

III. TEORI DASAR

3.1 Karakterisasi Reservoir

Analisis / karakteristik reservoir seismik didefinisikan sebagai suatu proses untuk menjelaskan karakter reservoir secara kualitatif dan atau kuantitatif menggunakan semua data yang ada data, dan seismik sebagai data utama (Sukmono, 2002).

Ada tiga bagian pada proses analisis reservoir seismik, yaitu *deliniasi*, *deskripsi*, dan *monitoring* (Sukmono, 2002). *Deliniasi reservoir* didefinisikan sebagai deliniasi geometri reservoir, termasuk di dalamnya sesar dan perubahan *fasies* yang dapat mempengaruhi produksi reservoir. *Deskripsi reservoir* adalah proses untuk mengetahui *property* fisika reservoir, seperti porositas, permeabilitas, saturasi, analisis fluida pori dan lain-lain. *Monitoring reservoir* diasosiasikan dengan *monitoring* perubahan *property* fisika reservoir selama proses produksi hidrokarbon dari reservoir. Secara umum karakteristik reservoir dipengaruhi oleh parameter-parameter berikut :

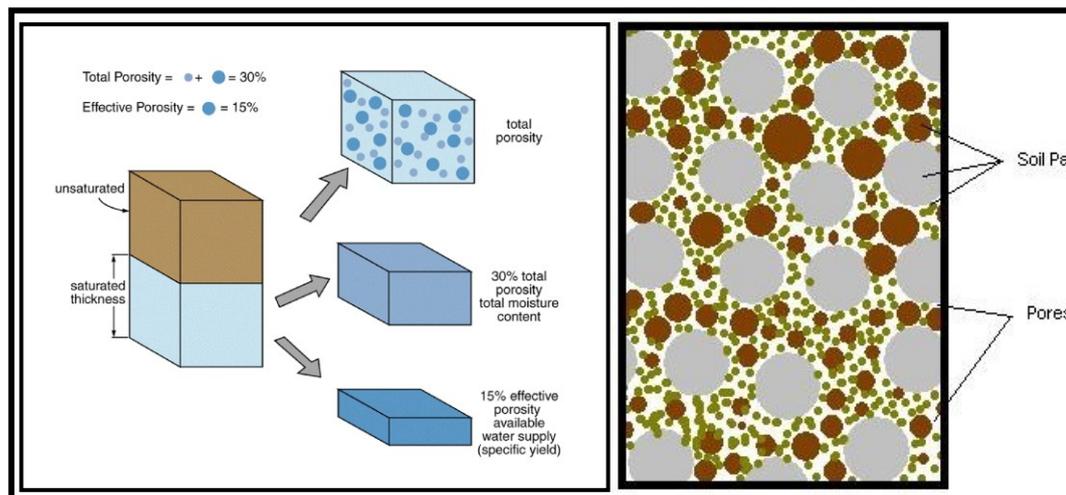
1. Distribusi ukuran butir dan pori
2. Porositas dan permeabilitas dari reservoir
3. Fluida pori
4. Distribusi *fasies* dan lingkungan pengendapan
5. Deskripsi dari cekungan dan tubuh reservoir

Porositas (\emptyset) diartikan sebagai perbandingan antara volume pori batuan dengan volume totalnya. Perbandingan ini umumnya dinyatakan dalam persen (%) maupun fraksi yang dirumuskan dengan :

$$\emptyset = \left(\frac{\text{Volume Pori}}{\text{Volume totalnya}} \right) \times 100\% \quad (1)$$

Selain itu juga dikenal dengan istilah porositas efektif (Gambar 7), yaitu apabila bagian rongga di dalam batuan berhubungan dan telah dikoreksi dengan kandungan lempungnya. Porositas efektif (\emptyset_e) biasanya lebih kecil daripada rongga pori total yang biasanya berkisar dari 10% sampai 15%.

$$\emptyset_e = \left(\frac{\text{Volume Pori yang bersambungan}}{\text{Volume totalnya}} \right) \times 100\% \quad (2)$$



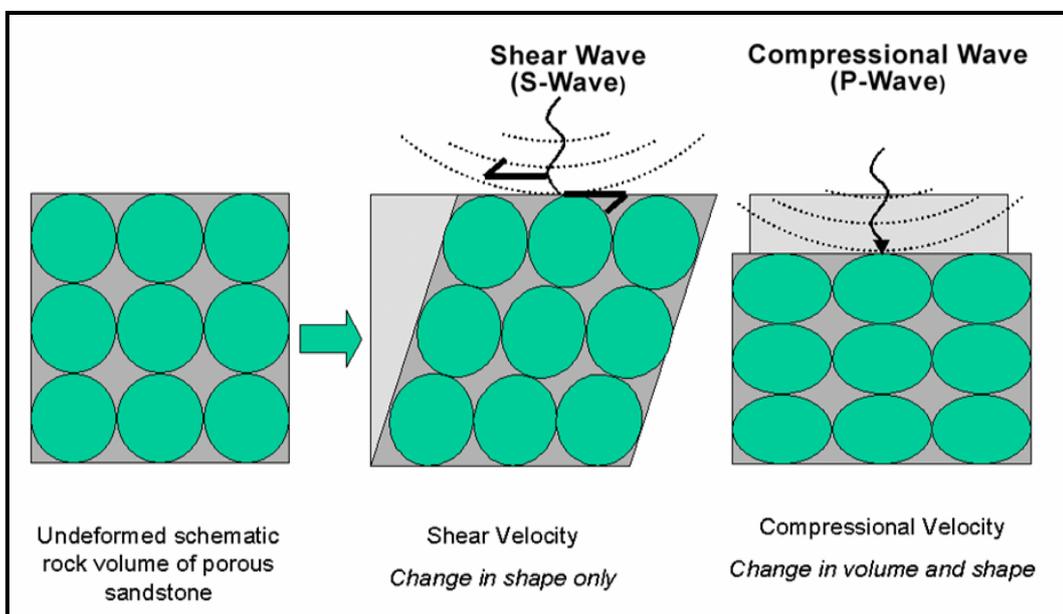
Gambar 7. Porositas (Minchigan Technological University, 2003)

Rigiditas atau modulus *shear* (μ) dapat didefinisikan sebagai ketahanan suatu batuan terhadap gaya pelintir yang mengenainya. Atau dapat juga dideskripsikan sebagai seberapa besar ketahanan material untuk tidak berubah bentuk terhadap *stress*. Rigiditas sensitif terhadap matriks batuan.

Semakin rapat matriksnya maka akan semakin mudah pula mengalami *slide over* satu sama lainya dan benda tersebut dikatakan memiliki rigiditas yang rendah.

Inkompresibilitas atau *modulus bulk* (K) merupakan kebalikan dari *kompresibilitas*. *Inkompresibilitas* didefinisikan sebagai ketahanan suatu batuan terhadap gaya tekan yang mengenainya. Semakin mudah dikompresi, maka semakin kecil *inkompresibilitasnya* begitu pula sebaliknya. Perubahan ini lebih disebabkan oleh adanya pori daripada perubahan ukuran butirnya.

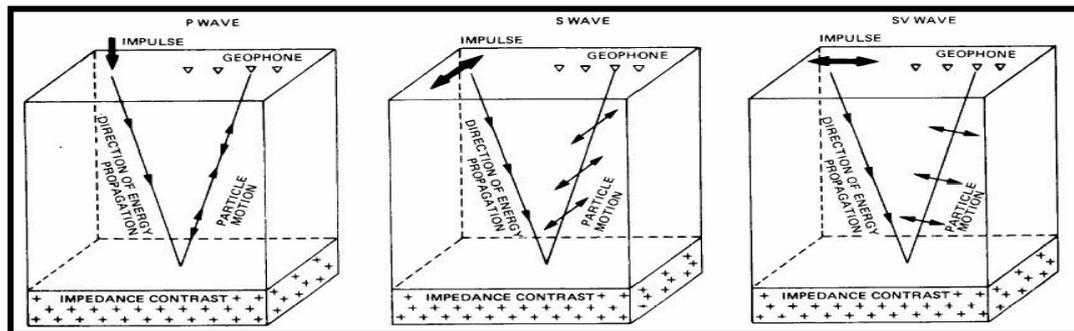
Tidak seperti densitas, kecepatan seismik mengikut sertakan deformasi batuan sebagai fungsi waktu. Seperti yang ditunjukkan dalam gambar sebuah kubus batuan dapat mengalami kompresi yang mengubah volume dan bentuk batuan, maupun *shear*, yang hanya mengubah bentuknya saja (Gambar 9).



Gambar 8. Skema deformasi batuan terhadap Gelombang Kompresi (P-Wave) dan Gelombang Shear (S-Wave), (AVO Workshop, 2008).

Dari sini muncul dua jenis kecepatan gelombang seismik yaitu (Gambar 9) :

- Kecepatan gelombang kompresi (V_p) : Arah pergerakan partikel sejajar (longitudinal) dengan arah perambatan gelombang.
- Kecepatan gelombang *shear* (V_s) : Arah pergerakannya tegak lurus (transversal) dengan arah perambatan gelombang (Munadi, 2000).



Gambar 9. Skema diagram perambatan kecepatan gelombang seismik (Ensley opcit Winardhi, 2009)

Bentuk sederhana dari persamaan kecepatan gelombang P dan kecepatan gelombang S diturunkan untuk batuan *non-porous* dan *isotropic*. Persamaan kecepatan menggunakan *modulus bulk* (K), koefisien *Lambda* (λ), dan *modulus shear* (μ) dituliskan sebagai berikut :

$$V_p = \sqrt{\frac{K + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (3)$$

$$V_p = \sqrt{\frac{\lambda + 2\mu}{\rho}} \quad (4)$$

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (5)$$

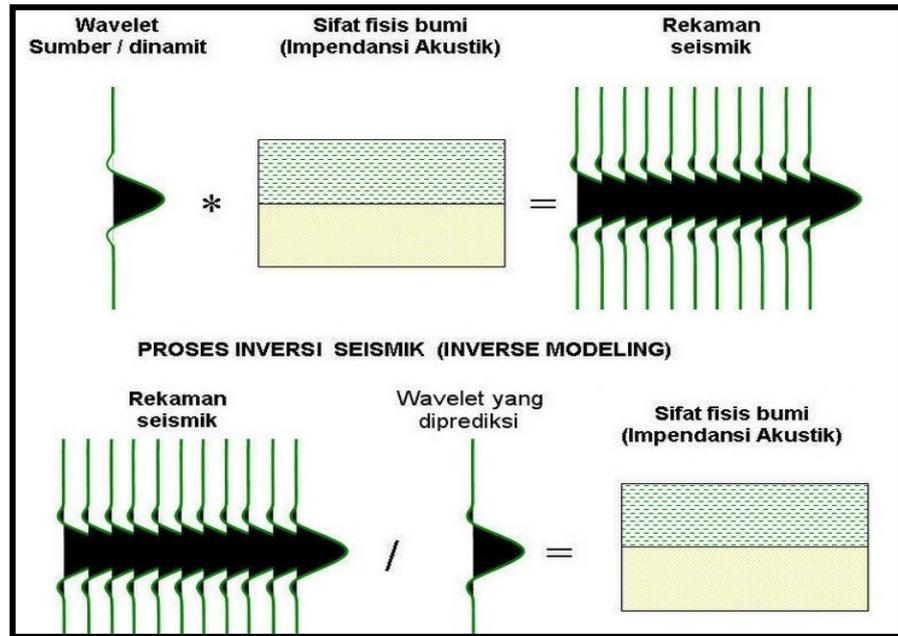
Dengan λ menyatakan koefisien *Lambda* yang setara dengan $K - 2/3\mu$, K menyatakan *modulus bulk*, μ menyatakan *modulus shear* dan ρ adalah densitas batuan.

Data yang digunakan untuk karakteristik reservoir adalah data seismik, data sumur (terutama *log sonic* dan *log density*) dan data reservoir yang saling terintegrasi untuk menutupi kelemahan masing-masing.

3.2 Metode Seismik Inversi

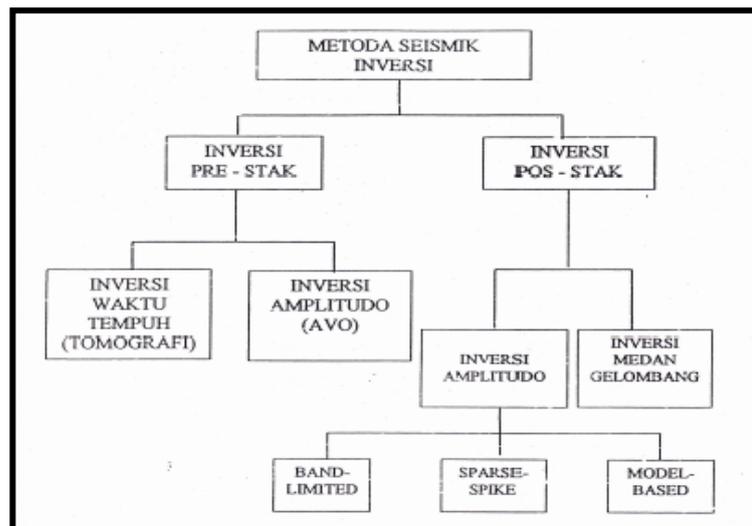
Ada dua cara dalam pemodelan geofisika, yaitu *forward modeling* (pemodelan ke depan) dan *inverse modeling* (ke belakang). Pemodelan ke depan adalah menghitung atau memprediksi respon geofisika dari suatu model bumi, sedangkan pemodelan ke belakang adalah menghitung atau memprediksi model bumi dari hasil observasi geofisika. Rekaman seismik yang telah diproses merupakan bentuk dari pemodelan ke depan. Dalam hal ini input data berupa *Acoustic Impedance* atau koefisien refleksi dari lapisan bumi kemudian dikonvolusi dengan *wavelet*. Seismik inversi adalah bentuk dari pemodelan ke belakang, dimana inputnya adalah rekaman seismik yang didekonvolusikan dengan *wavelet*, yang kemudian menghasilkan penampang *Impedance*.

Seismik inversi adalah teknik untuk memprediksi model geologi bawah permukaan menggunakan data seismik sebagai *input* dan data sumur sebagai kontrol. Model geologi yang dihasilkan oleh seismik inversi ialah model impedansi yang mewakili gambaran bawah permukaan bumi, sehingga lebih mudah dipahami dan diinterpretasi.



Gambar 10. Dekonvolusi seismik inversi (Sukmono, 2007)

Metode seismik inversi terbagi menjadi dua berdasarkan proses-*stack* data seismik yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Jenis Inversi yang termasuk pada kelompok *pre-stack inversion* dan *post-stack inversion* dapat dilihat pada gambar 11.



Gambar 11. Macam Teknik inversi (Russel, 1998)

3.2.1 Post-Stack Inversion

Banyak teknik inversi yang dapat diaplikasikan untuk *post-stack inversion* untuk output inversi berbasis nilai *Acoustic Impedance (AI)*, seperti *Rekursif Inversion*, *Bandlimited Inversion*, *Sparse Spike Inversion*, dan *Coloured Inversion* yang di kerjakan dalam penelitian ini.

3.2.1.1 Acoustic Impedance (AI) Inversion

Salah satu sifat akustik yang khas pada batuan adalah *Acoustic Impedance (AI)* yang merupakan perkalian antara kecepatan (V_p) dan densitas (ρ).

$$AI = V_p \cdot \rho \quad (6)$$

Dari persamaan harga *AI (acoustic impedance)* ini lebih dikontrol oleh V_p (kecepatan gelombang P dalam satuan m/s) dibandingkan ρ (densitas batuan dengan satuan g/cm^3), karena orde nilai kecepatan lebih besar dibandingkan orde nilai densitas. Jika gelombang seismik ini melewati dua media yang berbeda impedansi akustiknya, maka akan ada sebagian energi yang dipantulkan yang kemudian direkam oleh *receiver* di permukaan. Untuk setiap adanya perubahan AI di bawah permukaan bumi akan menimbulkan koefisien refleksi yang dirumuskan sebagai :

$$R = \frac{AI_{i+1} - AI_i}{AI_{i+1} + AI_i}, \quad (7)$$

di mana :

R = koefisien refleksi

AI_i = impedansi akustik lapisan ke-i

AI_{i+1} = impedansi akustik lapisan ke i+1

3.2.1.1.1 Inversi Rekursif/*Bandlimited*

Inversi rekursif atau biasa disebut dengan *bandlimited inverse* menganggap jejak seismik merupakan reflektifitas yang telah difilter oleh fase nol. Metode ini merupakan yang paling sederhana untuk mendapatkan nilai *Acoustic Impedance* (AI). Diawali dari persamaan (2) dapat dirubah menjadi :

$$AI_n = AI_i \prod_{i=1}^{n-1} \left[\frac{1 + KR_i}{1 - KR_i} \right] \quad (8)$$

3.2.1.1.2 *Sparse Spike Inversion*

Metode inversi ini mengasumsikan bahwa reflektifitas suatu model dianggap sebagai rangkaian *spike* yang jarang dan bernilai besar, ditambahkan dengan deret *spike* yang kecil kemudian dilakukan estimasi *wavelet* berdasarkan asumsi model tersebut. *Trace* seismik akan mengalami penambahan jumlah *spike* baru yang lebih kecil dari *spike* sebelumnya, sehingga akan membuat menjadi lebih akurat. Dalam metode *sparse spike* ini terdapat beberapa teknik dekonvolusi, karena metode ini mengasumsikan beberapa model reflektifitas dan membuat estimasi *wavelet* berdasarkan asumsi tersebut, seperti teknik :

1. *Maximum Likelihood* (MLD)
2. *Linier Programing Sparse Spike* (LPSS)

Metode inversi ini memiliki kelebihan dibandingkan metode dekonvolusi biasa karena estimasi *sparse spike* dengan batas, sehingga dapat digunakan untuk estimasi reflektifitas *full-bandwidth* (Sukmono, 2007).

3.2.1.1.3 Model Based Inversion

Metode ini dilakukan dengan cara membandingkan data seismik sintetik yang telah dibuat dari hasil konvolusi reflektifitas (model geologi) dengan *wavelet* tertentu dengan data seismik riil. Penerapan metode ini dimulai dengan dugaan awal yang diperbaiki secara iteratif.

Metode ini dapat dilakukan dengan anggapan *trace* seismik dan *wavelet* diketahui, *noise* tidak berkorelasi dan acak (Sukmono, 2007).

Prinsip metode ini adalah membuat model geologi dan membandingkannya dengan data riil seismik (Russel, 1998). Metode ini menggunakan metode awal yang dibuat berdasarkan *picking* horizon dan ekstrapolasi nilai *Acoustic Impedance (AI)* dari sumur. Metode ini juga disebut sebagai *blocky inversion* karena nilai *impedance* terlebih dahulu diratakan nilainya berdasarkan ukuran blok yang diberikan.

3.2.1.1.3 Coloured Inversion

Merupakan modifikasi dari *Bandlimited Inversion*, dimana proses inversi membatasi frekuensi yang dihasilkan, dan digunakan operator untuk mendefinisikan domain frekuensi.

Karena kelemahan dan kelebihan masing-masing teknik inversi, maka dipilih metode *Linier Programing Sparse Spike (LPSS) Inversion* sebagai fokus teknik inversi yang digunakan pada penelitian ini, karena tidak terlalu bergantung pada initial model, dan metode *Linier Programing Sparse Spike (LPSS) Inversion* cocok diterapkan pada data yang memiliki reflektivitas baik.

Dengan demikian diharapkan hasil akhir inversi memberikan parameter-parameter reservoir target yang dicari, yaitu nilai AI sebagai kontras perubahan litologi dan nilai parameter porositasnya.

3.3 Well Logging

Penelitian geologi dan seismik permukaan mampu memberikan dugaan potensi hidrokarbon di bawah permukaan, akan tetapi evaluasi formasi menggunakan data sumur (*well logging*), seperti *wireline log*, memberikan input respon geologi secara langsung kondisi bawah permukaan dengan akurasi yang lebih tinggi dari pada data seismik. Sehingga data log dijadikan sebagai kontrol data seismik untuk identifikasi hidrokarbon sebagai salah satu tujuan utama evaluasi formasi.

Log adalah suatu grafik kedalaman atau waktu dari satu set data yang menunjukkan parameter yang diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur. Kurva log memberikan informasi yang cukup tentang sifat-sifat batuan dan fluida yang terkandung di dalamnya (Harsono, 1997).

3.3.1 Gamma Ray (GR) Log

Kurva *log Gamma Ray* ini merupakan suatu kurva yang menunjukkan besarnya intensitas radioaktif yang ada dalam formasi atau batuan, sehingga kurva log ini dapat digunakan untuk mendeteksi ataupun mengevaluasi endapan-endapan mineral radioaktif, seperti *Uranium (U)*, *Thorium (Th)* dan *Potassium (K)*.

Dasar dari GR ini adalah perekaman radioaktif alami bumi. Radioaktif GR yang dideteksi oleh GR ini berasal dari 3 unsur yang ada di dalam batuan, yaitu *Uranium (U)*, *Thorium (Th)* dan *Potassium (K)*, yang secara kontinu memancarkan sinar *gamma* (γ) dalam bentuk-bentuk pulsa energi radiasi tinggi. Sinar *gamma* ini mampu menembus batuan dan dideteksi oleh sensor sinar (*detector*) sehingga menimbulkan pulsa listrik pada detektor. Pada batuan sedimen, unsur-unsur radioaktif terkonsentrasi dalam lapisan batulempung, sehingga pada perlapisan permeabel yang bersih, kurva *gamma ray* menunjukkan intensitas radioaktif yang sangat rendah, misalnya batupasir. Oleh sebab itu, *log gamma ray* sering digunakan dalam interpretasi batu pasir-lempung yang nantinya dapat digunakan untuk menghitung volume dari batu lempung (V_{sh}). Selain untuk menentukan apakah lapisan tersebut ke dalam kategori batupasir ataupun batu lempung, *log gamma ray* ini juga dapat memperlihatkan lapisan batuan yang tidak radioaktif, misalnya lapisan batubara. Secara luas, *log gamma ray* digunakan juga untuk mengkorelasikan sumur-sumur pemboran dengan menyesuaikan gejala-gejala perubahan litologi yang terlihat pada kurva *gamma ray*. Satuan dari GR adalah API. *Shales* terbaca kira-kira 100 API, tapi dapat bervariasi dari 75 sampai 150 API. Sedangkan di bawah 75 API adalah litologi *sand* (Harsono, 1997).

3.3.2 NPHI Log

Log NPHI tidak mengukur volume pori secara langsung, tetapi bekerja dengan memancar partikel-partikel neutron energi tinggi dari suatu sumber kedalam formasi batuan. Partikel-partikel neutron ini akan bertumbukan dengan atom-atom pada batuan, sehingga mengakibatkan hilangnya energi dan kecepatan.

Atom H secara fisis memiliki massa atom yang serupa dengan neutron. Dengan demikian tumbukan neutron dengan atom H akan bersifat efektif, artinya energi yang hilang akibat penyerapan merupakan jumlah tertinggi dibanding tumbukan dengan atom lain. Partikel yang telah kehilangan energi tersebut kemudian akan dipantulkan kembali, diterima oleh detektor dan direkam kedalam log. Jumlah atom hidrogen yang terkandung dalam batuan diasumsikan berbanding lurus dengan banyaknya pori batuan. Biasanya pori-pori batuan ini terisi fluida baik gas, air atau minyak. Ketiga jenis fluida tersebut secara relatif memiliki jumlah atom hidrogen tertentu. Dari sini dapat ditentukan jenis fluida pengisi pori batuan / formasi yang telah diukur. Untuk mendapatkan nilai porositas yang sebenarnya, log NPHI harus dibantu oleh log lain seperti densitas (Harsono, 1997).

$$\phi = \frac{\phi_D + \phi_N}{2} \quad (9)$$

Dari persamaan 9 terlihat bahwa poristas bergantung pada ϕ_D (porositas densitas) dan ϕ_N (porositas neutron) (Harsono, 1997).

3.3.3 Density (RHOB) Log

Prinsip kerja log ini memancarkan sinar gamma menengah ke dalam suatu formasi, sehingga sinar gamma akan bertumbukan dengan elektron-elektron yang ada pada batuan. Tumbukan tersebut akan menyebabkan hilangnya energi (atenuasi) sinar gamma yang kemudian akan dipantulkan dan diterima oleh detektor yang akan diteruskan untuk direkam ke permukaan.

Dalam hubungan fisika atenuasi sinar gamma diterjemahkan sebagai fungsi dari jumlah elektron yang terdapat dalam formasi. Jumlah ini dinyatakan dalam kerapatan elektron yang mewakili densitas keseluruhan (Harsono, 1997).

3.3.4 Sonic Interval Transite Time (DT) Log

Log sonic adalah log yang bekerja berdasarkan kecepatan rambat gelombang suara. Gelombang yang dipancarkan kedalam suatu formasi kemudian akan dipantulkan kembali ke *receiver*. Waktu yang dibutuhkan gelombang untuk sampai ke penerima disebut *interval transit time*.

Besarnya selisih waktu tersebut tergantung pada jenis batuan dan besarnya porositas batuan tersebut sebagai fungsi dari parameter elastik seperti *bulk modulus (K)*, *shear modulus(μ)*, dan *densitas (ρ)* yang terkandung dalam persamaan kecepatan gelombang kompresi dan kecepatan gelombang *shear*. Sehingga *log sonic* sering digunakan untuk mengetahui porositas litologi, selain itu juga digunakan untuk membantu interpretasi data seismik, terutama untuk mengkalibrasi kedalaman formasi. Pada batuan yang kerapatannya lebih kecil, kurva *log sonic* akan mempunyai harga lebih besar.

Apabila batuan mempunyai kerapatan seperti batu gamping, kurva *log sonic* akan bernilai kecil. Besaran pengukuran *log sonic* dituliskan sebagai perlambatan (*slowness*)(Harsono, 1997).

3.3.5 Volume Shale (Vsh)

Kandungan serpih dalam formasi berkaitan dengan banyaknya air ikat serpih dalam formasi, sehingga akan berpengaruh terhadap pembacaan parameter petrofisika, sehingga dalam lapisan *shale* penentuan volume serpih sangat penting. Metode paling umum untuk menentukan volume serpih adalah dengan menggunakan log GR. Indeks sinar gamma ditentukan dengan persamaan :

$$I_{GR} = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (10)$$

Dengan GR adalah nilai log sinar gamma (API), GRmin menyatakan pembacaan minimum log sinar gamma (API), GR maks adalah pembacaan maksimum log sinar gamma (API). Dan Vsh menyatakan volume serpih (fraksi).

Kandungan serpih lebih besar dari 50 % menurut Adi Harsono adalah litologi *shale*, sedangkan untuk kandungan serpih di bawah 50 % adalah litologi *sand* (Harsono, 1997).

3.4. Seismic Attribute

Atribut seismik merupakan suatu transformasi matematis dari data *trace* 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 (Sukmono, 2001). 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*) (Yaman, 2005). Sehingga penampang dan peta baru yang dihasilkan dari perhitungan atribut diharapkan mampu mencitrakan aspek geologi yang lebih baik dibandingkan dengan hasil dari penampang konvensional (Rusdiyo, 2004).

3.4.1. Atribut Amplitudo RMS

Salah satu sinyal seismik yang umumnya digunakan untuk mendapatkan informasi reservoir adalah *amplitude* (Hadi, 2006). Dalam gelombang seismik, *amplitude* menggambarkan jumlah energi dalam domain waktu. Atribut *amplitude* dibedakan menjadi atribut amplitudo jejak kompleks dan amplitudo primer. Contoh atribut amplitudo jejak kompleks antara lain, kuat refleksi atau *amplitude* sesaat yang merupakan akar dari energi total sinyal seismik pada waktu tertentu yang secara matematis dapat didefinisikan sebagai berikut:

$$R(t) = \sqrt{g^2(t) + h^2(t)} \quad (11)$$

Dengan $g(t)$ adalah bagian riil jejak seismik

$h(t)$ adalah bagian imajiner jejak seismik

Aplikasi atribut ini terutama digunakan sebagai indikator hidrokarbon langsung serta pembuatan fasies dan ketebalan. Contoh dari atribut *amplitude primer* antara lain adalah amplitudo *rms*. Atribut amplitudo yang digunakan dalam penelitian ini adalah amplitudo *rms*. Amplitudo *rms* merupakan akar dari jumlah energi dalam domain waktu yang secara matematis dapat didefinisikan sebagai berikut:

$$A_{\text{rms}} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N r_i^2}$$

$$= \sqrt{\frac{r_1^2 + r_2^2 + r_3^2 + \dots + r_n^2}{N}} \quad (12)$$

Dengan : - N merupakan jumlah *amplitude* pada jangkauan (*range*) tertentu

- r merupakan nilai dari *amplitude*

Karena nilai amplitudo dikuadratkan dulu sebelum dirata-ratakan, maka perhitungan *rms* sangat sensitif terhadap nilai amplitudo yang ekstrim.

3.4.2. Atribut Frekuensi Sesaat

Frekuensi sesaat merupakan jenis dari atribut kompleks yang merupakan kombinasi dari *seismic trace* riil dan *seismic trace* imajiner. *Trace* seismik imajiner didapat dari Hilbert *transform*, yaitu:

$$h(t) = \frac{1}{\pi t} * f(t) \quad (13)$$

Dengan $f(t)$ = tras seismik riil

$h(t)$ = tras seismik imajiner

Selain itu frekuensi sesaat juga merepresentasikan nilai pada suatu titik, bukan hasil rata-rata dari suatu interval sehingga dapat menonjolkan perubahan-perubahan mendadak yang mungkin hilang selama proses perata-ratan tersebut.

Frekuensi sesaat memberikan informasi mengenai karakter frekuensi dari suatu reflektor, efek absorpsi, pengkekanan, dan tebal pengendapan.

Nilai frekuensi sesaat merupakan turunan fasa terhadap waktu. Sedangkan fasa didapat dari pembagian antara tras seismik riil dengan tras seismik imajiner (Putra, 2011). Aplikasi frekuensi sesaat dalam karakterisasi reservoir :

- a. Zona bayangan frekuensi rendah biasanya berhubungan dengan reflektor di bawah zona gas, kondensat, atau kadang-kadang reservoir minyak.
- b. Secara umum perubahan frekuensi rendah terjadi hanya pada reflektor yang berada langsung di bawah zona tersebut sedangkan untuk reflektor yang lebih dalam reflektor akan terlihat normal.

3.4.3. Atribut *Envelope* / Kuat Refleksi

Envelope $F(t)$ / Kuat refleksi $A(t)$ adalah *envelope* dari tras seismik. Atribut *envelope* merupakan akar dari kuadrat *trace real* ditambah kuadrat *trace imajiner* yang dapat dijelaskan pada persamaan di bawah:

$$|F(t)| = \sqrt{f^2(t) + F^{*2}(t)} = A(t) \quad (14)$$

Dimana : $F(t) = \textit{Envelope}$

$A(t) = \textit{Kuat Refleksi}$

$f(t) = \textit{Real Trace}$

$F^{*2}(t) = \textit{Imajiner Trace}$

a. Aplikasi Atribut *Envelope*

Envelope F(t) / Reflection Strength A(t) / instantaneous Amplitudo merupakan akar dari energi total sinyal seismik yang terjadi pada waktu sesaat. Berhubungan dengan nilai amplitudo (menonjolkan nilai amplitudonya) namun kelemahannya adalah merata-ratakan semua nilai amplitudo sehingga amplitudo kecil akan hilang. Dalam karakterisasi reservoir, *Envelope* akan membantu dalam :

1. Korelasi Regional

Reflection strength akan merata-ratakan nilai amplitudo sehingga akan memudahkan dalam melakukan korelasi regional. Contoh SB, Batas *BedRock*, Batas lingkungan pengendapan.

2. Mengestimasi struktur sesar

Perubahan lokal yang tajam bisa mengindikasikan pensesaran atau dapat berasosiasi dengan lingkungan pengendapan seperti "*channel*".

3. Mengestimasi keberadaan ketidakselarasan

Kuat refleksi tinggi sering berasosiasi dengan perubahan litologi tajam, seperti pada kasus ketidakselarasan atau batas yang berasosiasi dengan perubahan tajam dari lingkungan pengendapan.

4. Identifikasi awal DHI

Kuat refleksi juga merupakan alat efektif untuk mengidentifikasi anomali terang dan buram ("*bright dan spots*"). Reservoir gas, misalnya sering muncul sebagai refleksi beramplitudo tinggi dan "terang".

5. Kuat refleksi juga bisa berfungsi untuk mendeteksi dan mengalibrasi efek *tuning*, yang terjadi akibat interferensi konstruktif dan destruktif *wavelet* reflektor.