

---

## IV. INFORMACIÓN ÚTIL PARA LA INTERPRETACIÓN DE REGISTROS DE POZOS Y PETROFÍSICA

### IV.1 Parámetros que se miden durante el registro de hidrocarburos

Basándose en la clasificación de Rotenco (<http://www>, 15) de los parámetros del registro de hidrocarburos, de acuerdo a tres elementos importantes dentro de la perforación del pozo, se tendría:

#### SEGURIDAD

- Detección de H<sub>2</sub>S
- Nivel en presas de lodo
- Detección de gas combustible en la línea de flote
- Gas succión
- Gas de conexión
- Gas de fondo
- Detección de derrumbes
- Presión de bomba
- Pérdida de lodo

#### ECONOMÍA

- Velocidad de penetración
- Ubicación de núcleos con muestras de canal
- Selección de barrenas de acuerdo a la litología reportada
- Economía de la barrena
- Propiedades del lodo
- Problemas potenciales dentro de la formación
- RPM de la rotaria

#### EVALUACIÓN DE LA FORMACIÓN

- Profundidad total
- Velocidad de penetración
- Detección en gas en lodo de perforación
- Detección de gas en muestras de canal
- Tiempo de atraso de las muestras de canal
- Análisis cromatográfico en el lodo de perforación
- Fluorescencia en muestras de canal
- Análisis de solubilidad
- Descripción litológica en muestras de canal (columna litológica)
- Conductividad o resistividad del lodo de perforación

- Porosidad visual en muestras de canal
- Presencia de fracturas en muestras de canal
- Detección de CO<sub>2</sub>
- Determinaciones paleontológicas
- Exponentes “d” y “dc”, Presión de poro

**Parámetros que proporciona perforación:**

- Peso sobre barrena
- Propiedades del lodo: densidad, ph, viscosidad , salinidad.
- Hidráulica: densidad equivalente de circulación, pérdidas de presión, caballaje hidráulico en la barrena, en el sistema, fuerza de impacto, velocidades anulares, velocidad crítica del lodo, velocidad de las toberas.
- Torsión

**V.2 Parámetros que proporciona el Registro de Hidrocarburos y que sirven para interpretación de Registros de Pozos.**

**1. Profundidad total.**

Es uno de los parámetros más importantes para obtener información de las formaciones en profundidad correcta. Es recomendable comparar la profundidad del registro de hidrocarburos con la del registro geofísico para verificar las diferencias y hacer correcciones.

Así mismo puede servir de base para fijar la profundidad de los registros geofísicos, cuando se tienen desfases en diferentes corridas en el mismo pozo.

**2. Velocidad de penetración - RPM de la rotaria - Peso sobre barrena - Torsión - Detección de derrumbes.**

Se debe considerar si los cambios en la velocidad de penetración son causa de un cambio en las RPM de la rotaria, del aumento en el peso sobre barrena ó un posible cambio litológico.

Si se mantiene constante la velocidad de perforación y las RPM, lo más probable es que no se hayan presentado cambios en la litología. Es posible agregar más peso sobre la barrena y si se presenta un cambio en la velocidad de penetración esto no sería indicio de un cambio litológico.

Al presentar la velocidad de penetración una variación y las RPM de la rotaria se mantienen constantes, se considera un cambio en la litología ó cambio en la calidad de la

roca (dureza). Una mayor velocidad de penetración puede indicar una zona de alta presión o una zona porosa o fracturada.

La torsión indica el torque de la tubería de perforación y permite diagnosticar problemas como derrumbes en la formación. La detección de derrumbes puede ser causa de un cambio en la calidad de la roca y/o un cambio en la litología. Una vez que se haya verificado estos cambios, es recomendable compararlo con los Registros Geofísicos y ver si se puede observar algún cambio.

### **3. Presión de bomba - Exponentes “d” y “dc” - Presión de poro - Nivel de presas - Pérdida del lodo - Flujo de salida.**

Las presiones dentro del pozo están determinadas por la densidad del fluido de perforación para mantener la estabilidad de agujero. Para equilibrar las presiones dentro de la formación es necesario agregar aditivos al lodo de perforación, la densidad de los lodos bentonítico es de  $1.2 \text{ gr/cm}^3$  aproximadamente lo cual modificará la viscosidad del lodo; para densidades mayores se le agrega el sulfato barítico (barita) con densidades entre los  $4.20 \text{ gr/cm}^3$  y  $4.25 \text{ gr/cm}^3$ , logrando lodos con densidades hasta los  $2.4 \text{ gr/cm}^3$ , afectando con esto la presión de bomba.

Dentro de los objetivos principales del registro de hidrocarburos está la detección oportuna de zonas de presiones anormales con respecto a la presión normal del poro, correspondiente a la presión hidrostática (la presión de una columna de agua de altura igual a la profundidad).

La presión de poro es muy importante en la interpretación de registros para la calibración de las secciones sísmicas y su aplicación en Geomecánica, para hacer la conversión tiempo-profundidad a través del sismograma sintético, con las impedancias acústicas resultantes de la multiplicación del tiempo de tránsito (registro sónico) con la densidad.

Los indicadores de presión anormal a partir de parámetros del registro de hidrocarburos son: velocidad de penetración, exponentes “d” y “dc”, velocidad de penetración normalizada, gases de perforación, propiedades del lodo, diferencial de cloruros, temperatura, análisis de recortes, densidad de lutita, paleontología, inestabilidad del pozo, conductividad del lodo y porosidad.

Se pueden presentar dos casos en los cuales ocurra pérdida de lodo; que la formación se encuentre fracturada o que el peso del lodo dañe a la formación, esta pérdida se verá reflejada en el nivel de la presa.

El incremento del flujo de salida es señal de un brote y se verificaría si se trata de presencia de hidrocarburos, con los parámetros que permiten identificar aceite o gas, y hacer la interpretación correspondiente en los registros geofísicos de pozos.

**4. Propiedades del lodo: Conductividad - Temperatura - Densidad -  $ph$  - Viscosidad - Salinidad.**

Un aumento en el gradiente de conductividad del lodo de perforación puede indicar un aumento en la presión de formación.

Es necesario mantener las condiciones del lodo de perforación para tener un óptimo funcionamiento en el avance de la perforación y controlar en forma adecuada las paredes del pozo. Una de las aplicaciones que tiene es para las correcciones del registro geofísico.

Si en el encabezado del registro faltaran datos del lodo de perforación, lo cual implicaría deficiencia en el control de calidad, estos datos se pueden tomar del registro de hidrocarburos.

La resistividad del lodo de perforación permitiría corregir el registro de potencial natural (SP) por espesor de capa ( $h$ ) (figura IV.1) y por diámetro de invasión ( $d_i$ ) (figura IV.2). También permite obtener mejores valores de la resistividad del enjarre ( $R_{mc}$ ) y del filtrado del lodo ( $R_{mf}$ ) para hacer correcciones de los registros de resistividad somera, mediana y profunda, ya sea de conducción (figura IV.3) o de inducción (figura IV.4).

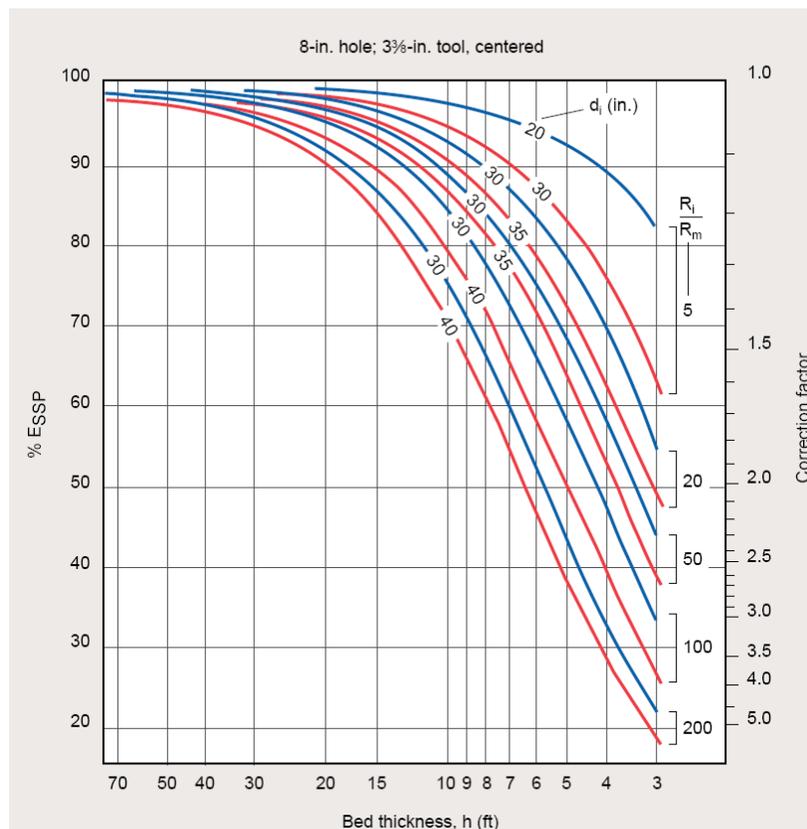


Fig. IV.1 Gráfica para corrección del SP por espesor de capa (Schlumberger, 1997).

El conocer  $R_{mf}$  permite también poder calcular  $S_{xo}$  a partir de la ecuación de Archie

$$S_{xo} = \sqrt{\frac{a R_{mf}}{\phi^m R_{xo}}} \quad \text{IV.1}$$

y así poder determinar la movilidad de hidrocarburos

$$S_{mo} = S_{xo} - S_w \quad \text{IV.2}$$

y los hidrocarburos residuales

$$S_{or} = 1 - S_{xo} \quad \text{IV.3}$$

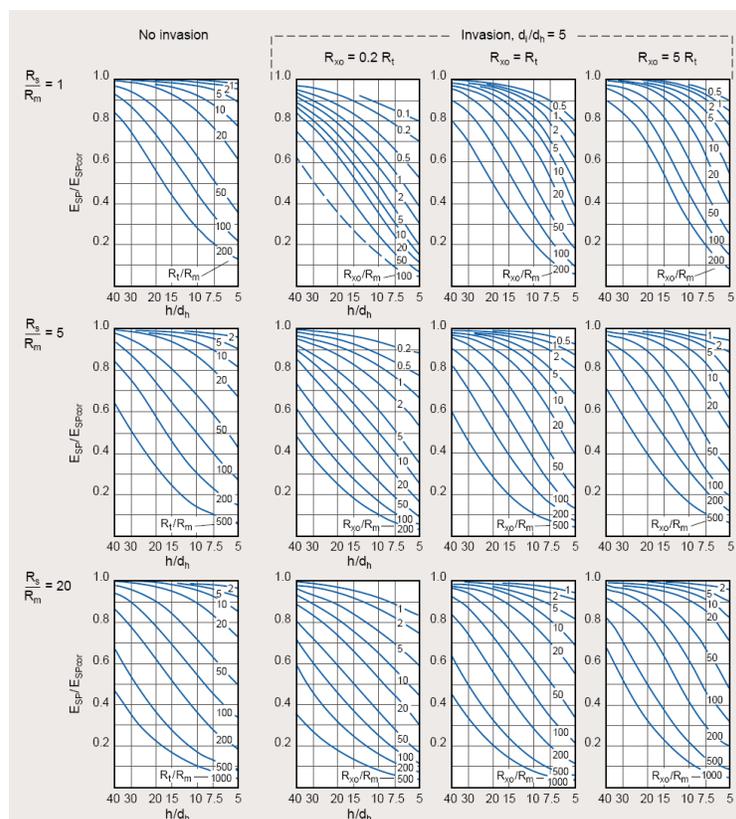


Fig. IV.2 Corrección del SP por diámetro de invasión (Schlumberger, 1997).

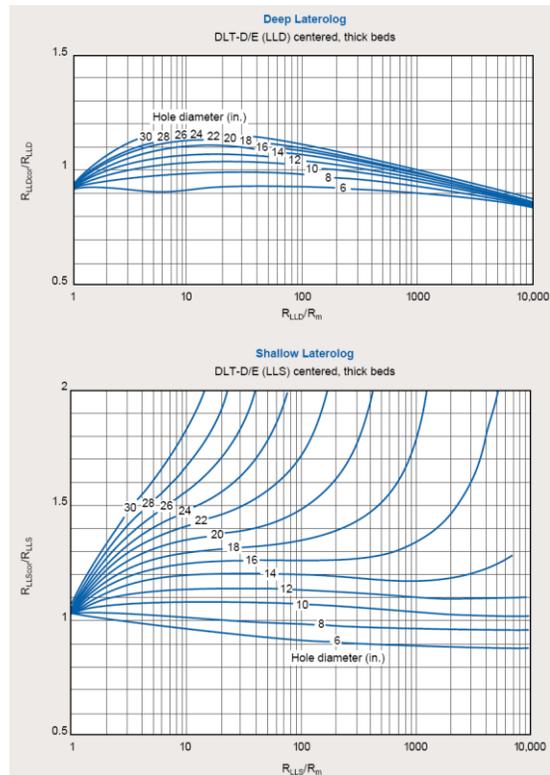


Fig. IV.3 Corrección del registro Doble Laterolog por diámetro de pozo (Schlumberger, 1997).

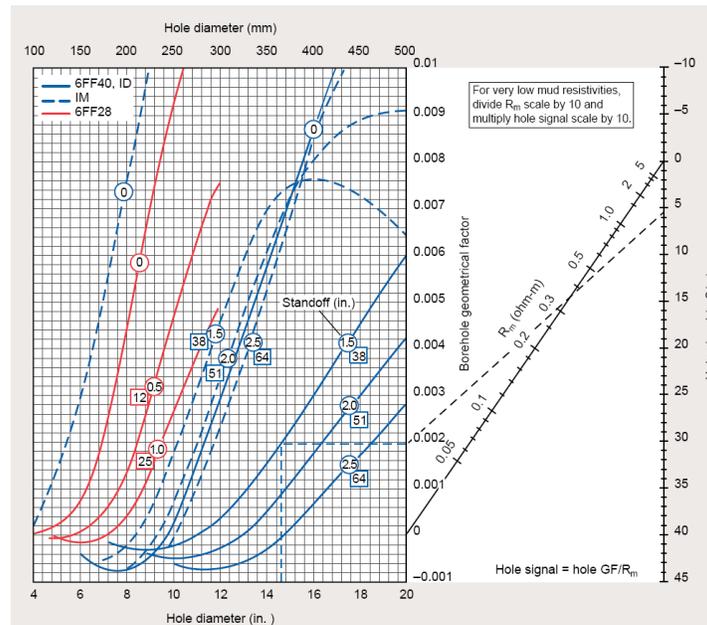


Fig. IV. 4 Corrección del registro de inducción por diámetro de pozo (Schlumberger, 1997).

La variación en el gradiente de temperatura del lodo puede indicar flujos de agua o presiones anormales. La temperatura del lodo sirve para determinar una mejor temperatura de intervalo (figura IV.5) y para corregir la curva de porosidad neutrón (PHIN) (figura IV.6).

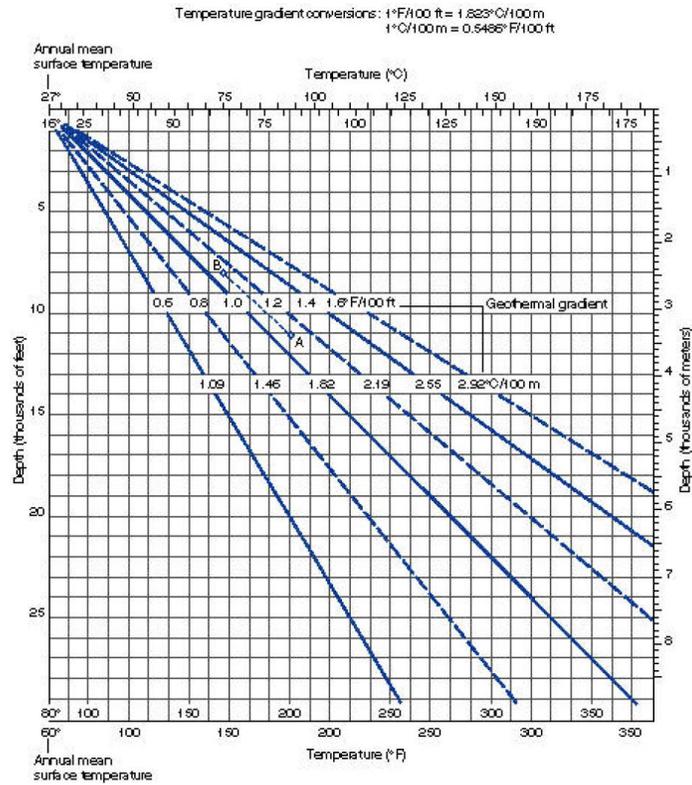


Figura IV.5 Gráfico para determinación de temperatura (Schlumberguer, 1997).

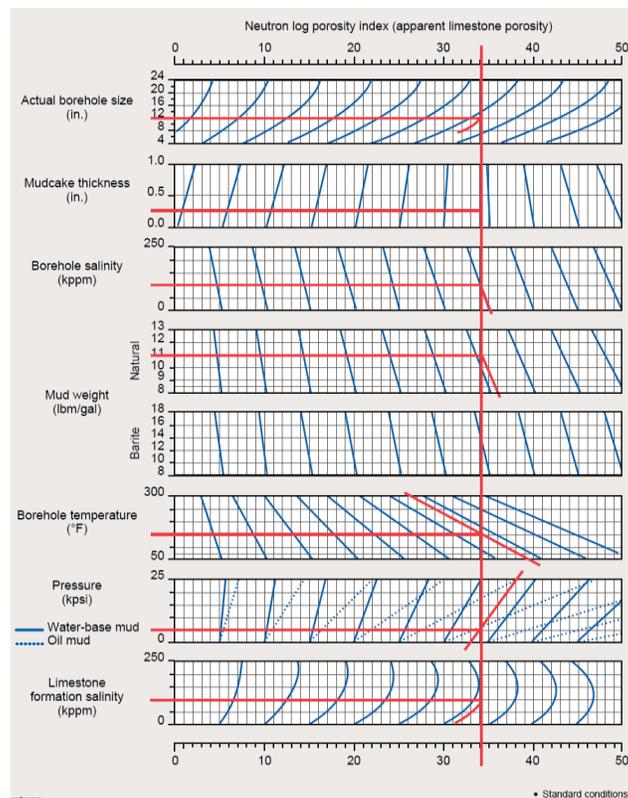


Fig. IV.6 Correcciones del registro de porosidad neutrón (Schlumberguer, 1997).

Además con los datos del lodo se puede obtener: la resistividad del agua equivalente ( $R_{we}$ ), la resistividad del filtrado del lodo equivalente ( $R_{mfe}$ ) y la resistividad de agua de formación ( $R_w$ ) (figura IV.7).

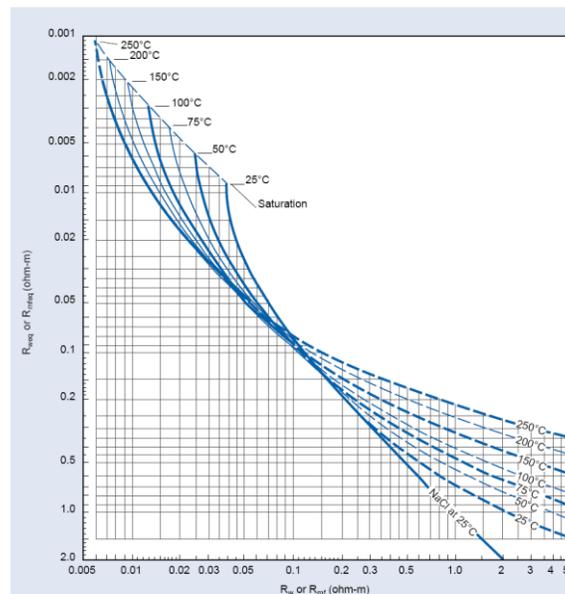


Fig. IV.7 Determinación de  $R_{mfe}$  y  $R_w$  (Schlumberguer, 1997).

Las variaciones en la densidad del lodo podrían deberse a fluidos provenientes de la formación o a un incremento en el porcentaje de sólidos en el lodo. La densidad del lodo es útil para compararla con los datos del encabezado del registro y calcular la constante del lodo ( $K_m$ ). El peso del lodo sirve para corregir las curvas de: rayos gamma (GR) (figura IV.8), densidad (RHOB) (figura IV.9) y porosidad neutrón (PHIN) (figura IV.6).

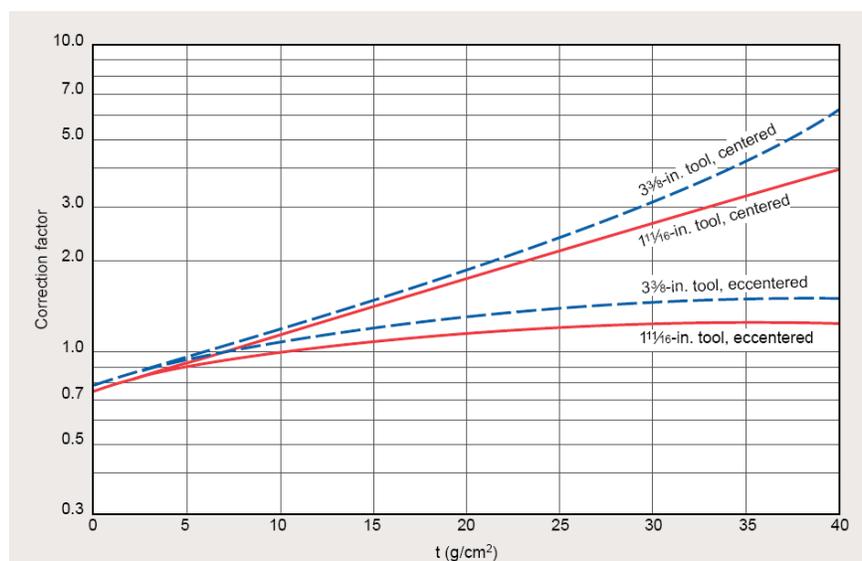


Fig. IV.8 Corrección del registro de rayos gamma con datos del lodo (Schlumberguer, 1997).

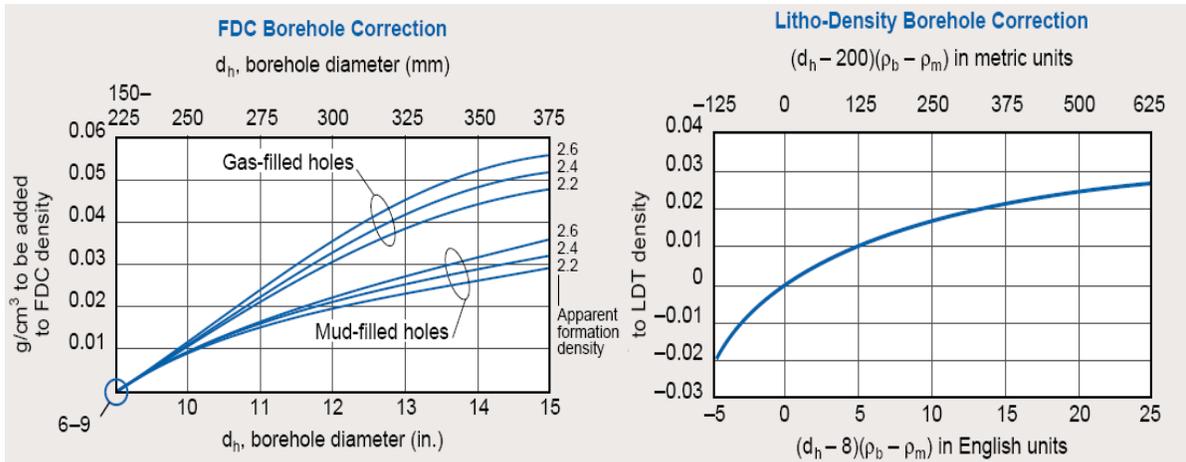


Fig. IV.9 Corrección del registro de densidad por diámetro de pozo (Schlumberger, 1997).

La salinidad del lodo de perforación medida en el registro de hidrocarburos se puede comparar con el valor calculado con los registros geofísicos (figura IV.10) y en correcciones se utiliza en el registro de porosidad neutrón (PHIN) (figura IV.6) y doble porosidad (APS).

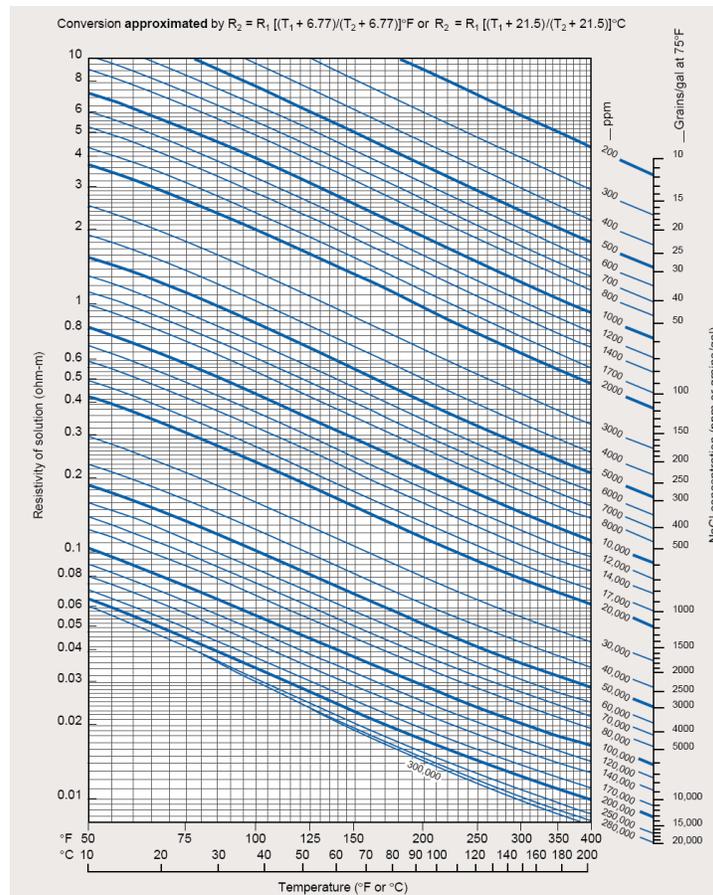


Fig. IV.10 Determinación de salinidad de soluciones (Schlumberger, 1997).

5. Gas en muestras de canal - Gas en lodo - Análisis cromatográfico - Gas succión - Gas de conexión - Gas de fondo.

El reporte de presencia de gas en el registro de hidrocarburos, permitirá verificar en la curva de tiempo de tránsito (sónico) si se aprecia salto de ciclo (figura IV.11) y el cruce de las curvas de neutrón y densidad (figura IV.12).

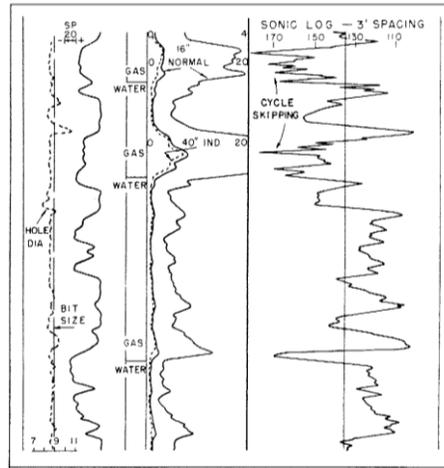


Fig. IV.11. Salto de ciclo en registro sónico (Bassiouni, 1994).

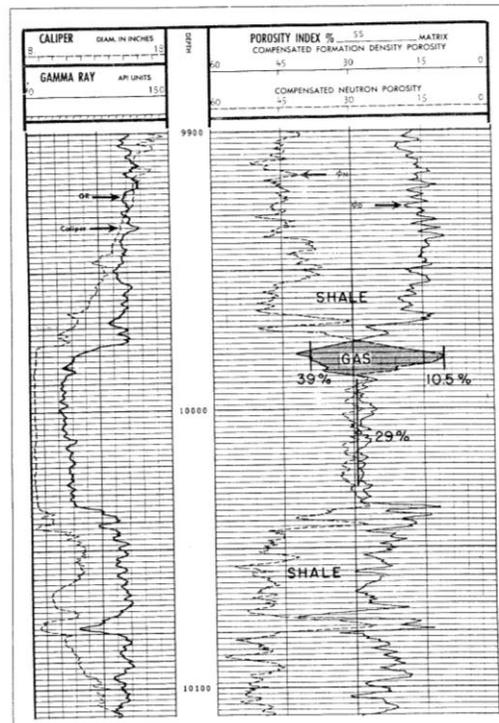


Fig. IV.12 Efecto de gas en curvas de porosidad densidad y neutrón (Bassiouni, 1994).

El conocer la presencia de gas permitirá determinar con más certeza la porosidad y litología en las gráficas cruzadas (CP) (figura IV.13) y obtener mejores valores de

saturación de hidrocarburos al hacer la interpretación Petrofísica, así como finalmente determinar la permeabilidad y cálculo de reservas, pues se utilizan diferentes ecuaciones si el hidrocarburo es aceite o gas (ecuaciones IV.4, IV.5, IV.6 y IV.7).

$$\text{para gas} \quad K = \left( \frac{79\phi^3}{S_{wirr}} \right)^2 \quad \text{IV.4}$$

$$\text{para aceite} \quad K = \left( \frac{250\phi^3}{S_{wirr}} \right)^2 \quad \text{IV.5}$$

Donde:

$S_{wirr}$ : Saturación de agua irreducible

$\Phi$ : Porosidad

El volumen de reservas de hidrocarburos:

$$N_r = \frac{7758 (1.0 - S_w) h \phi R.F. D}{B_{oi}} \quad \text{IV.6}$$

$$G_r = 43,560 [P (0.43/15)] (1.0 - S_w) h \phi R.F. D \quad \text{IV.7}$$

Donde:

P: Profundidad

$S_w$ : Saturación del agua

$\Phi$ : Porosidad

R.F.: Factor de recuperación

D: Área de drenaje

h: Espesor

$B_{oi}$ : Factor de volumen de aceite

$N_r$ : Volumen de reservas de aceite recuperable

$G_r$ : Volumen de reservas de gas recuperable

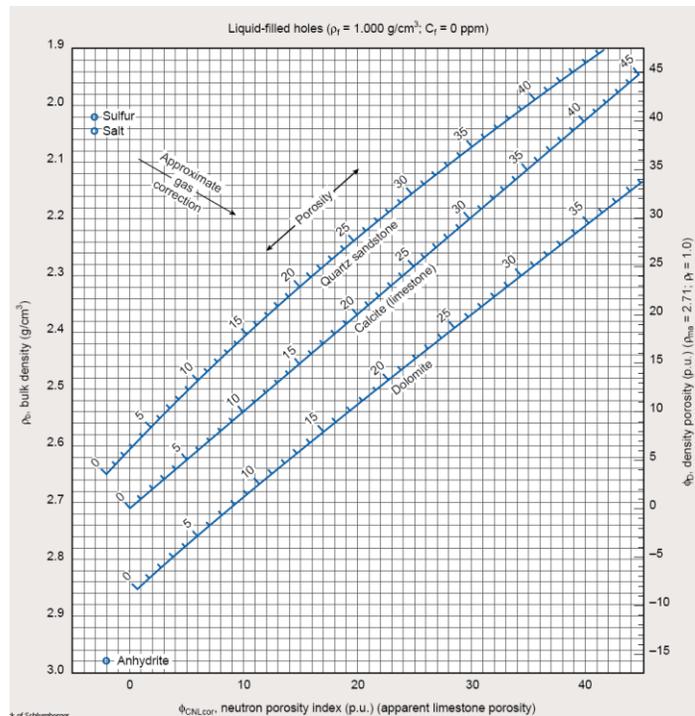


Fig. IV.13 Gráfica cruzada de porosidad y litología (Schlumberger, 1997).

**6. Tiempo de atraso de las muestras de canal - Columna litológica - Porosidad visual - Fluorescencia - Análisis de solubilidad - Determinaciones paleontológicas.**

Las muestras de canal ubicadas en profundidad con el tiempo de atraso se registran con respecto al intervalo perforado; comparado con el registro geofísico proporciona bases para la mejor interpretación de la columna estratigráfica. En registros durante la perforación (LWD) las muestras de canal pueden usarse para hacer una mejor interpretación en tiempo real.

De la descripción de la columna litológica se puede hacer una mejor interpretación mineralógica con registros geofísicos, como en los gráficos: M-N (figura IV.14), MID (figura IV.15),  $\rho_{maa}-U_{mma}$  (figura IV. 16) y para minerales (figuras IV.17 y IV.18).

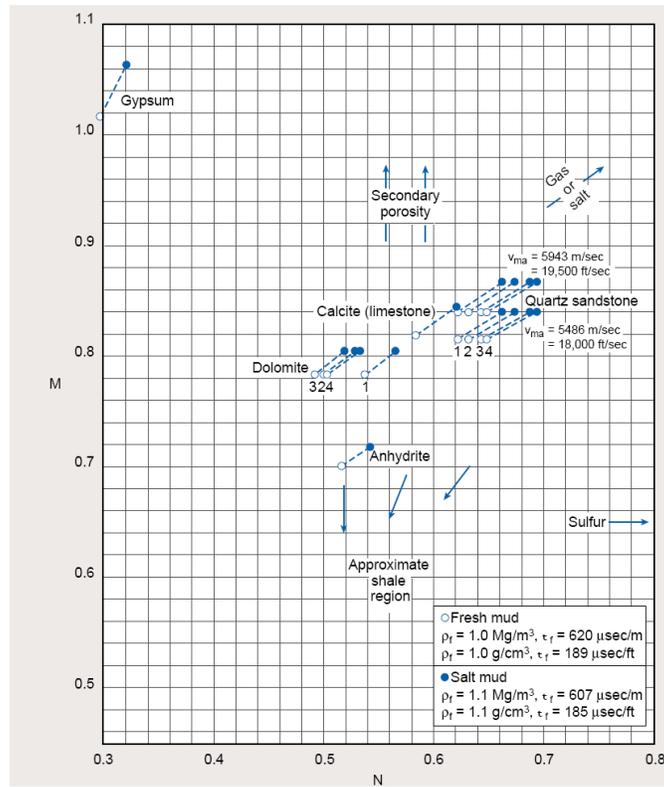


Figura IV.14 Gráfica M-N para interpretación mineralógica (Schlumberguer, 1997).



Fig. IV.15 Gráfica MID para interpretación mineralógica (Schlumberguer, 1997).

A diferencia de los intervalos con núcleo completo del pozo, el cual permite calibrar el registro geofísico para su interpretación, pero que corresponde solamente a una pequeña porción del pozo (7 a 9 m); la muestra de canal se obtiene en todo el pozo y puede correlacionarse con el intervalo registrado completo.

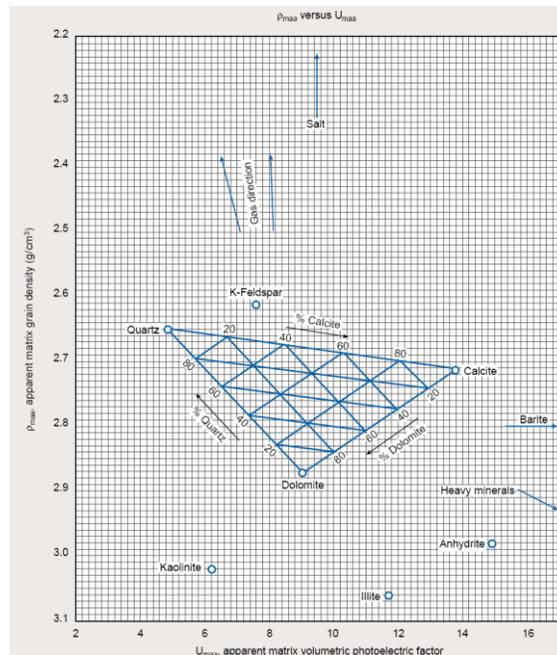


Fig. IV.16 Gráfica Rhomaa-Umaa para interpretación mineralógica (Schlumberger, 1997).

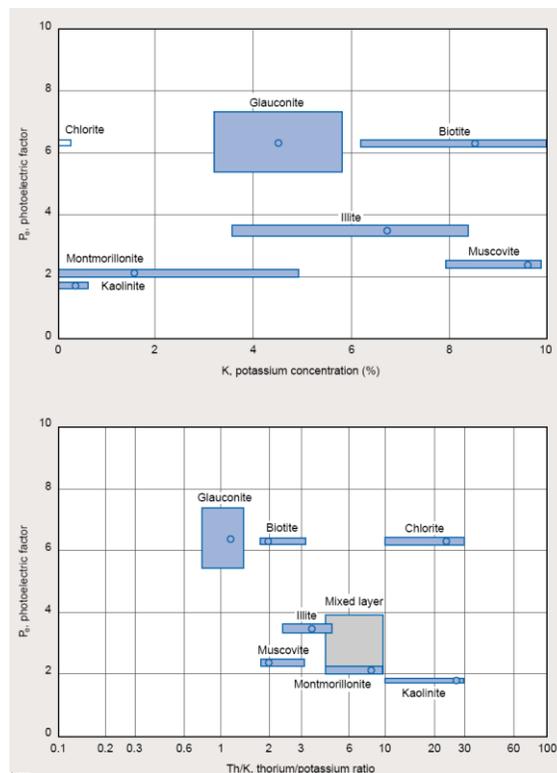


Fig. IV.17 Identificación de minerales con curvas de espectroscopía (Schlumberger, 1997).

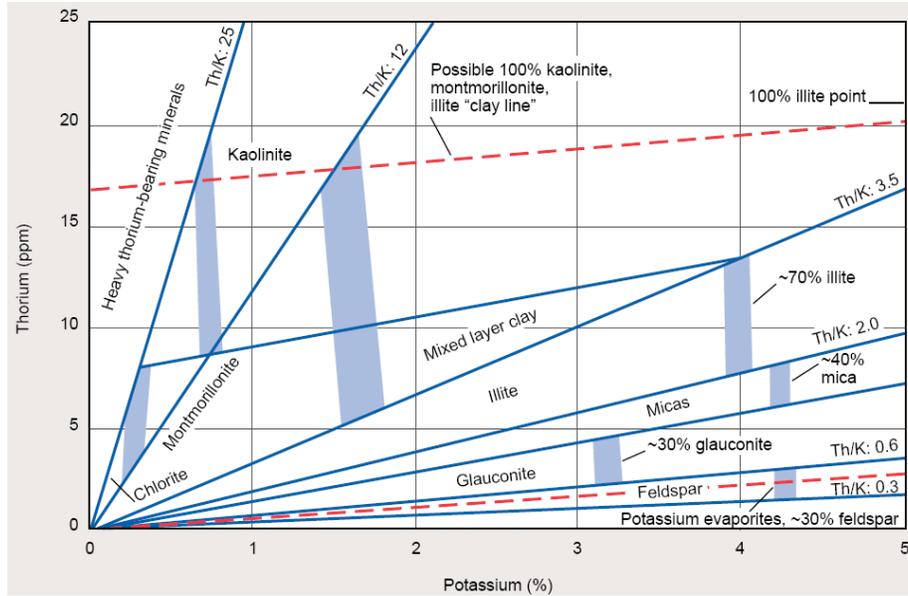


Fig. IV.18 Identificación de arcillas con curvas de espectroscopía (Schlumberguer, 1997).

Los datos de porosidad observada y litología, así como el contenido de gas, presencia de fracturas y arcillosidad servirán para construir graficas cruzadas (CP) más reales (figura IV.13), como ayuda para la interpretación de los registros geofísicos.

También se podría comparar con el resultado de la ecuación de Wyllie (ecuación IV.8) para obtener los parámetros: tiempo de tránsito de la matriz ( $\Delta t_{ma}$ ) y densidad de la matriz ( $\rho_{ma}$ ) (ecuación IV.9).

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \quad \text{IV.8}$$

$$\phi_D = \frac{\rho_b - \rho_{ma}}{\rho_f - \rho_{ma}} \quad \text{IV.9}$$

Con la porosidad observada en los recortes se puede comparar con la obtenida a partir de los registros geofísicos, para determinar el factor de formación (F) (ecuación IV.10) y así poder calcular la saturación de fluidos (ecuaciones IV.1 a IV.3, IV.11 y IV.12).

$$F = \frac{a}{\phi^m} \quad \text{IV.10}$$

$$S_{hc} = 1 - S_w \quad \text{IV.11}$$

$$S_{hc} = S_o + S_g \quad \text{IV.12}$$

La impregnación de aceite presente en las muestras de canal, permitirá obtener mejores valores de saturación de fluidos

**7. Presencia de fracturas en muestras de canal.**

La presencia de fracturas en las muestras de canal permitiría tratar de observar este tipo de porosidad secundaria en los registros geofísicos, como por ejemplo en el registro de echados (figura IV.19), las imágenes de resistividad (figura IV.20), en el registro sínico (ecuación IV.13) y en el sínico dipolar (figura IV.21). También para interpretar el efecto de fracturas en las gráficas cruzadas (CP) (figura IV.13).

$$\phi = \phi_t - \phi_s \quad \text{IV.13}$$

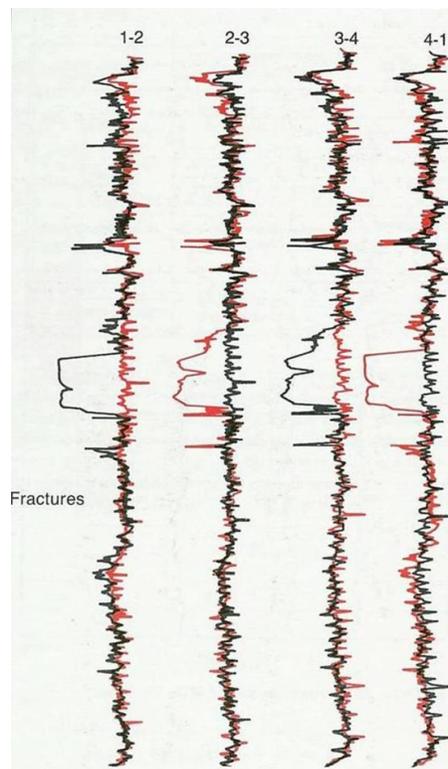


Fig. IV.19. Identificación de fracturas en registro de echados.

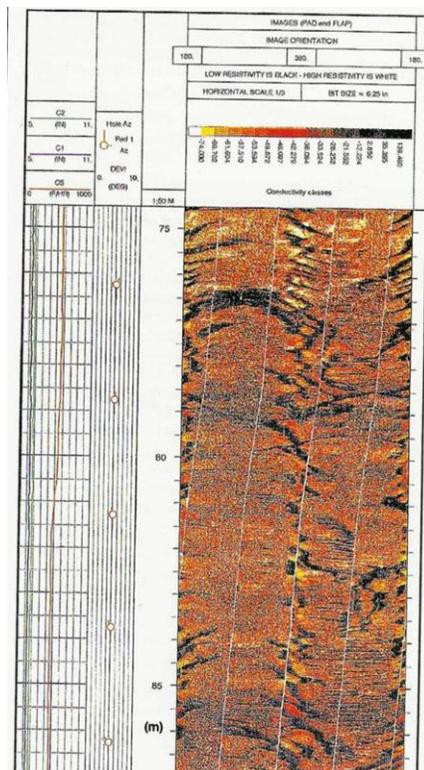


Fig. IV.20. Fracturas en imágenes de pozos.

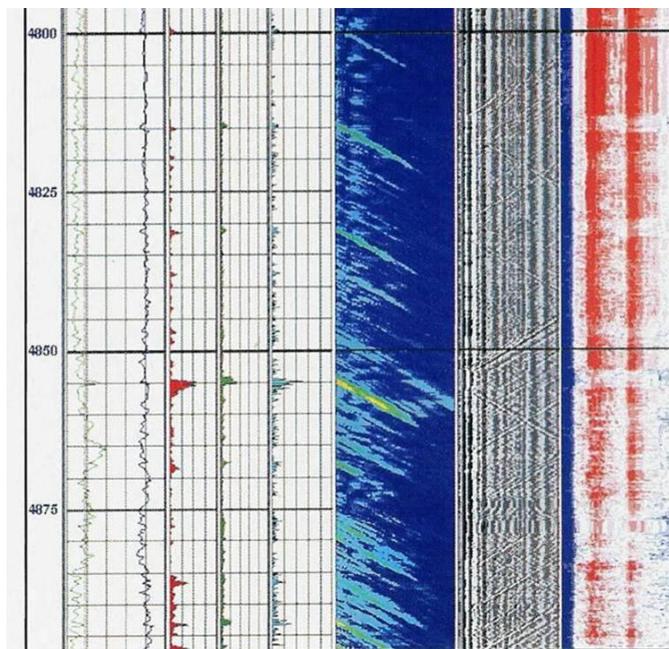


Fig. IV.21. Fracturas en registro sísmico dipolar.

### 8. Detección de CO<sub>2</sub>.

El monitoreo constante de CO<sub>2</sub> tiene como objetivo eliminarlo de la cámara de combustión, para que no altere los resultados en las lecturas en el registro de hidrocarburos.

Estudios recientes han revelado que el bióxido de carbono es uno de los factores más importantes en el cambio climático; países como Estados Unidos, China e India producen grandes cantidades.

El CO<sub>2</sub> que producen los países industrializados al quemar carbón para producir electricidad lo capturan e inyectan en pozos petroleros como método de recuperación mejorada de hidrocarburos o secuestrándolo en capas profundas saturadas de agua salada.

Aunque actualmente no se le da ninguna aplicación con respecto a los registros geofísicos, en un futuro podría proporcionar información importante para el secuestro del CO<sub>2</sub>; esta información daría datos de zonas donde se almacena CO<sub>2</sub> y se monitorearía que no tuviera fugas con registros de tiempo de decaimiento termal ( $\Sigma$ ) o saturación de yacimiento (RST) (figura IV.22). La presencia de CO<sub>2</sub> en el registro de hidrocarburos, evitaría malinterpretar fugas en intervalos que no fueran de inyección.

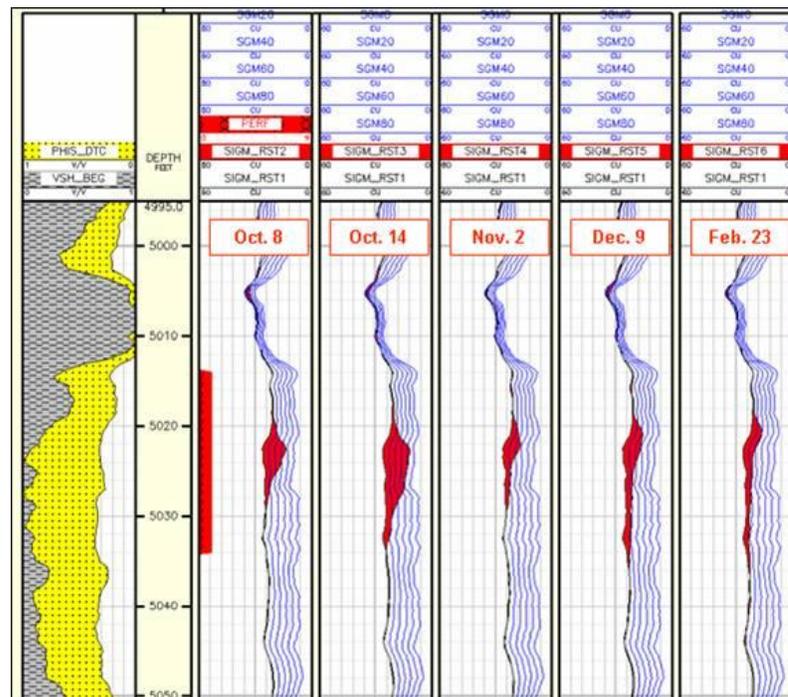


Figura IV.22. Curva de sigma en CO<sub>2</sub> (GCCC, 2009).