

## II. TINJAUAN PUSTAKA

### 2.1. Batasan Logging

Logging adalah pengukuran secara kualitatif dan kuantitatif formasi yang ditembus mata bor, (Musliki, 1991). *Sonde* atau alat perekam dimasukkan ke dalam lubang bor untuk mengukur sifat-sifat fisika batuan. Hasil ukurnya berupa kurva yang disebut kurva log. Sifat-sifat batuan, secara umum, yang mempengaruhi pengukuran adalah ; (i) porositas (ii) resistivitas, (iii) kejenuhan air dan (iv) permeabilitas. Pengukuran dasar dilakukan terhadap porositas dan resistivitas, sedangkan kejenuhan air dan permeabilitas tidak diukur langsung.

#### 2.1.1. Porositas

Porositas suatu medium adalah perbandingan volume rongga-rongga pori terhadap volume total medium, biasanya dinyatakan dengan persen (Koesoemadinata, 1978). Medium dalam hal ini adalah batuan.

$$\text{Porositas} = \emptyset = \frac{\text{volume pori-pori}}{\text{volume total medium}} \times 100\%$$

Selain itu dikenal istilah porositas efektif, yaitu untuk rongga didalam batuan yang saling berhubungan (*interconnected*) yang dapat dilalui oleh cairan bebas,

tidak termasuk ruang yang ditempati air ikat-lempung (*clay-bound fluid*).

### 2.1.2. Resistivitas

Resistivitas listrik suatu bahan adalah ukuran kemampuan untuk menghambat aliran arus listrik yang melewati bahan tersebut (Schlumberger, 1991).

$$R = \frac{r A}{L}$$

R = resistivitas, ohm-m.

r = hambatan, ohm.

A = luas penampang lintang bahan, m<sup>2</sup>.

L = panjang bahan, m.

Kebalikan resistivitas adalah *konduktivitas*, yaitu kemampuan bahan untuk menghantarkan arus listrik, satuannya mho/m.

### 2.1.3. Kejenuhan

Kejenuhan air,  $S_w$  (*water saturation*) adalah prosentase bagian rongga pori suatu batuan yang terisi air formasi, (Asquith, 1983).

$$S_w = \frac{\text{rongga pori yang terisi air formasi}}{\text{rongga pori total batuan}} \times 100\%$$

Apabila batuan tersebut mengandung hidrokarbon, maka bagian yang ditempati hidrokarbon tersebut dinamakan *kejenuhan hidrokarbon*,  $S_h$ , sehingga  $S_h = (1 - S_w)$ . Asumsi umum bahwa cairan pengisi rongga pori batuan pada awalnya adalah air. Jika selama jangka waktu geologi tertentu terbentuk senyawa hidrokarbon di suatu tempat (*source rock*) dan pindah (*migration*) ke batuan berpori (*reservoir rock*), maka air pengisi (*interstitial water*) awal tadi akan terdesak dan rongga pori digantikan oleh hidrokarbon. Biar bagaimanapun hidrokarbon tidak bisa menggantikan air seluruhnya, tetapi akan selalu ada *kejenuhan air-sisa*,  $S_{wirr}$  (*irreducible water saturation*). Kejenuhan air sisa ini disebabkan oleh efek tegangan muka pada permukaan butiran, kontak butiran dan didalam celah yang sangat kecil (Adi Harsono, 1994). Maka bagian dari volume total formasi yang mengandung hidrokarbon adalah  $\phi \cdot S_h$  atau  $\phi \cdot (1 - S_w)$ . Nilainya bisa dari nol hingga maksimum  $\phi \cdot (1 - S_{wirr})$ .

#### 2.1.4. Permeabilitas

Permeabilitas,  $k$ , adalah sifat batuan reservoir untuk dapat meluluskan cairan melalui pori-pori yang bersambungan, tanpa merusak partikel pembentuk atau kerangka batuan tersebut (Koesoemadinata, 1978).

$$q = \frac{k}{\mu} \frac{dp}{dx}$$

$q$  = debit, cm/det.

$k$  = permeabilitas, darcy.

$\mu$  = viskositas, centipoise.

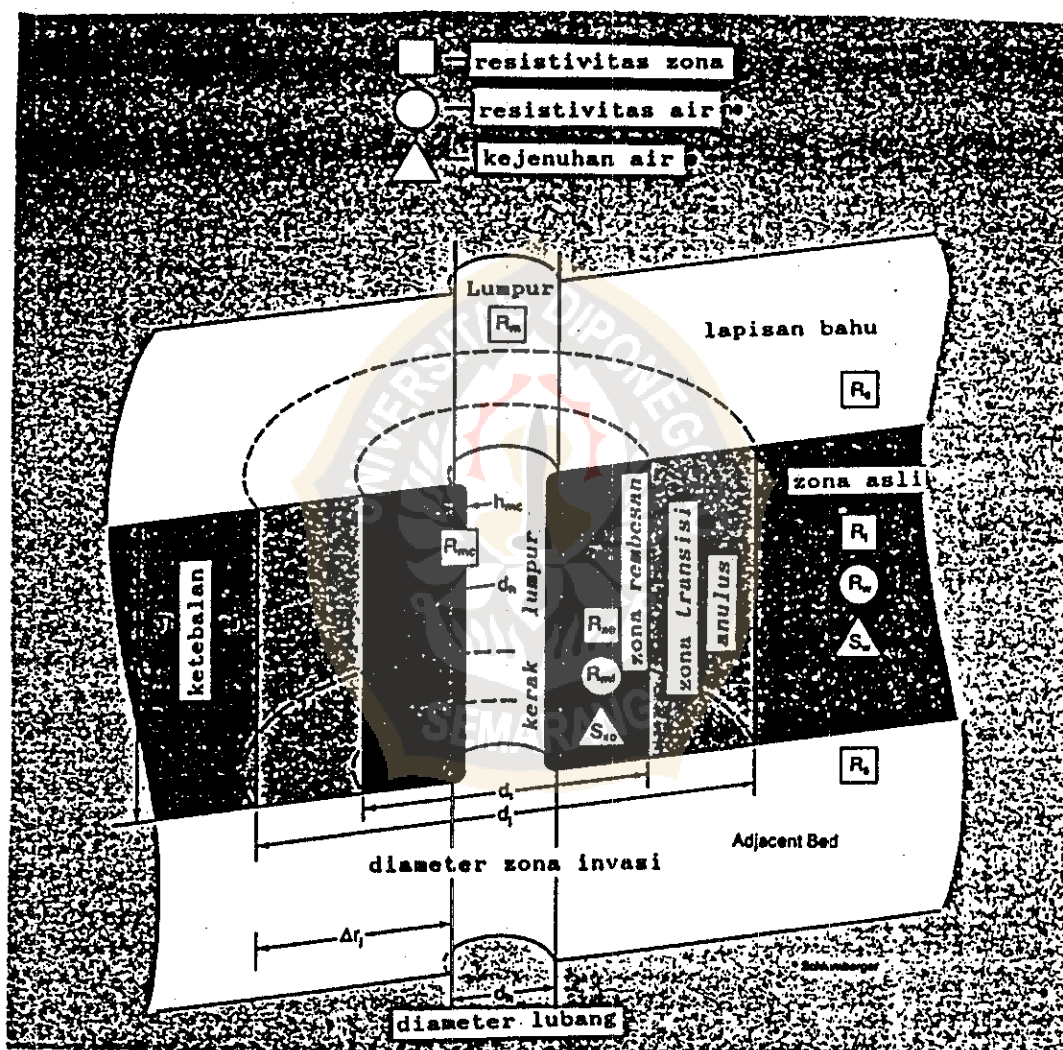
$dp/dx$  = gradien hidrolik, atm/cm.

Menurut definisi API (American Petroleum Institute), suatu medium berpori mempunyai permeabilitas 1 darcy jika suatu cairan dengan viskositas 1 centipoise mengalir dengan kecepatan 1 cm/det. melalui penampang seluas 1 cm<sup>2</sup> pada gradien hidrolik 1 atm/cm dan jika cairan tersebut mengisi seluruh medium. Permeabilitas suatu bahan biasanya kurang dari satu darcy oleh karena itu dalam praktek dinyatakan dalam *milidarcy* (1 md = 0.001 darcy).

Jika dalam rongga pori hanya ada satu jenis fluida (air, minyak, atau gas) maka perhitungan permeabilitasnya disebut *permeabilitas absolut*. Jika ada dua fluida atau lebih maka disebut *permeabilitas efektif*. Perbandingan antara permeabilitas efektif dengan permeabilitas absolut disebut *permeabilitas relatif*.

## 2.2. Lingkungan Lubang Bor

Jika suatu formasi dibor, maka batuan dan cairan yang ada didalam formasi mengalami gangguan. Lubang bor dan batuan di sekitarnya akan terkontaminasi lumpur pemboran (*drilling mud*), yang tentu saja mempengaruhi pengukuran log. Gambar 2.1 menunjukkan keadaan lingkungan lubang bor secara ideal.



Gambar 2.1 : Skema diagram lingkungan lubang bor ideal (Schlumberger, 1991).

Keterangan gambar :

$d_h$	= diameter lubang
$d_i$	= diameter zona invasi batas dalam
$d_j$	= diameter zona invasi batas luar
$\Delta r_j$	= radius zona invasi batas luar
$h_{mc}$	= ketebalan kerak lumpur
$R_m$	= resistivitas lumpur pemboran
$R_{mc}$	= resistivitas kerak lumpur
$R_{mf}$	= resistivitas lumpur filtrasi
$R_s$	= resistivitas serpih/lapisan bahu
$R_t$	= resistivitas zona asli (true)
$R_w$	= resistivitas air formasi
$R_{xo}$	= resistivitas zona rembesan
$S_w$	= kejenuhan air pada zona asli
$S_{xo}$	= kejenuhan air pada zona rembesan

Beberapa hal penting dari simbol yang ada pada gambar 1 antara lain ;

- (i) Diameter lubang,  $d_h$ . Ukuran lubang bor sesuai dengan ukuran mata bor (*bit size*). Tetapi terbentuknya *kerak lumpur (mudcake)* akan menjadikan diameter lubang bor lebih kecil dari diameter mata bor. Diameter lubang bor dapat pula

lebih besar dari diameter mata bor, yaitu karena terjadi keruntuhan dinding lubang.

- (ii) Lumpur pemboran. Lumpur pada kegiatan pemboran antara lain berguna sebagai pelumas dan untuk mendinginkan mata bor. Berat lumpur selalu dibuat sedemikian rupa sehingga tekanan hidrostatiknya lebih besar dari tekanan formasi. Hal ini untuk mencegah terjadinya *semburan liar (blow out)*. Lumpur yang merembes kedalam formasi lumpur filtrasi dan lumpur yang membentuk kerak pada dinding formasi disebut kerak lumpur .
- (iii) Invasi. Bagian lumpur yang cair akan merembes ke dalam formasi yang berpori, sedangkan bagian yang padat terakumulasi pada dinding lubang dan membentuk kerak lumpur. Berdasarkan hal ini formasi dapat dibedakan atas zona invasi (*invaded zone*) dan zona asli (*uninvaded zone*) Zona invasi terdiri dari zona *rembesan (flushed zone)* dan zona *transisi (transition zone)* atau zona *anulus (annulus zone)*. Zona asli adalah zona murni yang tidak terkontaminasi lumpur.

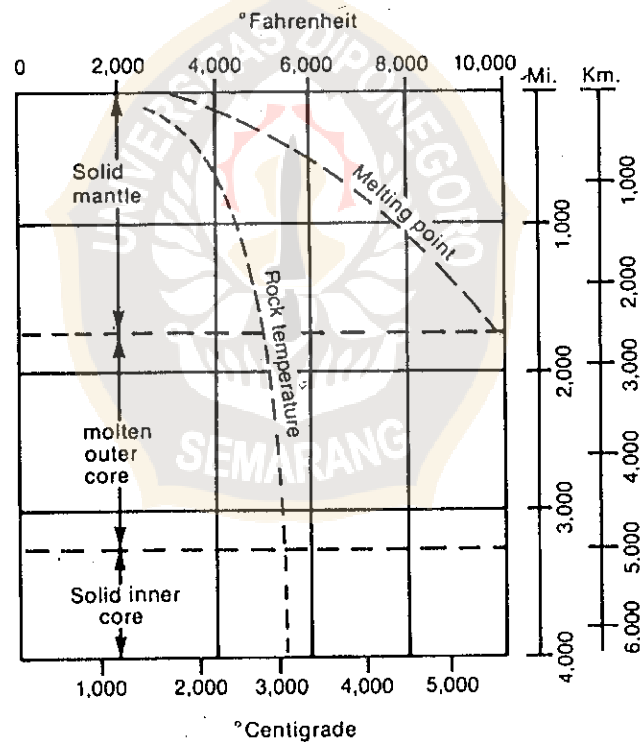
(iv) Litologi. Penentuan litologi sangat penting pada analisis log kuantitatif, karena perhitungan porositas berdasarkan alat yang ada sekarang masih memerlukan data litologi, lagi pula litologi sangat menentukan *faktor formasi*,  $F$ . Faktor formasi dipergunakan dalam perhitungan kejenuhan air,  $S_w$ , ( $S_w = \sqrt{F \times R_w / R_t}$ ). Pada saat ini, alat pengukur porositas yang tidak terpengaruh litologi dikembangkan. Tentu saja alat ini memberikan dampak bahwa pengukuran porositas dapat dilakukan lebih teliti, yang kemudian akan memberikan harga  $S_w$  yang lebih tepat, serta lebih jauh lagi dapat memberikan perhitungan prakiraan cadangan yang lebih akurat.

(v) Temperatur formasi. Temperatur formasi juga sangat penting pada analisis log, karena resistivitas bervariasi terhadap temperatur. Secara empiris, telah dilakukan percobaan di laboratorium dan disimpulkan bahwa untuk kedalaman tertentu yang masih jauh dari dapur magma, gradien geotermal adalah linier, gambar 2.2 dan Gen-6. Persamaan berikut digunakan untuk menentukan temperatur formasi,  $T_f$ .

$$T_f = ST + (BHT - ST) \cdot d/D \quad (2.1)$$



- $T_f$  = temperatur formasi.  
 ST = temperatur permukaan.  
 BHT = temperatur dasar lubang (bottom hole).  
 d = kedalaman formasi.  
 D = kedalaman dasar lubang.



Gambar2.2 : Kurva temperatur dalam bumi (Link, 1983)

Secara empiris pula telah diperoleh pendekatan hubungan resistivitas dengan temperatur, lampiran V-12.

$$R_2 = R_1[(T_1 + 6.77)/(T_2 + 6.77)]^F \quad (2.2.a.)$$

$$R_2 = R_1[(T_1 + 21.5)/(T_2 + 21.5)]^C \quad (2.2.b.)$$

Jika  $R_1$ ,  $T_1$  dan  $T_2$  diketahui maka  $R_2$  dapat dihitung.

### 2.3. Faktor Formasi

Faktor formasi adalah suatu konstanta yang bergantung pada litologi. Jika  $R_w$  adalah resistivitas air formasi dan  $R_o$  adalah resistivitas formasinya, maka menurut percobaan Archie (Archie, 1952),  $R_o$  sebanding dengan  $R_w$ . Konstanta kesebandingannya disebut faktor formasi,  $F$ .

$$R_o = F \cdot R_w \quad (2.3)$$

Archie, dari hasil percobaannya juga mengusulkan hubungan faktor formasi dengan porositas, yaitu

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad (2.4)$$

$a$  = konstanta yang bergantung pada litologi, ditentukan secara empiris.

$m$  = faktor sementasi atau liku-liku (*turtuosity*).

#### 2.4. Kejenuhan Air

Resistivitas  $R_t$  suatu formasi kandung-hidrokarbon (hydrocarbon-bearing) tidak hanya bergantung pada  $F$  dan  $R_w$  tetapi juga pada  $S_w$ . Secara empiris Archie membuat suatu hubungan sebagai berikut (Schlumberger, 1991),

$$S_w^n = \frac{F R_w}{R_t} \quad (2.5.a)$$

Tabel 2.1 : Eksponen  $m$  dan koefisien  $a$  yang digunakan pada perhitungan faktor formasi (dimodifikasi oleh Asquith, 1980).

---

$F = a/\phi^m$	persamaan umum
$F = 1/\phi^2$	untuk karbonat
$F = 0.81/\phi^2$	untuk pasir rapat ( <i>consolidated</i> )

$F = 0.62/\phi^{2.15}$	rumus Humble untuk pasir renggang ( <i>unconsolidated</i> )
$F = 1.45/\phi^{1.54}$	untuk pasir rata-rata (dari Carothers, 1958)
$F = 1.65/\phi^{1.99}$	untuk pasir serpihan (dari Carothers, 1958)
$F = 1.45/\phi^{1.70}$	untuk pasir calcareous (dari Carothers, 1958)
$F = 0.85/\phi^{2.14}$	untuk karbonat (dari Carothers, 1958)
$F = 2.45/\phi^{1.08}$	untuk pasir Pliocene, Selatan California (dari Carothers dan Porter, 1970)
$F = 1.97/\phi^{1.20}$	untuk pasir Miocene, pantai teluk Louisiana Texas (dari Carothers dan Porter, 1970)
$F = 1.0/\phi^{(2.05-0)}$	untuk formasi granular (dari Sethi, 1979)

n adalah eksponen kejenuhan yang nilainya berkisar antara 1.8 - 2.5 (umumnya diambil 2). Persamaan 2.5.a untuk n = 2 dapat ditulis kembali menjadi persamaan berikut yang dikenal sebagai Persamaan Kejenuhan Archie.

$$S_w = \sqrt{F \cdot R_w / R_t} \quad (2.5.b)$$

Kejenuhan air pada zona rembesan,  $S_{xo}$  dapat pula diturunkan dari rumus Archie, yaitu

$$S_{xo} = \sqrt{F \cdot R_{mf} / R_{xo}} \quad (2.6)$$

$S_{xo} = (1 - S_{hr})$ .  $S_{hr}$  adalah kejenuhan hidrokarbon pada zona rembesan.

## 2.5. Cadangan Hidrokarbon

Cadangan hidrokarbon adalah jumlah hidrokarbon yang ada, dibedakan atas cadangan statis yaitu jumlah hidrokarbon *in situ*, dan cadangan permukaan yaitu jumlah hidrokarbon yang diperkirakan dapat diproduksi. Cadangan statis dapat dihitung jika diketahui volume reservoir, porositas reservoir dan kejenuhan hidrokarbonnya. Volume reservoir dihitung dari perkalian ketebalan formasi dan luas area pengurasan. Porositas dan kejenuhan hidrokarbon diperoleh dari analisis log, sedangkan luas area pengurasan diperoleh dari data seismik.

Prakiraan cadangan hidrokarbon jenis minyak (oil), jumlah *barrel in situ* adalah (Dewan, 1983) :

$$N = 7758 \cdot \phi_e (1 - S_w) h \cdot A \quad (2.7)$$

$N$  = jumlah cadangan minyak, barel  
(1 acre-ft = 7758 barel).

$\phi_e$  = porositas efektif reservoar.

$S_w$  = kejenuhan air ( $S_h = 1 - S_w$ ).

$h$  = ketebalan reservoar, ft.

$A$  = luas pengurasan, acre (1 acre = 4072 m<sup>2</sup>).

Prakiraan cadangan hidrokarbon jenis gas in-situ

(Dewan, 1983) :

$$G = 43560 \cdot \phi_e (1 - S_w) h \cdot A \quad (2.8)$$

$G$  = jumlah cadangan gas (ft<sup>3</sup>).  
(1 acre-ft = 43560 ft<sup>3</sup>).

Jumlah gas ini adalah pada tekanan dan temperatur formasi, sehingga untuk mengubah ke satuan scf (*standard cubic feet*) yaitu pada tekanan 14.7 psi dan temperatur 60 °F, persamaan diatas harus dikalikan dengan :

$$\frac{P_r}{14.7} \cdot \frac{520}{(460 + T_r)} \cdot \frac{1}{Z} \quad (\text{Dewan, 1983})$$

$P_r$  = tekanan reservoar , psi

$T_r$  = temperatur formasi, °F.

$Z$  = faktor deviasi gas, %.

Jumlah hidrokarbon yang diperoleh dipermukaan dapat dihitung jika diketahui faktor efisiensi pengurasan, ER.

$$N_r = N \cdot ER \quad (2.9)$$

$N_r$  = jumlah hidrokarbon yang diperoleh, stb.

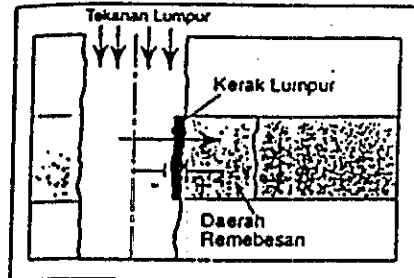
## 2.6. Jenis Log

### 2.6.1. Log SP

Log SP (*Spontaneous Potential*) adalah kurva rekaman beda potensial antara elektroda yang bergerak di dalam lubang bor dengan elektroda di permukaan. Potensial yang timbul berasal dari potensial spontan yang terjadi akibat perbedaan salinitas, dibedakan atas penyebabnya yaitu potensial elektrokinetik dan potensial elektrokimia.

#### (i) Potensial elektrokinetik.

Jika suatu larutan mengalir karena ada perbedaan tekanan menembus sebuah membran, maka akan timbul potensial listrik pada membran tersebut. Keadaan yang sama akan terjadi pula jika lumpur filtrasi oleh karena perbedaan tekanan hidrostatik kolom lumpur dengan tekanan formasi, mengalir menembus kerak lumpur. Potensial ini umumnya sangat kecil sehingga bisa diabaikan.



Gambar 2.3 : Potensial elektrokinetik (Adi Harsono, 1994).

(ii) Potensial elektrokimia.

Potensial elektrokimia timbul karena kontak tidak langsung (*potensial membran*) ataupun kontak langsung (*potensial liquid-junction*) antara dua larutan yang memiliki salinitas berbeda.

a. Potensial membran

Suatu membran kation ideal, karena komposisi kimia-fisikanya, adalah permeabel hanya terhadap ion positif (kation). Serpih merupakan membran ideal asalkan tidak banyak mengandung pasir atau gamping. Serpih dalam hal ini memisahkan air formasi (biasanya salinitasnya lebih tinggi) dengan lumpur yang salinitasnya lebih rendah. Ada perpindahan ion positif dari larutan yang salinitas



nya lebih tinggi (zona asli) ke larutan yang salinitasnya lebih rendah (lumpur), gambar 2.4. Beda potensial antara kedua larutan adalah :

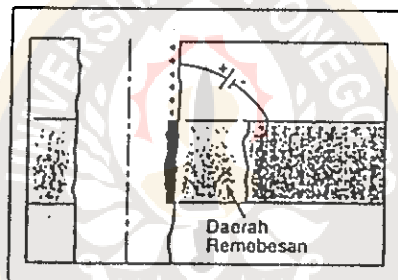
$$E_m = K \log \frac{a_{mf}}{a_w} \quad (2.10)$$

$E_m$  = potensial membran.

$K$  = konstanta,  $-59.1$  pada  $77^\circ\text{F}$ .

$a_{mf}$  = aktivitas elektrokimia lumpur.

$a_w$  = aktivitas elektrokimia air formasi.

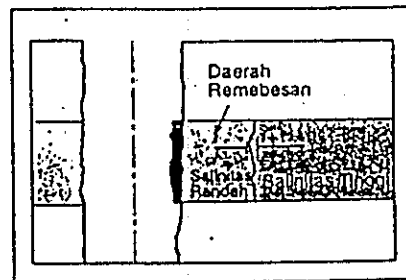


Gambar 2.4 : Potensial membran (Adi Harsono, 1994).

#### b. Potensial liquid-junction

Potensial liquid-junction muncul antara zona rembesan dan zona asli. Ini merupakan kontak langsung karena tidak ada serpih yang memisahkan keduanya, sehingga baik anion ( $\text{Cl}^-$ ) maupun kation ( $\text{Na}^+$ ) mudah berpindah dari satu larutan ke larutan

lainnya. Ion  $\text{Na}^+$  berukuran relatif cukup besar dibanding ion  $\text{Cl}^-$ . Dengan demikian ion  $\text{Cl}^-$  lebih mudah bergerak, sehingga zona rembesan akan lebih negatif dibanding zona asli, gambar 2.5.



Gambar 2.5 : Potensial liquid-junction (Adi Harsono 1994).

Beda potensial pada batas kedua larutan adalah :

$$E_j = K' \log \frac{a_{mf}}{a_w} \quad (2.11)$$

$E_j$  = beda potensial liquid-junction.

$K'$  = konstanta, -11.5 pada 77 °F.

$a_{mf}$  = aktivitas elektrokimia lumpur.

$a_w$  = aktivitas elektrokimia air formasi.

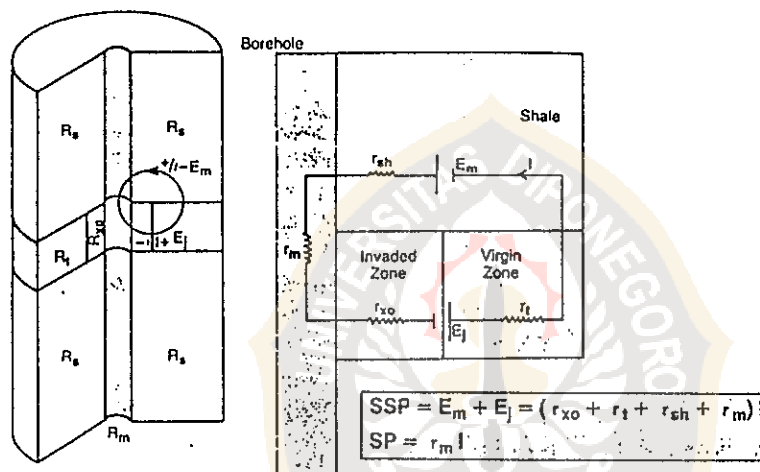
Potensial spontan total adalah penjumlahan aljabar dari potensial elektrokinetik dan potensial elektrokimia, disebut sebagai potensial spontan statik, SSP (*Static Spontaneous Potential*).

$$SSP = E_{kmc} + E_m + E_j \quad (2.12)$$

$E_{kmc}$  adalah potensial elektrokinetik. Jika potensial ini diabaikan persamaan diatas menjadi :

$$SSP = E_m + E_j \quad (2.13.a)$$

$$SSP = (K + K') \log \frac{a_m f}{a_w} \quad (2.13.b)$$



Gambar 2.6 : Rangkaian listrik SSP (dari Schlumberger).

### 2.6.2. Log Sinar Gamma

Radioaktivitas gamma alami suatu formasi geologi didasarkan pada tiga pengukuran radio isotop alami atau turunannya. Ketiga radio isotop itu adalah :

Potasium :  $^{40}\text{K}$

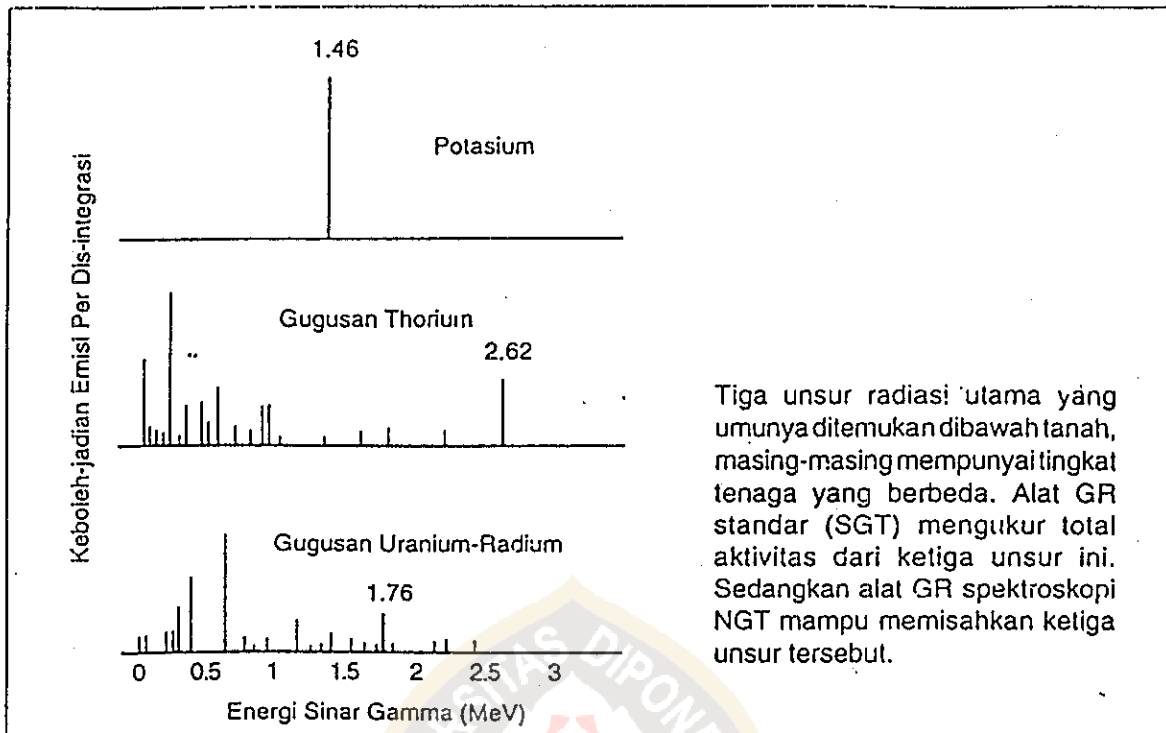
Thorium :  $^{232}\text{Th}$

Uranium :  $^{238}\text{U}$

Umumnya dicacah dengan detektor sintilasi.

Radioaktif alami adalah peluruhan spontan dari suatu atom berisotop tertentu ke isotop yang lain. Jadi suatu inti atom yang tidak stabil secara spontan akan meluruh sampai dicapai keadaan stabil. Suatu proses peluruhan akan disertai pemancaran partikel-partikel radiasi seperti Alpha, Beta dan Gamma.

Unsur radioaktif Potasium, Thorium dan Uranium memancarkan sinar Gamma pada tingkat tenaga yang berbeda-beda. Potasium memiliki tenaga tunggal (diskrit) 1.46 MeV (Adi harsono 1994). Thorium dan Uranium memancarkan sinar Gamma secara kontinyu. Secara teori ketiga unsur radioaktif ini dapat dipisahkan satu dari yang lainnya dalam pencacahan dan dapat diketahui konsentrasi masing-masing didalam suatu formasi batuan.



Gambar 2.7 : Spektrum sinar Gamma dari  $^{40}\text{K}$ ,  $^{232}\text{Th}$  dan  $^{238}\text{U}$  (Adi Harsono, 1994).

### 2.6.3. Log Resistivitas

#### 2.6.3.1. Alat resistivitas

Prinsip pengukuran resistivitas didasarkan pada hukum-hukum kelistrikan berikut :

- Hukum Ohm,

$$V = r \cdot I$$

$V$  = tegangan/potensial, volt.

$r$  = hambatan, ohm.

$I$  = arus listrik, ampere.

- Persamaan resistivitas,

$$R = k \cdot r$$

$R$  = resistivitas, ohm-m.

$k$  = konstanta yang bergantung pada bentuk geometri bahan.

Kombinasi kedua persamaan diatas menghasilkan :

$$R = k \frac{V}{I}$$

Pengukuran resistivitas secara konvensional ada dua prinsip, yaitu susunan normal dan susunan lateral.

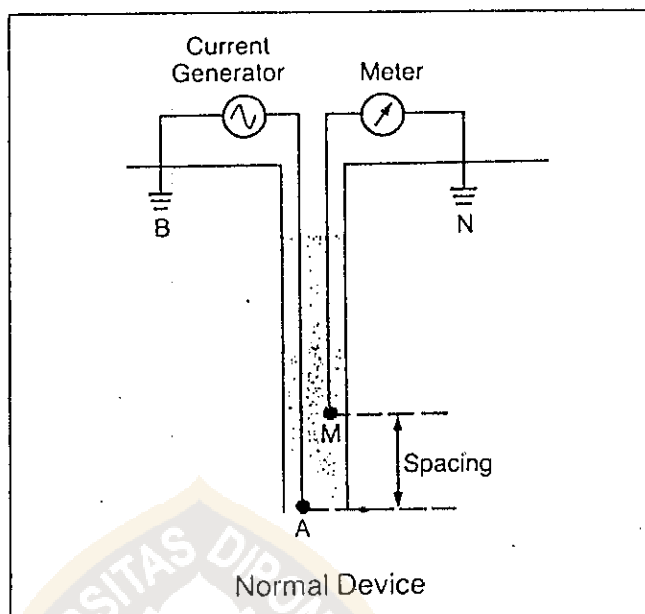
a. Susunan normal.

Susunan normal ditunjukkan pada gambar 2.8.a. Pada susunan ini arus dengan intensitas konstan dialirkan antara elektroda A dan B. Beda potensial yang dihasilkan diukur diantara elektroda M dan N. Titik ukur diambil di tengah M dan N. Spasinya adalah AM.

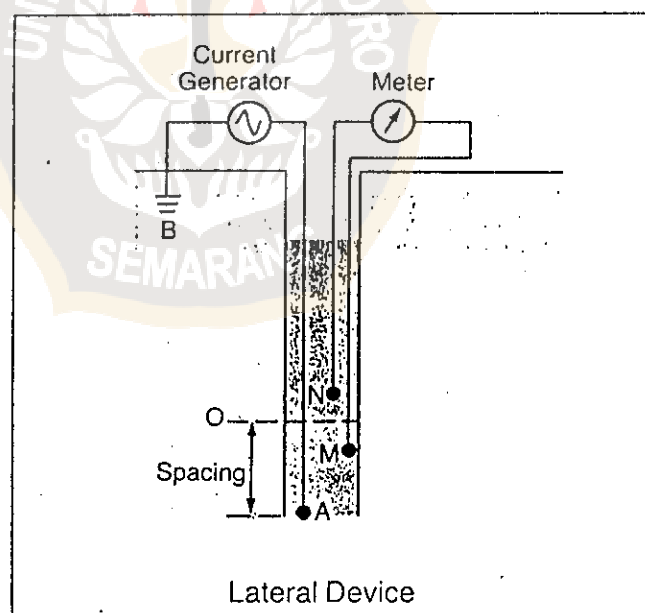
b. Susunan lateral.

Pada susunan lateral (gambar 2.8.b), arus dengan

intensitas konstan dialirkan antara elektroda A dan B. Beda potensial diukur antara elektroda M dan N. Titik ukur diambil di tengah M dan N. Spasinya adalah OA.



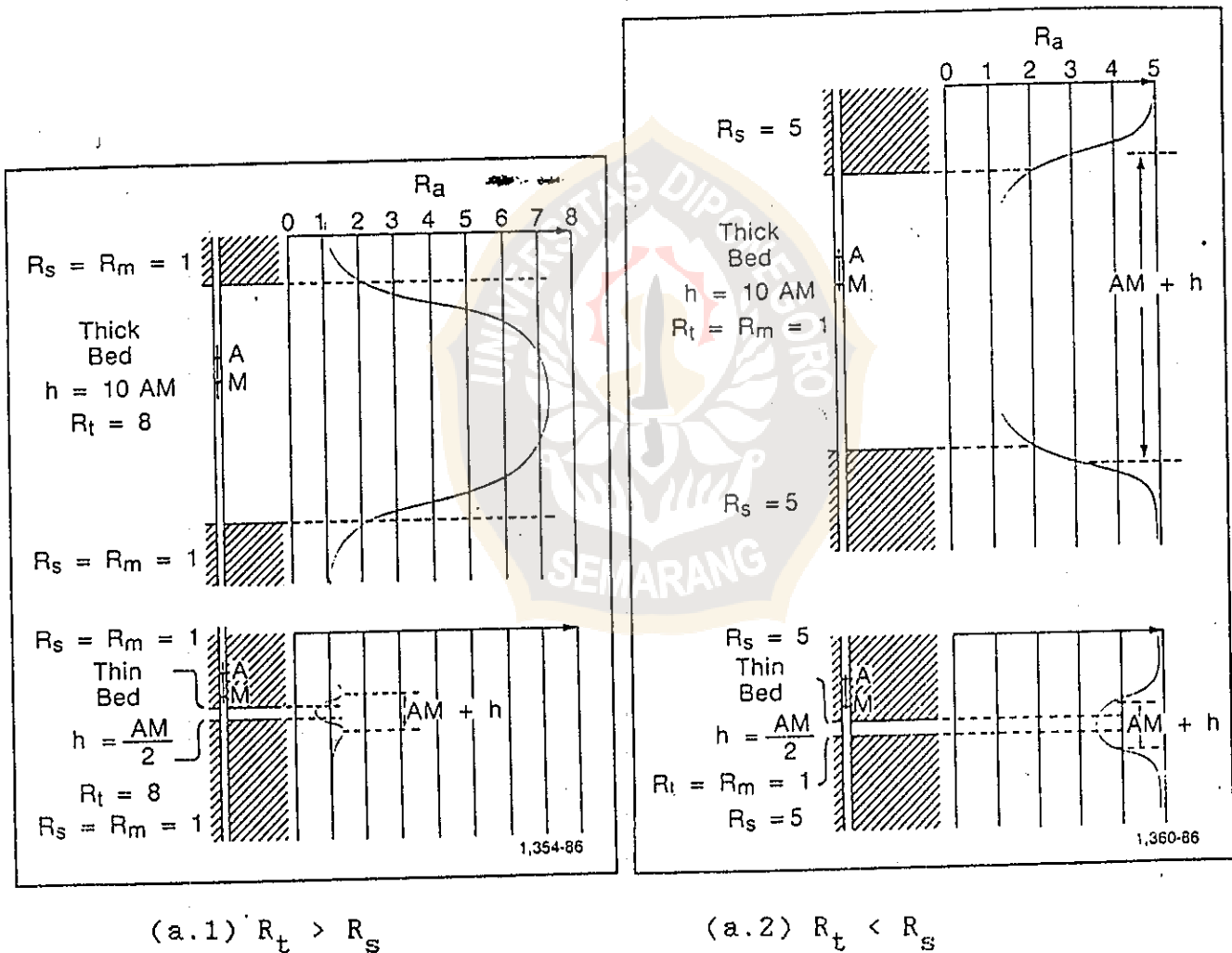
Gambar 2.8.a : Susunan Normal (Schlumberger, 1991).



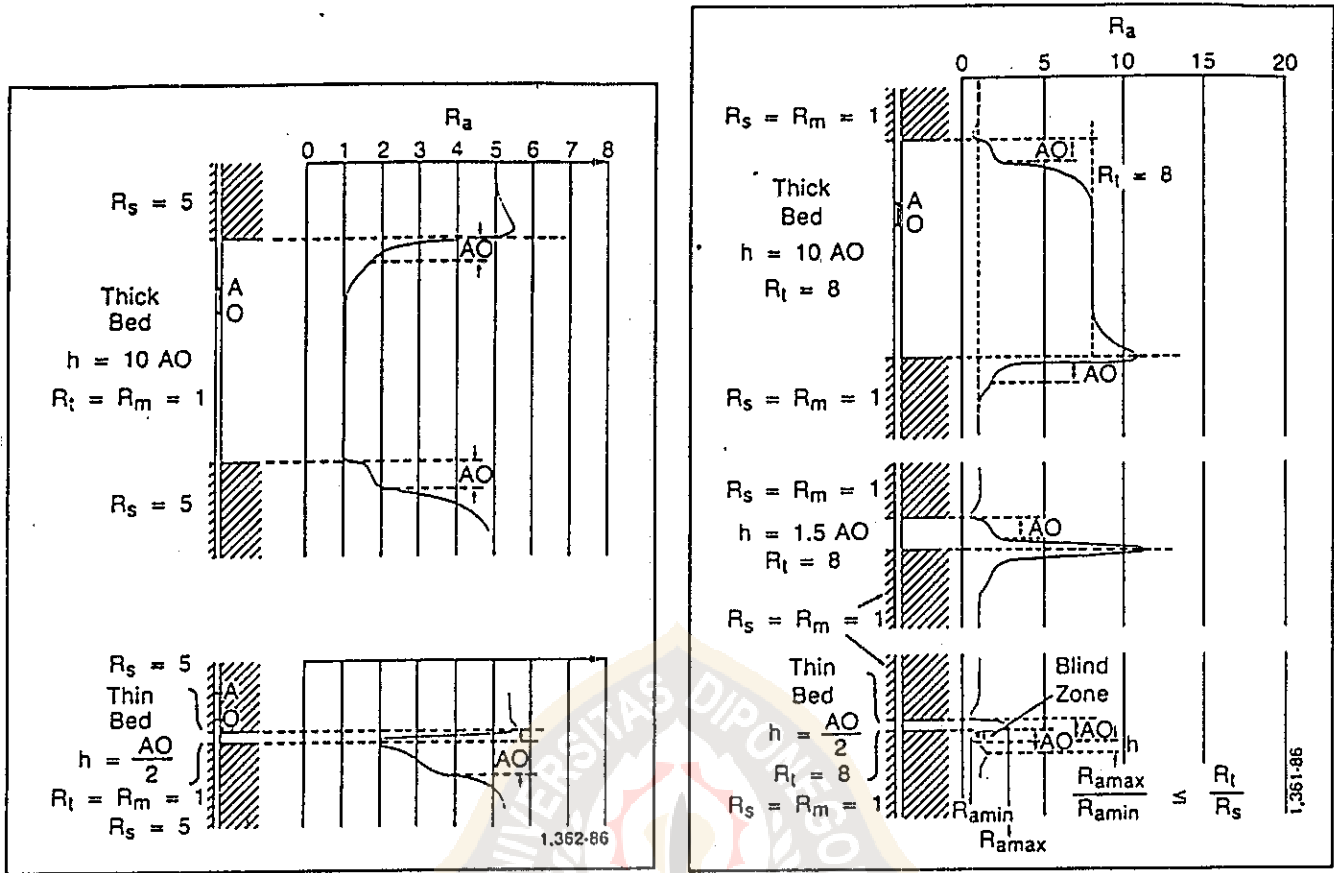
Gambar 2.8.b : Susunan lateral (Schlumberger, 1991).

Semakin lebar spasi maka semakin dalam jangkauan pengukuran.

Resistivitas tampak (apparent resistivity) yang terekam dipengaruhi oleh hambatan dan geometri media disekitar alat (lubang bor, lapisan batas, zona invasi dan zona asli). Sedangkan bentuk kurva tanggapannya tergantung pada tiga parameter dasar, yaitu resistivitas lapisan, resistivitas lapisan bahu dan ketebalan lapisan relatif terhadap spasi.







(b.1)  $R_t > R_s$

(b.2)  $R_t < R_s$

Gambar 2.9 : Kurva tanggapan dari a) susunan normal dan b) susunan lateral (Schlumberger, 1991).

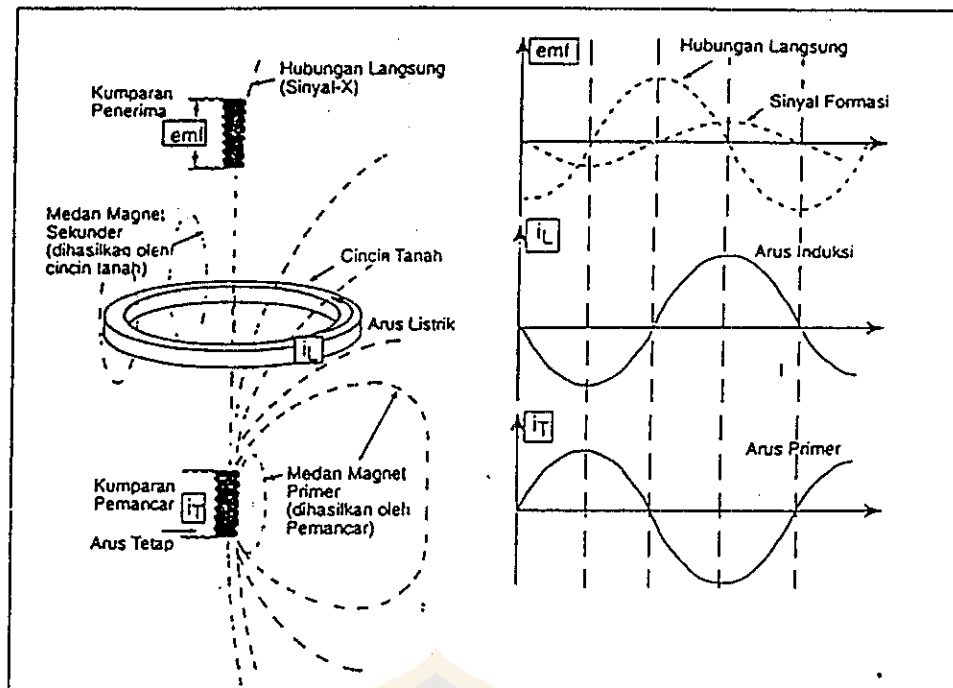
2.6.3.2. Alat induksi

Cara kerja alat ini berbeda dengan alat resistivitas. Kalau alat resistivitas mengukur langsung resistivitas suatu formasi maka alat induksi tidak mengukur secara langsung resistivitas formasi, tetapi

dengan mengukur konduktivitas dari formasi tersebut. Resistivitas formasi dapat ditentukan karena resistivitas merupakan kebalikan dari konduktivitas. Satuan konduktivitas adalah mho/meter. Karena dalam praktek satuan ini terlalu besar sehingga lebih sering digunakan satuan mmho/meter.

Prinsip kerja alat ini didasarkan pada induksi elektromagnetik sesuai hukum Faraday. Secara sederhana dapat dilihat pada gambar 2.10.

Arus bolak-balik frekuensi tinggi yang dialirkan ke sebuah kumparan (kumparan pemancar) akan menimbulkan medan magnet primer di sekitar kumparan tersebut. Sesuai hukum Faraday, perubahan medan listrik akan menimbulkan medan magnet. Menurut Faraday juga perubahan medan magnet akan menimbulkan arus listrik. Medan magnet primer, karena berubah-ubah, akan menginduksi formasi disekitarnya dan menghasilkan arus listrik yang melingkar (hukum Ampere) sesumbu dengan kumparan pemancar. Arus induksi juga akan menimbulkan medan magnet baru yang dinamakan medan magnet sekunder. Medan magnet sekunder ini lalu menginduksi kumparan penerima sehingga timbul GGL (Gaya Gerak Listrik) induksi pada kumparan penerima. Jika frekuensi dan amplitudo arus bolak-balik pada kumparan pemancar dibuat konstan maka arus listrik yang timbul pada cincin formasi berbanding langsung dengan



Gambar 2.10 : Prinsip kerja alat induksi (sumber : Schlumberger).

konduktivitas formasi tersebut. GGL yang timbul pada kumparan penerima sebanding dengan arus induksi cincin formasi dan konduktivitas formasi. Sebenarnya timbul juga kopling langsung antara kumparan pemancar dengan kumparan penerima tetapi memiliki beda fasa  $90^\circ$  dengan sinyal arus cincin formasi.

#### 2.6.4. Log Porositas

##### 2.6.4.1. Log porositas densitas

Ada tiga jenis interaksi yang mungkin terjadi bila sinar gamma tenaga tinggi ditembakkan ke suatu bahan,

yaitu :

- gejala fotolistrik, bila tenaga mula-mula  $E < 100 \text{ keV}$
- hamburan Compton, bila  $75 \text{ keV} < E < 2 \text{ MeV}$
- produksi pasangan, bila  $E > 1.02 \text{ MeV}$

Densitas suatu bahan adalah jumlah massa bahan tersebut per satuan volume. Prinsip alat densitas (density tool) adalah mengukur densitas elektron bebas yang merupakan sumbangan dari peristiwa hamburan Compton dan gejala fotolistrik, akan tetapi jumlah elektron bebas yang dihasilkan berkaitan erat dengan jenis bahan, dalam hal ini adalah batuan. Tabel 2.2 menunjukkan data hasil eksperimen yang dilakukan di laboratorium Schlumberger (Adi Harsono, 1994) perbandingan densitas elektron  $\rho_e$  dengan densitas batuan yang terbaca dari  $\log \rho_a$ .

Tabel 2.2 : Perbandingan  $\rho_e$  dengan  $\rho_a$

Mineral	Rumus Kimia	Densitas sebenarnya	$2Z/A$	$\rho_e$	$\rho_a$ seperti terbaca pada log
Kuarsa	SiO <sub>2</sub>	2.654	0.9985	2.65	2.648
Kalsit	CaCO <sub>3</sub>	2.710	0.9991	2.708	2.710
Dolomit	CaCO <sub>3</sub> MgCO <sub>3</sub>	2.870	0.9977	2.863	2.876
Anhydrit	CaSO <sub>4</sub>	2.960	0.9990	2.957	2.977
Sylvit	KCl	1.984	0.9657	1.916	1.863
Halit	NaCl	2.165	0.9581	2.074	2.032
Air tawar	H <sub>2</sub> O	1.000	1.1101	1.110	1.000
Air asin	200 kppm	1.146	1.0797	1.237	1.135
Minyak	n(CH <sub>2</sub> )	0.850	1.1407	0.970	0.850
Batubara		1.200	1.0600	1.272	1.173

Hamburan Compton adalah peristiwa terhamburnya foton yang semula ditembakkan dengan target suatu atom. Foton datang menumbuk elektron orbital suatu atom dan dihamburkan pada arah yang berlawanan dengan arah semula. Tenaga foton hambur berkurang karena diserap oleh elektron orbital pada peristiwa tumbukan tadi. Oleh elektron tenaga serapan tadi dipergunakan untuk melepaskan diri menjadi elektron bebas. Sedangkan pada gejala fotolistrik seluruh tenaga foton datang diserap oleh elektron orbital. Jika tenaga foton datang adalah  $h\nu$  maka tenaga kinetik yang dimiliki elektron bebas adalah :

$$E = h\nu - \Phi$$

dimana  $h$  adalah konstanta Planck yang besarnya  $6.626 \times 10^{-34}$  J.s.,  $\nu$  adalah frekuensi foton dan  $\Phi$  adalah fungsi ambang bahan yang harganya tergantung pada jenis atom target.

Terlepasnya elektron orbital tidak bergantung pada intensitas foton datang tetapi pada tenaganya. Syarat terjadinya fotolistrik adalah  $h\nu > \Phi$ . Jika keadaan ini sudah terpenuhi maka jumlah elektron yang terlepas bergantung pada intensitas foton.

#### 2.6.4.2. Log porositas neutron

Menurut Fisika Nuklir, jika partikel neutron dipancarkan oleh suatu sumber neutron dengan target suatu atom atau molekul maka akan ada beberapa macam interaksi yang mungkin terjadi, yaitu :

a) **Tumbukan elastik** . Pada interaksi ini partikel neutron akan terpental setelah bertumbukan dengan inti atom tanpa terjadi apa-apa.

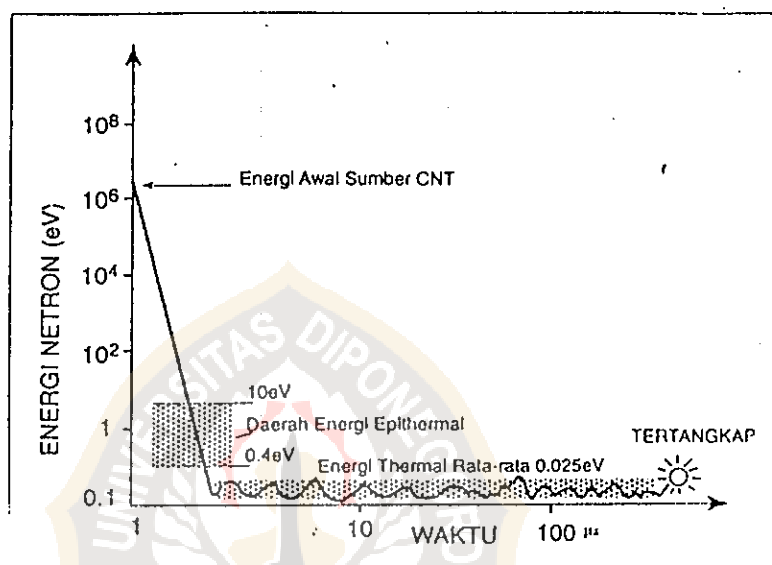
b) **Tumbukan inelastik**. Pada peristiwa tumbukan dengan inti atom partikel neutron akan kehilangan sebagian tenaganya karena diberikan kepada inti atom. Tambahan tenaga bagi inti atom ini apabila mencukupi akan dipergunakan untuk berpindah ke tingkat tenaga yang lebih tinggi (promosi dan eksitasi) yang kemudian meluruh dengan melepas kelebihan tenaganya berupa sinar Gamma.

c) **Tangkapan neutron**. Pada interaksi neutron-inti ini, inti atom menyerap seluruh tenaga neutron dan berpindah ke tingkat tenaga yang lebih tinggi disertai pancaran sinar Gamma.

d) **Aktivasi**. Hampir sama dengan peristiwa tangkapan neutron, akan tetapi pada saat meluruh inti atom memancarkan sinar Beta, Gamma dan juga elektron.

**Alat Neutron Terkompensasi** (*Compensated Neutron Tool, CNT*) adalah suatu detektor termal dan/atau epitermal. Alat CNT juga memiliki satu sumber neutron.

Jika neutron dari sumber neutron CNT dipancarkan ke dalam formasi batuan maka akan terjadi proses tumbukan elastik. Neutron akan kehilangan tenaganya selama bertumbukan dengan inti atom formasi yang akhirnya tertangkap oleh inti atom saat hampir kehilangan seluruh tenaganya (Gambar 2.11).



Gambar 2.11 : Proses pelemahan partikel neutron ( Adi Harsono, 1984).

Sebelum tertangkap, neutron yang pada awalnya memiliki tenaga 2 MeV, ketika bertumbukan dengan inti atom batuan tenaganya menurun dengan cepat melalui daerah epitermal (10 eV - 0.4 eV), kemudian mencapai tingkat termal dengan tenaga sekitar 0.025 eV). Proses tangkapan neutron bergantung pada penampang tangkapan  $\sigma$  suatu atom. *Penampang* adalah besaran kebolehjadian suatu interaksi

inti terjadi yang diilustrasikan dengan luasan (barn). Tabel 2.3. menunjukkan penampang tangkapan  $\sigma_c$  dan penampang hamburan  $\sigma_s$  dari beberapa unsur yang umum dijumpai dalam geologi perminyakan.

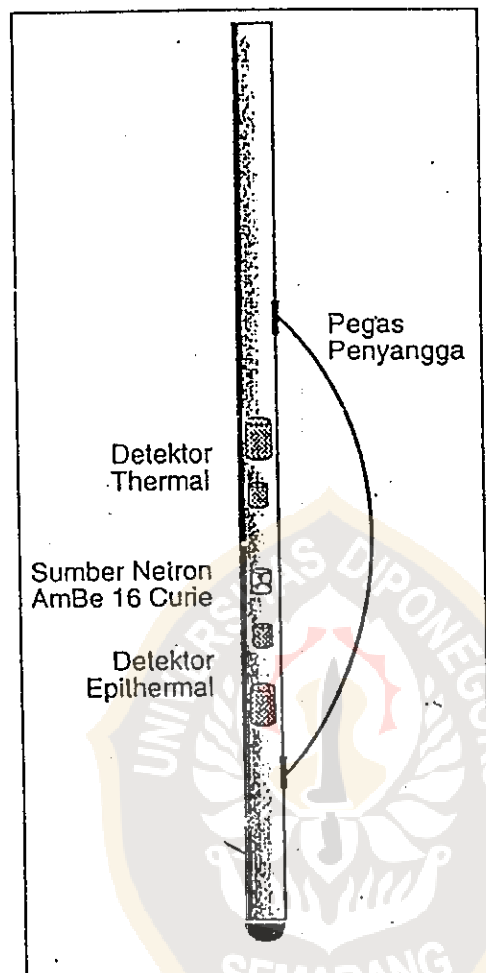
Tabel 2.3 : Daftar penampang tangkapan dan penampang hamburan beberapa unsur (Adi Harsono, 1994)

Simbol Unsur	Z (no. Atom)	$\sigma_c$ (barns)	$\sigma_s$ (barns)	$n_c^*$
H	1	0.30	20	18
C	6	0.0032	4.8	115
O	8	0.0002	4.1	150
Si	14	0.13	1.7	261
Cl	17	31.6	10	329
Cd	20	2500	5.3	1028

\* $n_c$  = jumlah rata-rata tumbukan yang diperlukan untuk menurunkan tenaga neutron dari 2 MeV menjadi 0.025 eV.

Alat CNT menggunakan sistem detektor ganda untuk memperkecil pengaruh kondisi lubang bor, yaitu detektor jauh (FCNL) dan detektor dekat (NCNL). Hasil pengukuran merupakan rasio dari pencacahan kedua detektor tersebut. Alat CNT yang terbaru adalah CNT-G. Alat CNT-G memiliki satu pasang detektor termal dan satu pasang detektor epitermal dengan sumber neutron berkekuatan 16 Curie.



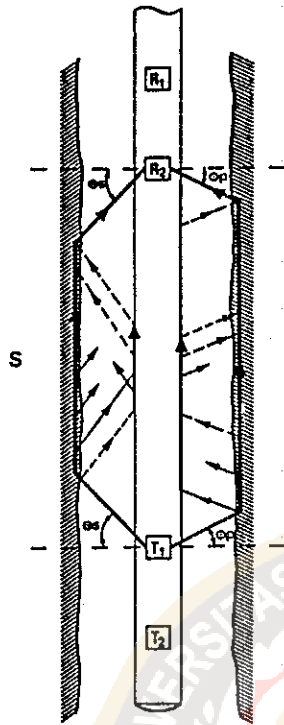


Gambar 2.12 : Alat CNT-G (Schlumberger, 1991).

#### 2.6.4.3. Log porositas sonik

Prinsip kerja alat sonik adalah mengukur waktu rambat gelombang akustik yang melalui formasi pada jarak tertentu. Cepat rambat gelombang di dalam medium

dipengaruhi oleh sifat-sifat elastisitas medium tersebut.



Gambar 2.13 : Prinsip pengukuran alat sonik (dari Schlumberger).

Seorang sarjana teknik, Wyllie (Asquith, 1983), mengajukan persamaan waktu rata-rata yang merupakan hubungan linier antara waktu dan porositas, yaitu :

$$\Delta t_{\log} = \Delta t_{\text{fluid}} \phi + \Delta t_{\text{ma}} (1 - \phi) \quad (2.13)$$

$\Delta t_{\log}$  = pembacaan selang waktu dari kurva log

$\Delta t_{\text{fluid}}$  = selang waktu fluida pengisi

$\Delta t_{\text{fluid}}$  = selang waktu fluida pengisi

$\Delta t_{\text{ma}}$  = selang waktu dari matriks batuan

$\emptyset$  = porositas

## 2.6.5. Pengaruh Lempung dan Hidrokarbon

### 2.6.5.1. Koreksi lempung

$$\emptyset_{\text{DC}} = \emptyset_{\text{D}} - \emptyset_{\text{Dcl}} \cdot V_{\text{cl}}, \quad (2.14.a)$$

dimana  $\emptyset_{\text{Dcl}} = \frac{\rho_{\text{ma}} - \rho_{\text{cl}}}{\rho_{\text{ma}} - \rho_{\text{f}}}$

$$\emptyset_{\text{NC}} = \emptyset_{\text{N}} - \emptyset_{\text{Ncl}} \cdot V_{\text{cl}}, \quad (2.14.b)$$

### 2.6.5.2. Koreksi hidrokarbon

Persamaan Archie untuk formasi yang bebas hidrokarbon adalah :

$$R_t = \frac{a \cdot R_w}{\emptyset^m} \quad (2.15)$$

$R_t$  = resistivitas zona asli

$R_w$  = resistivitas air formasi

$\emptyset$  = porositas formasi

$m$  = faktor sementasi

$a$  = konstanta

Jika terdapat hidrokarbon didalam formasi maka porositasnya berkurang menjadi  $\emptyset.S_w$ , sehingga persamaan diatas dapat ditulis kembali menjadi :

$$R_t = \frac{a.R_w}{(\emptyset.S_w)^m} \quad (2.16.a)$$

atau,

$$R_t = \frac{a.R_w}{\emptyset^m.S_w^n} \quad (2.16.b)$$

Bentuk lain dari persamaan di atas adalah :

$$1/\sqrt{R_t} = (\emptyset^{m/2}.S_w^{n/2})/\sqrt{a.R_w} \quad (2.17)$$

Koreksi porositas (Desbrandes, 1985) :

$$\Delta\rho_b = 1.07 \emptyset S_{hr} [(1.11 - 0.15P)\rho_{mf} - 1.15\rho_{hc}] \quad (2.18.a)$$

$$\Delta\emptyset_D = -0.64 \emptyset S_{hr} [(1.11 - 0.15P)\rho_{mf} - 1.15\rho_{hc}] \quad (2.18.b)$$

$$\Delta\emptyset_N = \emptyset S_{hr} \frac{\rho_{mf}(1-P) - 1.67\rho_{hc} + 0.17}{\rho_{mf}(1-P)} \quad (2.18.c)$$

- $S_{hr}$  = kejenuhan hidrokarbon sisa  
 $\rho_{mf}$  = densitas lumpur rembesan  
 $\rho_h$  = densitas hidrokarbon  
 $P$  = ppm/10<sup>6</sup> = salinitas  
 $\Delta\rho_b$  = koreksi densitas  
 $\Delta\theta_D$  = koreksi porositas densitas  
 $\Delta\theta_N$  = koreksi porositas netron

Sehingga harga porositas setelah dikoreksi adalah :

$$\theta_{DC} = \theta + \Delta\theta_{DC} \quad (2.19.a)$$

$$\theta_{NC} = \theta + \Delta\theta_{NC} \quad (2.19.b)$$

$$\theta = \frac{\alpha\theta_{NC} + \beta\theta_{DC}}{1 + \gamma S_{hr}} \quad (2.20)$$

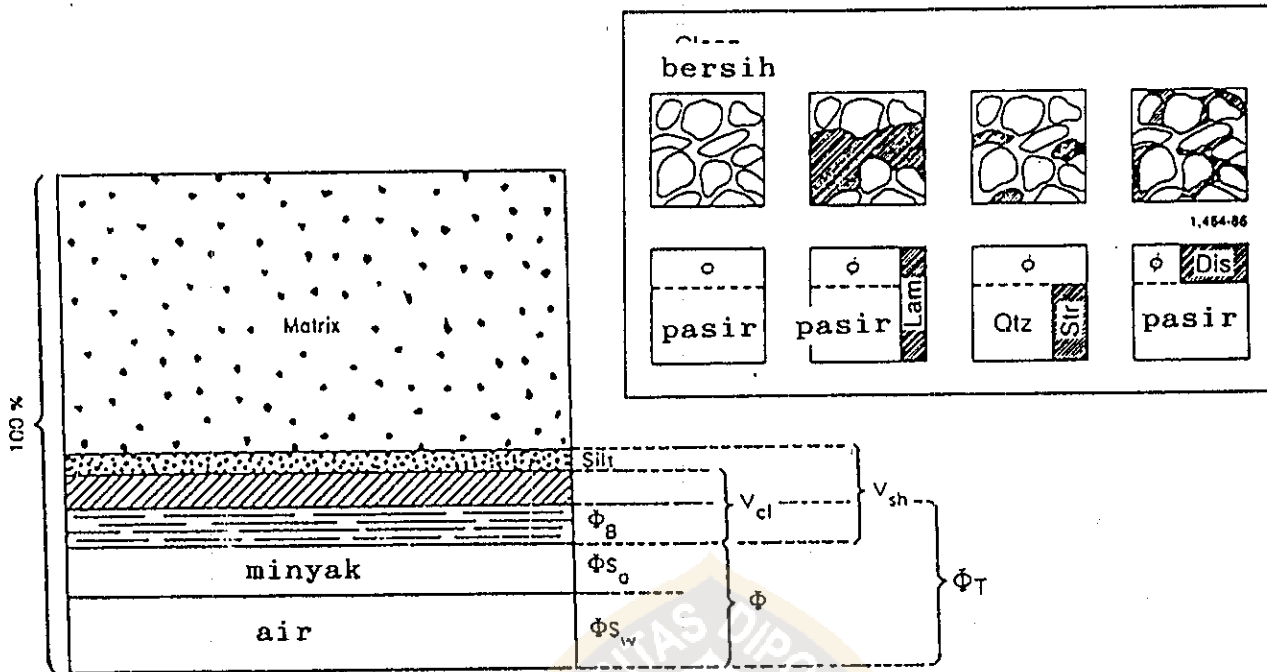
untuk CNL ;  $\alpha = 0.22$  ,  $\beta = 0.78$  ,  $\gamma = 0.1$  , sedang untuk SNP ;  $\alpha = 0.28$  ,  $\beta = 0.72$  ,  $\gamma = 0.1$ .

Secara empiris telah ditemukan suatu bentuk persamaan baru untuk formasi yang mengandung serpih/lempung dan hidrokarbon yang dikenal dengan Persamaan Kejenuhan Indonesia (Desbrandes, 1985), yaitu :

$$\frac{1}{\sqrt{Rt}} = \left[ \frac{V_{cl}(1-V_{cl}/2)}{\sqrt{R_{cl}}} + \frac{\theta^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_w}} \right] \cdot S_w^{n/2} \quad (2.21)$$

$V_{cl}$  = volume serpih/lempung (%).

$R_{cl}$  = resistivitas serpih/lempung, ohm-m.



Gambar 2.14 : Kondisi serpih didalam formasi pasir yang porous (Desbrandes, 1995).

Volume serpih/lempung dapat diketahui dari tanggapan alat porositas yang dikalibrasi antara titik bersih (bebas serpih/lempung) dan titik serpih, sehingga dapat digunakan untuk menentukan volume serpih/lempung  $V_{cl}$ .

Persamaan untuk menentukan kejenuhan air zona rembesan identik dengan bentuk persamaan 22, yaitu :

$$\frac{1}{\sqrt{R_{x0}}} = \left[ \frac{V_{cl}(1-V_{cl}/2)}{\sqrt{R_{cl}}} + \frac{\phi^{m/2}}{\sqrt{a \cdot R_{mf}}} \right] \cdot S_{x0}^{n/2} \quad (2.22)$$

Menentukan volume lempung diperoleh dengan berbagai macam cara, yaitu :

a. Log Sinar Gamma :

$$Vcl = \frac{GR - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}} \quad (2.23)$$

GR = pembacaan lapisan

GR<sub>min</sub> = pembacaan pada lapisan bersih

GR<sub>max</sub> = pembacaan pada lapisan serpih

b. Log SP :

$$Vcl = \frac{SP_{bersih} - SP}{SP_{bersih} - SP_{serpih}} \quad (2.24)$$

SP = pembacaan SP pada lapisan

SP<sub>bersih</sub> = pembacaan SP pada lapisan bersih

SP<sub>serpih</sub> = pembacaan SP pada lapisan serpih

c. Log Netron :

$$Vcl = \frac{\emptyset_N - \emptyset_{N,min}}{\emptyset_{N,serpih} - \emptyset_{N,min}} \quad (2.25)$$

- $\emptyset_N$  = pembacaan lapisan  
 $\emptyset_{N,min}$  = pembacaan pada zona gas/minimum  
 $\emptyset_{N,serpih}$  = pembacaan pada lapisan serpih

d. Log Sonik :

$$V_{cl} = \frac{\Delta t_{fluid} \cdot \emptyset + \Delta t_{ma} (1 - \emptyset) - \Delta t_{log}}{(\Delta t_{ma} - \Delta t_{cl})} \quad (2.26)$$

e. Log Resistivitas :

$$V_{cl} = \left[ \frac{R_{cl}}{R_t} \cdot \frac{R_{lim} - R_t}{R_{lim} - R_{cl}} \right]^{1/b} \quad (2.27)$$

$$R_t = \frac{R_{cl}}{(V_{cl})^b}$$

$$b = 0.5 - 1$$

jika  $0.5 \leq \frac{R_{cl}}{R_t} < 1$ , maka  $V_{cl} = \frac{R_{cl}}{R_t}$

jika  $\frac{R_{cl}}{R_t} < 0.5$ , maka  $V_{cl} = \sqrt{R_{cl}/R_t}$

f. Gambar Silang :

- Gambar silang Densitas-Netron
- Gambar silang Densitas-Sonik