

BAB 2. TEORI DASAR DAN METODE PENELITIAN

Dalam kegiatan eksplorasi hidrokarbon, berbagai cara dilakukan untuk mencari hidrokarbon dibawah permukaan, diantaranya melalui metoda seismik. Prinsip dasar seismik refleksi, mengikuti hukum Snellius dan hukum Huygens. Dengan mengetahui harga reflektifitas suatu media, maka dapat diperkirakan sifat fisik dari batuan dibawah permukaan. Harga identifikasi reflektifitas dan transmisitas suatu media disebut Amplitudo atau Koefisien Refleksi dan Transmisi. Refleksi pada bidang batas/ interface, meliputi pembagian energi dari gelombang: P datang, P refleksi, P transmisi, S refleksi dan S transmisi (Sarjono, 1999). Polaritas merupakan tanda dari koefisien refleksi yang dapat bernilai positif atau negatif, tergantung pada beda rapat massa dan beda cepat rambat gelombang didalam lapisan reflektor (Munadi, 1993). Polaritas menurut Brown, 1999 adalah:

- Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada hidrofoni di air atau pergerakan awal keatas pada geophone didarat.
- Sinyal seismik yang positif akan terekam sebagai nilai negatif pada *tape*, defleksi negatif pada monitor dan *trough* pada penampang seismik.

2.1 AVO

AVO adalah singkatan dari *Amplitude Versus Offset*. Istilah AVO oleh sebagian ahli disebut juga dengan AVA (*Amplitude versus angle of incidence*) (Munadi, 2000). Respon perubahan amplitudo terhadap offset (AVO) merefleksikan perubahan sifat fisik batuan di bawah permukaan. Sifat fisik batuan diantaranya berupa komposisi mineral, matriks (tipe dan bentuk), dan pori (porositas dan fluida pengisi pori). Pengaruh lingkungan (temperatur dan tegangan/ *stress*) terhadap batuan akan mempengaruhi sifat elastik batuan dan sifat seismik. Sifat elastik batuan berupa inkompresibilitas, rigiditas, densitas/ kerapatan batuan, pori dan fluida pengisi pori akan mempengaruhi sifat seismik,

yang berupa kecepatan rambat gelombang-P/ gelombang kompresional (V_p) dan kecepatan rambat gelombang-S/*shear wave* (V_s). Perubahan kecepatan Gelombang P dan S akan mengakibatkan perubahan terhadap respons seismik. Kecepatan gelombang P dan S ditampung dalam suatu besaran yang disebut *Poisson's ratio*. Nilai *Poisson's ratio* yang sangat rendah menandakan adanya kandungan gas yang mengisi pori batuan (Chiburis, 1993).

2.1.1 Teori AVO

Teori dasar dari AVO berkaitan dengan refleksi dan transmisi gelombang seismik pada satu bidang batas, yang dinyatakan oleh perumusan Zoeppritz (Munadi, 2000).

Untuk kondisi yang sebenarnya, yaitu untuk keadaan sudut datang tidak sama dengan 0 ($\theta \neq 0$), harga koefisien refleksi cukup rumit. Namun, karena perumusannya yang cukup rumit dan kurang praktis maka dilakukan sejumlah pendekatan praktis oleh beberapa ahli, diantaranya Aki dan Richards (1980), Ostrander (1984), dan Shuey (1985) (Munadi, 2000). Shuey (1985) (dalam Munadi, 2000), dengan pendekatan perhitungan koefisien refleksi gelombang P dari persamaan Zoeppritz dimodifikasi menjadi:

$$R(\theta) \approx R_0 + (A_0 R_p + \left(\frac{\Delta\sigma}{(1-\sigma)^2} \sin^2 \theta \right) + \left(\frac{1}{2} \frac{\Delta V_p}{V_p} (\tan^2 \theta - \sin^2 \theta) \right)) \quad (2-1)$$

Keterangan:

$$A = A_0 + \left(\frac{1}{(1-\sigma)^2} \frac{\Delta\sigma}{R_0} \right)$$

$$A_0 = B - 2(1+B) \left(\frac{1-2\sigma}{1-\sigma} \right)$$

$$V_p = \frac{V_{p1} + V_{p2}}{2}$$

$$\Delta V_p = V_{p2} - V_{p1}$$

$$B = \frac{\frac{\Delta V_p}{V_p}}{\left(\frac{\Delta V_p}{V_p}\right) + \left(\frac{\Delta \rho}{\rho}\right)}$$

$$\rho = \frac{\rho_1 + \rho_2}{2}$$

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

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

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

$$\theta = \frac{\theta_1 + \theta_2}{2}$$

R_0 adalah koefisien refleksi pada saat $\theta = 0$

ρ = densitas rata-rata

$\Delta \rho$ = Beda densitas pada *interface*

$\Delta \sigma$ = Beda *Poisson's ratio* pada *interface*

σ = *Poisson's ratio* rata-rata pada *interface*

θ = sudut datang dan transmisi rata-rata

$R(\theta)$ = refleksi terhadap *offset*/ koefisien refleksi

V_p = kecepatan rata-rata gelombang P

ΔV_p = Beda kecepatan gelombang p pada *interface*

Pada perumusan Shuey ini diperlihatkan bahwa rasio Poisson (σ) dan kontras rasio Poisson ($\Delta \sigma$) memberikan kontribusi penting dalam amplitudo refleksi untuk $\theta > 0$ (Munadi, 2000). Kontribusi ini menjadi semakin dominan pada saat lapisan kedua merupakan batuan berpori yang berisi gas. Sebagai akibatnya kurva koefisien refleksi vs sudut datang yang pada umumnya cenderung menurun relatif terhadap R_0 malah menjadi naik, inilah yang disebut dengan anomali AVO. Kesimpulan lain dari perumusan Shuey ini adalah terbaginya kurva refleksi menjadi 2 bagian. Bagian pertama yakni koefisien refleksi pada $\theta = 0$ yakni R_0 , yang mengandung informasi tentang litologi dan bagian kedua untuk θ

> 0 , mengandung informasi tentang kandungan fluida (minyak, air atau gas) (Munadi, 2000).

Hilterman (1989 dalam Munadi, 2000) melakukan penyederhanaan lebih lanjut

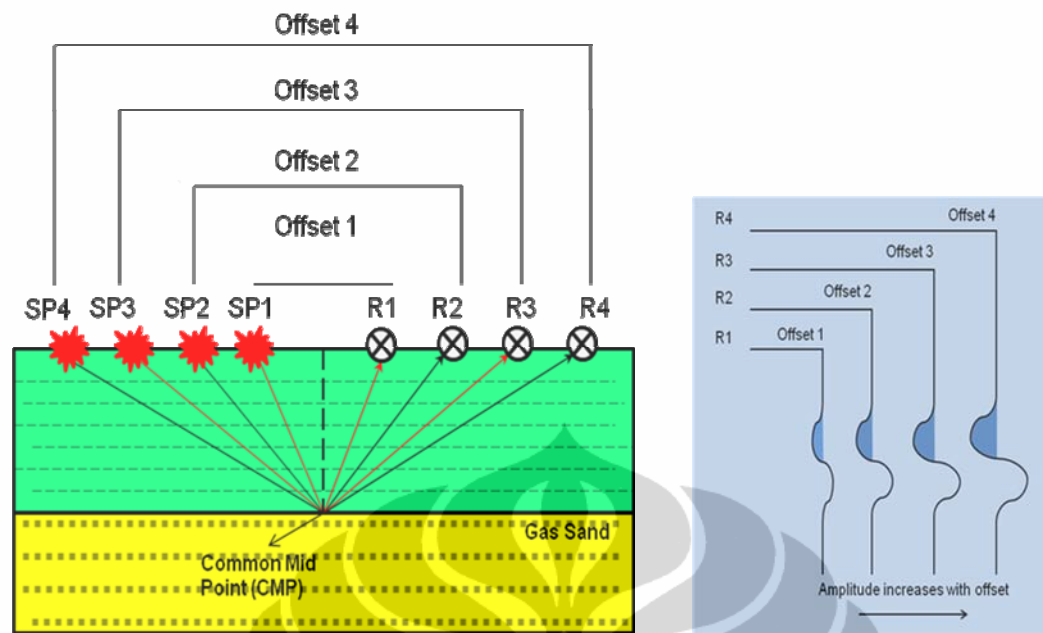
$$R(\theta) = R_0 \cos^2\theta + 2.25 \Delta\sigma \sin^2\theta \quad (2-2)$$

Yang menunjukkan bahwa pada sudut datang gelombang yang mendekati 0° pengaruh R_0 (litologi) mendominasi koefisien refleksi sementara untuk sudut datang lebih besar daripada itu kontras rasio Poisson mengambil alih perannya (Munadi, 2000).

2.1.2 Analisis AVO

Penggunaan analisis AVO yang paling sukses adalah untuk mendeteksi gas *sand* / reservoir batupasir yang mengandung gas, karena nilai *Poisson's rasionya* yang turun drastis pada batupasir yang mengandung gas (Chiburis, 1993).

Prinsip analisis AVO adalah berdasarkan anomali amplitudo, yaitu pertambahan amplitudo terhadap pertambahan jarak antara sumber ke penerima (*offset*) apabila gelombang seismik dipantulkan oleh lapisan berisi gas (gambar 2.1). Jarak *offset* berkaitan langsung dengan sudut datang gelombang seismik (*angle of incidence*) terhadap lapisan pemantul, makin jauh *offset*, maka sudut datangnya makin besar (Gadallah, 1994).



Gambar 2.1. Hubungan antar *offset* dengan sudut datang terhadap anomali AVO, di mana amplitude meningkat seiring pertambahan offset

Fenomena tersebut dapat dikatakan anomali karena secara geometris gelombang yang menjalar, maka amplitudonya seharusnya semakin kecil. Oleh karena itu analisis AVO diterapkan pada sinyal seismik tepat di titik reflektor. Dapat disimpulkan bahwa koreksi geometris (*geometrical spreading*) yang diteliti harus dilakukan terlebih dahulu sebagai salah satu syarat sebelum melakukan analisis AVO (Munadi, 1993).

Walaupun analisis AVO bertumpu pada anomali amplitudo, yaitu bertambahnya amplitudo sinyal terpantul terhadap *offset*, akan tetapi ada batas maksimum dari *offset* ini yang tidak boleh dilewati, yaitu *offset* yang bersesuaian dengan sudut kritis. Di atas sudut kritis tingkah laku amplitudo sinyal terpantul tidak sebagaimana yang dijadikan pegangan dalam analisis AVO (Munadi, 1993).

Pada prinsipnya, anomali AVO dapat diterangkan sebagai berikut: Cepat rambat gelombang seismik terutama gelombang transversalnya/ gelombang-S (V_s) turun secara drastis didalam batuan berpori yang mengandung fluida (terutama gas). Perbandingan cepat rambat antara gelombang longitudinal/ gelombang P (V_p) dan transversal (V_s) ini ditampung dalam suatu besaran yang disebut *Poisson's ratio*, yang dirumuskan:

$$\sigma = \frac{\left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 2}{2 \left(\frac{V_p}{V_s}\right)^2 - 1} \quad (2-3)$$

Kandungan fluida dalam batuan, misalnya seperti air, minyak maupun gas dapat dimanifestasikan dalam perbedaan nilai *Poisson's ratio* (Munadi, 1993). Apabila harga σ dan V_p dapat ditentukan dengan akurat, maka jenis batuan dan kandungannya dapat diperkirakan dari permukaan. V_p merupakan parameter yang terpenting, akan tetapi nilai kecepatan yang diestimasi dari data seismik inilah yang masih rendah tingkat ketelitiannya. V_s lebih sulit lagi diperolehnya. Secara alamiah gelombang S jauh lebih sulit untuk dibangkitkan, daripada gelombang P. Cara-cara analitis numerik sering ditempuh oleh para ahli dalam upaya mendapatkan V_s adalah dari gelombang P, lewat *Poisson's ratio* dan sebagainya (Munadi, 1993).

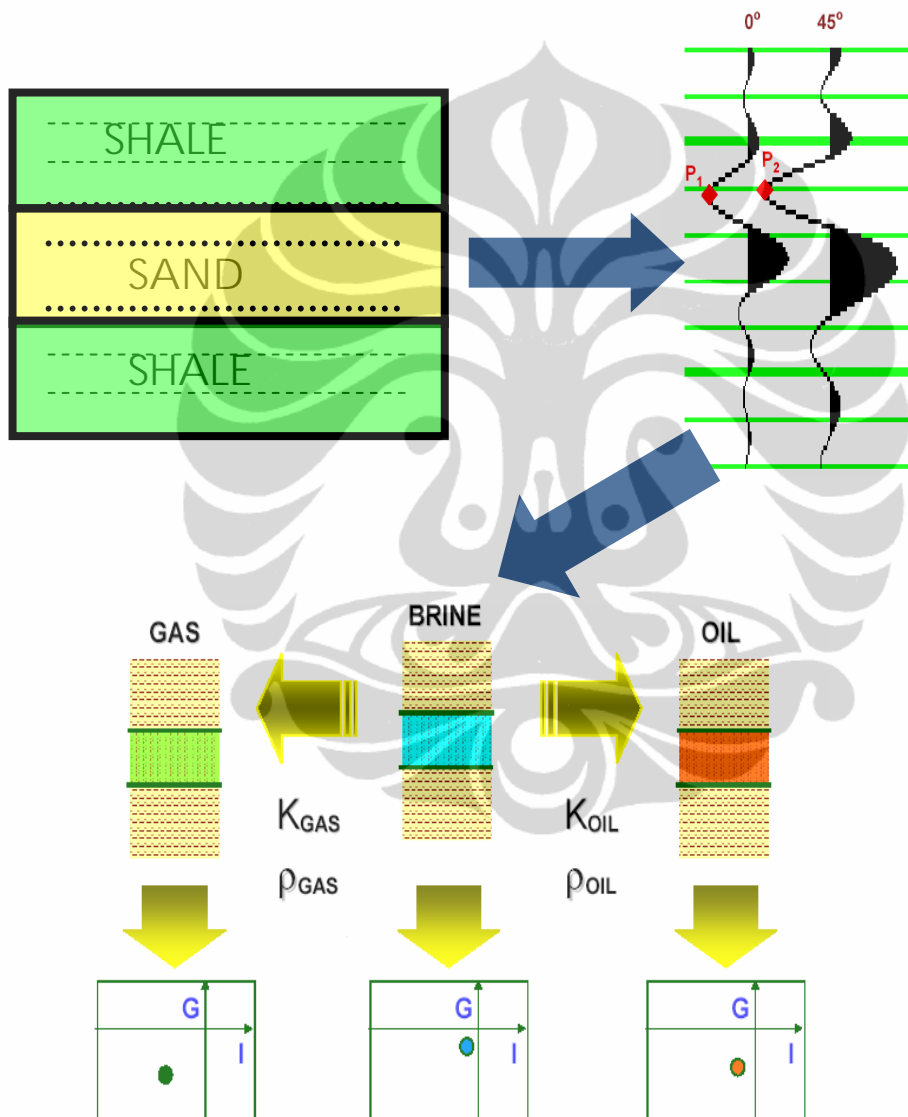
2.2 AFI

AVO Fluid Inversion atau bisa disebut juga AFI adalah metode yang digunakan untuk menganalisa respons AVO, membandingkan respons tersebut dengan respons teoritis dan memprediksi *properties* dari fluida. Berbeda dengan analisa AVO biasa, AFI bertujuan untuk menentukan dan menambahkan probabilitas sehingga penentuan lebih memungkinkan. Metode ini digunakan untuk menganalisa dan memahami ketidakpastian (*uncertainty*) pada proses AVO (Hampson, 2004).

2.2.1 Teori AFI

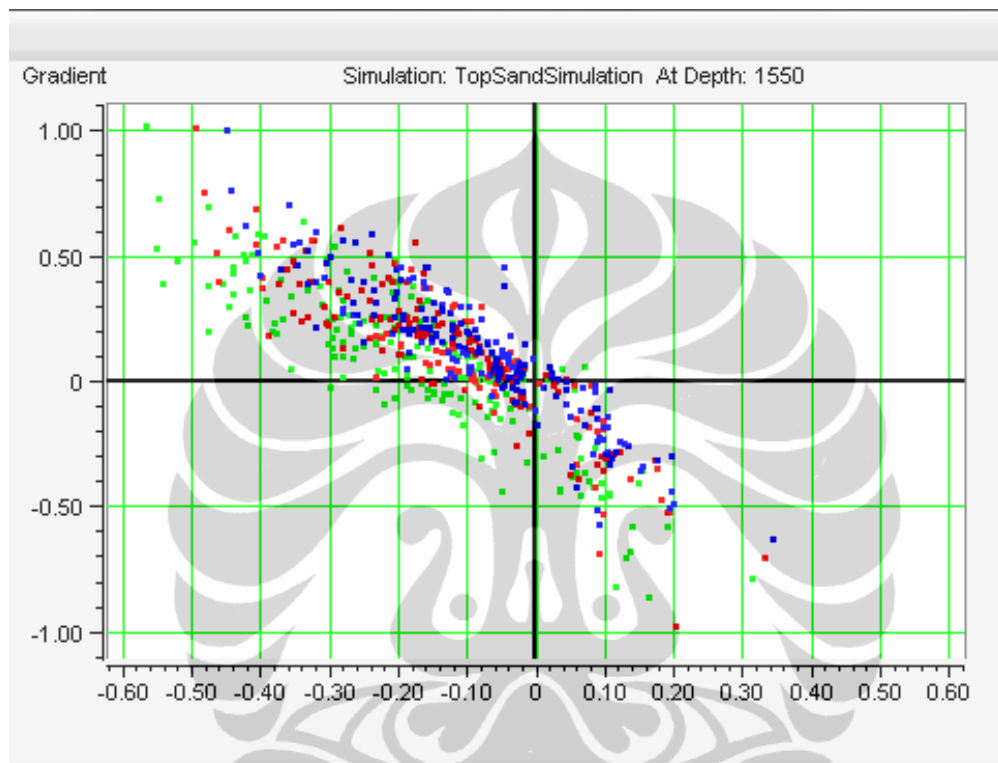
Analisis AFI didasari dengan asumsi pemodelan 3 lapisan batuan yang terdiri dari lapisan *sand* yang diapit oleh 2 lapisan *shale*. Kemudian dari tiap lapisan tersebut diambil besaran parameter-parameter petrofisika yang diperlukan untuk mendapatkan suatu tren dari distribusinya tiap kedalaman.

Dari ekstrak *wavelet* akan dihasilkan sintetik *trace*, dan *amplitude* yang sudah terpilih itu akan menghasilkan *Intercept/Gradien*. Dari proses tersebut akan didapat satu titik *Intercept/Gradien* untuk *brine*. Kemudian proses tersebut dilakukan kembali sebanyak 2 kali dengan menggunakan substitusi Biot-Gassmann untuk menggantikan *brine* tersebut, dengan *oil* dan gas. Pada tahap ini akan terdapat 3 harga pada *Intercept/Gradien* simulasi yang berasal dari parameter petrofisika dari data sumur (gambar 2.2).



Gambar 2.2. Proses pembuatan *Intercept-Gradien* dari *amplitude* di *synthetic trace* (modifikasi dari Hampson 2004).

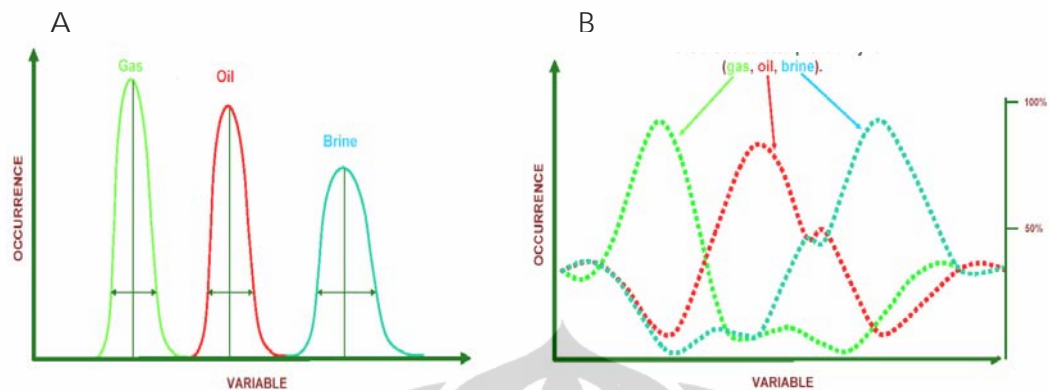
Bila dilakukan berkali-kali dalam jumlah banyak, maka akan menghasilkan *crossplot* (I,G) yang menunjukkan distribusi dari gas, *oil* dan *brine*. Dalam kondisi ideal, akan jelas terlihat 3 *cluster* yang terpisah yang menunjukkan distribusi itu (gambar 2.3).



Gambar 2.3. *Crossplot Intercept-Gradien* dengan 3 *cluster* (hijau=gas, merah=*oil*, biru=*brine*)

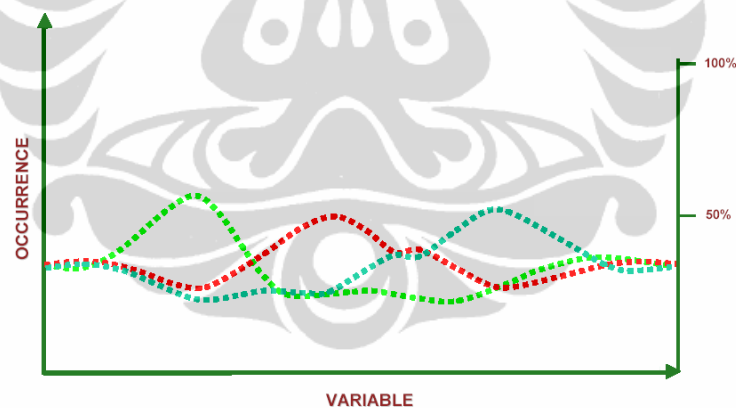
Untuk menghitung probabilitas dari titik I-G yang baru untuk menempati tiap grup berbeda (*brine*, *gas* dan *oil*) maka digunakan perhitungan Bayes' Theorem (Hampson-Russel, 2004). Untuk mengaplikasikan Bayes' Theorem ke titik-titik (I,G) dari *real data* seismik harus dilakukan kalibrasi pada *real data*. Untuk itu harus ditentukan skala untuk kalibrasi antara *real amplitude* dengan *model amplitude* (Hampson-Russel, 2004).

Dengan mengasumsikan distribusi dari ketiga grup *gas*, *oil* dan *brine*, probabilitas dari perhitungan dapat dimodelkan (gambar 2.4) (Hampson, 2005).



Gambar 2.4. a. Model distribusi *gas*, *oil* dan *brine* yang diasumsikan, b. Distribusi *gas*, *oil* dan *brine* setelah perhitungan probabilitas (Hampson, 2005).

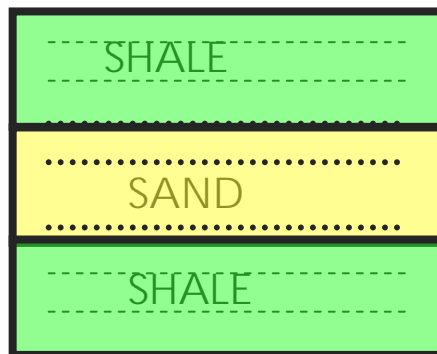
Bila pemisahan dari ketiga klas tersebut tidak cukup bagus, atau bahkan terjadi *overlap*, maka probabilitas yang dihasilkan juga tidak besar (gambar 2.5).



Gambar 2.5. Kondisi di mana perhitungan probabilitas tidak cukup tinggi (Hampson, 2005).

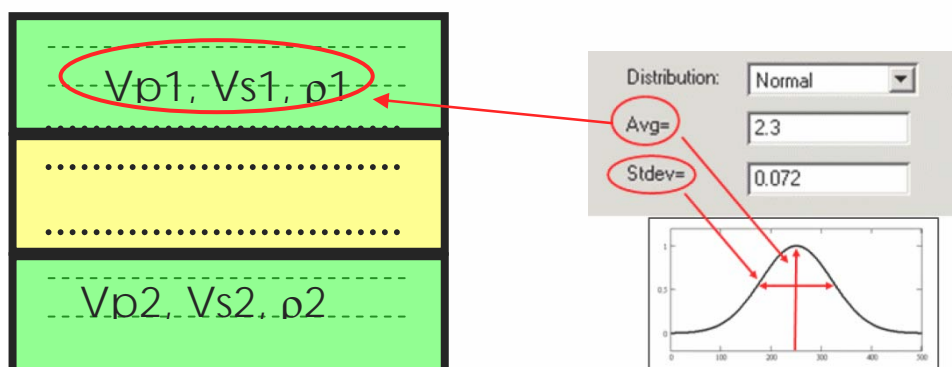
2.2.2 Parameter-Parameter

AFI dimulai dengan mengasumsikan bahwa target reservoir dapat direpresentasikan dengan model 3 lapisan, dengan lapisan *sand* yang diapit oleh *shale* (gambar 2.6).



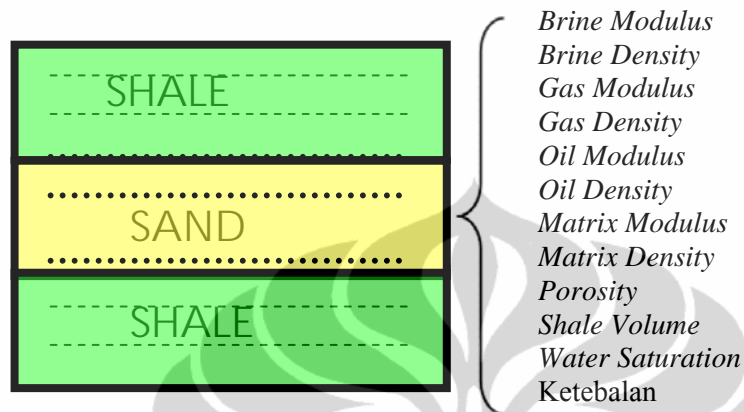
Gambar 2.6. Model 3 lapisan sebagai asumsi reservoir, dengan lapisan *sand* di antara lapisan *shale*

Di dalam melakukan analisis AFI, diperlukan adanya parameter-parameter dari lapisan atau batuan agar dapat melakukan analisis *trend* dari tiap-tiap parameter tersebut. Lapisan atau batuan *shale* dan *sand* memiliki parameter-parameter berbeda yang digunakan dalam analisa. Tiap-tiap parameter tersebut kemudian secara aktual digambarkan oleh distribusi probabilitas, di mana di dalamnya menggambarkan *uncertainty* dari nilai parameter tersebut. *Shale* digambarkan oleh distribusi untuk parameter dasar V_p , V_s , dan *density* (gambar 2.7.) Parameter – parameter tersebut dan *poissons ratio* (σ) merupakan parameter seismic yang bagus dalam mengindikasikan litologi dan fluida (Munadi, 2000).



Gambar 2.7. Distribusi probabilitas untuk parameter pada *shale* (modifikasi dari Hampson-Russel, 2004)

Sedangkan untuk target *sand* digambarkan oleh kisaran parameter dasar petrofisika seperti saturasi air, ketebalan dan lain-lain (gambar 2.8.).



Gambar 2.8. Distribusi probabilitas untuk parameter pada *sand*

Dari tiap parameter tersebut akan didapatkan distribusi probabilitas pada kedalaman tertentu. Untuk harga tiap parameter tersebut dapat diambil dari data log sumur dan ada pula yang berasal dari perhitungan Biot-Gassmann. Hasil / *output* dari penggunaan parameter-parameter ini kemudian disebut dengan simulasi/sintetik data.

2.2.3 Perhitungan Biot-Gassmann

Dasar dari perhitungan ini diawali dengan lapisan *sand* yang *brine*. Kemudian dengan pemikiran bahwa lapisan *sand* tersebut juga memiliki posibilitas untuk diakomodasi oleh gas dan *oil* sama baiknya dengan *brine*, maka objektif dari perhitungan Biot-Gassmann adalah untuk menghitung V_p , V_s dan *density* pada kasus *brine* yang tergantikan oleh *oil* dan gas. Dari proses konversi ini, parameter-parameter yang digunakan diambil dari variabel *stochastic*.

Proses perhitungan Biot-Gassman terdiri dari 2 tahap, yakni (Hampson-Russel, 2004):

1. Menghitung 3 parameter baru untuk perhitungan di tahap selanjutnya.

Dalam tahap ini parameter-parameter yang diperlukan antara lain:

V_{SHALE_0}	= volume <i>shale</i> di lapisan <i>base sand</i>
ρ_0	= densitas dari lapisan <i>base sand</i>
S_{W0}	= saturasi air dari lapisan <i>base sand</i> (umumnya = 1.0)
ρ_{H0}	= densitas dari hidrokarbon di lapisan <i>base sand</i>
ρ_{W0}	= densitas dari air di lapisan <i>base sand</i>
ϕ_0	= porositas dari lapisan <i>base sand</i>
V_{P0}	= kecepatan P-wave dari lapisan <i>base sand</i>
K_{W0}	= modulus <i>bulk</i> air di lapisan <i>base sand</i>
K_{H0}	= modulus <i>bulk</i> di lapisan <i>base sand</i>
K_{M0}	= modulus <i>bulk</i> matriks di lapisan <i>base sand</i>

Parameter-parameter yang dihitung adalah:

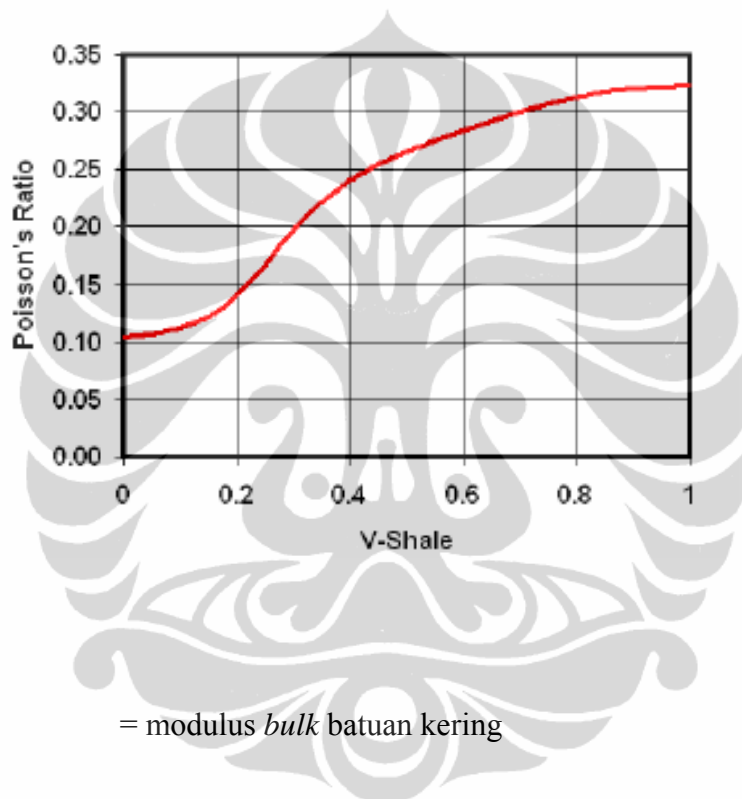
ρ_{M0} = densitas matriks dari lapisan *base sand*

$$\rho_{f0} = \text{densitas fluida} = \rho_{W0} \times S_{W0} + \rho_{H0} \times (1 - S_{W0})$$

$$\rho_{M0} = \frac{(\rho_0 - \rho_{f0} \times \phi_0)}{(1 - \phi_0)} \quad (2-4)$$

σ_{DRY} = Poisson's ratio batuan kering

Parameter ini dihitung dari harga *VSHALE* menggunakan formula empiris yang terdapat pada plot ini:



K_{B0} = modulus *bulk* batuan kering

$$K_f = \frac{1}{\frac{S_{WO}}{K_{WO}}} + \frac{(1 - S_{WO})}{K_{HO}}$$

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

$$M = V^2_{PO} \times \rho_0$$

$$\alpha = S - 1$$

$$b = \phi_o \times S \times \left(\frac{K_{MO}}{K_f - 1} \right) - S + \frac{M}{K_{MO}}$$

$$c = -\phi_o \times \left(\frac{S - M}{K_{MO}} \right) \times \left(\frac{K_{MO}}{K_f} - 1 \right)$$

$$y = \frac{-b + (b^2 - 4ac)^{\frac{1}{2}}}{2a}$$

$$K_{BO} = (1 - y) \times K_M \quad (2-5)$$

2. Menghitung harga fluida baru untuk V_p , V_s dan *Density*

Dalam tahap ini, *input parameter* yang dibutuhkan antara lain:

ρ_{MO}	= densitas matriks dari lapisan <i>base sand</i> (didapat dari tahap 1)
σ_{DRY}	= <i>Poisson's ratio</i> batuan kering (didapat dari tahap 1)
K_{BO}	= modulus <i>bulk</i> batuan kering (didapat dari tahap 1)
ρ_w	= <i>output</i> densitas air (dari model <i>stochastic</i>)
S_w	= <i>output</i> saturasi air (dari model <i>stochastic</i>)
ϕ	= <i>output</i> porositas (dari model <i>stochastic</i>)
ρ_H	= <i>output</i> densitas hidrokarbon (dari model <i>stochastic</i>)
ρ_M	= <i>output</i> densitas matriks (dari model <i>stochastic</i>)
K_w	= <i>output</i> modulus <i>bulk</i> air (dari model <i>stochastic</i>)
K_H	= <i>output</i> modulus <i>bulk</i> hidrokarbon (dari model <i>stochastic</i>)

Perhitungannya adalah:

$$K_p = \frac{\phi_o}{\left(\frac{1}{K_{BO}} \right) - \left(\frac{1}{K_{MO}} \right)}$$

$$\rho = \rho_w S_w \phi + \rho_H (1 - S_w) \phi + \rho_M (1 - \phi) \quad (2-6)$$

(*output* densitas yang diinginkan)

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

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

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

$$V_{P2} = \frac{\left[\frac{K_B + \frac{4\mu_B}{3} + \left(\frac{1-K_B}{K_M}\right)^2}{\left(\frac{1-\phi - \frac{K_B}{K_M}}{K_M}\right) + \frac{\phi}{K_f}} \right]}{\rho} \quad (2-7)$$

(output kecepatan P-wave yang diinginkan)

$$V_{S2} = \frac{\mu_B}{\rho} \quad (2-8)$$

(output kecepatan S-wave yang diinginkan)

2.2.4 Synthetic Trace

Sintetik *trace* yang dibuat dari ekstraksi *wavelet* ini bertujuan untuk mendapatkan pemodelan *Intercept/Gradien* yang kemudian dengan menggunakan perhitungan Biot-Gassman akan menghasilkan *Intercept/Gradien* dengan 3 *cluster*. Untuk mendapatkan pemodelan itu, harus memasukkan besaran dari *Near angle* dan *Far angle*. Secara teori, *Intercept* dan *Gradien* yang dihasilkan tidak terlalu sensitif dengan besaran tersebut. Namun, jika *far angle* terlalu besar maka definisi dari *gradien* tidak akan terlalu berarti. Untuk itu besaran dari *far angle* tidak boleh lebih besar dari 45° (Hampson-Russel, 2004).

2.2.5 Kalibrasi

Kalibrasi adalah proses untuk menampilkan *real data* dan simulasi/sintetik data ke dalam *Intercept / Gradien* agar sesuai antara satu dan lainnya. Simulasi data adalah data yang didapat dari parameter-parameter batuan di sumur, hasil dari proses simulasi, yang berasal dari sintetik *trace* dan perhitungan Biot-Gassmann. *Real data* adalah data yang berasal dari seismik, merupakan harga amplitudo yang sebenarnya. *Real data* diambil dari data *slice* pada seismik, yang berupa *slice Intercept* dan *Gradien*.

Dalam kalibrasi akan menampilkan *crossplot* antara *real data* (hitam) dan simulasi data (hijau, merah dan biru). Tujuannya adalah untuk mendapatkan skala yang tepat agar *real data* dan simulasi data dapat ditempatkan pada lokasi yang tepat.

Skala diperlukan karena di saat simulasi data merefleksikan secara akurat kisaran dari *intercept* dan *gradien* untuk koefisien refleksi, harga *real data* memiliki penyekala berbeda (Hampson-Russel, 2004).

S_{global} = angka yang memperbanyak harga *intercept* dan *gradien*

$S_{gradien}$ = angka yang hanya memperbanyak harga *gradien*

$$I_{scaled} = S_{global} * I_{real}$$

$$G_{scaled} = S_{global} * S_{gradien} * G_{real} \quad (2-9)$$

2.2.6 Perhitungan Probabilitas

Permasalahan dasarnya adalah dengan titik-titik yang terbagi jadi 3 *cluster* pada *crossplot Intercept* dan *Gradien*, yakni *brine*, *oil* dan *gas*, bila ada satu titik baru maka bagaimana perhitungan probabilitasnya bahwa titik tersebut merupakan

milik salah satu dari 3 *cluster* tersebut. Untuk itu digunakan Bayes' Theorem dalam melakukan perhitungan probabilitas. Sebagai contoh rumus perhitungan probabilitas dapat dilihat pada perhitungan probabilitas untuk gas seperti berikut (Hampson-Russel, 2004) :

$P_{gas}(I,G)$ = probabilitas untuk titik itu (I,G) adalah gas

$P(\text{gas} | I,G)$ = probabilitas gas di titik itu (I,G) dari ketiga cluster

P_{gas} = probabilitas awal dari gas, sebelum melakukan analisis, diasumsikan sebesar 1/3

$$P(\text{gas} | I,G) = \frac{P_{gas}(I,G)}{P_{gas}(I,G) + P_{oil}(I,G) + P_{brine}(I,G)} \quad (2-10)$$

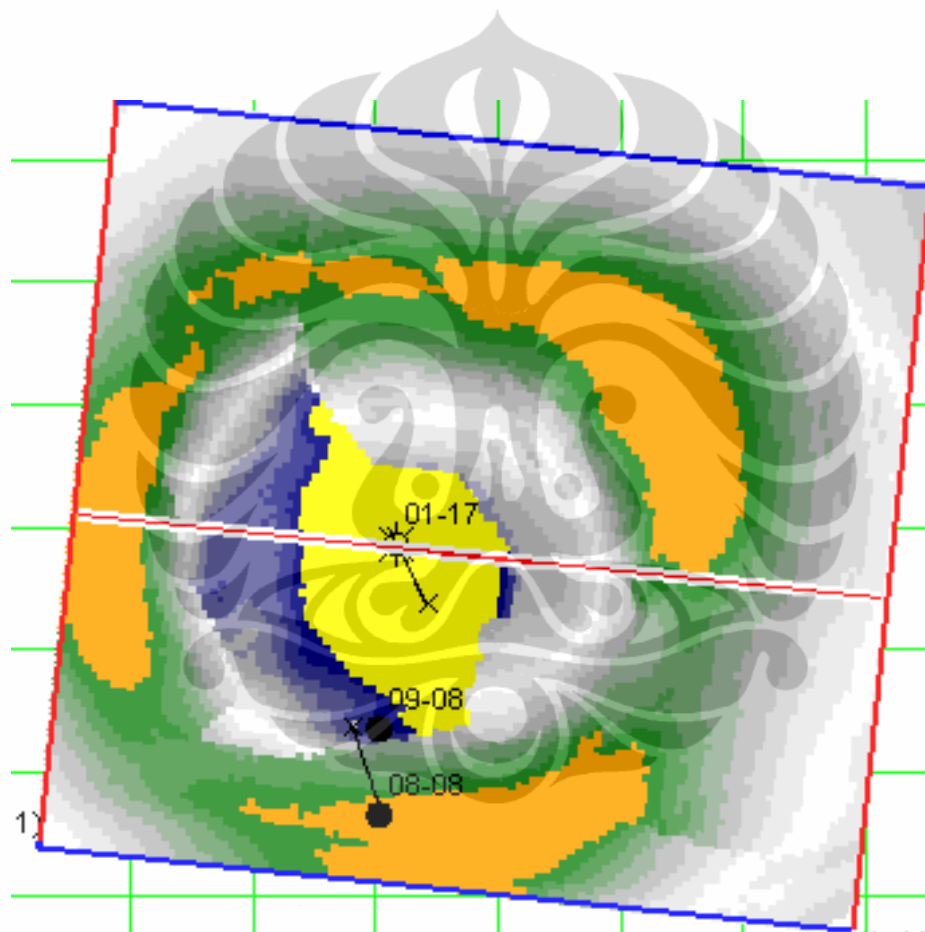
Rumus perhitungan di atas berlaku sama untuk probabilitas oil dan brine.

2.3 Metode Penelitian

Penelitian ini dilakukan dengan membagi 3 tahap pengerjaan. Tahap pertama adalah memroses dan menganalisis data seismik (*real data*). Tahap kedua adalah memroses dan menganalisis data sumur (*synthetic*). Sedangkan tahapan akhir adalah membandingkan hasil dari kedua data tersebut, yakni nilai *real data* dari seismik dan nilai prediksi dari sumur dan mengkalibrasinya sehingga akan didapat suatu probabilitas penyebaran fluida di reservoir.

Tahap 1

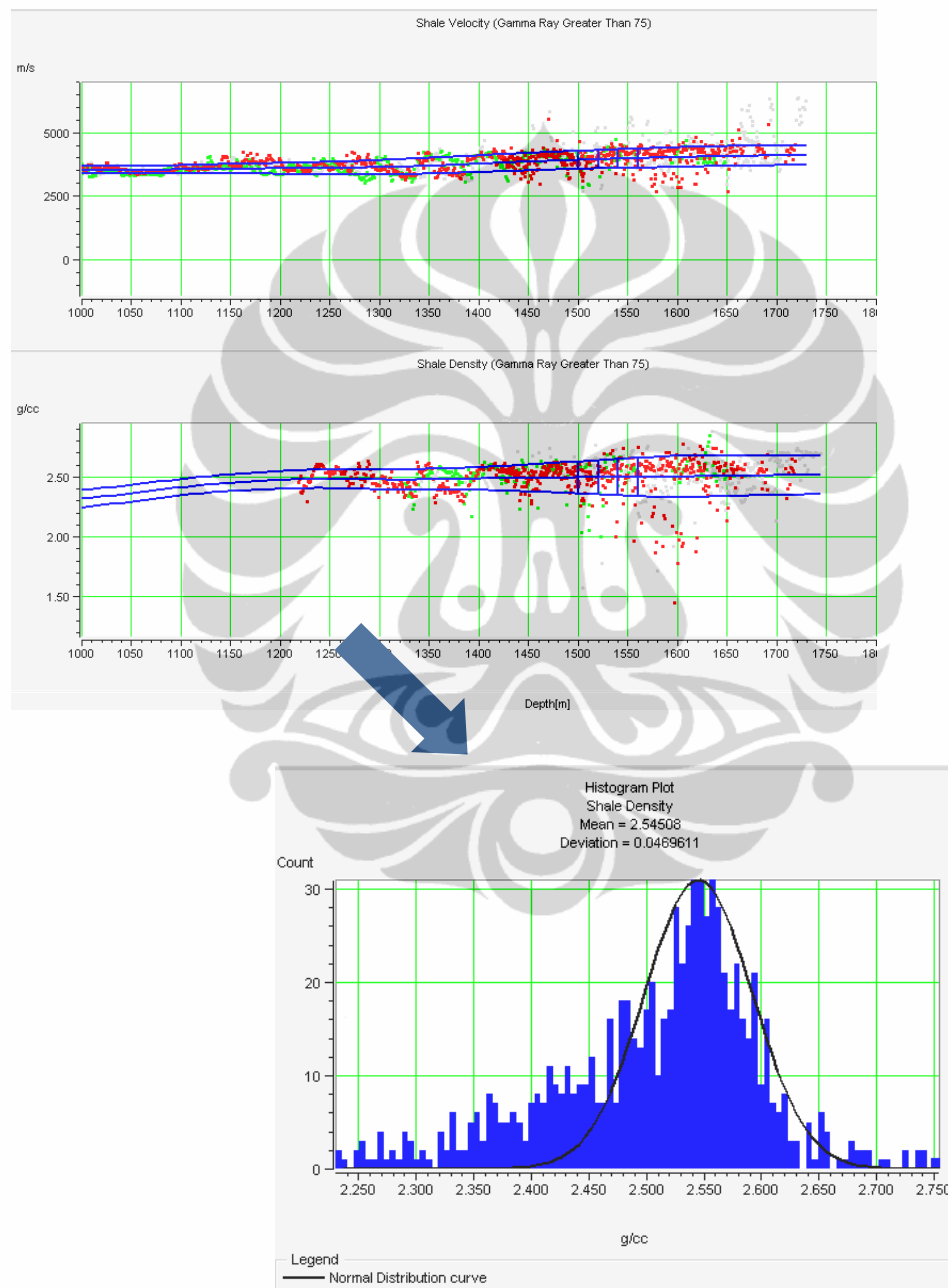
Yang pertama dilakukan dalam analisis AFI adalah menganalisa data seismik 3D *pre stack*. Kemudian menentukan zona *interest*-nya dan buat interpretasi penerusan dari horizon. Setelah menarik penyebaran horizon di zona *interest*, lalu dilakukan *slicing* pada horizon tersebut. Kemudian dibuat peta atribut AVO (gambar 2.9). Atribut AVO yang digunakan adalah *Intercept* dan *Gradien* dari Pwave, dan *poissons ratio*. Ekstrak *wavelet* dilakukan setelah itu untuk menentukan pengaruh dari ketebalan lapisan dan membuat model.



Gambar 2.9. Peta atribut AVO, *scaled poisson's ratio change* (SPR), di *interest horizon* yang digunakan untuk analisa

Tahap 2

Kemudian proses selanjutnya adalah menyiapkan distribusi probabilitas dari model 3 lapisan. Cara paling mudah untuk memenuhi semua parameter itu tersebut adalah dengan melakukan analisa log sumur. Cara ini disebut analisis *trend* (gambar 2.10.) dan distribusi yang dihasilkan akan bervariasi menurut tiap kedalaman tertentu.



Gambar 2.10. *Trend analysis* dari parameter batuan yang digunakan (contoh: *density* pada *shale*)

Setelah didapat distribusinya, lalu dijalankan simulasi agar mendapatkan model *cluster*. Langkah selanjutnya adalah membuat sejumlah kemungkinan realisasi, sebagai contoh model 3 lapisan harus konsisten dengan distribusi tersebut. Hal ini juga disebut analisis Monte-Carlo (Hampson-Russel, 2004). Untuk tiap-tiap model tersebut, *synthetic trace* dihitung secara internal dengan tujuan memprediksi konsistensi *Intercept* dan *Gradient* dengan model yang telah dibuat.

Dengan mengulang berkali-kali proses tersebut, akan menghasilkan simulasi analisis, yang mana dapat menunjukkan tipe-tipe respon yang diharapkan sebagai fluida.

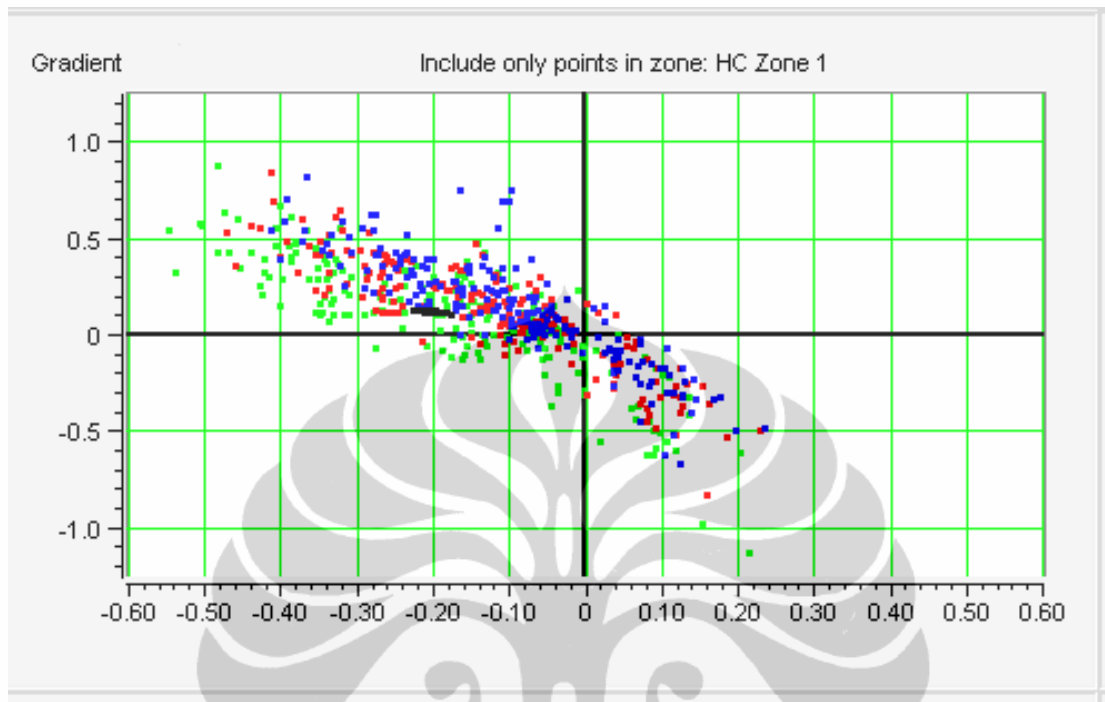
Pada analisa simulasi Intercept-Gradien, kehadiran 3 *cluster* tersebut (*oil*, *gas* dan *brine*) memberikan dua tipe informasi. Pertama adalah derajat keterpisahan dari *cluster* tersebut, mengatakan kepada kita seberapa baik AVO dapat memisahkan tipe-tipe fluida tersebut dibawah kondisi ideal. Jika dua *cluster overlap* secara signifikan atau separasi antar tipe fluida hampir tidak ada, maka akan sulit untuk mendapatkan distribusi probabilitas yang bagus.

Yang kedua, analisis *cluster* digunakan untuk membandingkan antara nilai *real data* dengan nilai sintetik. Nilai *real data* dari AFI ini adalah nilai yang berasal dari *amplitude slice* dari 3D *pre-stack volume* dan nilai sintetik adalah nilai yang diambil dari data sumur. Dengan membandingkan nilai real data dan nilai simulasi, kita dapat menentukan secara visual fluida jenis apa dari nilai-nilai tersebut.

Tahap 3

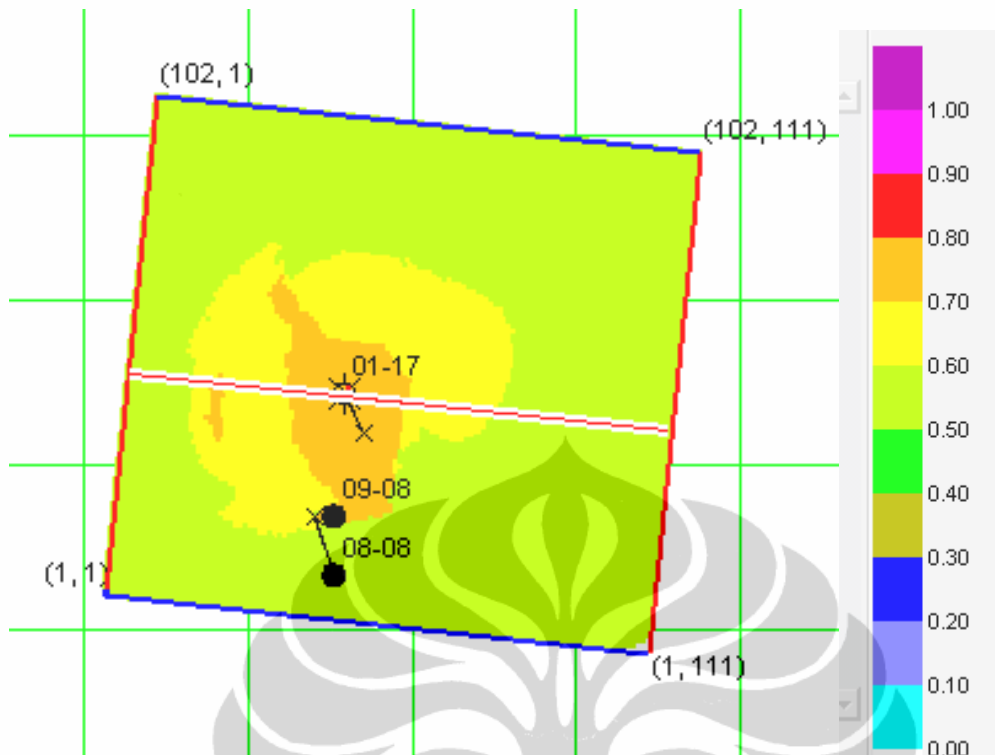
Setelah model *cluster* dari nilai sintetik sudah dihasilkan, dilakukan kalibrasi dengan nilai *real data* (gambar 2.11). Dari kalibrasi tersebut akan dapat dihasilkan peta probabilitas yang berasal dari nilai *real data* dan sintetik. Sebelum melakukan kalibrasi tersebut, terlebih dahulu harus menentukan penyekalanya,

yang akan menghitung untuk semua perbedaan penyekalaan antara *synthetic* dan *real data*.



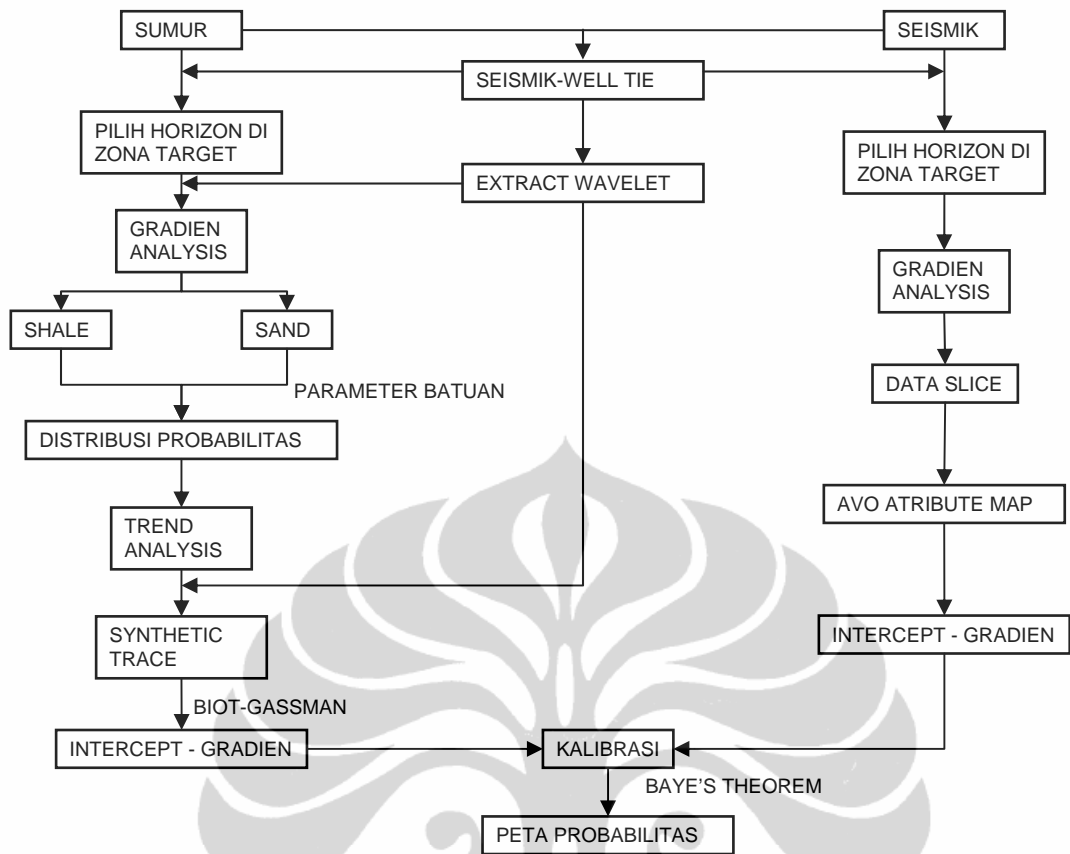
Gambar 2.11. Kalibrasi nilai *real data* (hitam) dan nilai sintetik (berwarna) pada cross plot I-G

Akhirnya dengan menggunakan teorema Bayes², dapat dilakukan perhitungan fluida yang paling mirip, dan juga probabilitas *hydrocarbon* untuk tiap poin-poin di data *slice real*. Hasil akhir dari AFI analisis adalah peta probabilitas fluida, baik itu hidrokarbon (oil dan gas) dan air (gambar 2.12).



Gambar 2.12. Peta probabilitas hidrokarbon dari hasil kalibrasi

Secara keseluruhan, diagram alir pekerjaan analisis AVO Fluid Inversion ketiga tahap tersebut dapat dilihat pada gambar 2.13.



Gambar 2.13. Diagram alir pekerjaan analisis AFI