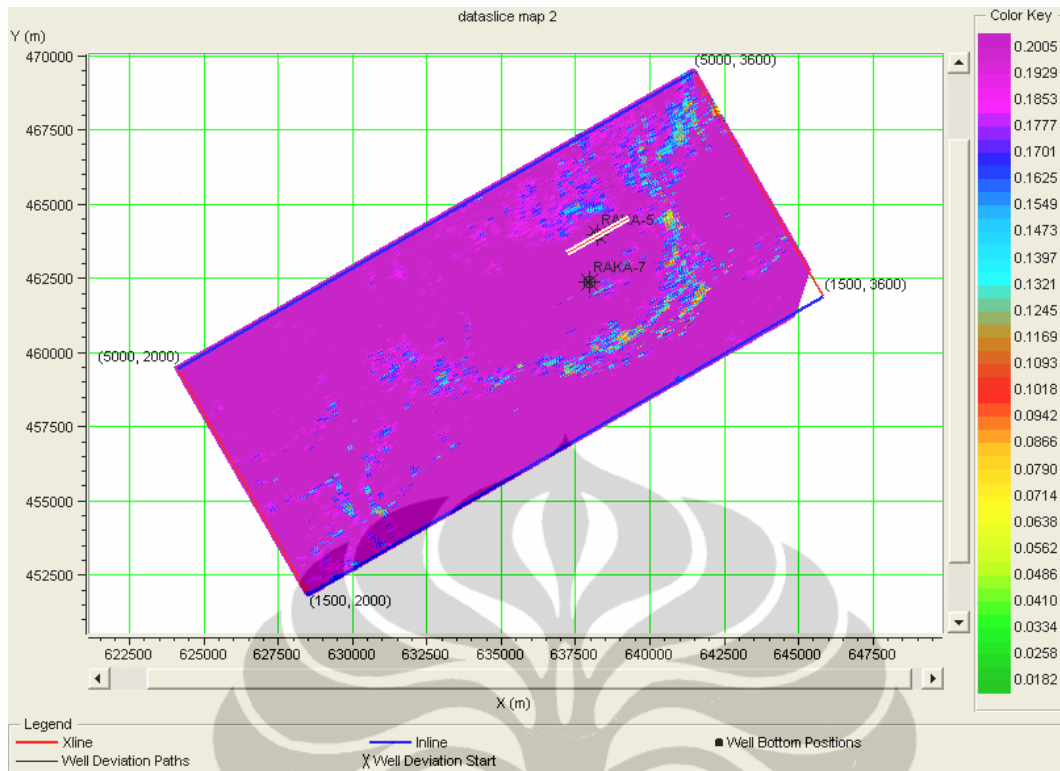
sumur RAKA-5 dan RAKA-7 dapat diturunkan persamaan linier dari dua trend yaitu wet trend dan pay trend sebagai persamaan untuk menghitung porositas. Hasil *cross plot* PHIE dan impedansi P pada zona R4 dapat dilihat pada gambar 5.14



Gambar 5.14 *Cross plot* antara PHIE dan impedansi P terdiri dari dua trend yaitu *wet trend* yang terdiri porositas rendah dan *pay trend* yang terdapat poritas

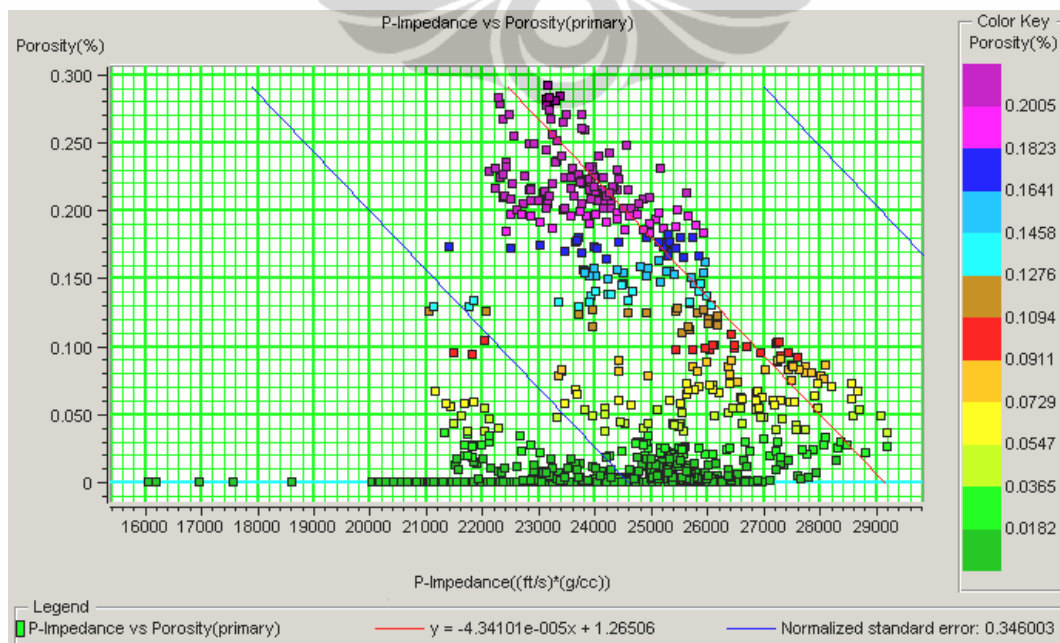
Dari *cross plot* di atas, di dapat persamaan yang menghubungkan impedansi P dengan porositas. Persamaan pada *pay trend* dimana porositas (y) fungsi dari impedansi P (x) adalah : $y = -4.334101e-005x + 1.26506$

Persamaan ini kemudian diterapkan pada pembuatan peta porositas pada *horizon slicing* dengan penambahan 23ms dan window 10ms di bawahnya. Hasil peta porositas dapat dilihat pada gambar 5.15



Gambar 5.15 Hasil peta porositas penerapan persamaan dari cross plot PHIE dan impedansi P pada horizon A5_Horz eventplus 23ms dan below window

Pada peta sebaran porositas area pada *horizon slicing* reservoir R4 diatas hampir tersebar batuan pasir dengan porositas 0.2005 sesuai dengan nilai dari cross plot pada sumur RAKA-5 dan RAKA-7 pada gambar 5.16

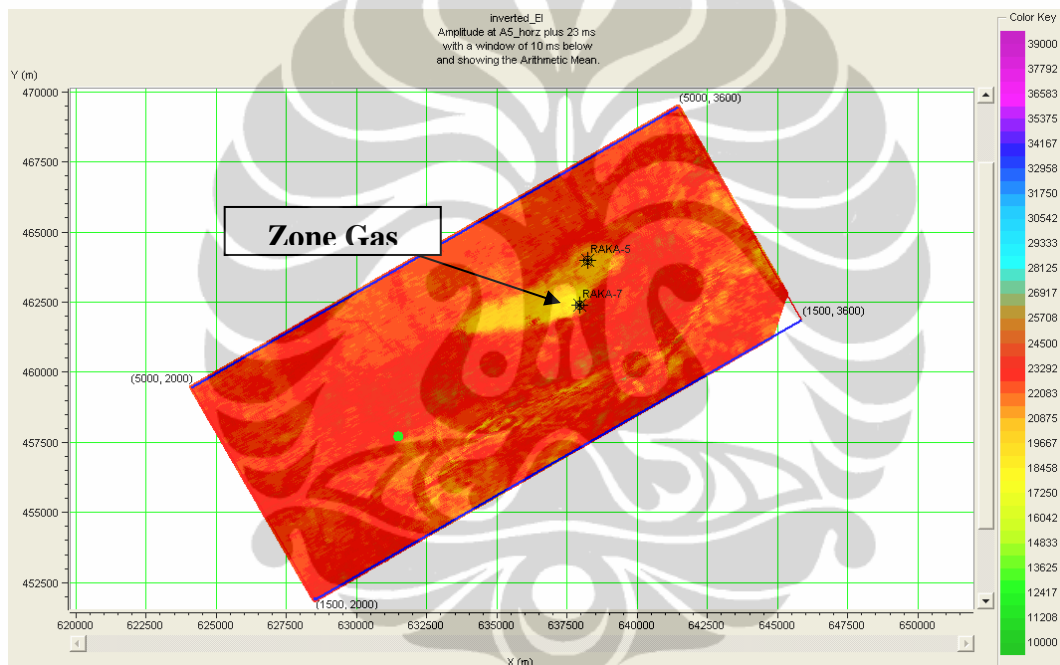


Gambar 5.16 *Cross plot* Porositas vs Impedansi P dengan attribute color range nilai porositas di zona R4

a

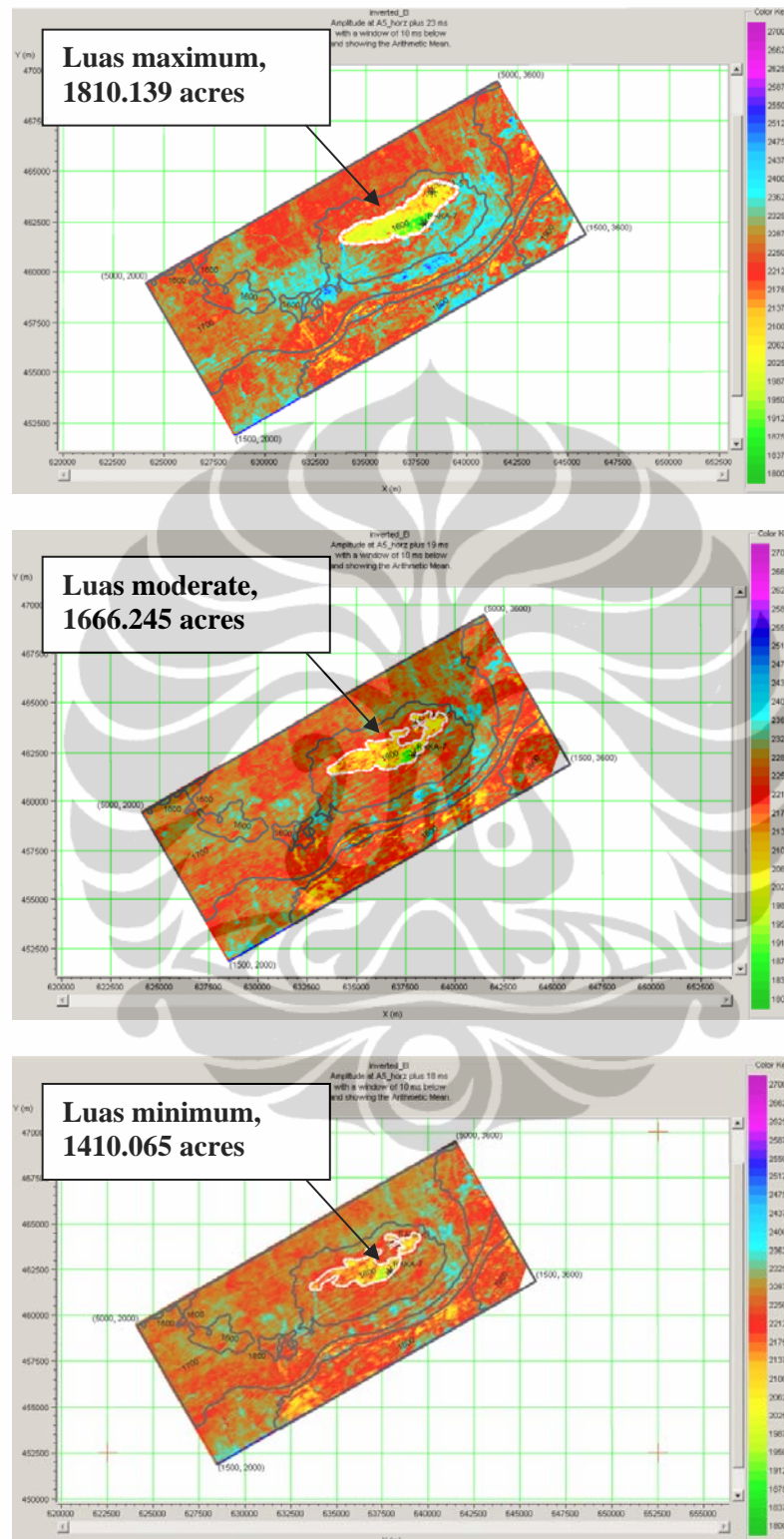
5.5 Prediksi Gas

Berdasarkan dari analisa pada sub-bab diatas serta analisisnya dengan menggunakan AI dan EI reservoir R4 dimodelkan mengandung kualitas batu pasir cukup bagus (porositas 0.2) dan mengandung hidrokarbon (gas), dimana gas terdapat pada reservoir batu pasir yang terletak 23ms di bawah horizon A5_Horz pada zona R4. Bila dioverlaykan dengan peta struktur akan menunjukkan daerah potensial gas terdapat pada struktur antiklin. Hasil inversi EI(30) yang menunjukkan peta penyebaran gas sesuai dengan anomali AVO pada tahap studi awal.



Gambar 5.16 Cross plot Porositas vs Impedansi P dengan attribute color range nilai porositas di zona R4

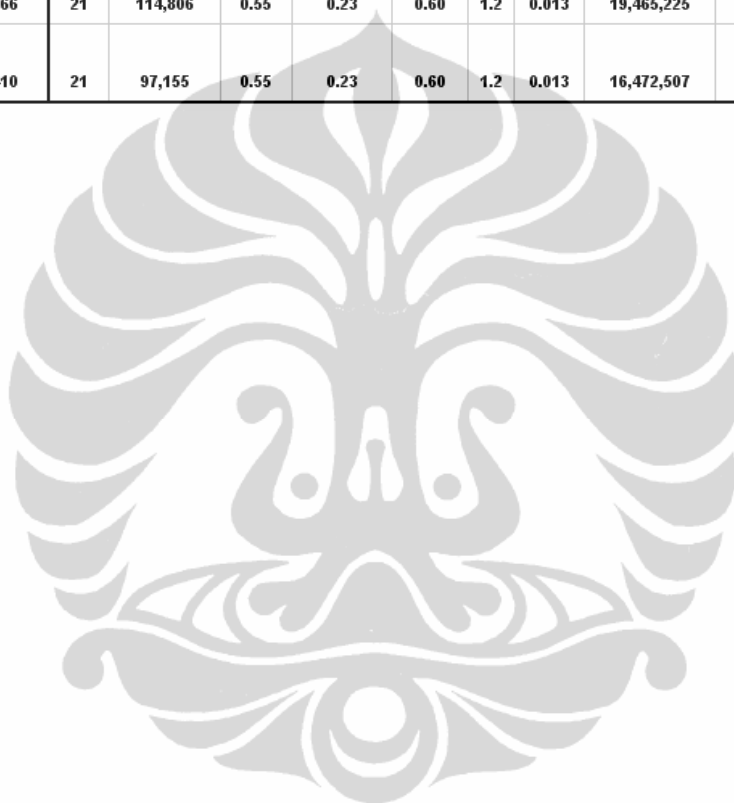
Hasil penghitungan luas area dari reservoir gas sebagai berikut :



Gambar 5.17 Luas area reservoir untuk penghitungan kandungan gas di zona R4

Hasil penghitungan estimasi reserve dari R4 reservoir gas sebagai berikut :

RESERVE ESTIMATION (SPEC) OF R4 RESEVOAR											
Location / Layer	Acres	Thck (m)	Bulk Volume	N/G	Porosity	SW	BOI	BGI	OGIP(cfgs)	EUR (MMCFG)	RF
RAKA FIELD											
MAXIMUM	1,810.139	21	124,720	0.55	0.23	0.60	1.2	0.013	21,146,207	14.802	
MODERATE	1,666	21	114,806	0.55	0.23	0.60	1.2	0.013	19,465,225	14	0.70
MIHIMUM	1,410	21	97,155	0.55	0.23	0.60	1.2	0.013	16,472,507	12	



BAB 6

KESIMPULAN DAN SARAN

Dari hasil penelitian yang dilakukan dapat disimpulkan sebagai berikut

- Penggunaan AI dan EI dapat membantu pemodelan reservoir untuk karakterisasi reservoir pada lapangan RAKA. EI bisa dijadikan sebagai indikator awal dari efek AVO sebagai *rock-property* analisis dan interpretasi.
- Adanya perbedaan (*cross-over*) nilai AI dan EI pada sudut 30 derajat pada sumur RAKA-5 dan RAKA-7 menunjukkan korelasi dengan adanya hidrokarbon dan *cross plot*-nya menunjukkan trend yang berbeda antara *pay trend* (hidrokarbon) dengan *wet trend* (shale atau *brine sand*).
- Data volume seismik hasil inversi dari AI dan EI, menunjukkan penyebaran lateral dari hidrokarbon (EI rendah) pada reservoir R4 dan terbukti mempunyai hasil yang bagus pada pengecekan hasil inversi dengan data EI pada sumur blind test A13. Hasil ini menguatkan hasil studi awal yang menunjukkan adanya anomali AVO pada volume *far offset*.
- Hasil penghitungan kandungan gas pada reservoir R4 dengan ketebalan rata-rata 21m adalah estimasi maksimum terdapat 14.8 MMCF, estimasi moderate sebanyak 14 MMCF dan estimasi minimum sama dengan 12 MMCF.
- Penghitungan nilai EI tidak terlalu rumit, dengan data Vp, Vs dan density penghitungan nilai atau log EI maupun EI normalisasi dapat dengan mudah dilakukan menggunakan software sederhana.

Karena keterbatasan waktu penghitungan peta porositas dibuat pada studi ini menggunakan metode linerisasi sederhana dan untuk validasinya hasil ketelitiannya disarankan menggunakan metode lain (geostatik model).

DAFTAR REFERENSI

- Suprayitno Munadi. 2000. *Aspek fisis seismologi eksplorasi*. Buku Kuliah Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika FMIPA, Universitas Indonesia Depok 2000
- Suprayitno Munadi. 2002. *Pengolahan Data Seismik Prinsip Dasar dan Metodologi*. Buku Kuliah Program Studi Geofisika, Jurusan Fisika FMIPA, Universitas Indonesia Depok 2002
- R.T Shuey. 1997. *A simplification of the Zoeppritz equations*. Geophysics, Vol 50 No. 4 (April 1985)
- J. Wright. 1986. *Short Note, Reflection coefficients at pore-fluid contacts as a function of offset*. Geophysics, Vol 51 No. 9 (September 1986)
- Steve R. Rutherford and Robert H. Williams 1989. *Amplitude-versus-offset variation in gas sands*. Geophysics, Vol 54 No. 6 (June 1989)
- Yu Xu, G. H. F Gardner and J.A. Mc., Donald. *Some effects of velocity variation on AVO and its interpretation*. Geophysics, Vol 58 No. 9 (June 1993)
- John P. Castagna and Steven W. Smith 1994. *Comparison of AVO indicators: A modeling study*. Geophysics, Vol 59 No. 12 (June 1994)
- John P. Castagna and Steven W. Smith 1994. *Framework for AVO gradient and intercept interpretation*. Geophysics, Vol 63 No. 3 (June 1998)
- Russell, B. H. 1996. *Introduction to Seismic Inversion Methods*. SEG Course Notes Series volume 2. Tulsa : SEG.
- Russell, B. H., Hedlin, K. & Hilterman, F. J. 2003. *Fluid Property Discrimination with AVO: A Biot-Gassmann Perspective*. Geophysics Vol. 68, No. 1, January-February.

Sukmono, S. 2002. *Seismic Inversion and AVO Analysis for Reservoir Characterization*. Lab of Reservoir Geophysics, Dept. Of Geophysical Engineering.

Wang, Z. 2001. *Fundamentals of Seismic Rock Physics*. Geophysics Vol. 66, No. 2, March-April.

