

### **III. TEORI DASAR**

#### **A. Konsep Dasar Seismik**

Gelombang seismik merupakan gelombang mekanis yang muncul akibat adanya gempa bumi. Pengertian gelombang secara umum ialah fenomena perambatan gangguan atau (usikan) dalam medium sekitarnya. Gelombang seismik juga disebut gelombang elastik karena osilasi partikel-partikel medium terjadi akibat interaksi antara gaya gangguan (gradient stress) melawan gaya-gaya elastik. Dari interaksi ini muncul Gelombang Longitudinal, Gelombang Transversal dan kombinasi diantara keduanya. Apabila medium hanya memunculkan Gelombang Longitudinal saja (misalnya di dalam fluida), maka dalam kondisi ini gelombang seismik sering dianggap sebagai gelombang akustik. Dalam eksplorasi minyak dan gas bumi, seismik refleksi lebih lazim digunakan daripada seismik refraksi. Hal tersebut disebabkan karena seismik refleksi mempunyai kelebihan dapat memberikan informasi yang lebih lengkap dan baik mengenai keadaan struktur bawah permukaan.

Di dalam seismik gelombang dibagi menjadi dua yaitu gelombang badan dan gelombang permukaan.

## 1. Gelombang Badan

Gelombang ini terdiri dari Gelombang Longitudinal (Gelombang P) dan Gelombang Transversal (Gelombang S). kedua gelombang ini dimanfaatkan dalam metode seismik untuk mendapatkan informasi geologi bawah permukaan. *P-wave* atau gelombang primer adalah Gelombang Longitudinal, sehingga arah pergerakan partikel akan searah dengan arah rambat gelombang. Sedangkan, *S-wave* atau gelombang sekunder adalah Gelombang Transversal, sehingga arah pergerakan partikel akan tegak lurus dengan arah rambat gelombang. Kecepatan dari gelombang-P lebih besar daripada gelombang-S (jika merambat dalam medium yang sama). Gelombang badan terbagi menjadi dua, yaitu gelombang primer (P) dan gelombang sekunder (S).

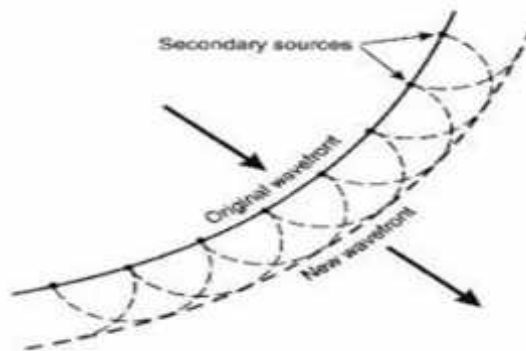
## 2. Gelombang Permukaan

Gelombang ini terdiri dari Gelombang *Rayleigh* dan Gelombang *Love*. Gelombang *Rayleigh* adalah gelombang yang merambat pada batas permukaan saja dan hanya dapat merambat pada media padat serta arah getarannya berlawanan arah dengan arah perambatannya. Gelombang *Love* adalah gelombang yang hanya merambat pada batas lapisan saja dan bergerak pada bidang yang horisontal saja. Gelombang permukaan dibagi menjadi empat yaitu Gelombang *Rayleigh*, Gelombang *Stoneley*, Gelombang *Love*, dan Gelombang *Tube*.

## B. Prinsip Seismik

### 1. Prinsip *Hyugens*

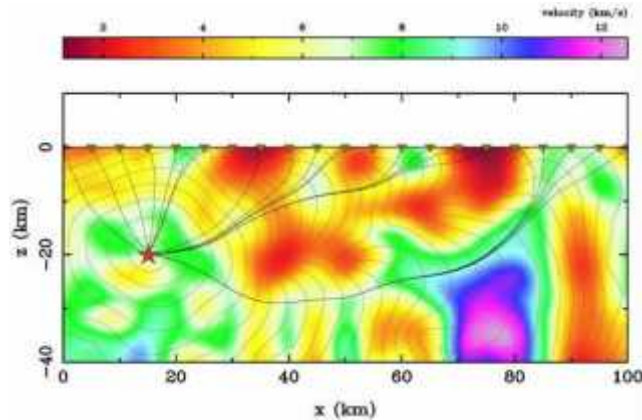
Prinsip *Hyugens* menerangkan bahwa setiap muka gelombang dapat dianggap memproduksi *wavelet* atau gelombang-gelombang baru dengan gelombang yang sama dengan panjang gelombang sebelumnya. Jumlah energi total deretan gelombang baru tersebut sama dengan energi utama.



Gambar 5. Prinsip *Hyugens* (Oktavinta, 2008)

### 2. Prinsip Fermat

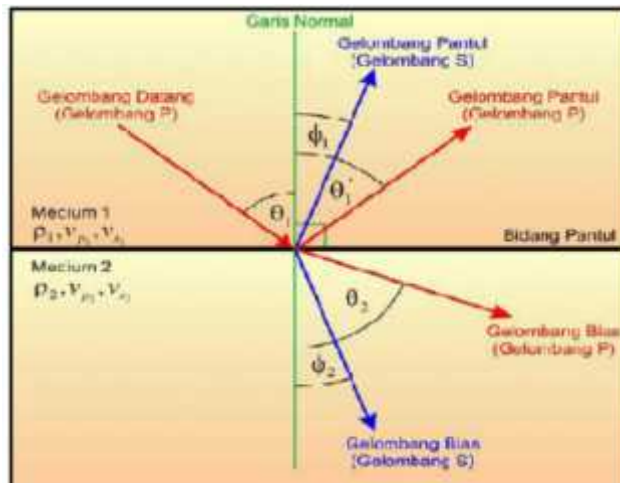
Prinsip Fermat menyatakan bahwa jika sebuah gelombang merambat dari satu titik ke titik lain maka gelombang tersebut akan memilih jejak yang tercepat. Tercepat disini maksudnya jejak yang secara waktu tercepat bukan yang terpendek secara jarak. Tidak selamanya yang terpendek itu tercepat. Dengan demikian jika gelombang melewati sebuah medium yang memiliki variasi kecepatan gelombang seismik, maka gelombang tersebut akan cenderung melalui zona-zona kecepatan tinggi dan menghindari zona-zona kecepatan rendah. Lintasan gelombang akan selalu berbentuk garis lurus. Waktu tempuh gelombang dari sumber receiver akan ditentukan oleh bidang pantul.



Gambar 6. Prinsip Fermat (Oktavinta, 2008)

### 3. Prinsip Snell

Suatu gelombang yang datang pada bidang batas dua media yang sifat fisiknya berbeda akan dibiaskan, jika sudut datang lebih kecil atau sama dengan sudut kritisnya dan akan dipantulkan, jika sudut datang lebih kecil dari sudut kritis. Sudut kritis adalah sudut datang yang menyebabkan gelombang dibiaskan  $90^\circ$ .



Gambar 7. *Pemantulan dan pembiasan pada bidang batas dua medium untuk gelombang P (Priyono, 2006)*

Faktor-faktor yang mempengaruhi kecepatan gelombang seismik adalah sebagai berikut:

a. Litologi

Perbedaan harga kecepatan pada litologi yang berbeda mempunyai harga yang tumpang tindih, sehingga sulit untuk menganalisis baik dari data kecepatan untuk membedakan litologi.

b. Densitas

Variasi densitas memegang peranan penting pada variasi kecepatan dimana densitas tinggi biasanya berhubungan dengan kecepatan tinggi.

c. Porositas

Faktor porositas dan kecepatan secara umum dianggap linier jika, porositas besar, maka volume pori besar, sehingga kekompakan batuan berkurang dan mengakibatkan kecepatan rendah.

d. Faktor tekanan dan kedalaman

Tekanan akan semakin bertambah dengan bertambahnya kedalaman. Pertambahan kedalaman menyebabkan massa batuan semakin besar dan semakin potensial menekan dan memperkecil ruang pori batuan. Karena itu kecepatan akan relatif bertambah terhadap kedalaman.

e. Kandungan fluida

Harga kecepatan akan relatif rendah apabila di dalam pori berisi gas.

## C. Komponen Seismik Refleksi

### 1. Impedansi Akustik

Impedansi akustik adalah fungsi perkalian antara densitas media rambat dengan kecepatan media rambat dan dinyatakan dalam rumus:

$$IA = \rho \cdot V$$

dimana,

IA = Impedansi Akustik

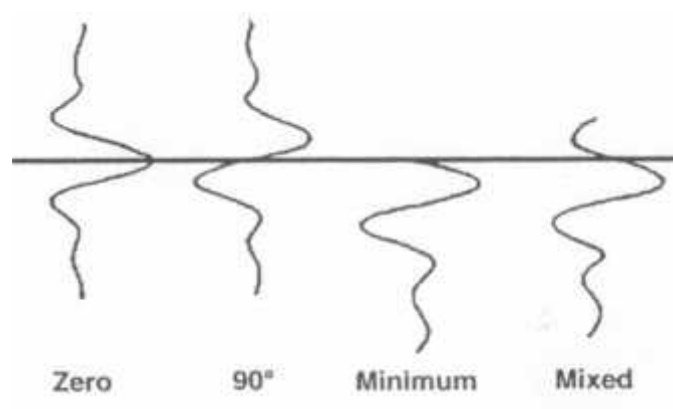
$\rho$  = densitas

V = kecepatan.

Kecepatan memiliki peran yang lebih penting dalam mengontrol harga IA karena perubahan kecepatan lebih signifikan daripada perubahan densitas secara lateral maupun vertikal. Perubahan nilai Impedansi Akustik dapat menandakan perubahan karakteristik batuan seperti litologi, porositas, kekerasan, dan kandungan fluida. IA dapat dianalogikan berbanding lurus terhadap kekerasan batuan dan berbanding terbalik dengan porositas.

## 2. *Wavelet*

*Wavelet* merupakan kumpulan dari sejumlah gelombang harmonik yang mempunyai amplitudo, frekuensi, dan fase tertentu. *Wavelet* bila dikonvolusikan dengan nilai koefisien refleksi akan menghasilkan seismogram sintetik. Ada empat jenis *wavelet* yang umum diketahui, yaitu *zero phase*, *minimum phase*, *maximum phase*, dan *mixed phase*.



Gambar 8. Jenis-jenis *Wavelet* (Eubank.2012)

### 3. Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi merupakan cerminan dari bidang batas media yang memiliki harga Impedansi Akustik yang berbeda. Untuk koefisien refleksi pada sudut datang nol derajat dapat dihitung menggunakan rumus sebagai berikut :

$$KR = (IA_2 - IA_1) / (IA_2 + IA_1) = \frac{2V_2 - 1V_1}{2V_2 + 1V_1}$$

Dimana : KR = Koefisien Refleksi

IA<sub>1</sub> = Impedansi Akustik lapisan atas

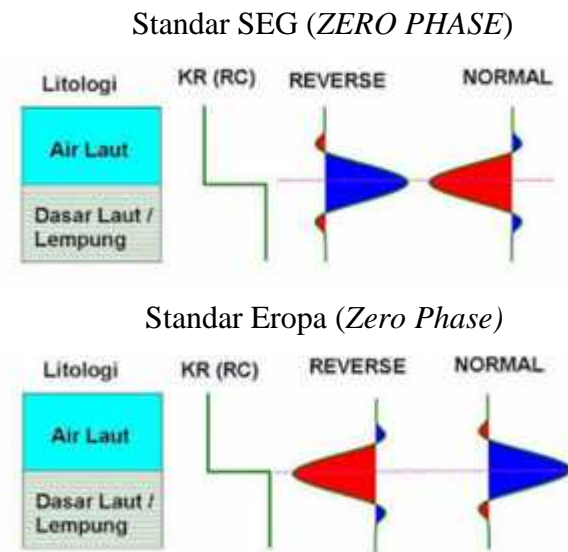
IA<sub>2</sub> = Impedansi Akustik lapisan bawah

Persamaan KR menunjukkan bahwa koefisien refleksi dapat berharga positif maupun negatif, tergantung pada besarnya Impedansi Akustik kedua medium yang bersangkutan dan nilai absolutnya tidak lebih dari 1.

### 4. Polaritas Seismik

Polaritas seismik menggambarkan nilai dari harga koefisien refleksi (positif atau negatif). SEG mendefinisikan polaritas normal seismik sebagai:

- a. Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada hidrofons di air sinyal atau pergerakan awal keatas pada geofon di darat.
- b. Sinyal seismik positif akan direkam sebagai bilangan negatif pada tape, defleksi negatif pada monitor, dan sebagai *trough* pada penampang seismik. (Sukmono dan Abdullah, 2001).



Gambar 9. Polaritas pada seismik (Sukmono. 2001)

## 5. Resolusi

Resolusi didefinisikan sebagai jarak minimum antara dua objek yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik (Sukmono, 2008). Resolusi juga didefinisikan sebagai kemampuan untuk memisahkan dua bentuk yang berdekatan (Sheriff, 2000). Dalam seismik refleksi, yang dimaksud adalah batas antar lapisan. Keterbatasan yang memiliki gelombang seismik ini disebabkan *range* frekuensinya antara 10-70 Hz. Hal ini berhubungan langsung dengan resolusi yang dimiliki. Dalam interpretasi seismik, resolusi terbagi menjadi dua arah, yaitu resolusi vertical dan resolusi horizontal.

### a. Resolusi Vertikal

Resolusi vertical seismik sangat dipengaruhi oleh besarnya panjang gelombang seismik yang melewati batuan. Nilai panjang gelombang sendiri ditentukan oleh nilai kecepatan dan frekuensi, yang dapat diturunkan secara langsung dari persamaan:



$$= \frac{v}{f}$$

Ketebalan minimum tubuh batuan untuk dapat memberikan refleksi sendiri bervariasi minimum dari  $1/8$  –  $1/30$ . Namun hanya batuan yang mempunyai ketebalan di atas  $1/4$  yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Ketebalan ini disebut ketebalan *tuning*. Dengan bertambahnya kedalaman, dimana kecepatan bertambah tinggi dan frekuensi bertambah kecil, maka ketebalan *tuning* juga akan bertambah akan besar.

#### **b. Resolusi Horizontal**

Suatu titik refleksi berasal dari daerah dimana terjadi interaksi antara muka gelombang dan bidang reflektor. Daerah yang menghasilkan refleksi tersebut disebut *Zona Fresnel*, yaitu bagian dari reflektor yang memantulkan energi ke geophon setelah terjadinya refleksi pertama. Radius *Zona Fresnel* dapat di hitung:

$$rf = \frac{v}{2} \sqrt{t/f}$$

Dimana  $rf$  = Radius *Zona Fresnel*

$V$  = Kecepatan rata-rata

$t$  = TWT (detik)

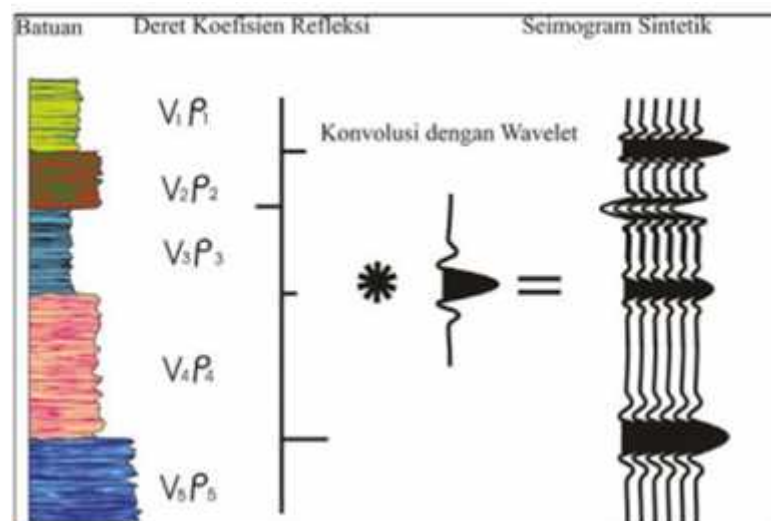
$f$  = frekuensi dominan (Hz)

Dari persamaan di atas, radius *Zona Fresnel* akan semakin luas seiring dengan bertambahnya kedalaman karena umumnya kecepatan akan bertambah dan frekuensi akan berkurang

#### D. Sintetik Seismogram

Sintetik seismogram adalah data seismik buatan yang dibuat dari data sumur yaitu log kecepatan, densitas, dan *wavelet* dari data seismik. Dengan mengalihkan kecepatan dengan densitas maka kita akan mendapatkan deret koefisien refleksi. Koefisien refleksi ini kemudian dikonvolusi dengan wavelet sehingga akan didapatkan seismogram sintetik pada daerah sumur tersebut.

Sintetik seismogram dibuat untuk mengkorelasi antara informasi sumur (litologi, well, kedalaman, dan sifat-sifat fisis lainnya) terhadap trace seismik guna memperoleh informasi yang lebih lengkap dan komprehensif.



Gambar 10. Seismogram Sintetik yang diperoleh dari Konvolusi RC dan Wavelet (Sukmono.2000)

#### E. Well Seismik Tie

*Well-Seismic Tie* adalah suatu cara untuk mengikatkan data sumur pada penampang seismik. Posisi kedalaman itu ditunjukkan dengan data log sumur yang diplot pada skala kedalaman. *Well seismic tie* dilakukan dengan

menghubungkan seismogram sintetis yang dihasilkan dari log dengan *real trace* data seismik. Bagian ini penting karena penanda dari data sumur yang digunakan sebagai panduan untuk horizon interpretasi). Sebelum melakukan *well-seismic tie*, harus dilakukan koreksi *checkshot* untuk mengubah *domain* kedalaman sumur menjadi *domain* waktu sesuai dengan seismik.

#### **F. Identifikasi dan Picking Horizon**

Salah satu cara yang dipakai dalam identifikasi horizon adalah dengan membandingkan reflektor atau horizon seismik satu *section* dengan *section* yang lain, berdasarkan kumpulan ciri-ciri yang ada.

Ciri-ciri yang biasa digunakan adalah :

- Kedudukan horizon pada penampang seismik
- Komposisi frekuensi
- Kekuatan amplitudo
- Kontinuitas horizon

Langkah selanjutnya adalah memilih (*picking*) horizon. Faktor penimbang untuk memilih diantaranya adalah :

- Kontinuitas refleksi
- Kontinuitas karakter refleksi

#### **G. Seismik Atribut**

Analisa atribut seismik mulai diterapkan pada interpretasi seismik refleksi sejak tahun 1930-an, dimana saat itu para *geophysicist* mulai menelusuri refleksi yang menerus pada *trace* seismik yang terekam. Saat ini ada lebih dari 50 macam atribut yang dapat dihitung dari data seismik dan diterapkan

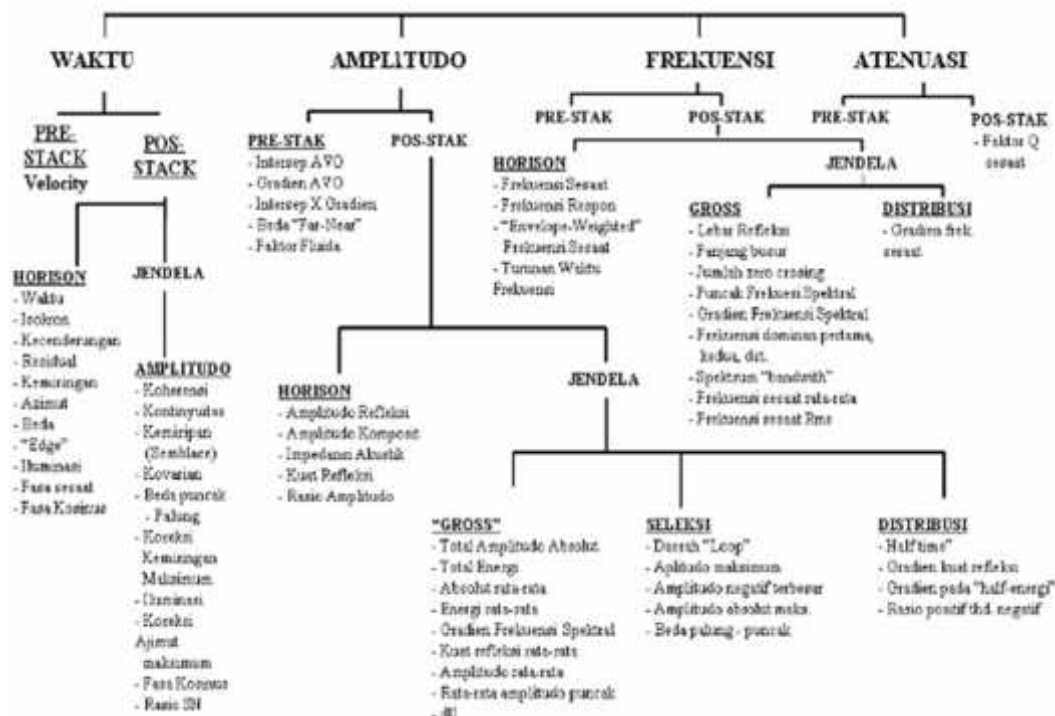
pada tahap interpretasi struktur geologi, stratigrafi dan parameter fisik batuan atau fluida (Chopra dan Marfurt, 2005).

Perkembangan atribut seismik hampir sejalan dengan perkembangan pada teknologi komputer, contohnya penemuan *digital recording* pada tahun 1960an membantu meningkatkan kualitas data seismik khususnya pada pengukuran amplitudo, sehingga terdapat suatu korelasi yaitu pori-pori batuan yang terisi suatu hidrokarbon akan menunjukkan nilai amplitudo yang besar (dikenal dengan istilah *bright spot*). Lalu munculnya teknologi printer berwarna pada awal 1970 membantu menerapkan skala warna pada nilai kuat pada refleksi, frekuensi, dan fase. Selanjutnya pada tahun 1980-an muncul *workstation* yang sangat membantu *interpreter* hingga dapat mengintegrasikan data seismik dengan data lainnya seperti log dari sumur. Akhirnya saat ini dengan adanya *workstation* yang berteknologi semakin maju *interpreter* mengetahui atribut seismik dari data seismik yang semakin banyak pula (Chopra dan Marfurt, 2005)

Pada rentang tahun 1960 hingga tahun 1970-an atribut seismik yang masih umum digunakan dalam eksplorasi dan eksploitasi minyak dan gas bumi hanya atribut kuat refleksi/amplitudo. Kesuksesan amplitudo sebagai indikator langsung hidrokarbon (*Direct Hydrocarbon indikator/DHI*) memotivasi pencarian atribut seismik lainnya.

Diterbitkan makalah seismik atribut tentang penurunan atribut kuat refleksi (atribut amplitudo) dan atribut fase. Makalah mereka dikenal sebagai makalah

pertama yang mempopulerkan kegunaan atribut seismik dalam eksplorasi hidrokarbon yang memperkenalkan konsep atribut kompleks.



Gambar 11. Klasifikasi Atribut Seismik (Brown,2000)

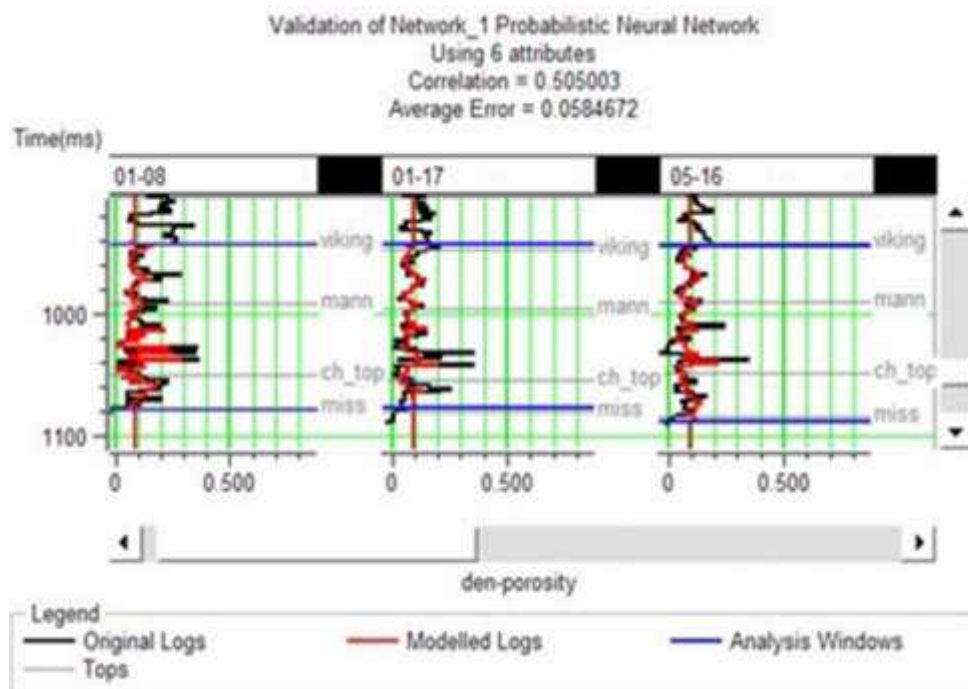
Atribut seismik didefinisikan bermacam-macam, diantaranya Barnes (2001) mendefinisikan atribut seismik sebagai sifat kuantitatif dan deskriptif dari data seismik, sedangkan Brown (2000) mendefinisikan atribut seismik sebagai suatu informasi dasar derivatif dari data seismik. Menurut Brown (2000) semua atribut yang ada bukanlah merupakan informasi yang mandiri, melainkan menurut cara yang berbeda-beda untuk menampilkan nilai tertentu suatu informasi dasar dari data seismik. Informasi dasar yang dapat diturunkan dari data seismik adalah waktu, amplitudo, frekuensi dan atenuasi yang kemudian digunakan sebagai dasar klasifikasi atribut seismik.

## H. Analisis Multiatribut

Adalah sebuah analisis seismik untuk memprediksi sifat reservoir seperti porositas,  $v$  shale, water saturation, dll., berdasarkan masukan data atribut seismik. Algoritma didalam multiatribut analisis cukup beragam. Software komersial seperti Hampson-Russell menggunakan Multi Linear Regression (MLR) dan Artificial Neural Network Analysis (ANN) sebagai algoritma untuk analisis multiatribut ini.

Tahapan-tahapan didalam studi ini meliputi: *well seismic tie, log filtering*, pemilihan atribut yang sesuai, krosploting, analisis multiatribut untuk 'training data' (yakni data disekitar well), penerapan multiatribut untuk seluruh volume data. Jika memungkinkan melakukan 'normalisasi' hasil akhir jika kita tidak setuju dengan persamaan yang ditunjukkan oleh hasil krosplotting.

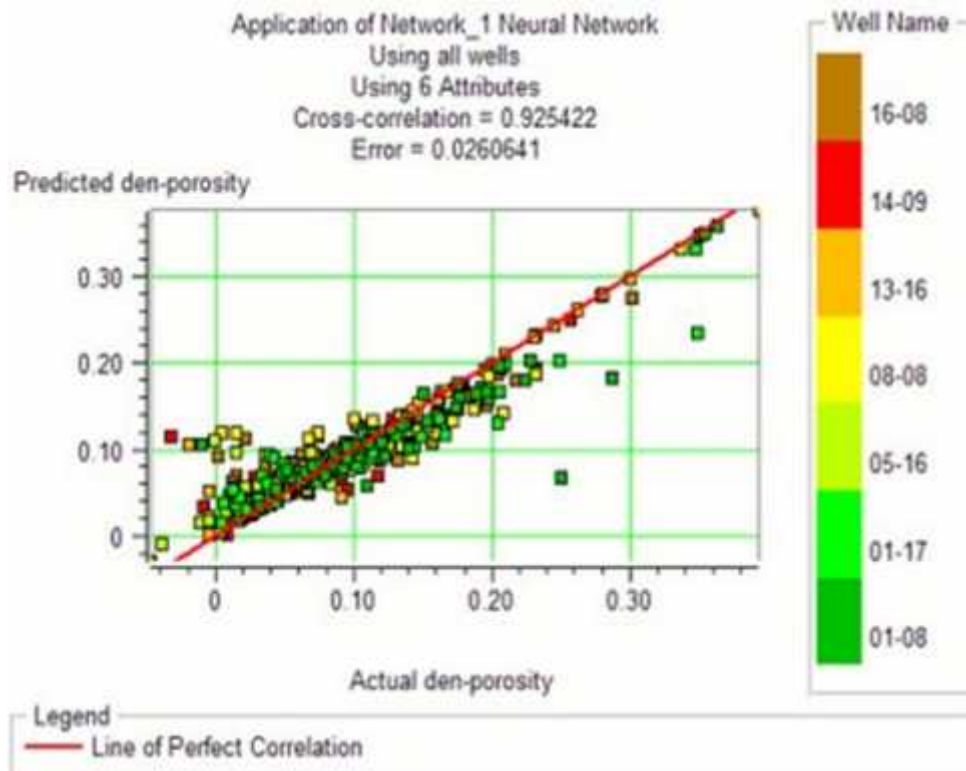
Gambar di bawah ini menunjukkan contoh penerapan ANN pada multiatribut analisis untuk memprediksi porositas reservoir berdasarkan data impedance (hasil seismik inversi), *Amplitude Weighted Frequency, Cosine Instantaneous Phase, Integrate, Y-Coordinate, Integrated Absolute Amplitude*.



Gambar 12. Penerapan Analisis Multiatribut (Barness. 1991)

Gambar di atas menunjukkan penerapan analisis multiatribut untuk training data. Perhatikan hasil prediksi porositas (merah) memiliki kemiripan dengan porositas target dari well (hitam). Hal penting didalam menerapkan analisis ini adalah kita harus melakukan band-pass filter untuk data log sehingga memiliki rentang frekuensi yang sama dengan rentang frekuensi seismik, katakanlah band pass dengan 2-10-45-65 Hz.

Gambar di bawah menunjukkan krossplotting antara porositas prediksi dengan porositas target. Ini merupakan contoh data yang ideal karena kita memiliki nilai koefisien korelasi 92 %. Umumnya nilai korelasi setinggi ini sangat sulit untuk didapatkan. Berapakah nilai korelasi yang bisa diterima? Didalam teori statistik, nilai korelasi 10-30 % dikatakan kecil, 30-50 % disebut medium dan diatas 50 % disebut besar .



Gambar 13. Crossploting porositas prediksi dan target (Barness.1999)

Hasil akhir penampang porositas yang dihasilkan melalui analisis multiatribut ditunjukkan pada gambar di bawah ini. Perhatikan porositas reservoir channel cukup berkorelasi dengan baik dengan kurva *P-wave*.