

# **AVO FLUID INVERSION (AFI) UNTUK ANALISA KANDUNGAN HIDROKARBON DALAM RESEVOAR**

**Muhammad Edisar<sup>1</sup>,**

**Usman Malik<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>*Computational of Physics and Earth Science Laboratory Physic Dept. Riau University*

*Email : edisar\_m@yahoo.com*

## **ABSTRAK**

Selama ini metoda AVO telah banyak digunakan untuk men-determinasi keberadaan hidrokarbon dari data seismik. Namun demikian, pada umumnya hanya memberikan hasil secara kualitatif, tanpa kuantifikasi tingkat kepercayaan. Oleh karena itu, diperlukan suatu metoda yang dapat membantu mengatasi masalah ini.

*AVO Fluid Inversion* (AFI) merupakan perluasan dari metoda AVO konvensional. Perluasan dilakukan dengan menambahkan simulasi harga Intercept (A) dan Gradient (B) untuk berbagai kemungkinan harga parameter elastik *sand* dan *shale* serta kandungan fluidanya. Harga A dan B yang diturunkan dari data seismik kemudian dapat dikalibrasikan terhadap data sumur dengan menggunakan hasil simulasi tersebut. Sehingga pada akhirnya, dapat diberikan harga probabilitas keberadaan hidrokarbon pada area studi yang kemudian dapat digunakan untuk menggambarkan penyebaran hidrokarbon pada daerah eksplorasi.

Pada penelitian ini, metoda *AVO Fluid Inversion* (AFI) diaplikasikan pada data 3D-seismik di daerah delta Mahakam. Hasil menunjukkan bahwa determinasi keberadaan gas lebih mudah dilakukan dibandingkan determinasi keberadaan minyak (oil). Peta probabilitas hidrokarbon menggambarkan keberadaan minyak dan gas mengikuti pola-pola *channel* yang berkembang pada daerah studi.

**Kata kunci:** *Probabilitas, Fluid inversion*

## **LATAR BELAKANG**

Metoda seismik adalah salah satu metoda yang digunakan untuk eksplorasi migas. Penentuan posisi sumur pada eksplorasi hidrokarbon pada zaman dahulu, hanya

ditentukan berdasarkan informasi struktur geologi saja. Tetapi kenyataannya saat ini, struktur geologi yang dianggap dapat mengandung hidrokarbon belum tentu mengandung hidrokarbon yang ekonomis. Maka

muncullah suatu terobosan baru bagaimana mengidentifikasi keberadaan *reservoir* hidrokarbon tersebut, sehingga kesalahan dalam penentuan posisi sumur bor dapat diminimalisir.

Pemanfaatan gelombang P dan gelombang S dalam metoda seismik saat ini digunakan untuk mengkarakterisasi *reservoir*. Hal ini dibuktikan dengan kenyataan bahwa kedua gelombang ini memiliki respon yang berbeda terhadap litologi maupun keberadaan fluida. Misalnya gelombang P dapat merambat pada medium padat maupun medium fluida, sedangkan gelombang S hanya dapat merambat pada medium padat saja. Perbedaan karakteristik kedua gelombang ini, dapat digunakan untuk mengkarakterisasi keberadaan *reservoir* pada data seismik.

Karakterisasi *reservoir* yang dilakukan terdiri dari beberapa metoda. Salah satunya adalah *AVO (Amplitude Variation with Offset)*, suatu metoda analisis data seismik yang juga dapat digunakan untuk memperoleh informasi litologi dan sifat fisik suatu batuan. Anomali *AVO* yang berbeda pada *reservoir wet sand* dan *gas sand* menjadikan *AVO* disebut sebagai alat untuk mendeteksi secara langsung keberadaan minyak dan gas bumi. Namun demikian, secara umum hanya memberikan hasil secara kualitatif.

*Crossplot* atribut *AVO* seperti *intercept* dan *gradient* dapat mempermudah interpretasi *AVO*.

Shuey (1985), menulis kembali persamaan Zeoppritz untuk menggambarkan koefisien refleksi dengan dua parameter yaitu *AVO intercept* (A) dan *AVO gradient* (B), dengan mengasumsikan orde ketiga bernilai sangat kecil dan dapat diabaikan. Harga A dan B diperoleh dengan menurunkannya dari data seismik.

Russell memanfaatkan teknik substitusi Biot-Gassmann untuk mengestimasi penyebaran probabilitas hidrokarbon secara kuantitatif. Dengan mengetahui parameter-parameter elastik seperti *modulus bulk*, *poisson ratio*, densitas,  $V_p$ , dan  $V_s$  dari data sumur maka harga *intercept* dan *gradient* dapat dihitung serta dapat dibuat simulasi *crossplot* antara *intercept* dan *gradient*. *Crossplot intercept* dan *gradient* hasil simulasi sangat efektif untuk memisahkan gas dengan *brine*.

## Tujuan

Tujuan dari tugas akhir ini adalah sebagai berikut:

1. Melakukan *AVO forward modeling* pada formasi yang mengandung gas dan *brine* berdasarkan data sumur.
2. Melakukan kalibrasi data seismik 3D menggunakan hasil *modeling AVO*.
3. Menganalisis probabilitas keberadaan hidrokarbon pada area studi.

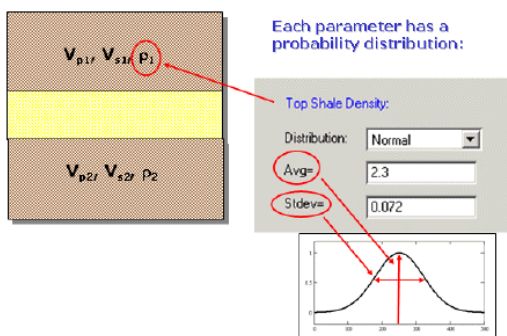
- Men-delineasi penyebaran probabilitas *gas sand* dan *wet sand* secara lateral pada suatu daerah eksplorasi.

## DASAR TEORI

### Deskripsi Model Perlapisan

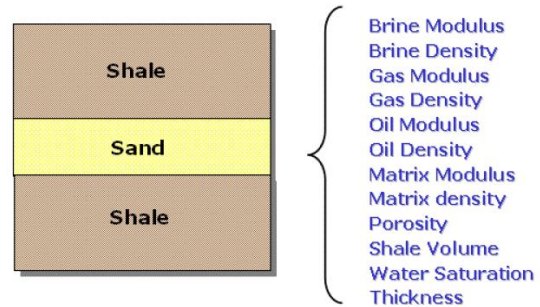
Model yang digunakan dalam *AVO Fluid Inversion (AFI)* adalah model *3-layer* dengan kandungan *sand* dan *shale*. *Shale* diasumsikan sebagai *wet*, sedangkan *sand* dimodelkan dengan *brine*, *oil*, dan *gas*. Untuk menganalisis respon *AVO* pada model ini, terlebih dahulu harus diketahui kecepatan gelombang P, kecepatan gelombang S, dan densitas.

*Shale* dapat digambarkan secara langsung oleh parameter  $V_p$ ,  $V_s$ , dan  $\rho$  seperti pada gambar dibawah ini. Masing-masing parameter dapat didekati dengan distribusi normal yang menggambarkan penyebaran dari harga parameter tersebut.



Gambar 1. Model perlapisan 3-layer dan distribusi normal untuk densitas shale.

Sedangkan *sand* digambarkan oleh parameter fisik batuan, seperti gambar dibawah ini.



Gambar 2. Parameter sand digambarkan sebagai distribusi probabilitas.

Parameter-parameter diatas sebagaimana diperoleh langsung dari data *well* dan sebagian lagi dihitung dengan menggunakan persamaan Biot-Gassmann. Masing-masing parameter ini dapat digambarkan sebagai distribusi probabilitas.

### Intercept dan Gradient

*Intercept* didefinisikan sebagai nilai reflektifitas pada sudut datang nol (*zero offset*) dan merupakan fungsi dari densitas dan kecepatan gelombang P. Sedangkan *gradient* adalah nilai perubahan amplitude yang merupakan fungsi dari *offset*, dan tergantung pada kecepatan gelombang P dan S serta densitas. Dalam persamaan Aki-Richard,

*intercept* dilambangkan dengan A dan *gradient* dilambangkan dengan B, seperti persamaan dibawah ini.

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

Mengingat harga  $\tan^2(\theta) \cdot \sin^2(\theta)$  bernilai mendekati nol untuk sudut yang lebih kecil dari 30°, dan jika dikalikan dengan faktor C akan bernilai sangat kecil, maka Shuey's (1985) menulis persamaan diatas dengan mengabaikan suku ketiga menjadi,

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

Jika saya punya sudut *near* dan sudut *far*, maka persamaan diatas menjadi,

$$\text{Sudut near} \quad R(\theta_1) = A + B\sin^2(\theta_1)$$

$$\text{Sudut far} \quad R(\theta_2) = A + B\sin^2(\theta_2)$$

Persamaan diatas dapat ditulis dalam bentuk matriks sebagai berikut,

$$\begin{bmatrix} 1 & \sin^2(\theta_1) \\ 1 & \sin^2(\theta_2) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A \\ B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R(\theta_1) \\ R(\theta_2) \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} A \\ B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \sin^2(\theta_1) \\ 1 & \sin^2(\theta_2) \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} R(\theta_1) \\ R(\theta_2) \end{bmatrix}$$

$A = \text{intercept}$

$B = \text{gradient}$

$R(\theta_1) = \text{near stack}$

$R(\theta_2) = \text{far stack}$

$\theta_1 = \text{near angle}$

$\theta_2 = \text{far angle}$

Shuey juga menulis kembali persamaan Aki-Richard dengan menggunakan kecepatan gelombang P ( $V_p$ ), kecepatan gelombang S ( $V_s$ ), dan Poisson Ratio ( $\sigma$ ). Hanya *gradient* B yang berbeda, sedangkan *intercept* A tetap seperti semula, sehingga persamaan Aki-Richard ditulis sebagai berikut:

$$A = \frac{1}{2} \left[ \frac{\Delta V_p}{V_p} + \frac{\Delta \rho}{\rho} \right]$$

$$B = A \left[ D - 2(1+D) \frac{1-2\sigma}{1-\sigma} \right] + \frac{\Delta \sigma}{(1-\sigma)^2}$$

$$\text{dimana: } D = \frac{\Delta V_p / V_p}{\Delta V_p / V_p + \Delta \rho / \rho},$$

$$\sigma = \frac{\sigma_2 + \sigma_1}{2}$$

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

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

dengan:

$$\sigma = \text{Poisson Ratio}$$

$$A = \text{AVO intercept}$$

$$B = \text{AVO gradient}$$

$$V_p = \text{kecepatan gelombang P}$$

$$V_s = \text{kecepatan gelombang S}$$

### Teori Biot-Gassmann

Gassmann (1951) dan Biot (1956) mengembangkan teori perambatan gelombang pada batuan yang mengandung fluida. Persamaan Biot-Gassmann ini digunakan untuk menghitung parameter model *sand* yaitu densitas matriks dan *modulus bulk* batuan kering. Densitas matriks diperoleh menggunakan persamaan:

$$\rho_{M0} = \frac{(\rho_0 - \rho_{f0} * \phi_0)}{(1 - \phi_0)}$$

$$\rho_0 = \text{densitas sand}$$

$$S_{w0} = \text{saturasi sand}$$

$$\rho_{H0} = \text{densitas hidrokarbon}$$

$$\rho_{w0} = \text{densitas air}$$

$$\phi_0 = \text{porositas sand}$$

*Modulus bulk* batuan kering dihitung dengan menggunakan persamaan:

$$K_{B0} = (1 - y) * K_{M0}$$

dengan:

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

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

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

$$a = S - 1$$

$$M = (V_{p0})^2 * \rho_0$$

$$S = 3 * \left( \frac{1 - \sigma_{dry}}{1 + \sigma_{dry}} \right)$$

$$K_f = \frac{1}{\left( \frac{S_{w0}}{K_{w0}} + \frac{(1 - S_{w0})}{K_{H0}} \right)}$$

dimana  $V_{p0}$  adalah kecepatan gelombang P,  $K_{w0}$  adalah modulus bulk air,  $K_{H0}$  adalah modulus hidrokarbon,  $K_{M0}$  adalah modulus bulk matriks,  $S_{w0}$  adalah saturasi air.

Densitas dapat dihitung dengan persamaan:

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

dimana  $\rho$  adalah densitas total yang diinginkan,  $\rho_M$  adalah densitas matriks,  $\rho_H$  adalah densitas hidrokarbon,  $\rho_w$  adalah densitas air, dan  $\phi$  adalah porositas batuan.

Sedangkan kecepatan gelombang P dan S dapat ditulis sebagai berikut.

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

$$V_s^2 = \frac{\mu_B}{\rho}$$

dimana:

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

$$K_f = \frac{1}{\left(\frac{S_w}{K_w} + \frac{(1-S_w)}{K_H}\right)}$$

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

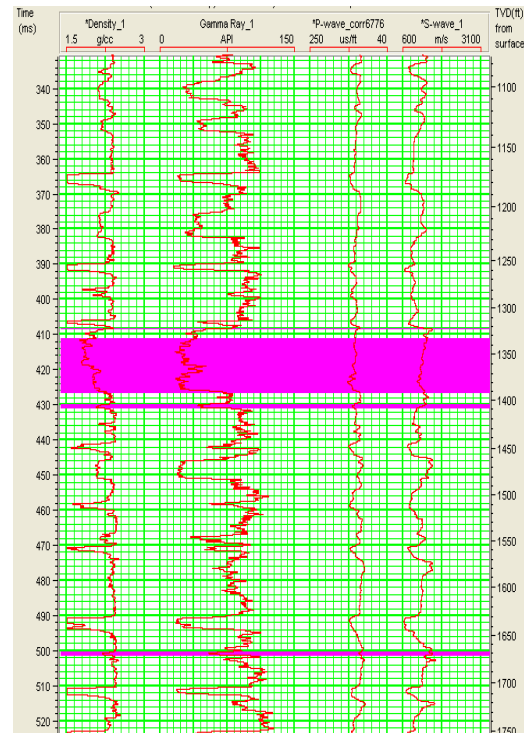
$$\mu_B = \frac{3K_B}{4} \left[ \frac{3(1-\sigma_{dry})}{(1+\sigma_{dry})} - 1 \right]$$

## PENGOLAHAN DATA

### Pengolahan Data Sumur

Data sumur yang digunakan dalam pengerjaan tugas akhir ini hanya satu sumur yaitu BRS0060 yang berisi gas. Data log yang dibutuhkan adalah *P-wave*, *S-wave*, *Gamma*

*Ray*, dan *Density*. Pengolahan data sumur dilakukan dengan menggunakan *software elog* dari Hampson Russell.



Gambar 3. Data log dari sumur BRS0060

### Well to Seismic Tie

Untuk mencocokkan *trace* seismik sebenarnya dengan *trace* sintetik dari sumur perlu dilakukan *well-seismic tie*. Dalam melakukan pengikatan sumur dengan seismik, digunakan data *checkshot* untuk mengkonversi data sumur dari domain kedalaman menjadi domain waktu. Kemudian dilakukan ekstraksi

wavelet untuk mendapatkan trace seismik sintetik. Wavelet yang digunakan dalam tugas akhir ini adalah *bandpass wavelet*, dengan parameter sebagai berikut.

Wavelet Phase Type: linear phase

Low pass : 25ms

Low Cut : 20ms

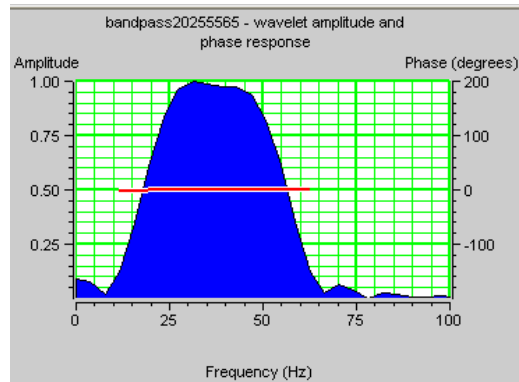
High Pass : 55ms

High Cut : 65ms

Sample Rate : 2ms

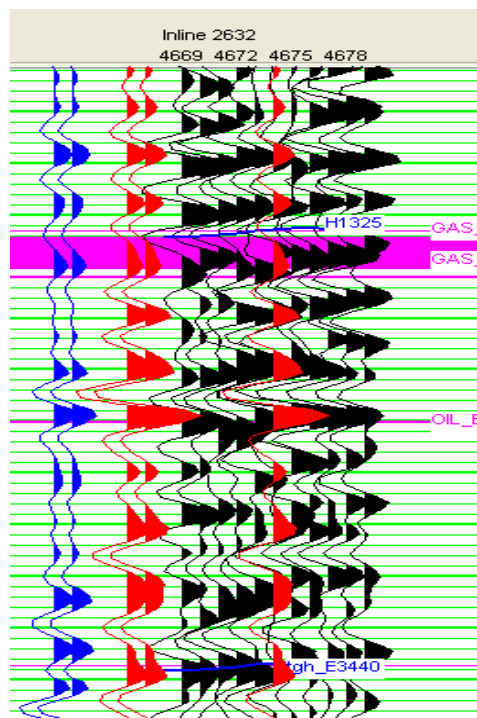
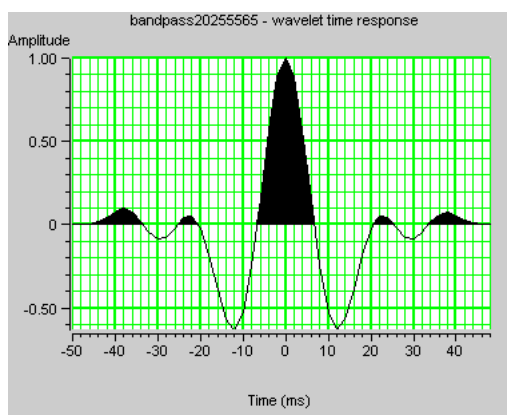
Wavelet Length : 100ms

Parameter-parameter diatas diperoleh dengan cara mengekstraksi spektrum volume seismik.



Gambar 4. Wavelet bandpass (atas)  
Respon frekuensi (bawah)

Selanjutnya dengan menggunakan wavelet diatas dilakukan korelasi antara seismogram sintetik dengan data seismik. Korelasi yang dilakukan menghasilkan nilai korelasi sebesar 0.6776.



Gambar 5. Korelasi well to seismic tie

## Analisa Trend

Analisis *trend* dilakukan dengan menggunakan *software AFI* dari Hampson Russell, untuk menentukan parameter pada *stochastioc* model. Data yang diperlukan dalam tahapan ini adalah *P-wave*, *density*, dan *Gamma Ray*. Untuk membedakan *sand* dari *shale* dikontrol oleh *gamma ray cut off*, dimana *gamma ray cut off* dirumuskan sebagai berikut:

$$GR_{reading} = V_{cut\ off} (GR_{max} - GR_{min}) + GR_{min}$$

Untuk membedakan *sand* dari *shale* digunakan  $V_{cut\ off}$  sebesar 40%.

Dari data sumur BRS0060 diperoleh

$$GR_{max} = 126.99 \text{ API}$$

$$GR_{min} = 10.79 \text{ API}$$

Sehingga diperoleh:

$$\begin{aligned} GR_{reading} &= 0.4 * (126.99 - 10.79) + 10.79 \\ &= 57.27 \text{ API} \end{aligned}$$

Besaran ini menerangkan bahwa nilai *gamma ray* di bawah 57.27 API merupakan lingkungan litologi *sand*, sedangkan nilai *gamma ray* di atas 57.27 API merupakan lingkungan litologi *shale*. Data yang diwakili oleh titik-titik berwarna merah menunjukkan data kecepatan gelombang (atas) dan densitas

(bawah) dari *sand*. Sedangkan data yang berwarna abu-abu menunjukkan data kecepatan gelombang dan densitas dari *shale*.

## Menentukan Parameter Model

Parameter *sand* ditentukan untuk mendapatkan densitas matriks, *Modulus Bulk* batuan kering, dan *Poisson Ratio* batuan kering pada kedalaman yang telah ditentukan, yaitu pada kedalaman 1325ft. Densitas matriks dan *Modulus Bulk* batuan kering dihitung menggunakan perhitungan Biot-Gassmann.

Densitas matriks diperoleh dengan menggunakan persamaan sebagai berikut:

$$\rho_{M0} = \frac{(\rho_0 - \rho_{f0} * \phi_0)}{(1 - \phi_0)}$$

$$\rho_{M0} = \frac{(0.22 - 0.298 * 0.23)}{(1 - 0.23)}$$

$$\rho_{M0} = 2.6123 \text{ g/cc}$$

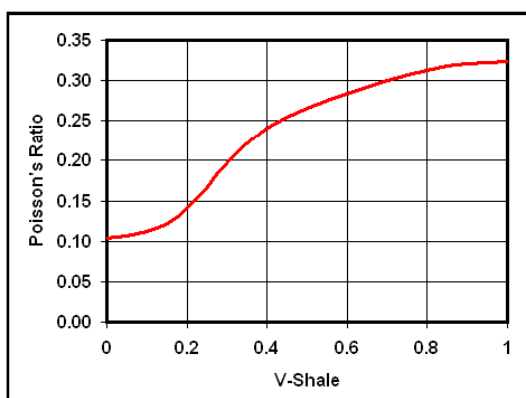
*Modulus Bulk* dihitung menggunakan persamaan dibawah ini.

$$K_{B0} = (1 - y) * K_{M0}$$

Diperoleh *Modulus Bulk* sebesar 5.3509.



Sedangkan *Poisson ratio* dihitung dari *volume shale* menggunakan formula yang terdapat pada kurva dibawah ini.



Gambar 6. Hubungan antara V-Shale dan Poisson's ratio.

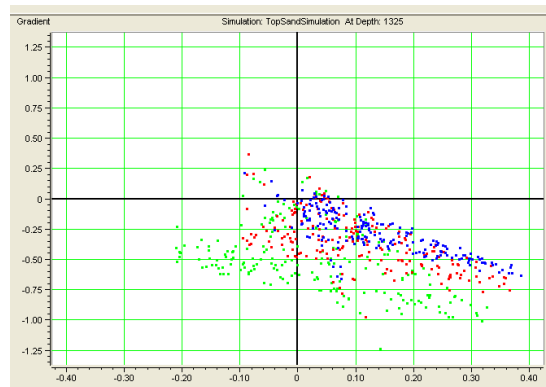
Parameter *shale* digunakan untuk memperoleh distribusi probabilitas *shale* yang berada di bawah dan di atas target *sand*.

### Simulasi Intercept – gradient

Tahapan selanjutnya adalah membuat simulasi dari model yang ada.

Dalam simulasi ini diambil enam kedalaman yang akan dibuat model stokastiknya, dimulai dari kedalaman 1300ft sampai dengan 1425ft dengan interval 25 ft, sedangkan kedalaman target adalah pada 1325ft. Hasil dari proses ini adalah memprediksi nilai *intercept* dan *gradient* untuk masing-masing fluida (*brine*, minyak, dan gas). Proses pada tahapan ini adalah sebagai berikut. Pertama misalkan pada model 3 lapis dibuat untuk kasus *brine*. Dari seismogram

sintetik yang dibuat dengan menggunakan persamaan Zeoppritz, dihitung nilai *intercept* dan *gradient* untuk sebuah titik yang berhubungan dengan kasus *brine*. Proses ini diulang beberapa kali menggunakan perhitungan Biot-Gassmann untuk menggantikan *brine* dengan minyak kemudian dengan gas. Sehingga terdapat tiga *cluster* pada *crossplot intercept/gradient*. Akhirnya dengan mengulang ketiga proses ini sebanyak 200 kali, dihasilkan kumpulan titik-titik untuk masing-masing tipe fluida. *Brine* digambarkan dengan titik-titik berwarna biru, minyak digambarkan dengan titik-titik berwarna merah, dan gas dengan titik-titik berwarna hijau.



t/Gradient pada kedalaman 1325ft.

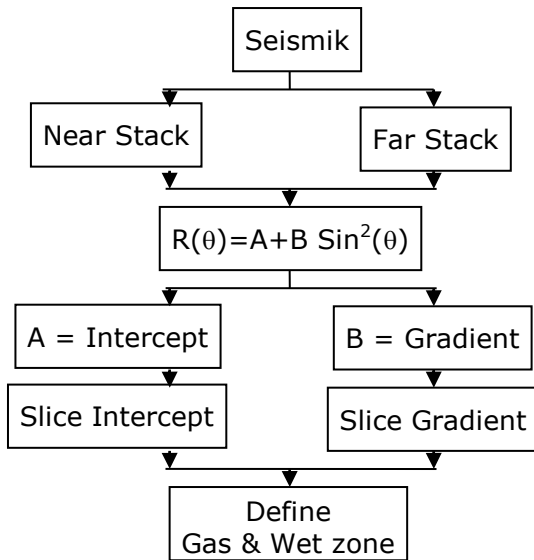
Gambar 7. Simulasi Intercept

### Pengolahan Data Seismik

Data yang digunakan dalam tugas akhir ini adalah data seismik 3D daerah X berupa *partial stack* (*near stack* dan *far stack*). Sudut untuk

*near stack* sebesar 12°, sedangkan sudut *far stack* sebesar 24°.

Diagram alir pengolahan data seismik yang dilakukan adalah sebagai berikut:



Gambar 8. Diagram alir pengolahan data seismik.

### Intercept dan Gradient

*Intercept* dan *gradient* diperoleh dengan menggunakan persamaan Shuey. Dalam tugas akhir ini digunakan sudut *near* sebesar 12° dan sudut *far* sebesar 24°. Dalam persamaan Shuey, *intercept* dilambangkan dengan A dan *gradient* dilambangkan dengan B.

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

Untuk mendapatkan harga *intercept* dan *gradient*, maka persamaan diatas dapat ditulis sebagai matriks 2x2.

$$\begin{bmatrix} 1 & \sin^2(\theta_1) \\ 1 & \sin^2(\theta_2) \end{bmatrix} \begin{bmatrix} A \\ B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} R(\theta_1) \\ R(\theta_2) \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} A \\ B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \sin^2(\theta_1) \\ 1 & \sin^2(\theta_2) \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} R(\theta_1) \\ R(\theta_2) \end{bmatrix}$$

$$R(\theta_1) = \text{near stack}$$

$$R(\theta_2) = \text{far stack}$$

$$\theta_1 = \text{near angle } (12^\circ)$$

$$\theta_2 = \text{far angle } (24^\circ)$$

Setelah memasukkan nilai sudut *near* dan *far*, diperoleh persamaan sebagai berikut.

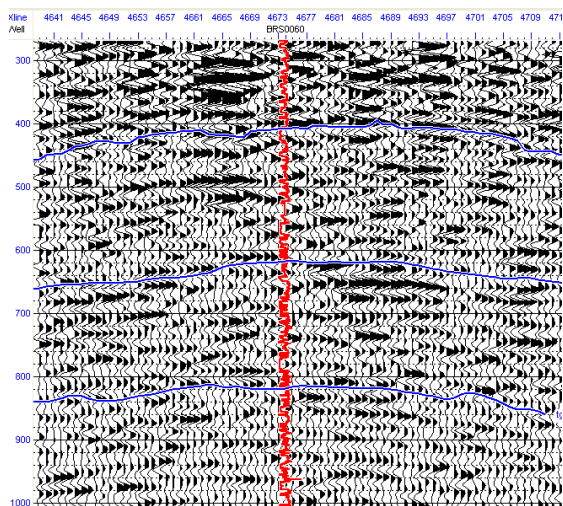
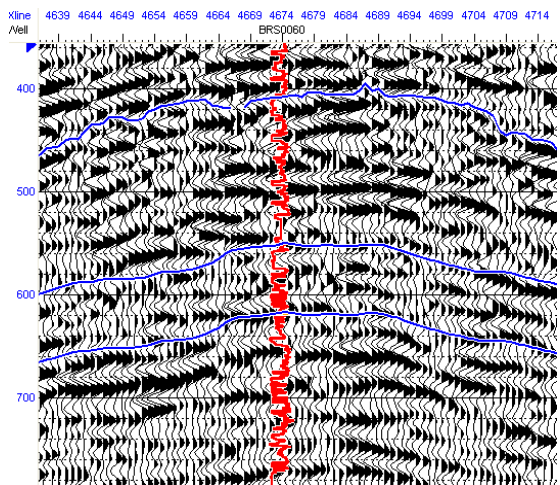
$$\begin{bmatrix} A \\ B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 & \sin^2(12^\circ) \\ 1 & \sin^2(24^\circ) \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} R(\theta_1) \\ R(\theta_2) \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} A \\ B \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1.3537 & -0.3537 \\ -8.1828 & 8.1828 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} R(\theta_1) \\ R(\theta_2) \end{bmatrix}$$

$$A = 1.3537 * R(\theta_1) - 0.3537 * R(\theta_2)$$

$$B = 8.1828 * R(\theta_2) - 8.1828 * R(\theta_1)$$

Dari perhitungan diatas diperoleh *volume intercept* dan *volume gradient*.

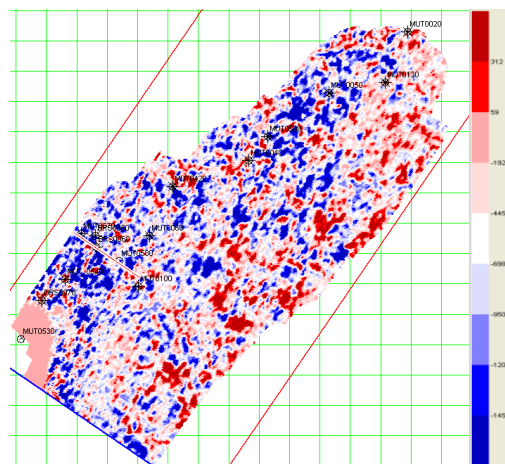
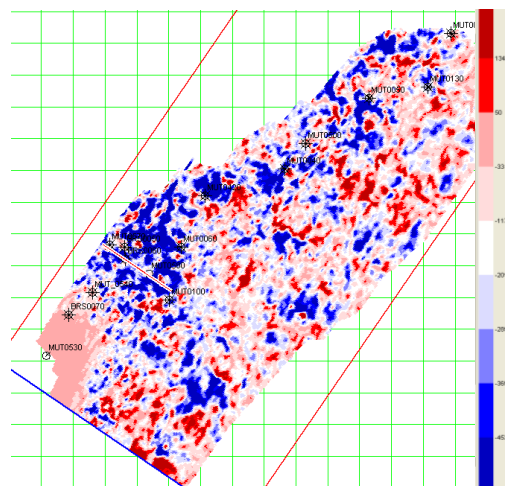


Gambar 9. *Volume intercept* (atas)  
*Volume gradient* (bawah).

### ***Slice Intercept dan Gradient***

*Slice intercept* dan *gradient* digunakan untuk untuk menentukan zonasi *gas sand* dan *wet sand* pada data seismik. *Slice* ini dilakukan pada horizon H3125 dengan indikasi adanya

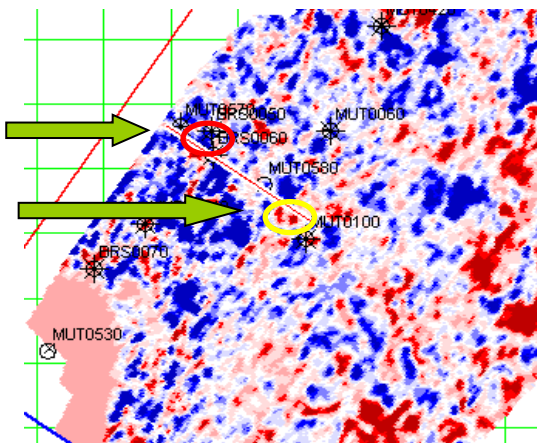
keberadaan gas seperti terlihat pada data sumur BRS0060 (gambar .5). Kedua *slice* ini merupakan nilai-nilai *amplitude* pada horizon H3125, dimana nilai *amplitude* yang negatif ditunjukkan oleh warna biru dan nilai *amplitude* positif ditunjukkan oleh warna merah.



Gambar 10. *Slice Intercept* (atas) dan *Slice Gradient* (bawah).

## Menentukan Zona Target

Penentuan zona target dimaksudkan untuk membuat zona hidrokarbon (gas) dan zona *wet*. Penentuan zonasi didasarkan pada sumur BRS0060 yang diyakini berisi gas dan sumur MUT0100 dengan kandungan air. Zona gas diambil pada daerah yang berdekatan dengan sumur BRS0060 dengan nilai *amplitude* negatif, sedangkan zona *wet* diambil pada lokasi yang berdekatan dengan sumur MUT0100 dengan nilai *amplitude* positif. Dari zonasi yang telah ditentukan diperoleh data *intercept* dan *gradient* pada zona gas dan zona *wet*. Untuk selanjutnya data *intercept* dan *gradient* ini dapat dikalibrasikan dengan data sumur hasil simulasi sebelumnya.



Gambar 11. Lingkaran berwarna merah menunjukkan zona gas dan lingkaran berwarna kuning menunjukkan zona *wet*.

## Kalibrasi Data Real dengan Data Sumur

Kalibrasi antara data *real* dari seismik dengan model stokastik dari sumur bertujuan untuk membuat skala yang akan diaplikasikan pada data *real*. Skala ini digunakan untuk merubah data *real* agar memiliki nilai *amplitude* yang sama dengan data simulasi. Proses ini perlu dilakukan karena pada saat data hasil simulasi menggambarkan nilai *intercept* dan *gradient*, nilai data *real* secara khusus berubah-ubah. AFI mengasumsikan bahwa koreksi data *real* dipengaruhi oleh dua bilangan, yaitu:

$S_{\text{global}}$  = bilangan yang dikalikan dengan *intercept* dan *gradient*.

$S_{\text{gradient}}$  = bilangan yang dikalikan dengan *gradient*.

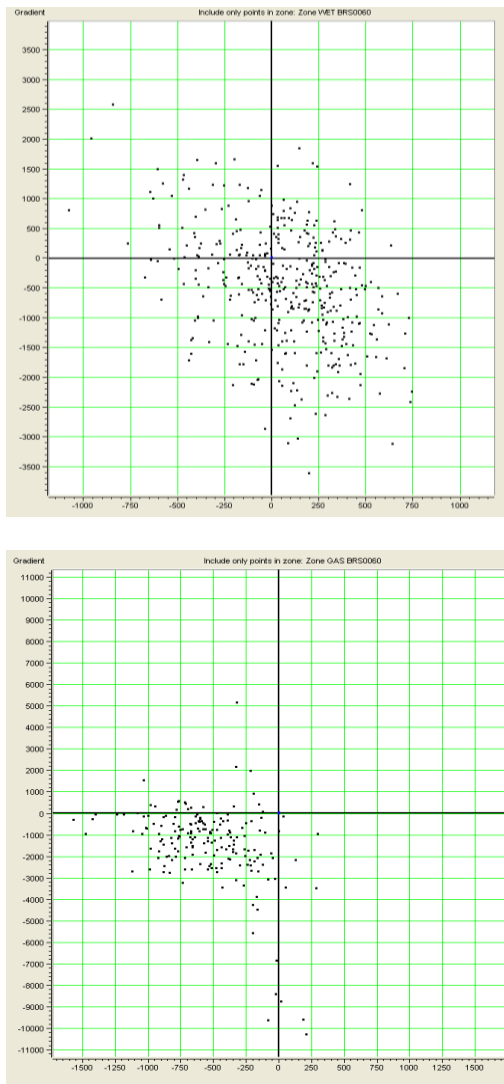
Jika data *input* (data *real* yang belum diskala) adalah  $I_{\text{input}}$  dan  $G_{\text{input}}$ , maka diperoleh nilai *intercept output* dan *gradient output* sebagai berikut:

$$I_{\text{output}} = S_{\text{global}} * I_{\text{input}}$$

$$G_{\text{output}} = S_{\text{global}} * S_{\text{gradient}} * G_{\text{input}}$$

Proses penentuan skala ini dilakukan secara manual dengan memasukkan nilai  $S_{\text{global}}$  dan  $S_{\text{gradient}}$  secara berulang-ulang sampai didapat hasil kalibrasi yang cocok. Akhirnya diperoleh nilai  $S_{\text{global}}$  sebesar 0.0003 dan nilai  $S_{\text{gradient}}$  sebesar 0.52. dibawah ini adalah gambar

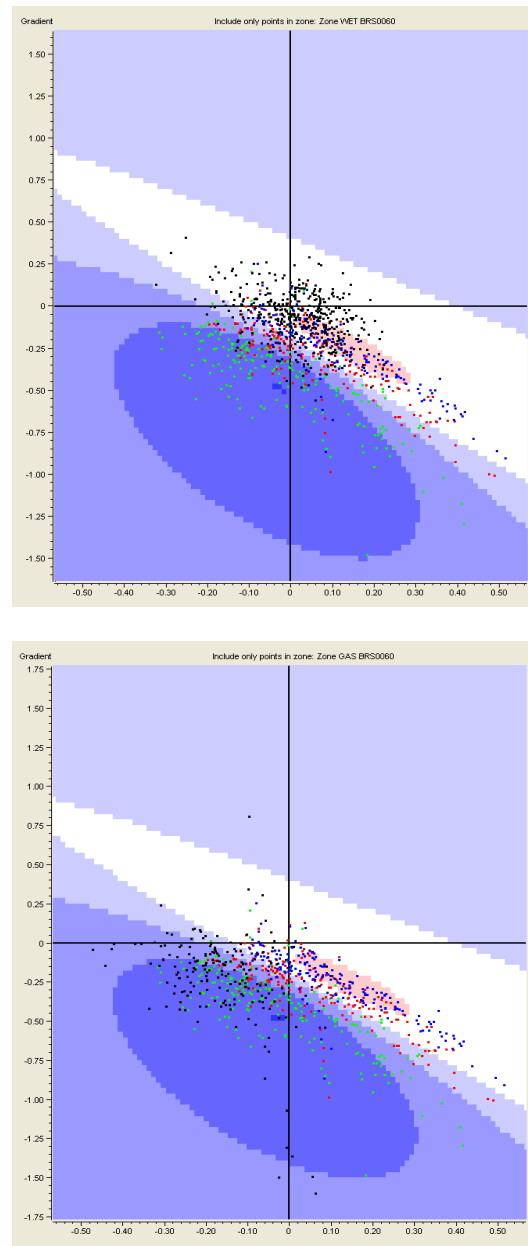
crossplot data *real* yang belum dilakibrasi dengan model hasil simulasi.



Gambar 12. Data real pada zona wet (atas), data real pada zona gas (bawah).

Gambar berikutnya menunjukkan *crossplot intercept* dan *gradient* setelah dilakukan kalibrasi. Data yang berwarna hitam adalah data real dari seismik sedangkan data yang berwarna (biru, merah, biru) adalah data simulasi dari sumur. Dengan nilai  $S_{global}=0.0003$  dan

$S_{gradient}=0.52$  menghasilkan kalibrasi yang bagus. Pada zona gas, data real terlihat cocok dengan data simulasinya, begitu juga pada zona *wet*.



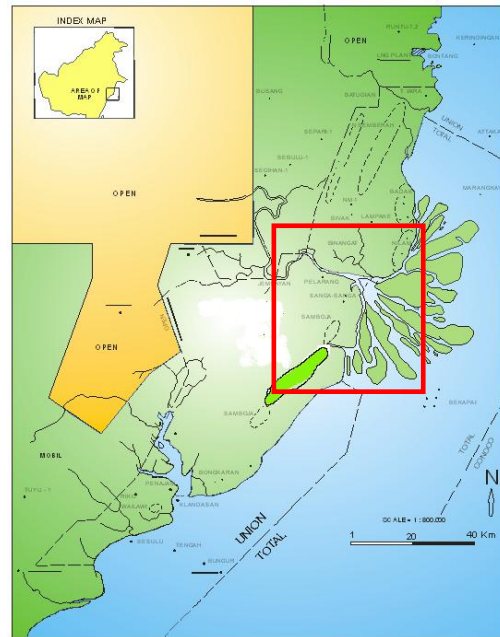
Gambar 13. Crossplot hasil kalibrasi pada zona wet (atas), crossplot hasil kalibrasi pada zona gas (bawah).

## ANALISIS

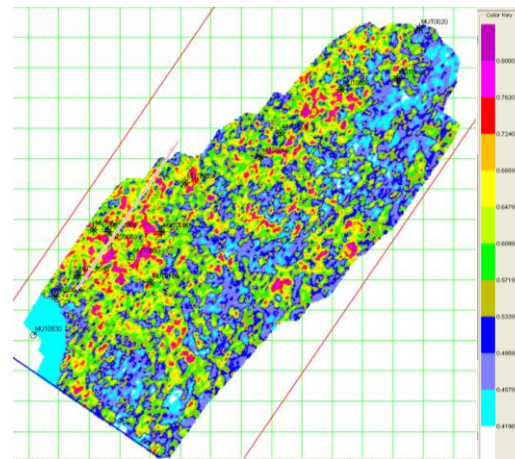
Setelah dilakukan kalibrasi antara data *real* dengan data simulasi, selanjutnya adalah menggunakan perhitungan probabilitas dan teorema Bayes pada semua data *real* untuk membuat peta probabilitas gas, minyak, dan *brine*.

### Peta Probabilitas Hidrokarbon

Peta probabilitas hidrokarbon menggambarkan probabilitas penyebaran hidrokarbon pada daerah studi. Daerah studi yang diambil dalam tugas akhir ini adalah daerah disekitar delta Mahakam. Peta ini menggambarkan keberadaan minyak dan gas yang mengikuti *channel-channel* yang berkembang di daerah tersebut. Pada peta digambarkan nilai probabilitas hidrokarbon yang bernilai lebih dari 70% menyebar pada daerah tinggian (disebelah kiri atas) menuju kearah kanan bawah, sebaran ini sesuai dengan kondisi geologi pada daerah studi, dimana berkembang pola-pola *channel* dari arah barat laut ke arah tenggara (gambar 14). Namun demikian kita belum bisa memastikan kandungan hidrokarbon ini berupa gas atau minyak.



Gambar 14. Lokasi studi pada daerah delta Mahakam.

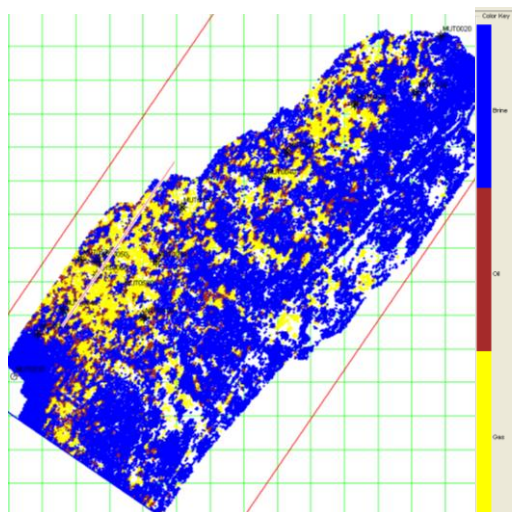


Gambar 15. Peta probabilitas hidrokarbon.

### Peta Probabilitas Indikator (Brine, Oil, Gas)

Peta ini menggambarkan probabilitas dari lokasi fluida (gas, *oil*, dan *brine*). Dalam peta ini hanya di-plot nilai probabilitas yang lebih besar

dari 50%, sehingga pada peta terlihat ada beberapa kumpulan yang berwarna putih, menandakan pada area itu memiliki nilai probabilitas dibawah 50%. Pada peta ini kita bisa melihat keberadaan gas, *oil*, dan *brine* dengan jelas. Sebaran indikator gas yang ditandai dengan warna kuning memiliki pola yang sama dengan sebaran hidrokarbon pada peta sebelumnya. Dari kenyataan ini kita bisa menganalisis bahwa kandungan hidrokarbon pada peta probabilitas hidrokarbon adalah gas dan bukan minyak. Sedangkan indikator minyak yang ditandai dengan warna coklat tidak begitu terlihat dengan jelas.

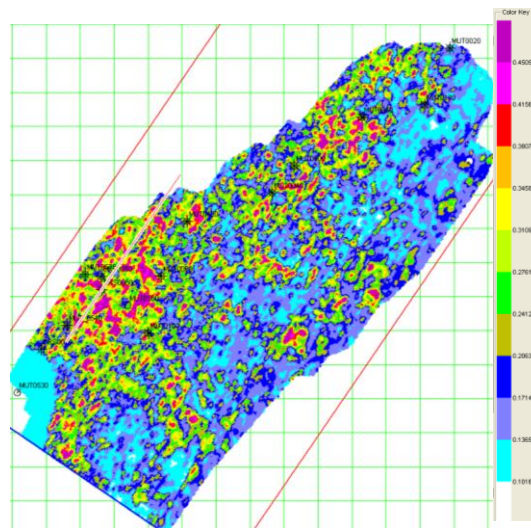


Gambar 16. Peta probabilitas indikator (*brine*, *oil*, *gas*).

### Peta Probabilitas Gas

Sebaran probabilitas gas dapat digambarkan dengan baik pada peta probabilitas gas. Dari peta ini terlihat penyebaran gas

memberikan nilai probabilitas lebih dari 45%. Pola sebaran gas mirip dengan pola sebaran hidrokarbon, karena kandungan dari hidrokarbon adalah gas.



Gambar 17. Peta probabilitas gas.

Dari ketiga peta yang dianalisis ternyata pola penyebaran dari masing-masing anomali (hidrokarbon, indikator, dan gas) mengikuti pola *channel* yang terbentuk pada daerah studi.

## KESIMPULAN DAN SARAN

### Kesimpulan

Dari pembahasan dan analisis dalam tugas akhir ini dapat diambil beberapa kesimpulan sebagai berikut,

1. Pemisahan *gas sand* dan *brine sand* lebih mudah dilakukan karena *cluster gas* relatif terpisah jauh dari *cluster brine*, seperti terlihat pada *crossplot intercept* dan

*gradient*. Gas memiliki harga *gradient* yang jauh lebih kecil dibandingkan dengan *brine*.

2. *AVO Fluid Inversion* dapat memetakan penyebaran probabilitas *reservoir* gas dengan baik. Penyebaran probabilitas hidrokarbon mengikuti *channel-channel* yang berkembang pada daerah studi, dan menghasilkan nilai probabilitas lebih dari 70% yang ditunjukkan dengan blok-blok berwarna merah. Sedangkan untuk sebaran gas memiliki nilai probabilitas lebih dari 45% yang ditunjukkan dengan blok-blok warna merah pada gambar 17.
3. *AVO Fluid Inversion* tidak menghasilkan sebaran probabilitas *reservoir* minyak dengan baik. Karena antara minyak dan *brine* memiliki nilai *intercept* dan *gradient* yang hampir sama. Pada *crossplot intercept-gradient* terlihat *brine* dan minyak jatuh pada posisi yang hampir sama, sehingga terjadi *overlap* diantara keduanya dan sulit untuk membedakannya.

### Saran

Data log yang digunakan dalam tugas akhir ini hanya dari satu sumur saja. Untuk studi lebih

lanjut, sebaiknya data log yang digunakan tidak hanya dari satu sumur, agar memperoleh hasil yang lebih bagus, mengingat studi ini adalah membuat gambaran penyebaran probabilitas hidrokarbon pada suatu daerah eksplorasi. Akan lebih baik jika digunakan data log lebih dari satu sumur.

Pemilihan *wavelet* yang tepat akan sangat berarti dalam membuat model simulasi *intercept-gradient*. Sehingga pemisahan gas dan *brine* akan lebih mudah lagi terlihat pada *crossplot intercept* dan *gradient*.

### DAFTAR PUSTAKA

- Castagna, John, 1997, *Principles of AVO crossplotting*, The Leading Edge.
- Russell, B. H., Hedlin, K., Hilterman, F. J., Lines, L. R., 2003, *Fluid-Property Discrimination with AVO : A Biot-Gassmann Perspective*, *Geophysics*, **68**, 29-39.
- Russell, B.H, 2004, *AVO Fluid Inversion*, HRS manual.