

### III. TEORI DASAR

#### A. Konsep Dasar Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi merupakan metode yang sering digunakan untuk mencari hidrokarbon. Kelebihan metode seismik dibanding metode yang lain adalah resolusi horizontalnya yang lebih baik. Refleksi seismik terjadi ketika ada perubahan impedansi akustik sebagai fungsi dari kecepatan dan densitas pada kedudukan sinar datang yang tegak lurus, yaitu ketika garis sinar mengenai bidang refleksi pada sudut yang tegak lurus, persamaan dasar dari koefisien refleksi adalah;

$$Kr = \frac{\rho_{i+1} V_{i+1} - \rho_i V_i}{\rho_{i+1} V_{i+1} + \rho_i V_i} = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (3.1)$$

dimana,  $\rho_i$  adalah densitas lapisan ke-i,  $V_i$  adalah kecepatan lapisan ke-i, dan  $Z_i$  adalah Impedansi Akustik ke-i. Dengan mengetahui harga reflektifitas suatu media, maka dapat diperkirakan sifat fisik dari batuan bawah permukaan. *Trace* seismik dibuat dengan mengonvolusikan *wavelet* sumber dengan deret koefisien refleksi reflektor bumi. Konvolusi merupakan operasi matematis yang menggabungkan dua fungsi dalam domain waktu untuk mendapatkan fungsi ketiga. Model satu dimensi seismik *trace* paling sederhana merupakan hasil konvolusi antara reflektivitas bumi dengan suatu fungsi sumber seismik dengan

tambahan komponen bising dan secara matematis dirumuskan sebagai (Russel, 1996);

$$S_t = W_t * r_t \quad (3.2)$$

dengan,  $S_t$  adalah seismogram seismik,  $W_t$  adalah *wavelet* seismik, dan  $r_t$  adalah reflektivitas lapisan bumi. Persamaan (3.2) dilakukan penyederhanaan dengan mengasumsi komponen bising nol. Seismogram sintetik dibuat berdasarkan *wavelet* yang digunakan pada persamaan di atas. Seismogram sintetik adalah tidak lain dari model respon total seismik terhadap model dari beberapa batas refleksi pada seksi pengendapan. Metode seismik refleksi dewasa ini masih menjadi salah satu metode yang paling umum digunakan untuk mengidentifikasi akumulasi minyak dan gas bumi.

## B. Sifat Fisika Batuan

### 1. Densitas

Densitas merupakan sifat fisis yang secara signifikan dipengaruhi oleh porositas. Jika distribusi densitas batuan di bawah permukaan diketahui, maka secara potensial informasi perlapisan dapat diketahui. Besarnya densitas batuan porus yang disusun oleh mineral dan fluida yang seragam dapat diperoleh dengan menggunakan persamaan (Wyllie, 1956):

$$\rho^b = (1 - \rho^p) \rho^m + \rho^p \rho^f \quad (3.3)$$

dengan,  $\rho^b$  adalah densitas bulk batuan,  $\rho^p$  adalah porositas batuan,  $\rho^m$  adalah densitas matrik batuan, dan  $\rho^f$  adalah densitas fluida. Dapat dipahami bahwa

densitas turun lebih cepat pada reservoir yang terisi gas dibanding reservoir yang terisi minyak. Besarnya densitas batuan suatu material dipengaruhi oleh:

- (1). Jenis dan jumlah mineral serta persentasenya,
- (2). Porositas batuan,
- (3) Fluida pengisi rongga.

Nilai densitas turun lebih cepat pada reservoir gas dibandingkan pada reservoir minyak. Karena nilai densitas sangat berpengaruh pada nilai kecepatan primer dan sekunder serta  $AI$ , maka nilai densitas tersebut akan berperan penting pada interpretasi data seismik untuk identifikasi jenis reservoir.

## 2. Kecepatan

Terdapat dua jenis kecepatan gelombang seismik yang berperan penting dalam interpretasi data seismik, yaitu kecepatan gelombang  $P$  (gelombang kompresi) dan gelombang  $S$  (gelombang *shear*). Kedua jenis gelombang ini memiliki karakter yang berbeda-beda, gelombang  $S$  tidak dapat merambat dalam medium fluida dengan arah pergerakan partikel tegak lurus terhadap arah penjalaran gelombang sedangkan gelombang  $P$  dapat merambat dalam medium fluida dengan arah pergerakan partikel searah dengan arah perambatan gelombangnya. Persamaan kecepatan kedua gelombang tersebut dalam parameter elastis dapat dituliskan dalam bentuk (Hilterman, 1997). Parameter penting lain dalam interpretasi seismik adalah *ratio Poisson's* yang dapat digunakan untuk analisis litologi. *Poisson's ratio* (  $\nu$  ) adalah parameter elastis yang dapat dinyatakan sebagai fungsi kecepatan gelombang  $P$  dan kecepatan gelombang  $S$  .

### 3. Porositas

Porositas suatu medium adalah perbandingan volume rongga-rongga pori terhadap volume total seluruh batuan yang dinyatakan dalam persen. Suatu batuan dikatakan mempunyai porositas efektif, apabila bagian rongga-rongga dalam batuan saling berhubungan dan biasanya lebih kecil dari rongga pori-pori total. Ada dua jenis porositas yang dikenal dalam teknik reservoir, yaitu porositas absolut dan porositas efektif.

Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori-pori total batuan terhadap volume total batuan. Secara matematis dapat dituliskan sebagai persamaan berikut;

$$\text{Porositas Absolut ( } \alpha \text{ )} = \frac{\text{Volume pori - pori total}}{\text{Volume total batuan}} \times 100\% \dots\dots\dots(3.4)$$

Sedangkan porositas efektif adalah perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume batuan total, yang secara matematis dituliskan sebagai berikut;

$$\text{Porositas Efektif ( } \alpha_e \text{ )} = \frac{\text{Volume pori - pori berhubungan}}{\text{Volume total batuan}} \times 100\% \dots\dots(3.5)$$

Perbedaan dari kedua jenis porositas tersebut hanyalah untuk mempermudah dalam pengidentifikasi jenis porositas. Nilai porositas batuan biasanya diperoleh dari hasil perhitungan data *log* sumur, yaitu dari data *log* densitas, *log neutron*, dan *log* kecepatan. Secara umum porositas batuan akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman batuan, karena semakin dalam batuan akan semakin kompak akibat efek tekanan di atasnya. Nilai porositas juga akan mempengaruhi kecepatan gelombang seismik. Semakin besar porositas batuan maka kecepatan

gelombang seismik yang melewatinya akan semakin kecil, dan demikian pula sebaliknya. Faktor-faktor utama yang mempengaruhi nilai porositas adalah:

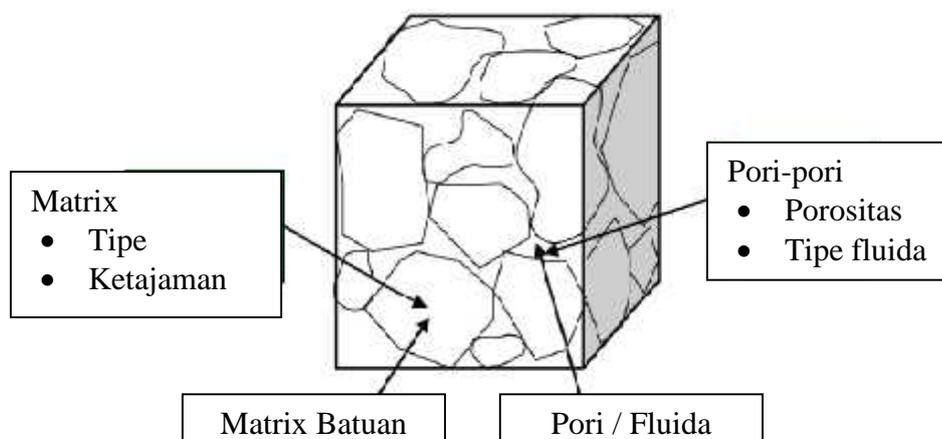
- a. Butiran dan karakter geometris (susunan, bentuk, ukuran dan distribusi).
- b. Proses diagenesa dan kandungan semen.
- c. Kedalaman dan tekanan.

Menurut Koesoemadinata (1978), penentuan kualitas baik tidaknya nilai porositas dari suatu reservoir adalah seperti yang terlihat pada Tabel 1.

Tabel 1. Skala penentuan baik tidaknya kualitas nilai porositas batuan suatu reservoir (Koesoemadinata, 1978).

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 good</i> )
>25	Istimewa ( <i>excellent</i> )

Susunan porositas dan juga matrik dalam suatu batuan dapat ditunjukkan pada Gambar 6.



Gambar 6. Porositas dan matrik suatu batuan (Koesoemadinata, 1978).

### C. Impedansi Akustik (IA)

Impedansi Akustik (IA) dapat didefinisikan sebagai sifat fisis batuan yang nilainya dipengaruhi oleh jenis litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan dan temperatur. Berdasarkan pengertian tersebut maka IA dapat digunakan sebagai indikator jenis litologi, nilai porositas, jenis hidrokarbon dan pemetaan litologi dari suatu zona reservoir. Secara matematis Impedansi Akustik dapat dirumuskan sebagai berikut;

$$IA = \dots v \quad (3.6)$$

dengan, ... adalah densitas ( $\text{gr/cm}^3$ ), dan  $v$  adalah kecepatan gelombang seismik (m/s). Pemantulan gelombang seismik akan terjadi jika ada perubahan atau kontras IA antara lapisan yang berbatasan. Perbandingan antara energi yang dipantulkan dengan energi datang pada keadaan normal dapat ditulis sebagai berikut;

$$E(\text{pantul})/E(\text{tan } g) = KR^2 \quad (3.7)$$

$$KR = (IA_2 - IA_1)/(IA_1 + IA_2) \quad (3.8)$$

$$KR = (\dots_{i+1}V_{i+1} - \dots_iV_i)/(\dots_{i+1}V_{i+1} + \dots_iV_i) \quad (3.9)$$

$$KR = (IA_{i+1} - IA_i)/(IA_{i+1} + IA_i) \quad (3.10)$$

dari persamaan (3.7) didapat untuk kasus lapisan tipis, maka persamaan diatas dapat ditulis kembali menjadi;

$$IA_{i+1} = IA_i(1 + KR_i)/(1 - KR_i) \quad (3.11)$$

Harga kontras IA dapat diperkirakan dari harga amplitudo refleksi, dimana semakin besar amplitudo refleksi maka semakin besar kontras IA. Impedansi Akustik seismik memberikan resolusi lateral yang bagus tapi dengan resolusi

vertikal yang buruk. Sedangkan IA sumur memberikan resolusi vertikal yang sangat baik tetapi resolusi lateralnya buruk.

#### **D. Wavelet**

*Wavelet* adalah gelombang harmonik yang mempunyai interval amplitudo, frekuensi, dan fasa tertentu (Sismanto, 2006). Berdasarkan konsentrasi energinya *wavelet* dapat dibagi menjadi 4 jenis yaitu:

##### *1. Zero Phase Wavelet*

*Wavelet* berfasa nol (*zero phase wavelet*) mempunyai konsentrasi energi maksimum di tengah dan waktu tunda nol, sehingga *wavelet* ini mempunyai resolusi dan *standout* yang maksimum. *Wavelet* berfasa nol (disebut juga *wavelet* simetris) merupakan jenis *wavelet* yang lebih baik dari semua jenis *wavelet* yang mempunyai *spectrum amplitude* yang sama.

##### *2. Minimum Phase Wavelet*

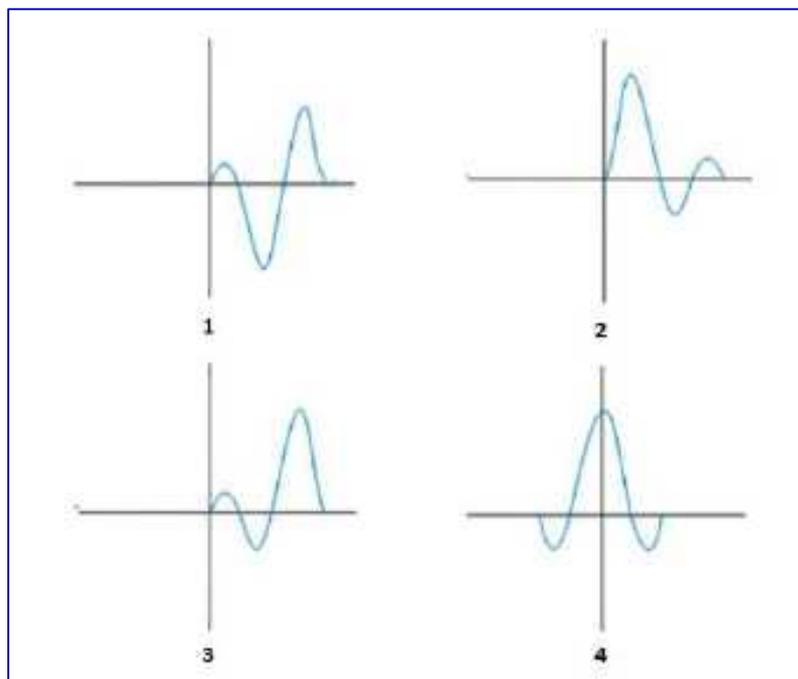
*Wavelet* berfasa minimum (*minimum phase wavelet*) memiliki energi yang terpusat pada bagian depan. Dibandingkan jenis *wavelet* yang lain dengan spektrum amplitudo yang sama, *wavelet* berfasa minimum mempunyai perubahan atau pergeseran fasa terkecil pada tiap-tiap frekuensi. Dalam terminasi waktu, *wavelet* berfasa minimum memiliki waktu tunda terkecil dari energinya.

##### *3. Maximum Phase Wavelet*

*Wavelet* berfasa maksimum (*maximum phase wavelet*) memiliki energi yang terpusat secara maksimal dibagian akhir dari *wavelet* tersebut, jadi merupakan kebalikan dari *wavelet* berfasa minimum.

#### 4. *Mixed Phase Wavelet*

*Wavelet* berfasa campuran (*mixed phase wavelet*) merupakan *wavelet* yang energinya tidak terkonsentrasi di bagian depan maupun di bagian belakang.



Gambar 7. Jenis-jenis *wavelet* berdasarkan konsentrasi energinya, yaitu *mixed phase wavelet* (1), *minimum phase wavelet* (2), *maximum phase wavelet* (3), dan *zero phase wavelet* (4) (Sismanto, 2006)

Jenis dan tahapan dalam pembuatan (ekstraksi) *wavelet* adalah sebagai berikut (Ariadmana Y, 2006) :

##### a. Ekstraksi *Wavelet* Secara Teoritis

*Wavelet* ini dibuat sebagai *wavelet* awal untuk menghasilkan seismogram sintetik. Seismogram sintetik ini kemudian diikatkan dengan data seismik dengan bantuan *checkshot*. Apabila ternyata *checkshot* sumur itu tidak ada, maka korelasi dilakukan dengan cara memilih *event-event* target pada sintetik dan menggesernya pada posisi *event-event* data seismik (*shifting*). Korelasi antara data seismogram sintetik dan data seismik ini akan mempengaruhi hasil

pembuatan *wavelet* tahap selanjutnya. Korelasi yang dihasilkan dengan cara ini biasanya kurang bagus karena *wavelet* yang digunakan bukan *wavelet* dari data seismik.

b. Ekstraksi *Wavelet* Secara Statistik dari Data Seismik

Jenis ekstraksi *wavelet* selanjutnya adalah ekstraksi *wavelet* dari data seismik secara statistik. Ekstraksi dengan cara ini hanya menggunakan data seismik dengan masukan posisi serta *window* waktu target yang akan diekstrak. Untuk memperoleh korelasi yang lebih baik, maka dilakukan *shifting* pada *event-event* utama. Jika perlu dilakukan *stretch* dan *squeeze* pada data sintetik. Namun karena *stretch* dan *squeeze* sekaligus akan merubah data log, maka yang direkomendasikan hanya *shifting*. Biasanya, korelasi yang didapatkan dengan cara statistik dari data seismik akan lebih besar bila dibandingkan dengan *wavelet* teoritis.

c. Ekstraksi *Wavelet* Secara Deterministik

Ekstraksi *wavelet* dengan cara ini akan memberikan *wavelet* yang akan lebih mendekati *wavelet* sebenarnya dari data seismik. Ekstraksi ini dilakukan terhadap data seismik sekaligus dengan kontrol data sumur, sehingga akan memberikan *wavelet* dengan fasa yang tepat. Namun ekstraksi ini hanya akan memberikan hasil yang maksimal jika data sumur sudah terikat dengan baik. Ekstraksi *wavelet* secara statistik dan pengikatan yang baik sangat diperlukan untuk mendapatkan hasil ekstraksi *wavelet* secara deterministik dengan kualitas yang baik. Untuk menghasilkan sintetik dengan korelasi optimal, maka dilakukan *shifting* dan bila diperlukan maka dapat dilakukan *stretch* dan *squeeze*, akan tetapi hal tersebut tidak dianjurkan

### **E. Seismogram Sintetik**

Seismogram sintetik merupakan hasil konvolusi antara deret koefisien refleksi dengan suatu *wavelet*. Proses mendapatkan rekaman seismik ini merupakan sebuah proses pemodelan kedepan (*forward modeling*). Koefisien refleksi diperoleh dari perkalian antara kecepatan gelombang seismik dengan densitas batuan. Sedangkan *wavelet* diperoleh dengan melakukan pengekstrakan pada data seismik dengan atau tanpa menggunakan data sumur dan juga dengan *wavelet* buatan. Seismogram sintetik sangat penting karena merupakan sarana untuk mengidentifikasi horizon seismik yang sesuai dengan geologi bawah permukaan yang diketahui dalam suatu sumur hidrokarbon (Munadi dan Pasaribu, 1984). Identifikasi permukaan atau dasar lapisan formasi pada penampang seismik memungkinkan untuk ditelusuri kemenerusannya pada arah lateral dengan memanfaatkan data seismik. Konvolusi antara koefisien refleksi dengan *wavelet* seismik menghasilkan model *trace* seismik yang akan dibandingkan dengan data riil seismik dekat sumur. Seismogram sintetik dibuat untuk mengkorelasikan antara informasi sumur (litologi, kedalaman, dan sifat-sifat fisis lainnya) terhadap penampang seismik guna memperoleh informasi yang lebih lengkap dan komprehensif (Sismanto, 2006).

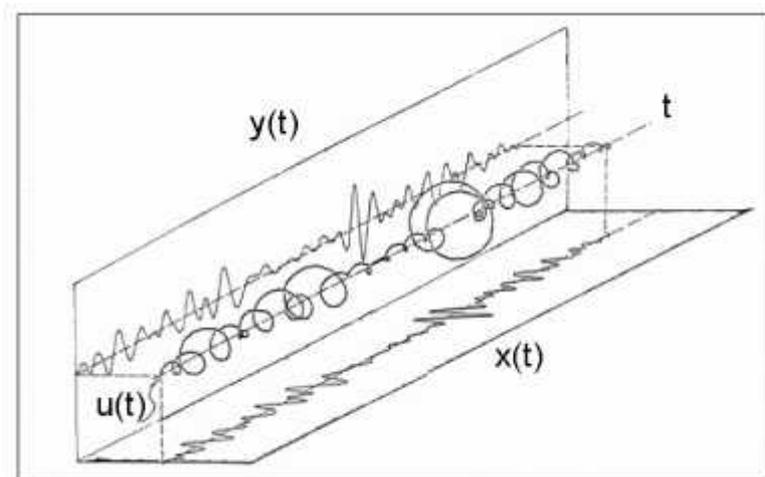
### **F. Seismik Atribut**

Seismik atribut adalah segala informasi yang diperoleh dari data seismik baik melalui pengukuran langsung, komputasi maupun pengalaman.

Seismik atribut diperlukan untuk 'memperjelas' anomali yang tidak terlihat secara kasat mata pada data seismik biasa. Secara analitik sebuah signal seismik dapat dituliskan sbb:

$$\mathbf{u}(t) = \mathbf{x}(t) + i \mathbf{y}(t) \quad (3.12)$$

dimana  $\mathbf{x}(t)$  adalah data seismik itu sendiri (data yang biasa anda gunakan untuk interpretasi geologi). Sedangkan  $\mathbf{y}(t)$  adalah quadraturenya, yakni fasa gelombang  $\mathbf{x}(t)$  digeser 90 derajat.  $\mathbf{u}(t)$  dapat diperoleh dengan menggunakan transformasi Hilbert pada data seismik, dimana komponen realnya adalah data seismik itu sendiri dan quadratur-nya merupakan komponen imajiner. Pada Gambar 8 dijelaskan penggambaran prinsip atribut.



Gambar 8. Prinsip atribut (Tanner, 1979)

Terdapat beberapa macam attribute: *instantaneous energy (envelope)*, *instantaneous phase*, *instantaneous frequency*, dll. Atribut seismik merupakan penyajian dan analisa data seismik berdasarkan informasi utama, yaitu informasi waktu, frekuensi, amplitudo dan fase pada jejak seismik kompleks. Atribut seismik memberikan informasi parameter-parameter fisis batuan bawah

permukaan seperti amplitudo dan fase yang secara tidak langsung diperoleh melalui data seismik. Atribut seismik sekarang telah mengalami banyak perkembangan sehingga semakin banyak informasi yang dapat diekstrak dan ditampilkan untuk keperluan interpretasi.

Atribut seismik dapat memperlihatkan cara pandang antara amplitudo dan fase secara terpisah. Informasi yang terkandung dalam amplitudo dapat diinterpretasi tersendiri dan tidak bercampur dengan informasi dari fase, demikian juga sebaliknya.

Atribut sesaat seismik mulai diperkenalkan pada akhir 1960-an, seiring dengan meningkatnya aktivitas pencarian anomali pada daerah *brightspot*. Fenomena *brightspot* menjadi indikator utama perubahan litologi secara tajam yang berasosiasi dengan keberadaan zona gas.

Perkembangan teknologi khususnya teknologi komputer memberikan kontribusi yang besar dalam bidang seismik. Perhitungan untuk atribut sesaat seismik secara cepat dan tepat dapat dilakukan dengan dukungan sumber daya komputer yang bagus. Untuk memberikan kemudahan bagi interpretasi data seismik kini telah digunakan skala warna.

## **1. Atribut Amplitudo**

Atribut amplitudo merupakan atribut terdasar dari tras seismik yang diturunkan dari perhitungan statistik. Atribut amplitudo ini banyak digunakan untuk mengidentifikasi anomali amplitudo akibat adanya hidrokarbon seperti *bright spot* ataupun *dim spot*. Amplitudo seismik juga umum digunakan untuk

pemetaan fasies dan sifat reservoir. Perubahan lateral amplitudo sering dipakai pada studi-studi stratigrafi untuk membedakan satu fasies dengan fasies lainnya. Misalnya secara umum lapisan-lapisan yang konkordan akan mempunyai amplitudo yang lebih tinggi, “*hummocky*” sedikit lebih rendah dan “*chaotic*” paling rendah. Lingkungan yang kaya akan pasir umumnya mempunyai amplitudo yang lebih tinggi dibandingkan dengan yang kaya akan serpih. Perbedaan rasio batupasir dan batuserpih ini dengan mudah dapat dilihat pada peta amplitudo. Kegunaan atribut amplitudo adalah untuk mengidentifikasi parameter-parameter diantaranya gros litologi, akumulasi gas dan fluida, dan gros porositas batupasir.

Pada tahun 1960-1970, atribut amplitudo sesaat menjadi atribut seismik yang umum digunakan dalam eksplorasi dan eksploitasi minyak bumi. Keberhasilan amplitudo sesaat sebagai indikator langsung keberadaan hidrokarbon (*direct hydrocarbon indicator*) memotivasi pencarian atribut seismik lain.

## **2. Atribut *Instantaneous frequency***

Atribut ini sering digunakan untuk memperkirakan pelemahan seismik. Reservoir minyak dan gas biasanya menyebabkan *drop-off* dari komponen frekuensi tinggi. Ini membantu untuk mengukur *cyclicity* interval geologi dan mungkin berguna untuk *cross-korelasi fault*. Hal ini juga bisa mengidentifikasi kontak antara gas dan air atau gas dan minyak. Frekuensi sesaat cenderung tidak stabil di hadapan *noise* dan kadang-kadang mungkin sulit untuk ditafsirkan. Rerataan dari frekuensi sesaat dan indikator lapisan tipis. Indikator lapisan tipis biasa disebut juga *thin beds indicator* merupakan selisih dari frekuensi sesaat dengan rerataan frekuensi sesaatnya.

### 3. Atribut *Phase*

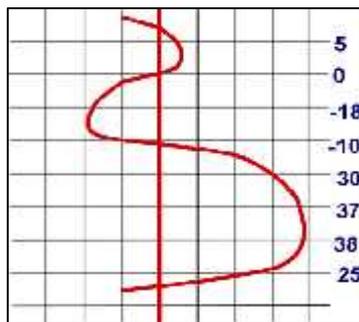
Atribut sesaat seismik yang lain adalah frekuensi sesaat dan fase sesaat. Frekuensi sesaat merupakan turunan fase sesaat terhadap waktu. Atribut ini sangat berguna untuk menunjukkan serta memperjelas kemenerusan reflektor seismik

### 4. Amplitudo *RMS* (*Root Mean Square*)

Amplitudo *RMS* merupakan akar dari jumlah energi dalam domain waktu (amplitudo dikuadratkan) bisa dikatakan amplitudo rata-rata dari jumlah amplitudo yang ada. Karena nilai amplitudo diakarkan sebelum dirata-ratakan maka Amplitudo *RMS* sangat sensitif terhadap nilai amplitudo yang ekstrim dapat juga berguna untuk melacak perubahan litologi seperti pada kasus pasir gas. Persamaan atribut amplitudo *RMS* yaitu;

$$\text{Amplitudo RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i^2} \quad (15)$$

dimana,  $N$  adalah jumlah sampel amplitudo pada jendela analisis, dan  $a$  adalah besar amplitudo.



$$\begin{aligned} \text{RMS} &= \sqrt{\frac{1}{8} \sum_{i=1}^8 a_i^2} \\ \text{RMS} &= \sqrt{\frac{1}{8} (5^2 + 0^2 + \dots \\ &\quad 38^2 + 25^2)} \\ \text{RMS} &= 24.46 \end{aligned}$$

Gambar 9. Ilustrasi penghitungan Amplitudo *RMS* (Sukmono, 1999).

## **5. Amplitudo *Trace* AGC**

Atribut ini berguna untuk meningkatkan *event* dalam suatu penampang seismik yang lemah untuk meningkatkan kualitas interpretasi terhadap data tersebut.