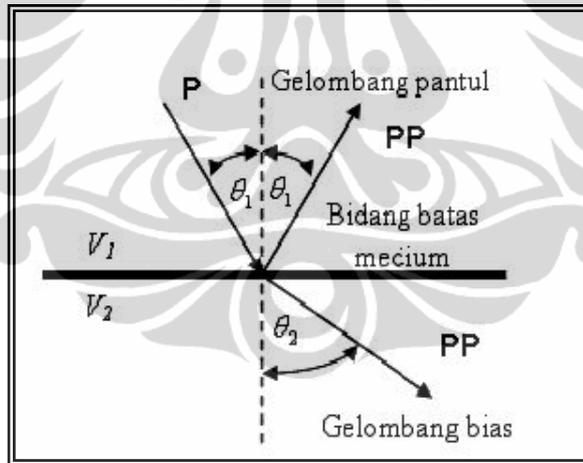


### BAB III

### TEORI DASAR

#### 3. 1. Tinjauan Umum Seismik Eksplorasi

Metode seismik merupakan metode eksplorasi yang menggunakan prinsip penjarangan gelombang seismik untuk tujuan penyelidikan bawah permukaan bumi. Dalam proses penjarangannya, gelombang seismik memiliki kecepatan rambat gelombang yang dipengaruhi oleh sifat elastisitas. Dikarenakan medium bumi terdiri dari lapisan-lapisan batuan yang memiliki densitas dan kecepatan yang berbeda pada setiap lapisannya, maka gelombang yang melewati bidang batas antar lapisan akan terpantulkan atau terbiaskan ( hukum Snellius ), diilustrasikan pada gambar 3.1.



Gambar 3.1 Lintasan gelombang seismik saat melewati batas antara dua medium

Maka gelombang seismik yang melewati bidang batas antar medium akan memenuhi persamaan :

$$\frac{\sin \theta_1}{V_{p1}} = \frac{\sin \theta_2}{V_{p2}} \tag{3.1}$$

dimana :  $\theta_1$  = sudut datang.

$\theta_2 =$  sudut bias.

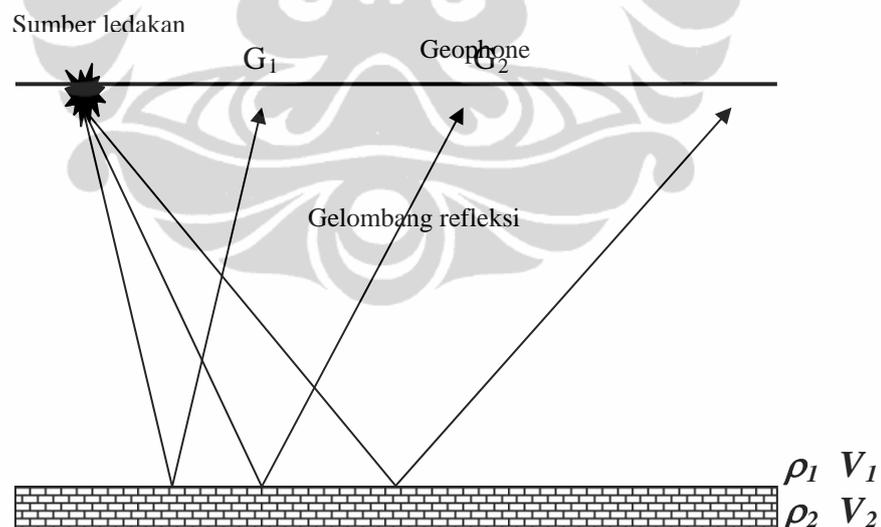
$V_{p1} =$  kecepatan gelombang seismik pada medium pertama.

$V_{p2} =$  kecepatan gelombang seismik pada medium kedua.

Berdasarkan sifat tersebut maka dikembangkan dua jenis metode seismik yaitu metode seismik refleksi/pantul yang berdasar pada sifat gelombang terpantul dan metode seismik refraksi/bias yang berdasar pada sifat gelombang terbiaskan. Kedua jenis metode tersebut memiliki karakteristik dan kegunaan masing-masing. Dalam eksplorasi hidrokarbon metode yang sering digunakan adalah metode seismik refleksi (pantul).

### 3.2 . Metode Seismik Refleksi

Dalam eksplorasi hidrokarbon, metode seismik refleksi dilakukan dengan cara menggenerasikan sumber gelombang yang akan menyebabkan gelombang menjalar kebawah permukaan dan terpantul oleh bidang batas medium, akhirnya sampai ke permukaan dan diterima oleh *geophone* (gambar 3.2).



Gambar 3.2. Penjalaraan gelombang seismik dari sumber ke penerima

Berdasarkan sifat gelombang terpantul tersebut, metode seismik refleksi pada dasarnya menganalisa gelombang terpantul dari bidang batas medium. Dengan demikian dapat diketahui karakteristik perlapisan batuan bawah permukaan yang merupakan kunci utama dalam eksplorasi hidrokarbon.

Setiap medium akan mempunyai nilai impedansi akustik yang berbeda, impedansi akustik adalah parameter yang menggambarkan kemampuan medium untuk menyalurkan gelombang akustik.

Nilai impedansi akustik dinyatakan dengan persamaan :

$$AI = \rho V_p \quad (3.2)$$

dimana  $AI = \text{Acoustic Impedance}$  ( Impedansi Akustik)

$\rho$  = densitas medium

$V_p$  = kecepatan gelombang P

Gelombang seismik merambat melewati batuan dalam bentuk gelombang elastis yang mentransfer energi menjadi pergerakan partikel batuan. Salah satu sifat akustik yang khas pada batuan adalah akustik impedansi yang merupakan hasil perkalian antara densitas  $\rho$  dan kecepatan  $V$ .

Perbedaan nilai akustik impedansi dari tiap perlapisan batuan ini akan menyebabkan terjadinya refleksi gelombang seismik. Nilai akustik impedansi ini mempengaruhi besar koefisien refleksi yang merupakan perbandingan antara energi terpantul dan energi datang yang dinyatakan dalam persamaan berikut:

$$RC = \frac{\rho_2 V_{p2} - \rho_1 V_{p1}}{\rho_2 V_{p2} + \rho_1 V_{p1}} = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \quad (3.3)$$

dengan:  $RC$  adalah besar koefisien refleksi

$AI$  adalah besar akustik impedansi

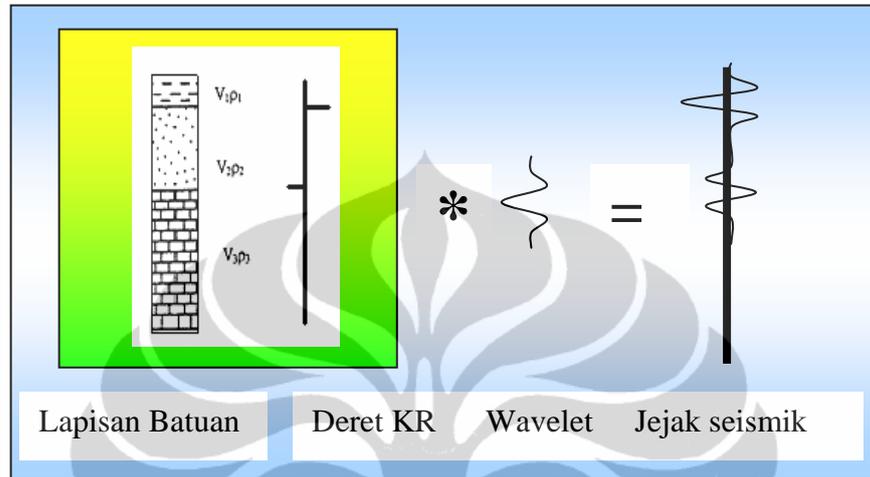
$\rho_1, \rho_2$  adalah rapat massa dari medium 1 dan medium 2

$V_2, V_1$  adalah kecepatan medium 1 dan medium 2

Kuat lemahnya gelombang yang kembali ke permukaan sangat bergantung pada koefisien refleksi pada bidang batas antara dua jenis batuan (medium). Koefisien refleksi menyatakan besarnya amplitudo gelombang yang dipantulkan

dari gelombang datang. Secara teoritis koefisien refleksi bernilai antara -1 sampai +1, dan apabila nilai  $R$  sama dengan nol berarti tidak terjadi pemantulan.

Posisi koefisien refleksi relatif terhadap posisi perlapisan geologi dapat diperlihatkan pada gambar dibawah, di sisi timur dari gambar.



Gambar 3.3. Reflektivitas batuan

Koefisien refleksi dapat bernilai positif maupun negatif tergantung pada besarnya impedansi akustik kedua medium yang bersangkutan dan nilai mutlaknya tidak lebih dari 1.

Karena dalam metode seismik menggunakan sumber energi yang digambarkan sebagai wavelet, jejak seismik diasumsikan sebagai hasil konvolusi antara reflektivitas dengan wavelet sumber yang ditunjukkan pada gambar 3.3.

Setiap bidang batas yang menjadi bidang pantul (reflektor) akan digambarkan sebagai puncak (*peak*) atau lembah (*trough*) pada penampang seismik tergantung dari nilai koefisien releksinya (KR). Namun ada saat dimana seismik tidak dapat memberi gambaran secara jelas pada saat memisahkan even satu dengan even yang lain. Keadaan tersebut terjadi saat tebal lapisan dibawah resolusi seismik.

Resolusi seismik adalah kemampuan seismik untuk memisahkan dua even atau reflektor yang berdekatan. Resolusi seismik dibedakan menjadi dua, yaitu resolusi vertikal dan resolusi horisontal.

a. Resolusi Vertikal

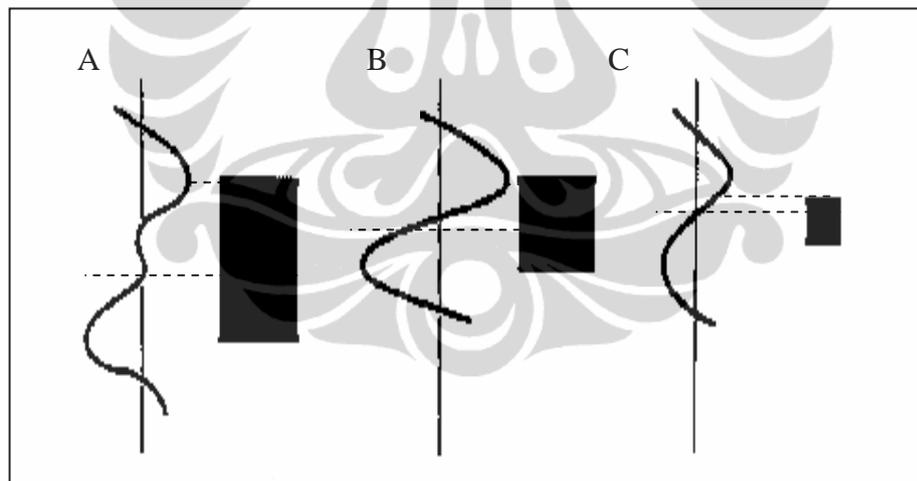
Resolusi vertikal adalah kemampuan gelombang seismik untuk memisahkan atau membedakan dua bidang batas perlapisan secara vertikal. Resolusi vertikal sangat tergantung pada ketebalan dan panjang gelombang. Dua refleksi akan terpisah dengan baik jika ketebalan lapisan sama atau lebih besar dari seperempat panjang gelombang (*tuning thickness*). Saat ketebalan lapisan kurang dari seperempat panjang gelombang, maka dua refleksi akan menumpuk (*overlap*) dan terjadi interferensi. Panjang gelombang  $\lambda$  dapat dituliskan dalam persamaan :

$$\lambda = \frac{V}{f} \quad (3.4)$$

dengan,  $\lambda$  = panjang gelombang seismik (m)

$V$  = kecepatan (m/s)

$f$  = frekuensi (Hz)



Gambar 3.4. Efek interferensi, (a) ketebalan lapisan  $>$  *tuning thickness* , (b) ketebalan lapisan = *tuning thickness*, (c) ketebalan lapisan  $<$  *tuning thickness*

Informasi antara 2 even refleksi yang berdekatan dapat dilihat pada gambar 3.4 diatas ini. Terlihat bahwa batas antar lapisan tidak dapat lagi diinterpretasikan dari data seismik.

b. Resolusi Horisontal

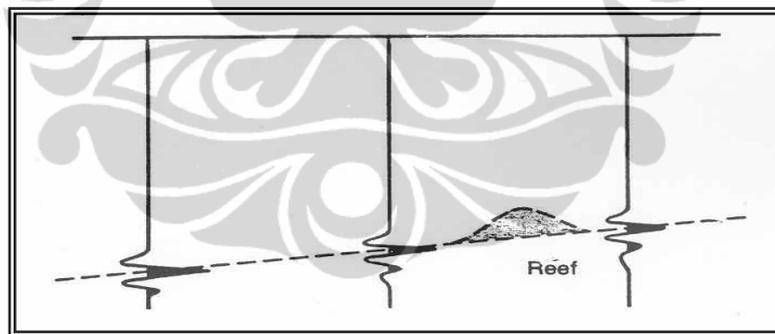
Resolusi horisontal berhubungan dengan pemisahan kenampakan-kenampakan di sepanjang refleksi seismik yang diukur secara lateral. Ada tiga faktor utama yang mempengaruhi resolusi horisontal (Anstey, 1986), yaitu :

a) Kerapatan interval jejak pada penampang seismik.

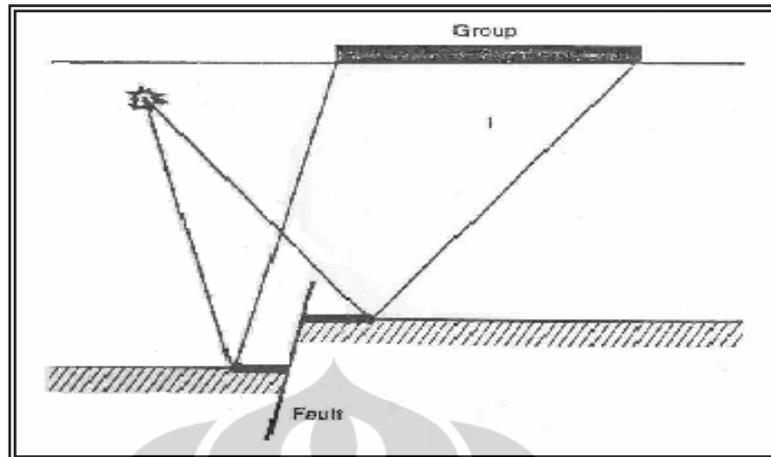
Jika interval terlalu besar, maka kenampakan-kenampakan kecil (*reef*, lensa, sesar, *channel*) yang menarik akan hilang atau tidak terlihat, ditunjukkan pada gambar 3.6. Jadi, untuk mendapatkan target yang kecil, interval jejak seismiknya harus disesuaikan.

b) Panjang bentangan.

Pengambilan panjang bentangan sebaiknya proporsional dengan luas area survey karena dapat mempengaruhi perubahan kenampakan lateral pada reflektor, hal ini ditunjukkan pada gambar 3.7. Kenampakan struktur sesar menjadi samar karena perubahan amplitudo yang sebenarnya sepanjang reflektor menjadi tereduksi, sehingga batas-batas suatu *channel* maupun *reef* menjadi tidak jelas.



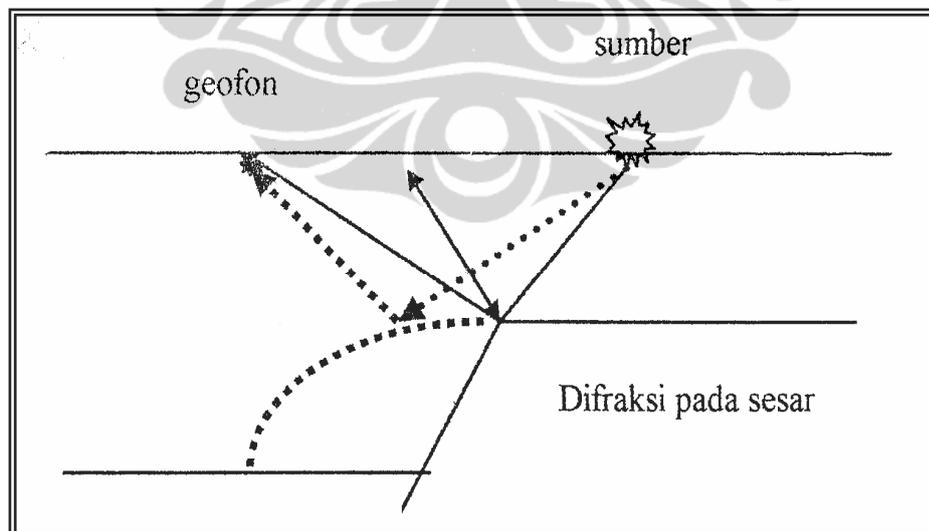
Gambar 3.5. Target yang tidak terlihat karena interval jejak yang terlalu besar



Gambar 3.6. Bentangan yang terlalu panjang akan menyamarkan indikasi perubahan lateral (contoh : sesar)

c) Difraksi.

Difraksi dapat timbul akibat perubahan yang tiba-tiba dari bidang reflektor, misalnya sesar, intrusi, dan karst. Bidang kontak yang berubah tiba-tiba akan menghamburkan energi ke seluruh arah dan terekam dalam jejak seismik yang berbentuk hiperbolik dengan sumber difraksi sebagai puncaknya (*apex*).



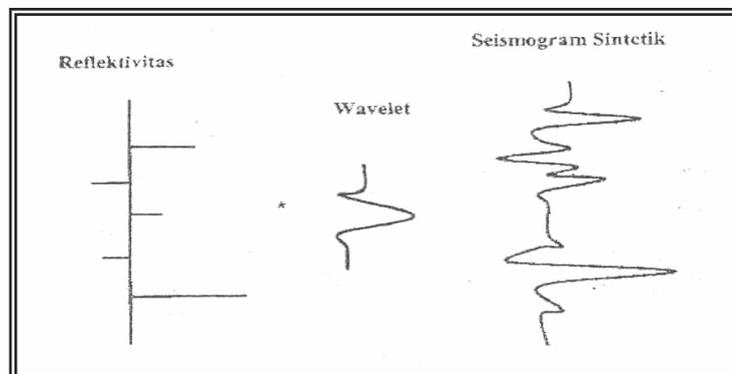
Gambar 3.7. Ilustrasi terjadinya difraksi pada bidang sesar

Meskipun penyederhanaan sering dilakukan dengan mengasumsikan bahwa gelombang seismik pantul berasal dari satu titik, tetapi sebenarnya refleksi tersebut dapat berasal dari daerah di mana terjadi interaksi antara muka gelombang dan bidang reflektor. Efek difraksi biasanya dihilangkan dengan teknik migrasi. Ilustrasi terjadinya difraksi pada sebuah sesar ditunjukkan pada gambar 3.7.

### 3.3. Seismogram Sintetik

Dalam penerapannya, metode seismik selalu didukung oleh data sumur. Hal ini dimaksudkan untuk mengontrol interpretasi seismik dengan data sebenarnya yang diperoleh dari data sumur. Pada dasarnya data sumur adalah data parameter-parameter fisis batuan yang diukur dalam fungsi kedalaman pada sebuah sumur. Data sumur dapat dipercaya kebenarannya karena diukur langsung. Jenis data yang sering digunakan diantaranya data densitas, data kecepatan, data potensial diri dan lain-lain.

Dari data densitas dan data kecepatan pada sumur kita dapat mengetahui nilai impedansi akustik dan nilai koefisien refleksi, sehingga kita dapat mengetahui deret koefisien refleksi pada sumur tersebut. Dengan mengkonvolusikan wavelet yang tepat, diharapkan kita bisa mendapatkan jejak sintetik yang sama dengan jejak yang terekam pada seismik. Seismogram sintetik adalah jejak seismik buatan hasil konvolusi antara reflektivitas dengan yang diperoleh dari data sumur dengan wavelet tertentu ( gambar 3.8).



Gambar 3.8. Konvolusi koefisien refleksi dengan *wavelet* menghasilkan seismogram sintetik

Setelah mendapat seismogram sintetik, langkah selanjutnya adalah pengikatan antara data sumur yang dalam hal ini adalah seismogram sintetik dengan jejak seismik. Hal ini dimaksudkan untuk mengetahui even-even yang terlihat pada data sumur agar bisa diketahui kenampakannya di jejak seismik sehingga memudahkan interpretasi.

### 3.4. Metode Seismik Refleksi Dalam Eksplorasi Hidrokarbon

Dalam eksplorasi hidrokarbon, metode seismik terdiri atas tiga tahap, yaitu akuisisi, pemrosesan data dan interpretasi data.. Pada tahap akuisisi data atau pengumpulan data dilakukan survei seismik untuk mendapatkan data seismik pada suatu daerah yang menurut informasi geologi mempunyai kemungkinan besar mengandung cadangan hidrokarbon. Parameter-parameter pengambilan data disesuaikan dengan target.

Pada Tahap pengolahan, data seismik yang didapatkan pada tahap akuisisi selanjutnya diolah agar menjadi data yang siap diinterpretasi pada tahap selanjutnya. Pada dasarnya tahap ini dimaksudkan untuk meningkatkan kualitas data dan menghilangkan semua gangguan yang ada. Keluaran dari tahap ini adalah data seismik yang sudah termigrasi.

Tahap interpretasi bertujuan untuk menerjemahkan data seismik ke dalam pengertian geologi. Pada tahap ini keluaran dari tahap pengolahan dapat langsung diinterpretasikan maupun diolah secara lanjut untuk memudahkan penginterpretasian yang sering disebut dengan *advance processing*. Metode yang sering digunakan pada *advance processing* adalah metode atribut seismik, AVO dan inversi. Pada penelitian ini. Metode yang digunakan adalah atribut seismik.

### 3.5. Impendansi Akustik (AI)

Untuk kondisi *normal incidence*, maka *trace* seismik merupakan hasil konvolusi antara reflektivitas **R** dengan *wavelet* **W** ditambah dengan *noise* **N** (bising ). Proses tersebut dapat diilustrasikan sebagai berikut :

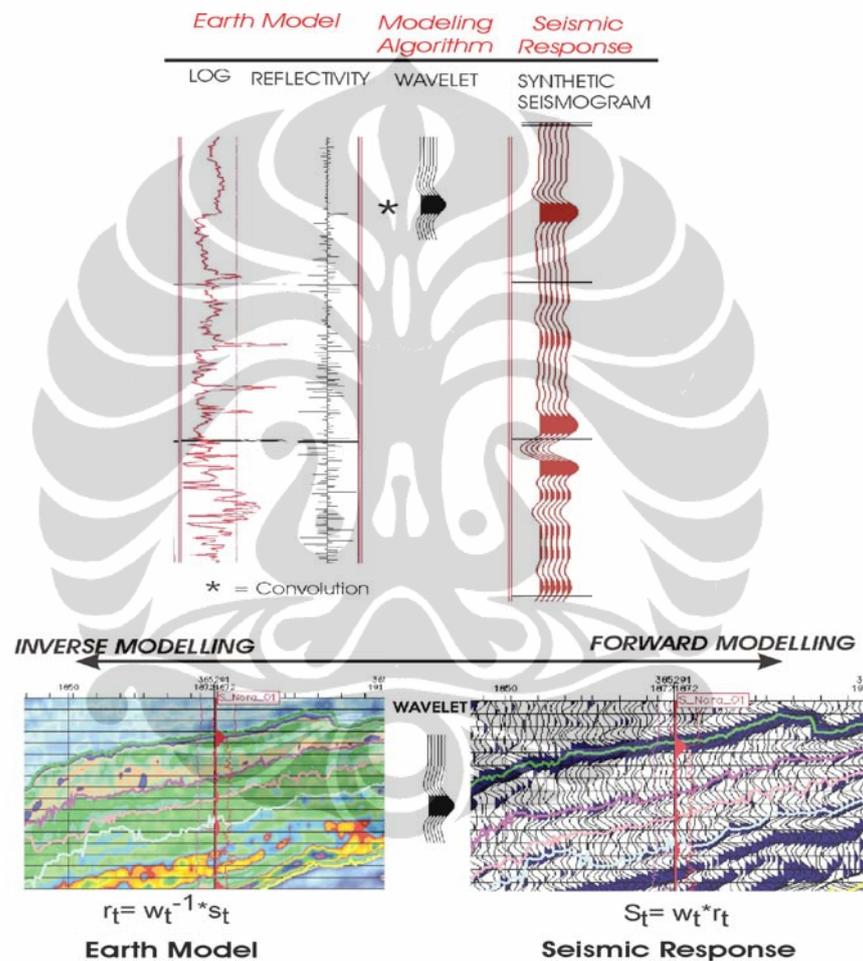
$$\mathbf{S} = \mathbf{R} * \mathbf{W} + \mathbf{N} \quad (3.5)$$

dimana :

S = Seismik  
R = Reflektivitas batuan

W = Wavelet  
 N = Noise (bising)

Untuk membuat data tersebut lebih mudah diinterpretasikan, maka diperlukan suatu proses pembalikan (inversi) dengan cara membuat nilai impedansi akustik yang merupakan perkalian antara densitas dan cepat rambat gelombang pada batuan.



Gambar 3.9. Diagram skematik pemodelan data seismik yang merupakan ilustrasi visual. Hasil inverse modeling akan lebih mudah digunakan sebagai dasar interpretasi dibandingkan data seismik aslinya (forward modeling) (Russel, 1998)

Untuk data seismik yang berasal dari *normal incidence (zero offset)*, maka inversinya akan berupa Impedansi Akustik (IA), yang secara matematis dituliskan sebagai berikut

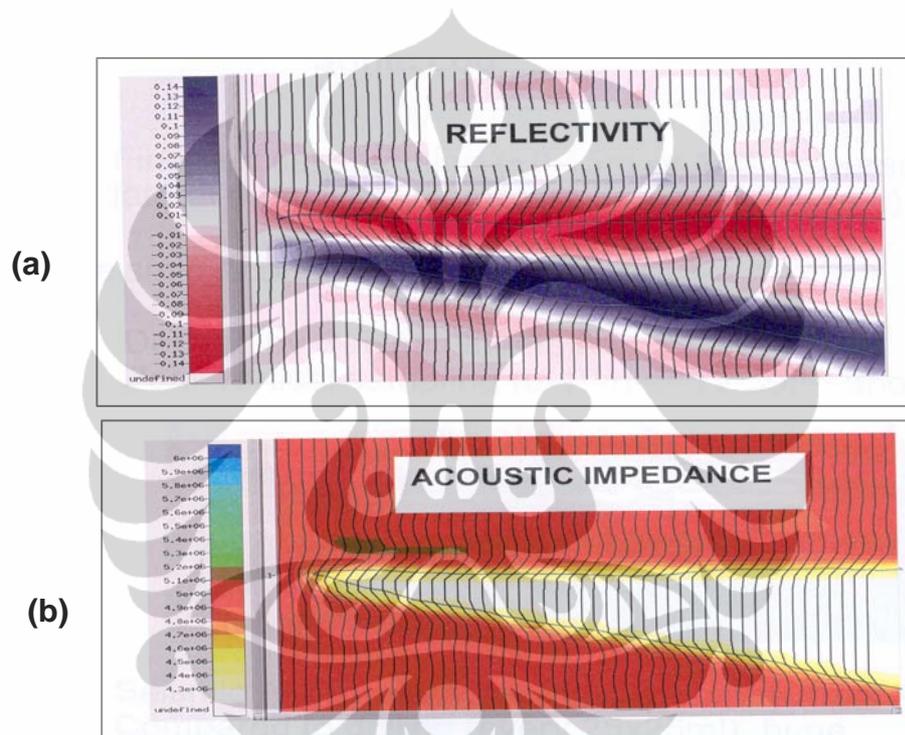
$$IA = \rho V \quad (3.6)$$

dimana : IA = Impedansi Akustik

$\rho$  = densitas ( $\text{g/cm}^3$ )

V = cepat arambat gelombang pada batuan (m/s)

Hubungan antara nilai Impedansi Akustik (IA) dengan sifat-sifat fisik batuan yang diperoleh dari data log dapat dipakai sebagai kontrol dari model geologi untuk membuat model bumi (*Earth Model*).



Gambar 3.10. Perbandingan visual antara data seismic konvensional (a) dengan data seismic yang telah dilakukan inversi yang berupa impedansi akustik (b). Terlihat hasil inversi lebih dekat ke model geologi dibandingkan data seismic konvensional (Jason, 2001).

Hasil inilah yang kemudian bisa dipakai sebagai dasar untuk melakukan interpretasi geologi secara lebih komprehensif. Perbandingan data seismic konvensional dengan hasil inversi diperlihatkan pada gambar 3.10. (a) memperlihatkan seismic konvensional yang masih berupa bidang antarmuka sedangkan gambar (b) memperlihatkan hasil inversi seismic yang lebih menunjukkan tampilan geologi berupa suatu bentuk perlapisan batuan.

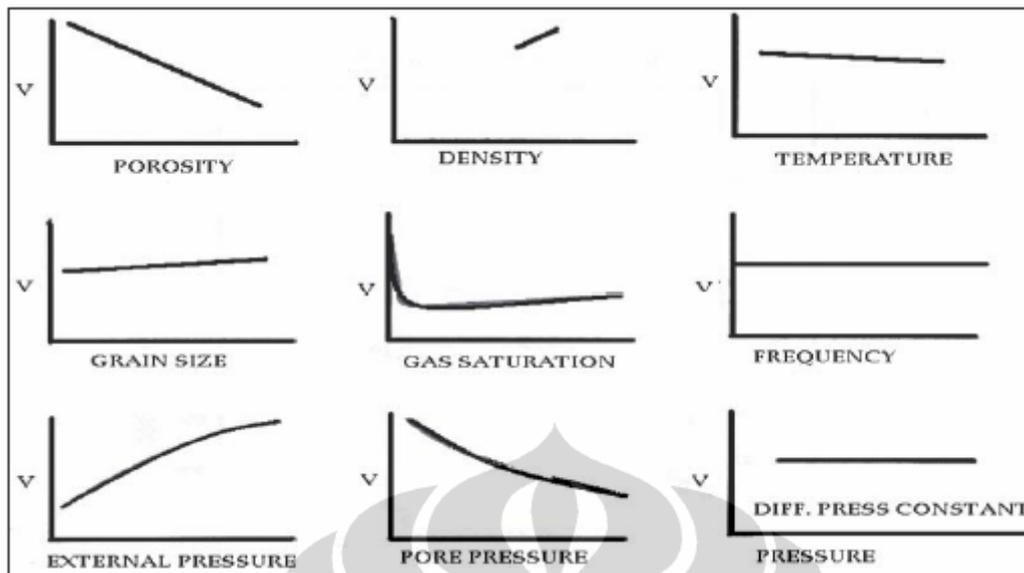
Impedansi Akustik merupakan sifat dasar dari suatu batuan, maka dari itu, bekerja dengan menggunakan impedansi akustik mempunyai beberapa keuntungan :

- Keyakinan yang tinggi dengan hasil interpretasi, karena resolusinya lebih baik.
- Di banyak daerah, impedansi akustik dapat menunjukkan indikasi suatu jenis batuan, dapat juga menunjukkan porositas, bahkan bisa sebagai indikator dari kehadiran hidrokarbon.
- Analisa kuantitatif dari sifat-sifat reservoir, seperti *net pay* dan porositas rata-rata dapat diturunkan/dihitung lebih cepat dan lebih akurat dari data impedansi akustik, jika dibandingkan perhitungan dengan menggunakan analisa amplitudo seismik.

Untuk mendapatkan data seismik IA, ada beberapa hal yang harus kita siapkan, yaitu:

- Data seismik yang dipakai harus diproses dengan menjaga keaslian amplitudonya (*preserved amplitude*)
- Data seismik sudah diinterpretasikan sehingga diketahui intervalnya
- Tersedia data log sonik dan densitas.
- Estimasi *wavelet* yang sesuai .

AI adalah parameter fisik batuan yang dipengaruhi oleh tipe dari litologi, porositas, kandungan fluida, kedalaman, tekanan, dan suhu. Oleh karena itu AI dapat digunakan untuk identifikasi litologi, porositas, hidrokarbon dan yang lainnya. Pada Gambar 3.11 dapat dilihat beberapa faktor yang dapat mempengaruhi nilai kecepatan gelombang seismik, yang secara tidak langsung juga mempengaruhi nilai AI. Namun karakterisasi reservoir berdasarkan AI saja memiliki keterbatasan dalam membedakan antara efek litologi dan fluida. Nilai AI rendah akibat kehadiran fluida hidrokarbon terkadang dianggap sebagai AI rendah akibat efek litologi.



Gambar 3.11 Pengaruh beberapa parameter terhadap kecepatan gelombang seismik (Sukmono, 2002)

### 3. 6. Atribut Seismik

Atribut seismik merupakan suatu transformasi matematis dari data tras seismik yang merepresentasikan besaran waktu, amplitudo, fase, frekuensi, dan atenuasi. Atribut seismik juga dinyatakan sebagai sifat kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data aslinya (Barnes, 1999).

Tiap-tiap atribut saling berhubungan satu sama lainnya, di mana beberapa atribut memiliki sensitifitas terhadap sifat reservoir tertentu dan beberapa atribut lainnya lebih baik di dalam menampilkan informasi ataupun anomali bawah permukaan yang mula-mula tidak teridentifikasi oleh data konvensional atau bahkan sebagai indikator keberadaan hidrokarbon (*direct hydrocarbon indicator*).

Terdapat dua kegunaan utama dari konsep seismik stratigrafi terhadap analisis atribut seismic

1. Memberikan kontrol saintifik terhadap analisis atribut seismik
2. Memberikan pondasi dasar bagi identifikasi fasies seismik melalui atribut seismik.

Semua atribut horison dan formasi yang tersedia tidak independen satu sama lainnya. Perbedaannya hanya dalam hal detil analisisnya pada informasi dasar gelombang seismik terkait dan penampilan hasilnya. Informasi dasar

tersebut adalah waktu, amplitudo, frekuensi dan atenuasi, yang kemudian digunakan sebagai dasar klasifikasi atribut oleh Brown (2000)

Secara umum, atribut turunan waktu akan cenderung memberikan informasi perihal struktur, sedangkan atribut turunan amplitudo lebih cenderung memberikan informasi perihal stratigrafi dan reservoir. Berdasarkan permasalahan di daerah penelitian, maka dalam hal ini penulis menggunakan atribut turunan amplitudo.

### **3.6.1. Atribut Amplitudo**

Amplitudo merupakan atribut terdasar tras seismik. Saat ini pemrosesan data seismik umumnya ditujukan untuk mendapatkan “preserve true amplitude” sehingga analisis stratigrafi dapat dilakukan. Secara umum fungsi utama dari atribut amplitudo adalah untuk menentukan parameter-parameter dibawah ini :

1. akumulasi gas dan fluida
2. gross litologi
3. gross porositas
4. channel dan deltaic sandstone
5. tipe yang spesifik dari reef
6. efek tuning

Amplitudo seismik paling banyak dimanfaatkan untuk mengenali anomali amplitudo akibat hidrokarbon, misalnya anomali daerah terang, daerah buram dan seterusnya.

Kegunaan Atribut Amplitudo secara umum digunakan untuk pemetaan fasies dan sifat reservoir. Selain itu perubahan lateral amplitudo sering dipakai untuk 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-perbedaan rasio batupasir-batuserpih ini dengan mudah dapat dilihat pada peta amplitudo.

### 3.7. Inversi Seismik

Inversi seismik adalah suatu teknik untuk membuat model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Sukmono, 2000) .

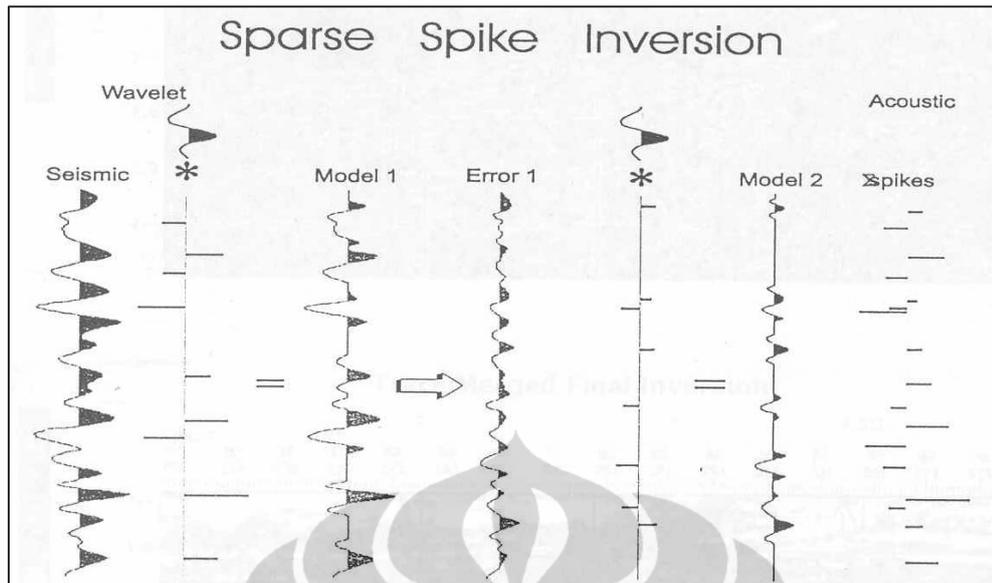
Data seismik konvensional yang biasa digunakan diperoleh dari hasil proses pemodelan ke depan (*Forward Model*) yang berupa proses konvolusi dari reflektifitas batuan dengan *wavelet* dan ditambah dengan bising (*noise*). Sedangkan untuk keperluan interpretasi seismik, akan lebih mudah dilakukan setelah data seismik tersebut dikembalikan menjadi model geologi, dan prosesnya disebut sebagai Inversi (*Inverse Modeling*).

#### 3.7.1. Metode Inversi Sparse Spike

Menurut Sukmono (2000), ada tiga macam metoda inversi yang umum dipakai dalam melakukan inversi data seismik saat ini, yaitu : ( 1) Metode *Recursive* , (2) Metode *Model Based (Blocky)* dan (3) Metode *Sparse Spike*. Sesuai dengan pambatasan masalah diatas bahwasanya metode yang akan digunakan untuk penelitian ini adalah Metode *Sparse Spike* , maka penulis hanya akan membahas mengenai metode ini saja.

Inversi sparse spike mengasumsikan bahwa reflektivitas sebenarnya merupakan sebuah deretan reflektivitas kecil yang tersimpan di dalam deretan reflektivitas yang lebih besar. Secara geologi reflektivitas besar ini berhubungan dengan ketidak selarasan atau batas litologi utama.

Reflektivitas sebenarnya dapat dicari dengan cara menambahkan spikes yang lebih kecil di antara spikes yang besar dengan menggunakan nilai ambang tertentu ( $\lambda$ ) yang nilainya lebih kecil dari 1. Pencarian spikes yang paling kecil akan Reflektivitas sebenarnya dapat dicari dengan cara menambahkan spikes yang lebih kecil di antara spikes yang besar dengan menggunakan nilai ambang tertentu ( $\lambda$ ) yang nilainya lebih kecil dari 1.



Gambar 3.12 Proses inversi dari data seismik dilakukan beberapa kali untuk memperoleh reflektifitas dan *sparse* yang *reasonable* (Jason, 2001)

Pencarian spikes yang paling kecil akan berhenti setelah didapat jumlah koefisien refleksi yang paling minimim. Setelah didapatkan model akhir reflektivitas, kemudian dilakukan estimasi wavelet untuk mendapatkan hasil yang sesuai dengan seismik trace nya.

Dari sudut pandang inversi seismik, metode *sparse-spike* mempunyai keunggulan dibandingkan dengan metode dekonvolusi klasik lainnya, karena metoda ini, dengan menggunakan kontrol ekstra, dapat digunakan sebagai *full bandwidth* pada saat mengestimasi reflektivitas (Russell, 1998).