

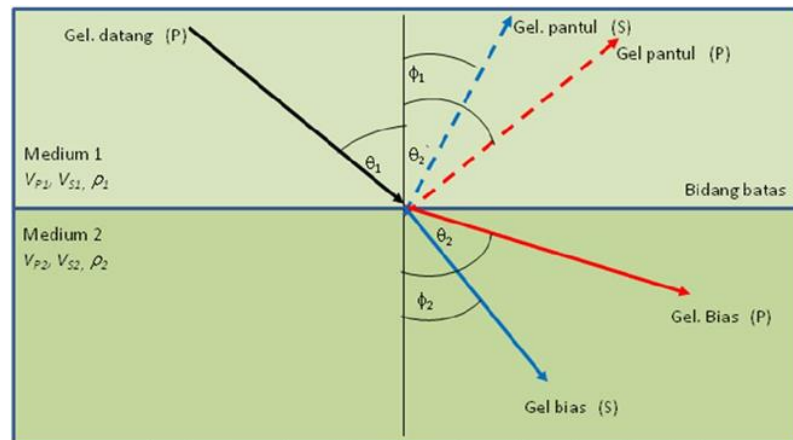
## BAB II TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1. Persamaan gelombang seismik

Gelombang seismik adalah gelombang yang menjar di dalam bumi. Gelombang seismik sering timbul akibat adanya gempa bumi atau ledakan. Hukum penjalaran gelombang seismik meggunakan tiga prinsip yaitu hukum Snell, prinsip Huygens dan prinsip Fermat.

#### 2.1.1 Hukum Snell

Hukum Snell menjelaskan ketika gelombang seismik melalui lapisan batuan dengan impedansi akustik yang berbeda dari lapisan batuan yang dilalui sebelumnya maka gelombang akan terbagi. Gelombang tersebut sebagian akan dipantulkan (*reflected*) dan sebagian lagi akan dibiaskan (*refracted*). (Firnanza, 2017).



Gambar 2. 1 Hukum Snell pada perambatan gelombang

Menurut Hukum Snell, jika ada gelombang elastik menjalar dalam bumi kemudian bertemu dengan bidang batas perlapisan (*interface*) dengan elastisitas dan Densitas yang berbeda, maka akan terjadi pemantulan dan pembiasan gelombang (Gambar 2.1).

$$\frac{\sin \theta_1}{V_{P1}} = \frac{\sin \theta_1'}{V_{P1}} = \frac{\sin \theta_2}{V_{P2}} = \frac{\sin \phi_1}{V_{S1}} = \frac{\sin \phi_2}{V_{S2}} = p$$

dengan:

$\theta_1$  = sudut datang gelombang P,

$\theta_1'$  = sudut pantul gelombang P,

$\theta_2$  = sudut bias gelombang S,

$\Phi_1$  = sudut pantul gelombang S,

$\Phi_2$  = sudut bias gelombang S,

$p$  = parameter gelombang,

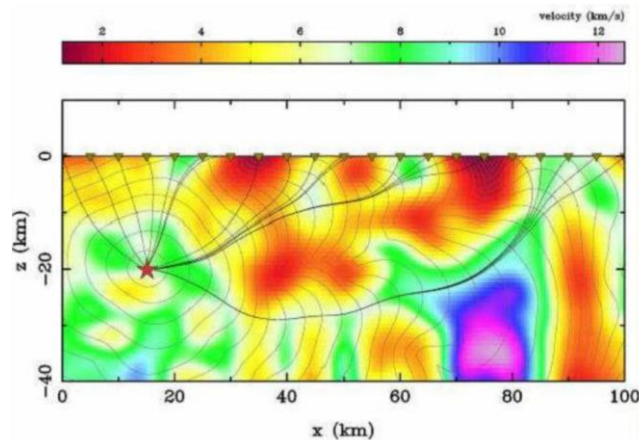
$V_{p1}$  = kecepatan gelombang P pada medium pertama

$V_{p2}$  = kecepatan gelombang P pada medium ke dua

$V_{s1}$  = kecepatan gelombang S pada medium pertama

$V_{s2}$  = kecepatan gelombang S pada medium ke dua

### 2.1.2 Prinsip Fermat

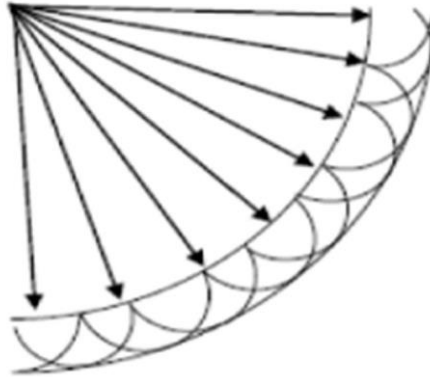


Gambar 2. 2 Prinsip Fermat (Setiawan, 2008)

Prinsip Fermat menyatakan jika sebuah gelombang merambat dari suatu titik ke titik lain, maka gelombang tersebut akan memilih jejak tercepat. (Firmanza, 2017).

Gambar 2.2 menjelaskan bahwa gelombang melewati medium yang memiliki variasi kecepatan gelombang seismik, maka gelombang tersebut akan cenderung melalui zona-zona kecepatan tinggi dan menghindari zona-zona kecepatan rendah.

### 2.1.3 Prinsip Huygens



Gambar 2. 3 Prinsip Huygens (Asparini, 2011)

Prinsip Huygens menyatakan bahwa setiap titik-titik pengganggu yang berada didepan muka gelombang utama akan menjadi sumber bagi terbentuknya deretan gelombang yang baru (Gambar 2.3). Jumlah energy total deretan gelombang baru tersebut sama dengan energy utama. (Firnanza, 2017)

## 2.2. Klasifikasi Gelombang Seismik

Gelombang seismik merupakan gelombang yang merambat melalui bumi yang bergantung pada sifat elastis batuan. Sumber gelombang seismik ada dua yaitu alami dan buatan. Sumber alami terjadi karna adanya gempa tektonik sedangkan buatan menggunakan gangguan yang disengaja. Ada dua tipe gelombang seismik yaitu gelombang badan (*body wave*) dan gelombang permukaan (*surface wave*).

### 2.2.1 *Body Wave*

Gelombang *body* merupakan gelombang yang menjalar melalui medium bumi, biasa juga disebut sebagai *free wave* karena dapat menjalar ke segala arah di dalam permukaan bumi. Gelombang badan (*body*) dibagi menjadi dua jenis berdasarkan waktu tiba gelombangnya, yaitu gelombang P (primer) dan gelombang S (sekunder). Gelombang primer merupakan gelombang yang pergerakan partikelnya sejajar dengan arah penjarannya (Brown, 2005). Gelombang P dapat merambat pada medium fluida maupun *solid*. Secara matematis kecepatan gelombang primer dituliskan sebagai berikut:

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}}$$

Keterangan:

$V_p$  : kecepatan gelombang P (m/s)

$K$  : Modulus *bulk* (menyatakan *Incompressibility*) (N/m<sup>2</sup>)

$\mu$  : Modulus geser (konstanta Lamé/ menyatakan *Rigidity*) (N/m<sup>2</sup>)

$\rho$  : Densitas (kg/m<sup>3</sup>)

Gelombang sekunder (S) merupakan gelombang badan yang pergerakan partikelnya tegak lurus terhadap arah penjalarannya. Gelombang S tidak dapat merambat melalui fluida karena modulus geser gelombang ini bernilai nol.

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}}$$

### 2.3. Komponen Seismik Refleksi

Komponen seismik refleksi menunjukkan komponen sebuah gelombang (*trace* seismik) seperti amplitudo, puncak, palung, panjang gelombang dan tinggi gelombang. Kemudian dari parameter data tersebut diturunkan beberapa komponen seismik seperti impedansi akustik, koefisien refleksi, *wavelet*, seismogram sintetik, resolusi vertikal, polaritas, dan fasa.

#### 2.3.1 Seismik Refleksi dan Impedansi Akustik

Seismik refleksi merupakan salah satu metode seismik yang sering digunakan untuk survei dalam yang mengukur waktu yang diperlukan suatu gelombang untuk melewati dan terpantulkan kembali ke permukaan bumi akibat adanya batas formasi geologi di bawah permukaan bumi. Komponen seismik refleksi menunjukkan komponen sebuah gelombang (*trace* seismik) seperti amplitudo, puncak, palung, *zero crossing*, tinggi dan panjang gelombang. Dari parameter tersebut akan diturunkan beberapa komponen lain seperti impedansi akustik, koefisien refleksi, polaritas, fasa, resolusi vertikal, *wavelet*, dan sintetik seismogram.

Akustik impedansi merupakan kemampuan suatu batuan untuk melewatkan gelombang seismik. Pada dasarnya secara fisis impedansi akustik merupakan produk yang dihasilkan dari perkalian antara kecepatan gelombang seismik dengan densitas batuan (Simanjuntak dkk, 2014). Secara matematis dituliskan sebagai berikut:

$$Z = \rho V$$

Dengan  $Z$  (impedansi akustik),  $\rho$  (densitas batuan),  $V$  (kecepatan gelombang seismik). Perubahan nilai impedansi akustik memberikan informasi bahwa terdapat perubahan karakteristik batuan yang dilalui gelombang seperti litologi, porositas, kekerasan, dan kandungan fluida. Impedansi akustik berbanding lurus dengan kekerasan batuan dan berbanding terbalik dengan porositas. Semakin besar tingkat kekerasan batuan maka nilai impedansi akan semakin besar, sedangkan semakin besar nilai nilai porositas maka impedansi akustik akan menurun (Alifudin dkk, 2016).

### 2.3.2 Koefisien Refleksi (KR)

Koefisien refleksi ( $KR$ ) adalah perbandingan besar amplitudo ( $A$ ) gelombang datang dengan gelombang pantul. Koefisien refleksi dihasilkan dari sifat medium di bawah permukaan yang heterogen. Koefisien refleksi dituliskan secara matematis pada persamaan berikut:

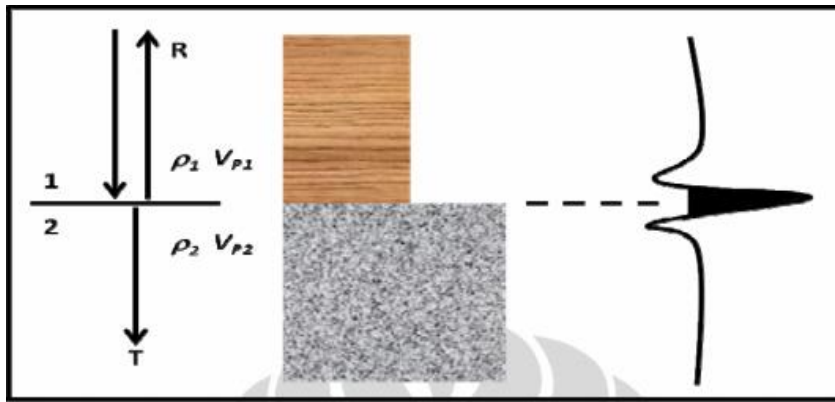
$$KR = \frac{Z_2 - Z_1}{Z_2 + Z_1}$$
$$Z = \rho V$$

Keterangan:

$\rho$  : Densitas

$V$ : Kecepatan

$Z$ : Akustik Impedansi



Gambar 2. 4 Koefisien refleksi (Munadi, 1991)

Pada gambar 2.4 menjelaskan koefisien refleksi menunjukkan perbandingan nilai impedansi akustik dimana semakin besar nilai impedansi akustiknya maka nilai koefisien refleksinya semakin besar.

### 2.3.3 Wavelet

*Wavelet* merupakan gelombang harmonik yang mempunyai interval amplitudo, frekuensi, dan fasa tertentu (Sismanto, 2006). *Wavelet* terbagi atas 4 jenis berdasarkan jenis konsentrasi energinya (gambar 2.5).

#### 1. Zero Phase Wavelet

*Wavelet* berfasa nol (disebut juga *wavelet* berfasa simetris) mempunyai konsentrasi energi maksimum ditengah dan waktu tunda nol dan *wavelet* ini yang lebih baik.

#### 2. Minimum Phase Wavelet

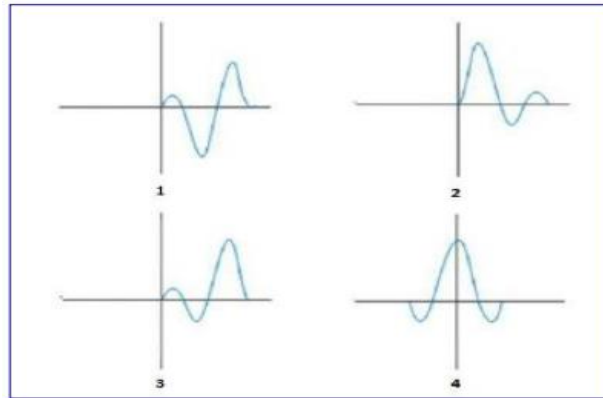
*Wavelet* dengan fasa minimum merupakan jenis *wavelet* yang mempunyai perubahan atau pergeseran fasa terkecil pada setiap frekuensinya. *Minimum phase wavelet* memiliki waktu tunda terkecil dari energi yang dihasilkan.

#### 3. Maximum Phase Wavelet

*Maximum Phase Wavelet* memiliki energi maksimal pada ujung *wavelet* tersebut dengan kata lain *wavelet* ini merupakan kebalikan dari *wavelet* fase minimum dengan waktu tunda terbesar dari energi yang dihasilkan.

#### 4. Mixed Phase Wavelet

*Mixed Phase Wavelet* merupakan gabungan dari semua jenis *wavelet* yang energinya tidak terkonsentrasi di bagian awal ataupun akhir dari *wavelet*nya.



Gambar 2.5 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).

#### 2.3.4 Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik adalah data seismik buatan yang diperoleh dari data sumur, yaitu *log* kecepatan, densitas, dan *wavelet* dari data seismik. Seismogram sintetik diperoleh dengan mengkonvolusikan data *log* dengan *wavelet*. Secara matematis dituliskan sebagai berikut (Tabah dan Danusaputro, 2010):

$$s(t) = w(t) * r(t)$$

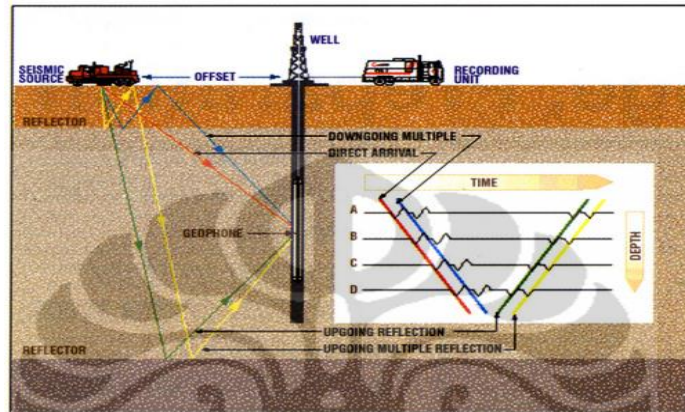
dimana  $s(t)$  adalah seismogram sintetik,  $w(t)$  adalah *wavelet*, dan  $r(t)$  adalah deret koefisien refleksi.

Tujuan dari pembuatan seismogram sintetik adalah untuk memperoleh informasi geologi dari data seismik. Pada umumnya akan dimasukkan data *log* kecepatan gelombang P data *log* kecepatan gelombang S, *log* densitas dan data *checkshot* untuk memperoleh nilai dari seismogram sintetik.

#### 2.3.5 Checkshot

Fungsi dari *checkshot* adalah untuk memperoleh hubungan domain waktu dan kedalaman yang digunakan untuk melakukan proses pengikatan data sumur dengan data seismik. Gambar 2.6 menjelaskan bahwa pada dasarnya *checkshot* hampir sama dengan survei seismik lainnya akan tetapi posisi *geophone* diletakkan pada lubang

bor sehingga sering disebut juga sebagai *Vertical Seismik Profilling*. Hasil dari survei ini merupakan waktu penjalaran gelombang *one way time* pada kedalaman tertentu. Hasil yang telah diperoleh ini akan didapatkan hubungan antara waktu penjalaran gelombang seismik pada sumur tertentu (Elysia, 2019).



Gambar 2. 6 Survei checkshot.

## 2.4. Fisika batuan

Fisika batuan menjelaskan tentang sifat fisik batuan reservoir seperti porositas, rigiditas, kompresibilitas. Sifat yang akan mempengaruhi bagaimana gelombang seismik secara fisik berjalan melalui bebatuan. Sifat fisis batumannya berupa kecepatan gelombang P, kecepatan gelombang S dan densitas yang besarnya ditentukan oleh tipe matriks, porositas dan fluida batuan.

### 2.4.1 Densitas

Densitas merupakan sifat fisis batuan yang dipengaruhi oleh porositas batuan. Besarnya porositas batuan dapat dicari menggunakan persamaan (Wyllie, 1956):

$$\rho^b = (1 - \phi)\rho^m + \phi\rho^f$$

dengan  $\rho^b$  adalah densitas *bulk* batuan,  $\phi$  adalah porositas batuan,  $\rho^m$  adalah densitas matrik batuan, dan  $\rho^f$  adalah densitas fluida. Pada reservoir yang terisi gas mengakibatkan densitas akan lebih cepat turun dibandingkan dengan reservoir yang terisi minyak. Tinggi rendahnya nilai densitas bergantung pada jenis dan jumlah mineral serta persentasinya, porositas batuan, dan fluida dalam rongga batuan



tersebut. Nilai densitas sangat penting dalam interpretasi seismik karena mempengaruhi nilai kecepatan primer dan sekunder gelombang seismik serta nilai impedansi akustik.

#### 2.4.2 Porositas

Porositas adalah perbandingan volume rongga-rongga pori terhadap volume total seluruh batuan. Perbandingan ini biasanya dinyatakan dalam persen seperti persamaan berikut ini:

$$\phi = \frac{\text{volume pori} - \text{pori}}{\text{volume keseluruhan batuan}} \times 100\%$$

Pori merupakan ruang pada batuan yang terisi fluida. Efektif atau tidak efektifnya porositas batuan bergantung terhadap rongga pori batuan yang saling terhubung. Porositas dikatakan efektif apabila nilai persentasenya antara 10-15 %. Keefektifan porositas dinyatakan pada persamaan berikut ini:

$$\phi_c = \frac{\text{volume pori} - \text{pori bersambungan}}{\text{volume keseluruhan batuan}} \times 100\%$$

Reservoir paling banyak yang ditemukan merupakan batu pasir. Hampir 60% dari semua reservoir merupakan batu pasir. Hal ini disebabkan karena batu pasir renggang (*loose*) tapi padat (*compact*), yang menyatu dan mengeras karena proses sedimentasi dengan ukuran fragmen antara 0,005-0,2 mm. porositas yang baik pada batu pasir dihasilkan dari proses geologi yang berpengaruh terhadap proses sedimentasi. Proses ini terjadi pada saat pengendapan dan setelah pengendapan. Pada saat pengendapan mempengaruhi tekstur batu pasir, sedangkan setelah pengendapan dipengaruhi oleh sifat fisika dan kimia yang merupakan fungsi dari temperatur, suhu dan tekanan (M. Irham Nurwidyanto dkk., 2006).

#### 2.4.3 Permeabilitas

Permeabilitas adalah kemampuan batuan untuk mengalirkan fluida melalui pori-pori yang berhubungan tanpa merubah atau merusak bentuk pori-pori tersebut. Pada umumnya nilai permeabilitas yang tinggi akan menunjukkan nilai porositas yang tinggi pula. Tapi sebaliknya nilai porositas batuan yang tinggi tidak selalu

menunjukkan tingginya nilai permeabilitas suatu batuan. Satuan dari permeabilitas adalah Darcy, dan biasanya yang digunakan adalah milidarcy (mD)

## 2.5. Data Sumur

Data sumur merupakan data rekaman satu atau lebih pengukuran fisik sebagai fungsi kedalaman di dalam lubang bor yang dilakukan secara berkesinambungan. *Logging* dilakukan untuk memperoleh informasi parameter-parameter fisik batuan, sehingga dapat dilakukan interpretasi terhadap lubang sumur yang berkaitan dengan penampang sumur, karakter reservoir seperti litologi, porositas, permeabilitas dan saturasi air. Untuk evaluasi formasi ini, data sumur dibagi menjadi tiga peran, yaitu untuk menunjukkan zona *permeable* (log *gamma ray* dan log *spontaneous potensial*), mengukur porositas (log sonik, log densitas dan log porositas), dan mengukur resistivitas (log induksi dan log lateral),

### 2.5.1 Log Gamma Ray

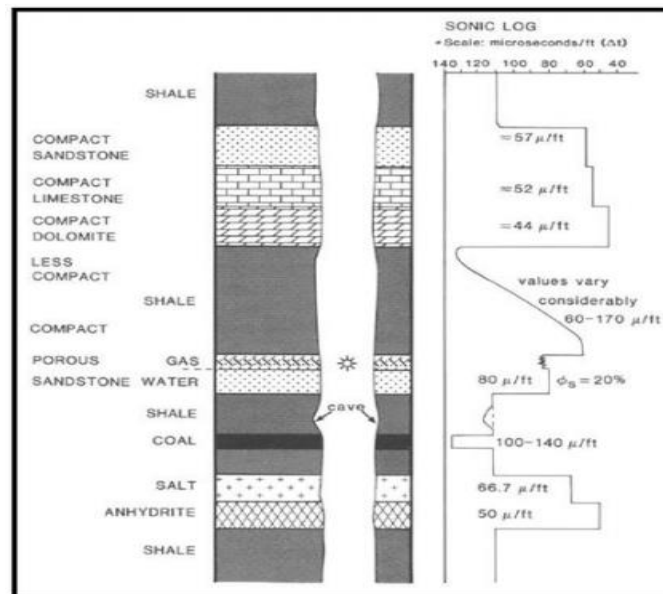
*Log gamma ray* merupakan metode yang sering dimanfaatkan untuk mengukur radiasi sinar *gamma* yang dihasilkan dari unsur radioaktif batuan pada lubang bor. Unsur radioaktif tersebut seperti Uranium, Thorium, Radium, dan Potassium (Putro, 2013). Kebanyakan unsur radioaktif ditemukan pada *sandstone*, *limestone*, *dolomite*, *coal*, dan *gypsum* serta beberapa batuan lainnya. Oleh karena itu, shale merupakan batuan yang memberikan respon *gamma ray* yang paling besar dibandingkan batuan lainnya. Karakteristik respon *gamma ray* ditunjukkan pada Tabel 2.1.

Tabel 2. 1 Karakteristik respon *gamma ray* (Erihartanti, 2015) “Vol 12, No 2 (2015) > Erihartanti”

| Tingkat Radioaktif (API) | Jenis Batuan                         |
|--------------------------|--------------------------------------|
| 0-32,5                   | Anhidrit, <i>Salt</i> , Batubara     |
| 32,5-60                  | Batupasir, Batugamping,<br>Dolomit   |
| 60-100                   | Lempung, Granit                      |
| >100                     | Batuserpih, Abu Vulkanik,<br>Betonit |

### 2.5.2 Log Sonik

Log sonik salah satu log porositas yang mengukur waktu tempuh (*travel time*) gelombang akustik pada formasi batuan. Log sonik juga berguna sebagai informasi yang sangat penting untuk korelasi dan kalibrasi data log dengan seismik. Selain itu, data sonik juga dibutuhkan untuk proses *well seismik tie* yang nantinya digunakan untuk pembuatan seismogram sintetis (Alfatih dkk, 2017).



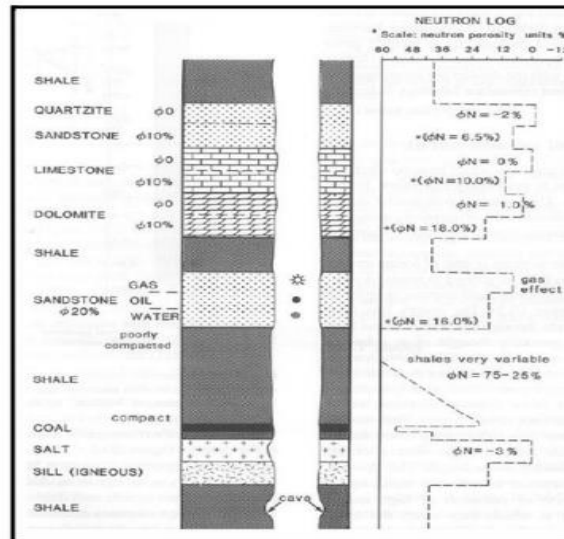
Gambar 2. 7 Log sonic (Glover dan Paul, 2007).

Pada Gambar 2.7 menjelaskan prinsip kerja log sonik adalah dengan merekam waktu yang diperlukan suatu gelombang akustik untuk melalui batuan dalam ukuran panjang tertentu. Kecepatan gelombang ini dipengaruhi oleh densitas batuan. Semakin padat suatu batuan, semakin cepat gelombang merambat. Begitu pula sebaliknya sehingga log ini berguna sebagai petunjuk porositas.

### 2.5.3 Log Neutron

Log neutron adalah log radioaktif yang pengukurannya dilakukan dengan cara memancarkan neutron secara kontinu ke batuan. Alat log neutron pada umumnya

menggunakan alat CNT (*Compensated Neutron Tool*). Log neutron juga termasuk log porositas yang memanfaatkan neutron sebagai sumber energinya (Alfatih dkk, 2017).

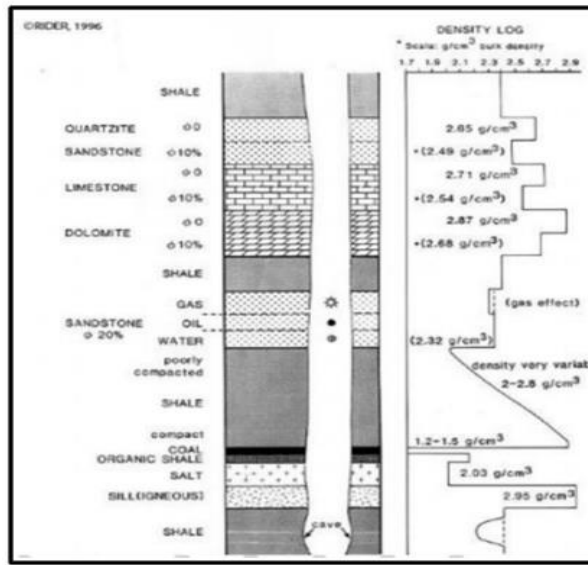


Gambar 2. 8 Log neutron (Glover dan Paul, 2007).

Pada Gambar 2.8 Prinsip dasar dari log neutron sendiri yaitu dengan mendeteksi kandungan atom hidrogen, yang terdapat pada formasi batuan yang mana menambahkan atom neutron kedalam formasi yang memiliki energi yang tinggi.

#### 2.5.4 Log Densitas

Log Densitas merupakan salah satu bagian dari *log* porositas. Pada Gambar 2.9 menjelaskanm prinsip dasar log densitas memanfaatkan teori fotolistrik menggunakan sumber radioaktif berupa *gamma ray*. Sinar *gamma* yang dipancarkan ke batuan akan mengenai elektron. Hal ini mengakibatkan elektron berubah menjadi elektron bebas yang kemudian elektron inilah yang terdeteksi oleh alat densitas. Jumlah elektron yang diserap tidak langsung menunjukkan besarnya densitas (Alfatih dkk., 2017).

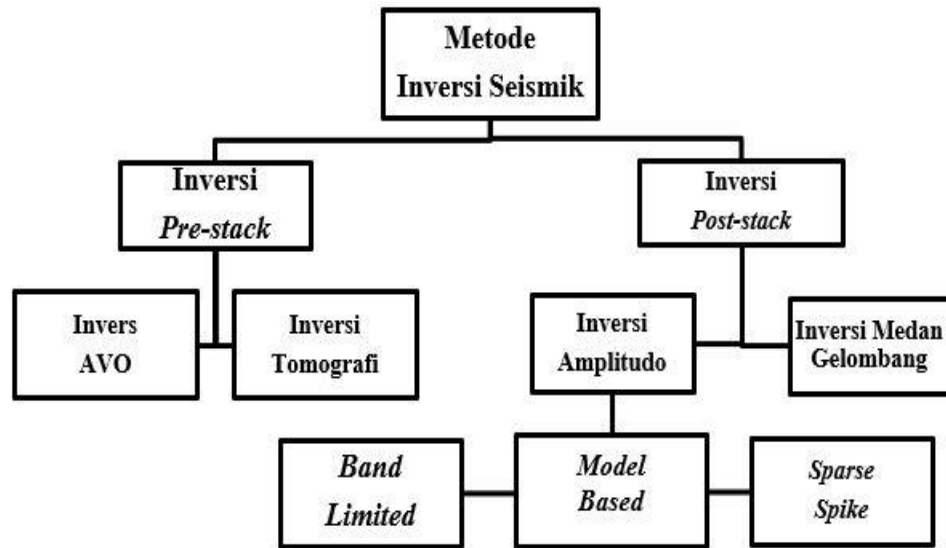


Gambar 2. 9 Log densitas (Glover dan Paul, 2007)

## 2.6 Prinsip Dasar Seismik Inversi

Seismik inversi adalah metode yang digunakan untuk mendapatkan gambaran model geologi bawah permukaan dengan data seismik sebagai data input utama dan data sumur sebagai data kontrol (Sukmono, 2002). Proses inversi adalah kebalikan dari proses *forward modelling*. *Forward modelling* adalah proses konvolusi antara koefisien reflektifitas dengan *wavelet* yang menghasilkan seismogram sintetik. Oleh karena itu, inversi seismik adalah proses dekonvolusi dari seismogram sintetik dengan *wavelet*.

Metode inversi seismik dibagi menjadi 2 kelompok (Russell, 1988) yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Inversi *pre-stack* terdiri dari inversi tomografi dan Inversi AVO. Inversi *post-stack* terdiri dari inversi amplitudo dan inversi medan gelombang. Inversi amplitudo terdiri *band limited*, *model based* dan *sparse-spike* (Gambar 2.10)



Gambar 2. 10 Berbagai macam metode inversi seismik (Russel, 1991)

### 2.6.1 Model Based Inversion

Inversi seismik *model based* merupakan inversi yang digunakan dengan langkah awal membuat model geologi, kemudian dibandingkan dengan data seismik. Hasil keluaran berupa model yang sesuai dengan data masukan. Kecocokan antara model ini dengan data seismik dilihat dari nilai error yang dihasilkan, semakin banyak iterasinya maka koefisien korelasi antara seismik sintetik dan seismik rilnya semakin besar dan error semakin kecil. Hubungan antara model dengan data seismik dapat dijelaskan dengan data seismik dapat di jelaskan dengan metode *Generalized Linear Inversion* (GLI). GLI menganalisis deviasi kesalahan antara model keluaran dan data observasi, kemudian parameter model diperbaharui untuk menghasilkan keluaran dengan kesalahan sekecil mungkin. Pada metode ini membutuhkan suatu model impedansi akustik awal yang biasanya diperoleh dari hasil data log kecepatan dengan data log densitas dengan persamaan matematis dituliskan:

$$IA = \rho v$$

Keterangan:

$$IA: \text{Impedansi akustik} \left( \frac{m}{s} \right) * \left( \frac{g}{cm^3} \right)$$

$\rho$ : Densitas( $\frac{g}{cm^3}$ )

$v$ : Kecepatan( $\frac{m}{s}$ )

Perubahan  $IA$  dapat menandakan perubahan karakteristik batuan seperti litologi, porositas kekerasan, dan kandungan fluida.  $AI$  dapat berbanding lurus dengan kekerasan batuan dan berbanding terbalik dengan porositas.  $AI$  cenderung dipengaruhi oleh kecepatan gelombang seismik dibanding densitas. Impedansi akustik tersebut kemudian diturunkan untuk memperoleh harga koefisien refleksinya dengan persamaan:

$$KR = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1}$$

Keterangan

$KR$ : Koefisien refleksi bernilai -1 sampai +1

$IA1$ : Harga impedansi akusik pada lapisan ke 1

$IA2$ : Harga impedansi akustik pada lapisan 2

Harga koefisien refleksi ini dikonvolusian dengan wavelet untuk mendapatkan mendapatkan seismogram sintetik yang sama dengan jejak seismik berdasarkan harga impedansi model dengan rumusan:

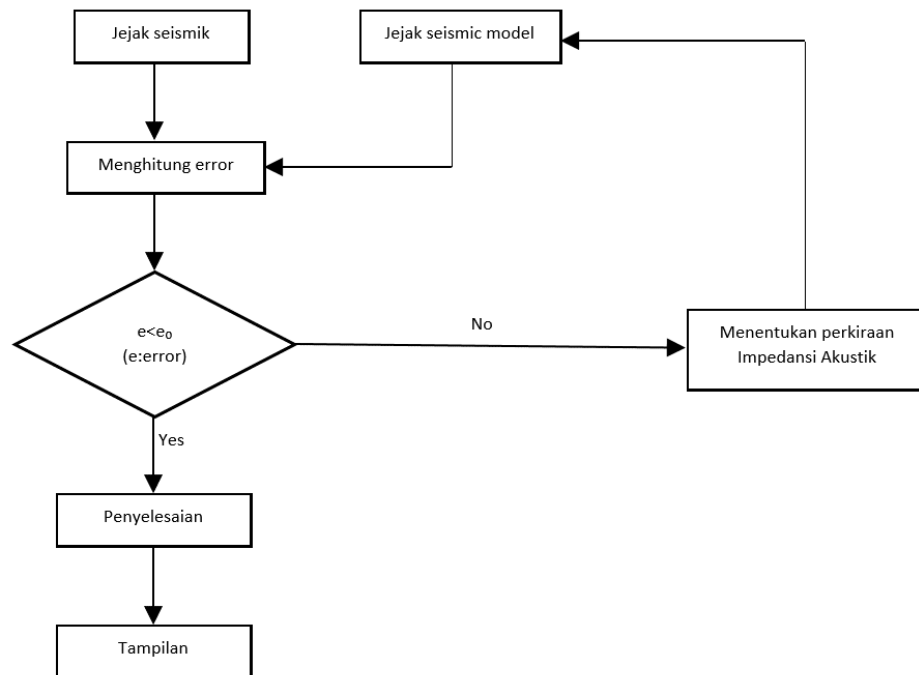
$$s(t) = w(t) * r(t)$$

$s(t)$ : Seismogram sintetik

$w(t)$ : *Wavelet*

$r(t)$ : deret koefisien refleksi

Hasil seismogram sintetik ini dibandingkan dengan jejak seismik rill secara iteratif dengan mengubah-ubah parameter pada model awal untuk memperoleh korelasi yang bagus antar kedua data ini dengan tingkat kesalahan terkecil.



Gambar 2. 11 Diagram alur penyelesaian inversi model based (Russell, 2004)

Pada gambar 2.11 menjelaskan konsep inversi pada metode yang dimulai dengan membuat model inisial impedansi akustik dengan ukuran blok yang telah ditentukan koefisien refleksi diturunkan dari impedansi akustik kemudian dikonvolusikan dengan *wavelet* menghasilkan seismogram sintetik, lalu dibandingkan dengan trace seismik sebenarnya dan dihitung kesalahannya. Impedansi akustik merupakan modifikasi model awal yang menjadi hasil akhir inversi.

Kelebihan dari metode ini adalah hasil yang didapatkan memiliki informasi nilai yang lebih akurat dan jelas karena memasukkan komponen frekuensi rendah (dari data log), dan nilai impedansi akustik yang didapat rata-rata memiliki harga impedansi akustik yang kontras sehingga mempermudah dalam penentuan batas atas (*top*) dan bawah (*bottom*) suatu lapisan.

Hasil proses inversi data seismik adalah berupa data impedansi akustik yang memiliki informasi lebih lengkap disbandingkan data seismik. Perubahan amplitudo pada data seismik hanya mencerminkan suatu bidang batas antara lapisan batuan



sehingga bisa dikatakan bahwa data seismik adalah atribut dari suatu bidang batas lapisan batuan sehingga dikatakan bahwa data seismik adalah atribut dari bidang batas antar lapisan batuan dan amplitudo mencerminkan sifat fisis dari batuan [1].

### 2.6.2 Inversi Seismik *Sparse-Spike*

Prinsip metode *sparse-spike* adalah mengasumsikan bahwa reflektifitas yang sebenarnya dapat diasumsikan sebagai seri dari *spike-spike* besar yang bertumpukan dengan *spike-spike* yang lebih kecil sebagai *background*, kemudian dilakukan estimasi *wavelet* berdasarkan asumsi model tersebut. Inversi ini mencari lokasi *spike* yang besar dari *trace* seismik. *Spike-spike* tersebut terus ditambahkan sampai *trace* dimodelkan secara cukup akurat. Parameter yang ditambahkan pada model ini adalah menentukan jumlah maksimum *spike* yang akan dideteksi pada tiap *trace* seismik.

Menurut Sukmono (2007), model dasar *trace* seismik didefinisikan dengan:

$$S(t) = W(t) * R(t) + n(t)$$

Persamaan diatas sulit untuk diketahui karna mengandung 3 variabel yang tidak diketahui, namun dengan menggunakan asumsi tertentu permasalahan dekonvolusi dapat diselesaikan dengan beberapa teknik dekonvolusi yang dikelompokkan dalam metode *sparse spike*.

### 2.6.3 Inversi Seismik *Band Limited*

Inversi *Band Limited (rekursif)* adalah algoritma inversi yang mengabaikan efek *wavelet* seismik dan memperlakukan seolah-olah *trace* seismik merupakan kumpulan koefisien refleksi yang telah difilter oleh *wavelet* fase nol. Metoda ini paling awal digunakan untuk menginversi data seismik dengan persamaan dasar (Russell, 1996);

$$r_i = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i}$$

Dengan arti,

$$1 + r_i = \frac{Z_{i+1} + Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} + \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} = \frac{2Z_{i+1}}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (a)$$

Dan

$$1 - r_i = \frac{Z_i^{+1} + Z_i}{Z_i^{+1} + Z_i} - \frac{Z_i^{+1} - Z_i}{Z_i^{+1} + Z_i} = \frac{2Z_i}{Z_i^{-1} + Z_i} \quad (b)$$

Menggunakan persamaan (a) dan persamaan (b), diperoleh

$$\frac{Z_i^{+1}}{Z_i} = \frac{1 + r_i}{1 - r_i} \quad (c)$$

Atau

$$Z_{i+1} = Z_i \left[ \frac{1 + r_i}{1 - r_i} \right] \quad (d)$$

Persamaan (d) disebut persamaan inversi rekursif diskrit, dan persamaan ini menjadi dasar dari berbagai teknik inversi pada masa ini. Pada persamaannya menyatakan bahwa jika diketahui impedansi akustik dari suatu lapisan serta koefisien refleksinya pada dasar lapisan tersebut maka, impedansi akustik untuk lapisan pertama didapatkan estimasi dari impedansi akustik serta koefisien refleksi, maka untuk lapisan-lapisan berikutnya impedansi akustik diperbolehkan dengan cara:

$$Z_2 = Z_1 \left[ \frac{1 + r_i}{1 - r_i} \right]$$

Dengan  $r$  adalah koefisien refleksi,  $\rho$  adalah densitas,  $V$  adalah kecepatan gelombang P, dan  $Z$  adalah impedansi akustik. Mulai dari lapisan pertama, impedansi lapisan berikutnya ditentukan oleh inversi rekursif dan tergantung pada nilai impedansi akustik lapisan di atasnya dengan perumusan sebagai berikut:

$$Z_{i+1} = Z_i * \Pi \left[ \frac{1 + r_i}{1 - r_i} \right]$$

Pada Tabel 2.2 menjelaskan beberapa kelebihan dan kekurangan ketiga metode inversi seismik *Bandlimited /Rekursif*, *Model Based* dan *Sparse Spike*.

Tabel 2. 2 Tabel kelebihan dan kekurangan inversi seismik model *based*, *band limited* dan *sparse spike*

|       |                                        |                       |                     |
|-------|----------------------------------------|-----------------------|---------------------|
| Model | <i>Bandlimited</i><br><i>/Rekursif</i> | Model<br><i>Based</i> | <i>Sparse Spike</i> |
|-------|----------------------------------------|-----------------------|---------------------|

|            |                                                                                                                                                                                                                                                             |                                                                                                                                                                                                                        |                                                                                                                                                                                                                                                                                     |
|------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Kelebihan  | Merupakan Metode paling sederhana dalam menghasilkan penampang impedansi akustik                                                                                                                                                                            | <p>1) Resolusi meningkat karena proses inversi dilakukan dengan data dari model bukan seismik.</p> <p>2) Baik digunakan untuk target yang memiliki reflektivitas rendah</p>                                            | <p>1) Baik digunakan untuk pengaplikasian pada target yang reflektifitas tinggi.</p> <p>2) Dapat digunakan untuk estimasi reflektifitas <i>full bandwith</i>.</p> <p>3) Resolusi meningkat karena <i>bandwit</i> meningkat.</p> <p>4) Tidak terlalu bergantung pada model awal.</p> |
| Kekurangan | <p>1) Bergantung pada penentuan impedansi akustik pertama. Jika tidak tepat dapat terjadi penumpukan kesalahan</p> <p>2) Proses inversi tidak menggunakan estimasi wavelet.</p> <p>3) Tidak ada control geologi sehingga data tetap <i>bandlimited</i>.</p> | <p>1) Sangat bergantung pada <i>wavelet</i> dan model awal.</p> <p>2) Membutuhkan banyak sumur untuk hasil yang lebih baik.</p> <p>3) Kesalahan pada pembuatan wavelet dan model akan terbawa dalam hasil inversi.</p> | <p>1) Tidak dapat diaplikasikan pada reflektivitas yang rendah.</p> <p>2) Dapat menghasilkan solusi <i>event</i> lebih sedikit dari <i>event</i> geologi.</p>                                                                                                                       |

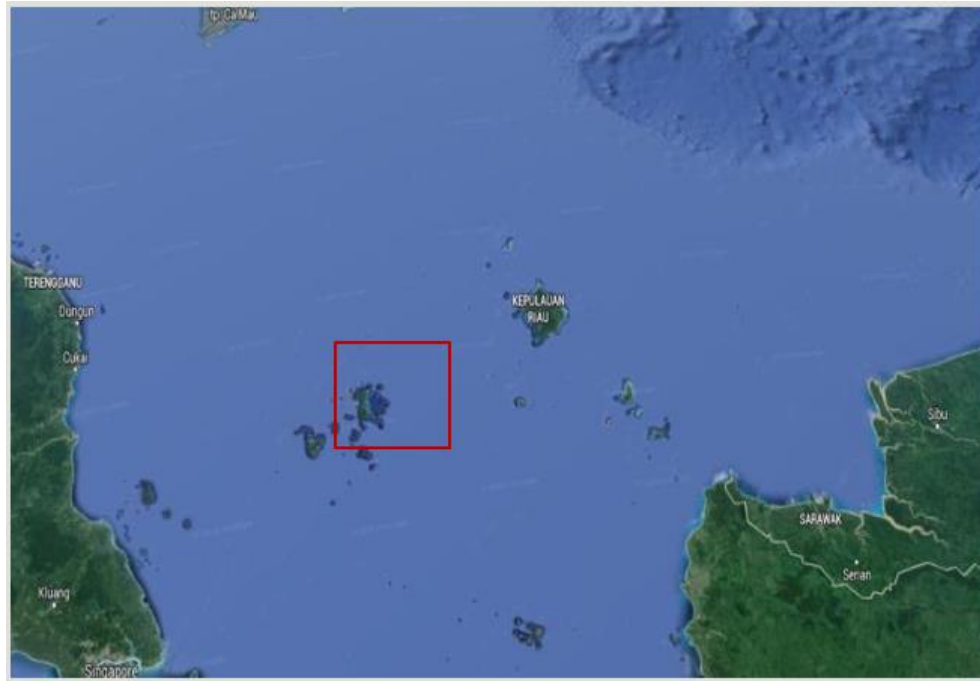
|  |                                                                                                                            |                                                                                                             |  |
|--|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|
|  | 4) Data seismik yang mengandung noise terikut dalam proses inversi.<br>5) Tidak mengandung frekuensi tinggi ataupun rendah | 4) Detail frekuensi tinggi pada hasil inversi dapat sebabkan <i>initial model</i> , bukan dari data seismik |  |
|--|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--|

## 2.7. Tinjauan Geologi

Daerah lokasi penelitian berada pada Cekungan Natuna Barat di lapangan minyak Anambas, yang berbatasan langsung dengan negara-negara lain pada bagian barat dan utara cekungan Malay di bagian barat. Telah banyak sumur-sumur yang memproduksi di area sekitarnya, sehingga dapat membantu menginterpretasi migas.

### 2.7.1 Fisiografis

Secara fisiografis, daerah penelitian berada pada Cekungan Natuna Barat yang terletak pada Laut Natuna. Daerah Laut Natuna adalah daerah selatan dari Laut Cina Selatan, yang termasuk dalam territorial Indonesia. Daerah Cekungan natunas Dibagi menjadi dua yaitu Cekungan Natuna Barat sampai ke Cekungan Malay tepatnya barat Malaysia dan Cekungan natuna Timur yang mana merupakan daerah dari cekungan Sarawak di timur Malaysia (Gambar 2.12).

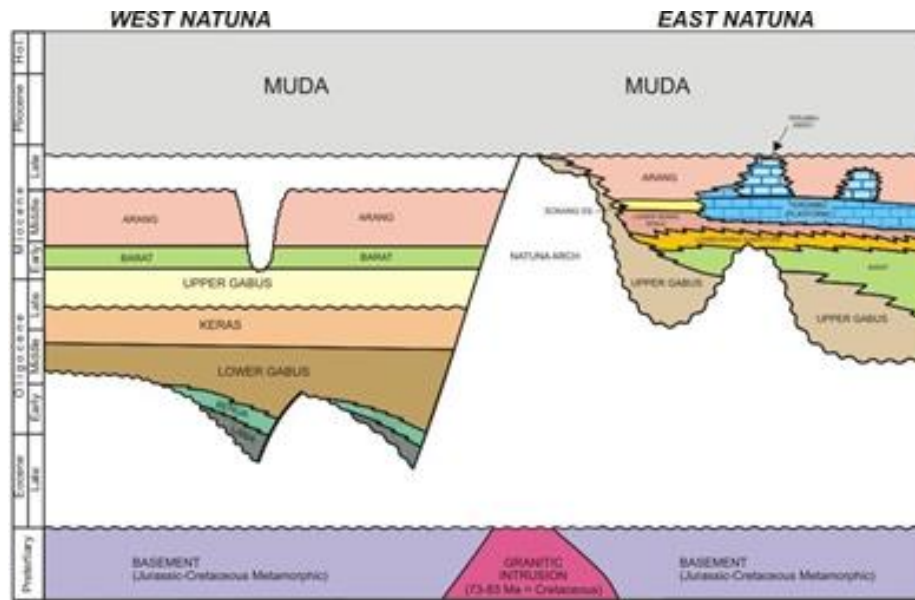


Gambar 2. 12 Citra satelit Natuna menggunakan *google earth*

### 2.7.2 Stratigrafi

Stratigrafi cekungan Natuna Barat dimulai dari basement pra-tercier dan seluruh pengendapan tersier. Menurut studi yang dilakukan Conoco Block B-Team (1997), urutan litostratigrafinya di Cekungan Natuna Barat dari yang paling tua (*basement*) sampai ke yang muda dapat, dilihat pada Gambar 2.13.

1. Batuan Dasar atau *Basement*, berumur Pra-Tersier.
2. Formasi Benua/Lama, berumur antara Eosen sampai Oligosen Awal.
3. Formasi Gabus, berumur Oligosen Awal - Akhir.
4. Formasi Keras, berumur antara akhir Oligosen Akhir.
5. Formasi Barat, berumur Miosen Awal.
6. Formasi Arang, berumur antara Miosen Awal sampai Miosen Tengah.
7. Formasi Muda, berumur antara Miosen Akhir sampai Pleistosen.



Gambar 2. 13 Stratigrafi Regional Cekungann Natuna Barat (Darman, 2000)

Lithostratigrafi di Cekungan Natuna Baratakan di jelaskan lebih rinci di bawah ini (Conoco Block B-Team):

#### 1. Basement

Arsitektur *basement* Laut Natuna berkembang selama fasa pergerakan pada zaman Eosen sampai awal Oligosen yang menyebabkan terbentuknya tiga unit geologi utama yaitu, Cekungan Natuna Barat, Natuna *High* dan Cekungan Natuna Timur. Basement pada umumnya terdiri dari batuan beku dan metamorfik atau endapan kontinental yang *non-marine*.

#### 2. Formasi Benua/Lama

Proses pengendapan dimulai pada zaman Oligosen awal, dimana hasil pelapukan batuan granit dari *basement* mengisi palung dan lembah yang telah terbentuk. Pada blok “ B “ ConocoPhillips, formasi ini disebut Formasi Benua yang ekivalen dengan Formasi Gajah, Sotong, Terumbuk dan Tenggiri pada Blok lainnya.

#### 3. Formasi Gabus

Pengendapan berlanjut pada Oligosen awal - akhir yang membentuk Formasi Gabus. Formasi Gabus terdiri dari batupasir pada sistem delta. Formasi Gabus

tersusun oleh batupasir *cross-bedded*, dengan batupasir masif di bagian bawah diikuti dengan perkembangan paralel dan *cross laminasi* disisipi mud tipis.

4. Formasi Keras

Formasi Keras terbentuk pada Oligosen akhir yang ditandai oleh proses pengendapan bidang yang landai dengan energi lemah ke bagian atas formasi. Hal ini menyebabkan terbentuknya endapan klastik halus pada sistem “*meandering*” dan “*brackish lacustrine*”. Formasi ini terendapkan di antara Formasi *Lower Gabus* dan *Upper Gabus*.

5. Formasi Barat

Pengendapan berlangsung pada Miosen awal yang dominan terdiri dari batu lempung yang disisipi batupasir. Pengaruh endapan *marine* mulai ditemukan pada bagian bawah Formasi Barat yang ditandai dengan serbuk tanaman air tawar.

6. Formasi Arang

Formasi Arang terbentuk dalam kurun waktu Miosen awal sampai Miosen tengah yang terdiri dominan dari batuan pasir kasar sampai halus dan “*glaucinitic sandstone*” menunjang terjadinya pengendapan *marine*. Pada Miosen Tengah terjadi proses “*regresi*” yang menyebabkan terbentuk endapan batuan pasir kasar yang disisipi “*carbonaceous shale*” terdapat pada bagian atas Formasi Arang. Lapisan atas ini tererosi pada akhir dari Miosen tengah. Formasi *Lower Arang* yang merupakan reservoir target dalam penelitian ini memiliki porositas 26 – 32%.

Formasi Muda terdiri dari “*shallow marine shale* dan sedikit sisipan batupasir”.