# BAB III

# TEORI DASAR

## 3.1 Ruang Lingkup Evaluasi Formasi

Evaluasi formasi batuan adalah suatu proses analisis ciri dan sifat batuan di bawah tanah dengan menggunakan hasil pengukuran lubang sumur (Harsono, 1997). Evaluasi formasi membutuhkan berbagai macam pengukuran dan analisis yang saling melengkapi satu sama lain. Tujuan utama dari evaluasi formasi adalah untuk mengidentifikasi reservoar, memperkirakan cadangan hidrokarbon, dan memperkirakan perolehan hidrokarbon (Harsono, 1997).

## 3.2 Metode – Metode Evaluasi Formasi

Evaluasi formasi umumnya dilakukan secara berurutan dan sistematis. Daerah yang dianggap berpotensi mengandung hidrokarbon awalnya ditentukan melalui survei seismik, gravitasi, dan magnetik (Bateman, 1985). Setelah daerah tersebut dibor selanjutnya dilakukan *mud logging* dan *measurements while drilling (MWD)* ; setelah itu bisa dilakukan pengambilan batu inti (Bateman, 1985). Saat mata bor tersebut telah mencapai kedalaman tertentu maka *logging* dapat dilakukan. Penjelasan mengenai metode – metode yang digunakan dalam evaluasi formasi adalah sebagai berikut :

### 3.2.1 *Mud Logging*

Mud *logging* merupakan proses mensi asikan dan memantau perpindahan *mud* dan *cutting* pada sumur selama pemboran (*Bateman*, 1985). Menurut Darling (2005) terdapat dua tugas utama dari seorang *mud logger* yaitu :

1. Memantau parameter pengeboran dan memantau sirkulasi gas/cairan/padatan dari sumur agar pengeboran dapat berjalan dengan aman dan lancar.
2. Menyediakan informasi sebagai bahan evaluasi bagi *petroleum engineering department.*

*Mud-logging unit* akan menghasilkan *mud log* yang akan dikirim ke kantor pusat perusahaan minyak. Menurut Darling (2005), *mud log* tersebut meliputi:

1. Pembacaan gas yang diperoleh dari detektor gas atau kromatograf
2. Pengecekan terhadap ketidakhadiran gas beracun ($H_2S$, $SO_2$)
3. Laporan analisis *cutting* yang telah dideskripsi secara lengkap
4. *Rate of Penetration (ROP)*
5. Indikasi keberadaan hidrokarbon yang terdapat di dalam sampel

*Mud log* merupakan alat yang berharga untuk petrofisis dan geolog di dalam mengambil keputusan dan melakukan evaluasi. Darling (2005) menyatakan bahwa *mud log* digunakan untuk hal – hal berikut ini:

1. Identifikasi tipe formasi dan litologi yang dibor
2. Identifikasi zona yang *porous* dan permeabel
3. *Picking of coring, casing*, atau batas kedalaman pengeboran akhir
4. Memastikan keberadaan hidrokarbon sampai pada tahap membedakan jenis hidrokarbon tersebut apakah minyak atau gas

3.2.2 Deskripsi *Cutting*

Pekerjaan lain dari seorang *mud logger* adalah melakukan deskripsi *cutting*. *Cutting* merupakan material hasil hancuran batuan oleh mata bor yang dibawa oleh lumpur pemboran ke permukaan (Bateman,1985). Sebagian sampel dimasukkan ke dalam plastik *polyethene* sebagai sampel basah sementara sebagian sampel lain yang telah dicuci dan dikeringkan dikenal sebagai sampel kering. Sampel yang telah dibersihkan diamati di bawah mikroskop yang ada di *mud-logging unit*. Hasil deskripsi kemudian diserahkan ke kantor pusat pengolahan data.

Agar informasi tersebut berguna maka ada standar deskripsi baku yang harus dilakukan. Darling (2005) menyatakan bahwa deskripsi tersebut harus meliputi:

1. Sifat butir
2. Tekstur
3. Tipe
4. Warna
5. *Roundness* dan *sphericity*
6. Sortasi
7. Kekerasan
8. Ukuran
9. Kehadiran mineral jejak (misalnya pirit, kalsit, dolomit, siderit)
10. Tipe partikel karbonat
11. Partikel skeletal (fosil, foraminifera)
12. Partikel non-skeletal (lithoclast, agregat, *rounded particles*)

3.2.3 *Coring*

*Coring* merupakan metode yang digunakan untuk mengambil batu inti *(core)* dari dalam lubang bor (Bateman,1985). *Coring* penting untuk mengkalibrasi model petrofisik dan mendapat informasi yang tidak diperoleh melalui log.

Setelah pengeboran, *core* (biasanya 0,5 m setiap 10 menit) dibungkus dan dijaga agar tetap awet. *Core* tersebut mewakili kondisi batuan tempatnya semula berada dan relatif tidak mengalami gangguan sehingga banyak informasi yang bisa didapat. Informasi penting yang bisa didapat oleh seorang petrofisis dari data core tersebut menurut Darling (2005) antara lain:

1. Homogenitas reservoar
2. Tipe sementasi dan distribusi dari porositas dan permeabilitas
3. Kehadiran hidrokarbon dari bau dan pengujian dengan sinar ultraviolet
4. Tipe mineral
5. Kehadiran *fracture* dan orientasinya
6. Kenampakan dip

Data *core* tidak selalu akurat, menurut Darling (2005) ada sejumlah alasan yang menyebabkan hal tersebut yaitu:

1. Suatu *core* diambil pada *water leg*, dimana proses diagenesis mungkin saja terjadi, hal ini menyebabkan *core* tidak selalu dapat mewakili *oil* atau *gas leg* di reservoar.

2. *Coring* dan proses pemulihannya menyebabkan tejadinya perubahan tekanan dan suhu batuan sehingga bisa menyebabkan terjadinya perubahan struktur pada batuan tersebut
3. Proses penyumbatan, pembersihan, dan pengeringan dapat mengubah *wettability* dari sumbat sehingga membuatnya tidak bisa merepresentasikan kondisi di bawah lubang bor.
4. Pengukuran resistivitas sumbat pada suhu lingkungan dengan menggunakan udara sebagai fluida yang tidak basah *(nonwetting fluid)* bisa tidak merepresentasikan kondisi reservoar.

## 3.3 Macam – Macam *Log*

### 3.3.1 *Log Gamma Ray*

Sesuai dengan namanya, Log Gamma Ray merespon radiasi gamma alami pada suatu formasi batuan (Ellis & Singer,2008). Pada formasi batuan sedimen, log ini biasanya mencerminkan kandungan unsur radioaktif di dalam formasi. Hal ini dikarenakan elemen radioaktif cenderung untuk terkonsentrasi di dalam lempung dan serpih. Formasi bersih biasanya mempunyai tingkat radioaktif yang sangat rendah, kecuali apabila formasi tersebut terkena kontaminasi radioaktif misalnya dari debu volkanik atau granit (Schlumberger,1989).

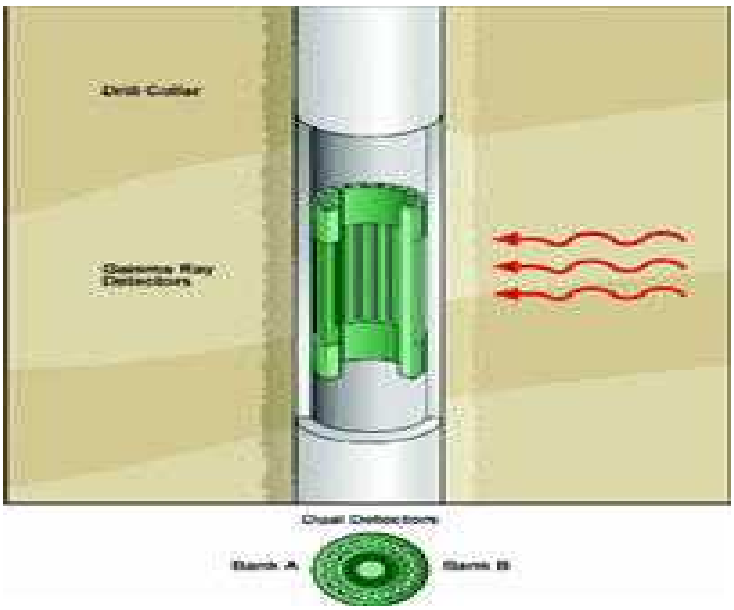
*Log* GR dapat digunakan pada sumur yang telah di-*casing* (Schlumberger,1989). Log GR juga sering digunakan bersama-sama dengan log SP (lihat gambar 4.1) atau dapat juga digunakan sebagai pengganti log SP pada sumur yang dibor dengan menggunakan *salt mud*, udara, *atau oil-base mud* (Schlumberger,1989). *Log* ini dapat digunakan untuk korelasi sumur secara umum.

*Gamma ray* dihasilkan oleh gelombang elektromagnetik berenergi tinggi yang dikeluarkan secara spontan oleh elemen radioaktif (Schlumberger,1989). Hampir semua radiasi gamma yang ditemukan di bumi berasal dari isotop potassium yang mempunyai berat atom 40 ($K^{40}$) serta unsur radioaktif uranium dan thorium (Schlumberger,1989).

Setiap unsur tersebut menghasilkan gamma rays dengan jumlah dan energi yang berbeda untuk masing – masing unsur. Potassium (K40) mengeluarkan gamma ray sebagai energi tunggal pada 1,46 MeV, sedangkan uranium dan thorium mengeluarkan berbagai variasi gamma ray (Ellis & Singer,2008).

Untuk melewati suatu materi, gamma ray bertumbukan dengan atom dari zat penyusun formasi (Ellis & Singer,2008). Gamma ray akan kehilangan energinya setiap kali mengalami tumbukan, Setelah energinya hilang, gamma ray diabsorbsi oleh atom formasi melalui suatu proses yang disebut efek fotoelektrik (Ellis & Singer,2008). Jadi gamma ray diabsorbsi secara gradual dan energinya mengalami reduksi setiap kali melewati formasi. Laju absorbsi berbeda sesuai dengan densitas formasi (Schlumberger,1989). Formasi dengan jumlah unsur radioktif yang sama per unit volum tapi mempunyai densitas yang berbeda akan menunjukkan perbedaan tingkat radioaktivitas Formasi yang densitasnya lebih rendah akan terlihat sedikit lebih radioaktif. Respon GR log setelah dilakukan koreksi terhadap lubang bor dan sebagainya sebanding dengan berat konsentrasi unsur radioaktif yang ada di dalam formasi (Schlumberger,1989).

*GR sonde* memiliki detektor untuk mengukur radiasi gamma yang terjadi pada formasi di dekat sonde. Detektor *scintillation* umumnya digunakan untuk pengukuran ini (Schlumberger,1989). Detektor ini lebih efisien dibandingkan dengan detektor Geiger-Mueller yang digunakan di masa lalu (Schlumberger,1989). Panjang detektor ini hanya beberapa inchi sehingga detil formasi bisa diperoleh dengan baik.




**Gambar 2**. Alat *Log Gamma Ray* (*www.google.com/gamma-ray-tools*)

3.3.2 *Log Resistivity*

*Log Resistivity* atau Resistivitas adalah rekaman tahanan jenis formasi ketika dilewati oleh kuat arus listrik, dinyatakan dalam ohmmeter (Schlumberger,1989). Resistivitas ini mencerminkan batuan dan fluida yang terkandung di dalam pori-porinya. Reservoar yang berisi hidrokarbon akan mempunyai tahanan jenis lebih tinggi (lebih dari 10 ohmmeter), sedangkan apabila terisi oleh air formasi yang mempunyai salinitas ringgi maka harga tahanan jenisnya hanya beberapa ohmmeter (Schlumberger,1989). Suatu formasi yang porositasnya sangat kecil *(tight)* juga akan menghasilkan tahanan jenis yang sangat tinggi karena tidak mengandung fluida konduktif yang dapat menjadi konduktor alat listrik (Schlumberger,1989). Menurut jenis alatnya, log ini dibagi menjadi dua yaitu laterolog, dipakai untuk pemboran yang menggunakan lumpur pemboran yang konduktif dan induksi yang digunakan untuk pemboran yang menggunakan lumpur pemboran yang *fresh mud* (Harsono,1997). Berdasarkan jangkauan pengukuran alatnya, log ini dibagi menjadi tiga yaitu dangkal (1-6 inci), medium (1,5-3 feet) dan dalam (>3 feet).

1. Alat Lateralog

Alat DLT memfokuskan arus listrik secara lateral ke dalam formasi dalam bentuk lembaran tipis (Harsono,1997). Ini dicapai dengan menggunakan arus pengawal *(bucking current)* yang berfungsi untuk mengawal arus utama *(measured current)* masuk ke dalam formasi sedalam-dalamnya. Dengan mengukur tegangan listrik yang diperlukan untuk menghasilkan arus listrik utama yang besarnya tetap, resistivitasnya dapat dihitung dengan hukum Ohm (Schlumberger,1989).

Sebenarnya alat DLT terdiri dari dua bagian, bagian pertama mempunyai elektroda yang berjarak sedemikian rupa untuk memaksa arus utama masuk sejauh mungkin ke dalam formasi dan mengukur LLd, resistivitas laterolog dalam (Harsono,1997). Bagian lain mempunyai elektroda yang berjarak sedemikian rupa membiarkan arus utama terbuka sedikit, dan mengukur LLs, resistivitas laterolog dangkal (Harsono,1997). Hal ini tercapai karena arus yang dipancarkan adalah arus bolak-balik dengan frekuensi yang berbeda. Arus LLd menggunakan frekuensi 28kHz sedangkan frekuensi arus LLs adalah 35 kHz (Harsono,1997).

Bila alat DLT mendekati formasi dengan resistivitas sangat tinggi atau selubung baja, bentuk arus DLT akan terpengaruh (Harsono,1997). Hal ini akan mengakibatkan pembacaan yang terlalu tinggi pada LLd. Pengaruh ini dikenal dengan sebutan efek Groningen (Harsono,1997).

DLT generasi baru telah dilengkapi dengan suatu rangkaian elektronik yang mampu mendeteksi dampak Groningen ini dengan menampilkan kurva LLg (Harsono,1997). Bila terdapat efek Groningan biasanya pembacaan LLg tidak sama dengan LLd pada jarak anatara titik sensor dan torpedo kabel *logging* (Harsono,1997).

2. Alat Induksi

Terdapat beberapa jenis alat Induksi yaitu: IRT *(Induction Resistivity Tool)*, DIT-D *(Dual Induction Type-D),* dan DIT-E *(Dual Induction Type-E)* (Harsono,1997). Alat-alat tersebut menghasilkan jenis log yang berbeda pula. IRT menghasilkan ISF *(Induction Spherically Focussed),* DIT-D menghasilkan DIL *(Dual Induction Log)* sedangkan DIT-E menghasilkan PI *(Phasor Induction)* (Harsono,1997).

3. Prinsip ISF Log

Sonde terdiri dari dua set kumparan yang disusun dalam batangan *fiberglass* non-konduktif (Harsono,1997). Suatu rangkaian osilator menghasilkan arus konstan pada kumparan pemancar.

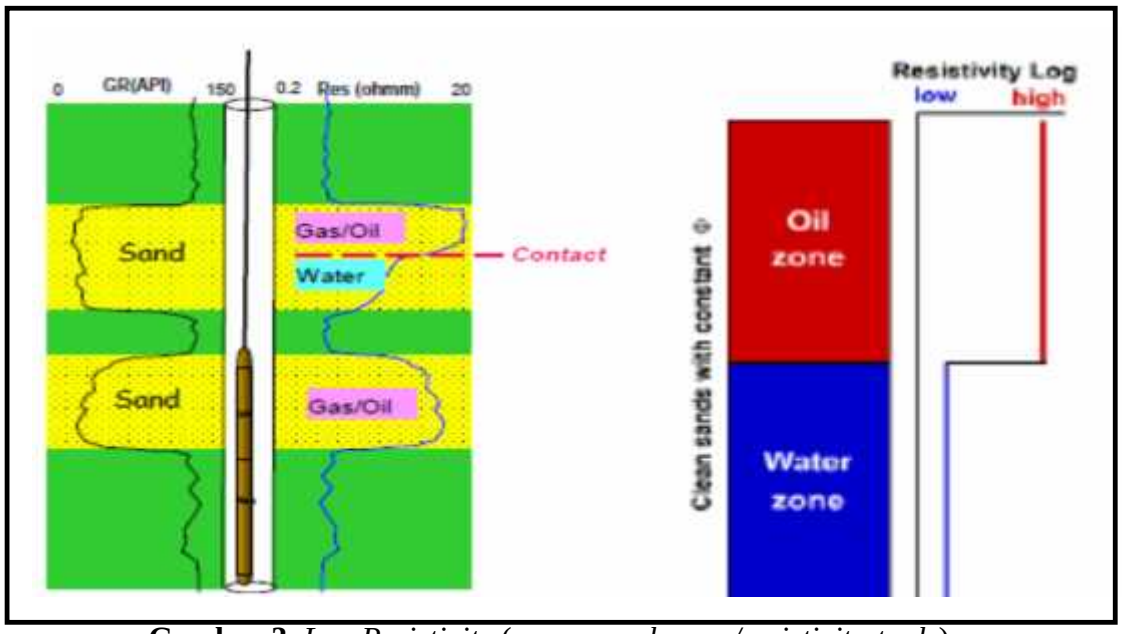
Berdasarkan hukum fisika kita tahu bahwa bila suatu kumparan dialiri arus listrik bolak-balik akan menghasilkan medan magnet, sebaliknya medan magnet akan menimbulkan arus listrik pada kumparan (Harsono,1997). Hal ini menyebabkan arus listrik yang mengalir dalam kumparan alat induksi ini menghasilkan medan magnet di sekeliling sonde (Harsono,1997). Medan magnet ini akan menhasilkan arus eddy di dalam formasi di sekitar alat sesuai dengan hukum Faraday.

Formasi konduktif di sekitar alat bereaksi seperti kumparan-kumparan kecil (Harsono,1997). Bisa dibayangkan terdapat berjuta-juta kumparan kecil di dalam kimparan yang menghasilkan arus eddy terinduksi (Harsono,1997). Arus eddy selanjutnya menghasilkan medan

magnet sendiri yang dideteksi oleh kumparan penerima. Kekuatan dari arus pada penerima sebanding dengan kekuatan dari medan magnet yang dihasilkan dan sebanding dengan arus eddy dan juga konduktivitas dari formasi (Harsono,1997).

Hampir setiap alat pengukur resistivitas saat ini dilengkapi dengan alat pemfokus. Alat tersebut berfungsi untuk mengurangi pengaruh akibat fluida lubang bor dan lapisan di sekitarnya (Harsono,1997). Dua jenis alat pungukur resistivitas yang ada saat ini: induksi dan laterolog memiliki karakteristik masing-masing yang membuatnya digunakan untuk situasi yang berbeda (Harsono,1997).

Log induksi biasanya direkomendasikan untuk lubang bor yang yang menggunakan lumpur bor konduktif sedang, non-konduktif (misalnya *oil-base muds*) dan pada lubang bor yang hanya berisi udara (Harsono,1997). Sementara itu laterolog direkomendasikan pada lubang bor yang menggunakan lumpur bor sangat konduktif (misalnya *salt muds*) (Harsono,1997).Alat induksi, karena sangat sensitif terhadap konduktivitas baik digunakan pada formasi batuan dengan resistivitas rendah sampai sedang (Harsono,1997). Sedangkan laterolog karena menggunakan peralatan yang sensitif terhadap resistivitas sangat akurat digunakan pada formasi dengan resistivitas sedang sampai tinggi (Harsono,1997).




**Gambar 3**. *Log Resistivity* (*www.google.com/resistivity-tools*)

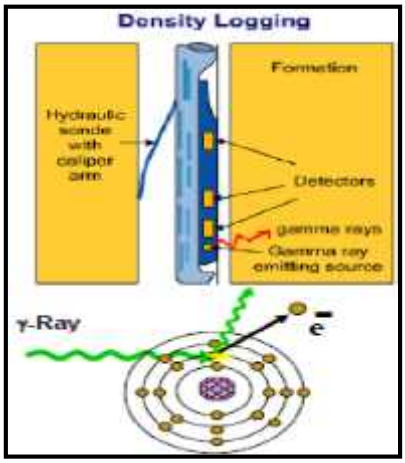
3.3.3 *Log Density*

Log densitas merekam *bulk density* formasi batuan (Schlumberger,1989). *Bulk density* merupakan densitas total dari batuan meliputi matriks padat dan fluida yang mengisi pori. Secara geologi, *bulk density* merupakan fungsi dari densitas mineral yang membentuk batuan tersebut dan volume fluida bebas yang menyertainya (Rider,1996). Sebagai contoh, batupasir tanpa porositas mempunyai *bulk density* 2,65g/cm$^3$, densitasnya murni berasal dari kuarsa. Apabila porositasnya 10%, *bulk density* batupasir tersebut tinggal 2,49g/cm$^3$, hasil rata – rata dari 90% butir kuarsa (densitasnya 2,65g/cm$^3$ ) dan 10% air (densitasnya 1,0g/cm$^3$) (Rider,1996).

Sebuah sumber radioaktif yang diarahkan ke dinding bor mengeluarkan sinar gamma berenergi sedang ke dalam formasi (Schlumberger,1989). Sinar gamma tersebut bertumbukan dengan elektron yang ada di dalam formasi. Pada tiap kali tumbukan, sinar gamma kehilangan sebagian energinya yang diserap oleh elektron (Schlumberger,1989). Sinar gamma tersebut terus bergerak dengan energinya yang tersisa. Jenis interaksi ini dikenal sebagai hamburan Compton (Schlumberger,1989). Hamburan sinar gamma tersebut kemudian ditangkap oleh detektor yang ditempatkan di dekat sumber sinar gamma. Jumlah sinar gamma yang kembali tersebut kemudian digunakan sebagai indikator dari densitas formasi (Schlumberger,1989).

Nilai hamburan Compton dipengaruhi oleh jumlah elektron yang di dalam formasi (Schlumberger,1989). Sebagai akibatnya, respon *density tool* dibedakan berdasarkan densitas elektronnya (jumlah elektron tiap centimeter kubik). Densitas elektron berhubungan dengan *true bulk density* yang bergantung pada densitas matriks batuan, porositas formasi, dan densitas fluida yang mengisi pori (Schlumberger,1989).

Untuk mengurangi pengaruh dari *mud column*, maka detektor dan *skidmounted source* harus dipasangi perisai (Schlumberger,1989). Sebuah koreksi diperlukan ketika kontak antara *skid* dan formasi tidak sempurna. Jika hanya ada satu detektor yang digunakan, koreksi tidak mudah untuk dilakukan karena pengoreksian bergantung pada ketebalan, berat, dan komposisi *mudcake* atau *mud interposed* di antara *skid* dan formasi (Schlumberger,1989).




**Gambar 4**. *Log Density* (*www.google.com/Density-tools*)

3.3.4 *Log Neutron*

Log Neutron digunakan untuk mendeliniasi formasi yang porous dan mendeterminasi porositasnya (Schlumberger,1989). Log ini mendeteksi keberadaan hidrogen di dalam formasi. Jadi pada formasi bersih dimana pori – pori telah terisi oleh air atau minyak, log neutron merefleksikan porositas yang terisi oleh fluida (Schlumberger,1989).

Zona gas juga dapat diidentifikasi dengan membandingkan hasil pengukuran log neutron dengan log porositas lainnya atau analisis *core* (Schlumberger,1989). Kombinasi log neutron dengan satu atau lebih log porositas lainnya dapat menghasilkan nilai porositas dan identifikasi litologi yang lebih akurat dibandingkan dengan evaluasi kandungan serpih (Schlumberger,1989).

Neutron merupakan bagian dari atom yang tidak memiliki muatan namun massanya ekuivalen dengan inti hidrogen (Schlumberger,1989). Neutron berinteraksi dengan material lain melalui dua cara, yaitu melalui kolisi dan absorbsi: kolisi umumnya terjadi pada tingkat energi tinggi sedangkan absorbsi terjadi pada tingkat energi yang lebih rendah (Schlumberger,1989).

Jumlah energi yang hilang setiap kali terjadi kolisi tergantung pada massa relatif inti yang betumbukan dengan neutron tersebut (Schlumberger,1989). Kehilangan energi terbesar terjadi apabila neutron bertumbukan dengan material lain yang memiliki massa sama dengannya, misalnya inti hidrogen (Schlumberger,1989) . Tumbukan dengan inti yang berat tidak akan terlalu memperlambat laju dari neutron. Jadi, penurunan terbesar jumlah neutron yang kembali

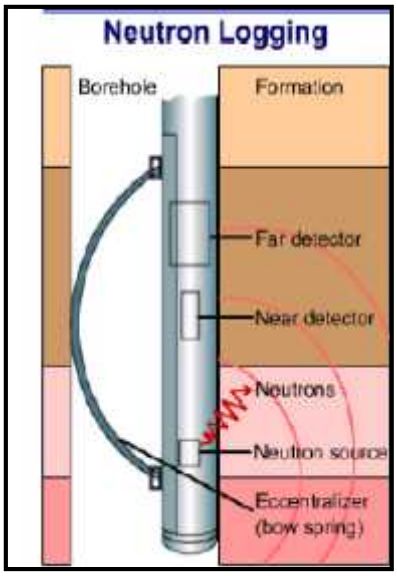
ditentukan oleh seberapa besar kandungan air di dalam formasi batuan tersebut (Schlumberger,1989).

Saat konsentrasi hidrogen di dalam material yang mengelilingi sumber neutron besar, sebagian besar neutron akan bergerak semakin lambat dan dapat ditangkap pada jarak yang dekat dengan sumber (Schlumberger,1989). Sebaliknya, apabila konsentrasi hidrogennya sedikit, neutron akan bergerak jauh dari sumbernya baru kemudian ditangkap oleh inti atom lain (lihat gambar 4.6). Berdasarkan hal tersebut maka kandungan hidrogen di dalam suatu formasi batuan dapat ditentukan (Schlumberger,1989).

Peralatan *logging* neutron meliputi GNT *(gamma neutron tool) tool series*, dan SNP *(sidewall neutron porosity) tool* (Harsono,1997). GNT merupakan detektor yang sensitif terhadap energi tinggi sinar gamma dan panas dari neutron. GNT dapat digunakan pada lubang bor dengan atau tanpa *casing* (Harsono,1997). Meskipun perlengkapan ini respon utamanya adalah terhadap porositas, GNT juga bisa mendeteksi pengaruh akibat salinitas fluida, suhu, tekanan, ukuran lubang bor, *mudcake*, *standoff*, dan berat lumpur (Harsono,1997).

Pada peralatan SNP, detektornya hanya mampu mendeteksi neutron yang memiliki energi sekitar 0,4 eV (epitermal). Harsono (2007) menyebutkan sejumlah keunggulan SNP dibandingkan dengan NGT yaitu:

1. Efek lubang bor lebih sedikit
2. Neutron yang diukur adalah neutron epithermal, hal ini mengurangi efek negatif dari penyerap neutron thermal kuat (seperti boron dan klorin) pada air formasi dan matriks.
3. Koreksi yang diperlukan dilakukan secara otomatis oleh instrumen yang ada di permukaan
4. SNP menghasilkan pengukuran yang baik pada lubang kosong




**Gambar 5**. Log Neutron (*www.google.com/Neutron-tools*)

### 3.4 Petrofisika

Secara kualitatif, praktisnya adalah dengan menganalisa karakteristik grafik data log, untuk langkah awal identifikasi dan zonasi reservoar hidrokarbon sedangkan Evaluasi secara kuantitatif membutuhkan beberapa data log, yang utamanya berupa Log *Gamma Ray*, Log Resistivitas, Log Densitas, Log Neutron, dan Log Sonik.

#### 3.4.1 Volume Shale (Vsh)

menghitung volume serpih (*shale*), yang merupakan jumlah kandungan serpih pada batuan reservoar. Karena serpih memiliki porositas non-efektif, maka akan mempengaruhi hasil pengukuran log Porositas/Neutron, dan menyebabkan nilai porositasnya menjadi lebih tinggi. Oleh karenanya, perhitungan volume serpih dilakukan sebagai koreksi pada porositas total sehingga dapat diperoleh porositas efektif batuan reservoar.

$$I_{GR}=((GR_{log}-GR_{min})/(GR_{max}-GR_{min}))x100\% \quad \ldots\ldots (1)$$

$I_{GR}$=Indeks *Gamma Ray*

*GR*log = Nilai *Gamma ray* terbaca di Alat

*GR*min = Nilai *Gamma ray* terendah

*GR*max = Nilai *Gamma ray* tertinggi

3.4.2 Porositas

Porositas adalah fraksi ruang pori dalam batuan, atau dapat dikatakan sebagai kemampuan batuan reservoar untuk menyimpan fluida.

Porositas batuan dapat dipengaruhi oleh beberapa faktor, antara lain ukuran butir, bentuk butir, sortasi, dan *fabrics*.

Terdapat dua macam porositas batuan, berdasarkan tingkat efektivitasnya, yaitu :

1. Porositas efektif; dimana tiap pori saling terhubung.
2. Porositas non-efektif; dimana tiap pori saling tertutup.

Berdasarkan data log Densitas, porositas ($\Phi_d$) pada batuan dapat diperoleh dengan :

$$\Phi = ((\rho_{ma}-\rho_{log})/(\rho_{ma}-\rho_{fl})) \quad \ldots\ldots (2)$$

Dimana : $\Phi$ = porositas $\rho_{ma}$ = nilai densitas matriks batuan, $\rho_{log}$ = nilai densitas dari pembacaan data log, $\rho_{ma}$ = nilai densitas fluida.

3.4.3 Saturasi

Saturasi air adalah persentasi volume pori batuan yang terisi air, dimana pada umumnya suatu reservoar dapat terisi oleh perpaduan air dan hidrokarbon.

Perhitungan saturasi air ($S_w$) secara sederhana, pada batuan *clean*, dapat dilakukan dengan persamaan Archie yaitu :

$$S_w = ((A \cdot R_w)/(\Phi \wedge M \cdot R_T))\wedge(1/N) \quad \ldots\ldots(3)$$

dimana : $A$ = *Tortuosity Factor*, $M$ = Faktor semetasi, $N$ = Eksponen saturasi, $\Phi$ = Porositas, $R_w$ = Resistivitas air formasi pada suhu formasi, $R_T$ = Resistivitas formasi.

Untuk batuan *shaly*, perhitungannya dapat dilakukan dengan persamaan Simandoux :

$$S_w = (((V_{sh}/R_{sh})\wedge 2+(4 \cdot \Phi_e \wedge M)/(A \cdot R_w(1-V_{sh}) \cdot R_T)-V_{sh}/R_{sh})/((2\Phi_e \wedge M)/(A \cdot R_w\,(1-V_{sh})))\wedge(1/2) \quad \ldots\ldots(4)$$

Dimana : $V_{sh}$ = volume serpih, $R_{sh}$ = resistivitas serpih.

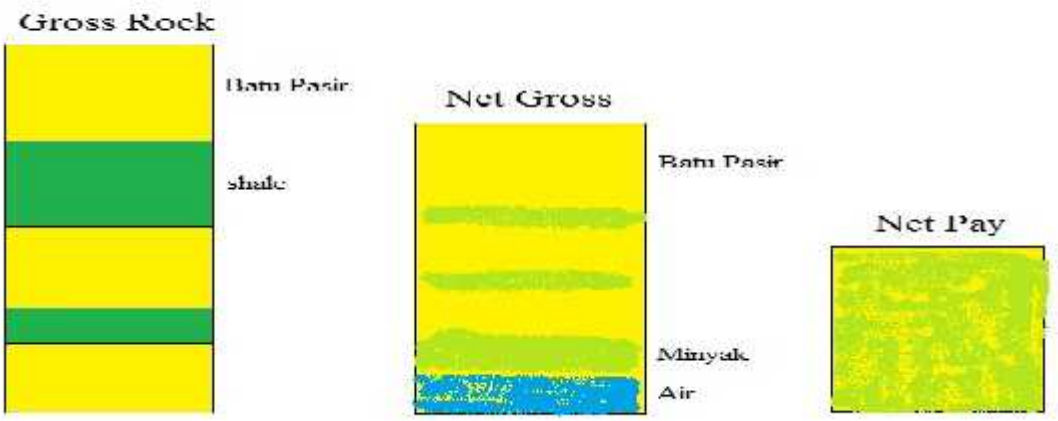
### 3.5 *Netpay*

"*Net Pay*" didefinisikan sebagai ketebalan batu yang memberikan kontribusi untuk produksi ekonomis dengan teknologi saat ini, harga hari ini, dan biaya saat ini. *Net pay* jelas target bergerak karena teknologi, harga, dan biaya bervariasi hampir setiap hari. Waduk ketat atau zona shaly yang dilewati di masa lalu sekarang calon zona membayar karena teknologi baru, Kita menentukan *Net-pay* dengan menerapkan *cut-off* yang tepat reservoir sifat sehingga lapisan tidak produktif atau tidak ekonomis tidak dihitung. Hal ini dapat dilakukan dengan baik *log* dan data inti.

Rutin, atau konvensional, analisis data inti dapat disimpulkan dan rata-rata untuk mendapatkan sifat *reservoir mappable*, seperti hasil analisis *log*. Properti ini juga digunakan untuk membandingkan log hasil analisis data inti. Jika properti mappable tidak cocok selama interval batu yang sama, beberapa penyesuaian harus dilakukan untuk analisis log. Pastikan untuk pertandingan kedalaman inti untuk log pertama, dan memperhitungkan makro account dan patah tulang mikro yang log tidak bisa melihat. Reservoar dilaminasi dapat menyebabkan titik oleh perbedaan titik tetapi nilai-nilai rata-rata *log* dan inti properti harus serupa. Sifat *reservoir* kumulatif, setelah *cut-off* diterapkan, memberikan informasi tentang *pore volume* (PV), *hydrocarbon pore volume* (HPV), dan Permeabilitas (K) dari zona potensi *pay*. Nilai-nilai

ini digunakan untuk menghitung hidrokarbon di tempat, cadangan dipulihkan, dan produktivitas sumur.

Itu adalah normal untuk menerapkan *cut-off* untuk setiap hasil dihitung untuk menghilangkan kualitas yang buruk atau zona tidak produktif. *Cut-off* biasanya diterapkan untuk shale volume, porositas, saturasi air, dan permeabilitas. Lapisan ini tidak dihitung sebagai "*pay*" jika gagal salah satu dari empat *cut-off*.




**Gambar 6**. Model Struktur (*illustrated by rahmat*)

### 3.6 Cadangan

Cadangan (*reserves*) adalah perkiraan volume minyak , kondensat , gas alam , *natural gas liquids* dan substansi lain yang berkaitan secara komersial dapat diambil dari jumlah yang terakumulasi di reservoar dengan metode operasi yanga ada dengan dengan kondisi ekonomi dan atas dasar regulasi pemerintah saat itu. Perkiraan cadangan didasarkan atas interpretasi data geologi dan atau *engineering* yang tersedia pada saat itu.

Cadangan biasanya direvisi begitu reservoar diproduksikan seiring bertambahnya data geologi dan atau engineeringyang diperoleh atau karena perubahan kondisi ekonomi. Perhitungan cadangan melibatkan ketidakpastian yang tingkatannya sangat tergantung pada tersedianya jumlah data geologi dan engineering yang dapat dipercaya. Atas dasar ketersediaan data tersebut maka cadangan digolongkan ,menjadi dua , yaitu *proved reserve dan unproved*

*reserve*. *Unproved reserve* memiliki tingkat ketidakpastian yang lebih besar dari *proved reserves* dan digolongkan menjadi *probable dan possible*.

Pada metode *Volumetric* perhitungan didasarkan pada persamaan volume, data-data yang menunjang dalam perhitungan cadangan ini adalah porositas dan saturasi hidrokarbon. Persamaan yang di gunakan dalam metode volumetric adalah OOIP(*Original oil in place*). Yang di gunakan dalam perhitungan ini adalah data dari peta isopach.

Peta *isopach* yaitu: salah satu peta *geology* yang menampilakan ketebalan lapisan suatu daerah (r*eservoir*). Peta ini juga di susun berdasarkan peta kombinasi iso-struktur, sehingga ketebalan lapisan di bawah permukaan dapat di hitung dengan persamaan berikut.

$$OOIP = [7758 * Vb * phi * Soi]/Boi \quad \ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots\ldots(5)$$

*OOIP - Original Oil in Place (stb or stock tank barrel oil)*

*Vb – Volume Bulk (acres - feet)*

*7758 - conversion factor from acre-feet to bbl*

*phi - Porosity (fraction)*

*Soi - Oil Saturation (fraction) / (1 – Sw)*

*Boi - Oil formation volume factor at the reservoir pressure (bbl/stb)*

*"Stock tank barrels" indicates that the cited volume is at surface conditions, so it is the same unit as the generic definition of a "barrel". However, the industry prefers to use the "stock tank barrels" designation so that it is clear that the volume being cited is based on surface conditions and NOT reservoir conditions – (http://petrowiki.org/Stock_tank_barrel).*

**Note :** *1 barrel = 42 gallon = 158,9 litre - (http://www.kylesconverter.com/volume*)