



UNIVERSITAS INDONESIA

**ANALISA AVO DAN SIFAT PETROFISIKA UNTUK MEMBEDAKAN
RESPON *VOLCANIC TUFF* DAN *HYDROCARBON SAND* PADA LAPANGAN
EKSPLORASI *DEEPWATER*, SELAT MAKASSAR**

TESIS

Diajukan sebagai salah satu syarat untuk memperoleh gelas Magister Sains

**ADDE AVRINO
0806420700**


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

HALAMAN PERNYATAAN ORISINALITAS

Tesis ini adalah hasil karya saya sendiri,
Dan semua sumber yang dikutip maupun dirujuk
Telah saya nyatakan dengan benar.

Nama : Adde Avrino
NPM : 0806420700

Tanda Tangan
Tanggal






: 10 Juni 2011

HALAMAN PENGESAHAN

Tesis ini diajukan oleh :
Nama : Adde Avrino
NPM : 0806420700
Program Studi : Magister Kekhususan Geofisika Reservoar
Judul Tesis : Analisa AVO Dan Sifat Petrofisika Batuan Untuk
Membedakan Respon *Volcanic Tuff* dan
Hydrocarbon Sand Pada Lapangan Eksplorasi
Deepwater, Selat Makassar.

Telah berhasil dipertahankan di hadapan dewan penguji dan diterima sebagai bagian persyaratan yang diperlukan untuk memperoleh gelar Magister Fisika, pada Program Studi Kekhususan Geofisika Reservoar, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

DEWAN PENGUJI

Pembimbing : DR. Abdul Haris ()
Penguji : Prof. DR. Suprayitno Munadi ()
Penguji : DR. Waluyo ()
Penguji : DR. Charlie Wu ()

Ditetapkan di : Jakarta

Tanggal : 10 Juni 2011

Kata Pengantar

Puji syukur kehadiran Tuhan Allah SWT yang telah melimpahkan rahmat dan hidayahNYA sehingga penulis bisa menyelesaikan thesis ini. Thesis ini merupakan salah satu syarat untuk menyelesaikan jenjang pendidikan pada Program Magister Fisika di Universitas Indonesia.

Penelitian dan penulisan thesis ini tidak mungkin terlaksana tanpa adanya bantuan baik moril maupun spirituil dari berbagai pihak. Untuk itu, penulis mengucapkan terima kasih kepada :

1. Bapak Prof. DR. Suprajitno Munadi, selaku Ketua Jurusan yang selalu bersedia berdiskusi dengan penulis.
2. Bapak DR. Abdul Haris, selaku dosen pembimbing yang telah banyak memberikan pengarahan dan bimbingannya selama penelitian dan penyusunan thesis ini.
3. Seluruh dosen Kekhususan Geofisika Reservoar FMIPA UI, terima kasih atas diskusi dan ilmu yang diberikan
4. Ibu anak-anak saya, Morina Masri yang selalu berdoa dan memberi motivasi kepada penulis. Serta malaikat-malaikat kecilku Kayla dan Keagan yang selalu menjadi inspirasi baik dalam penyelesaian thesis ini maupun dalam kehidupan.
5. Seluruh rekan-rekan seperjuangan GRUI angkatan 2008

Penulis sangat menyadari bahwa tulisan ini masih jauh dari sempurna, untuk itu saran dan kritik yang membangun sangat penulis harapkan sebagai bahan untuk perbaikan dan pengembangan di kemudian hari.

Semoga tulisan ini bisa berguna bagi pengembangan ilmu geofisika khususnya dalam bidang industri perminyakan, rekan-rekan mahasiswa dan pihak-pihak lain yang tertarik dalam bidang ilmu geofisika sebagai salah satu sumbangan ilmiah.

Jakarta, April 2011

Penulis

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

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

Nama : Adde Avrino
NPM : 0806420700
Program Studi : Kekhususan Geofisika Reservoir
Departemen : Fisika
Fakultas : Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam
Jenis Karya : Tesis

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

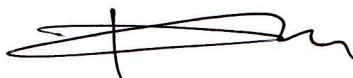
“Analisa AVO dan Sifat Petrofisika Untuk Membedakan Respon *Volcanic Tuff* dan *Hydrocarbon Sand* Pada Lapangan Eksplorasi *Deepwater*, Selat Makassar”

Beserta perangkat yang ada (jika diperlukan). Dengan Hak Bebas Royalti Non Ekklusif 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 Jakarta,
Pada Tanggal 24 April 2011

Yang menyatakan,



(Adde Avrino)

ABSTRAK

Nama : Adde Avrino
Program Studi : Geofisika Reservoir
Judul Tesis : Analisa AVO dan Sifat Petrofisika Untuk Membedakan Respon *Volcanic Tuff* dan *Hydrocarbon Sand* pada Lapangan Eksplorasi *Deepwater*, Selat Makassar.

Interpretasi *postsatck* seismik yang menggambarkan batas litologi bawah permukaan kadang mengalami kendala dalam mengenal kandungan fluida dan unit litologi tertentu terutama dalam pemisahan *volcanic tuff* dan *hydrocarbon sand*, hal ini disebabkan keterbatasan dalam respon resolusi seismik vertikal. Pemodelan AVO (*Amplitude Versus Offset*) dikombinasikan dengan FRM (*Fluid Replacement Modeling*) dilakukan untuk mengenali ketebalan *tuning* dan efek fluida pada respon seismik efektif untuk membantu karakterisasi reservoir.

Tujuan dari penelitian ini adalah untuk identifikasi sifat reservoir dengan menerapkan pemodelan sintetik AVO berdasarkan satu sumur sebagai referensi. Penulis menggunakan 3 buah lintasan data seismik 2D pada area eksplorasi *deepwater*. Model geologi, fluida, dan sifat petrofisika dibangun berdasarkan data sumur yang tersedia.

Analisa model AVO dilakukan menggunakan 2 terminologi persamaan Zoeppritz yang menghasilkan data sudut dekat (10 derajat) dan sudut jauh (30 derajat). Analisa lebih lanjut menunjukkan bahwa kandungan fluida mempengaruhi langsung terhadap respon amplitudo pada daerah ini. Atribut AVO dihasilkan dari penambahan sudut datang (A) dan gradien (B), hal ini memberikan pencerahan yang lebih baik dalam menggambarkan efek fluida dibandingkan pada *intercept normal incidence* (A). Akhirnya penampang AVO dapat menunjukkan perbedaan respon karakterisasi reservoir terutama pada pemisahan respon *volcanic tuff* dan *hydrocabon sand* pada daerah penelitian.

Kata kunci:

Volcanic tuff, hydrocarbon sand, AVO, Fluid Replacement Modeling.

ABSTRACT

Nama : Adde Avrino
Study Program : Reservoir Geophysics
Title : AVO Analysis and Petrophysical Properties for Distinguish Response of Volcanic Tuff and Hydrocarbon Sand in Exploration Deepwater Field, Makassar Strait.

The interpretation of poststack seismic describes the subsurface lithology boundary which sometimes difficult to recognize fluid content and individual lithology unit especially for distinguishing between volcanic tuff and hydrocarbon sand because of limitation in the vertical resolution seismic response. Forward AVO (Amplitude Versus Offset) modeling combined with FRM (Fluid Replacement Modeling) is designed to recognize tuning thickness and fluid effect in seismic response effectively, which improve reservoir characterization work.

The objective of this study is to identify reservoir properties by applying AVO synthetic modeling from one well as reference. We used 3 lines of 2D seismic data exploration in the area of deepwater. The geological model, fluid, and petrophysical properties generated from available well log data.

The AVO modeling analysis is conduct by 2 terms of Zoepritz equation produce near angle (at 10 degree) and far angle (30 degree) data set. Further analysis implies that the fluid content significant influence directly to amplitude response in this area. The AVO attribute is generated from the addition of incidence angle (A) and gradient (B) gives better illumination in representation of fluid effect rather than in intercept normal incidence (A) term only. Finally the AVO sections show the difference reservoir characterization response, especially for distinguishing between volcanic tuff and hydrocarbon sand response in the area.

Key words:

Volcanic tuff, hydrocarbon sand, AVO, Fluid Replacement Modeling.

DAFTAR ISI

Halaman Pernyataan Orisinalitas.....	i
Halaman Pengesahan.....	ii
Kata Pengantar.....	iii
Halaman Pernyataan.....	iv
Abstrak.....	v
<i>Abstract</i>	vi
DAFTAR ISI.....	vii
DAFTAR GAMBAR.....	ix
DAFTAR TABEL	xii
BAB I. PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang.....	1
1.2 Permasalahan.....	1
1.3 Maksud dan Tujuan.....	2
1.4 Data dan Metodogi Penelitian.....	2
1.5 Sistematika Penulisan.....	3
BAB II. TINJAUAN GEOLOGI SELAT MAKASSAR.....	4
2.1 Lokasi Daerah Penelitian.....	4
2.2 <i>Petroleum System Deepwater</i> Cekungan Kutei.....	5
BAB III. KONSEP DASAR AVO DAN SUBSTITUSI FLUIDA.....	7
3.1 Seismik Refleksi.....	7
3.2 <i>Angle Stack</i>	9
3.3 Persamaan Zoeppritz dan konsep Pre-Stack AVO.....	10
3.4 Parameter Batuan Reservoir.....	11
3.4.1 V_p/V_s dan <i>Poisson's Ratio</i>	11
3.4.2 Petrofisika dan <i>Fluid Replacement Modeling</i>	12
3.5 <i>Amplitude Variation with Offset (AVO)</i>	13
3.6 Klasifikasi AVO.....	15

BAB IV.	PENGOLAHAN DATA.....	17
4.1	Data dan Perangkat Lunak.....	17
4.2	Log Data <i>Editing</i>	17
4.3	Data <i>Gathers</i>	24
4.4	Substitusi Fluida.....	25
4.5	<i>AVO Synthetics Modeling</i>	29
4.6	<i>Tuning Model</i>	32
4.7	<i>AVO Attributes Volume</i>	36
BAB V.	HASIL DAN PEMBAHASAN.....	37
5.1	Karakterisasi <i>Volcanic Tuff</i> dan <i>Hydrocarbon Sand</i>	37
5.2	Analisa AVO.....	40
BAB VI.	KESIMPULAN DAN SARAN.....	51
6.1	Kesimpulan.....	50
6.2	Saran.....	51
	DAFTAR ACUAN.....	52

DAFTAR GAMBAR

- Gambar 2.1 Lokasi daerah penelitian
- Gambar.2.2 Stratigrafi daerah penelitian, tanda panah biru merupakan target reservoir (Anadarko, 2008)
- Gambar 3.1 Pemantulan dan pembiasan pada dua litologi
- Gambar 3.2 Perubahan nilai amplitudo yang terjadi sesuai dengan perubahan *offset* pada data *Common Mid Point Gather* (Avrino, 2005)
- Gambar 3.3 Klasifikasi anomali *AVO* berdasarkan pada koefisien reflektifitas dan *gradient*(Rutherford, 1989)
- Gambar 3.4 Pola sebaran *Intercept* dan *Gradient* di gunakan untuk analisa kelas *AVO* (<http://tle.geoscienceworld.org>)
- Gambar 4.1 Lokasi sumur dan lintasan seismik yang digunakan
- Gambar 4.2 Korelasi data sumur Bulan-1 dan Bintang-1
- Gambar 4.3 Penampang Seismi pada lokasi sumur Bintang-1
- Gambar 4.4 Peta struktur kedalaman KR 50
- Gambar 4.5 Hasil prediksi Gelombang S pada sumur Bulan-1, kurva prediksi ditandai dengan warna biru, data orsinil ditandai dengan warna merah
- Gambar 4.6 Data *log density* pada sumur Bulan-1 sebelum dilakukan proses *editing*
- Gambar 4.7 Data *log density* pada sumur Bulan-1 setelah dilakukan proses *editing*
- Gambar 4.8 Seimik *gathers* yang digunakan pada lintasan PAP04-07 lokasi sumur Bulan-1
- Gambar 4.9 *Line PAP04-04 CDP Gathers* pada lokasi sumur Bintang-1
- Gambar 4.10 Bulan-1 Substitusi fluida untuk kasus gas, kurva merah menunjukkan untuk model gas
- Gambar 4.11 Bulan-1 Substitusi fluida untuk kasus Oil 30 API, kurva coklat menunjukkan untuk model oil

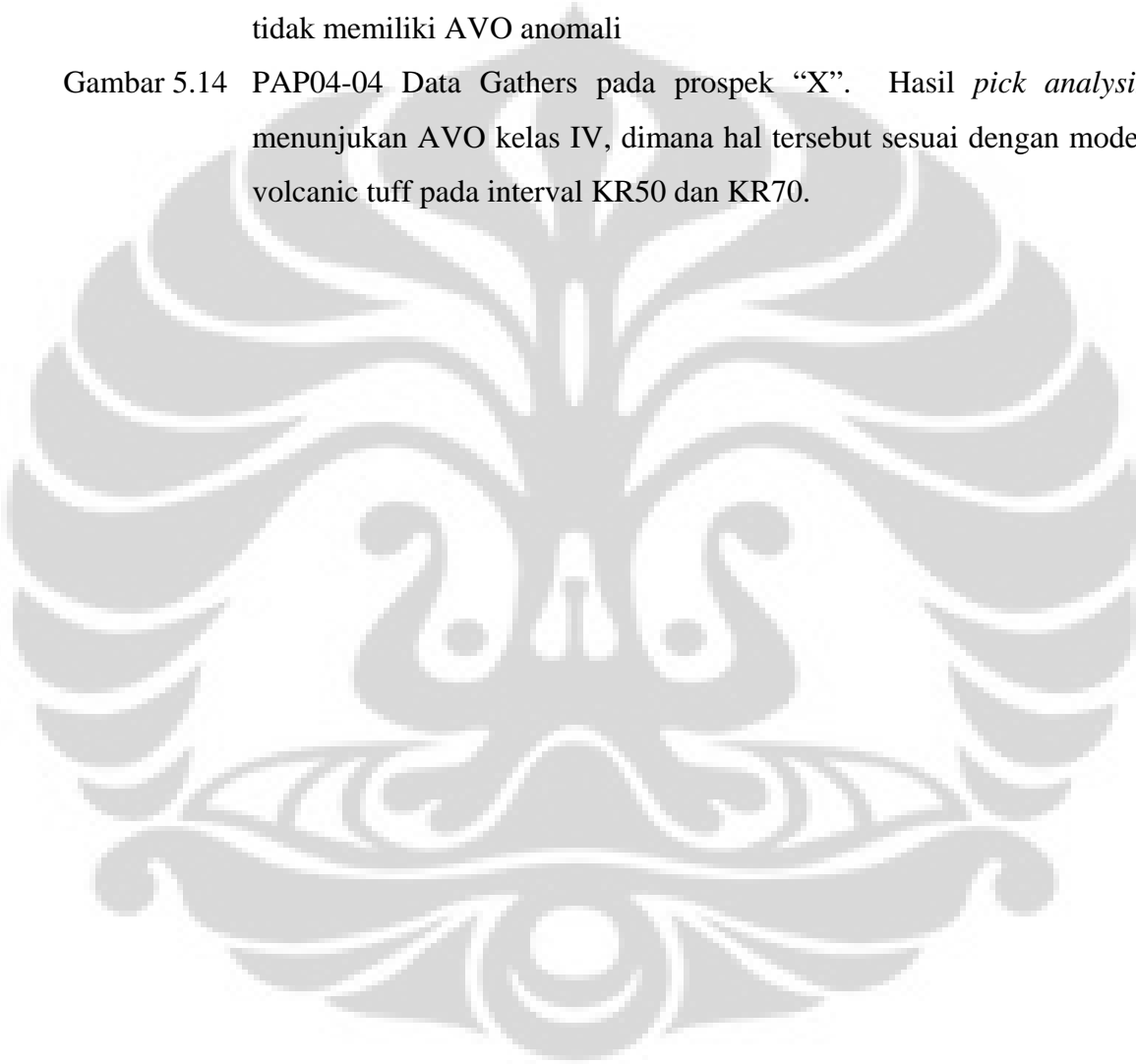
- Gambar 4.12 *Synthetic gathers* pada KR50 untuk *single interface* model untuk *shale* pada *wet sand* (kiri), *shale* pada *gas sand* (tengah), dan *shale* pada *tuff* (kanan).
- Gambar 4.13 *Synthetic gathers* untuk *single interface* model untuk *shale* pada *wet sand* (kiri), *shale* pada *gas sand* (tengah), dan *shale* pada *tuff* (kanan).
- Gambar 4.14 *Wavelet* yang digunakan untuk *zero-offset synthetic wedge model*.
- Gambar 4.15 *Synthetic wedge* model untuk kasus *wet*
- Gambar 4.16 *Synthetic wedge* model untuk kasus *gas*
- Gambar 5.1 *P-impedance versus Poisson's Ratio* untuk interval KR50
- Gambar 5.2 *P-impedance versus Poisson's Ratio* untuk interval KR60
- Gambar 5.3 *P-impedance versus Poisson's Ratio* untuk interval KR70
- Gambar 5.4 Perbandingan antara *Synthetic* dengan *offset gathers* pada Bulan-1, terdapat *noise* koheren yang melengkung pada data *gathers* berbeda dengan data *synthetic*.
- Gambar 5.5 Line PAP04-07 *near angle stack*, terdapat anomaly AVO yang cukup lemah pada zona *tuff*
- Gambar 5.6 Line PAP04-07 *far angle stack*, anomaly AVO yang lemah sesuai dengan sintetik model pada kasus *wet sand* dan *volcanic tuff*
- Gambar 5.7 Line PAP04-07 *product of AVO intercept dan gradient*, pada zona *tuff* memiliki nilai AVO ($A*B$) negatif sesuai dengan model *tuff* pada interval KR50.
- Gambar 5.8 Line PAP04-09 *gathers* pada Bintang-1, memiliki S/N ratio yang tinggi tetapi masih memiliki energi yang melengkung pada *far offsetnya*
- Gambar 5.9 Line PAP04-09 Produk AVO *intercept dan gradient*, secara umum tidak ada anomaly AVO pada interval KR70. Pada KR 20 memiliki nilai AVO positif tetapi anomalnya cukup lemah.
- Gambar 5.10 Line PAP04-04 *near angle stack*, memiliki S/N ratio yang rendah serta tidak memiliki anomali pada zona target.

Gambar 5.11 Line PAP04-04 *far angle stack*, tampak jelas pada zona target tidak memiliki anomali

Gambar 5.12 Line PAP04-04 hasil pengurangan *far* dengan *near*, dikalikan dengan *far*

Gambar 5.13 Line PAP04-04 *product of AVO intercept and gradient*, tampak jelas tidak memiliki AVO anomali

Gambar 5.14 PAP04-04 Data Gathers pada prospek “X”. Hasil *pick analysis* menunjukkan AVO kelas IV, dimana hal tersebut sesuai dengan model volcanic tuff pada interval KR50 dan KR70.



DAFTAR TABEL

Tabel 5.1 *Rock property* sumur Bulan-1 berdasarkan interval dan litologi



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Data seismik secara umum hanya memberikan batas bidang perlapisan batuan, sehingga kadang menimbulkan kesalahan interpretasi karakterisasi reservoir. Demikian halnya yang terjadi pada suatu lapangan Eksplorasi *Deepwater* di Selat Makassar.

Metoda pemodelan petrofisika ini memberikan cara yang lebih akurat dalam penentuan V_p , V_s dan densitas sehingga diharapkan dapat digunakan sebagai alat bantu untuk diskriminasi kandungan fluida di dalam reservoir. Pemodelan sifat fisika batuan dilakukan untuk memisahkan antara *gas sand* dari *volcanic tuff*, berdasarkan analisa amplitudo seismik menggunakan metode AVO. Analisa *Post-Stack* amplitudo dapat dengan mudah mengenali karakter *volcanic tuff* dan *gas sand* karena keduanya memiliki amplitudo tinggi.

Log data yang diperoleh dari sumur yang cukup berkualitas untuk melakukan analisis fisika batuan. Beberapa pengeditan log dilakukan pada bagian yang hilang atau kualitas data yang buruk. Substitusi fluida digunakan untuk memprediksi respons log pada kondisi *wet sand* dan *hydrocarbon sand*. Model log digunakan untuk memprediksi respons AVO pada kasus fluida yang berbeda, dan untuk perbedaan kontras respon AVO pada batuan *tuff*.

Mealui aplikasi dari studi parameter fisika batuan dan metoda AVO ini diharapkan mampu digunakan bukan hanya untuk membantu korelasi penyebaran reservoir, tetapi membedakan kandungan fluida serta litologi batuan terutama antara *tuff* dan *hydrocarbon sand*.

1.2 Permasalahan

Pengendapan *volcanic tuff* pada level *Miocene* memiliki sebuah karakteristik yang unik. Sulit untuk mengetahui secara detail pola penyebaran dan kemenerusan lapisan tufa tersebut. Dimana karakter seismik pada lapisan

tufa sangat menyerupai *hydrocarbon sand* baik pada data *Post Stack Time Migration* (PSTM) maupun *data gathers*.

1.3 Maksud dan Tujuan

Berdasarkan permasalahan yang telah diungkapkan diatas, maka tujuan dari penelitian ini adalah :

1. Menerapkan aplikasi petrofisika berdasarkan data yang tersedia, untuk memprediksi litologi dan kandungan fluida pada sebuah lapangan Eksplorasi.
2. Mengevaluasi anomali AVO pada dua buah sumur *dry hole*, yaitu Bulan-1 dan Bintang-1, sehingga dapat memberikan gambaran pemodelan karakterisasi reservoir terutama membedakan secara detail antara *volcanic tuff* dan *reservoir*.

1.4 Data dan Metodologi Penelitian

Perangkat lunak (*software*) yang digunakan untuk melakukan AVO modeling adalah Hampson-Russell, sementara interpretasi seismik 2D dilakukan menggunakan Seiswork.

Metoda penelitian ini akan terbagi menjadi tiga tahap, yaitu

1. Melakukan analisa petrofisika berdasarkan data sumur Bulan dan Bintang.
2. Analisa model AVO berdasarkan data sumur yang ada.
3. Melakukan analisa AVO berdasarkan penampang seismik 2D.

Analisa sensitivitas dilakukan untuk mencari parameter petrofisika yang dapat membantu dalam karakterisasi reservoir. Parameter ini hendaknya masih dapat ditunjukkan pada skala resolusi seismik. Dengan menggunakan data *well log*, analisa data *log* dilakukan untuk menentukan jenis batuan reservoir, kualitas reservoir, ketebalan zona hidrokarbon (*pay zone*), dan jenis fluida reservoirnya. Kemudian karakterisasi reservoir menggunakan data log Vp, Vs, dan densitas dapat diturunkan menjadi parameter fisik batuan seperti *Poisson's Ratio*. Kemudian menganalisa parameter tersebut untuk menentukan parameter aplikasi AVO terhadap

perubahan litologi dan atau kandungan fluidanya. Selanjutnya hasil akhir metoda AVO ini dapat diuji coba dan dianalisa hasilnya.

1.5 Sistematika Penulisan

Pada BAB I Pendahuluan, dijelaskan latar belakang penelitian, identifikasi masalah, maksud dan tujuan penelitian, data dan metodologi penelitian, serta sistematika penulisan.

BAB II Tinjauan Geologi Selat Makassar, dijabarkan secara singkat mengenai kondisi geologi cekungan Kutei. Mencakup lokasi penelitian, *petroleum system*, serta stratigrafi daerah penelitian.

BAB III Konsep Dasar AVO dan Substitusi Fluida, pada bab ini dibahas mengenai pengertian seismik refleksi dan *angle stack*. Serta diulas juga mengenai konsep dasar AVO persamaan Zoeppritz, V_p/V_s dan *Poisson's Ratio*, serta ulasan mengenai parameter petrofisika dan *Fluid Replacement Modeling*.

BAB IV Pengolahan Data, pada bab ini diawali dengan data dan perangkat lunak yang digunakan, log data *editing* dan data *gathers* yang tersedia, untuk analisa petrofisika dilakukan substitusi fluida dan 1D modeling. Selanjutnya dilakukan *AVO Synthetics Modeling* dan *AVO Attributes Volume*, dimana sebelumnya dilakukan tuning model untuk mengetahui batas ketebalan minimal yang dapat terdeteksi oleh data seismik.

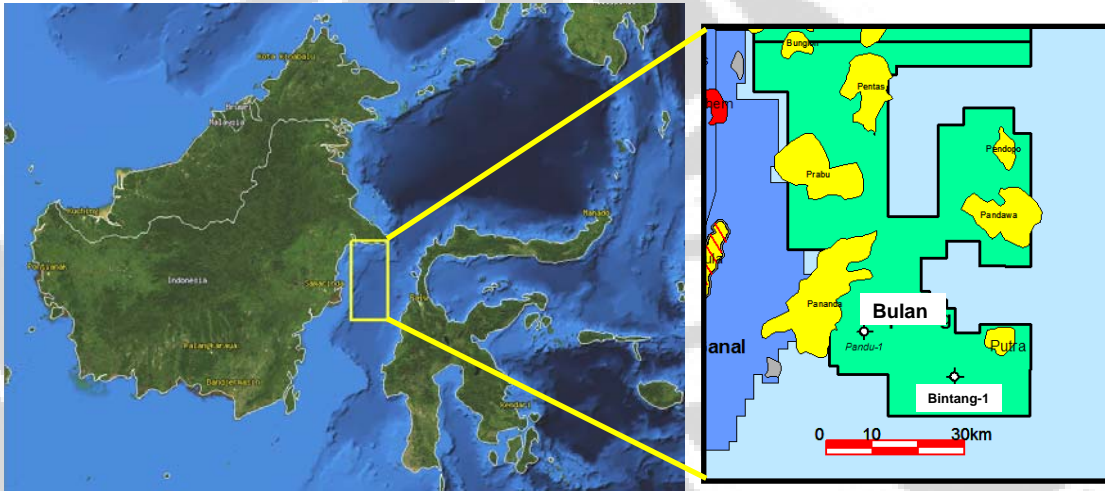
BAB V Pembahasan. Bab ini mengulas hasil dari *Fluid Replacement Modeling* dalam karakterisasi volcanic tuff dan hydrocarbon sand. Selanjutnya dibahas mengenai hasil AVO pada 3 lintasan seismik yang dilakukan AVO.

BAB VI Kesimpulan dan Saran. Bab terakhir dari penulisan ini menjelaskan mengenai kesimpulan akhir serta saran untuk studi selanjutnya.

BAB II TINJAUAN GEOLOGI SELAT MAKASSAR

2.1 Lokasi Daerah Penelitian

Lokasi penelitian terletak di Selat Makassar dengan kedalaman laut berkisar 3500-7000 ft, yang merupakan salah satu daerah konsesi sebuah perusahaan minyak dan gas asing.



Gambar 2.1 Lokasi daerah penelitian

Seperti cekungan Asia Tenggara pada umumnya, serangkaian *half graben* terbentuk pada waktu *Eocene*, sebagai pengaruh terhadap fase ekstensi regional. Pembentukan Selat Makassar dan sifat dari kerak yang mendasari Selat telah lama diperdebatkan. Interpretasi data seismik yang melintasi Selat Makassar Utara dan deep water Delta Mahakam mendukung interpretasi *Early-Middle Eocene* yang berasosiasi dengan pelemahan lempeng benua.

Ekstensional *half graben* dengan cepat diisi dengan sedimen *syn-rift* dan diikuti dengan pendalaman cekungan yang terjadi sebagai tahap *sag* selama periode *Late Eocene* menuju *Oligocene*. Selama periode ini zona basement NW-SE terus berkembang, dan ini kemudian menjadi batas-batas antara tiga bidang struktural dengan sejarah struktural yang sedikit berbeda, daerah Utara, Tengah, dan Selatan.

Dari kompresi Awal sampai Miosen Tengah wilayah berubah dari berada di ekstensi untuk mengalami berorientasi. Hal ini sebagai akibat dari pengangkatan dalam kisaran pusat Kalimantan dikombinasikan dengan benturan antara Australia dengan benua-mikro Indonesia Timur, yang menyebabkan kompresi tektonik. Kompresi ini terbalik fitur tadi ekstensional pada rak dan daratan dan *anticlines* propagasi dibuat dorong di daerah *deepwater*.

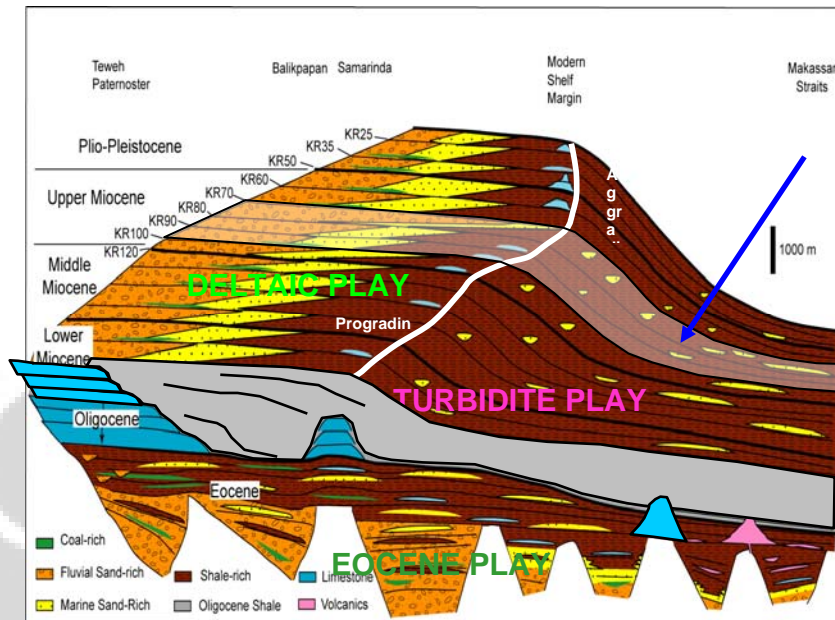
2.2 Petroleum System pada Deepwater Cekungan Kutei

Mayoritas penemuan Hydrocarbon di deepwater Kutei Basin adalah dari Upper ke Middle Miocene turbidite sand. Semua aspek untuk petroleum system bekerja untuk Miosen turbidit Play telah terbukti di wilayah deepwater Kutei Basin

Sumber sedimentasi berasal dari terestrial dari delta transportasi ke laut dengan arus *turbidites* (Dunham et al., 2006). Fragmen organik yang tersebar berantakan dalam pasir atau disusun menjadi lamina paralel, mekanis dikendalikan oleh kepadatan dari kekeruhan saat ini. Dalam aliran kepadatan tinggi, fragmen organik secara acak tersebar di dalam pasir, sedangkan dalam aliran kepadatan rendah bahan organik menjadi terkonsentrasi ke lamina. Meskipun tidak biasa, batuan sumber ini jelas sangat efektif, mayoritas dibor struktur cukup dikenakan.

Kehadiran dan jenis fasies pada reservoir Mid Miocene diharapkan muncul pada daerah studi ini. Kemiripan fasies reservoir dan zona target disekitar sumur yang digunakan, serta beberapa publikasi yang mendemonstrasikan reservoir yang baik pada daerah ini dengan memperlihatkan positas dan permeability yang cukup baik pada Upper Miocene.

Dengan mempertimbangkan hasil pada sumur Bulan-1 dan Bintang-1, jalur migrasi dan tingkat kematangan reservoir menjadi point penting pada studi ini terutama dalam sudut pandang geologi. Studi lebih lanjut mengenai pemodelan hydrocarbon dari segi geofisika diharapkan dapat merekonstruksikan kondisi geologi yang pernah terjadi pada masa lampau.



Gambar.2.2 Stratigrafi daerah penelitian, tanda panah biru merupakan target reservoir (Anadarko, 2008)

BAB III

KONSEP DASAR AVO DAN SUBSTITUSI FLUIDA

3.1 Seismik Refleksi

Model satu dimensi yang paling sederhana dan paling sering digunakan untuk *trace* seismik adalah model konvolusional, yang menyatakan bahwa *trace* seismik merupakan hasil konvolusi antara reflektifitas bumi dengan suatu fungsi sumber seismik dengan tambahan komponen bising (Folkers, 2006). Secara matematik dapat dirumuskan sebagai (*=menyatakan konvolusi):

$$s_t = w_t * r_t + n_t \quad (3.1)$$

dimana:

$$s_t = \text{trace seismik}$$

$$w_t = \text{wavelet seismik}$$

$$r_t = \text{reflektifitas bumi}$$

$$n_t = \text{noise}$$

jika *noise* dianggap nol, maka: $s_t = w_t * r_t$ (3.2)

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

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

$$KR_i = \frac{\rho_{i+1}V_{i+1} - \rho_iV_i}{\rho_{i+1}V_{i+1} + \rho_iV_i} = \frac{AI_{i+1} - AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} \quad (3.3)$$

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

Linearisasi persamaan Zoeppritz untuk reflektifitas gelombang P, cukup akurat untuk perubahan yang kecil dari parameter elastik dibawah sudut kritis (Connolly, 1999):

$$R(\theta) = A + B \sin^2 \theta + C \sin^2 \theta \tan^2 \theta \quad (3.4)$$

dimana:

$$A = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_P}{\bar{V}_P} + \frac{\Delta \rho}{\bar{\rho}} \right); B = \frac{\Delta V_P}{2\bar{V}_P} - 4 \frac{V_S^2}{V_P^2} \frac{\Delta V_S}{\bar{V}_S} - 2 \frac{V_S^2}{V_P^2} \frac{\Delta \rho}{\bar{\rho}}; C = \frac{1}{2} \frac{\Delta V_P}{\bar{V}_P}$$

dan,

$$\bar{V}_P = \frac{[V_P(t_i) + V_P(t_{i-1})]}{2}; \quad \Delta V_P = V_P(t_i) - V_P(t_{i-1})$$

$$\frac{V_S^2}{V_P^2} = \frac{\left[\frac{V_S^2(t_i)}{V_P^2(t_i)} + \frac{V_S^2(t_{i-1})}{V_P^2(t_{i-1})} \right]}{2}$$

Dengan mendefinisikan fungsi $f(t)$ adalah parameter yang analog dengan AI, maka reflektifitas sebagai fungsi sudut atau EI dapat dituliskan sbb:

$$R(\theta) = \frac{f(t_i) - f(t_{i-1})}{f(t_i) + f(t_{i+1})} \quad (3.5)$$

Untuk perubahan impedansi yang relatif kecil, maka:

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

sehingga,

$$\frac{1}{2} \Delta \ln(EI) = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_P}{\bar{V}_P} + \frac{\Delta \rho}{\bar{\rho}} \right) + \left(\frac{\Delta V_P}{2\bar{V}_P} - 4 \frac{V_S^2}{V_P^2} \frac{\Delta V_S}{\bar{V}_S} - 2 \frac{V_S^2}{V_P^2} \frac{\Delta \rho}{\bar{\rho}} \right) \sin^2 \theta + \frac{1}{2} \frac{\Delta V_P}{\bar{V}_P} \sin^2 \theta \tan^2 \theta \quad (3.6)$$

Dengan mensubstitusikan K terhadap $\frac{V_S^2}{V_P^2}$, diperoleh:

$$\frac{1}{2} \Delta \ln(EI) = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_P}{\bar{V}_P} (1 + \sin^2 \theta) + \frac{\Delta \rho}{\bar{\rho}} (1 - 4K \sin^2 \theta) - \frac{\Delta V_S}{\bar{V}_S} 8K \sin^2 \theta + \frac{\Delta V_P}{\bar{V}_P} \sin^2 \theta \tan^2 \theta \right)$$

Karena $\sin^2 \theta \tan^2 \theta = \tan^2 \theta - \sin^2 \theta$, sehingga:

$$\frac{1}{2} \Delta \ln(EI) = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta V_P}{\bar{V}_P} (1 + \tan^2 \theta) + \frac{\Delta \rho}{\bar{\rho}} (1 - 4K \sin^2 \theta) - \frac{\Delta V_S}{\bar{V}_S} 8K \sin^2 \theta \right) \quad (3.7)$$

Dengan mensubstitusikan semua bentuk $\Delta x/x$ dengan $\Delta \ln x$, maka:

$$\Delta \ln(EI) = (\Delta \ln(V_P)(1 + \tan^2 \theta) + \Delta \ln(\rho)(1 - 4K \sin^2 \theta) - \Delta \ln(V_S) 8K \sin^2 \theta)$$

Jika K dibuat konstan, maka bentuk di atas dapat dituliskan:

$$\Delta \ln(EI) = \Delta \ln(V_P^{(1+\tan^2 \theta)}) - \Delta \ln(V_S^{(8K \sin^2 \theta)}) + \Delta \ln(\rho^{(1-4K \sin^2 \theta)})$$

$$\Delta \ln(EI) = \Delta \ln(V_P^{(1+\tan^2 \theta)} V_S^{(-8K \sin^2 \theta)} \rho^{(1-4K \sin^2 \theta)})$$

Kemudian dengan melakukan integrasi dan eksponensiasi (menghilangkan logaritma dan diferensial pada kedua sisi) dari persamaan di atas, diperoleh:

$$EI = V_P^{(1+\tan^2 \theta)} V_S^{(-8K \sin^2 \theta)} \rho^{(1-4K \sin^2 \theta)}$$

Jadi persamaan EI (*elastic impedance*) dapat juga dituliskan:

$$EI = V_P (V_P^{\tan^2 \theta} V_S^{(-8K \sin^2 \theta)} \rho^{(1-4K \sin^2 \theta)}) \quad (3.8)$$

3.2 Angle Stack

Angle stack yang ideal mempunyai amplitudo yang berhubungan dengan sudut datang tertentu sepanjang suatu jendela waktu dan memperbesar rasio sinyal-noise. Atau dengan bahasa yang lain, mampu untuk melakukan aproksimasi sedekat mungkin dengan *band-limited constant* seri sudut reflektifitas. Konstruksi dari *angle stack* membutuhkan pemahaman hubungan antara *offset* dengan sudut datang dan sudut dengan amplitudo. Persamaan [3.7] berikut ini memberikan hubungan antara sudut datang dan *offset* (hubungan ini valid untuk persamaan Dix dan berlaku untuk sudut datang lebih kecil dari 30-35°, Connolly 1999):

$$\sin^2 \theta = \frac{x^2 V_{\text{int}}}{V_{\text{rms}}^2 [V_{\text{rms}}^2 t_0^2 + x^2]} \quad (3.9)$$

dimana:

θ = sudut datang,

x = *offset*,

t_0 = waktu tempuh untuk zero-offset,

V_{int} = kecepatan interval,

V_{rms} = kecepatan rms.

3.3 Persamaan Zoeppritz dan konsep Pre-Stack AVO

Hubungan antara koefisien reflektivitas AVA (r_{pp}) dengan parameter elastik dari persamaan Knott-Zoeppritz sbb:

$$\begin{bmatrix} \sin\theta_1 & \cos\varphi_1 & -\sin\theta_2 & \cos\varphi_2 \\ -\cos\theta_1 & \sin\varphi_1 & -\cos\theta_2 & -\sin\varphi_2 \\ \sin 2\theta_1 & \frac{v_{p1}}{v_{s1}} \cos 2\varphi_1 & \frac{\rho_2 v_{s2}^2 v_{p1}}{\rho_1 v_{s1}^2 v_{p2}} \sin 2\theta_2 & \frac{\rho_2 v_{s2} v_{p1}}{\rho_1 v_{s1}^2} \cos 2\theta_2 \\ \cos 2\theta_1 & \frac{-v_{s1}}{v_{p1}} \sin 2\varphi_1 & \frac{-\rho_2 v_{p2}}{\rho_1 v_{p1}} \cos 2\varphi_2 & \frac{-\rho_2 v_{s2}}{\rho_1 v_{p1}} \sin 2\varphi_2 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} r_{pp} \\ r_{ps} \\ r_{sp} \\ r_{ss} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin\theta_1 \\ -\cos\theta_1 \\ \sin 2\theta_1 \\ -\cos 2\theta_1 \end{bmatrix}$$

θ = sudut untuk gelombang P

φ = sudut untuk gelombang S

(3.11)

Hubungan sudut dan parameter gelombang dari Hukum Snell's adalah:

$$p = \frac{\sin\theta_1}{v_{p1}} = \frac{\sin\theta_2}{v_{p2}} = \frac{\sin\varphi_1}{v_{s1}} = \frac{\sin\varphi_2}{v_{s2}} \quad (3.12)$$

dengan aproksimasi persamaan Aki-Richards diperoleh:

$$r_{pp} = (1 + \tan^2 \theta) \frac{v_{p2} - v_{p1}}{v_{p2} + v_{p1}} + (-8K \sin^2 \theta) \frac{v_{s2} - v_{s1}}{v_{s2} + v_{s1}} + (1 - 4K \sin^2 \theta) \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1}$$

$$K = \frac{\bar{v}_s^2}{\bar{v}_p^2}$$

(3.13)

dengan menggunakan:

$$\Delta I_P / 2I_P = \Delta(\rho V_P) / 2\rho V_P = (\rho \Delta V_P + V_P \Delta \rho) / 2\rho V_P = \Delta V_P / 2V_P + \Delta \rho / 2\rho$$

$$\text{atau: } \Delta V_P / 2V_P = \Delta I_P / 2I_P - \Delta \rho / 2\rho \quad \text{dan} \quad \Delta V_S / 2V_S = \Delta I_S / 2I_S - \Delta \rho / 2\rho$$

maka aproksimasi Aki-Richards menjadi:

$$r_{pp} = (1 + \tan^2 \theta) \frac{I_{p_2} - I_{p_1}}{I_{p_2} + I_{p_1}} + (-8K \sin^2 \theta) \frac{I_{s_2} - I_{s_1}}{I_{s_2} + I_{s_1}} + (4K \sin^2 \theta - \tan^2 \theta) \frac{\rho_2 - \rho_1}{\rho_2 + \rho_1}$$

$$K = \frac{\bar{v}_s^2}{\bar{v}_p^2}$$
(3.14)

untuk sudut kecil diperoleh pendekatan sbb:

$$V_p / V_s \approx 2 \quad \text{dan} \quad \tan^2 \theta - 4K \sin^2 \theta \approx 0$$
(3.15)

Jadi dari persamaan tersebut dapat dijelaskan bahwa sensitivitas densitas sangat kecil untuk parameterisasi harga impedansi.

3.3 Parameter Batuan Reservoir

3.3.1 V_p/V_s dan *Poisson's Ratio*

Hubungan antara Kecepatan gelombang P dan S dengan konstanta *Lame* (λ dan μ) dinyatakan sebagai :

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad \text{dan} \quad V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$$
(3.16)

kemudian dengan mensubstitusikan ke persamaan impedansi gelombang P dan S:

$$I_p = V_p \rho \quad \text{dan} \quad I_s = V_s \rho$$
(3.17)

Poisson's Ratio merupakan fungsi dari V_p dan V_s , dengan persamaan sbb:

$$\sigma = \frac{\left(\frac{v_p}{v_s}\right)^2 - 2}{2x\left(\frac{v_p}{v_s}\right)^2 - 2}$$
(3.18)

Jika: $V_p/V_s = \sqrt{2}$, maka $\sigma = 0$
 $V_p/V_s = 1.5$, maka $\sigma = 0.1$ (kasus *gas*)
 $V_p/V_s = 2$, maka $\sigma = 1/3$ (kasus *wet*)
 $V_p/V_s = \infty$, maka $\sigma = 0.5$ ($V_s = 0$)

3.4 Petrofisika dan *Fluid Replacement Modeling*

Kecepatan gelombang-P (V_p), kecepatan gelombang-S (V_s) dan densitas (ρ), sangat mempengaruhi amplitudo refleksi seismik terhadap offset (Anderson et. al, 2000). Hal tersebut berkaitan dengan parameter fisika batuan seperti litologi, porositas, tekanan, temperatur, saturasi, jenis fluida, dll.

Hubungan antara V_p dan V_s dengan modulus elastik untuk material isotropis dan homogen adalah:

$$V_p = \sqrt{\frac{k + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad \text{dan} \quad V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (3.19)$$

Persamaan tersebut merupakan hubungan yang sangat fundamental antara kecepatan gelombang seismik dengan properti batuan.

Hubungan antara V_p dengan V_s diperoleh juga melalui hubungan empiris yang dinyatakan oleh Castagna (1985) dan Krief (Wang, 2001).

$$\text{Persamaan Castagna} : \quad V_p = 1,16V_s + 1360 \text{ m/s} \quad (3.20)$$

$$\text{Persamaan Krief} : \quad V_p^2 = aV_s^2 + b \quad (3.21)$$

(a dan b merupakan konstanta)

Hubungan antara V_p dengan ρ diperoleh juga melalui hubungan empiris yang dinyatakan oleh Gardner (1974) dan Lindseth (1979).

$$\text{Persamaan Gardner} : \quad \rho = 0,23V_p^{0,25} \quad (3.22)$$

$$\text{Persamaan Lindseth} : \quad V = a(\rho V) + b \quad (3.23)$$

(dimana $a = 0,308$ dan $b = 3400$ ft/detik)

Persamaan Biot-Gassmann – *Shear Modulus* (μ):

$$V_p = \sqrt{\frac{K_{sat} + \frac{4}{3}\mu_{sat}}{\rho_{sat}}} \quad \text{dan} \quad V_s = \sqrt{\frac{\mu_{sat}}{\rho_{sat}}}$$

$$\mu_{sat} = \mu_{dry} = \mu_{wet} \quad \longrightarrow \quad K_{dry} \gg \gg K_{fluid} \quad (3.24)$$

Gassmann (1951, op. cit. Wang, 2001) membuat persamaan untuk menghitung efek dari substitusi fluida.

$$K_{sat} = K_{dry} + \frac{(1 - K_{dry} / K_m)^2}{\frac{\phi}{K_f} + \frac{1 - \phi}{K_m} - \frac{K_{dry}}{K_m^2}} \quad (3.25)$$

Dimana:

K_{sat} : modulus bulk batuan tersaturasi fluida.

K_{dry} : modulus bulk frame $K_{dry} = \rho_{dry} \left(V_p^2 - \frac{4}{3} V_s^2 \right)$

K_f : modulus bulk fluida $\frac{1}{K_f} = \frac{S_w}{K_w} + \frac{S_o}{K_o} + \frac{S_g}{K_g}$

K_w , K_o , dan K_g : bulk moduli dari air, minyak, dan gas

K_m : modulus bulk matrix

ϕ : porositas.

3.5 Amplitude Variation with Offset (AVO)

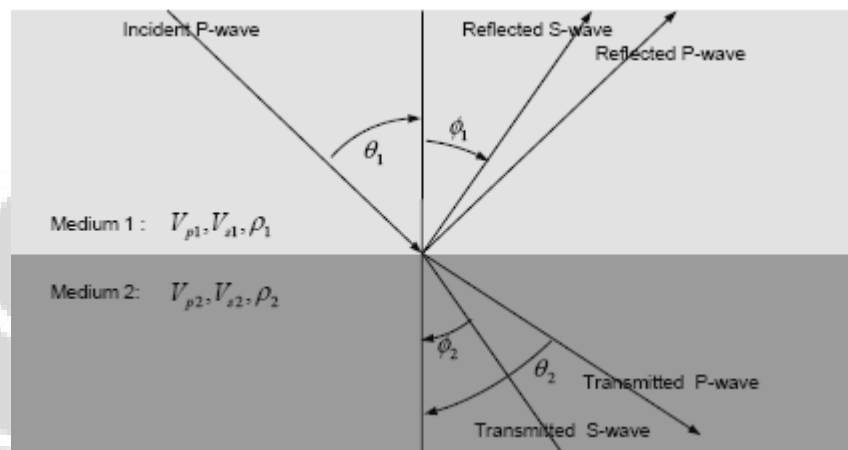
Metode AVO awalnya dikembangkan oleh Ostrander (1984), dengan mengembangkan suatu teknik dengan melihat indikasi adanya perubahan *poisson's ratio* di sub-surface pada data seismik pada satu *cdp gather*.

Analisa amplitude vs offset dilakukan berdasarkan pada tingkah laku dari gelombang seismik yang jatuh pada bidang batas yang memisahkan dua batuan yang berbeda sifat fisiknya. Energi gelombang yang dipantulkan pada satu bidang akan dibagi menjadi 4 jenis gelombang yang berbeda yaitu :

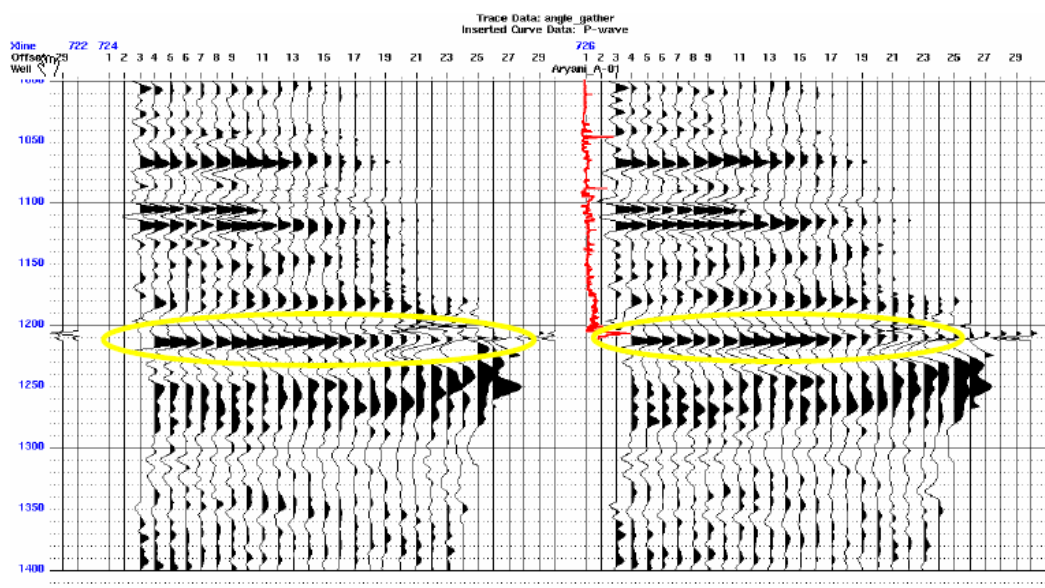
- *Reflected P-wave*
- *Reflected S-wave*
- *Transmitted P-wave*
- *Transmitted S-wave*

Pengamatan yang teliti akan adanya perubahan amplitude terhadap sudut datang seperti yang dimodelkan oleh Zoeppritz akan mengindikasikan adanya perubahan sifat fisik melewati bidang batas reflector.

Untuk bisa menggunakan metode ini, data seismik yang dipakai harus sudah dihilangkan variasi amplitudo vs *offset* yang tidak berhubungan dengan faktor geologi seperti *spherical divergence*, dll. Analisis AVO ini dilakukan pada data gather seismik yang sudah dikoreksi dengan *Normal Move Out (NMO)* (Gambar 2-13)



Gambar 3.1 Pemantulan dan pembiasan gelombang P dan S pada dua litologi (Feng, 2009)



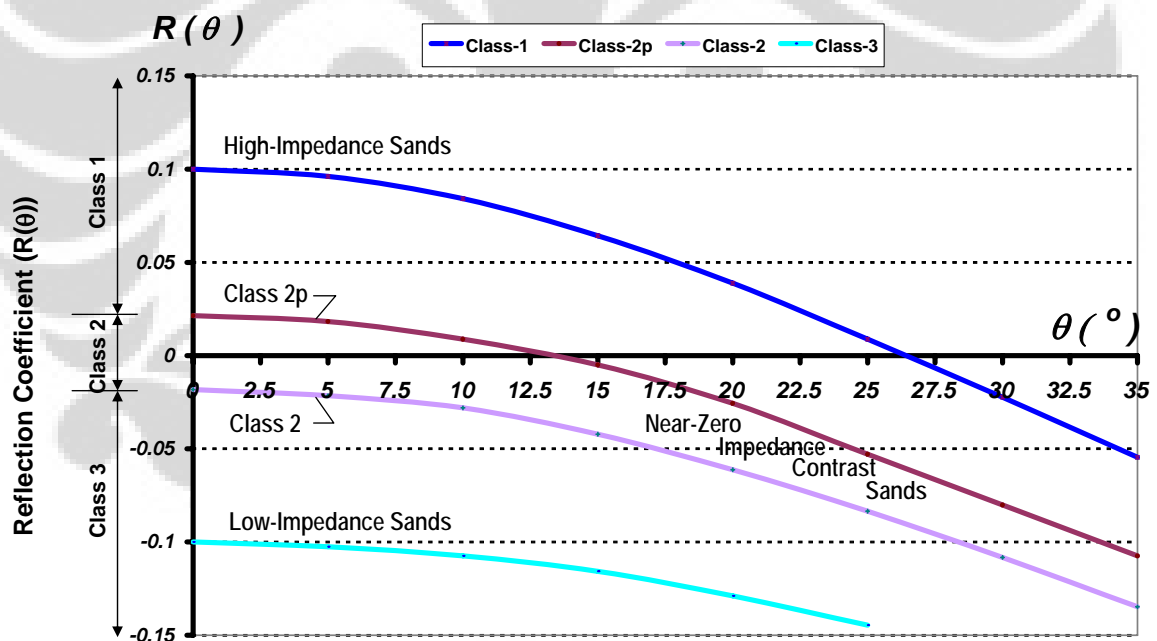
Gambar 3.2 Perubahan nilai amplitudo yang terjadi sesuai dengan perubahan *offset* pada data *Common Mid Point Gather* (Avrino, 2005)

Perhitungan koefisien refleksi dilakukan berdasarkan pada rumus yang dipostulatkan oleh Zoeppritz dalam bentuk matriks 4x4. Namun demikian matriks dari Zoeppritz ini tidak praktis dalam perhitungan, sehingga aproksimasi terhadap perumusan Zoeppritz ini perlu dilakukan.

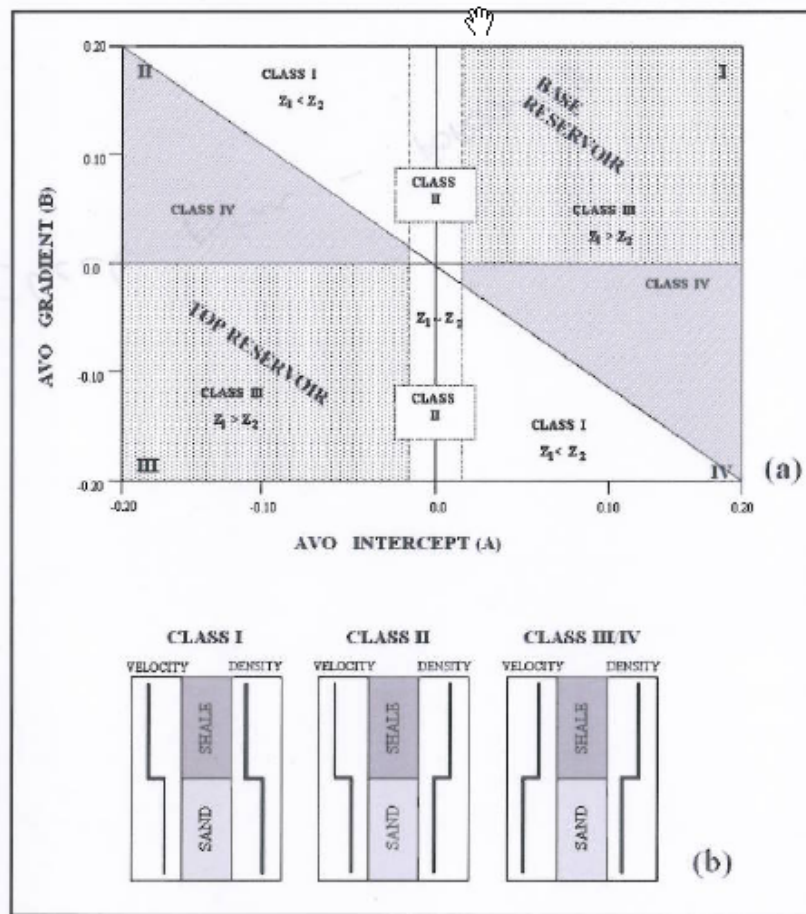
Meskipun perhitungan merupakan cara yang bagus untuk menurunkan amplitudo yang pasti dari pantulan gelombang-P sebagai fungsi dari sudut datang, tetapi perhitungan tersebut tidak bisa memberikan pengertian tentang bagaimana amplitudo-amplitudo tersebut berkorelasi dengan berbagai parameter fisik yang lain.

3.6 Klasifikasi AVO

Rutherford (1989) menyatakan ada tiga kelas pada reservoir batupasir yang berisi gas, yaitu : kelas-1, kelas-2 dan kelas-3 (Gambar 3.3)



Gambar 3.3 Klasifikasi anomali AVO berdasarkan pada koefisien reflektifitas dan *gradient* (Rutherford, 1989).

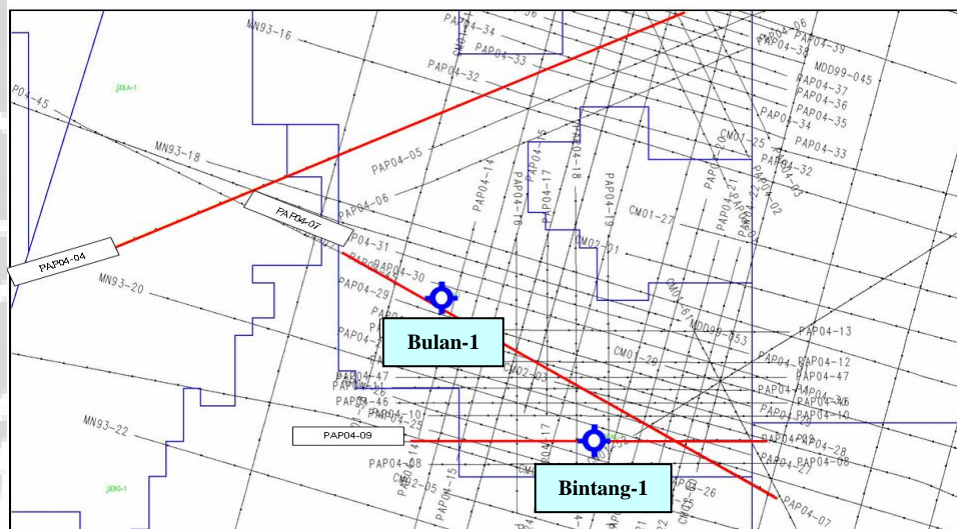


Gambar 3.4 Pola sebaran *Intercept* dan *Gradient* di gunakan untuk analisa kelas AVO (<http://tle.geoscienceworld.org>)

BAB IV PENGOLAHAN DATA

4.1 Data dan Perangkat Lunak

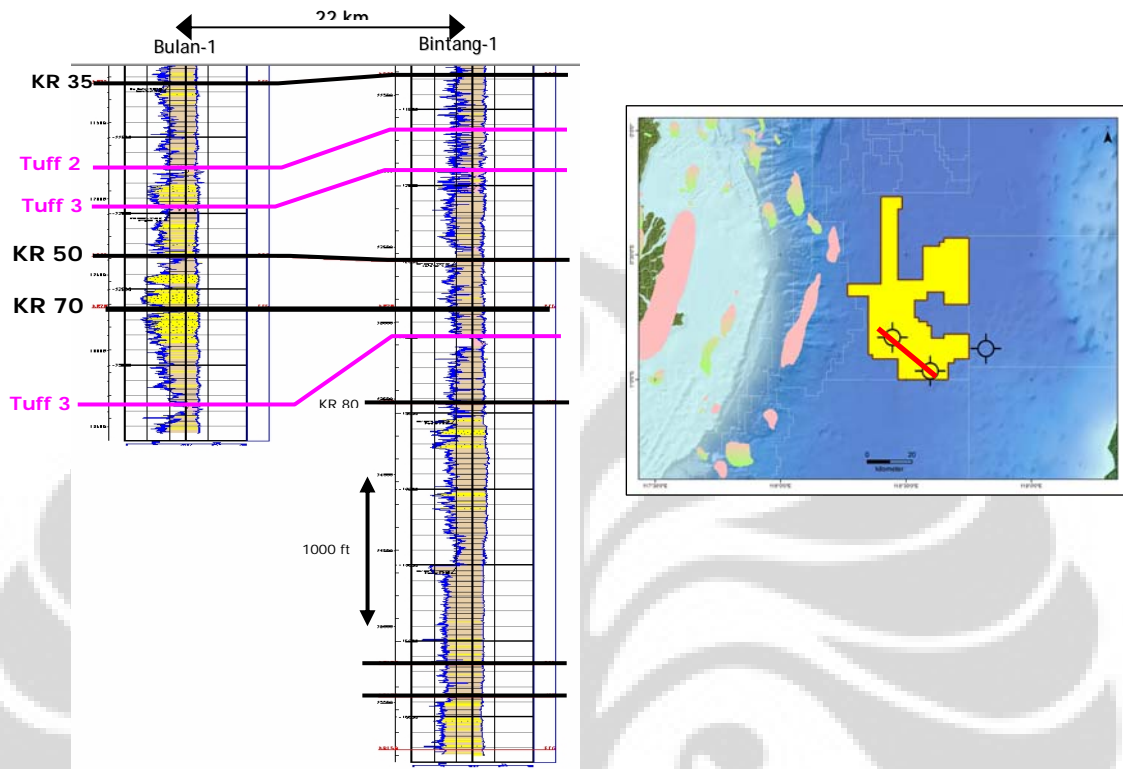
Penelitian ini menggunakan data *prestack* seismik 2D yang terdiri dari line PAP04-04, PAP04-07, dan PAP04-09. Data sumur yang digunakan yaitu sumur Bulan-1 dan Bintang-1. Perangkat lunak yang digunakan yaitu Landmark-Seiswork dan Hampson-Russell.



Gambar 4.1 Lokasi sumur dan lintasan seismik yang digunakan.

4.2 Log Data Editing

Dua sumur yang digunakan, yaitu Bulan-1 dan Bintang-1. Kedua sumur ditemui *wet sand* dengan beberapa lapisan menunjukkan gas, dan *volcanic tuff* (Gambar 4.2). Berdasarkan hasil sumur-sumur tersebut, respon refleksi amplitudo yang tinggi teridentifikasi sebagai *volcanic tuff*. Dimana sebelumnya refleksi amplitudo tinggi diduga sebagai DHI (*Direct Hydrocarbon Indicator*).

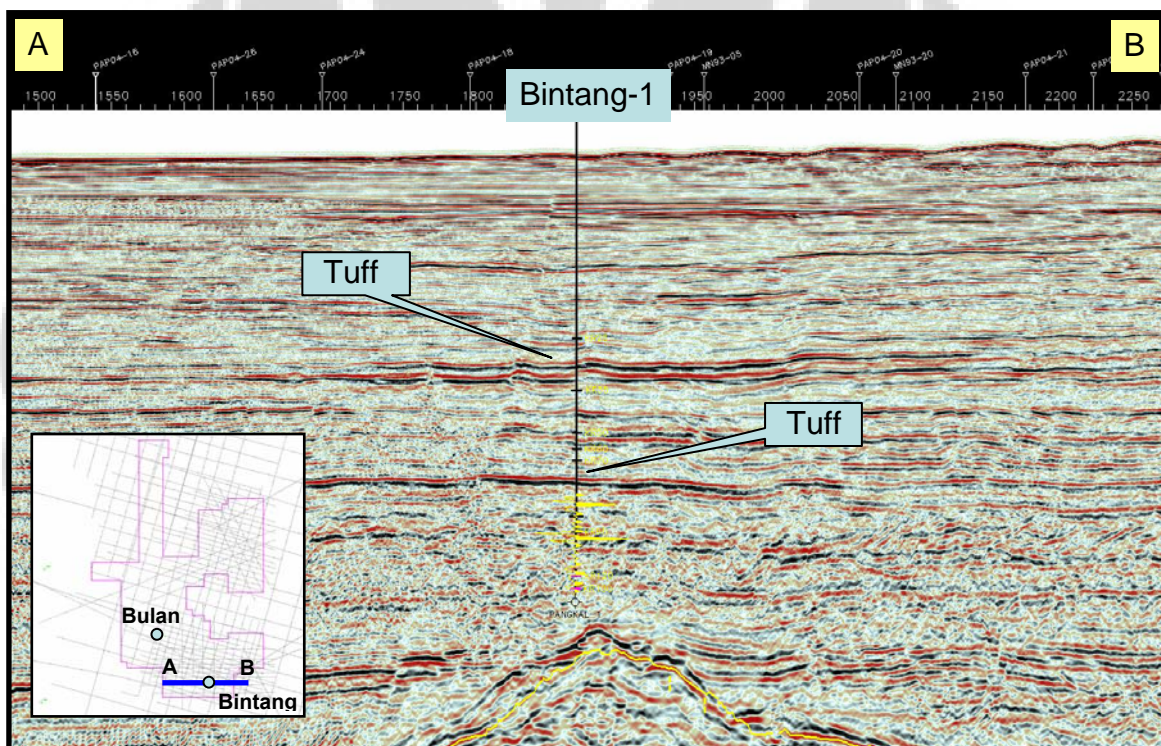


Gambar 4.2 Korelasi data sumur Bulan-1 dan Bintang-1

Korelasi antara sumur Bulan-1 dan Bintang-1 menunjukkan penyebaran reservoir pada daerah penelitian. Tampak reservoir sand terutama pada level KR50 dan KR 70 tidak berkembang pada lokasi sumur Bintang-1 yang berjarak kurang lebih 22 km dari lokasi sumur Bulan-1. Demikian halnya pada penyebaran *volcanic tuff*, yang mengindikasikan hasil dari letusan vulkanik.

Gambar 4.4 menunjukkan peta struktur kedalaman pada level KR50, dengan beberapa prospek pada cebakan stratigrafi dan struktur. Penulis coba memodelkan litologi dan fluida pada prospek “X” berdasarkan data kedua sumur yang tersedia.

Sumur Bulan-1 di bor pada tahun 2004, sumur ini memiliki data log cukup lengkap termasuk data S-wave. Data pada sumur Bintang-1 tidak dapat digunakan secara maksimal untuk analisa AVO sehubungan adanya *missing section* yang diakibatkan oleh *washout* (buruknya kualitas lubang bor) serta pengukuran pada *casing*. Data yang buruk pada kedalaman 12.577–12.893 feet, 13.054–13.151 feet, 13.346–14.007 feet, dan terakhir pada 14.492–14.656 feet.

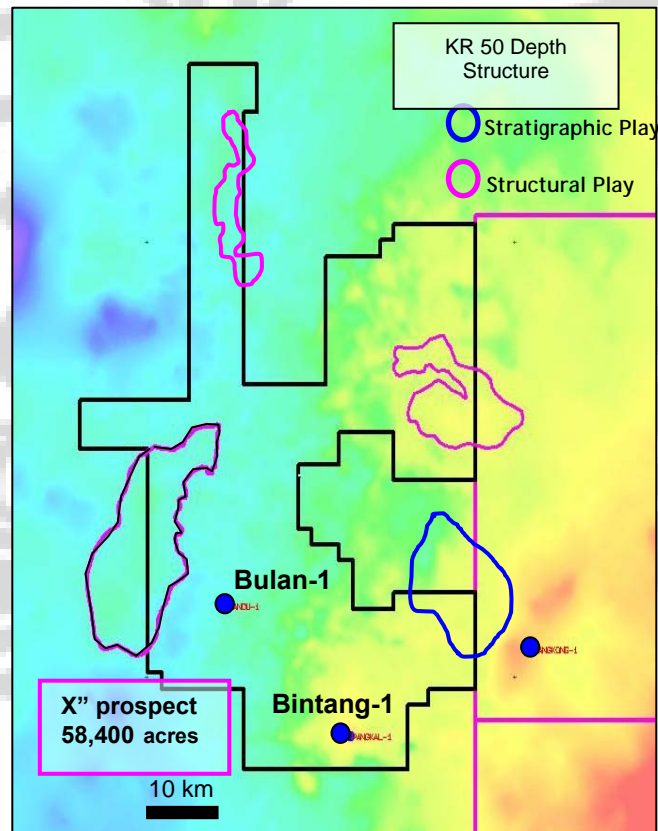


Gambar 4.3 Penampang Seismik pada lokasi sumur Bintang-1

Untuk mengatasi hal tersebut penulis menggunakan regresi linear berdasarkan data ada. Data Gamma Ray memperlihatkan data yang cukup memadai. Log GR dapat mengenali kehadiran *volcanic tuff*, namun dengan data GR saja kita tidak dapat menggunakannya untuk memprediksi *missing sonic*, *shear wave*, dan data *density* dimana ketiga data log tersebut diperlukan untuk substitusi fluida dan analisis AVO selanjutnya.

Untuk AVO modeling dari formasi reservoir kita membutuhkan P-Wave, S-Wave, dan log density. Dimana untuk data log yang tidak tersedia atau hilang harus disintesis dari data log yang ada yang ada kaitannya dengan ketiga data yang disebut diatas. Maka dilakukanlah sintetik S-wave walaupun data shear wave dari lapangan telah tersedia. Hal ini dilakukan sebagai kontrol untuk kualitas data sehingga hasil studi dapat sesuai dengan yang diharapkan.

Hasil perbandingan antar *shear wave* Pandu-1 dengan sintetik *shear wave* sumur tersebut, menunjukkan hasil yang hampir sama (Gambar 4.3). Model empiris yang digunakan adalah berdasarkan karya Greenberg & Castagna (1992), dimana S-wave berasal dari P-wave dengan menggunakan hubungan polinomial berbeda untuk *sandstone* dan *shale*.

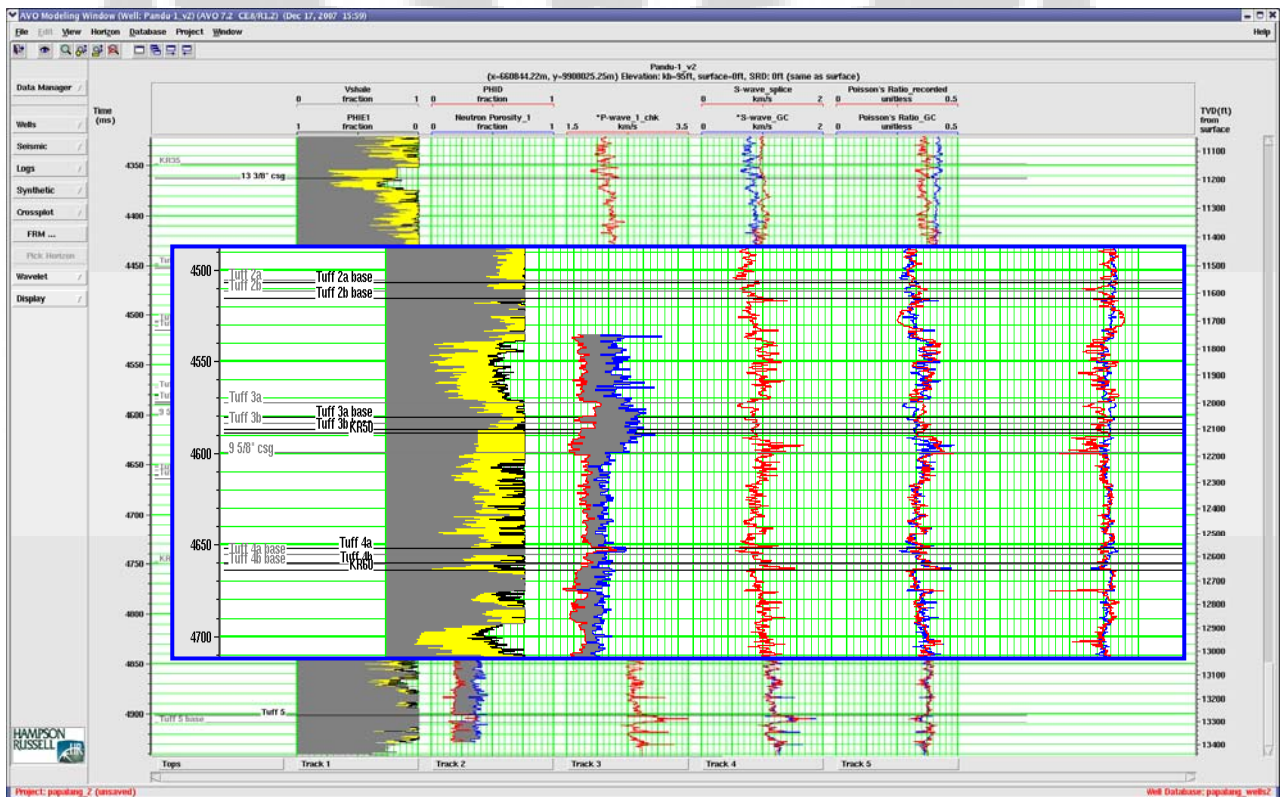


Gambar 4.4 Peta struktur kedalaman KR 50

Berdasarkan hasil sintetik *shear wave* disekitar area *open-hole* perbandingannya hampir sama antara sintetik dengan data log. Pada bagian

yang lebih dangkal data *shear wave* tidak terlalu mirip dengan sintetik. Hal ini kemungkinan disebabkan karena perekaman data pada belakang *casing*. Penulis juga mencatat bahwa log Rasio untuk batuan pada kedalaman tersebut di bawah *mud line*, Poisson's Ratio biasanya akan memiliki nilai-nilai dalam kisaran 0,35 sampai 0,40.

Gambar 4.5 Memperlihatkan perbandingan antara S-wave hasil rekaman (kurva merah, kolom ke empat dari kiri) dan S-Wave hasil prediksi (kurva biru). Secara umum memperlihatkan kemiripan dengan data asli.



Gambar 4.5 Hasil prediksi Gelombang S pada sumur Bulan-1, kurva prediksi ditandai dengan warna biru, data orsinil ditandai dengan warna merah.

Beberapa *volcanic tuff* yang terdapat pada sumur Bulan-1 memiliki karakter nilai *density* yang relatif rendah cenderung kepada *shale* dan/atau *wet sand*. Beberapa *volcanic tuff* pada bagian yang dangkal tidak memiliki data *density*. Sebuah regresi multi-linear yang dilakukan pada data *density* dengan menggunakan data Gamma Ray dan Sonic untuk diaplikasikan pada bagian yang dangkal. Sebuah regresi terpisah dilakukan pada bagian *sand/shale* dan bagian atas pada zona tuff. Hubungan ini dilakukan untuk menghasilkan log *density* sintetik pada bagian yang kosong. Seperti yang dijelaskan pada rumus dibawah ini:

Untuk Zona Sand/Shale:

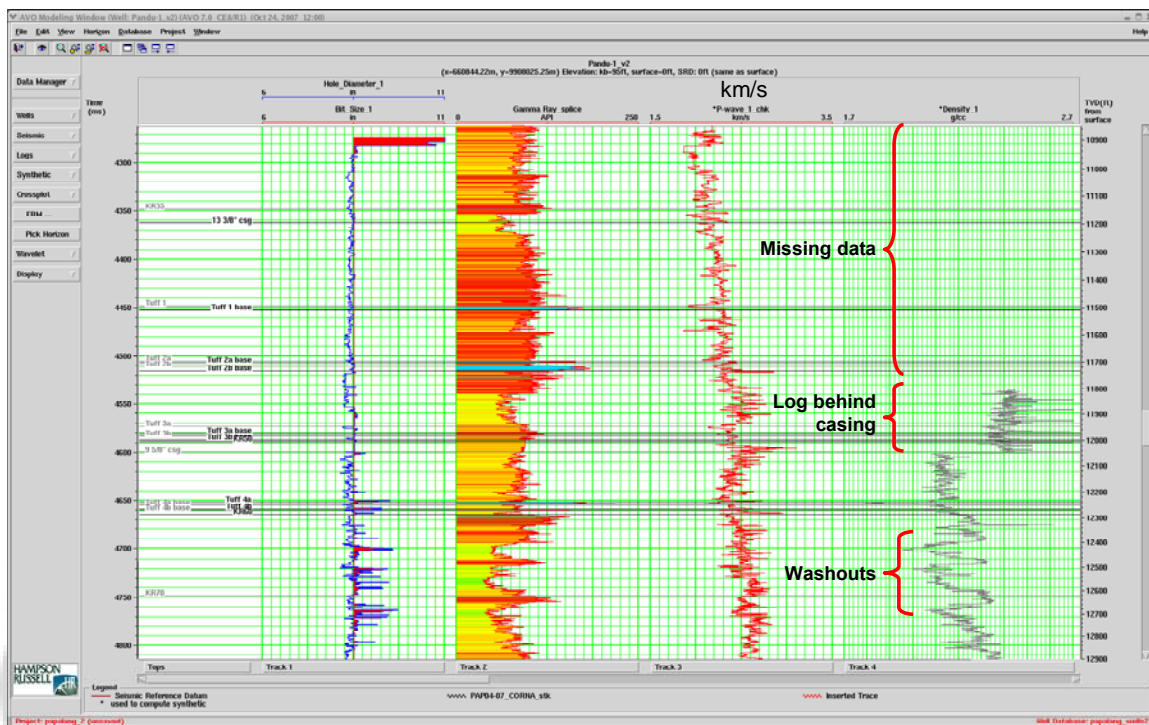
$$\text{Density (g/cc)} = 0.002913 * \text{GR} - 0.00742 * \text{P-wave} + 2.87652 \quad (4.1)$$

Untuk Zona Tuff:

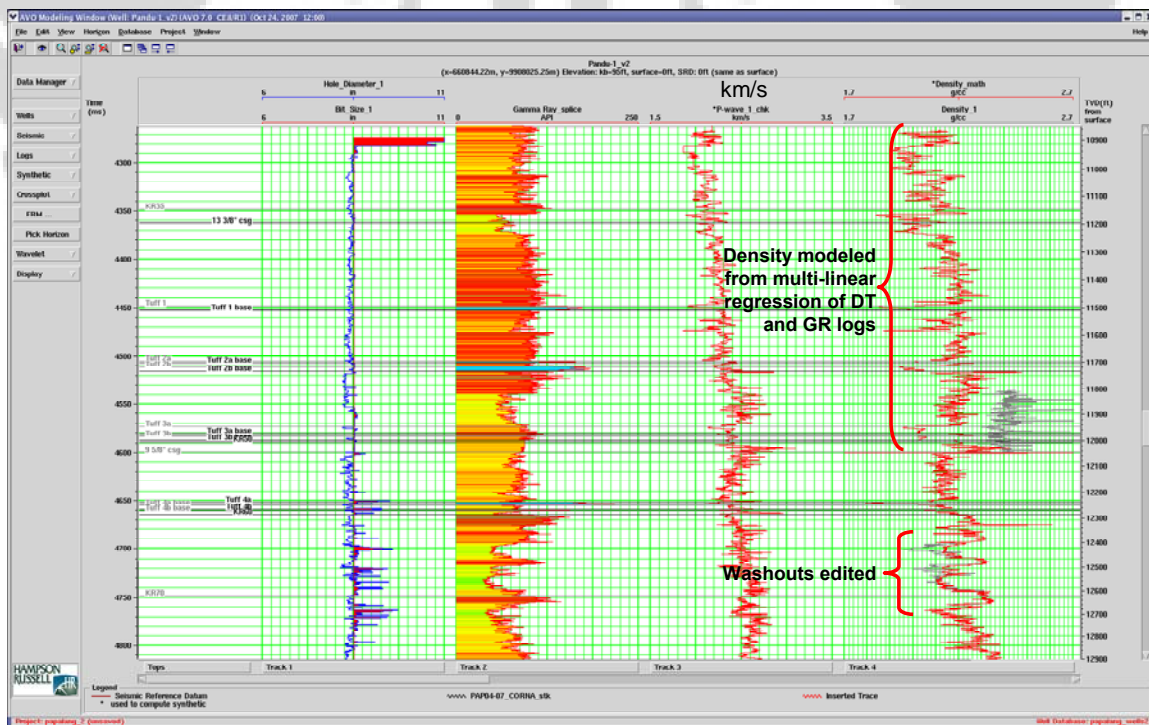
$$\text{Density (g/cc)} = -0.00051 * \text{GR} - 0.00535 * \text{P-wave} + 2.7698 \quad (4.2)$$

Gambar 4.6 menunjukkan log *density* hasil rekaman pada sumur Bulan-1 sebelum mengalami *editing*. Berdasarkan gambar ini juga tampak daerah *washout* (pembacaan *Caliper* lebih besar dari pada ukuran *bit*). Hal tersebut juga membutuhkan sintetik data.

Gambar 4.7 menunjukkan data log sintetik *density* pada sumur Pandu-1, sebagai perbandingan dengan data aslinya.



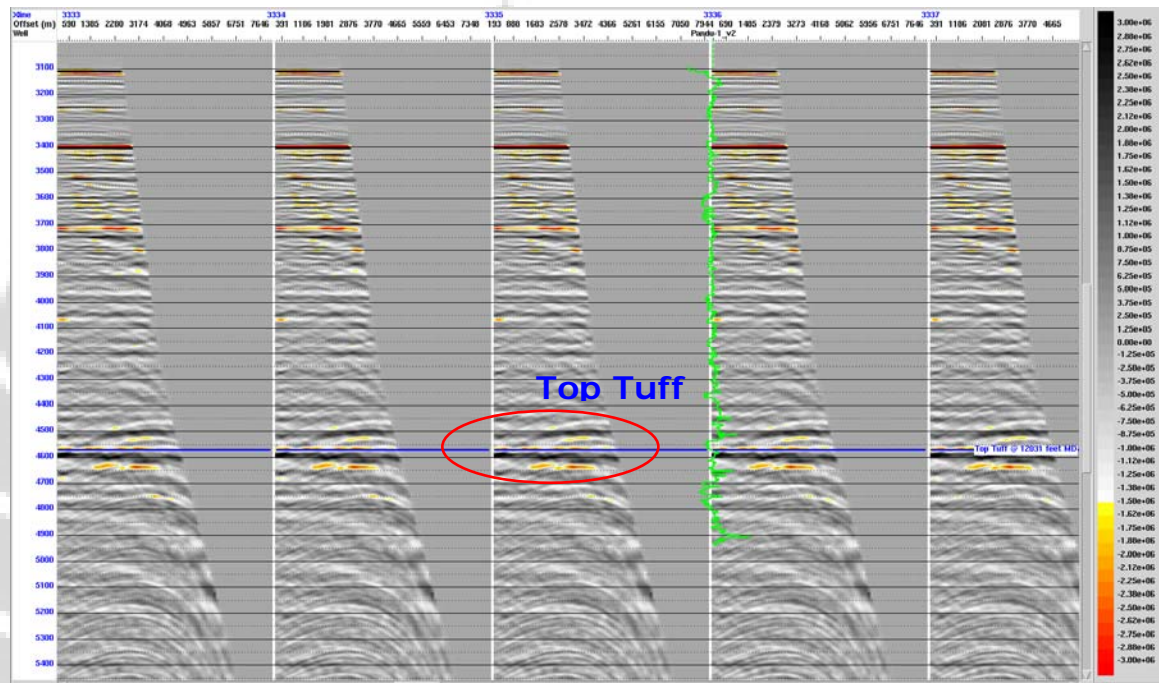
Gambar 4.6 Data asli *log density* pada sumur Bulan-1 sebelum dilakukan proses *editing*



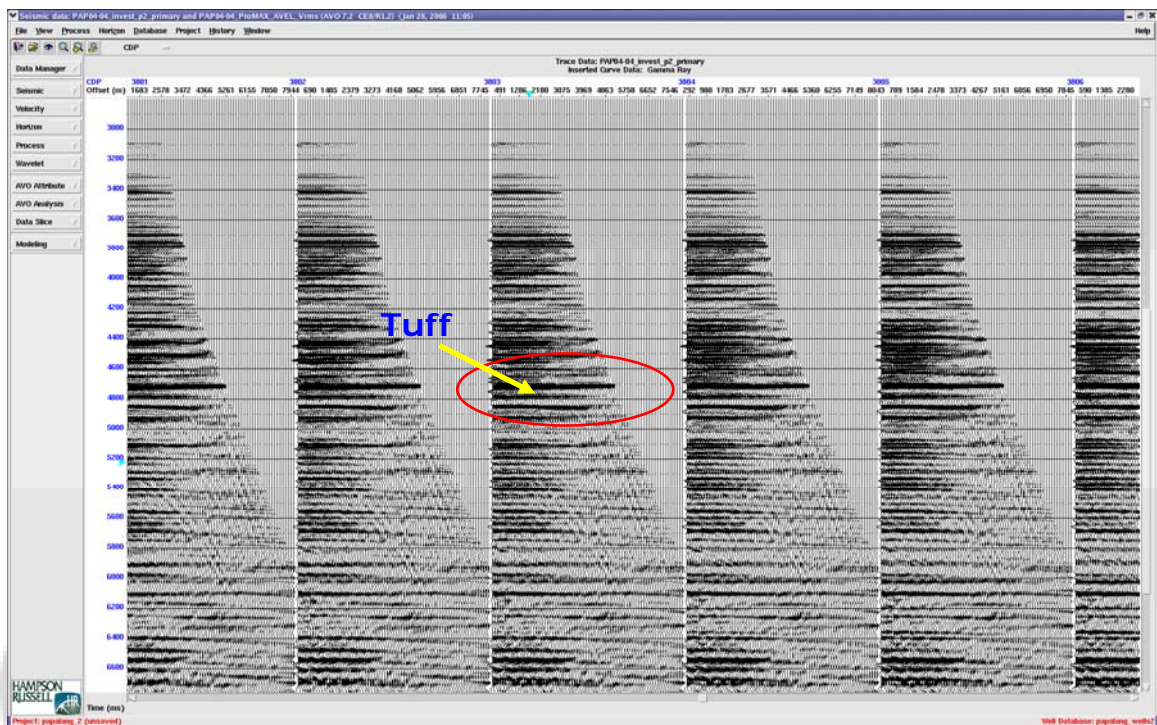
Gambar 4.7 Data *log density* pada sumur Bulan-1 setelah dilakukan proses *editing*

4.3 Data Gathers

Common mid-point (CMP) gathers dari dua data seismik 2-D line, yaitu PAP04-07 dan 09 yang digunakan dalam studi ini. Data tersebut merupakan data dari hasil *processing*.



Gambar 4.8 Seismik *gathers* yang digunakan pada lintasan PAP04-07 lokasi sumur Bulan-1



Gambar 4.9 Line PAP04-04 CDP Gathers pada lokasi sumur Bintang-1

4.4 Substitusi Fluida

Substitusi Fluida merupakan estimasi p-wave, s-wave, dan log density. Ketiga data log tersebut sangat sensitif terhadap pengaruh fluida yang berbeda mengisi ruang pori. Hal ini membutuhkan pengetahuan tentang porositas dan saturasi serta sonic p-gelombang, sonic geser dan log density.

Pengaruh perubahan cairan pada log densitas sederhana dan dapat ditulis sebagai berikut :

$$\rho_{b2} = \rho_{b1} - \phi(\rho_{f1} - \rho_{f2}) \quad (4.3)$$

Dimana ρ_b dan ρ_f adalah hasil pengukuran bulk density dan fluid density, angka (1) merupakan original dan (2) adalah hasil substitusi, dan ϕ adalah porositas.

Pengaruh dari perubahan cairan pada log shear sangat sederhana. Hal ini karena modulus geser μ , tidak tergantung dari cairan pori. Karena kecepatan geser dinyatakan hanya dari segi modulus geser dan densitas. Hanya sedikit dipengaruhi oleh perubahan fluida pori - karena kepadatan seperti yang dijelaskan sebelumnya

$$V_{s2} = \sqrt{\frac{\mu}{\rho_{b2}}}$$

(4.4)

Dimana V_s adalah kecepatan geser, dan parameter lainnya seperti yang dijelaskan sebelumnya. Ketika mengganti fluida dari air garam ke gas berkurang kepadatan, sehingga diharapkan kecepatan gelombang geser akan sedikit meningkatkan.

Efek pada kecepatan p-gelombang tidaklah sederhana. Prosedur melibatkan perkiraan sifat fisik batuan kering (bulk modulus) dari batuan pada umumnya yang dilakukan dengan menggunakan Gassmann (1951) persamaan.

Density Fluida untuk air formasi, minyak dan gas dihitung dari persamaan dan dicampur menurut rata-rata sederhana berdasarkan dari saturasi fluida. Modulus Fluida untuk air formasi, minyak dan gas campuran menurut Hukum Wood, yang identik dengan rata-rata Reuss dijelaskan di atas. Namun bobot yang digunakan dalam rata-rata ini adalah saturasi fluida.

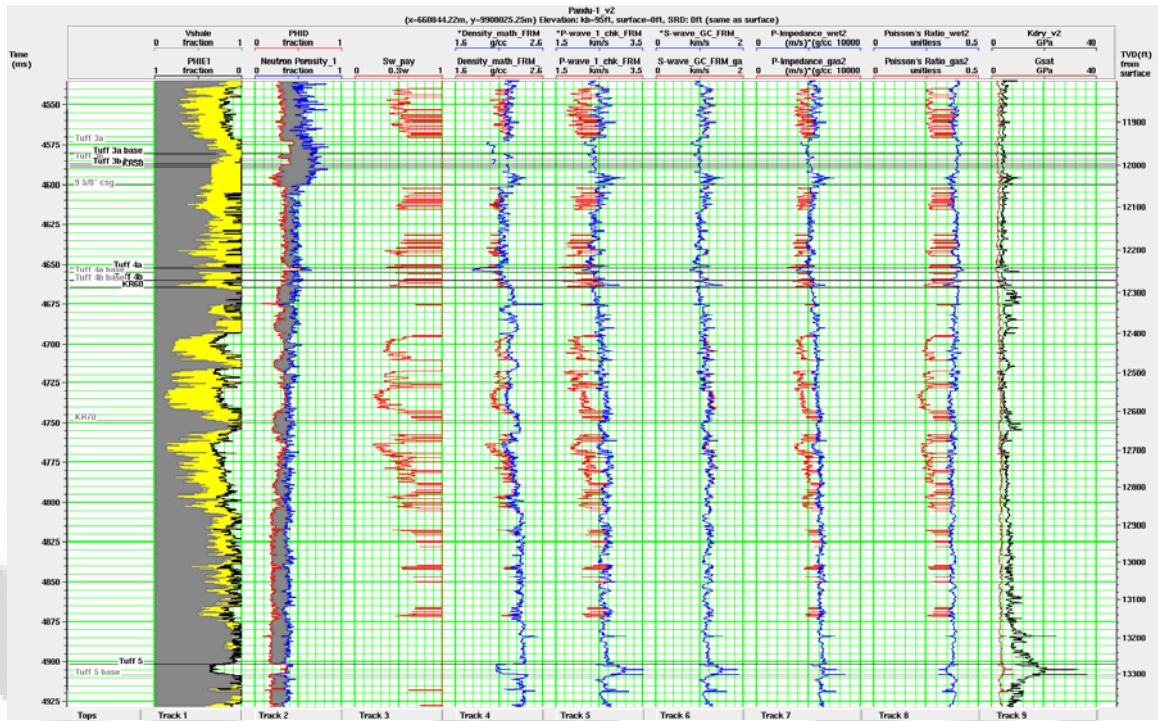
Saturasi air masukan kepada prosedur Gassmann substitusi fluida berasal dari analisis petrofisika. Untuk pengganti gas (atau minyak) untuk air di reservoir kurva kejenuhan output diperlukan. Saturasi air Konstan tidak realistis, karena masalah kapilaritas. Sebaliknya, kurva saturasi air yang ideal dihitung untuk kasus gas dan minyak dengan menggunakan hubungan linear antara porositas efektif dan saturasi air; diasumsikan bahwa di mana porositas itu pada maksimum saturasi air akan berada di minimum (misalnya 20% air

tak tereduksi saturasi). Sebaliknya, saturasi air ditetapkan untuk 100% dimana porositas adalah nol.

Ketika $\phi = 0.4$, maka $S_w = 0.2$

$\phi = 0.0$, maka $S_w = 1.0$

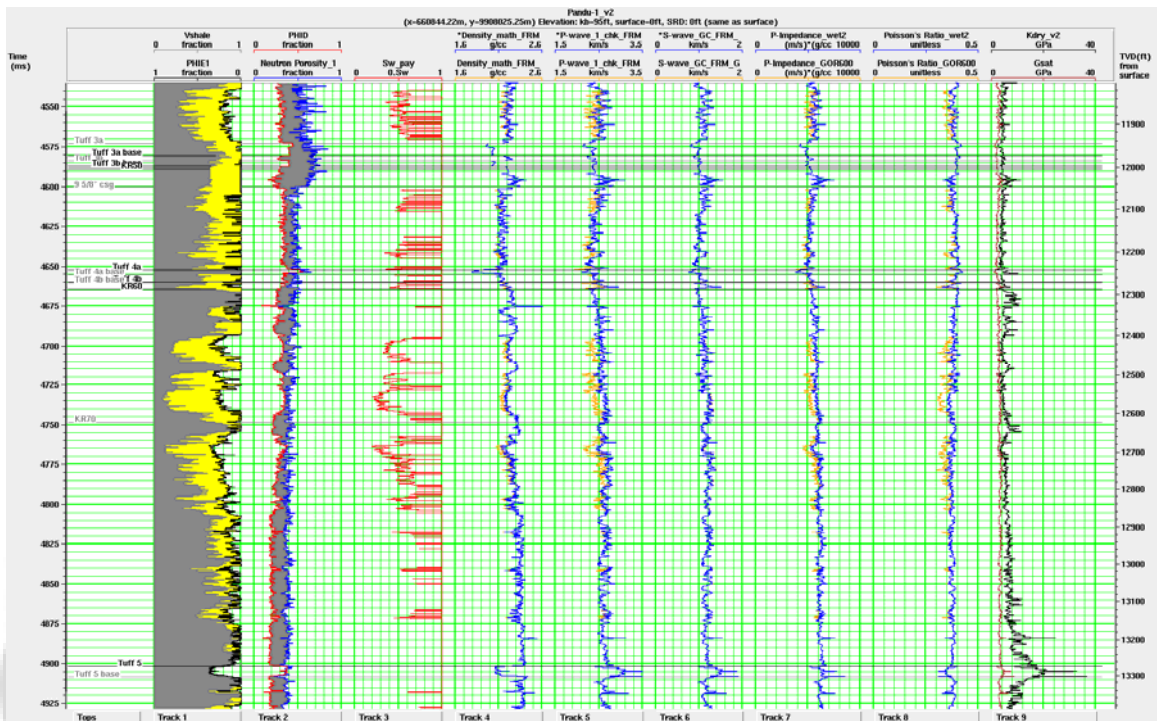
Gambar 4.8 menunjukkan substitusi fluida dari brine (air formasi) ke saturasi gas. Kolom empat sampai delapan, dibaca dari kiri ke kanan. Menunjukkan density, p-wave, s-wave, impedansi akustik, dan *Poisson's ratio*. Kurva biru menunjukkan kasus wet dan kurva merah menunjukkan kasus gas. Density dan kecepatan p-wave menurun ketika gas diganti dengan brine. Kecepatan shear sedikit meningkat, hal ini menyebabkan *Poisson's ratio* turun menjadi 0.25.



Gambar 4.10 Bulan-1 Substitusi fluida untuk kasus gas, kurva merah menunjukan untuk model gas

Substitusi fluida dari air formasi ke oil (dengan spesifikasi gravity 30 deg API) dilakukan pada tahap selanjutnya dan tidak ada AVO modeling yang dilakukan untuk kasus oil. Hal penting untuk dimengerti jika respon volcanic tuff pada seismic menyerupai hydrocarbon, terutama pada kasus gas.

Gambar 4.9 menunjukkan substitusi untuk kasus oil. Kolom empat sampai delapan dimulai dari kiri adalah *density*, *p-wave velocity*, *s-wave velocity*, *acoustic impedance and Poisson's Ratio*, kurva biru untuk *wet case*, kurva orange untuk *30° API oil case*.



Gambar 4.11 Bulan-1 Substitusi fluida untuk kasus Oil 30 API, kurva coklat menunjukan untuk model oil

Berdasarkan pengamatan di atas kita dapat melihat bahwa respon AVO pada kasus oil jatuh diantara *brine* (air formasi) dan kasus gas.

4.5 AVO Synthetics Modeling

Model *interface* tunggal yang dihasilkan untuk menunjukkan respon AVO dari batupasir (dan tufa) pada resolusi penuh. Model tersebut didasarkan pada pendekatan 3 variabel persamaan AVO Zoeppritz. Dalam pendekatan ini reflektifitas p-gelombang, $R(\theta)$, diberikan sebagai fungsi dari sudut kejadian (θ) pada antarmuka refleksi, serta fungsi densitas, p-gelombang dan kecepatan geser kontras di seluruh interface :

$$R(\theta) = A + B \sin^2 \theta + C \tan^2 \theta \sin^2 \theta \quad (4.5)$$

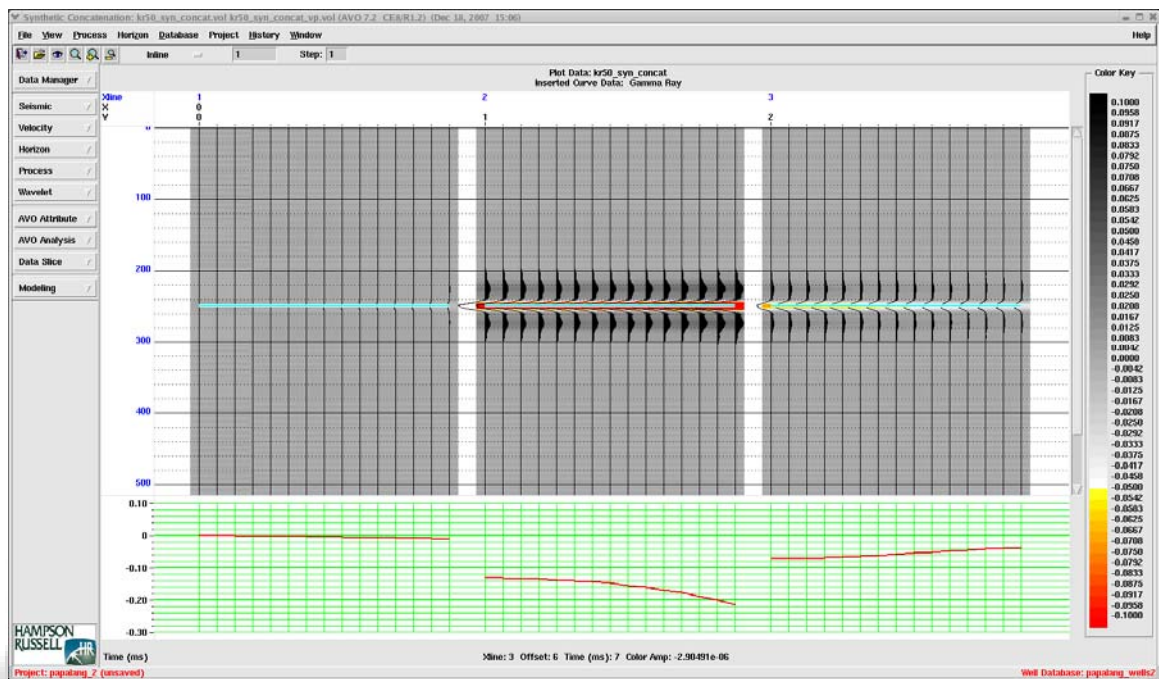
Koefisien α , β dan ρ adalah kecepatan p-gelombang, kecepatan gelombang geser dan densitas rata-rata di seluruh permukaan, masing-masing.

$\Delta\alpha$, $\Delta\beta$, $\Delta\rho$ adalah perbedaan pada kecepatan p-gelombang, kecepatan gelombang geser dan densitas di seluruh permukaan.

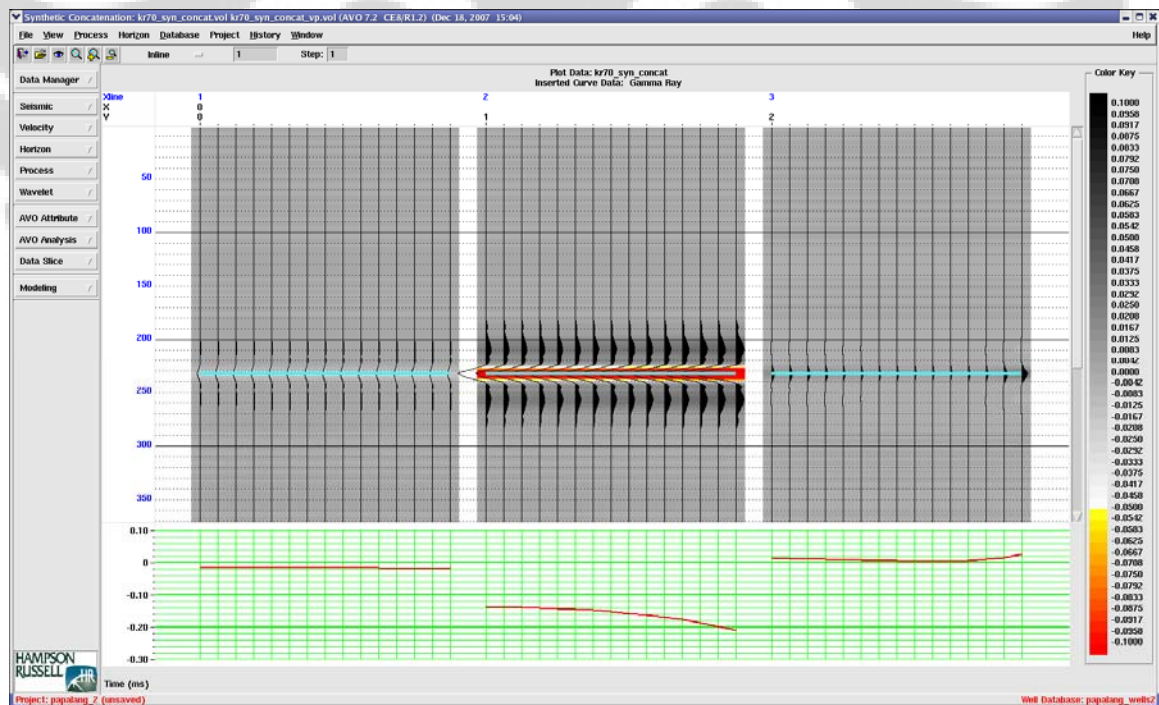
Pemodelan ini menggunakan wavelet yang diekstrak dari data seismic (*statistical wavelet*). Untuk interval KR70 KR50 adalah model shale pada wet sand, shale pada gas sand dan shale pada tuff. KR60 tidak memiliki *tuff* dan respon log untuk KR60 adalah sama dengan KR50, maka itu penulis tidak menggunakan sebagai model pada level tersebut.

Gambar 4.12 dan Gambar 4.13 menunjukkan *synthetics gathers* yang dihasilkan dengan menggunakan persamaan AVO Zoeppritz untuk interval KR70 dan KR50. Dalam kedua kasus kita melihat bahwa pasir shale-on-wet praktis tak terlihat pada resolusi seismik. Tuff “halus” pada KR50 mempunyai nilai negatif *trough amplitude* cukup kuat pada near offset tetapi semakin berkurang seiring dengan peningkatan offset. *Gas sand* (panel tengah) memiliki amplitudo yang jauh lebih tinggi dan gradien AVO adalah negatif, yang berarti meningkatkan amplitudo dengan bertambahnya offset. Atas dasar data tersebut, pasir gas tak bisa dengan mudah menjadi bingung dengan tuff “lunak” vulkanik kecuali data hanya ditumpuk diinterpretasikan. AVO jelas menunjukkan respon gas yang akan berbeda dari tuff tersebut.

Pada interval KR70, *volcanic tuff* yang “keras” memiliki impedansi akustik yang tinggi dibandingkan dengan *wet* atau *gas sand*. Hal ini diakibatkan oleh kecepatan yang tinggi. Pada amplitudo near offset jatuh pada positive peak, bukan pada palung (*trough*). Respon pada AVO gradient cukup lemah, ini sangat mudah untuk dibedakan antara yang kuat, negative gradient pada kasus gas sand.



Gambar 4.12 Synthetic gathers pada KR50 untuk single interface model untuk shale pada wet sand (kiri), shale pada gas sand (tengah), dan shale pada tuff (kanan).



Gambar 4.13 Synthetic gathers untuk single interface model untuk shale pada wet sand (kiri), shale pada gas sand (tengah), dan shale pada tuff (kanan).

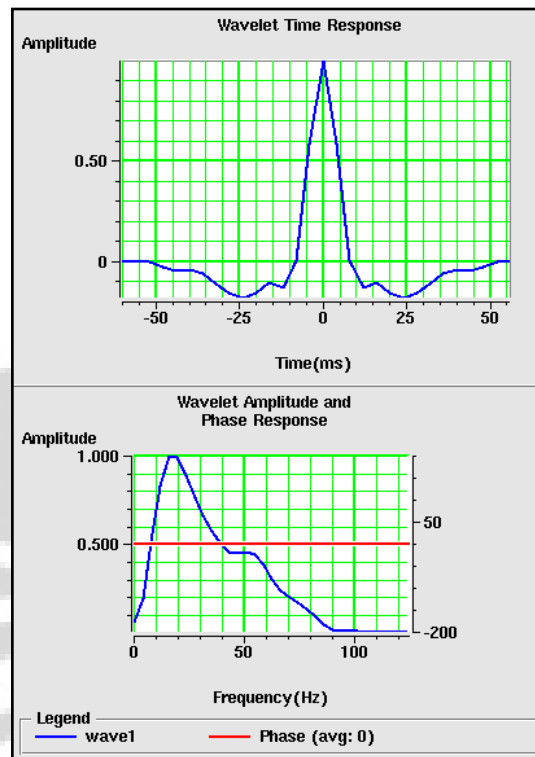
Sebagai catatan, hanya dengan satu kontrol sumur (Bulan-1) kita tidak dapat memastikan bahwa respon tersebut valid untuk disemua tempat atau daerah. Jika kualitas log lebih baik pada sumur Bintang-1 dapat membantu untuk mendapatkan kepastian dari model sumur Bulan-1 dapat diaplikasikan secara regional.

4.8 Tuning Model

Selain pemodelan AVO penulis juga melakukan pengamatan pada respon zero-offset untuk *wedge model* sintetik untuk analisa efek *tuning thickness* pada amplitudo seismik.

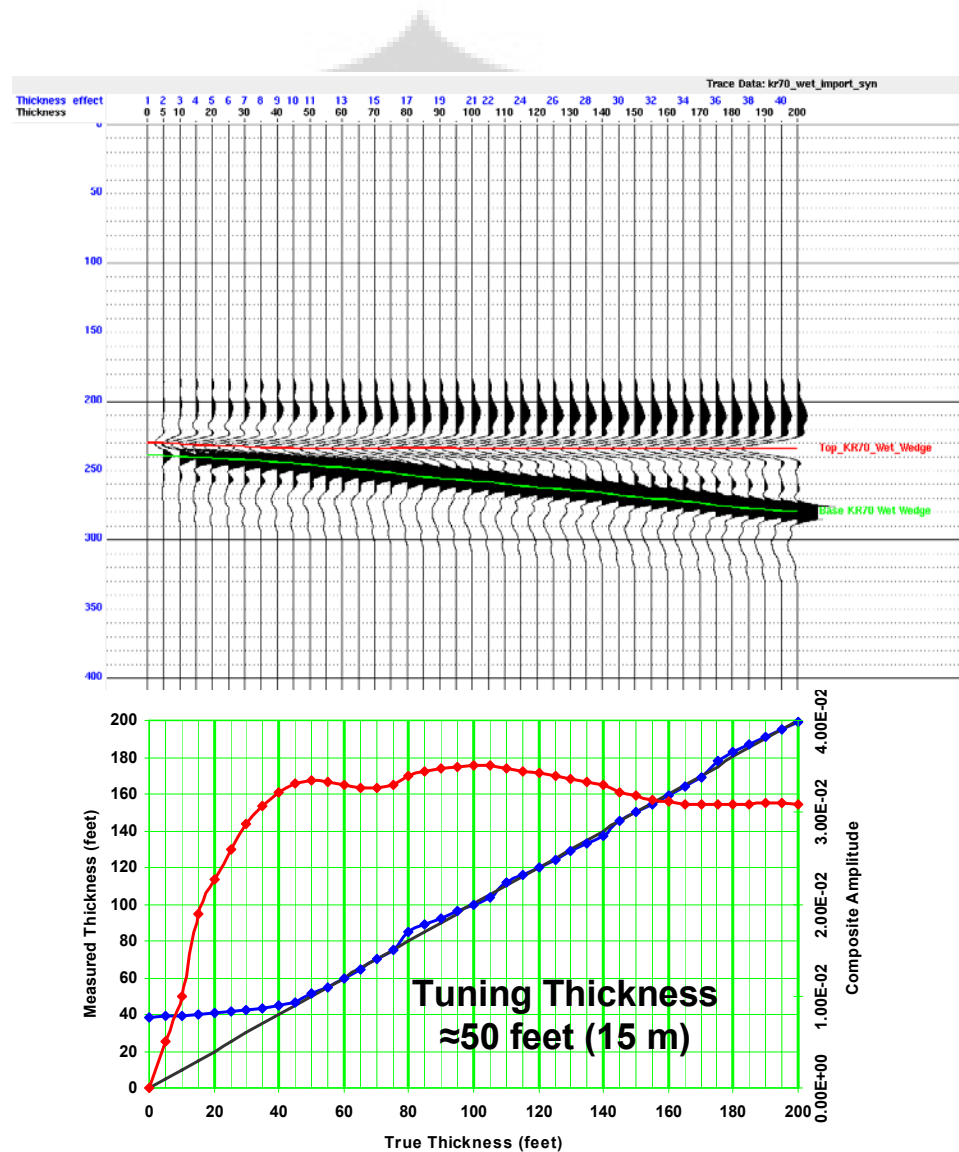
Wedge model dibentuk dengan ketebalan sand dari 200 feet sampai nol. Dengan Net/gross ratio 1.0. Parameter untuk sand didapat dari rata-rata nilai density dan kecepatan p-wave pada clean sand di sumur Bulan-1. Untuk property shale didapat dengan cara yang sama, yaitu rata-rata nilai density dan kecepatan p-wave pada wet shalae pada sumur yang sama.

Wavelet yang digunakan untuk AVO synthetic model sama dengan yang digunakan untuk wedge model, yaitu yang diekstrak dari data seismik (*statistic wavelet*). Dengan frekuensi dominant 18 Hz. Seperti yang diperlihatkan pada Gambar 4.14.

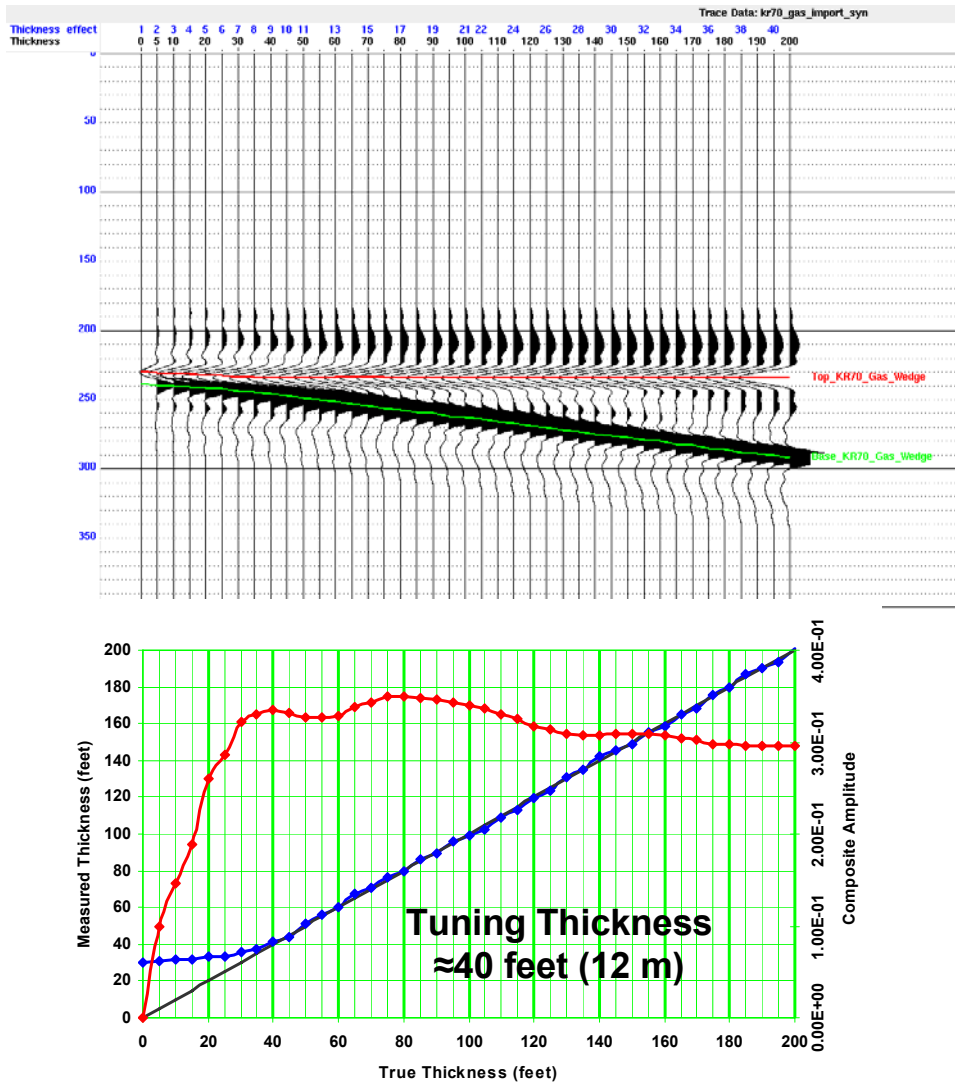


Gambar 4.14 Wavelet yang digunakan untuk zero-offset synthetic wedge model.

Gambar 4.15 menunjukkan synthetic wedge model untuk kasus wet memiliki tuning thickness 50 feet (15m). Gambar 4.16 memperlihatkan synthetic model untuk kasus gas. Gas menurunkan kecepatan p-wave pada batuan, travel time pada gas sand akan meningkat. Hal ini menyebabkan titik tuning menjadi lebih tipis, yaitu 40 feet (12m).



Gambar 4.15 Synthetic wedge model untuk kasus wet



Gambar 4.16 Synthetic wedge model untuk kasus gas

4.9 AVO Attributes Volume

Perhitungan respon amplitudo sebagai fungsi dari sudut *incidence* dari reflektor series berdasarkan AVO modeling data sumur. Volume *gradient* dan *intercept* diekstrak dengan tujuan menghasilkan informasi fluida pori. Persamaan Shuey mengenai reflektifity memberikan sudut sebagai fungsi *normal incidence reflectivity* (A) dan *gradient* (B) seperti pada persamaan (4.5).

Analisa AVO Modeling dilakukan menggunakan persamaan Zoepppritz, dimana menghasilkan *near angle* (10 deg) dan *far angle* (30 deg). Volume atribut AVO memberikan kemampuan untuk memunculkan daerah yang memiliki anomali AVO dan spasial peta attribute tersebut. Setiap anomali yang teridentifikasi kemudian dianalisis secara detail oleh studi tentang mengumpulkan *prestack* dan kalibrasi dengan respon AVO dari setiap daerah atau zona di wilayah studi yang telah ditembus oleh sumur. Anomali AVO juga dibandingkan dengan hasil sintetik *gather*s. Berdasarkan analisis tersebut, penulis dapat memberikan penilaian dari respon AVO pada tingkat prospek yang dikalibrasi dengan baik lokal kontrol dan menghasilkan prediksi dari litologi dan sifat fluida pada daerah penelitian. Interpretasi AVO attribute berasal dari chart Rutherford dan William berdasarkan *normal incidence reflectivity* dan *gradient*.

BAB V

HASIL DAN PEMBAHASAN

5.1 Karakterisasi *Volcanic Tuff* dan *Hydrocarbon Sand*

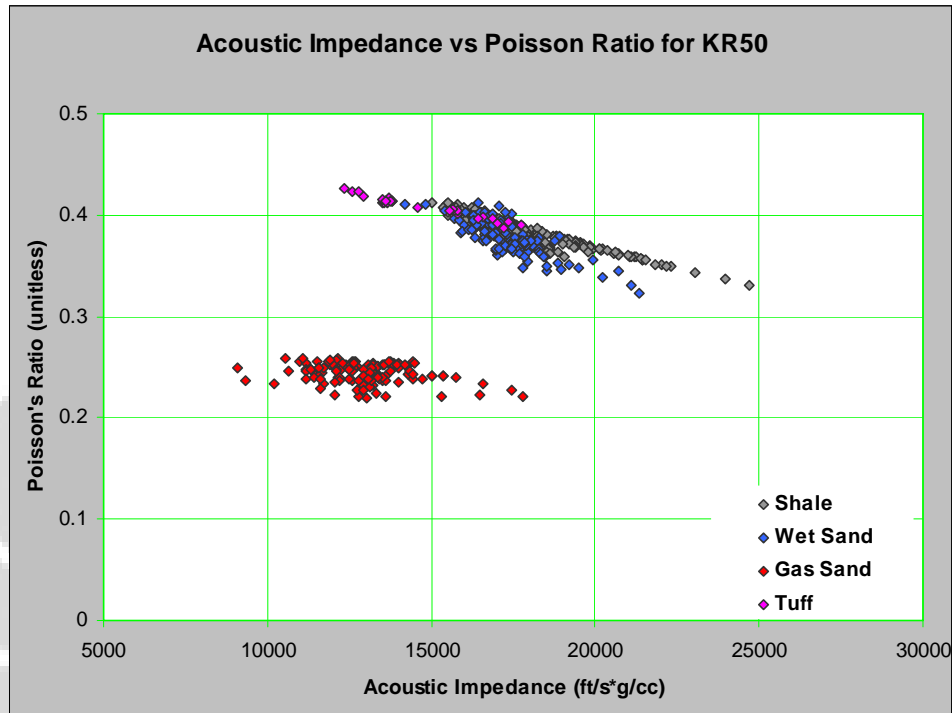
Untuk memprediksi litologi dan parameter pemodelan AVO, penulis mencoba menganalisa sifat properti batuan berdasarkan data log untuk setiap interval.

Tabel 5.1 *Rock property* sumur Bulan-1 berdasarkan interval dan litologi

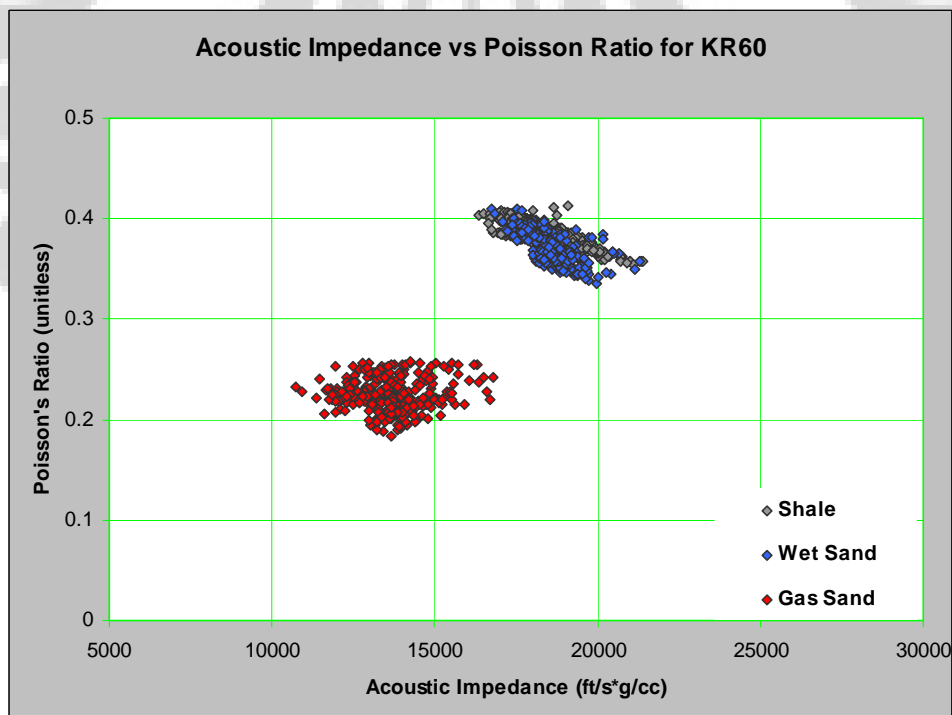
Interval	Lithology	Density (g/cc)	P-wave (km/s)	S-wave (km/s)	P-Impedance (m/s.kg/m ³)	Poisson's Ratio
KR50	Shale	2.164	2.444	1.050	5.29E+06	0.39
	Wet Sand	2.154	2.459	1.094	5.30E+06	0.38
	Gas Sand	2.040	1.932	1.124	3.94E+06	0.24
	Tuff	1.955	2.311	0.914	4.52E+06	0.41
KR60	Shale	2.256	2.506	1.086	5.65E+06	0.38
	Wet Sand	2.211	2.563	1.159	5.67E+06	0.37
	Gas Sand	2.079	2.006	1.196	4.17E+06	0.22
	Tuff	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
KR70	Shale	2.344	2.617	1.171	6.13E+06	0.37
	Wet Sand	2.251	2.645	1.216	5.95E+06	0.37
	Gas Sand	2.158	2.109	1.238	4.55E+06	0.24
	Tuff	2.124	2.976	1.424	6.32E+06	0.35

Cross-plot antara P-Impedansi dan Poisson's Ratio sangat berguna untuk melihat litologi tertentu atau fluida pori untuk diamati. Kontras impedansi sangat berpengaruh pada besarnya *normal-incidence* pada amplitudo seismik, sementara Poisson's Ration berhubungan dengan AVO respon.

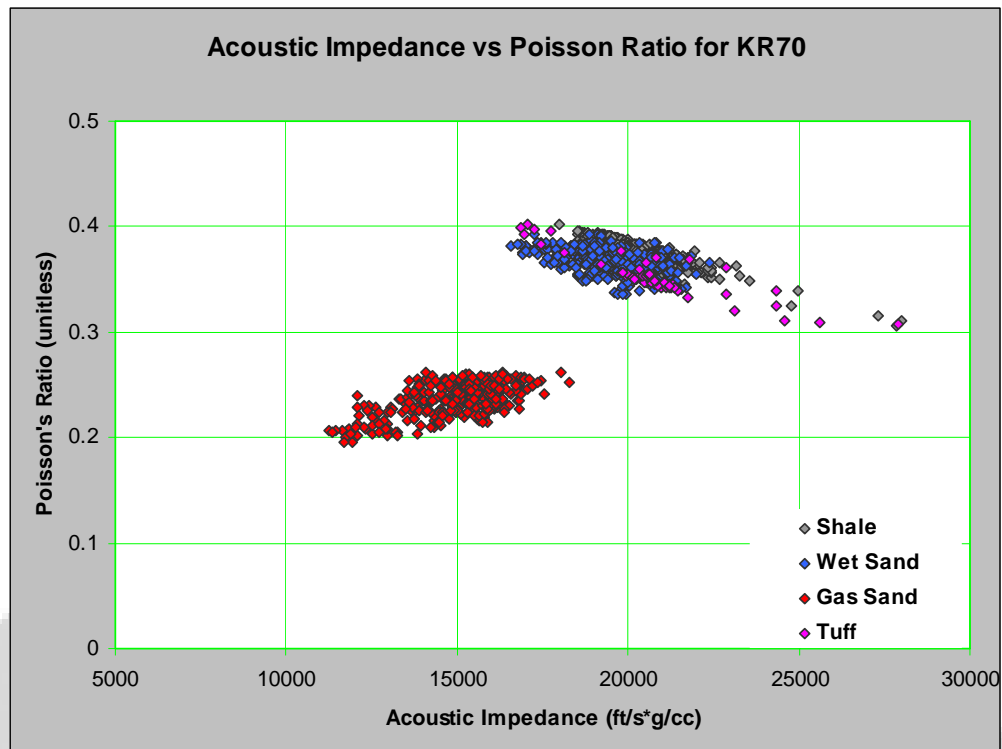
P-impedansi dan Poisson's Ratio yang berasal dari sifat elastis batuan tercantum dalam Tabel 1 adalah cross-diplot oleh interval dan litologi. Ini ditunjukkan pada Gambar 5.1, Gambar 5.2 dan Gambar 5.3.



Gambar 5.1 P-impedance versus Poisson's Ratio untuk interval KR50



Gambar 5.2 P-impedance versus Poisson's Ratio untuk interval KR60



Gambar 5.3 *P-impedance versus Poisson's Ratio* untuk interval KR70

Gambar 4.11 Substitusi fluida untuk kasus Oil 30 API menunjukkan bahwa *gas sand* akan memiliki impedansi yang sama dengan tuff vulkanik, Akibatnya kita akan mengharapkan amplitudo nol offset menjadi melalui negatif di atas *gas sand*, dan akan sama dengan *volcanic tuff*. Namun, hal ini juga menunjukkan bahwa *gas sand* memiliki *Poisson Rasio* jauh lebih rendah dari *volcanic tuff*. Ini berarti bahwa *gas sand* akan memiliki respon AVO berbeda dengan *volcanic tuff*. Dengan menggunakan metoda AVO diharapkan dapat memberikan informasi perbedaan respon antara *gas sand* dan *volcanic tuff*.

Gambar 5.1 dan Gambar 5.2 menunjukkan respon yang sama. Namun, tufa pada interval KR70 memiliki kecepatan sedikit lebih besar, yang dapat melawan efek dari *density* rendah. Ini berarti impedansi dari jenis *tuff* mirip dengan *wet sand* dan *shale*. Ini tidak akan mungkin untuk membedakan tuff dengan litologi lainnya, baik atas dasar *stack* amplitudo (*P-impedance*) atau AVO (*Poisson's Ratio*). Tetapi *gas sand* memiliki nilai impedansi dan *Poisson's Ratio* yang rendah sehingga masih ada kemungkinan dapat jelas terlihat melalui analisa *pre-stack amplitude*.

Seperti penjelasan sebelumnya, penulis berharap dengan metoda AVO dapat mengenali reservoir yang mengandung hydrocarbon melalui substitusi fluida menggunakan model wet dan gas reservoir.

5.2 Analisis AVO

Sebuah *synthetic gathers* dihasilkan dari data log pada sumur Bulan-1. Tujuannya adalah untuk membandingkan sintetik model dengan hasil rekaman seismik *gathers* yang tercatat di lokasi yang sama. Gambar 5.4 menunjukkan perbandingan antara sintetik dan rekaman *gathers* pada sumur Bulan-1.

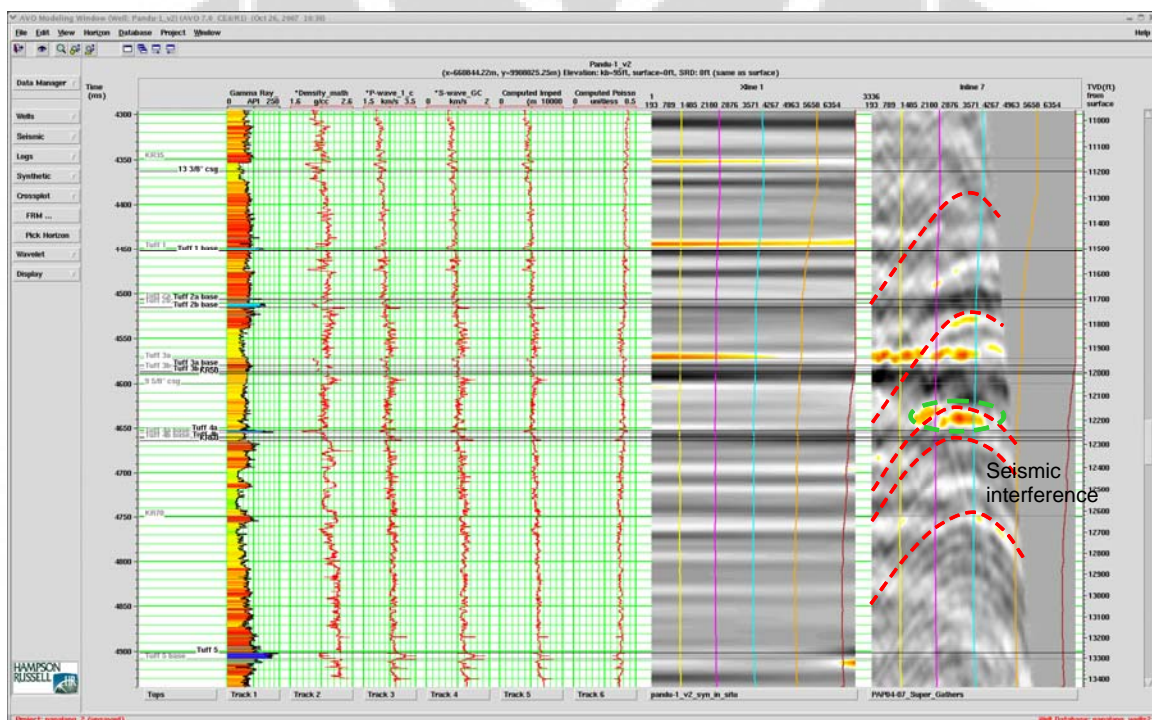
Berdasarkan pengamatan, respon reflektor utama adalah relatif datar, tetapi terdapat *noise* koheren melengkung. Hal tersebut kemungkinan disebabkan oleh gangguan pada saat akuisisi.

Tufa vulkanik 3A memiliki respon reflektor terkuat pada rekaman seismik *gathers*. Dimana karakter tersebut memiliki nilai amplitudo negatif (*trough*) yang kuat pada *near offset*, hal ini mengurangi amplitudo negatif yang lemah pada *far offset*. Hal tersebut juga muncul pada sintetik *gathers*, baik pada *near* dan *far offset* keduanya sesuai dengan model untuk *shale-on-tuff*. *Strong event* yang lain tampak pada bagian tengah *offset* yang terekam pada *gathers*, tetapi hal tersebut tidak tampak pada model sintetik. Hampir mirip dengan zona tuf yang lain, Tuff 4a. Berdasarkan pengamatan pada rekaman seismik *gathers*, tampak bahwa energi maksimal berada di puncak dari beberapa *noise* interferensi difraksi seismik. Hal ini tampaknya berada di pertemuan antara refleksi tufa dan *cross-cutting noise* maka dari itu diasumsikan sebagai anomali palsu.

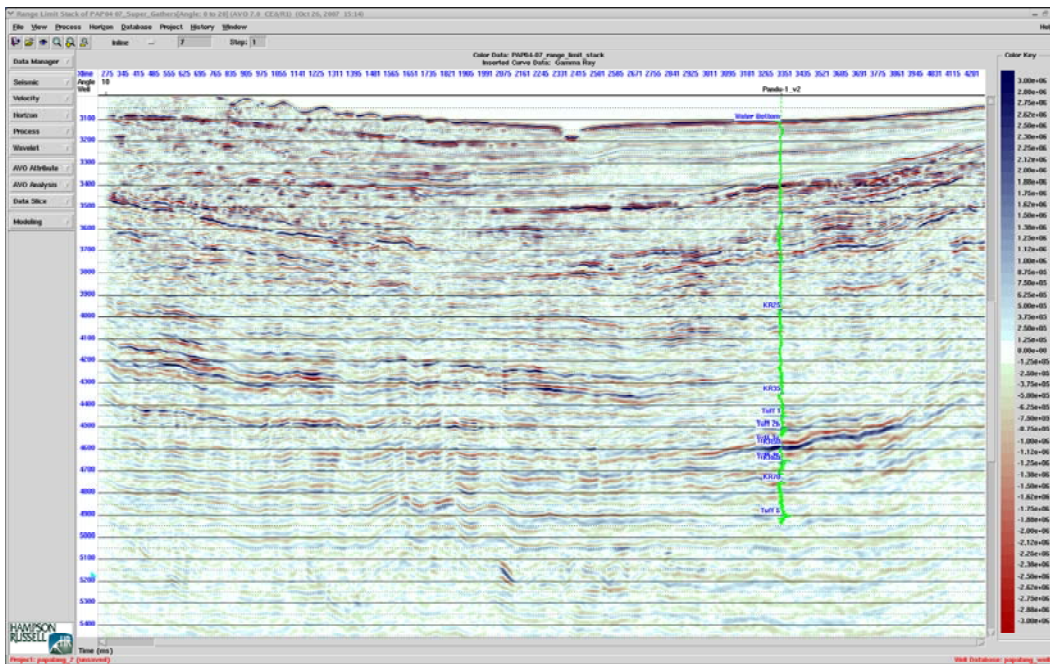
Angle stack dihasilkan dari pengkondisian *gathers*, menggunakan sudut efektif 10 dan 30 derajat dari *incidence*. *Angle stack* untuk line PAP04-07 diperlihatkan pada Gambar 5.5 dan Gambar 5.6. Pada target utama secara umum tampak *dimming* amplitudo baik pada *near* atau *far angle stack*, yang bertepatan dengan lokasi Tuf 3a. Bukti lebih lanjut ada pada validasi menggunakan AVO *attributes* yang berasal dari data *gathers*. Produk dari AVO *intercept* dan *gradien* (Gambar 5.6) memberikan indikator bahwa anomali tersebut termasuk pada anomali kelas III, yang merupakan kelas anomali yang berhubungan dengan gas sand sebagai telah dimodelkan di

Bulan-1. Untuk reservoir sand kelas III produk dari AVO *intercept* dan *gradien* akan positif (negatif *intercept* dikalikan dengan *gradient* negatif).

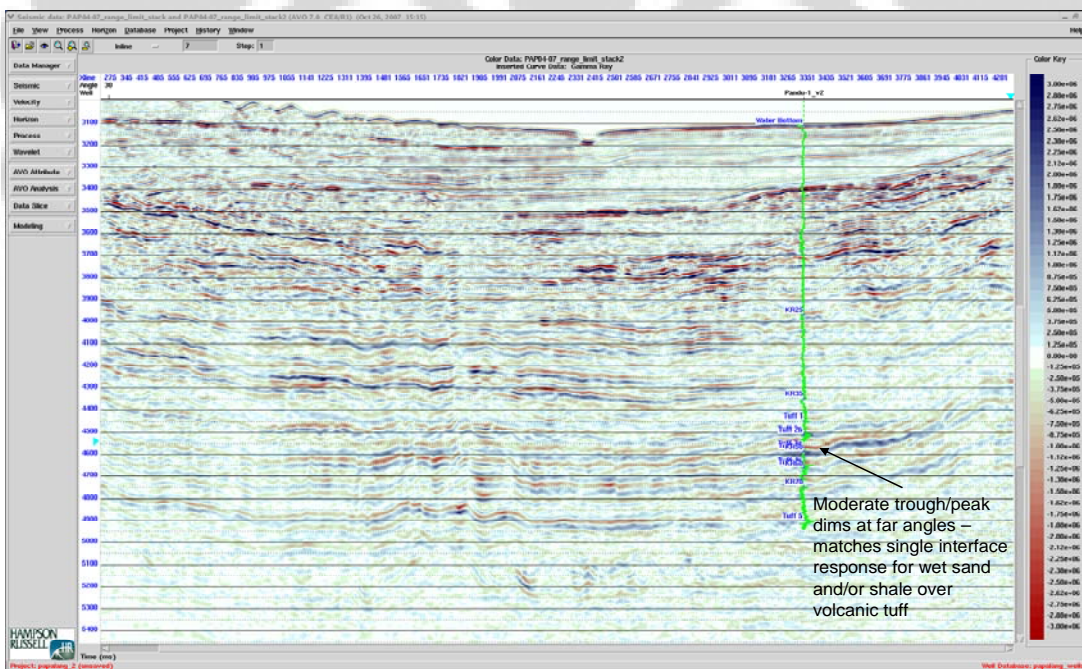
Attribut AVO yang lain digunakan dalam mendeteksi *hydrocarbon* pada *attribute Fluid Factor of Smith & Gidlow* (1987), selanjutnya dimodifikasi oleh Fatti et al. (1994). Ini adalah ukuran perbedaan antara reflectivity P-wave untuk *hydrocarbon sand* dan reflectivity p-wave pada kasus wet sand. P-gelombang dan reflektifitas gelombang geser dihitung dari gathers dengan cara yang sama dengan AVO *intercept* dan *gradient*.



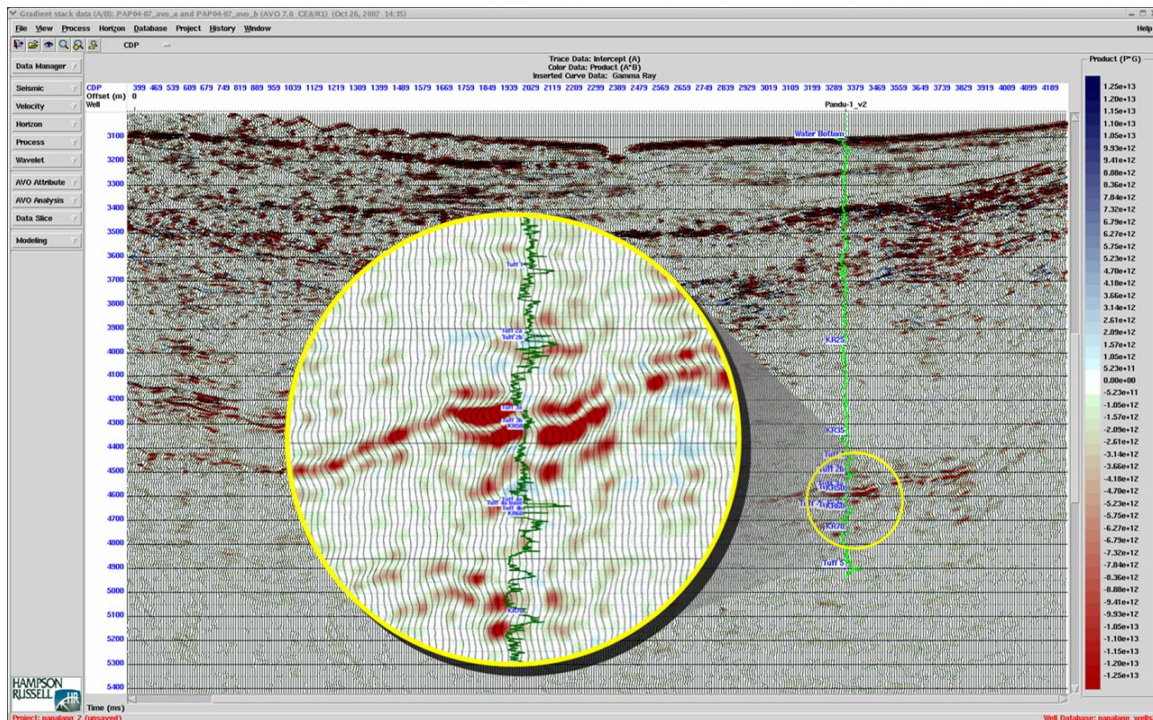
Gambar 5.4 Perbandingan antara *Synthetic* dengan *offset gathers* pada Bulan-1, terdapat *noise* koheren yang melengkung pada data *gathers* berbeda dengan data *synthetic*.



Gambar 5.5 Line PAP04-07 *near angle stack*, terdapat anomaly AVO yang cukup lemah pada zona tuff



Gambar 5.6 Line PAP04-07 *far angle stack*, anomaly AVO yang lemah sesuai dengan sintetik model pada kasus *wet sand* dan *volcanic tuff*



Gambar 5.7 Line PAP04-07 *product of AVO intercept dan gradient*, pada zona *tuff* memiliki nilai AVO ($A*B$) negatif sesuai dengan model *tuff* pada interval KR50

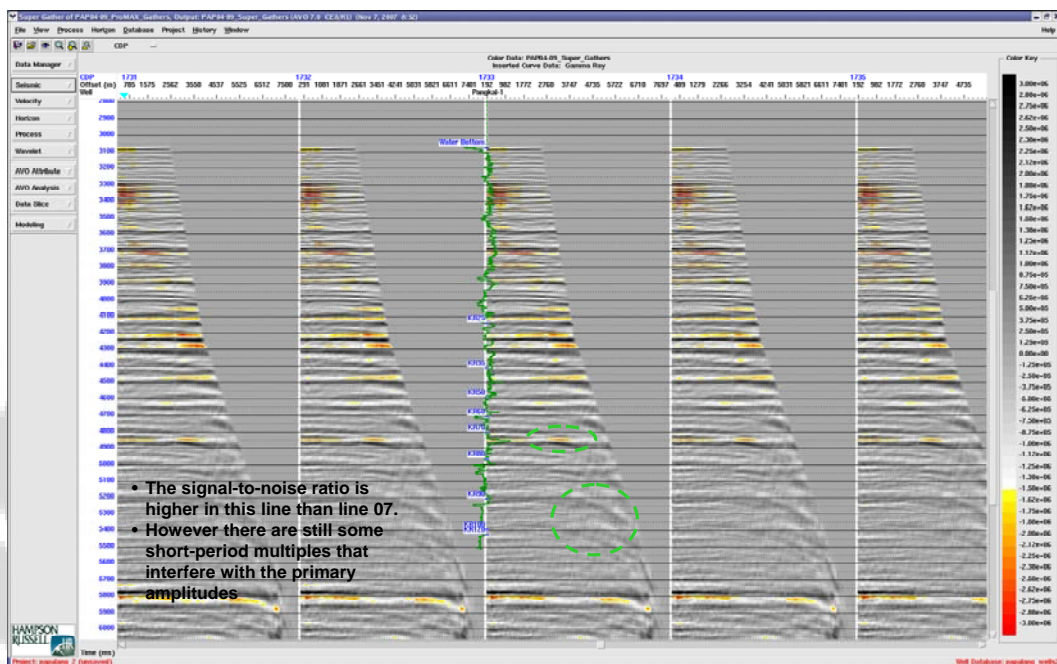
Gambar 5.7 merupakan tampilan Faktor Fluida atribut dikalibrasi dengan apa yang diasumsikan menjadi *background trend (wet rocks)*. Dimana anomalnya sangat lemah, bila dibandingkan dengan atribut yang sama menghasilkan lebih dari kasus gas yang dikenal pada dasarnya tidak ada anomali. Dengan menampilkan tambahan, fitur tersebut tidak lagi terlihat seperti *gas sand*

Data *gathers* dari line dari PAP04-09 pada lokasi Bintang-1 ditampilkan pada Gambar 5.8. Meskipun *gathers* memiliki signal-to-noise rasio yang lebih tinggi dari line PAP04-07 masih ada energi melengkung pada *far offset* yang mengganggu reflector utama. (dapat diratakan melalui pengolahan AVEL).

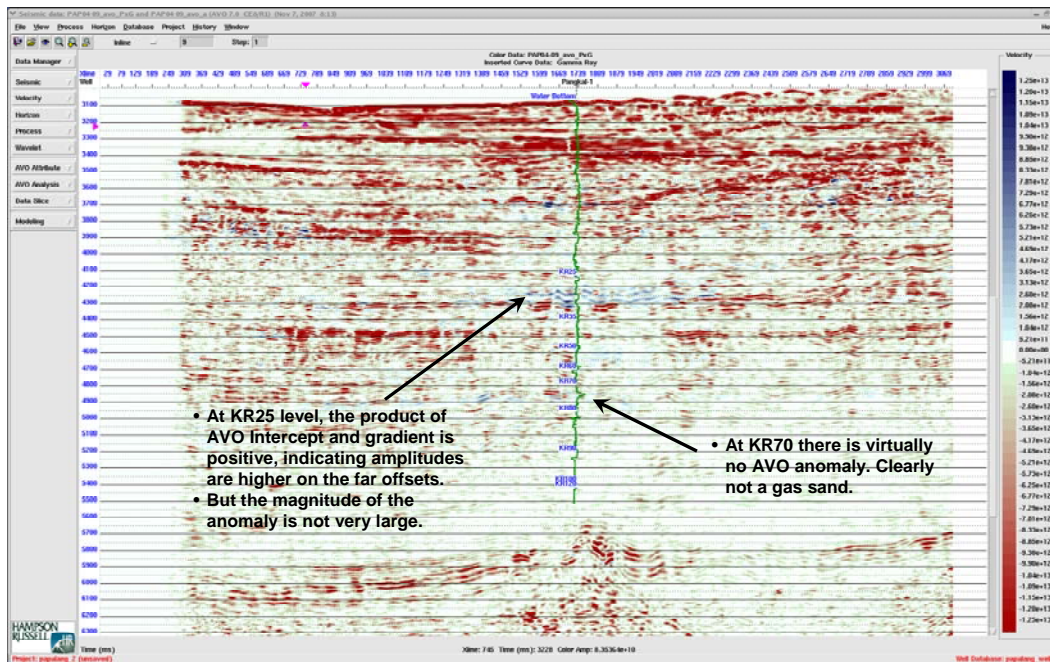
Beberapa reflektor dalam interval KR30 dan KR25 dan tampaknya peningkatan amplitudo dengan *offset*. Namun karakter tersebut tidak muncul untuk menjadi *sand* kelas III khas, dari hal tersebut dapat disimpulkan bahwa anomaly tersebut adalah tuf. *Volcanic tuff* pada interval KR70 hampir mirip dengan hasil pemodelan menunjukkan: amplitudo negatif moderat pada *near offset* dan *dimming* dengan *offset*.

Produk dari *AVO intercept* dan *gradient* dari *line* PAP04-07 ditunjukkan pada Gambar 5.9.

Ada sedikit *brightening* dari *near* ke *far stack*, dan produk dari *AVO intercept* dan *gradient* adalah positif yang lemah (warna biru). Anomali ini tentu jauh lebih lemah pada magnitude dan telah diamati pada lapangan lain.



Gambar 5.8 Line PAP04-09 *gathers* pada Bintang-1, memiliki S/N ratio yang tinggi tetapi masih memiliki energi yang melengkung pada *far offset*-nya.



Gambar 5.9 Line PAP04-09 Produk AVO *intercept* dan *gradient*, secara umum tidak ada anomaly AVO pada interval KR70. Pada KR 20 memiliki nilai AVO positif tetapi anomalnya cukup lemah

Demikian juga, atribut AVO dihasilkan pada line PAP04-04 yang meliputi prospek sebelah Utara dari lokasi Bulan-1. Gambar 5.10 dan Gambar 5.11 menunjukkan *near* (10°) dan *far angle stack* (30°) pada *line* tersebut. Seperti tampak pada kualitas data tidak baik, meskipun pra-pengolahan, dan *signal-to-noise* rasio yang rendah. Ada juga penurunan pada amplitudo dari *near* ke *far stack*, tetapi kita mengharapkan kelas II atau III anomaly pada *far stack*.

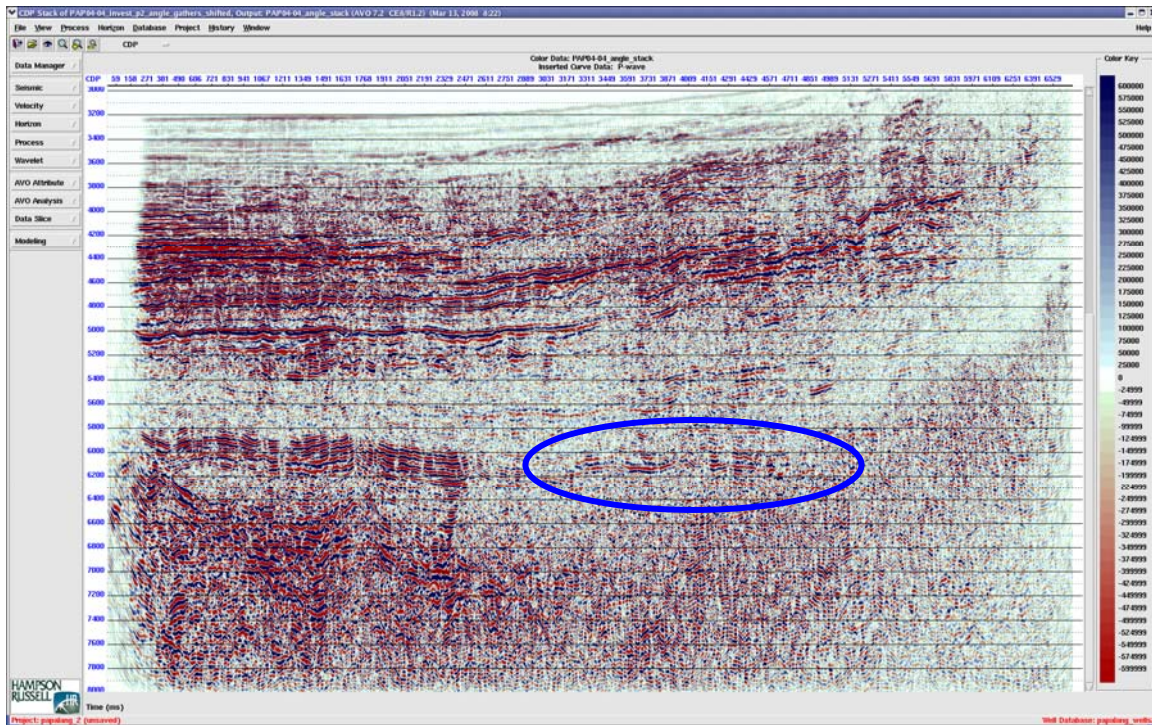
Gambar 5.12 menampilkan atribut yang berasal dari *near* dan *far angle stack*. Atribut ini dihitung dengan mengurangi amplitudo absolut pada *near stack* dengan *far stack*, dan kemudian hasilnya dikalikan dengan amplitudo *far stack*. Atribut ini menyoroti kelas II dan III anomaly, dimana zona bright pada *far offset*.

Gambar 5.13 menunjukkan produk AVO *intercept* dan *gradient*, dihitung dari pengkodisian *gathers*. AVO *intercept* dan *gradient* yang berkorelasi terbalik dalam *wet rocks*, yang berarti positif *intercept* digabungkan dengan gradien negatif. Oleh karena itu produk AVO pada batuan basah (*wet rocks*) biasanya negatif. Anomali kelas III memiliki produk yang positif dan akan muncul dalam warna hitam, menggunakan skema warna

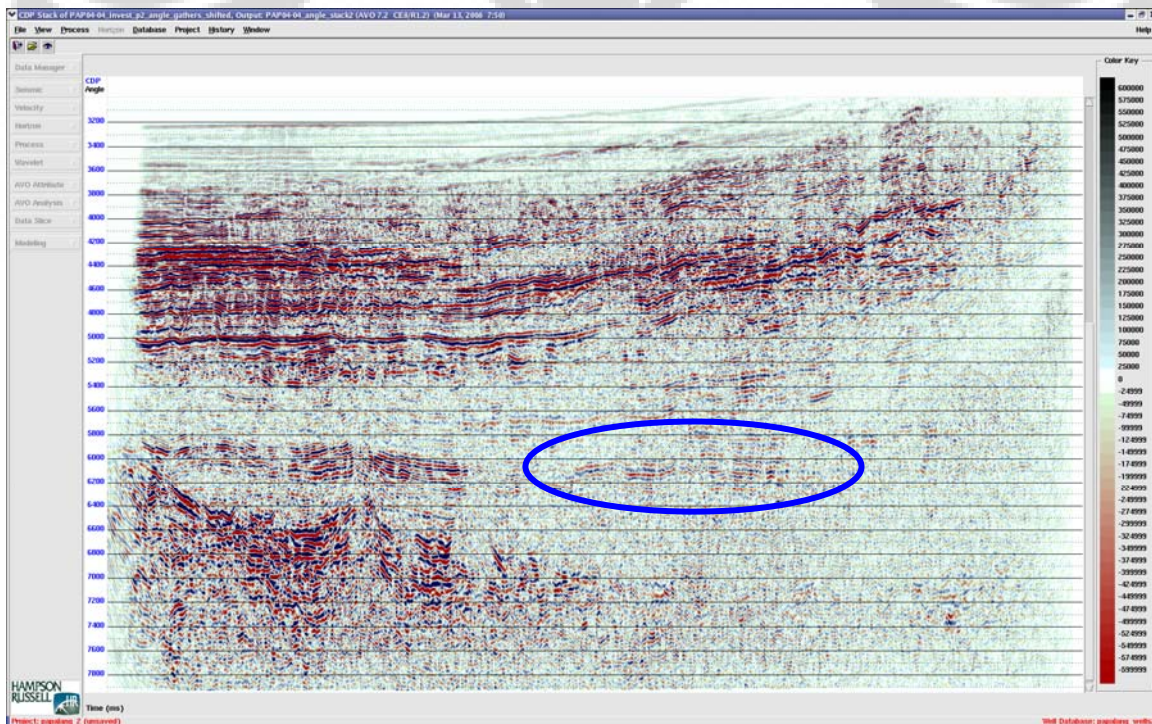
dari gambar. Prospek bagian Utara Bulan-1 tidak menunjukkan perilaku kelas III.

Amplitudo negatif dan terang di dalam sudut dekat daripada di far angle. Ini merupakan respon kelas IV (Castagna et al, 1998.). Hidrokarbon berisi pasir dapat menunjukkan perilaku kelas IV, misalnya saat impedansi rendah pasir ditutupi oleh batu yang cepat seperti shale keras (mengandung silika atau berkapur), batulanau, eras disemen batu pasir atau karbonat sebuah. The tuf vulkanik di Bulan-1 baik juga dimodelkan sebagai respon kelas IV.

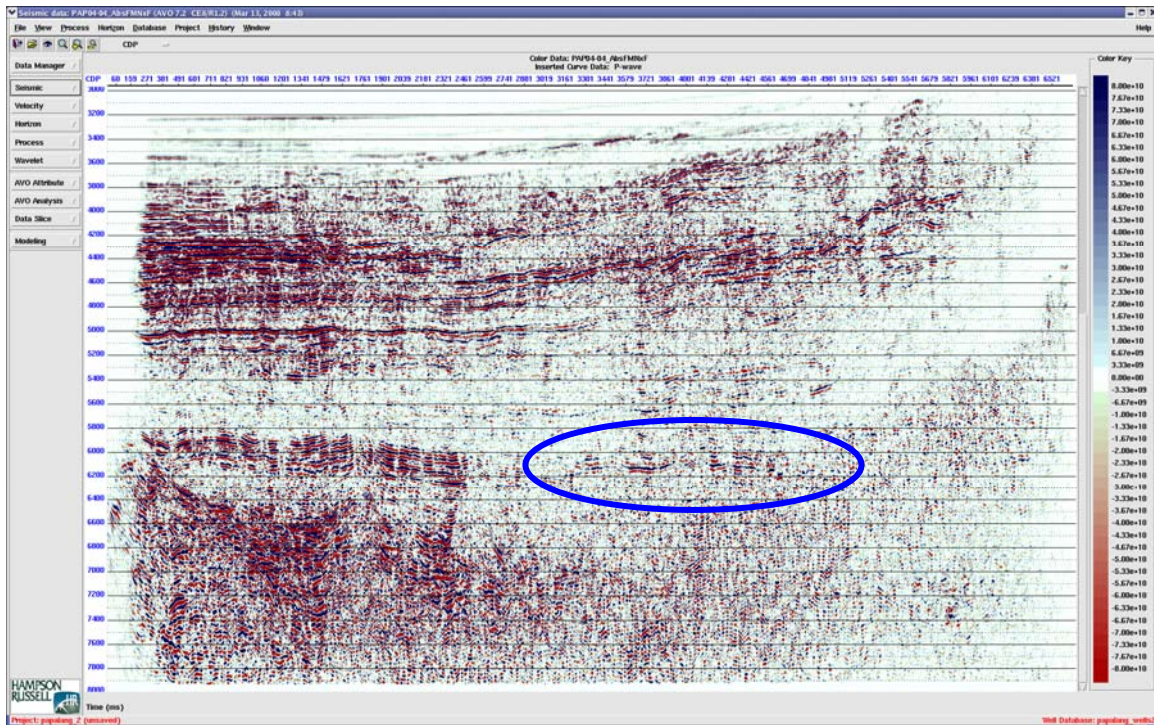




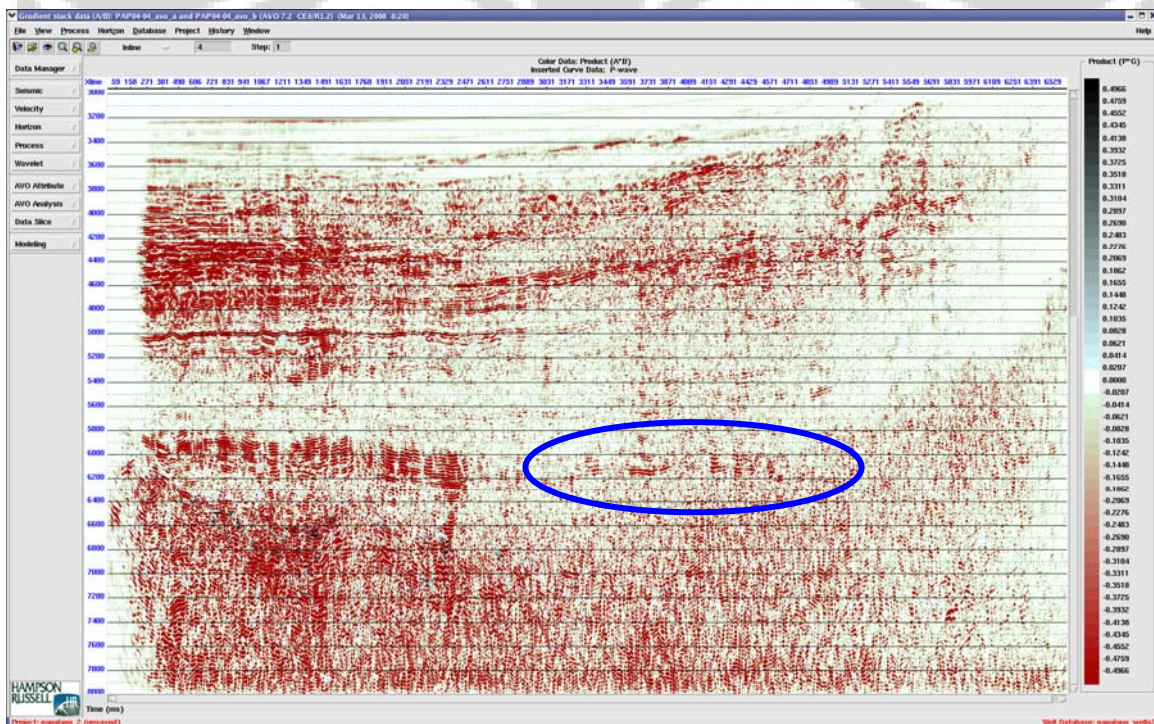
Gambar 5.10 Line PAP04-04 *near angle stack*, lokasi prospek X, memiliki S/N ratio yang rendah serta tidak memiliki anomali pada zona target.



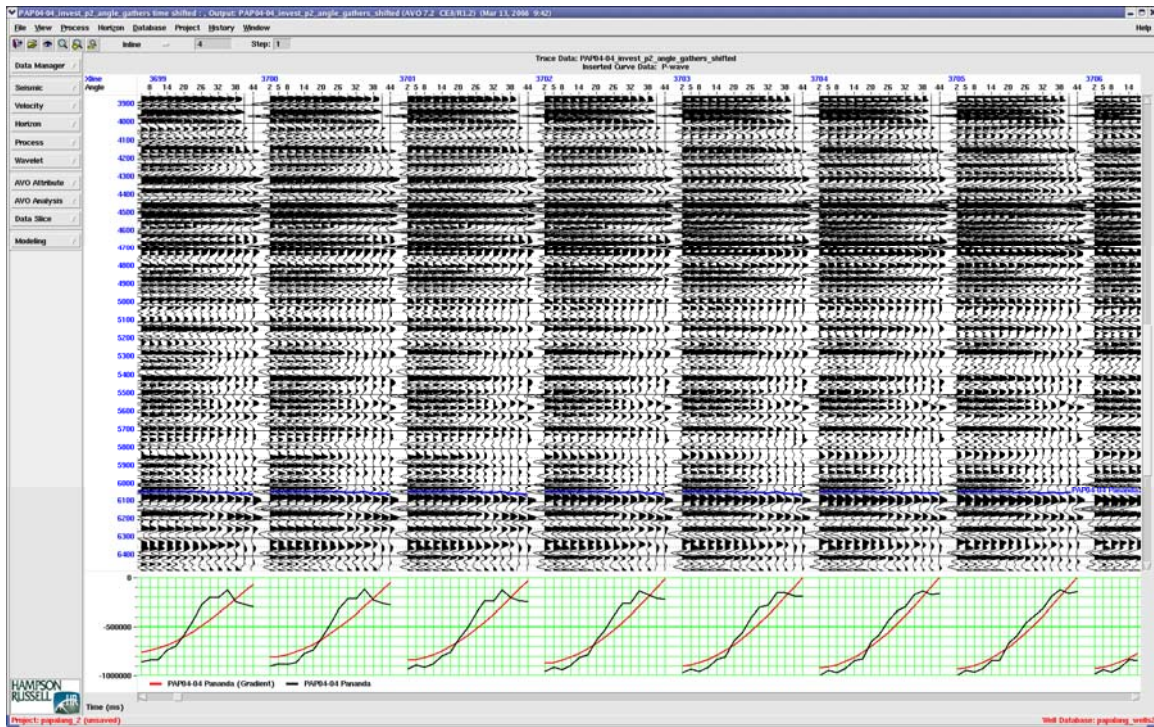
Gambar 5.11 Line PAP04-04 *far angle stack*, lokasi prospek X, tampak jelas pada zona target tidak memiliki anomali



Gambar 5.12 Line PAP04-04 hasil pengurangan *far* dengan *near*, dikalikan dengan *far*



Gambar 5.13 Line PAP04-04 *product of AVO intercept and gradient*, tampak jelas tidak memiliki AVO anomali



Gambar 5.14 PAP04-04 Data *gathers* pada prospek “X”. Hasil *pick analysis* menunjukkan AVO kelas IV, dimana hal tersebut sesuai dengan model *volcanic tuff* pada interval KR50 dan KR70

BAB VI

KESIMPULAN DAN SARAN

6.1 Kesimpulan

1. *Shale/Volcanic tuff* dan *gas sand* memiliki respon yang sama yaitu negatif amplitudo yang tinggi pada data *post-stack*.
2. Berdasarkan pemodelan nilai data *shear wave*, dapat dibedakan antara *tuff* dan *gas sand*.
3. Hasil analisa substitusi fluida, nilai density dan p-wave pada kasus gas lebih kecil jika dibandingkan pada kasus wet. Nilai *Poisson's ratio* pada saat substitusi gas adalah 0.25
4. Hasil *crossplot* data sumur menunjukkan perbedaan pada beberapa sand level. KR70 memiliki kecepatan yang lebih tinggi. Pada KR50 memiliki kecepatan yang sedikit lebih rendah, maka selanjutnya disebut sebagai "*soft*" *tuff*.
5. Wedge model untuk sand dengan ketebalan 200 ms pada kasus *wet* adalah 50 ft (15 m), sedangkan pada kasus gas perbedaannya sangat tipis yaitu 40 ft (12m).
6. *Hydrocarbon sand* khususnya gas memiliki tipe kelas III anomali AVO, produk AVO *intercept* dan *gradient* kelas III dengan nilai positif (negatif *intercept* dikalikan dengan negatif *gradient*). Pada line seismik PAP04-07 lokasi sumur Bulan-1 memiliki nilai negatif (negatif *intercept* dikalikan dengan positif *gradient* pada *top volcanic tuff*). Line seismik PAP04-09 bertepatan dengan lokasi sumur Bintang-1 juga menunjukkan hal yang hampir sama yaitu anomaly AVO negatif.
7. Analisa berdasarkan line PAP04-04 yang memotong prospek "X" menunjukkan tidak ada anomali AVO pada target kedalaman tersebut. Atribut berdasarkan produk dari AVO *intercept* dan *gradient* menunjukkan anomali bernilai negatif Respon AVO tersebut lebih mendekati model *volcanic tuff* daripada *gas sand*.

6.2 Saran

Pemodelan AVO dan analisa sifat petrofisika dapat memberikan gambaran perbedaan respon pada seismik antara volcanic tuff dan gas sand. Berdasarkan hasil studi ini diharapkan dapat memberikan keyakinan yang tinggi dalam kesuksesan pengeboran sebuah sumur khususnya pada lapangan eksplorasi.



DAFTAR ACUAN

- Anadarko Indonesia Company., 2008, Geological Technical Report, unpublished
- Athy, L. F., 1930, Density, porosity and compaction of sedimentary rocks: AAPG Bulletin, 13, no. 1, 1-24.
- Avrino, A., and Munji, S., 2005, AVO Modeling for HC Exploration: A study case: Joint Convention Surabaya, HAGI-IAGI
- Batzle, M., and Wang, Z., 1992, Seismic properties of pore fluids: Geophysics, 57, no. 11, 1396-1408.
- Castagna, J. P., Swan, H. W., and Foster, D. J., 1998, Framework for AVO gradient and intercept interpretation: Geophysics, 63 , no. 3, 948-956.
- Connolly, P., 1995, Elastic Impedance; The Leading Edge, v. 18, no. 4, 438.
- Dunham, J., Arthur, S., Rui, L., 2006, Leaves turbidite sands; The main source of oil and gas in the deep-water Kutei basin, Indonesia; AAPG Buletin, v. 90, no. 10, 1585-1608.
- Fatti, J. L., Vail, P. J., Smith, G. C., Strauss, P. J., and Levitt P. R., 1994, Detection of gas in sandstone reservoirs using AVO analysis: A 3-D seismic case history using the geostack technique: Geophysics, 59, no. 9, 1362-1376.
- Feng, Hong., 2009, Hydrocarbon indicators derived from AVO analisis, Dept. of Geoscience, Calgary.
- Folkers, A., Kevin, J., Peter, M., 2004, Reservoir characterisation of the flag sandstone, Barrow Sub-basin, using an integrated, multi-parameter seismic AVO inversion technique: ASEG 17th Geophysical Conference.
- Gardner, G. H. F., Gardner, L. W. and Gregory, A. R., 1974, Formation velocity and density - The diagnostic basics for stratigraphic traps: Geophysics, 39 , no. 6, 770-780.
- Gassmann, F., 1951, Elastic waves through a packing of spheres: Geophysics, 16, no. 4, 673-685.

- Greenberg, M. L., and Castagna, J. P., 1992, Shear-wave velocity estimation in porous rocks; theoretical formulation, preliminary verification and applications: *Geophysical Prospecting*, 40, 195-209
- Krief, M., Garat, J., Stellingwerff, J., and Ventre, J., 1990, A petrophysical interpretation using the velocities of P and S waves, *The Log Analyst*, Nov-Dec, 355-369.
- Munadi, S., 1991, *Seismologi Eksplorasi*, Publikasi HAGI.
- Nur, A., 1992, Critical porosity and the seismic velocities of rocks: EOS, *Transactions AGU*, 73, 43-66.
- Ramm, M., and Bjørlykke, K., 1994, Porosity/depth trends in reservoir sandstones; assessing the quantitative effects of varying pore-pressure, temperature history and mineralogy, Norwegian Shelf data: *Clay Minerals*, 29, no. 4, 475-490.
- Rutherford, S. R., and Williams, R. H., 1989, Amplitude-versus-offset variations in gas sands: *Geophysics*, 54, no. 6, 680-688.
- Simm, R., 2007, Practical Gassmann fluid substitution in sand/shale sequences, *First Break*, 25, 61-68.
- Smith, G. C. and Gidlow, P. M., 1987, Weighted Stacking for Rock Property Estimation and Detection of Gas, *Geophysical Prospecting*, 35, 993-1014.
- Smith, T. M., Sondergeld, C. H. and Rai, C. S., 2003, Gassmann fluid substitutions: A tutorial, *Geophysics*, 68, no. 2, 430-440.
- Swan, H. W., 2001, Velocities from amplitude variations with offset: *Geophysics*, 66, no. 6, 1735-1743.