

***APLIKASI AMPLITUDE VARIATION WITH OFFSET FLUID
INVERSION (AFI) UNTUK MENENTUKAN KARAKTERISTIK
RESERVOAR HIDROKARBON***

Skripsi diajukan sebagai salah satu syarat untuk
memperoleh gelar Sarjana Sains

F.X. EKA MARTA RIYANTO

0303020325



**PROGRAM SARJANA REGULER FISIKA
FAKULTAS MATEMATIKA DAN ILMU PENGETAHUAN ALAM
UNIVERSITAS INDONESIA
DEPOK
2008**

LEMBAR PENGESAHAN

Nama : F.X. Eka Marta Riyanto
Nomor Pokok Mahasiswa : 0303020325
Jurusan : Fisika
Peminatan : Geofisika
Tanggal Sidang : 12 Juni 2008
Judul Skripsi : Aplikasi *Amplitude Variation with Offset Fluid Inversion (AFI)* untuk Menentukan Karakteristik Reservoar Hidrokarbon

Skripsi ini telah diperiksa dan disetujui oleh:

Pembimbing I

Dr. rer. nat. Abd. Haris

Penguji I

Penguji II

Dr. M. Syamsu Rosid

Dr. Waluyo

LEMBAR PERSEMBAHAN



Kupersembahkan Karyaku ini teruntuk

Bapak dan Ibu tercinta

∫

Irene Anastasya

KATA PENGANTAR

Puji dan syukur penulis panjatkan ke hadirat Tuhan Yang Maha Esa karena dengan segala rahmat dan karunia-Nya penulis dapat menyelesaikan Laporan Tugas Akhir ini.

Laporan tugas akhir dengan judul Aplikasi *Amplitude Variation with Offset Fluid Inversion (AFI)* Untuk Menentukan karakteristik Reservoar Hidrokarbon ini disusun untuk memenuhi prasyarat untuk memperoleh gelar Sarjana Sains dalam program peminatan Geofisika, Departemen Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

Dalam penyusunan skripsi ini, penulis tidak bekerja sendiri. Uluran tangan dari berbagai pihak sangat berarti bagi penulis dalam menyelesaikan karya ini. Dukungan dan doa yang terus mengalir membuat penulis tidak berhenti berusaha dan berjuang sehingga akhirnya skripsi ini dapat terselesaikan.

Oleh karena itu, dengan setulus hati penulis ingin mengucapkan terima kasih yang sebesar-besarnya kepada pihak-pihak yang telah membantu penulis dalam penelitian dan penyusunan laporan tugas akhir ini, antara lain kepada:

1. Dr. rer. nat. Abd. Haris, selaku pembimbing I yang disela-sela kesibukannya telah banyak membantu, memberikan arahan dan masukan serta memberikan waktunya untuk berdiskusi dengan penulis.

2. Dr. M. Syamsu Rosid dan Dr. Wally Waluyo selaku penguji I dan II atas waktunya untuk berdiskusi dan segala masukan serta koreksinya dalam laporan tugas akhir ini.
3. Pak Imam, selaku ketua sidang yang telah membantu dalam sidang skripsi penulis.
4. Dr. Yunus Daud, selaku Ketua Program peminatan Geofisika FMIPA UI, yang telah banyak memberikan saran dan masukan yang sangat bermanfaat.
5. Kedua adik penulis, Febri dan Dewi serta mba Dewi Jogja dan segenap keluarga penulis atas doa dan motivasinya sehingga penulis dapat menyelesaikan Laporan Tugas Akhir ini.
6. Seluruh Dosen dan Karyawan Departemen Fisika UI, khususnya Mba' Ratna dan pak Mardi yang telah banyak membantu penulis dalam mengurus surat-surat dan berbagai berkas untuk melengkapi syarat pengajuan skripsi dan seminar.
7. Pak Nur, Pak Untung, Fawziyyah, mba Laura dan segenap pegawai laboratorium UPP IPD atas dukungan dalam menyelesaikan laporan tugas akhir ini.
8. Teman-teman Fisika UI; Seno, Fritz, Haryo, Nanang, Lukman, Anita, Dama, WS, Podang, Rani, Haris, Arreta, Marjo, Satria, Haryono, Riyan, Bei, Krismansyah, Nidya, Ais atas semua bantuannya dan masukannya selama pengerjaan laporan tugas akhir maupun detik-detik menjelang sidang.

9. Teman-teman Danus BEM UI; Indah, Sari, Filipus, Dani, Arifa, Tannia, Titiz, Harry, Lokal, Icha, Fey, Intan, Dita, Syarah, Ollie, Mely, Isty, Suci, Desy, Anggi, Miske, Agustinus, Amel, Octa dan lain-lain, atas dukungannya selama pengerjaan laporan tugas akhir.
10. Teman-teman PSDM BEM UI; mba Ari, Zufe, Awen, Syami, Dahlia, Nana, Angga, Arbi dan lain-lain, atas dukungannya dan masukannya selama pengerjaan laporan tugas akhir.
11. Teman-teman tim futsal; Fadli, Dian, Dewa, Fajar, Iim, Giyanto, Fandy, Budi, Chandra, Dayat, Q-Bho, Umar, Andri, Iif dkk yang telah memberikan semangat dengan bermain futsal sebelum dan setelah penulis dinyatakan lulus sidang skripsi.
12. Semua pihak yang mungkin belum dapat disebutkan satu persatu.

Penulis menyadari bahwa laporan tugas akhir ini masih jauh dari sempurna, sehingga kritik dan saran yang membangun dari para pembaca sangat penulis harapkan. Akhir kata, penulis berharap agar Laporan Tugas Akhir ini dapat bermanfaat bagi para pembaca, serta dapat memperkaya pengetahuan kita semua dalam bidang pengolahan data seismik lanjut.

Depok, Juni 2008

Penulis

ABSTRAK

AFI (*AVO Fluid Inversion*) menganalisa respon dari anomali AVO, kemudian membandingkannya dengan respon yang didapat secara teori dan memprediksi sifat-sifat fluida. AFI dalam prosesnya terbagi dalam 2 tahap. Tahap pertama didapatkan peta atribut AVO. Pada peta ini akan ditentukan zona-zona berdasarkan intensitas warna. Tahap selanjutnya melakukan analisa tren dari data sumur. Dari analisa tersebut didapat model parameter *stochastic*. Hasil penggabungan model parameter *stochastic* dengan ekstraksi wavelet dari data seismik akan didapat simulasi crosplot antara perpotongan (*Intercept*) dan kemiringan (*Gradient*) yang terdiri dari 3 fluida yaitu minyak, gas dan *brine*. Dari simulasi crosplot tersebut dimasukkan sayatan-sayatan data dari peta atribut AVO yang akan menentukan penyebaran kandungan reservoir hidrokarbon. Penentuan karakteristik hidrokarbon diperkuat lagi dengan peta indikasi dan peta probabilitas. Dari penggunaan analisa AFI dapat diketahui bahwa karakteristik reservoir hidrokarbon pada daerah TPS merupakan gas dan didominasi oleh minyak.

Kata kunci: *AVO* ; probabilitas; *stochastic*

xiv + 66 hlm.; gbr.; lamp.

Daftar acuan: 14 (1941-2005)

ABSTRACT

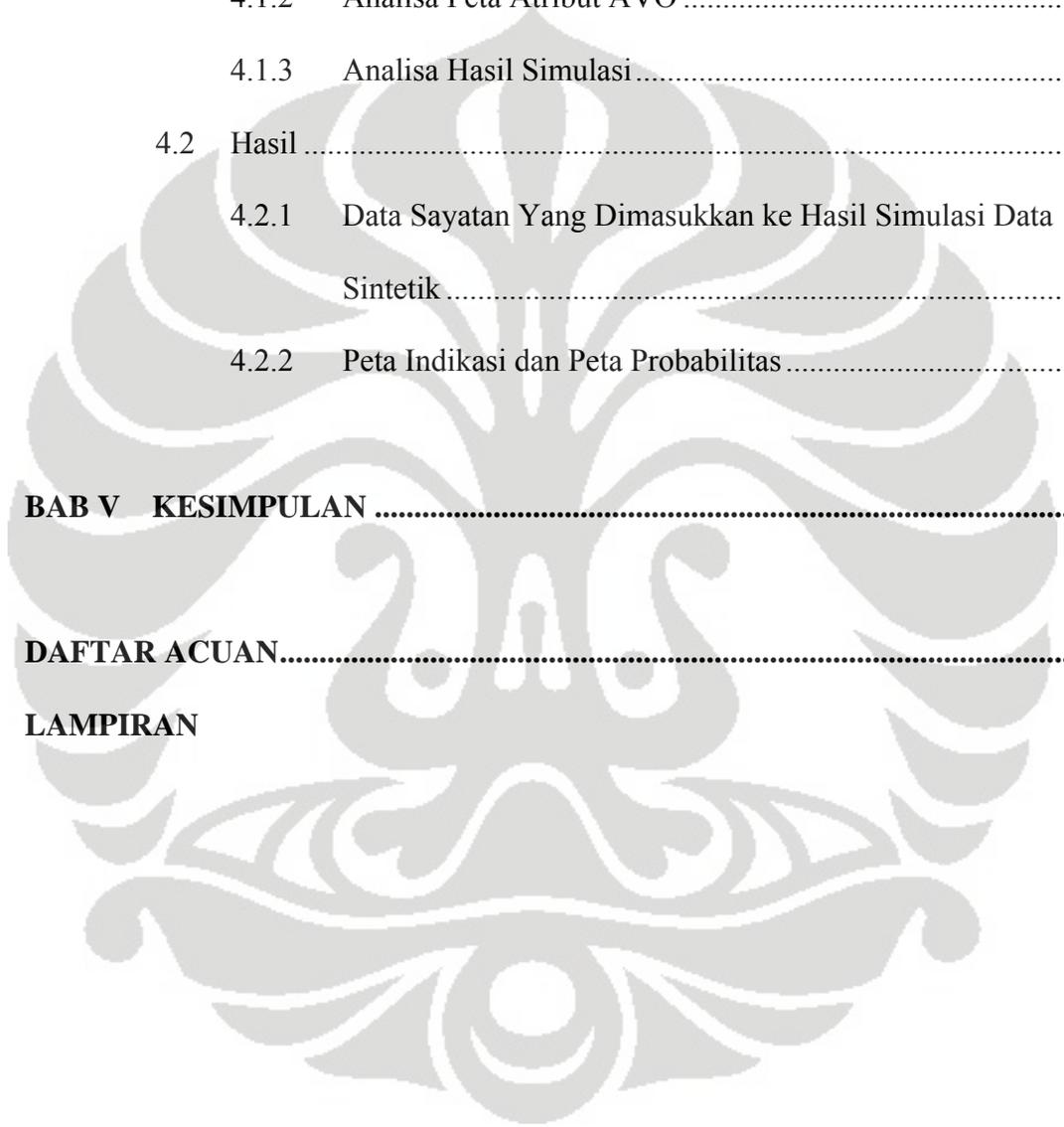
AFI (*AVO Fluid Inversion*) analyze AVO response, compare them without theoretically derived response and predict fluid properties. There are two steps in AFI process. First, using AVO attribute maps. In this map will be decided zones based on color intensity. The next step is doing trend analysis from well database. From that analyze will obtain stochastic models parameters. The result from gathering stochastic models parameters and wavelet extraction from seismic data are crossplot simulation between intercept and gradient which consist of oil, gas and brine. Then input data slices from AVO attribute maps to crossplot simulation which will determine hydrocarbon reservoir distribution. The determine of hydrocarbon characteristic will be more certain with indication and probability maps. By using AFI analysis can be determine that hydrocarbon reservoir characteristic at TPS is gas and dominated by oil.

Keywords: AVO; probability ; stochastic
xiv + 66 pages; picture; index
Reference: 14 (1941-2005)

DAFTAR ISI

	halaman
LEMBAR PENGESAHAN	i
LEMBAR PERSEMBAHAN	ii
KATA PENGANTAR.....	ii
ABSTRAK	vi
DAFTAR ISI.....	viii
DAFTAR GAMBAR.....	xi
DAFTAR LAMPIRAN	xiv
BAB I PENDAHULUAN.....	1
1.1 Latar Belakang	1
1.2 Tujuan	3
1.3 Pembatasan Masalah	3
1.4 Metodologi	4
1.5 Sistematika Penulisan	6
BAB II KONSEP DASAR	7
2.1 Amplitude Variation with Offset (AVO)	7
2.2 AVO Fluid Inversion	14
2.4 Teori Biot-Gassmann	19

2.4.1	Menghitung dan menyimpan beberapa parameter pasir dasar	21
2.4.1.1	Perhitungan ρ_{M0}	22
2.3.1.2	Perhitungan σ_{DRY}	22
2.4.1.3	Perhitungan K_{B0}	23
2.4.2	Perhitungan Nilai Fluida Baru	24
2.5	Probabilitas.....	26
BAB III PENGOLAHAN DATA.....		29
3.1	Persiapan Data.....	29
3.1.2	Data Log Sumur.....	30
3.1.2	Data Seismik dan Data Horison.....	31
3.2	Pengolahan Data	32
3.2.1	Peta Atribut AVO	32
3.2.1.1	Menentukan Zona-Zona Dari Peta Atribut AVO	34
3.2.1.2	Konversi dari waktu ke kedalaman	35
3.2.2	Analisa Data Sumur	35
3.2.2.1	Ekstraksi Wavelet.....	36
3.2.2.2	Analisa Tren	37
3.2.2.3	Parameter Model Stochastic	40
3.2.3.4	Simulasi Data Sintetik	46



BAB IV ANALISA DAN HASIL	47
4.1 Analisa	47
4.1.1 Analisa Data.....	47
4.1.2 Analisa Peta Atribut AVO	51
4.1.3 Analisa Hasil Simulasi.....	52
4.2 Hasil.....	55
4.2.1 Data Sayatan Yang Dimasukkan ke Hasil Simulasi Data Sintetik	55
4.2.2 Peta Indikasi dan Peta Probabilitas	58
BAB V KESIMPULAN	64
DAFTAR ACUAN.....	65
LAMPIRAN	

DAFTAR GAMBAR

hlm

Gambar 1.1	Bagan alur pengolahan data menggunakan AVO Fluid Inversion.....	5
Gambar 2.1	Perambatan gelombang P yang melewati batas lapisan, terbagi menjadi 4 gelombang; A = gelombang P refleksi, B= gelombang S refleksi, C= gelombang P transmisi, dan D = gelombang S transmisi. (Yilmaz, 1987).....	8
Gambar 2.2	Model dasar AFI (Hampson and Russel, 2001).....	15
Gambar 2.3	Parameter-parameter dari lempung (Hampson and Russel, 2001).....	15
Gambar 2.4	Penyebaran Normal atau Gaussian untuk lempung (Hampson and Russel, 2001).....	16
Gambar 2.5	Parameter-parameter fisik batuan pada lapisan pasir (Hampson and Russel, 2001).....	16
Gambar 2.6	Mencari perpotongan dan kemiringan dari tras seismik (Hampson and Russel, 2001).....	17
Gambar 2.7	Titik-titik yang menunjukkan respon dari masing-masing fluida (Hampson and Russel, 2001).....	18
Gambar 2.8	Perbandingan data asli (titik hitam) dengan data prediksi/sintetik (titik berwarna) (Hampson and Russel, 2001)	19
Gambar 2.9	Terminologi dari teori Biot-Gassmann (Russel et.al, 2001)	20

Gambar 2.10	Kurva antara V Shale dan rasio Poisson's (Hampson and Russel, 2001).....	22
Gambar 3.1	Tabel data log sumur	30
Gambar 3.2	Data Seismik disertai dengan log sumur (plot merah) dan data horison (garis melintang berwarna biru)	31
Gambar 3.3	Peta Atribut AVO (a) peta A (perpotongan), (b) peta B (kemiringan) dan (c) peta <i>Scaled Poisson's Ratio</i> (A+B).....	33
Gambar 3.4	Peta <i>Scaled Poisson's Ratio</i> yang telah dibagi dalam zona-zona	34
Gambar 3.5	Hasil konversi waktu ke kedalaman.....	35
Gambar 3.6	<i>Wavelet</i> fungsi waktu	36
Gambar 3.7	<i>Wavelet</i> fungsi frekuensi	37
Gambar 3.8	Analisa tren dari (a) pasir dan (b) lempung disertai titik-titik kontrol kedalaman.....	39
Gambar 3.9	Parameter pasir	41
Gambar 3.10	Parameter lempung.....	42
Gambar 3.11	Parameter (a) <i>brine</i> dan (b) minyak	43
Gambar 3.12	Parameter (a) gas dan (b) matriks	44
Gambar 3.13	Parameter reservoir.....	45
Gambar 3.14	Hasil simulasi sintetis berdasarkan fluida dan juga kedalaman dari 2150-2650 m dengan interval 250m.....	46
Gambar 4.1	Zona interest pada data sumur TPS 26.....	48

Gambar 4.2	Pembagian lapisan-lapisan berdasarkan tras seismik dilihat dari horizon 1	50
Gambar 4.3	Anomali AVO kelas I (Hampson, 2001).....	51
Gambar 4.4	log gamma ray dengan garis pembatas antara pasir dan lempung	53
Gambar 4.5	Hasil akhir setelah hasil simulasi dikalibrasi dengan data sayatan	57
Gambar 4.6	Peta indikasi	59
Gambar 4.7	Peta probabilitas hidrokarbon.....	60
Gambar 4.8	Peta probabilitas gas.....	61
Gambar 4.9	Peta probabilitas minyak.....	62
Gambar 4.10	Area sumur yang mengandung minyak bumi	63

DAFTAR LAMPIRAN

Lampiran 1 Data sumur TPS 26.....	68
-----------------------------------	----



BAB I

PENDAHULUAN

1.1 Latar Belakang

Metode seismik merupakan salah satu metode pengukuran geofisika yang sering dipakai hingga saat ini dalam mencari reservoir hidrokarbon berupa minyak bumi dan gas alam. Metode ini terdiri dari beberapa tahap yaitu akuisisi data, pengolahan data dan selanjutnya dilakukan interpretasi data. Metode seismik pada awalnya digunakan untuk memetakan struktur jebakan hidrokarbon. Seiring berjalannya waktu penggunaan teknologi seismik berkembang ke arah seismik lithologi dan petrofisika. Data seismik digunakan untuk memperkirakan litologi atau jenis batuan bawah permukaan, kandungan fluida beserta sifat-sifat fisiknya. Perkembangan mutakhir penelitian dan pengujian laboratorium baik secara analitis maupun empiris, menunjukkan adanya hubungan yang sangat erat antara besaran petrofisika reservoir tersebut dengan parameter inelastis dan elastis gelombang seismik pada data seismik seperti Atribut Seismik, diantaranya seperti amplitudo (koefisien refleksi), impedansi dan kecepatan (Suprajitno, 2005).

Pada studi ini akan membahas lebih lanjut mengenai hubungan batuan petrofisika reservoir dengan parameter elastis dan nonelastis gelombang seismik dalam hal ini atribut seismik berupa amplitudo. Analisa AVO (*Amplitude Variation with Offset*) dapat menjelaskan kedua hubungan tersebut. AVO merupakan perubahan amplitudo terhadap variasi jarak dari sumber ke penerima atau disebut

juga. Dengan menggunakan analisa AVO kita dapat menentukan karakteristik dari reservoir yang akan dicari. Hal ini dapat diketahui bila terjadi peningkatan sinyal amplitudo dengan bertambahnya jarak sumber ke penerima. Dalam analisa AVO yang biasanya didapat hidrokarbon yang mengandung gas. Gas memiliki efek yang sangat besar pada amplitudo refleksi daripada minyak, sehingga kontak gas/air lebih jelas terlihat daripada kontak minyak/air ataupun gas/minyak (Waluyo, 2003).

Seiring berkembangnya teknologi pengembangan dalam pengolahan data seismik dikembangkan **AFI (*Amplitude Variation with Offset Fluid Inversion*)**. Analisa ini merupakan pengembangan dari analisa AVO dimana analisa ini menganalisa respon dari anomali AVO, kemudian membandingkannya dengan respon yang didapat secara teori dan memprediksi sifat-sifat fluida (Hampson and Russel, 2001). Secara tidak langsung dapat dikatakan analisa AFI ini menganalisa dan memahami ketidakpastian pada AVO. Analisa ini dapat menentukan sifat-sifat fluida dari target reservoir.

Dari pengembangan analisa ini dapat mempermudah menentukan karakteristik dari reservoir hidrokarbon. Pada analisa ini terdapat inversi fluida yang kemudian dengan menggabungkan dengan sayatan data dari analisa AVO akan menjelaskan karakteristik dari target reservoir. Karakteristik yang dikandung dari target akan semakin diperkuat dengan peta indikasi dan peta probabilitas dari hasil akhir analisa AFI.

1.2 Tujuan

Adapun tujuan dari studi ini adalah :

- a. Mengetahui lebih jauh mengenai pengolahan data seismik lanjut.
- b. Mempelajari lebih dalam tentang aplikasi atau *software* yang digunakan.
- c. Mengaplikasikan metode *Amplitude Variation with Offset Fluid Inversion (AFI)* untuk mendapatkan karakteristik dari reservoir hidrokarbon.
- d. Untuk memenuhi persyaratan meraih gelar Sarjana Sains bidang studi Fisika, Departemen Fisika, Fakultas Matematika dan Ilmu Pengetahuan Alam, Universitas Indonesia.

1.3 Pembatasan Masalah

Untuk lebih memfokuskan kajian pada studi ini maka dilakukan pembatasan pada beberapa hal:

1. Pengolahan data pada studi ini adalah pengolahan data lanjutan, yaitu pengolahan data seismik 3D *pre-stack gather* daerah TPS.
2. Inversi yang didapat bersifat pembagian sifat-sifat fluida dari ekstraksi wavelet dan parameter *stochastic* yang didapat berdasarkan data sumur.
3. Pengolahan data lanjutan ini menggunakan analisa AFI yang merupakan pengembangan dari analisa AVO.
4. Diharapkan hasilnya dapat menentukan karakteristik reservoir hidrokarbon dari daerah yang menjadi target adanya reservoir.

1.4 Metodologi

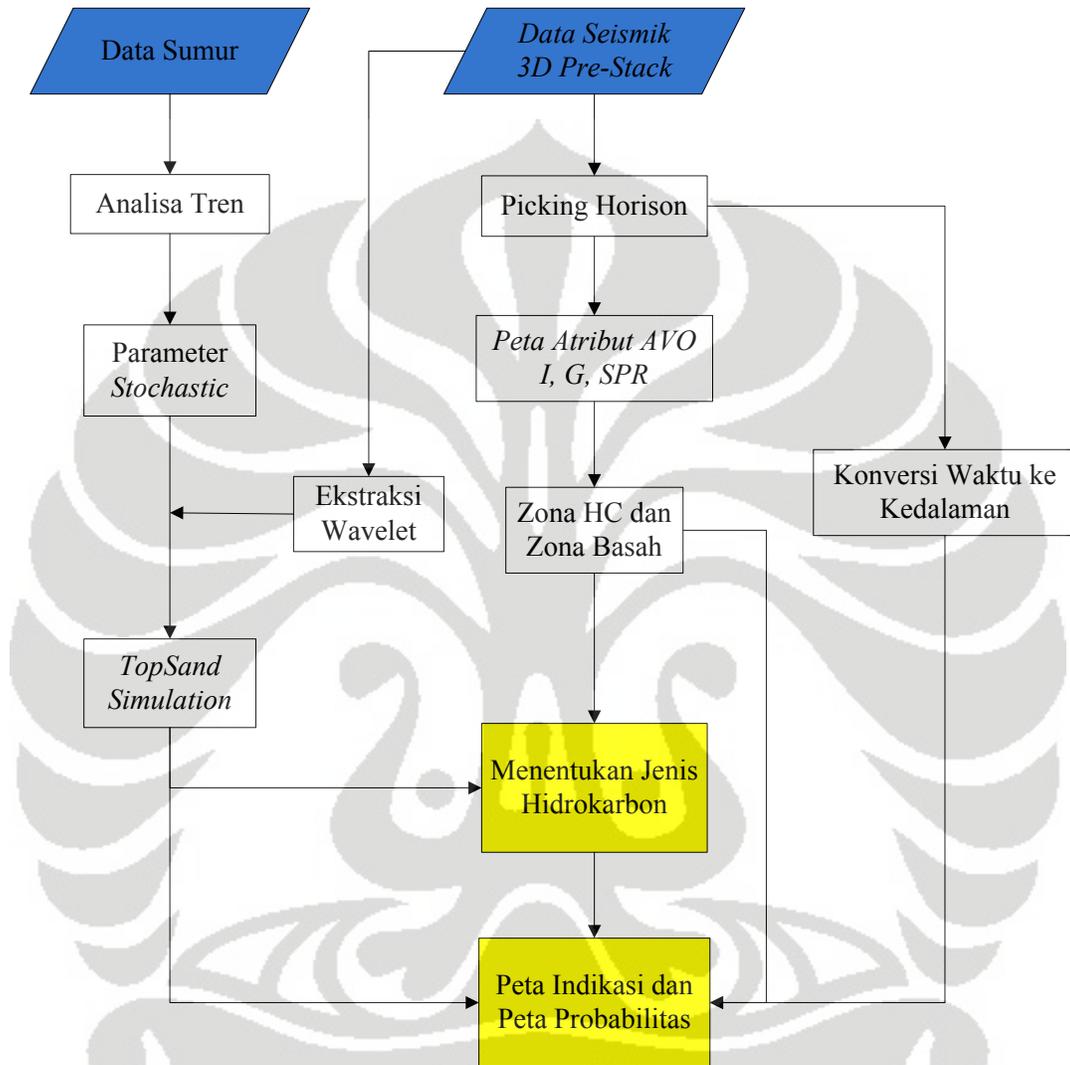
Pengolahan data lanjutan terbagi dalam 2 tahap dengan melihat gambar 1.1. Tahap pertama menentukan peta atribut AVO berdasarkan intensitas warna. Pada peta ini warna-warna yang menunjukkan intensitas tinggi dan rendah akan dianggap sebagai suatu zona. Pada proses selanjutnya zona inilah yang akan menentukan ada tidaknya hidrokarbon.

Tahap selanjutnya melakukan analisa tren dari data sumur. Dari analisa tersebut akan didapat model parameter *stochastic*. Model ini berisi parameter fisis batuan serta parameter dari minyak, gas dan *brine*. Hasil penggabungan model parameter *stochastic* dengan ekstraksi wavelet dari data seismik akan didapat simulasi crosplot antara perpotongan (*Intercept*) dan kemiringan (*Gradient*) yang terdiri dari 3 fluida yaitu minyak, gas dan *brine*. Simulasi inilah yang menjelaskan mengenai inversi fluida yang merupakan tahapan dalam analisa AFI.

Dari simulasi crosplot tersebut dimasukkan sayatan-sayatan data dari peta atribut AVO. Hasil penggabungan tersebut akan diketahui karakteristik dari reservoir hidrokarbon dengan melihat sayatan data yang dimasukkan ke simulasi akan terdapat di area fluida yang mana apakah minyak, gas atau *brine*.

Penentuan karakteristik hidrokarbon diperkuat lagi dengan peta indikasi dan peta probabilitas dimana zona-zona yang telah ditentukan sebelumnya pada peta atribut AVO akan diketahui besar persentase keberadaan reservoir hidrokarbon maupun karakteristiknya. Hasil ini juga dapat diketahui kedalaman dari reservoir hidrokarbon dengan melihat dari hasil konversi dari waktu ke kedalaman.

Secara garis besar metodologi penelitian yang dilakukan oleh penulis digambarkan dalam diagram seperti pada Gambar 1.1



Gambar 1.1 Bagan alur pengolahan data menggunakan AVO Fluid Inversion

1.5 Sistematika Penulisan

Sistematika penulisan Tugas Akhir ini secara singkat dijelaskan sebagai berikut:

BAB 1 berisi pendahuluan, di dalamnya dijelaskan tentang latar belakang masalah, maksud dan tujuan, pembatasan masalah, metodologi penelitian, dan sistematika penulisan laporan tugas akhir ini.

Sedangkan dalam **BAB 2** dibahas tentang konsep dasar yang mendukung dalam penulisan ini. Dalam bab ini dijelaskan tentang konsep dasar metode aplikasi *Ampiltude Variation with Offset Fluid Inversion* serta konsep-konsep lain yang berhubungan dengan aplikasi tersebut.

Dalam **BAB 3** pembahasan mengarah kepada data yang dibutuhkan lalu pengolahan data hingga didapatkan sayatan-sayatan data yang dibutuhkan pada analisa AFI selanjutnya. Analisa data sumur dilakukan untuk mendapatkan simulasi

Pada **BAB 4** penulis membahas hasil pengolahan data dan interpretasi data serta data penunjang hingga diperoleh analisa yang tepat dalam penentuan zona-zona yang mendukung dalam pengambilan kesimpulan untuk menentukan zona hidrokarbon sebagai indikasi karakteristik dari reservoir hidrokarbon sehingga dapat membantu dalam penentuan lokasi-lokasi target target pengeboran serta pengembangan lapangan selanjutnya.

Akhirnya ditarik suatu kesimpulan dari analisa-analisa dan pembahasan yang dilakukan di **BAB 4** di dalam **BAB 5** serta saran-saran yang mungkin dilakukan dalam rangka perbaikan untuk studi lebih lanjut.

BAB II

KONSEP DASAR

2.1 Amplitude Variation with Offset (AVO)

Analisa AVO digunakan jika nilai koefisien refleksi berubah-ubah terhadap penambahan offset dan hal ini biasanya terdapat pada data *pre-stack gather*. Satu asumsi dasar tentang data *stack* adalah jejak seismik sebagai konvolusi antara wavelet dengan deret koefisien refleksi. Masing-masing koefisien refleksi merupakan hasil sinar seismik melewati batas antar dua lapisan (Haris, 2004)

Pada kasus ini, koefisien refleksi sebagai fungsi dari kecepatan gelombang P dan densitas masing-masing lapisan batuan. Persamaannya diberikan oleh : (Sheriff and Geldart, 1995)

$$r_i = \frac{\rho_{i+1}\alpha_{i+1} - \rho_i\alpha_i}{\rho_{i+1}\alpha_{i+1} + \rho_i\alpha_i} = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (2.1)$$

dimana r = koefisien refleksi

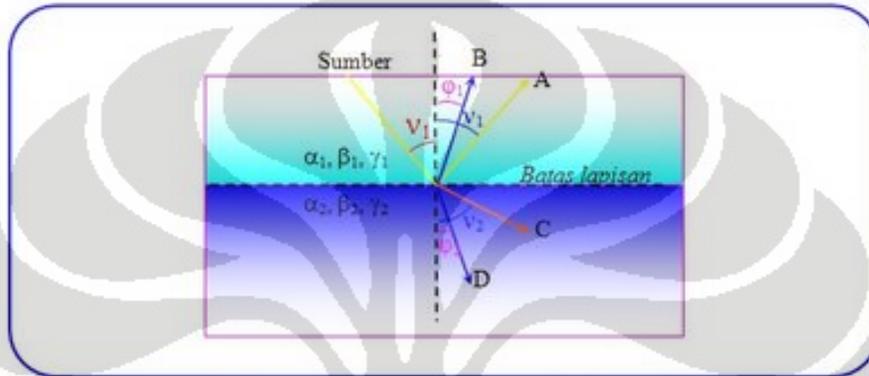
ρ = densitas

α = kecepatan gelombang P

Z = impedansi akustik

Jika sinar seismik melewati batas lapisan pada sudut datang tidak sama dengan nol dengan geometri penembakan common shot, maka akan terjadi konversi gelombang P menjadi gelombang S dan koefisien refleksi menjadi fungsi kecepatan

gelombang P , kecepatan gelombang S , dan densitas masing-masing lapisan. Dengan demikian dapat diturunkan 4 kurva : amplitudo refleksi gelombang P , amplitudo transmisi gelombang P , amplitudo refleksi gelombang S , amplitudo transmisi gelombang S (lihat gambar 2.1).



Gambar 2.1 Perambatan gelombang P yang melewati batas lapisan, terbagi menjadi 4 gelombang; A = gelombang P refleksi, B= gelombang S refleksi, C= gelombang P transmisi, dan D = gelombang S transmisi. (Yilmaz, 1987)

Variasi amplitudo terhadap *offset* melibatkan parameter fisis *Poisson's ratio*, yang berhubungan dengan rasio gelombang P terhadap gelombang S . Formulasi untuk *Poisson's ratio* diberikan oleh :

$$\sigma = \frac{(\alpha / \beta)^2 - 2}{2(\alpha / \beta)^2 - 2} \quad (2.2)$$

dimana σ = *Poisson's ratio*

α = kecepatan gelombang P

β = kecepatan gelombang S

Secara teoritik *Poisson's ratio* memiliki harga antara 0 sampai 0,5 dimana 0 untuk gas dan 0,5 untuk liquid. Dari persamaan (2.2), terlihat bahwa ketika *Poisson's ratio* mendekati 0,5 maka rasio kecepatan α/β menuju tak terhingga. Hal ini terjadi karena kecepatan gelombang $S = 0$ jika melewati fluida. Sebaliknya rasio kecepatan $\alpha/\beta =$ jika *Poisson's ratio* = 0. Schoenberg menyarankan bahwa parameter yang dapat digunakan untuk menyederhanakan transformasi dari kecepatan ke *Poisson's ratio* adalah $\gamma = (\alpha/\beta)^2$, pada kasus ini kita melihat bahwa :

$$\sigma = \frac{\gamma - 2}{2\gamma - 2} \quad (2.3a)$$

$$\gamma = \frac{2\alpha - 2}{2\alpha - 1} \quad (2.3b)$$

Bentuk akhir dari persamaan Zoeppritz ditunjukkan pada persamaan (2.4) dimana berhubungan dengan jejak gelombang pada gambar 2.8.

$$\begin{bmatrix} \sin v_r & \cos \varphi_r & -\sin v_t & \cos v_t \\ -\cos v_r & \sin \varphi_r & -\cos v_t & -\sin v_t \\ \sin 2v_r & \frac{\alpha_1}{\beta_1} \cos 2\varphi_r & \frac{\rho_2 \beta_2^2 \alpha_2}{\rho_1 \beta_1^2 \alpha_1} \cos 2v_t & -\frac{\rho_2 \beta_2^2 \alpha_2}{\rho_1 \beta_1^2} \cos 2\varphi_t \\ \cos 2v_r & -\frac{\beta_1}{\alpha_1} \sin 2\varphi_r & -\frac{\rho_2 \alpha_2}{\rho_1 \alpha_1} \cos 2\varphi_t & -\frac{\rho_2 \beta_2}{\rho_1 \alpha_1} \sin 2\varphi_t \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A \\ B \\ C \\ D \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -\sin v_r \\ -\cos v_r \\ \sin 2v_r \\ -\cos 2\varphi_r \end{bmatrix} \quad (2.4)$$

Persamaan Zoeppritz (2.4) rumit dan dalam praktek tidak dapat menduga sifat-sifat petrofisis dari batuan reservoir. Pendekatan pertama pada persamaan Zoeppritz untuk amplitudo refleksi P ke P dilakukan oleh Bortfeld (1961) dan hasilnya sebagai berikut:

$$R(\theta_1) = \frac{1}{2} \ln \left(\frac{\alpha_2 \rho_2 \cos \theta_2}{\alpha_1 \rho_1 \cos \theta_1} \right) + \left[2 + \frac{\ln \left(\frac{\rho_2}{\rho_1} \right)}{\ln \left(\frac{\alpha_2}{\alpha_1} \right) - \ln \left(\frac{\alpha_2 \beta_1}{\alpha_1 \beta_2} \right)} \right] \frac{\beta_1^2 - \beta_2^2}{\alpha_1^2} \sin^2 \theta_1 \quad (2.5)$$

Pada persamaan (2.5) bagian sisi kanan menyatakan efek akustik (bagian pertama) dan efek elastis (bagian kedua) pada amplitudo refleksi. Walaupun begitu persamaan (2.5) tidak menjelaskan sudut dari offset dari amplitudo refleksi. Oleh karena itu pelaksanaan secara praktek untuk analisa AVO belum dipertimbangkan.

Dengan menggunakan pendekatan yang disediakan oleh Aki dan Richards (1980), penggunaan analisa AVO secara praktek dapat dilakukan dengan merubah A (refleksi gelombang P) menjadi $R(\theta)$ sebagai sudut yang bergantung pada amplitudo refleksi untuk analisa AVO. Dengan mengasumsikan perubahan pada sifat-sifat elastis dari batuan melalui batas lapisan kecil dan sudut perambatan pada rentang kritis, maka persamaan untuk $R(\theta)$ dari persamaan Zoeppritz dengan pendekatan (Aki dan Richards, 1980)

$$R(\theta) = \left[\frac{1}{2} (1 + \tan^2 \theta) \right] \frac{\Delta \alpha}{\alpha} - \left[4 \frac{\beta^2}{\alpha^2} \sin^2 \theta \right] \frac{\Delta \beta}{\beta} + \left[\frac{1}{2} \left(1 - 4 \frac{\beta^2}{\alpha^2} \sin^2 \theta \right) \right] \frac{\Delta \rho}{\rho} \quad (2.6)$$

dimana : $\alpha = (\alpha_1 + \alpha_2)/2$ rata-rata kecepatan gelombang P

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

$\beta = (\beta_1 + \beta_2)/2$ rata-rata kecepatan gelombang S

$$\Delta \beta = \beta_2 - \beta_1$$

$\rho = (\rho_1 + \rho_2)/2$ rata-rata densitas

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

$\theta = (\varphi_1 + \varphi_2)/2$ rata-rata sudut masuk dan sudut transmisi untuk gelombang P (gambar 2.8)

Pendekatan Aki dan Richards (1980) memiliki tiga bagian term yaitu $\Delta\alpha/\alpha$, reflektivitas gelombang P; $\Delta\beta/\beta$, reflektivitas gelombang S dan terakhir $\Delta\rho/\rho$, perubahan fraksi pada densitas. Dalam prakteknya, tidak diamati efek terpisah dari ketiga bagian tersebut tetapi mengamati perubahan pada amplitudo refleksi sebagai fungsi sudut dari gelombang yang datang. Tetapi kenyataannya, ketiganya merupakan parameter elastis yang ingin diperkirakan dari pengamatan sudut yang bergantung amplitudo refleksi. Untuk menggunakan persamaan Aki dan Richards (2.6) pada inversi dari amplitudo refleksi untuk parameter elastis tersebut harus dibuat rentang berdasarkan sudut dari gelombang yang datang secara berturut-turut. Perubahan ini pertama kali diperkenalkan oleh Shuey (1985) dan selanjutnya akan memudahkan dalam pengembangan analisa AVO secara praktek. Perubahan baru tersebut menjadi persamaan

$$R(\theta) = \left[\frac{1}{2} \left(\frac{\Delta\alpha}{\alpha} + \frac{\Delta\beta}{\beta} \right) \right] + \left[\frac{1}{2} \frac{\Delta\alpha}{\alpha} - 4 \frac{\beta^2}{\alpha^2} \frac{\Delta\beta}{\beta} - 2 \frac{\beta^2}{\alpha^2} \frac{\Delta\rho}{\rho} \right] \sin^2 \theta + \left[\frac{1}{2} \frac{\Delta\alpha}{\alpha} \right] (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (2.7)$$

Berdasarkan pada perkiraan teoritis yang dibuat oleh Koefed (1955) bahwa sifat elastis yang sangat berhubungan dengan sudut dari amplitudo refleksi $R(\theta)$ adalah *Poison's ratio* σ . Shuey (1985) memperkenalkan perubahan faktor dari

kecepatan gelombang S β menjadi σ . Hubungan tersebut dapat diturunkan dari persamaan (2.2) menjadi

$$\beta^2 = \frac{1}{2} \left(\frac{1-2\sigma}{1-\sigma} \right) \alpha^2 \quad (2.8a)$$

Untuk melakukan diferensiasi yang diperlukan

$$\frac{\Delta\beta}{\beta} = \frac{\Delta\alpha}{\alpha} - \frac{1}{2} \frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma)(1-2\sigma)} \quad (2.8b)$$

Diketahui juga refleksi amplitudo gelombang P R_p pada gelombang datang normal sebagai berikut;

$$R_p = \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta\alpha}{\alpha} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right) \quad (2.9)$$

Dengan mensubstitusikan persamaan (2.8a), (2.8b) dan (2.9) ke dalam persamaan Aki-Richards (2.7) akan didapatkan

$$R(\theta) = R_p + \left[\frac{1}{2} \frac{\Delta\alpha}{\alpha} - \left(2 \frac{\Delta\alpha}{\alpha} + \frac{\Delta\rho}{\rho} \right) \left(\frac{1-2\sigma}{1-\sigma} \right) + \frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma)^2} \right] \sin^2 \theta + \left[\frac{1}{2} \frac{\Delta\alpha}{\alpha} \right] (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (2.10)$$

Hasil akhir dari persamaan (2.10) dengan mengubah term kedua menjadi konstanta baru didapatkan

$$R(\theta) = R_p + \left[R_p H_0 + \frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma)^2} \right] \sin^2 \theta + \left[\frac{1}{2} \frac{\Delta\alpha}{\alpha} \right] (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \quad (2.11)$$

Dimana

$$H_0 = H - 2(1+H) \frac{1-2\sigma}{1-\sigma} \quad (2.12)$$

Persamaan (2.11) dikenal sebagai persamaan AVO Shuey 3 term. Term pertama R_p merupakan amplitudo refleksi pada sudut datang normal. Pada sudut menengah ($0 < \theta < 30$ derajat) term ketiga dihilangkan sehingga menjadi pendekatan dua term.

$$R(\theta) = R_p + G \sin^2 \theta \quad (2.13)$$

dimana

$$G = R_p H_0 + \frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma)^2} \quad (2.14)$$

Persamaan (2.13) dikenal sebagai persamaan AVO Shuey 2 term. Dalam latihan, amplitudo yang di *pick* sepanjang kejadian *moveout-corrected* pada sebuah *CMP gather* diplot terhadap $\sin^2\theta$ dapat dianggap sebagai garis lurus. Garis miring merupakan atribut kemiringan (*Gradient*) AVO dan ordinat pada sudut nol merupakan atribut perpotongan (*Intercept*) AVO. Kemiringan AVO pada persamaan (2.14) berhubungan langsung dengan perubahan *Poisson's ratio* $\Delta\sigma$, dimana dapat dikatakan sebagai *saturasi fluida pada batuan reservoir*. Atribut perpotongan AVO menjelaskan reflektivitas R_p pada sudut datang normal. Oleh karena itu, atribut perpotongan AVO, sebagai pengganti *stack* konvensional, dapat digunakan sebagai input untuk memperoleh *atribut akustik impedansi* dan secara tidak langsung berhubungan dengan *porositas pada batuan reservoir* (Yilmaz, 1987).

Persamaan dua term (2.14) dapat dijelaskan dengan lebih spesifik dengan memasukkan nilai *Poisson's ratio* $\sigma = 1/3$ dan $H_0 = -1$ maka persamaannya akan menjadi

$$G = -R_p + \frac{9}{4} \Delta\sigma \quad (2.15)$$

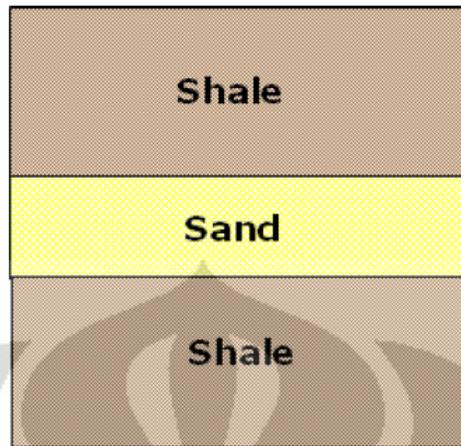
Solusi untuk perubahan pada *Poisson's ratio* yang melewati batas lapisan berdasarkan persamaan (2.15)

$$\Delta\sigma = \frac{4}{9}(R_p + G) \quad (2.16)$$

Persamaan (2.16) merupakan persamaan atribut AVO untuk menentukan perubahan pada *Poisson's ratio*. Sebenarnya seperti yang telah dijelaskan pada persamaan (2.16), atribut ini jumlah yang terskala dari perpotongan AVO R_p dan kemiringan AVO G (Yilmaz, 1987).

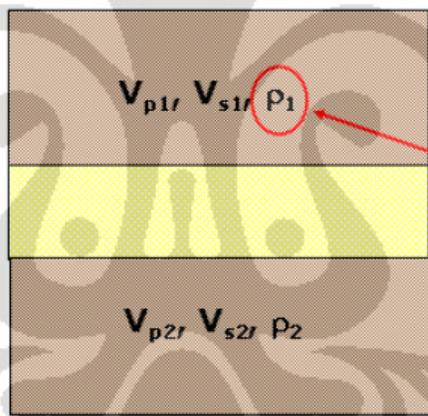
2.2 AVO Fluid Inversion

Seperti yang telah dijelaskan pada pendahuluan, program AFI ini digunakan untuk menganalisa respon AVO lalu membandingkan respon tersebut beserta sifat-sifat fluidanya. Model dasar yang digunakan pada AFI adalah model 3 lapisan yang terdiri dari pasir yang berada di antara lempung. Lempung diasumsikan sebagai zona basah sementara pasir terdiri dari brine, minyak dan gas. Model pada gambar 2.2 akan digunakan untuk menganalisa respon AVO maka parameter dari masing-masing lapisan harus memiliki kecepatan gelombang P, kecepatan gelombang S dan densitas. Ketiganya merupakan bagian dari log pada data sumur.



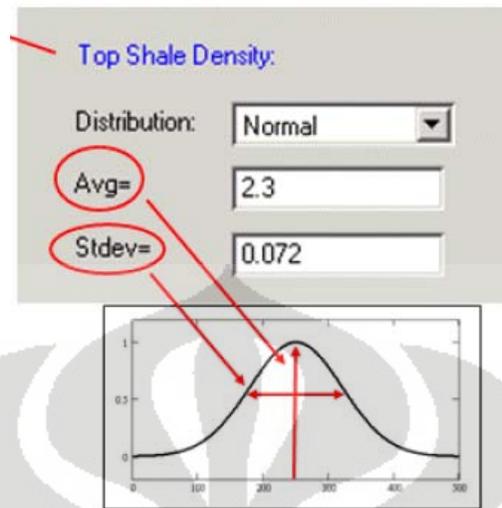
Gambar 2.2 Model dasar AFI (Hampson and Russel, 2001)

Pada kenyataannya, lempung digambarkan langsung dengan parameter ini:



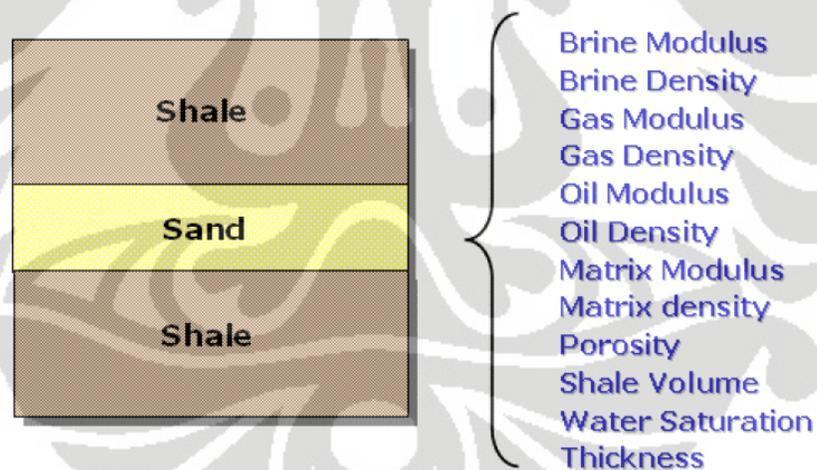
Gambar 2.3 Parameter-parameter dari lempung (Hampson and Russel, 2001)

Masing-masing parameter didefinisikan sebagai penyebaran distribusi, yang menentukan penyebaran nilai relatif dari masing-masing parameter. Gambar 2.4 menunjukkan penyebaran Normal atau Gaussian untuk densitas lempung. Diketahui lempung yang berada di bawah dan di atas pasir diasumsikan mempunyai penyebaran yang sama.



Gambar 2.4 Penyebaran Normal atau Gaussian untuk lempung (Hampson and Russel, 2001)

Lapisan pasir dikarakterisasikan parameter fisik batuan yang ditunjukkan di bawah ini:

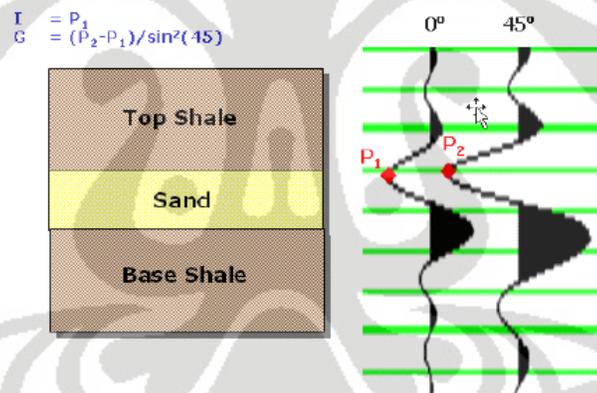


Gambar 2.5 Parameter-parameter fisik batuan pada lapisan pasir (Hampson and Russel, 2001)

Masing-masing parameter dapat digambarkan oleh penyebaran probabilitas, walaupun secara keseluruhan, banyak yang ditetapkan sebagai konstan. Alasan

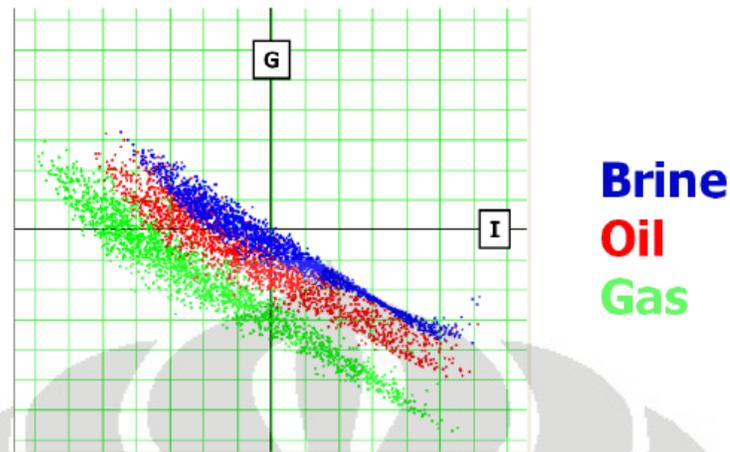
parameter fisis batuan ini digunakan karena substitusi Biot-Gassmann digunakan untuk menghitung efek dari perubahan fluida di dalam lapisan pasir. Salah satu cara untuk mendapatkan penyebaran probabilitas tersebut adalah dengan menggunakan analisa tren pada log sumur di area tersebut. Distribusi pada gambar di atas biasanya bervariasi terhadap kedalaman.

Setelah menentukan penyebaran distribusi untuk model, langkah selanjutnya adalah menghasilkan model 3 lapisan yang sesuai dengan penyebaran tersebut. Langkah tersebut disebut juga analisa Monte-Carlo. Dari masing-masing model tersebut, tras sintetis dihitung dengan tujuan untuk mendapatkan prediksi dari perpotongan (*Intercept*) dan kemiringan (*Gradient*) yang sesuai dengan model:



Gambar 2.6 Mencari perpotongan dan kemiringan dari tras seismik (Hampson and Russel, 2001)

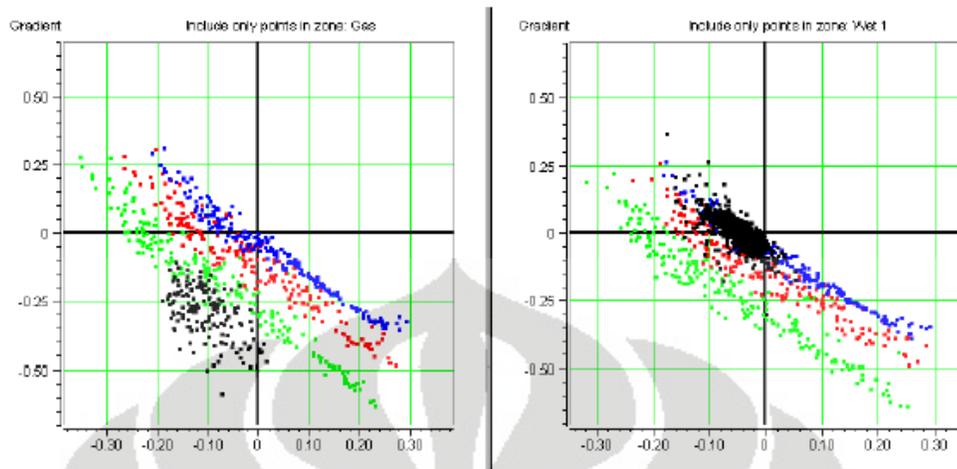
Dengan melakukan proses tersebut berulang kali, akan menghasilkan analisa simulasi, dimana menunjukkan jenis respon yang dihasilkan dari masing-masing fluida:



Gambar 2.7 Titik-titik yang menunjukkan respon dari masing-masing fluida
(Hampson and Russel, 2001)

Analisa simulasi berupa kumpulan titik-titik memberikan dua jenis informasi (Hampson and Russel, 2001). Pertama, tingkat pemisahan kumpulan titik-titik menyatakan sebaik apa AVO dapat diharapkan untuk membedakan jenis-jenis fluida tersebut dalam keadaan ideal. Jika terdapat 2 kumpulan titik-titik melengkapi secara signifikan, berarti hal tersebut tidak menyelesaikan masalah. Tentu saja, tingkat pemisahan bergantung pada penyebaran probabilitas, dimana bergantung pada banyak hal seperti kedalaman, kecepatan rata-rata, densitas dan lain-lain.

Yang kedua adalah membandingkan titik-titik data asli dengan titik-titik data sintetis dan membuat prediksi probabilitas. Data asli berupa bagian amplitudo dari volum 3D *pre-stack*. Dengan membandingkan titik-titik data asli dengan titik-titik data sintetis, secara terlihat menentukan fluida yang lebih dominan dari titik-titik tersebut setelah kedua data tersebut dikalibrasi. (gambar 2.7)



Gambar 2.8 Perbandingan data asli (titik hitam) dengan data prediksi/sintetik (titik berwarna)
(Hampson and Russel, 2001)

2.4 Teori Biot-Gassmann

Persamaan dasar dari kecepatan gelombang P dan S pada batuan tidak berpori sebagai berikut:

$$V_P = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (2.17a)$$

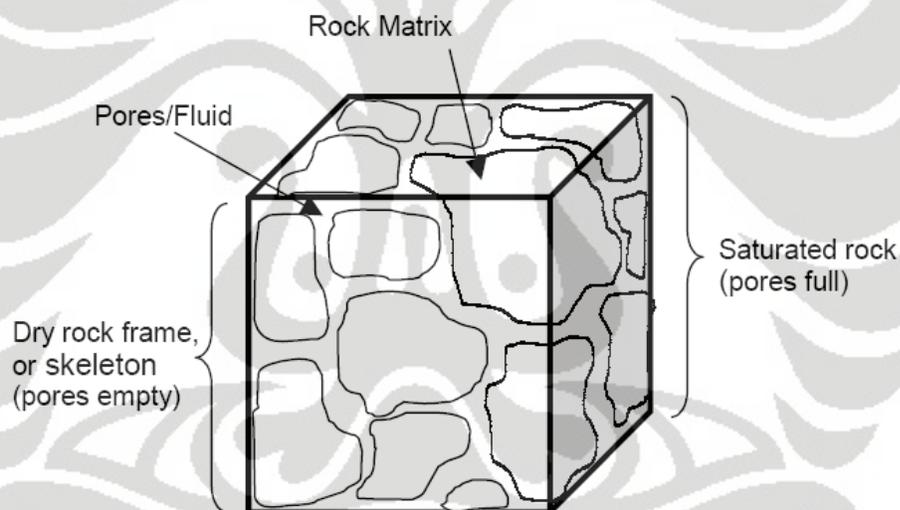
$$V_S = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2.17b)$$

Dimana ρ merupakan densitas, λ merupakan parameter *Lame* pertama, μ merupakan parameter *Lame* kedua atau modulus shear, K adalah modulus bulk.

Persamaan dasar tidak akan berlaku jika terdapat batuan berpori dan mengalami saturasi. Perhitungannya akan lebih rumit. Penyelesaian terhadap hal

tersebut dibahas oleh Biot (1941) dan Gassmann (1951) dengan pendekatan berbeda tapi pada akhirnya pendekatan persamaan mereka berdua menghasilkan hasil akhir yang sama. Metode mereka sama-sama menentukan kecepatan gelombang P dan S pada batuan berpori dengan syarat mengalami elastis konstan.

Untuk mengetahui lebih jelas mengenai terminologi Biot-Gassmann dapat dilihat pada gambar 2.9, menggambarkan kubus berupa batuan berpori yang dapat dikarakterisasikan dalam 4 komponen : mineral batuan (*rock mineral*), sistem fluida (*the fluida system*), bagian batuan kering (*the dry-rock frame*) dan batuan yang tersaturasi (*the saturated rock*).



Gambar 2.9 Terminologi dari teori Biot-Gassmann (Russel et.al, 2001)

Algoritma matematika berdasarkan teori Biot-Gassmann yang biasa digunakan untuk memakai fluida pengganti model dari lapisan pasir basah untuk menciptakan korespon dari gas dan minyak. Masalah dasar adalah dimulai dengan lapisan pasir dasar. Biasanya, lapisan ini basah, tetapi dapat mengakomodasi dengan baik

kemungkinan keberadaan hidrokarbon. Tujuannya adalah menghitung V_p , V_s , dan densitas untuk kasus dimana *brine* digantikan dengan minyak dan gas. Parameter-parameter yang digunakan antara lain:

$V_{LEMPUNG_0} =$ volum lempung pada lapisan pasir dasar

$\rho_0 =$ densitas lapisan pasir dasar

$S_{W0} =$ saturasi air pada lapisan pasir dasar (biasanya = 1.0)

$\rho_{H0} =$ densitas hidrokarbon pada lapisan pasir dasar

$\rho_{W0} =$ densitas air pada lapisan pasir dasar

$\phi_0 =$ porositas dari lapisan pasir dasar

$V_{P0} =$ kecepatan gelombang P pada lapisan pasir dasar

$K_{W0} =$ modulus bulk air pada lapisan pasir dasar

$K_{H0} =$ modulus bulk hidrokarbon pada lapisan pasir dasar

$K_{M0} =$ modulus bulk matriks pada lapisan pasir dasar

2.4.1 Menghitung dan menyimpan beberapa parameter pasir dasar

Melakukan perhitungan untuk mendapatkan 3 parameter baru yang akan disimpan untuk perhitungan terakhir sebagai bagian untuk mencari V_p , V_s , dan densitas. 3 parameter tersebut yaitu ρ_{M0} , σ_{DRY} dan K_{B0}

2.4.1.1 Perhitungan ρ_{M0}

ρ_{M0} merupakan densitas matriks pada lapisan pasir dasar. Persamaan untuk mencari densitas matriks pada lapisan pasir dasar sebagai berikut:

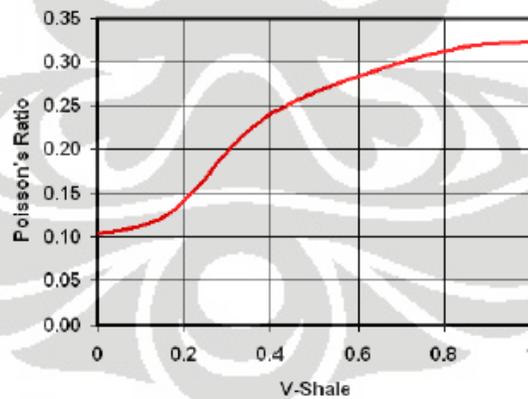
$$\rho_{M0} = (\rho_0 - \rho_{f0} \times \phi_o) / (1 - \phi_o) \quad (2.18)$$

Dari persamaan tersebut ada 1 parameter yang harus terlebih dahulu dicari yaitu ρ_{f0} . persamaan (2.19) dilakukan terlebih dahulu.

$$\rho_{f0} = \text{fluid density} = \rho_{w0} \times S_{w0} + \rho_{H0} \times (1 - S_{w0}) \quad (2.19)$$

2.3.1.2 Perhitungan σ_{DRY}

σ_{DRY} merupakan *Poisson's ratio* dari batuan kering Nilai ini dihitung dari nilai V Shale dasar menggunakan rumus empiris yang terkandung dari plot tersebut:



Gambar 2.10 Kurva antara V Shale dan rasio Poisson's (Hampson and Russel, 2001)

2.4.1.3 Perhitungan K_{B0}

K_{B0} merupakan modulus bulk batuan kering. Untuk mendapatkan nilai dari K_{B0} ada beberapa parameter yang harus didapat terlebih dahulu yaitu K_f , S dan M .

$$K_f = \frac{1}{\left(\frac{S_{W0}}{K_{W0}} + \frac{(1-S_{W0})}{K_{H0}} \right)} \quad (2.20a)$$

$$S = \frac{3 \times (1 - \sigma_{DRY})}{(1 + \sigma_{DRY})} \quad (2.20b)$$

$$M = V_{P0}^2 \times \rho_0 \quad (2.20c)$$

Ketiga persamaan diatas menghasilkan parameter yang dibutuhkan. Selanjutnya menggabungkan parameter-parameter tersebut untuk mendapatkan nilai K_{B0} .

Persamaan untuk mendapatkan nilai K_{B0} sebagai berikut:

$$K_{B0} = (1 - y) \times K_{M0} \quad (2.21)$$

Variabel y didapat dari persamaan sebagai berikut:

$$y = \frac{(-b + \sqrt{b^2 - 4ac})}{2a} \quad (2.22)$$

Dimana:

$$a = S - 1 \quad (2.23a)$$

$$b = \phi_0 \times S \times \left(\frac{K_{M0}}{K_f - 1} \right) - S + \left(\frac{M}{K_{M0}} \right) \quad (2.23b)$$

$$c = -\phi_0 \times \left(\frac{S - M}{K_{M0}} \right) \times \left(\frac{K_{M0}}{K_f - 1} \right) \quad (2.23c)$$

2.4.2 Perhitungan Nilai Fluida Baru

Nilai-nilai fluida baru yang didapat digunakan untuk mengganti nilai-nilai dari V_p , V_s dan densitas. Nilai-nilai ini didapat dari model *stochastic*.

Nilai-nilai yang dimasukkan untuk langkah berikutnya adalah sebagai berikut:

ρ_{M0}	=	Densitas matriks dari lapisan pasir dasar (dihitung dalam langkah pertama)
σ_{DRY}	=	Rasio Poisson's batuan kering (dihitung dalam langkah pertama)
K_{B0}	=	Modulus bulk batuan kering (dihitung dalam langkah pertama)
ρ_w	=	keluaran densitas air (dari <i>model stochastic</i>)
S_w	=	keluaran saturasi air (dari <i>model stochastic</i>)
ϕ	=	keluaran porositas (dari <i>model stochastic</i>)
ρ_H	=	keluaran densitas hidrokarbon (dari <i>model stochastic</i>)
ρ_M	=	keluaran densitas matriks (dari <i>model stochastic</i>)
K_w	=	keluaran modulus bulk air (dari <i>model stochastic</i>)
K_H	=	keluaran modulus bulk hidrokarbon (dari <i>model stochastic</i>)

Nilai densitas yang diinginkan akan didapat dengan persamaan (2.24).

$$\rho = \rho_w S_w \phi + \rho_H (1 - S_w) \phi + \rho_M (1 - \phi) \quad (2.24)$$

Selanjutnya mencari persamaan untuk mendapatkan nilai V_p dan V_s .

$$K_p = \frac{\phi_0}{\left(\frac{1}{K_{B0}} - \frac{1}{K_{M0}} \right)} \quad (2.25)$$

Selanjutnya menggunakan K_p untuk mencari variabel lain.

$$K_f = \frac{1}{\left(\frac{S_w}{K_w} + \frac{[1-S_w]}{K_H} \right)} \quad (2.26a)$$

$$K_B = \frac{1}{\left(\frac{\phi}{K_p} + \frac{1}{K_M} \right)} \quad (2.26b)$$

$$\mu_B = \frac{3K_B}{4} \left[\frac{3(1-\sigma_{DRY})}{1+\sigma_{DRY}} - 1 \right] \quad (2.26c)$$

Dengan melihat persamaan (2.26a), (2.26b) dan (2.26c) maka persamaan akhir untuk mendapatkan nilai V_p dan V_s dari persamaan sederhana (persamaan (2.17a) dan (2.17b)) sebagai berikut:

$$V_p^2 = \frac{K_B + \frac{4\mu_B}{3} + \frac{\left(\frac{1-K_B}{K_M} \right)^2}{\left(\frac{1-\phi-K_B}{K_M} \right) + \frac{\phi}{K_f}}}{\rho} \quad (2.27a)$$

$$V_s^2 = \frac{\mu_B}{\rho} \quad (2.27b)$$

2.5 Probabilitas

Teori matematika ini digunakan untuk melakukan perhitungan probabilitas pada AFI.

Masalah dasar adalah: kita mempunyai 3 kelompok batas, yang berhubungan dengan *brine*, minyak dan gas. Berikan batas baru, menghitung probabilitas berupa batas tersebut termasuk masing-masing dari ketiga kelompok. Kita mengasumsikan bahwa masing-masing kelompok dapat digambarkan oleh penyebaran probabilitas 2 dimensi. Sebagai permisalan, distribusi gas. Anggap Gas hanya satu-satunya kelompok yang ada, dapat ditulis sebagai berikut:

$P_{gas}(I, G)$ = probabilitas pada titik (I,G) adalah gas.

I = Intercept

G = Gradient

Ada banyak alternatif kemungkinan untuk penyebaran probabilitas secara teori. Salah satunya yang digunakan pada AFI adalah penyebaran Cauchy (Hampson and Russel, 2001).

Mendefinisikan vektor x sebagai vektor 2 dimensi pada lokasi yang diinginkan:

$$x = \begin{bmatrix} x_1 \\ x_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I \\ G \end{bmatrix} \quad (2.28)$$

Menentukan titik pada kelompok gas:

$$x^k = \begin{bmatrix} x_1^k \\ x_2^k \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} I^k \\ G^k \end{bmatrix} \text{ lokasi dari titik } k^{\text{th}} \text{ pada kelompok} \quad (2.29)$$

Vektor μ adalah vektor yang memiliki nilai rata-rata dari titik kelompok sepanjang arah I dan G untuk kelompok gas:

$$\mu = \begin{bmatrix} \mu_1 \\ \mu_2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{I}_{gas} \\ \bar{G}_{gas} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N x_1^k \\ \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N x_2^k \end{bmatrix} \quad (2.30)$$

Matriks Σ adalah matriks kovarian untuk kelompok:

$$\Sigma = \begin{bmatrix} \sigma_{11} & \sigma_{12} \\ \sigma_{12} & \sigma_{22} \end{bmatrix} \quad (2.31)$$

Dimana:

$$\sigma_{ij} = \frac{1}{N} \sum_{k=1}^N (x_i^k - \mu_i)(x_j^k - \mu_j) \quad (2.32)$$

Sekarang menentukan jarak Mahalanobis sebagai:

$$\Delta^2 = (x - \mu)^T \Sigma^{-1} (x - \mu) \quad (2.33)$$

Kita dapat menulis bahwa probabilitas berasosiasi dengan titik x, memberi kelompok gas tunggal yaitu:

$$P_{gas}(x) = \frac{1}{2\pi \left| \Sigma \right|^{1/2} (1 + \Delta^2)} \quad (2.34)$$

Persamaan (2.34) adalah penyebaran Cauchy” 2 dimensi dan penyebaran probabilitas ini yang akan diplot dalam warna pada peta gambar simulasi.

Untuk melengkapi proses ini, kita perlu mencatat bahwa pada kenyataannya terdapat 3 penyebaran. Teori yang dapat digunakan untuk mengatasi masalah ini adalah teorema Bayes, yang tertulis sebagai berikut : (Hampson and Russel, 2001)

$$P(gas | I, G) = \frac{P_{gas}(I, G) \times P_{gas}}{P_{gas}(I, G) \times P_{gas} + P_{min\,yak}(I, G) \times P_{min\,yak} + P_{brine}(I, G) \times P_{brine}} \quad (2.35)$$

Pada persamaan (10)

$P(gas | I, G)$ = probabilitas gas pada titik (I,G) pada ketiga kelompok

$P_{gas}(I, G)$ = probabilitas gas pada titik (I,G) pada kelompok gas itu sendiri
(telah dihitung sebelumnya)

P_{gas} = probabilitas gas awal, atau probabilitas sebelum melakukan analisa.

Tanpa AFI, probabilitas awal untuk masing-masing fluida diasumsikan adalah 1/3.

Karena alasan ini, persamaan sebelumnya berubah menjadi:

$$P(gas | I, G) = \frac{P_{gas}(I, G)}{P_{gas}(I, G) + P_{min\,yak}(I, G) + P_{brine}(I, G)} \quad (2.36)$$

Persamaan sama untuk probabilitas minyak dan *brine*.

BAB III

PENGOLAHAN DATA

Dalam memprediksi karakteristik reservoir hidrokarbon dengan menggunakan analisa AVO Fluid Inversion, diperlukan 3 input data yaitu data log sumur, data seismik serta data horison. Data log sumur yang digunakan dengan format .wdb merupakan format data log sumur, sedangkan data seismik memiliki format .sgy.

Adapun *software* yang digunakan dalam penelitian ini adalah modul AFI (Amplitude Variation with Offset Fluid Inversion) yang merupakan suatu *application manager* dalam *software* Hampson-Russel. AFI merupakan *software* untuk mengintegrasikan data log dari sumur-sumur yang ada dengan data volum seismik yang bertujuan untuk mendapatkan prediksi karakteristik reservoir hidrokarbon dengan mengambil sayatan-sayatan data dari data horison yang dimasukkan ke dalam data volum seismik.

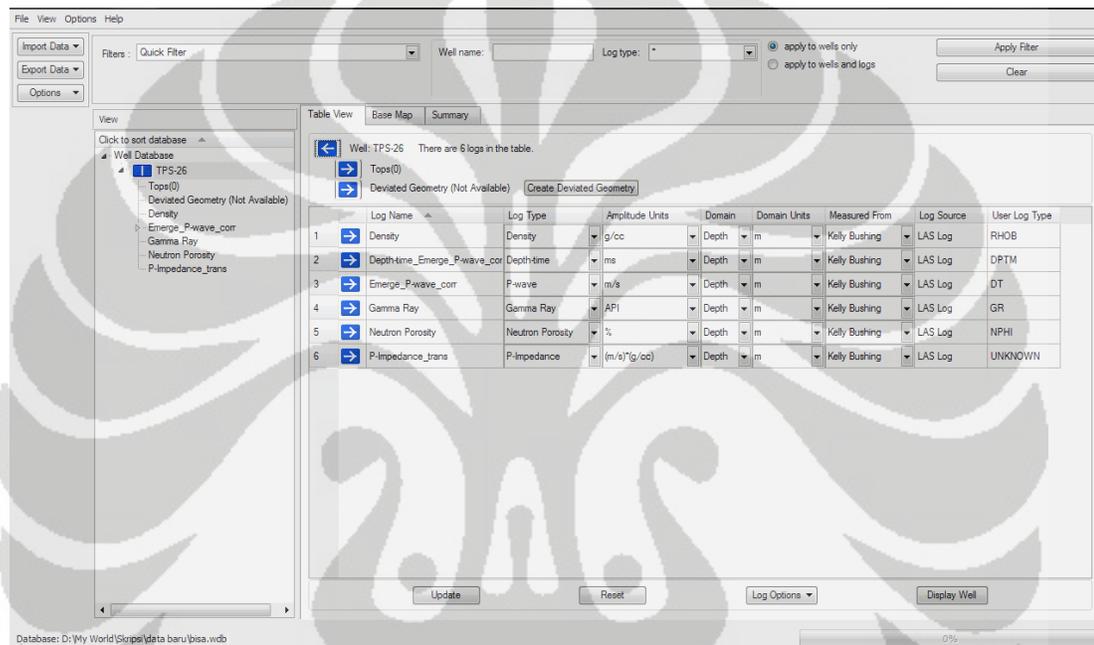
3.1 Persiapan Data

Volume data yang digunakan :

- Data seismik 3D *Prestack*
- Data sumur TPS 26

3.1.2 Data Log Sumur

Proses input data Log sumur dilakukan dengan menginput file database sumur dengan ekstension *.wdb* atau *well database* melalui aplikasi well eksplorer yang juga merupakan salah satu modul dalam *software* Hampson-Russel, seperti pada gambar 3.1.



Log Name	Log Type	Amplitude Units	Domain	Domain Units	Measured From	Log Source	User Log Type
1 Density	Density	g/cc	Depth	m	Kelly Bushing	LAS Log	RHOB
2 Depth-time_Emerge_P-wave_cor	Depth-time	ms	Depth	m	Kelly Bushing	LAS Log	DPTM
3 Emerge_P-wave_cor	P-wave	m/s	Depth	m	Kelly Bushing	LAS Log	DT
4 Gamma Ray	Gamma Ray	API	Depth	m	Kelly Bushing	LAS Log	GR
5 Neutron Porosity	Neutron Porosity	%	Depth	m	Kelly Bushing	LAS Log	NPHI
6 P-Impedance_trans	P-Impedance	(m/s) ² (g/cc)	Depth	m	Kelly Bushing	LAS Log	UNKNOVW

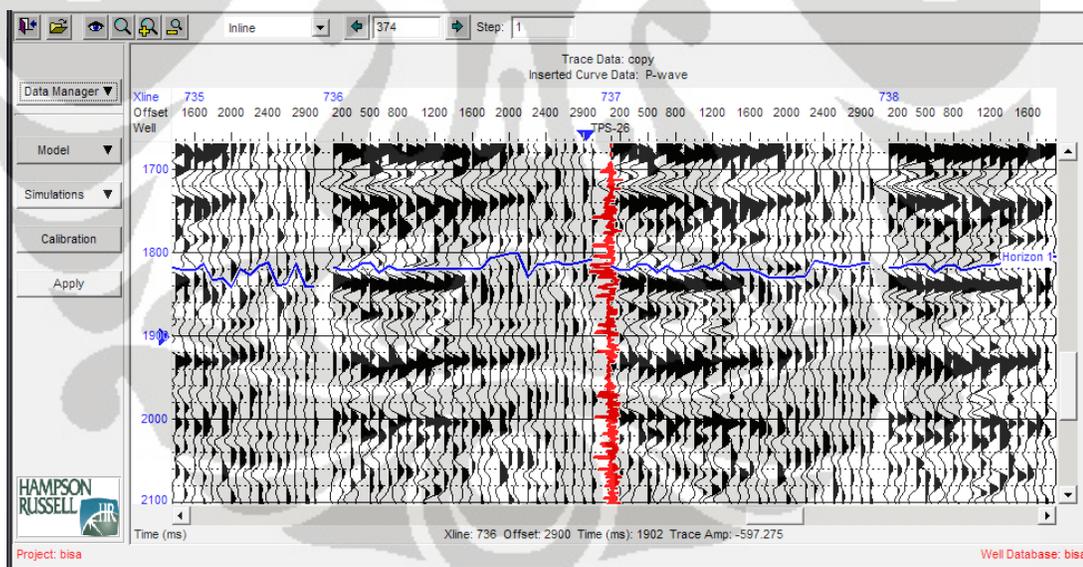
Gambar 3.1 Tabel data log sumur

Pada data log sumur yang ada hanya terdapat satu sumur yang akan digunakan untuk analisa AFI. Sumur yang digunakan yaitu TPS-26 berlokasi pada koordinat (237817.77; 7427938.60) meter dengan kedalaman dari 1730 sampai 2960 meter di bawah permukaan. Dari data sumur dapat diprediksi keberadaan adanya hidrokarbon dengan melihat log densitas dan gamma ray. Dari kedua log tersebut dapat ditentukan

kedalaman dari adanya pasir dimana ada kemungkinan terdapat hidrokarbon untuk selanjutnya dilakukan analisa AFI.

3.1.2 Data Seismik dan Data Horison

Data seismik yang digunakan adalah data seismik 3D *Prestack* yaitu *copy.sgy*. Lokasi yang menjadi objek penelitian dibatasi pada daerah TPS pada *inline 340-375* dan *Crossline 700-750*. Pada kedalaman waktu dari 500 ms sampai 2500 ms dengan offset membentang dari 100 m sampai 3000 m. Data sumur yang digunakan terletak pada *inline 374* dan *Crossline 737*. Sementara data horison yang digunakan Horizon 1. Horison yang ditampilkan pada gambar 3.2 telah di *picking* pada rentang waktu antara 1800-1820 ms.



Gambar 3.2 Data Seismik disertai dengan log sumur (plot merah) dan data horison (garis melintang berwarna biru)

3.2 Pengolahan Data

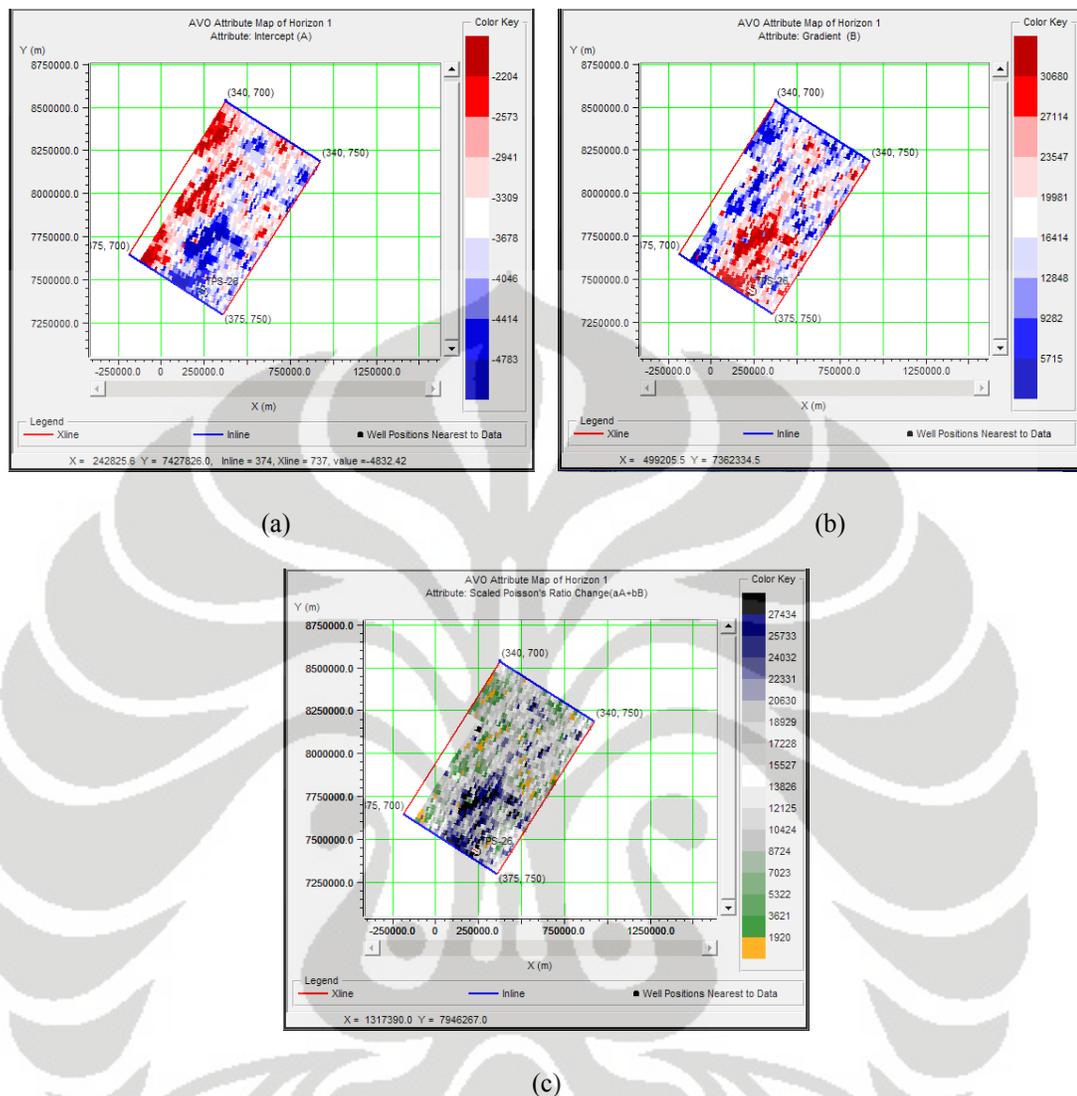
Ada 2 proses dalam pengolahan menggunakan AFI. Pertama melakukan pengambilan sayatan data dari data seismik dengan menggunakan atribut AVO. Hasilnya berupa peta atribut AVO terdiri dari 3 bagian yaitu peta perpotongan (*Intercept*), peta kemiringan (*Gradient*) dan peta *Scaled Poisson's Ratio* (SPR). Kedua melakukan analisa data sumur. Hasilnya berupa analisa tren dan simulasi sintetik.

3.2.1 Peta Atribut AVO

Horison yang telah di *picking* pada gambar 3.2 selanjutnya digunakan untuk mendapatkan peta atribut AVO. *Picking* tersebut mengikuti alur lembah (*trough*) dan berdasarkan data sumur TPS 26. Hal ini akan lebih dijelaskan lebih lanjut pada bab berikutnya.

Peta atribut AVO menggunakan amplitudo pada lokasi daerah X berdasarkan data seismik, data horison dan data sumur. Untuk pembuatan peta ini yang akan digunakan tipe analisa A/B dimana menggunakan perpotongan (*intercept*) dan kemiringan (*gradient*). Lalu pada data sumur digunakan log korelasi *emerge* gelombang P.

Hasil dari pengolahan peta atribut AVO dapat dilihat pada gambar 3.3 berupa peta A (perpotongan), peta B (kemiringan) dan peta *Scaled Poisson's Ratio* (SPR)(A+B). Ketiga peta ini menggambarkan hasil penggunaan atribut seismik berupa amplitudo.



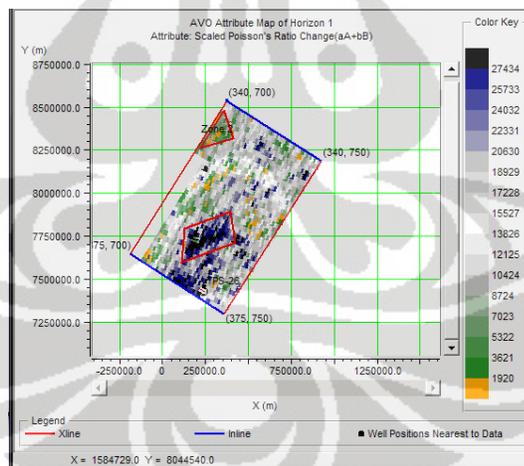
Gambar 3.3 Peta Atribut AVO (a) peta A (perpotongan), (b) peta B (kemiringan) dan (c) peta *Scaled Poisson's Ratio* (A+B)

Ketiga peta tersebut merupakan hasil dari analisa AVO secara konvensional. Tahap selanjutnya adalah menginterpretasi ketiga peta tersebut untuk menentukan zona-zona. Pada analisa AFI dapat menginterpretasi secara otomatis sehingga didapatkan probabilitas hidrokarbon untuk masing-masing lokasi. Untuk proses lebih

lanjut akan lebih baik jika ditentukan dahulu lokasi yang lebih spesifik pada peta dimana lokasi yang sangat memungkinkan adanya hidrokarbon.

3.2.1.1 Menentukan Zona-Zona Dari Peta Atribut AVO

Selanjutnya peta atribut AVO akan dibagi ke dalam zona-zona. Dari ketiga peta tersebut, peta yang akan digunakan untuk dibagi ke dalam zona-zona adalah peta *scaled Poisson's ratio* (A+B). Peta tersebut lebih baik daripada kedua peta lainnya dalam menentukan zona karena A+B seharusnya sebanding dengan perubahan *Poisson's Ratio*. Dari peta tersebut, pada gambar 3.3(c), adanya tampilan warna yang lebih terlihat perbedaannya dan dapat diduga daerah tersebut adalah zona yang mengandung hidrokarbon. Karena alasan inilah peta tersebut akan menjadi indikator yang baik dalam menentukan hidrokarbon.



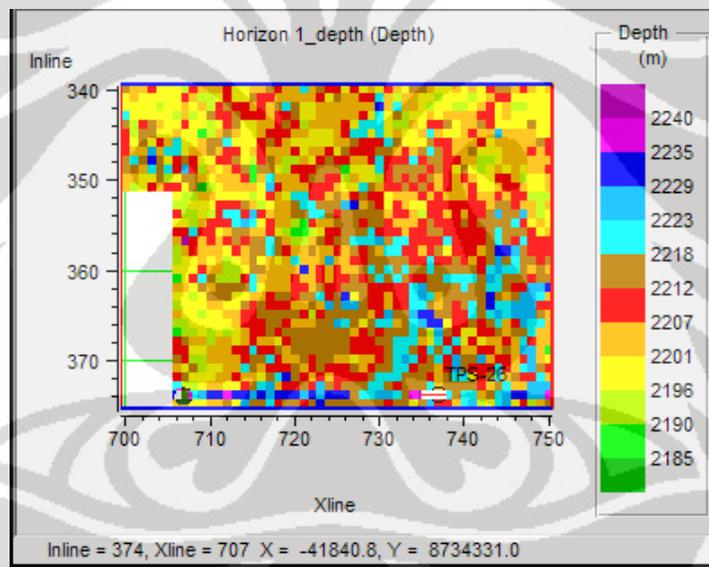
Gambar 3.4 Peta *Scaled Poisson's Ratio* yang telah dibagi dalam zona-zona

Pada gambar 3.4, peta SPR terbagi dalam 2 zona yaitu zona 1 dan zona 2 seperti yang ditunjukkan bentuk poligon berwarna merah. Penamaan ini tidak terlalu

berpengaruh dan tidak ada definisinya. Zona-zona tersebut hanyalah lokasi yang sesuai, dimana akan digunakan pada crossplot perpotongan/kemiringan.

3.2.1.2 Konversi dari waktu ke kedalaman

Langkah ini sebenarnya tidak perlu dilakukan tetapi akan berguna bila ingin mengetahui variasi kedalaman dari target horison. Langkah ini menggunakan data horison sehingga kedalaman yang dihasilkan hanya kedalaman dari horison yang telah di *pick*. Hasil konversi dapat dilihat pada gambar 3.5.



Gambar 3.5 Hasil konversi waktu ke kedalaman

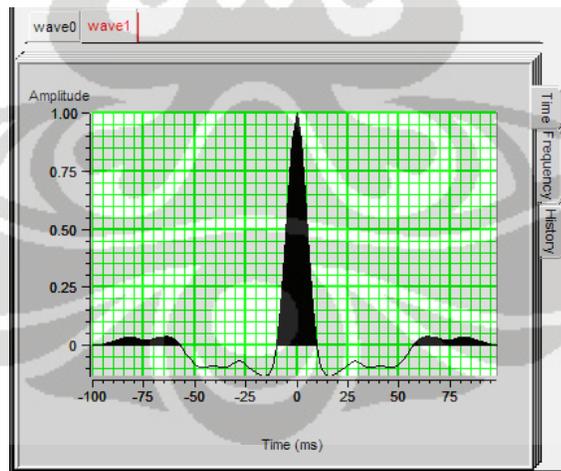
3.2.2 Analisa Data Sumur

Analisa ini dilakukan dengan mengambil data sumur dengan permulaan melakukan ekstraksi wavelet untuk melihat pengaruh tipisnya lapisan pada hasil

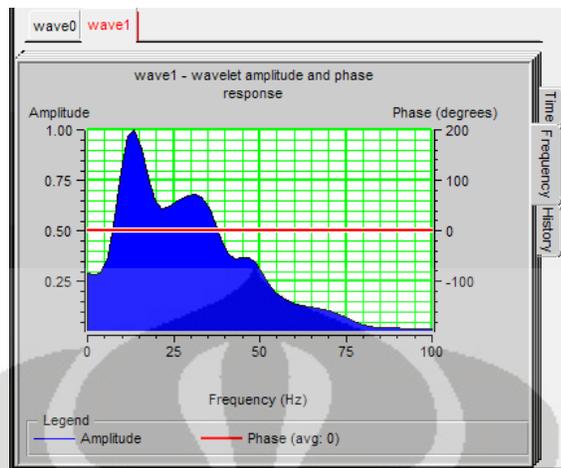
simulasi sintetis. Dari data log sumur akan dilihat keberadaan pasir dan lempung berdasarkan kedalaman (analisa tren). Dari analisa tren akan didapatkan parameter model *stochastic* dan selanjutnya akan didapat hasil simulasi dengan pembagian berdasarkan kandungan fluida. Kandungan fluida ini dipengaruhi oleh modulus dan densitas yang terdapat pada parameter *stochastic*.

3.2.2.1 Ekstraksi *Wavelet*

Ekstraksi *wavelet* pada data seismik dengan menganalisa ekstraksi waktu dengan zona target dari waktu 1700 ms sampai 2250 ms. Hal ini perlu dilakukan karena digunakan untuk menentukan pengaruh dari tipisnya lapisan dan kejadian *tuning* pada model. Yang akan digunakan hanya spektrum amplitudonya. Jadi kita akan mengekstrak *wavelet* statistik dari data seismik sendiri. Hasilnya pada gambar 3.6 dan 3.7



Gambar 3.6 *Wavelet* fungsi waktu



Gambar 3.7 Wavelet fungsi frekuensi

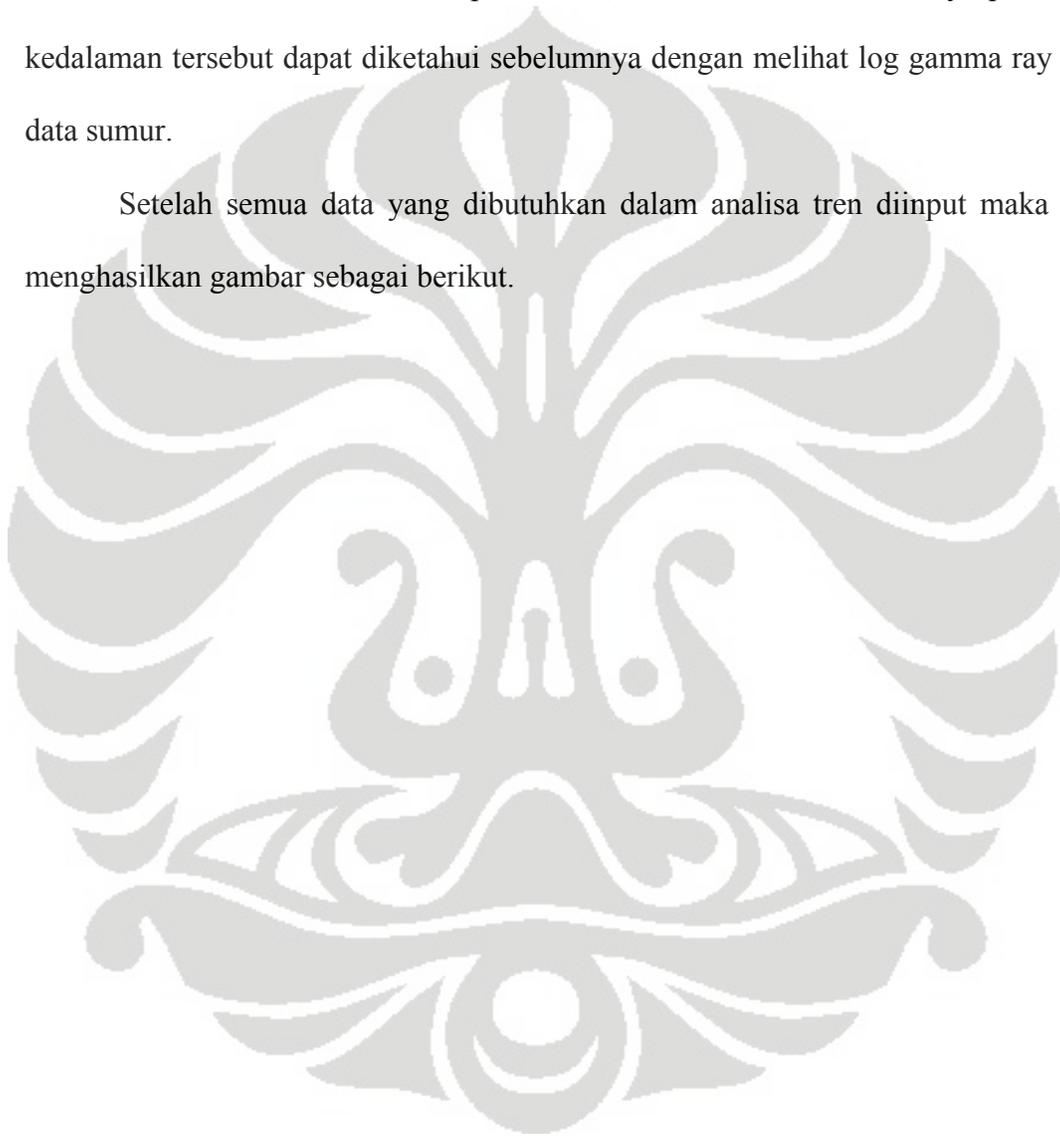
3.2.2.2 Analisa Tren

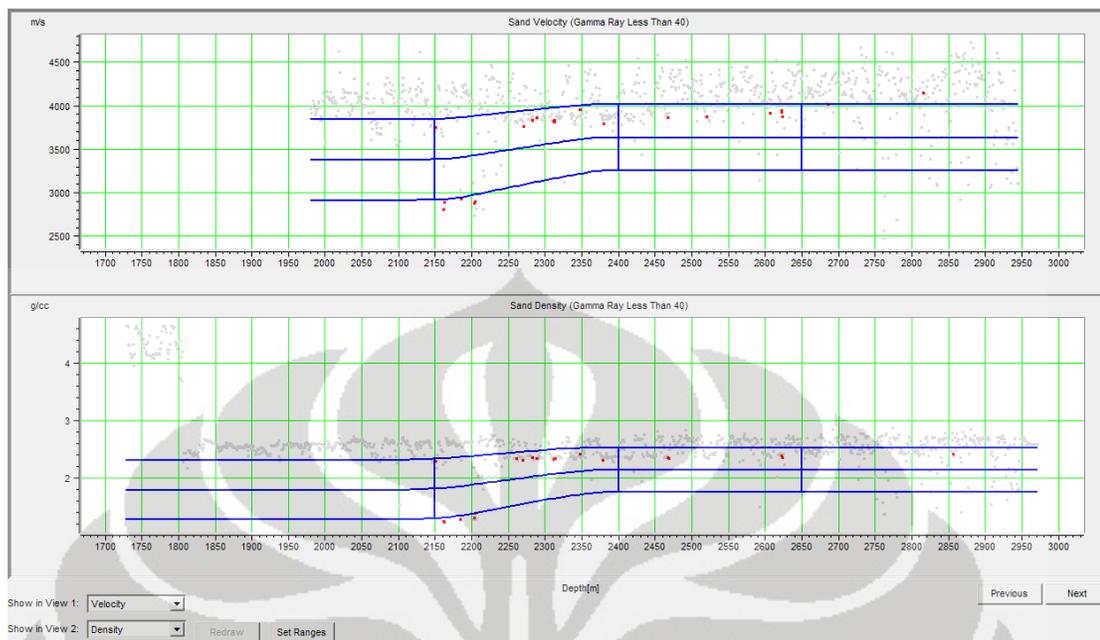
Melakukan analisa tren untuk mendapatkan model yang terdiri dari 3 lapisan yaitu lempung, pasir dan lempung (gambar 2.2). Dari 3 lapisan tersebut akan dicari penyebaran probabilitasnya untuk mendapatkan semua parameter yang dibutuhkan dalam analisa AFI. Cara yang sesuai untuk mendapatkan parameter-parameter tersebut dengan menganalisa data sumur dari daerah TPS pada satu atau lebih titik kedalaman.

Analisa tren digunakan untuk menghasilkan gambaran berupa analisa data dari sumur-sumur untuk menentukan parameter-parameter untuk model *stochastic*. Log dari sumur yang akan digunakan adalah gelombang P, densitas dan gamma ray. Dari analisa tren ini akan didapatkan kurva kecepatan, densitas serta log kondisi berdasarkan kedalamannya.

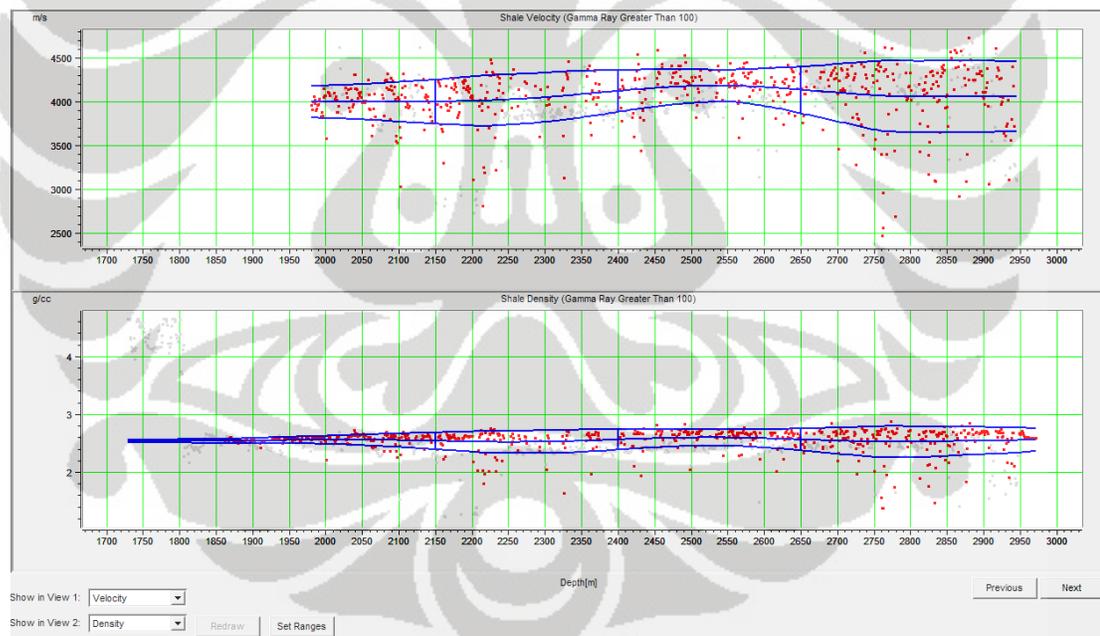
Dengan mengasumsikan penyebaran probabilitas adalah distribusi merata maka penyebaran lempung, pasir dan lempung lebih banyak distribusinya pada lapisan pasir. Berdasarkan adanya pasir pada kedalaman 2150 m sampai 2650 m maka dibuat titik-titik kedalaman pada 2150, 2400 dan 2650 m. Adanya pasir pada kedalaman tersebut dapat diketahui sebelumnya dengan melihat log gamma ray pada data sumur.

Setelah semua data yang dibutuhkan dalam analisa tren diinput maka akan menghasilkan gambar sebagai berikut.





(a)



(b)

Gambar 3.8 Analisa tren dari (a) pasir dan (b) lempung disertai titik-titik kontrol kedalaman

Gambar 3.8(a) memperlihatkan 2 plot tren yaitu kecepatan gelombang P melewati pasir dan densitas dari pasir. Titik-titik yang menyebar berasal dari log gelombang P dan log densitas dari sumur yang telah dipilih. Titik-titik merah menandakan pasir sementara yang berwarna abu-abu menandakan bukan lempung. Garis berwarna biru merupakan kurva tren yang terbentuk secara otomatis. Begitu juga dengan gambar 3.8(b) memperlihatkan hal yang sama untuk lempung.

3.2.2.3 Parameter Model *Stochastic*

Model *stochastic* adalah bentuk umum dari semua parameter untuk masing-masing lapisan pada model. Model *stochastic* didapat setelah analisa tren selesai dikerjakan. Model *stochastic* pada masing-masing kedalaman yang telah ditentukan berbeda-beda disebabkan karena tren kompaksi untuk area pada umumnya menyebabkan sifat fisis batuan bervariasi bergantung pada kedalaman. Untuk lebih detailnya dibuat untuk kedalaman tertentu yaitu pada kedalaman 2650 m. Dalam 1 jendela terdapat beberapa halaman dimana dijelaskan parameter-parameter yang didapat.

Pada gambar 3.9 terdapat parameter untuk pasir basah. Beberapa parameter ini (densitas, V_p dan porositas) telah dimasukkan ke menu ini dari informasi analisa tren. Parameter lainnya (volum lempung, saturasi air, parameter Biot-Gassmann) telah ada. Pada saturasi air bernilai 0,2 karena kandungan hidrokarbon diprediksi berupa minyak. Terakhir terdapat 3 parameter pada kiri bagian bawah (densitas matriks, modulus bulk batuan kering dan *Poisson's Ratio* batuan kering), dimana telah dihitung berdasarkan parameter-parameter pasir dengan menggunakan teori

Biot-Gassmann. Parameter-parameter ini digunakan untuk perhitungan selanjutnya untuk mengganti *brine* dengan minyak dan gas.

Sand Parameters | Shale Parameters | Brine | Oil | Gas | Matrix | Reservoir

This page sets the base parameters for the wet sand.
From these base parameters, Biot-Gassmann substitution is used to calculate the specific brine/oil/gas cases.

Sand Parameters for depth: 2650

Sand Parameters:	Biot-Gassmann Parameters (from next pages):
Density (g/cc): 2.1439	Water Density: 1.09
Shale Volume (0-1): 0.0000	HC Density: 0.75
Vp (m/sec): 3634.7000	Water Bulk Modulus: 2.38
Water Saturation (0-1): 0.2000	Matrix Bulk Modulus: 40
Porosity (0-1): 0.3244	HC Bulk Modulus: 1
Type of hydrocarbon: Oil	

Derived Values:

These are calculated from the preceding parameters using the Biot-Gassmann theory.

Matrix Density (g/cc): 2.7806
Dry Rock Bulk Modulus: 10.8946
Dry Rock Poisson Ratio: 0.1037

Gambar 3.9 Parameter pasir

Pada gambar 3.10 merupakan parameter penyebaran probabilitas untuk lapisan lempung di atas dan di bawah lapisan pasir. Parameter ini telah didapat berdasarkan analisa tren dan menunjukkan distribusi Normal untuk Vp dan densitas. Karena kita tidak memiliki log Vs pada analisa tren maka digunakan hubungan *Castagna* untuk menghitung Vs dari nilai Vp. Serta kesalahan acak 10% ditambahkan dalam perhitungan nilai Vs.

This page sets the distribution parameters for the shales above and below the sand.

Shale Parameters for depth: 2650

Shale Vp (m/s):

Distribution: Normal

Avg = 4133.64

Stdev = 263.65

Shale Density (g/cc):

Distribution: Normal

Avg = 2.5654

Stdev = 0.1890

Shale Vs Option: Castagna Derived

Vs = 0.80 * Vp + -855.90 m/s

Error = +/- 10 %

Apply this error to all model depths

Gambar 3.10 Parameter lempung

Halaman ketiga parameter untuk *brine* yang akan digunakan pada teori *Biot-Gassmann*. Dua parameter yang akan dipakai adalah modulus *brine* dan densitas *brine*. Halaman berikutnya yaitu minyak, gas dan matriks akan sama dengan pada halaman *brine*. Kedua parameter pada masing-masing fluida akan digunakan pada teori *Biot-Gassmann* untuk menghitung nilai dari densitas matriks, modulus bulk batuan kering dan *Poisson's Ratio* batuan kering.

Sand Parameters | Shale Parameters | Brine | Oil | Gas | Matrix | Reservoir

This page sets the brine parameters for Biot-Gassmann calculations on the sand layer

Brine Parameters for depth: 2650

Brine Modulus (GPa):
Distribution: Constant
Modulus = 2.3800

Brine Density (g/cc):
Distribution: Constant
Density = 1.0900

Apply these parameters to all depth levels in the model.

(a)

Sand Parameters | Shale Parameters | Brine | Oil | Gas | Matrix | Reservoir

This page sets the oil parameters for Biot-Gassmann calculations on the sand layer

Oil Parameters for depth: 2650

Oil Modulus (GPa):
Distribution: Constant
Modulus = 1.0000

Oil Density (g/cc):
Distribution: Constant
Density = 0.7500

Apply these parameters to all depth levels in the model.

(b)

Gambar 3.11 Parameter (a) *brine* dan (b) minyak

Sand Parameters | Shale Parameters | Brine | Oil | Gas | Matrix | Reservoir

This page sets the gas parameters for Biot-Gassmann calculations on the sand layer

Gas Parameters for depth: 2650

Gas Modulus (GPa): Gas Density (g/cc):

Distribution: Constant Distribution: Constant

Modulus = 0.0210 Density = 0.1000

Apply these parameters to all depth levels in the model.

(a)

Sand Parameters | Shale Parameters | Brine | Oil | Gas | Matrix | Reservoir

This page sets the matrix parameters for Biot-Gassmann calculations on the sand layer

Matrix Parameters for depth: 2650

Matrix Modulus (GPa): Matrix Density (g/cc):

Distribution: Constant Distribution: Constant

Modulus = 40.0000 Density = 2.6500

Apply these parameters to all depth levels in the model.

(b)

Gambar 3.12 Parameter (a) gas dan (b) matriks

Halaman terakhir (lihat gambar 3.13) adalah reservoir yang digunakan untuk mengatur jarak parameter-parameter pada reservoir pasir untuk diubah ke model. Perlu diketahui bahwa akan memodelkan jarak yang seragam untuk ketebalan reservoir, dari 0 sampai 50 meter. Model parameter ini digunakan untuk semua tingkat kedalaman pada model dan tidak hanya pada tingkat sebelumnya. Sekarang telah menyelesaikan perubahan-perubahan untuk tingkat kedalaman yang dibutuhkan.

Sand Parameters | Shale Parameters | Brine | Oil | Gas | Matrix | Reservoir

This page sets the output reservoir parameters for the sand layer

Reservoir Parameters for depth: 2650

Reservoir Porosity (0 - 1) :

Distribution: Uniform

Min = 0.0500

Max = 0.4000

Reservoir Shale Volume (0 - 1) :

Distribution: Constant

Shale Volume = 0.0000

Reservoir Thickness (meters):

Distribution: Uniform

Min = 0.0000

Max = 50.0000

Reservoir Water Saturation (0 - 1) :

Distribution: Uniform

Min = 0.0000

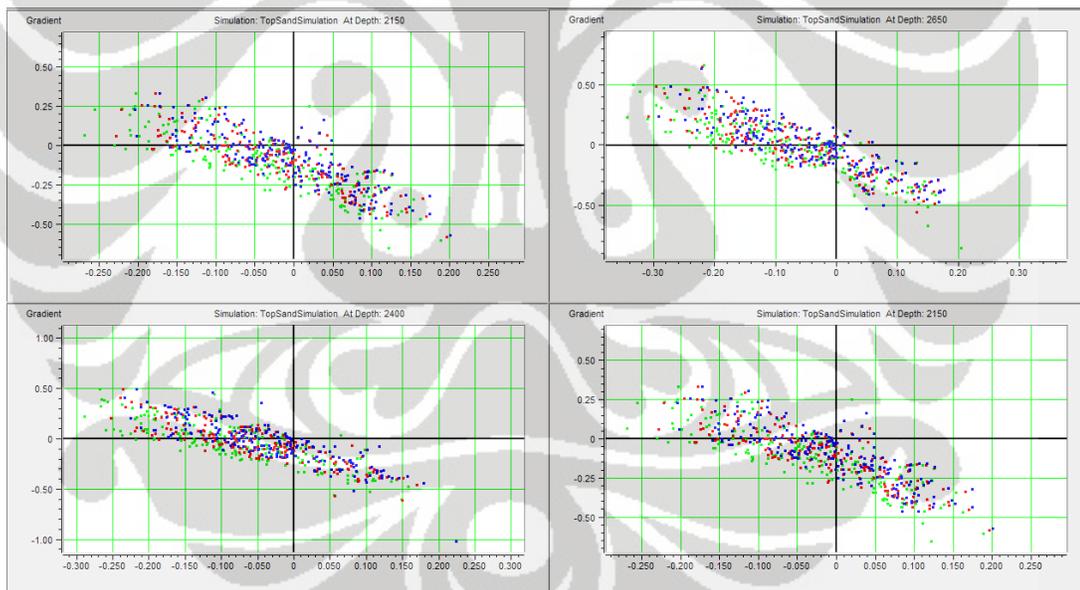
Max = 1.0000

Apply these parameters to all depth levels in the model.

Gambar 3.13 Parameter reservoir

3.2.3.4 Simulasi Data Sintetik

Dari ekstraksi *wavelet* yang telah dilakukan sebelumnya akan dibuat penyebaran data sintetik hasil inversi berdasarkan kandungan fluida. Kandungan fluida ini diketahui dengan memasukkan parameter *stochastic* yang didapat dengan analisa tren dimana titik kedalaman juga dimasukkan sehingga diketahui simulasi data sintetiknya. Yang akan diekstrak adalah perpotongan dan kemiringannya sehingga untuk sudut tidak perlu diperhitungkan. Sintetis yang didapat akan berupa 200 titik untuk masing-masing fluida. Fluida tersebut akan dibagi ke dalam 3 jenis yaitu minyak, gas dan *brine*. Hasil simulasi dapat dilihat pada gambar 3.14 gas (hijau), minyak (merah) dan *brine* (biru).



Gambar 3.14 Hasil simulasi sintetik berdasarkan fluida dan juga kedalaman dari 2150-2650 m dengan interval 250m

BAB IV

ANALISA DAN HASIL

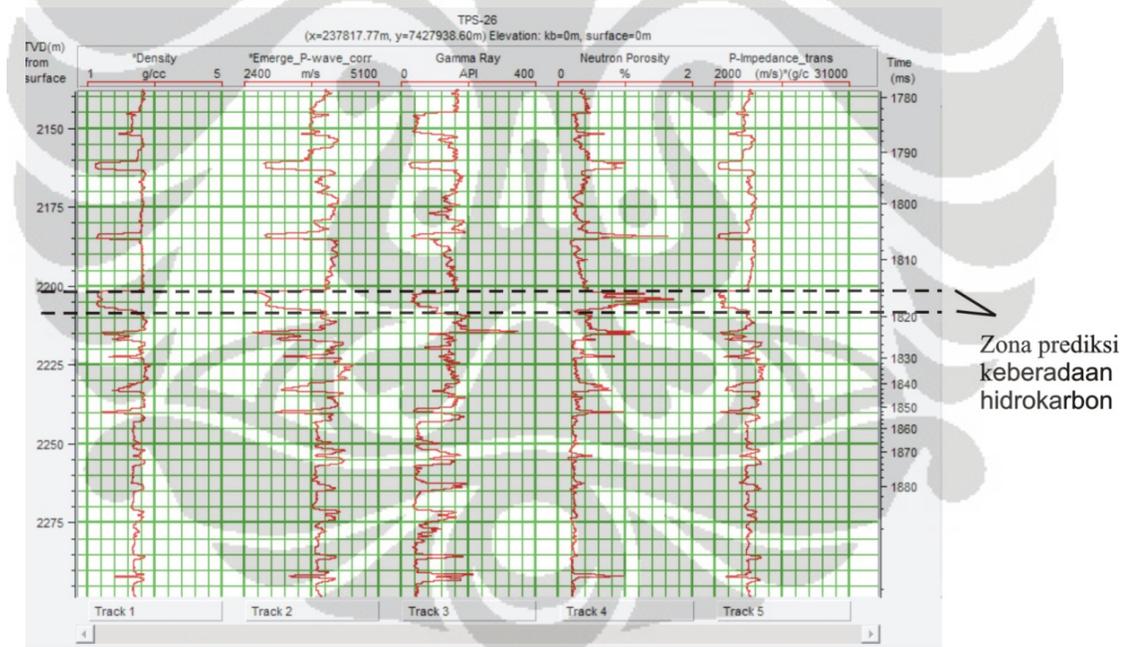
4.1 Analisa

Proses pengolahan menggunakan AFI didasari oleh permodelan yang telah dijelaskan pada bab 2. Secara keseluruhan dari pengolahan data yang telah dilakukan saling memperkuat dalam artian mulai dari data yang dibutuhkan seperti data sumur, data seismik dan data horison hingga didapatkan hasil akhir semuanya memperlihatkan analisa yang memperkuat akan keberadaan dan karakteristik dari reservoir hidrokarbon.

4.1.1 Analisa Data

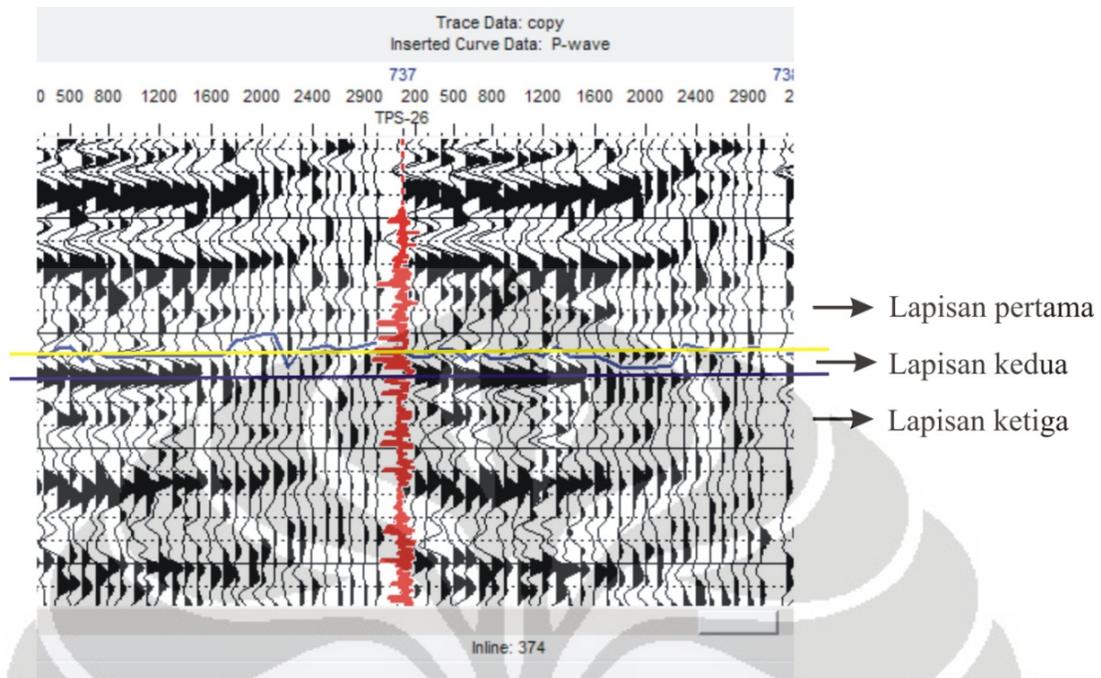
Untuk melakukan pengolahan data menggunakan AFI diperlukan input data berupa data sumur, data seismik dan data horison. Pada data horison tidak ada sehingga melakukan *picking* secara manual berdasarkan log sumur dari korelasi gelombang *P emerge*. Dari masing-masing data tersebut dapat dibahas kemungkinan-kemungkinan yang terdapat di bawah permukaan. Dari data sumur yang ada dengan melihat log-log yang ada dapat memprediksi keberadaan reservoir hidrokarbon pada kedalaman tertentu. Dengan melihat log sumur dari log *gamma ray*, *neutron porosity*, *P impedance-Trans*, korelasi gelombang *P emerge* dan densitas dapat diprediksi zona yang dianggap sebagai zona interest hidrokarbon (gambar 4.1). Zona ini diprediksi mengandung hidrokarbon yang bersifat fluida; minyak atau gas karena porositasnya

yang tinggi pada log *neutron porosity* yang berarti pada kedalaman tersebut pori-pori antar batuan cukup renggang sehingga dapat dilewati fluida. Dengan tingginya porositas berbanding terbalik dengan densitas dimana menunjukkan rendahnya nilai densitas. Hal ini disebabkan densitas untuk fluida rendah. Pada log *gamma ray*, kedalaman tersebut terdapat lapisan pasir. Selain ketiga log tersebut log yang semakin meyakinkan adanya fluida hidrokarbon adalah kecepatan gelombang P yang melambat pada kedalaman tersebut. Log dari data sumur TPS 26, zona tersebut berada di antara kedalaman 1815-1820 ms. Jadi pada data sumur TPS 26 terdapat adanya fluida hidrokarbon. Untuk mengetahui kandungan fluida hidrokarbon dilakukan pengolahan data seismik lebih lanjut.



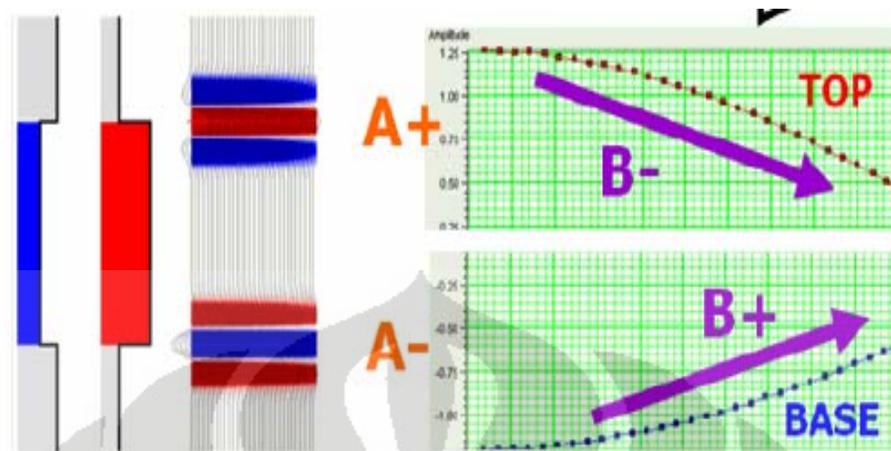
Gambar 4.1 Zona interest pada data sumur TPS 26

Dari data seismik 3D *pre-stack* yang digunakan menunjukkan adanya kemungkinan hidrokarbon pada waktu 1700-1740 m dan 1800-1840 ms. Dari kedua rentang waktu tersebut yang akan diolah lebih lanjut adalah rentang waktu antara 1800-1840 ms karena dari pengamatan data sumur log korelasi gelombang P *emerge* kemungkinan adanya hidrokarbon terletak pada rentang waktu tersebut. Adanya reflektivitas negatif dari data seismik yaitu perbedaan akustik impedansi pada lapisan pertama dan kedua. Dari konsep tersebut maka *picking* pada rentang waktu 1800-1840 ms terdapat lapisan pertama dan kedua. Dengan melihat persamaan (2.1) refleksi akan bernilai negatif jika impedansi lapisan kedua lebih kecil daripada lapisan pertama. Berdasarkan hal ini maka pada lapisan kedua tersebut menunjukkan tanda-tanda adanya reservoir (gambar 4.2). Dilihat dari tras seismik yang di *pick* dari kiri ke kanan lembah (*trough*) mengalami berkurangnya amplitudo sementara batas antara lapisan kedua dan ketiga menunjukkan hal yang sama pada *peak*. Dengan melihat data seimik pada gambar 4.2 akan terlihat anomali adanya hidrokarbon tetapi belum dapat mengetahui secara pasti karakteristik dari hidrokarbon tersebut.



Gambar 4.2 Pembagian lapisan-lapisan berdasarkan tras seismik dilihat dari horizon 1

Berdasarkan penjelasan di atas serta didasarkan pada teori anomali AVO (gambar 4.3) diketahui posisi *picking* horison memiliki anomali kelas I. hal ini didasarkan dari *through* dan *peak* yang dari kiri ke kanan makin mengecil. Dari gambar 4.2 garis berwarna kuning menunjukkan lapisan bagian atas dari reservoir sementara garis berwarna biru tua menunjukkan lapisan bawah dari reservoir. Penentuan lapisan atas dan bawah didasarkan pada anomali AVO kelas I.



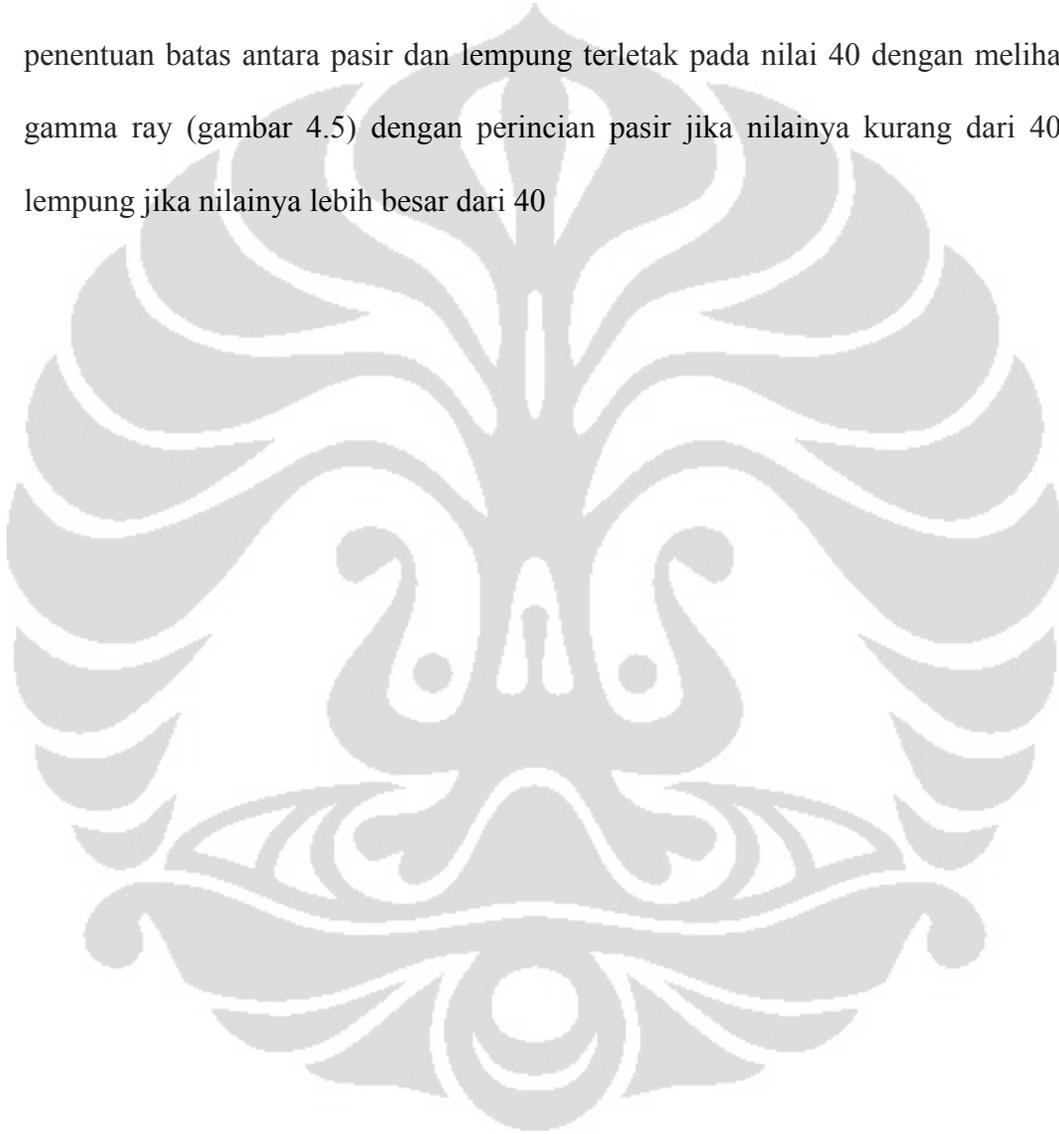
Gambar 4.3 Anomali AVO kelas I (Hampson, 2001)

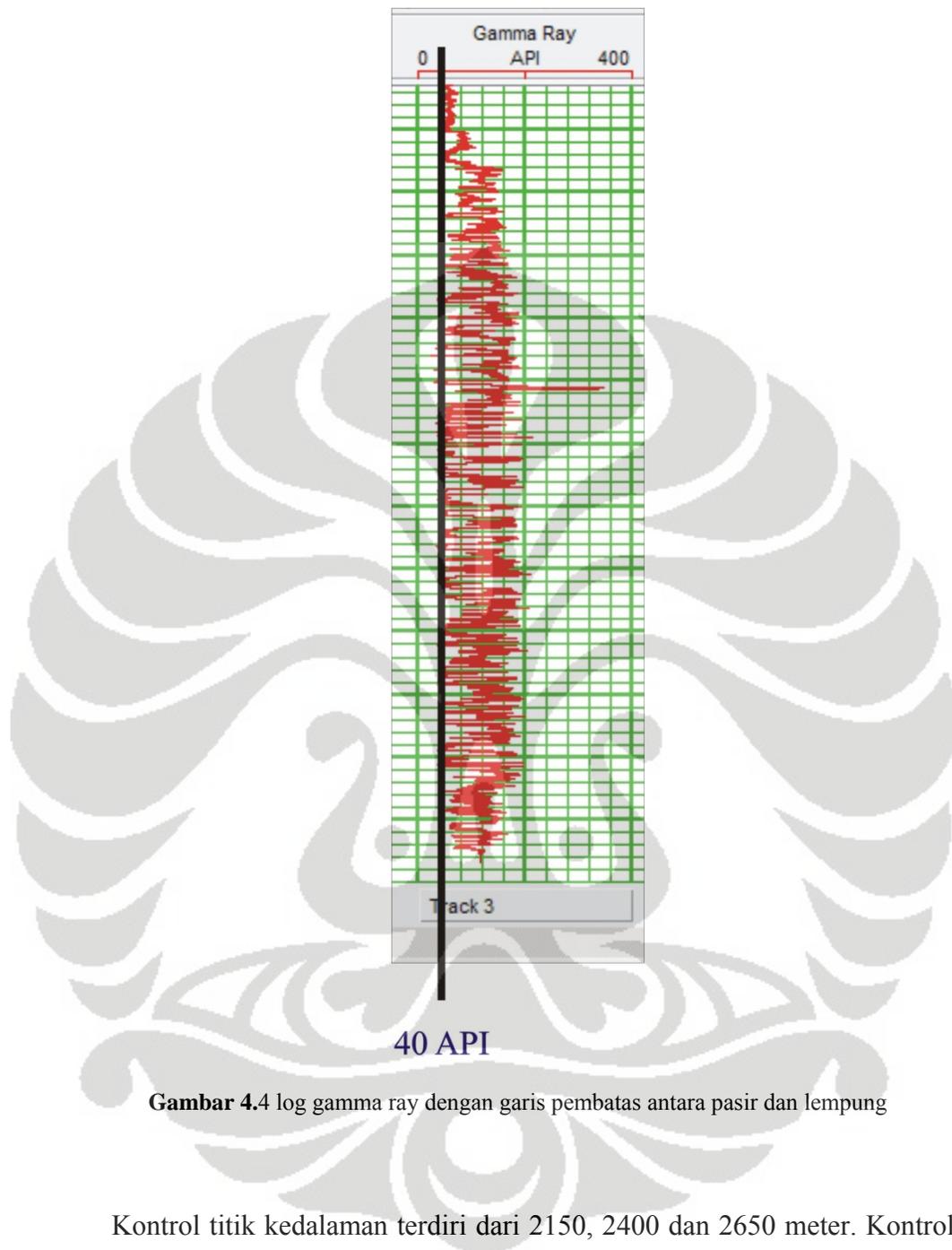
4.1.2 Analisa Peta Atribut AVO

Tahap selanjutnya melakukan proses AVO untuk mendapatkan peta atribut AVO. Pada peta atribut AVO akan didapatkan sayatan data dari picking horison dari data seismik. Hasilnya terdiri dari 3 peta yaitu peta kemiringan (*Gradient*), peta perpotongan (*Intercept*) dan peta *Scaled Poisson's ratio* (SPR). Dari peta-peta ini akan dibuat zona-zona yang diprediksi mengandung hidrokarbon dan mengandung pasir basah. Peta SPR menghasilkan tampilan yang lebih baik (lihat kembali gambar 3.3) karena merupakan penjumlahan yang terskala antara perpotongan dan kemiringan (ditunjukkan pada persamaan 2.16). Zona yang berwarna hitam kebiru-biruan yang dianggap sebagai zona hidrokarbon menunjukkan nilai SPR tinggi. Pada daerah yang memiliki nilai SPR rendah ditunjukkan dengan warna kuning dianggap sebagai zona 1 (gambar 3.4).

4.1.3 Analisa Hasil Simulasi

Tahap selanjutnya menganalisa dari data sumur dengan menggunakan gelombang P, gamma ray dan densitas. Dari ketiga log ini akan didapatkan analisa tren keberadaan lempung dan pasir berdasarkan kedalaman. Pada analisa tren penentuan batas antara pasir dan lempung terletak pada nilai 40 dengan melihat log gamma ray (gambar 4.5) dengan perincian pasir jika nilainya kurang dari 40 dan lempung jika nilainya lebih besar dari 40





Gambar 4.4 log gamma ray dengan garis pembatas antara pasir dan lempung

Kontrol titik kedalaman terdiri dari 2150, 2400 dan 2650 meter. Kontrol titik kedalaman ini ditentukan dari letak pasir yang berada di antara kedalaman tersebut (lihat gambar 3.8(a) dan (b)). Hal ini juga sesuai dengan analisa data sumur yang

telah dilakukan sebelumnya bahwa zona interest berada di kedalaman 2200-2210 meter yang diprediksi mengandung hidrokarbon.

Dari analisa tren ini akan didapatkan parameter model *stochastic*. Parameter ini yang kemudian akan menghasilkan simulasi inversi fluida dengan memasukkan wavelet yang telah diekstrak dari data seismik. Simulasi ini menghasilkan 3 jenis fluida yaitu *brine*, gas dan minyak. Karena simulasi ini memasukkan wavelet yang telah diekstrak dari data seismik untuk selanjutnya diinput bersama dengan parameter *stochastic* yang mengandung parameter fisis dari minyak, gas dan *brine*. Jadi hasil simulasi ini merupakan inversi dari data sumur dan wavelet dari data seismik yang selanjutnya dengan memasukkan data asli akan diketahui karakteristik dari reservoir hidrokarbon walaupun berdasarkan teori dalam penggunaan AVO sulit untuk mencari minyak dan lebih mudah mengenali sifat gas. Simulasi ini tidak dipengaruhi oleh anomali dari AVO karena analisa data yang digunakan dari data sumur dan wavelet dari data seismik bukan merupakan bagian dari analisa AVO.

Masing-masing fluida tersebut dihasilkan dari parameter *stochastic* dengan melihat karakteristik dari masing-masing fluida tersebut. Pada parameter *stochastic* parameter yang ada pada minyak, gas dan *brine* hanya modulus dan densitas. Urutan nilai modulus dan densitas dari yang tinggi sebagai berikut *brine*, minyak dan paling kecil gas. Dari parameter *stochastic* akan didapatkan kecepatan baru untuk minyak dan gas. Dari kecepatan tersebut ditambah dengan wavelet maka akan didapatkan hasil simulasi yang menggambarkan fluida-fluida tersebut. Pada gambar 3.14 memperlihatkan simulasi berdasarkan kedalaman dari 2150, 2400 dan 2650 meter. Pada kedalaman 2650 meter penyebaran gas (warna hijau) terlihat menyebar begitu

juga dengan minyak dan *brine*. Hal ini dikarenakan pada kedalaman tersebut sudah bercampur dengan lempung sehingga parameter untuk gas maupun minyak dan *brine* semakin kecil daripada titik-titik kontrol kedalaman 2150 hingga 2650 meter. Dari hasil simulasi selanjutnya akan digabungkan dengan data asli. Data asli ini berupa sayatan-sayatan data dari peta atribut AVO. Penjelasaannya dilihat pada subbab berikut.

4.2 Hasil

Ada dua hasil akhir yang didapat. Yang pertama berupa penggabungan antara hasil simulasi pada subbab 3.2.3.4 dengan sayatan-sayatan data berupa zona-zona hidrokarbon dan basah (subbab 3.2.1 maupun 3.2.2). Hasil penggabungan ini akan didapatkan karakteristik hidrokarbon dari zona yang telah dianggap sebagai zona hidrokarbon pada saat penentuan zona pada peta atribut AVO. Lalu hasil kedua berupa peta indikasi dan peta probabilitas. Peta ini akan menghasilkan besarnya persentase akan hidrokarbon yang dikandung pada zona yang ditentukan sebagai hidrokarbon. Peta ini berdasarkan kedalaman dari waktu pada data seismik yang telah dikonversi ke kedalaman (lihat gambar 3.6).

4.2.1 Data Sayatan Yang Dimasukkan ke Hasil Simulasi Data Sintetik

Pada proses pengolahan data baik yang menggunakan peta atribut AVO didapat zona-zona yang dibagi 2 yaitu zona 1 serta zona 2. Pada proses ini hasil simulasi yang sebelumnya terbagi 4 plot berdasarkan kedalaman diubah menjadi berdasarkan zona-zona dari peta atribut AVO. Simulasi yang digunakan

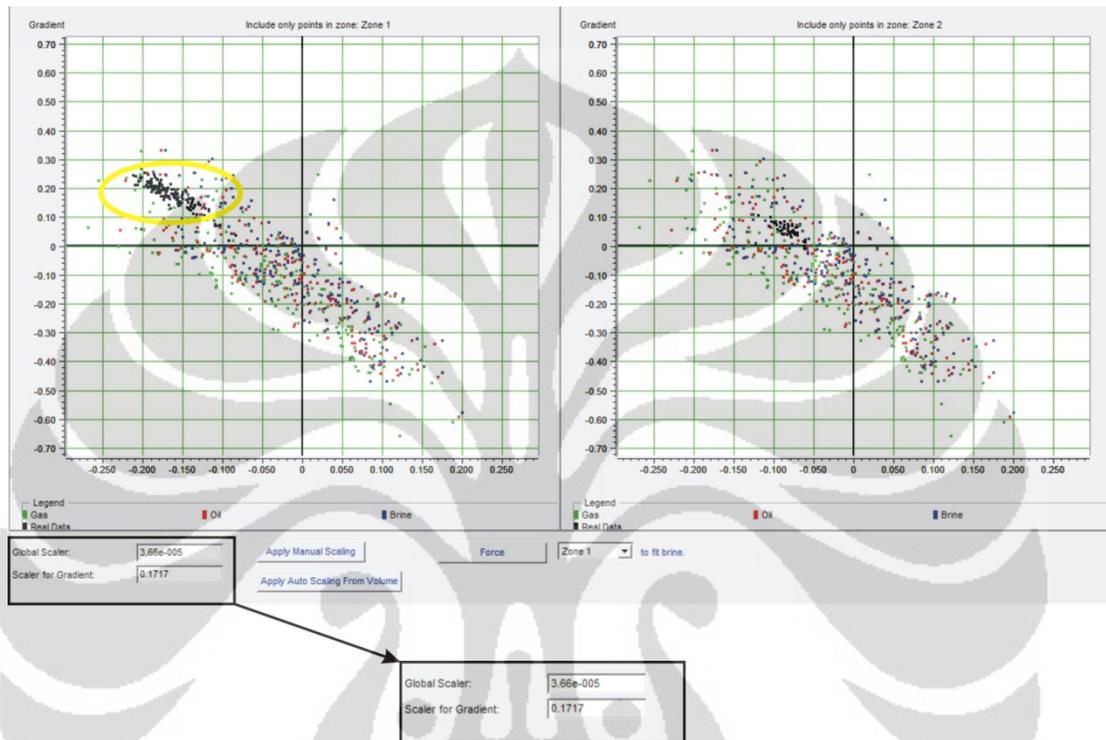
Topsandsimulation dengan kedalaman yang digunakan adalah *AFI_horizon_depth* yang didapat dengan mengkonversi waktu ke kedalaman. (Gambar 3.6). simulasi yang digunakan *Topsandsimulation* karena *picking* horison terdapat pada kedalaman 2150 hingga 2650 meter. Sayatan data yang digunakan sebagai data asli adalah hasil perpotongan dan kemiringan jika menggunakan peta atribut AVO.

Data sayatan yang dimasukkan ke dalam simulasi tidak akan menunjukkan karakteristik karena belum melakukan kalibrasi. Data sayatan tidak akan berada tepat di salah satu kumpulan titik-titik berwarna sesuai dengan konsep dasar AFI. Yang harus dilakukan adalah menentukan skala sehingga data sayatan akan menunjukkan karakteristik reservoir dari zona yang diprediksi mengandung hidrokarbon. Langkah-langkahnya sebagai berikut:

- 1) Memilih rangkaian sumur yang berhubungan dengan volum sebelumnya.
- 2) Untuk masing-masing sumur, pilih gelombang P, gelombang S dan log densitas. Karena tidak adanya gelombang S, maka dihitung menggunakan persamaan Castagna.
- 3) Menggunakan *wavelet* yang telah didapat pada proyek ini, hitung 2 jejak, satu pada sudut 0 derajat dan satunya lagi pada sudut 45 derajat. Dari jejak ini, hitung model perpotongan (I) dan kemiringan (G), I_M dan G_M .
- 4) Sekarang, dari volum data sayatan, mengumpulkan jejak *pre-stack* dari penyimpanan sekitar masing-masing lokasi sumur. Dari jejak *pre-stack*, hitung perpotongan (I) dan kemiringan (G) asli, I_R dan G_R .
- 5) Menghitung I_M^{RMS} , G_M^{RMS} , I_R^{RMS} , G_R^{RMS}
- 6) Terakhir, menghitung skala yang diinginkan

$$S_{global} = I_M^{RMS} / I_R^{RMS}$$

$$S_{gradient} = G_M^{RMS} / S_{global} * G_R^{RMS}$$



Gambar 4.5 Hasil akhir setelah hasil simulasi dikalibrasi dengan data sayatan

Pada gambar 4.5, dengan skala global bernilai $3,66 \times 10^{-5}$ dan 0,1717 didapat kalibrasi yang tepat dan dapat menunjukkan keberadaan data asli dengan data hasil simulasi. Pada area yang ditandai dengan lingkaran kuning menunjukkan area titik-titik data asli (titik berwarna hitam) berada di area titik-titik berwarna merah (minyak). Dari hasil ini karakteristik hidrokarbon yang dikandung pada zona-zona hidrokarbon pada peta atribut AVO berupa minyak. Hasil ini memperkuat dugaan

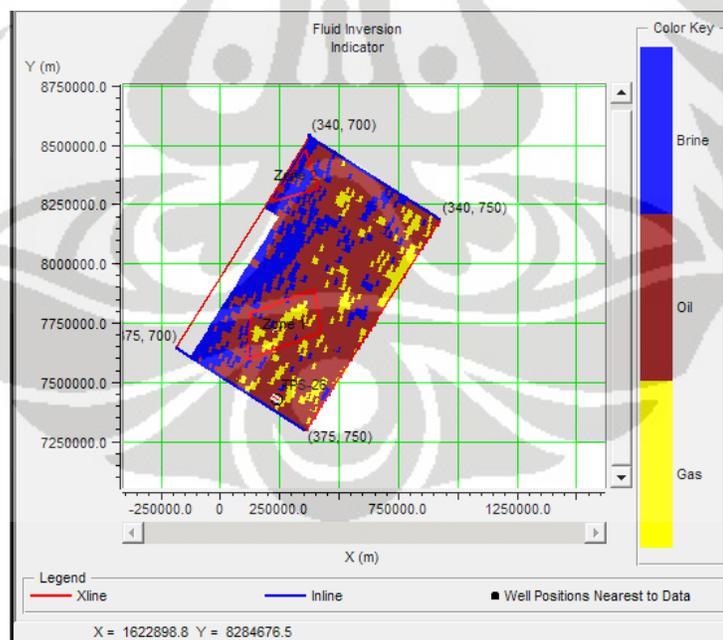
adanya hidrokarbon dari analisa data sumur dan data seismik yang telah dijelaskan sebelumnya berupa minyak.

4.2.2 Peta Indikasi dan Peta Probabilitas

langkah terakhir pada proses AFI adalah menggunakan perhitungan probabilitas ke seluruh peta sayatan-sayatan data yaitu peta SPR lalu membuat peta indikasi dan peta probabilitas. Dengan memasukkan semua sayatan data baik sayatan data asli (kemiringan dan perpotongan) dengan sayatan kedalaman menggunakan *Horizon 1 depth*. Data simulasi yang digunakan *Topsandsimulation*. Hasil dari keseluruhan parameter tersebut adalah peta indikasi, peta probabilitas gas, minyak dan *brine* dengan skala probabilitas minimumnya 0,35. Jika probabilitas kurang atau lebih dari 35% peta indikasi akan menunjukkan kejanggalan karena jika kurang akan tampak adanya prediksi minyak di seluruh area padahal dengan melihat gambar 3.6 zona-zona yang ditentukan sebagai zona hidrokarbon tidak mencakup seluruh area. Sementara jika lebih dari persentase tersebut peta indikasi hanya akan menunjukkan *brine* tidak ada gas maupun minyak.

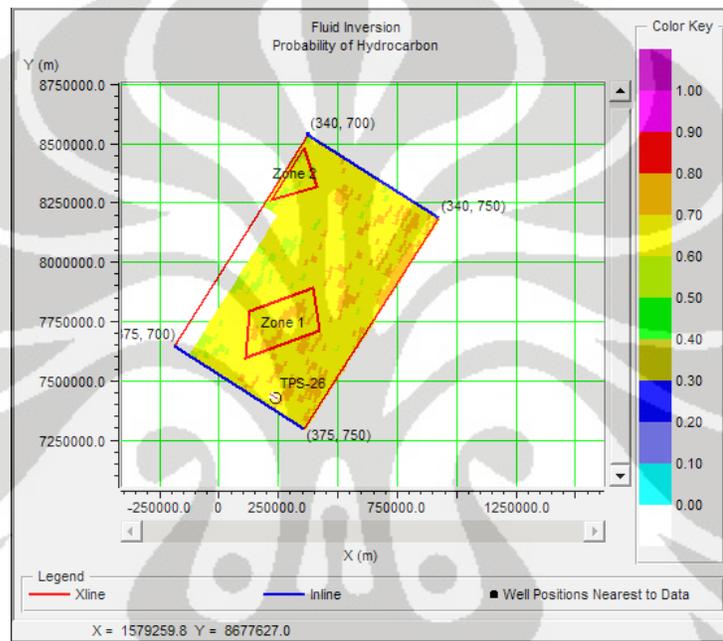
Penggunaan peta atribut AVO akan menghasilkan peta indikasi dan peta probabilitas. Hasil keseluruhan yang didapat lebih memperkuat dugaan adanya gas pada zona hidrokarbon yang telah ditetapkan sebelumnya pada peta SPR pada peta atribut AVO. Baik dari peta indikasi maupun peta probabilitas gas menunjukkan persentase yang besar dari karakteristik reservoir hidrokarbon yang dikandung pada daerah TPS.

Pada peta indikasi (gambar 4.6) menunjukkan keberadaan gas, minyak dan *brine*. Berdasarkan penyebaran warna-warna yang menjelaskan karakteristik hidrokarbon, zona 1 terdiri dari warna kuning dan merah yang menyatakan pada zona tersebut terdapat hidrokarbon dengan kandungan gas dan minyak bumi. Walaupun secara teori AVO tidak dapat menjelaskan keberadaan minyak tetapi dengan analisa AFI dapat diprediksi kemungkinan-kemungkinan akan adanya kandungan hidrokarbon baik gas maupun minyak bumi. Pada zona 2 terdapat warna biru yang menyatakan pada zona tersebut tidak ditemukan adanya kandungan hidrokarbon. Jika melihat dengan seksama peta indikasi, pada area di sekitar sumur memiliki persebaran warna merah dan dapat dikatakan bahwa pada sumur tersebut terdapat kandungan minyak dan hal ini sesuai dengan analisa sumur yang telah dilakukan sebelumnya.



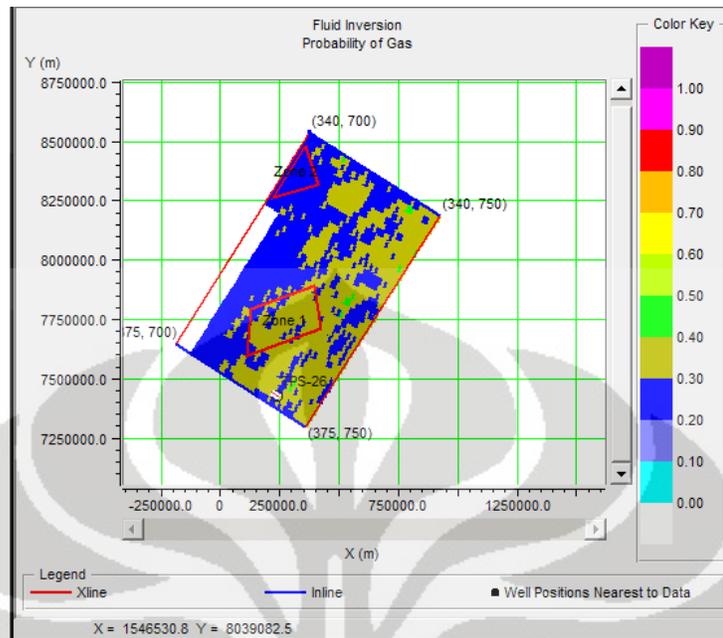
Gambar 4.6 Peta indikasi

Dari peta probabilitas hidrokarbon (gambar 4.7), pada zona 1 yang pada peta indikasi mengandung gas dan minyak bumi menunjukkan adanya hidrokarbon dengan persentase lebih dari 35%. Sementara pada zona 2 berada pada intensitas warna dengan persentase 35% sehingga pada zona tersebut tidak mengandung hidrokarbon.



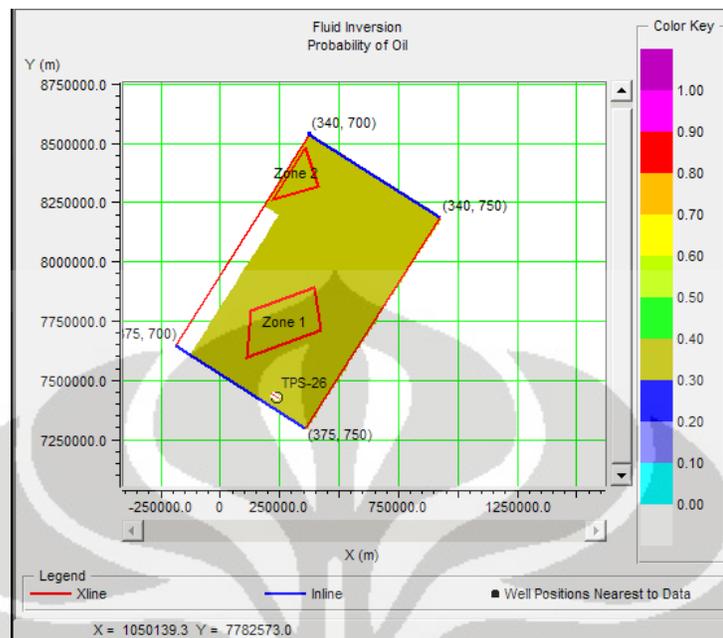
Gambar 4.7 Peta probabilitas hidrokarbon

Berdasarkan peta probabilitas gas (gambar 4.8), peta ini memperkuat adanya dugaan gas pada area dari data seismik tersebut. Sebagian dari area tertutup oleh intensitas warna yang menyatakan adanya gas. Pada area sekitar sumur menyatakan hal tersebut adanya gas. Probabilitasnya kecil hanya 35%.



Gambar 4.8 Peta probabilitas gas

Yang paling sulit menentukan ada tidaknya hidrokarbon adalah pada peta probabilitas minyak (gambar 4.9). penyebaran warnanya sama di semua area. Hal ini menjelaskan karakteristik dari reservoir lebih dominan minyak bumi daripada gas. Probabilitasnya lebih besar pada minyak bumi daripada gas.

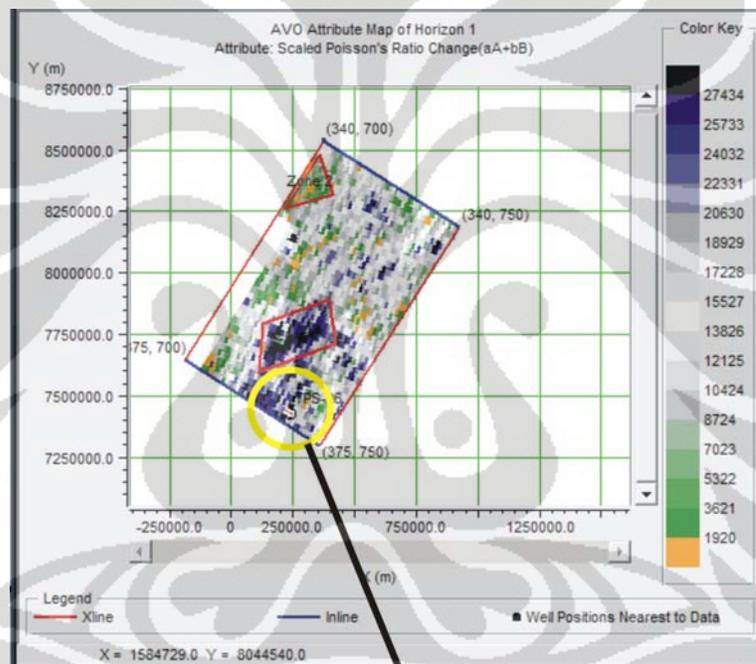


Gambar 4.9 Peta probabilitas minyak

Hasil akhir analisa AFI yang telah dilakukan karakteristik reservoir yang dikandung pada daerah TPS berupa minyak bumi dengan kandungan gas sedikit. Baik dari peta indikasi (gambar 4.6) maupun peta probabilitas hidrokarbon (gambar 4.7) dari warna yang menyatakan adanya gas terdapat kandungan gas di luar dari zona yang ditentukan. Tapi jika dibandingkan dengan peta atribut AVO yang menyatakan adanya kandungan hidrokarbon berupa minyak bumi adalah pada zona 1.

Reservoir hidrokarbon yang ditampilkan pada peta di atas hanya berupa lapisan minyak bumi bagian atas karena sayatan data yang digunakan mengikuti *picking* horison. Kedalamannya dapat diketahui dengan melihat peta hasil konversi waktu ke kedalaman dari zona yang mengandung minyak bumi yaitu pada kedalaman antara 2200 hingga 2210 meter.

Dengan acuan peta *scaled Poissons'ratio* dari peta atribut AVO, zona-zona hidrokarbon yang mengandung minyak dapat dijadikan penentuan dalam menentukan lokasi pengeboran untuk melakukan pengembangan adanya sumber daya minyak bumi yang baru. Letak lokasi pengeboran dengan kedalaman antara 2200 hingga 2210 meter dapat dilakukan pada zona 1. Pada sumur yang telah ada yaitu sumur TPS 26 dapat dilakukan monitoring lebih lanjut karena berdasarkan peta indikasi dan peta probabilitas menunjukkan adanya kandungan minyak bumi.



Sumur yang mengandung minyak bumi

Gambar 4.10 Area sumur yang mengandung minyak bumi

BAB V

KESIMPULAN

Berdasarkan analisa data menggunakan *Amplitude Variation with Offset Fluid Inversion (AFI)*, beberapa kesimpulan yang dapat diperoleh sebagai berikut:

- Analisa AFI dapat menganalisa karakteristik selain gas. Dari hasil akhir didapat adanya kandungan minyak bumi pada daerah TPS.
- Tras seismik pada data seismik daerah TPS menunjukkan adanya anomali AVO kelas I.
- Inversi fluida merupakan hasil dari analisa data sumur kemudian didapat parameter *stochastic*. Dari parameter ini diinput bersama dengan wavelet yang telah diekstrak dari data seismik akan menghasilkan simulasi yang terdiri dari 3 jenis fluida yaitu gas, minyak dan *brine*.
- Hasil akhir dari analisa AFI berupa peta indikasi dan peta probabilitas. Dari peta-peta tersebut dapat mengetahui lebih jelas karakteristik dari reservoir hidrokarbon dari daerah TPS.
- Karakteristik dari reservoir hidrokarbon daerah TPS berupa minyak bumi dan adanya sedikit gas pada area-area tertentu dapat dilihat pada zona 1 yang berbentuk poligon berwarna merah.

DAFTAR ACUAN

- Aki, K., and P.G. Richards. 1980. *Quantitative Seismology: Theory and Methods*, Vol. 1. San Fransisco: W.H. Freeman.
- Biot, M.A.. 1941. *General theory of three-dimensional consolidation*. Journal of Applied Physics. 12. 155-164
- Bortfeld, R. 1961. *Approximations to the reflection and transmission coefficients of plane longitudinal and transverse waves*. Geophys. Prosp. 9: 485-502.
- Chen, Q. and S. Sidney. 1997. *Seismic attribute technology for reservoir forecasting and monitoring*. The leading Edge, May 1997.
- Gassmann, F.. 1951. *Uber die Elastizitat poroser Medien*. Vierteljahrsschrift der Naturforschenden Gesellschaft in Zurich. 96. 1-23.
- Hampson, Daniel P. and Brian H. Russel. 2001. *AVO and AFI Analysis Tutorial*. HRS Software Service, Ltd.
- Haris, Abd., 2004. *Panduan kuliah Seismik Eksplorasi*. Universitas Indonesia, Depok : 119 hlm.
- Koefoed, O. 1955. *On the effect of Poisson's ratio of rock strata on the reflection coefficients of plane waves*. Geophys. Prosp. 3: 381-387.
- Munadi, Suprajitno., 2005. *Pengantar Geofisika*. Program Pasca Sarjana Fisika Kekhususan Geofisika Reservoir. Universitas Indonesia, Depok.

Russell, Brian H., Ken Hedlin, Fred J. Hilterman, and Laurence R. Lines. 2001.

Fluid-property discrimination with AVO: A Biot-Gassmann perspective.

Sherrif, Robert E and Lloyd P. Geldart. 1995. *Exploration Seismology*. Cambridge:

Cambridge University Press.

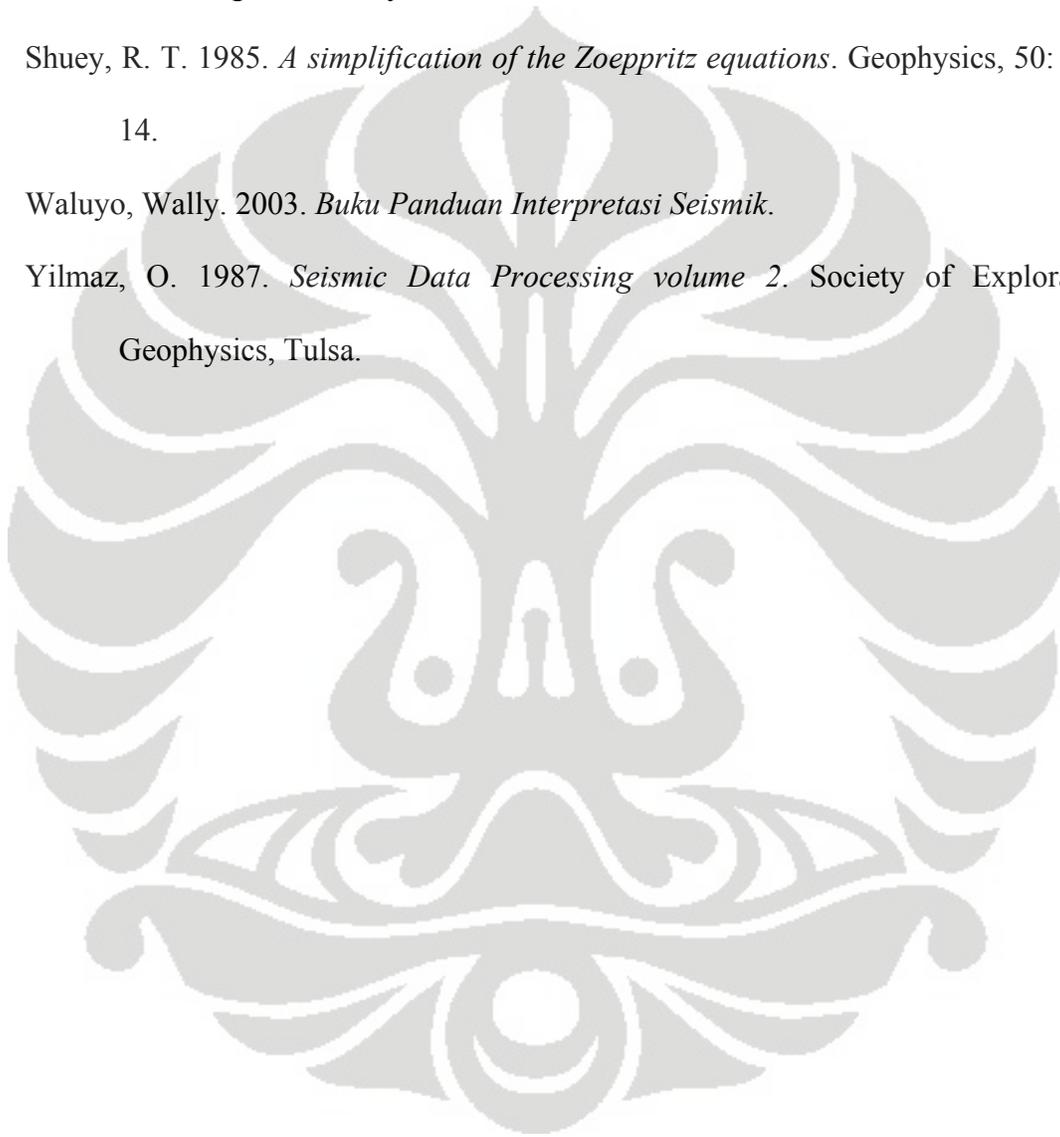
Shuey, R. T. 1985. *A simplification of the Zoeppritz equations*. *Geophysics*, 50: 609-

14.

Waluyo, Wally. 2003. *Buku Panduan Interpretasi Seismik*.

Yilmaz, O. 1987. *Seismic Data Processing volume 2*. Society of Exploration

Geophysics, Tulsa.





LAMPIRAN

Lampiran 1 Data sumur TPS 26

