

BAB II TEORI DASAR

2. 1. Geologi Regional

Cekungan Kutai merupakan sebuah cekungan sedimen terluas di Indonesia memiliki luas 165.000 km² dan terdalam dengan kedalaman 12-14 km. Cekungan ini merupakan cekungan yang berumur Tersier, Cekungan ini membuat minyak dan gas bumi terperangkap didalam batupasir berumur Miosen dan Pleistosen. Terletak di tepi bagian Timur dari Paparan Sunda, yang dihasilkan sebagai akibat dari gaya ekstensi di bagian Selatan Lempeng Eurasia (Allen et al. 1998).



Gambar 2. 1. Sketsa Fisiografi Regional Cekungan Kutai (Mora S et al. 2001).

Pada gambar 2.1 Cekungan Kutai pada bagian utara di batasi oleh Bengalon dan Sesar Sangkurilang. Batas Selatan Cekungan Kutai dibatasi oleh Pegunungan Meratus dan

Sesar Adang. Tinggian Kuching membentang dari Utara ke Barat Cekungan Kutai. Pada bagian selatan terdapat Cekungan Barito yang terpisahkan oleh Sesar Adang. Geologi spesifik penelitian berada pada Formasi Mentawir. Struktur geologi yang berkembang pada area penelitian merupakan struktur antiklin.

2. 2. Stratigrafi Penelitian

Stratigrafi penelitian di daerah Cekungan Kutai merupakan endapan sedimen Tersier sebagai akibat dari siklus Transgresi dan Regresi laut serta memiliki kemiripan dengan cekungan Barito serta Cekungan Tarakan (Satyana et al, 1999). Urutan Transgresif bisa jadi ditemukan dengan baik di sepanjang cekungan tanpa endapan klastik butiran kasar dan serpihan yang diendapkan di paralik ke laut dangkal.

Stratigrafi penelitian ini berfokus terhadap Pengendapan pada daerah Cekungan Kutai merupakan endapan sedimen alluvial Formasi Kiham Haloq berumur Paleosen pada cekungan bagian dalam (Satyana et al, 1999). Pada gambar 2.2 sekitar saat itu ada terjadi *post-rift sagging* di Cekungan Kutai. Susunan ini terdiri dari batupasir dan konglomerat. Pengurangan cekungan yang sangat cepat pada Eosen Akhir sampai Oligosen Awal menyebabkan adanya endapan lempung laut Formasi Atan yang terdiri dari serpih dan batulempung. Pada fase Miosen Awal, dimulai dengan pengurangan cekungan yang terdiri dari sedimen delta Formasi Pamaluan, Kelompok Bebulu, Kelompok Balikpapan, Kelompok Kampung Baru, dan Kelompok Mahakam (Satyana et al, 1999).

- **Formasi Pamaluan**

Formasi Pamaluan terdiri dari batupasir kuarsa dengan sisipan batulempung, Serpih, batu lanau dan batugamping. Formasi ini terbentuk pada Oligosen Akhir hingga Miosen Awal.

- **Kelompok Bebulu**

Kelompok Berbuluh terdiri dari Formasi Maruat dan Formasi Pulau Balang. Dimana Formasi Maruat terdiri dari batugamping pasiran, dan serpih. Formasi Pulau Balang terdiri dari batulempung, batupasir lempungan, batupasir, dan

batulempung karbonat. Kelompok berbulu diendapkan di delta - laut dangkal (Satyana et al, 1999). Formasi ini terbentuk pada Miosen Awal.

- **Kelompok Balikpapan**

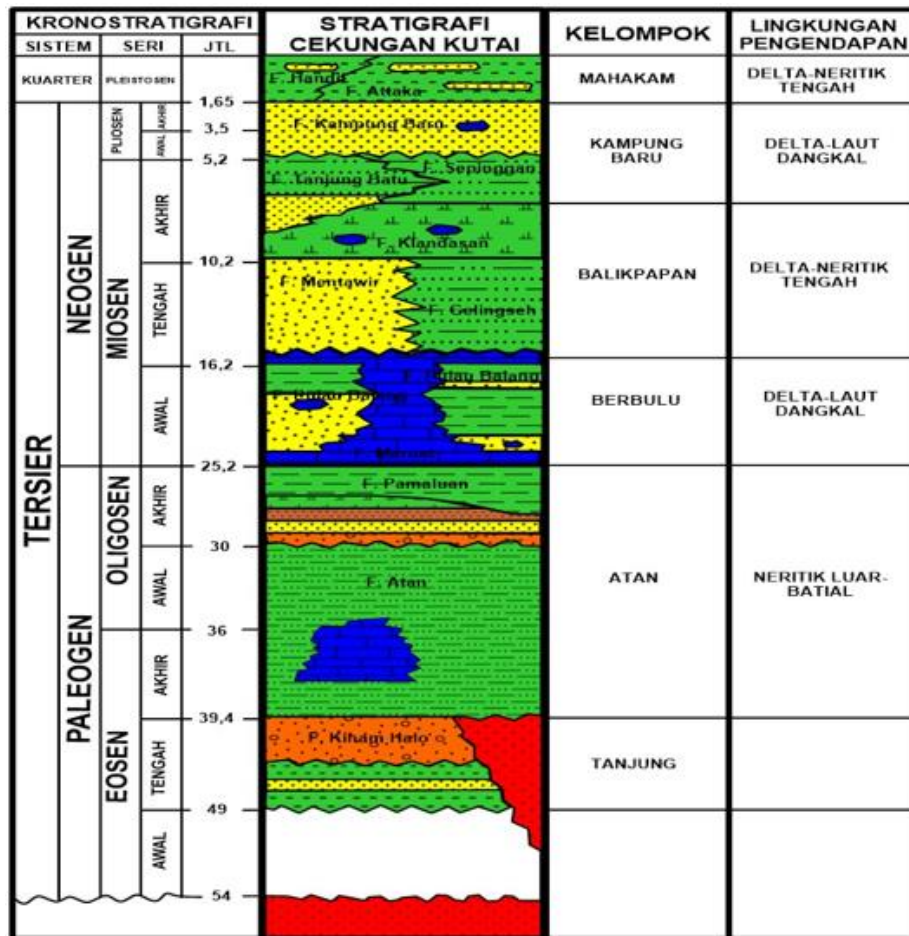
Pada waktu Miosen Tengah dimulai endapan secara tidak selaras diatas batugamping Formasi Maruat. Terbentuk Formasi Mentawir dan Formasi Gelingseh. Formasi Mentawir terendapkan pada lingkungan delta tersusun atas batupasir masif dengan perselingan batulanau dan batulumpur. Untuk Formasi Gelingseh terendapkan pada lingkungan neritic tengah tersusun dari batupasir, batulempung, batulanau. Di atas Formasi Mentawir dan Formasi Gelingseh diendapkan secara selaras Formasi Klandasan.

- **Kelompok Kampung Baru**

Formasi Kampung Baru terendapkan secara tidak selaras di atas Formasi Balikpapan. Formasi ini terdiri dari Formasi Tanjung Batu dan Formasi Sepingga. Pada Formasi Sepingga terdiri dari batupasir, batulempung, batulanau serta batubara. Sedangkan Formasi Tanjung Batu terdiri dari batupasir, batulempung, dan batulanau. Formasi ini terendapkan pada lingkungan delta hingga laut dangkal yang diendapkan pada Miosen Akhir hingga Plio-Pleistosen (Satyana et al, 1999).

- **Kelompok Mahakam**

Formasi ini terdiri dari Formasi Attaka dan Formasi Handil. Formasi Attaka memiliki komposisi Batulempung, Batupasir, dan Kalkarenit bioklastik yang terendapkan pada lingkungan neritic tengah hingga laut dangkal. Untuk Formasi Handil sendiri terdiri dari Batupasir yang terendapkan pada lingkungan pengendapan delta pada Holosen. Endapan Delta Mahakam terbentuk di sungai, rawa, pantai, dan delta terendapkan secara tidak selaras terhadap batuan dibawahnya. Endapan Delta Mahakam ini berupa pasir, lumpur, kerikil dan endapan pantai (Satyana et al, 1999).



Gambar 2. 2. Kolom stratigrafi Cekungan Kutai (Satyana et al, 1999).

Zona target pada penelitian ini terdapat pada formasi Balikpapan yang mana pada formasi ini terdapat Formasi Mentawir dan Formasi Gelingseh. Formasi Mentawir terendapkan pada lingkungan delta tersusun atas batupasir masif dengan perselingan batulanau dan batulumpur. Untuk Formasi Gelingseh terendapkan pada lingkungan neritic tengah tersusun dari batupasir, batulempung, batulanau.

2. 3. Klasifikasi Gelombang Seismik

Gelombang seismik berdasarkan tempat penjarannya terdiri dari dua tipe yaitu (Asparini Dewi, 2011):

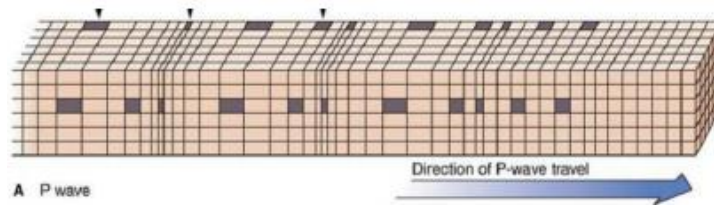
1. Gelombang badan (*body wave*) yang merupakan gelombang yang menjalar melalui bagian dalam bumi dan biasa disebut *free wave* karena dapat menjalar

ke segala arah di dalam bumi. Gelombang badan terdiri atas gelombang *longitudinal* (*compressional wave*) dan gelombang transversal (*shear wave*).

2. Gelombang permukaan (*surface waves*) yang merupakan gelombang elastik yang menjalar sepanjang permukaan. Karena gelombang ini terikat harus menjalar melalui suatu lapisan atau permukaan. Gelombang permukaan terdiri dari gelombang *Rayleigh*, gelombang *Love*, dan gelombang *Stonely*.

Dalam hubungannya dengan seismik eksplorasi, terdapat dua jenis gelombang yang digolongkan berdasarkan cara bergetarnya yaitu:

1. Gelombang *longitudinal* atau gelombang primer merupakan gelombang yang arah getar (osilasi) partikel-partikel mediumnya searah dengan arah perambatannya. Pada gambar 2.3 memperlihatkan arah penjalaran gelombang longitudinal. Gelombang ini disebut juga sebagai gelombang kompresi (*compressional wave*) karena terbentuk dari osilasi tekanan yang menjalar dari satu tempat ke tempat yang lain.



Gambar 2. 3. Arah gerak partikel dan arah penjalaran gelombang *longitudinal* (v_p).

Secara matematis, dapat dituliskan persamaan:

$$V_p = \sqrt{\frac{k + \frac{4}{3}\mu}{\rho}} \quad (2.1)$$

dengan:

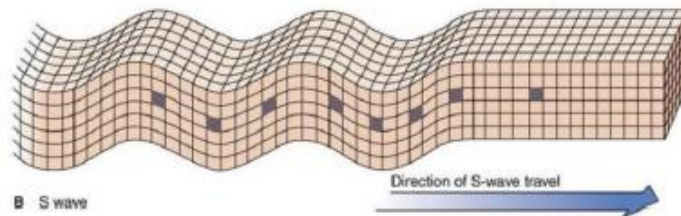
V_p = Kecepatan gelombang longitudinal [m/s]

$K = \text{Modulus Bulk [N/m}^2\text{]}$

$\mu = \text{Modulus Geser [N/m}^2\text{]}$

$\rho = \text{Densitas [gr/m}^3\text{]}$

2. Gelombang transversal merupakan gelombang yang arah getar (osilasi) partikel-partikel mediumnya tegak lurus dengan arah perambatannya (Gambar 8). Pada gambar 2.4 memperlihatkan arah penjalaran gelombang transversal.



Gambar 2. 4. Arah gerak partikel dan arah penjalaran gelombang transversal (v_s).

Persamaan kecepatan gelombang dapat di tuliskan:

$$V_s = \sqrt{\frac{\mu}{\rho}} \quad (2.2)$$

dengan:

$V_p = \text{Kecepatan gelombang transversal [m/s]}$

$\mu = \text{Modulus Geser [N/m}^2\text{]}$

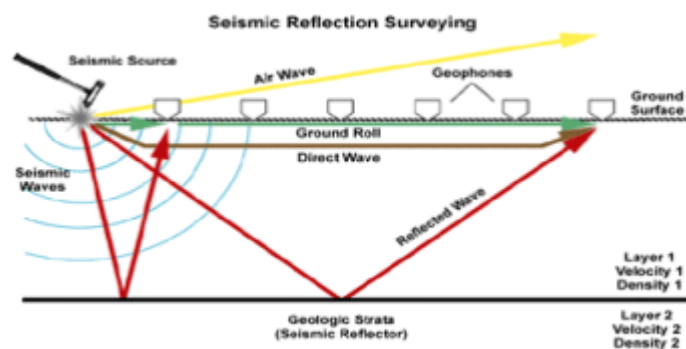
$\rho = \text{Densitas [gr/m}^3\text{]}$

2. 4. Komponen Seismik Refleksi

2.4. 1. Seismik Refleksi dan Impendansi Akustik

Metode seismik refleksi didasarkan rekaman dan untuk mengukur reflkesi pada *layer boundary* batuan. Kekuatan dari gelombang refleksi seismik terkait langsung dengan *acoustic impedance* dapat berubah ketika melintasi batas. Semakin besar kontrasnya maka refleksi akan semakin kuat. Gelombang seismik reflkesi memanfaatkan refleksi gelombang dari *layer boundary* batuan di *subsurface*. Data yang dapat digunakan dalam seismik refleksi adalah waktu dan data kecepatan dari gelombang (*velocity*).

Pada gambar 2.5 untuk melakukan akuisisi seismik refleksi. Pasang geophone terlebih dahulu di tanah tempat daerah penelitian sebagai *receiver*. Sumber seismik dapat dengan menggunakan dinamit dan juga dapat dengan cara memukul *hammer* terhadap plat besi. Gelombang seismik yang bergerak menjalar kesegala arah. ada yang menjalar kearah udara, merambat dipermukaan tanah, kemudian ada juga yang dipantulkan oleh lapisan tanah lalu terbiaskan sebagian kemudian akan di terima oleh *receiver*.



Gambar 2. 5. Sistem seismik refleksi.

Acoustic impedance (AI), yang mana merupakan hasil dari perkalian dari densitas (ρ) dan kecepatan (v).

$$AI = \rho V \quad (2.3)$$

Nilai AI cenderung lebih terpengaruh oleh kecepatan gelombang seismic daripada densitas. Kecepatan akan meningkat dengan semakin bertambahnya kedalaman karena adanya efek kompaksi atau diagenesa, namun frekuensi akan semakin berkurang akibat adanya efek atenuasi. Jika terjadi perubahan nilai *acoustic impedance* menandakan sebuah perubahan karakteristik batuan seperti litologi, porositas, kekerasan dan kandungan fluida. AI dapat diibaratkan berbanding lurus terhadap *densitas* batuan dan berbanding balik dengan porositas (Ibrahim et al, 2005).

Accoustic Impedance dapat digunakan sebagai:

1. Penentuan indikator litologi batuan.
2. Memetakan litologi dan persebarannya dengan cukup akurat.
3. Sebagai indicator porositas.
4. Identifikasi fasies seismik.
5. Pembentukan model geologi bawah permukaan berdasarkan data seismik dan data log sebagai pembatas
6. Sebagai prediksi ada atau tidaknya hidrokarbon atau sebagai indikator hidrokarbon.

2.4. 2 Koefisien Refleksi (RC)

Koefisien Refleksi merupakan perbedaan AI pada *boundary layer* batuan yang satu dengan batuan yang lain. Koefisien refleksi merupakan respon dari *wavelet* seismik atas perubahan AI di *subsurface* bumi. Secara matematis, Koefisien Refleksi merupakan pembagian selisih *acoustic impedance* dengan jumlah AI dari dua medium yang berbeda.

Hal ini memberikan persamaan koefisien refleksi pada *boundary* antara kedua *layer* yaitu:

$$RC = \frac{AI_2 - AI_1}{AI_2 + AI_1} = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1} \quad (2.4)$$

dengan:

RC = Koefisien Refleksi

AI_1 = Impedansi Akustik lapisan atas

AI_2 = Impedansi Akustik Lapisan bawah

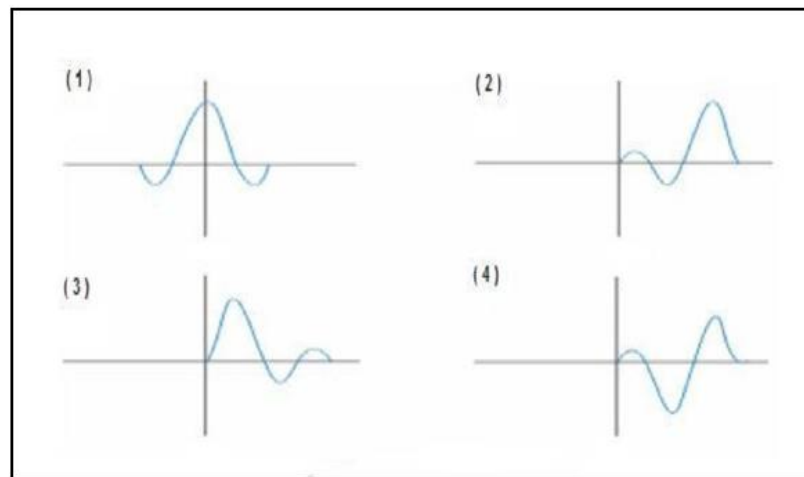
2.4. 3. *Wavelet*

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 *geophone*. Berdasarkan konsentrasi energinya wavelet dapat dibagi atas beberapa jenis (Sismanto, 1996):

1. *Zero phase, wavelet* berfase nol mempunyai resolusi maksimum dibandingkan *wavelet* yang lain. Hal ini terjadi dikarenakan energinya terpusat pada waktu tunda nol (*peak* pada batas AI).
2. *Minimum phase, wavelet* berfase *minimum* memiliki energi yang terpusat pada bagian depan dari *wavelet* (muka gelombang). Spektrum amplitude berfase *minimum* mempunyai perubahan terkecil pada tiap-tiap frekuensi jika dibandingkan dengan spektrum amplitude jenis *wavelet* lain.
3. *Maximum phase, wavelet* berfase maksimum memiliki energi yang terpusat di bagian akhir dari *wavelet*.
4. *Mix phase, Wavelet* yang energinya tidak terkonsentrasi di bagian awal maupun di akhir dari *wavelet*.

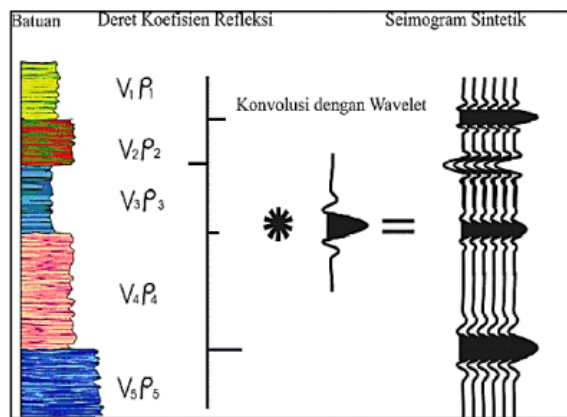
Pada gambar 2.6 terdapat beberapa jenis *wavelet*.



Gambar 2. 6. (1) *Zero Phase Wavelet*, (2) *Maximum Phase Wavelet*, (3) *Minimum Phase Wavelet*, (4) *Mixed Phase Wavelet* (Sismanto, 1996).

2.4. 4. Seismogram Sintetik

Seismogram sintetik dibuat untuk mengkorelasikan antara informasi sumur (litologi, kedalaman, dan sifat-sifat fisis lainnya) terhadap penampang seismik guna memperoleh informasi yang lebih lengkap dan komprehensif (Sismanto, 1996). Seismogram sintetik dibuat dengan cara mengkonvolusikan wavelet dengan data KR. Data KR diperoleh dari data log *sonic* dan *densitas*. *Wavelet* yang digunakan sebaiknya mempunyai frekuensi dan *bandwith* yang sama dengan penampang seismik. Seismogram sintetik *final* merupakan superposisi dari refleksi-refleksi semua reflektor. Pada gambar 2.7 untuk memperoleh seismogram sintetik maka perlu melakukan konvolusi antara RC dengan *wavelet*.

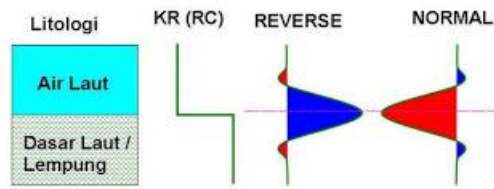


Gambar 2. 7. Seismogram sintetik yang diperoleh dari konvolusi RC dan *wavelet* (Sismanto, 1996).

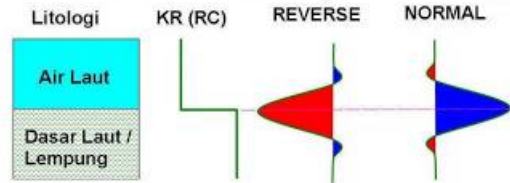
2.4. 5. Polaritas

Polaritas merupakan penggambaran RC sebagai suatu bentuk gelombang yang bernilai positif atau negatif. Ada dua pendekatan bentuk polaritas yang berbeda yaitu polaritas *normal* dan *reverse*. Saat ini terdapat 2 standar polaritas yang dipakai dalam interpretasi seismik yaitu standar SEG dan standar Eropa dan nilai keduanya berkebalikan seperti pada gambar 2.8.

STANDAR SEG (ZERO PHASE)



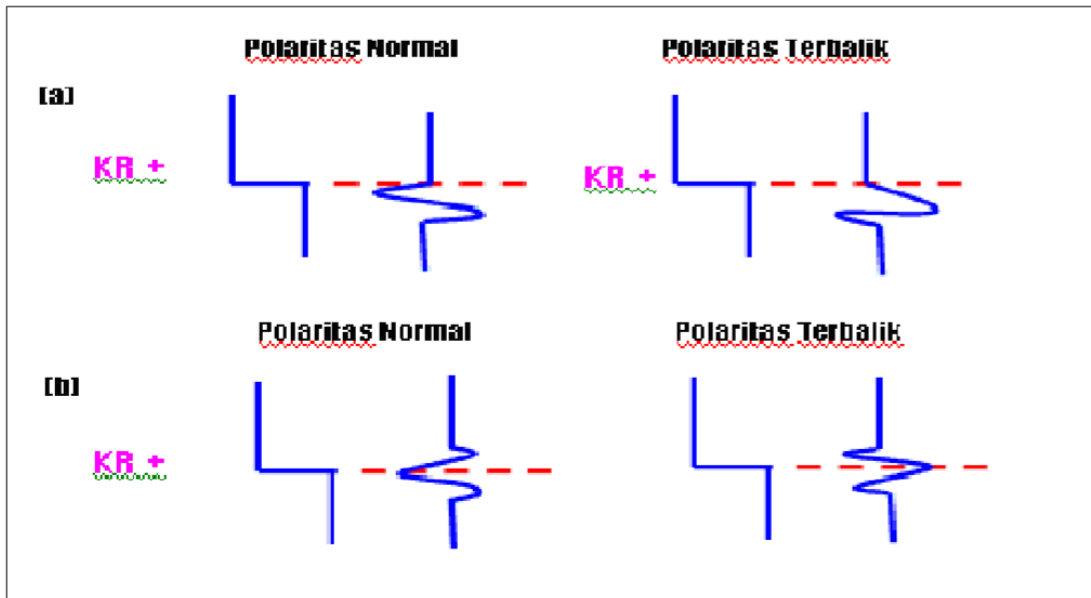
STANDAR EROPA (ZERO PHASE)



Gambar 2. 8. Polaritas (normal dan *reverse*) bentuk *wavelet zero phase* dan *minimum phase*.

2.4. 6. Phase

Sebuah *wavelet* yang mempunyai batas panjang dengan fasa tertentu. Secara umum terdapat tiga phase dalam eksplorasi seismik, zero phase, minimum phase, maximum phase.



Gambar 2. 9. Jenis *phase* pada *wavelet* (Sukmono, 2000).

Ditunjukkan pada gambar 2.9 bahwa minimum *phase* sebagian besar energi amplitudo berada pada awal, *zero phase* berada ditengah-tengah dan *maximum phase* terletak diakhir *wavelet*.

2. 5. Data Sumur (*Well Log*)

Data log sumur dihasilkan dari *wireline logging* yang terdiri dari satu atau lebih kurva yang menyediakan sebuah rekaman permanen dari satu atau banyak pengukuran fisik sebagai fungsi dari kedalaman didalam sebuah sumur bor. Data log digunakan untuk mengidentifikasi dan mengkorelasi batuan di bawah permukaan, dan untuk menentukan mineralogy dan properti fisik dari potensi batuan reservoir dan sifat cairan yang dikandung (Harsono Adi, 1997).

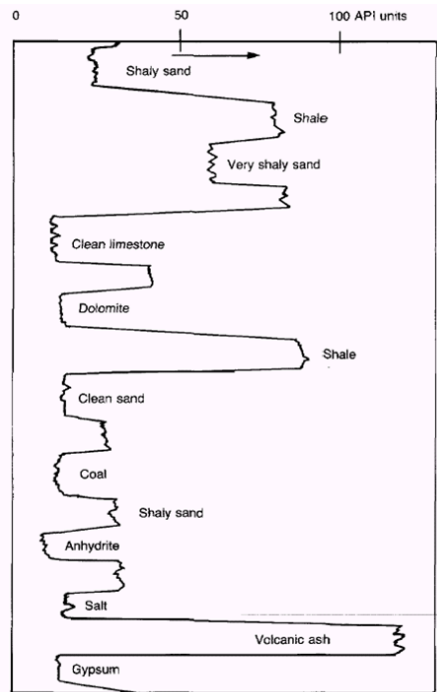
2.5. 1. Porositas

Porositas (ϕ) merupakan perbandingan volume pori dengan total volume batuan. Pada *unconsolidated formation* distribusi ukuran butir mempengaruhi besarnya porositas batuan dan tidak pada ukuran butiran mutlak. Porositas akan menjadi tinggi antara 0.35-0.4 apabila total butiran mempunyai ukuran yang hampir sama. Porositas akan menjadi rendah jika ukuran butir bervariasi sehingga butiran yang kecil akan mengisi ruang pori diantara butiran yang lebih besar. Pada porositas yang lebih rendah partikel-partikel batuan umumnya bergabung bersama material yang mengandung silica atau zat kapur, menghasilkan *consolidated formation* dengan porositas mendekati nol.

2.5. 2. Log *Gamma Ray*

Log sinar *gamma ray* merupakan log yang mengukur radiasi alami yang dipancarkan oleh batuan. Radiasi sinar gamma yang diukur pada lubang bor merupakan *isotop potassium K40* (Kalium), Uranium dan Thorium. Umumnya sumber radioaktifitas yang terkandung dalam batuan umumnya adalah *isotop potassium K40*. *Isotop potassium K40* biasa dijumpai dalam mineral lempung dan batulanau yang kaya lempung. Dengan kata lain, metode ini digunakan untuk menentukan kadar mineral lempung dalam batuan. Batubara dengan kualitas baik dan batu pasir bersih (*clean sandstone*) memiliki tingkat radiasi alami yang sangat kecil. Kehadiran mineral lempung sebagai parting mengakibatkan bertambahnya tingkat radiasi alami batubara

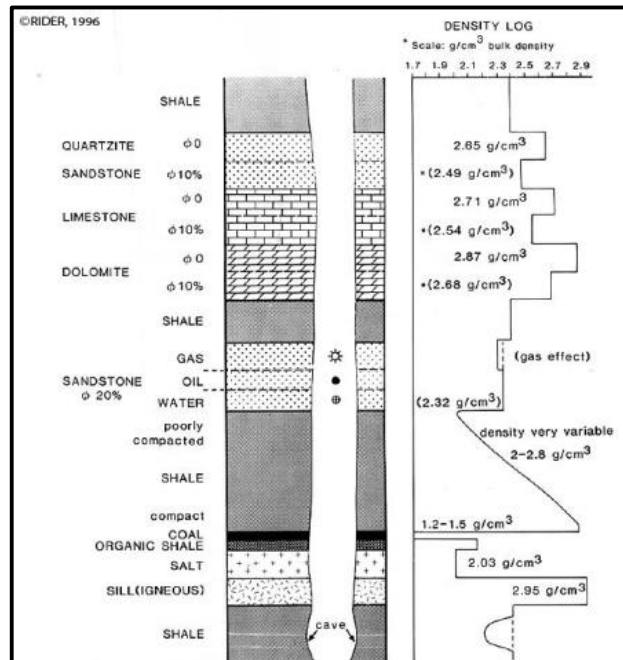
dan batupasir. Pada gambar 2.10. memperlihatkan respon gamma ray berbeda tergantung tipe formasi.



Gambar 2. 10. Respon *gamma ray* di berbagai tipe formasi.

2.5. 3. Log Densitas

Log ini berfungsi untuk menghitung densitas, menghitung porositas serta mengidentifikasi kandungna fluida. Dengan menggunakan pancaran sinar *gamma ray* dan prinsip Hamburan Compton, dengan cara menghitung densitas *bulk* batuan yang merupakan fungsi dari densitas elektron didalam batuan. Secara teori, batuan berpori (umumnya berupa *sandstone* atau *limestone*) akan memiliki kandungan elektron yang lebih sedikit dibandingkan dengan batuan *tight*. Untuk *sandstone* (densitas $\rho = 2,65$ gr/cc) dan *limestone* ($\rho = 2,71$ gr/cc) yang mengandung fluida gas akan memiliki densitas *bulk* yang tinggi. Sedangkan *shalestone* akan memiliki nilai densitas bulk yang sangat tinggi apabila memiliki kandungan air terikat (*clay-bound water*).

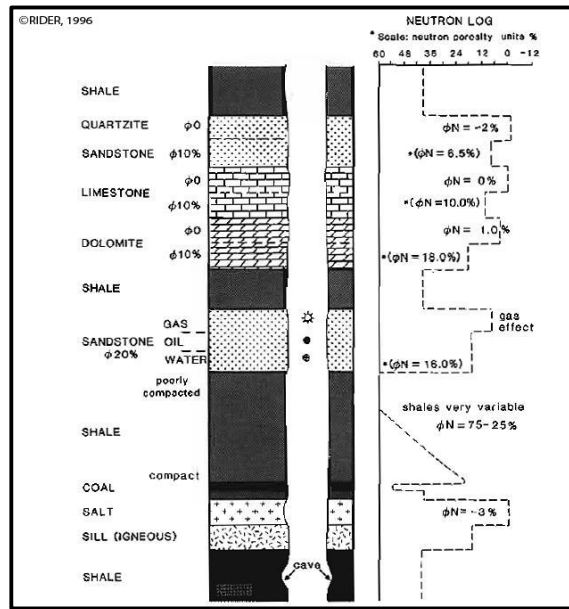


Gambar 2. 11. Log Densitas (Rider, 2000).

Pada gambar 2.11. memperlihatkan perbedaan nilai densitas untuk batuan yang berbeda.

2.5. 4. Neutron Log

Neutron bekerja dengan mendeteksi kandungan atom hidrogen yang ada pada dalam formasi batuan dengan menambahkan atom neutron pada formasi yang memiliki energi tinggi. Neutron memiliki massa hamper sama dengan atom hidrogen dan merupakan partikel listrik netral. Nilai porositas neutron akan semakin naik jika terdapat kandungan air. Nilai porositas neutron akan kecil jika pori batuan didominasi oleh minyak dan air. Jika formasi mengandung gas, nilai log neutron kecil mendekati batuan yang kompak (2-6%) karena konsentrasi atom hidrogen pada gas lebih kecil daripada minyak dan air.



Gambar 2. 12. Respon Neutron terhadap batuan (Rider, 2002).

Pada gambar 2.12. memperlihatkan respon neutron untuk batuan yang berbeda.

2.5. 5. Resistivity Log

Resistivity log berfungsi untuk mengukur sifat batuan dan fluida pori seperti minyak, air dan gas disepanjang lubang bor dengan cara mengukur sifat tahanan kelistrikkannya.

2. 6. Porositas Batuan

Porositas batuan merupakan sifat dari *reservoir* sebagai kemampuan batuan untuk menyimpan fluida, dinyatakan dalam persen (%), fraksi dan decimal. Terdapat 2 jenis porositas yang digunakan dalam teknik *reservoir*, yaitu porositas absolut dan porositas efektif. Porositas absolut merupakan perbandingan antara volume pori-pori total batuan terhadap volume total batuan.

Secara matematis dapat dituliskan sebagai persamaan berikut:

$$\phi = \left(\frac{\text{Volume pori total}}{\text{Volume batuan total}} \right) \times 100\% \quad (2.5)$$

Dengan porositas dalam %

Porositas efektif merupakan perbandingan antara volume pori-pori yang saling berhubungan dengan volume batuan total, yang secara matematis sebagai berikut:

$$\phi_e = \left(\frac{\text{Volume pori yang berhubungan}}{\text{Volume batuan total}} \right) = \left(\frac{\rho_g - \rho_b}{\rho_g - \rho_f} \right) \quad (2.6)$$

dengan:

ϕ_e = Porositas efektif, fraksi (%).

ρ_g = densitas butiran (gr/cc) .

ρ_b = densitas total (gr/cc).

ρ_f = densitas formasi (gr/cc) .

Perbedaan satuan memudahkan dalam mengidentifikasi jenis porositas. Penentuan baik tidaknya nilai porositas absolut dari suatu reservoir menurut Koesoemadinata (1978) adalah seperti yang terlihat pada Tabel 2.1

Tabel 2. 1. Skala penentuan nilai porositas absolut batuan suatu reservoir.

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 porositas didapatkan dari memperhitungkan data log sumur yaitu log densitas, log neutron, dan log kecepatan. Secara umum jika semakin dalam suatu batuan maka porositas batuan akan berkurang akibat efek tekanan di atasnya. Nilai porositas juga berefek pada kecepatan gelombang seismik dimana jika nilai porositas semakin besar akan menyebabkan kecepatan gelombang seismik yang melewati batuan itu semakin kecil.

2.6. 1. Porositas Densitas

Berdasarkan data log Densitas, porositas (ϕ_d) menurut Sukmono (1999) pada batuan yang clean dapat diperoleh dengan rumus:

$$\phi_d = \left(\frac{\rho_{ma} - \rho_{log}}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \right) \quad (2.7)$$

dengan:

ϕ_d = porositas log densitas (%).

ρ_{ma} = densitas matriks batuan (gr/cc).

ρ_{log} = densitas dari log (gr/cc).

ρ_{fl} = densitas fluida dalam batuan (gr/cc).

Untuk lapisan yang tercampur dengan *shale* maka dicari dengan:

$$\phi_d = \left[\left(\frac{\rho_{ma} - \rho_{log}}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \right) - V_{sh} \left[\left(\frac{\rho_{ma} - \rho_{sh}}{\rho_{ma} - \rho_{fl}} \right) \right] \right] \quad (2.8)$$

dengan:

ϕ_d = porositas log densitas (%).

V_{sh} = Volume shale (cc).

ρ_{ma} = densitas matriks batuan (gr/cc).

ρ_{log} = densitas dari log (gr/cc).

ρ_{fl} = densitas fluida dalam batuan (gr/cc).

ρ_{sh} = densitas shale (gr/cc).

2. 7. Volume Shale

Volume Shale adalah shale yang terkandung dalam suatu formasi. *Volume Shale* dicari untuk mengetahui kandungan dari total volume batu pasir setelah diperoleh nilai *Volume Shale*.

$$V_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2.9)$$

dengan:

V_{sh} = Volume shale (cc).

GR_{log} = GR hasil pembacaan log gamma ray (API).

GR_{max} = GR maksimum (API).

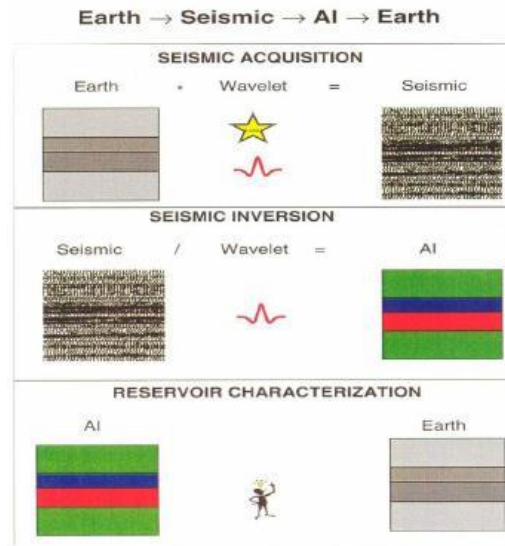
GR_{min} = GR minimum (API).

2. 8. Saturation Water

Saturasi air adalah bagian dari ruang pori yang ditempati oleh air. Saturasi air dapat berkisar dari 10% hingga 50% untuk reservoir minyak atau gas dan 100% untuk akuifer. Saturasi air jelas mempengaruhi cadangan minyak dan gas.

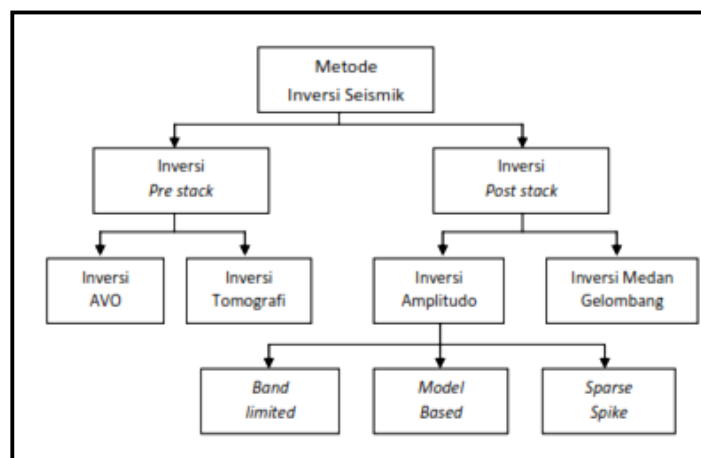
2. 9. Metode Seismik Inversi

Metode Seismik inversi merupakan suatu proses pembalikan data seismik dalam domain waktu menjadi model fisis yang diinginkan. Proses inversi dilakukan untuk memperoleh model AI. Untuk melakukan proses ini diperlukan data sumur yang kemudian dikorelasikan dengan data seismik. Proses pengikatan data sumur dengan data seismik melakukan proses ekstraksi pada *wavelet* yang digunakan untuk mengubah data *log sonic* menjadi seismogram sintetik. Koefisien refleksi adalah perubahan koefisien dari perubahan impedansi antar lapisan batuan. Proses dekonvolusi diperlukan untuk merubah data *log sonic* menjadi data seismogram sintetik dengan mengubah data log sonic dalam domain kedalaman menjadi seismogram sintetik dalam domain waktu.



Gambar 2. 13. Proses inversi dari data seismik menjadi model AI (Sukmono, 1999).

Pada Gambar 2.13 memperlihatkan cara membuat model AI dengan melakukan proses inversi data seismik. Data seismik pada umumnya menggambarkan *interface layer*, saat setelah dilakukan proses inversi AI diperoleh hasil yang menggambarkan data bawah permukaan yang sesungguhnya. Data AI ini lumayan akurat dalam menggambarkan lapisan baik secara vertical maupun lateral (Ariyanto, 2011). Pada penelitian ini digunakan metode AI dengan pemodelan *model based*. Dari AI tersebut diperoleh inversi amplitudo pada data seismik.

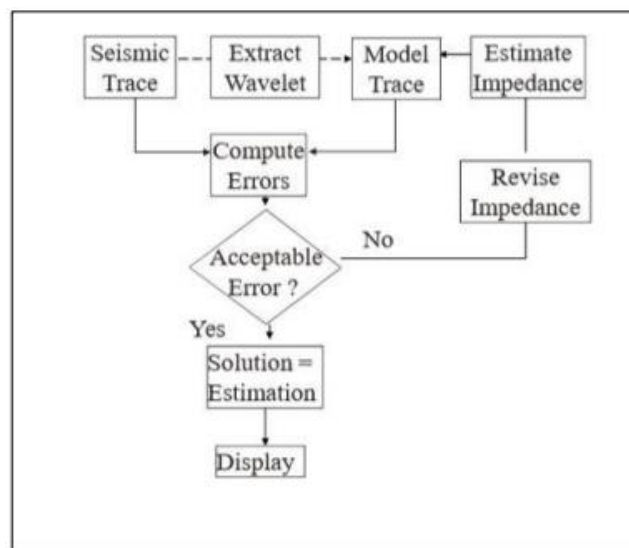


Gambar 2. 14. Berbagai macam metode inversi seismik (Sukmono, 2000).

Pada gambar 2.14 memperlihatkan macam-macam metode inversi seismik. Inversi *post-stack* terdiri atas inversi amplitudo dan inversi medan gelombang. Inversi amplitudo sendiri berdasarkan algoritmanya dibedakan menjadi inversi *band limited*, *model based*, dan *sparse spike* (Sukmono, 2000).

2.9. 1. Inversi Seismik berbasis model (*model based inversion*)

Inversi seismik berbasis model merupakan metode yang membuat model yang konsisten secara geologis dan membandingkan model yang sama dengan data riil seismik (Harsono Adi, 1997). Hasil perbandingan tersebut digunakan secara iterative memperbaharui model untuk menyesuaikan dengan data seismik. Metode ini dipergunakan untuk mengatasi permasalahan yang tidak dapat diselesaikan oleh metode rekursif. Metode ini memiliki keuntungan tidak menginversi secara langsung dari seismik namun menginversi model geologinya (Ariyanto, 2011). Pada gambar 2.15 untuk melakukan inversi *model based* pertama dilakukan ekstraksi *wavelet* dari data seismik kemudian dibentuk model awal, kemudian dilakukan perhitungan nilai *error*. Jika nilai *error* tidak dapat diterima maka diperbaiki im impedansi selanjutnya diestimasi dan dibangun kembali model awal dan dilakukan perhitungan nilai *error*. Jika nilai *error* dapat diterima kemudian akan muncul display inversi *model based* .



Gambar 2. 15. Diagram alir inversi *model based* (Sukmono S, 2000).

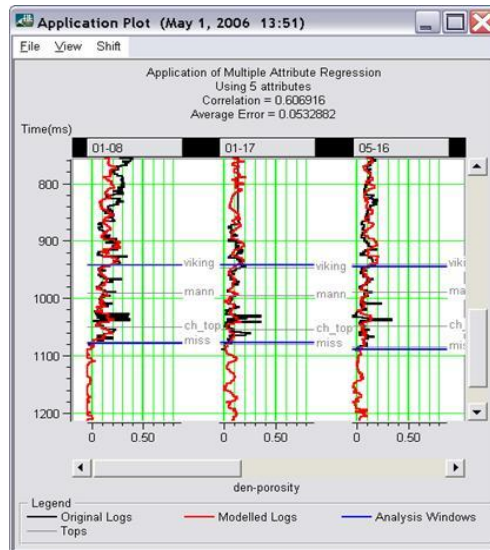
Pada gambar 2.15 untuk mendapatkan inversi *model based* pertama diperlukan *trace* seismik yang kemudian dilakukan ekstraksi *wavelet* kemudian dilakukan proses *well seismic tie* jika nilai error dapat diterima didapatkan hasil akhir jika tidak dilakukan kembali proses *well seismic tie* sehingga mendapatkan nilai error yang dapat diterima

2.9. 2. Analisa Multiatribut

Metode multiatribut merupakan salah satu metode statistik yang menggunakan beberapa atribut untuk menentukan beberapa sifat fisik dari bumi. Analisa multiatribut berguna untuk mencari hubungan antara *log* dengan *data* seismik pada lokasi sumur dan menggunakan hubungan yang didapat untuk menentukan volume dari properti *log* pada semua lokasi pada volume seismik. EMERGE merupakan program yang berfungsi untuk menggabungkan data log dan seismik dengan baik. Secara umum EMERGE berfungsi untuk memprediksi properti log sumur untuk lokasi yang tidak terolah menggunakan atribut dari data seismik yang berdekatan. Properti yang dimaksud berupa jenis log yang diukur seperti kecepatan atau porositas, atau bahkan merupakan atribut litologi yang diturunkan seperti volume serpih. Atribut seismik bisa dihitung secara interal atau atribut tersebut digunakan sebagai atribut eksternal. Setelah selesai, kita akan memiliki bagian data yang setara dengan log, seolah-olah telah mengebor sumur di setiap CDP, tetapi tanpa biaya atau pengukuran langsung (Russel, 1996).

2.9. 3. Proses *Training*

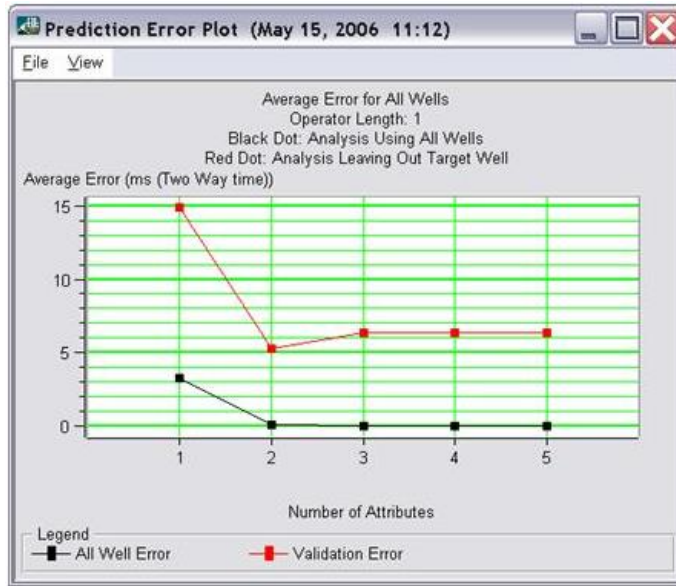
Windows training merupakan hasil penerapan transformasi atribut tunggal atau multi-atribut ke setiap sumur dan membandingkan log yang diprediksi dengan log target. Kesalahan Rata-rata (atau Kesalahan Prediksi) yang ditampilkan di bagian atas adalah kesalahan RMS atau perbedaan antara log yang diprediksi dan log sebenarnya dalam *windows* analisis (Hampson & Russel, 2006). Pada gambar 2.16 memperlihatkan hasil training dalam multiatribut.



Gambar 2. 16. Contoh proses *training* data dalam multiatribut (Hampson & Russel, 2006).

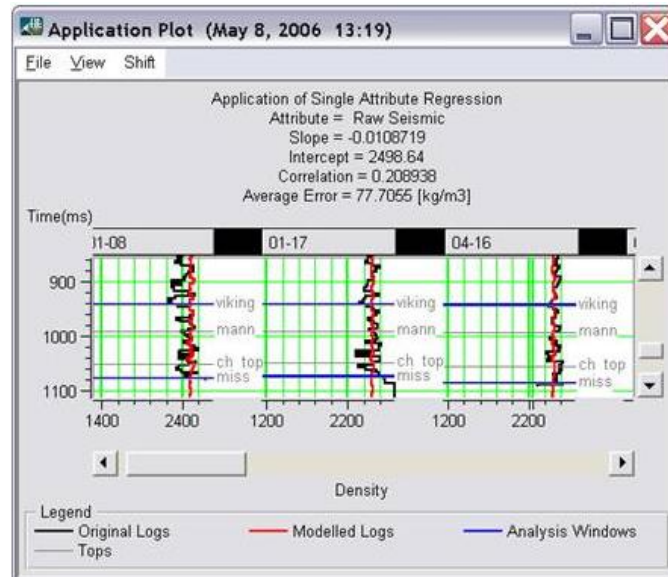
2.9. 4. Proses *Validation*

Plot Validasi menunjukkan *error* RMS sebagai fungsi dari jumlah atribut dalam transformasi. Garis bawah (hitam) menunjukkan *error* RMS ketika semua sumur digunakan dalam analisis. Secara matematis, ini harus selalu berkurang, tergantung pada batas presisi komputer. Garis atas (merah) menunjukkan kesalahan RMS rata-rata ketika setiap sumur tersembunyi selama penghitungan dan *error* dihitung untuk sumur tersembunyi. Seringkali kurva ini akan berkurang ke minimum dan kemudian meningkat karena atribut tambahan menyebabkan *over-training* pada data. Jumlah atribut yang optimal harus dipilih pada atau sebelum minimum itu. Pada gambar 2.17 memperlihatkan proses *validation* dimana warna merah memperlihatkan *validation error* dan hitam memperlihatkan *all well error*.



Gambar 2. 17. Contoh proses *validation* dalam multiatribut (Hampson & Russel, 2006).

Pada gambar 2.18 menunjukkan, untuk kombinasi atribut yang dipilih, korelasi dan kesalahan rata-rata dari uji validasi, ditambah plot log yang dimodelkan dengan baik.



Gambar 2. 18. *Windows validation* (Hampson & Russel, 2006).