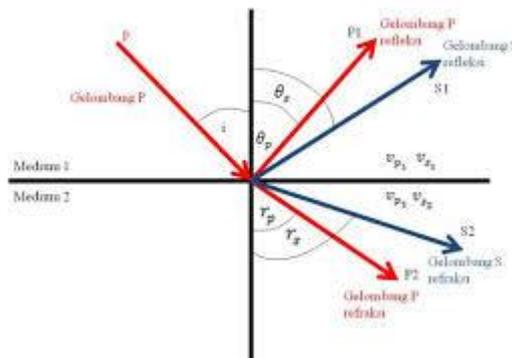


BAB II

KAJIAN TEORI

2.1. Seismik Refleksi

Metode seismik refleksi merupakan salah satu metode aktif dalam eksplorasi geofisika. Metode aktif ialah metode yang membutuhkan energi luar dalam proses pengambilan datanya. Dalam konteks metode seismik refleksi, energi yang dibutuhkan dalam pengambilan data ialah berupa getaran buatan, bisa dari ledakan *dynamite* atau *vibroseis*. Getaran atau gelombang yang dihasilkan akan merambat ke segala arah dengan kecepatan rambat yang berbeda-beda sesuai tipe gelombang dan medium yang dilewatinya. Gelombang yang melewati batas medium dipantulkan atau dibiaskan dengan mengikuti Hukum Snell's ;

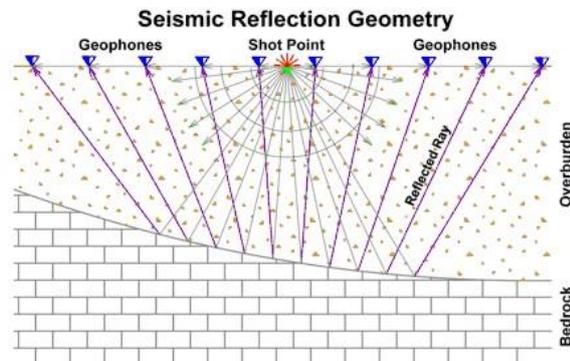


Gambar 2. 1. Pantulan dan pembiasan cahaya
Hukum Snell's

$$\frac{v}{\sin i} = \frac{v_{p1}}{\sin \theta_p} = \frac{v_{p2}}{\sin \theta_p'} = \frac{v_{s1}}{\sin s_1} = \frac{v_{s2}}{\sin s_2} \quad (2.1)$$

dengan i adalah sudut datang, sudut pantul atau sudut bias gelombang, v adalah kecepatan gelombang dalam medium. Nilai *velocity* dari gelombang tergantung dari nilai densitas lithologi yang kemudian apabila mencapai batas batuan gelombang tersebut Gelombang yang dipantulkan tersebut akan di terima oleh

serangkain instrument yang disusun memanjang membentuk garis lurus terhadap sumber ledakan atau profile line.



Gambar 2. 2. Geometri seismik refeleksi

2.2. Komponen Seismik Refleksi

Komponen seismik refleksi menunjukkan komponen sebuah gelombang (*trace* 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.

2.2.1. Impedansi Akustik (IA)

Impedansi akustik adalah nilai densitas dan kecepatan batuan pada setiap lapisan yang dilalui gelombang seismik tersebut.

$$IA = \rho V \quad (2.2)$$

Dengan:

IA = impedansi akustik

ρ = densitas (g/cc)

V = kecepatan gelombang seismik (m/s)

Nilai kontras IA dapat diperkirakan dari amplitudo refleksinya, semakin besar amplitudonya semakin besar refleksi dan kontras IA-nya. Sebagian besar hasil penampang IA akan memberikan deskripsi geologi bawah permukaan yang lebih rinci dan jelas dibandingkan dengan penampang seismik konvensional. IA dapat

mencitrakan batas lapisan dan sebagai indikator litologi, porositas hidrokarbon, pemetaan litologi, pemetaan dan dapat digunakan untuk deskripsi karakteristik reservoir

2.2.2. Koefisien Refleksi

Kemudian kontras impedansi akustik pada batas lapisan batuan yang satu dengan yang lainnya disebut dengan koefisien refleksi. Pada dasarnya koefisien refleksi dapat dianggap sebuah respon dari *wavelet* seismik terhadap sebuah perubahan impedansi akustik didalam bumi. Secara matematis koefisien refleksi ialah pembagian selisih impedansi akustik dengan jumlah impedansi akustik dari dua medium berbeda. Sehingga persamaan koefisien refleksi pada batas antara kedua lapisan yaitu;

$$RC = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} \quad (2.3)$$

Dimana : RC = Koefisien refleksi

AI_1 = Akustik impedansi lapisan atas

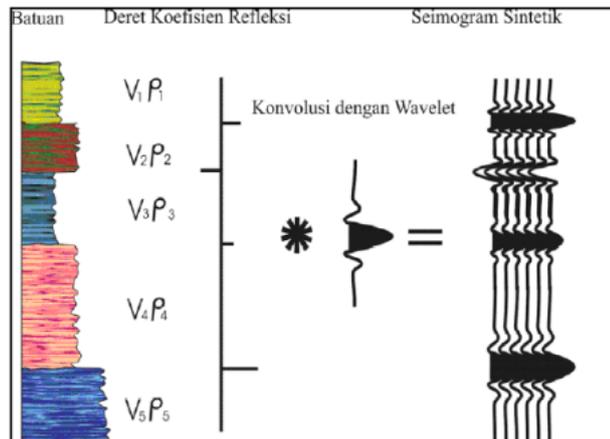
AI_2 = Akustik impedansi lapisan bawah

Harga koefisien refleksi dapat diperkirakan dari amplitudo refleksinya. Koefisien refleksi berbanding lurus dengan amplitudo gelombang seismik refleksi, semakin besar amplitudo refleksinya semakin besar koefisien refleksinya artinya semakin besar kontras Impedansi-nya.

2.2.3. Sintetik Seismogram

Seismogram sintetik 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 seismogram sintetik pada daerah sumur tersebut. Seimogram sintetik ini digunakan untuk mengikat data sumur dengan data seismik. Sebagaimana diketahui, data seismik umumnya berada dalam domain waktu (TWT) sedangkan data sumur

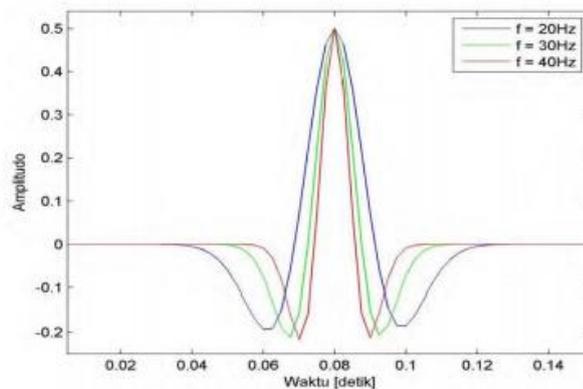
berada dalam domain kedalaman (*depth*). Sehingga sebelum dilakukan pengikatan, langkah awal yang harus dilakukan adalah konversi data sumur ke domain waktu dengan cara membuat seismogram sintetik dari sumur.



Gambar 2. 3. Seismogram sintetik yang didapat dengan mengkonvolusikan koefisien refleksi dengan wavelet (Sukmono, 2000)

2.2.4. Wavelet

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



Gambar 2. 4. Wavelet (Sismanto, 2006)

Wavelet digunakan untuk menghasilkan sintetik seismogram yang digunakan untuk mengikat data seismik dengan data log. Terdapat beberapa metode untuk

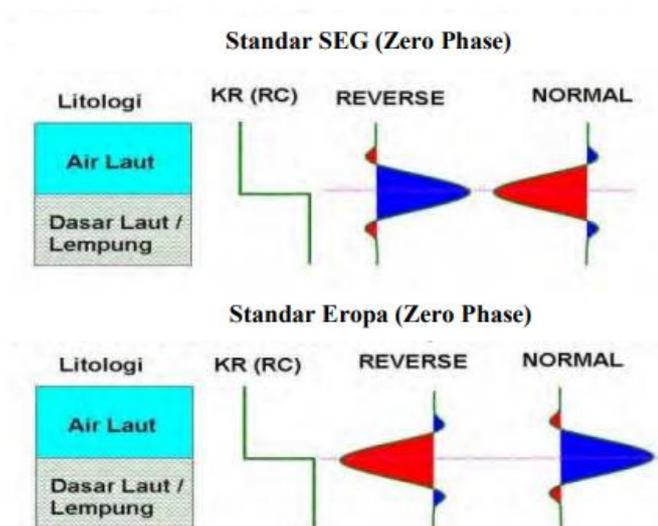
mendapatkan *wavelet* cara antara lain statistik yaitu mengekstrak *wavelet* dengan menghitung autokorelasi dari data seismik di sekitar zona target, ricker, dan bandpass yaitu mengekstrak *wavelet* berdasarkan spectrum seismik zona target serta metode *use well* yang memanfaatkan data log dan data seismik dalam mengekstraksi *wavelet*.

Terdapat dua properti penting dalam *wavelet* yaitu :

- **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 $Z_2 < Z_1$.

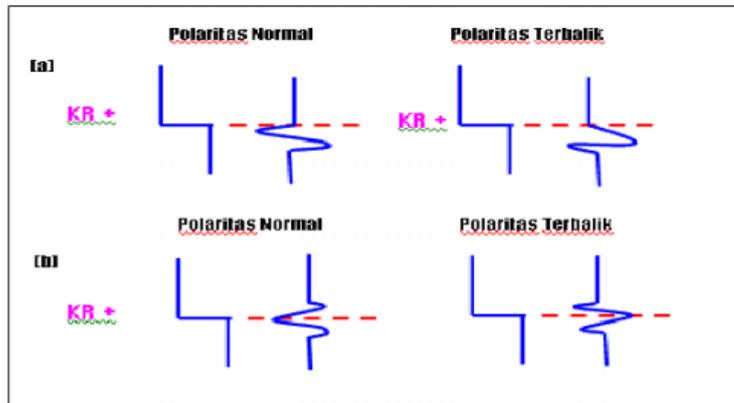
Saat ini terdapat dua jenis konvesi polaritas, yaitu Standar SEG (*Society of Exporation Geophysicist*) dan Standar Eropa dan keduanya saling berkebalikan.



Gambar 2. 5. Polaritas Normal dan Polaritas Reverse (Sukmono, 2000)

- **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 2. 6. 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*.

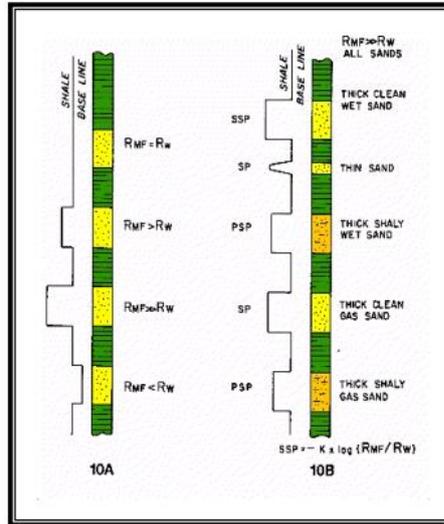
2.2.5. Resolusi Vertikal Seismik

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.

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 dapat menggunakan analisis *window* antar *horizon*. Data Sumur (Well Log) *Log* merupakan suatu grafik kedalaman/waktu dari suatu set data yang menunjukkan parameter diukur secara berkesinambungan di dalam sebuah sumur pemboran (Harsono, 1997)., yaitu:

- **Log Spontaneous Potential (SP)**

Log SP adalah rekaman perbedaan potensial listrik antara elektroda di permukaan dengan elektroda yang terdapat di lubang bor yang bergerak naik-turun. Agar *SP* dapat berfungsi maka lubang harus diisi oleh lumpur konduktif.

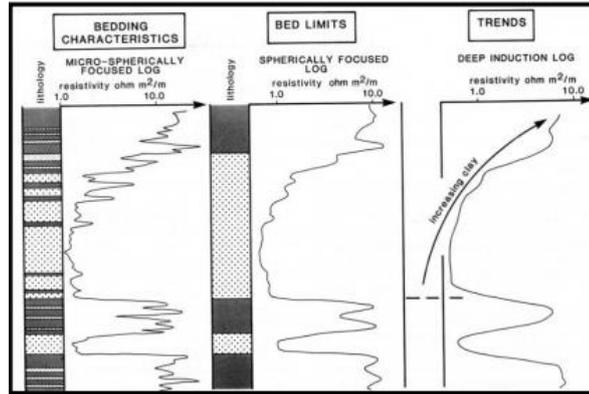


Gambar 2. 7. Karakteristik Log SP (G. Asquith, 1976)

Log SP hanya dapat menunjukkan lapisan *permeable*, namun tidak dapat mengukur harga *absolute* dari permeabilitas maupun porositas dari suatu formasi. *Log SP* sangat dipengaruhi oleh beberapa parameter seperti resistivitas formasi, air lumpur pemboran, ketebalan formasi dan parameter lainnya.

- **Log Resistivitas**

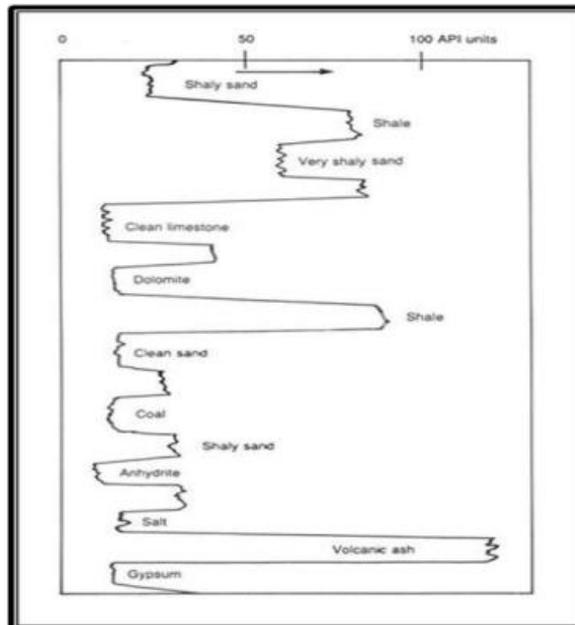
Log resistivitas digunakan untuk mendeterminasi zona hidrokarbon dan zona air, mengindikasikan zona permeabel dengan mendeterminasi porositas resistivitas, karena batuan dan matrik tidak konduktif, maka kemampuan batuan untuk menghantarkan arus listrik tergantung pada fluida dan pori.



Gambar 2. 8. Kontras Karakteristik Resolusi Lapisan dari Alat Resistivitas dan Aplikasi Geologinya (G. Asquith & D. Krygowsky, 2004)

- **Log Gamma Ray (GR)**

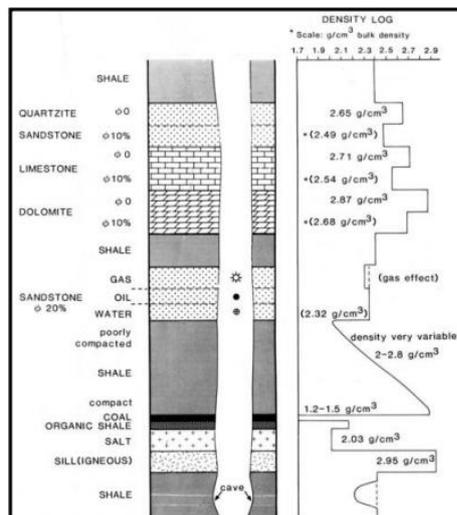
Log Gamma Ray merupakan suatu kurva dimana kurva tersebut menunjukkan besaran intensitas radioaktif yang ada dalam formasi. *Log* ini bekerja dengan merekam radiasi sinar *gamma* alamiah batuan, sehingga berguna untuk mendeteksi/mengevaluasi endapan-endapan mineral radioaktif seperti *Potassium* (K),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



Gambar 2. 9. Respon Log Gamma Ray Terhadap Batuan (G. Asquith & D. Krygowsky, 2004)

- **Log Densitas**

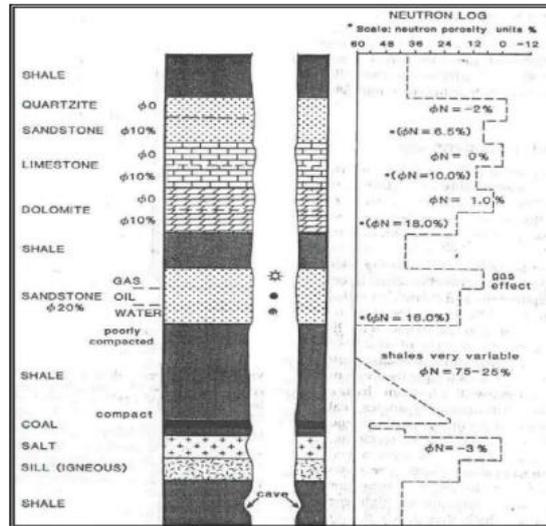
Log densitas merupakan kurva yang menunjukkan besarnya densitas (*bulk density*) dari batuan yang ditembus lubang bor dengan satuan gram/cm^3 . Prinsip dasar dari *log* ini adalah menembakkan sinar *gamma* kedalam formasi, dimana sinar *gamma* ini dapat dianggap sebagai partikel yang bergerak dengan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



Gambar 2. 10. Respon Log Densitas Terhadap Batuan (Malcolm Rider, 2002)

- **Log Neutron**

Prinsip dasar dari *log neutron* adalah mendeteksi kandungan atom hidrogen yang terdapat dalam formasi batuan dengan menembakkan 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 (ϕN).



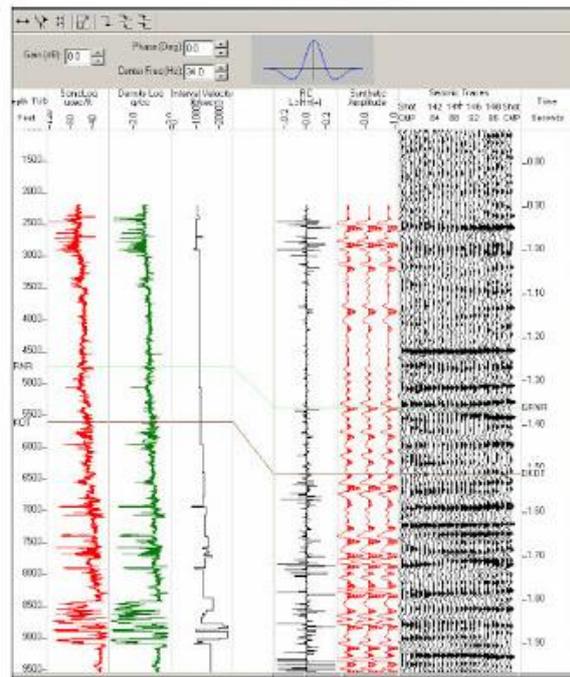
Gambar 2. 11. Respon Log Neutron (Malcolm Rider, 2002)

- **Log Sonic**

Log sonic mengukur kemampuan formasi untuk meneruskan gelombang suara. Secara kuantitatif, *log* sonik dapat digunakan untuk mengevaluasi porositas dalam lubang yang terisi fluida, dalam interpretasi seismik dapat digunakan untuk menentukan *interval velocities* dan *velocity profile*, selain itu juga dapat dikalibrasi dengan penampang seismik. Secara kualitatif dapat digunakan untuk mendeterminasi variasi tekstur dari lapisan pasir-*shale* dan dalam beberapa kasus dapat digunakan untuk identifikasi rekahan (*fractures*) (Rider, 1996).

2.3. *Well Seismic Tie*

Well-Seismic Tie adalah suatu cara untuk mengikatkan data sumur pada penampang seismik. Posisi kedalaman itu ditunjukkan dengan data *log* sumur yang diplot pada skala kedalaman. *Well seismic tie* dilakukan dengan menghubungkan seismogram sintetik yang dihasilkan dari *log* dengan *real trace* data seismik. Bagian ini penting karena penanda dari data sumur yang digunakan sebagai panduan untuk *horizon* intepretasi. Sebelum melakukan *well-seismic tie*, harus dilakukan koreksi *checkshot* untuk mengubah domain kedalaman sumur menjadi domain waktu sesuai dengan seismik.



Gambar 2. 12. Proses pengikatan data sumur ke data seismik

2.4. Porositas Densitas

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

$$\phi = \frac{\text{volume pori-pori}}{\text{volume keseluruhan batuan}} \times 100\% \quad (2.5)$$

Porositas densitas persamaan porositas densitas diperoleh dengan persamaan sebagai berikut:

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \quad (2.6)$$

Dimana ϕ_D adalah porositas densitas, ρ_{ma} adalah densitas matriks, ρ_b adalah densitas batuan (batu pasir = 2.65, batu gamping = 2.71), dan ρ_{fl} adalah densitas fluida (brine = 1.1 g/cc, fresh water = 1 g/cc).

2.5. Inversi Seismik

Inversi adalah proses pemodelan geofisika yang dilakukan untuk memprediksi informasi sifat fisis bumi berdasarkan informasi rekaman seismik yang diperoleh. Pada awalnya penerapan metode inversi dimulai dengan asumsi model awal hasil picking yang dilakukan iterasi. Trace yang dihasilkan dari data sintetik akan dibandingkan dengan tras seismik asli sehingga didapatkan nilai *error*. Nilai *error* yang kecil menghasilkan solusi yang menyerupai keadaan aslinya. Dengan menggunakan data sintetik, diharapkan noise dalam seismik tidak akan mengganggu dalam proses inversi ini (Russel, 2008).

Bisa dikatakan seismik inversi adalah usaha untuk merubah data seismik dari amplitudo sebagai fungsi waktu menjadi impedansi akustik sebagai fungsi waktu. Pengertian secara lebih spesifik dapat didefinisikan sebagai suatu Teknik pembuatan model bawah permukaan dengan menggunakan data seismik sebagai input dan data sumur sebagai kontrol (Simm dan Bacon, 2014).

Proses inversi memerlukan data *log* (sumur) yang harus dikorelasikan dengan data seismik.

$$S(t) = w(t) * RC \quad (2.7)$$

$$RC_{obs} = w^{-1} * S \quad (2.8)$$

Inversi non linier didapatkan dari persamaan dibawah ini ;

$$d = g(m) \quad (2.9)$$

$$\Delta d = \frac{\partial g(m)}{\partial m} \Delta m$$

$$\Delta d = J. \Delta m$$

$$\Delta RC = J. \Delta Z \quad (2.10)$$

dimana ;

$$\Delta m = [J^T J]^{-1} J^T \Delta d \quad (2.11)$$

$$\Delta Z = [J^T J]^{-1} J^T \Delta RC \quad (2.12)$$

$$RC_{cal_0} = \frac{Z_{i+1} - Z_i}{Z_{i+1} + Z_i} \quad (2.13)$$

$$\Delta RC = RC_{obs} - RC_{cal_0} \quad (2.14)$$

$$\Delta Z = [J^T J]^{-1} J^T \Delta RC \quad (2.15)$$

Sehingga didapatkan untuk menghitung inversi IA menggunakan persamaan dibawah ini.

$$Z = Z_0 + \Delta Z \quad (2.16)$$

Russel (1998) membagi metode seismik inversi dalam dua kelompok, yaitu inversi *pre-stack* dan inversi *post-stack*. Inversi *post-stack* merupakan teknik untuk mendapatkan kembali nilai koefisien refleksi dari rekaman seismik yang selanjutnya digunakan untuk menentukan nilai impedansi akustik lapisan batuan.

2.6. Inversi *Model Based*

Metode inversi berbasis model (inversi *model-based*) disebut juga *blocky method* karena model impedansi akustik tersusun dari blok-blok kecil. Konsep inversi dengan metode ini dimulai dengan membuat model inisial impedansi akustik dengan ukuran blok yang telah ditentukan. Koefisien refleksi diturunkan dari impedansi akustik dan dikonvolusikan dengan *wavelet* yang menghasilkan seismogram sintetik pada tiap-tiap tras. Seismogram sintetik ini kemudian dibandingkan dengan tras seismik sebenarnya dan dihitung besar nilai *error*-nya. Proses ini dilakukan secara iteratif (Metode Generalized Linear Inversion) dengan memodifikasi blok tras model hingga diperoleh hasil sintetik dengan nilai *error* terkecil. Impedansi akustik hasil modifikasi model awal inilah yang merupakan hasil akhir inversi (Sukmono, 2000). Metode inversi *model-based* memasukan data frekuensi rendah dan tinggi yang hilang.

Berikut merupakan tahapan dari metode inversi *model-based* ;

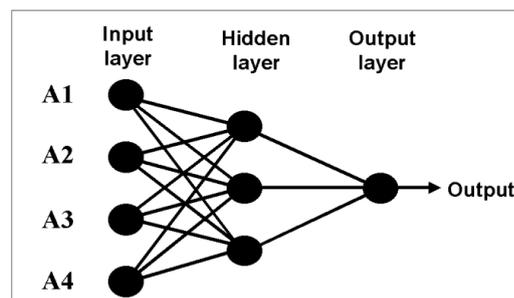
- Membuat blok model awal impedansi dari log impedansi.
- Membuat tras sintetik dengan cara mengkonvolusikan blok impedan dengan *wavelet* yang sudah ditentukan.
- Membandingkan antara tras sintetik seismik dengan tras seismik.
- Memodifikasi amplitudo dan ketebalan blok untuk meningkatkan kecocokan dengan tras seismik.

2.7. Seismik Multiatribut MLFN (*Multi Layer Feed Forward Neural Network*)

Analisis seismik multiatribut adalah salah satu metode statistik menggunakan lebih dari satu atribut untuk memprediksi beberapa properti fisik dari bumi. Pada analisis ini dicari hubungan antara log dengan data seismik pada lokasi sumur dan menggunakan hubungan tersebut untuk memprediksi atau mengestimasi volume dari properti log pada semua lokasi pada volume seismik (Hampson dkk, 2001).

Neural network adalah salah satu metode yang digunakan dalam proses multiatribut. Metode ini menggunakan data *input* dan data *output* untuk mencari hubungan statistik *non* linier, dari hasil hubungan tersebut akan disebarkan ke seluruh volume seismik.

Salah satu metode dari neural network dalam pengaplikasian multi atribut adalah MLFN (*Multi Layer Feed Forward Neural Network*). Metode ini terdiri dari *layer*



Gambar 2. 13. Arsitektur Multilayer Feed Forward Neural Network (MLFN) (Hampson, 2001)

input, *hidden layer*, dan *layer output*. Setiap *layer* memiliki simpul, dan setiap simpul dari MLFN memiliki nilai bobot tertentu. Arsitektur dari *multi-layer feedforward neural network* ditunjukkan sebagai berikut;

Arsitektur dari MLFN terdiri dari *input layer*, *output layer* dan satu atau lebih *hidden layer*. Setiap *layer* terdapat *node* yang dihubungkan dengan sebuah bobot. Bobot tersebut merupakan hasil dari *output layer*. Pada pengaplikasiannya *input layer* adalah atribut-atribut seismik. Terdapat dua fase pemrosesan dari MLN yaitu *forward* dan *backward*.

1. Forward

Pada proses forward dimulai perhitungan dari *layer* input hingga *layer output*. Pemrosesan yang dilakukan adalah untuk mencari nilai tiap *node* pada hidden *layer* dan *output layer*. Perhitungan tiap *node* pada fase ini menggunakan rumus dibawah ini;

$$OH = \sigma(\sum_{i,j}^n w_{ij} * A_i + B) \quad (2.17)$$

$$O = \sigma(\sum_{i,j}^n w_{ij} * H_i + B) \quad (2.18)$$

Dimana OH adalah *output hidden layer*, O adalah *output*, σ adalah fungsi aktivasi sigmoid (2.19), W adalah bobot, A_i adalah nilai atribut seismik ke I, dan B adalah bias. Keberadaan bias bertujuan untuk apabila nilai atribut seismik adalah 0 maka iterasi pada metode MLFN ini tetap berjalan, nilai bias biasanya adalah 0.1 .

$$\sigma = f(x) = \frac{1}{1+e^{-x}} \quad (2.19)$$

2. Backward

Berbeda dengan fase forward proses backward dimulai dari perhitungan pada *layer output* ke *layer* input. Fokus pemrosesan pada fase ini adalah untuk mencari nilai *error* yang minimum berdasarkan nilai bobot setiap *node* pada hidden *layer* dan *output layer*. Fase ini sering juga disebut dengan *descendant conjugate gradient*. Tahap Perhitungan *error* tiap *node* pada fase ini menggunakan rumus dibawah ini;

Dimulai dari menghitung nilai *error* ;

$$EO = \text{prediksi} - \text{target} \quad (2.20)$$

$$EH_i = \frac{w_{hij}}{w_{hij}+w_{hji}} EO \quad (2.21)$$

Dengan w adalah bobot, EO adalah *error output*, EH adalah *error hidden layer*. Tahap selanjutnya pada fase ini adalah menghitung nilai bobot baru menggunakan rumus seperti dibawah ini;

$$w_u = w + \Delta w \quad (2.22)$$

$$\Delta w = \alpha * E * (\sigma' * x)^T \quad (2.23)$$

$$\Delta w_{h1} = \alpha * E_o * ((O * (1 - O)) * H1)^T \quad (2.24)$$

Dimana w_u adalah bobot *update*, Δw adalah perubahan bobot, α adalah faktor learning dengan nilai 0.1 atau 0.01 σ' adalah turunan pertama dari aktivasi function dan x adalah inputan setiap *node* pada *hidden layer*.

$$\sigma = f(x) = \text{output}$$

$$\sigma' = f'(x) = (f(x) * (1 - f(x)))$$

$$\sigma' = f'(x) = O * (1 - O) \quad (2.25)$$