

**APLIKASI INVERSI AI
TERHADAP KARAKTERISASI POROSITAS RESERVOAR
LAPANGAN IWR CEKUNGAN SUMATRA TENGAH**

TESIS



R. IRWAN FATKHURROCHMAN
0706172046

**PROGRAM PASCA SARJANA GEOFISIKA RESERVOAR
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS INDONESIA
JAKARTA
2010**

**APLIKASI INVERSI AI
TERHADAP KARAKTERISASI POROSITAS RESERVOAR
LAPANGAN IWR CEKUNGAN SUMATRA TENGAH**

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Magister Sains



R. IRWAN FATKHURROCHMAN
0706172046

**PROGRAM PASCA SARJANA GEOFISIKA RESERVOAR
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS INDONESIA
JAKARTA
2010**

LEMBAR PERNYATAAN ORISINALITAS

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

Nama : R Irwan Fatkhurrochman

NPM : 0706172046

Tanggal : 7 Agustus 2010

Tanda Tangan :



LEMBAR PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh

Nama : R Irwan Fatkhurrochman
NPM : 0706172046
Program Studi : Geofisika Reservoir
Judul Tesis : APLIKASI INVERSI AI TERHADAP KARAKTERISASI
POROSITAS RESERVOAR LAPANGAN IWR
CEKUNGAN SUMATRA TENGAH

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

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : Dr. Abdul Haris (.....)
Penguji : Prof. Dr. Suprayitno Munadi (.....)
Penguji : Dr. Basuki Puspoputro (.....)
Penguji : Dr. Waluyo (.....)

Ditetapkan di : Jakarta
Tanggal : 7 Agustus 2010

KATA PENGANTAR

Pertama-tama penulis mengucapkan rasa syukur kepada Tuhan YME atas segala limpahan berkah dan pengetahuan sehingga penulis mampu menyelesaikan thesis ini dengan baik. Meskipun thesis ini masih jauh dari sempurna namun bagaimanapun juga segenap usaha, waktu dan kerja keras telah tercurah dalam proses penyelesaiannya. Pada kesempatan ini juga penulis ingin mengucapkan terima kasih kepada :

1. Bapak Dr. Yunus Daud sebagai Ketua Program Studi Magister Fisika
2. Bapak Prof. Dr. Suprayitno Munadi sebagai Ketua Kekhususan Geofisika Reservoir
3. Bapak Dr. Dedi Suyanto sebagai Ketua Sidang
4. Bapak Dr. Abdul Haris sebagai dosen pembimbing
5. Bapak Suparman dan Bapak Samidi yang telah banyak membantu dalam proses administrasi dan perkuliahan
6. Bapak M. Wahdanadi Haidar yang telah banyak membantu dalam proses analisis data dan pembahasan
7. Segenap jajaran dosen dari civitas akademika Universitas Indonesia
8. Segenap Manajemen G&G Pertamina-EP UBEP Lirik
9. Segenap Manajemen PT. Geotech System Indonesia
10. Kedua orang tua beserta seluruh keluarga
11. *My beloved Guardian Angels*, Fista Andriana dan Farzan Faeyza Ravidyatama

Terakhir, penulis ingin mengucapkan terima kasih dan salam hormat kepada seluruh teman-teman Geofisika Reservoir angkatan 2007 yang telah berjuang dan belajar bersama dari awal hingga akhir.

Jakarta, Agustus 2010

Penulis

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

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

Nama : R Irwan Fatkhurrochman
NPM : 0706172046
Program Studi : Geofisika Reservoir
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Jenis karya : Tesis

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

**APLIKASI INVERSI AI TERHADAP KARAKTERISASI POROSITAS
RESERVOAR LAPANGAN IWR CEKUNGAN SUMATRA TENGAH**

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

Jakarta, 7 Agustus 2010

Yang menyatakan



(Irwan Fatkhurrochman)

ABSTRAK

Nama : R Irwan Fatkhurrochman
Program Studi : Geofisika Reservoir
Judul Tesis : APLIKASI INVERSI AI TERHADAP
KARAKTERISASI POROSITAS RESERVOAR
LAPANGAN IWR CEKUNGAN SUMATRA TENGAH

Inversi Seismik merupakan metoda untuk mendapatkan gambaran model geologi bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai data input utama dan data sumur sebagai kontrolnya. Hasil yang didapat dari metoda inversi adalah informasi yang terkandung di dalam lapisan batuan berupa impedansi (akustik atau elastik). Hasilnya berkorelasi secara kuantitatif terhadap parameter fisik pada *reservoir* yang terukur pada sumur, salah satunya adalah porositas. Maksud dari penelitian ini adalah bahwa penulis akan melakukan contoh pemodelan inversi AI pada reservoir di Lapangan IWR, sedangkan tujuannya adalah untuk mengestimasi porositas reservoir di daerah interest melalui pendekatan inversi seismik AI tersebut. Diharapkan nantinya dapat menentukan usulan sumur pemboran beserta justifikasinya dan memungkinkan untuk di eksplorasi lebih lanjut. Hasil penelitian yang diharapkan dari studi ini adalah bahwa penulis mampu mengintegrasikan data porositas dari beberapa sumur yang ada terhadap data seismik atribut dengan pemodelan inversi AI.

Kata kunci :

Inversi seismik, *inversion*, impedansi akustik, *acoustic impedance*, porositas reservoir

ABSTRACT

Name : R Irwan Fatkhurrochman
Study Program : Reservoir Geophysics
Tesis Title : AI INVERSION APPLICATION ON RESERVOIR
POROSITY CHARACTERIZATION OF FIELD IWR
CENTRAL SUMATRA BASIN

Seismic Inversion is a method to gain a subsurface geological model with seismic data as a main input and well log data as a controller. The result of this method is a brief description about lithological impedance (acoustic or elastic). This informations are quantitatively correlable with another physical parameter on reservoir, e.g. porosity. The aims of this study is doing a seismic inversion AI modelling on Field IWR, and the goal is estimating the reservoir porosity at the interest zone with previous inversion result. Finally we can propose some wells with its justifications and able for further explorations. Expectation of the study is author able to integrate the porosity data of many wells into seismic attribute data with seismic inversions AI, which it can be useful for estimating reservoir porosity at other zone.

Keywords :
inversion, acoustic impedance, reservoir porosity

DAFTAR ISI

Halaman Judul	
Lembar Pernyataan Orisinalitas	i
Lembar Pengesahan	ii
Kata Pengantar	iii
Halaman Pernyataan Persetujuan Publikasi	iv
Abstrak	v
Daftar Isi	vii
Daftar Gambar	ix
Daftar Tabel	xi
BAB I. PENDAHULUAN	1
1.1. Latar Belakang	1
1.2. Permasalahan	2
1.3. Maksud dan Tujuan Penelitian	2
BAB II. TEORI	4
2.1. Geologi	4
2.1.1. Kerangka Tektonik	4
2.1.2. Stratigrafi Regional	6
2.1.3. Struktur Geologi	8
2.1.4. Sistem Petroleum	9
2.2. Geofisika	7
2.2.1. Gelombang Kompresi (<i>P-wave</i>)	12
2.2.2. Wavelet	13
2.2.3. Amplitudo dan Polaritas	14
2.2.4. <i>Synthetic Seismogram</i>	15
2.2.5. Inversi Seismik	16
2.2.6. Inversi Berbasis Model (<i>Model Based Inversion</i>)	20
2.2.7. Impedansi Akustik	21

BAB III. PENGOLAHAN DATA	23
3.1. Data Penelitian	23
3.1.1. Data Log	23
3.1.2. Data Seismik	23
3.1.3. Fasilitas Penunjang	24
3.2. Metodologi Penelitian	24
3.2.1. Pengolahan Data Sumur	24
3.2.2. Well to Seismic Tie	24
3.2.3. Inversi AI	24
3.3. Alur Penelitian	26
BAB IV. HASIL DAN PEMBAHASAN	27
4.1. Analisis Petrofisik	27
4.2. <i>Well to Seismic Tie</i>	31
4.3. Inversi AI dan Analisis Multi Atribut	33
4.3.1. Pembuatan Model	33
4.3.2. Analisis Tes Parameter	34
4.3.3. Hasil Tes Inversi	36
4.3.4. Analisis Atribut	42
4.4. Usulan Sumur Pemboran	47
BAB V. KESIMPULAN DAN SARAN	48
REFERENSI	50

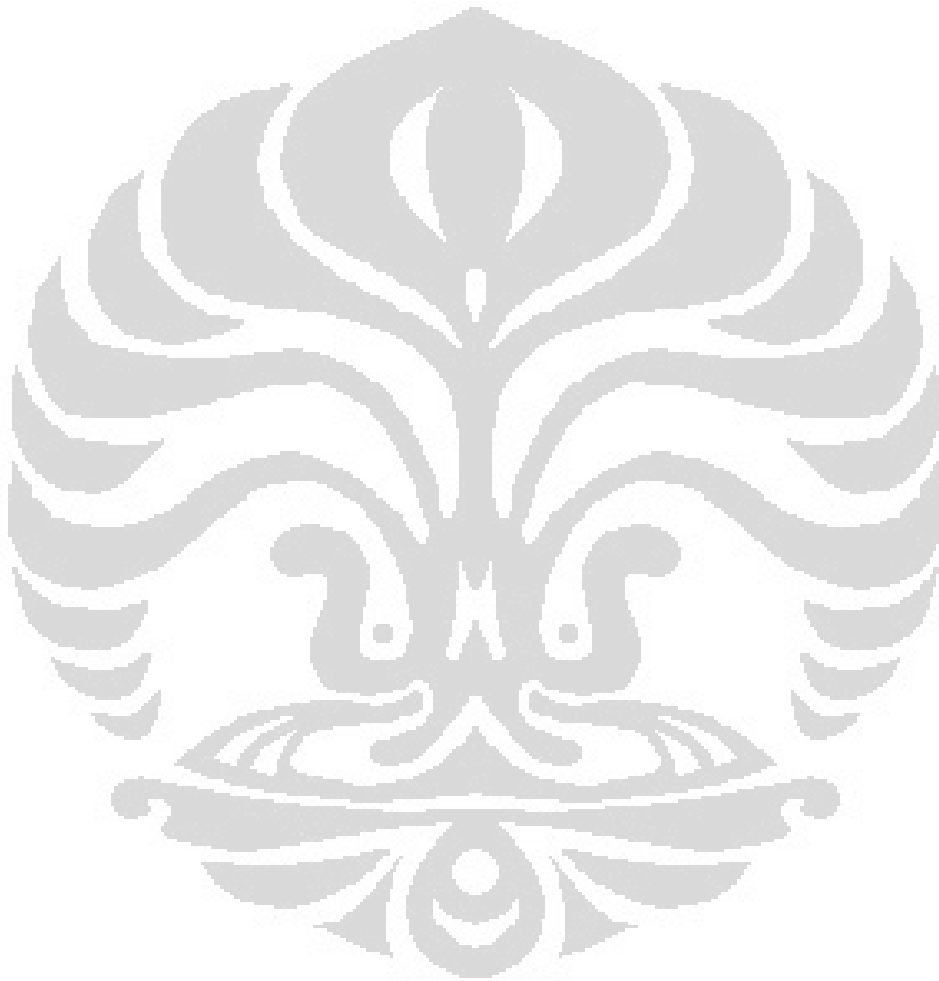
DAFTAR GAMBAR

Gambar 1.1. Lokasi Lapangan IWR	2
Gambar 2.1. Sketsa Posisi Cekungan Sumatera Tengah dalam kerangka cekungan busur belakang.....	4
Gambar 2.2. Pembagian Cekungan Sumatra secara fisiografis	5
Gambar 2.3. Korelasi stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah bagian timur dengan Subcekungan Jambi	6
Gambar 2.4. Diagram Hydrogen Index (HI) versus Tmax, menunjukkan tipe kerogen dan kematangan hidrokarbon	11
Gambar 2.5. Kenampakan karakter material sebelum diganggu dan karakter gelombang P.....	12
Gambar 2.6. Jenis-jenis wavelet (www.petroleumseismology.com)	14
Gambar 2.7. Polaritas SEG dan polaritas Eropa (normal dan <i>reverse</i>) dengan wavelet <i>zero phase</i> dan <i>minimum phase</i>	15
Gambar 2.8. <i>Synthetic seismogram</i> yang dibuat dari koefisien refleksi dikonvolusikan dengan wavelet (Sukmono, 2000)	16
Gambar 2.9. <i>Forward & Inverse Modelling</i>	17
Gambar 2.10. Representasi dari impedansi akustik dan rekaman seismik beserta masing-masing sifatnya	18
Gambar 2.11. Perbandingan Hasil Inversi menggunakan <i>High Frequency & Low Frequency Model</i> (Strata Workshop, Hampson Russel)	19
Gambar 2.12. Alur kerja inversi seismik (<i>Introduction to Seismic Inversion Methods</i> , Russel, 1988)	19
Gambar 2.13. Proses inversi berbasis model (Manual HRS, 2007)	21
Gambar 3.1. Seismik Basemap Lapangan IWR	23
Gambar 3.2. Contoh penarikan <i>Well to seismic tie</i> sumur IWR-111	25
Gambar 3.3. Diagram alur penelitian	26
Gambar 4.1. <i>Crossplot</i> antara SP dan Resistivity sumur IWR-111	29
Gambar 4.2. <i>Cross section</i> antara SP dan Resistivity sumur IWR-111	29
Gambar 4.3. <i>Crossplot</i> antara SP dan Resistivity sumur IWR-119	30

Gambar 4.4. <i>Cross section</i> antara SP dan Resistivity sumur IWR-119	30
Gambar 4.5. <i>Well to seismic tie</i> sumur IWR-111	31
Gambar 4.6. <i>Well to seismic tie</i> sumur IWR-129	32
Gambar 4.7. Penerapan filter pada proses pembuatan <i>initial model</i>	33
Gambar 4.8. Model AI P-Impedance pada inline 1407	33
Gambar 4.9. Model AI P-Impedance pada xline 5269	34
Gambar 4.10. Hasil analisis tes parameter pada sumur IWR-111 sebelum dilakukan <i>model based inversion</i>	35
Gambar 4.11. Hasil analisis tes inversi pada sumur IWR-129 sebelum dilakukan <i>model based inversion</i>	35
Gambar 4.12. <i>Section AI</i> pada xline 5186	36
Gambar 4.13. Penampang waktu section AI pada 25 ms di atas horison bot_IWR	37
Gambar 4.14. <i>Section P-wave</i> pada xline 5186	38
Gambar 4.15. Penampang waktu section P-wave pada 25 ms di atas horison bot_IWR	39
Gambar 4.16. <i>Section Densitas</i> pada xline 5186	40
Gambar 4.17. Penampang waktu section densitas pada 25 ms di atas horison bot_IWR	41
Gambar 4.18. Koordinat Sumur usulan pemboran Lapangan IWR	42
Gambar 4.20. Hasil pemodelan terhadap log porositas	44
Gambar 4.21. Penampang vertical volume porositas pada lintasan seismik xline	45
Gambar 4.22. Crossplot hubungan antara porositas dan AI di kedua sumur	45
Gambar 4.23. Peta irisan horison pada bot_IWR -25 ms	46
Gambar 4.24. Peta irisan horison pada top_IWR +30 ms	46

DAFTAR TABEL

Tabel 3.1. Peningkatan nilai error hasil dari analisis multi atribut	25
Tabel 4.1. Hasil korelasi <i>single attribute</i> dari ketiga volume hasil inversi	43
Tabel 4.2. <i>Time shifting</i> pada masing-masing sumur	43
Tabel 4.3. Koordinat Sumur usulan pemboran Lapangan IWR	47



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1. Latar Belakang

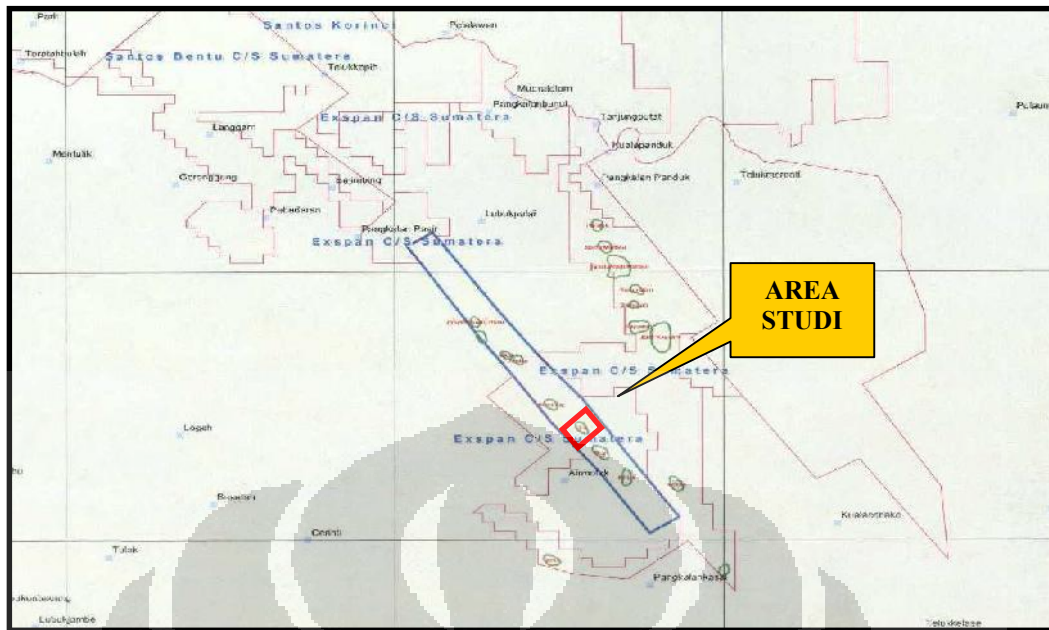
Lapangan IWR terletak pada Cekungan Sumatera Tengah dan merupakan bagian dari “*Lirik Trend*”. Lapangan IWR merupakan suatu lapangan dengan perangkat struktur antiklin pada arah tenggara - barat laut dan juga terdapat sesar naik ‘S’ yang merupakan batas perangkat di sebelah Timur Laut.

Cekungan Sumatera Tengah dibatasi oleh beberapa tinggian yang merupakan sumber endapan-endapan yang ada didalamnya. Pegunungan Barisan adalah batas sebelah Barat Daya, di sebelah timur laut dibatasi oleh “*Sunda Land Mass*”, dan sebelah tenggara dibatasi oleh pegunungan Tiga Puluh.

Lapisan penghasil minyak di Lapangan IWR berasal dari Formasi Tualang dan Formasi Lakat. Formasi Lakat dan Formasi Tualang masing-masing dibagi atas empat lapisan pasir yang dianggap produktif.

Lapisan penghasil minyak ini pertama kali dikembangkan pada pertengahan tahun 1940 dengan Sumur-7 sebagai sumur pertama. Pada pertengahan tahun 1985 telah terdapat 105 sumur dan sampai dengan tahun 2008 telah terdapat 183 sumur.

Oleh karena produksi yang sudah cukup lama, saturasi air dari lapisan-lapisan produktif ini sudah cukup tinggi, sehingga tingkat keekonomiannya juga berkurang. Oleh karena itu diperlukan studi untuk mengetahui kemungkinan adanya potensi hidrokarbon lain di Lapangan IWR. Pencarian prospek hidrokarbon terutama dilakukan pada formasi di bawah Formasi Lakat, yaitu paket Formasi Kelesa, yang terdiri dari Kelesa Atas, Kelesa Bawah dan Bawah *Lower Kelesa*.



Gambar 1.1. Lokasi Lapangan IWR

1.2. Permasalahan

Beberapa permasalahan yang ada sejalan dengan penelitian ini antara lain :

- Berdasarkan pemodelan inversi AI, bagaimanakah karakter reservoir hidrokarbon pada Cekungan Sumatra Tengah ini?
- Berdasar pada karakter reservoir tersebut, dapatkah ditemukan zona-zona yang prospek dan memungkinkan untuk dilakukan eksplorasi lebih lanjut ?

1.3. Maksud dan Tujuan

Adapun maksud dari penelitian ini adalah penulis melakukan pemodelan inversi AI pada reservoir di Lapangan IWR sehingga mampu mendelineasi reservoir dengan mengintegrasikan data sumur dan seismik.

Sedangkan tujuannya adalah untuk mengestimasi porositas reservoir di daerah interest melalui pendekatan inversi seismik AI yang telah dilakukan. Sehingga pada akhirnya nanti diharapkan dapat memberikan rekomendasi usulan sumur pemboran beserta justifikasinya dan memungkinkan untuk di eksplorasi lebih lanjut.

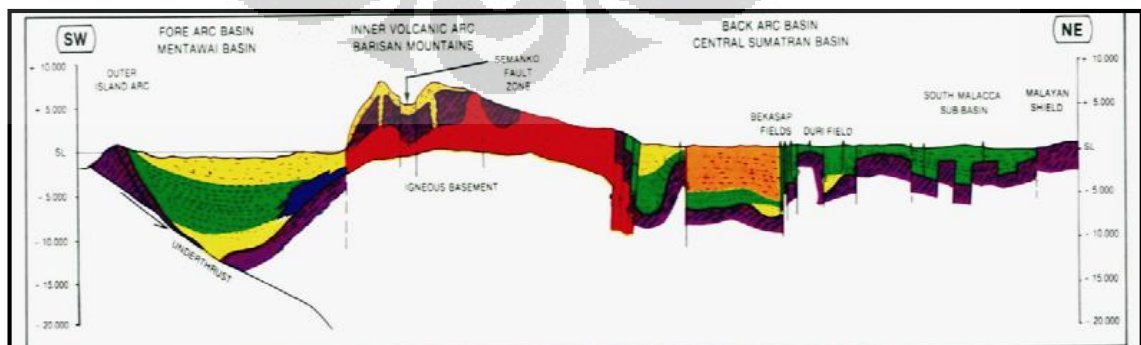
BAB II

TEORI

2.1. Geologi

2.1.1. Kerangka Tektonik

Cekungan Sumatera merupakan cekungan busur belakang (*back arc basin*) yang terbentuk pada awal Tersier (Eosen-Oligosen). Cekungan ini terbentuk akibat penunjaman lempeng Benua Hindia yang bergerak ke arah utara ($N 6^{\circ} E$) terhadap lempeng Benua Eurasia pada masa Miosen. Geometri dari cekungan ini berbentuk asimetri dengan bagian terdalam di sebelah barat daya yang semakin melandai ke arah timur laut (Mertosono dan Nayoan, 1974). Secara fisiografis Cekungan Sumatera Tengah terletak di antara Cekungan Sumatera Utara dan Cekungan Sumatera Selatan yang dibatasi oleh Dataran Tinggi Asahan di sebelah utara dan barat laut, Tinggian Tiga Puluh di sebelah tenggara, Paparan Sunda di sebelah timur, Pantai Malaysia di sebelah timur laut, serta Bukit Barisan di bagian barat dan barat daya. Sejumlah elemen struktur utama aktif Sumatera berarah barat laut paralel dengan palung Sunda termasuk juga punggung busur luar, cekungan busur luar, dan busur vulkanis Barisan dan zona sesar besar Sumatera. Struktur berarah barat laut dan sebaran topografi yang terbentuk pada akhir masa Cenozoikum yang saling menumpuk dengan Busur Asahan berarah utara-timur laut, tinggian Lampung dan blok Pegunungan Tigapuluh yang berarah barat-barat laut (Mertosono dan Nayoan, 1974).



Gambar 2.1. Sketsa Posisi Cekungan Sumatera Tengah dalam kerangka cekungan busur belakang

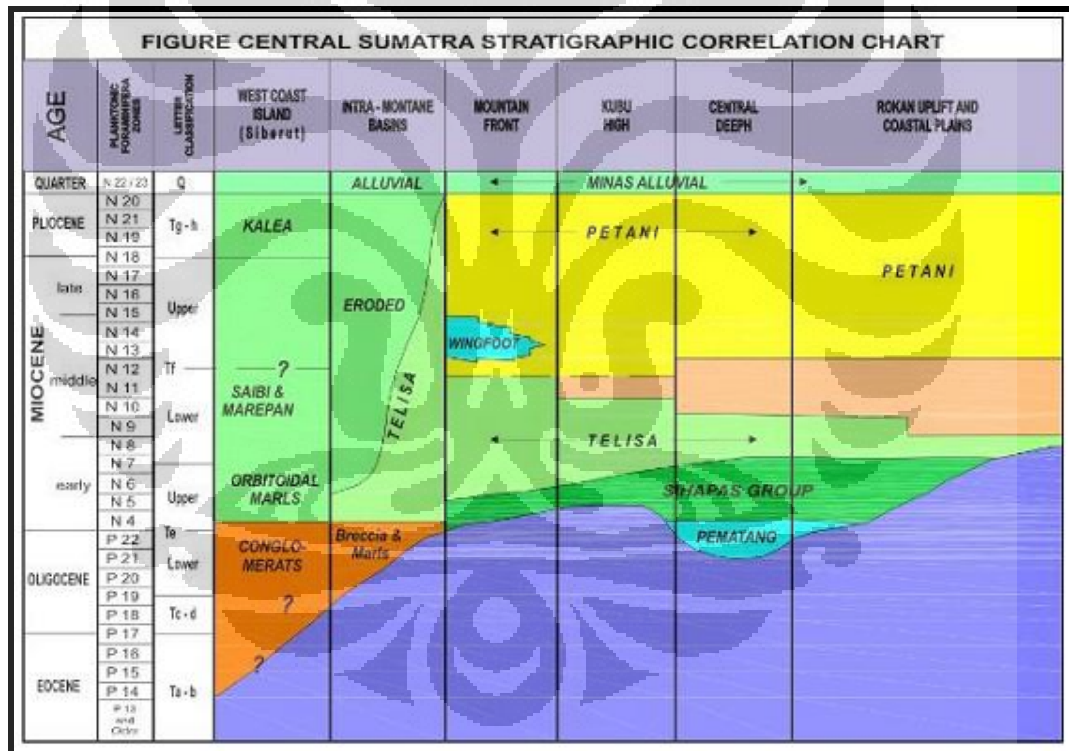
Posisi tumbukan yang menyudut menimbulkan *stress* yang kuat sehingga karakteristik struktur di cekungan ini seperti sesar besar bersudut, *upthrust*, *flower structure* yang dicirikan oleh blok-blok patahan berupa rangkaian *horst* dan *graben*. Pola asimetri ini merupakan hasil pembentukan patahan-patahan dari batuan dasar (*basement*) yang pada umumnya berbentuk *half graben*. Patahan-patahan ini terjadi pada zaman Mesozoik akhir tahun hingga Paleogen awal yang merupakan pengontrol awal sedimentasi Cekungan Sumatera Tengah.



Gambar 2.2. Pembagian Cekungan Sumatra secara fisiografis (Heidrick dan Aulia, 1993 dalam Pertamina, 2007)

2.1.2. Stratigrafi Regional

Menurut Suwarna dkk. (Puslitbang Geologi, 1991) stratigrafi Lembar Rengat tersusun oleh batuan-batuan Pra Tersier berumur Permokarbon, Tersier, Kuartar dan Batuan terobosan asam. Batuan Pra Tersier di daerah ini terdiri atas seri batuan metamorf derajat sedang yang membentuk Pegunungan Tigapuluh, yaitu Formasi Gangsal, Formasi Pengabuhan dan Formasi Mentulu termasuk Anggota Condong. Hubungan stratigrafi antara formasi-formasi di atas tidak jelas, kemungkinan saling menjemari dan berumur sama. Batuan terobosan umumnya terdapat di Pegunungan Tigapuluh, terdiri atas Granit-biotit, granodiorit, applit dan pegmatit. Batuan terobosan ini diperkirakan berumur Trias Akhir sampai Kapur Awal.



Gambar 2.3. Stratigrafi Cekungan Sumatera Tengah (Suwarna dkk., 1994 dalam Cahyono, 2007)

Batuan Tersier terdiri atas Formasi Kelesa, Formasi Lakat, Formasi Tualang, Formasi Gumai, Formasi Airbenakat, Formasi Muaraenim, Formasi Kasai dan Formasi Kerumutan yang berumur mulai Eosen – Oligosen hingga Plio – Plistosen. Urut-urutan stratigrafi daerah studi dari bawah ke atas adalah sebagai berikut;

Endapan Kuartar merupakan endapan termuda yang menutupi daerah tersebut terdiri atas Endapan Aluvium, undak sungai, endapan rawa dan kipas aluvial berumur Plistosen – Holosen. Daerah Bukitsusah dan sekitarnya tersusun oleh seri Batuan Pra Tersier, Tersier dan Kuartar. Batuan Pra Tersier adalah Formasi Gangsal berumur Perm. Batuan Tersier terdiri atas Formasi Lakat, Formasi Tualang, Formasi Gumai, Formasi Airbenakat dan Formasi Muaraenim yang berumur Oligosen Akhir – Pliosen sedangkan endapan Kuartar terdiri atas Formasi Kasai dan Aluvium.

Formasi Gangsal terdiri atas batusabak, filit, kuarsit dan marbel. Batuan formasi ini merupakan batuan malihan berumur Perm yang merupakan batuan alas cekungan.

Formasi Lakat tersusun di bagian bawah oleh konglomerat polimik, batupasir kuarsa, batulempung, batulanau, tufa dan lensa batubara. Bagian atas adalah perselingan batupasir kuarsa dan batulempung, lanau, serpih, karbonan dan siderit. Diperkirakan berumur Oligosen Akhir–Miosen Awal.

Formasi Tualang menindih selaras Formasi Lakat dan tersusun di bagian bawah oleh batulempung bersisipan batupasir kuarsa, setempat gampingan dan lanauan, lensa batupasir gampingan, halus, mengandung glaukonit dan muskovit. Bagian atas adalah Batupasir kuarsa bersisipan batulempung, batulumpur berpirit dan batupasir glaukonitan. Formasi Tualang diperkirakan berumur Miosen Awal.

Formasi Gumai menindih selaras Formasi Tualang dan litologinya tersusun oleh serpih, batulempung dan batulumpur bersisipan batupasir dan batulanau,

mengandung lensa batugamping mikrit. Formasi ini diperkirakan berumur Miosen Awal – Miosen Tengah.

Formasi Airbenakat menindih selaras Formasi Gumai dan tersusun oleh perselingan batulempung, batupasir, serpih dan batulanau, berisisipan batupasir tufaan, lensa batupasir kuarsa dan lignit. Formasi Airbenakat diperkirakan berumur Miosen Tengah – Miosen Akhir.

Formasi Muaraenim menindih selaras Formasi Airbenakat dan tersusun oleh perselingan batupasir tufaan, batulempung tufaan, serpih tufaan dan tufa, bersisipan lignit, oksida besi. Formasi ini diperkirakan berumur Miosen Akhir – Pliosen.

Formasi Kasai terletak tak selaras di atas Formasi Muaraenim, litologinya terdiri atas batupasir tufaan, batupasir kuarsa, konglomerat polimik, tufa, batulempung tufaan, batupasir tufaan dan batupasir kerikilan – kerakalan. Formasi Kasai diperkirakan berumur Pliosen.- Plistosen. Endapan Aluvium merupakan endapan permukaan dan umumnya tersingkap di daerah aliran sungai besar.

2.1.3. Struktur Geologi

Struktur geologi regional daerah ini umumnya adalah perlipatan dan sesar. Perlipatan berupa antiklin dan sinklin berarah umum Baratlaut – Tenggara, sedangkan sesar merupakan sesar mendatar dan sesar normal dengan arah umum : BaratBaratlaut–TimurTenggara, Baratlaut – Tenggara, UtaraBaratlaut – SelatanTenggara UtaraTimurlaut – SelatanBaratdaya dan Timurlaut – Baratdaya. Pensesaran ini umumnya lebih berkembang pada batuan Pra Tersier.

2.1.4. Sistem Petroleum

Pada sistem Petroleum ini akan dijelaskan mengenai batuan induk, kematangan batuan, pola migrasi yang terjadi, reservoir hidrokarbon, tipe geometri dan kualitas dan jenis perangkap yang ada.

a. Batuan Induk (*Source Rock*)

Batuan sumber hidrokarbon (*hydrocarbon source rock*) biasanya dijumpai dalam batuan sedimen klastika halus yang kaya akan bahan organik, khususnya maseral liptinit. Di daerah penelitian, batuan sedimen klastika halus dan kaya akan bahan organik terdapat dalam Formasi Lakat.

Batuan yang bertindak sebagai batuan sumber hidrokarbon pada Formasi Kelesa adalah bagian atas formasi ini, yaitu atas perlapisan serpih berselingan dengan batupasir halus, batupasir konglomeratan dan batulanau (sebagian teramalgamasi), serpih berwarna coklat berselingan dengan warna abu-abu gelap, berlapis tipis (0,5 cm – 1 cm), kaya akan bahan organik, bersifat agak plastis, struktur perairan sejajar. Hasil analisis pollen menunjukkan umur Eosen Akhir, dengan lingkungan pengendapan rawa air tawar.

Formasi Lakat diperkenalkan oleh Wennekers dan Gillavry dengan lokasi tipe Sungai Lakat, sekitar 4 km timur laut dari Kampung Sungaiakar. Formasi Lakat yang dapat dikorelasikan dengan Formasi Talangakar di Subcekungan Jambi, teramati di sepanjang jalan perusahaan kayu daerah Sungaiakar dan Simpang Rambutan, lereng timur laut Pegunungan Tigapuluh. Berdasarkan penampakan di lapangan, batuan sedimen penyusun Formasi Lakat ini dapat dibagi menjadi tiga bagian.

Bagian bawah tersusun oleh batupasir berbutir sedang sampai kasar, setempat dengan sisipan serpih. Bagian tengah didominasi oleh batulumpur dengan beberapa sisipan batupasir dan lapisan batubara. Batubara ini berwarna coklat sampai hitam, kusam (*dull*) sampai mengkilap (*bright*) dengan sifat fisik pejal sampai berlembar. Bagian atas formasi ini terdiri atas perselingan tipis-tipis antara batupasir berbutir sangat halus sampai halus dan batulumpur dengan ketebalan dari beberapa mm sampai 3 cm. Struktur sedimen yang terdapat dalam

bagian ini adalah perairan sejajar. Bagian ini hanya dijumpai di daerah Sungaiakar dengan tebal singkapan 4 m.

Analisis palinologi pada Formasi Lakat menunjukkan umur Oligosen Tengah sampai Akhir. Polen lainnya yang terdiri atas kumpulan *Chepalomappa malloticarpa*, *Dryabalanops*, *Elaeocarpus*, *Euphorbiaceae*, *Iugopollis/Aglola sp.*, dan *Macarango* menunjukkan lingkungan pengendapan air tawar dan rawa aluvium; sedangkan spora *Acrosticum aureum*, *Avicennia* dan *Florschuetzia trilobata* menunjukkan adanya pengaruh bakau.

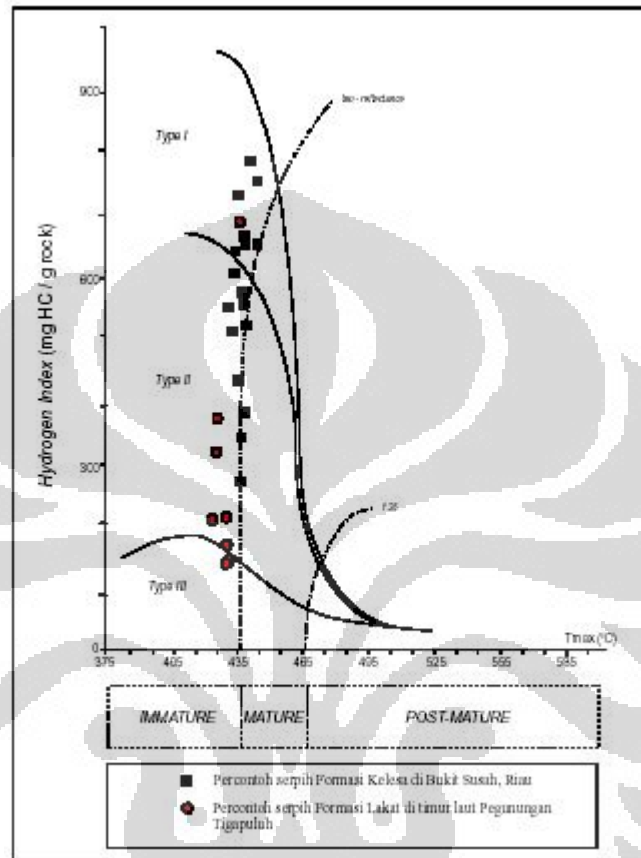
Dengan demikian, Formasi Lakat berdasarkan analisis polen terendapkan dalam lingkungan transisi, yaitu mulai dari air tawar sampai adanya pengaruh bakau. Batuan yang diduga sebagai sumber hidrokarbon dalam Formasi Lakat terdapat dalam bagian tengah, yaitu tersusun oleh batulumpur warna kelabu kehitaman, yang kaya akan bahan.

b. Maturity

Berdasarkan klasifikasi Peters, batulumpur yang mempunyai Indeks Hidrogen (HI) >300 akan menghasilkan minyak, sedangkan dengan nilai HI >150 akan menghasilkan minyak dan gas, dan dengan nilai HI <150 hanya menghasilkan gas. Berdasarkan temperatur maksimum (Tmax) batuan sumber hidrokarbon yang mempunyai temperatur maksimum <435° C, kerogennya termasuk ke dalam tingkat belum matang (*immature*), sedangkan dengan nilai Tmax antara 435° dan 465° C, kerogennya termasuk dalam tingkat matang (*mature*) atau dengan perkataan lain akan menghasilkan minyak.

Adapun dengan nilai Tmax >465o C, kerogennya termasuk ke dalam tingkat pasca matang (*post mature*) atau hanya menghasilkan gas. Diagram *Hidrogen Indeks (HI) versus* Temperatur maksimum (Tmax) seperti yang terlihat dalam Gambar 2.4 menunjukkan bahwa kematangan termal percontoh batuan Formasi Kelesa termasuk ke dalam belum matang akhir (*late immature*) sampai matang awal (*early mature*), sedangkan percontoh batuan Formasi Lakat termasuk ke dalam belum matang akhir (*late immature*). Percontoh batuan yang termasuk dalam kerogen tipe I terdiri atas tujuh percontoh batuan Formasi Kelesa dan satu percontoh batuan Formasi Lakat. Adapun percontoh batuan yang termasuk ke

dalam kerogen tipe II terdiri atas sebelas percontoh batuan Formasi Kelesa dan lima percontoh batuan Formasi Lakat. Sisanya, yakni Formasi Lakat termasuk ke dalam kerogen tipe III.



Gambar 2.4. Diagram Hydrogen Index (HI) versus Tmax, menunjukkan tipe kerogen dan kematangan hidrokarbon

c. Batuan Penyekat (*Seal*)

Batuan yang berperan sebagai batuan penyekat bersifat regional, dijumpai sebagai *shale* yang tebal dari Formasi Gumai (GUF) dan dari *shale* yang terdapat pada intra-formasi didalam tiap-tiap zone batu pasir pada masing-masing formasi. *Shale* ini meskipun ketebalannya relatif tipis, namun terbukti dapat berfungsi secara baik sebagai batuan penyekat (*seal*) bagi migrasi / akumulasi minyak dan gas untuk lapisan-lapisan reservoir yang ada dibawahnya.

d. Trap

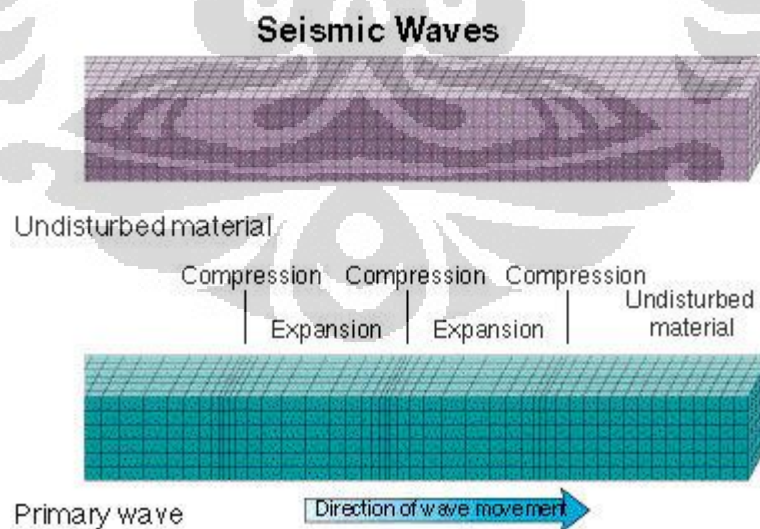
Semua penemuan minyak dan gas di wilayah kerja Pertamina Unit Bisnis EP Lirik terperangkap di dalam sistem perangkap struktur. Pada awal sejarah ditemukannya lapangan-lapangan minyak dan gas di daerah ini, lapangan-lapangan tersebut ditemukan berdasarkan pemetaan geologi permukaan (*surface geological survey*). Kemudian pada era tahun 1960-1970-an banyak ditemukan lapangan-lapangan minyak dan gas baru, yang umumnya juga ditemukan sebagai perangkap struktur.

2.2. Geofisika

2.2.1. Gelombang Kompresi (P-wave)

Jika bumi yang 'tenang' diberikan gangguan, misalnya diganggu dengan diledaknya sebuah dinamit, maka partikel-partikel material bumi tersebut akan bergerak dalam berbagai arah. Fenomena pergerakan partikel material bumi ini disebut dengan gelombang.

Jika pergerakan partikel tersebut sejajar dengan arah penjalaran gelombang, maka disebut dengan gelombang kompresi (gelombang primer atau *primary wave* atau gelombang P).



Gambar 2.5. Kenampakan karakter material sebelum diganggu dan karakter gelombang P

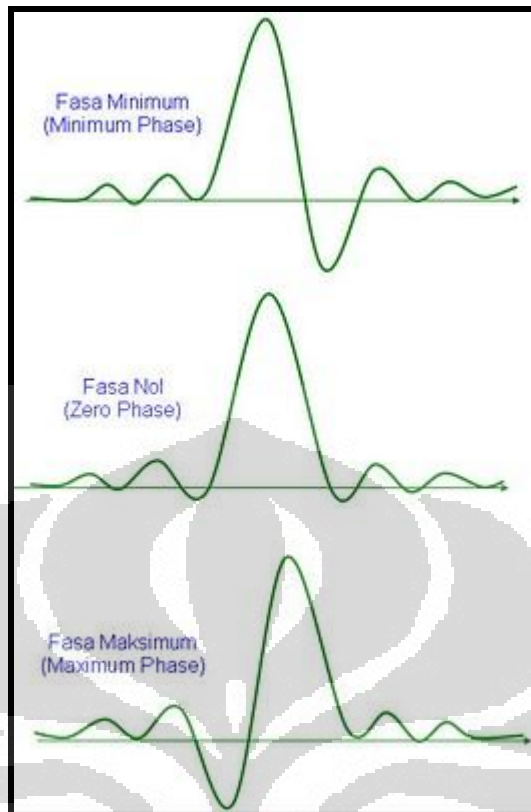
Rekaman seismik refleksi suatu eksplorasi migas merupakan rekaman gelombang P yang menjalar dari sumber (dinamit, vibroseis, dll.) ke penerima (geophone).

Gelombang P menjalar dengan kecepatan tertentu. Jika melewati material yang bersifat kompak atau keras misalnya dolomit maka kecepatan gelombang P akan lebih tinggi dibanding jika melewati material yang 'lunak' seperti batulempung.

2.2.2. Wavelet

Wavelet merupakan sinyal *transient* yang mempunyai interval waktu dan amplitudo yang terbatas. Ledakan sumber gelombang menggambarkan suatu wavelet, karena saat ledakan terjadi ($t = 0$), energi yang dibebaskan cukup besar dan dalam selang waktu tertentu energi tersebut akan habis. Ada empat jenis wavelet yang umum diketahui (Gambar 2.6 dan 2.7) yaitu, wavelet fase nol (*zero phase*), fase minimum (*minimum phase*) dan fase maksimum (*maximum phase*). Dalam eksplorasi seismik *wavelet* yang biasa dipakai adalah *zero phase* dan *minimum phase*. Tipe-tipe wavelet tersebut mempunyai letak konsentrasi energi yang berbeda-beda.

Wavelet yang berfase nol (*zero phase wavelet*) mempunyai konsentrasi maksimum di tengah dan waktu tunda nol, sehingga wavelet ini mempunyai resolusi yang maksimum. Wavelet berfase nol (disebut juga wavelet simetris) merupakan wavelet yang lebih baik dari semua jenis wavelet yang mempunyai spektrum amplitudo yang sama. Wavelet berfase minimum memiliki waktu tunda terkecil dari energinya. Menurut Sismanto (1999), wavelet berfase minimum adalah suatu fungsi wavelet yang energinya terkonsentrasi di depan (sedekat mungkin dengan $t=0$). Wavelet berfase maksimum (*maximum phase wavelet*) memiliki energi yang terpusat secara maksimal di bagian akhir dari wavelet tersebut.

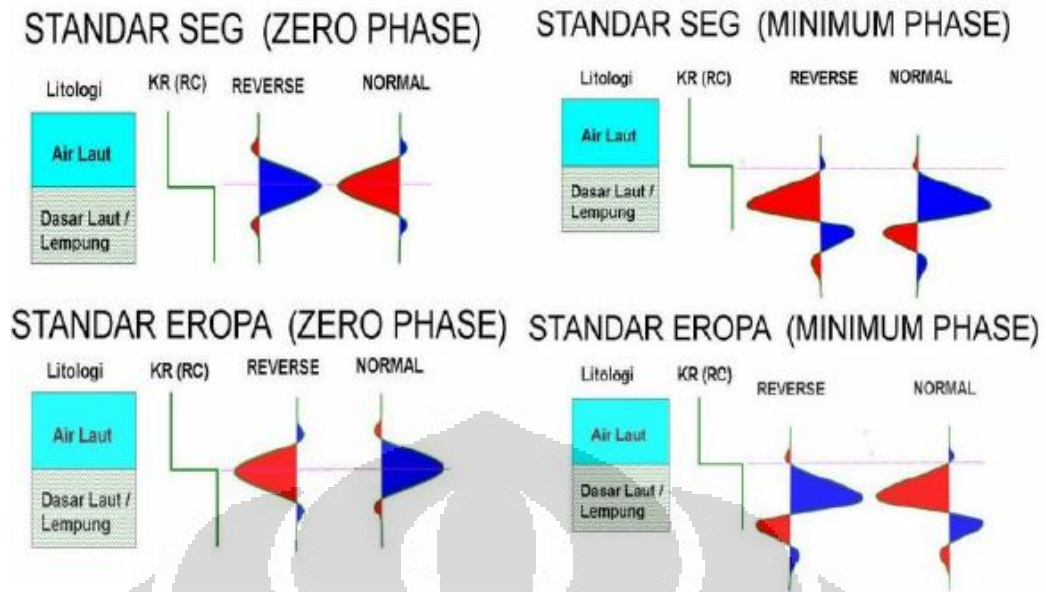


Gambar 2.6. Jenis-jenis wavelet (www.ensiklopediseismik.blogspot.com)

2.2.3. Amplitudo dan Polaritas

Sinyal pantul terjadi karena adanya pulsa seismik yang masuk ke dalam medium yang mempunyai impedansi berbeda. Sinyal pantulan tersebut pada sepanjang lintasan seismik menunjukkan perubahan besar amplitudo dari satu CDP ke CDP berikutnya. Selain perubahan amplitudo, sinyal pantul tersebut juga akan mengalami perubahan waktu rambat. Hal ini akan menyangkut adanya perubahan kedalaman dan kecepatan lapisan pemantul. Jika perubahan amplitudo sepanjang lintasan terjadi secara tiba-tiba, kemungkinan besar gejala tersebut diakibatkan oleh sesar, tetapi bila perubahan tersebut terjadi secara gradual sampai hilang sama sekali, kemungkinan telah terjadi perubahan lithologi (*pinch out*).

Perubahan amplitudo dan polaritas terkadang juga memberikan informasi penting mengenai keberadaan batuan-batuan reservoir yang potensial, seperti lithologi, porositas, dan kandungan zat cair (fluida). Polaritas dalam seismik mempunyai dua tipe, yaitu polaritas SEG dan polaritas Eropa. Kedua polaritas ini saling berkebalikan.



Gambar 2.7. Polaritas SEG dan polaritas Eropa (normal dan *reverse*) dengan wavelet *zero phase* dan *minimum phase* (www.ensiklopediseismik.blogspot.com)

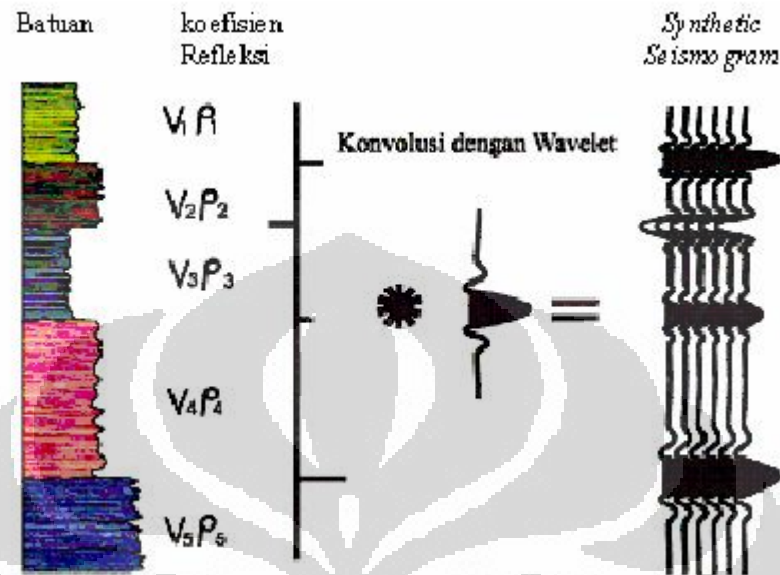
2.2.4. *Synthetic Seismogram*

Menurut Sismanto (1999), *synthetic seismogram* dibuat untuk mengkorelasikan antara informasi sumur (litologi, kedalaman, dan sifat – sifat fisis lainnya) terhadap penampang seismik guna memperoleh informasi yang lebih lengkap dan komprehensif. *Synthetic seismogram* merupakan sarana untuk mengidentifikasi horison seismik yang sesuai dengan geologi bawah permukaan yang diketahui dalam suatu sumur hidrokarbon. Identifikasi permukaan atau dasar formasi pada penampang seismik memungkinkan ditelusuri penerusan formasi tersebut pada arah lateral dengan memanfaatkan data seismik.

Synthetic Seismogram diperoleh dari konvolusi deret koefisien refleksi dengan wavelet. Deret koefisien refleksi ini menggunakan data impedansi akustik yang diperoleh dari log sumur (log densitas dan log sonik/ kecepatan). Wavelet dapat diturunkan secara matematis, atau didapatkan dari ekstraksi data seismik baik secara statistik maupun deterministik.

Konvolusi antara koefisien refleksi dengan *wavelet* seismik menghasilkan model *trace* seismik yang akan dibandingkan dengan data riil seismik dekat sumur. *Trace* ini diperkirakan berlokasi sama dengan *trace* yang berada pada line

seismik yang melewati lubang sumur dimana log tersebut diambil. *Synthetic* akan mengkorelasi data seismik dengan data log dimana *synthetic* ini dibuat.



Gambar 2.8. *Synthetic seismogram* yang dibuat dari koefisien refleksi dikonvolusikan dengan wavelet (Sukmono, 2000)

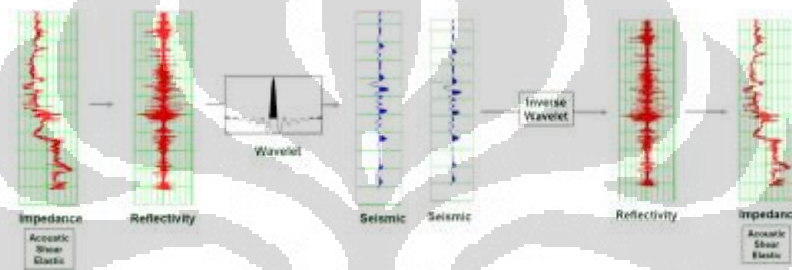
2.2.5. Inversi Seismik

Seismik inversi adalah suatu metoda untuk mendapatkan gambaran model geologi bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai data input utama dan data sumur sebagai data kontrol (Sukmono, 2002). Hasil yang didapat menggunakan metoda inversi adalah informasi yang terkandung di dalam lapisan batuan berupa impedansi (akustik atau elastik). Dari informasi impedansi ini dapat dikorelasikan secara kuantitatif dengan parameter fisis lain pada *reservoir* yang terukur pada sumur seperti porositas, saturasi air, dsb.

Data seismik adalah data amplitudo gelombang seismik sewaktu menjalar ke dalam lapisan-lapisan batuan bawah permukaan, data amplitudo ini perlu diubah menjadi data kecepatan. Apabila yang dimanfaatkan adalah amplitudo-amplitudo yang relatif kuat yang membentuk horizon seismik, maka akan diperoleh distribusi lateral dari kecepatan interval. Inversi seismik tidak hanya menghasilkan kurva-kurva yang menyerupai log sonik, inversi seismik juga mengubah kandungan informasi data seismik dari informasi yang berkaitan

dengan bidang batas antar-lapisan menjadi informasi yang berkaitan dengan lapisan. Kandungan informasi yang berkaitan dengan lapisan ini yakni impedansi akustik (AI) dapat dihubungkan dengan porositas batuan reservoir. Karena AI merupakan perkalian antara densitas dengan kecepatan maka secara logika semakin besar AI, semakin rendah porositasnya (Suprayitno Munadi, 2005).

Sebagaimana yang kita ketahui *forward modeling* adalah operasi konvolusi antara *wavelet* dengan koefisien refleksi, sedangkan proses inversi merupakan kebalikan (*inverse*) dari upaya pengambilan data seismik (*forward modelling*).

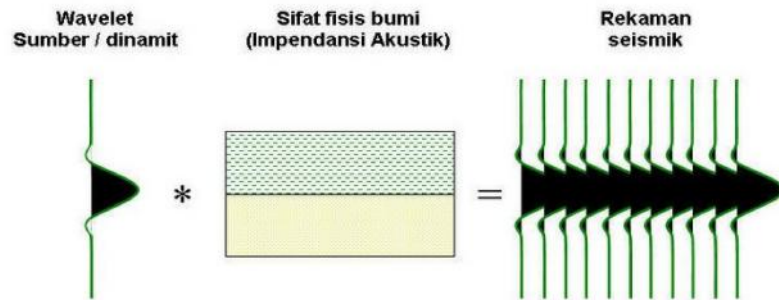


Gambar 2.9. *Forward & Inverse Modelling*

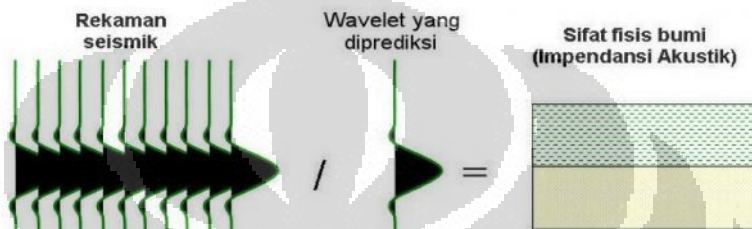
Proses ekstraksi *wavelet* pada proses inversi sangatlah penting, oleh karena itulah harus dilakukan ekstraksi *wavelet* pada horizon yang menjadi target inversi. Sebagaimana yang kita ketahui forward modeling adalah operasi konvolusi antara wavelet sumber dengan kontras impedansi akustik bumi (koefisien refleksi).

Proses inversi yang merupakan proses 'pembagian' rekaman seismik terhadap wavelet sumber yang diprediksi. Berdasarkan gambar berikut kita akan melihat bahwa secara bebas dapat dikatakan bahwa impedansi akustik (hasil inversi) merepresentasikan sifat fisis 'internal' batuan sedangkan rekaman seismik merepresentasikan 'batas batuan'. Sehingga hasil inversi dapat digunakan untuk menginterpretasi perubahan fasies dalam suatu horizon geologi. Namun sebenarnya bagi seorang ahli geofisika, sifat fisis internal pun dapat 'dilihat' berdasarkan karakter amplitudo atau frekuensi rekaman seismiknya

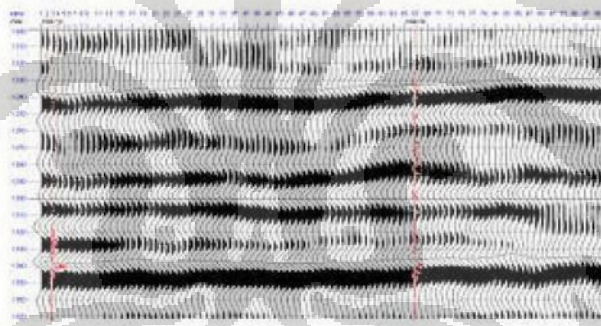
PROSES PENGAMBILAN DATA SEISMİK (FORWARD MODELING)



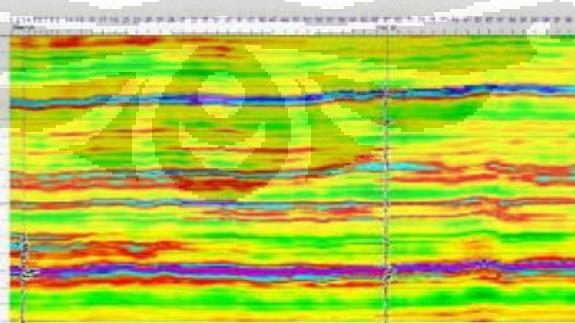
PROSES INVERSI SEISMİK (INVERSE MODELING)



Contoh data real



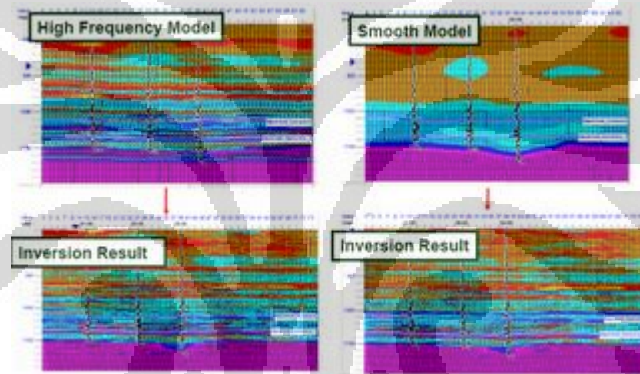
Rekaman



Gambar 2.10. Representasi dari impedansi akustik dan rekaman seismik beserta masing-masing sifatnya

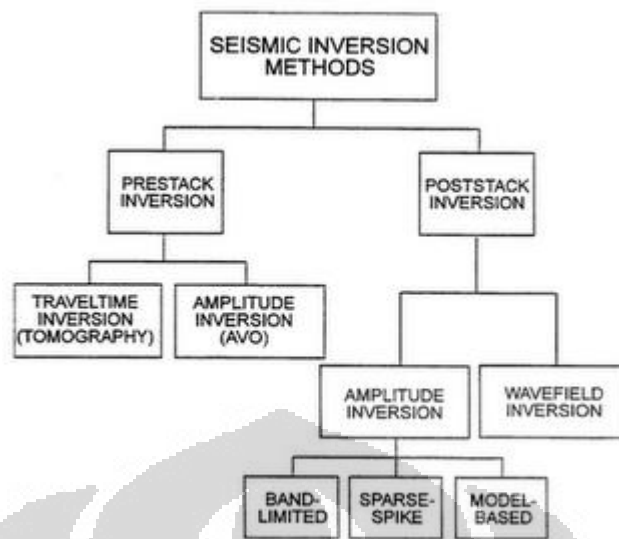
Pemilihan 'wavelet yang diprediksi' pada proses inversi merupakan prosedur yang sangat penting, anda harus yakin betul bahwa sifat 'wavelet yang diprediksi' mencerminkan horizon yang menjadi target anda. Salah satu cara diantaranya dengan mengekstrak wavelet pada horizon yang menjadi target inversi. Sesungguhnya cara inipun bukan merupakan suatu jaminan keberhasilan karena sifat wavelet yang tergantung terhadap fasa dan attenuasi.

Pada proses inversi, ada yang namanya "*non-uniqueness*", artinya terdapat lebih dari satu kemungkinan model geologi untuk mendapatkan hasil yang sama dengan data seismik. Sehingga diharapkan nilai koefisien refleksi dan nilai batas *acoustic impedance*-nya mendekati nilai sebenarnya. Dalam hal ini diperlukan sebuah model awal (*initial model*) sebagai prediksi awal dalam menyelesaikan perhitungan inversi



Gambar 2.11. Perbandingan Hasil Inversi menggunakan *High Frequency & Low Frequency Model* (Strata Workshop, Hampson Russel)

Metoda seismik inversi dapat dibagi menjadi dua macam berdasarkan data seismik yang digunakan, yaitu : *post-stack seismic inversion* dan *pre-stack seismic inversion*. Data seismik *post-stack* merupakan data seismik yang mengasumsikan amplitudo seismik dihasilkan dari $R(0)$, sehingga hanya dapat menghasilkan tampilan model *acoustic impedance* saja. Sedangkan data seismik *pre-stack* mempunyai informasi sudut ($R(\theta)$), sehingga *pre-stack seismic inversion* dapat menghasilkan parameter-parameter lain seperti V_p/V_s , EI, λ - ρ , μ - ρ .



Gambar 2.12. Alur kerja inversi seismik (*Introduction to Seismic Inversion Methods*, Russel, 1988)

2.2.6. Inversi Berbasis Model (*Model Based Inversion*)

Metode inversi berbasis model (*Model Based Inversion*) disebut juga metode *blocky* karena impedansi akustik tersusun dari blok-blok kecil. Konsep inversi dengan metode ini dimulai dengan membuat model inisial impedansi akustik dengan ukuran blok yang telah ditentukan. Koefisien refleksi diturunkan dari impedansi akustik dan dikonvolusikan dengan wavelet yang menghasilkan seismogram sintetik pada tiap-tiap *trace*.

Seismogram sintetik ini kemudian dibandingkan dengan trace seismik sebenarnya dan dihitung kesalahannya. Proses ini dilakukan secara iteratif dengan memodifikasi blok *trace* model hingga diperoleh hasil sintetik dengan kesalahan terkecil. Impedansi akustik hasil modifikasi model awal inilah yang merupakan hasil akhir inversi. Secara matematis, inversi model based dapat dirumuskan :

$$S_t = W_t * RC_t + n_t$$

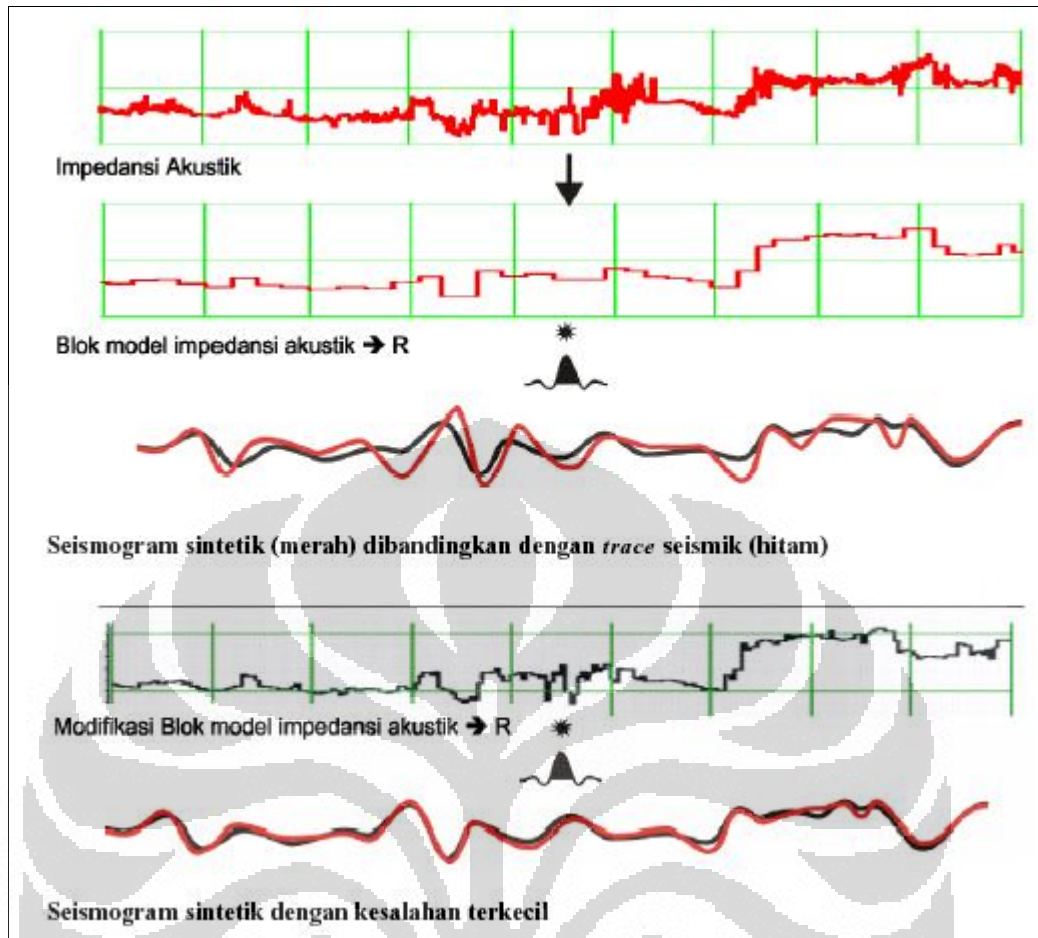
dengan : S_t = *trace* seismik

W_t = wavelet seismik

RC_t = reflektifitas bumi

n_t = noise

Metode inversi *model based* mempunyai keunggulan karena hasil yang didapatkan memiliki kontrol yang baik karena menghindari inversi langsung dari data seismik. Hasil inversi digambarkan dalam bentuk *blocky* yang memiliki nilai impedansi akustik yang kontras, sehingga mempermudah dalam penentuan batas suatu lapisan *reservoir*. Kelemahan inversi model based terletak pada ketidakunikan inversi. Dengan kata lain, ada banyak kemungkinan solusi model untuk dapat menghasilkan suatu keluaran hasil yang sama.



Gambar 2.13. Proses inversi berbasis model (Manual HRS, 2007)

2.2.7. Impedansi Akustik

Impedansi akustik (*Acoustic Impedance/AI*) didefinisikan sebagai kemampuan batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Secara fisis, Impedansi Akustik merupakan produk perkalian antara kecepatan gelombang kompresi dengan densitas batuan. Semakin keras suatu batuan maka Impedansi akustiknya semakin besar pula, sebagai contoh: batupasir yang sangat kompak memiliki Impedansi Akustik yang lebih tinggi dibandingkan dengan batulempung.

Hasil akhir dari suatu proses inversi seismik adalah berupa data impedansi akustik yang memiliki informasi lebih lengkap dibandingkan data seismik. Perubahan amplitudo pada data seismik hanyalah mencerminkan suatu bidang batas antar lapisan batuan sehingga bisa dikatakan bahwa data seismik adalah

atribut dari suatu bidang batas lapisan batuan, sedangkan impedansi akustik mencerminkan sifat fisis dari batuan. Secara matematis impedansi akustik batuan adalah hasil perkalian antara kecepatan dengan nilai densitas suatu batuan, sehingga dapat dituliskan :

$$IA = \rho.v$$

dengan : IA = impedansi akustik

ρ = densitas batuan

v = kecepatan gelombang seismik

Pantulan gelombang seismik terjadi disebabkan oleh perubahan impedansi akustik lapisan. Nilai kontras impedansi akustik dapat diperkirakan dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudo refleksi maka semakin besar pula kontras impedansi akustik. Jadi dapat dilihat bahwa data seismik konvensional “melihat” byek bawah permukaan dalam bentuk bidang batas antara lapisan-lapisan batuan, sedangkan impedansi akustik sebagai hasil inversi akan “melihat” obyek bawah permukaan tersebut sebagai lapisannya itu sendiri. Sehingga tampilan impedansi akustik akan lebih mendekati dunia riil dan lebih mudah dipahami.

BAB III PENGOLAHAN DATA

3.1. Data Penelitian

3.1.1. Data Log

Data log yang digunakan pada lapangan IWR meliputi data V_p , Density, Porosity, Gamma Ray dan Resistivity. Sumur-sumur telitian terletak pada lokasi berikut:

IWR-111, inline 1423 crossline 5187

IWR-122, inline 1498 crossline 5166

IWR-129, inline 1389 crossline 5186

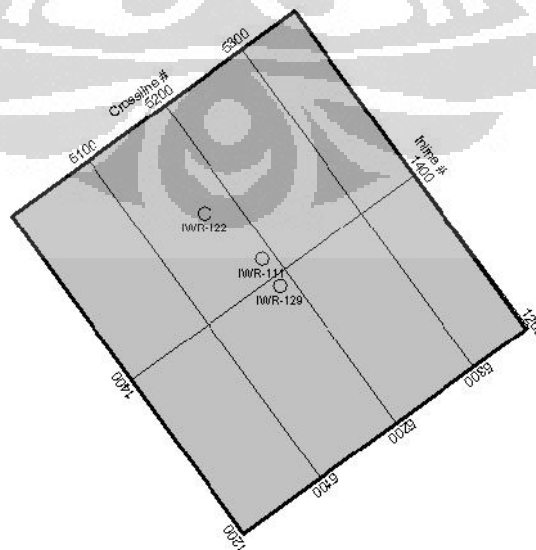
3.1.2. Data Seismik

Data seismik yang digunakan pada studi kali ini menggunakan data Seismik-3D IWR Final PSTM, dengan informasi sebagai berikut :

Inline : 1002 – 1901, 415 inlines, spacing 20m

Crossline : 5001 – 5368, 368 xlines, spacing 20m

Time range : 0 – 2200 ms



Gambar 3.1. Seismik Basemap Lapangan IWR

3.1.3. Fasilitas Penunjang

Proses studi beserta analisisnya didukung dengan kelengkapan *hardware* dan *software* sebagai berikut :

- Hardware, PC dengan spesifikasi :
 - Processor : Intel Xeon WorkStation xw6600
 - Hardisk : 1 TeraByte
 - Memori : 4x @ 2 GB
 - VGA : 256 bit
- Software
 - GeoGraphix R5000
 - Hampson Russel CE8.3

3.2. Metodologi Penelitian

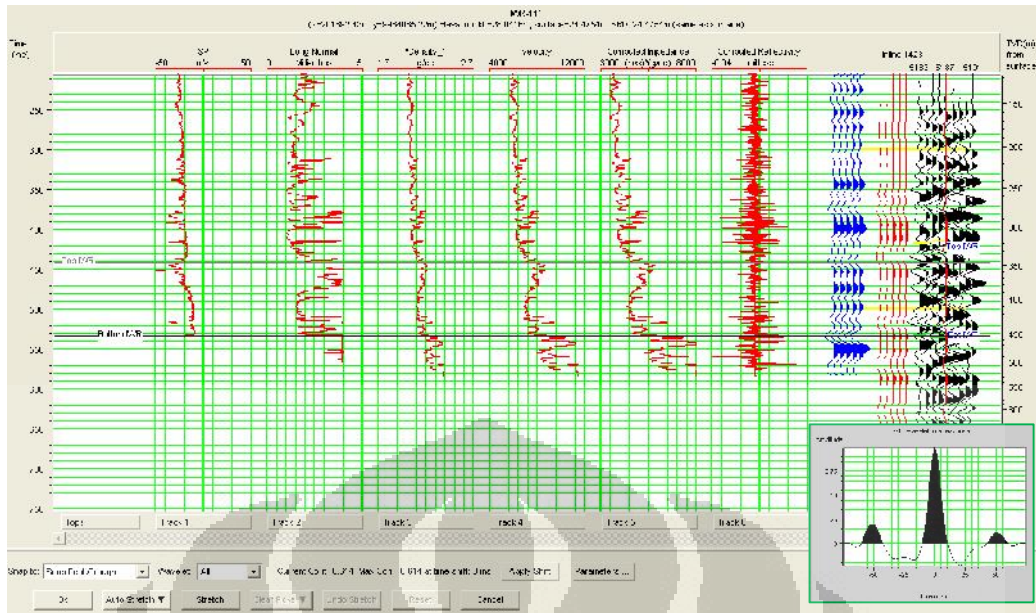
Penjelasan secara lengkap mengenai analisis data dan pembahasan akan diterangkan pada BAB IV, namun secara ringkas metodologi penelitian ini dapat dipaparkan sebagai berikut;

3.2.1. Pengolahan Data Sumur

Pada tahap ini dilakukan interpretasi geologi, yaitu penentuan top formasi (marker) yang nantinya akan digunakan sebagai penentu horison atas dan bawah. Selain itu juga dilakukan analisa porositas dari log sonik. Porositas diturunkan dari log sonik karena dibandingkan dengan dua log porositas lainnya yaitu neutron dan density, log sonik mampu melihat *secondary porosity* dengan baik.

3.2.2. Well to Seismic Tie

Pertama kali yang harus dilakukan dalam proses ini adalah mengekstrak wavelet dari seismik 3D yang ada. Kemudian dari wavelet tersebut dibuat synthetic seismogram. Setelah sintetiknya didapatkan maka horison target yaitu top_IWR dan bot_IWR dapat ditentukan.



Gambar 3.2. Contoh penarikan *Well to seismic tie* sumur IWR-111

3.2.3. Inversi AI

Dari horison *top* dan *bottom* yang telah didapatkan pada langkah sebelumnya kemudian dibuatlah sebuah model. Model ini nantinya akan bertindak sebagai dasar dalam melakukan inversi. Setelah model awal didapatkan, langkah selanjutnya adalah melakukan beberapa serangkaian tes parameter. Analisis tes parameter dilakukan beberapa kali hingga didapatkan parameter yang dirasa cukup baik untuk diterapkan pada inversi.

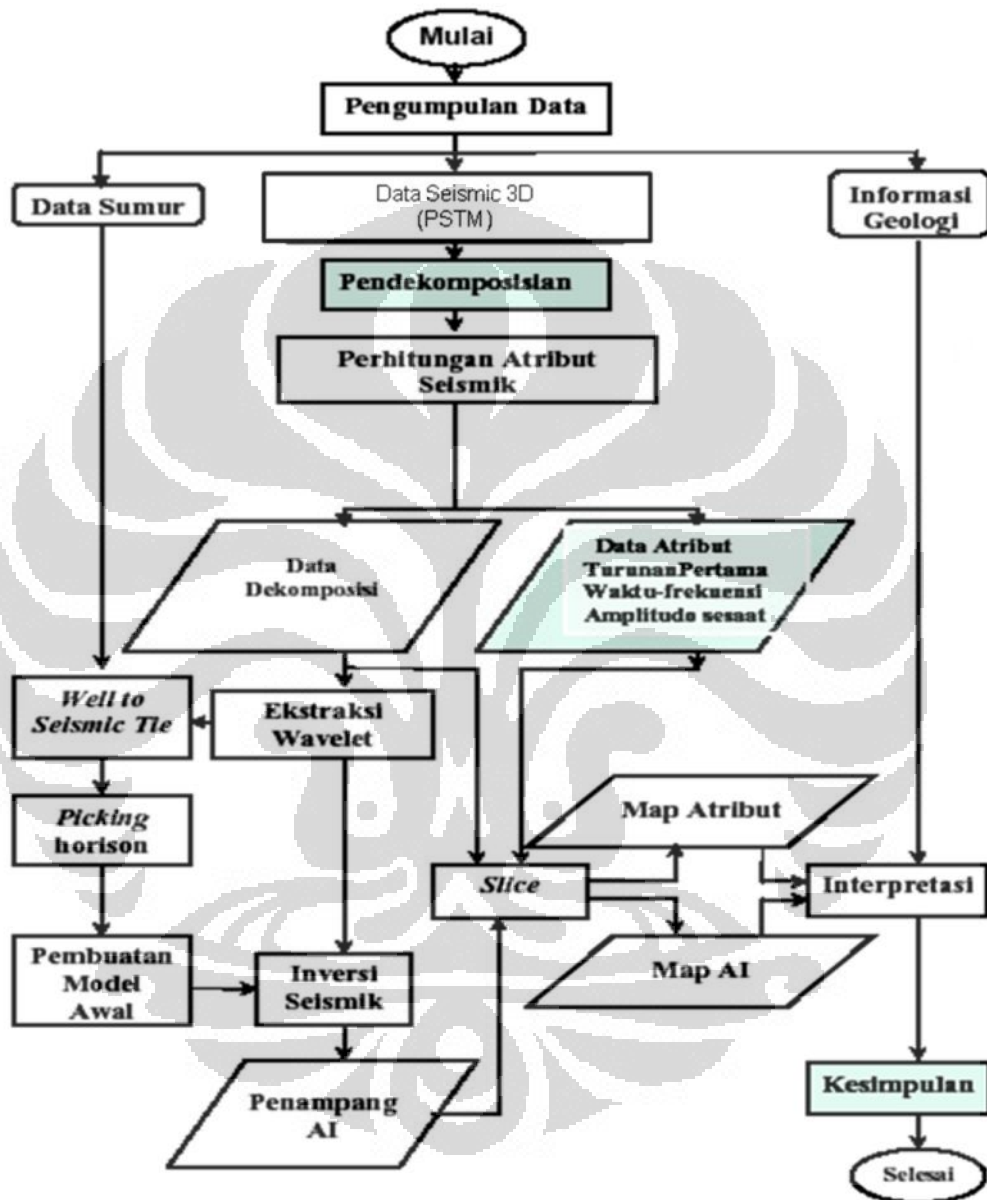
Setelah proses inversi maka idealnya dilakukan analisis multi atribut. Tujuannya adalah untuk meningkatkan tingkat keyakinan (*confidency*) terhadap data, yaitu menurunkan porositas dari hasil inversi. Namun demikian analisis tersebut setelah dilakukan hasilnya tidak begitu baik ditinjau dari korelasi yang ditunjukkan pada tabel berikut.

Tabel 3.1. Peningkatan nilai error hasil dari analisis multi atribut

Multi-Attribute List				
multi cor				
	Target	Final Attribute	Training Error	Validation Error
1	Log(Porosity)	1 / (Inverted AI)	2.703997	3.243250
2	Log(Porosity)	(Inverted pwave)**2	2.390065	3.039951

3.3. Alur Penelitian

Berikut penulis sajikan alur diagram yang akan menjadi panduan dalam melakukan studi :



Gambar 3.3. Diagram alur penelitian

BAB IV

HASIL DAN PEMBAHASAN

4.1. Analisis Petrofisik

Sebelum melangkah pada tahap analisis, ada beberapa persiapan awal harus dilakukan diantaranya adalah rekap sumur. Rekapitulasi sumur dilakukan karena data log untuk satu sumur tidak berada pada satu *file* dan terkadang mempunyai nilai parameter sumur (KB, *surface elevation* dan koordinat) yang berbeda. Hal ini dikarenakan adanya beberapa jenis log yang berbeda dari sumur tersebut yang datanya di ambil pada waktu yang berbeda juga. Untuk itu data-data log tersebut perlu disatukan dalam satu *file* untuk memudahkan pada saat *loading* data sumur ke *software*.

Editing log dilakukan terutama untuk menghilangkan data-data *noise* yang biasanya berupa *spike* data. Selain itu juga dilakukan penyambungan (*merge*) beberapa data log yang terpisah dikarenakan waktu pengambilan data log yang berbeda.

Tujuan dari analisis petrofisik ini adalah untuk mengetahui apakah lapisan yang terkandung di dalam formasi memiliki porositas yang bagus atau tidak. Dari hasil analisis ini dapat diketahui perlapisan batuan tersebut bersifat shale, batupasir tight ataukah batupasir dengan porositas yang bagus. Setelah mengetahui nilai porositas selanjutnya dapat digunakan sebagai indikasi awal keberadaan fluida. Diharapkan pada porositas yang bagus didukung juga dengan nilai permeabilitas yang baik mampu digunakan sebagai titik awal dalam mendukung optimalisasi produksi hidrokarbon, utamanya minyak.

Pengertian porositas sendiri merupakan salah satu sifat batuan yang menyatakan ketersediaan ruang bagi hidrokarbon dalam suatu batuan. Dalam bahasa matematis, porositas dinyatakan dalam persen perbandingan antara volume pori dibanding dengan volume batuan.

Pada analisis petrofisik ini penulis memilih untuk menurunkan porositas dari log sonik dibandingkan dengan dua log porositas lainnya yaitu neutron dan density. Dasar dari pemilihan log ini ada beberapa, yaitu yang pertama bahwa log

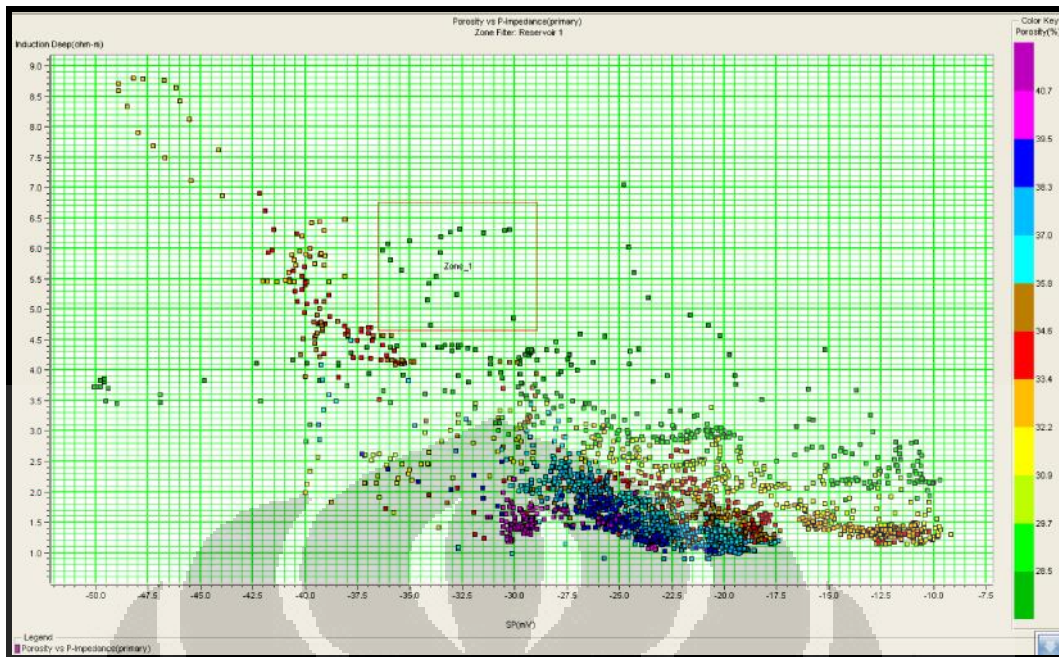
sonik mampu melihat *secondary porosity* dengan baik. *Induced porosity* atau *secondary porosity* diartikan sebagai porositas yang terbentuk setelah batuan tersebut terbentuk. Contoh *induced porosity* adalah rekahan (*fracture*) yang bisa terbentuk karena proses tektonik. Kemudian ada juga *vugs* (gerowong) yang terbentuk pada batuan karbonat karena larut oleh air/asam. Selain itu sonic tidak terlalu banyak terpengaruh oleh koreksi (contoh: koreksi karena kondisi lubang bor yang jelek/gerowong, koreksi lumpur pemboran).

Sedangkan log neutron sangat sensitif dengan kondisi lubang bor. Penjelasannya adalah karena jika pancaran neutron melewati lubang dengan banyak rekahan yang banyak terkumpul hidrogen maka pancarannya akan terhenti sebelum sampai ke formasi.

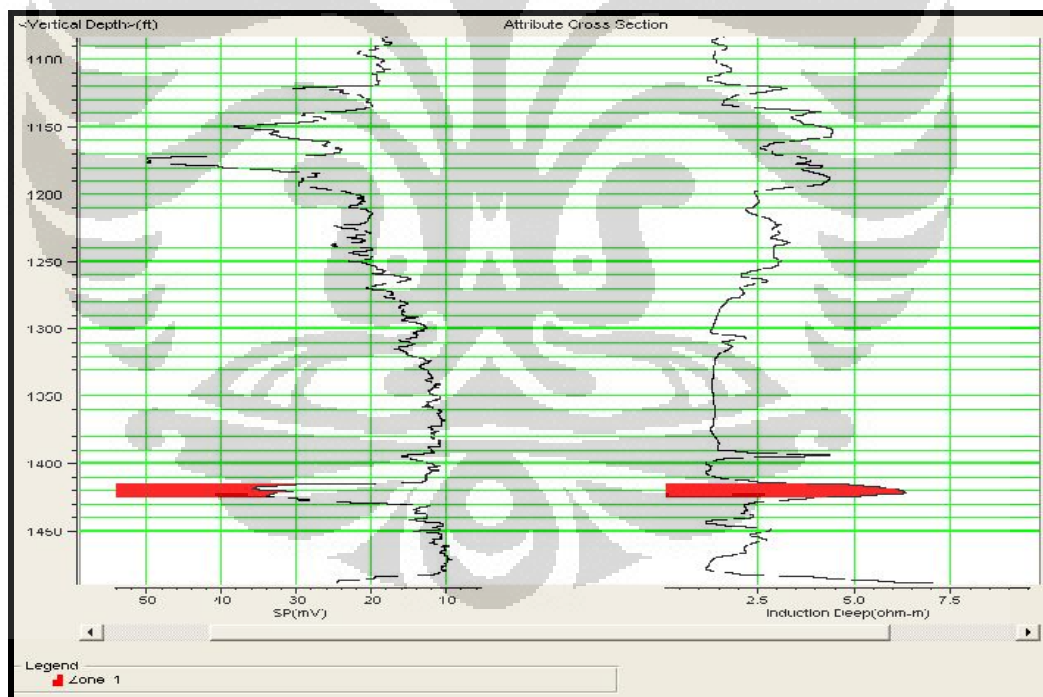
Untuk log densitas penulis berpendapat bahwa *density* lebih cenderung menggambarkan berat jenis. Sementara itu porositas sebaiknya diukur dari seberapa besar ukuran butir penyusun litologi, sehingga *density* kurang akurat karena berat jenis tidak berkorelasi dengan ukuran butir. Selain itu berat jenis unsur penyusun batuan juga sangat berpengaruh terhadap koreksi porositas densitas. Hal ini terjadi ketika formasi lebih banyak tersusun oleh unsur mineral berat maka pembacaan *density* akan menjadi rendah, padahal belum tentu lapisan tersebut *porous*.

Dari hasil penurunan log sonic didapatkan nilai porositas yang cukup beragam. Pada sand zona interest didapatkan nilai porositas rerata antara 30-60%. Hasil penurunan ini penulis anggap sebagai acuan karena belum pernah dilakukan analisis *core* sebelumnya.

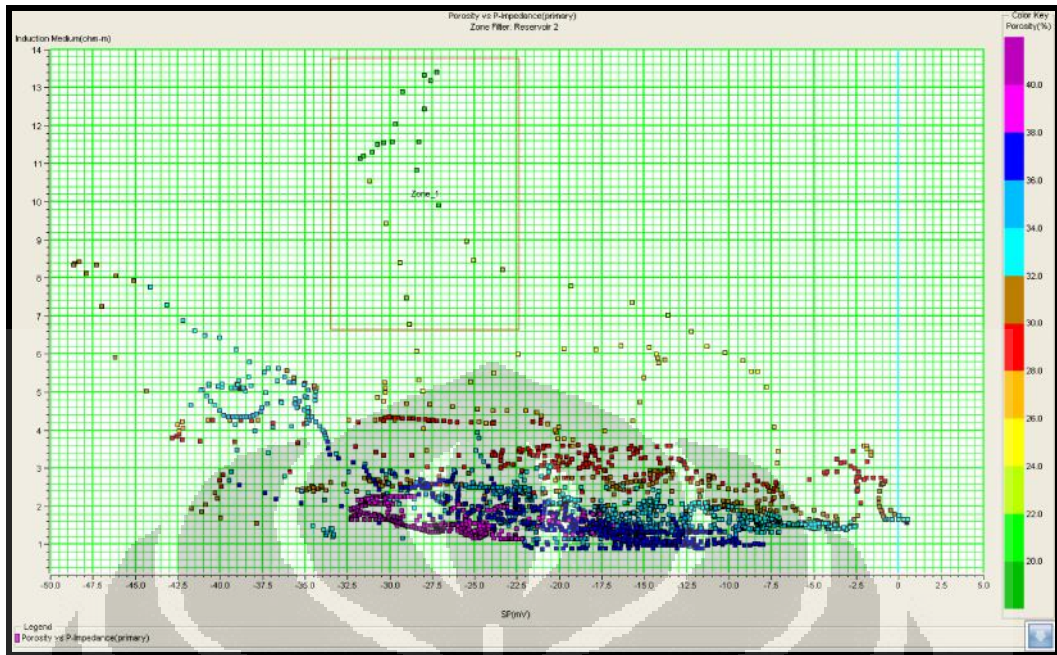
Untuk mendapatkan zona potensial maka dibuatlah grafik saling silang antara SP dan resistivity. Dari grafik tersebut dapat diketahui zona interest yang menjadi tujuan penelitian.



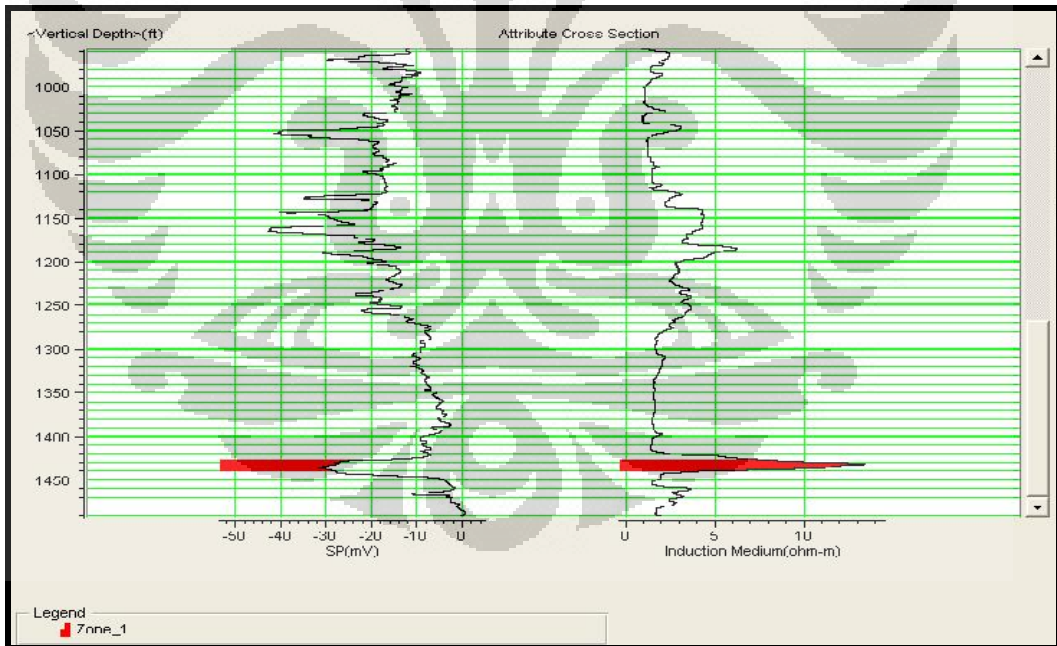
Gambar 4.1. Crossplot antara SP dan Resistivity sumur IWR-111



Gambar 4.2. Cross section antara SP dan Resistivity sumur IWR-111



Gambar 4.3. Crossplot antara SP dan Resistivity sumur IWR-119

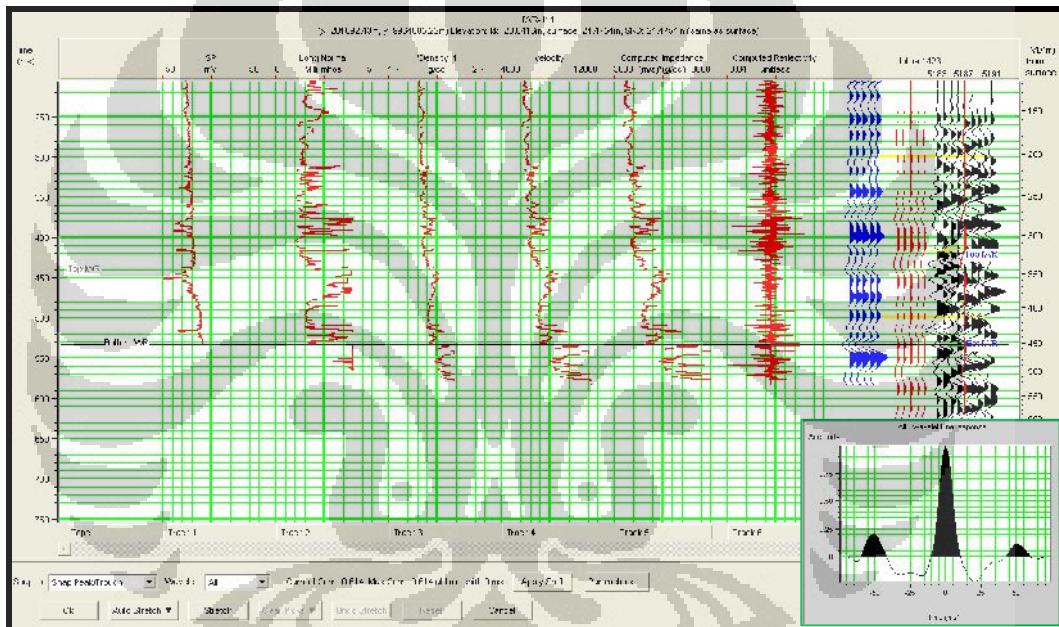


Gambar 4.4. Cross section antara SP dan Resistivity sumur IWR-119

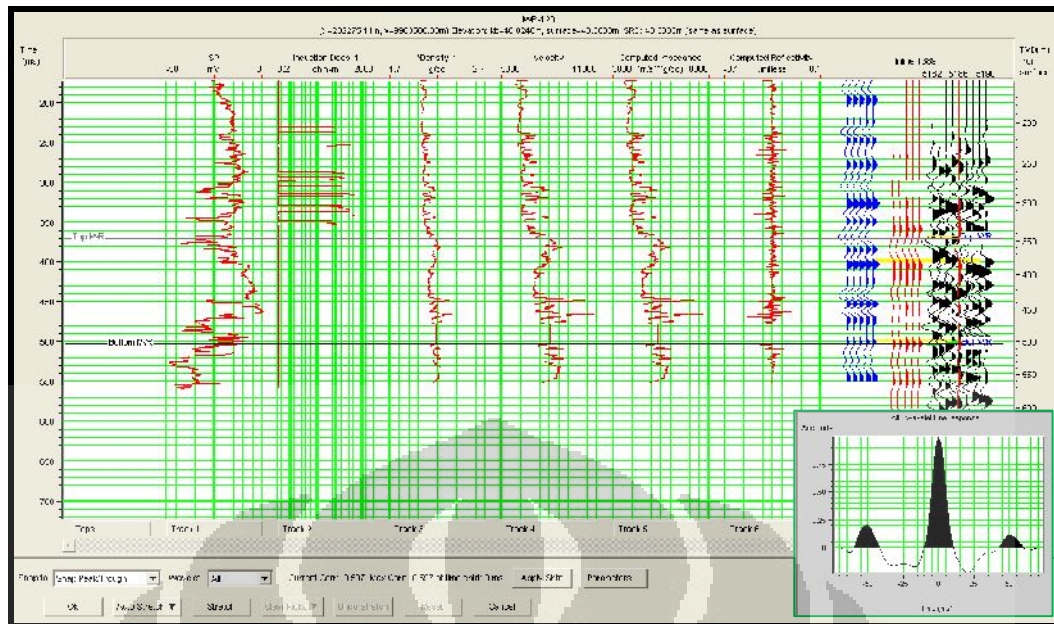
4.2. *Well to Seismic Tie*

Untuk kepentingan *well to seismic tie* dan inversi diperlukan data log sonik (*P-wave*) dan densitas. Sumur yang digunakan untuk *well to seismic tie* sebanyak 3 sumur, yaitu : IWR-111, IWR-122 dan IWR-129. Hal ini dikarenakan hanya sumur-sumur tersebut yang bisa dibuat log sonik dan *density*. Acuan *marker* yang digunakan untuk *well to seismic tie* adalah *marker top_iwr*.

Wavelet yang digunakan adalah hasil ekstraksi dari data sumur dan data seismik. Hasil *well to seismic tie* sumur IWR-111 dan IWR-129 ditunjukkan pada Gambar berikut.



Gambar 4.5. *Well to seismic tie* sumur IWR-111



Gambar 4.6 Well to seismic tie sumur IWR-129

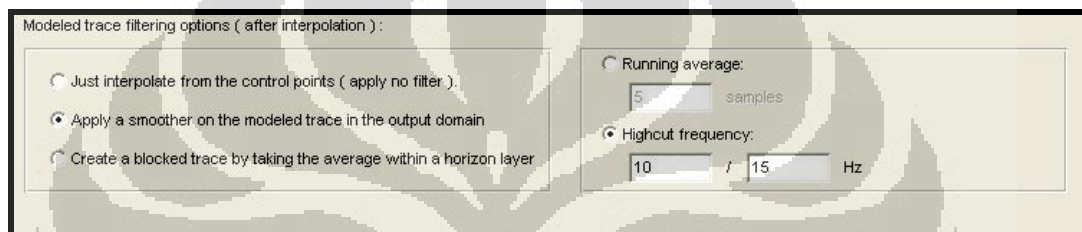
Setelah dilakukan proses *well seismic tie*, dilakukan piking horison dan sesar menggunakan data seismik 3D. Dalam studi ini penulis hanya mengambil batasan dua horison saja yaitu *top* dan *bottom*. Dasarnya adalah karena zona tersebut merupakan zona potensial mengandung hidrokarbon dan telah terbukti pada pemboran-pemboran sebelumnya. Sehingga pada zona interest itulah penulis melakukan studi. Selain itu didukung juga bahwa kedua horison tersebut merupakan batas top formasi.

Sesar utama yang ada di Lapangan IWR adalah sesar ‘S’ yang berarah tenggara - barat laut yang membatasi Lapangan IWR di bagian timur laut. Juga terdapat beberapa sesar yang cukup besar berarah barat daya - timur laut yang berumur lebih tua dari sesar dan beberapa sesar minor yang merupakan cabang-cabang dari sesar-sesar besar tersebut. Gambar 3.3 dan 3.4 menunjukkan hasil penelusuran horison dan sesar dari data seismik 3D Lapangan IWR pada arah/posisi *inline* dan *xline*.

4.3. Inversi AI dan Analisis Multi Atribut

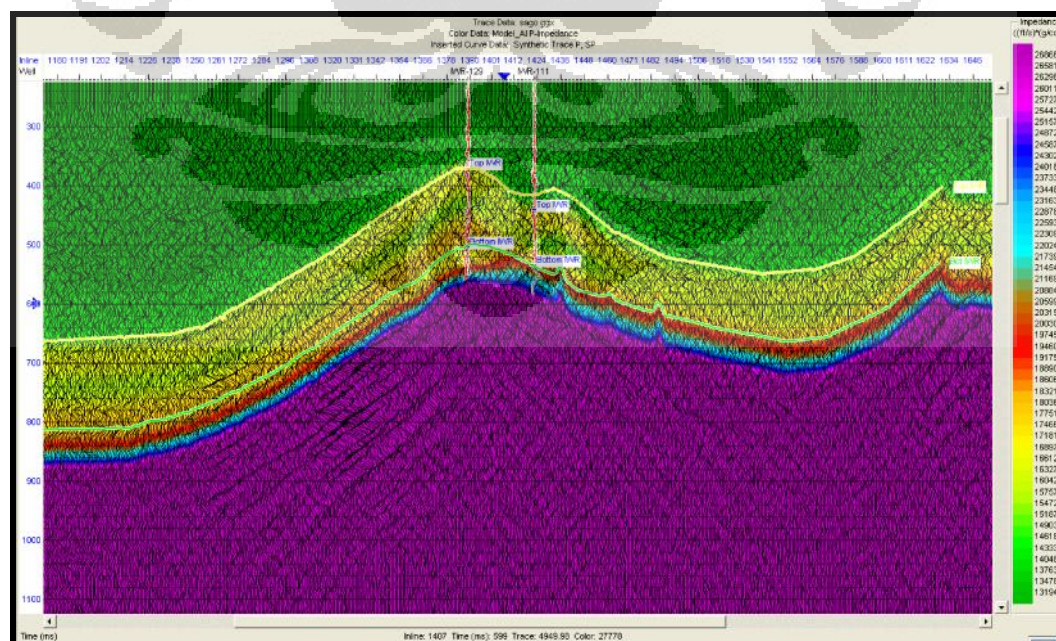
4.3.1. Pembuatan Model

Langkah pertama pada rangkaian proses inversi adalah pembuatan *initial model*. Proses ini dilakukan cukup satu kali. Dasarnya adalah penarikan horison dan frekuensi yang ada (*low frequency*). Pada proses ini diaplikasikan filter batasan frekuensi sebesar 10-15 Hz. Dasarnya adalah karena pada seismik terlihat bahwa nilai spektrumnya cukup tinggi, sehingga aplikasi filter diset pada kondisi tinggi. Karena jika diset pada frekuensi rendah dikhawatirkan dapat menghilangkan resolusi vertikal hasil nversi itu sendiri.

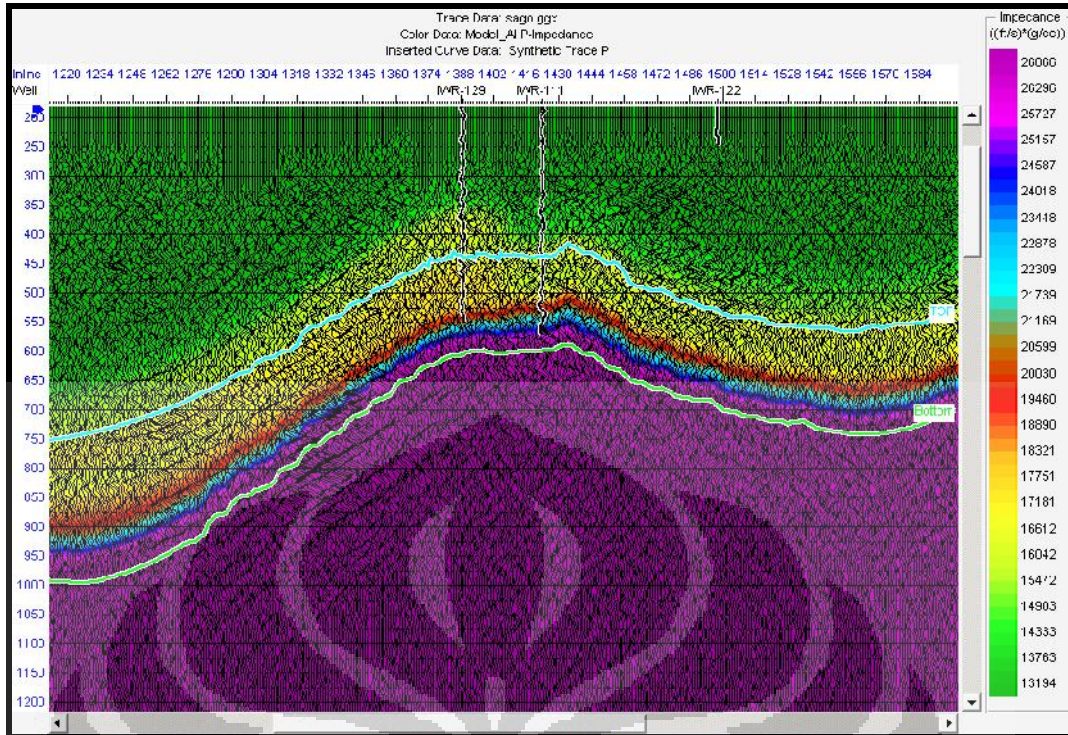


Gambar 4.7. Penerapan filter pada proses pembuatan *initial model*

Pada gambar berikut contoh model pada inline 1407 dan xline 5186 yang telah didapatkan.



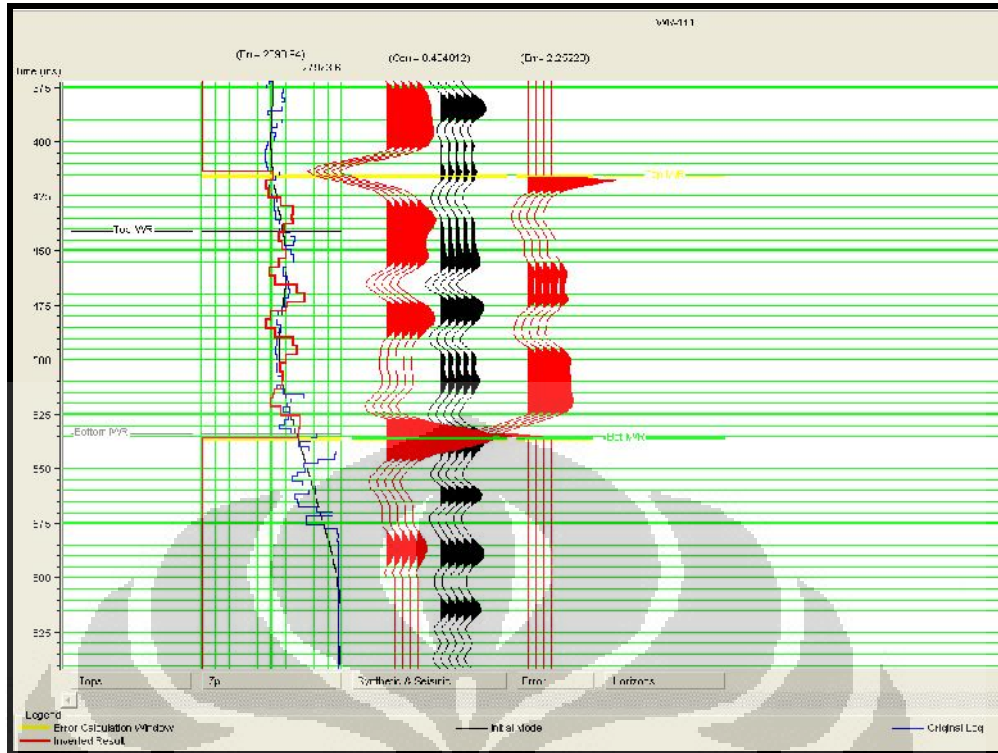
Gambar 4.8. Model AI P-Impedance pada inline 1407



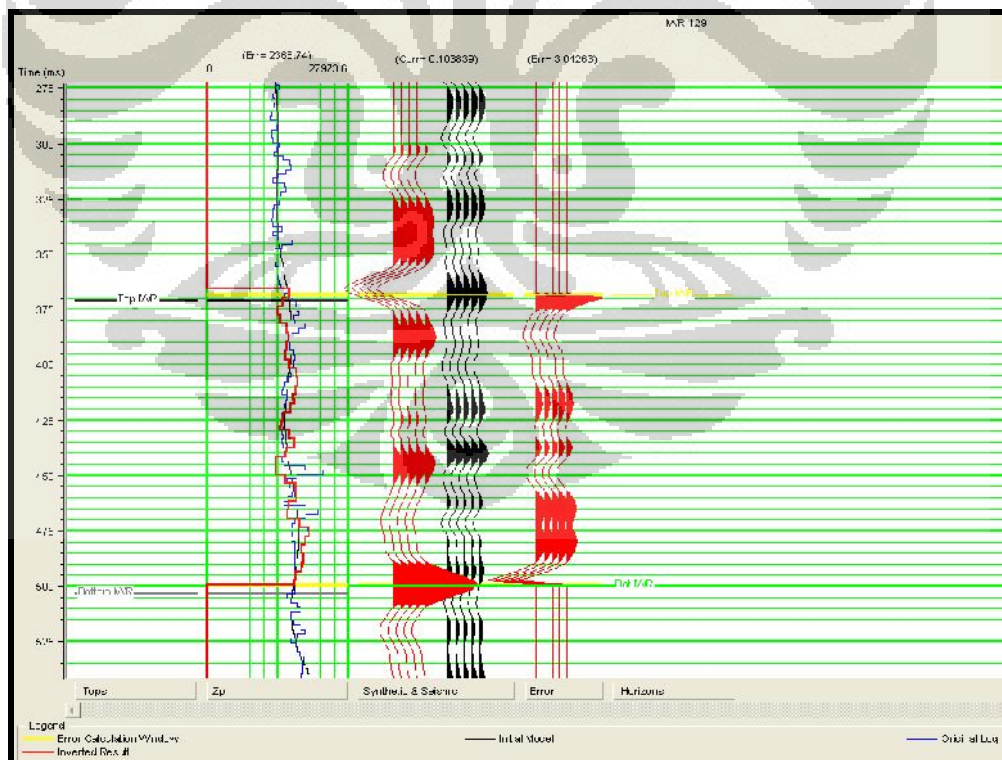
Gambar 4.9. Model AI P-Impedance pada xline 5186

4.3.2. Analisis Tes Parameter

Setelah model awal didapatkan, langkah selanjutnya adalah melakukan melakukan beberapa serangkaian tes parameter. Analisis ini dilakukan beberapa kali hingga didapatkan parameter yang dirasa cukup baik untuk diterapkan pada inversi. Analisis dapat dikatakan baik jika nilai korelasinya tinggi dan tingkat errornya rendah. Hal ini bisa dilihat dari kurva hasil tes yang hampir mirip dengan kurva initial model.



Gambar 4.10. Hasil analisis tes parameter pada sumur IWR-111 sebelum dilakukan *model based inversion*

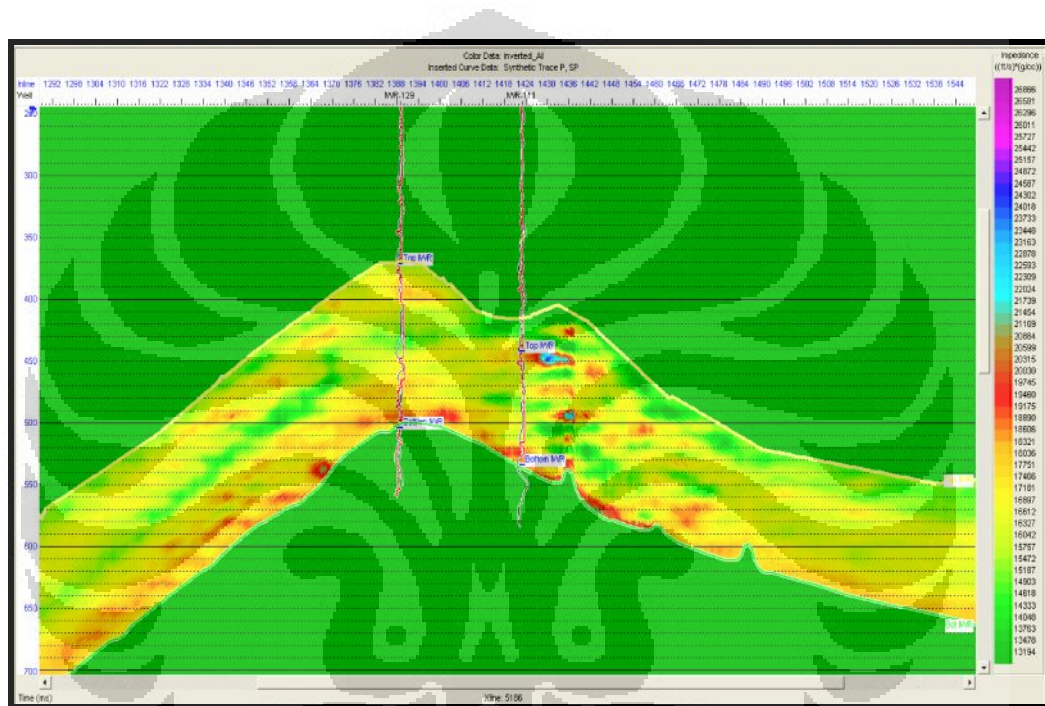


Gambar 4.11. Hasil analisis tes inversi pada sumur IWR-129 sebelum dilakukan *model based inversion*

4.3.3. Hasil Inversi

Setelah model kita dapatkan dan telah melalui serangkaian tes, maka mulailah kita melakukan inversi dengan menurunkan tiap parameter, dimana inversi AI akan menghasilkan 3 volume, yaitu : AI, *P-wave* dan *density*.

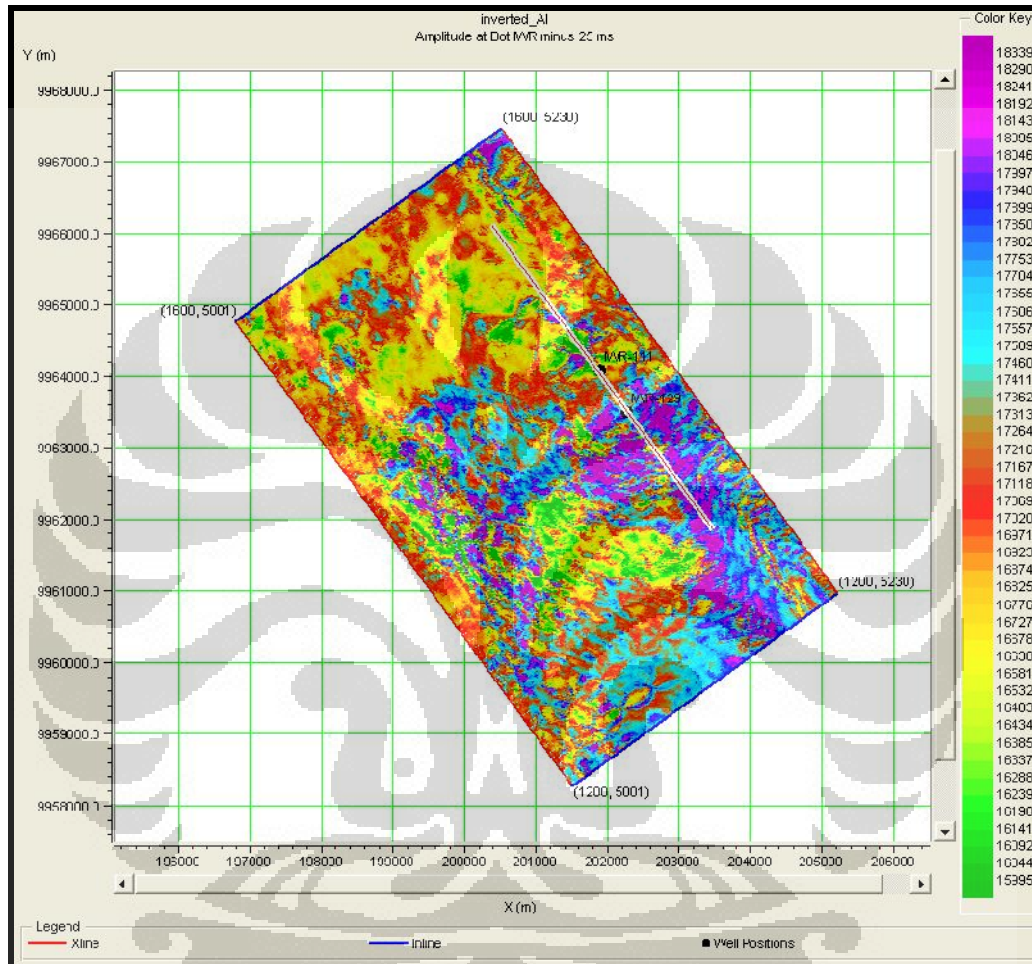
Proses pengerjaannya adalah pertama-tama kita menurunkan parameter AI dimana dari AI inilah nilai densitas dan Pwave nantinya dapat diturunkan kembali sesuai dengan hubungan $AI = Pwave * density$.



Gambar 4.12. Section AI pada xline 5186

Dari hasil tersebut kita melihat bahwa nilai AI relatif sudah cukup baik untuk membedakan lapisan potensial hidrokarbon. Hanya saja sebaran vertikal dari AI yang bagus tidak seluas yang diharapkan. Pada penampang vertikal tersebut terlihat bahwa nilai AI yang baik adalah pada range 1.9 – 2.1 ditunjukkan oleh spektrum yang berwarna merah, dan zona yang memiliki nilai tersebut terbatas hanya pada daerah di atas horizon bot_IWR.

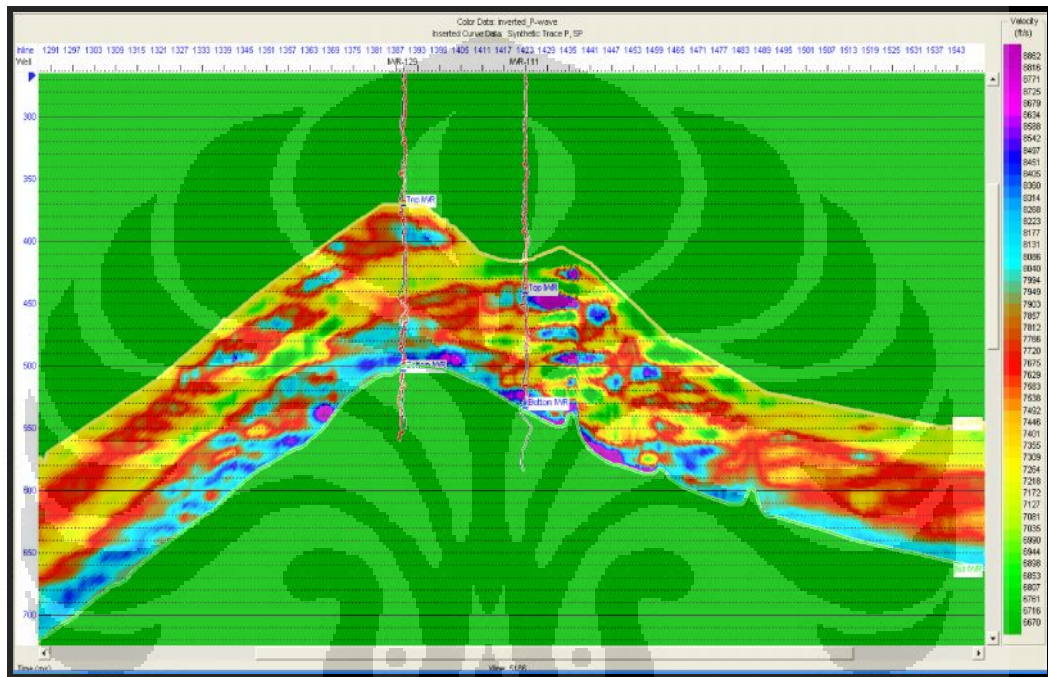
Berbeda halnya dengan penampang vertikal, pada kenampakan sayatan waktu terlihat bahwa nilai AI masih belum memiliki pola, sehingga untuk delineasi zona interest masih mengalami kesulitan. Zona terbaik yang bisa ditunjukkan peta section AI tersebut ada di sekitar barat daya sumur IWR-111.



Gambar 4.13. Penampang waktu section AI pada 25 ms di atas horison bot_IWR

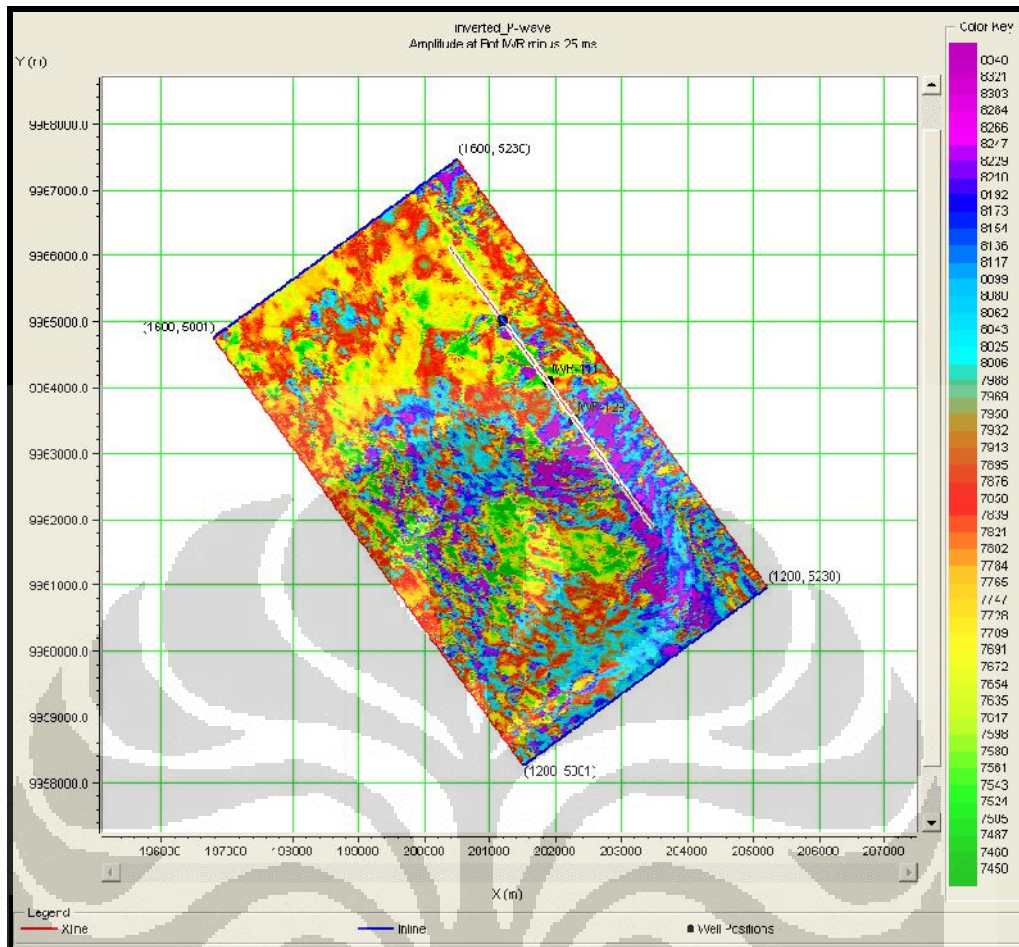
Proses selanjutnya adalah menurunkan parameter P-wave. Dari peta penampang waktu akan terlihat variasi dari velocity. Spektrum warna menunjukkan tingkatan nilai velocity, dimana semakin ke atas atau semakin ke arah ungu menandakan semakin cepat atau semakin tinggi nilai velocity. Jika velocity terlalu cepat menandakan batuan tersebut cenderung tight dan jika velocity terlalu lambat adalah kebalikannya yaitu lebih cenderung ke coal.

Dari penampang vertikal *Section P-wave* xline 5186 menunjukkan bahwa pada zona interest *P-wave* yang baik memiliki nilai sekitar 7400 – 7700 ft/s. Pada range bernilai medium tersebut dapat dikatakan bahwa formasi memiliki velocity yang baik. Sehingga dari penampang vertikal tersebut terlihat bahwa pada penurunan parameter velocity ini kedua sumur studi memiliki nilai yang relatif bagus.



Gambar 4.14. *Section P-wave* pada xline 5186

Pada penampang waktu *section P-wave* ditunjukkan bahwa zona yang memiliki velocity relatif baik ada pada kedua sumur studi. Hal ini cocok dengan hasil yang ditunjukkan pada penampang vertikal.

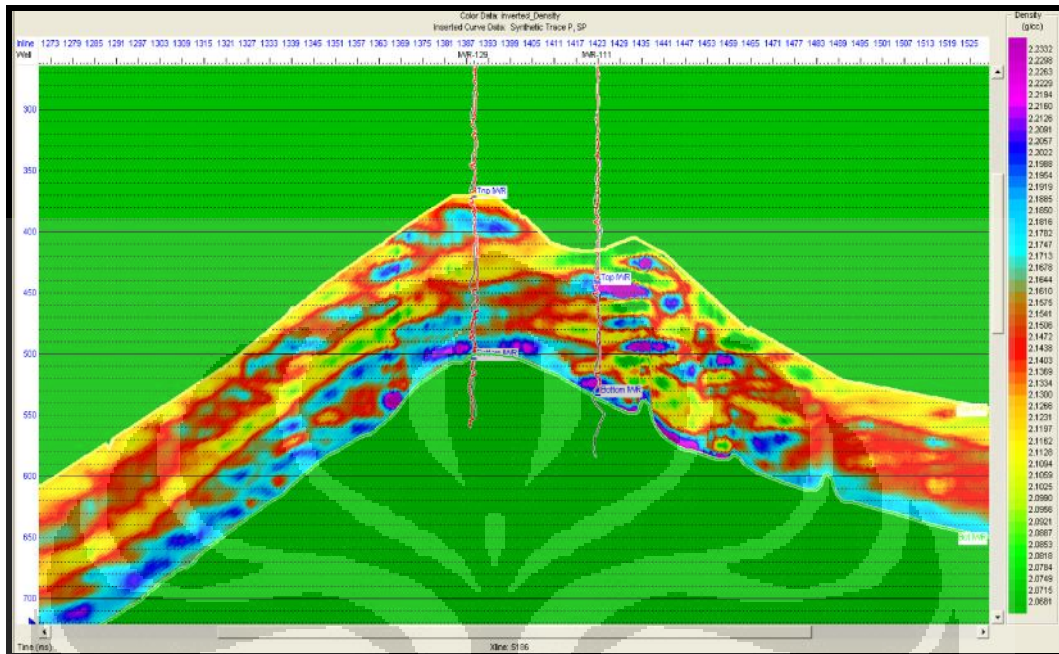


Gambar 4.15. Penampang waktu section P-wave pada 25 ms di atas horison bot_IWR

Proses selanjutnya adalah menurunkan nilai density. Dengan menurunkan ke dalam data Pwave dan density diharapkan reservoir sudah dapat mulai teridentifikasi dengan lebih baik. Nilai density berkorelasi dengan tingkat porosity batuan. Semakin tinggi nilai density menandakan bahwa zona tersebut tight, sedangkan semakin rendah nilai density menandakan bahwa zona tersebut semakin porous. Oleh karena itu tingkat density yang baik adalah yang medium, tidak terlalu tinggi dan juga tidak terlalu rendah.

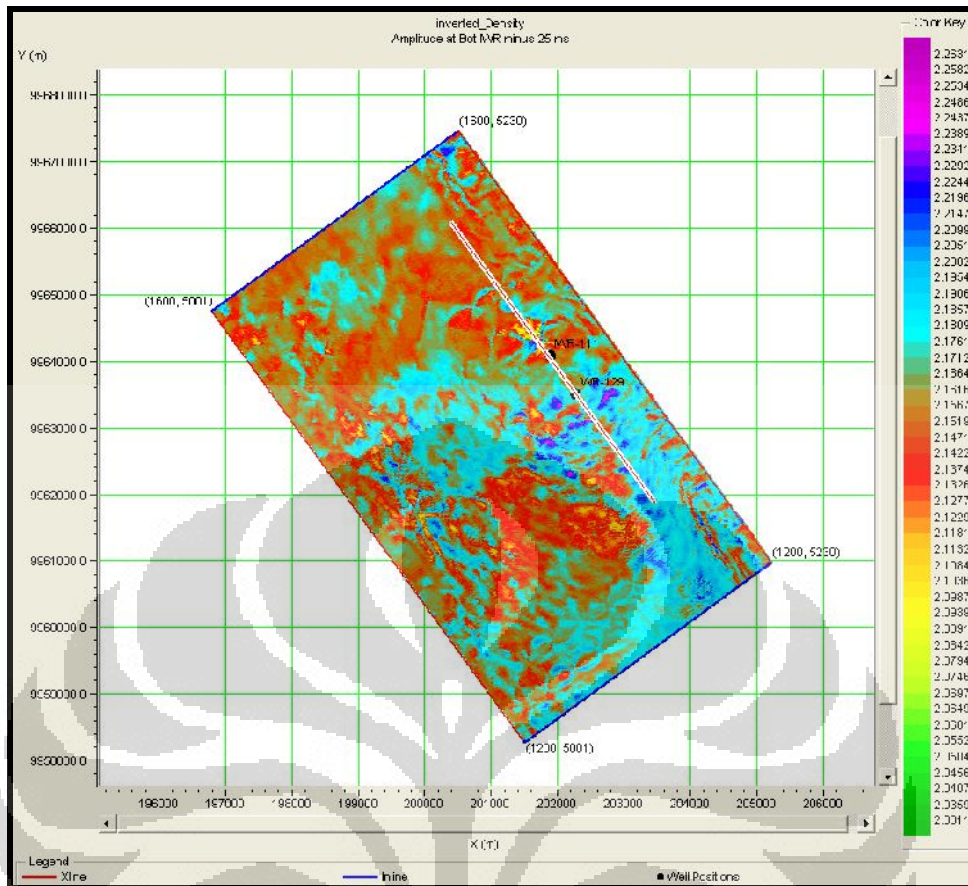
Dari penampang vertikal *Section* densitas pada xline 5186 ditunjukkan bahwa pada zona interest *density* yang baik bernilai medium yaitu sekitar 2.1 – 2.15 gr/cc. Dapat dikatakan juga bahwa yang memiliki densitas cukup baik berada pada zona sekitar sumur IWR-111. Dibandingkan dengan area di sekitarnya menunjukkan bahwa zona tersebut kemungkinan merupakan reservoir

hidrokarbon. Secara keseluruhan pola penyebaran nilai *density* secara vertikal bernilai cukup rendah pada semua level formasi.



Gambar 4.16. *Section* Densitas pada xline 5186

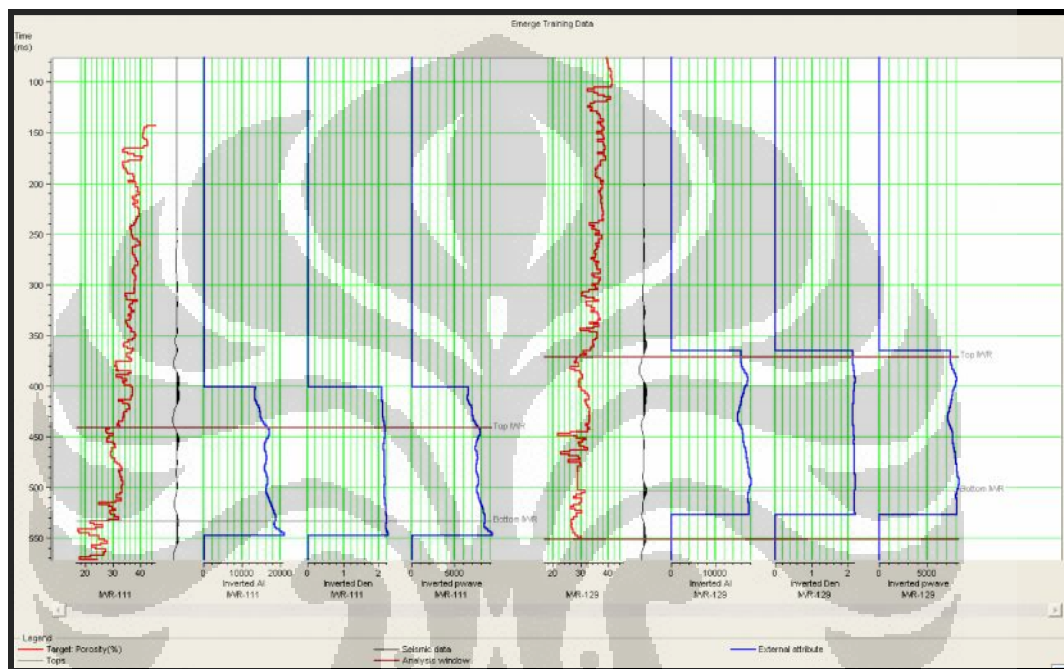
Pada kenampakan peta penampang waktu density menunjukkan bahwa pola sebaran density yang baik ada di sekitar sumur IWR-111 dan sebagian zona di sebelah selatan sumur IWR-129.



Gambar 4.17. Penampang waktu *section* densitas pada 25 ms di atas horison bot_IWR

4.3.4. Analisis Aribut

Setelah inversi selesai dilakukan maka dihasilkan 3 produk yaitu AI *volume*, AI *density* dan AI *P-wave*. Untuk mencari *volume* porositas maka perlu dilakukan analisa terhadap ketiga *volume* hasil inversi tersebut. Analisa ini dapat dilakukan dengan *multi attribute* dan *single attribute*. Pertama yang dilakukan adalah analisis *single attribute*.



Gambar 4.18. Ekstraksi *trace seismic*, AI *volume*, *Density volume* dan *P-wave volume* beserta log porositas sumur IWR-111 dan IWR-129

Tabel 4.1. Hasil korelasi *single attribute* dari ketiga volume hasil inversi

Single Attribute Correlation Results			
Target	Attribute	Error	Correlation
Log(Porosity)	1 / (Inverted AI)	2.765260	0.533038
Sqrt(Porosity)	1 / (Inverted AI)	2.767482	0.543797
1 / (Porosity)	1 / (Inverted AI)	2.769228	-0.504373
Porosity	1 / (Inverted AI)	2.771719	0.552230
(Porosity)**2	1 / (Inverted AI)	2.784691	0.562687
Log(Porosity)	1 / (Inverted pwave)	2.793569	0.521232
Sqrt(Porosity)	1 / (Inverted pwave)	2.794640	0.531867
Porosity	1 / (Inverted pwave)	2.797835	0.540183
1 / (Porosity)	1 / (Inverted pwave)	2.800101	-0.492838
(Porosity)**2	1 / (Inverted pwave)	2.808943	0.550429
Porosity	1 / (Inverted Den)	2.877317	0.500988
Sqrt(Porosity)	1 / (Inverted Den)	2.877447	0.493045
Log(Porosity)	1 / (Inverted Den)	2.880022	0.482814

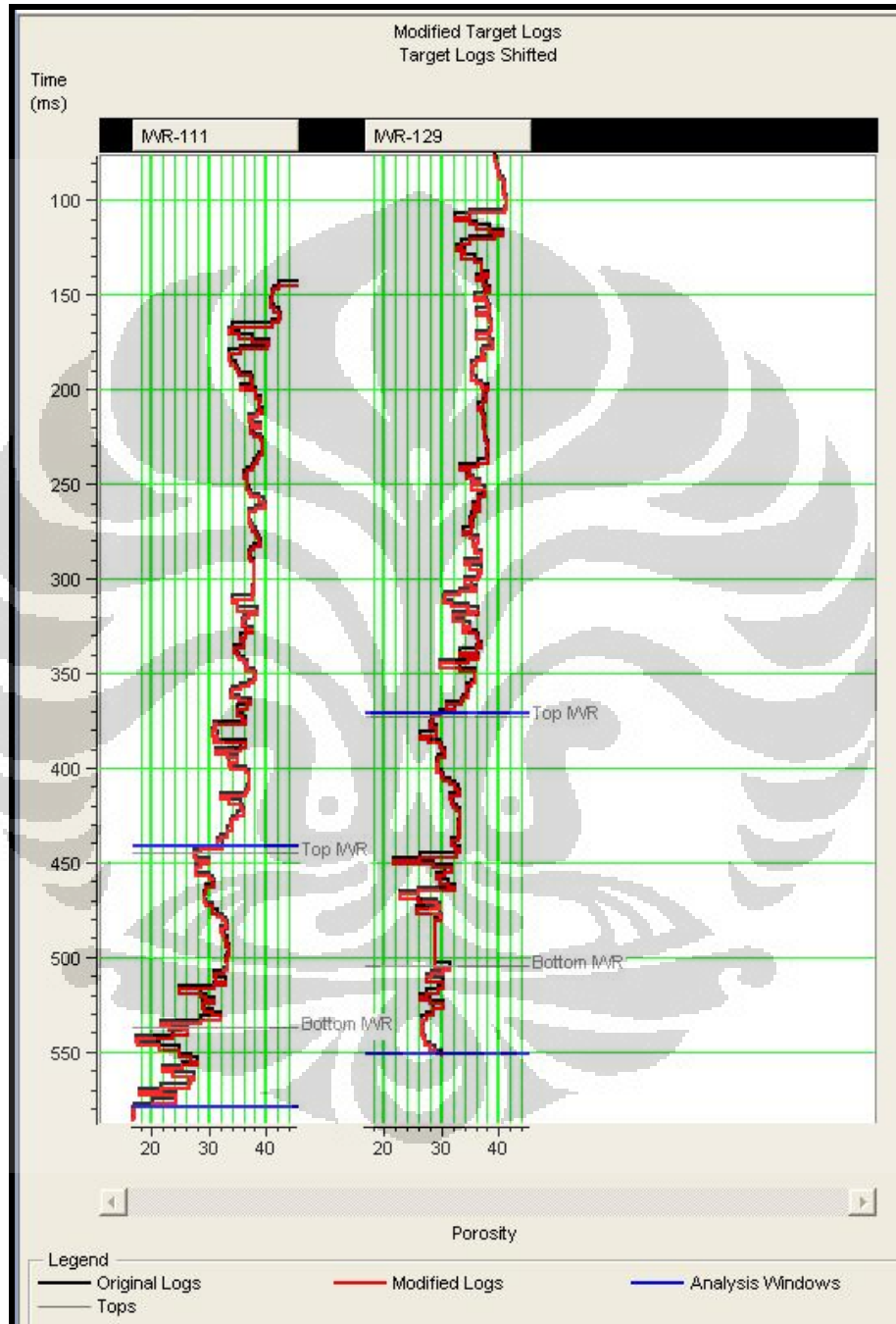
There are 210 samples.

Time shifting pada masing-masing sumur dilakukan untuk meningkatkan korelasi antara model hasil atribut dan log porositas dari sumur. *Time shifting* sebesar 2 ms menunjukkan bahwa pemodelan sudah cukup baik.

Tabel 4.2. *Time shifting* pada masing-masing sumur

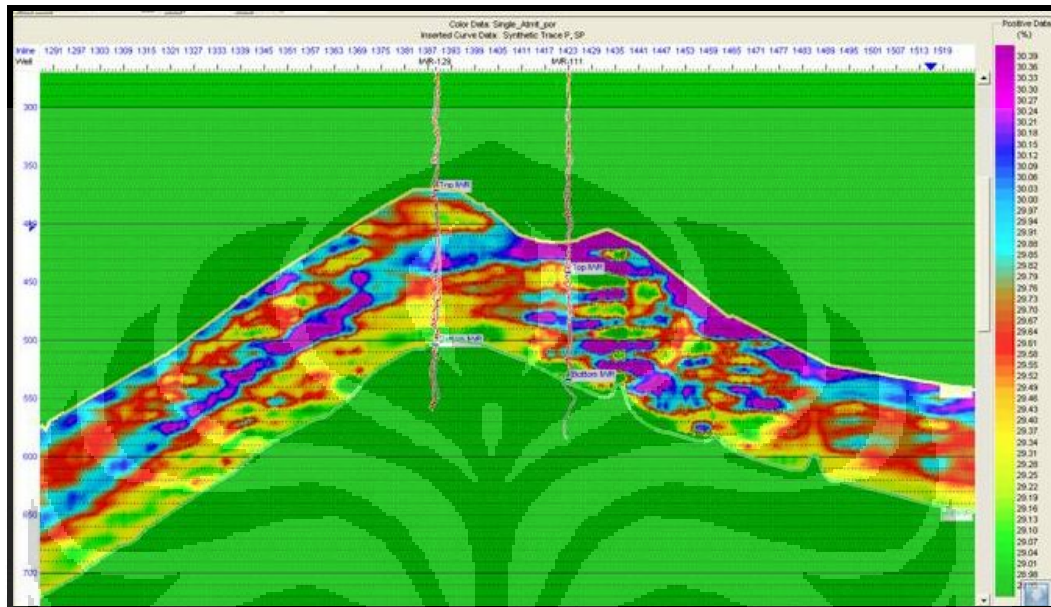
Target Log Shift Times	
Well Name	Log Shift (ms)
IWR-111	2
IWR-129	2

Setelah dilakukan time shifting terlihat bahwa hasil pemodelan terhadap original log sudah cukup baik. Kenampakan perbandingan antara keduanya dapat dilihat pada gambar berikut.

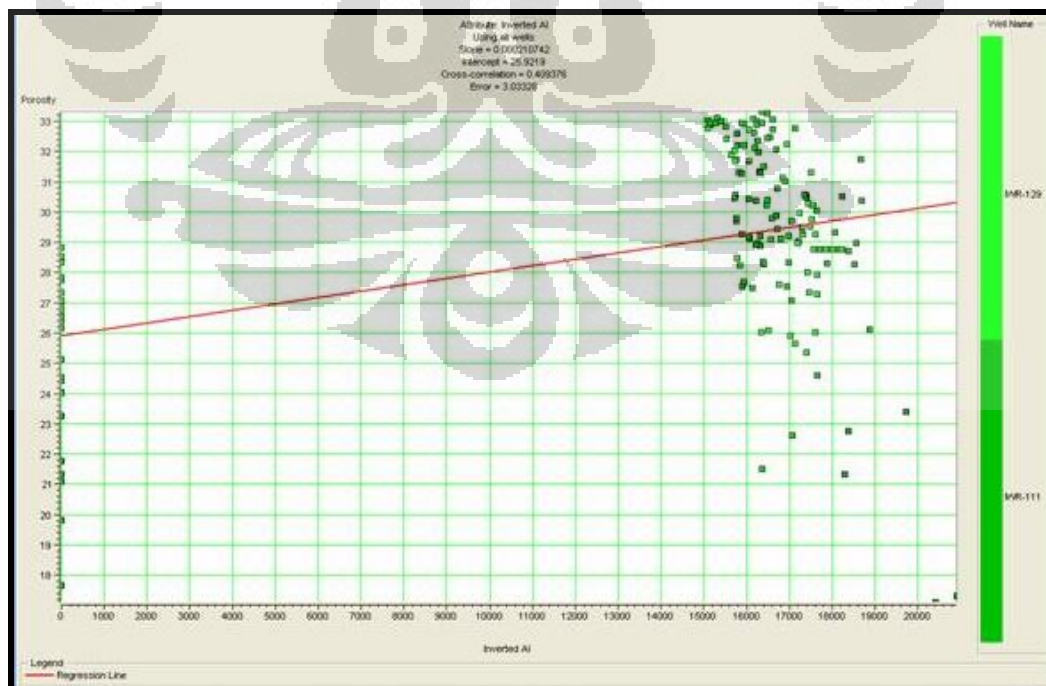


Gambar 4.20. Hasil pemodelan terhadap log porositas

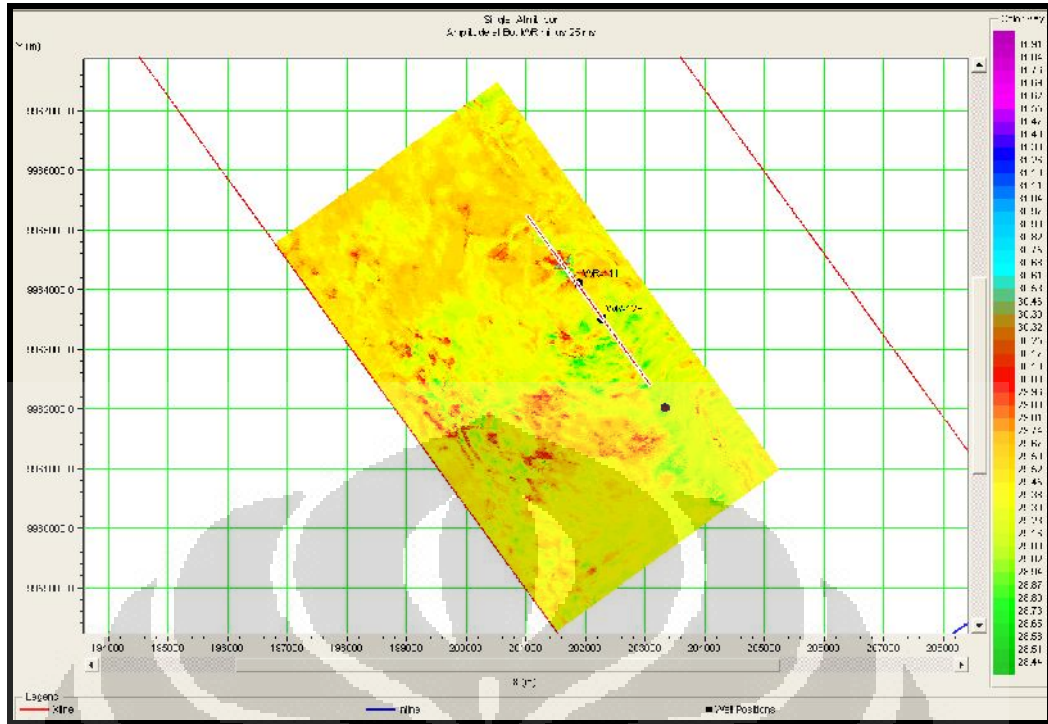
Dari hasil analisis di atas kemudian atribut ini diaplikasikan ke volume AI untuk mendapatkan volume porositas yang dibatasi pada horison top_IWR dan bot_IWR. Dengan log sumur SP diharapkan dapat membantu interpretasi porositas, baik dari log porositas dan korelasinya terhadap volume porositas.



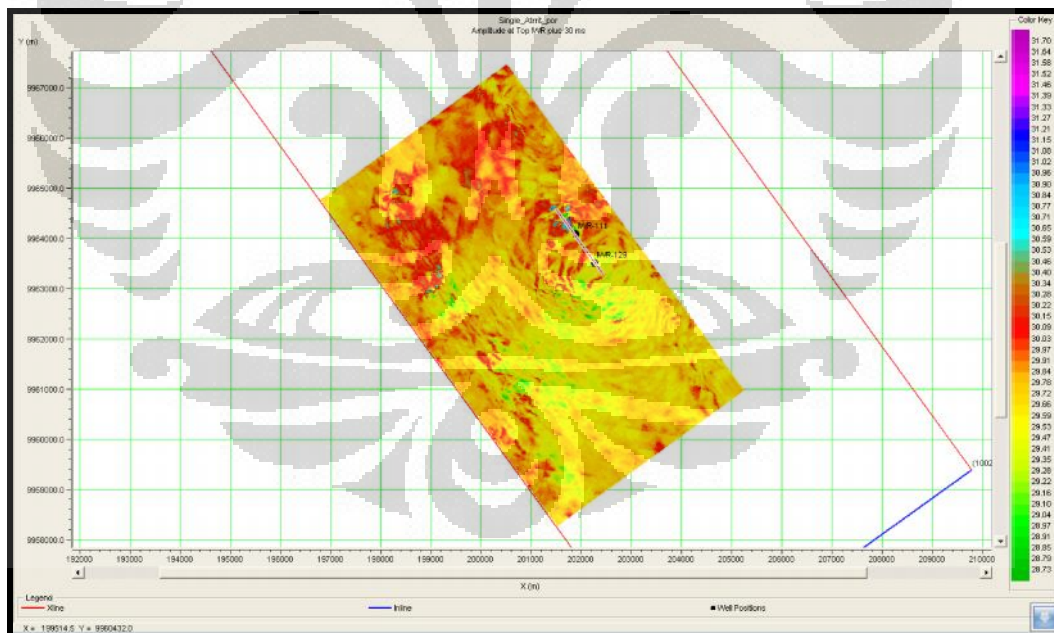
Gambar 4.21. Penampang vertikal volume porositas lintasan seismik xline 5186



Gambar 4.22. Crossplot hubungan antara porositas dan AI di kedua sumur



Gambar 4.23. Peta irisan horison pada bot_IWR -25 ms



Gambar 4.24. Peta irisan horison pada top_IWR +30 ms

4.4. Usulan Sumur Pemboran

Prospek hidrokarbon yang ada di Lapangan IWR berupa batupasir. Penggunaan atribut bertujuan untuk membedakan batupasir dengan batulempung/serpih disekitarnya. Atribut yang digunakan untuk mendeteksi keberadaan batupasir adalah *AI*, *Density*, *P-wave*, dan *Porosity*.

Berdasarkan analisis berbagai macam atribut seismik yang telah dilakukan terindikasi adanya lokasi prospek hidrokarbon di Lapangan IWR. Prospek hidrokarbon yang terdapat di Lapangan IWR berupa *upside potensial* pada Formasi Tualang dan Lakat dan *deep prospect* yang selama ini belum pernah di eksploitasi yaitu pada paket Formasi Kelesa (Upper Kelesa, Lower Kelesa dan Bawah Lower Kelesa). *Upside potensial* pada Formasi Tualang dan Kelesa terdapat di sebelah selatan dari area yang selama ini sudah dieksploitasi, yaitu pada daerah *flank* dari struktur antiklin IWR. Hanya saja jumlah hidrokarbon di zona ini tinggal sedikit, karena sudah cukup lama di eksploitasi. *Deep prospect* di Lapangan IWR terdapat pada formasi Upper Kelesa, Lower Kelesa dan Bawah Lower Kelesa. Posisi prospek hidrokarbon berada di daerah selatan sesar Barangkali pada daerah *flank* dari struktur antiklin IWR. Prospek hidrokarbon terbesar berada pada level formasi Lower Kelesa.

Untuk membuktikan keberadaan prospek hidrokarbon di Lapangan IWR, diusulkan untuk dilakukan pemboran lima sumur di zona-zona prospek. Penentuan titik pemboran berdasarkan analisis nilai atribut-atribut juga mempertimbangkan konsep geologi di area ini. Sumur-sumur usulan dinotasikan P-1, P-2, P-3 dan P-4 dengan koordinat ditunjukkan pada tabel berikut.

Tabel 4.3. Koordinat Sumur usulan pemboran Lapangan IWR

Sumur	Koordinat UTM	
	X (m)	Y (m)
P-1	198857.93	9965240.41
P-2	200176.19	9964223.65
P-3	201763.88	9961968.81
P-4	202568.95	9960852.62

BAB V

KESIMPULAN DAN SARAN

5.1. Kesimpulan

Dari hasil studi yang telah dipaparkan di depan dapat ditarik beberapa kesimpulan sebagai berikut :

1. Dengan kuantitas data log sumur yang terbatas, konsep inversi ini masih bisa diaplikasikan meskipun belum secara optimal.
2. Kualitas data seismik di lapangan IWR banyak dipengaruhi oleh *noise* yang timbul, dibuktikan dengan adanya *low frequency* yang menyebabkan ketidak kontinyuan perlapisan.
3. Model yang dihasilkan sesuai dengan karakter data seismik pada interest zone.
4. Hasil dari ketiga inversi yang sudah dilakukan yaitu AI, *density* dan *porosity* belum secara signifikan dapat membedakan perlapisan, hanya terbatas pada perkiraan penentuan zona saja.
5. Analisis lebih lanjut yang melibatkan multiatribut belum dapat dilakukan mengingat keterbatasan waktu dalam pengerjaan studi ini

5.2. Saran

Dari hasil kesimpulan tersebut di atas, maka kita dapat menarik beberapa rekomendasi berkaitan dengan hasil studi ini, yaitu :

1. *Reprocessing* seismik dengan tujuan data pada zona interest dapat optimal digunakan
2. Berkaitan dengan pengembangan lapangan diusulkan untuk melakukan pemboran di daerah sekitar utara IWR-111 dan sebelah selatan IWR-129 dengan posisi seperti yang telah dijelaskan sebelumnya.
3. Pada proses logging dan pengambilan data sebaiknya disertai dengan *checkshot* dan *open hole logging* yang memadai untuk menunjang data geofisika yang ada.

REFERENSI

- Artun, E. et al, 2005, *Reservoir Characterization Using Intelligent Seismic Inversion*, SPE 98012, Society of Petroleum Engineers
- Bhatt, A., 2002., *Reservoir Properties From Well Logs Using Neural Networks*: A dissertation for the partial fulfillment of requirements for the degree of Doktor Ingeniør, Norwegian University of Science and Technology.
- Cahyono, E.B., 2007, **Inventarisasi Bitumen Padat Dengan *Outcrop Drilling* di Daerah Bukit Sousa, Kabupaten Indragiri Hulu Provinsi Riau**, Proceeding 2007, Pusat Sumber Daya Geologi
- Chambers, R.L. and Yarus, J.M., 2008, *Quantitative Use of Seismic Attributes for Reservoir Characterization*, Quantitative Geosciences, Inc. Broken Arrow, Houston, Texas, USA
- Dvorkin, J., and Nur, A., 1996, *Elasticity of high-porosity sandstones: Theory for two North Sea datasets*, Geophysics, 61, 1363-1370.
- Mualimin & Nurwidyanto, I., **Inversi Impedansi Akustik Seismik 3D untuk Estimasi Porositas Batuan (Studi Kasus Lapangan X Cirebon)**, Publikasi 'Berkala Fisika', Lab. Geofisika UNDIP
- Munadi S., 2005, **Prinsip Inversi Seismik, Lembaran Publikasi Lemigas Vol. 39 No. 1**, ISBN /ISSN : 0125 – 9644, Penerbit : Bidang Program Afiliasi Sumber Publikasi Lembaga Riset: Pusat Penelitian dan Pengembangan Teknologi Minyak dan Gas Bumi
- Sismanto, 1999, **Modul 3 : Interpretasi Data Seismik**, Laboratorium Geofisika, Jurusan Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Gadjah Mada, Yogyakarta.
- Sudarmaji, Nurcahya B.E., Padmono J., Sutrisno B., Nugraha T.B., Hisan R.F., Mualimin, 2004, ***Analisis Multi-Resolusi Data Seismik 3D Menggunakan Transformasi Wavelet Kontinu***, PIT HAGI ke-29, Yogyakarta.
- Sukmono, S., 2000, ***Seismik Inversi untuk Karakterisasi Reservoir***, Jurusan Teknik Geofisika, Institut Teknologi Bandung.
- Walls, J., Dvorkin J. & Carr M., _____, *Well Logs and Rock Physics in Seismic Reservoir Characterization*, Rock Solid Images

Website:

Abdullah, A., 2007, www.ensiklopediseismik.blogspot.com

Id.Wikipedia.org

