



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISA INVERSI SEISMIK SIMULTAN UNTUK
MEMPREDIKSI PENYEBARAN GAS PADA RESERVOAR FANTA
LAPANGAN LAMAKA
LAUT UTARA**

TESIS

**JOKO KRISTANTO
08.06.421.174**

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



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISA INVERSI SEISMIK SIMULTAN UNTUK
MEMPREDIKSI PENYEBARAN GAS PADA RESERVOAR FANTA
LAPANGAN LAMAKA
LAUT UTARA**

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelar Master Sains

**JOKO KRISTANTO
08.06.421.174**

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

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

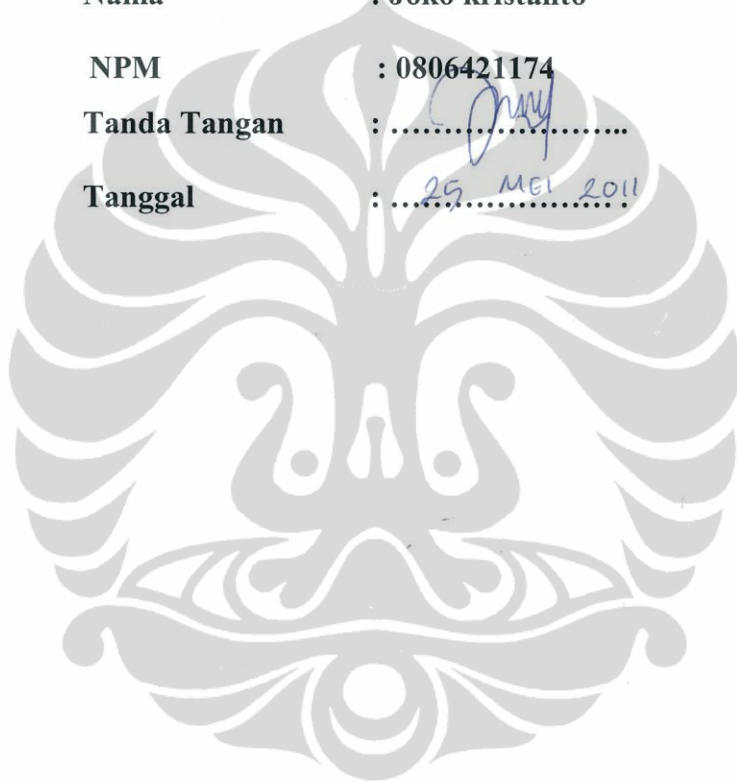
Tesis ini adalah hasil karya saya sendiri
dan semua sumber baik yang dikutip maupun dirujuk
telah saya nyatakan dengan benar.

Nama : Joko kristanto

NPM : 0806421174

Tanda Tangan : 

Tanggal : 25 MEI 2011



KATA PENGANTAR

Assalamu'alaikum Wr. Wb.

Puji syukur kehadirat ALLAH SWT, yang berkenan memberikan rahmat dan hidayahnya kepada penulis sehingga dapat menyelesaikan Tesis ini yang merupakan salah satu syarat untuk memperoleh gelas Magister Sains pada Program Pascasarjana Fisika di Universitas Indonesia. Banyak pihak yang telah membantu sehingga Penulis dapat menyelesaikan Tesis ini, untuk itu dalam kesempatan ini Penulis ingin menyampaikan ucapan terima kasih dan penghargaan yang tulus kepada:

1. Dr. rer. nat. Abdul Haris, sebagai pembimbing, yang dengan tulus membantu dan memberi semangat agar penulis menyelesaikan Tesis ini. Diskusi, komentar dan semangat yang beliau berikan memacu penulisan untuk menyelesaikan Tesis ini tepat waktu.
2. Prof. Dr. Suprayitno Munadi yang telah memberikan pemahaman konsep tentang fisika batuan, atas nasehatnya yang sangat bijak dan atas kesediaannya menjadi penguji.
3. Bapak dosen penguji, Dr. Ricky Adi Wibowo dan Dr. Eko Widiyanto yang telah menyediakan waktu untuk membagi pengalaman dalam perkuliahan dan atas kesediaannya menjadi penguji.
4. Dr. Yunus Daud sebagai ketua program Pascasarjana Fisika.
5. Landmark Indonesia yang telah memberikan dukungan sepenuhnya untuk pengambilan program master ini.
6. Teman-teman seperjuangan angkatan 2008 dari program geofisika reservoir UI dan ConocoPhillips Indonesia atas dukungannya.
7. Yang terakhir ucapan terima kasih yang khusus kepada istri, Fidia Helianti dan anak, Maharani Amethysta Kristanto atas kesabaran, dukungan dan kasih sayang yang tanpa syarat.

Semoga Tesis ini bermanfaat untuk pembaca dan penulis.

Wassalamu'alaikum Wr. Wb.

Jakarta, Mei 2011

Penulis

HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh

Nama : Joko Kristanto
NPM : 0816421174
Program Studi : Magister Fisika
Kekhususan : Geofisika Reservoir
Judul Tesis : Analisa Inversi Seismik Simultan Untuk Memprediksi
Penyebaran Gas Pada Reservoir Fanta, Lapangan
Lamaka, Laut Utara.

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

DEWAN PENGUJI

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

Penguji : Prof. Dr. Suprajitno Munadi (.....)

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

Penguji : Dr. Eko Widiyanto (.....)

Ditetapkan di : Jakarta
Tanggal : 6 Mei 2011

HALAMAN PERNYATAAN PERSETUJUAN PUBLIKASI TUGAS AKHIR UNTUK KEPENTINGAN AKADEMIS

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

Nama : Joko Kristanto
NPM : 0806421174
Program Studi : Magister Kekhususan Geofisika Reservoar
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Jenis Karya : Tesis

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

**“Analisa Inversi Seismik Simultan Untuk Memprediksi Penyebaran Gas
Pada Reservoar Fanta Lapangan Lamaka Laut Utara”**


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

Demikian pernyataan ini saya buat dengan sebenarnya.

Dibuat di : Depok

Pada tanggal : Mei 2011

Yang Menyatakan


(Joko Kristanto)

ABSTRACT

Name : Joko Kristanto
Study Program : Physic Magister
Thesis : Prediction of Gas Distribution using Simultaneous Seismic Inversion Method at Fanta Reservoir, Lamaka Field, North Sea

The change of seismic's impedance giving clues that there is change of lateral rock properties such as porosity, density, fluid saturation etc. Seismic inversion allows us to make correlation in the impedance domain based on the change of rock properties. However the analysis of the early P-wave fullstack seismic inversion data alone can lead to ambiguous conclusions in many exploration conditions.

By performing simultaneous inversion will bring us to a less ambiguous interpretation of our inversion results in which we are able to estimate Density, P-impedance and S-impedance which they are giving different response to discriminate fluid and lithology effects. Simultaneous inversion process uses partial angle stack data which can be inverted simultaneously using wavelet extracted from each offset.

Based on result above, using further rock physics technique analysis we can predict sand, porosity and hydrocarbon content distribution. Further process, the result can be transformed to Lambda-Rho ($\lambda\rho$) that can be used for pore fluid content indicator. Finally by analyzing the rock properties distribution map overlaid by structure map and producer well, we can identify the potential area for further development strategy to optimize the hydrocarbon recovery of the study area.

ABSTRAK

Nama : Joko Kristanto
Program Studi : Magister Fisika
Judul Tesis : Analisa Inversi Seismik Simultan Untuk Memprediksi
Penyebaran Gas Pada Reservoir Fanta, Lapangan Lamaka, Laut
Utara

Perubahan impedansi seismik memberikan petunjuk adanya perubahan sifat-sifat batuan, seperti porositas, densitas, saturasi dan lain-lain. Dengan inversi seismik kita dapat membuat korelasi pada domain impedansi berdasarkan perubahan sifat-sifat batuan. Namun demikian, analisa seismik inversi dengan *full stack* gelombang-P memberikan kesimpulan yang terlalu umum, masih mengandung multi interpretasi pada kondisi eksplorasi tertentu.

Melalui inversi simultan, kita mendapatkan kesimpulan yang lebih pasti dimana kita dapat mengestimasi densitas, impedansi P dan impedansi S, dimana masing-masing memberikan respon yang cukup berbeda dalam memisahkan pengaruh *lithology* dan fluida. Proses inversi simultan menggunakan data *partial angle stack*, yang kemudian *wavelet* yang diekstrak dari setiap *offset* diinversikan secara bersamaan.

Dari hasil inversi simultan diatas, selanjutnya dengan teknik analisa *rock physics* kita dapat memprediksi distribusi *lithology*, *porosity* dan kandungan hidrokarbon (gas). Proses selanjutnya dengan mentransformasikan hasil inversi menjadi Lambda-Rho ($\lambda\rho$) dapat digunakan untuk memperkuat argumentasi adanya indikator kandungan fluida di pori batuan. Akhirnya dengan melakukan analisa peta distribusi sifat batuan yang di *overlay* dengan peta struktur dan sumur produksi, kita dapat mengidentifikasi area potensial untuk strategi pengembangan lebih lanjut untuk mengoptimalkan pengurusan hidrokarbon pada area studi.

DAFTAR ISI

	Halaman
Halaman Judul	i
Halaman Pernyataan Orisinalitas	ii
Kata Pengantar	iii
Halaman Pengesahan	iv
Halaman Pernyataan Persetujuan Publikasi Tugas Akhir untuk Kepentingan Akademis	v
Abstract	vi
Abstrak	vii
Daftar Isi	viii
Daftar Gambar	x
Daftar Tabel	xiii
Bab 1. Pendahuluan	1
1.1. Latar belakang	1
1.2. Permasalahan	3
1.3. Maksud dan tujuan	3
1.4. Lingkup tesis	3
1.5. Sistematika penulisan	3
Bab 2. Tinjauan Geologi dan Geofisika	5
2.1. Geologi	5
2.1.1. Geologi regional	6
2.1.2. Perkembangan tektonik regional	6
2.1.3. Struktur regional Lapangan Lamaka	7
2.1.4. Petroleum system	8
2.1.4.1. Formasi Fanta	9
2.1.4.2. Batuan sumber	9
2.2. Geofisika	10
2.3. Dasar teori	11
2.3.1. Gelombang P dan S	12
2.3.2. Rigiditas ($\mu\rho$) dan inkompresibilitas ($\lambda\rho$)	14
2.3.3. Densitas	15

2.3.4.	Variasi Amplitude dengan Offset (AVO)	16
2.3.5.	Klasifikasi AVO	21
2.3.6.	Seismik inversi	22
2.3.6.1.	Impedansi Akustik (AI)	24
2.3.6.2.	Impedansi Shear (SI)	26
2.3.7.	Seismik inversi simultan	26
Bab 3.	Pengolahan Data	32
3.1.	Persiapan data	32
3.1.1.	Data sumur	32
3.1.2.	Data seismik	35
3.2.	Studi kelayakan	36
3.3.	Pengikatan data seismik-sumur dan estimasi wavelet	39
3.3.1.	Sintetik seismogram	39
3.3.2.	Estimasi wavelet	41
3.4.	Interpretasi horizon dan fault	42
3.5.	Model frekuensi rendah	44
3.6.	Analisa pra-inversi (QC)	46
3.7.	Inversi simultan	47
Bab 4.	Interpretasi dan analisa	49
4.1.	Template Fisik Batuan (Rock Physic Template)	49
4.2.	Cross Plot volume	51
4.2.1.	Blind Test	51
4.2.2.	Horizon slicing	52
4.2.3.	Prediksi Pore Gas	53
4.2.4.	Prediksi Porositas	54
Bab 5.	Kesimpulan dan rekomendasi	56
5.1.	Kesimpulan	56
5.2.	Rekomendasi	57
Daftar Acuan		59

DAFTAR GAMBAR

	Halaman
Gambar 2.1. Peta lokasi lapangan Lamaka di Haltenbanken, Laut Utara	5
Gambar 2.2. Peta struktur pada lapangan Lamaka	7
Gambar 2.3. Korelasi antar sumur Alfa dan Mama di lapangan Lamaka	8
Gambar 2.4. Kolom stratigrafi Lapangan Lamaka	10
Gambar 2.5. Menunjukkan survei seismik 3D daerah telitian	11
Gambar 2.6. Menunjukkan gerakan partikel terhadap pergerakan gelombang dari gelombang P dan S	13
Gambar 2.7. Grafik Sw dengan Densitas. Penerapan persamaan Wyllie pada zona minyak dan gas	16
Gambar 2.8. Mode konversi gelombang pada bidang batas lapisan	17
Gambar 2.9. Memperlihatkan respon AVO (a) dan transformasinya ke AVA (Amplitude versus Angle) (b)	19
Gambar 2.10. Diatas menunjukkan perjalanan gelombang seismik dari sumber ke penerima dengan kecepatan konstan	20
Gambar 2.11. Klasifikasi anomaly amplitudo yang dibuat oleh <i>Rutherford & Williams</i> (1989) yang kemudian dimodifikasi oleh <i>Castagna</i> 21	21
Gambar 2.12. Menunjukkan 2 cara dalam modeling geofisika	23
Gambar 2.13. Metode seismik inversi	24
Gambar 2.14. Beberapa faktor yang mempengaruhi kecepatan seismik	25
Gambar 2.15. Menunjukkan workflow inversi simultan	27
Gambar 2.16. Diatas adalah cross plot dari $\ln(Z_D)$ vs $\ln(Z_P)$ dan $\ln(Z_S)$ vs $\ln(Z_P)$, terdapat juga garis lurus regresi mengikuti tren datanya	30
Gambar 3.1. Menunjukkan urutan pengerjaan tesis	33
Gambar 3.2. Menunjukkan karakter zona telitian yaitu formasi Fanta pada sumur Alfa berdasarkan data kurva log dan turunannya	34
Gambar 3.3. Menunjukkan karakter zona telitian yaitu formasi Fanta pada sumur Mama berdasarkan data kurva log	

	dan turunannya	34
Gambar 3.4.	Menunjukkan penampang seismik Full migrated stack pada ILN 467 melewati sumur Alfa dan sumur Mama ..	35
Gambar 3.5.	Penampang seismik angle stack Near, Mid dan Far sepanjang sumur Alfa	36
Gambar 3.6.	Dengan cross plot Vp/Vs dan impedansi P dapat dibedakan zona Gas bearing (merah) dan zona shale (abu-abu) pada formasi FANTA	37
Gambar 3.7.	Dengan cross plot porositas (Neutron_Porosity) dan impedansi P dapat dibedakan dengan mudah zona hidrokarbon bearing (merah) dan zona shale (abu-abu) pada formasi FANTA	38
Gambar 3.8.	Dengan cross plot impedansi S dan impedansi P dapat dibedakan dengan mudah zona batupasir (kuning) dan zona shale (abu-abu) pada formasi FANTA	38
Gambar 3.9.	Korelasi sintetik dengan Seismik trace pada sumur Alfa menggunakan ekstraksi wavelet dari well Alfa	40
Gambar 3.10.	Korelasi sintetik dengan Seismik trace pada sumur Mama menggunakan ekstraksi wavelet dari well Mama	40
Gambar 3.11.	Menunjukkan crossplot wavelet dalam domain waktu dan respon frekuensi dari sumur Alfa dan Mama	42
Gambar 3.12.	Menunjukkan interpretasi horizon dan fault pada penampang seismik ILN 467	43
Gambar 3.13.	Menunjukkan horizon dan fault yang diinterpretasi pada penampang Seismik sepanjang sumur Alfa dan sumur Mama	43
Gambar 3.14a.	Menunjukkan horizon yang diinterpretasi pada daerah telitian yaitu horizon Fanta_Top_Hrz	44
Gambar 3.14b.	Menunjukkan horizon yang diinterpretasi pada daerah telitian yaitu horizon Fanta_Base_Hrz	44
Gambar 3.15.	Menunjukkan pemodelan awal (Initial Model) yaitu model (a) Zp, (b) Zs dan (c) Densitas	45

Gambar 3.16.	Menunjukkan tren linier garis regresi antara $\ln(Z_p)$, $\ln(Z_s)$, $\ln(\text{Densitas})$ dan koefisien regresinya	46
Gambar 3.17.	Analisa inversi pada sumur Alfa menunjukkan korelasi yang baik antara inversi seismik dan kurva log	47
Gambar 3.18.	Penampang hasil inversi (a) Z_p , (b) Z_s dan (c) D_n yang melalui sumur Alfa dan Mama	48
Gambar 4.1.	Cross plot antara impedansi P dan impedansi S dari sumur Alfa dan Mama	49
Gambar 4.2.	Menunjukkan cross plot antara impedansi P dan impedansi S dari hasil inversi yang diekstrak pada lokasi sumur pada zona interval dan ditampilkan dengan area cross plot dari sumur	50
Gambar 4.3.	Cross plot pada lokasi sumur Alfa dan Mama terhadap penampang seismik	51
Gambar 4.4.	Menunjukkan bahwa Rock Physic Template bekerja dengan baik untuk memprediksi kandungan fluida pada sumur Sierra diatas pada reservoir FANTA	52
Gambar 4.5.	Menunjukkan horizon slice sepanjang horizon FANTA_Base_Hrz pada reservoir Fanta yang merefleksikan distribusi akumulasi gas.	52
Gambar 4.6.	Menunjukkan hasil ekstrak volume Lamda-Rho sepanjang Fanta_Base_Hrz untuk identifikasi penyebaran pore gas pada reservoir Fanta	53
Gambar 4.7.	Menunjukkan beberapa area yang berpotensi sebagai akumulasi gas pada reservoir FANTA yang ditunjukkan oleh garis putus-putus diatas	54
Gambar 4.8.	Menunjukkan kecenderungan zona yang mengandung hidrokarbon (pay) dan yang non hidrokarbon (wet).....	55
Gambar 4.9.	Menunjukkan beberapa area yang mempunyai porositas bagus pada reservoir FANTA yang ditunjukkan oleh garis putus-putus diatas.....	55

DAFTAR TABEL

	Halaman
Tabel 2.1. Analisa sifat fisik batuan menggunakan parameter Lamé	15
Tabel 2.2. Nilai konstanta a dan b dari Gardner et. al (1974)	30
Tabel 3.1. Analisa sifat fisik batuan menggunakan parameter Lamé	37



BAB 1

PENDAHULUAN

1.1. Latar belakang

Dalam suatu kegiatan eksplorasi minyak dan gas bumi, pengetahuan tentang suatu kerangka regional dari suatu lapangan minyak sangat mutlak diperlukan. Dengan mengetahui kerangka geologi secara regional kita akan mengetahui struktur dan bentuk geometri suatu reservoir yang berkembang, dengan pengetahuan tersebut untuk selanjutnya kita dapat memetakan daerah-daerah yang mempunyai prospek minyak dan gas bumi. Hal ini menjadi sangat penting mengingat minyak dan gas bumi masih merupakan sumber energi yang sangat dibutuhkan dalam kehidupan sehari-hari. Tentunya ini menjadi tantangan yang menarik bagi para eksplorasionis untuk terus mencari dan mengembangkan metode-metode pencarian minyak dan gas bumi yang semakin hari cadangannya semakin menipis.

Metode seismik sampai saat ini merupakan metode yang paling dipercaya untuk memberikan penggambaran kerangka secara regional dari suatu lapangan. Selain pemahaman tentang kerangka geologi regional suatu lapangan diperlukan juga pengetahuan dan pemahaman secara detail dari sifat-sifat fisik batuan yang berkembang di daerah prospek. Dengan data seismik, perubahan properti batuan seperti porositas, densitas, saturasi fluida dan lain-lainnya dapat diidentifikasi karena masing-masing mempunyai sifat fisik batuan yang unik. Perubahan sifat fisik batuan akan terefleksikan pada perubahan impedansi seismik dimana dengan metode inversi seismik kita dapat melakukan investigasi dan korelasi perubahan properti batuan yang kemudian karakterisasi reservoir dapat dilakukan baik secara kualitatif dan kuantitatif termasuk didalamnya deliniasi, korelasi dan diskripsi reservoirnya.

Seismik inversi adalah satu dari sekian banyak metode yang sudah digunakan geophysicist selama hampir 30 tahun lebih untuk karakterisasi reservoir. Proses awal dari inversi adalah merubah data seismik menjadi impedansi P (produk dari densitas dan kecepatan gelombang P), dimana dengan

impedansi P ini kita dapat memprediksi batuan dan porositasnya. Namun, terkadang prediksi menjadi meragukan saat batuan mempunyai efek kombinasi sifat fisik yang berkembang, yaitu porositas dan fluidanya, agak sulit untuk memisahkan pengaruh dari masing-masing sifat fisiknya.

Tantangan ini terjawab saat diketemukannya metode Inversi Seismik Simultan yang berguna mengurangi keraguan dalam interpretasi hasil inversi, dimana yang diestimasi adalah impedansi P, impedansi S (produk dari densitas dan kecepatan gelombang S) dan densitas secara simultan. Dengan metode ini respon gelombang P dan S cukup bisa membedakan efek sifat fisik batuan yang disebabkan oleh porositas dan fluida.

Pada Tesis ini Inversi Seismik Simultan menggunakan data partial angle stack (near, mid dan far offset stack) dan setiap partial angle stack dibalik secara simultan menggunakan wavelet yang diekstrak dari masing-masing offset untuk estimasi impedansi P dan impedansi S (Z_p dan Z_s) dan pada proses selanjutnya pun estimasi densitas bisa didapatkan dari inversi ini. Ketiga produk dari inversi ini selanjutnya akan dirubah ke Lamda-rho ($\lambda\rho$) yang juga dikenal sebagai incompressibility yang digunakan sebagai indikator porositas fluida yang mengandung hidrokarbon dan Mu-rho ($\mu\rho$) yang dikenal sebagai rigiditas yang dapat digunakan untuk indikator batuan dimana parameter ini sensitif terhadap karakter matrik dari batuan. Selain itu volume V_p/V_s juga dihasilkan dari impedansi P dan S untuk mengurangi efek densitas dengan demikian parameter ini dapat membedakan efek fluidanya.

Reservoir Fanta di lapangan Lamaka diendapkan pada lingkungan pengendapan mouth-bar yang mempunyai banyak zone yang berpotensi mengandung hidrokarbon, juga batupasir yang bervariasi baik kualitas dan penyebarannya. Interpretasi menggunakan teknik interpretasi seismik konvensional pada lapangan ini kita sering menemukan ketidakpastian. Menyadari tantangan yang ada pada lapangan ini dan untuk mengurangi ketidakpastian tersebut maka dalam studi ini akan dicoba menggunakan pendekatan metode Inversi Seismik Simultan dan turunannya dikolaborasikan dengan analisa sifat fisik batuan yang diharapkan hasil akhirnya akan memberikan gambaran prediksi

penyebaran hidrokarbon. Yang selanjutnya prediksi penyebaran hidrokarbon ini dapat digunakan untuk membantu optimalisasi eksploitasi hidrokarbon.

1.2. Permasalahan

Tesis ini menekankan pada permasalahan sebagai berikut:

- Bagaimana hubungan antara sifat fisik batuan (Z_p , Z_s , V_p/V_s , $\lambda\rho$, $\mu\rho$) dengan properti batuan seperti densitas, porositas, saturasi gas dan volume shale pada daerah telitian ini.
- Bagaimana Inversi Seismik Simultan dapat diterapkan pada daerah penelitian ini dan dapat dipergunakan untuk membuat impedansi P, impedansi S dan volume densitas.
- Bagaimana kombinasi antara turunan dari Inversi Seismik Simultan dan sifat fisik dari batuan akan membantu kita dalam melakukan analisa kualitatif dan kuantitatif agar dapat diperoleh prediksi karakter reservoir, seperti penyebaran gas, bentuk geometrinya dan korelasinya.

1.3. Maksud dan Tujuan

Adapun tujuan dari penulisan Tesis ini adalah:

1. Mengimplementasikan metode Inversi Seismik Simultan pada formasi Fanta di lapangan Lamaka untuk memprediksi penyebaran gas.
2. Untuk menentukan penyebaran/deliniasi dari reservoir Fanta.
3. Untuk identifikasi kandungan fluida yaitu gas pada reservoir Fanta.

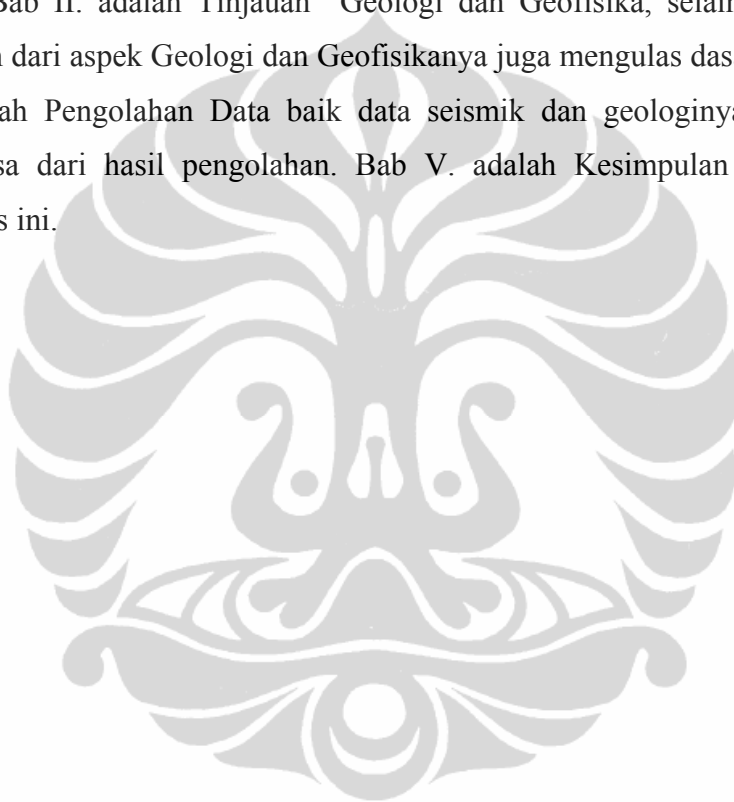
1.4. Lingkup Tesis

Yang akan dipelajari dalam studi ini akan mencakup estimasi impedansi P dan impedansi S dan juga volume densitas melalui metode Inversi Seismik Simultan. Volume tersebut diatas beserta turunannya seperti λ -rho, μ -rho dan V_p/V_s digunakan untuk menganalisa gambaran dan prediksi gas dan penyebaran porosity. Prediksi ini akan digunakan untuk identifikasi dan mencari

area yang potensial untuk perkembangan eksploitasi lapangan selanjutnya dimana hal tersebut membutuhkan studi yang lebih terintegrasi.

1.5. Sistematika penulisan

Dalam penulisan tesis ini terdiri dari 6 bab yang secara singkat dapat diterangkan sebagai berikut. Bab I. adalah Pendahuluan yang mengulas latar belakang, permasalahan, maksud dan tujuan penulisan tesis ini dan ruang lingkupnya. Bab II. adalah Tinjauan Geologi dan Geofisika, selain mengulas daerah telitian dari aspek Geologi dan Geofisikanya juga mengulas dasar teorinya. Bab III. adalah Pengolahan Data baik data seismik dan geologinya. Bab IV. adalah Analisa dari hasil pengolahan. Bab V. adalah Kesimpulan akhir dari penulisan tesis ini.

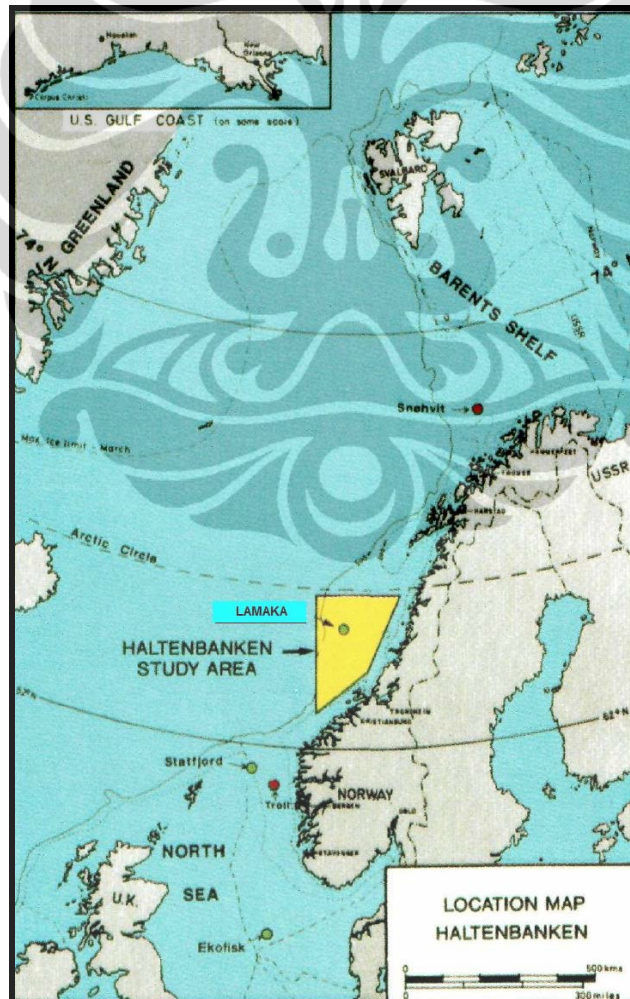


BAB 2

TINJAUAN GEOLOGI DAN GEOFISIKA

2.1. Geologi

Obyek penelitian adalah Formasi Fanta, yang merupakan salah satu formasi di lapangan Lamaka terletak di Laut Utara. Analisa dengan seismik inversi simultan ini dibangun berdasarkan penelitian pada log sumur, data seismik dan turunan-turunannya. Lapangan Lamaka terletak di daerah Haltenbanken ditengah-tengah paparan shelf Norwegia pada kedalaman air kira-kira 350 meter dan terletak 190 kilometer dari pantai. Seperti ditunjukkan pada gambar 2.1.



Gambar 2.1. Peta lokasi lapangan Lamaka di Haltenbanken - Laut Utara (P.K. Whitley, 1992)

2.1.1. Geologi Regional

Lapangan Lamaka terletak di daerah Haltenbanken ditengah-tengah paparan shelf Norwegia pada kedalaman air laut kira-kira 350 meter dan terletak 190 kilometer dari pantai. Ditemukan tahun 1985 pada struktur Cimmerian dengan kandungan hidrokarbon terdapat pada reservoir batupasir berumur Jurassic.

Struktur yang berkembang di lapangan Lamaka adalah sebuah blok Horst besar terletak di sisi barat daya dari punggung Nordland dan telah terbentuk selama fase tektonik ekstensional Cimmerian di Jura Akhir-Kapur Awal. Reservoir lapangan Lamaka terpotong di tepi utara dari struktur dan tertutupi oleh serpih jaman Kapur.

Batuan reservoir jaman Jurassic, yaitu group Fanta dan formasi Tilje dan Are diendapkan di sisi Tenggara dari daerah timur laut Atlantic yang sedang berkembang. Batuan reservoir kebanyakan diendapkan pada regim transgresi dikarakterisasi dengan butiran yang kasar, klastik hasil pelapukan dari punggung yang terangkat. Endapan dangkal yang kurang dari 250 meter kurang kompak. Kualitas reservoir pada batupasir Fanta cukup bersih terkadang tidak kompak dan mempunyai nilai permeabilitas maksimum lebih tinggi dari 10 darcys dan porositas lebih dari 30%.

Sumber utama hidrokarbon adalah Formasi Spekk di Jura Atas, yang telah matang pada daerah rendahan 5-15 kilometer sebelah barat daya dan barat Lapangan Lamaka. Lapisan batubara pada Formasi Are juga berpotensi sebagai batuan sumber pada daerah rendahan yang sama.

2.1.2. Perkembangan Tektonik Regional

Dasar evaluasi regional tahap awal adalah pembentukan model tektonik lempeng untuk Haltenbanken. Evolusi pemekaran Proto-Atlantic dimulai pada akhir Paleozoic setelah fase kompresional yang sangat intens berkaitan dengan suture Caledonian dan orogen serta pergeseran strike-slip Scandinavia dan Greenland.

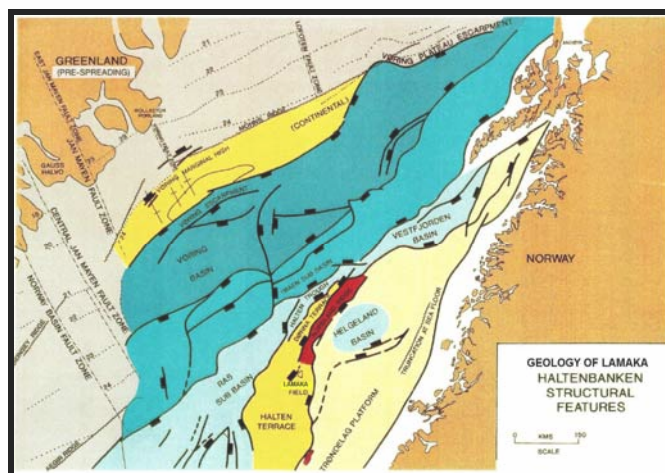
Ekstensional lithosfer dan naiknya mantle sepanjang zona suture Caledonian kuno antara Laurentia dan Baltica terjadi pada akhir Paleozoic. Ekstensional ini diawali pada masa Permian-Trias diiringi proses pelengkungan kebawah, pemekaran, erosi dan pengisian material klastik. Puncak dari pemekaran sendiri pada Jurassic Akhir dengan fase tektonik Cimmerian, yaitu ketika terjadi pengangkatan footwall secara luas, erosi dan miringnya fault blok Jurassic yang merupakan cikal bakal terbentuknya jebakan/trap klasik.

Selama jaman Kapur, penurunan dan pengisian cekungan terjadi, disusul dengan pemekaran lantai samudara/kerak samudra dan memisahkannya kontinen Greenland dan Norway pada Paleosen-Eosen.

2.1.3. Struktur Regional Lapangan Lamaka

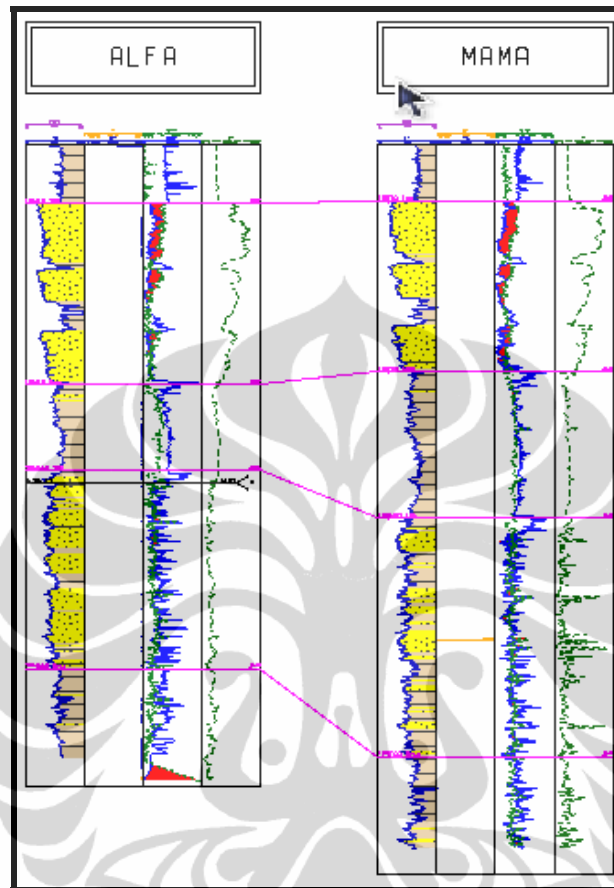
Lapangan Lamaka terletak pada salah satu sub-basin yang ada di Halten terrace, bagian tepi dari punggung Nordland. Bentukan struktur yang dominan di Haltenbanken adalah platform Trondelag, punggung Nordland, teras Halten, dan Basin Voring (Gambar 2.2).

Lapangan Lamaka terletak di bagian selatan perpanjangan dari punggung Nordland dengan didominasi tren barat daya-timur laut, yang merupakan daerah yang terkena sesar sangat intens yang memisahkan Cekungan Helgeland dengan Voring Basin di bagian baratnya. Sebelah selatan punggung bukit Nordland, mengarah ke teras Halten sesar hadir kurang intens, disinilah minyak dan ladang gas telah ditemukan.



Gambar 2.2. Peta struktur pada lapangan Lamaka (P.K. Whitley, 1992)

Pada studi ini akan menggunakan 2 data sumur yang mempunyai interkorelasi seperti yang terlihat pada Gambar 2.3



Gambar 2.3. Korelasi antar sumur Alfa dan Mama di lapangan Lamaka (Kristanto, 2011)

2.1.4. Petroleum System

Batuan reservoir yang utama di area ini adalah Fanta, Tilje dan Are (Gambar 2.4). Sebagian besar reservoir tersebut diatas terpotong secara intensif oleh struktur fault. Dan reservoir ini ditutup secara efektif oleh shale yang diendapkan pada jaman Kapur - Tersier. Shale yang tebal ini selain berfungsi sebagai batuan tudung (cap rock) juga berfungsi sebagai batuan sumber (source rock). Endapan shale yang tebal juga sangat berperan dalam kematangan hidrokarbon. Diperkirakan hidrokarbon bermigrasi dari batuan sumber ke reservoir sekitar lima juta tahun yang lalu sejauh lima sampai lima belas kilometer dari arah barat melalui sepanjang fault dan konduit reservoir batupasir.

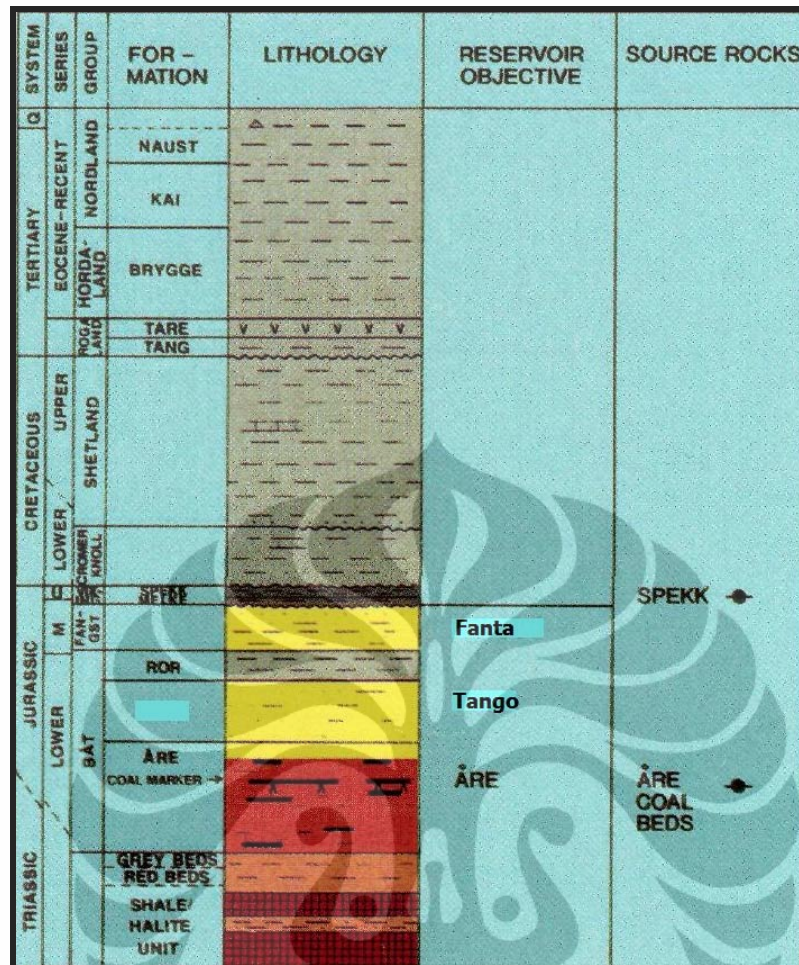
Pada penulisan tesis ini hanya akan dibahas penyebaran gas pada reservoir Fanta saja.

2.1.4.1 Formasi FANTA

Formasi Fanta terbentuk dari endapan klastik batupasir dengan selingan silt dibagian tengahnya yang merupakan hasil dari proses transgresi dan regresi yang telah terjadi, paling tidak disebagian dari lapangan Lamaka yang dikontrol oleh tektonik (Pedersen et al., in press). Formasi Fanta ini pun diendapkan melalui lingkungan pengendapan yang berbeda. Pada batupasir bagian bawah diendapkan pada lingkungan laut dangkal/shallow marine (Heum et al., 1986). Sedangkan pada formasi Fanta bagian tengah, batuan silt merupakan ciri endapan yang diendapkan pada lingkungan laut terbuka/open marine. Sedangkan batupasir bagian atas terdapat berbagai pendapat para ahli, seperti Aasheim dan Larsen (1984) menginterpretasi sebagai endapan kipas delta, sementara itu Heum et al., (1986) menyatakan endapan laut dengan pengaruh proses fluvial. Pedersen et al (in press) menyatakan bahwa batupasir atas ini seluruhnya fluvial.

2.1.4.2 Batuan Sumber (Source Rock)

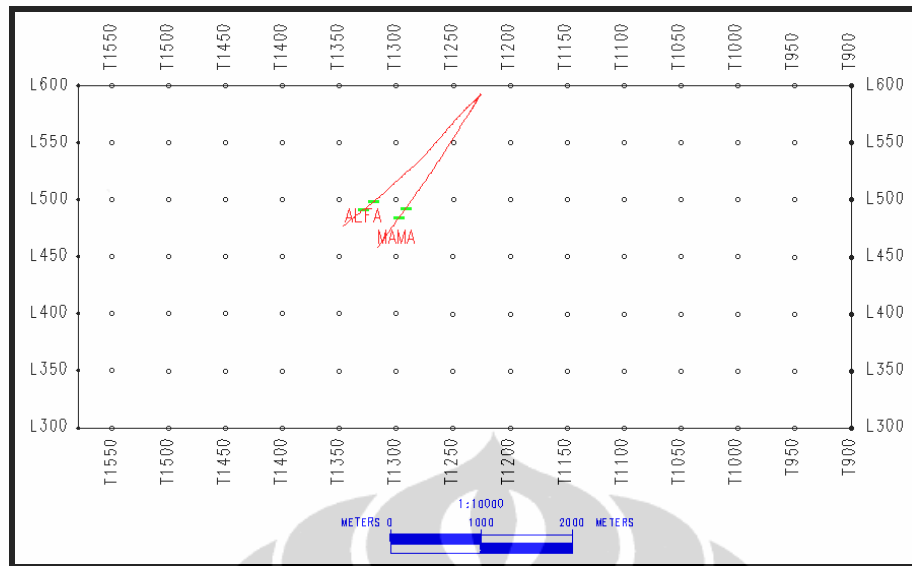
Sedangkan batuan sumber (source rock) area ini adalah shale Formasi Spekk berumur Jura dan lapisan batubara Formasi Are yang hadir disebagian besar dari area ini. Namun Formasi Spekk ini hanyalah tipis dan tidak ditemukan di beberapa tinggian yang ada sebagai hasil dari erosi Cimmerian. Formasi Spekk mempunyai pembacaan Gamma Ray yang tinggi di area Haltenbanken dan merupakan batuan sumber yang kaya dengan kandungan TOC (Total Organic Carbon) sampai 13% (dari rata-rata 4%).



Gambar 2.4. Kolom stratigrafi Lapangan Lamaka (Statoil, 1992).

2.2. Geofisika

Penulisan Tesis ini akan mempergunakan data sumur dan seismik dari lapangan Lamaka. Data seismik yang dipergunakan adalah seismik 3 dimensi (3D) yang mempunyai Iline 300 – 600 dan Xline (Trace) 990 – 1580 seperti ditunjukkan pada gambar 2.5. Data seismik ini terdiri dari volume Full dan Partial angle stack, yaitu Near stack (5-15°), Mid stack (15-25°) dan Far stack (25-35°). Semua data sumur dan seismik 3D yang dipergunakan dalam studi ini diasumsikan telah dilakukan proses koreksi, kalkulasi dan kondisioning.



Gambar 2.5. Menunjukkan survei seismik 3D daerah telitian

2.3. Dasar Teori

Teori seismik refleksi mempunyai cakupan yang sangat luas. Didalam Tesis ini hanya akan dibahas teori dasar dari seismik refleksi yang berkaitan dengan pokok masalah Tesis ini.

Konsep dasar seismik eksplorasi adalah mengirimkan signal gelombang kedalam bumi yang kemudian akan direfleksikan/dipantulkan kembali saat mengenai bidang refleksi, bidang refleksi tersebut adalah bidang batas lithologi/batuan. Keuntungan menggunakan metode seismik ini adalah gelombang yang dipantulkan kembali dan diterima receiver ini membawa informasi dari lapisan batuan yang dilaluinya, seperti struktur geologi, litologi batuan dan kandungan fluida yang terkandung dalam batuan. Seismik refleksi ini terjadi saat gelombang mengenai bidang yang mempunyai perbedaan akustik impedansi sebagai fungsi kecepatan (V) dan densitas (ρ) yang kemudian disebut sebagai kontras batuan. Saat gelombang dipantulkan secara tegak lurus pada sudut 0° maka rumus yang berlaku adalah:

$$r_i = \frac{\rho_{i+1}V_{i+1} - \rho_iV_i}{\rho_{i+1}V_{i+1} + \rho_iV_i} \quad (2.1)$$

dimana, ρ_i adalah densitas lapisan i dan V_i adalah kecepatan lapisan i

Sinyal yang diterima receiver dalam satu trace seismik terdiri dari beberapa seri wiggle. Trace seismik ini diasumsikan hasil dari konvolusi wavelet dari sumber dengan kumpulan gelombang refleksi yang dipantulkan oleh reflektor. Wavelet seismik itu sendiri adalah bentuk kurva osilasi yang terpotong seperti kurva sinusoidal (Suprajitno, 2000). Konvolusi ini dalam matematika dapat dituliskan sebagai berikut:

$$S(t) = W(t) * RC(t) + n(t) \quad (2.2)$$

dimana, $S(t)$ adalah trace seismik; $RC(t)$ adalah koefisien refleksi; $W(t)$ adalah wavelet seismik dan $n(t)$ adalah gangguan/noise

2.3.1 Gelombang P dan S

Gelombang seismik ditransmisikan ke perut bumi sebagai gelombang elastik. Secara umum berdasarkan perambatan di media yang dilaluinya gelombang elastik dibagi menjadi tubuh gelombang yaitu gelombang yang merambat melalui tubuh dari medianya dan gelombang permukaan yaitu gelombang yang merambat disepanjang batas media dan amplitudonya melemah ketika melalui media (Suprajitno, 2000). Tubuh gelombang dapat berupa gelombang P maupun S. Gelombang P disebut juga gelombang primer, kompresi atau longitudinal. Sedangkan gelombang S disebut juga gelombang shear atau transversal. Gelombang permukaan dapat merambat dengan beberapa cara, yang paling umum adalah gelombang Rayleigh, gelombang Love dan gelombang Stoneley.

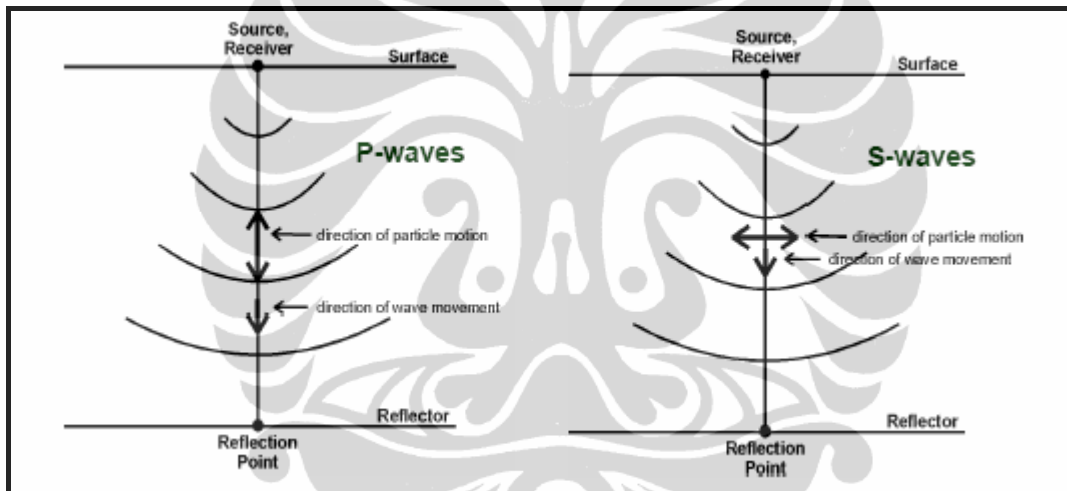
Pada Tesis ini hanya akan fokus pada tubuh gelombang. Arah gerakan partikel gelombang P searah dengan pergerakan gelombang itu sendiri, sedangkan gelombang S mempunyai arah gerakan partikelnya tegak lurus dengan pergerakan gelombang (Gambar 2.6). Kedua jenis gelombang ini mempunyai kecepatan tertentu ketika melewati suatu media yaitu batuan bumi dan nilainya tergantung pada elastisitas dari medianya. Namun gelombang S biasanya mempunyai

kecepatan lebih lambat dibanding gelombang P dan gelombang S ini tidak bisa melewati media berbentuk fluida.

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (2.3)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2.4)$$

dimana, λ adalah koefisien lambda = $K + 2/3 \mu$; K adalah bulk modulus; μ adalah shear modulus dan ρ adalah densitas



Gambar 2.6. Menunjukkan gerakan partikel terhadap pergerakan gelombang dari gelombang P dan gelombang S (Russel, 1999).

Rasio dari V_p dan V_s dapat direpresentasikan sebagai Poisson Ratio (σ) sebagai berikut:

$$\sigma = \frac{\gamma - 2}{2\gamma - 2} \quad (2.5)$$

dimana,

$$\gamma = \left(\frac{V_p}{V_s} \right)^2 \quad (2.6)$$

Rasio V_p/V_s dapat digunakan sebagai indikator perbedaan batuan (Avseth et al, 2005). Batuan clay isotropik mempunyai V_p/V_s yang lebih tinggi daripada batupasir. Untuk karbonat V_p/V_s dapat digunakan untuk membedakan antara batugamping dan dolomit. Selanjutnya V_p/V_s akan dengan memakai metode AVO juga dapat digunakan untuk mengenali adanya DHI (Direct Hydrocarbon Indicator) karena V_s tidak sensitif terhadap perubahan fluida sementara itu V_p sensitif pada perubahan batuan dan perubahan fluida inilah yang merubah nilai V_p/V_s .

2.3.2. Rigiditas ($\mu\rho$) dan inkompresibilitas ($\lambda\rho$)

Berdasarkan rumus (2.3) dan (2.4) diatas, parameter V_p/V_s secara matematis dapat dirubah menjadi parameter sifat fisik batuan lainnya, yaitu rigiditas dan inkompresibilitas.

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad \text{dan} \quad V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$$

lalu $Z_S^2 = (\rho V_S)^2 = \mu\rho = \text{Mu-Rho (rigiditas)}$ (2.7)

dan $Z_P^2 = (\rho V_P)^2 = (\lambda + 2\mu)\rho$

maka $\lambda\rho = Z_P^2 - 2Z_S^2 = \text{Lambda-Rho (inkompresibilitas)}$ (2.8)

Mu-rho atau rigiditas adalah perubahan sifat fisik dari butiran batuan ketika dikenai tekanan. Rigiditas sensitif terhadap butiran batuan dan tidak berpengaruh terhadap perubahan kandungan fluida. Semakin rapat butiran batuan semakin cepat gelombang merambat yang demikian tersebut disebut batuan yang mempunyai nilai rigiditas yang tinggi. Rigiditas rendah diwakili oleh batubara dan shale sementara itu batupasir dan karbonat mencirikan rigiditas tinggi. Lambda-rho atau inkompresibility adalah pengukuran terhadap perubahan volume suatu batuan dan fluida didalamnya saat dikenai tekanan. Semakin mudah media ditekan semakin rendah nilai inkompresibilitynya. Perubahan lebih disebabkan oleh

perubahan didalam pori batuan daripada perubahan ukuran butirannya. Lambda-rho baik digunakan sebagai indikator batuan dan fluida yang dikandungnya. Batupasir dengan kandungan gas mempunyai inkompresibility rendah (Goodway et al., 1997).

Tabel berikut menunjukkan analisa sifat fisik batuan yang dilakukan oleh Goodway et al., 1997 yang mengindikasikan bahwa λ/μ merupakan parameter yang mempunyai variasi paling sensitif dari shale ke batupasir gas.

Tabel 2.1. Analisa sifat fisik batuan menggunakan parameter Lamé (Goodway et al., 1997)

Tabel 1	Vp(m/s)	Vs(m/s)	ρ (g/cc)	Vp/Vs	$(Vp/Vs)^2$	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	1.40%	25%	6.40%	27%	55%	45%	9.20%	44%	70%	110%

(satuan λ, μ dalam Gpa)

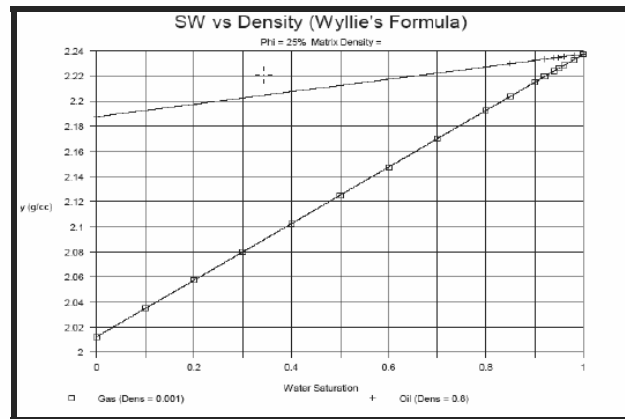
2.3.3. Densitas

Densitas adalah rasio antara massa (dalam kg) dengan volume (dalam m^3). Densitas digunakan dalam perhitungan rumus Vp, Vs dan impedansi dimana mereka dipengaruhi oleh respon gelombang seismik. Efek dari densitas dapat dimodelkan dalam rumus Wyllie berikut:

$$\rho_{sat} = \rho_m(1-\emptyset) + \rho_w S_w \emptyset + \rho_{hc}(1-S_w)\emptyset \quad (2.9)$$

dimana, ρ_b adalah bulk density; ρ_m adalah matrix density; ρ_f adalah fluid density; \emptyset adalah porositas; S_w adalah saturasi air; ρ_w adalah densitas air ($\sim 1 \text{ g/cm}^3$) dan ρ_{hc} adalah densitas hidrokarbon.

Pada Gambar 2.7 memperlihatkan bahwa densitas reservoir turun secara drastis saat di zona gas dibandingkan zona minyak.



Gambar 2.7. Grafik Sw dengan Densitas. Penerapan persamaan Wyllie pada zona minyak dan gas (Russell, 1999).'

2.3.4. Variasi Amplitude dengan Offset (AVO)

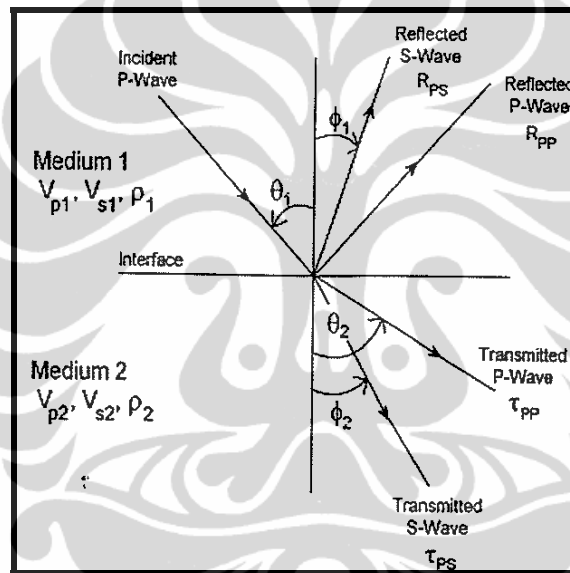
Yang dimaksud dengan AVO adalah suatu keadaan dimana amplitudo gelombang refleksi bertambah besar sejalan dengan membesarnya jarak (*offset*) dari sumber gelombang terhadap penerima, ketika gelombang seismik dipantulkan oleh bidang batas atau reflektor pada keadaan tertentu. Secara singkat dapat dijelaskan bahwa AVO adalah anomali amplitudo, yaitu perubahan amplitudo seiring dengan bertambahnya jarak. Secara matematis membesarnya offset merupakan membesarnya sudut datang (*angle of incidence*), sehingga AVO sering juga disebut AVA (*Amplitude Variation with Angle*). Batas maksimum jarak adalah jarak yang bersesuaian dengan sudut datang kritis yaitu sudut datang dimana amplitude tepat tidak akan membesar walaupun jaraknya bertambah.

Gelombang seismik P yang datang pada keadaan normal (vertikal) mengenai batas dua lapisan yang memiliki nilai impedansi akustik ($AI = \text{densitas} \times \text{kecepatan gelombang Seismik}$) yang berbeda, maka gelombang tersebut akan terpantulkan dan memiliki koefisien refleksi sebagai berikut:

$$KR_i = \frac{AI_{(i+1)} - AI_i}{AI_{(i+1)} + AI_i} \quad (2.10)$$

dimana, KR_i adalah koefisien refleksi lapisan ke- i ; AI_i adalah impedansi akustik lapisan ke- i dan $AI_{(i+1)}$ adalah impedansi akustik lapisan ke- $i+1$

Pada saat gelombang P datang mengenai batas antara dua lapisan dengan tangensial (tidak dalam keadaan vertikal), maka terjadi konversi dari gelombang datang P menjadi empat mode konversi, yaitu refleksi gelombang P (R_{pp}), refleksi gelombang S (R_{ps}), transmisi gelombang P (T_{pp}) dan transmisi gelombang (T_{ps}). Dengan demikian besarnya koefisien refleksi bergantung pada kecepatan gelombang P (V_p), kecepatan gelombang S (V_s) dan densitas (ρ) dari setiap lapisan. Variasi dari koefisien refleksi dan koefisien transmisi yang berhubungan dengan peningkatan offset atau sudut datang inilah yang selanjutnya akan menjadi dasar untuk analisa AVO.



Gambar 2.8. Mode konversi gelombang pada bidang batas lapisan (Russel, 1999)

Persamaan AVO pertama kali dikenalkan oleh Zoeppritz, 1919 (opcite Aki et al., 2002) yang menyatakan bahwa koefisien refleksi dan transmisi adalah sebagai fungsi dari V_p , V_s , densitas dan incidence angle dari media elastik. Persamaannya adalah sebagai berikut:

$$\begin{bmatrix} R_p(\theta_1) \\ R_s(\theta_1) \\ T_p(\theta_1) \\ T_s(\theta_1) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin \theta_1 & \cos \phi_1 & \sin \theta_2 & \cos \theta_2 \\ \cos \theta_1 & -\sin \phi_1 & \cos \theta_2 & -\sin \theta_2 \\ -\sin 2\theta_1 & \frac{V_{p1}}{V_{s1}} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{s2}^2 V_{p1}}{\rho_1 V_{s1}^2 V_{p2}} \cos 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{s2} V_{p1}}{\rho_1 V_{s1}^2} \cos 2\phi_1 \\ -\cos 2\phi_1 & \frac{V_{s1}}{V_{p1}} \sin 2\phi_1 & \frac{\rho_2 V_{p2}}{\rho_1 V_{p1}} \cos 2\phi_2 & \frac{\rho_2 V_{s2}}{\rho_1 V_{p1}} \sin 2\phi_2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sin \theta_1 \\ \cos \theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ \cos 2\phi_1 \end{bmatrix} \quad (2.11)$$

dimana, $R_p(\theta_1)$ adalah amplitudo refleksi gelombang P; θ_1 adalah sudut refleksi gelombang P; $R_p(\theta_2)$ adalah amplitudo refleksi gelombang S; θ_1 adalah sudut refraksi gelombang P; $T_p(\theta_1)$ adalah amplitudo transmisi gelombang P; ϕ_1 adalah sudut refleksi gelombang P; $T_s(\theta_2)$ adalah amplitudo transmisi gelombang S; ϕ_2 adalah sudut refraksi gelombang S; V_p adalah kecepatan gelombang P; ρ adalah densitas dan V_s adalah kecepatan gelombang S

Aki, Richard dan Frasier membuat pendekatan persamaan Zoeppritz menjadi 3 hal. Yang pertama menggabungkan densitas, kedua menggabungkan V_p dan yang ketiga adalah V_s .

$$R(\theta) = a \frac{\Delta \alpha}{\alpha} + b \frac{\Delta \rho}{\rho} + c \frac{\Delta \beta}{\beta} \quad (2.12)$$

dimana, a adalah $1/(\cos^2\theta) = \frac{1}{2} + \tan^2\theta$; b adalah $0.5 - [(2V_s^2/V_p)\sin^2\theta]$; c adalah $-(4V_s^2/V_p^2)\sin^2\theta$; V_p adalah $(V_{p1}+V_{p2})/2$; V_s adalah $(V_{s1}+V_{s2})/2$; ρ adalah $(\rho_1 + \rho_2)/2$; ΔV_p adalah $V_{p1}-V_{p2}$; ΔV_s adalah $V_{s1}-V_{s2}$; $\Delta \rho$ adalah $\rho_1 - \rho_2$; θ adalah $(\theta_i + \theta_t)/2$ dan θ_t adalah $\arcsin[(V_{p2}/V_{p1})\sin \theta_i]$

Kemudian oleh Shuey, 1985 (opcite Aki et al., 2002), persamaan Zoeppritz tentang refleksi gelombang P disederhanakan menjadi:

$$R(\theta) = R_p + \left(R_p A_0 + \frac{\Delta \sigma}{(1-\sigma)^2} \sin^2 \theta + 1/2 \frac{\Delta \alpha}{\alpha} (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \right) \quad (2.13)$$

dimana,

$$\sigma = \frac{(\sigma_1 + \sigma_2)}{2}; \quad A_0 = B - 2(1+B) \frac{1-2\sigma}{1-\sigma} \quad \text{dan} \quad B = \frac{\frac{\Delta \alpha}{\alpha}}{\frac{\Delta \alpha}{\alpha} + \frac{\Delta \rho}{\rho}}$$

dengan:

σ adalah rata-rata rasio Poisson

$$\Delta \sigma = \sigma_2 - \sigma_1$$

$$\alpha = \text{rata-rata } V_p = \frac{(\sigma_1 + \sigma_2)}{2}$$

$$\Delta\alpha = \alpha_2 - \alpha_1$$

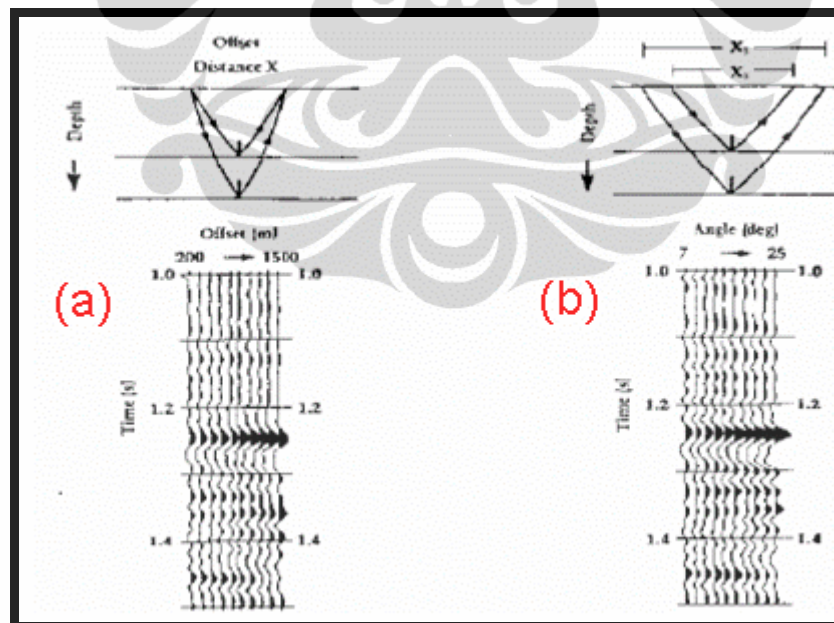
θ adalah rata-rata sudut incidence dan sudut transmitted = $\frac{(\theta_1 + \theta_2)}{2}$

ρ adalah rata-rata densitas formasi = $\frac{(\rho_1 + \rho_2)}{2}$

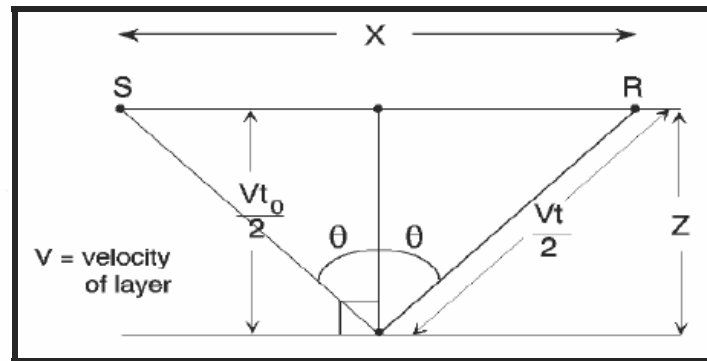
$$\Delta\rho = \rho_2 - \rho_1$$

Dari persamaan diatas dapat disimpulkan bahwa respon AVO sangat dipengaruhi oleh Rp pada sudut yang rendah dan juga dipengaruhi $\Delta\sigma$ pada sudut sedang sampai tinggi. Analisa AVO secara kualitatif dilakukan pada common-mid-point-gather. Setiap nilai amplitude dari setiap offset gather diregresi secara linier untuk mendapatkan hubungan antara amplitude dan offset. Dari sini dapat kita simpulkan atribut AVO yaitu Intercept dan Gradient yang menerangkan hubungan antara respon amplitude dan sudut insiden.

Persamaan Zoeppritz dan Shuey adalah fungsi dari sudut insiden, namun seismik direkam sebagai fungsi jarak offset. Oleh karena itu memerlukan konversi dari jarak offset ke sudut insiden. Gambar 2.9 dan 2.10 menunjukkan pendekatan sederhana gelombang lurus.



Gambar 2.9. Memperlihatkan respon AVO (a) dan transformasinya ke AVA (Amplitude versus Angle) (b) (Russel, 1999).



Gambar 2.10. Diatas menunjukkan perjalanan gelombang seismik dari sumber ke penerima dengan kecepatan konstan (Russel, 1999).

Hubungan antara offset/jarak dan sudut dapat ditunjukkan sebagai berikut:

$$\tan\theta = X/2Z \quad (2.14)$$

dimana, θ adalah sudut; X adalah offset dan Z adalah depth/kedalaman

Jika kecepatan dari media diketahui, persamaannya menjadi sebagai berikut:

$$Z = V.t_0/2 \quad (2.15)$$

dimana, V adalah kecepatan (RMS atau average) dan T adalah time/waktu saat di zero-offset

Dengan mensubstitusikan persamaan (2.16) ke (2.19), maka kita akan mendapatkan:

$$\tan\theta = X/V.t_0 \quad (2.16)$$

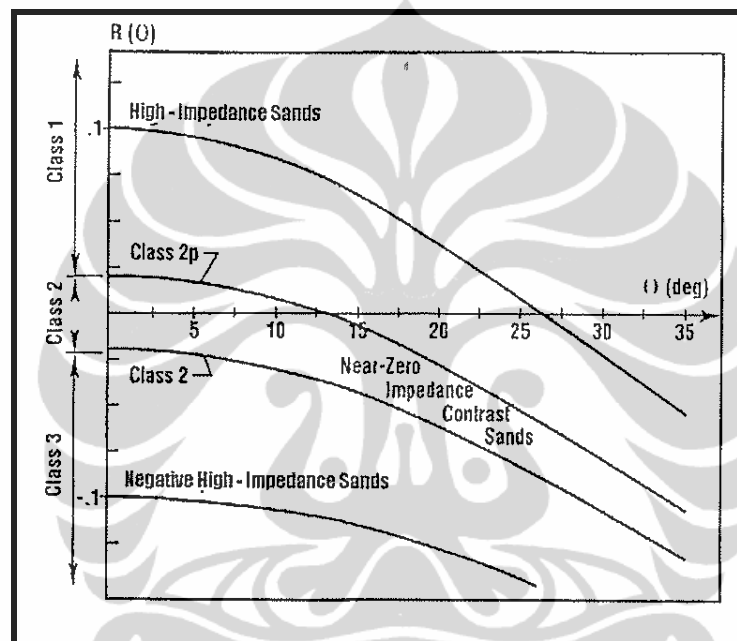
maka,

$$\theta = \tan^{-1}[X/V.t_0]$$

dengan menggunakan persamaan ini fungsi offset dapat dirubah menjadi fungsi sudut. Walaupun analisa AVO berdasarkan peningkatan amplitude sepanjang offset, namun offset maksimum harus tepat pada sudut kritis. Ketika besar sudut melebihi besarnya sudut kritis maka perilaku sinyal yang terefleksikan tidak akan mengikuti teori dalam analisa AVO.

2.3.5. Klasifikasi AVO

Rutherford dan Williams, 1989 (opcite Sukmono, 2002) membagi anomali AVO menjadi tiga kelas untuk batupasir dengan kadungan gas, yaitu: Class-1, high impedance gas-sandstone; Class-2, near zero contrast gas-sandstone; Class-3, low impedance gas sandstone. Castagna (1998) kemudian mengenalkan batupasir Class-4 pada cross plot AVO dari klasifikasi Rutherford dan Williams dibawah (Gambar 2.11).



Gambar 2.11. Klasifikasi anomaly amplitudo yang dibuat oleh (Rutherford & Williams, 1989) yang kemudian dimodifikasi oleh (Castagna, 1998)

Berikut klasifikasi batupasir dengan kandungan gas beserta deskripsinya:

Anomali kelas-1 : batupasir gas dengan kontras AI tinggi dengan peningkatan AVO. Batupasir kelas ini ditandai dengan impedansi akustik yang relatif tinggi dibandingkan dengan batuan penutupnya yang biasanya shale. Batas antara shale dan sand mempunyai koefisien refleksi (R_0) yang tinggi. Koefisien refleksi pada zero-offset batupasir kelas-1 ini mempunyai nilai positif dan seiring dengan peningkatan offset, nilai absolut amplitude akan menurun. Perubahan amplitude

dengan offset ini yang disebut Gradient dimana gradient untuk kelas-1 biasanya lebih tinggi daripada gradien kelas-2 dan 3.

Anomali kelas-2 : *batupasir gas dengan kontras AI mendekati nol*. Batupasir pada kelas ini ditandai dengan perbedaan AI yang hampir sama dengan batuan penutupnya. Khususnya pada batupasir yang kompak dan terkonsolidasi dengan baik. Gradien kelas-2 ini biasanya tinggi akan tetapi masih dibawah gradien kelas-1, semakin jauh dari offset nilai amplitude akan semakin kecil. Batupasir kelas-2 ini dibagi menjadi 2 kelas lagi, yaitu kelas-2 dan kelas-2p. Kelas-2p mempunyai koefisien refleksi positif pada zero-offset dan biasanya polaritinya terbalik terjadi pada near offset. Sementara itu batupasir kelas-2 mempunyai koefisien refleksi nol pada zero offset.

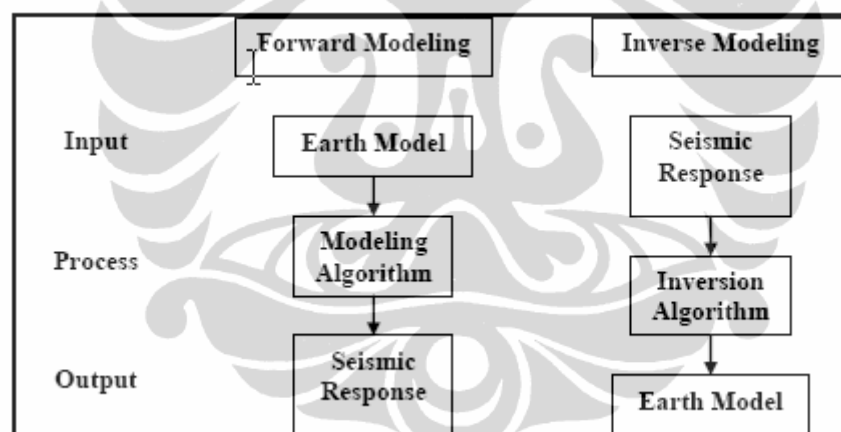
Anomali kelas-3 : *batupasir gas dengan kontras AI rendah dengan peningkatan AVO*. Batupasir pada kelas ini memiliki nilai AI lebih rendah dari penutupnya. Biasanya batupasir kelas ini kurang kompak dan tidak terkonsolidasi dengan baik. Pada data seismik stack, batupasir kelas-3 ini mempunyai nilai amplitude yang besar dan koefisien refleksi yang tinggi disepanjang offset, mempunyai gradien yang tinggi akan tetapi masih dibawah kelas-1 dan kelas-2. Koefisien refleksi pada sudut normal insiden selalu negatif.

Anomali kelas-4 : *batupasir gas dengan kontras AI rendah dengan penurunan AVO*. Batupasir kelas-4 ini biasanya ditandai oleh anomali dengan koefisien refleksi positif pada peningkatan offset. Biasanya terjadi pada batupasir yang berpori yang terbungkus oleh batuan yang mempunyai kecepatan yang tinggi, seperti misalnya hard shale (Siliceous atau calcareous), siltstone, batupasir atau karbonat yang tersemenkan dengan kuat.

2.3.6. Seismik Inversi

Didalam ilmu geofisika dikenal ada dua modeling, yaitu Forward modeling dan Inverse modeling (Gambar 2.12). Forward modeling adalah

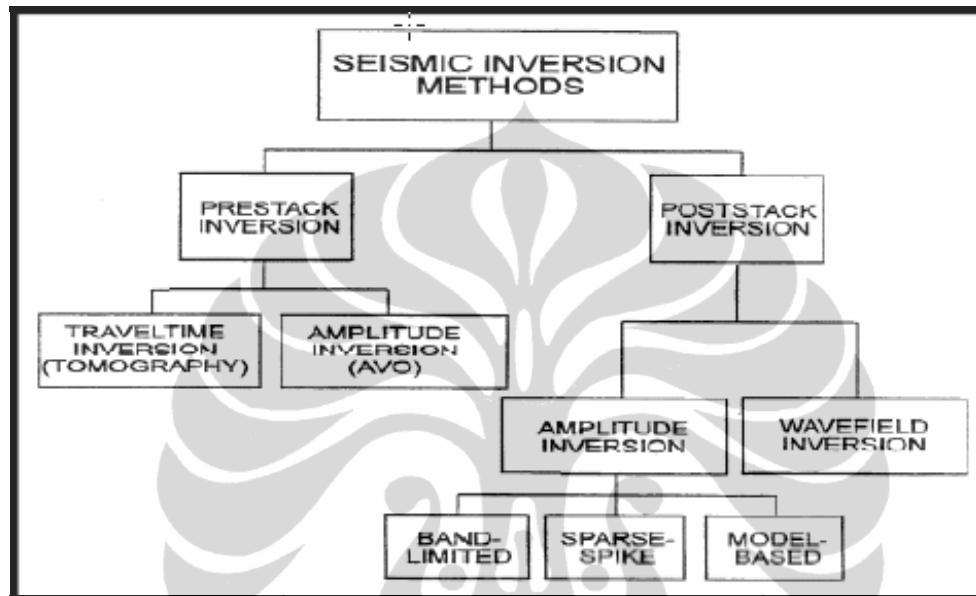
mengkalkulasi atau memprediksi respon geofisika dari model alam sedangkan inverse modeling kebalikannya mengkalkulasi atau memprediksi model alam dari respon geofisika. Oleh karena itu seismik inversi didefinisikan sebagai teknik permodelan geologi bawah permukaan yang menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2002). Seismik inversi menghasilkan model impedansi seperti Impedansi Akustik (Z_p), SI (Z_s) yang merupakan parameter dari lapisan batuan bukan parameter pada batas batuan sebagai koefisien refleksi. Seismik inversi sangat mudah untuk dipahami dan diinterpretasi. Model impedansi juga dapat dikorelasikan secara kualitatif dengan properti reservoir sumur seperti porositas, saturasi air dan lain-lain. Jika dikorelasikan dengan baik maka hasil dari inversi dapat digunakan untuk memetakan properti reservoir sumur pada data seismik untuk mendapatkan pemahaman yang lebih baik tentang prediksi lateralnya.



Gambar 2.12. Menunjukkan 2 cara dalam modeling geofisika (Russel, 1999)

Pada dasarnya metode seismik inversi adalah proses merubah nilai amplitude seismik menjadi nilai impedansi. Hal ini dilakukan dengan proses de-konvolusi yang mengubah trace seismik menjadi reflektifitas bumi. Berdasarkan tipe data seismik yang dipakai, metode seismik inversi dapat dibagi menjadi 2 tipe (Russel, 1997) (Gambar 3.8), yaitu inversi seismik PostStack dan inversi seismik Pre-Stack. Data seismik Post-Stack diasumsikan seismik amplitudanya hanya merepresentasikan $R_{(0)}$ oleh karena itu inversi seismik Post-Stack hanya menghasilkan AI (Z_p). Sementara itu data seismik Pre-Stack masih menyimpan

informasi $R(\theta)$ maka seismik Pre-Stack dapat menghasilkan parameter AI (Z_p), SI (Z_s) dan turunan-turunan lainnya seperti V_p/V_s , Λ -rho, μ -rho dan lain-lainnya. Namun dalam studi ini tidak akan dibahas metode inversi seismik Post-Stack akan tetapi akan membahas metode inversi seismik Pre-Stack khususnya metode Inversi Seismik Simultan lebih detail.



Gambar 2.13. Metode seismik inversi (Russel, 1988)

2.3.6.1. Impedansi Akustik (AI)

Akustik impedansi juga sering disebut impedansi P atau Z_p . Trace seismik adalah konvolusi dari reflektifitas bumi (koefisien refleksi) dengan wavelet seismik ditambah dengan komponen noise/gangguan dalam domain waktu/time. Hal tersebut dapat dituliskan sebagai berikut:

$$S(t) = W(t) * RC(t) + n(t) \quad (2.17)$$

dimana, $S(t)$ adalah trace seismik ; $W(t)$ adalah wavelet seismik ; $RC(t)$ adalah reflektifitas bumi dan $n(t)$ adalah noise

Jika noise diasumsikan nol maka:

$$S(t) = W(t) * RC(t) \quad (2.18)$$

RC atau koefisien refleksi adalah fungsi dari kontras impedansi di bumi, oleh karena itu RC adalah sebuah nilai yang merepresentasikan batas dari dua lapisan yang mempunyai impedansi yang berbeda. Secara matematika, RC pada batas lapisan dapat didefinisikan sebagai berikut:

$$RC_i = \frac{AI_{i+1} - AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} \quad (2.19)$$

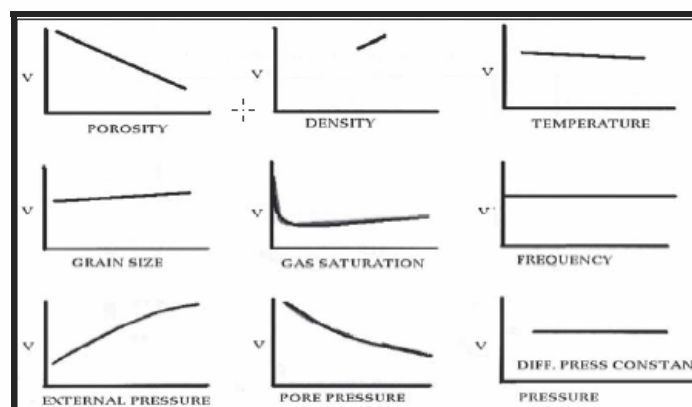
dimana, i adalah lapisan ke- i dan $(i+1)$ adalah lapisan selanjutnya

Jadi nilai AI dapat diprediksi dari amplitude refleksi. Semakin besar amplitude semakin kontras AI-nya. AI adalah hasil perkalian antara densitas dan kecepatan gelombang P atau sering disebut velocity saja.

$$AI = \rho \times V_p, \quad (2.20)$$

dimana, ρ adalah densitas dan V_p adalah kecepatan gelombang P

AI adalah salah satu dari beberapa parameter fisik batuan yang dipengaruhi oleh tipe batuan, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan dan temperatur/suhu. Itulah sebabnya AI dapat digunakan untuk mengidentifikasi batuan, porositas dan hidrokarbon dan selama kecepatan lebih besar daripada densitasnya maka nilai AI lebih terkontrol oleh kecepatan seismik daripada densitasnya. Gambar 2.14 dibawah menunjukkan beberapa faktor yang mempengaruhi kecepatan seismik.



Gambar 2.14. Beberapa faktor yang mempengaruhi kecepatan seismik (Hiltermann, 1977, opcite, Sukmono, 2002)

Namun karakterisasi berdasarkan AI juga mempunyai beberapa keterbatasan dalam membedakan batuan dan fluida. Contohnya nilai AI yang rendah yang disebabkan oleh hidrokarbon mirip dengan AI yang rendah yang disebabkan oleh batuan.

2.3.6.2. Impedansi Shear (SI)

Secara umum impedansi shear sama dengan impedansi akustik, perbedaannya adalah kecepatan yang digunakan untuk perkalian dengan densitas adalah kecepatan gelombang S (V_s). Persamaannya dapat dituliskan sebagai berikut:

$$SI = \rho \cdot V_s \quad (2.21)$$

dimana, SI adalah impedansi shear; ρ adalah densitas dan V_s adalah kecepatan gelombang S

Gelombang S hanya sensitif terhadap rigiditas dari matrik batuan oleh karena itu fluida didalam reservoir tidak terdeteksi oleh gelombang S ini. Gelombang ini hanya akan melewati media yang solid, akan tetapi saat impedansi S digabungkan dengan analisa impedansi P dapat digunakan untuk memprediksi dan memperkirakan perubahan batuan dan fluida yang dikandungnya.

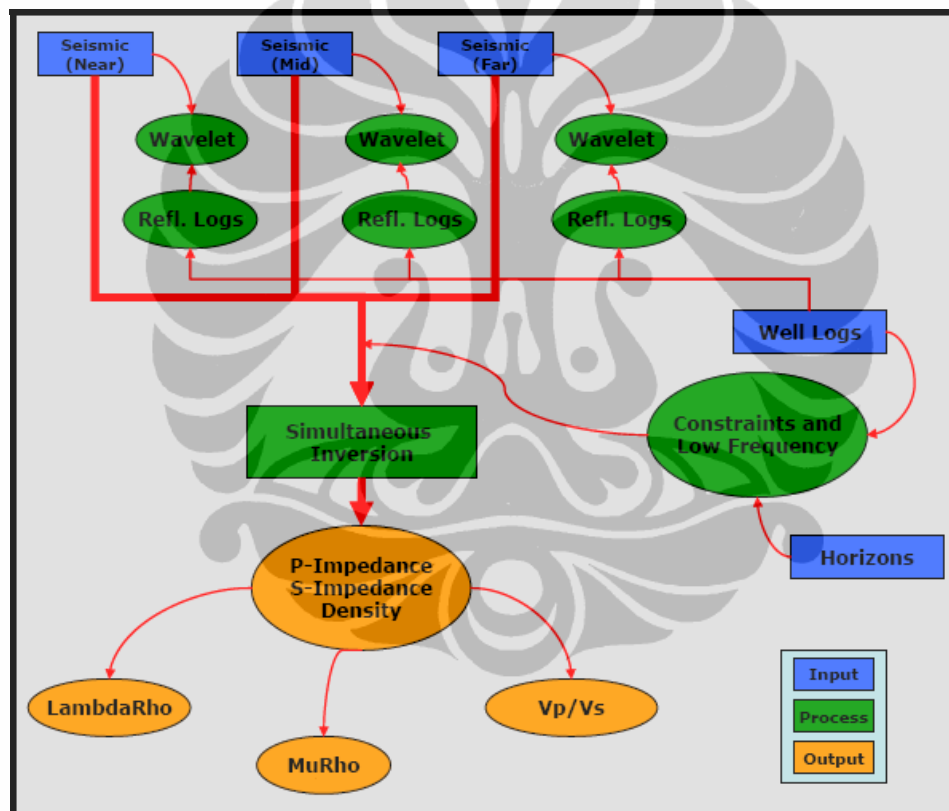
2.3.7. Seismik Inversi Simultan

Metode seismik AVO menjadi dasar bagi Seismik Inversi Simultan dan pengembangan teknik inversi AVO yang lainnya seperti inversi elastik dan inversi independen lainnya. Hal ini disebut inversi independen karena langkah pertama yang dilakukan adalah mengekstrak zero-offset P (R_{po}) dan reflektifitas S (R_{so}) dari seismik gather atau partial stack secara independen. Sedangkan inversi simultan dianggap sebagai inversi dependen karena dia bekerja secara tergantung dan simultan ketika mengestimasi impedansi P dan S.

Gambar 2.15 menunjukkan workflow dari inversi simultan oleh Fugro-Jason. Dalam workflow ini, inversi simultan dilakukan dengan menggabungkan partial Seismik angle stack secara simultan dengan model frekuensi rendah dan

dikonvolusi oleh wavelet yang diekstrak dari tiap angle stack untuk mendapatkan jumlah/kuantitas sudut dependen seperti impedansi P, impedansi S dan densitas. Kemudian jumlah/kuantitas ini dirubah menjadi rasio V_p/V_s , Λ -rho dan μ -rho.

Metode ini sebenarnya perbaikan untuk menyelesaikan masalah dalam perhitungan sudut independen yang tidak menggunakan hubungan properti batuan antar variabel untuk latar belakang kasusnya. Masalah juga muncul dalam perhitungan sudut independen ketika menggabungkan data dengan frekuensi yang berbeda karena akan menciptakan noise/gangguan.



Gambar 2.15. Menunjukkan workflow inversi simultan (Fugro-Jason, 1993)

Berangkat dari persamaan Aki Richard (2.12), Fatti et al., (1994) memformulasikan kembali persamaan ke suatu fungsi dari zero-offset reflektifitas gelombang P (R_{P0}), zero-offset reflektifitas gelombang S (R_{S0}) dan reflektifitas densitas (R_D)

$$R_{PP}(\theta) = c_1 R_{P0} + c_2 R_{S0} + c_3 R_D \quad (2.22)$$

dimana,

$$\begin{aligned} c_1 &= 1 + \tan^2 \theta & \text{dan} & & R_P &= \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_P}{V_P} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \\ c_2 &= -8\gamma^2 \sin^2 \theta & & & R_S &= \frac{1}{2} \left[\frac{\Delta V_S}{V_S} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right] \\ c_3 &= -1/2 \tan^2 \theta + 2\gamma^2 \sin^2 \theta & & & R_D &= \frac{\Delta \rho}{\rho} \\ \gamma &= V_S/V_P & & & & \end{aligned}$$

dan R_{PP} adalah reflektifitas total, R_P adalah reflektifitas gelombang P, R_S adalah reflektifitas gelombang S, R_D adalah reflektifitas densitas, V_P adalah kecepatan gelombang P, V_S adalah kecepatan gelombang S dan ρ adalah densitas

Russel et al., (2005) melanjutkan pekerjaan Fatti et al. dan mengembangkan pendekatan baru yang memungkinkan kita untuk langsung membalikkan dari reflektifitas untuk impedansi P, impedansi S dan densitas. Dimulai dengan mendefinisikan variable baru $L_p = \ln(Z_p)$ yang merupakan log impedansi akustik normal Z_p .

$$R_p(i) = \frac{1}{2}[L_p(i+1) - L_p(i)] \quad (2.23)$$

atau ditulis dalam matrik:

$R_p = (1/2)DL_P$ atau

$$\begin{bmatrix} R_P(1) \\ R_P(2) \\ \dots \\ R_P(N) \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 & \dots \\ 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & \dots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_P(1) \\ L_P(2) \\ \dots \\ L_P(N) \end{bmatrix} \quad (2.24)$$

Kemudian wavelet ditambahkan kedalam persamaan matrik:

$$T = W.Rp \quad \text{atau}$$

$$\begin{bmatrix} T(1) \\ T(2) \\ \dots \\ T(N) \end{bmatrix} = \frac{1}{2} \begin{bmatrix} W_1 & 0 & 0 & \dots \\ W_2 & W_1 & 0 & \dots \\ W_3 & W_2 & W_1 & \dots \\ 0 & W_3 & W_2 & \dots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} -1 & 1 & 0 & \dots \\ 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & \dots \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_P(1) \\ L_P(2) \\ \dots \\ L_P(N) \end{bmatrix} \quad (2.25)$$

dimana,

T adalah trace seismik dan W adalah wavelet seismik

Operasi yang sama diterapkan untuk $L_S = \ln(Z_S)$ dan $L_D = \ln(Z_D)$ dimana Z_S adalah impedansi S dan Z_D adalah densitas. Sekarang persamaan Aki-Richards dapat dituliskan sebagai berikut:

$$T(\theta) = (1/2) c_1 W(\theta) DL_P + (1/2) c_2 W(\theta) DL_S + c_3 W(\theta) DL_D \quad (2.26)$$

Pada persamaan diatas (2.26) model seismik tracenya, T pada sudut θ sebagai fungsi impedansi dan densitas. Persamaan ini memungkinkan juga untuk diimplementasikan pada wavelet yang berbeda dengan sudut yang berbeda pula. Untuk mengestimasi impedansi P, impedansi S dan densitas harus dipertimbangkan fakta bahwa densitas dan impedansi saling terkait satu sama lain. Persamaan ini diharapkan dapat mewakili tren air (wet trend) dengan asumsi bahwa kondisi basah dapat dimodelkan sebagai rasio konstan antara V_p/V_s .

$$V_p/V_s = \gamma = \text{konstan}$$

$$\ln(Z_S) = \ln(Z_P) + \ln(\gamma) \quad (2.27)$$

Kemudian dengan persamaan Gardner (Russel et al., 2005) hubungan antara densitas dan impedansi P adalah:

$$\rho = a V_P^b \quad (2.28)$$

$$\ln(\rho) = \frac{b}{1+b} \ln(Z_P) + \frac{\ln(a)}{1+b}$$

dimana, ρ adalah densitas; V_p adalah kecepatan gelombang P dan a dan b adalah konstan untuk masing-masing batuan seperti yang terlihat ditabel berikut.

Tabel 2.2. Nilai konstanta a dan b dari Gardner et. al (1974)

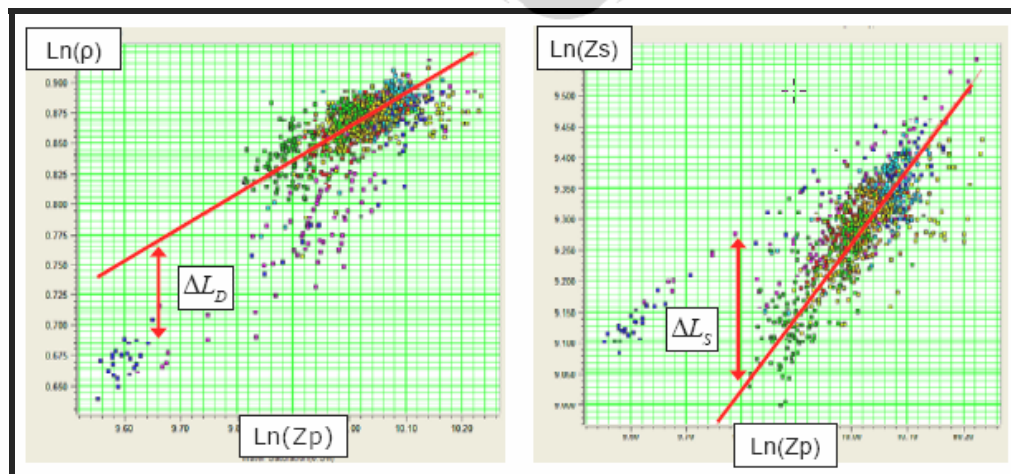
Lithology	a	b	V_p (km/s)
Shale	1.75	0.265	1.5 – 5.0
Sandstone	1.66	0.261	1.5 – 6.0
Limestone	1.5	0.225	3.5 – 6.4
Dolomite	1.74	0.252	4.5 – 7.1
Anhydrite	2.19	0.160	4.6 – 7.4

Dari dua asumsi diatas, akan terungkap bahwa ada hubungan secara linier antara $\ln Z_p$ (L_p) dan $\ln Z_s$ (L_s) dan antara L_p dan $\ln \rho$ (L_D) yang diungkapkan pada persamaan dibawah ini:

$$\ln(Z_S) = k \ln(Z_P) + kc + \Delta L_S \quad (2.29)$$

$$\ln(Z_D) = m \ln(Z_P) + mc + \Delta L_D \quad (2.30)$$

dimana koefisien k , kc , m dan mc akan ditentukan oleh analisa data log sumur. Gambar 2.16 menggambarkan hubungan antara $\ln(Z_p)$ vs $\ln(Z_s)$ dan $\ln(Z_p)$ vs $\ln(\rho)$ (densitas) dari data log sumur. Koefisien regresi diperoleh dengan cara membuat garis lurus pada tren dari data. Penyimpangan menjauhi garis lurus, ΔL_D dan ΔL_S , adalah anomali fluida yang diinginkan.



Gambar 2.16. Diatas adalah cross plot dari $\ln(Z_D)$ vs $\ln(Z_P)$ dan $\ln(Z_S)$ vs $\ln(Z_P)$, terdapat juga garis lurus regresi mengikuti tren datanya.

Selanjutnya dari persamaan (2.29) dan (2.30) dimasukkan kedalam persamaan (2.25), maka persamaan Aki-Richard menjadi:

$$T(\theta) = \tilde{c}_1 W(\theta) DL_P + \tilde{c}_2 W(\theta) D\Delta L_S + \tilde{c}_3 W(\theta) D\Delta L_D \quad (2.31)$$

dimana,

$$\tilde{c}_1 = (1/2)c_1 + (1/2)kc_2 + mc_3$$

$$\tilde{c}_2 = (1/2)c_2$$

$W(\theta)$ adalah wavelet pada sudut θ ; D adalah operator derivatif

$$L_p = \ln(Z_p)$$

Dalam bentuk matrik, dengan asumsi jumlah trace adalah N dari berbagai macam sudut maka persamaannya menjadi:

$$\begin{bmatrix} T(\theta_1) \\ T(\theta_2) \\ \dots \\ T(\theta_N) \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \tilde{c}_1(\theta_1)W(\theta_1)D & \tilde{c}_2(\theta_1)W(\theta_1)D & \tilde{c}_3(\theta_1)W(\theta_1)D \\ \tilde{c}_1(\theta_2)W(\theta_2)D & \tilde{c}_2(\theta_2)W(\theta_2)D & \tilde{c}_3(\theta_2)W(\theta_2)D \\ \dots & \dots & \dots \\ \tilde{c}_1(\theta_N)W(\theta_N)D & \tilde{c}_2(\theta_N)W(\theta_N)D & \tilde{c}_3(\theta_N)W(\theta_N)D \end{bmatrix} \begin{bmatrix} L_p \\ \Delta L_S \\ \dots \\ \Delta L_D \end{bmatrix} \quad (2.32)$$

Selain itu, perkiraan pertama ditentukan dan dimasukkan kedalam persamaan berikut:

$$[L_P \ \Delta L_S \ \Delta L_D]^T = [\log(Z_p) \ 0 \ 0]^T \quad (2.33)$$

Akhirnya, impedansi P , impedansi S dan densitas dapat diperkirakan :

$$Z_p = \exp(L_p)$$

$$Z_s = \exp(kL_p + kc + \Delta L_s)$$

$$P = \exp(mL_p + mc + \Delta L_p)$$

BAB 3

PENGOLAHAN DATA

Secara umum urutan pengerjaan yang digunakan dalam studi ini seperti yang terangkum dalam (Gambar 3.1). Secara berurutan langkah-langkah urutan pengerjaan studi ini adalah sebagai berikut:

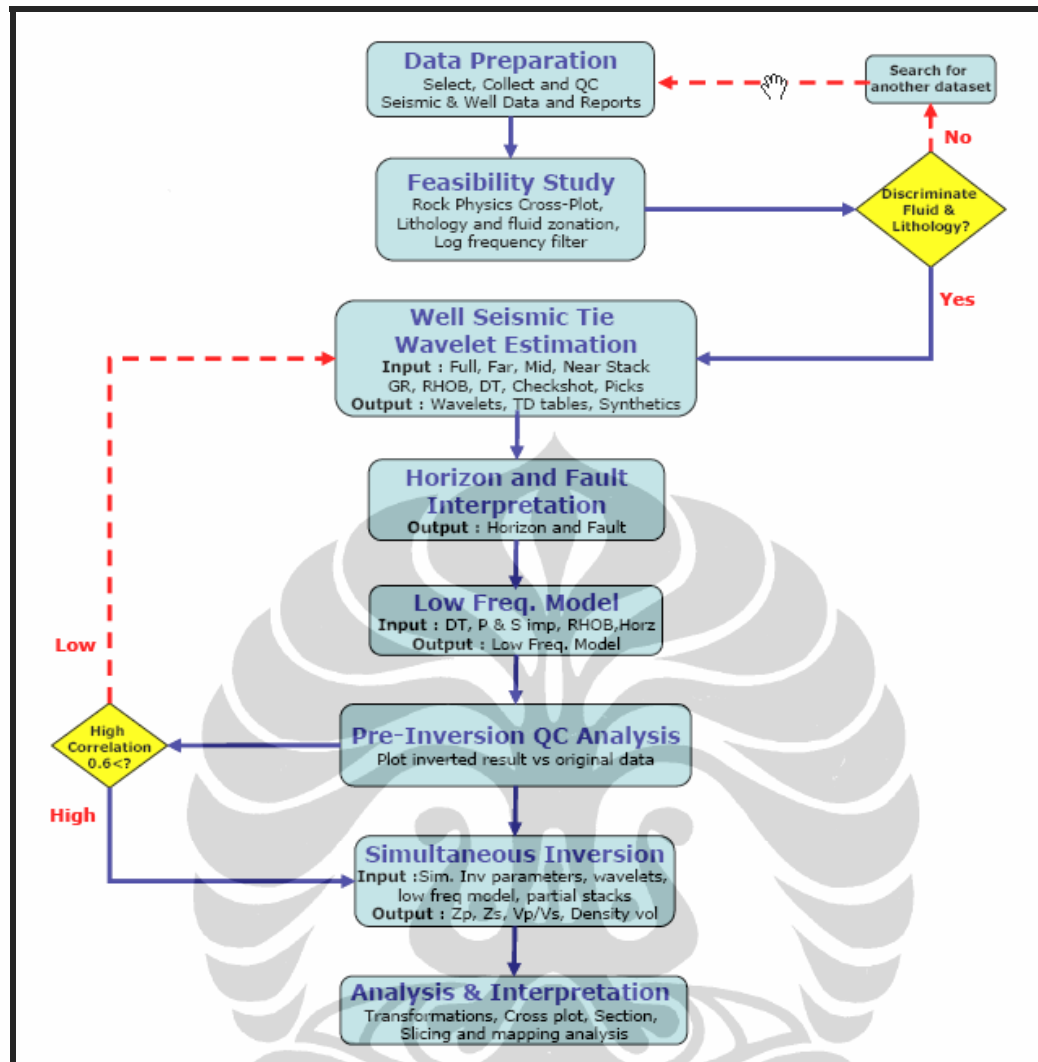
1. Persiapan Data
2. Studi Kelayakan
3. Tie Data Sumur dan Seismik, termasuk Estimasi Wavelet
4. Interpretasi Horizon dan Fault
5. Model Frekuensi Rendah
6. Analisa/QC Inversi Awal
7. Inversi Simultan
8. Interpretasi dan Analisa

3.1. Persiapan Data

Pertama-tama yang harus dilakukan adalah memilih dan mengumpulkan data yang diperlukan seperti data seismik, sumur dan data pendukung lainnya seperti informasi lapangan secara regional, sejarah dari lapangan dan mengumpulkan publikasi yang pernah ada yang berkaitan dengan lapangan Lamaka. Langkah selanjutnya adalah melakukan validasi dan kualiti kontrol semua data yang ada yaitu data sumur dan seismik, kemudian memasukkan data tersebut ke dalam aplikasi Landmark - OpenWorks dan HumpSon Russell – GeoView, Elog dan Strata.

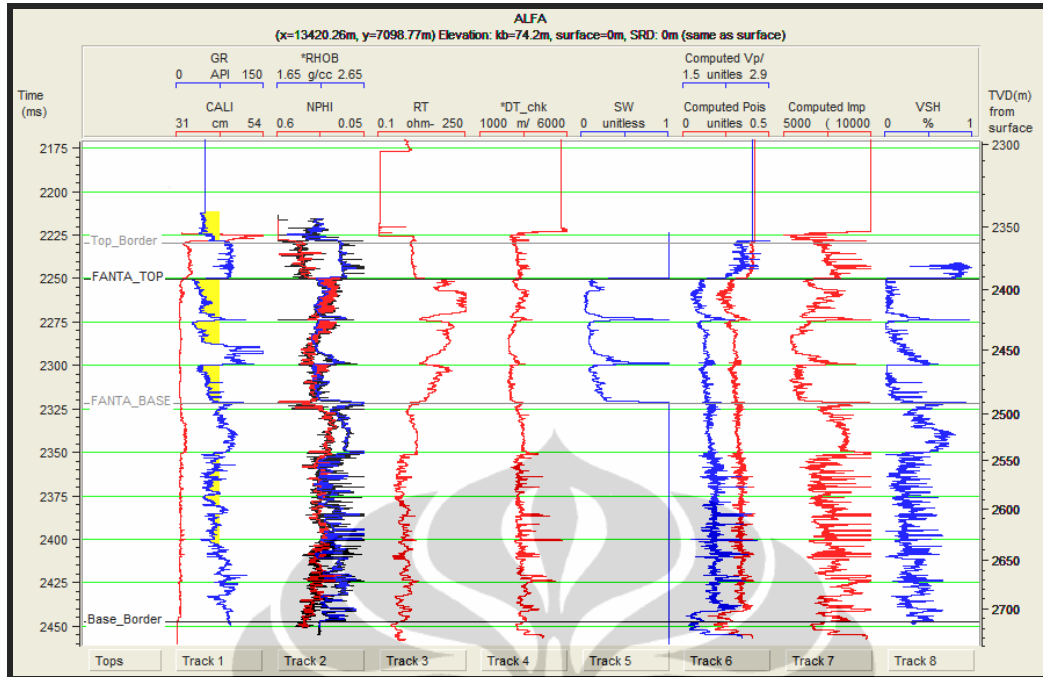
3.1.1. Data Sumur

Seperti yang telah disebutkan diatas, terdapat 2 sumur yang berada di lapangan Lamaka. Diagram dibawah adalah urutan langkah dalam menyelesaikan studi ini:

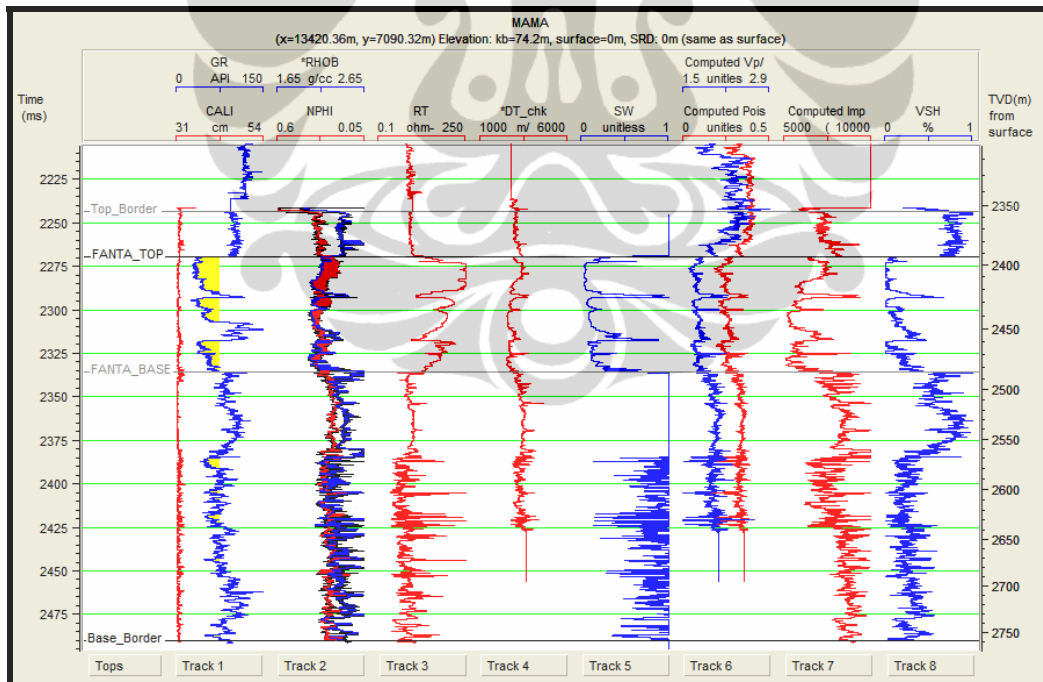


Gambar 3.1. Menunjukkan urutan pengerjaan tesis

Metode ini membutuhkan data sumur yang akan dipergunakan dalam proses. Misalnya mempunyai kurva sonic baik yang Compressional (P) dan Shear (S) untuk menghasilkan beberapa parameter fisik batuan dan properti elastik, Checkshot atau VSP yang dipergunakan untuk tie data sumur dan seismik. Dan juga kurva/log Petrophysic seperti, GR, CALI, RT, NPHI, SW dan VSHL untuk penentuan properti dari reservoirnya. Oleh karena itu diantara 5 sumur tersebut hanya 2 yang memenuhi persyaratan, yaitu sumur Alfa dan Mama.



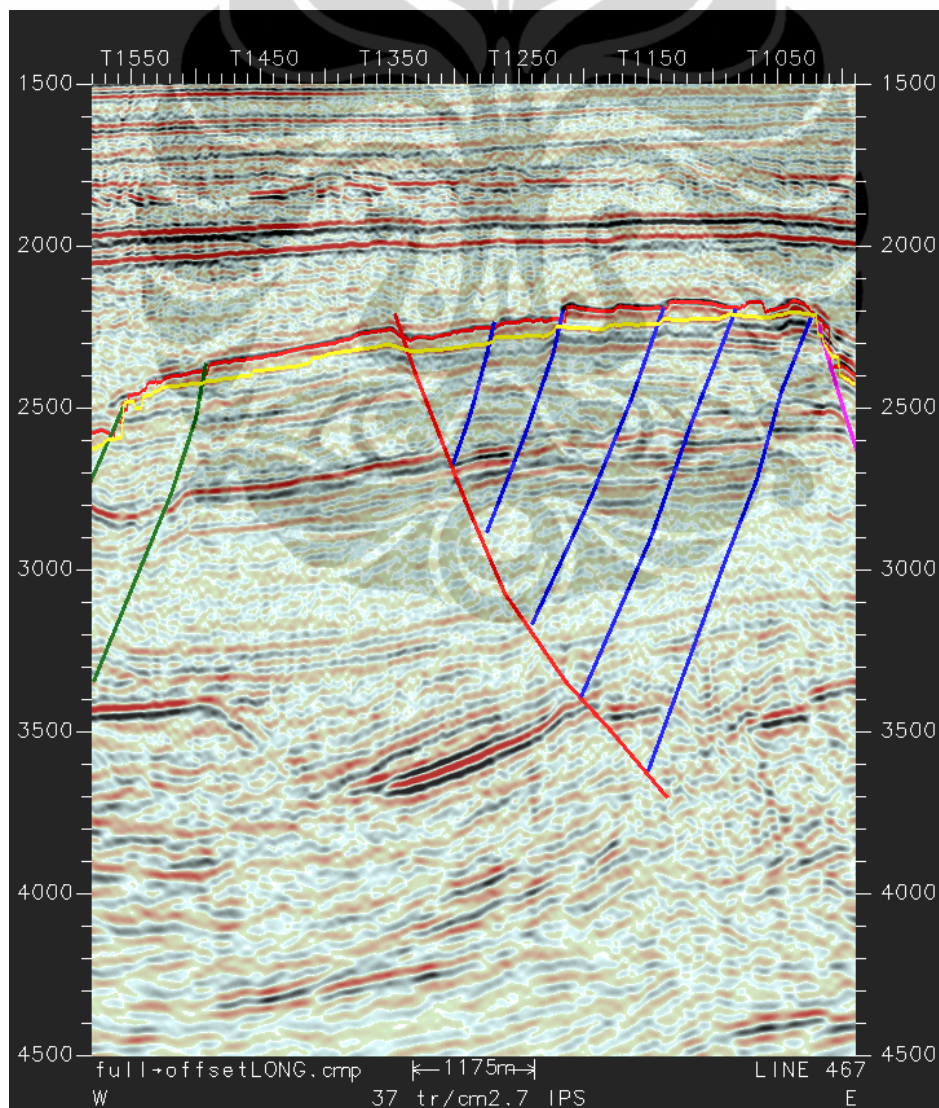
Gambar 3.2. Menunjukkan karakter zona telitian yaitu formasi Fanta pada sumur Alfa berdasarkan data kurva log dan turunannya.



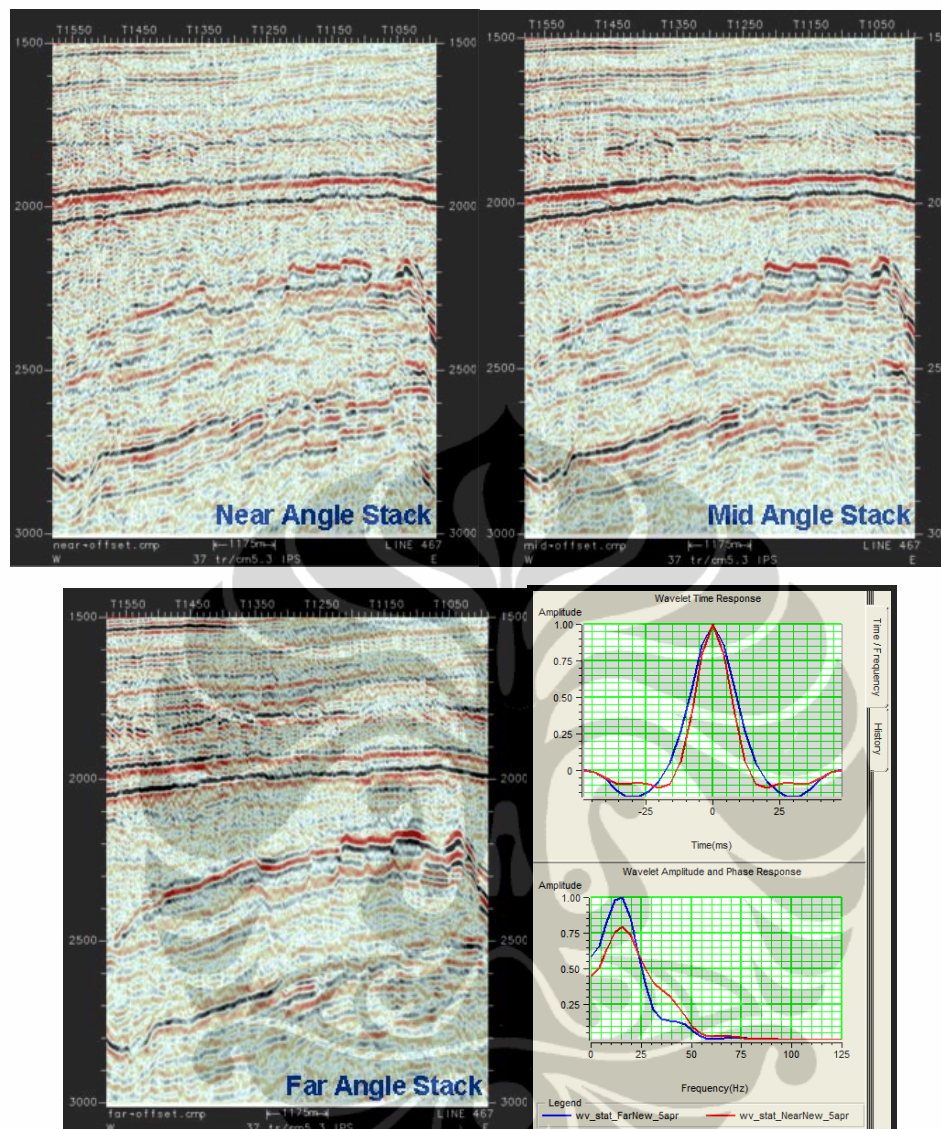
Gambar 3.3. Menunjukkan karakter zona telitian yaitu formasi Fanta pada sumur Mama berdasarkan data kurva log dan turunannya.

3.1.2. Data Seismik

Seperti disebutkan sebelumnya, studi ini menggunakan survei seismik 3D seperti yang terlihat pada gambar 2.5 yang mempunyai cakupan Inline 90 – 600 dan Xline (Trace) 730 – 1700. Survei ini mempunyai volume seismik Full stack migrated dan Partial stack migrated, yaitu: Near angle stack (5-15°), Mid angle stack (15-25°) dan Far angle stack (25-35°) yang mempunyai kedalaman seismik dari 0 – 3000 milliseconds dengan sample interval/rate 4 milliseconds. Volume seismik ini sudah dipergunakan oleh para Geoscientist dalam pekerjaan mereka sehari-hari, jadi volume seismik sudah final dan telah melalui proses validasi oleh perusahaan prosesi sehingga didalam studi ini tidak dilakukan lagi.



Gambar 3.4. Menunjukkan penampang seismik Full migrated stack pada ILN 467 melewati sumur Alfa dan sumur Mama



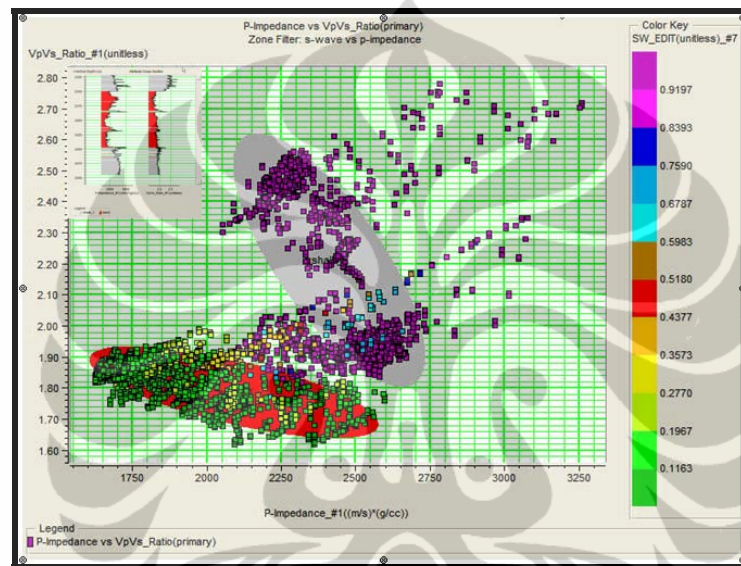
Gambar 3.5. Penampang seismik angle stack Near, Mid dan Far sepanjang ILN 467. Dan gambar grafik sebelah kanan menunjukkan perbandingan wavelet yang diekstrak dari volume Near & Far.

3.2. Studi Kelayakan

Setelah proses validitas dan kualitas data selesai kemudian dilakukan test sensitifitas dengan cara melakukan cross plot beberapa parameter rock fisik yang didapat dari data sumur, seperti rasio V_p/V_s , impedansi P dan impedansi S, Porositas, Saturasi air, Λ -Rho, μ -Rho dan sebagainya. Cross plot ini dilakukan untuk melihat apakah data yang dipergunakan mempunyai hubungan secara kuantitatif dan sensitifitas membedakan litologi batuan dan pengaruh fluida. Proses ini menjadi penting karena pada tahap inilah penentuan data yang

ada bisa dipergunakan atau tidak. Jika hasil sensitifitas tidak menunjukkan adanya pemisahan/penggolongan litologi batuan dan pengaruh fluidanya maka disarankan untuk mempergunakan data yang lain yang menghasilkan hubungan dari parameter fisik batuan yang telah disebutkan diatas.

Gambar 3.6, 3.7 dan 3.8 memperlihatkan crossplot Vp/Vs vs Zp, Porositas vs Zp dan Zs vs Zp pada sumur Alfa & Mama yang menunjukkan bahwa fluida dan litologi batuan dapat dibedakan dengan mudah pada formasi FANTA.



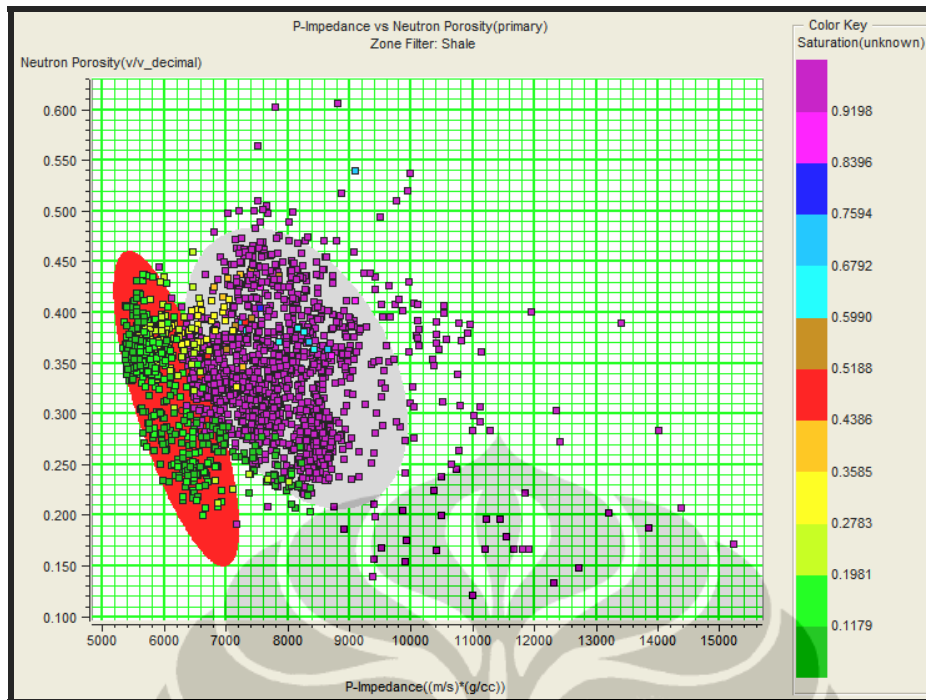
Gambar 3.6. Dengan cross plot Vp/Vs dan impedansi P dapat dibedakan zona Gas bearing (merah) dan zona shale (abu-abu) pada formasi FANTA

Secara kualitatif dari crossplot diatas, shale dapat dibedakan pada rasio Vp/Vs antara 1.9-2.6 dan batupasir gas antara 1.6-1.8. Hasil ini sangat mendekati nilai kisaran Goodway (1997) yang menganalisa sifat fisik batuan menggunakan parameter Lamé seperti yang terlihat ditabel berikut.

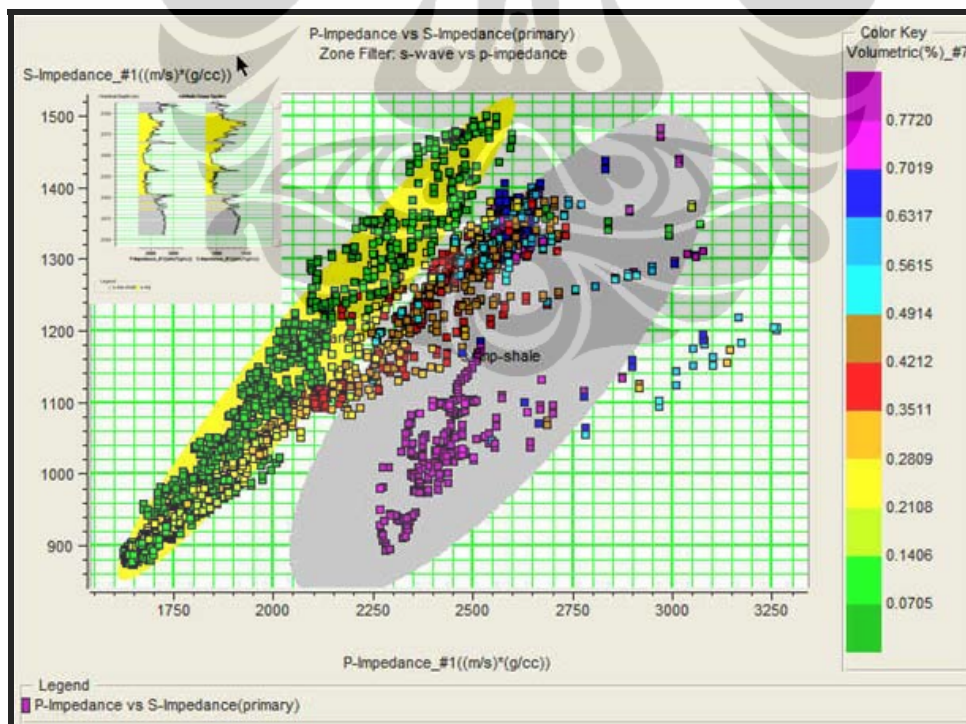
Tabel 3.1. Analisa sifat fisik batuan menggunakan parameter Lamé (Goodway, 1997).

TABLE 1	Vp (m/s)	Vs (m/s)	ρ (g/cc)	Vp/Vs	(Vp/Vs) 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	1.40%	25%	6.40%	27%	55%	45%	9.20%	44%	70%	110%

(moduli λ , μ are in GPa's)



Gambar 3.7. Dengan cross plot porositas (Neutron_Porosity) dan impedansi P dapat dibedakan dengan mudah zona hidrokarbon bearing (merah) dan zona shale (abu-abu) pada formasi FANTA



Gambar 3.8. Dengan cross plot impedansi S dan impedansi P dapat dibedakan dengan mudah zona batupasir (kuning) dan zona shale (abu-abu) pada formasi FANTA

3.3. Pengikatan Data Seismik – Sumur dan Estimasi Wavelet

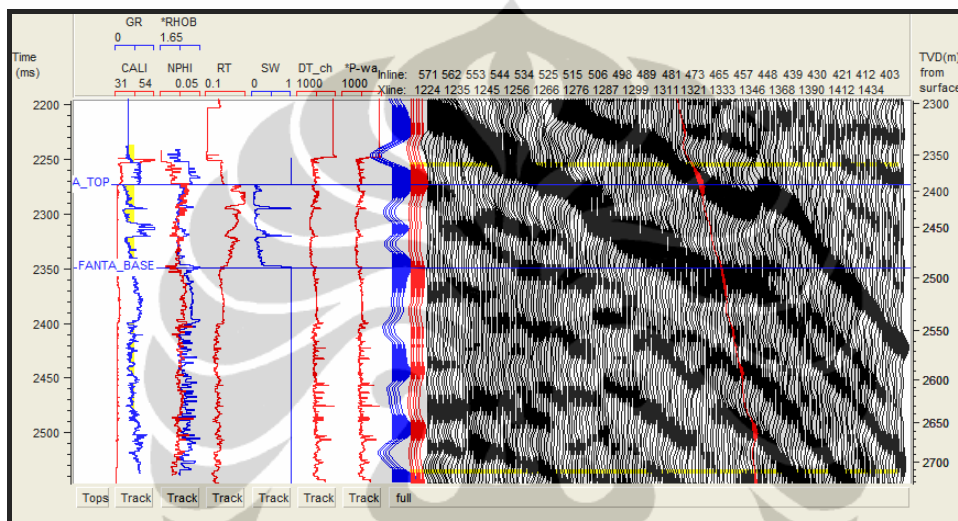
Setelah studi kelayakan dari data yang dipergunakan telah selesai, langkah selanjutnya adalah melakukan pengikatan data sumur dengan data seismik. Dalam prakteknya yang dilakukan adalah mengikat atau mengkorelasikan bentuk data seismik dalam domain waktu dengan bentuk geologi sumur dalam domain kedalaman. Hal ini dilakukan dengan cara mengkorelasikan trace seismik pada lokasi sumur dengan sintetik seismogram yang diperoleh dari hasil konvolusi wavelet dengan koefisien refleksi. Wavelet itu sendiri merupakan sinyal transien yang memiliki amplitudo dan interval waktu yang terbatas. Sebuah penyederhanaan umum digunakan dalam setiap proses inversi dengan mengasumsikan bahwa hanya ada satu wavelet tunggal, pada kenyataannya wavelet bervariasi dalam waktu dan memiliki bentuk yang kompleks.

3.3.1. Sintetik Seismogram

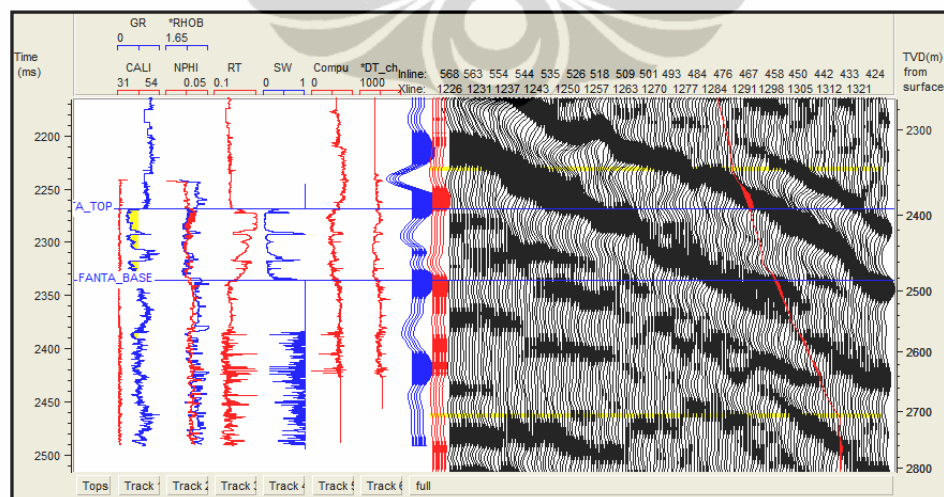
Sintetik Seismogram dihasilkan dari konvolusi koefisien refleksi dengan wavelet pada lokasi sumur. Wavelet yang digunakan harus sesuai/tepat untuk menghasilkan yang paling cocok atau korelasi antara sintetik seismogram dan volume seismiknya, yang dalam hal ini, volume full stack migration yang digunakan untuk tujuan mengikat sumur dan seismik. Tujuan dari korelasi ini adalah untuk mendapatkan yang paling cocok secara kualitatif dan kuantitatif dengan koefisien korelasi tertinggi (0 - 1).

Wavelet dapat dihasilkan dari beberapa metode umum seperti wavelet Ricker: Nilai frekuensi dominan sebagai input; wavelet Bandpass: Low-High cut dan pass nilai frekuensi sebagai input; wavelet Statistik: mengekstrak wavelet dari data seismik disekitar daerah yang sedang diteliti; wavelet sumur: mengekstrak wavelet dari data seismik sepanjang lubang bor pada interval zona target. Namun dari beberapa trial and error, dalam studi ini, wavelet Ricker telah menghasilkan korelasi yang baik untuk mengikat sumur dan seismik dengan beberapa pergeseran waktu.

Dalam studi ini, interval korelasi ditetapkan pada 2100 - 2500 ms, agar supaya fokus pada interval yang sedang diteliti. Dari interval korelasi tersebut, dengan menggunakan data checkshot yang tersedia di sumur, hanya diperlukan 1 ms pergeseran waktu untuk mendapatkan koefisien korelasi 0,731 pada sumur Alfa (Gambar 3.9) dan 1 ms perubahan waktu secara vertical untuk mendapatkan koefisien korelasi 0,652 di Mama (Gambar 3.10). Sebagai hasil lainnya dari proses ini adalah data checkshot yang telah dikoreksi disimpan untuk proses lebih lanjut.



Gambar 3.9. Korelasi sintetik dengan Seismik trace pada sumur Alfa menggunakan ekstraksi wavelet dari well Alfa.



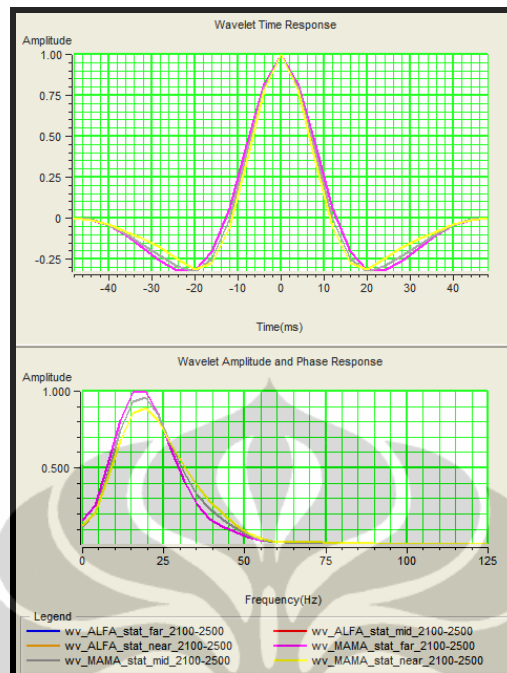
Gambar 3.10. Korelasi sintetik dengan Seismik trace pada sumur Mama menggunakan ekstraksi wavelet dari well Mama

Berdasarkan interval korelasi diatas, dapat dilihat bahwa top reservoir tidak secara konsisten jatuh pada bentukan seismik yang tepat. Kemungkinan ini disebabkan oleh perbedaan batuan/litologi, porositas, ketebalan atau kandungan fluidanya antara sumur Alfa dan Mama khususnya pada formasi FANTA. Namun, setelah meninjau cakupan area yang lebih besar dari data seismik, juga berdasarkan kontinuitas event seismic serta mempertimbangkan konsistensi dan kemudahan untuk memilih, maka diputuskan bahwa Fanta_Top_Hrz dan Fanta_Base_Hrz jatuh di maximum/peak dan ini menjadi acuan dalam melakukan interpretasi horizon.

3.3.2. Estimasi Wavelet

Tahapan selanjutnya adalah penting untuk dilakukan dalam alur kerja yaitu estimasi wavelet dari setiap data parsial stack: near, mid dan far angle stack. Wavelet ini nantinya akan menjadi masukan penting dalam algoritma inversi simultan. Estimasi wavelet dihasilkan dengan metode ekstraksi Statistik pada area telitian yang mencakup sumur Alfa dan Mama.

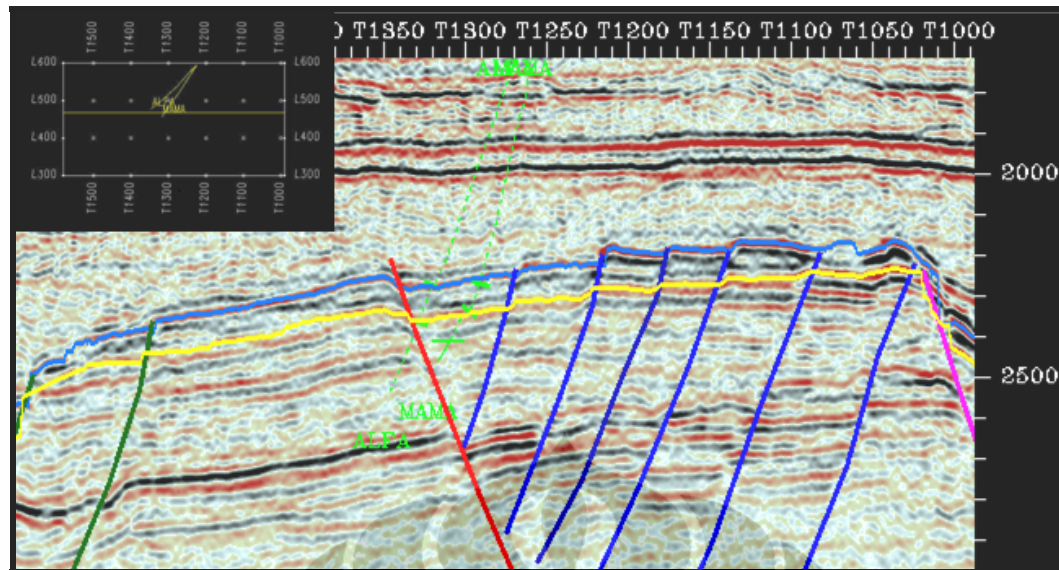
Wavelet diekstrak dari data seismik pada interval 2100 - 2500 ms dengan panjang gelombang 100 dan panjang taper 25 untuk meminimalkan side lobes yang tidak diinginkan. Setelah melakukan beberapa percobaan ekstraksi wavelet untuk mendapatkan korelasi tertinggi untuk setiap koefisien wavelet yang digunakan untuk korelasi, dapat disimpulkan bahwa wavelet yang diekstrak dari sumur Alfa memberikan koefisien korelasi yang lebih tinggi daripada wavelet yang diekstrak dari sumur Mama. Gambar 3.11 dibawah menunjukkan plot wavelet dalam domain waktu dan frekuensi respon dari area disekitar sumur Alfa dan Mama untuk setiap data parsial stack, dapat disimpulkan wavelet hasil ekstraksi cenderung ke fase zero yang konsisten dengan data seimik yang digunakan. Oleh karena itu wavelet hasil diekstraksi sumur Alfa yang mempunyai nilai korelasi lebih tinggi yang akan dipergunakan untuk proses inversi simultan nanti. Percobaan tambahan juga dilakukan yang menggunakan wavelet sumur Mama pada sintetik Alfa untuk korelasi trace untuk memeriksa apakah masih memberikan hasil yang baik atau tidak.



Gambar 3.11. Menunjukkan crossplot wavelet dalam domain waktu dan respon frekuensi dari sumur Alfa dan Mama.

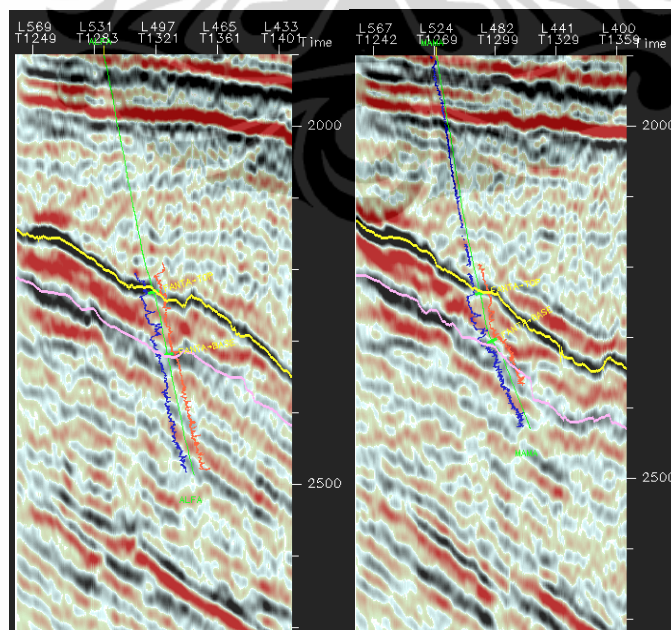
3.4. Interpretasi Horizon dan Fault

Horizon dan fault diinterpretasi dengan menggunakan volume Full Stack Migrated, langkah pertama adalah menginterpretasi fault. Interpretasi fault dilakukan pada Iline dan Xline dengan interval masing-masing per 10 ilines dan 50 xlines yang kemudian dikorelasikan antar fault segmennya. Tahap selanjutnya adalah menginterpretasi horizon pada event seismik dengan mengacu pada event geologi yang dikonversi menggunakan checkshot hasil dari proses pengikatan well dan seismik. Horizon diinterpretasi pada Iline dan Xline menggunakan interval yang sama dengan interpretasi fault. Pada awalnya horizon diinterpretasi pada arah melintang antara sumur Alfa dan Mama untuk mendapatkan gambaran secara umum dan korelasi dari kedua sumur tersebut (Gambar 3.12), kemudian digabung dengan horizon yang diinterpretasi berdasarkan Iline dan Xline. Pada akhirnya horizon akan diinterpolasi secara lateral untuk mendapatkan gambaran detail dari daerah telitian. Dalam studi ini hanya diinterpretasi 2 horizon, yaitu Top_Fanta dan Base_Fanta seperti yang terlihat pada Gambar 3.14a dan 3.14b.

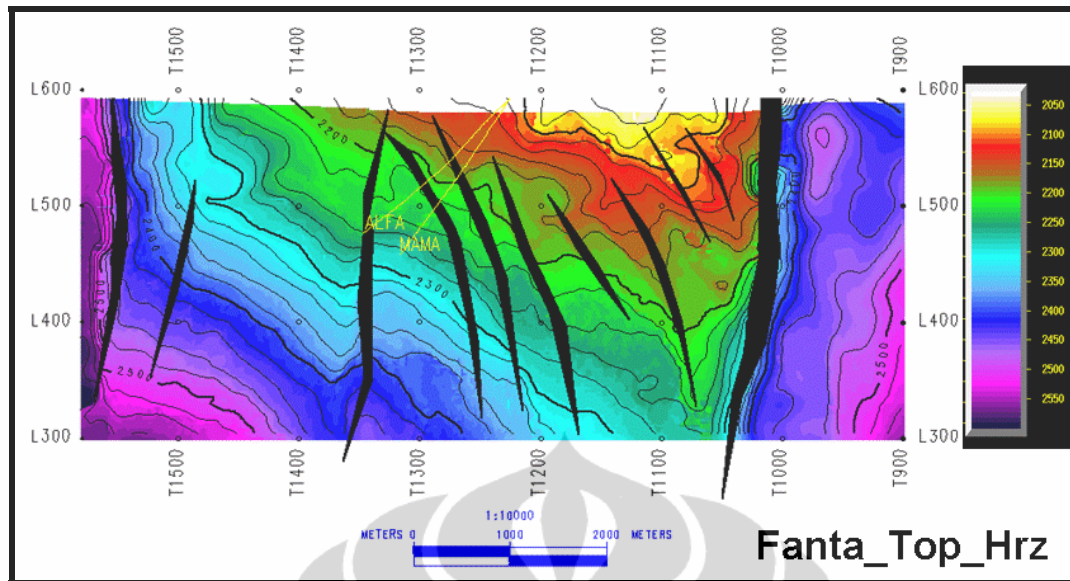


Gambar 3.12. Menunjukkan interpretasi horizon dan fault pada penampang seismik ILN 467.

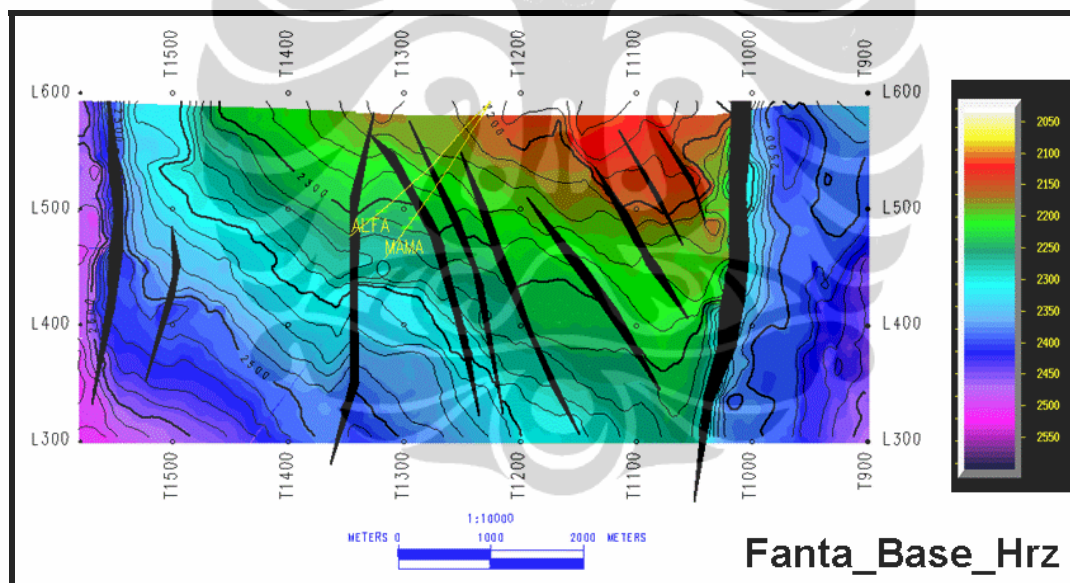
Untuk membuat peta struktur dalam domain waktu dibutuhkan fault poligon. Fault poligon ini dibuat dari hasil perpotongan segmen fault dan horizon yang bersesuaian yang disebut kontak/heave, dengan menghubungkan kontak/heave yang satu dengan yang lain maka akan membentuk poligon fault dan jarak antara kontak yang satu dengan yang lain dalam satu segmen fault menunjukkan besarnya throw dari suatu fault.



Gambar 3.13. Menunjukkan horizon dan fault yang diinterpretasi pada penampang Seismik sepanjang sumur Alfa dan sumur Mama.



Gambar 3.14a. Menunjukkan horizon dan fault yang diinterpretasi pada daerah telitian yaitu horizon Fanta_Top_Hrz ditampilkan dengan kontur strukturnya.

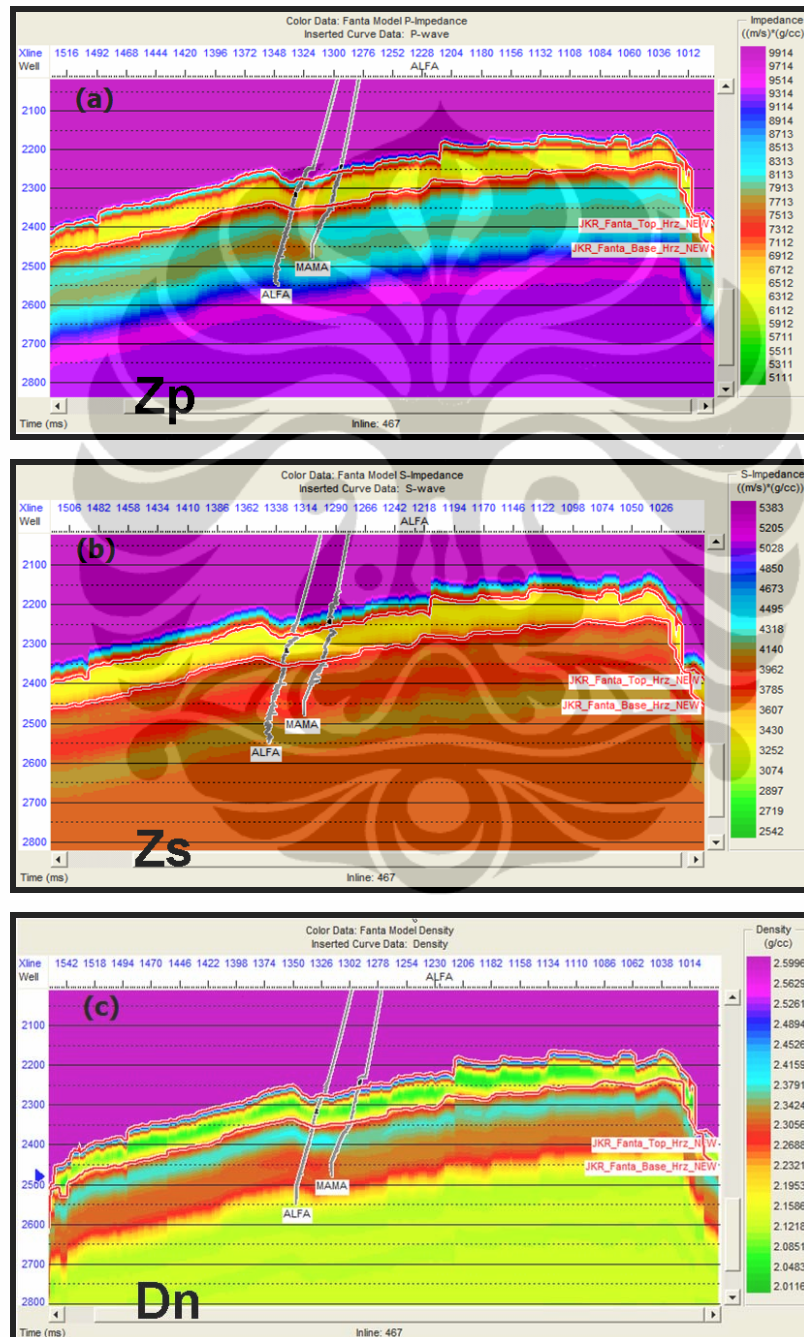


Gambar 3.14b. Menunjukkan horizon dan fault yang diinterpretasi pada daerah telitian yaitu horizon Fanta_Base_Hrz ditampilkan dengan kontur strukturnya.

3.5. Model Frekuensi Rendah

Sebelum melangkah ke proses inversi, diperlukan model Frekuensi Rendah (Low Frequency) yang akan memberikan indikasi awal dalam inversi dan juga memberikan pemilihan kurva log yang tepat dalam penentuan koefisien regresi pada cross plot data sumur. Frekuensi Rendah (Low Frequency) sering

disebut juga pemodelan awal (Initial Model) yang dibentuk oleh proses interpolasi dan ekstrapolasi sumur impedansi P (Z_p), impedansi S (Z_s) dan Density dengan dipandu oleh horizon yang kemudian difilter dalam frekuensi. Pada studi ini frekuensi difilter pada high pass 5 Hz dan high cut 10 Hz. Dan hasilnya ada 3 pemodelan awal (Initial Model) yaitu model Z_p , Z_s dan Densitas. (Gambar 3.15).

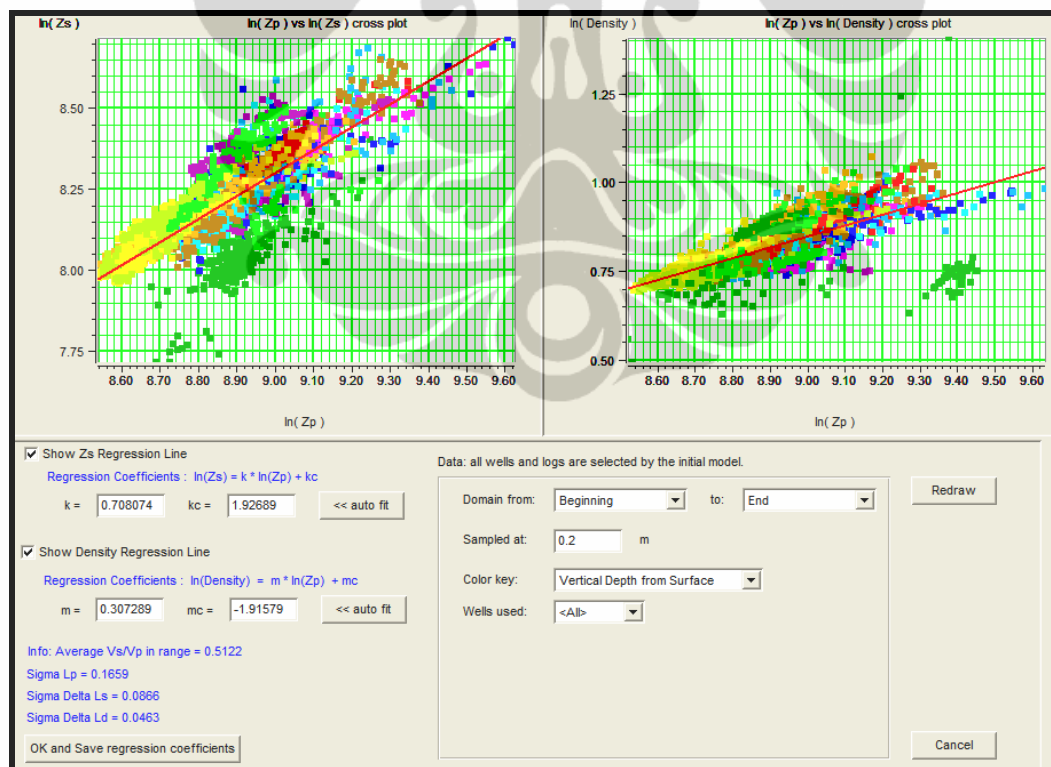


Gambar 3.15. Menunjukkan pemodelan awal (Initial Model) yaitu model (a) Z_p , (b) Z_s dan (c) Densitas

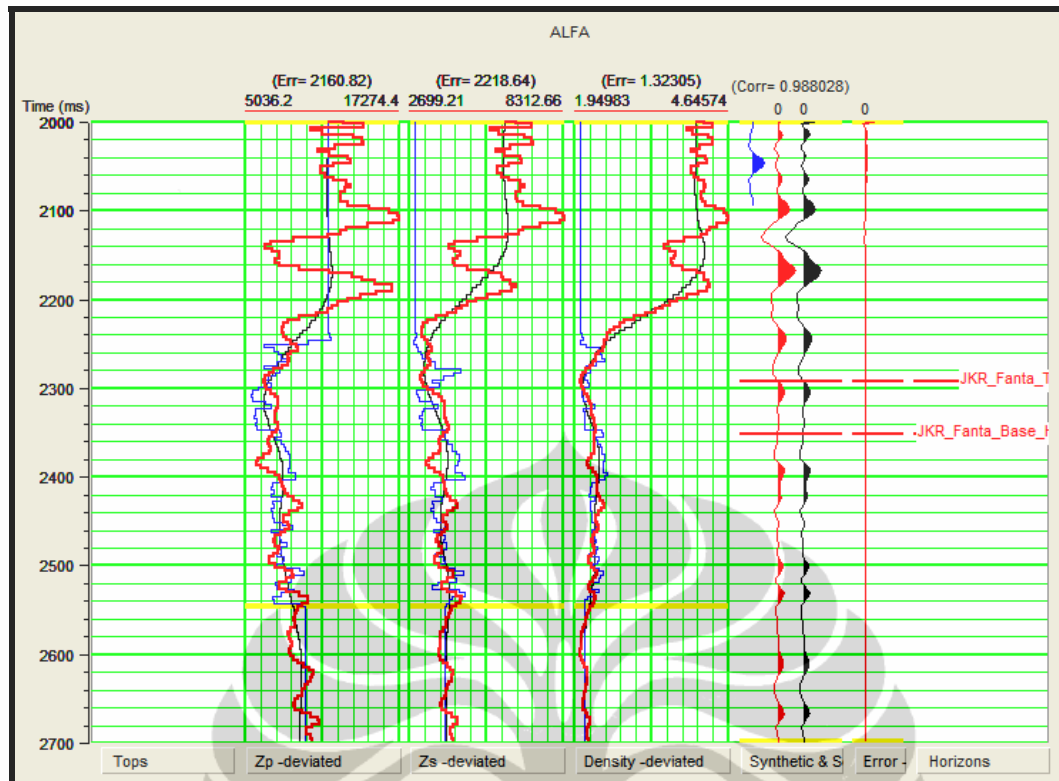
3.6. Analisa Pra-Inversi (QC)

Analisa Pra-Inversi adalah melakukan proses inversi pada lokasi sumur yang dipilih, yaitu melakukan percobaan interval parameter inversi secara cepat dan juga sebagai tolok ukur seberapa sukses analisa inversi ini untuk dibandingkan parameter yang lain sebelum proses inversi yang sebenarnya dilakukan.

Parameter inversi akan merefleksikan hubungan antara $\ln(Z_p)$, $\ln(Z_s)$ dan $\ln(\text{Densitas})$ seperti yang tertulis pada rumus (2.29) dan (2.30) pada Bab 3. Mereka ini diperoleh dari tren garis linier regresi yang tergambar pada cross plot $\ln(Z_p)$ dengan $\ln(Z_s)$ dan $\ln(Z_p)$ dengan $\ln(\text{Densitas})$ sebagai koefisien regresi: k , k_C , m , m_C , ΔL_S , ΔL_D (Gambar 3.16). Koefisien inilah yang nantinya akan digunakan untuk membentuk analisa inversi (Gambar 3.17) yang memberikan koefisien korelasi yang baik, yaitu 0.989



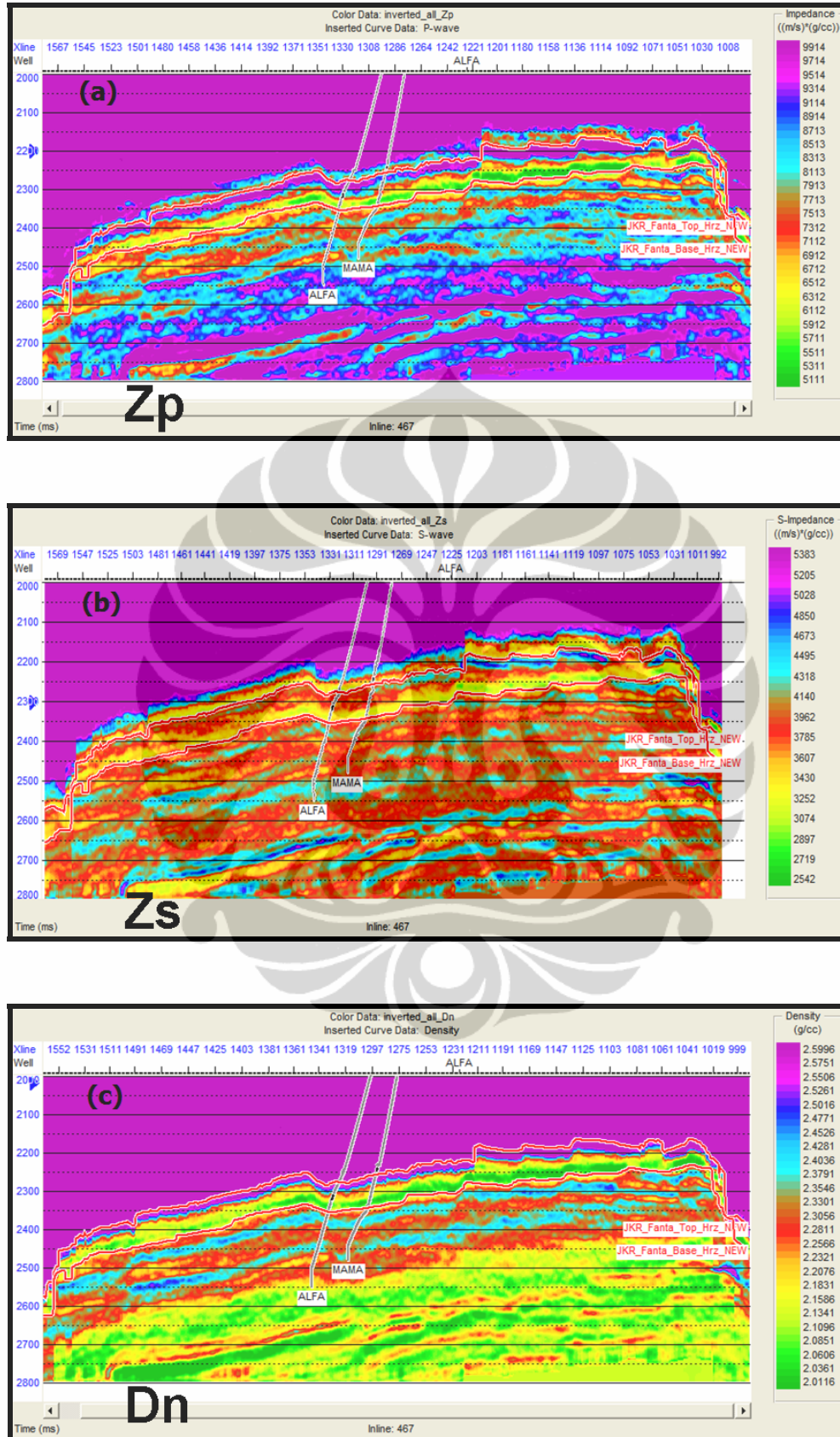
Gambar 3.16 Menunjukkan tren linier garis regresi antara $\ln(Z_p)$, $\ln(Z_s)$, $\ln(\text{Densitas})$ dan koefisien regresinya.



Gambar 3.17 Analisa inversi pada sumur Alfa menunjukkan korelasi yang baik antara inversi seismik dan kurva log.

3.7. Inversi Simultan

Setelah mendapatkan parameter inversi dan keyakinan dengan hasil QC analisa inversi tahap selanjutnya adalah menjalankan inversi simultan. Inversi simultan adalah proses mengkolaborasi model frekuensi rendah (Low Frequency Model), seismik partial angle stack, wavelet dan parameter inversi untuk mendapatkan volume impedansi P, impedansi S dan volume Densitas. Target dari inversi simultan ini adalah kurang lebih 50 millisecond diatas Top_FANTA dan 50 millisecond dibawah Base_FANTA. Hasil inversi pada penampang sekitar sumur seperti yang terlihat pada Gambar 3.18. Tahap selanjutnya adalah melakukan interpretasi dan analisa hasil inversi ini, akan dibicarakan lebih detail pada bab selanjutnya.



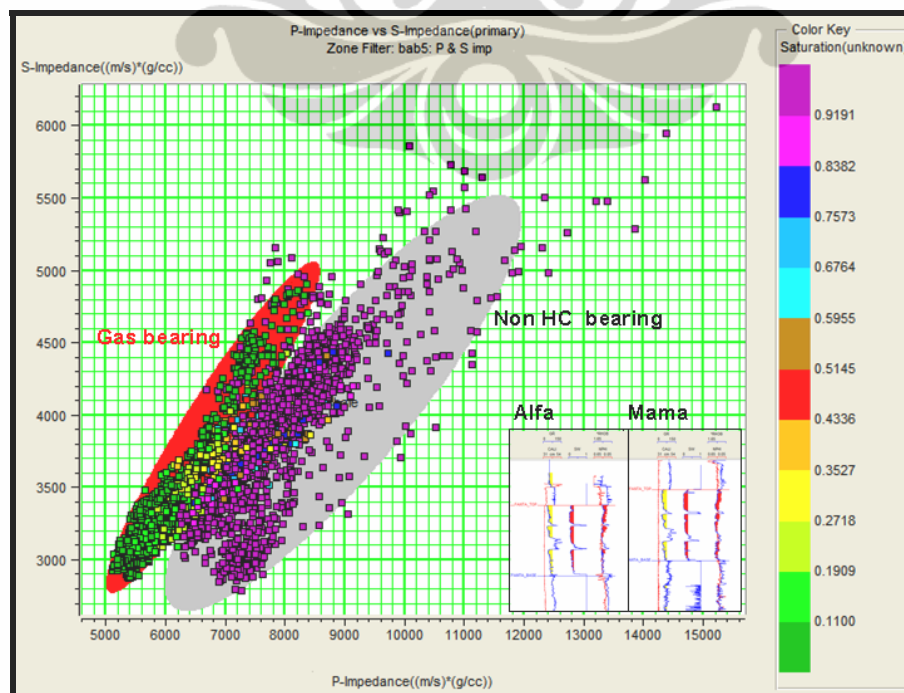
Gambar 3.18 Penampang hasil inversi (a) Z_p , (b) Z_s dan (c) D_n yang melalui sumur Alfa dan Mama.

BAB 4 INTERPRETASI DAN ANALISA

Berdasarkan hasil proses inversi simultan pada bab sebelumnya yang menghasilkan impedansi P, impedansi S dan volume Densitas, maka dapat dilakukan analisa untuk interpretasi lebih lanjut sebagaimana tujuan dari tesis ini.

4.1. Template Fisik Batuan (Rock Physic Template)

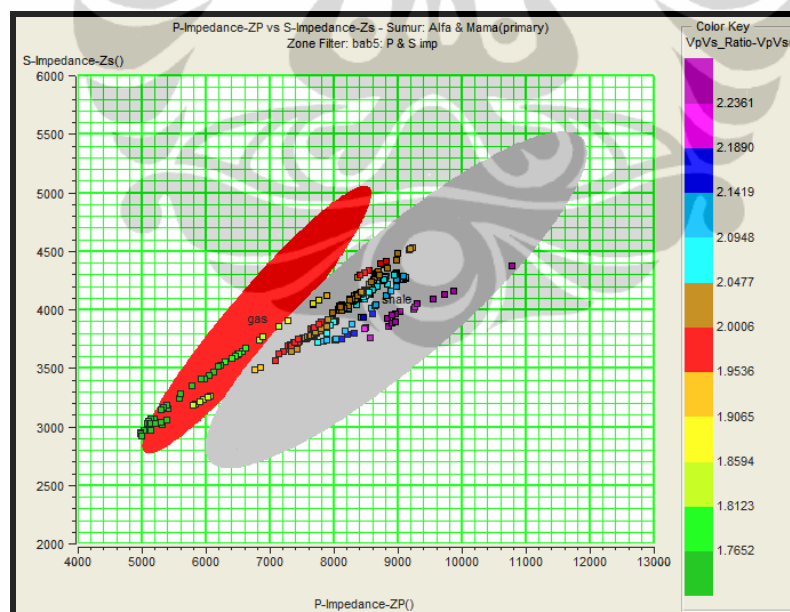
Template Fisik Batuan (Rock Physic Template) dihasilkan dengan cara membuat plot semua parameter dalam skala dan template yang sama untuk menentukan model fisik batuan pada lapangan Lamaka dan nantinya akan digunakan sebagai referensi dalam pemetaan gas dan penyebaran batuan dalam skala seismik. Langkah ini diawali dengan membuat cross plot antara impedansi P dan impedansi S dari sumur Alfa dan Mama (Gambar 4.1) untuk menentukan efek batuan dan fluida pada pembagian zona. Langkah selanjutnya adalah menampalkan zona cross plot impedansi P dan impedansi S yang diekstrak dari hasil inversi pada lokasi sumur ke dalam Template Fisik Batuan.



Gambar 4.1 Cross plot antara impedansi P dan impedansi S dari sumur Alfa dan Mama

Penampalan ini dilakukan untuk mencoba apakah hasil inversi dapat membedakan/mengelompokkan batuan dan fluida juga untuk melakukan pemeriksaan apakah pengelompokan zona tetap konsisten dalam zona yang dibuat dari cross plot sumur.

Gambar 4.2 menunjukkan bahwa hasil inversi yang diekstrak pada sumur Alfa dan Mama, pada interval reservoir menunjukkan pengelompokan yang baik untuk batuan/litologi dan fluida. Dan area cross plot dari sumur konsisten tetap berada di area yang diharapkan. Penampalan yang baik terlihat pada area Non HC bearing dimana area cross plot sumur menutupi/melingkupi semua titik hasil inversi. Pada area gas bearing walaupun tidak semua terlindungi secara sempurna akan tetapi masih dalam posisi yang diharapkan, juga mempunyai tren yang konsisten. Sangat wajar, karena seismik data mempunyai resolusi vertikal lebih rendah daripada sumur juga keduanya mempunyai perbedaan sample interval, dimana seismik mempunyai interval sampe 2 ms sedangkan well data mempunyai interval 0.5 ft.

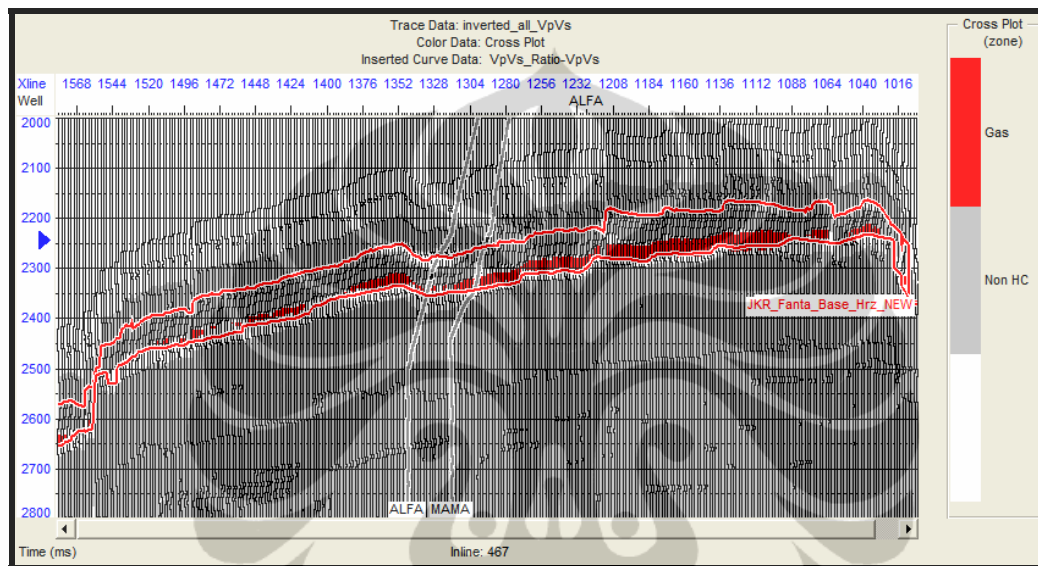


Gambar 4.2 Menunjukkan cross plot antara impedansi P dan impedansi S dari hasil inversi yang diekstrak pada lokasi sumur pada zona interval dan ditampilkan dengan area cross plot dari sumur.

Jadi dari hasil penampalan antara data dari sumur dan dari hasil inversi masih menunjukkan kesesuaian baik Gas bearing maupun non HC bearingnya.

4.2. Cross Plot Volume

Langkah selanjutnya yaitu membawa cross plot Gas bearing dan Non HC bearing ke penampang seismik dengan warna yang berlainan. Seperti yang terlihat di Gambar 4.3, adalah cross plot pada lokasi sumur Alfa dan Mama yang ditampilkan pada penampang seismik.

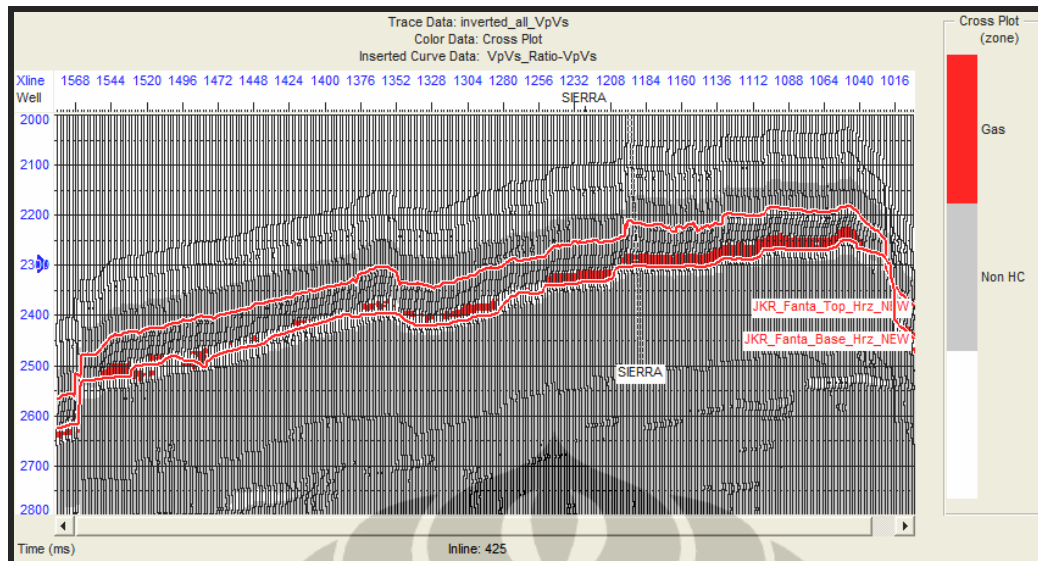


Gambar 4.3 Cross plot pada lokasi sumur Alfa dan Mama terhadap penampang seismik

Dari gambar 4.3, dapat kita lihat bahwa warna merah dari Rock Physic Template menunjukkan zona gas pay sumur Alfa dan Mama pada reservoir FANTA, sedangkan warna abu-abu menunjukkan zone yang tidak mengandung hidrokarbon, bisa karena batumannya shale, batupasir yang berisi air atau batupasir lempungan.

4.2.1. Blind Test

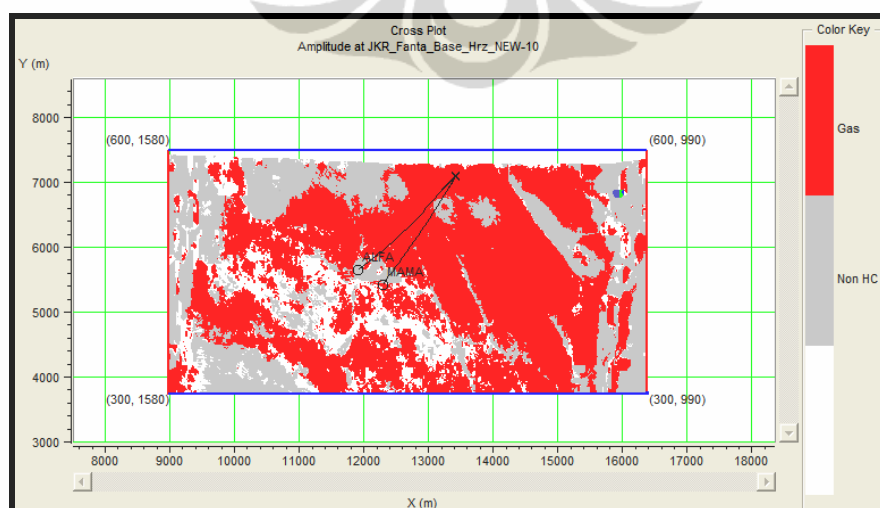
Tahap ini dilakukan untuk menegaskan apakah Rock Physic Template yang dilakukan yang didapat dari sumur Alfa dan Mama juga bekerja dengan baik untuk memprediksi kandungan fluida pada sumur yang tidak dilakukan/dilibatkan dalam proses inversi simultan. Yaitu memakai sumur Sierra seperti yang terlihat pada gambar 4.4 dibawah.



Gambar 4.4 Menunjukkan bahwa Rock Physic Template bekerja dengan baik untuk memprediksi kandungan fluida pada sumur Sierra diatas pada reservoir FANTA.

4.2.2. Horizon Slicing

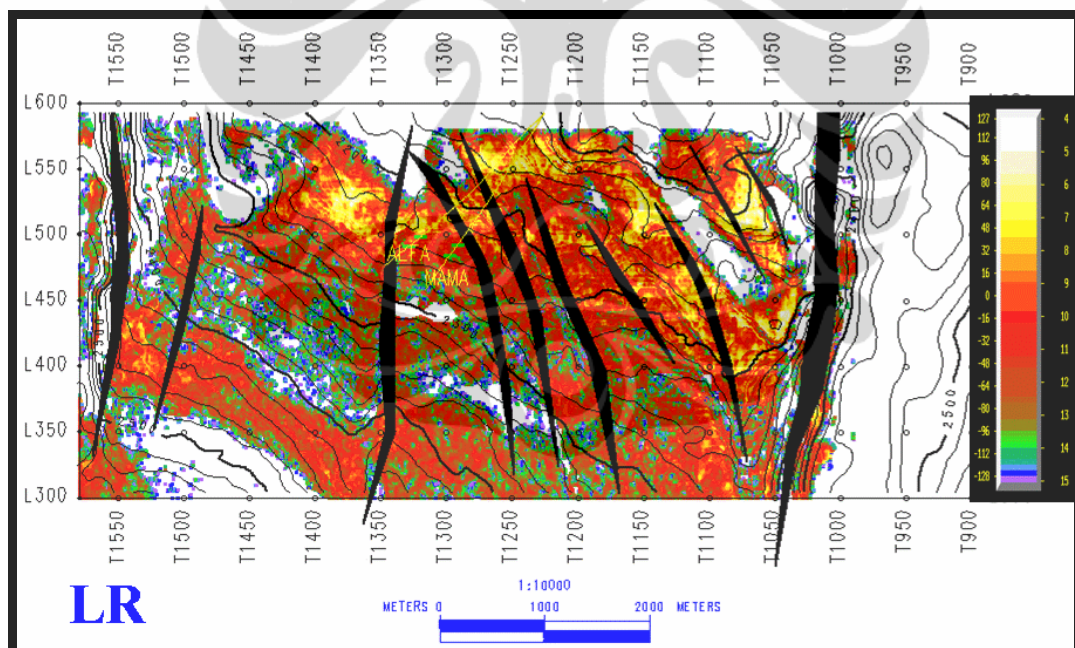
Horizon Slicing adalah proses untuk melihat distribusi Gas bearing dan Non HC bearing secara lateral/horizontal yaitu dengan cara mengekstrak/menyayat nilai dari Gas bearing dan Non HC bearing tersebut menggunakan horizon Fanta_Base_Hrz dengan menggunakan time window 8-15 ms diatas horizon. Gambar 4.5 menunjukkan horizon slice pada reservoir Fanta yang merefleksikan distribusi akumulasi gas.



Gambar 4.5. Menunjukkan horizon slice sepanjang horizon FANTA_Base_Hrz pada reservoir Fanta yang merefleksikan distribusi akumulasi gas.

4.2.3. Prediksi Pore Gas

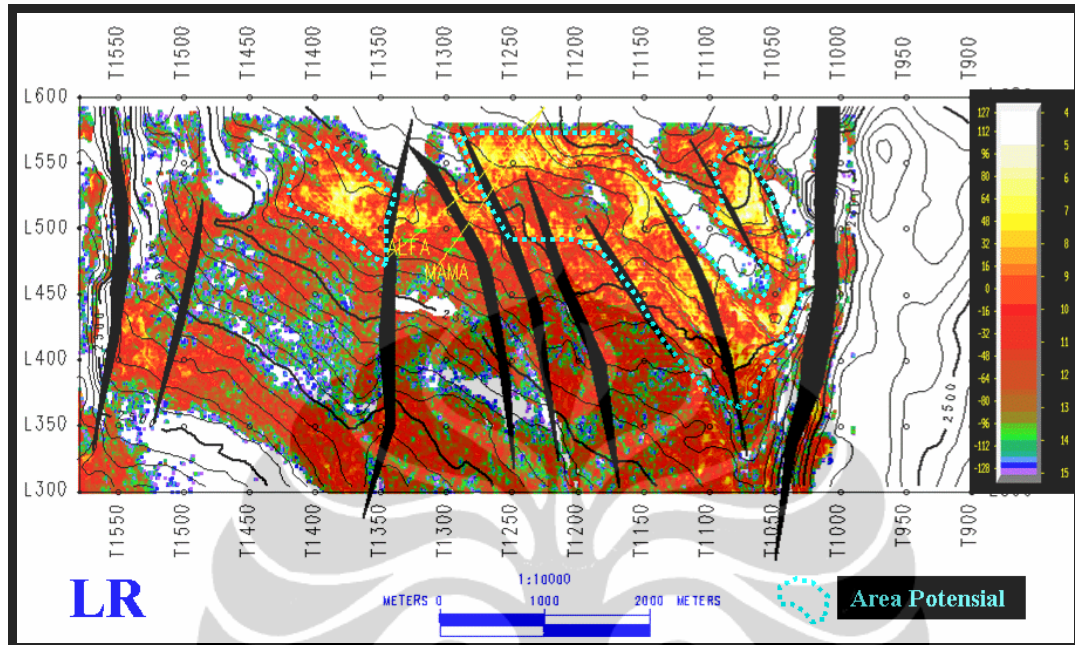
Pore gas dapat diprediksi dengan menggunakan volume Lamda-Rho yang dibuat dari volume impedansi P dan impedansi S menggunakan persamaan (2.8). Seperti yang telah didiskusikan pada Bab 3. bahwa Lamda-Rho atau inkompresibilitas ini adalah perubahan fisik ruang pori saat dikenai tekanan. Perubahan ini lebih banyak disebabkan karena perubahan dari pori batuan dan fluidanya dibandingkan perubahan dari ukuran butir. Semakin mudah media ditekan, semakin kecil nilai inkompresibilitasnya. Inkompresibilitas yang rendah berasosiasi dengan batupasir gas, oleh karena itu Lamda-Rho sangat baik digunakan utk indikator kandungan gas dalam pori. Gambar 4.7. menunjukkan prediksi dari distribusi pore gas pada daerah yang ekuivalen dengan batu pasir reservoir.



Gambar 4.6. Menunjukkan hasil ekstrak volume Lamda-Rho sepanjang Fanta_Base_Hrz untuk identifikasi penyebaran pore gas pada reservoir Fanta.

Berdasarkan interpretasi dan analisa diatas, dapat disimpulkan bahwa batupasir dengan kualitas bagus dan akumulasi gas dari reservoir Fanta terpisah-pisah menjadi kompartemen akibat dari struktur fault yang berkembang cukup intensif di lapangan Lamaka ini. Dengan menampilkan peta kontur dan struktur diatas sayatan volume Lamda-Rho sepanjang horizon Fanta_Base_Hrz maka dapat

diidentifikasi pada area dimana saja yang masih berpotensi menjadi prospek yang menjanjikan pada tahapan eksploitasi selanjutnya, seperti yang terlihat pada gambar 4.7 dibawah.



Gambar 4.7. Menunjukkan beberapa area yang berpotensi sebagai akumulasi gas pada reservoir FANTA yang ditunjukkan oleh garis putus-putus diatas.

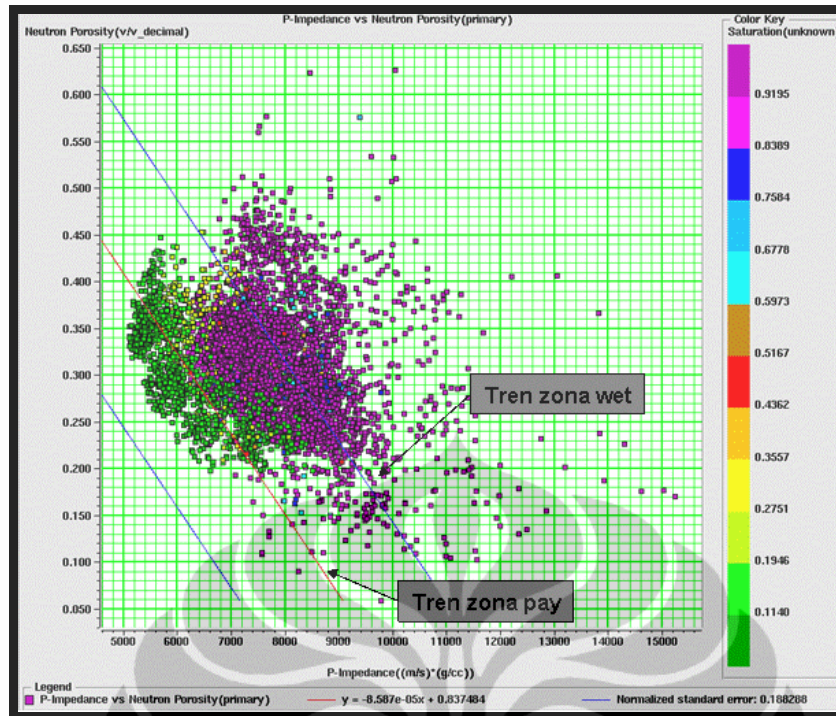
4.2.4. Prediksi Porositas

Prediksi porositas dihasilkan dari volume porositas yang dibuat dengan menggunakan volume impedansi P. Menggunakan crossplot NPHI (Neutron Porosity) dengan impedansi P dan saturasi air sebagai kontrol warnanya dari data sumur Alfa dan Mama dapat dipisahkan antara zone tren mengandung hidrokarbon (pay) dan non hidrokarbon (wet) seperti yang terlihat pada gambar 4.8 dibawah. Dengan menggunakan garis regresi yang melalui tren pay akan didapatkan persamaan sebagai berikut.

$$Y = -8.587 \cdot 10^{-5}x + 0.837484 \quad (4.1)$$

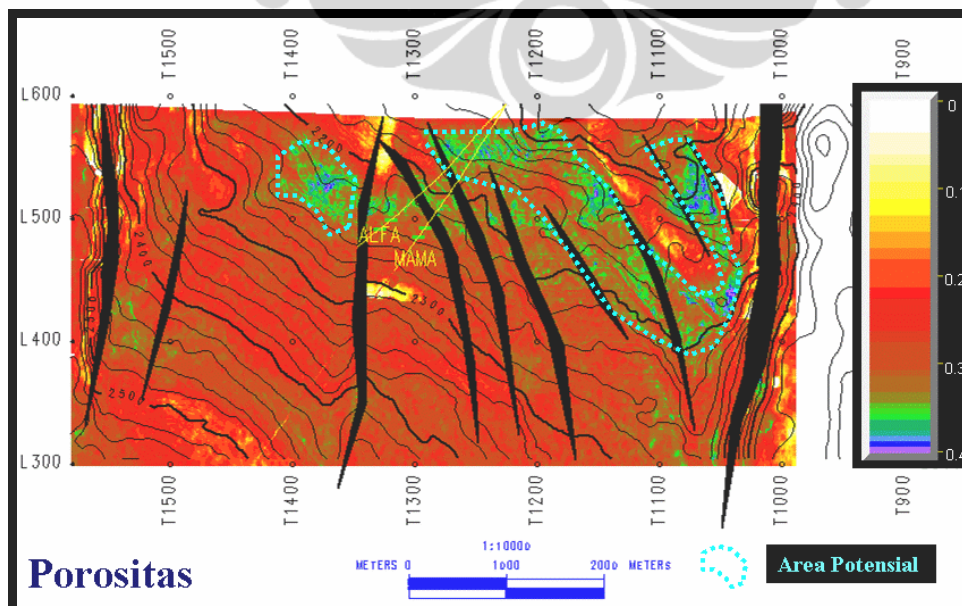
dimana, y adalah porositas dan x adalah impedansi P

Persamaan diatas yang akan digunakan untuk menghasilkan volume porositas yang berasal dari input inversi impedansi P.



Gambar 4.8. Menunjukkan kecenderungan zona yang mengandung hidrokarbon (pay) dan yang non hidrokarbon (wet)

Dengan menampilkan peta kontur dan struktur diatas ekstraksi amplitudo pada volume porositas disepanjang horizon Fanta_Base_Hrz akan menghasilkan peta atribut porositas yang sangat membantu untuk menentukan penyebaran porositas yang baik sebagai daerah potensial seperti yang terlihat pada gambar 4.9 dibawah.



Gambar 4.9. Menunjukkan beberapa area yang mempunyai porositas bagus pada reservoir FANTA yang ditunjukkan oleh garis putus-putus diatas.

BAB 5

KESIMPULAN DAN REKOMENDASI

Melalui analisa dan interpretasi data dan hasil inversi pada tesis ini maka dapat disimpulkan bahwa ada kesesuaian antara tujuan tesis dan hipotesa seperti yang telah disebutkan di bab sebelumnya.

5.1. Kesimpulan

1. Adanya korelasi antara sifat fisik batuan (Z_p , Z_s , V_p/V_s) dan properti batuan (densitas, porositas, saturasi gas, volume shale) pada lapangan Lamaka, dengan demikian hipotesa yang dibangun dari awal terbukti. Secara empiris juga dapat dibuktikan melalui studi kelayakan dan pengolahan/analisa data dimana impedansi P berkorelasi dengan Porositas, impedansi P dan impedansi S dan juga crossplot V_p/V_s berkorelasi dengan batuan dan saturasi gas secara tidak langsung.
2. Hipotesa bahwa metode Seismik Inversi Simultan dapat diterapkan pada area penelitian dan dapat dipergunakan untuk mengestimasi impedansi P, impedansi S dan volume densitas dapat dibuktikan melalui studi kelayakan dimana data seismik yang dipergunakan pada area studi ini dapat merepresentasikan reservoir formasi FANTA. Dengan analisa Pra-inversi (QC) dapat dibuktikan adanya koefisien korelasi yang baik antara kurva log hasil inversi dan kurva log asli pada lokasi sumur. Analisa produk inversi termasuk didalamnya adalah blind testing sumur percobaan (Sierra) telah membuktikan bahwa hasil analisa secara konsisten menunjukkan adanya kehadiran gas pada sumur yang ada di area penelitian.
3. Hipotesa bahwa hasil dari Inversi Seismik Simultan dikolaborasikan dengan sifat fisik batuan dapat memberikan analisa yang baik dari karakter reservoir yang diinginkan baik secara kuantitatif dan kualitatif, seperti misalnya porositas, penyebaran gas, bentuk geometrinya dan

keterkaitan antar sesamanya dapat dicapai dengan cara melalui cross plot penampang volume dan sayatan/slice.

4. Dengan Inversi Seismik Simultan telah memberikan ketepatan yang baik terhadap penyebaran gas di reservoir FANTA juga pada sumur yang ada di lapangan Lamaka, baik itu dua sumur yang digunakan dalam proses inversi (sumur Alfa dan Mama) maupun sumur Sierra yang digunakan untuk percobaan (blind test). Dengan hasil yang menjanjikan ini Inversi Seismik Simultan ini dapat dipergunakan sebagai salah satu alat untuk pendekatan hidrokarbon atau prediksi penyebaran reservoir. Terlebih lagi produk yang dihasilkan yang dikombinasi dengan analisa sifat fisik batuan dapat memberikan gambaran prediksi vertikal yang lebih baik dan penyebaran reservoir secara lateral (Gambar 4.3) dibandingkan dengan interpretasi seismik biasa.
5. Melalui analisa pada cross plot penampang volume dan sayatan/slice baik sayatan Pore Gas maupun sayatan Porositas yang dikolaborasi dengan peta struktur, dapat disimpulkan bahwa pada lapangan Lamaka khususnya formasi FANTA dapat diidentifikasi adanya beberapa area yang berpotensi menjadi akumulasi gas yang bagus (gambar 4.7 dan 4.9). Area-area ini bisa menjadi kandidat yang potensial untuk studi yang lebih lanjut atau kegiatan eksploitasi selanjutnya. Dengan menganalisa bentuk geometri distribusi dari Pore Gas maupun Porositas dapat disimpulkan bahwa gas hanya mengisi ruang yang berporositas besar dari reservoir Fanta.

5.2. Rekomendasi

Dengan melihat hasil inversi termasuk kelemahan-kelemahannya, hasil studi ini diperuntukkan sebagai interpretasi alternatif untuk memetakan distribusi gas di daerah telitian ini. Hasil studi ini bukanlah satu-satunya jawaban untuk menjawab semua permasalahan dalam menemukan gas, akan tetapi hasil tesis ini dapat dipergunakan sebagai identifikasi awal (preliminary studi) dan sebaiknya dikolaborasikan dengan studi-studi yang lain untuk mendapatkan kesimpulan

yang komprehensif. Seperti misalnya, untuk lapangan Lamaka yang sangat intensif terpotong oleh struktur fault, sangat diperlukan studi Fault Seal Analysis untuk melihat apakah fault yang berkembang di daerah ini sealed atau tidak. Studi lain yang perlu dilakukan untuk mempertajam hasil analisa didaerah ini misalnya:

- Distribusi saturasi air
- Distribusi volume shale
- Dan lain sebagainya.



DAFTAR ACUAN

- Aki A., and Richard P.G., 1980, Quantitative Seismology: Theory and Methods, W.H. Freeman & Company.
- Avseth, Per., Mukerji Tapan., Mavko, Gary., Quantitative Seismik Interpretation, Applying Rock Physics Tools to Reduce Interpretation Risk, Cambridge University Press.
- Castagna, J.P., Swan, H.W., and Foster, D.J., 1998, Framework for AVO Gradient and Intercept Interpretation, *Geophysics*, 63, 948-956.
- Hilterman, F.J., 2001, Seismik Amplitude Interpretation, 2001 Distinguished Instructor Short Course, Series, No.4, Sponsored by SEG & EAGE.
- Russell, Hampson, AVO Workshop Part 1 & 2, A CGG Veritas Company, CGG Veritas.
- Rutherford, S., and Williams, R., 1989, Amplitude Versus Offset Variation in Gas Sand, *Geophysics* 54, 680-688.
- Shuey, R.T., 1985, A Simplification of the Zoeppritz Equations, *Geophysics* 50, 609-614.
- Sukmono, S., 2002 An Introduction to Seismik Reservoir Analysis, in Seismic Inversion and AVO Analysis for Reservoir Characterization, Department of Geophysical Engineering ITB, Bandung
- Suprajitno, M., 2000, Physical Aspect of Exploration Seismology, *Geophysics* Program of Mathematics and Sciences Department UI, Depok
- Zoeppritz, R., 1919. On The Reflection and Propagation of Seismik Waves, *Erdbebenwellen VIII B; Gottinger Nachrichten* I, 66-68.