

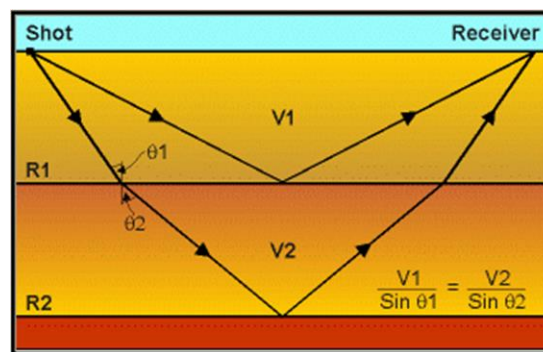
## BAB II

### TEORI DASAR

#### 2.1. Metode Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi adalah metode geofisika yang memanfaatkan respon penjalaran gelombang refleksi yang berguna untuk mengetahui bawah permukaan bumi. Terdapat beberapa jenis sumber seismik, untuk survei darat yaitu berupa dinamit dan vibroseis sedangkan untuk survei laut dapat berupa air gun. Gelombang seismik yang dihasilkan akan direkam oleh alat perekam berupa *geophone* yaitu untuk survei darat sedangkan untuk survei laut (laut, rawa dan lain-lain) menggunakan *hydrophone*.

Data yang didapat dari perekam gelombang seismik berupa waktu tempuh gelombang seismik yang bermanfaat untuk memberi informasi kecepatan gelombang seismik. Skema gelombang seismik didalam permukaan bumi dari sumber ke alat perekam dapat digambarkan sebagai berikut :



**Gambar 2. 1** Skema penjalaran gelombang seismik [3]

#### 2.2. Model konvolusi

Pengukuran pada metode seismik adalah suatu proses konvolusi antara gelombang sumber (*source*) hasil dari koefisien refleksi yang menghasilkan suatu *trace* seismik kemudian nantinya akan ditambah dengan *noise*, dapat dirumuskan sebagai berikut:

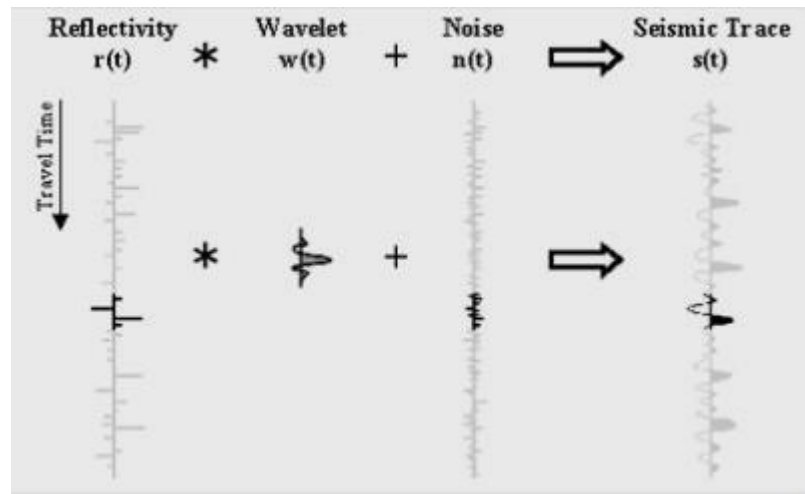
$$S(t) = r(t) * W(t) + \text{noise} \quad (2.1)$$

dimana :  $S(t)$  = seismic trace

$W(t)$  = wavelet seismik

$r(t)$  = reflektivitas bumi

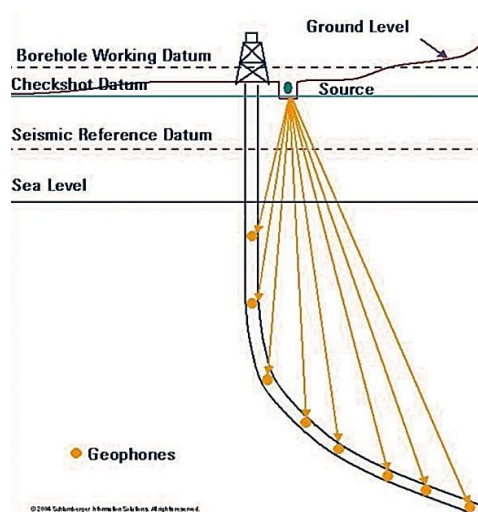
$n(t)$  = noise



Gambar 2. 2 Seismic trace [4]

### 2.3. Checkshot

*Checkshot* bertujuan untuk mendapatkan hubungan antara kedalaman dan domain waktu yang nantinya akan diperlukan dalam melakukan proses pengikatan data sumur dengan data seismik.



**Gambar 2. 3** Survei *checkshot* [5]

Survei ini memiliki kesamaan dengan akusisi data seismik lainnya, namun yang membedakan hanya letak posisi *geophone* yang diletakkan pada sepanjang sumur bor, yang biasanya dikenal dengan survei *Vertical Seismic Profilling(VSP)*. Pada survei *checkshot* dapat diukur dalam lubang sumur bor dengan sumber diatas permukaan.

#### **2.4. Acoustic Impedance (AI) dan Reflection Ceoffient (RC)**

*Acoustic Impedance (AI)* adalah kemampuan suatu batuan untuk melewati sebuah gelombang akustik yang disebut Impedansi Akustik (AI) yang merupakan hasil dari perkalian densitas ( $\rho$ ) dan kecepatan gelombang kompresional (V).

$$AI = \rho \cdot V \quad (2.2)$$

dimana :

AI = impedansi akustik

$\rho$  = densitas

V = kecepatan

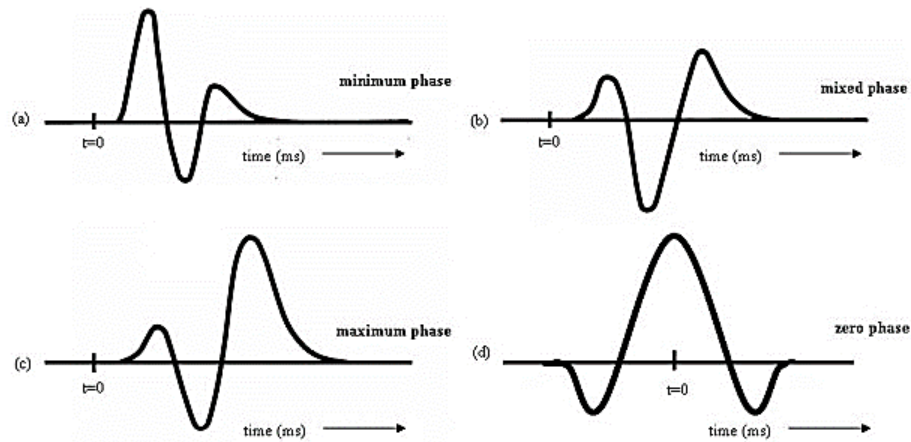
Kecepatan sangat berperan penting dalam mengontrol tingkat impedansi akustik karena perubahan pada kecepatan lebih signifikan dibanding perubahan pada densitas secara vertikal maupun secara lateral [6]. Perubahan impedansi akustik digunakan sebagai indikator perubahan pada porositas, litologi, kepadatan dan kandungan pada fluida. Seismik Refleksi terjadi bila adanya perubahan kontras pada impedansi akustik.

#### **2.5. Wavelet**

*Wavelet* merupakan gelombang kecil yang memiliki komponen amplitudo, panjang gelombang, frekuensi dan fasa. *Wavelet* juga dikenal dengan gelombang yang merepresentasikan satu reflektor yang terekam oleh satu *geophone* [7].

Sebuah *wavelet* memiliki panjang yang terbatas dengan fasa tertentu. Terdapat empat macam fasa *wavelet* yaitu *zero phase*, *minimum phase*, *maximumphase* dan

*mixed phase* [5]. Keempat macam *wavelet* tersebut dapat dilihat pada gambar dibawah ini :

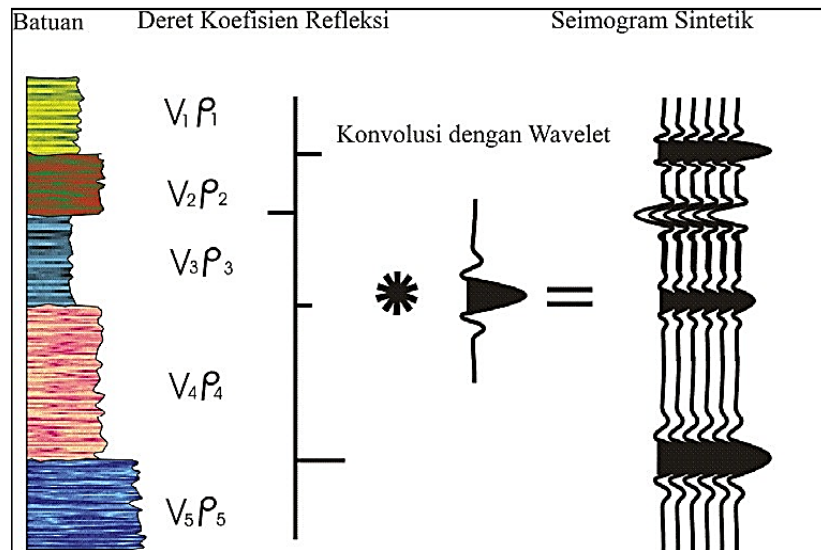


**Gambar 2. 4** Jenis-jenis *wavelet*: a) *Minimum phase*, b) *Mixed phase*, c) *Maximum phase*, d) *Zero phase*.

## 2.6. Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik merupakan rekaman seismik tiruan yang dibuat dari data *log* kecepatan dan densitas. Data kecepatan dan densitas membentuk suatu fungsi koefisien refleksi yang selanjutnya akan dikonvolusikan dengan *wavelet*. Seismogram sintetik dibuat untuk mengkorelasi antara informasi sumur (lithologi, umur, kedalaman dan *temperature*).

Sifat-sifat fisis lainnya terhadap trace seismik untuk mendapatkan informasi yang lebih akurat dan komprehensif. Seismogram sintetik ini digunakan untuk mengikat data sumur dengan data seismik. Data seismik pada umumnya berada pada domain waktu (*TWT*) sedangkan data sumur terdapat pada kedalaman (*depth*). Langkah pertama yang dilakukan adalah mengkonversikan data sumur ke dalam domain waktu dengan cara membuat sebuah seismogram sintetik dari sumur.



**Gambar 2. 5** Konvolusi RC dan wavelet yang dapat menghasilkan seismogram sintetik [8]

## 2.7. Well Seismic Tie

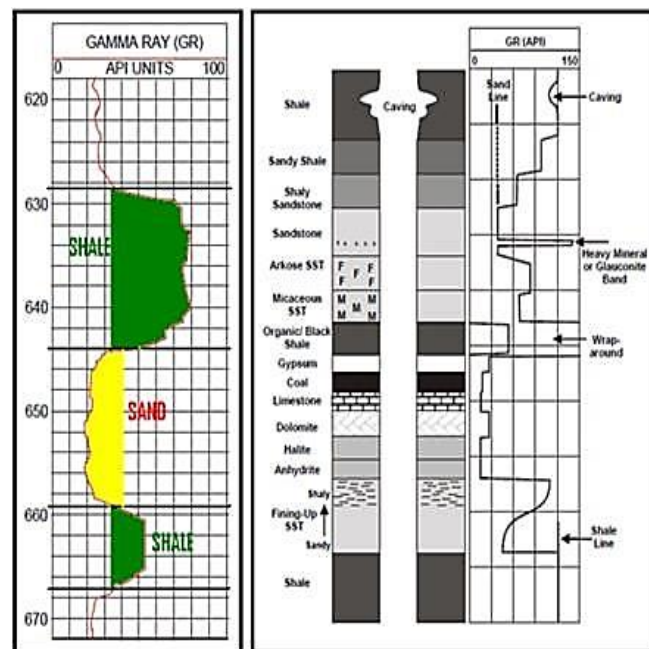
Dilakukan *well seismic tie* adalah untuk meletakkan *horizon* seismik skala waktu pada kedalaman yang sebenarnya agar data seismik tersebut dapat dikorelasikan dengan data geologi yang di *plot* dalam skala kedalaman. Untuk mengkonversi data *well* ke dalam domain waktu dibutuhkan data *sonic log* dan *checkshot*. Teknik yang dapat dipakai adalah dengan pemanfaatan seismogram sintetik dari hasil survei kecepatan (*well velocity survey*) seperti *checkshot survey* dan *vertical seismic profiling*.

## 2.8. Well Logging

*Log* merupakan suatu grafik kedalaman atau waktu dari suatu data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkeseimbangan di data sebuah sumur. Kurva *log* memberikan informasi yang cukup tentang sifat-sifat batuan dan fluida yang terkandung di dalamnya. Beberapa jenis *log* diantaranya :

1. *Log Gamma Ray (GR)*

*Gamma Ray log* merupakan *log* yang dilakukan untuk mengukur tingkat radioaktif bumi yang terkandung dalam batuan secara alami. Sinar radioaktif yang direkam berupa Uranium-U, Thorium-Th, dan Potasium-K yang memancarkan *Gamma Ray* dalam bentuk unsur-unsur energi radio tinggi. Parameter yang direkam merupakan jumlah dari unsur yang tercatat per satuan waktu. *Gamma ray log* dikombinasikan dengan *log* utama, seperti *log* densitas, neutron, dan gelombang bunyi yang digunakan untuk memastikan batas antara lapisan penting. Biasanya reservoir memiliki nilai *gamma ray* yang rendah yaitu 48-60 API.



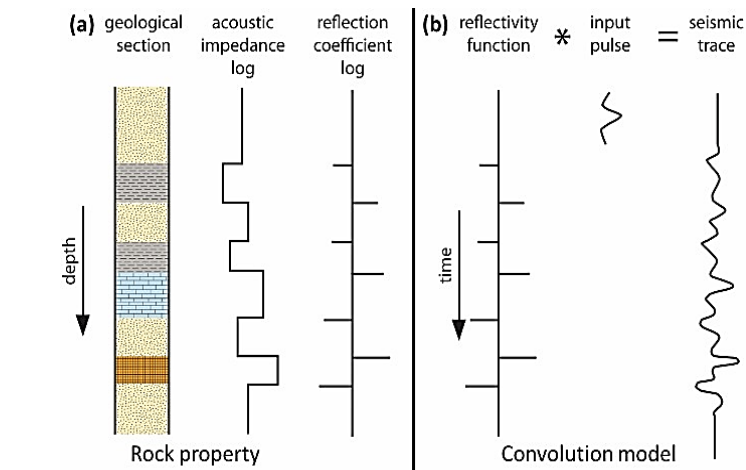
Gambar 2. 6 *Gamma ray log* pada beberapa litologi [9]

## 2. Acoustic Impedance Log

*Acoustic impedance* diartikan sebagai kemampuan suatu batuan untuk melewati sebuah gelombang seismik yang melaluinya. *Acoustic impedance* didapatkan dari suatu perkalian antara kecepatan gelombang seismik (m/s) dengan densitas (g/cc). Impedansi akustik berpengaruh pada reflektivitas sudut datang normal melalui persamaan berikut:

$$RC_i = \frac{AI_{i+1} - AI_i}{AI_{i+1} + AI_i} \quad (2.3)$$

Sifat fisis suatu batuan yang dapat mempengaruhi refleksi gelombang seismik adalah *Acoustic impedance (AI)*. *Acoustic impedance* juga untuk mengetahui karakteristik sebuah batuan reservoir hidrokarbon.



**Gambar 2. 7** Respon *acoustic impedance* pada litologi yang berbeda [10]

### 3. *Density Log*

*Log* ini mengukur besarnya densitas elektron (*bulk density*) suatu lapisan batuan yang ditembus mata bor. Apabila *log* densitas dikombinasikan dengan *log* neutron, maka akan dapat dipakai untuk memperkirakan kandungan fluida yang terdapat di dalam formasi. *Density log* dapat digunakan untuk mencari harga porositas densitas, tetapi sebelum menentukan porositas, harus diketahui terlebih dahulu densitas litologi dan densitas fluida yang terkandung dalam formasi. Untuk menentukan besarnya porositas dari *log* densitas digunakan rumus [11].

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (2.4)$$

### 4. *Porosity Log*

Porositas suatu medium merupakan perbandingan volume pori terhadap volume total pada batuan yang dinyatakan dalam persen. Apabila rongga-rongga pada batuan saling berhubungan dan lebih kecil dari rongga pori-pori dapat dikatakan bahwa batuan tersebut memiliki porositas efektif.

**Tabel 2. 1** Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir [12]

| Harga Porositas (%) | Skala                            |
|---------------------|----------------------------------|
| 0 – 5               | Diabaikan ( <i>negligible</i> )  |
| 5 – 10              | Buruk ( <i>poor</i> )            |
| 10 – 15             | Cukup ( <i>fair</i> )            |
| 15 – 20             | Baik ( <i>good</i> )             |
| 20 – 25             | Sangat baik ( <i>very Food</i> ) |
| >25                 | Istimewa ( <i>excellent</i> )    |

Beberapa faktor yang dapat mempengaruhi nilai porositas adalah:

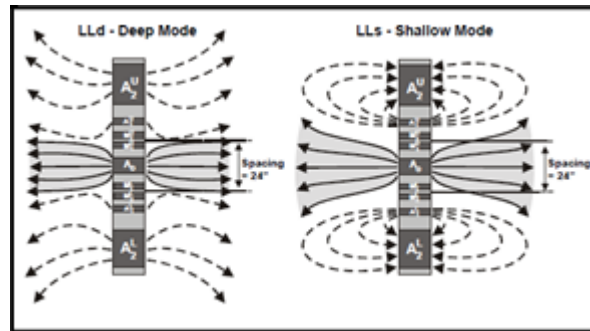
- Butiran dan karakteristik geometris yang dapat berupa bentuk, susunan, ukuran dan distribusi.
- Proses diagenesa dan kandungan semen.
- Kedalaman dan tekanan.

## 5. Resistivity log

Prinsip dasar log resistivitas, yaitu mengukur sifat resistivitas listrik batuan formasi. Besaran resistivitas dideskripsikan dalam satuan ohm-meter dan ditampilkan dalam skala logaritmik dengan interval nilai 0.2 - 2000 ohm-meter. Untuk mengukur resistivitas dari formasi dapat dilakukan dengan 2 cara, yaitu dengan alat laterolog (memfokuskan arus listrik bolak-balik secara lateral ke dalam formasi) dan alat induksi (menginduksikan arus listrik hasil dari medan magnet pada kumparan). Alat induksi dikenal dengan alat konduktivitas karena parameter yang diukur adalah konduktivitas yang dikonversikan ke resistivitas.

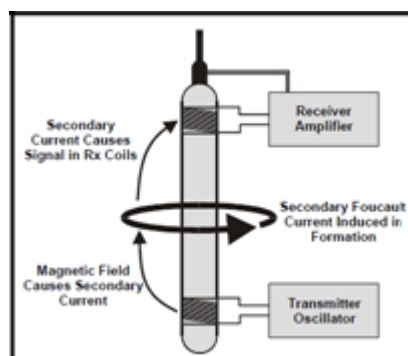
Alat DLT (*Dual Laterolog Tool*) terdiri dari dua bagian, satu bagian mempunyai elektroda yang berjarak tertentu untuk mengalirkan arus utama masuk sejauh mungkin ke dalam formasi dan mengukur resistivitas laterolog dalam (LLD) sedangkan bagian yang lain mempunyai elektroda membiarkan arus utama terbuka dan mengukur resistivitas laterolog

dangkal (LLS).

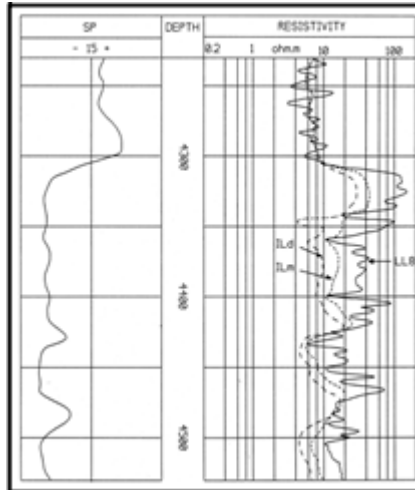


**Gambar 2. 8** Prinsip kerja alat laterolog [13]

Saat arus listrik dialirkan ke dalam kumparan pemancar, maka akan timbul medan magnet primer di sekitar kumparan. Medan magnet tersebut akan menghasilkan arus eddy (*eddy current*) di dalam formasi sekitar alat. Arus eddy tersebut akan menghasilkan medan magnet sekunder yang dideteksi oleh kumparan penerima. Kuat arus yang terjadi di kumparan penerima akan sebanding dengan kekuatan medan magnet sekunder dan sebanding dengan arus eddy serta sebanding dengan konduktivitas formasi. Prinsip kerja induksi terdapat pada **gambar 2.8**.



**Gambar 2. 9** Prinsip kerja alat log induksi[13]



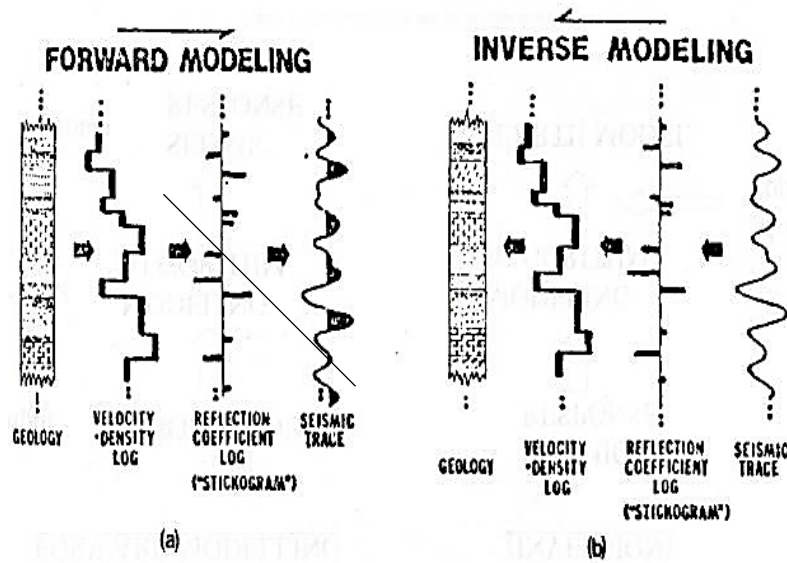
**Gambar 2. 10** Contoh kurva respon log induksi dan laterolog [13]

Karena parameter yang diukur adalah konduktivitas maka alat ini disebut alat konduktivitas, sedangkan alat laterolog disebut alat resistivitas. Alat induksi lebih tepat bila digunakan untuk resistivitas rendah hingga menengah, sedangkan alat laterolog untuk resistivitas harga tinggi.

## 2.9. *Seismic Inversion*

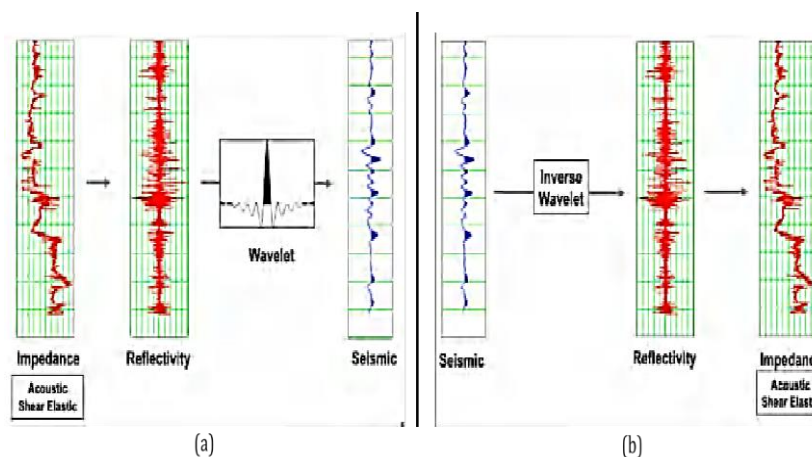
Inversi seismik merupakan salah satu teknik pemodelan bawah permukaan berdasarkan informasi reflektivitas data seismik yang diubah menjadi informasi perlapisan. Pada dasarnya proses perekaman data seismik merupakan hasil dari pemodelan ke depan dengan *Acoustic impedance* (AI) atau koefisien refleksi (KR) lapisan bumi sebagai data input yang dimodelkan menjadi rekaman seismik.

Sedangkan inversi seismik merupakan hasil dari pemodelan ke belakang dengan data seismik sebagai data input yang dimodelkan menjadi penampang AI. Berikut ilustrasi mengenai perbedaan pemodelan ke depan dan pemodelan inversi :



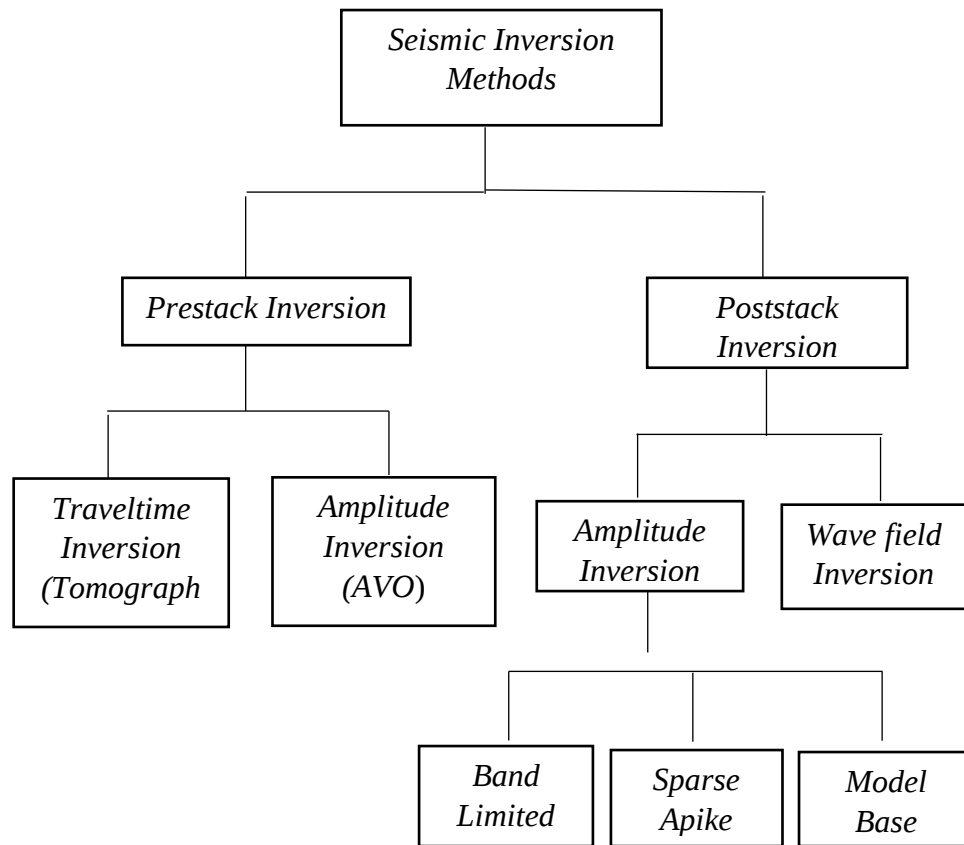
**Gambar 2. 11** Ilustrasi mengenai perbedaan pemodelan ke depan dan pemodelan inversi [14]

Inversi seismik bertujuan untuk mendapatkan kembali nilai impedansi akustik dari data seismik. Karena impedansi akustik adalah salah satu parameter yang menyatakan sifat fisis suatu batuan, maka impedansi akustik yang didapatkan ini dapat dengan lebih mudah dikonversi menjadi parameter fisis batuan yang lebih spesifik lainnya.



**Gambar 2. 12** Diagram alir *forward* dan *invers* modelling [15].

Metoda *seismic inversion* dapat dibagi menjadi kategori seperti yang ditunjukkan pada gambar dibawah ini [1].



**Gambar 2. 13** Pembagian kategori metoda inversi seismik [16]

Data seismik *acoustic impedance* dapat digolongkan sebagai data atribut seismik yang diturunkan dari amplitudo. Terdapat beberapa metode dalam melakukan inversi seismik, yaitu :

1. Metode Inversi Rekursif (*Bandlimited Inversion*)

Inversi rekursif (*bandlimited*) merupakan algoritma inversi yang mengabaikan efek *wavelet* seismik dan memperlakukan seolah-olah trace seismik merupakan kumpulan koefisien refleksi yang telah difilter oleh *wavelet* fasa nol. Metoda ini paling awal digunakan untuk menginversikan data seismik dengan persamaan dasar [15]

$$r_i = \frac{\rho_{i+1} V_{i+1} - \rho_i V_i}{\rho_{i+1} V_{i+1} + \rho_i V_i} = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (2.5)$$

dimana :

$r$  = koefisien reflektivitas

$\rho$  = densitas

$V$  = kecepatan gelombang P

$Z$  = impedansi akustik

Impedansi dari setiap lapisan beturut-turut dapat dilihat secara rekursif menggunakan persamaan berikut :

$$Z_n = Z_i * \pi \frac{1 + r_i}{1 - r_i} \quad (2.6)$$

Proses tersebut dapat dinamakan sebagai inversi rekursif diskrit (*discrete recursive inversion*) yang akan menjadi dasar dari titik inversi lainnya.

Adapun keuntungan dan kekurangan metode *bandlimited* yaitu :

Keunggulan menggunakan metode *bandlimited* adalah metode yang sederhana dengan menggunakan algoritma terbatas yang memberikan sebuah hasil yang berupa resolusi dengan *bandwidth* yang sama dengan data seismik.

Keuntungan menggunakan metode *inversion bandlimited* adalah :

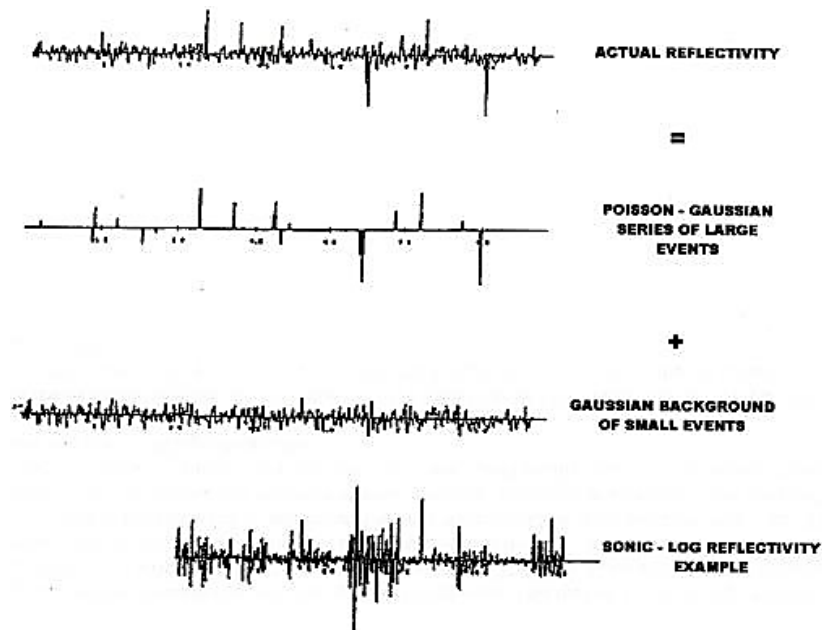
- a. Proses inversi tidak perlu menggunakan *wavelet*.
- b. Metode *inversion bandlimited* sensitif terhadap *noise* yang disebabkan tidak memperhitungkan bagaimana bentuk *wavelet* dasar sehingga dapat menghasilkan lapisan baru yang tidak nyata dikarenakan data seismik terdapat *noise* yang akan terbawa dalam proses inversi.
- c. Seismik inversi rekursif didasarkan pada dekonvolusi klasik yang merupakan reflektivitas yang tidak beraturan dan *wavelet* dengan memiliki fasa minimum atau nol, yang menyebabkan *wavelet* memiliki frekuensi tinggi dan tidak termasuk deret koefisien refleksi secara lengkap.
- d. Metode *inversion bandlimited* sangat bergantung pada penentuan *Acoustic impedance* lapisan pertama. Jika tidak tepat akan menyebabkan kesalahan yang bertumpuk.

## 2. Metode *Sparse-Spike Inversion*

Metode *Sparse-Spike inversion* menunjukkan bahwa reflektivitas suatu model dianggap sebagai rangkaian *spike* yang jarang dan tinggi ditambahkan pada *spike* yang kecil dan selanjutnya dilakukan estimasi *wavelet* yang berdasarkan asumsi model tersebut. Metode ini menggunakan parameter yang sama dengan inversi berbasis model konstrain. *Input* parameter pada metode *sparse-spike* akan menentukan jumlah maksimum *spike* yang akan dideteksi pada tiap *trace* seismik dan *threshold* pendeteksian *spike*. Setiap *spike* baru yang lebih kecil ditambahkan dari *spike* sebelumnya akan memodelkan *trace* yang lebih akurat lagi.

Pada metode *sparse-spike* terdapat beberapa teknik dekonvolusi, yaitu :

- Inversi dan dekonvolusi *maximum-likelihood*.
- Inversi dan dekonvolusi norma L1.
- Dekonvolusi entropi minimum.



**Gambar 2. 14** Proses inversi *sparse spike*. *Sparse spike inversion* menganggap hanya reflektivitas tinggi saja yang penting [17]

Fungsi objektif dari *maximum-likelihood* secara matematis dapat dilihat pada persamaan berikut :

$$J = \sum_{k=1}^L \frac{r^2(k)}{R^2} + \sum_{k=1}^L \frac{n^2(k)}{N^2} - 2m \ln(\lambda) - 2(L - m) \ln(1 - \lambda) \quad (2.7)$$

dimana :

$r(k)$  = koefisien refleksi

$m$  = jumlah refleksi

$L$  = jumlah total sampel

$N$  = akar kuadrat variasi *noise*

$n(k)$  = *noise* pada sampel ke- $k$

$\lambda$  = *maximum-likelihood*

Deret sebuah reflektivitas diasumsikan bersifat *sparse*, maka sebuah *spike* yang diharapkan ditentukan oleh parameter  $\lambda$  yang merupakan rasio dari jumlah *spike* tidak nol yang akan diatur oleh jumlah sampel *trace*.

Adapun keunggulan dalam penggunaan metoda inversi *sparse-spike* adalah

- a. Data yang digunakan dalam perhitungan sama seperti seperti proses inversi rekursif.
- b. Tidak hanya bergantung kepada model awal yang dilakukan.
- c. Baik untuk diaplikasikan pada sebuah target yang telah memiliki reflektivitas yang tinggi. Informasi frekuensi rendah juga termasuk kedalam solusi secara matematik.

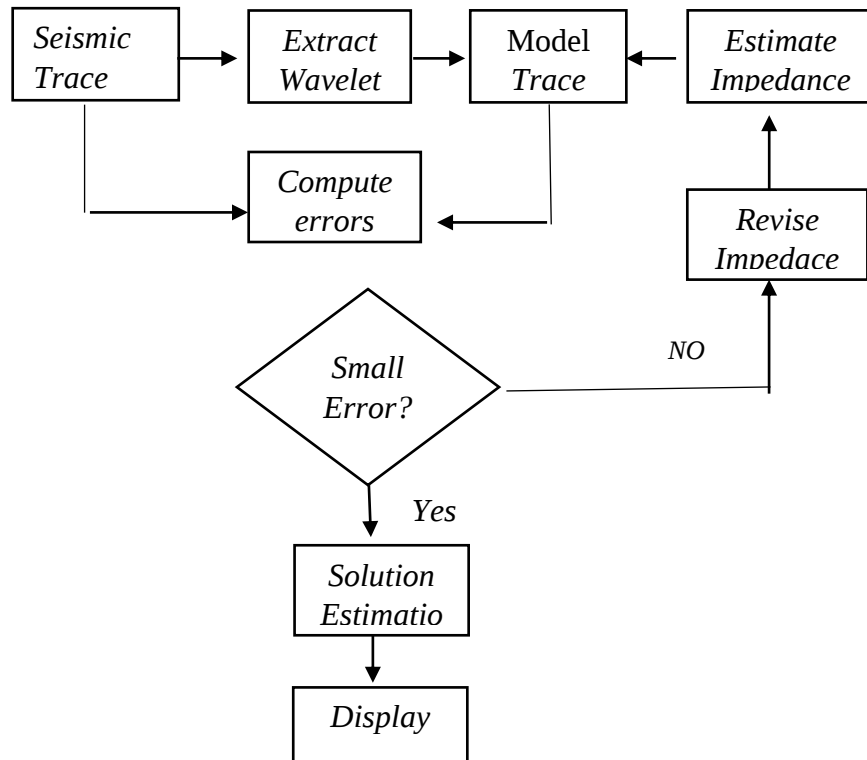
Adapun kelemahan dalam penggunaan metoda inversi *sparse-spike* adalah :

- a. Metoda *sparse-spike* tidak dapat diaplikasikan kedalam reflektivitas yang rendah.
- b. Metoda *sparse-spike* menghasilkan solusi *event* yang lebih sedikit dibanding dengan *event* geologi.
- c. Secara statistik, subjek metoda inversi jenis *sparse-spike* digunakan untuk data yang mempunyai masalah terhadap *noise*.

### 3. Metode Model Based Inversion

Metode inversi *model based* merupakan metode seismik inversi yang menggambarkan reflektivitas sebagai sekuen yang memberikan kesamaan yang sangat baik pada data seismik. Metode ini mencari reflektivitas yang dikonvolusikan dengan *wavelet* untuk memberikan pendekatan yang terbaik dari *trace* seismik. Metode *model based inversion* ini dikembangkan untuk

memecahkan masalah yang akan muncul pada metode rekursif di antaranya yaitu pengaruh akumulasi *noise*, *bad amplitude*, dan *band limited seismic data* [5].



**Gambar 2. 15** Diagram alir metode *model based* [14].

Secara matematis, fungsi objektif dalam metode *model based* diperlihatkan pada persamaan dibawah ini :

$$J = W_1 \times (S_{real} - S_{cal})^2 + W_2 \times (AI_{real} - AI_{cal})^2 \quad (2.8)$$

dimana :

$W$  = pembobotan

$S_{real}$  = seismik *trace* sebenarnya

$S_{cal}$  = seismik sintetik perhitungan

$AI_{real}$  = impedansi akustik sebenarnya

$AI_{cal}$  = impedansi akustik perhitungan

Adapun tahapan yang akan dilakukan dalam metode *model based* [14]

- a. Membuat model awal dari impedansi akustik.
- b. Menghitung koefisien refleksi dari impedansi akustik model awal
- c. Mengkonvolusikan koefisien refleksi tersebut dengan *wavelet*, sehingga akan didapatkan sintetik seismik *trace*.
- d. Bandingkan sintetik seismik *trace* tersebut dengan data seismik secara iteratif hingga mendapatkan *error* yang minimum.

Keuntungan penggunaan metoda *model based inversion* antara lain:

- a. Metoda ini menghindari inversi secara langsung dari data seismik itu sendiri.
- b. Nilai kesalahan terdistribusi dalam solusi dari proses inversi.
- c. Resolusi meningkat karena proses inversi dilakukan dengan data dari model geologi.
- d. Sudah dapat memberikan kemenerusan lateral impedansi akustik yang baik dalam membedakan lapisan antar batuan.

Kekurangan menggunakan metoda inversi berbasis model adalah:

- a. sensitif terhadap bentuk *wavelet*, dimana dua *wavelet* berbeda dapat menghasilkan *trace* seismik yang sama.
- b. Sifat ketidakunikan untuk *wavelet* tertentu dimana semua hasil sesuai dengan *trace* seismik pada lokasi sumur yang sama.
- c. Sangat bergantung pada *wavelet* dan model geologi.
- d. Kesalahan pada estimasi *wavelet* dan pembuatan model geologi akan memengaruhi hasil inversi.
- e. Membutuhkan banyak sumur untuk menghasilkan kualitas data yang lebih baik.
- f. Detail frekuensi tinggi pada hasil inversi dapat disebabkan oleh model geologinya bukan dari data seismik.

## 2.10. Metode Atribut Seismic dan Multiatribut

Atribut seismic didefinisikan sebagai sifat kuantitatif dan deskriptif dari data yang nantinya akan digunakan pada skala yang sama dengan data sebenarnya [18]. Amplitudo adalah atribut yang paling awal dari *trace* seismic yang berfungsi untuk mengenali anomali amplitudo yang disebabkan hadirnya hidrokarbon. Selain itu, amplitudo juga berfungsi untuk mengidentifikasi sebuah ketidakselarasan, efek *tuning* dan perubahan pada sekuen stratigrafi.

Atribut seismic dapat dibagi ke dalam kategori sebagai berikut :

1. *Horizon based atribut* : dihitung sebagai nilai rata-rata antara dua horizon.
2. *Sample based attributes* : adalah transformasi dari *trace* input untuk mengeluarkan *trace* output dengan jumlah yang sama dengan *trace* input lainnya yang dihitung per sampel. Atribut-atribut ini dapat dikelompokkan kedalam kategori diantaranya :

1. Atribut Sesaat

- 1.1 Kuat Refleksi

- 1.2 Fasa Sesaat

- 1.3 Frekuensi Sesaat

- 1.4 Kosinus Fasa Sesaat

- 1.5 Polaritas Semu

- 1.6 *Amplitude Weighted Cosine Phase*

- 1.7 *Amplitude Weighted Frequency*

- 1.8 *Amplitude Weighted Phase*

2. *Windowed Frequency Attributes*

- 1.9 *Average Frequency Amplitude*

- 1.10. Frekuensi Dominan

3. *Filter Slices (Band Filter)*

- 1.11 Filter 5/10-15/20 Hz

1.12 Filter 15/20-25/30 Hz

1.13 Filter 25/30-35/40 Hz

1.14 Filter 35/40-45/50 Hz

1.15 Filter 45/50-55/60 Hz

1.16 Filter 55/60-65/70 Hz

#### 4. *Derivae Attributes*

- a. *Derivative of the Seismic Trace*
- b. *Derivative Instantaneous Amplitude*
- c. *Second Derivative of the Seismic Trace*
- d. *Second Derivative Instantaneous Amplitude*

#### 5. *Integrated Attributes*

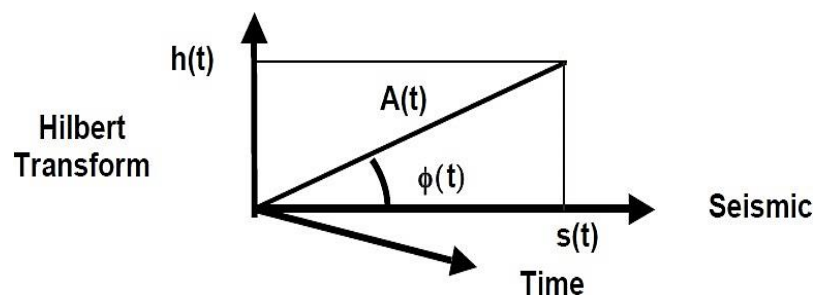
- a. *Integrated Seismic Trace*
- b. *Integrated Reflection Strength*

#### 6. *Time (a linear ramp)*

Prangkat lunak *EMERGE* kemudian mencari subungan antara properti *log* dan kombinasi atribut dari *trace* seismik pada interval.

##### 1. *Atribut Sesaat (Instantaneous Attribute)*

Atribut sesaat dihitung dari *trace* kompleks  $C(t)$ , yang terdiri dari *trace* seismik  $s(t)$ , dan transformasi Hilbertnya  $h(t)$ , yang merupakan pergeseran fasa sebesar  $90^\circ$  dari *trace* seismik.



Gambar 2. 16

**Gambar 2. 16** Penulisan *Trace* Kompleks dalam bentuk polar [19]

Berikut penulisan *trace* kompleks dalam bentuk polar yang memberikan informasi dua atribut dasar, yaitu kuat refleksi  $A(t)$  dan fasa sesaat  $\phi(t)$ .

$$C(t) = s(t) + ih(t) \quad (2.9)$$

$$= A(t)e^{i\phi(t)} \quad (2.10)$$

$$= A(t)\cos\phi(t) + iA(t)\sin\phi(t); i = \sqrt{-1} \quad (2.11)$$

Sehingga,

$$A(t) = \sqrt{s(t)^2 + h(t)^2} \quad (2.12)$$

$$\phi(t) = \tan^{-1}\left[\frac{h(t)}{s(t)}\right] \quad (2.13)$$

Atribut dasar yang ketiga adalah frekuensi sesaat, yang merupakan turunan atau perubahan fasa sesaat terhadap waktu. Adapun persamaan frekuensi sesaat yaitu:

$$\omega(t) = \frac{d\phi(t)}{dt} \quad (2.14)$$

Atribut lainnya adalah kombinasi dari tiga atribut dasar tersebut, seperti yang ditulis dibawah ini:

|                    |                                           |
|--------------------|-------------------------------------------|
| $\cos \phi(t)$     | = kosinus fasa sesaat                     |
| $A(t)\cos \phi(t)$ | = amplitudo dikalikan kosinus fasa sesaat |
| $A(t)\phi(t)$      | = amplitudo dikalikan fasa sesaat         |
| $A(t)\omega(t)$    | = amplitudo dikalikan frekuensi sesaat    |

## 2. Atribut Jendela Frekuensi (*Windowed Frequency Attributes*)

Set atribut yang kedua didasari pada *window frequency analysis* atau analisa frekuensi yang menggunakan *window*. Pada proses tersebut, *fourier transform* dari tiap *tace* seismik diambil sebanyak 64 sampel.

Dari *window* ini, amplitudo frekuensi rata-rata maupun amplitudo frekuensi domain yang digunakan dan nilainya kemudian ditempatkan di tengah-tengah *window*. Pada *window* baru dipilih 32 sampel kemudian dan atribut frekuensi yang baru kemudian dihitung dan lakukan seterusnya. Adapun 2 macam atribut sesaat:

- a. *avarage Frequency Amplitude*
- b. *dominant Frequency*

### 3. Atribut *Filter Slice*

Set ketiga dari atribut terdiri dari *narrow band filter slice* dari *trace* seismik. Berikut enam *slices* yang digunakan:

5/10- 15/20 Hz  
 15/20- 25/30 Hz  
 23/30- 35/40 Hz  
 35/40- 45/50 Hz  
 45/50- 55/60 Hz  
 55/60- 65/70 Hz

### 4. Atribut Turunan (*Derivative Attribute*)

Set keempat dari atribut didasari pada turunan pertama atau kedua dari *trace* seismik atau *amplitude envelope* (amplitudo sesaat). Turunan ini dapat dihitung dengan cara:

$$d1_i = \frac{S_i - S_{i-1}}{\Delta t} \quad (2.14)$$

$$d2_i = \frac{S_i - S_{i-1}}{\Delta t} \quad (2.15)$$

dimana:

$S_i$  = sampel *trace* seismik atau *amplitude envelope* ke-i

$d1_i$  = turunan pertama dari i

$d2_i$  = turunan kedua dari i

$\Delta t$  = sampling interval

### 5. Integral Attributes

Jenis kelima dari atribut yang terdapat pada EMERGE yang didasarkan pada integrasi dari *trace* seismik atau kuat refleksi. Adapun cara menghitung nilai integrasi yaitu:

$$I_i = S_i + I_{i-1} \quad (2.16)$$

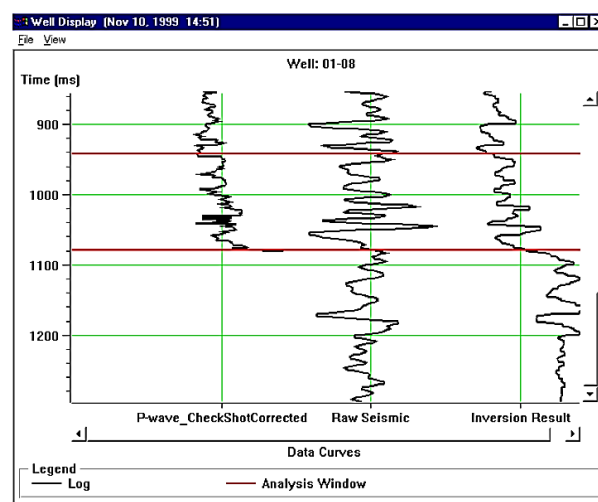
dimana:

$S_i$  = sampel ke-I dari trace seismik atau nilai kuat frekuensinya

$I_i$  = nilai integrasi.

Perlu diingat bahwa ini adalah penjumlahan berjalan (*running sum*). Pada akhir dari penjumlahan berjalan integrasi dari seismik difilter dengan menggunakan 50 titik. Sehingga, akan dihasilkan *trace* seismik dengan frekuensi yang rendah. Integrasi dari kuat refleksi dinormalisasi dengan cara membagi hasil integrasinya dengan sebuah perbedaan antara sampel minimum dan maksimum dari keseluruhan sampel.

### 2.11. Crossplot



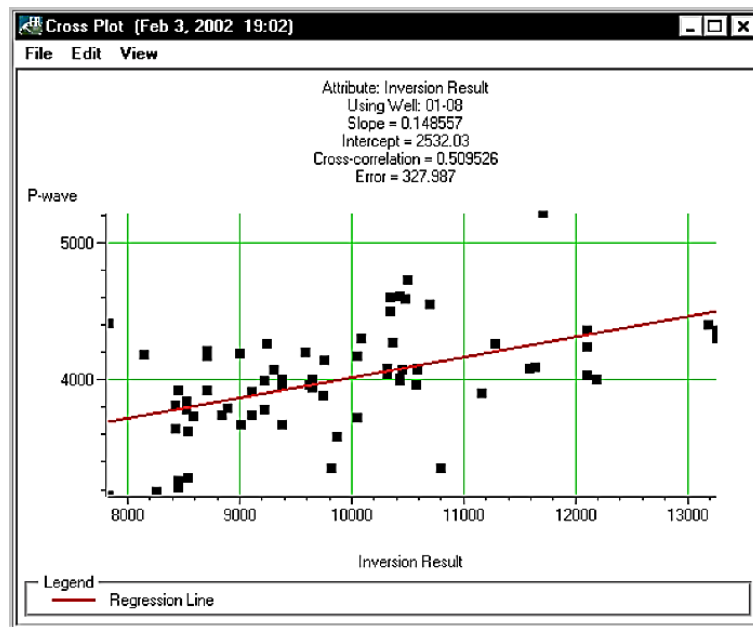
**Gambar 2. 17** Display target log, *trace* seismik dan eksternal atribut [20].

*Crossplot* berguna untuk mengukur korelasi antara data target dan atribut. Hubungan linier antara *log* target dan atribut ditunjukkan pada sebuah garis lurus yang memenuhi persamaan berikut:

$$y = a + b * x \quad (2.17)$$

Keofisien a dan b pada persamaan diatas diperoleh dengan cara meminimalisasi *mean-square prediction error*:

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (y_i - a - b * x_i)^2 \quad (2.18)$$

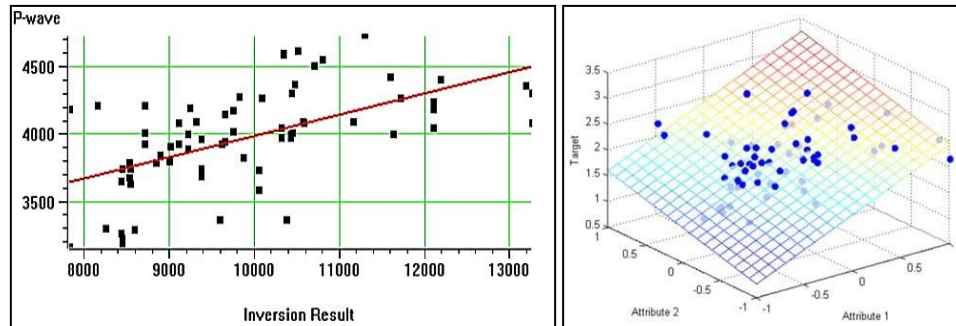


**Gambar 2. 18** *Conventional crossplot* antara *log* target dan atribut seismik [17]

Dengan mengaplikasikan garis linier didapatkan prediksi atribut yang sesuai untuk penggunaan penyusunan *log* target. Pada multiatribut, semua atribut yang dimasukan secara otomatis disusun oleh sistem, dimulai dari korelasi yang memiliki nilai tinggi dengan nilai *error* yang paling kecil ke atribut yang korelasinya memiliki nilai lebih rendah dan nilai *error* yang lebih besar [21]

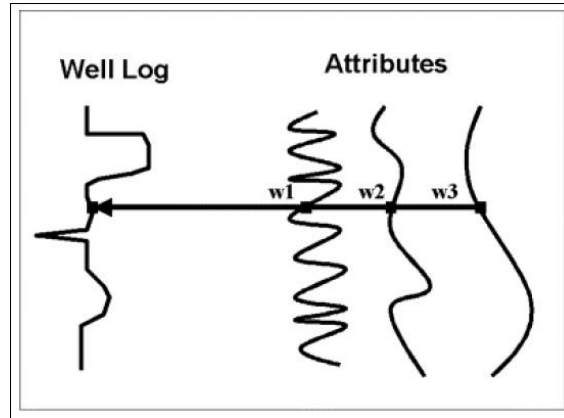
## 2.12. Regresi Linier Multiatribut

Regresi linier multiatribut adalah pengembangan pada *crossplot* konvensional. Dalam metode regresi linier ini memiliki tujuan untuk mencari sebuah operator yang nantinya yang akan memprediksi *log* sumur dari data seismik disekitarnya.



**Gambar 2. 19** Ilustrasi *crossplot* dengan menggunakan satu atribut (kiri) dan dua atribut (kanan) [20].

Pengembangan pada analisa linier terhadap multiple (regresi linier multiatribut) dilakukan secara langsung. Untuk penyederhanaan memiliki tiga jenis atribut yang dapat dilihat pada gambar dibawah ini:



**Gambar 2. 20** Contoh tiga atribut seismik, tiap sampel *log* target dimodelkan sebagai kombinasi linier dari sampel atribut pada interval waktu yang sama [20].

Pada setiap sampel waktu, *log* target dimodelkan dengan persamaan linier yaitu :

$$L = W_0 + W_1A_1(t) + W_2A_2(t) + W_3A_3(t) \quad (2.19)$$

Atau dapat ditulis dalam persamaan matriks :

$$L = AW \quad (2.20)$$

$$W = [A^T A]^{-1} A^T L \quad (2.21)$$

$$\begin{bmatrix} W_0 \\ w_1 \\ w_2 \\ w_3 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} N & \sum A_{1i} & \sum A_{2i} & \sum A_{3i} \\ \sum A_{1i} & \sum A_{1i}^2 & \sum A_{1i}A_{2i} & \sum A_{1i}A_{3i} \\ \sum A_{2i} & \sum A_{1i}A_{2i} & \sum A_{2i}^2 & \sum A_{2i}A_{3i} \\ \sum A_{3i} & \sum A_{1i}A_{3i} & \sum A_{2i}A_{3i} & \sum A_{3i}^2 \end{bmatrix}^{-1} \begin{bmatrix} \sum L_i \\ \sum A_{1i}L_i \\ \sum A_{2i}L_i \\ \sum A_{3i}L_i \end{bmatrix} \quad (2.22)$$

Pembobotan (*weights*) pada persamaan ini dihasilkan dengan meminimalisasi *meansquared prediction error*:

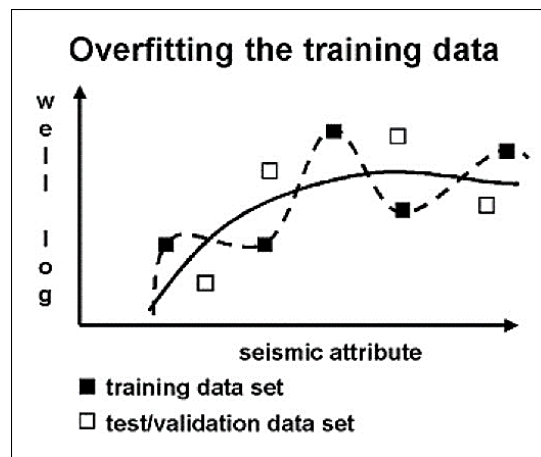
$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (L_i - w_0 - w_1 A_{1i} - w_2 A_{2i} - w_3 A_{3i})^2 \quad (2.23)$$

Cara memilih kombinasi atribut yang paling baik untuk emprediksi target adalah dengan cara melakukan proses yang dinamakan *step wise regression* :

1. Atribut tunggal dipilih yang terbaik dengan menggunakan *trial and error*. Untuk masing-masing atribut yang terdapat pada perangkat lunak dihitung *error* prediksinya. Kemudian, atribut terbaik adalah atribut yang memberikan *error* prediksi terendah. Setelah itu, atribut disebut dengan atribut-a.
2. Dilihat pasangan atribut yang terbaik dengan mengasumsikan anggota pasangan yang pertama adalah atribut-a. Selanjutnya pasangan terbaik adalah pasangan yang memberikan nilai *error* terkecil. Kemudian atribut ini disebut atribut-b.
3. Dilihat dari pasangan tiga buah atribut yang terbaik dengan mengasumsikan dua buah anggota yang pertama, yaitu atribut-a dan atribut-b. Kemudian, tiga buah atribut yang paling baik adalah atribut yang memberikan nilai *error* prediksi terkecil.
4. Prediksi tersebut terus berlangsung sebanyak yang diinginkan. *Error* prediksi,  $E_n$ ,  $n$  adalah atribut yang nilainya selalu lebih kecil atau sama dengan nilai  $E_{n-1}$  untuk  $n-1$  atribut. Hal tersebut yang menyebabkan dibutuhkan suatu validasi guna mengetahui jumlah atribut yang terbaik untuk digunakan.

### 2.13. Validasi

Pertanyaan berikutnya yang harus dijawab ialah kapan harus berhenti menamahkan jumlah atribut dan bagaimana dengan transformasi multiatribut dengan jumlah  $N+1$  yang selalu mempunyai prediksi nilai *error* yang lebih kecil atau sama dengan transformasi dengan  $N$  atribut. Apabila jumlah atribut yang digunakan semakin banyak, maka berpengaruh pada nilai *error* prediksi yang semakin berkurang. Masalah yang nantinya timbul biasanya dari data yang dihasilkan akan buruk bila diterapkan pada data baru. Karena, atribut tersebut selalu dicocokkan dengan data *training*. Hal tersebut biasa disebut dengan *over training*.



**Gambar 2. 21** Ilustrasi *cross-validasi* guna mencocokkan data. Kurva putus-putus menunjukkan korelasi yang baik dengan data *training*. Tetapi buruk jika kemudian digunakan set data validasi [20].

Untuk mengukur validitas dari jumlah atribut yang digunakan, selanjutnya akan dilakukan prosedur sebagai berikut. Contohnya, terdapat tiga buah atribut dan lima buah well. Pada perhitungan pertama, sumur pertama tidak diikuti. Kemudian, hitung koefisien regresinya tanpa menggunakan data dari sumur pertama. Dengan nilai koefisien yang dihasilkan, lalu selanjutnya dihitung prediksi *error* dari sumur satu dengan rumus :

$$E^2 = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N (\varphi_i - w_0 - w_1 A_{1i} - w_2 A_{2i} - w_3 A_{3i})^2 \quad (2.24)$$

ini adalah *error* validasi untuk sumur satu. Proses ini kemudian diulang untuk sumur selanjutnya atau sumur 2, sumur 3, dan sumur 4. *Error* rata-rata dapat dihitung dengan :

$$E_{avg} = \frac{(E_1 + E_2 + E_3 + E_4)}{4} \quad (2.15)$$