

BAB III

TEORI DASAR

3.1 Konsep Dasar Seismik

Metode seismik adalah salah satu metode eksplorasi yang didasarkan pada pengukuran respon gelombang elastik yang dikirimkan ke bawah permukaan dan kemudian direleksiikan sepanjang perbedaan lapisan tanah atau batas-batas batuan. Sumber dari gelombang seismik yang umumnya digunakan di darat adalah ledakan dinamit, sedangkan di laut menggunakan sumber getar berupa *air gun*. Respon yang tertangkap dari tanah diukur dengan sensor yang disebut geophon (survei di darat) atau hidrofون (survei di laut). Data yang terekam oleh *receiver* ini adalah waktu tempuh (*travel time*) gelombang pantul, yang akan memberikan informasi kecepatan rambat gelombang pada lapisan batuan tersebut. Selain hal tersebut variabel lain yang dapat dimanfaatkan adalah frekuensi, amplitudo, dan fasa gelombang.

Penyelidikan seismik dilakukan dengan cara membuat getaran dari suatu sumber getar. Getaran tersebut akan merambat ke segala arah di bawah permukaan sebagai gelombang getar. Gelombang yang datang mengenai lapisan-lapisan batuan akan mengalami pemantulan, pembiasan, dan penyerapan. Respon batuan terhadap gelombang yang datang akan berbeda-beda tergantung sifat fisik batuan

yang meliputi densitas, porositas, umur batuan, kepadatan, dan kedalaman batuan. Gelombang yang dipantulkan akan ditangkap oleh geophon di permukaan dan diteruskan ke instrumen untuk direkam. Hasil rekaman akan mendapatkan penampang seismik.

Menurut cara bergetarnya gelombang seismik dibagi menjadi dua macam yaitu:

1. Gelombang Primer (*longitudinal/compressional wave*)

Gelombang primer adalah gelombang yang arah pergerakan atau getaran partikel medium searah dengan arah perambatan gelombang tersebut. Gelombang ini mempunyai kecepatan rambat paling besar diantara gelombang seismik yang lain.

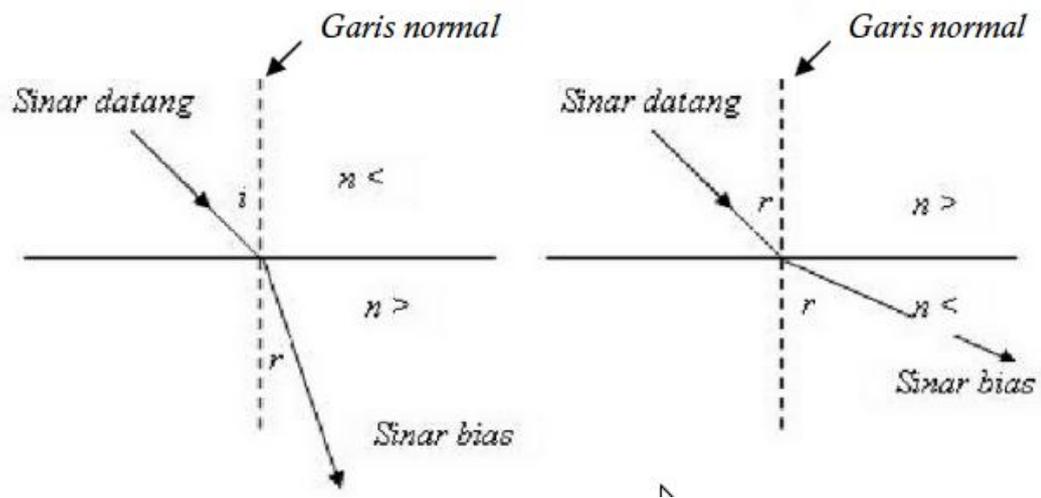
2. Gelombang Sekunder (*transversal/shear wave*)

Gelombang sekunder adalah gelombang yang arah getarannya tegak lurus terhadap arah perambatan gelombang. Gelombang ini hanya dapat merambat pada material padat saja dan mempunyai kecepatan gelombang yang lebih kecil dibandingkan gelombang primer.

3.2 Hukum Fisika Gelombang Seismik

3.2.1 Hukum Snellius

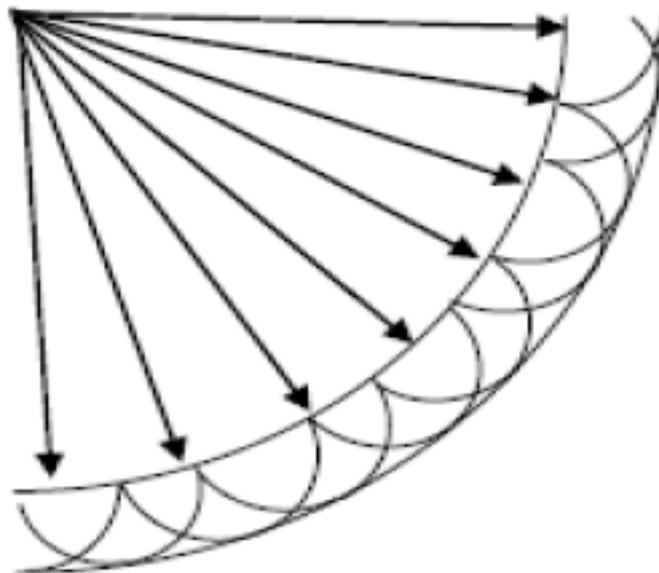
Hukum Snellius menyatakan bahwa bila suatu gelombang jatuh pada bidang batas dua medium yang mempunyai perbedaan densitas, maka gelombang tersebut akan dibiaskan, jika sudut datang gelombang lebih kecil atau sama dengan sudut kritisnya. Gelombang akan dipantulkan, jika sudut datangnya lebih besar dari sudut kritisnya. Gelombang datang, gelombang bias, gelombang pantul terletak pada suatu bidang datar.



Gambar 7. Hukum Snellius (Hutabarat, 2009)

3.2.2 Prinsip Huygens

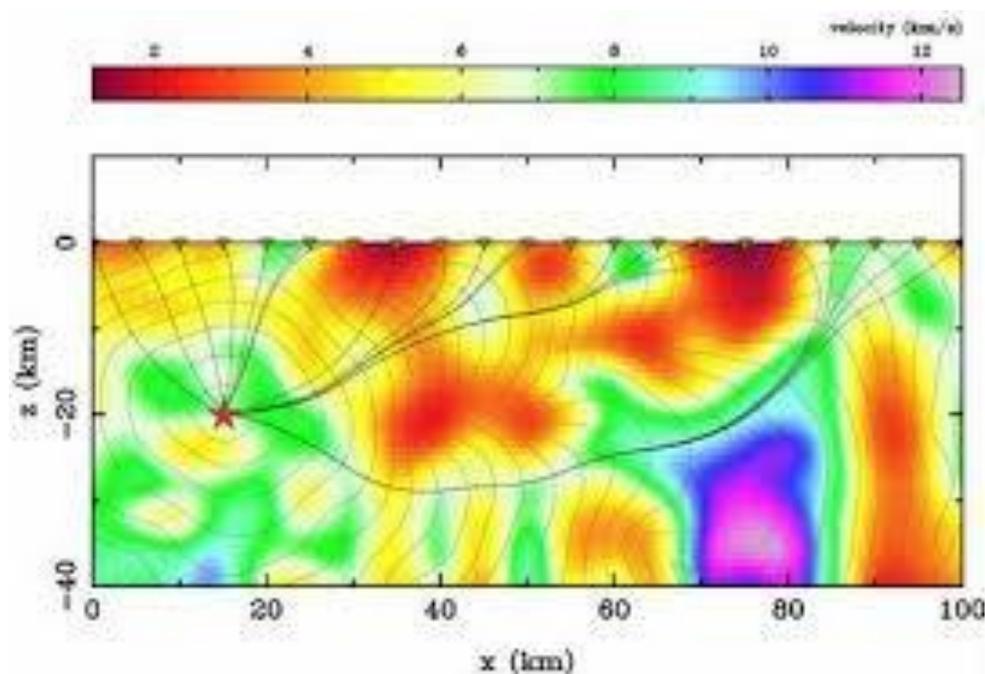
Prinsip Huygens menyatakan bahwa setiap titik-titik pengganggu yang berada di depan muka gelombang utama akan menjadi sumber bagi terbentuknya deretan gelombang yang baru. Jumlah energi total deretan gelombang baru tersebut sama dengan energi utama.



Gambar 8. Prinsip Huygens (Asparini, 2011)

3.2.3 Prinsip Fermat

Prinsip Fermat menyatakan bahwa, jika sebuah gelombang merambat dari satu titik ke titik yang lain, maka gelombang tersebut akan memilih jejak yang tercepat. 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.



Gambar 9. Prinsip Fermat (Hutabarat, 2009)

3.3 Metode Dasar Seismik

3.3.1 Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi mengukur waktu yang diperlukan suatu impuls suara untuk melaju dari sumber suara, terpantul oleh batas-batas formasi geologi, dan kembali ke permukaan tanah pada suatu geofon. Refleksi dari suatu horizon geologi mirip dengan gema pada suatu muka tebing atau jurang.

Metode seismik refleksi banyak dimanfaatkan untuk keperluan eksplorasi perminyakan, penentuan sumber gempa ataupun mendeteksi struktur lapisan tanah. Seismik refleksi hanya mengamati gelombang pantul yang datang dari batas-batas formasi geologi. Gelombang pantul ini dapat dibagi atas beberapa jenis gelombang, yaitu Gelombang-P, Gelombang-S, Gelombang *Stoneley*, dan Gelombang *Love*. Sedangkan dalam seismik pantul, analisis dikonsentrasikan pada energi yang diterima setelah getaran awal diterapkan.

Secara umum, sinyal yang dicari adalah gelombang-gelombang yang terpantulkan dari semua *interface* antar lapisan di bawah permukaan. Analisis yang di pergunakan dapat disamakan dengan *echosounding* pada teknologi bawah air, kapal, dan sistem radar. Informasi tentang medium juga dapat diekstrak dari bentuk dan amplitudo gelombang pantul yang direkam. Struktur bawah permukaan dapat cukup kompleks, tetapi analisis yang dilakukan masih sama dengan seismik bias, yaitu analisis berdasar kontras parameter elastisitas medium.

3.4 Komponen Seismik Refleksi

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

3.4.1 Impedansi Akustik

Impedansi akustik merupakan kemampuan suatu batuan untuk melewatkan gelombang seismik yang melaluinya. Secara fisis, Impedansi Akustik merupakan produk perkalian antara kecepatan gelombang kompresi dengan densitas batuan.

Impedansi akustik (Z) didefinisikan dalam persamaan matematis:

$$Z = V \times \rho \quad (1)$$

dengan V = kecepatan gelombang dan ρ = densitas batuan.

Semakin keras suatu batuan, maka impedansi akustiknya semakin besar pula, sebagai contoh batupasir yang sangat kompak memiliki impedansi akustik yang lebih tinggi dibandingkan dengan batugamping.

3.4.2 Koefisien Refleksi

Koefisien refleksi adalah suatu nilai yang merepresentasikan bidang batas antara dua medium yang memiliki impedansi akustik yang berbeda. Untuk gelombang yang mengenai batas lapisan pada normal impedans, koefisien refleksinya dapat ditulis :

$$KR = \frac{Z_1 - Z_0}{Z_1 + Z_0} \quad (2)$$

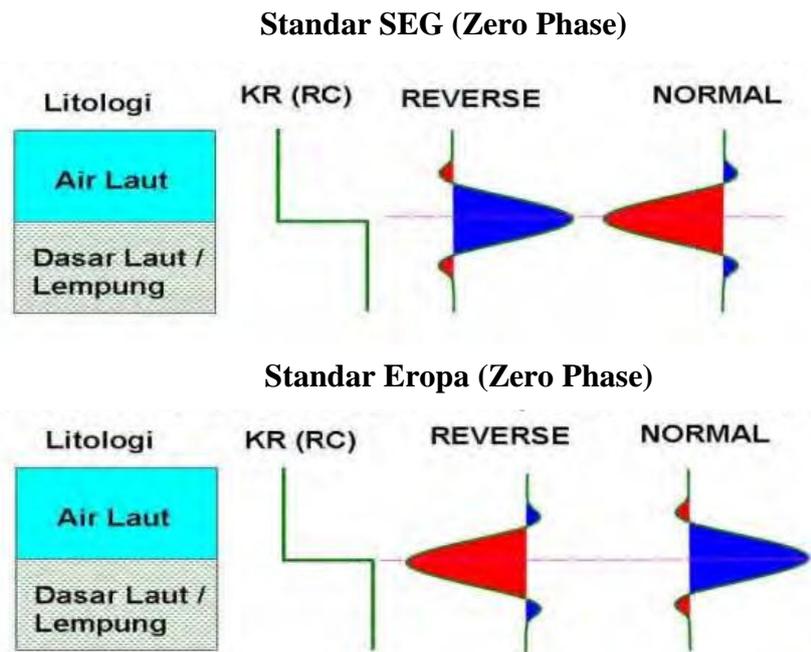
dimana Z_0 dan Z_1 adalah impedansi medium pertama dan medium kedua.

3.4.3 Polaritas

Polaritas adalah penggambaran koefisien refleksi sebagai suatu bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif. Jika $Z_2 > Z_1$ maka akan didapatkan bentuk puncak (*peak*), dan akan mendapatkan palung (*trough*) jika $Z_2 < Z_1$. Karena terdapat ketidakpastian dari bentuk gelombang seismik yang direkam, maka

dilakukan pendekatan bentuk polaritas yang berbeda yaitu polaritas normal dan polaritas terbalik (*reverse*).

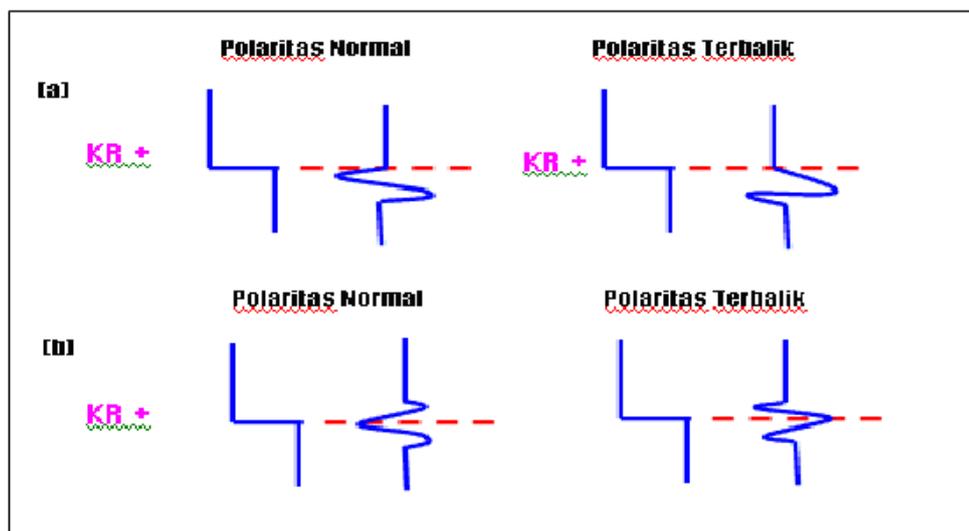
Saat ini terdapat dua jenis konvensi polaritas, yaitu Standar SEG (*Society of Exporation Geophysicist*) dan Standar Eropa dan keduanya saling berkebalikan.



Gambar 10. Polaritas normal dan polaritas *reverse* (Sukmono, 2000)

3.4.4 Fasa

Sebuah *wavelet* memiliki panjang yang terbatas dengan fasa tertentu. Didalam istilah eksplorasi seismik, fasa sebuah *wavelet* dikenal sebagai fasa minimum, fasa nol dan fasa maksimum.



Gambar 11. Macam-macam fasa pada *wavelet* (Sukmono, 2000)

Sebagaimana ditunjukkan oleh gambar di atas, fasa minimum dicirikan jika sebagian besar energi amplitudo *wavelet* berada diawal, fasa nol dengan simetris di tengah-tengah dan fasa maksimum diakhir *wavelet*.

3.4.5 Resolusi Vertikal Seismik

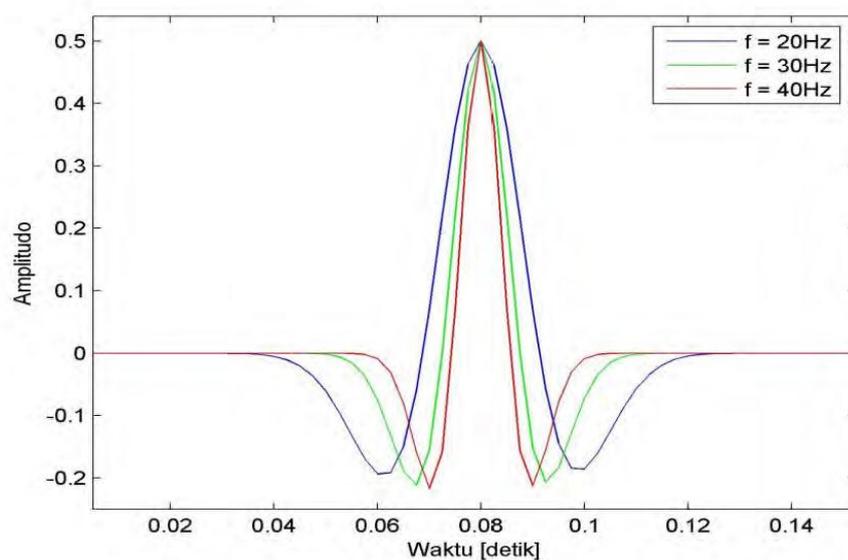
Resolusi seismik adalah kemampuan gelombang seismik untuk memisahkan dua reflektor yang berdekatan. Ketebalan minimal yang masih dapat dibedakan disebut dengan ketebalan *tuning* (*tuning thickness*). Besarnya ketebalan tuning adalah $\frac{1}{4}$ panjang gelombang seismik (λ), dimana $\lambda = v/f$ dengan v adalah kecepatan gelombang seismik (kompresi) dan f adalah frekuensi. Dimana kecepatan akan bertambah seiring bertambahnya kedalaman, sedangkan frekuensinya semakin rendah. Dengan demikian ketebalan *tuning* bertambah besar.

Sedangkan deteksi seismik dapat dirumuskan hingga $\lambda/30$. Artinya jika ketebalan dari reservoir masih di atas seismik deteksinya, maka reservoir tersebut masih

dapat dideteksi oleh seismik. Resolusi ini sangat penting untuk diketahui karena sebagai justifikasi selanjutnya dalam tahap interpretasi selanjutnya, seperti *picking well bottom*, *picking horizon*, dan analisis *window* pada analisis atribut seismik. Karena pada tahap tersebut perlu diketahui apakah pada ketebalan reservoir diatas resolusi seismiknya. Jika tebalnya di atas resolusinya, maka kita bisa membuat *picking well bottom* dan *picking bottom* reservoir pada data seismik. Sedangkan pada analisis atribut kita bisa menggunakan analisis *window* antar horizon.

3.4.6 Wavelet

Wavelet adalah gelombang harmonik yang mempunyai interval amplitudo, frekuensi, dan fasa tertentu (Sismanto, 2006). Dapat juga diartikan *wavelet* adalah gelombang yang merepresentasikan satu reflektor yang terekam oleh satu geofon.



Gambar 12. *Wavelet* (Sismanto, 2006)

Berdasarkan konsentrasi energinya *wavelet* dapat dibagi menjadi 4 jenis yaitu:

3.4.6.1 Zero Phase Wavelet

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

3.4.6.2 Minimum Phase Wavelet

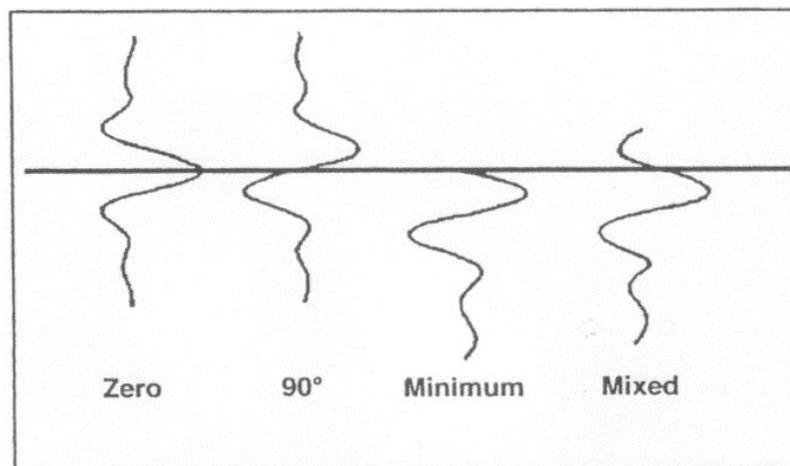
Wavelet berfase minimum (*minimum phase wavelet*) memiliki energi yang terpusat pada bagian depan. Dibandingkan jenis *wavelet* yang lain dengan spektrum amplitudo yang sama, *wavelet* berfase minimum mempunyai perubahan atau pergeseran fasa terkecil pada tiap-tiap frekuensi. Dalam terminasi waktu, *wavelet*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

3.4.6.3 Maximum Phase Wavelet

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

3.4.6.4 Mixed Phase Wavelet

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



Gambar 13. Jenis-jenis *wavelet* berdasarkan konsentrasi energinya (Sismanto, 2006)

Dalam domain frekuensi, ekstraksi *wavelet* untuk menentukan spektrum amplitudo dan spektrum fasanya dapat dilakukan dengan dua cara sebagai berikut:

1. Statistik

Ekstraksi ini memperoleh *wavelet* dari data seismik saja. Metode ini tidak terlalu baik untuk menentukan spektrum fasa sehingga harus ditambahkan sebagai sebuah parameter terpisah. Metode koreksi fasa perlu diterapkan bersamaan dengan pendekatan ini sedemikian rupa, sehingga fasa dari seismik dapat diubah menjadi fasa nol, fasa konstan, fasa minimum ataupun fasa lainnya yang diinginkan. Setelah fasa diubah, spektrum amplitudo dapat ditentukan sebagai berikut :

- a. Hitung *auto-correlation* pada *time window* yang dipilih
- b. Hitung spektrum amplitudo dari *auto-correlation*
- c. Kalkulasi akar kuadrat dari spektrum *auto-correlation* yang mendekati spektrum amplitudo *wavelet*
- d. Tetapkan fasanya (nol, konstan, minimum)

- e. Kalkulasi *Fast Fourier Transform* (FFT) inversi untuk menghasilkan *wavelet*
- f. Ambil rata-rata (*average*) *wavelet* dengan *wavelet* yang di hitung dari tras lain.

2. Menggunakan Log Sumur

Metode ini menggabungkan informasi data log sumur dan seismik untuk mengekstrak *wavelet* dan memberikan informasi fasa yang akurat dilokasi sumur. Tetapi metode ini tergantung kepada pengikatan antara data log dan seismik (*well seismic tie*) dan konversi *depth to-time*. Ekstraksi *wavelet* log sumur bisa dilakukan secara “*full*” (berarti spektrum fasa diestimasi dari data) atau “*constant*”.

Ekstraksi *wavelet* “*full*” membutuhkan data log densitas dan sonik untuk masing-masing tras yang diamati. Prosedur untuk ekstraksi *wavelet* menggunakan log sumur diintegrasikan dengan inversi, dan dilakukan sebagai berikut :

- a. Data log sonik dan densitas diekstrak dari *time window* data seismik yang dipilih,
- b. Impedansi dan kemudian reflektivitas dihitung,
- c. *Wavelet* yang paling tepat untuk persamaan konvolusi berikut dihitung :

$$S = W * R + n \quad (3)$$

dimana S adalah tras seismik, W adalah *wavelet*, R adalah reflektivitas, n adalah bising acak, dan tanda $*$ menandakan konvolusi dalam *time*

- d. *Amplitude envelope* dari setiap *wavelet* dihitung dengan menggunakan transformasi Hilbert,

- e. *Wavelet* dijumlahkan dengan *wavelet* yang diperoleh dari tras lain,
- f. *Wavelet* distabilkan dengan cara menghilangkan amplitudo spektral frekuensi tinggi yang mempunyai amplitudo kurang dari $\frac{1}{4}$ amplitudo maksimum.

Wavelet constant-phase adalah kombinasi *wavelet* statistik dan *wavelet* log sumur “*full*”. Log digunakan hanya untuk menghitung satu fasa konstan. Prosedurnya adalah sebagai berikut :

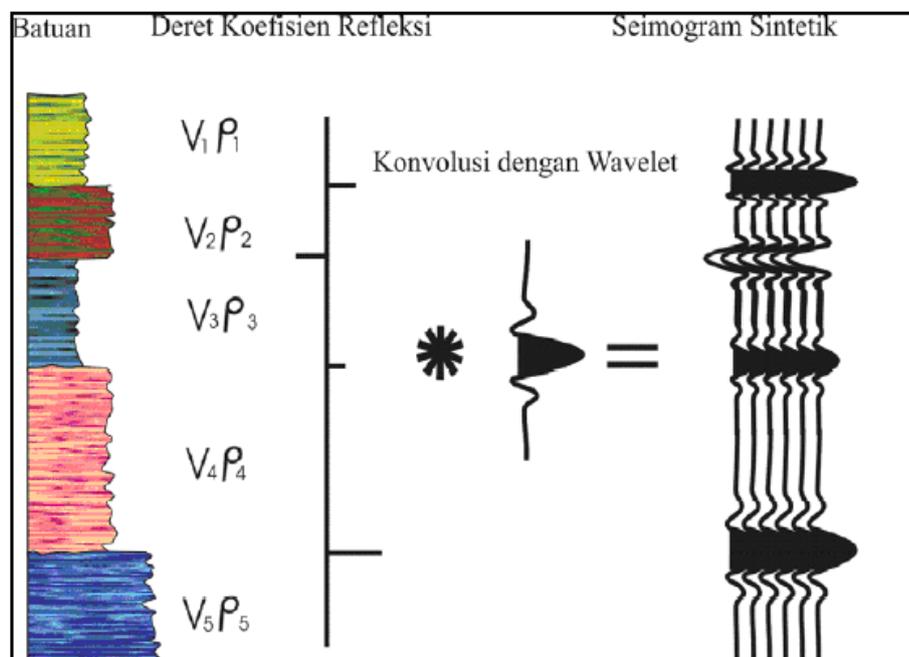
- a. Spektrum amplitudo dihitung menggunakan data seismik saja
- b. Serangkaian rotasi fasa konstan dilakukan terhadap *wavelet*
- c. Tras sintetis untuk setiap rotasi fasa dihitung dan di korelasikan dengan tras seismik
- d. Fasa yang dipilih adalah yang menghasilkan korelasi maksimum antara sintetis dengan data.

3.4.7 Seismigram Sintetik

Seismigram sintetis adalah data seismik buatan yang di buat dari data sumur, yaitu log kecepatan, densitas, dan *wavelet* dari data seismik. Dengan mengalikan kecepatan dengan densitas maka akan didapatkan deret koefisien refleksi. Koefisien refleksi ini kemudian dikonvolusikan dengan *wavelet*, sehingga akan didapatkan seismigram sintetis pada daerah sumur tersebut.

Seimogram sintetis ini digunakan untuk mengikat data sumur dengan data seismik. Sebagaimana diketahui, data seismik umumnya berada dalam domain waktu (TWT) sedangkan data sumur berada dalam domain kedalaman (*depth*). Sehingga sebelum dilakukan pengikatan, langkah awal yang harus dilakukan

adalah konversi data sumur ke domain waktu dengan cara membuat seismigram sintetis dari sumur.



Gambar 14. Seismogram sintetis yang didapat dengan mengkonvolusikan koefisien refleksi dengan *wavelet* (Sukmono, 2000).

3.4.8 Survei *Checkshot*

Tujuan dari survei *checkshot* adalah untuk mendapatkan hubungan domain waktu dan kedalaman yang digunakan untuk melakukan proses pengikatan data sumur dengan data seismik. Pada prinsipnya survei *checkshot* sama seperti survei pada seismik, akan tetapi letak geophon pada *checkshot* di letakkan pada sumur, sehingga didapatkan waktu *one way time* yang direkam oleh geophon pada kedalaman tertentu. Dari sinilah dapat diketahui hubungan waktu penjalaran gelombang seismik pada sumur tersebut.

Produk utama dari *checkshot* adalah kurva hubungan waktu tempuh dengan kedalaman (*TD Curve*) yang sangat berguna untuk konversi waktu ke kedalaman,

mengkoreksi sonik/*sonic corrected check-shot* untuk keperluan pembuatan seismogram sintetik, memperbaiki kecepatan seismik (*velocity scaling*), estimasi Q, dll.

3.5 *Petroleum System*

Untuk menyelidiki keadaan geologi dimana minyak dan gas bumi terakumulasi, diperlukan lima persyaratan mutlak yaitu sebagai berikut :

3.5.1 Batuan Sumber

Batuan sumber adalah batuan yang merupakan tempat minyak dan gas bumi terbentuk. Pada umumnya batuan sumber ini berupa lapisan serpih/*shale* yang tebal dan mengandung material organik. Secara statistik disimpulkan bahwa presentasi kandungan hidrokarbon tertinggi terdapat pada serpih yaitu 65%, batugamping 21%, napal 12% dan batubara 2%. Kadar material organik dalam batuan sedimen secara umum dipengaruhi oleh beberapa faktor (Koesoemadinata, 1978) antara lain lingkungan pengendapan dimana kehidupan organisme berkembang secara baik, sehingga material organik terkumpul, pengendapan sedimen yang berlangsung secara cepat sehingga material organik tersebut tidak hilang oleh pembusukan dan atau teroksidasi.

Faktor lain yang juga mempengaruhi adalah lingkungan pengendapan yang berada pada lingkungan reduksi, dimana sirkulasi air yang cepat menyebabkan tidak terdapatnya oksigen. Dengan demikian material organik akan terawetkan. Proses selanjutnya yang terjadi dalam batuan sumber ini adalah pematangan. Dari beberapa hipotesa (Koesoemadinata, 1978) diketahui bahwa pematangan

hidrokarbon dipandang dari perbandingan hidrogen dan karbon yang akan meningkat sejalan dengan umur dan kedalaman batuan sumber itu sendiri.

3.5.2 Migrasi

Migrasi adalah perpindahan hidrokarbon dari batuan sumber melewati rekahan dan pori-pori batuan reservoir menuju tempat yang lebih tinggi. Beberapa jenis sumber penggerak perpindahan hidrokarbon ini diantaranya adalah kompaksi, tegangan permukaan, gaya pelampungan, tekanan hidrostatik, tekanan gas dan gradien hidrodinamik.

Mekanisme pergerakan hidrokarbon sendiri dibedakan pada dua hal yaitu perpindahan dengan pertolongan air dan tanpa pertolongan air. Secara sederhana dapat dikatakan bahwa migrasi hidrokarbon dipengaruhi oleh kemiringan lapisan secara regional. Waktu pembentukan minyak umumnya disebabkan oleh proses penimbunan dan '*heat flow*' yang berasosiasi dengan tektonik Miosen Akhir.

3.5.3 Reservoir

Reservoir merupakan batuan berpori atau retak-retak, yang dapat menyimpan dan melewatkan fluida. Di alam reservoir umumnya berupa batupasir atau batuan karbonat. Faktor-faktor yang menyangkut kemampuan batuan reservoir ini adalah tingkat porositas dan permeabilitas, yang sangat dipengaruhi oleh tekstur batuan sedimen yang secara langsung dipengaruhi sejarah sedimentasi dan lingkungan pengendapannya.

3.5.4 Caprock (Lapisan Tudung)

Lapisan tudung merupakan lapisan pelindung yang bersifat tak *permeable* yang dapat berupa lapisan lempung, *shale* yang tak retak, batugamping pejal atau lapisan tebal dari batuan garam. Lapisan ini bersifat melindungi minyak dan gas bumi yang telah terperangkap agar tidak keluar dari sarang perangkapnya.

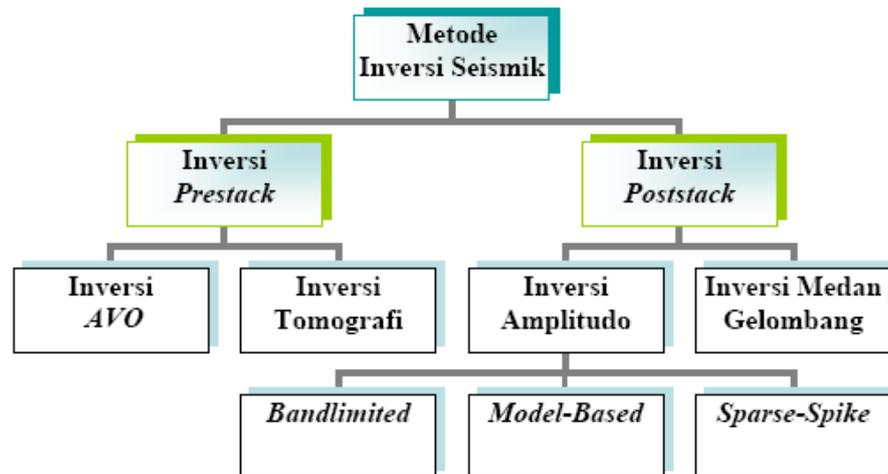
3.5.5 Perangkap

Secara geologi perangkap yang merupakan tempat terjebakanya minyak dan gasbumi dapat dikelompokkan dalam tiga jenis perangkap yaitu perangkap struktur, perangkap stratigrafi, dan perangkap kombinasi dari keduanya. Perangkap struktur banyak dipengaruhi oleh kejadian deformasi perlapisan dengan terbentuknya struktur lipatan dan patahan yang merupakan respon dari kejadian tektonik. Perangkap stratigrafi dipengaruhi oleh variasi perlapisan secara vertikal dan lateral, perubahan fasies batuan dan ketidakselarasan. Adapun perangkap kombinasi merupakan perangkap paling kompleks yang terdiri dari gabungan antara perangkap struktur dan stratigrafi.

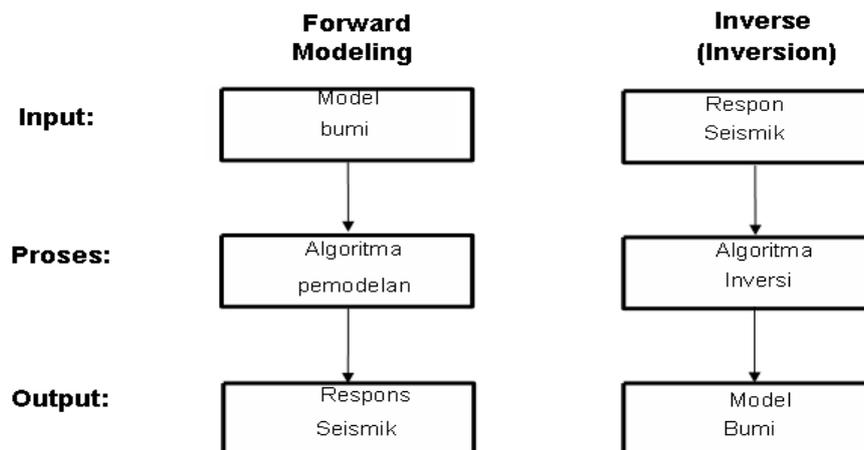
3.6 Metode Seismik Inversi

Secara garis besar inversi seismik dapat dipisahkan menjadi dua jenis yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack* (Gambar 15). Inversi *pre-stack* dilakukan pada data seismik yang belum di-*stack* (CDP gather). Inversi ini bertujuan untuk menurunkan parameter elastik untuk penentuan karakter batuan. Inversi seismik *post-stack* merupakan teknik untuk mendapatkan kembali nilai koefisien refleksi

dari rekaman seismik yang selanjutnya digunakan untuk menentukan nilai impedansi akustik lapisan batuan.



Gambar 15. Berbagai macam metode seismik inversi (Sukmono, 2000)



Gambar 16. Diagram *Forward Modelling* dan *Inverse Modelling* (Sukmono, 2000)

Inversi seismik adalah suatu proses untuk menghitung model impedansi bawah permukaan yang sesuai dengan penampang seismik. Karena hilangnya baik frekuensi rendah maupun tinggi pada proses seismik, maka informasi yang dibutuhkan untuk pembuatan profil impedansi ini tidak bisa hanya didapatkan dari

penampang seismik saja. Dua tipe data yang diperlukan untuk input dalam proses inversi adalah data seismik dan data model inisial yang dibuat pada tahap pembuatan model. Model ini menggambarkan model inisial dari struktur kecepatan yang akan digunakan untuk membatasi inversi, dimana hasil akhir pada model impedansi dibatasi hanya dapat bergeser sekian persen dari model awalnya. Hasil akhir adalah profil impedansi yang berubah sekecil mungkin dari model inisial namun juga semirip mungkin dalam memodelkan data sebenarnya.

3.6.1 Inversi Seismik Rekursif/*Bandlimited*

Inversi rekursif (*bandlimited*) adalah algoritma inversi yang mengabaikan efek *wavelet* seismik dan memperlakukan seolah-olah *trace* seismik merupakan kumpulan koefisien refleksi yang telah difilter oleh *wavelet* fasa nol. Metode ini paling awal digunakan untuk menginversi data seismik dengan persamaan dasar (Russel, 1988) :

$$r_i = \frac{\rho_{i+1} V_{i+1} - \rho_i V_i}{\rho_{i+1} V_{i+1} + \rho_i V_i} = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (4)$$

dengan r = koefisien refleksi, ρ = densitas, V = kecepatan gelombang P dan Z = Impedansi Akustik.

Persamaan (4) tersebut diturunkan dari persamaan :

$$1 + r_i = \frac{Z_{i+1} + Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} + \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} = \frac{2Z_{i+1}}{Z_{i+1} + Z_i} \quad \text{dan}$$

$$1 - r_i = \frac{Z_{i+1} + Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} - \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} = \frac{2Z_i}{Z_{i+1} + Z_i},$$

sehingga akan diperoleh perumusan inversi rekursif, yaitu :

$$\frac{Z_{i+1}}{Z_i} = \frac{1 + r_i}{1 - r_i} \quad \text{or} \quad Z_{i+1} = Z_i \left[\frac{1 + r_i}{1 - r_i} \right] \quad (5)$$

mulai dari lapisan pertama, impedansi lapisan berikutnya ditentukan secara rekursif dan tergantung nilai impedansi akustik lapisan di atasnya dengan perumusan sebagai berikut :

$$Z_{i+1} = Z_i * \Pi \left[\frac{1 + r_i}{1 - r_i} \right] \quad (6)$$

Permasalahan yang terjadi pada inversi rekursif adalah :

1. Tidak menggunakan kontrol geologi, sehingga hampir identik dengan permodelan ke depan.
2. Karena *wavelet* yang digunakan diasumsikan sebagai *zero phase wavelet*, maka akan berpengaruh pada model geologi yang dihasilkan.
3. Karena persamaan diaplikasikan secara rekursif dari *top* sampai *bottom* dari tras, maka efek dari eror menjadi kumulatif. Ini berarti eror pada *bottom* akan menjadi jauh lebih besar daripada eror pada *top*.
4. Kehilangan komponen frekuensi rendah (efek *bandlimited*) dan tinggi sehingga kurang baik untuk memprediksi IA secara lateral.
5. Sensitif terhadap *noise*. Terdapat kemungkinan *noise* dianggap sebagai tras seismik dan diikutkan dalam perhitungan, sehingga dapat menghasilkan lapisan baru yang semu.
6. Tidak mengindahkan efek *wavelet* seismik dan memperlakukan tras seismik sebagai seri koefisien refleksi yang difilter oleh *wavelet* fasa nol. Selain itu, metode ini juga menganggap bahwa penskalaan secara absolut adalah benar.

3.6.2 Inversi Seismik *Model Based*

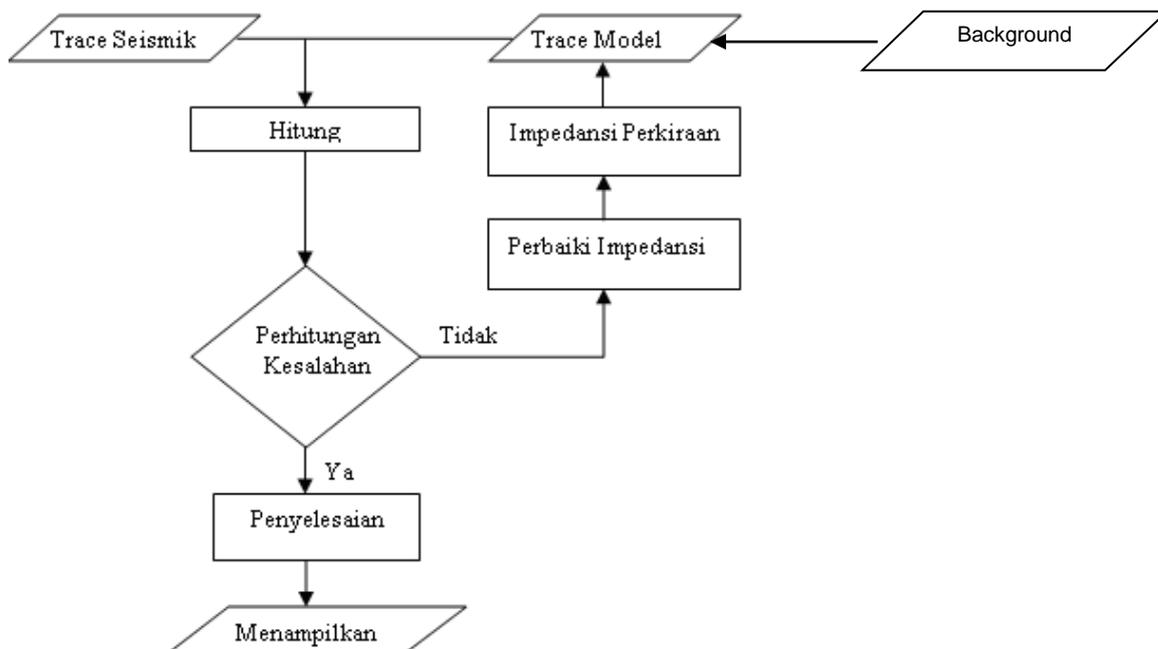
Prinsip metode ini adalah membuat model geologi dan membandingkannya dengan data rill seismik. Hasil perbandingan tersebut digunakan secara iteratif memperbaharui model untuk menyesuaikan dengan data seismik (Russel, 1988). Metode ini dikembangkan untuk mengatasi masalah yang tidak dapat dipecahkan menggunakan metode rekursif. Teknik ini dilakukan dengan cara:

1. Membuat model inisial dan versi *blocky* dari model tersebut dengan meratakan IA sepanjang lapisan *block* yang digunakan.
2. Nilai IA diubah menjadi reflektivitas.
3. Membangun model konvolusi antara nilai reflektivitas yang didapat dengan suatu *wavelet* untuk mendapatkan sintetik.
4. Untuk mendapatkan residual, maka tras seismik dikurangi dengan sintetik.
5. Memodifikasi nilai IA dan ketebalan dengan menggunakan metode *Generalized Linear Inversion* (GLI), sehingga *error* yang dihasilkan berkurang.
6. Dilakukan iterasi hingga didapat hasil yang memuaskan.

Model geologi dikembangkan melalui tiga tahapan:

1. Tambahkan kontrol kecepatan (dan juga densitas, jika diperlukan) pada *line* seismik yang diinversi.
2. *Stretch* dan *squeeze* kan data log pada titik kontrol.

3. Tambahkan kontrol lateral pada reflektor seismik utama dengan *picking* dan membuat interpolasi dari *well log* sedemikian rupa, sehingga cocok dengan reflektornya.



Gambar 17. Diagram alir proses inversi model based (Sukmono, 2000)

Keuntungan penggunaan metode inversi berbasis model adalah metode ini tidak menginversi langsung dari seismik melainkan menginversi model geologinya.

Permasalahan potensial menggunakan metode inversi berbasis model adalah :

1. Sifat sensitif terhadap bentuk *wavelet*, dimana dua *wavelet* berbeda dapat menghasilkan tras seismik yang sama.
2. Sifat ketidak-unikan (*non-uniqueness*) untuk *wavelet* tertentu dimana semua hasil sesuai dengan tras seismik pada lokasi sumur yang sama.

3.6.3 Inversi Seismik *Sparse Spike*

Metode *Sparse-spike* ini mengasumsikan bahwa reflektivitas 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. *Sparse-spike* mengasumsikan bahwa hanya *spike* yang besar yang penting. Inversi ini mencari lokasi *spike* yang besar dari tras seismik. *Spike-spike* tersebut terus ditambahkan sampai tras dimodelkan secara cukup akurat. Amplitudo dari blok impedansi ditentukan dengan menggunakan algoritma inversi *Model Based*. Input parameter tambahan pada metode ini adalah menentukan jumlah maksimum *spike* yang akan dideteksi pada tiap tras seismik dan *threshold* pendeteksian seismik.

Model dasar tras seismik didefinisikan dengan (Sukmono, 2000) :

$$s(t) = w(t) * r(t) + n(t) \quad (7)$$

Persamaan (7) mengandung tiga variabel yang tidak diketahui sehingga sulit untuk menyelesaikan persamaan tersebut, namun dengan menggunakan asumsi tertentu permasalahan dekonvolusi dapat diselesaikan dengan beberapa teknik dekonvolusi yang dikelompokkan dalam metode *sparse-spike*. Teknik-teknik tersebut meliputi :

1. Inversi dan dekonvolusi *maximum-likelihood*
2. Inversi dan dekonvolusi *norm-L1*
3. Dekonvolusi entropi minimum (MED).

3.7 Porositas Batuan

Porositas batuan adalah salah satu sifat akustik dari reservoir yang didefinisikan sebagai ukuran kemampuan batuan untuk menyimpan fluida, dinyatakan dalam persen (%) atau fraksi. Ada 2 jenis porositas yang dikenal dalam teknik reservoir, yaitu porositas absolut dan porositas efektif. Porositas absolut adalah perbandingan antara volume pori-pori total batuan terhadap volume total batuan. Secara matematis dapat dituliskan sebagai persamaan berikut:

$$\phi = \{(volume\ pori\ total)/(volume\ batuan\ total)\} \times 100\% \quad (8)$$

dengan ϕ adalah porositas dalam %.

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

$$\phi = (volume\ pori\ yang\ berhubungan)/(volume\ batuan\ total) \quad (9)$$

dengan ϕ adalah porositas (fraksi).

Perbedaan satuan dari kedua jenis porositas diatas hanyalah untuk mempermudah dalam pengidentifikasian jenis porositas. Dalam penelitian ini, jenis porositas yang digunakan adalah nilai porositas efektif karena dianggap sebagai bagian volume yang produktif. Penentuan baik tidaknya nilai porositas absolut dari suatu reservoir menurut Koesoemadinata (1978) terlihat pada Tabel 1.

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

Harga Porositas	Skala
0 – 5 %	diabaikan (<i>negligible</i>)
5 – 10%	buruk (<i>poor</i>)
10 – 15 %	cukup (<i>fair</i>)
15 – 20 %	baik (<i>good</i>)
20 – 25 %	sangat baik (<i>very good</i>)
>25 %	istimewa (<i>excellent</i>)

Nilai atau harga porositas batuan biasanya diperoleh dari hasil perhitungan data log sumur, yaitu dari data log densitas, log neutron, dan log kecepatan. Pada penelitian ini, nilai porositas efektif yang digunakan adalah berasal dari log *PIGE* (*effective porosity less irreducible water*) yang merupakan log porositas efektif yang telah menghilangkan efek fluida yang menempel pada permukaan batuan sebagai membran (*bound water*).

Secara umum porositas batuan akan berkurang dengan bertambahnya kedalaman batuan, karena semakin dalam batuan akan semakin kompak akibat efek tekanan di atasnya. Harga porositas juga akan mempengaruhi kecepatan gelombang seismik. Semakin besar porositas batuan maka kecepatan gelombang seismik yang melewatinya akan semakin kecil, dan demikian pula sebaliknya.