

## **BAB III**

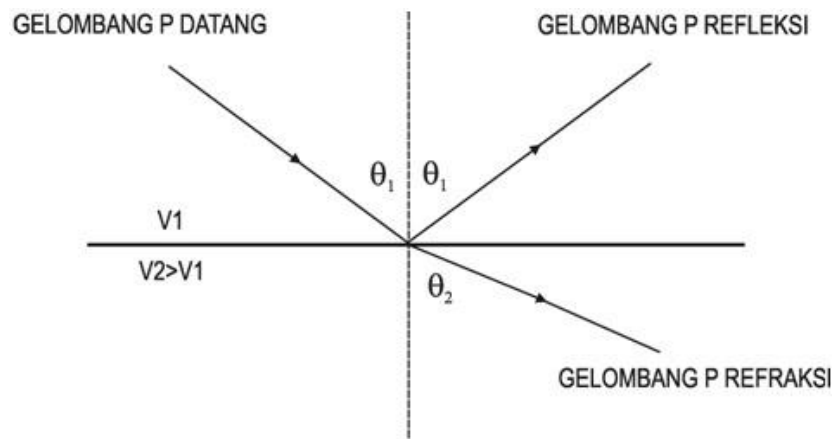
### **TEORI DASAR**

#### **3.1. Konsep Dasar Seismik Refleksi**

Mekanisme penjalaran gelombang seismik didasarkan pada beberapa hukum fisika, yaitu Hukum Snellius, Prinsip Huygens dan Prinsip Fermat.

##### **3.1.1. Hukum Snellius**

Ketika gelombang seismik melalui lapisan batuan dengan impedansi akustik yang berbeda dari lapisan batuan yang dilalui sebelumnya, maka gelombang akan terbagi seperti ditunjukkan oleh Gambar 4. Gelombang tersebut sebagian terefleksikan kembali ke permukaan dan sebagian diteruskan merambat di bawah permukaan. Penjalaran gelombang seismik mengikuti Hukum Snellius yang dikembangkan dari Prinsip Huygens, menyatakan bahwa sudut pantul dan sudut bias merupakan fungsi dari sudut datang dan kecepatan gelombang. Gelombang P yang datang akan mengenai permukaan bidang batas antara dua medium berbeda akan menimbulkan gelombang refraksi dan refleksi (Hutabarat, 2009).



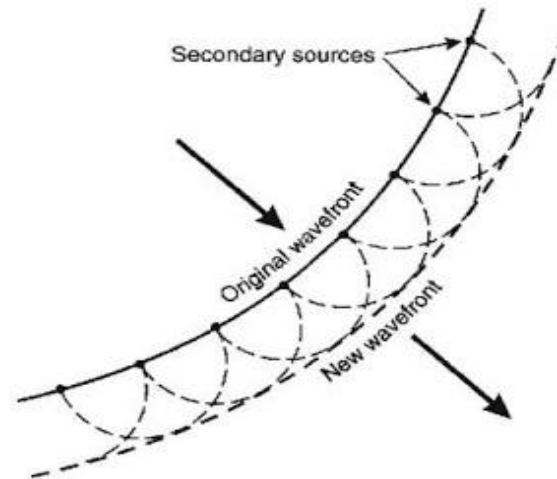
Gambar 4. Penjalaran gelombang melalui batas dua medium menurut Hukum Snellius (Prasetya, 2011)

Hukum Snellius dapat dinyatakan dalam persamaan sebagai berikut:

$$\frac{V_1}{\sin \theta_1} = \frac{V_2}{\sin \theta_2} \quad (1)$$

### 3.1.2. Prinsip Huygens

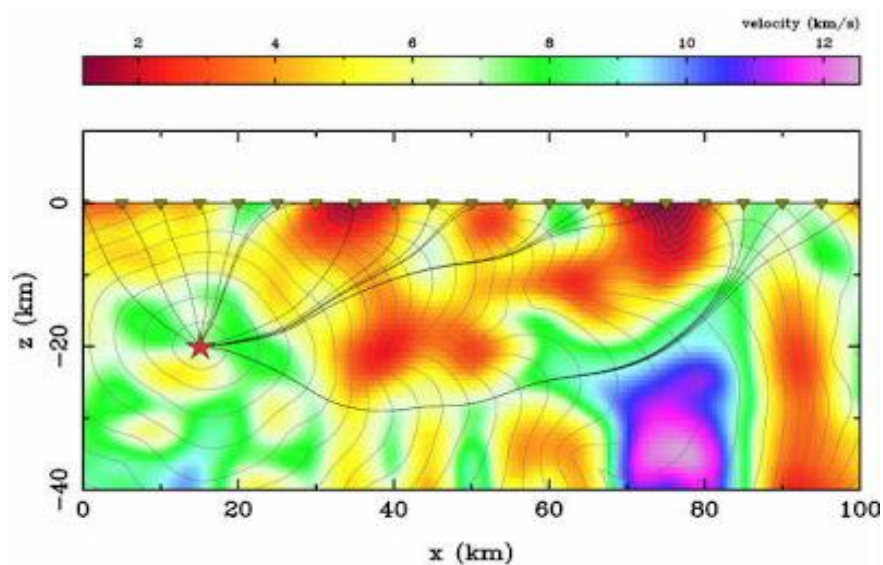
Prinsip Huygens menyatakan bahwa setiap titik pada muka gelombang merupakan sumber bagi gelombang baru seperti ditunjukkan pada Gambar 5. Posisi dari muka gelombang dalam dapat seketika ditemukan dengan membentuk garis singgung permukaan untuk semua *wavelet* sekunder. Prinsip Huygens mengungkapkan sebuah mekanisme dimana sebuah pulsa seismik akan kehilangan energi seiring dengan bertambahnya kedalaman (Asparini, 2011).



Gambar 5. Prinsip Huygens (Anggraini, 2013)

### 3.1.3. Prinsip Fermat

Gelombang menjalar dari satu titik ke titik lain melalui jalan tersingkat waktu penjarannya. Seperti terlihat pada Gambar 6. 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 (Jamady, 2011). Penjalaraan gelombang seismik mengikuti hukum snellius dimana gelombang datang akan dipantulkan dan ditransmisikan jika melewati suatu reflektor.



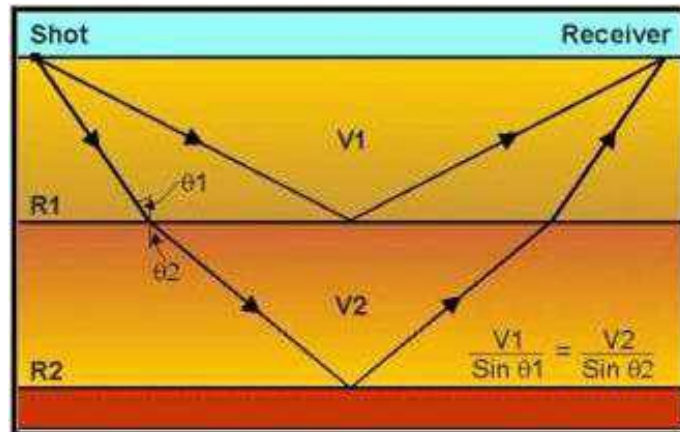
Gambar 6. Prinsip Fermat (Pauhatsu, 2011)

### 3.2. Metode Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi merupakan salah satu metode geofisika untuk mengobservasi obyek bawah permukaan bumi dengan memanfaatkan sifat pemantulan gelombang elastik yang dihasilkan dari sumber seismik. Sumber gelombang seismik dapat berupa dinamit, dan vibroseis untuk survei yang dilakukan di darat dan *air gun* jika survei seismik dilakukan di laut. Gelombang seismik yang dihasilkan, kemudian akan direkam oleh alat perekam berupa *geophone* untuk survei darat dan *hydrophone* untuk survei yang dilakukan di air.

Komponen gelombang seismik yang direkam oleh alat perekam berupa waktu datang gelombang seismik. Dengan diukurnya waktu datang, maka akan didapatkan waktu tempuh gelombang seismik yang berguna untuk memberi informasi mengenai kecepatan seismik dalam suatu lapisan. Gelombang seismik merambat dari sumber ke penerima melalui lapisan bumi dan mentransfer energi sehingga dapat menggerakkan partikel batuan. Kemampuan partikel batuan untuk bergerak jika dilewati gelombang seismik menentukan kecepatan gelombang seismik pada lapisan batuan tersebut.

Pada perbatasan antar dua lapisan yang memiliki impedansi akustik yang berbeda, gelombang seismik akan mengalami dua fenomena, yaitu refleksi dan refraksi. Refleksi terjadi, jika gelombang yang dirambatkan dipantulkan kembali oleh lapisan bumi sedangkan refraksi terjadi, jika gelombang tersebut diteruskan ke lapisan berikutnya dan memungkinkan untuk kembali terjadi dua fenomena tersebut. Skema mengenai perambatan gelombang seismik di dalam permukaan bumi dari sumber ke penerima seperti ditunjukkan oleh Gambar 7.



Gambar 7. Konsep penjalaran gelombang seismik (Hariyadi, 2015)

### 3.2.1. Impedansi Akustik dan Koefisien Refleksi

Salah satu sifat akustik yang khas pada batuan, yaitu Impedansi Akustik (IA) yang merupakan hubungan antara densitas suatu batuan ( $\rho$ ) dan kecepatan gelombang sesimik saat melewati batuan tersebut ( $V$ ).

$$IA = \rho V \quad (2)$$

Dalam mengontrol harga impedansi akustik, kecepatan memiliki arti yang lebih penting dibandingkan dengan densitas (Sukmono, 2002). Hal ini karena densitas suatu batuan memiliki *range* dimana pada nilai tertentu densitas batuan yang satu akan mengalami suatu *overlap* dengan densitas batuan lainnya. Batuan yang lebih keras dan kompak (porositas kecil) memiliki IA yang lebih tinggi dibandingkan batuan yang tidak kompak (porositas besar), karena gelombang sesimik akan lebih mudah merambat melewati batuan dengan porositas lebih kecil.

Ada dua jenis impedansi akustik, yaitu sebagai berikut:

1. Impedansi akustik absolut, yaitu impedansi akustik yang berhubungan langsung dengan impedansi akustik pada sumur.

2. Impedansi akustik relatif, yaitu impedansi akustik di sekitar daerah sumur.

Kontras impedansi akustik batuan yang satu dengan batuan yang lainnya disebut sebagai koefisien refleksi yang dirumuskan sebagai berikut:

$$KR = \frac{IA_2 - IA_1}{IA_2 + IA_1} \quad (3)$$

Koefisien refleksi mempunyai nilai antara -1 sampai 1. Jika impedansi akustik pada  $IA_2$  lebih besar dari impedansi akustik pada  $IA_1$  dan gelombang merambat dari batuan dengan nilai densitas rendah ke batuan dengan harga densitas yang lebih tinggi, maka koefisien refleksi akan bernilai positif, begitupun sebaliknya..

### 3.2.2. Polaritas dan Fasa

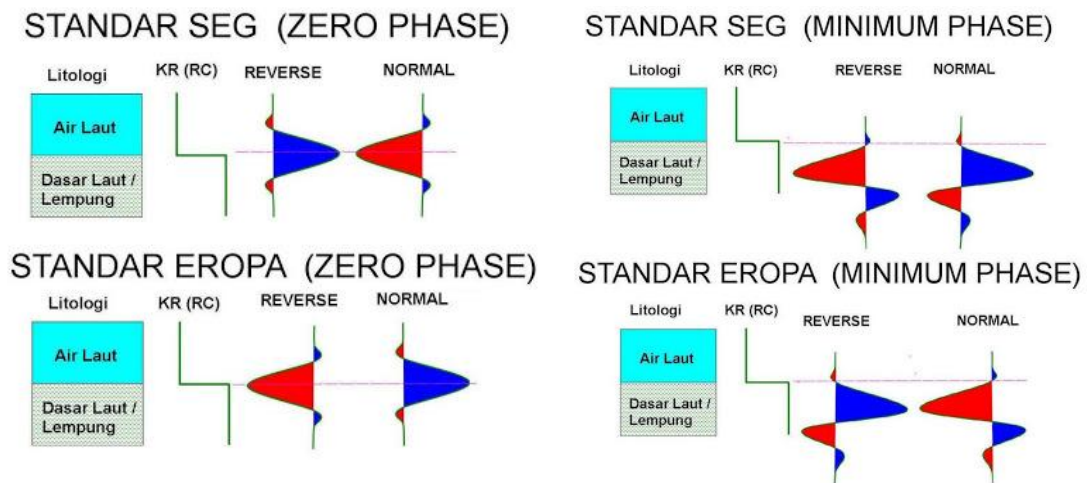
Polaritas adalah penggambaran koefisien refleksi sebagai suatu bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif. Polaritas hanya mengacu pada perekaman dan konvensi tampilan. Polaritas ini terbagi menjadi polaritas normal dan polaritas terbalik. *Society Exploration of Geophysicist* (SEG) mendefinisikan polaritas normal sebagai:

1. Sinyal seismik positif akan menghasilkan tekanan akustik positif pada *hydrophone* atau pergerakan awal ke atas pada *geophone*.
2. Sinyal seismik yang positif akan terekam sebagai nilai positif pada *tape* defleksi positif pada monitor dan *peak* pada penampang seismik.

Oleh karenanya dengan menggunakan konvensi ini, maka pada penampang seismik yang menggunakan konvensi normal SEG akan didapatkan:

1. Pada bidang batas refleksi dimana  $IA_2 > IA_1$  akan berupa *peak*.
2. Pada bidang batas refleksi dimana  $IA_2 < IA_1$  akan berupa *trough*.

Pulsa seismik dapat dikelompokkan menjadi dua tipe, yaitu fasa minimum dan fasa nol. Pulsa fasa minimum memiliki energi yang terkonsentrasi di awal, seperti umumnya banyak sinyal seismik. Pulsa fasa nol terdiri dari puncak utama dan dua *side lobes* dengan tanda berlawanan dengan amplitudo utama dan lebih kecil, seperti ditunjukkan oleh Gambar 8.



Gambar 8. Jenis-jenis polaritas dan fasa (Abdullah, 2007)

### 3.2.3. Resolusi Vertikal Seismik

Resolusi adalah jarak minimum antara dua obyek yang dapat dipisahkan oleh gelombang seismik (Sukmono, 1999). *Range* frekuensi dari seismik hanya antara 10-70 Hz yang secara langsung menyebabkan keterbatasan resolusi dari seismik. Nilai dari resolusi vertikal adalah

$$Rv = \frac{\text{Kecepatan} \times \text{Frekuensi}}{4} \quad (4)$$

Dapat dilihat dari persamaan di atas bahwa hanya batuan yang mempunyai ketebalan di atas  $1/4 \lambda$  yang dapat dibedakan oleh gelombang seismik. Ketebalan ini disebut ketebalan tuning (*tuning thickness*). Kecepatan akan bertambah seiring bertambahnya kedalaman, sedangkan frekuensinya semakin rendah. Dengan

demikian ketebalan *tuning* bertambah besar. Analisis *tuning* diperlukan untuk menghitung ketebalan lapisan minimum agar dapat dibedakan oleh seismik terhadap lapisan lainnya. Jika lapisan memiliki ketebalan di bawah ketebalan lapisan *tuning*, maka akan terjadi penumpukan amplitudo gelombang.

#### **3.2.4. Korelasi Geologi dan Rekaman Seismik Refleksi**

Seismik hanya mampu mendeteksi batas litologi bila terdapat perubahan impedansi akustik sepanjang batas tersebut yang besarnya lebih dari *detectable limit* dari gelombang seismik yang dipakai. Paramater yang paling dekat hubungannya dengan litologi adalah amplitudo, polaritas, *spacing* atau frekuensi refleksi.

Amplitudo adalah ketinggian puncak (*peak*) atau palung (*trough*) refleksi yang besarnya tergantung pada koefisien refleksi. Perubahan vertikal amplitudo dapat digunakan untuk membantu identifikasi ketidakselarasan, sedangkan perubahan lateral dapat digunakan untuk identifikasi perubahan fasies seismik.

Polaritas refleksi, misal dapat ditentukan dari amplitudo maksimum rekaman berfasa nol. Kombinasi polaritas dan amplitudo dapat menjadi petunjuk jenis litologi yang menyebabkan timbulnya refleksi. Sebagai contoh, pada sekuen muda dan dangkal, batupasir porositas tinggi yang ditutupi lempung dapat menghasilkan amplitudo sedang\_tinggi dengan koefisien refleksi negatif. Sedangkan lempung yang menutupi batugamping masif akan menghasilkan amplitudo tinggi dengan koefisien refleksi positif.

Kontinuitas refleksi, mencerminkan konsistensi kemenerusan lateral refleksi. Refleksi yang diskontinyu adalah bila terdapat kelurusan yang menerus,



tapi bagian yang menerus tersebut terpotong oleh suatu *gap* yang lebarnya bias mencapai dua\_tiga tras. Kontinuitas refleksi mencerminkan kondisi perubahan lateral impedansi akustik dan litologi. Refleksi yang diskontinyu mencerminkan lingkungan pengendapan dimana dominan terjadi perubahan lateral fasies, misal pada sistem fluvial. Refleksi yang kontinu mencerminkan kondisi pengendapan lateral yang seragam terjadi secara ekstensif , misal pada lingkungan laut dalam.

Frekuensi refleksi, adalah jumlah refleksi per unit waktu dan dipengaruhi oleh kombinasi efek interferensi dan frekuensi sinyal seismik. Perubahan vertikal frekuensi refleksi dapat digunakan untuk mendeteksi batas antar sekuen pengendapan.

Arti perubahan litologi merupakan kunci untuk memahami hubungan antara rekaman seismik dan kondisi geologi terkait. Jenis litologi dapat dibagi menjadi dua kelompok besar, yaitu:

1. Sedimen yang terendapkan secara mekanis, yaitu tertransportasikan oleh dan terendapkan dari fluida.
2. Sedimen yang terbentuk secara kimiawi (misal garam dan evaporit) atau proses biologis (*reef*).

Selain perubahan litologi dan efek bising, maka perubahan karakter refleksi dapat diakibatkan oleh efek hidrokarbon dan proses diagenesa.

1. Gas, perilaku bagaimana reservoir merespon kehadiran gas tergantung pada impedansi akustik bagian reservoir yang terisi gas tersebut, batuan penutup dan ketebalan kolom gas. Bila kolom gas cukup tebal dan terdapat kontras impedansi akustik antara reservoir yang terisi gas/minyak atau gas/air,

maka akan terjadi *flat spot*. Sebagai acuan umum, *flat spot* umumnya ditemui pada batupasir dan karbonat dengan kedalaman kurang dari 2.5 km.

2. Minyak, kehadiran minyak lebih sulit dideteksi pada rekaman seismik, karena antara minyak dan air mempunyai densitas dan kecepatan yang hampir sama. Efek yang dapat diharapkan terkadang adalah penurunan kecil dari impedansi akustik dan anomali refleksi datar.
3. Efek diagenesa, perubahan yang terjadi setelah pengendapan berlangsung, baik tekstur maupun komposisi mineral sedimen yang disebabkan oleh kimia dan fisika. Efek diagenesa dapat mengakibatkan perubahan harga densitas dan kecepatan jelas akan mempengaruhi rekaman seismik dan menimbulkan potensi jebakan.

Refleksi seismik mengikuti batas litologi, tapi bukan batas fasies. Perubahan lateral fasies umumnya akan dicerminkan oleh perubahan amplitudo, bentuk gelombang, frekuensi dan kontinuitas.

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

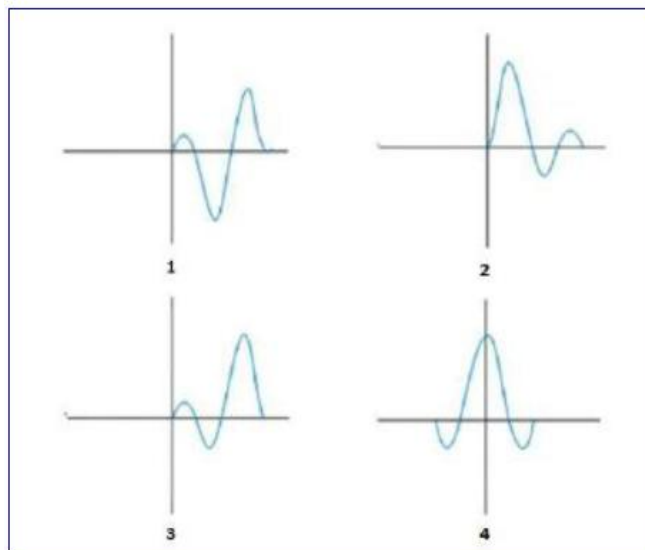
## 3. *Maximum Phase Wavelet*

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

## 4. *Mixed Phase Wavelet*

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

Gambar 9 menunjukkan beberapa jenis *wavelet* berdasarkan konsentrasi energinya.



Gambar 9. 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)

### 3.2.6. Ekstraksi *Wavelet*

Jenis dan tahapan dalam pembuatan (ekstraksi) *wavelet* adalah sebagai berikut (Ariadmana, 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.

### **3.2.7. Well Seismic Tie**

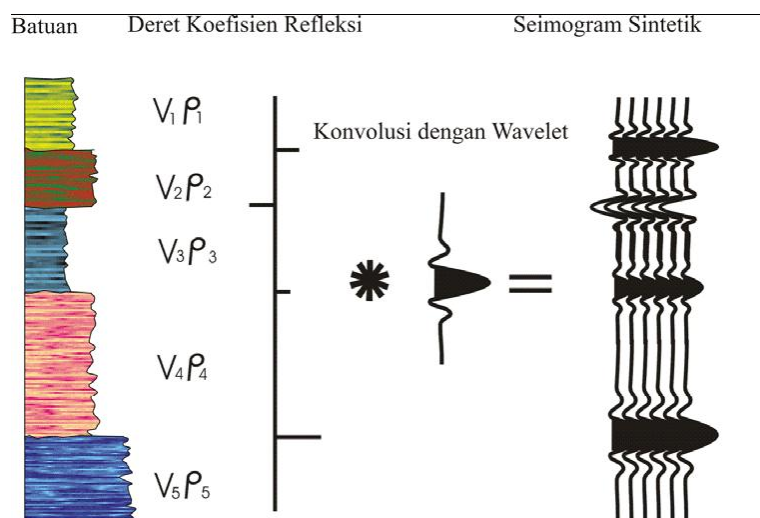
Untuk meletakkan *horizon* seismik (skala waktu) pada posisi kedalaman sebenarnya dan agar data seismik dapat dikorelasikan dengan data geologi lainnya yang umumnya diplot pada skala kedalaman, maka perlu dilakukan *well seismic tie*. Terdapat banyak teknik pengikatan, tetapi yang umum digunakan adalah dengan memanfaatkan seismogram sintetis dari hasil survei

#### **3.2.7.1. Seismogram Sintetis**

Seismogram sintetis 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 sintetis sangat penting karena merupakan sarana untuk mengidentifikasi horison 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 mengorelasikan antara informasi sumur (litologi, kedalaman, dan sifat-sifat fisis lainnya) terhadap penampang seismik guna memperoleh informasi yang lebih lengkap dan komprehensif (Sismanto, 2006). Gambar 10 menunjukkan proses konvolusi yang menghasilkan seismogram sintetik.



Gambar 10. Ilustrasi Seismogram Sintetik (Sukmono, 1999)

### 3.2.8. *Picking Horizon*

Pengetahuan mengenai bentuk gelombang seismik akan sangat membantu untuk proses *picking* yang akurat dari batas sekuen atau *horizon* target. Sebuah batas dengan koefisien refleksi positif paling baik di-*pick* pada *onset* gelombang kompresi (puncak palung untuk polaritas normal) pada penampang fasa minimum, sedangkan untuk penampang fasa nol, *picking* dilakukan di tengah palung. Meskipun lokasi *picking* ini sudah diketahui, sering timbul problem lagi saat ada perubahan karakter refleksi. Dalam hal ini pengetahuan dan kondisi geologi akan sangat membantu.

### 3.3. Seismik Atribut

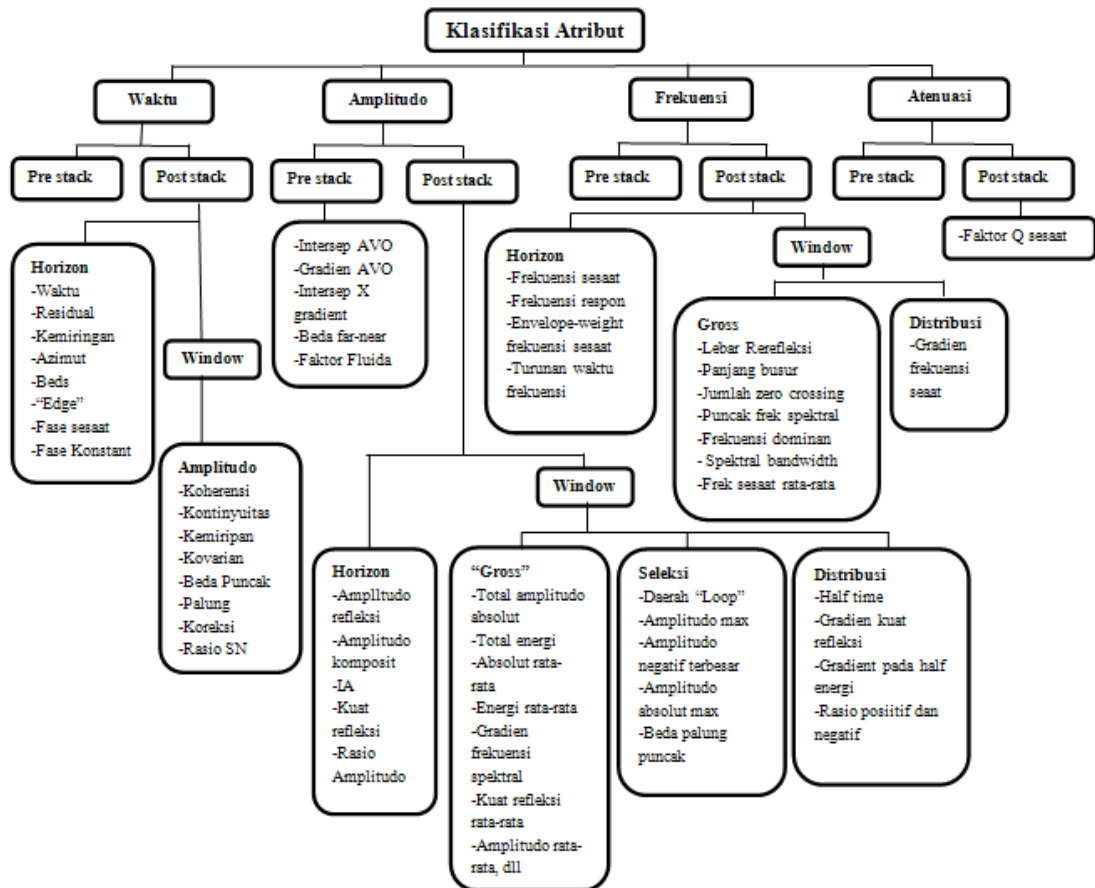
Seismik atribut didefinisikan sebagai karakterisasi secara kuantitatif dan deskriptif dari data seismik yang secara langsung dapat ditampilkan dalam skala yang sama dengan data awal (Barnes, 1999). Seismik atribut diperlukan untuk memperjelas anomali yang tidak terlihat secara kasat mata pada data seismik konvensional. Analisis seismik biasanya digunakan untuk memprediksi sifat reservoir seperti porositas, *vshale*, *water saturation*, dll, berdasarkan masukan data atribut seismik.

Atribut seismik merupakan pengolahan data seismik yang cukup baik untuk menggambarkan citra seismik yang lebih baik dan pengukuran zona-zona yang menarik serta untuk menentukan struktur atau lingkungan pengendapan (Chopra dan Marfurt, 2005). Seismik atribut merupakan derivatif suatu pengukuran seismik dasar (Brown, 2000). Untuk menampilkan zona-zona yang menarik secara langsung dari citra seismik, diperlukan keahlian untuk memilih dan atribut menentukan atribut yang tepat. Anomali *brightspot* merupakan contoh atribut seismik yang secara langsung berhubungan dengan parameter yang menarik, karena biasanya terdapat kandungan gas di dalamnya. Salah satu sinyal seismik yang umumnya digunakan untuk mendapatkan informasi reservoir adalah amplitudo.

Pendekatan interpretatif untuk mengevaluasi reservoir dari atribut amplitudo menggunakan asumsi yang sederhana, yaitu *brightspot* pada peta seismik yang didasarkan pada besar kecilnya amplitudo yang akan lebih tinggi bila saturasi hidrokarbon tinggi, porositas semakin besar, *pay thickness* lebih tebal (walaupun dengan beberapa komplikasi *tuning effect*). Secara umum bahwa



semakin terang *brightspot* (semakin nyata kontras amplitudo), semakin bagus prospeknya. Pengklasifikasi atribut seismik secara umum pada Gambar 11, yaitu berdasarkan waktu, amplitudo, frekuensi, dan atenuasi.



Gambar 11. Klasifikasi atribut seismik (Brown, 2000)

### 3.3.1. Atribut Amplitudo

Atribut amplitudo merupakan atribut berdasar dari *trace* 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.

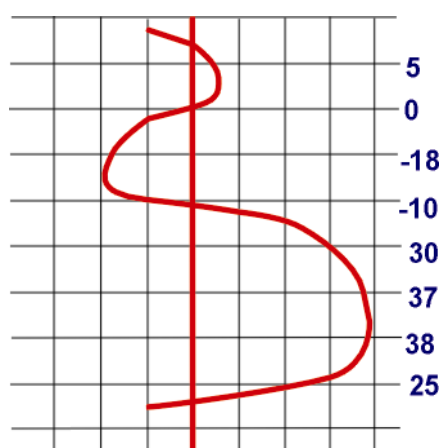
Lingkungan yang kaya akan pasir umumnya mempunyai amplitudo yang lebih tinggi dibandingkan dengan yang kaya akan serpih. Perbedaan rasio batupasir dan batuserpih ini dengan mudah dapat dilihat pada peta amplitudo. Kegunaan atribut amplitudo adalah untuk mengidentifikasi parameter-parameter diantaranya gros litologi, akumulasi gas dan fluida, dan gros porositas batupasir.

### 3.3.1.1. 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. Amplitudo RMS sangat sensitif terhadap nilai amplitudo yang ekstrim dapat juga berguna untuk melacak perubahan litologi seperti pada kasus pasir gas. Persamaan atribut amplitudo RM yaitu;

$$\text{Amplitudo RMS} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N a_i^2} \quad (5)$$

dimana, N adalah jumlah sampel amplitudo pada jendela analisis, dan a adalah besar amplitudo, seperti terlihat pada Gambar 12.



$$RMS = \sqrt{\frac{1}{8} \sum_{i=1}^8 a_i^2}$$

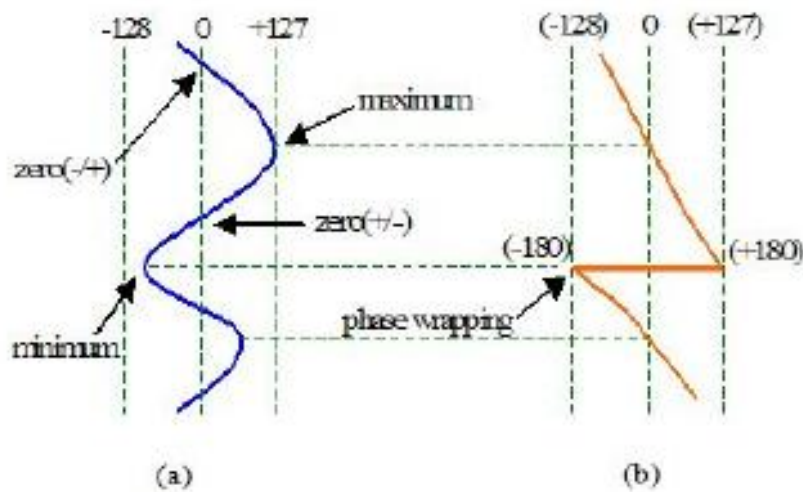
$$RMS = \sqrt{\frac{1}{8} (5^2 + 0^2 + \dots + 25^2)}$$

$$RMS = 24,46$$

Gambar 12. Ilustrasi penghitungan Amplitudo RMS (Sukmono, 1999).

### 3.3.2. Atribut Fasa Sesaat

Fasa sesaat merupakan sudut di antara fasor (rotasi vektor yang dibentuk oleh komponen riil dan komponen imajiner dalam deret waktu) dan sumbu riil sebagai fungsi dari waktu dan selalu mempunyai nilai antara  $-180^{\circ}$  s.d.  $+180^{\circ}$ . Dalam pengertian umum, saat tras seismik riil berpindah dari puncak ke palung, seperti terilustrasi pada Gambar 13, maka fasa sesaat berubah dari  $0^{\circ}$  ke  $+180^{\circ}$ . Pada palung, fasa sesaat terlipat tajam dari  $+180^{\circ}$  ke  $180^{\circ}$ .



Gambar 13. Perubahan dari puncak ke palung pada jejak seismik memiliki (a) menghasilkan fasa sesaat antara  $0 - 180$  derajat. Palung seismik real berfasa  $-180$  derajat s.d.  $180$  derajat (Sukmono, 2007).

Secara matematis, persamaan untuk Fase Sesaat dituliskan sebagai berikut:

$$\theta(t) = \left( \tan^{-1} \left[ \frac{f(t)}{f^*(t)} \right] \right) \quad (6)$$

dengan:  $\theta(t)$  = fasa sesaat

$f^*(t)$  = jejak seismik imajiner

$f(t)$  = jejak seismik riil

Dalam interpretasi seismik, fasa sesaat digunakan untuk melihat kontinuitas lapisan secara lateral, ketidakmenerusan, batas sekuen, konfigurasi perlapisan, dan digunakan untuk menghitung kecepatan fasa.

### 3.3.3. Atribut Frekuensi Sesaat

Frekuensi sesaat memiliki rentang frekuensi dari (-) frekuensi *Nyquist* (+) frekuensi *Nyquist* tetapi sebagian besar frekuensi sesaat bernilai positif. Frekuensi sesaat memberikan informasi tentang perilaku gelombang seismik yang mempengaruhi perubahan frekuensi seperti efek absorpsi, rekahan dan ketebalan sistem pengendapan. Atenuasi gelombang seismik ketika melewati reservoir gas dapat dideteksi sebagai penurunan frekuensi. Fenomena ini lebih dikenal dengan *low frequency shadow*. Hilangnya frekuensi tinggi menunjukkan daerah *overpressure*. Frekuensi sesaat di sini merupakan sebuah atribut yang merupakan turunan dari fasa sesaat, seperti pada Gambar 14.

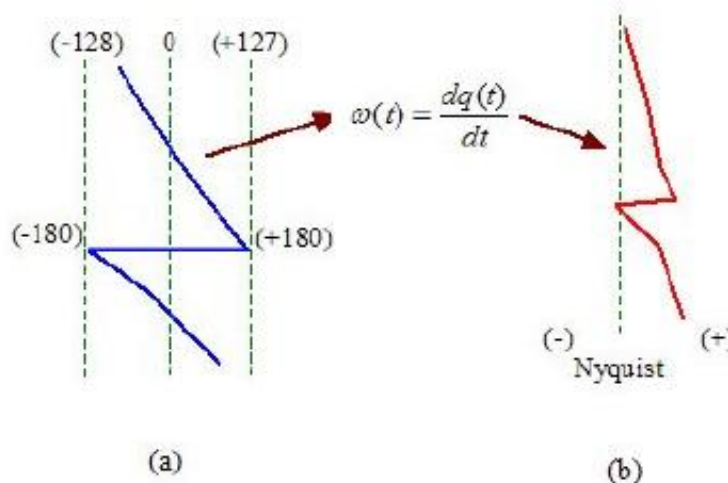
Frekuensi sesaat merepresentasikan besarnya perubahan fasa sesaat terhadap waktu atau sebagai *slope* jejak Fasa yang diperoleh dari turunan pertama dari fasa sesaat.

$$\omega(t) = \frac{d}{dt} \left( \tan^{-1} \left[ \frac{f(t)}{f^*(t)} \right] \right) \quad (7)$$

dengan:  $\omega(t)$  = frekuensi sesaat

$f^*(t)$  = jejak seismik imajiner

$f(t)$  = jejak seismik riil



Gambar 14. Perubahan dari puncak ke palung pada jejak seismik dengan perhitungan frekuensi *Nyquist* (Sukmono, 2007)

### 3.4. *Well Logging*

Metode *logging* dapat mengetahui gambaran yang lengkap dari lingkungan bawah permukaan tanah, tepatnya dapat mengetahui dan menilai batuan-batuan yang mengelilingi lubang bor tersebut. Selain itu metode ini juga dapat memberikan keterangan kedalam lapisan yang mengandung hidrokarbon serta sejauh mana penyebaran hidrokarbon pada suatu lapisan, (Dewanto, 2008).

#### 3.4.1. Log Resistivitas

Resistivitas atau tahanan jenis suatu batuan adalah suatu kemampuan batuan untuk menghambat jalannya arus listrik yang mengalir melalui batuan tersebut. Nilai resistivitas rendah apabila batuan mudah untuk mengalirkan arus listrik, sedangkan nilai resistivitas tinggi apabila batuan sulit untuk mengalirkan arus listrik. Log resistivitas digunakan untuk mendeterminasi zona hidrokarbon dan zona air, mengindikasikan zona permeabel dengan mendeterminasi porositas

resistivitas, karena batuan dan matrik tidak konduktif, maka kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik tergantung pada fluida dan pori

Alat-alat yang digunakan untuk mencari nilai resistivitas ( $R_t$ ) terdiri dari dua kelompok yaitu laterolog dan induksi. Yang umum dikenal sebagai log  $R_t$  adalah LLd (*Deep Laterolog Resistivity*), LLs (*Shallow Laterolog Resistivity*), ILd (*Deep Induction Resistivity*), ILM (*Medium Induction Resistivity*), dan SFL.

### **3.4.2. Log Gamma Ray (GR)**

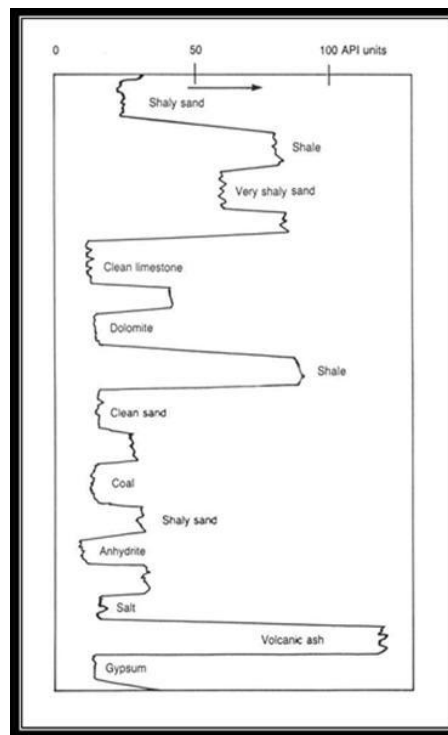
Log *gamma ray* merupakan suatu kurva dimana kurva tersebut menunjukkan besaran intensitas radioaktif yang ada dalam formasi. Log ini bekerja dengan merekam radiasi sinar gamma alamiah batuan, sehingga berguna untuk mendeteksi atau mengevaluasi endapan-endapan mineral radioaktif seperti Potasium (K), Thorium (Th), atau bijih Uranium (U).

Pada batuan sedimen unsur-unsur radioaktif banyak terkonsentrasi dalam serpih dan lempung, sehingga besar kecilnya intensitas radioaktif akan menunjukkan ada tidaknya mineral-mineral lempung. Batuan yang mempunyai kandungan lempung tinggi akan mempunyai konsentrasi radioaktif yang tinggi, sehingga nilai *gamma ray*-nya juga tinggi, dengan defleksi kurva kekanan. Unsur radioaktif yang utama adalah potasium yang umumnya ditemukan pada *illite*.

Pada lapisan permeabel yang bersih, kurva log GR akan menunjukkan intensitas radioaktif yang sangat rendah, kecuali bila lapisan tersebut mengandung mineral-mineral tertentu yang bersifat radioaktif, atau lapisan yang mengandung air asin yang mengandung garam-garam potasium yang terlarutkan. Log *gamma ray* dinyatakan dalam API Units (GAPI).

Kurva GR biasanya ditampilkan dalam kolom pertama, bersama kurva SP dan kaliper dengan skala dari kiri kekanan 0–100 atau 0–150 GAPI. Log GR merupakan log yang sangat bagus untuk menentukan permeabilitas suatu batuan karena mampu memisahkan dengan baik antara lapisan serpih dari lapisan permeabel.

Kegunaan log GR ini antara lain adalah untuk menentukan kandungan serpih (Vsh), kandungan lempung, menentukan lapisan permeabel, evaluasi mineral bijih yang radioaktif, evaluasi lapisan mineral tidak radioaktif, dan korelasi antar sumur. Gambar 15. menampilkan respon log *gamma ray* terhadap batuan.



Gambar 15. Respon log *gamma ray* terhadap batuan (G. Asquith & D. Krygowsky, 2004)

### 3.4.3. Log Densitas

Log densitas merupakan kurva yang menunjukkan besarnya densitas (*bulk density*) dari batuan yang ditembus lubang bor dengan satuan  $\text{gram/cm}^3$ . Prinsip dasar dari log ini adalah dengan menembakkan sinar *gamma* kedalam formasi, dimana sinar *gamma* ini dapat dianggap sebagai partikel yang bergerak dengan kecepatan yang sangat tinggi. Banyaknya energi sinar *gamma* yang hilang menunjukkan densitas elektron di dalam formasi, dimana densitas elektron merupakan indikasi dari densitas formasi.

*Bulk density* ( $\rho_b$ ) merupakan indikator yang penting untuk menghitung porositas bila dikombinasikan dengan kurva log neutron, karena kurva log densitas ini akan menunjukkan besarnya kerapatan medium beserta isinya. Selain dapat dipakai untuk memperkirakan kandungan hidrokarbon atau fluida yang terdapat di dalam formasi, menentukan besarnya densitas hidrokarbon ( $\rho_h$ ) dan membantu dalam evaluasi lapisan *shaly*. Pada lapisan yang mengandung hidrokarbon, kurva densitas akan cenderung mempunyai defleksi ke kiri (densitas total (RHOB) makin kecil), sedangkan defleksi log netron ke kanan.

Pada batuan yang sangat kompak, dimana per satuan volume (cc) seluruhnya atau hampir seluruhnya terdiri dari matrik batuan porositasnya adalah mendekati atau nol. Dengan demikian batuan yang mempunyai densitas paling besar, dimana porositas ( $\Phi$ ) adalah nol, dan ini disebut sebagai densitas matrik ( $\rho_{ma}$ ). Pada batuan homogen dengan porositas tertentu, jika mengandung air asin akan mempunyai densitas lebih rendah dibanding dengan batuan yang seluruhnya terdiri dari matrik. Untuk yang mengandung minyak, densitas batuan lebih rendah daripada yang mengandung air asin, sebab densitas air asin lebih besar daripada

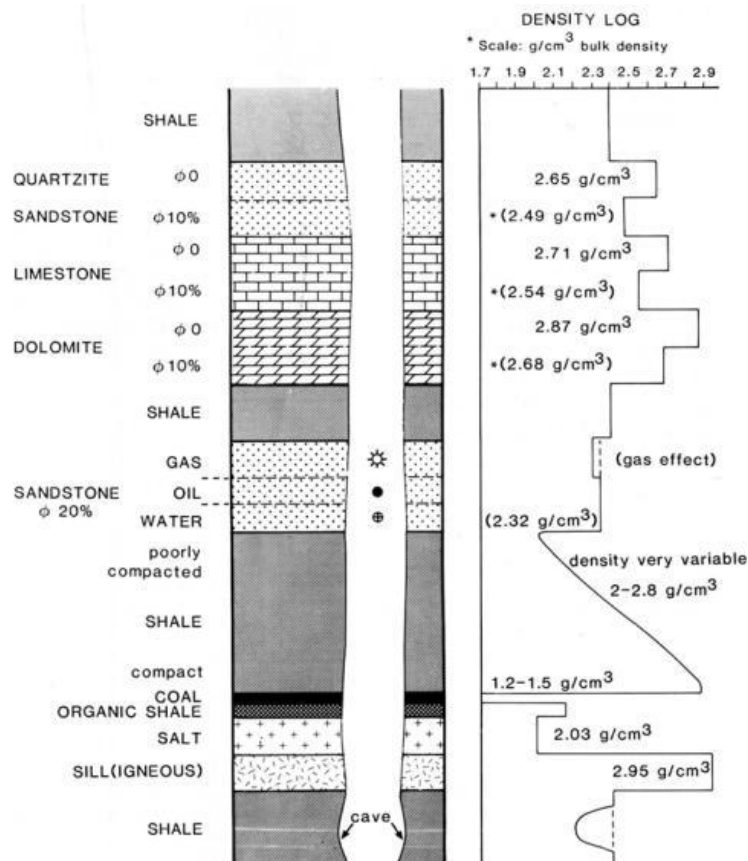


minyak. Pada batuan homogen yang mengandung fluida gas, densitas batuan lebih rendah lagi daripada yang berisi minyak. Sedangkan yang mengandung batubara, mempunyai densitas paling rendah di antara jenis batuan yang mengandung fluida. Gambaran variasi harga densitas dari beberapa lapangan minyak dan gas bumi dapat dilihat pada Tabel 1.

Harga-harga pada Tabel 1. bersifat tidak mutlak tergantung dari karakteristik batuan setempat, dan untuk meyakinkan adanya zona-zona air asin, minyak, dan gas masih perlu ditunjang dengan data-data lain seperti kurva SP, resistivitas, dan kurva neutron Gambar 16. menampilkan respon log densitas terhadap batuan.

Tabel 1. Variasi harga densitas batuan dengan kandungan fluida tertentu dari beberapa lapangan minyak bumi (Harsono, 1997)

<b>Batuan</b>	<b>Kandungan Fluida</b>	<b>Densitas (gram/ cc)</b>
<i>Shale</i>	-	2,20 – 2,50
Lapisan <i>clean</i>	Air asin	2,25 – 2,45
Lapisan <i>clean</i>	Minyak	2,20 – 2,35
Lapisan <i>clean</i>	Gas	2,00 – 2,25
Lapisan batubara	-	1,60 – 1,90



Gambar 16. Respon log densitas terhadap batuan (Rider, 2002)

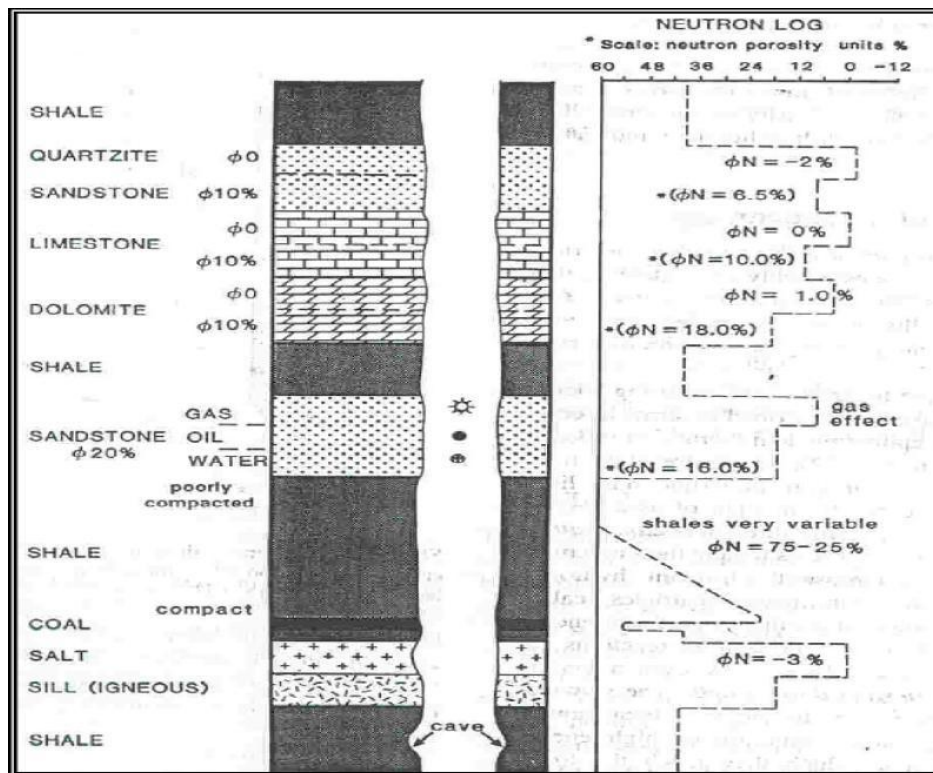
#### 3.4.4. Log Neutron

Prinsip dasar dari log neutron adalah mendeteksi kandungan atom hidrogen yang terdapat dalam formasi batuan dengan menembakan atom neutron ke formasi dengan energi yang tinggi. Neutron adalah suatu partikel listrik netral yang mempunyai massa hampir sama dengan atom hidrogen. Partikel-partikel neutron memancar menembus formasi dan bertumbukan dengan material formasi, akibat dari tumbukan tersebut neutron akan kehilangan energi. Energi yang hilang saat benturan dengan atom di dalam formasi batuan disebut sebagai porositas formasi ( $\phi_N$ ). Hilangnya energi paling besar bila neutron bertumbukan dengan sesuatu yang mempunyai massa sama atau hampir sama, contohnya atom

hidrogen. Dengan demikian besarnya energi neutron yang hilang hampir semuanya tergantung banyaknya jumlah atom hidrogen dalam formasi.

Kandungan air akan memperbesar harga porositas neutron. Jika pori-pori didominasi oleh minyak dan air harga porositas neutron kecil. Apabila formasi terisi oleh gas, maka nilai log netron kecil mendekati batuan sangat kompak (2–6%), karena konsentrasi atom hidrogen pada gas lebih kecil daripada minyak dan air. Batuan yang kompak dimana porositas mendekati nol akan menurunkan harga neutron. Lapisan serpih mempunyai porositas besar antara 30–50% dalam kurva log, tetapi permeabilitas mendekati nol. Pengaruh serpih dalam lapisan permeabel akan memperbesar harga porositas neutron. Kandungan air asin atau air tawar dalam batuan akan memperbesar harga porositas neutron. Kurva log neutron ini tidak dapat untuk korelasi karena tidak mewakili litologi suatu batuan.

Log neutron dalam perekamannya langsung menunjukkan porositas batuan dengan menggunakan standar matrik batugamping. Untuk batuan selain batugamping, harga porositasnya dinyatakan dalam porositas neutron atau porositas formasi ( $\phi N$ ). Untuk mendapatkan harga porositas sebenarnya harus digunakan gabungan kurva log yang lain seperti log densitas (D). Gambar 17. menampilkan respon log neutron terhadap batuan

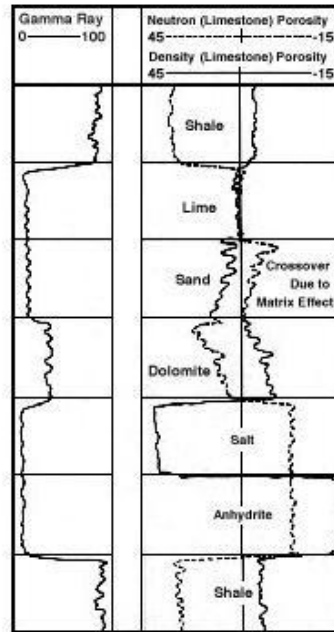


Gambar 17. Respon log neutron terhadap batuan (Rider, 2002)

### 3.4.5. Kombinasi Log Densitas (RHOB) dan Log Neutron (NPHI)

Berdasarkan sifat – sifat defleksi kurva  $\rho_b$  dan  $\phi N$  maka dapat memberikan keuntungan tersendiri pada lapisan – lapisan yang mengandung hidrokarbon. Pada lapisan hidrokarbon, kurva densitas akan cenderung mempunyai defleksi ke kiri (makin kecil harga  $\rho_b$ nya), sedangkan pada log neutron, harga porositasnya akan cenderung makin ke kanan (makin kecil harga  $\phi N$  nya), dan pada lapisan shale kedua jenis kurva akan memperlihatkan gejala yang sebaliknya.

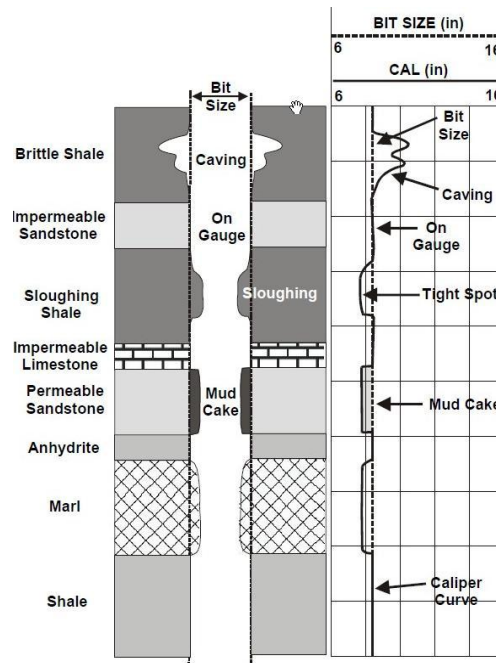
Dengan demikian, pada lapisan hidrokarbon akan terjadi separasi antara kedua kurva, dimana separasi disebut positif, sebaliknya pada lapisan shale terjadi separasi negatif. Gambar 18. menampilkan respon log densitas dan neutron.



Gambar 18. Respon log densitas dan neutron (Bateman, 1985)

### 3.4.6. Log *Caliper*

Log ini digunakan untuk mengukur diameter lubang bor yang sesungguhnya untuk keperluan perencanaan atau melakukan penyemenan. dan dapat merefleksikan lapisan permeabel dan lapisan yang impermeabel. Pada lapisan yang permeabel diameter lubang bor akan semakin kecil karena terbentuknya kerak lumpur (*mud cake*) pada dinding lubang bor. Sedangkan pada lapisan yang impermeabel diameter lubang bor akan bertambah besar karena ada dinding yang runtuh (*vug*). Gambar 19. menampilkan respon log caliper untuk berbagai litologi.



Gambar 19. Tipikal respon *caliper* untuk berbagai litologi (Rider, 2002)

### 3.4.7. Log Sonik

Log sonik merupakan log akustik dengan prinsip kerja mengukur waktu tempuh gelombang bunyi pada jarak tertentu didalam lapisan batuan. Prinsip kerja alat ini adalah bunyi dengan interval yang teratur dipancarkan dari sebuah sumber bunyi (*transmitter*) dan alat penerima akan mencatat lamanya waktu perambatan bunyi di dalam batuan ( $\Delta t$ ). Lamanya waktu perambatan bunyi tergantung kepada litologi batuan dan porositas batuannya. Log sonik mengukur kemampuan formasi untuk meneruskan gelombang suara. Secara kuantitatif, log sonik dapat digunakan untuk mengevaluasi porositas dalam lubang yang terisi fluida. Secara kualitatif dapat digunakan untuk mendeterminasi variasi tekstur dari lapisan pasir-shaledan dalam beberapa kasus dapat digunakan untuk identifikasi rekahan (*fractures*) (Rider, 1996).