



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE  
MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**EFICIENCIA DEL REGISTRO DE ESPECTROSCOPIA  
DE CAPTURA DE ELEMENTOS EN LA  
INTERPRETACIÓN MINERALÓGICA**

**T E S I S**

**PARA OBTENER EL TÍTULO DE:  
INGENIERA GEOFÍSICA**

**P R E S E N T A:  
XOCHITL FLORES SOTO**

**DIRECTOR: ING. BERNARDO MARTELL ANDRADE**



**CIUDAD UNIVERSITARIA, MÉXICO D. F. 2007**



Universidad Nacional  
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

**Biblioteca Central**



**UNAM – Dirección General de Bibliotecas**  
**Tesis Digitales**  
**Restricciones de uso**

**DERECHOS RESERVADOS ©**  
**PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL**

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

## **AGRADECIMIENTOS**

A mis papás, por darme la vida y cuidar de ella para que no se extinguiera.

A mis herman@s, por su amor y apoyo incondicional.

A la UNAM, por dejarme vivir, crecer y ser parte de ella.

Al Ing. Bernardo Martell, por la oportunidad de trabajar con él en esto y por su enorme paciencia.

Al Ing. Javier Arellano, por su interés, asesoría y paciencia en la realización de la tesis.

Al Ing. Ricardo Castrejón, al Ing. Francisco Arroyo y al Ing. Enrique del Valle, por su tiempo y apoyo en este trabajo.

Al Dr. Carlos Valdés y al Dr. Hugo Delgado, por su confianza y apoyo en mi formación.

A Elsa, Israel, Oscar, Pedro, por la gran ayuda y el tiempo para esta tesis.

Al M. en C. Esteban Hernández y al Ing. Gerardo Cifuentes, por su confianza, apoyo y alientos para concluir esto.

Les doy las gracias a todos y cada uno de uds. que de alguna u otra forma, han estado presentes en mi vida y han sido parte fundamental de esto....

A CRUCITA y don MAX, por su amor, ejemplo, apoyo y confianza, porque nunca me faltara nada y por creer que era capaz de entender a mis cerros inflados. GRACIAS por la familia que me dieron.

A BERNA y ARA, por ser los mejores hermanos del mundo, por su paciencia y apoyo... siempre.

A AURO y LEO, por ser como mis segundos papás, por sus cuidados, consejos y buenos momentos.

A AURORITA y EMILIANO, por devolverle esa inocencia, infancia y alegría a mi vida, por sus gritos, ocurrencias y canciones;iiiiii....

A PATY, por toda una vida de amistad, confiancias, buenos y malos momentos. Gracias por tu apoyo y cariño, por escuchar, por tratar de entender, por la sinceridad... por estar aquí...

A VIR, por ser el amor incondicional, por tu amistad, apoyo, por los momentos precisos y significativos de mi vida, por la suerte de estar...

A CÉSAR, por haberme regalado unos segundos de tu vida y con ello enseñarme lo que es amar, gracias por creer en mí y ser tan importante en mi vida; por el vino y los alcatraces... porque algún día...

A LUPISS, por tantas horas de charlas, llantos y alegrías, confiancias y problemas resueltos...

A JUANITA y NEREY, por ser hermanas, confidentes y buenas amigas....

A VERO, CARO y JEAN, por su gran amistad y por enseñarme lo que es luchar para seguir adelante...

A JUAN, por la nostalgia, cariño, confianza, apoyo, llantos, alegrías, chistes, amistad, confiancias, viajes, chelas, paciencia, enojos, secretos, AMIGOS!!!!!!... por no dejarme ir...

A ANAVARIiiii, por los AR!!!!, por salir algún día a la superficie y porque cada 21 de septiembre sea inolvidable y muuuuuuuuuucho mejor..... Dhuu...

A DAISY y NACHO, por ser grandes cuates, confidentes, amigos.... y por las idas al cine....

A ALFREDO V., por sus consejos, cariño, amistad... por ser amigo...

A RICARDO C., por sus consejos, apoyo y por estar al pendiente...

A LUCIO y JOSÉ MANUEL, por sus consejos, apoyo, confianza, enseñanzas y los Puffiii de Don Goyo....

A MANUEL, por creer en mí, por el cariño, por los momentos de estudio... por el 15 de febrero, la Leonarda y los partidos de los viernes a la una....

A HERY, por renacer de entre las cenizas, por tantas coincidencias, por confiar en mí...  
A DOLORES, por las consultas, los consejos y los buenos relatos.....

A OMAR, ABRIL, JORGE, por los reencuentros, por la amistad y los buenos ratos....

A NOEMI, por su primera influencia en este camino...

A MARY y RICKY, por ejemplo, amistad y sobrinos.... A JOSÉ LUIS, por su eterna paciencia....

A TOMÁS, ANA, SARITA y TOMMY, por Pachuca y la bella airosa....

A EDY, PRIMA, CÉSAR, MIGUEL, ISMAEL, CARO, OSWAL, JOSÉ LUIS, ELY, por ese anexo inolvidable...

A QUIQUE, MOI, LUPITA, ALEX, AGUADABA, JIMMY, ANDRESH, CARRIL, CHICHCARO, RAMÓN, MARIO, por los buenos momentos dentro de los malos...

A ADAN, ROJO, JUAN CARLOS, por el patrocinio, por las visitas y el café en las alturas....

\*\*A los geos.....

PAHO y ESME, por tantas confidencias, desamores, llantos y risas.... por escuchar...por la honestidad....

MANDRAKE, JAVIER, ZULY, ITZA, PACO, JUAN RAMÓN, CARLOS, ELSITA, ANA, ALINNE, ADOLFO, BAUTI, LUIS EDGAR, THALÍA, MOU, DANIEL, EMILIO, RICHARD, ERICK, GAMEZ, IVAN, RASILLA, KARLA, LOLA, MARIAM, MAURICIO, MIGUEL'S, OSCAR, PANTHER, PEDRO, RAFA, SANGRE, LILA, TAF, COMPADRES, TAN, por tantas prácticas y excelentes momentos, por los bailes.... a CÉSAR C, por sus frases con propiedad y elegancia...

OMAR y THAÍ, por ser mis pas por algunos días, por su cariño, por todo....

AIDA, SARA y CARI, por su confianza y apoyo....

A GERARDO y ESTEBAN, por tantos kilómetros recorridos y... por recorrer, por "L'Drink Team", por sus enseñanzas, consejos, trabajo, oportunidades; por los mosquitos, por el sol, por esta grandiosa amistad, por creer, por ser y estar, por escuchar....GRACIAS....

# ÍNDICE

RESUMEN.....	i
<b>I. INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>1</b>
<b>II. CONCEPTOS BÁSICOS DE PETROFÍSICA.....</b>	<b>5</b>
2.1 Principales rocas constituyentes de yacimientos.....	5
2.2 Porosidad.....	5
2.3 Permeabilidad.....	8
2.4 Saturación.....	10
2.5 Propiedades radioactivas.....	11
2.5.1 Dispersión y atenuación de Rayos Gamma.....	18
<b>III. ANTECEDENTES DEL REGISTRO DE ESPECTROSCOPIA DE CAPTURA DE ELEMENTOS (ECS).....</b>	<b>20</b>
3.1 Registro de Rayos Gamma Naturales (GR).....	20
3.1.1 Principio de medición.....	21
3.1.2 Equipo.....	21
3.1.2.1 Cámara de ionización.....	22
3.1.2.2 Contador de Gieger-Mueller.....	23
3.1.2.3 Contador de centelleo.....	24
3.1.3 Calibración.....	26
3.1.4 Profundidad de investigación.....	27
3.1.4.1 Resolución vertical.....	27
3.1.5 Factores que afectan al registro.....	27
3.1.5.1 Calidad del agujero.....	28
3.1.6 Aplicaciones.....	29
3.1.6.1 Determinación de la litología.....	29
3.1.6.2 Determinación del contenido de lutitas.....	30
3.2 Registro de Espectrometría de Rayos Gamma (NGT).....	32
3.2.1 Principio de medición.....	32
3.2.2 Calibración.....	33
3.2.3 Presentación del registro.....	34
3.2.4 Profundidad de investigación.....	34
3.2.4.1 Resolución vertical.....	34
3.2.5 Factores que afectan al registro.....	34
3.2.6 Aplicaciones.....	35
3.2.6.1 Determinación de la litología.....	35
3.3 Registro de Densidad (FDC) y de Neutrón (CNL).....	39
3.3.1 Registro de Densidad (FDC).....	39
3.3.1.1 Equipo.....	39
3.3.1.2 Principio de medición.....	40
3.3.1.3 Calibración.....	40
3.3.1.4 Presentación del registro.....	43
3.3.1.5 Profundidad de investigación.....	43
3.3.1.6 Factores que afectan al registro.....	43
3.3.1.7 Aplicaciones.....	45

3.3.1.7.1	Determinación de la porosidad.....	45
3.3.1.7.2	Determinación de la litología.....	46
3.3.1.7.3	Otros.....	47
3.3.2	Registro de Neutrón (CNL).....	48
3.3.2.1	Principio de medición.....	48
3.3.2.2	Características de los elementos de captura.....	51
3.3.2.3	Detección.....	51
3.3.2.3.1	Detectores de neutrones térmicos.....	53
3.3.2.3.2	Detectores de neutrones epitérmicos.....	53
3.3.2.4	Equipo.....	53
3.3.2.4.1	Registro de Neutrón Compensado (CNL).....	54
3.3.2.5	Calibración.....	56
3.3.2.6	Profundidad de investigación.....	56
3.3.2.7	Respuesta del registro.....	56
3.3.2.7.1	Índice de Hidrógeno.....	58
3.3.2.7.2	Respuesta del registro a hidrocarburos.....	60
3.3.2.7.3	Respuesta del registro a lutitas y efecto de la litología.....	62
3.3.2.7.4	Respuesta del registro al efecto de la clorita.....	64
3.3.2.8	Aplicaciones.....	64
<b>IV.</b>	<b>REGISTRO ECS.....</b>	<b>67</b>
4.1	Principio de espectroscopia.....	67
4.2	Equipo.....	68
4.3	Principio de medición.....	69
4.4	Cuantificación de los elementos.....	70
4.4.1	Análisis litológico.....	72
4.4.2	Estimación de las fracciones litológicas.....	74
4.5	Presentación y ventajas del registro ECS.....	76
<b>V.</b>	<b>APLICACIONES DEL REGISTRO ECS.....</b>	<b>78</b>
5.1	Pozo “Cocuite”.....	78
5.1.1	Geología general.....	79
5.1.2	Estratigrafía.....	80
5.1.3	Análisis petrofísico ( <i>Comprobación</i> ).....	83
5.1.4	Presentación e interpretación del registro ECS.....	89
5.2	Pozo “Agua Fría”.....	91
5.2.1	Geología general.....	91
5.2.2	Estratigrafía.....	92
5.2.3	Presentación e interpretación del registro ECS.....	94
<b>VI.</b>	<b>CONCLUSIONES.....</b>	<b>96</b>
	<b>BIBLIOGRAFÍA.....</b>	<b>98</b>

## RESUMEN

El registro de Espectroscopia de Captura de Elementos (ECS) de la compañía Schlumberger es una nueva herramienta producto del avance tecnológico y de la investigación en el área de los registros geofísicos de pozos, los cuales tienen gran aplicación en la exploración petrolera.

México siendo un país importante en la producción de hidrocarburos se ha visto en la necesidad de buscar nuevas técnicas, herramientas y elementos que ayuden a la exploración y explotación de sus recursos naturales, de ahí la importancia de este trabajo, que consistió en recopilar información y mostrar la aplicación y eficiencia sobre una de las últimas tecnologías útiles en la exploración, como lo es el registro ECS.

El objetivo del registro es determinar la litología del yacimiento mediante el cálculo de las concentraciones relativas de los seis principales elementos siguientes: el silicio (Si), calcio (Ca), hierro (Fe), azufre (S), titanio (T) y gadolinio (Gd); también es posible determinar concentraciones de cloro (Cl), aluminio (Al) e hidrógeno (H). Su principio de aplicación se basa en el análisis de un espectro de rayos gamma detectado por la herramienta para un determinado nivel de energía característico de cada elemento constituyente de la formación geológica. Una de sus grandes ventajas es la de determinar las propiedades de la matriz y obtener un cálculo preliminar de la litología directamente, con lo que se tiene información valiosa en tiempo real de los proyectos ó yacimientos analizados.

Como primer paso en la elaboración de este trabajo fue la búsqueda bibliográfica sobre el tema, posteriormente se realizó una evaluación de comprobación con datos de uno de los pozos utilizando el programa *Geolog* (de la compañía Paradigm) y finalmente se planteó una interpretación de los registros ECS.

Los pozos utilizados en este trabajo se encuentran ubicados en el estado de Veracruz; el primero “Cocuite”, en la Cuenca Terciaria de Veracruz, y el segundo “Agua Fría” en la Cuenca de Chicontepec. Los campos Cocuite y Agua Fría por su parte, son campos productores de gas y aceite, respectivamente; litológicamente se componen de una secuencia siliciclástica formada por una mezcla de areniscas compuestas a su vez de fragmentos de calizas retrabajadas del Mesozoico. Esta litología pudo ser identificada en los registros ECS de cada uno de los pozos, con lo que fue posible dar una estimación de los elementos constituyentes de las formaciones geológicas en los intervalos donde se corrió el registro.

# I

## INTRODUCCIÓN

---

---

El registro geofísico de un pozo es el proceso de medir indirectamente las propiedades físicas, químicas, eléctricas, radioactivas y nucleares de las rocas y de los fluidos contenidos en ellas y que son obtenidos después de la perforación de un pozo dentro de la corteza terrestre. Normalmente un registro geofísico de pozo es una representación visual de un gráfico en dos dimensiones, en el cual la medida de la propiedad geofísica se ubica en un eje (y) y la profundidad, en un eje (x). El objetivo principal de los registros geofísicos es el de localizar y evaluar los yacimientos con hidrocarburos en su etapa inicial y posteriormente para su control y monitoreo, así como también evaluar las características litológicas de la formación que los contienen; los principales usos de los registros geofísicos son:

- Correlación entre pozos
- Identificación de la litología
- Determinación de la porosidad
- Delineación de zonas porosas y permeables
- Identificación del tipo de fluido en el espacio poroso
- Identificación de fracturas naturales
- Medida del movimiento de fluidos dentro y cerca del agujero
- Determinación del ángulo del agujero y echado de la formación
- Temperatura del agujero
- Geometría del agujero
- Estimación de la presión del poro y gradiente de fractura
- Evaluación de la calidad del cemento y del revestimiento
- Monitoreo de los yacimientos

El registro que tiene un mayor e importante interés para esta tesis es el de la identificación litológica y mineralógica, es decir el registro ECS.

Los diferentes tipos de registros, catalogados en función de la propiedad a medir de la roca, han llevado a conocer y evaluar la distribución de la porosidad y la saturación de los fluidos en las reservas petroleras. Sin embargo, todas las herramientas empleadas han presentado sensibilidad a las variaciones mineralógicas en los alrededores de la matriz de la roca, arrojando a su vez variaciones significativas en los resultados de la interpretación litológica y con ello variaciones en los valores de porosidad y saturación de fluidos. La posibilidad de inferir tales variaciones litológicas en los registros de pozos ha sido un punto crítico en el trabajo de petrofísica, por lo que los registros ECS son de gran aplicación e importancia.

La interpretación litológica indirecta consiste principalmente en la estimación de las fracciones de arcilla, arena de cuarzo y carbonatos, para lo cual los registros comúnmente utilizados son los radioactivos tales como los de rayos gamma, los de densidad y neutrón o una combinación de ellos. No obstante la búsqueda incansable de reservas de hidrocarburos ha llevado en los últimos años a desarrollar nuevas técnicas, metodologías y herramientas con el objetivo de obtener óptimos y rápidos resultados en la evaluación de yacimientos y estructuras geológicas potencialmente productoras, lo que condujo a la introducción de varias generaciones de registros de espectroscopía nuclear llegando finalmente al registro de Espectroscopía de Captura de Elementos (ECS *Elemental Capture Spectroscopy*, por sus siglas en inglés y nombrado así por la compañía Schlumberger).

Debido a que el registro ECS es relativamente nuevo, en México su aplicación y uso ha sido bastante limitada, lo que dificultó la búsqueda de ejemplos reales para trabajar con ellos. El objetivo del registro es el de determinar la litología del yacimiento mediante el cálculo de las concentraciones relativas de los siguientes elementos: Silicio (Si), Calcio (Ca), Hierro (Fe), Azufre (S), Titanio (T), Gadolinio (Gd), Cloro (Cl), Aluminio (Al) e Hidrógeno (H). Su principio de aplicación se basa en el análisis de un espectro de rayos gamma detectado por la herramienta para un determinado nivel de energía característico de cada elemento constituyente de la formación geológica. Una de sus grandes ventajas es el de determinar las propiedades de la matriz y obtener un cálculo preliminar de la litología directamente en tiempo real. El producto final es una gráfica del registro donde se pueden identificar mediante diferencia de colores, las fracciones de las cuatro litologías características como son lutitas (CLAY), carbonatos (CARB), evaporitas (EVAP) y el residuo correspondiente a las areniscas (Q-F-M), útiles en el conocimiento de la calidad de la roca generadora o del yacimiento.

Por otra parte, la sonda utilizada es corta, fácil de utilizar y rápida de operar ya que una de sus características principales es que puede emplearse tanto en pozos abiertos como en pozos cerrados. Consta de una fuente emisora de neutrones y un detector de rayos gamma.

El objetivo principal de esta tesis es el de demostrar la eficiencia del registro en la interpretación mineralógica y litológica de un yacimiento mediante el análisis, interpretación y discusión de los registros ECS de dos pozos ubicados en dos de las zonas potencialmente productoras de gas y aceite del estado de Veracruz, ya que se encuentran uno en la Cuenca Terciaria de Veracruz llamado “Cocuite”, mientras que el otro se ubica en la Cuenca de Chicontepec llamado “Agua Fría”. De manera general para ambos pozos se llevó a cabo una correlación con la descripción de la columna estratigráfica, también se realizó el análisis petrofísico de uno de los pozos mencionados, lo que ayudó a probar la efectividad del propio registro utilizando para ello una herramienta de evaluación distinta a la del registro ECS.

Este trabajo está compuesto por seis capítulos, el primero de ellos es la introducción en la cual se da una descripción general del contenido de la tesis; el segundo contiene los conceptos básicos de petrofísica como son: la explicación de las principales rocas constituyentes de un yacimiento, la definición de los conceptos de porosidad, permeabilidad, saturación, de las propiedades radioactivas de las rocas. En el capítulo tres se presentan los antecedentes del registro ECS, los cuales fueron la base fundamental para la creación y aplicación del mismo en la evaluación de formaciones geológicas potencialmente productoras de hidrocarburos, los registros predecesores y que se describen son: el registro de rayos gamma naturales (GR), el registro de espectrometría de rayos gamma (NGT), el registro de densidad (FDC) y el registro de neutrón (CNL); de todos ellos se explica su principio de medición, la composición del equipo y su calibración, la profundidad de penetración que tiene la herramienta, los factores que afectarían al registro así como las aplicaciones principales en la evaluación petrofísica.

Los capítulos cuatro y cinco son la parte fundamental de la tesis, en el primero de ellos se da la definición, descripción de la herramienta, el principio de medición, las aplicaciones, la presentación y las ventajas del registro ECS. El segundo son las aplicaciones reales del mismo en donde se desarrolla la geología general, la estratigrafía y se muestra la presentación e interpretación del registro ECS de los pozos “Cocuite” y “Agua Fría”; por otra parte, del pozo “Cocuite” se elaboró

un análisis petrofísico de comprobación para demostrar la eficiencia del registro utilizando los datos originales y el programa de evaluación petrofísica *Geolog* (de Paradigm).

Finalmente en el capítulo seis se presentan las conclusiones a las que se llegaron con la elaboración de este trabajo y la importancia del registro ECS en la evaluación litológica de una formación geológica o de un yacimiento.

## II

---

# CONCEPTOS BÁSICOS DE PETROFÍSICA

---

### 2.1 PRINCIPALES ROCAS CONSTITUYENTES DE YACIMIENTOS

La acumulación de hidrocarburos generalmente está relacionada o asociada a rocas sedimentarias: clásticas o carbonatos; sin embargo, ocasionalmente es posible encontrar acumulaciones en rocas ígneas y metamórficas.

**Rocas clásticas:** son las rocas que se componen de fragmentos inalterados o más o menos modificados químicamente los cuales proceden de rocas preexistentes de cualquier clase, como por ejemplo los productos magmáticos como las tobas volcánicas. Tales elementos pueden estar aglutinados o no por cemento de variada naturaleza, de lo cual depende que la roca sea más o menos suelta o consolidada. Los ejemplos de rocas clásticas son las areniscas, conglomerados, limonitas y lutitas (Novo, 1957).

**Rocas carbonatadas:** son rocas constituidas por más del 50% de minerales de calcio como la calcita y la dolomita. Los yacimientos carbonatados están relacionados con dos tipos de roca: caliza y dolomía, la caliza esta constituida en su mayor parte por carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) y la dolomía por carbonato de calcio y magnesio ( $\text{CaCO}_3 \text{ MgCO}_3$ ). Normalmente son de estructura masiva, consolidada y cuando están afectadas por efectos tectónicos o químicos, alteran su estructura original y producen microfracturas y vacíos donde se acumulan los fluidos. Los ejemplos de rocas carbonatadas son la caliza, dolomía, creta, coquina, etc. (COREMI, 2001).

### 2.2 POROSIDAD

La porosidad se define como el porcentaje del volumen de espacios contenidos dentro del volumen total de la roca o de sedimentos. Tal espacio puede estar ocupado por algún tipo de fluido ya sea gas o líquido. La porosidad normalmente se expresa como una relación de volúmenes, aunque también

se expresa en unidades de porosidad (p.u.), de acuerdo con la siguiente relación (Saldungaray, 2006):

$$\phi = \frac{V_v}{V_T} = \frac{\text{Volumen Vacío}}{\text{Volumen Total}} \quad (2.1)$$

La porosidad se puede clasificar con respecto a:



**Porosidad Primaria:** es aquella formada por los espacios vacíos existentes originalmente entre los granos al depositarse el sedimento, Su valor varia en función del tamaño, uniformidad y distribución geométrica de las partículas, constituyendo el valor mas alto el arreglo de tipo cúbico con una porosidad del 47.6 %. Esta porosidad se ve afectada principalmente por el empaquetamiento, la clasificación, la cementación, la forma y la compactación de los granos. (Figura 2.1.a).

**Porosidad Secundaria:** es aquella que se generó como resultado de procesos subsecuentes a la litificación original; por ejemplo por la disolución asociada a aguas subterráneas, por cambios en la composición química de las rocas o por la acción de fuerzas tectónicas reflejadas en su fracturamiento (Figura 2.1.b).

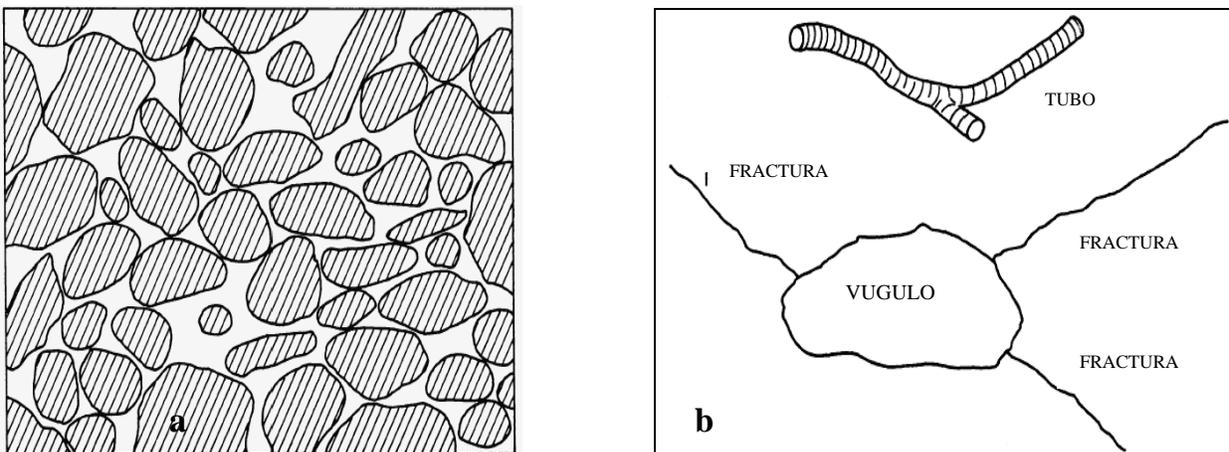


Figura 2.1. Ejemplos de porosidades. a) Porosidad Primaria. b) Porosidad Secundaria (Arellano, 2007).

Por otra parte, la porosidad efectiva es aquella en la cual los poros se encuentran interconectados y el fluido contenido en los mismos se puede mover. Mientras que la porosidad Inefectiva es aquella en donde los poros no se encuentran comunicados entre sí o su conectividad es tan pobre que no permite que los fluidos contenidos en la roca fluyan libremente.

Es necesario notar que la porosidad no nos proporciona ninguna información sobre el tamaño de los poros, su distribución, ni su grado de conectividad, por lo que rocas con las mismas porosidades pueden presentar diferentes propiedades físicas. Un ejemplo de ello es el comportamiento entre las rocas carbonatadas y las areniscas, ya que cada una de ellas pueden presentar porosidades similares sin embargo, la caliza frecuentemente presenta muy baja conectividad resultando una baja permeabilidad en comparación con la arenisca (Glover, 2000). En la tabla 2.1 se presenta una evaluación de porosidades y permeabilidades de rocas productivas según Levorsen.

<b>Porosidad (en %)</b>	<b>Evaluación</b>	<b>Permeabilidad (en milidarcys)</b>
0 - 5	Despreciable	-
5 - 10	Pobre	-
10 - 15	Moderada	1.0 - 10
15 - 20	Buena	10 - 100
20 - 25	Muy buena	100 - 1000
> 25	Excelente	> 1000

Tabla 2.1 Evaluación de porosidades y permeabilidades (Levorsen, 1967).

La porosidad absoluta o total es definida como la relación del volumen total de poros o espacios vacíos (comunicados + no comunicados) entre el volumen total de la roca, quedando la ecuación 2.2:

$$\phi_A = \frac{V_p}{V_t} = \frac{[m^3 \text{ de poros totales}]}{[m^3 \text{ de roca}]} \quad (2.2)$$

Donde:

$\phi_A$  = Porosidad absoluta o total de la formación.

$V_p$  = Volumen total de poros.

$V_t$  = Volumen total de la roca.

En la tabla 2.2 se muestran algunos valores de porosidad para algunos tipos de rocas según Glover.

LITOLOGÍA	RANGO DE POROSIDAD (%)
Arenas no consolidadas	35-45
Areniscas “almacenadoras”	15-35
Areniscas compactas	5-15
Lutitas	0-45
Arcillas	0-45
Calizas masivas	5-10
Calizas con vórgulos	10-40
Dolomía	10-30
Creta	5-40
Granito	<1
Basalto	<0.5
Gneis	<2
Conglomerado	1-15

Tabla 2.2 Rangos de porosidad de algunos tipos de rocas (Glover, 2000).

### 2.3 PERMEABILIDAD

Se define como la capacidad de la roca o el sedimento para permitir la transmisibilidad de los fluidos que contienen, se debe a la conexión y al tamaño de los poros, así como a su forma y al tipo de cemento existente entre los granos. Por su parte, los fluidos deberán estar influenciados por su grado de viscosidad, su temperatura, su presión. Matemáticamente es posible expresarla de la siguiente manera:

$$Q = \frac{KA(P_2 - P_1)}{\mu L} \quad (2.3)$$

Donde:

Q = Cantidad de fluido transmitido por unidad de tiempo (cm<sup>3</sup>/seg)

K = Factor de permeabilidad (relacionado al tamaño, forma e interconexión de los poros)

A = Área de la sección cruzada en ángulos a la dirección del flujo (cm<sup>2</sup>).

L = Longitud a lo largo de la cual la diferencia de presión es medida.

P<sub>2</sub>-P<sub>1</sub> = Diferencia de presión (atmosférica) entre dos puntos separados por una distancia L.

μ = Viscosidad del fluido.

Las unidades de la permeabilidad son los darcys (D), sin embargo, aplicaciones geológicas el Darcy es muy grande, para propósitos prácticos, se utiliza el milidarcy (mD) (Glover, 2000).

Un milidarcy se define de la siguiente manera: un medio tiene una permeabilidad de 1md cuando un líquido de viscosidad igual a la del agua a 20°C, se mueve un milímetro por segundo a través de una sección de un cm de roca con un gradiente de presión de 1 atmósfera por centímetro (Arellano, 2007).

Existen tres tipos de permeabilidad, así como varios factores que la afectan:

- Permeabilidad Intrínseca: está definida como la habilidad que tiene la roca para dejar pasar a los fluidos a través de ella, independientemente del fluido del que se trate.
- Permeabilidad Efectiva: cuando se encuentran contenidos dos o más fluidos en la roca, éstos se interfieren entre sí al tratar de fluir a través de la roca; como consecuencia la permeabilidad efectiva de cada uno de ellos disminuye con respecto a la permeabilidad intrínseca de la roca. Este tipo de permeabilidad se refiere siempre a un determinado fluido contenido en las rocas, ya sea agua, aceite o gas.
- Permeabilidad Relativa: se define como la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad intrínseca y su valor varía entre 0 y 1 (Saldungaray, 2006).

Los factores que afectan a la permeabilidad son:

- Empaque: éste afecta tanto a la permeabilidad como a la porosidad ya que cuanto mayor sea el empaque de la roca menor será su permeabilidad.
- Tamaño de grano: dos arenas bien ordenadas, una de grano fino y la otra de grano grueso, si están empacadas de la misma manera en teoría presentarán una misma porosidad, pero la primera tendrá una mayor permeabilidad.
- Clasificación: este factor afecta tanto a la permeabilidad como a la porosidad, por ejemplo, areniscas bien clasificadas tendrán una mayor porosidad así como permeabilidad (Saldungaray, 2006).

La figura 2.2 muestra como el arreglo de los granos, la porosidad y la estructura misma del poro son factores determinantes en la permeabilidad.

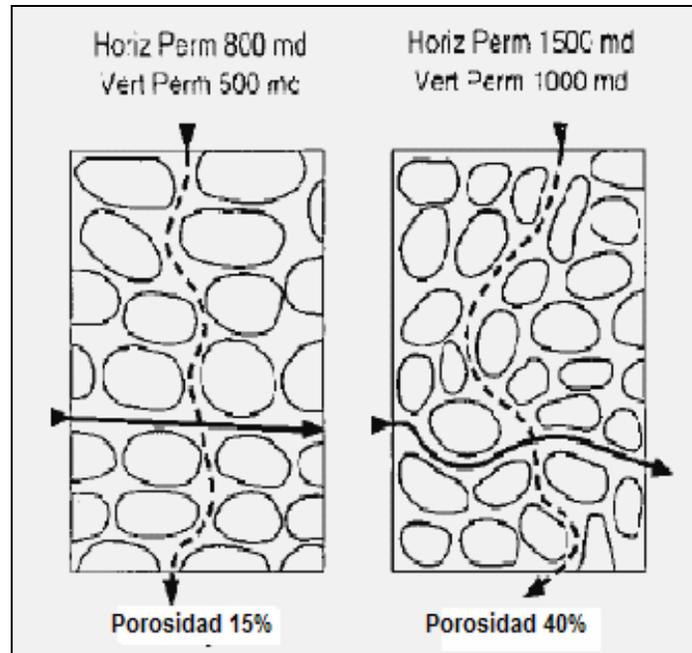


Figura 2.2 Factores que afectan a la permeabilidad (Arellano, 2007).

## 2.4 SATURACIÓN

Por definición, la saturación de una formación geológica es la fracción de su volumen poroso ocupado por algún fluido. Por lo que, el agua de saturación es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación (Schlumberger, 1989); tal como lo expresa la siguiente relación:

$$S_w = \frac{V_w}{\phi} = \frac{\text{Volumen de Agua}}{\text{Volumen de Fluidos}} \quad (2.4)$$

La saturación de agua de una formación puede variar del 100% a un valor totalmente pequeño, pero sin llegar a ser cero. No importa que tan rico de aceite o gas se encuentre la roca almacenadora en la formación, siempre habrá cierta cantidad de agua capilar que no podrá ser desplazada por el fluido y a esta saturación siempre se le refiere como saturación de agua irreducible. La figura 2.3 muestra un ejemplo de este caso.

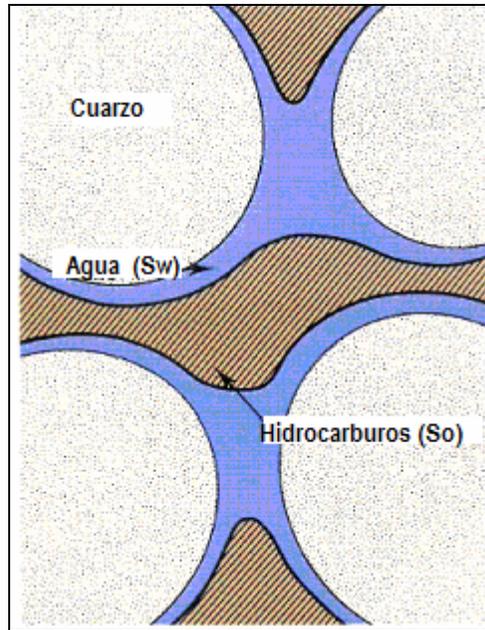


Figura 2.3 Saturación por fluidos (Arellano, 2007).

La parte del volumen poroso ocupado por los hidrocarburos (aceite y/o gas), es la saturación de hidrocarburos, la cual se designará por  $S_o$ , ya sea que se trate de aceite, gas o ambos (Gómez, 1975), tal como se indica en la siguiente ecuación:

$$S_o = \frac{V_{hc}}{V_p} = (1 - S_w) = \frac{\text{Volumen Hidrocarburos}}{\text{Volumen Poros}} \quad (2.5)$$

De manera similar, en una formación almacenadota o en un yacimiento de gas o aceite es imposible remover totalmente a los hidrocarburos por métodos sencillos y convencionales, ya que determinada cantidad del fluido permanece atrapado dentro del espacio poroso, por lo que a este hidrocarburo de saturación se le conoce como saturación residual de hidrocarburos.

## 2.5 PROPIEDADES RADIOACTIVAS

La radioactividad se define como la desintegración de átomos acompañada por la emisión de radiación, se utiliza en diferentes tipos de registros de pozo; algunos de ellos miden la radiación natural generada por las rocas de las formaciones, tales como el registro de rayos gamma espectral y

total. Otros registros miden la respuesta de la formación a la radiación emitida por algunas herramientas, tal es el caso de los registros neutrón, densidad y lito-densidad.

La radioactividad es una propiedad fundamental de la estructura de la materia y su estudio comienza con el átomo en sí, el cual es la partícula más pequeña de cualquier elemento químico que puede existir solo o en asociación con otros átomos (Bassiouni, 1994).

Los átomos están formados por un núcleo que a su vez contiene diferentes cantidades de protones y neutrones, los cuales se encuentran rodeados por electrones arreglados en diferentes niveles de energía; los electrones determinan las características químicas del átomo. Cada elemento está definido por el número de cargas positivas, *protones*, contenidas en el núcleo y a lo que se le denomina *número atómico*  $Z$ . El núcleo también contiene cierto número de cargas neutras, los neutrones, que en suma con los protones se obtiene el *número de masa atómica*,  $A$ . Por su parte, como la masa del electrón es insignificante comparada con la masa de los protones y neutrones, el número de masa atómica es una medida de la masa de los átomos de cada elemento. Además, un elemento puede tener varios *isótopos* los cuales son átomos con diferentes números de neutrones en sus núcleos. Cada isótopo de cada elemento está determinado por la siguiente nomenclatura  ${}_Z\text{X}^A$ , donde X es el elemento clave, por ejemplo el carbón tiene un número atómico  $Z=6$ , pero contiene 7 isótopos entre 4 y 10 neutrones por lo que el carbón va de  ${}_6\text{C}^{10}$  a  ${}_6\text{C}^{16}$ , siendo el carbono 12,  ${}_6\text{C}^{12}$ , el isótopo más común y estable. La mayoría de los isótopos, en general, energéticamente no son estables y decaen a un elemento más estable mediante diferentes procesos donde pierden energía por la expedición de partículas o fotones (Glover, 2000).

Existen cinco formas por las cuales un isótopo inestable gana su estabilidad perdiendo energía, estas formas son:

- Emisión de una partícula  $\alpha$ , la cual es un núcleo de Helio  ${}_2\text{He}^4$ , y carece de cargas positivas.
- Emisión de una partícula  $\beta^-$ , la cual está negativamente cargada con un electrón de alta energía originándose en el núcleo junto con un anti-neutrino,  $\bar{\nu}$ .
- Emisión de una partícula  $\beta^+$ , la cual está cargada positivamente con un positrón de alta energía originándose en el núcleo junto con un neutrino,  $\nu$ .
- Emisión de rayos gamma  $\gamma$ , los cuáles son fotones de alta energía (ondas electromagnéticas) y no tienen masa ni carga.

- Captura de electrón, la cual envuelve a un electrón que es capturado por los núcleos.

De todas las radiaciones los rayos gamma y los neutrones son de mucha importancia en registros geofísicos debido a que tienen grandes penetraciones. Su habilidad de penetración en la que ellos pueden ser detectados es a través de varios centímetros de cemento. Mientras que la habilidad de penetración de las partículas alfa y beta es muy limitada, deteniéndose inmediatamente cuando se topan con algún material sólido (Glover, 2000).

Las rocas contienen naturalmente varias cantidades de elementos inestables, ellos exhiben un cierto nivel de radioactividad natural, pero la mayoría de núcleos inestables son raros en la naturaleza y aquellos de abundancia significativa en las rocas sedimentarias son las series de isótopos de Radio-Uranio, las series de isótopos del Torio y el isótopo del Potasio  ${}_{19}\text{K}^{40}$  (cuyas formas estables son  ${}_{19}\text{K}^{39}$  y  ${}_{19}\text{K}^{41}$ ).

El principal elemento radioactivo en las rocas sedimentarias es el Potasio-40,  ${}_{19}\text{K}^{40}$ , el cual constituye el 0.0119% de todo el Potasio. Por su parte, el Uranio-238 y el Torio-232 se desintegran y se transforman a sus elementos estables -206 y -208, respectivamente, tales transformaciones toman lugar en las series de eventos ilustrados en las figuras 2.4 y 2.5 para el Uranio y el Torio respectivamente; la mayoría de los eventos representados se acompañan de emisiones de rayos gamma. Estas emisiones son medidas de acuerdo al nivel de energía de los núcleos mediante una unidad combinada o híbrida conocida como electrón-Volt (eV). El electrón-Volt es igual a la energía requerida para mover una carga electrónica que cruza una diferencia de potencial de 1V. Debido a que la carga electrónica es  $1.60219 \times 10^{-19}\text{C}$ , 1eV es igual a  $1.60219 \times 10^{-19}\text{J}$ . Para un mejor manejo de las unidades se crearon a su vez las equivalencias en kiloelectrón-Volt (keV) y en milielectrón-Volt (MeV) (Bassiouni, 1994).

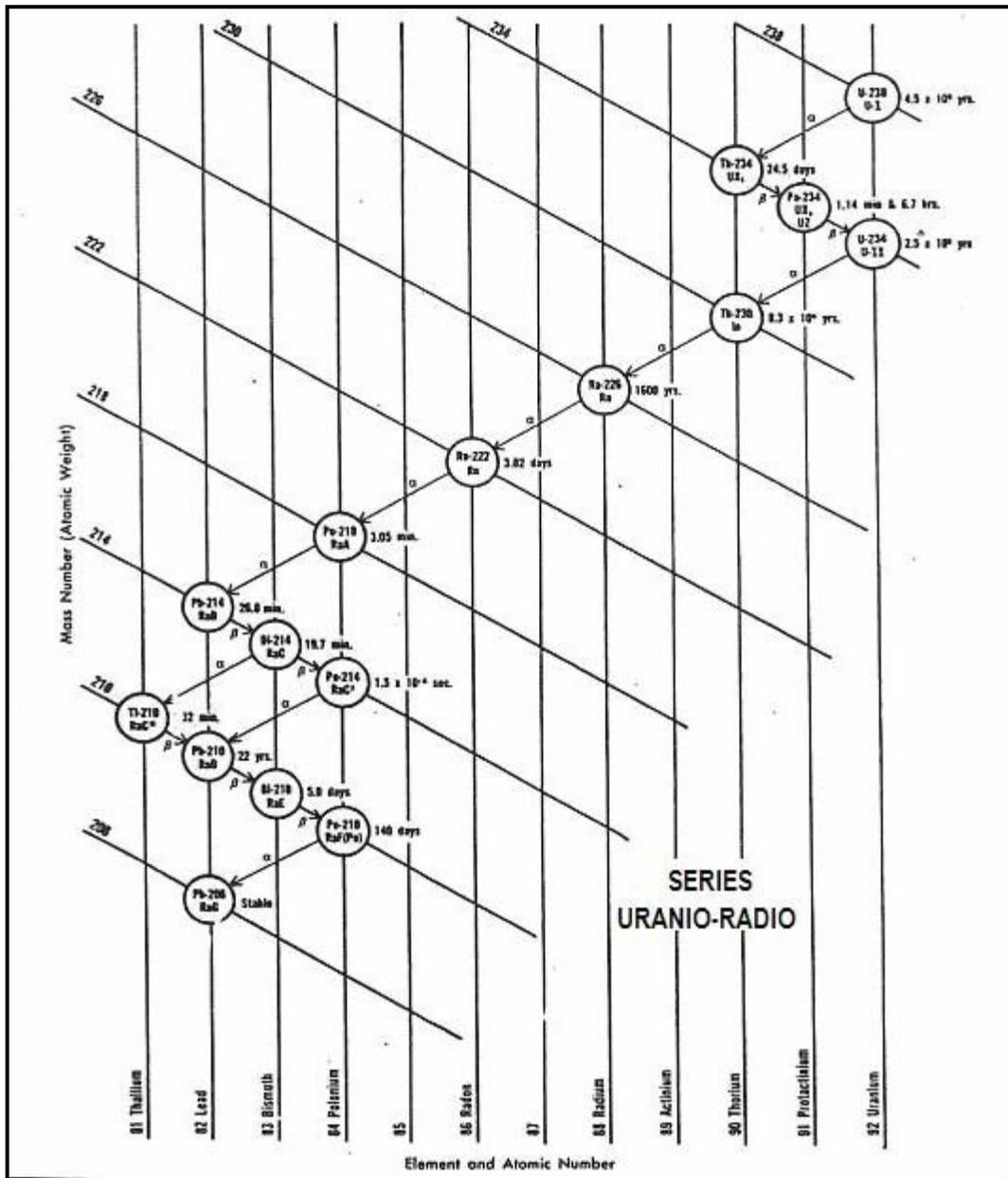


Figura 2.4. Transiciones en las series Uranio/Radio en una gráfica Z/A (Bassiouni, 1994).

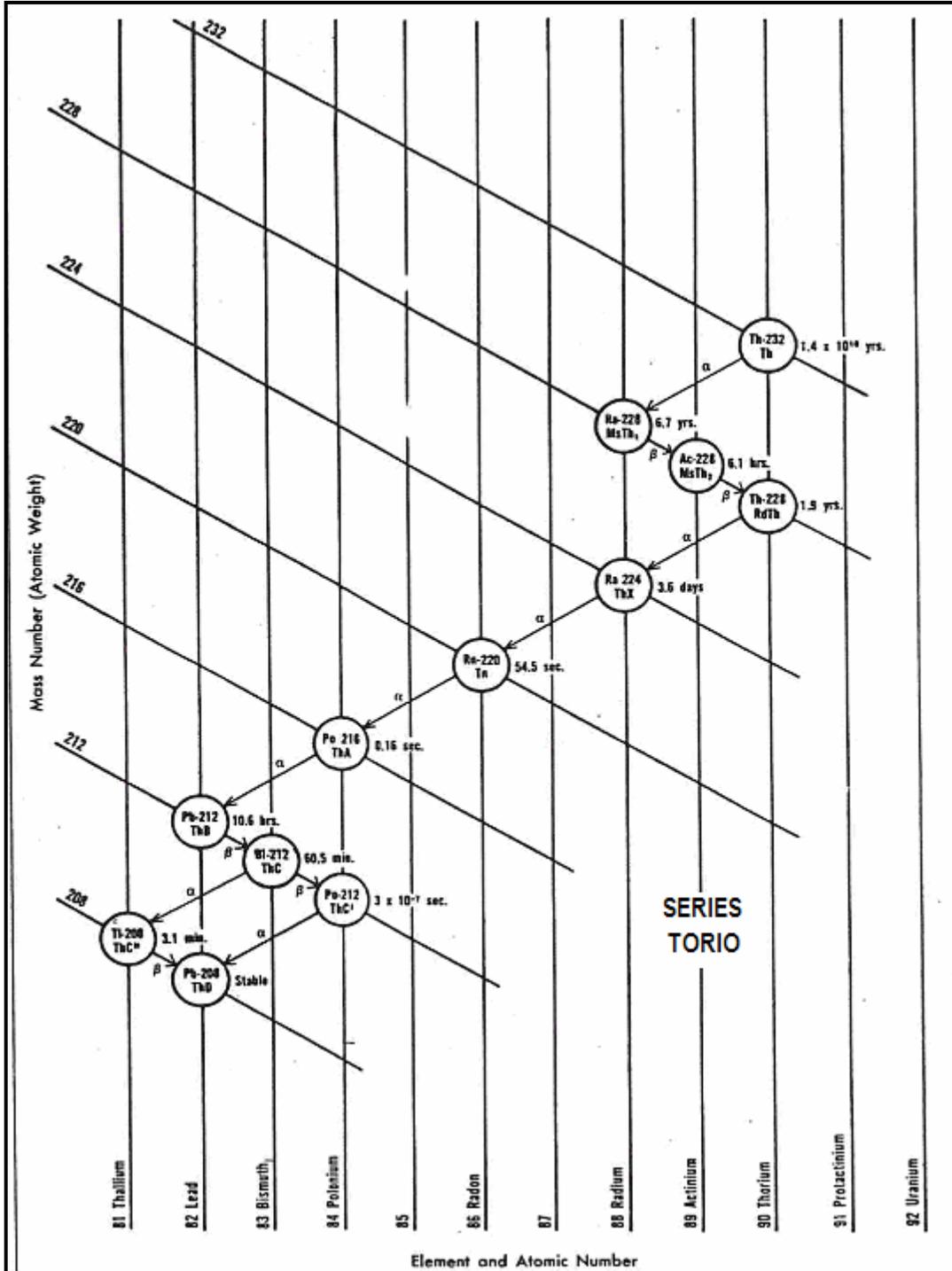


Figura 2.5. Transiciones en las series del Torio en una gráfica Z/A (Bassiouni, 1994).

Para el Potasio su nivel de energía es igual a 1.46MeV, y debido a que como las series del Torio y del Uranio son una mezcla de elementos inestables que generan cada uno una serie de emisiones radioactivas que envuelven a la radiación gamma, producen un espectro de energías del rango de 0 a 3MeV, como se observa en la figura 2.6.

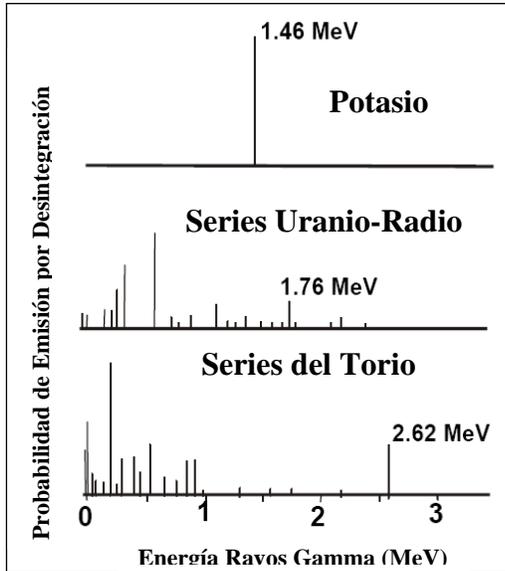


Figura 2.6. Espectro de energía de la emisión de rayos gamma (Glover, 2000).

Las tres fuentes de rayos gamma también producen diferentes intensidades de radiación por gramo por segundo. Las series U-Ra producen 26000 fotones por gramo por segundo, las series Th producen 12000 fotones/g/s, y la serie K-40 produce 3 fotones/g/s. A pesar de que aparentemente el Potasio produce radiación de baja intensidad es mucho más abundante que los isótopos de las otras dos series lo cual provoca que su contribución radioactiva en una formación sea muy significativa. Es muy común en arcillas y algunas rocas evaporitas (Glover, 2000).

Los elementos radioactivos tienden a concentrarse en las lutitas y en otros sedimentos finos; en promedio las lutitas contienen el 3% del Potasio, 6ppm de Uranio y 20ppm (partes por millón) del Torio, por lo que se designa al Potasio como el mayor contribuyente de radioactividad en las lutitas. Esto es debido a que derivan fundamentalmente de rocas ígneas las cuales tienen una cantidad importante de isótopos emisores de rayos gamma, ya que están compuestas de cuarzo, feldespatos y micas, estos dos últimos componentes contienen una cantidad significativa de Potasio y ocasionalmente también de los isótopos de las series de Uranio-radio y de Torio. Los feldespatos y las micas posteriormente se transforman en minerales arcillosos los cuales abren una ventana que facilita la inclusión de muchos radio-isótopos. Estas arcillas finalmente son los principales componentes de las lutitas (Bassiouni, 1994; Glover, 2000).

Las areniscas libres de lutitas y los carbonatos contienen pequeñas cantidades de minerales radioactivos debido a que generalmente el ambiente químico que prevaleció durante su depositación no favorecía para la acumulación de tales minerales. En consecuencia, las areniscas presentan un promedio de 1% de Potasio, 6ppm de Uranio y 20ppm de Torio; mientras que los carbonatos presentan 0.3% de Potasio, 2ppm de Uranio y 2ppm de Torio (Bassiouni, 1994).

En la tabla 2.3 se muestran los valores de radiación Gamma (API) de algunos minerales y litologías más comunes resaltando de manera particular que las lutitas y algunas evaporitas presentan los valores de rayos gamma más elevados, mientras que las areniscas y las calizas presentan los valores más bajos. Por su parte, en la figura 2.7 se muestran los rangos de valores de rayos gamma generados por las litologías más comunes, aquí la particularidad radica en los altos valores de las camas de potasa, ya que contienen altas cantidades de Potasio-40, y los valores altos de las lutitas orgánicas debido a que presentan un aumento en contenido de Uranio asociado con su naturaleza orgánica (Glover, 2000).

MINERAL O LITOLOGÍA	COMPOSICIÓN	RADIACIÓN GAMMA (API)
<b>Mineral Puro</b>		
Calcita	CaCO <sub>3</sub>	0
Dolomita	CaMg(CO <sub>3</sub> ) <sub>2</sub>	0
Cuarzo	SiO <sub>2</sub>	0
<b>Litología</b>		
Caliza	-	5-10
Dolomía	-	10-20
Arenisca	-	10-30
Lutita	-	80-140
<b>Evaporitas</b>		
Halita	NaCl	0
Anhidrita	CaSO <sub>4</sub>	0
Yeso	CaSO <sub>4</sub> (H <sub>2</sub> O) <sub>2</sub>	0
Silvita	KCl	500
Carnalita	KCMgCl <sub>2</sub> (H <sub>2</sub> O) <sub>6</sub>	220
Langbinita	K <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> (MgSO <sub>4</sub> ) <sub>2</sub>	290
Polihalita	K <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> MgSO <sub>4</sub> (CaSO <sub>4</sub> ) <sub>2</sub> (H <sub>2</sub> O) <sub>2</sub>	200
Cainita	MgSO <sub>4</sub> KCl(H <sub>2</sub> O) <sub>3</sub>	245
<b>Otros</b>		
Sulfuros	S	0
Lignita	CH <sub>0.849</sub> N <sub>0.015</sub> O <sub>0.221</sub>	0
Antracita	CH <sub>0.358</sub> N <sub>0.009</sub> O <sub>0.022</sub>	0
Micas	-	200-350

Tabla 2.3. Radiación gamma de minerales más comunes y algunas litologías (Modificado de Glover, 2000).

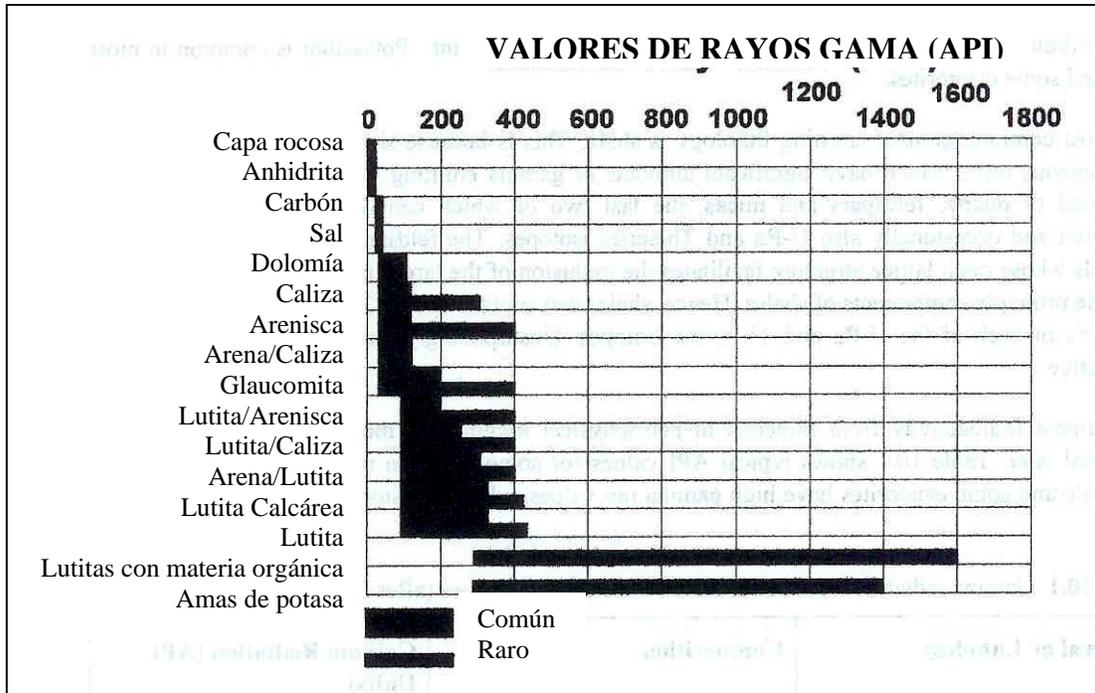


Figura 2.7. Valores de Rayos Gamma de litologías comunes (Glover, 2000).

### 2.5.1 Dispersión y atenuación de Rayos Gamma

A partir de que los rayos gamma han sido emitidos, ellos viajan a través de los materiales, ya sean formaciones, fluidos, enjarres y filtrados de lodo, e interactúan con ellos y se presentan tres procesos y cada uno de ellos es aplicable a los rayos gamma con un rango de energía determinado.

- Rayos gamma con energía  $>3$  MeV. Estos rayos interactúan con los núcleos de los materiales en que están viajando y son convertidos en un electrón y en un positrón durante el proceso (llamado *producción par*). La eficiencia del proceso es baja por lo que los rayos gamma pueden ser medidos por un solo sensor, y ellos contribuyen únicamente a una pequeña cantidad del total de la señal emitida.
- Rayos gamma con energía de 0.5 a 3 MeV. Estos rayos gamma sufren una dispersión donde interactúan con los electrones de los átomos a través de los cuales están pasando, expulsando a los electrones de los átomos y perdiendo energía en el proceso (llamado dispersión Compton). Un rayo gamma en este rango puede experimentar varias colisiones reduciendo su energía de su valor inicial a un nivel de energía menor que 0.5 MeV.

- Rayos gamma con energía <0.5 MeV. Estos colisionan con electrones de los átomos a través de los cuales están pasando y son absorbidos. La energía de los rayos gamma utiliza para elevar al electrón a un nivel de energía mayor o para expulsarlo del átomo. Este proceso es llamado *absorción foto-eléctrica* y es importante en herramientas de lito-densidad.

En conclusión, los rayos gamma comienzan con un nivel de energía determinado y lo van perdiendo por medio de una producción par o experimentando una dispersión de su energía la cual es lo suficientemente baja para ellos y finalmente es absorbida por un proceso de absorción foto-eléctrica.

El número de colisiones ocasiona la reducción de la energía de los rayos gamma, y el número de rayos gamma absorbidos está directamente relacionado con el número de electrones de los materiales a través de los cuales los rayos gamma van pasando. Altas velocidades de conteo son observadas para materiales con bajas densidades de electrones, mientras que bajas velocidades de conteo para altas densidades de electrones. La densidad de electrón está relacionada al número atómico y a la densidad volumétrica del material.

En la figura 2.8 se muestran esquemáticamente los procesos de dispersión y absorción que sufren los rayos gamma (Glover, 2000).

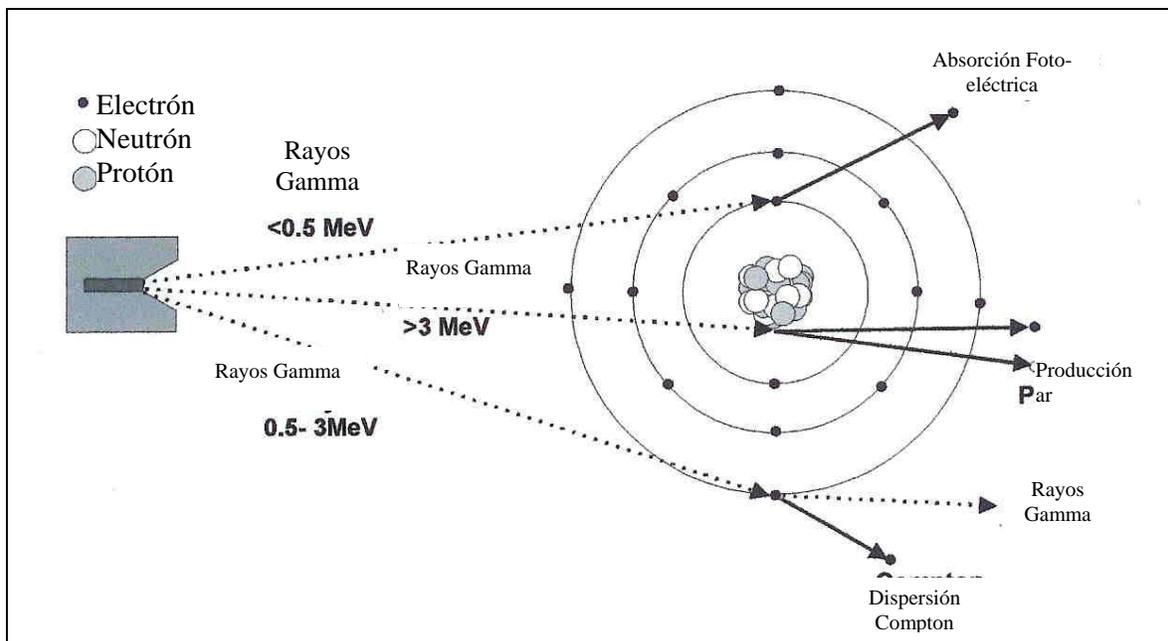


Figura 2.8. Procesos de dispersión y absorción de los rayos gamma (Glover, 2000).

# III

## ANTECEDENTES DEL REGISTRO DE ESPECTROSCOPIA DE CAPTURA DE ELEMENTOS (ECS)

### 3.1 REGISTRO DE RAYOS GAMMA NATURALES (GR)

El registro de rayos gamma corresponde con una grabación continua de la intensidad de las radiaciones gamma naturales que emanan de las formaciones geológicas que son penetradas por los pozos a profundidad. Todas las rocas contienen algún tipo de radioactividad producto de la desintegración natural de las pequeñas cantidades de elementos radioactivos que contienen. La fuente más abundante de radioactividad natural en las rocas es la del isótopo radioactivo del Potasio,  $K^{40}$  y los elementos radioactivos de las series del Uranio y del Torio. Por su parte, el material radioactivo es generalmente originado en las rocas ígneas durante su formación, y posteriormente es distribuido, de manera desigual, en las formaciones sedimentarias durante la erosión, el transporte y la depositación. Las lutitas normalmente contienen mayor cantidad de material radioactivo que las arenas, areniscas y carbonatos (Bassiouni, 1994 y Gómez, 1975).

En la tabla 3.1 se muestra un promedio de la radioactividad gamma de algunas rocas sedimentarias, así mismo en la figura 3.1 se muestran los grados relativos de radioactividad de las rocas sedimentarias más comunes.

Tipo de Litología	Promedio de Radioactividad en equivalencia de Radio por gramo x $10^{-12}$
Lutita negra y gris oscura	26.1
Lutita	20.3
Lutita arenosa	11.0
Limolita	10.3
Lutita calcárea	8.5
Granito mojado	6.9
Arena	4.1
Caliza	3.8
Dolomía	3.1

Tabla 3.1. Promedio de radioactividad gamma de algunas rocas sedimentarias (Modificado de Bassiouni, 1994).

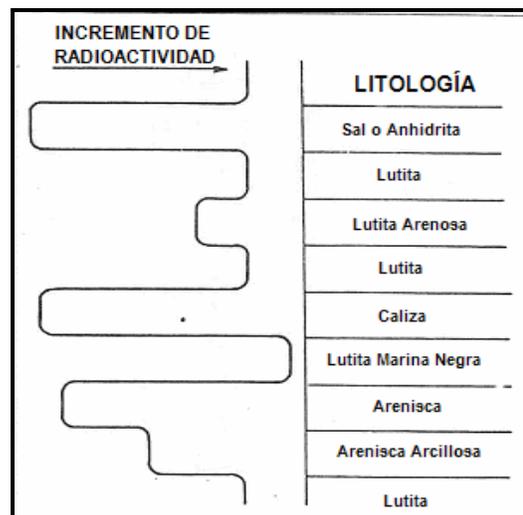


Figura 3.1. Grados de radioactividad en rocas sedimentarias (Bassiouni, 1994).

La radioactividad natural está en función del tipo de formación geológica, su edad y el proceso de depositación de los sedimentos. De manera general, las areniscas, calizas y dolomías presentan muy bajo contenido radioactivo, mientras que las lutitas negras y las lutitas formadas en ambientes marinos profundos presentan niveles de radioactividad bastante grandes. A pesar de que la radioactividad no se le puede considerar que esté directamente relacionada a la litología, puede utilizarse para distinguir entre formaciones que no contienen arcillas y formaciones de lutitas, así como para estimar su contenido (Bassiouni, 1994).

### 3.1.1 Principio de medición

Una vez que los rayos gamma son emitidos por algún isótopo en la formación geológica, su energía es reducida progresivamente como resultado de las colisiones con otros átomos en la roca, este fenómeno es conocido como *Dispersión de Compton*, el cual ocurre hasta que la energía del rayo gamma la absorbe completamente la formación, y que es cuando ocurre el efecto fotoeléctrico. Entonces, la intensidad de los rayos gamma es tal que las mediciones del registro se convierten en una función de la intensidad inicial de emisión del rayo gamma y de la cantidad de dispersión Compton que aquellos encuentran, la cual está relacionada a la distancia entre la emisión gamma y el detector y la densidad del material que está interviniendo en la dispersión (Glover, 2000).

De esta manera, dos formaciones geológicas que tienen la misma cantidad de material radioactivo por unidad de volumen, pero con diferentes densidades, mostrará diferentes niveles de radioactividad; las formaciones menos densas aparentarán ser un poco más radioactivas.

La unidad de energía de los rayos gamma que generalmente se utiliza es el electrón-Volt (eV), que se define como la energía impartida a un electrón cuando es propulsado por una diferencia de potencial de un Volt. Usualmente, la energía de los rayos gamma está dentro del rango de  $10^5$  a  $10^6$  electrón-Volt.

### 3.1.2 Equipo

Existen cuatro tipos diferentes de detectores, la cámara de ionización, el contador proporcional, el contador Geiger-Mueller y el contador de centelleo, se utilizan en los registros radioactivos de los cuales el contador proporcional se ocupa en los registros de neutrón. Los otros tres se utilizan tanto en registro de rayos gamma como de neutrón. Por otra parte, el concepto de la cámara de ionización, del contador proporcional y del contador Geiger-Mueller se basan en la habilidad que

tienen los rayos gamma de causar cierta ionización en el medio que atraviesan, tal como ocurre con el gas. Así mismo, el concepto del detector de centelleo se basa en la habilidad que tienen los rayos gamma de producir delgados ases de luz en ciertos cristales cuando aquellos van decayendo (Bassiouni, 1994).

### **3.1.2.1 Cámara de Ionización**

Consiste esencialmente de un cilindro metálico que contiene un gas inerte a alta presión, dentro del cual y a través de toda su longitud va una varilla, también metálica, pero aislada del cilindro en sus extremos. En la varilla se mantiene constante un potencial eléctrico de 100 Volts positivo con respecto al cilindro (Figura 3.2); cuando los rayos gamma entran a la cámara inciden en los átomos del material del tubo o con el gas que se encuentra en las paredes del mismo, dando lugar a la liberación de electrones rápidos los cuales a su vez, se mueven a través del gas y experimentan un determinado número de colisiones con los átomos del gas, volviéndose cada vez más lentos; cuando esto ocurre también se van liberando otros electrones y a este proceso es al que se le conoce como *ionización*. En virtud de su carga negativa estos electrones fluyen hacia el polo positivo del circuito que es la varilla central en forma de corriente eléctrica, una vez que se acumulan suficientes electrones para producir una carga o pulso. La corriente que se genera es muy pequeña por lo que es necesario amplificarla para que su señal se envíe hasta la superficie y se detecte.

Este detector sin embargo, a pesar de ser eficiente, tiene el inconveniente de que el tamaño de los pulsos que origina resulta ser muy pequeño y por consiguiente son difíciles de detectar y amplificar de forma confiable lo que ha llevado a la discontinuación del instrumento (Gómez, 1975).

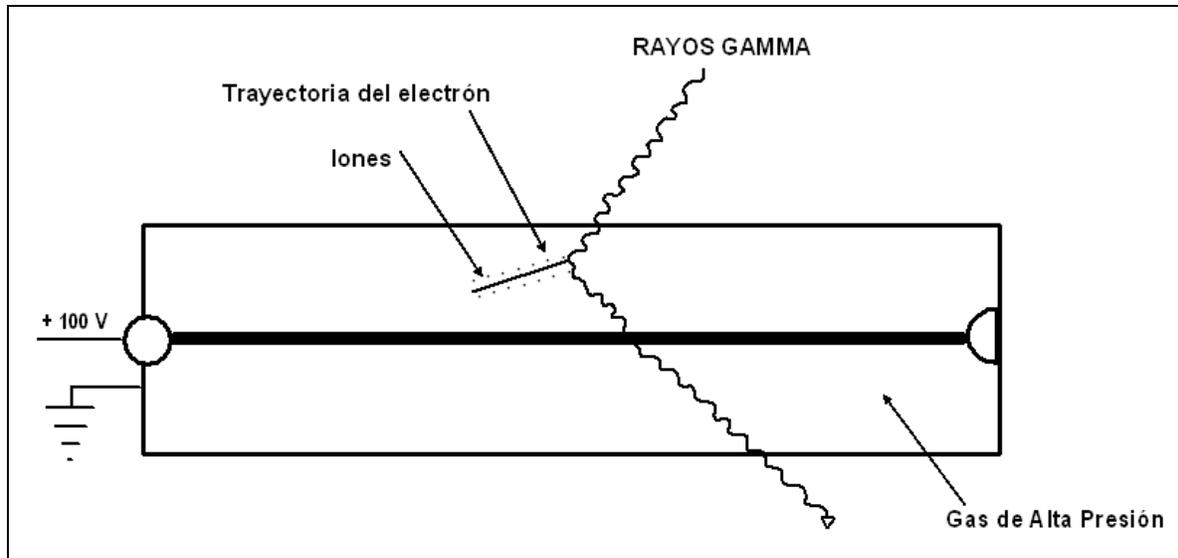


Figura 3.2. Esquema de una cámara de ionización (Gómez, 1975).

### 3.1.2.2 Contador de Geiger-Mueller

Este contador es una cámara de ionización pero con un voltaje más elevado en el o los electrodos centrales, del orden de 600 a 1000 Volts, y el gas se encuentra a baja presión. El electrodo central es un alambre muy delgado de manera que el potencial en su vecindad es muy grande. Aquí la ionización ocurre de la misma manera que en la cámara, pero la diferencia radica en que, en este contador los electrones liberados por los rayos gamma se propulsan por el intenso campo eléctrico rápidamente hacia el electrodo central y en su viaje alcanzan niveles de energía que a su vez liberan más electrones provenientes de los átomos del gas con los cuales colisionan, lo que provoca que un gran número de electrones se abalancen sobre el electrodo central lo que provoca la multiplicación de la ionización, produciéndose un pulso bastante grande en la terminal del contador (Figura 3.3). La principal ventaja de este contador es que produce pulsos bastante grandes que se detectan fácilmente y se transmiten. Mientras que sus desventajas principales radican en que son difíciles de construir, requieren buen control de voltaje y debido a su poco espesor, el electrodo central se ve afectado por las vibraciones mecánicas (Gómez, 1975).

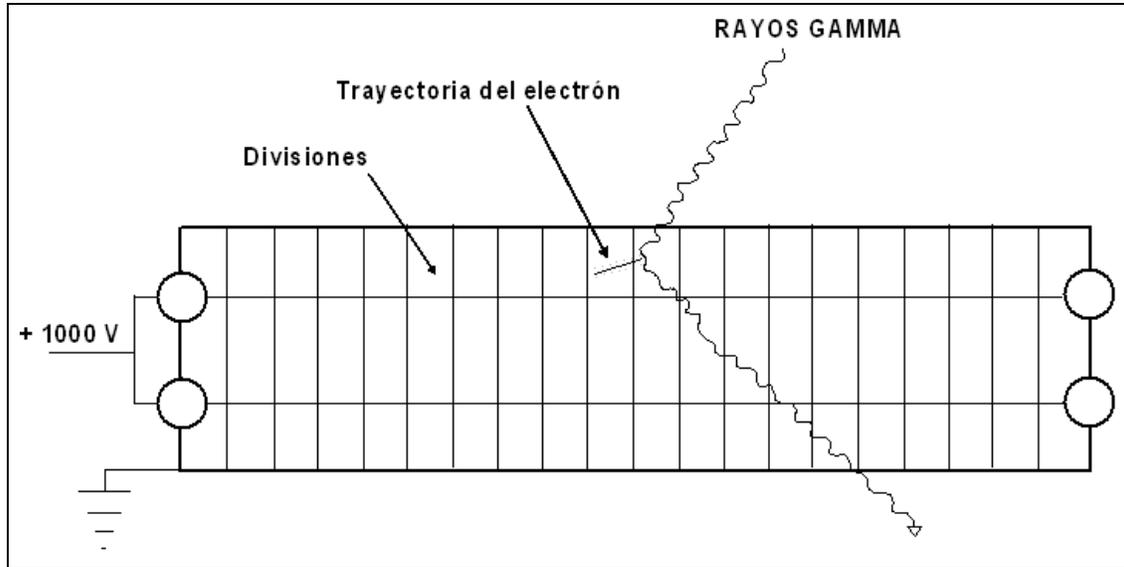


Figura 3.3. Esquema de un contador Geiger-Mueller. (Gómez, 1975)

### 3.1.2.3 Contador de Centelleo

Consta de tres partes principales: un cristal fluorescente, el fotomultiplicador y el discriminador (Figura 3.4). El cristal es de yoduro de sodio activado con una pequeña cantidad de yoduro de talio.

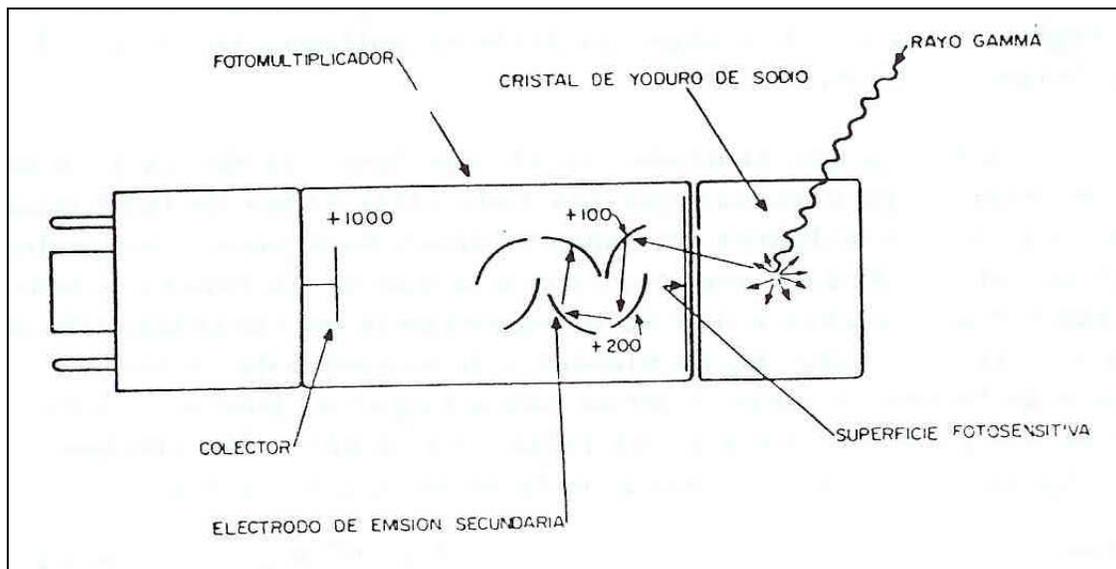


Figura 3.4. Esquema de un contador de centelleo. (Gómez, 1975)

Cuando un rayo gamma incide sobre la superficie del cristal, interactúa con los electrones del cristal y produce un pequeño as de luz cuya intensidad será más fuerte mientras mayor sea la intensidad de

los rayos gamma. La luz que se emite choca con la superficie del fotomultiplicador, que es sensible a la luz, y el cual a su vez, emite electrones de manera proporcional a la intensidad de la luz recibida; estos electrones son atraídos por el primer ánodo con el cual chocan y que tiene la propiedad de emitir tres o más electrones por cada uno que recibe. Estos electrones secundarios son acelerados hacia otro ánodo próximo el cual posee un potencial más elevado, multiplicándose allí por otro factor de aproximadamente tres. Este proceso de multiplicación continúa varias veces más hasta lograr una multiplicación interna del orden de un millón. Finalmente, la corriente de salida del multiplicador, es decir, el pulso es todavía amplificado; de esta manera la intensidad del pulso generado será proporcional a la intensidad de la luz inicial, y este a su vez lo será a la intensidad de los rayos gamma incidentes. La función del discriminador es la de eliminar los pequeños pulsos indeseables provocados por colisiones ajenas de electrones causados por elevación en la temperatura.

La principal ventaja del contador de centelleo es su alta eficiencia con respecto a los otros instrumentos (de 50% a 80%), de manera que es posible utilizar contadores de poca longitud lo que significa obtener un registro con mayor detalle. La principal desventaja que tiene es que es muy sensible a los cambios de temperatura de manera que existe la necesidad de aislarlo del calor o algunas veces hasta refrigerarlo (Gómez, 1975). Su eficiencia lo ha llevado a que sea el instrumento por excelencia en la toma de registros de rayos gamma naturales.

La respuesta del registro de rayos gamma naturales después de haber sido corregida apropiadamente, es proporcional a la concentración del material radioactivo en la formación, y puede representarse con la siguiente ecuación (Schlumberger, 1989):

$$GR = \frac{\sum \rho_i V_i A_i}{\rho_b} \quad (3.1)$$

Donde:

$\rho_i$  son las densidades de los materiales radioactivos

$V_i$  son los volúmenes de los minerales

$A_i$  son los factores de proporcionalidad correspondientes a la radioactividad del mineral

$\rho_b$  es la densidad volumétrica de la formación.

### 3.1.3 Calibración

Convencionalmente, el registro de rayos gamma se registra en unidades API de rayos gamma, la cual se define empíricamente por la calibración a un pozo de referencia en la Universidad de Houston. Este pozo de referencia es artificial y está compuesto de grandes bloques de roca de radioactividad conocida en un rango de muy baja radioactividad a muy alta radioactividad. En la figura 3.5 se observa un esquema del pozo de calibración, el cual consta de 3 zonas de concreto separadas entre sí, y de 1.22 m de diámetro (4pies) y 2.44 m de longitud (8pies) cada una. La formación intermedia es la zona radioactiva principal y contiene cerca de 12ppm de Uranio, 24ppm de Torio y 4% de Potasio, aproximadamente; las zonas superior e inferior son las formaciones de baja radioactividad. Finalmente toda la columna de concreto está atravesada por una tubería de revestimiento de 14 cm de diámetro (5 ½”) y se extiende hasta 4.57 m (15’) por debajo del nivel del concreto (Glover, 2000; Gómez, 1975 y Bassiouni, 1994).

Por otro lado, el registro de rayos gamma generalmente es grabado en el primer carril izquierdo junto con el caliper como se observa en la figura 3.6, y donde las escalas en unidades API a pesar de tener un rango de 0 a 200, es más común verla de 0 a 100 o de 0 a 150 unidades API en la presentación final de los registros.

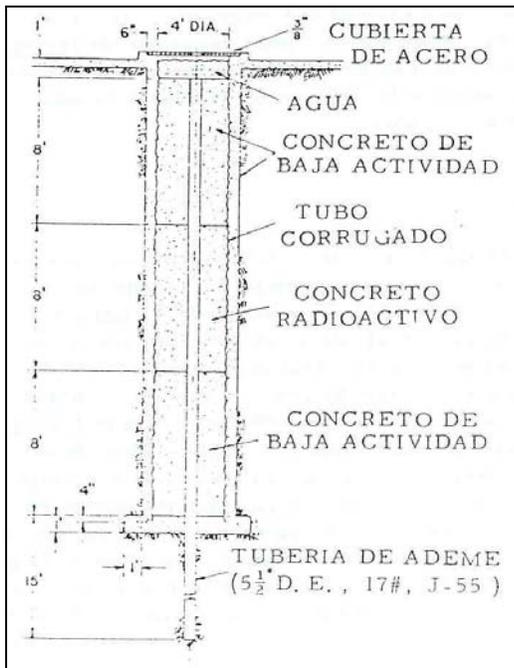


Figura 3.5. Pozo artificial de calibración (Gómez, 1975).

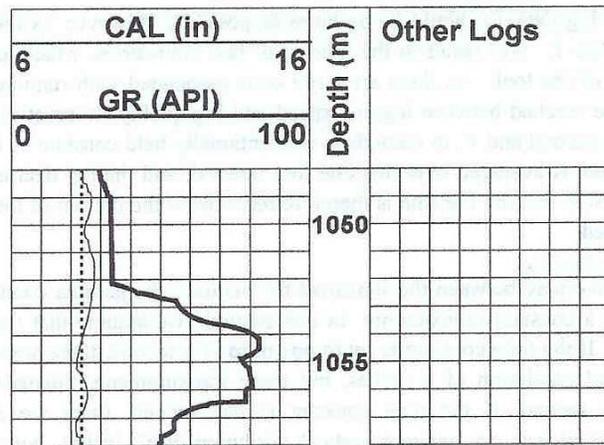


Figura 3.6. Presentación del Registro de Rayos Gamma (Glover, 2000).

### **3.1.4 Profundidad de investigación**

Los rayos gamma son atenuados, como se vió anteriormente, por la dispersión de Compton por todos los materiales entre el átomo que emite el rayo gamma y el detector, el cual incluye a la roca misma y al lodo de perforación. Los grados de atenuación dependen sobre todo de la densidad de los átomos en el material y esto está relacionado a la densidad total del material que atraviesan. Por lo anterior es que existe un máximo en la profundidad de investigación la cual depende directamente de estos factores así como de la densidad del lodo.

Para valores promedio de densidad tanto del lodo de perforación como de la formación, es posible asegurar que aproximadamente el 50% de la señal del rayo gamma penetra unos 18cm (7'') en la pared del agujero, incrementándose al 75% o sea una penetración de 30cm (1pie). Por lo tanto, la profundidad de investigación, si se define un 75% de la señal, es de 30cm; sin embargo esto irá decreciendo conforme la densidad de las formaciones vaya aumentando aún cuando tengan la misma radioactividad e incrementándose cuando ocurra lo contrario (Glover, 2000).

#### **3.1.4.1 Resolución vertical**

Existen tres factores determinantes en la resolución vertical del registro:

- El tamaño del detector, el cual es pequeño (5-10cm de diámetro)
- El efecto de la constante de tiempo. Para registros convencionales, con el producto de la velocidad de registro y la constante de tiempo, la contribución en la resolución vertical es lo que provoca que sea de 1pie.
- La zona hemisférica de sensibilidad del sensor. Como el sensor es sensible a los rayos gamma, su profundidad de investigación es de alrededor de los 30cm (1pie) para formaciones con densidad promedio, y se puede observar que la degradación en la resolución vertical de su fuente será de alrededor de 2pies.

La resolución vertical de la herramienta está justo por encima de los 3 pies, más o menos 90cm (Glover, 2000).

### **3.1.5 Factores que afectan al registro**

Como pudimos apreciar el detector es muy sensible al momento de realizar sus mediciones, por lo mismo depende de varios factores y condiciones para realizar un buen trabajo. Estos factores pueden ser el espesor de la capa que se registra, el diámetro del agujero, la densidad del lodo,

espesor de las tuberías si están presentes, el espesor del cemento detrás de la tubería de revestimiento, entre otros. De algunos de ellos ya se mencionó la manera en cómo afectan al registro en su resolución vertical y su profundidad de investigación, ahora veremos como afecta de manera más directa la calidad de agujero.

### 3.1.5.1 Calidad del agujero

El registro de rayos gamma generalmente se corre centrado en el agujero, por lo que si el agujero presenta cavidades, el registro se afecta de manera negativa ya que, en los intervalos donde se presenten estos huecos habrá mayor cantidad de lodo de perforación entre la formación y el detector de rayos gamma, lo que los atenuaría y provocaría que el registro esté sobre estimado como se muestra en la figura 3.7. En la misma figura también podemos apreciar los grados en que llega a afectar la presencia de cavidades a la hora de la adquisición del registro.

Las correcciones de la sobreestimación del registro se llevan acabo utilizando cartas de corrección, las cuales son específicas para cada tipo de herramienta y para un determinado fluido de perforación así como para la geometría de la misma herramienta, como lo podemos ver en la figura 3.8; en ella observamos también que la herramienta puede correrse encentrada del agujero y presentarse correcciones mucho más pequeñas ya que el lodo de perforación afecta menos a la señal de los rayos gamma y por ende a su atenuación (Glover, 2000).

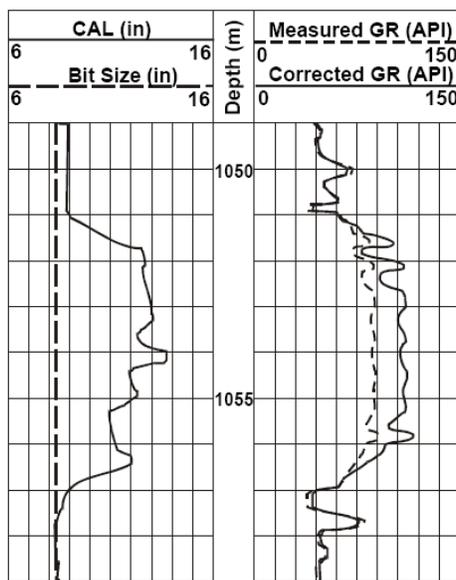


Figura 3.7. Efecto en el registro por cavidades (Glover, 2000).

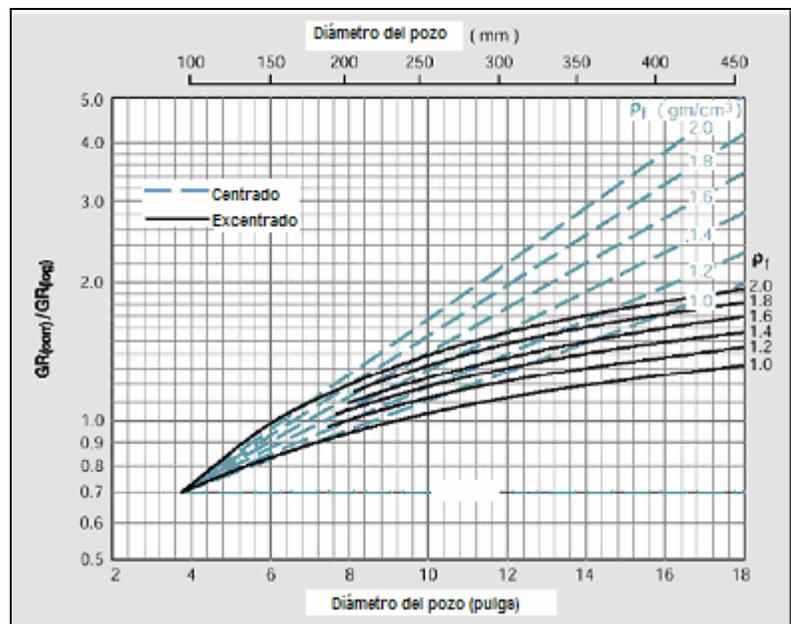


Figura 3.8. Carta de corrección para una herramienta de 3.75'' en un agujero de 8'' con un lodo de perforación libre de KCl y un peso de lodo como función del diámetro de pozo (Glover, 2000).

### 3.1.6 Aplicaciones

El registro de rayos gamma es muy simple y útil, por lo que se usa en todas las interpretaciones petrofísicas, de tal forma que cada pozo debe tener por lo menos 5 conjuntos independientes de registros de rayos gamma. Las aplicaciones más importantes de los rayos gamma son:

#### 3.1.6.1 Determinación de la litología

El registro de rayos gamma es una excelente herramienta para la identificación de diferentes litologías, y aunque no puede definirla individualmente la información que provee es invaluable cuando se combina con la información de otros registros. De una manera general, en la figura 3.9 se presenta la respuesta del registro ante la presencia de arcilla, limolita y de arenas limpias; en la primera se observa que los valores del registro son los más altos, seguidos de valores intermedios de la limolita y por último los valores más bajos de las arenas limpias. Mientras que en la figura 3.10 se presenta la respuesta del registro a diferentes factores y litologías, como cavidades, presencia de lutitas, lutitas ricas en materia orgánica y en cenizas volcánicas. El registro muestra valores muy altos de rayos gamma, por su parte la halita, anhidrita, carbón, areniscas limpias, dolomitas y calizas presentan los valores más bajos de rayos gamma (Glover, 2000).

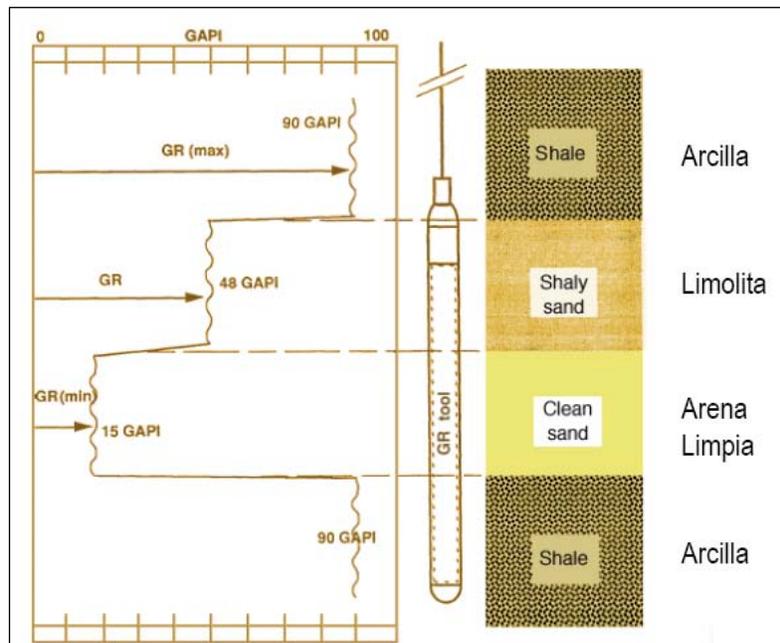


Figura 3.9. Respuestas típicas del registro GR (Saldungaray, 2006).

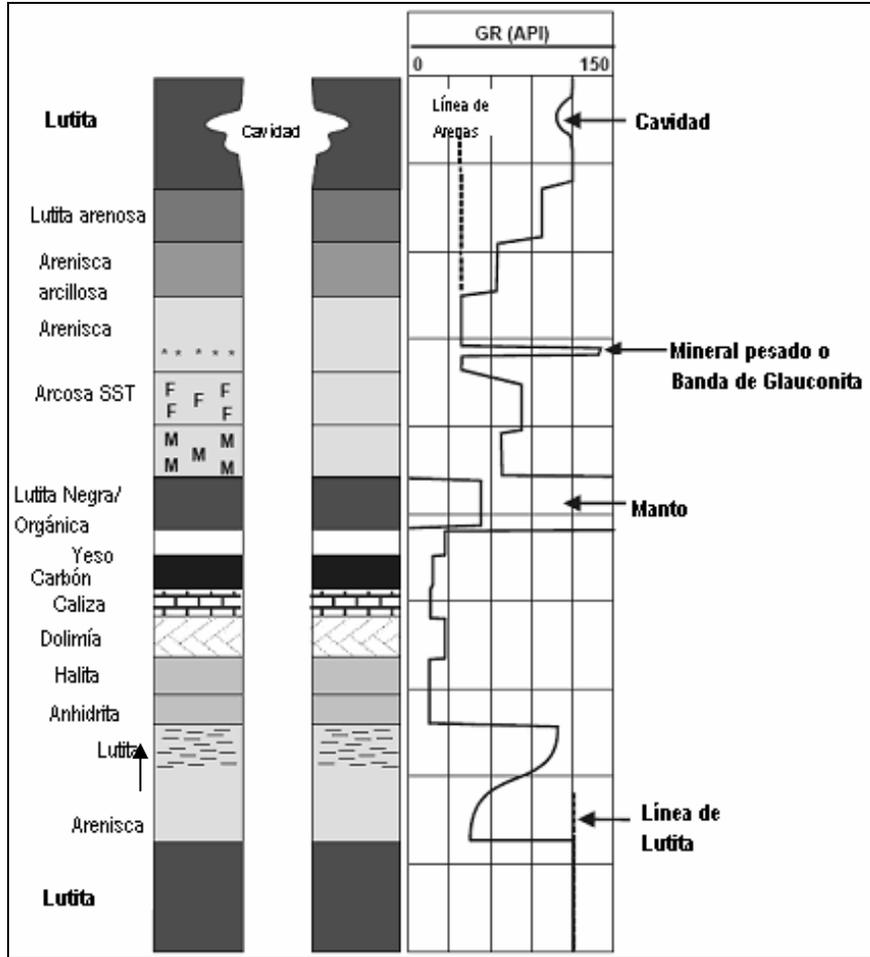


Figura 3.10. Efecto de diferentes litologías en un registro GR (Glover, 2000).

### 3.1.6.2 Determinación del contenido de lutitas

En la mayoría de las trampas petroleras las litologías son simples, comienzan con ciclos de areniscas y lutitas o carbonatos y lutitas, por lo que se toma a las lutitas como la principal litología presente, y sus valores de rayos gamma pueden ser utilizados para calcular el *Volumen de Lutitas*  $V_{sh}$  de una roca; el cual es importante pues ayuda a diferenciar entre una roca almacenadora y una que no lo es.

El volumen de lutitas se calcula primero deduciendo el *Índice Rayos Gamma*  $I_{GR}$  directamente de los datos del registro de rayos gamma a través de la siguiente relación:

$$I_{GR} = \frac{GR_{\log} - GR_{\min}}{GR_{\max} - GR_{\min}} \quad (3.2)$$

donde:

- $I_{GR}$  es el índice rayos gamma
- $GR_{log}$  es la lectura de rayos gamma a la profundidad de interés
- $GR_{min}$  es la lectura de rayos gamma mínima (usualmente este valor mínimo corresponde a una formación de areniscas o carbonatos)
- $GR_{máx}$  es la lectura de rayos gamma máxima (usualmente este valor máximo corresponde con una formación de lutitas o arcillas)

Algunas veces se asume que  $V_{sh}=I_{GR}$ , sin embargo el valor de  $I_{GR}$  debe corregirse con la carta de la figura 3.11. Una vez que el valor del volumen de lutitas se calcula, el pozo se divide en un número determinado de zonas de almacenamiento y de no-almacenamiento. Esta zonificación combinada y comparada con la realizada toma en cuenta valores de porosidad, permeabilidad y saturación de hidrocarburos.

Finalmente, este registro puede utilizarse también para reconocer depósitos de minerales radioactivos y no radioactivos, por las formas y los valores que pudiera arrojar el registro (Glover, 2000).

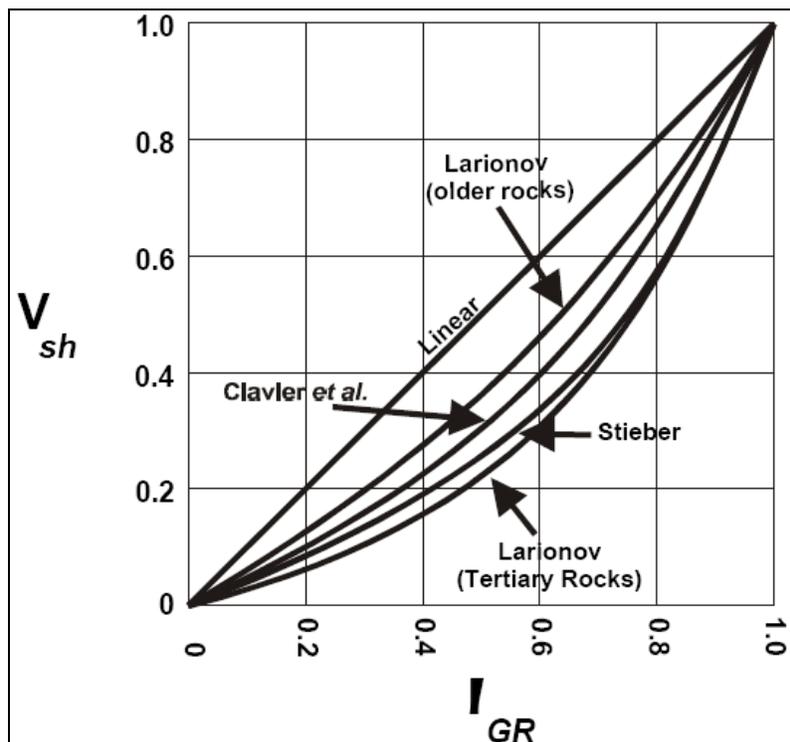


Figura 3.11. Curva para calcular el volumen de lutitas (Glover, 2000).

### 3.2 REGISTRO DE ESPECTROMETRÍA DE RAYOS GAMMA (NGT)

El registro de rayos gamma provee de una medida de radioactividad natural total de una formación geológica, a pesar de su nivel de energía o de su espectro de energía. El registro de rayos gamma espectral, con su herramienta de espectrometría de rayos gamma, también detecta las emisiones de rayos gamma ocurridos naturalmente y define el espectro de energía de las radiaciones. Debido a que el Potasio, el Torio y el Uranio son responsables de dicho espectro, es posible calcular las concentraciones respectivas de cada elemento contenidas en las rocas de las formaciones (Bassiouni, 1994). La figura 3.12 muestra una imagen de la herramienta típica de rayos gamma espectral.

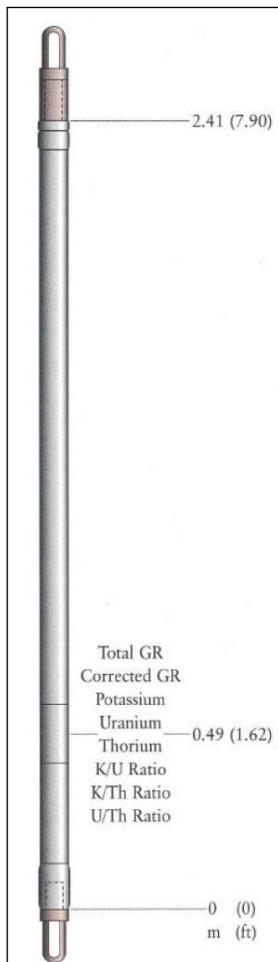


Figura 3.12. Sonda de rayos gamma espectral (Glover, 2000).

De manera general el registro de espectrometría de rayos gamma se utiliza para discriminar las contribuciones provenientes del Torio, Potasio y Uranio; así como para la identificación de formaciones limpias radioactivas. También se utiliza en la caracterización del tipo de arcillas y para el análisis de litologías complejas (Saldungaray, 2006).

#### 3.2.1 Principio de medición

La amplitud de la señal de salida del sensor de rayos gamma es proporcional a la energía del rayo gamma incidente, por lo que utilizando esta información es posible medir la proporción de la radiación gamma total proveniente de cada elemento, por ejemplo el Potasio-40, las series Uranio-radio y las series del Torio, para una formación en particular. El espectro obtenido de las mediciones (Figura 3.13) muestra tres picos característicos de las tres principales fuentes de radioactividad natural que son de 1.46, 2.62 y 1.76 MeV para el Potasio, el Torio y el Uranio respectivamente.

Cuando la radiación ha viajado a través de la roca y del fluido de perforación hacia el sensor, la distribución de la energía mostrada en el espectro se suma debido a que la roca contiene diferentes cantidades de cada uno de los radio-isótopos como se muestran en la figura 3.14.

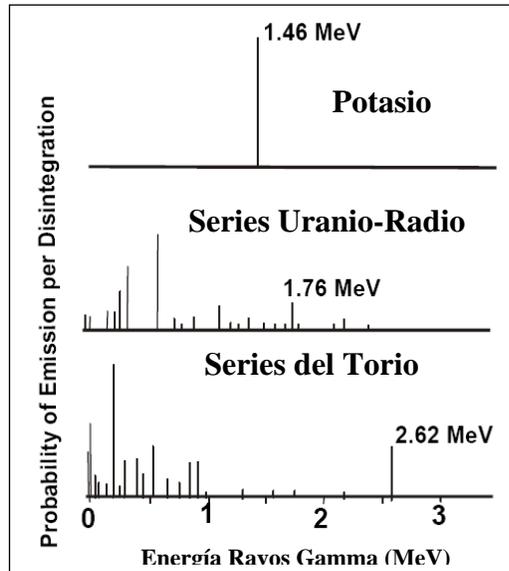


Figura 3.13. Espectro de energía de rayos gamma (Glover, 2000).

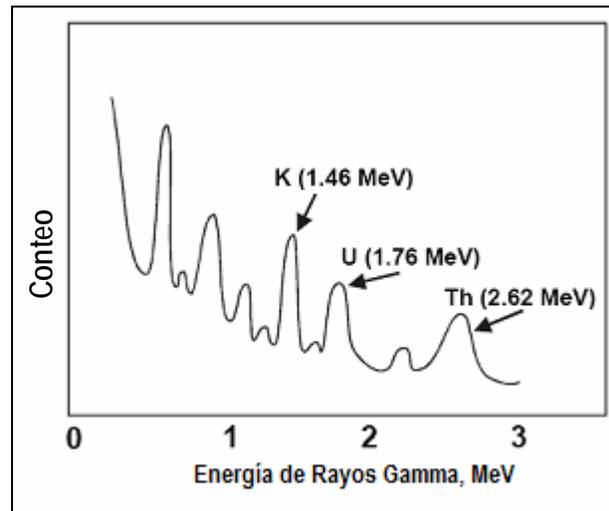


Figura 3.14. Espectro de energía de rayos gamma medido de una formación después de la dispersión de Compton (Glover, 2000).

La herramienta de espectrometría de rayos gamma utiliza el mismo sensor que la herramienta de rayos gamma natural, su señal de salida alimenta a un analizador multicanal que calcula la cantidad de radiación que proviene de las energías asociadas con cada uno de los picos mayores del espectro. Esto es hecho midiendo la velocidad de conteo de los rayos gamma por 3 ventanas de energía centradas alrededor de las energías del Potasio-40, de las series del Uranio-radio y de las series del Torio, las cuales representan la radiación de los rayos gamma de cada una de estas fuentes. La suma de estas energías debe ser la misma que el valor de rayos gamma total medido por la herramienta de rayos gamma natural (Glover, 2000).

### 3.2.2 Calibración

La herramienta de espectrometría de rayos gamma se calibra utilizando cuatro fuentes radioactivas de composición conocida, una de cada una conteniendo únicamente  $K^{40}$ ,  $U^{238}$  y  $Th^{232}$ , y una que contiene una mezcla de todos. Cada una de las fuentes se ubica en seguida del detector y se realiza la medición. La calibración es tal, que la lectura calibrada de la herramienta reporta diferencias exactas en la cantidad de radiación de cada una de las fuentes de radiación y la velocidad de conteo total se calibra en el pozo de calibración de Houston, EUA.

### 3.2.3 Presentación del registro

El formato para presentar los datos de registro es más complejo que para el registro de rayos gamma natural debido a que contiene más información. En la figura 3.15, el carril 1 utiliza para grabar el registro de rayos gamma total, el cual es la suma de todas las contribuciones de radiación; así como el registro de rayos gamma calculado, el cual es la suma de las respuestas del Potasio y del Torio, sin considerar la contribución del Uranio. Los carriles 2 y 3 se utilizan para grabar las abundancias asociadas con la radiación de las contribuciones individuales de cada uno de los elementos, sólo cabe resaltar que el Potasio se presenta en porcentaje, mientras que el Uranio y el Torio en partes por millón (ppm) (Glover, 2000).

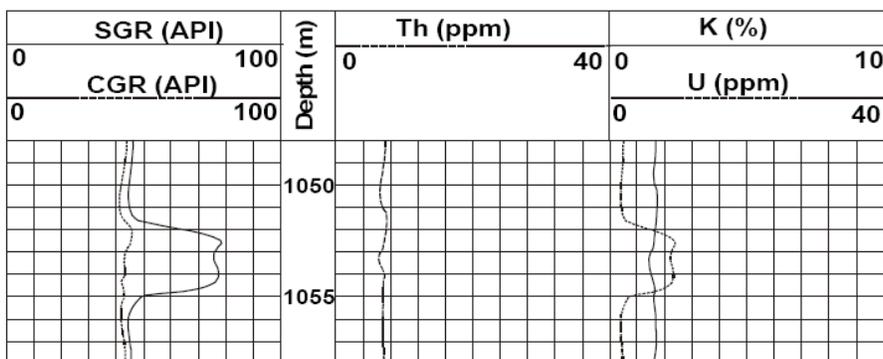


Figura 3.15. Presentación del registro de espectrometría de rayos gamma (Glover, 2000).

### 3.2.4 Profundidad de investigación

La profundidad de investigación está controlada por los mismos principios físicos que controlan al registro de rayos gamma natural, por lo tanto es la misma, alrededor de 30cm (1pie) (Glover, 2000).

#### 3.2.4.1 Resolución vertical

La resolución vertical es mejor que la de la herramienta de rayos gamma natural como consecuencia de la baja velocidad de registro. Las resoluciones son tan bajas, del orden de 30cm (Glover, 2000).

### 3.2.5 Factores que afectan al registro

Al igual que el registro de rayos gamma natural, este registro se ve afectado por factores como la calidad del agujero y el tipo de lodo, por lo que es necesario corregir los datos obtenidos de la misma manera como se realiza para el registro de rayos gamma natural; ya que presentan la misma respuesta y de la misma manera existen cartas de corrección.

### **3.2.6 Aplicaciones**

El registro de espectrometría de rayos gamma tiene varias aplicaciones potenciales en geología y en estudios de ingeniería, ya que la cantidad y los tipos de elementos constituyentes de rocas presentes en una formación geológica son determinados por la manera en que ésta se fue depositando y lo que fue ocurriendo durante su depósito. Las curvas de concentración calculadas muestran una clara correlación con los ambientes de depositación, los procesos diagenéticos, el tipo de arcillas y su volumen (Bassiouni, 1994).

Por otro lado, la concentración promedio del Potasio en la corteza terrestre es de alrededor del 2.6%, mientras la del Uranio y del Torio es de 3 y 12ppm, respectivamente. Debido a que de manera individual en una formación es variable el contenido de elementos radioactivos, las curvas del registro NGS son utilizadas frecuentemente para identificar minerales o tipos de minerales (Schlumberger, 1989).

#### ***3.2.6.1 Determinación de la litología***

##### Discriminación entre areniscas, lutitas y contenido de minerales

Como se observó en el registro anterior, las arenas limpias algunas veces producen lecturas de rayos gamma altas confundiendo así con contenidos de lutitas. Tales areniscas incluyen en su constitución determinado contenido de feldespatos, micas, glauconita y algunos minerales pesados incluyendo cantidades pequeñas de Uranio. La información extra que provee este registro ayuda a reconocer este tipo de situaciones y calcular la cantidad de minerales radioactivos presentes.

Las areniscas radioactivas pueden clasificarse en seis grupos y que pueden ser reconocidos utilizando las figuras 3.16 y 3.17 (Glover, 2000).

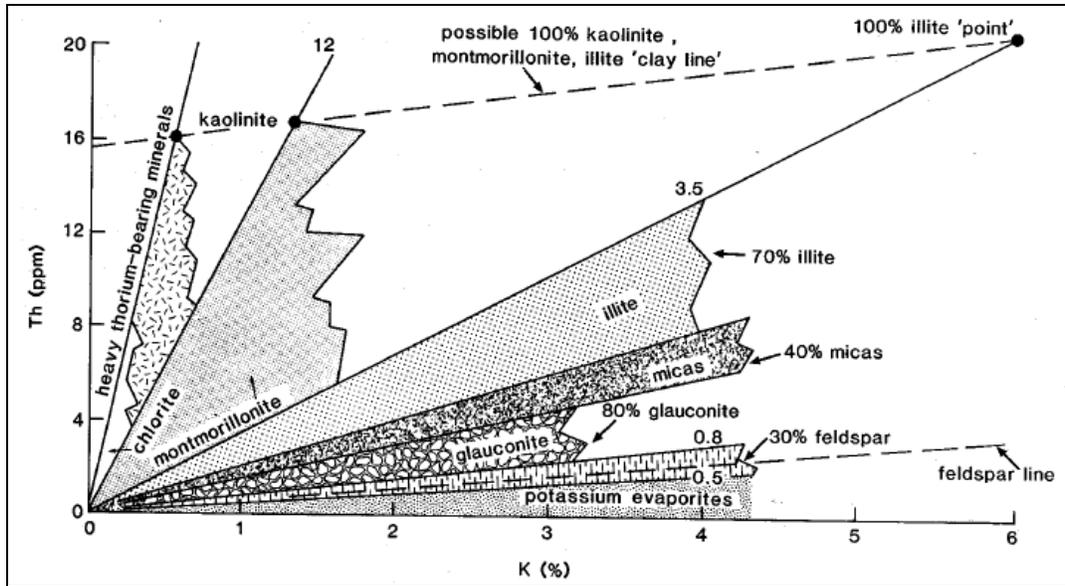


Figura 3.16. Cross-plot de la relación Torio/Potasio para la identificación mineral utilizando datos de rayos gamma espectral (Glover, 2000).

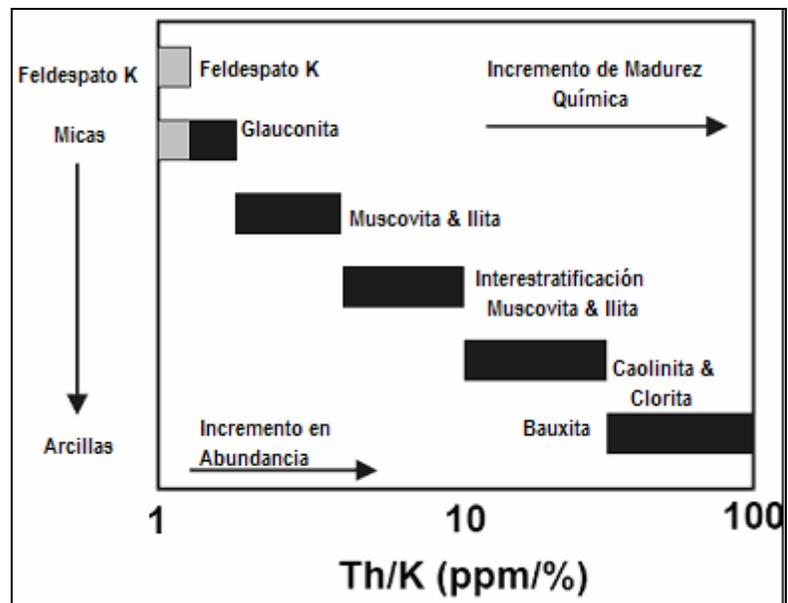


Figura 3.17. Gráfica de la relación Torio/Potasio para la identificación mineral (Glover, 2000).

A continuación se describen algunas características relevantes de los principales tipos de areniscas:

- **Areniscas con arcilla.** Si los minerales arcillosos que están presentes en la roca son conocidos, deben ser identificados con la gráfica de la figura 3.17.

- **Areniscas arcosas.** Estas contienen feldespatos, las cuales presentan un contenido importante de Potasio, pero un bajo contenido de Torio; por lo tanto la relación Th/K deberá de ser baja (<1ppm/%), como se observa en la gráfica de la figura 3.16.
- **Areniscas micaceas.** Estas contienen micas cuya composición de Potasio es menor que la de feldespatos, mientras que su contenido de Torio es alto; por lo que la relación Th/K generalmente está entre 1.5 y 2.5ppm/%.
- **Grauvacas.** Estas contienen ambos, tanto feldespatos como micas y presentan relaciones de Th/K intermedias entre 1 y 2.5ppm/%.
- **Arenas verdes.** Estas contienen glauconita la cual es un grupo mineral de mica compuesto por Hierro, Magnesio y Potasio, y su relación de Th/K está entre 1 y 1.5ppm/%.
- **Areniscas con contenido de minerales pesados.** Los minerales pesados son frecuentemente abundantes en Uranio y Torio o en ambos. Los valores de Uranio y Torio son lo suficientemente elevados que se presentan relaciones de U/K y Th/K si las areniscas también contiene Potasio en la forma de feldespatos, micas o glauconita. Típicamente la relación Th/K tiene valores de alrededor de 25ppm/%, mientras que la relación U/K valores de 20ppm/% (Glover, 2000).

El hecho de que algunas arenas que no contienen arcillas algunas veces son radioactivas, indica que habrá ocasiones cuando el volumen de lutitas calculado del registro (GR) o del (NGT) será erróneo. Sin embargo es posible calcularlo de lecturas individuales tomadas del registro de espectrometría de rayos gamma (K, Th, U) y del registro de rayos gamma calculado (CGR), utilizando las ecuaciones de la 3.3 a la 3.6 (Glover, 2000):

$$V_{sh|CGR} = \frac{CGR - CGR_{\min}}{CGR_{\max} - CGR_{\min}} \quad (3.3)$$

$$V_{sh|K} = \frac{K - K_{\min}}{K_{\max} - K_{\min}} \quad (3.4)$$

$$V_{sh|Th} = \frac{Th - Th_{\min}}{Th_{\max} - Th_{\min}} \quad (3.5)$$

$$V_{sh|U} = \frac{U - U_{\min}}{U_{\max} - U_{\min}} \quad (3.6)$$

Formaciones carbonatadas

En carbonatos puros, el Torio generalmente estará ausente debido a que sus iones son insolubles, mientras que el Potasio será imperceptible, lo que provocará que la formación con estas características presente valores muy bajos en abundancia de Th y K; sin embargo, esta roca puede contener Uranio; este generalmente indica material de origen orgánico. Los iones del Uranio son solubles o insolubles dependiendo de su estado de oxidación, por lo que iones de Uranio altamente oxidados, provenientes de ambientes oxidantes como desiertos, son insolubles. Mientras que iones de Uranio no oxidados provenientes de un ambiente depositacional de sub-superficie es más soluble y por tanto puede estar presente en los carbonatos (Glover, 2000).

Evaporitas

Los valores elevados de rayos gamma total están asociados con lutitas y cierto tipo de evaporitas que contienen Potasio, es posible discriminarlas debido a que contienen una abundancia de Potasio mucho mayor y una abundancia cero de Torio, resultado de la solubilidad de los iones de Torio en agua. Las evaporitas se depositan en ambientes oxidantes por lo que el Uranio es también muy bajo o algunas veces su valor es cero. Algunos tipos de estas evaporitas se presentan en la tabla 3.2.

Nombre	Composición	K (wt%)	Densidad [FDC] (g/cm <sup>3</sup> )	Pe [LFDC] (b/e)	Porosidad [CNL] (%)	ΔT [Sónico] (μs/ft)
Silvita	KCl	52.44	1.86	8.51	-3	74
Langbeinita	K <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> (MgSO <sub>4</sub> ) <sub>2</sub>	18.84	2.82	3.56	-2	52
Cainita	MgSO <sub>4</sub> KCl(H <sub>2</sub> O) <sub>2</sub>	15.7	2.12	3.5	>60	-
Glaserita	(K Na) <sub>2</sub> SO <sub>4</sub>	24.7	2.7	-	-	-
Carnalita	KCl MgCl <sub>2</sub> (H <sub>2</sub> O) <sub>6</sub>	14.07	1.57	4.09	>60	83
Polihalita	K <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> MgSO <sub>4</sub> (CaSO <sub>4</sub> ) <sub>2</sub> (H <sub>2</sub> O) <sub>2</sub>	13.37	2.79	4.32	25	57.5

Tabla 3.2. Evaporitas que contienen Potasio (Glover, 2000).

Finalmente, la detección de discordancias y fracturas, la correlación intra-pozos, la identificación de rocas ígneas, la diagénesis de las rocas, la estimación del potencial de Uranio y de hidrocarburos, son otras de las aplicaciones del registro de espectrometría de rayos gamma (Glover, 2000).

### 3.3 REGISTRO DE DENSIDAD (FDC) Y DE NEUTRÓN (CNL)

#### 3.3.1 Registro de Densidad

Los registros de densidad se utilizan para obtener la porosidad de la formación que se está analizando, mediante la obtención de la densidad total de la misma. Sin embargo, también es útil para identificar minerales en depósitos de evaporitas, para detectar únicamente gas en la formación, determinar la densidad de los hidrocarburos, para evaluar arenas arcillosas y litologías complejas; en conjunto con otros registros. Se han desarrollado varias herramientas que miden la densidad de las formaciones, desde aquellas con un sólo detector hasta las de dos, como el caso de la herramienta de Densidad de Formación Compensada (FDC, por sus siglas en inglés), cuyo segundo detector ayuda a corregir efectos como el provocado por el enjarre e irregularidades del agujero. Finalmente, la herramienta de Lito-Densidad mide otras características adicionales a las que registra la FDC sin embargo, en México no es tan utilizada como la FDC.

##### 3.3.1.1 Equipo

Esta herramienta consta de:

- **Una fuente radioactiva.** Es generalmente de Cesio-137 o Cobalto-60 y emiten rayos gamma de energía media del rango de 0.2 a 2 MeV. La fuente se coloca en la parte inferior de la sonda.
- **Un detector de espaciamiento corto.** Este detector es muy similar a los detectores utilizados en las herramientas de rayos gamma natural y se ubica a 7 pulgadas de la fuente.
- **Un detector de espaciamiento largo.** Este detector es idéntico al detector de espaciamiento corto y se ubica a 16 pulgadas de la fuente.

Estos tres elementos de la sonda van montados en un patín blindado el cual se mantiene presionado contra la pared del pozo por medio de un brazo como se puede observar en la figura 3.18 (Glover, 2000 y Gómez, 1975).

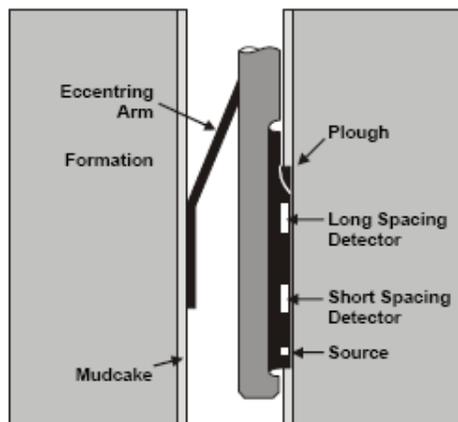


Figura 3.18. Esquema de la sonda de registro FDC (Glover, 2000)

### 3.3.1.2 Principio de medición

La herramienta consta de una fuente emisora de rayos gamma, los cuales entran en la formación y experimentan una dispersión por efecto Compton al interactuar con los electrones de la misma, esas dispersiones llegan hasta los detectores siendo registradas indicando la densidad de la formación. Cuando la energía de los rayos gamma es menor de 0.5 MeV, sufren una absorción foto-eléctrica por las diversas colisiones ocurridas con los electrones atómicos, atenuándose también el flujo de los mismos rayos gamma dependiendo este fenómeno de la densidad de los electrones de la formación principalmente (Glover, 2000).

Por otra parte, se sabe que la densidad de la formación está en función de la densidad del material constituyente de la matriz de la roca, de su porosidad y de la densidad de los fluidos contenidos en ella. Mientras mayor sea la densidad del material de la formación, habrá mayor número de colisiones, pérdida de energía o captura de rayos gamma. La intensidad de rayos gamma registrada por el detector será inversamente proporcional a la densidad de la formación y tal energía tiene un rango de 0.2 a 0.6MeV (Gómez, 1975).

### 3.3.1.3 Calibración

La relación directa existente entre el número de densidad del electrón y la densidad volumétrica, definida por la ecuación 3.7, nos indica que una calibración puede no ser necesaria; sin embargo, la presencia de Hidrógeno en la formación provoca que dicha relación se vea alterada y obliga a realizar la calibración correspondiente. Para este tipo de herramienta es necesario realizar dos calibraciones, la primera o calibración primaria consiste en insertar dentro de la sonda un bloque de

caliza pura saturada con agua fresca de densidad conocida. Mientras que, para la calibración secundaria se insertan grandes bloques de Aluminio y Azufre, los cuales son de geometrías y composiciones cuidadosamente específicas y sus características han sido relacionadas con calizas de formaciones previamente analizadas.

Con estos bloques es posible obtener dos valores diferentes de espesores de enjarre artificial útiles para la comprobación de la corrección automática por enjarre de la herramienta. Y por último, en el pozo donde se utilizará la sonda se realiza un examen radioactivo en el que se producirá una señal de intensidad conocida para verificar el funcionamiento del sistema.

$$n_e = \frac{NZ}{A} \rho_b \quad (3.7)$$

donde:  $n_e$  = número de densidad del electrón en la sustancia (electrón/cm<sup>3</sup>)

$N$  = número de Avogadro ( $\approx 6.02 \times 10^{23}$ )

$Z$  = número atómico (adimensional)

$A$  = peso atómico (g/mole)

$\rho_b$  = densidad volumétrica del material (g/cm<sup>3</sup>)

De la ecuación 3.7 se tiene que existe una relación lineal entre el número de densidad del electrón y la densidad volumétrica del material por lo que los demás parámetros son considerados constantes para cada elemento constituyente ( $A$  y  $Z$ ), y universalmente constante para  $N$ . La tabla 3.3 nos muestra los valores de  $A$ ,  $Z$ ,  $Z/A$  y  $2Z/A$  para los elementos más comunes en la corteza terrestre, así como los valores de densidad aparente y efectiva de los minerales y fluidos más comunes (Glover, 2000 y Schlumberger, 1989).

III. Antecedentes del registro de Espectroscopia de Captura de Elementos (ECS)

Elemento	Z	A	Z/A	2Z/A	Compuesto	Composición	2Z/A	Densidad electrón efectiva $\rho_e$	Densidad volumétrica aparente $\rho_a$
H	1	1.0079	0.99215	1.9843	Cuarzo	SiO <sub>2</sub>	0.9985	2.650	2.648
C	6	12.0111	0.4995	0.999	Calcita	CaCO <sub>3</sub>	0.9991	2.708	2.710
O	8	15.9994	0.5	1.000	Dolomita	CaCO <sub>3</sub> .MgCO <sub>3</sub>	0.9977	2.863	2.876
Na	11	22.9898	0.47845	0.9569	Anhidrita	CaSO <sub>4</sub>	0.9990	2.957	2.977
Mg	12	24.3120	0.4936	0.9872	Silvita	KCl	0.9657	1.916	1.863
Al	13	26.9815	0.4818	0.9636	Halita	NaCl	0.9581	2.074	2.032
Si	14	28.086	0.49845	0.9969	Yeso	CaSO <sub>4</sub> 2H <sub>2</sub> O	1.0222	2.372	2.351
S	16	32.064	0.499	0.9980	Agua pura	H <sub>2</sub> O	1.1101	1.110	1.000
Cl	17	35.453	0.4795	0.9590	Agua salada	2000,000ppm NaCl	1.0797	1.237	1.135
K	19	39.102	0.4859	0.9718	Aceite	(CH <sub>2</sub> ) <sub>n</sub>	1.1407	0.970	0.850
Ca	20	40.080	0.499	0.9980	Metano	CH <sub>4</sub>	1.247	1.247 $\rho_m$	1.335 $\rho_m$ -0.188
					Gas	C <sub>1,1</sub> H <sub>4,2</sub>	1.238	1.238 $\rho_g$	1.325 $\rho_g$ -0.188

Tabla 3.3. Datos de números y masas atómicas para los elementos más comunes en la corteza terrestre y densidades de los minerales y fluidos más comunes (Modificada de Glover, 2000).

La densidad en algunas formaciones que se componen de anhidrita, silvita y halita debe corregirse con el objeto de encontrar la densidad verdadera y para ello se utiliza la gráfica de la figura 3.19.

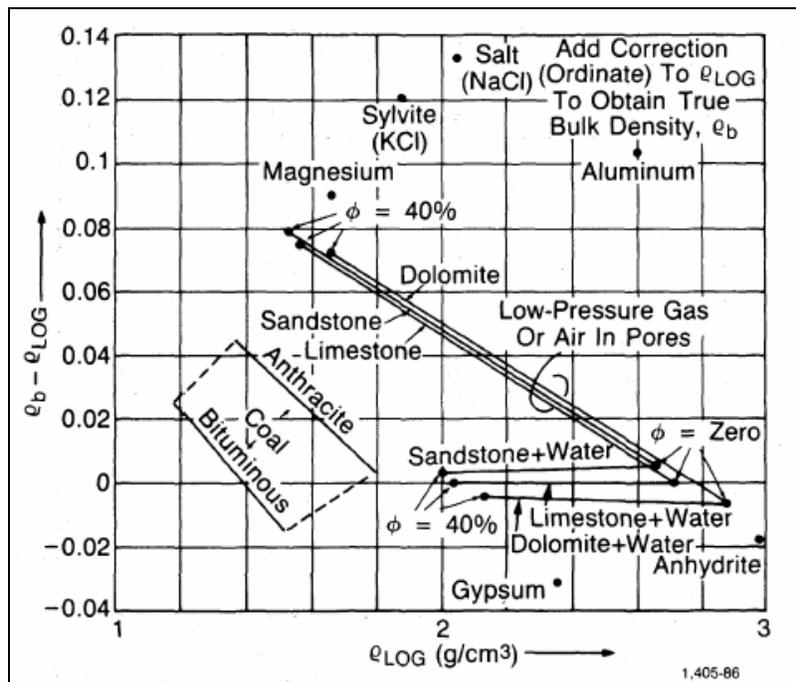


Figura 3.19. Gráfica de corrección mineralógica de la herramienta de FDC. (Glover, 2000).

### 3.3.1.4 Presentación del registro

El registro de densidad de formación se graba en los carriles 2 y 3 así como una curva de corrección automática en escala lineal de  $\text{g/cm}^3$  y el rango generalmente es de  $1.95$  a  $2.95\text{g/cm}^3$  ya que son los valores normales en las rocas (Figura 3.20). La curva de corrección generalmente se utiliza de control de calidad del registro.

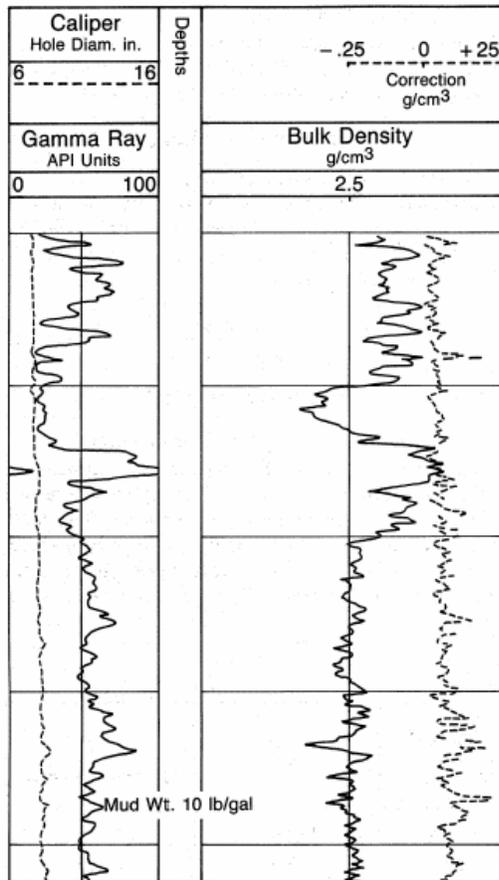


Figura 3.20. Presentación del registro FDC (Glover, 2000).

Este registro se toma simultáneamente con otros registros tales como el de rayos gamma para macar la profundidad, el registro caliper para llevar el control de calidad del pozo y con el registro neutrón ya que juntos ayudan a una mejor interpretación litológica de la formación (Glover, 2000).

### 3.3.1.5 Profundidad de investigación

La profundidad de investigación de este registro es muy somera pues se ha observado que el 90% de las herramientas responde a los primeros 13cm de la pared del pozo con una porosidad para arenas del 35% y las cuales presentan una densidad baja comparada con muchas otras rocas que contienen hidrocarburos. Por su parte, en rocas con densidades altas la profundidad de investigación de la herramienta es mucho menor y cuando se obtiene un valor de 10cm es posible tomarlo como promedio para las rocas almacenadoras de hidrocarburos (Glover, 2000).

### 3.3.1.6 Factores que afectan al registro

Entre los factores que afectan al registro se encuentran:

- **Efecto del Gas.** Si el gas se encuentra presente en la formación las porosidades pueden llegar a ser sobre estimadas debido a que las densidades de los gases son muy bajas, de aproximadamente  $0.0001\text{g/cm}^3$ , comparados con algunos fluidos acuosos. Cuando una formación contiene cantidades significativas de gas se puede observar en el registro como

una tendencia hacia el lado izquierdo del mismo sobre la zona invadida. Este efecto es posible apreciarlo en la figura 3.21.

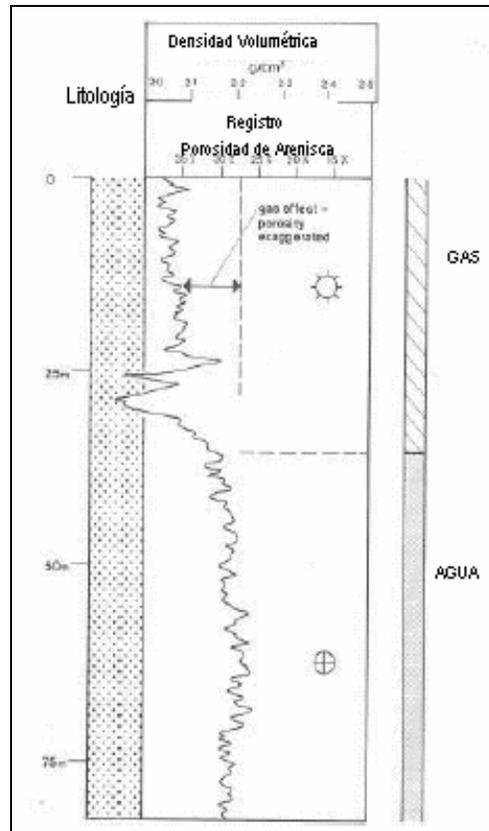


Figura 3.21. Representación del efecto del gas en el registro FDC (Glover, 2000).

- **Efecto del Aceite.** La densidad del aceite es mucho menor que la de algunos fluidos acuosos, de aproximadamente  $0.7\text{g/cm}^3$ , sin embargo, su presencia en la formaciones rara vez provoca problemas serios en el cálculo de la porosidad debido a que es reemplazado por filtrado del lodo en la zona invadida.

Además de este tipo de factores debe tenerse en cuenta la calidad del agujero, el efecto de la lutita, el efecto de la presión y el tipo de filtrado de lodo, para así tener un registro confiable, o de lo contrario para aplicar las correcciones pertinentes llegado el momento (Glover, 2000 y Gómez,1975).

### 3.3.1.7 Aplicaciones

La principal aplicación del registro de densidad de formación es la determinación de la porosidad; sin embargo tiene otros muchos más usos dentro de los cuales los principales son el de reconocer zonas con contenidos de gas y la identificación de minerales, principalmente los que componen a las secuencias de evaporitas.

#### 3.3.1.7.1 Determinación de la porosidad

Es posible determinar la porosidad de la formación  $\phi$  obteniéndola de la densidad volumétrica, para lo cual es necesario conocer la densidad de la roca y de los fluidos contenidos en ella.

Por su parte, la densidad de la formación puede escribirse como una contribución lineal de la densidad de la matriz de la roca y de la densidad del fluido en las proporciones representadas en la ecuación 3.8:

$$\rho_b = (1-\phi)\rho_{ma} + \phi\rho_f \quad (3.8)$$

donde:  $\rho_b$  = densidad volumétrica de la formación

$\rho_{ma}$  = densidad de la matriz de la roca

$\rho_f$  = densidad del fluido que ocupa el espacio poroso

$\phi$  = porosidad de la roca

Al calcular la porosidad, la ecuación 3.8 queda:

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (3.9)$$

En general, las densidades de los fluidos comúnmente utilizadas son las del agua dulce y las del agua salada,  $1.0\text{g/cm}^3$  y  $1.1\text{g/cm}^3$  respectivamente. Mientras que, para los valores de densidades de matriz de roca se utilizan las densidades del cuarzo para el caso de las areniscas y la densidad de la calcita para el de las calizas, de  $2.65\text{g/cm}^3$  y  $2.71\text{g/cm}^3$ , respectivamente. Cabe señalar que en algunos casos la composición de la matriz difiere de los estándares por lo que es necesario considerar la proporción de sus componentes para calcular las densidades que se utilizarán para el cálculo de la porosidad.

### 3.3.1.7.2 Determinación de la litología

En este caso este registro arroja buenos resultados cuando se le combina con un registro neutrón, ya que por si sólo no es bueno para identificar muchas litologías debido al rango de densidades tan amplio existente en la variedad de composiciones mineralógicas y de sus propias porosidades variables. Un ejemplo de ello son las lutitas, las cuales tienen un rango de densidades volumétricas de 1.8 a 2.8g/cm<sup>3</sup>.

Sin embargo, el FDC es un buen registro para el caso de la identificación de evaporitas, ya que estas generalmente se encuentran en un estado de alta pureza y sus densidades están claramente definidas, por lo que, cuando son reconocidas dentro de una secuencia del registro su tipo puede determinarse directamente por el valor de densidad volumétrica arrojado por el registro de densidad de formación (FDC).

Por otro lado, algunas veces se presentan en el registro algunos valores anómalos de altas o bajas densidades dentro de litologías simples, debido a la presencia de algún mineral adicional, cuyos ejemplos pueden ser:

- ◆ Delgadas bandas de siderita en lutitas.
- ◆ Delgadas bandas de nódulos de carbonatos en lutitas o areniscas.
- ◆ Delgadas bandas de carbonatos en lutitas o areniscas.
- ◆ Delgadas bandas de minerales de placer pesados o radioactivos

Todos los materiales citados anteriormente provocan delgados picos de densidades; mientras que, la presencia de micas en areniscas provoca incrementos en las densidades de la zona afectada.

Por su parte, mineralogías y litologías que presentan valores bajos de densidad locales representados en bandas delgadas son debido a la presencia de carbón o por el incremento de materia orgánica en las lutitas. Mientras que mineralogías o litologías que presentan incrementos en sus valores locales de densidad representados en bandas delgadas son debido a la presencia de piritita, siderita, basalto y gneis (Glover, 2000).

3.3.1.7.3 Otras aplicaciones

Dentro de los múltiples usos que presenta este registro se encuentra el de obtener valores de impedancia acústica, en combinación con registros acústicos; el de identificar intervalos de alta compactación de lutitas, discordancias como se puede apreciar en la figura 3.22, reconocimiento de fracturas, rocas con alto contenido orgánico, entre otros.

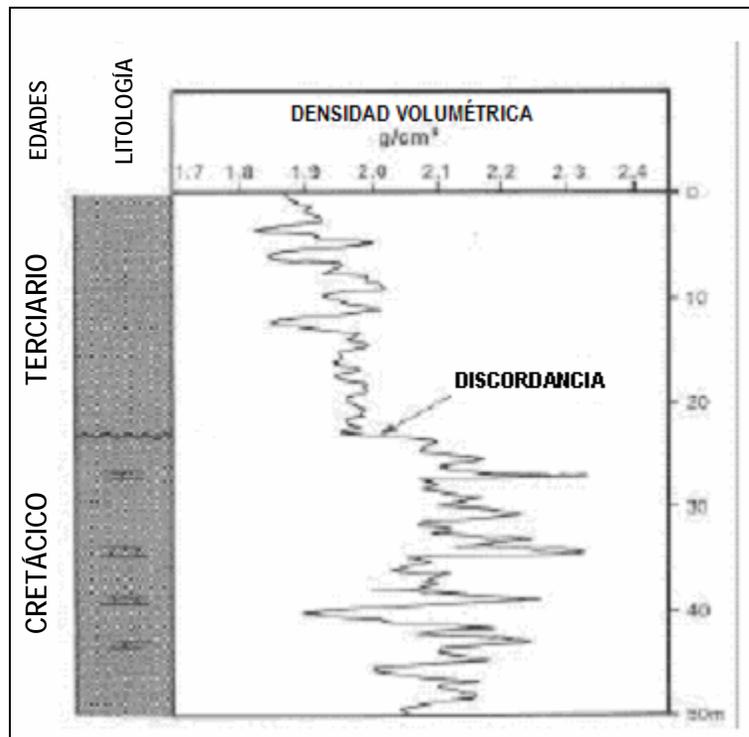


Figura 3.22. Reconocimiento de inconformidades en secuencias de lutitas utilizando el registro FDC (Glover, 2000).

### 3.3.2 Registro de Neutrón (CNL)

Los registros neutrón son utilizados, de manera general, para evaluar la porosidad de la formación, así como para detectar posibles zonas productoras de gas. Estos registros responden principalmente a dos parámetros: la porosidad y la densidad del Hidrógeno del fluido que pudiese ocupar el espacio poroso de la formación. Todas las formaciones contienen Hidrógeno, principalmente en la estructura molecular de los fluidos que encierran, ya sea en forma de agua o de algún hidrocarburo. El valor de la masa de los neutrones es aproximadamente igual a la densidad del Hidrógeno y a tal valor se le conoce como “índice Hidrógeno”; estos neutrones son los más efectivos para reducir la energía de los neutrones rápidos cuando se producen colisiones. La manera en que los registros neutrón miden la porosidad de la formación se da cuando el espacio poroso se encuentra lleno por algún líquido ya sea agua o aceite (Bassiouni, 1994).

#### 3.3.2.1 Principio de medición

Existen diferentes tipos de registros neutrón pero todos se basan en el bombardeo de las formaciones por medio de neutrones. La diferencia entre unos y otros estriba en la naturaleza de la partícula atómica, cuyo efecto directo o indirecto es registrado a través de los detectores.

Las herramientas de registros neutrón utilizan la mezcla de Americio-Berilio (AmBe) como fuente química de neutrones. Los neutrones que esta fuente química provee tienen energías iniciales de alrededor de 4.5 millones de electrones-Volt (MeV). Estos neutrones son conocidos como “neutrones rápidos”, los cuales colisionan con varios átomos en la formación lo que provoca la pérdida de su energía y los vuelve más lentos.

Un neutrón salido de la fuente hacia la formación experimentará una serie de colisiones con los átomos de la zona bombardeada, estas colisiones podrán ser elásticas o inelásticas. Se dice que una colisión es elástica cuando el neutrón prácticamente rebota, casi con la misma energía de incidencia, contra los átomos de la formación; esto ocurre cuando el neutrón choca con átomos de núcleo muy pesado. La colisión es inelástica cuando el neutrón prácticamente transmite toda su energía a los átomos con los cuales choca (Figura 3.23) (Gómez, 1975).

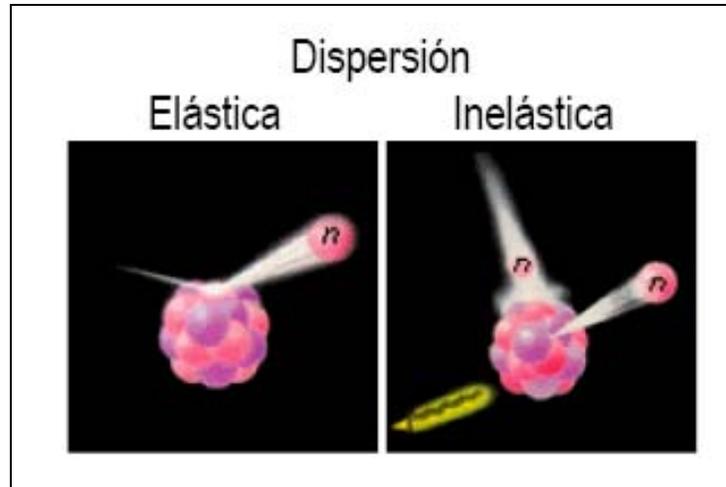


Figura 3.23. Esquema de las colisiones elásticas e inelásticas (Saldungaray, 2006).

Cada vez que un neutrón colisiona contra un átomo, pierde energía y se vuelve más lento; llega un momento en que el neutrón alcanza una velocidad mínima; se mantiene todavía en movimiento, por efecto de la temperatura, hasta que es capturado por un átomo de la formación. Se dice que en este momento el neutrón alcanza su nivel térmico de energía, o que es un neutrón térmico. Cuando el neutrón se captura, el elemento de captura emite uno o varios rayos gamma que reciben el nombre de rayos gamma de captura (Gómez, 1975).

Por otra parte, existen neutrones que han sido reducidos y que han llegado a su nivel de energía térmica, sin embargo aún conservan cierto estado energético que les permite evitar ser capturados por los átomos de la formación, y son los denominados “neutrones epitérmicos”. Estos neutrones tienen energías en un rango de 0.2 a 10 electrón-Volt (eV). Mientras que los neutrones térmicos, los cuales son reducidos unos cuantos microsegundos después que los epitérmicos, tienen energías de alrededor de los 0.025 eV. En la figura 3.24 se observa una gráfica que ejemplifica la pérdida de energía y el retraso de los neutrones rápidos con el paso del tiempo provocado por colisiones elásticas con núcleos de una formación.

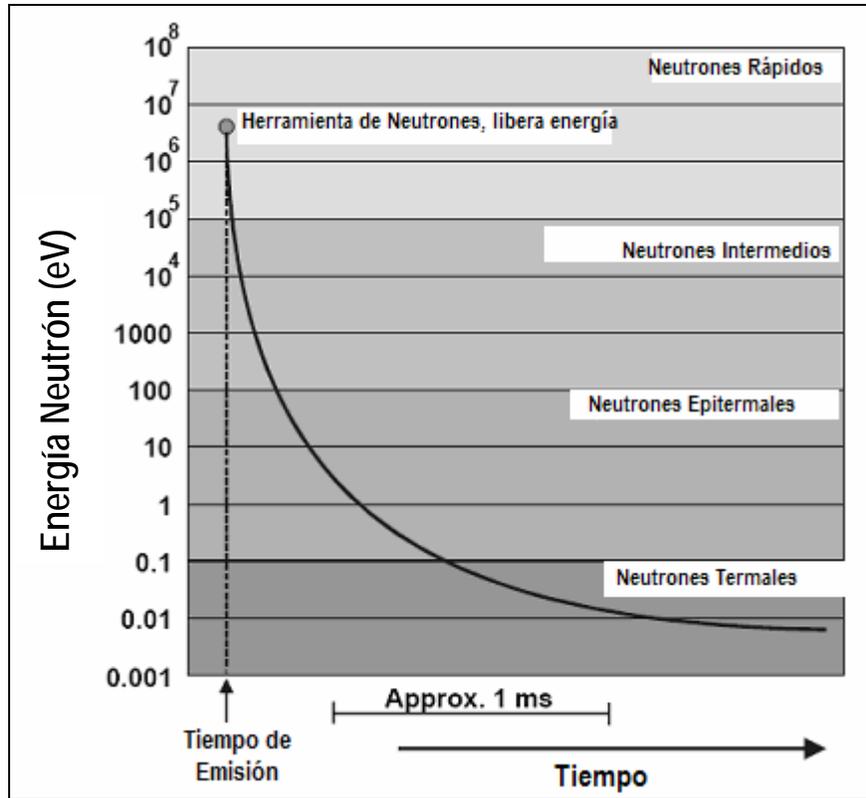


Figura 3.24. Retraso de neutrones rápidos con el paso del tiempo debido a colisiones elásticas con núcleos de la formación (Glover, 2000).

El registro de porosidad neutrón se basa principalmente en la colisión existente entre los neutrones de la colisión elástica con los átomos de la formación. La energía en tales colisiones señala que la presencia de Hidrógeno en la formación domina los procesos lentos, debido a que la masa del neutrón del Hidrógeno es aproximadamente igual al neutrón incidente en la formación. Consecuentemente a esto es posible definir que formaciones con alto contenido de Hidrógeno mostrarán concentraciones bajas de neutrones térmicos y epitérmicos así como de rayos gamma de captura. De manera inversa, formaciones con bajo contenido de Hidrógeno muestran altas concentraciones de neutrones térmicos, epitérmicos y de rayos gamma de captura (Bassiouni, 1994).

La figura 3.25 ilustra la relación existente entre el contenido de Hidrógeno (alto (a) y bajo (b)) dentro de una formación y la velocidad de conteo que se registra en los detectores.

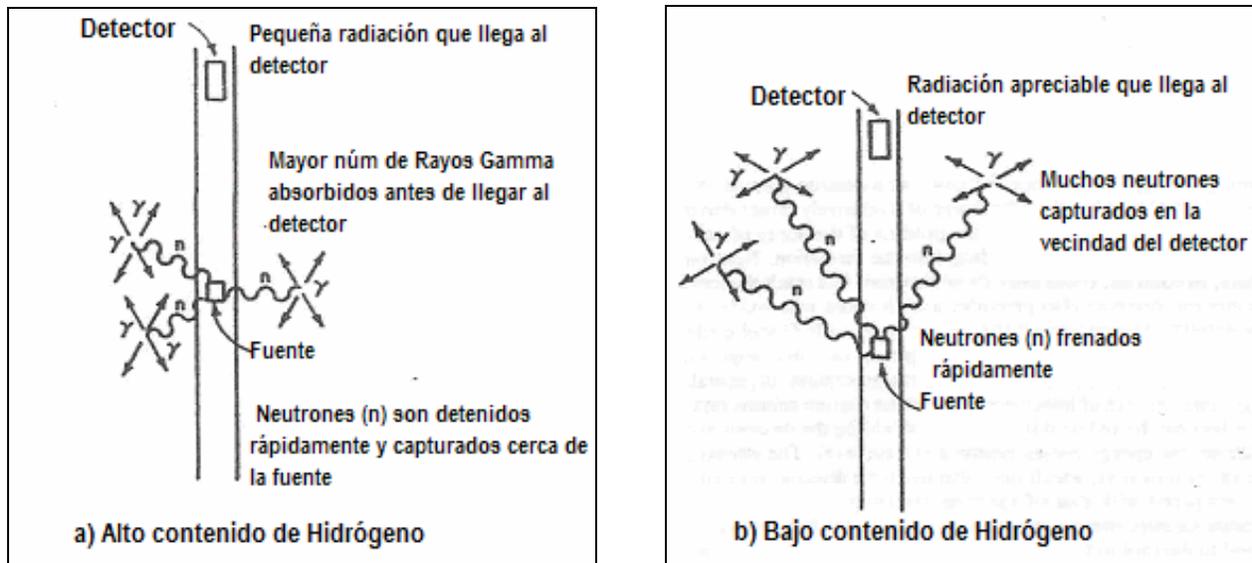


Figura 3.25. Esquema de la relación entre el contenido de Hidrógeno y la velocidad de conteo al detector (Bassiouni 1994).

### 3.3.2.2 Características de los elementos de captura

No todos los átomos de la formación tienen la misma facilidad para capturar neutrones térmicos, ni para emitir rayos gamma en el momento de la captura. Son dos las propiedades más importantes que caracterizan a los elementos de captura, desde el punto de vista del registro neutrón: su sección transversal de absorción y su energía de liga con los neutrones. Habrá elementos que absorban muchos de los neutrones en estado térmico que se encuentren en sus alrededores, entre estos elementos está el cadmio. El Cloro, un elemento muy común en el agua de las formaciones, tiene también una capacidad de absorción de neutrones térmicos bastante grande. Por otra parte, habrá también rayos gamma de captura con diferentes niveles de energía, según que provengan de átomos con energía de liga alto o bajo. Como esta energía de liga varía de un elemento a otro, se tendrán rayos gamma de captura característicos de cada elemento. Por medio de detectores adecuados se puede distinguir la procedencia de los rayos gamma de captura, de acuerdo con sus diferentes niveles de energía. Las deflexiones de la curva neutrón del registro neutrón-gamma, serán principalmente proporcionales a la concentración de los átomos de Hidrógeno en la formación (Bassiouni, 1994).

### 3.3.2.3 Detección

Lo que se obtiene en el registro neutrón-gamma es la variación de la intensidad de los rayos gamma de captura. Los detectores pueden ser del mismo tipo que los utilizados en la detección de rayos

gamma naturales, es decir: cámara de ionización, contador de Geiger Müller y contador de centelleo. La distancia entre la fuente y el detector es constante durante el registro.

Cuando el contenido de Hidrógeno en la formación, en la vecindad inmediata de la fuente emisora de neutrones, es muy alto, la mayor parte de los neutrones son moderados en esta zona hasta ser capturados; se produce posteriormente, la emisión de rayos gamma de captura, también en una zona muy cercana a la fuente; la mayor parte de esta emisión afecta poco al detector. Bajo estas condiciones, el detector será alcanzado únicamente por los rayos gamma, liberados por los pocos neutrones térmicos que lograron llegar hasta la zona vecina al detector. Si las características de la formación son prácticamente constantes en el intervalo registrado, se obtendrá entonces una lectura baja en la curva neutrón, esto es posible apreciarlo en la figura 3.26.a.

Por otra parte, cuando el contenido de Hidrógeno en la formación es bajo, una mayor cantidad de neutrones alcanzan su nivel térmico en la vecindad del detector, puesto que sufren un menor número de colisiones en su trayectoria, dentro de la distancia fija entre fuente y detector, por lo tanto, se tendrá una mayor cantidad de rayos gamma de captura en esta zona, como se puede observar en la figura 3.26.b. En el registro se obtiene entonces una deflexión de la curva neutrón mayor que en el primer caso (Gómez, 1975).

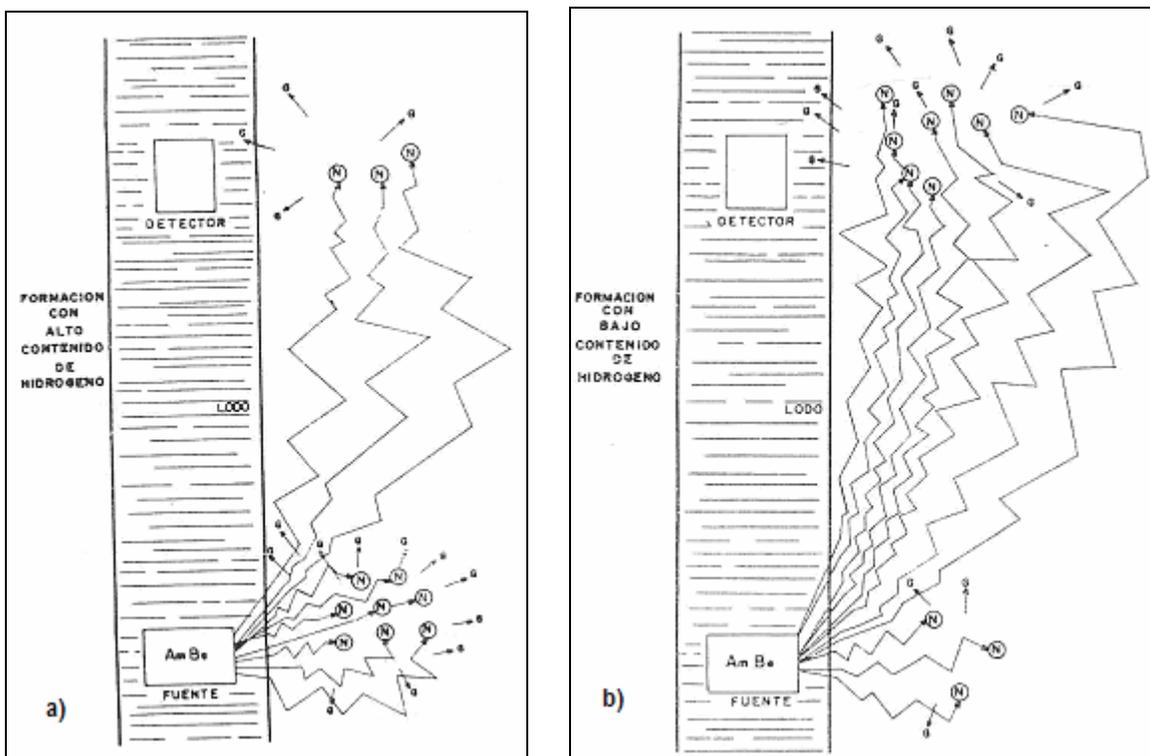


Figura 3.26. a) respuesta de una formación con alto contenido de Hidrógeno al bombardeo de neutrones. b) respuesta de una formación con bajo contenido de Hidrógeno al bombardeo de neutrones (Gómez, 1975).

#### 3.3.2.3.1 Detectores de neutrones térmicos

Los detectores que están disponibles son muy sensibles a los neutrones térmicos y a los rayos gamma de captura y debido a que estos detectores son capaces de registrar estos dos tipos de señales es que existen las mediciones, y por consiguiente, las herramientas híbridas; a este tipo de herramientas de detección se le conoce como herramienta neutrón neutrón-térmico. Existe una relación espacial compleja y depende de ciertos parámetros, los cuales están relacionados con las propiedades de todos los elementos contenidas en la formación y que no necesariamente se encuentran relacionados con la porosidad. Los elementos que presenten un incremento en su sección transversal de absorción como la clorita en el agua salada y boro en las lutitas, provocan un decremento significativo en la velocidad de conteo, provocando dificultades en la interpretación cuantitativa en términos de alta salinidad o ambientes de predominancia de lutitas. Sin embargo esta absorción provocada por tales elementos ayuda en el incremento del conteo de rayos gamma en herramientas N-G. (Bassiouni, 1994).

#### 3.3.2.3.2 Detectores de neutrones epitérmicos

Existen por su parte aquellos detectores que responden a la influencia de los neutrones epitérmicos ignorando a su vez tanto a los neutrones térmicos como a los rayos gamma. Los detectores de neutrones epitérmicos son menos sensibles a la litología y a la salinidad del agua de la formación que los detectores de neutrones térmicos. Los detectores de neutrones epitérmicos reflejan, como respuesta, valores relacionados con el índice de Hidrógeno de la formación con lo posteriormente podrá calcularse el valor de la porosidad de la misma (Bassiouni, 1994).

#### 3.3.2.4 Equipo

Existen tres tipos principales de herramientas de detección de neutrones las cuales son:

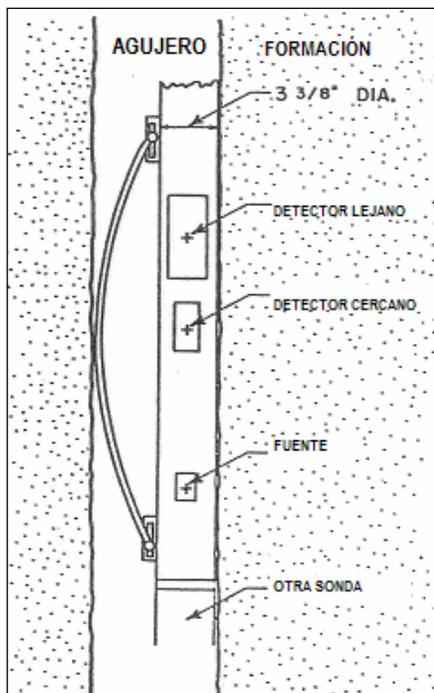
- La herramienta Rayos Gamma/Neutrón (GNT)
- La herramienta de Porosidad Neutrón de Pared (SNP)
- Registro de Neutrón Compensado (CNL)

De las herramientas GNT su uso no fue muy prolongado ya que al ser herramientas centradas tanto los neutrones detectados como los rayos gamma tenían que viajar a través del enjarre y del lodo de perforación, lo que provocaba que arrojara valores erróneos de porosidad; además al ser una

herramienta muy sensible, cualquier cambio dentro del agujero como la temperatura, tipo de lodo, espesor del enjarre, etc. afectaba directamente a los resultados. De las herramientas de porosidad neutrón de pared SNP su uso es limitado, ya que únicamente se utiliza en pozos abiertos y consta de una fuente y un detector simple, los cuales van montados sobre un patín que está presionado contra la pared del pozo lo que reduce considerablemente el efecto provocado por el espesor del enjarre como en el caso anterior. Las series de las herramientas CNL o herramientas de dos detectores que incluyen el registro de neutrón compensado y el registro neutrón de energía dual (DNL) son las que actualmente se utilizan más en detecciones de neutrones; la ventaja sobre las otras dos herramientas radica en su fuerte fuente emisora de neutrones, lo que permite mediciones grandes de velocidad de conteo así como también permite tener una mayor profundidad de penetración. Esta herramienta se corre centrada en el agujero por un brazo el cual presiona a la herramienta contra la otra pared del pozo de donde se realizan las mediciones lo que permite que este tipo sea insensible al tipo de lodo, pero que implica que las lecturas sólo sean en una determinada porción de la pared del pozo (Glover, 2000).

Actualmente estas herramientas utilizan la mezcla de Americio-Berilio (AmBe) como fuente de emisión de neutrones cuya energía inicial es de varios millones de electrón-Volt (Schlumberger, 1989).

#### 3.3.2.4.1 Registro de Neutrón Compensado (CNL).



La herramienta de este registro consta de dos detectores de neutrones térmicos a 0.37m y 0.63m de la fuente, una fuente de neutrones de alto rendimiento en energía y en cantidad de neutrones (Figura 3.27). El volumen del detector más alejado es mayor que el del más cercano con el objeto de aumentar su sensibilidad. La relación obtenida de las velocidades de conteo registradas por los dos detectores se procesa por en superficie convirtiéndola en un índice de porosidad y puede obtenerse directamente en el registro en escala lineal. La herramienta CNL puede correrse en pozos cerrados o abiertos, pero no puede ser utilizada en pozos que contengan gas.

Figura 3.27. Esquema de la herramienta CNL (Bassiouni, 1994).

Los neutrones térmicos que se miden con la herramienta CNL, la respuesta se ve afectada por elementos que tienen una alta sección transversal de absorción de neutrones térmicos. La herramienta es muy sensible a las lutitas contenidas en las formaciones debido a que presentan pequeñas cantidades de boro y otras tierras raras con características similares, si estos elementos llegasen a presentarse en cantidades excesivas la respuesta de la herramienta se ve enmascarada ante la presencia de gas en formaciones de lutitas (Gómez, 1975).

Para mejorar la respuesta de formaciones geológicas con gas y así realizar la interpretación de elementos que absorben neutrones térmicos, se tiene a la herramienta DNL, la cual incorpora dos detectores de neutrones epitérmicos (Figura 3.28) (Schlumberger, 1989).

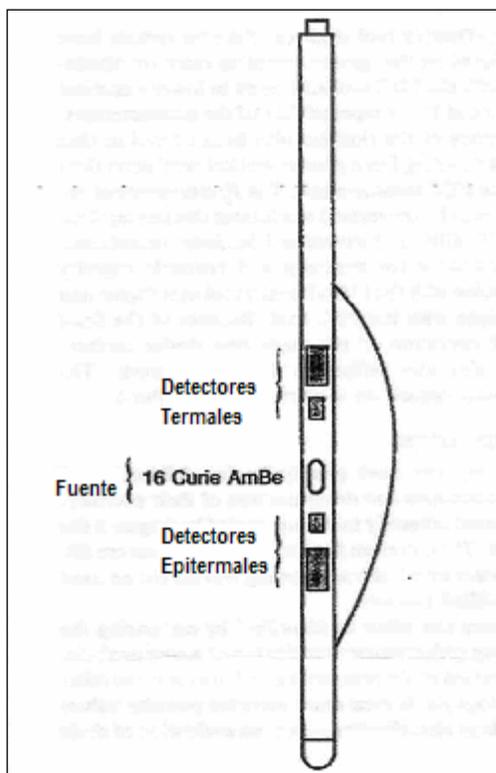


Figura 3.28. Esquema de la herramienta DNL, o también conocida como CNT-G (Schlumberger, 1989).

De este modelo de herramienta es posible obtener dos mediciones de porosidad por separado y para cada par de detectores de la sonda; como respuesta se consigue que en formaciones limpias las mediciones de porosidad generalmente coinciden, mientras que en formaciones de lutitas las mediciones de porosidad arrojadas por los detectores epitérmicos son bajas y coinciden principalmente con la densidad calculada a partir de las porosidades y esto se debe al alto contenido de elementos que absorben a los neutrones térmicos.

Con el aumento del otro par de detectores es posible realizar comparaciones entre las dos mediciones de porosidad, lo cual permite eliminar efectos tales como los del propio agujero; su combinación permite también mejorar la determinación y cálculo de la porosidad. Por su parte los detectores de neutrones epitérmicos se encuentran relativamente libres de los efectos de los elementos que pudiesen absorberlos, provocando una detección efectiva de gas en acumulaciones de hidrocarburos de lutitas (Schlumberger, 1989).

### **3.3.2.5 Calibración**

La herramienta CNL se calibra en bloques de calizas, areniscas y dolomías de alta pureza y con una porosidad exactamente conocida en formaciones de laboraTorio. Esta herramienta no proporciona unidades de porosidad neutrón API, sino que da la porosidad directamente en porcentaje debido a que es una herramienta calibrada para porosidad de caliza. Es importante mencionar que debido a que es muy común el uso de unidades de porosidad de caliza como unidades de calibración para estos registros, las lecturas de porosidad realizadas a una formación de caliza deberán ser exactas, mientras que las lecturas de porosidad en formaciones con diferente litología necesitarán de correcciones por litología (Glover, 2000).

### **3.3.2.6 Profundidad de investigación**

La profundidad de investigación de CNL depende directamente de la cantidad de Hidrógeno contenido en la formación. Por lo que, para una roca porosa que contiene agua o hidrocarburos presenta mucha dispersión y absorción de neutrones provocando una profundidad de penetración muy pequeña. Por otro lado, para rocas de porosidad baja que contienen agua o hidrocarburos, hay menos Hidrógeno en la formación y la profundidad de investigación es mayor.

La presencia de gas en una formación incrementa la profundidad de investigación debido a que a pesar de que el gas contiene hidrocarburos, también presenta una densidad baja comparada con la del agua líquida y la del aceite y por lo tanto su índice de Hidrógeno es muy bajo.

Otro factor importante que influye en la profundidad de investigación es la presencia de lutitas en la formación geológica.

Finalmente de manera general la profundidad de investigación de la herramienta CNL en una formación saturada de agua y con una porosidad del 35% es de alrededor de 12 pulgadas, aproximadamente 30.48cm (Glover, 2000).

### **3.3.2.7 Respuesta del registro**

Los registros de CNL y DNL son grabados en unidades de porosidad para un tipo particular de matriz, cuando se corre un registro de CNL en combinación con algún otro registro de porosidad, sus curvas se registran y graban en la misma escala de porosidad. Esta presentación permite visualizar una interpretación cualitativa de la porosidad y de la litología de la formación o la presencia de gas (Figura 3.29), (Schlumberger, 1989).

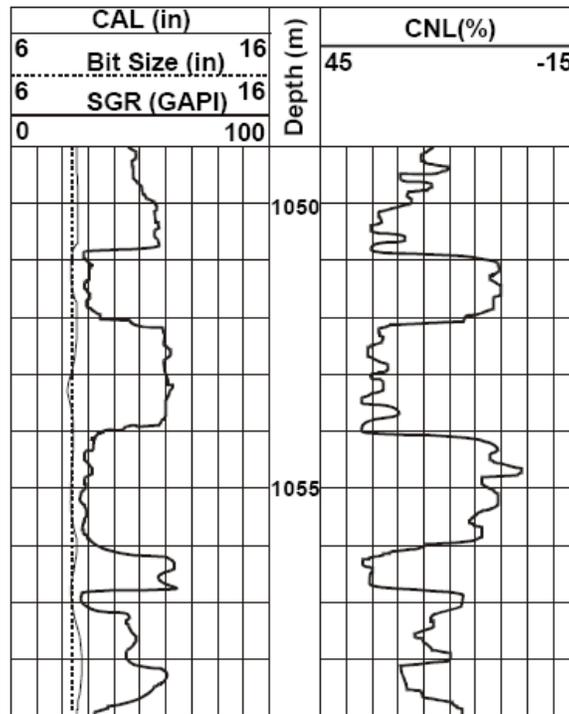


Figura 3.29. Presentación del registro CNL (Glover, 2000).

Las respuestas de las herramientas de registros de neutrones reflejan principalmente la cantidad de Hidrógeno contenido en la formación analizada. Debido a que el agua y el aceite tienen la misma cantidad de Hidrógeno por unidad de volumen, la respuesta que se obtiene del registro muestra la porosidad de la formación mediante el líquido filtrado en formaciones limpias. Sin embargo, las respuestas obtenidas por las herramientas en general para todos los átomos de Hidrógeno de la formación, incluyen a aquellas combinaciones químicas de los minerales que forman la matriz (Schlumberger, 1989).

El incremento en la concentración de Hidrógeno en la formación es proporcional pero en menor cantidad a la propagación de los neutrones dentro de la formación. Lo anterior se muestra en la figura 3.30 donde se observa la respuesta de un registro simple de neutrones a varias formaciones y condiciones de porosidad y donde se aprecia que en las zonas de lutitas se registran considerables cambios en los conteos de neutrones. Lo anterior se debe a la presencia de Hidrógeno en forma del radical hidroxil  $\text{OH}^-$  relacionado a la matriz de lutitas y limitado por la porosidad de las mismas. Por otra parte, la respuesta del gas indica una alta velocidad de conteo de los neutrones, ya que el gas contiene un índice Hidrógeno mucho menor y la propagación de los neutrones es mucho más

profunda dentro de la formación. Finalmente en este registro se pueden observar las respuestas tanto del agua como del aceite con la misma porosidad, provocadas por sus índices de Hidrógeno que son aproximadamente iguales (Smolen, 1996).

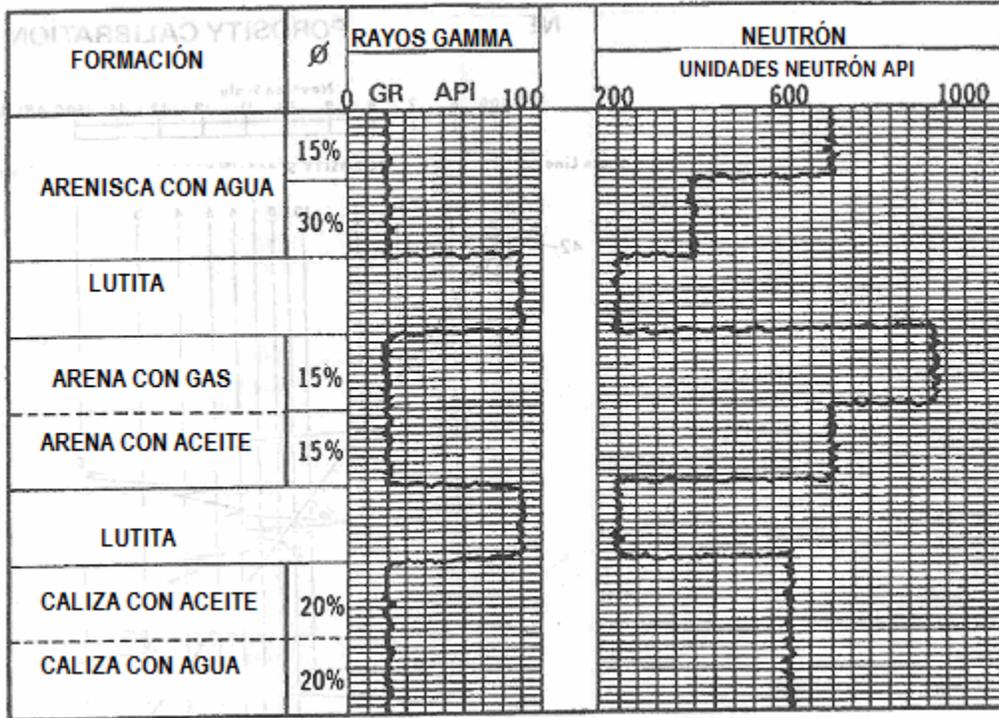


Figura 3.30. Respuesta de los registros de rayos gamma y de un detector simple de neutrones en varias formaciones (Smolen, 1996).

### 3.3.2.7.1 Índice de Hidrógeno

Las lecturas de los registros de neutrones dependen principalmente del índice de Hidrógeno de la formación, el cual es proporcional a la cantidad de Hidrógeno por unidad de volumen, con el índice de Hidrógeno del agua fresca bajo condiciones superficiales tomándolo como unidad. Por su parte del índice de Hidrógeno del agua pura es proporcional a la relación de los pesos moleculares del Hidrógeno y el agua así como la densidad de ésta, como:

$$H = \frac{2}{16 + 2} \rho_w \left[ \frac{\text{gr de H}}{\text{cc de Agua}} \right] \quad (3.10)$$

y puesto que, para agua pura  $\rho_w = 1$  [gr/cc]:  $H = 1/9$

Para agua salada el valor de H, con respecto al agua dulce a una temperatura de 75°F, está dado por:

$$H_w = 1 - 0.4P \quad (3.11)$$

donde P es la concentración de NaCl en ppm x 10<sup>-6</sup>

El valor anterior de H se debe a que el cloruro de sodio (NaCl) disuelto ocupa el espacio poroso y por lo mismo reduce la densidad del Hidrógeno.

De manera general, e independiente de la temperatura, la ecuación anterior se puede escribir como:

$$H_w = \rho_w(1 - P) \quad (3.12)$$

En registros tomados en pozos abiertos, las formaciones generalmente se encuentran invadidas y al agua en la zona investigada que mide el registro neutrón se le considera con la misma salinidad que el fluido del agujero, por tanto deben aplicarse correcciones por salinidad a los resultados obtenidos. En el caso de pozos cerrados, la zona invadida generalmente desaparece con el paso del tiempo y la salinidad del agua es la del agua contenida en la formación (Schlumberger, 1989).

A continuación se presenta la tabla 3.4 donde se muestran los valores de los índices de Hidrógeno de algunos minerales y fluidos comunes que se encuentran en las trampas petroleras.

COMPUESTO	FÓRMULA	$A_i$	$n_i$	$n_H$	$\rho_b$	$HI$
Agua Pura	H <sub>2</sub> O	16	1	2	1.000	1.000
Aceite	(CH <sub>2</sub> ) <sub>x</sub>	12	1	2	0.780	1.003
Metano	CH <sub>4</sub>	12	1	4	$\rho_m$	$2.25 \times \rho_m$
Gas	C <sub>1,1</sub> H <sub>4,2</sub>	12	1.1	4.2	$\rho_g$	$2.17 \times \rho_g$
Cuarzo	SiO <sub>2</sub>	28, 16	1, 2	0	2.654	0.000
Calcita	CaCO <sub>3</sub>	40, 12, 16	1, 1, 3	0	2.710	0.000
Yeso	CaSO <sub>4</sub> .2H <sub>2</sub> O	40, 32, 16	1, 1, 6	4	2.320	0.4855

Tabla 3.4: Índices de Hidrógeno calculados para algunos minerales y fluidos contenidos en las formaciones geológicas (Glover, 2000).

Donde:

$A_i$  = masa atómica del  $i$ -ésimo elemento que no contiene Hidrógeno.

$n_i$  = número de átomos no-Hidrógeno del  $i$ -ésimo elemento en una molécula del material.

$n_H$  = número de átomos de Hidrógeno en una molécula del material.

$\rho_b$  = densidad del material.

$HI$  = índice de Hidrógeno.

Nota:

- Si la herramienta está en 100% de agua,  $HI = 1.000$ . Esto es equivalente a una roca con una porosidad saturada al 100% con agua. Entonces se tendrá un punto fijo tal que  $HI = 1$  y representa a  $\phi = 1$ .
- Si la herramienta está en una caliza pura con porosidad cero,  $HI = 0.000$ , debido a que no hay átomos de Hidrógeno en la matriz de calcita. Entonces se tendrá un segundo punto fijo donde  $HI = 0$  y representa a  $\phi = 0$ .
- Por último, si la herramienta está en una caliza pura con una determinada porosidad  $\phi$ , el HI será directamente proporcional a la cantidad de agua en la formación. Por lo tanto,  $HI = \phi$  para calizas saturadas con agua completamente.

Así pues, el índice de Hidrógeno es una medida aproximada de la porosidad si los minerales sólidos de la formación no contienen Hidrógeno y si los poros se encuentran completamente saturados con agua. Pero, es el índice de Hidrógeno el que controla la velocidad de conteo observada por la herramienta neutrón. Por lo tanto, la herramienta de neutrones puede medir porosidad en formaciones saturadas con agua donde la matriz contiene minerales con Hidrógeno (Glover, 2000).

#### 3.3.2.7.2 Respuesta del registro a hidrocarburos

Las lecturas de los registros se afectan de dos maneras principales dependiendo del tipo de hidrocarburo que se presente por ejemplo, los hidrocarburos en estado líquido tienen la característica de poseer un índice de Hidrógeno cercano al del agua. Mientras que el gas usualmente presenta concentraciones de Hidrógeno considerablemente más bajas que varían con la presión y la temperatura. Por lo tanto, cuando el gas se encuentra presente lo suficientemente cerca al agujero y está contenido dentro de la zona de investigación de la herramienta, la respuesta del registro será de una baja porosidad. Esta característica permite que el registro de neutrón se utiliza junto con otros registros para detectar zonas de gas e identificar los contactos gas/líquido.

La respuesta del registro de neutrones a la presencia de gas o de hidrocarburos ligeros en la formación depende principalmente de su índice de Hidrógeno y de otro factor conocido como “factor de excavación”. En estos casos, el índice de Hidrógeno puede estimarse de la composición y de la densidad del hidrocarburo. Y para hidrocarburos ligeros (gases) puede calcularse el índice de

Hidrógeno con la figura 3.19, considerando los registros de densidad para calcular la densidad verdadera y así estimarlo (Schlumberger, 1989).

Para el caso de hidrocarburos pesados, tales como el aceite, el índice de Hidrógeno puede calcularse aproximadamente con la siguiente ecuación:

$$H_o = 1.28 \rho_o \quad (3.13)$$

La ecuación anterior supone que la composición química del aceite es  $nCH_2 \cdot H_o$  debida a la comparación de la densidad del Hidrógeno y el peso molecular del agua de tal aceite.

Por otro lado, existen otros conjuntos de ecuaciones que se utilizan para calcular los índices de Hidrógeno de otros fluidos hidrocarburos, por ejemplo:

Para hidrocarburos ligeros: ( $\rho_h < 0.25$ ):

$$H_h \approx 2.2 \rho_h \quad (3.14)$$

Para hidrocarburos pesados: ( $\rho_h > 0.25$ ):

$$H_h \approx \rho_h + 0.3 \quad (3.15)$$

Existe otra ecuación propuesta para el cálculo y es:

$$H_h = 9 \times \left( \frac{4 - 2.5\rho_h}{16 - 2.5\rho_h} \right) \times \rho_h \quad (3.16)$$

Donde  $\rho$  es la densidad del hidrocarburo, y  $h$  u  $o$  se refiere al hidrocarburo o al aceite, respectivamente.

Resultados obtenidos de los registros de neutrones demuestran que se ven fuertemente afectados por la presencia de gas en las formaciones cercanas al pozo. En cálculos anteriores, al gas se le consideraba como si hubiera sido sustituido por una matriz de roca adicional. Actualmente se muestra que si esta matriz de roca adicional es “excavada” y es sustituida por gas, la formación presenta una disminución en la velocidad de los neutrones. A la diferencia entre las lecturas del registro de neutrones es a lo que se le conoce como “Efecto de Excavación”. Si no es tomado en cuenta este efecto en la interpretación de las zonas de gas, los valores de porosidad que se calculen pueden ser demasiado bajos y los resultados de la saturación de gas demasiado altos. En la figura 3.31 se observa las correcciones necesarias para el efecto de excavación para los tres principales tipos de litologías y sus porosidades tales como caliza, arenisca y dolomía, para porosidades intermedias puede realizarse una interpolación y así encontrar los valores deseados (Schlumberger, 1989).

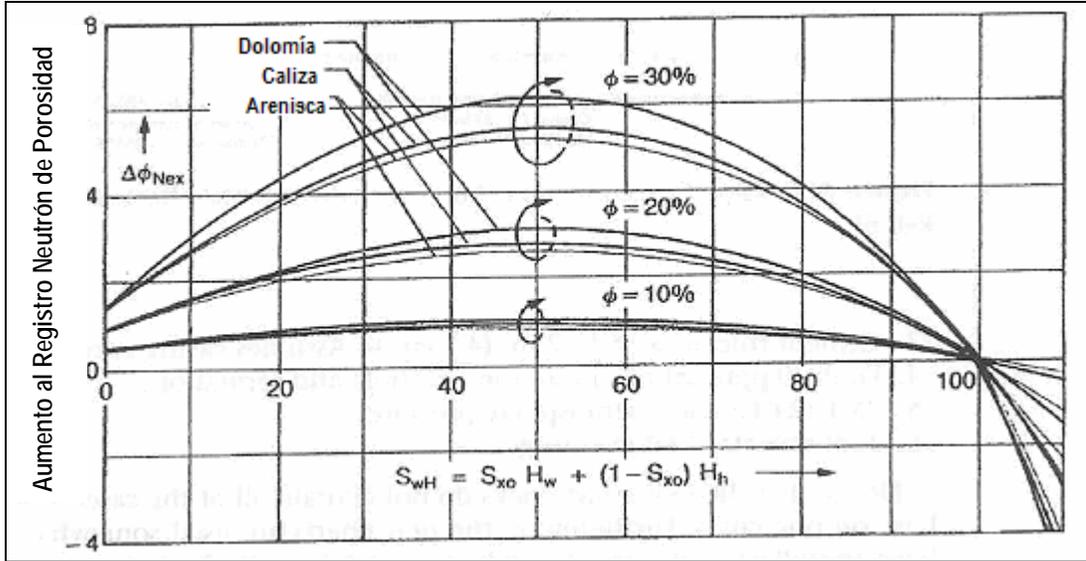


Figura 3.31. Corrección por efecto de excavación (Smolen, 1996).

En la figura también se ve que el eje horizontal se grafica en términos de  $S_{xo}$  y de los índices de Hidrógeno del agua y la fase del hidrocarburo, la ecuación que se muestra en la figura 3.31 es para el cálculo de  $S_{wH}$  en pozos cerrados donde no ha habido invasión, y es la siguiente:

$$S_{wH} = S_w \times H_w + (1 - S_w) \times H_h \quad (3.17)$$

Donde  $S_w$  es la saturación de agua de la zona y  $S_{wH}$  es la saturación de Hidrógeno aparente del fluido del espacio poroso.

Las correcciones por efecto de excavación que se muestran en la figura 3.31 se pueden calcular a partir de la siguiente fórmula:

$$\Delta\phi_{Nex} = K \times [2\phi^2 S_{wH} + 0.004\phi] \times (1 - S_{wH}) \quad (3.18)$$

Donde  $\Delta\phi_{Nex}$  es la corrección al registro de neutrones,  $\phi$  es la porosidad de la formación y  $K$  es una constante cuyo valor depende de la litología: 1.0 para arenisca, 1.046 para caliza y 1.173 para dolomía (Smolen, 1996).

### 3.3.2.7.3 Respuesta del registro a lutitas y efecto de la litología.

No todas las formaciones contienen la misma cantidad de Hidrógeno, por ejemplo las lutitas lo tienen en mayor cantidad con respecto a las arenas y calizas debido a su alto contenido de agua. En consecuencia, un contraste en valores de la curva neutrón indicará un cambio en la litología. Las herramientas de neutrones pueden detectar todo el Hidrógeno contenido en la formación geológica, se encuentre o no asociado con el agua que está saturando la porosidad de la formación. Las lutitas

en general tienen un índice de Hidrógeno particular, por lo tanto en formaciones de lutitas la porosidad aparente que se obtiene del registro de neutrones llegará a ser mucho mayor que la porosidad efectiva real del reservorio. Esto se ejemplifica cuando la herramienta ve un límite o frontera de agua, la cual está asociada con las lutitas de la formación (Schlumberger, 1989).

Para una misma porosidad y concentración de Hidrógeno en la formación, la deflexión de la curva de neutrón será mayor mientras menor sea el contenido de material arcilloso.

El Hidrógeno, además de entrar en la constitución del agua libre en la formación y los hidrocarburos, también está presente en algunos de los minerales que componen las rocas de las formaciones en los pozos, algunos de ellos se mencionan en la tabla 3.5 (Gómez, 1975).

Mineral	Roca Sedimentaria
Arcillas minerales	Lutita, arenas y calizas arcillosas.
Yeso	Evaporitas
Hidratos de hierro	Areniscas y calizas ferruginosas, depósitos sedimentarios de minerales.
Glaucomita	Areniscas glauconíticas.
Minerales orgánicos	Carbones, arenas y calizas bituminosas.

Tabla 3.5. Relación de minerales y rocas sedimentarias (Gómez, 1975).

Las lecturas de todos los registros de neutrones se ven de alguna manera afectados por la litología de la matriz de la roca, este efecto es mucho mayor en el CNL ya que está calibrado para una matriz de calizas generalmente, para otro tipo de matrices se realizan las correcciones necesarias mediante curvas de porosidad equivalentes como las de la figura 3.32.

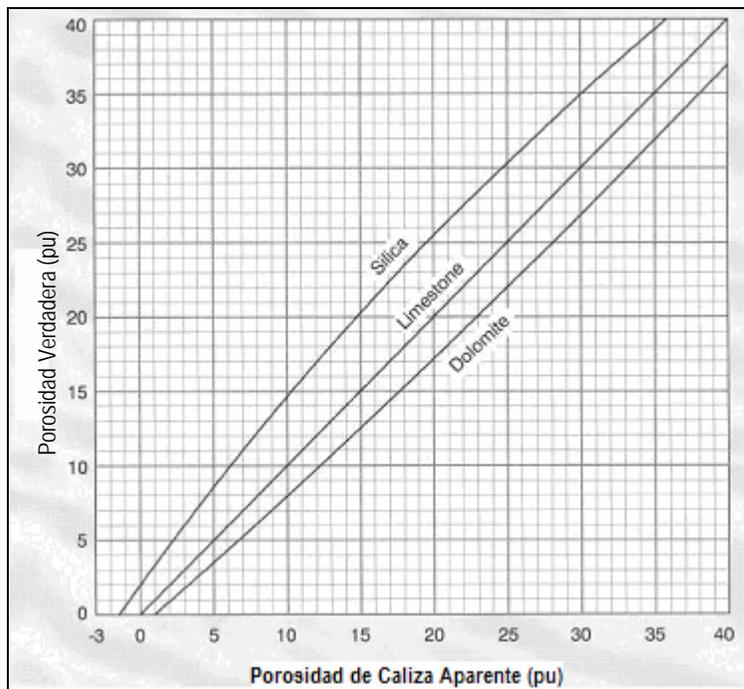


Figura 3.32. Ejemplo de una corrección por efecto de la litología para CNL (Glover, 2000).

### 3.3.2.7.4 Respuesta del registro al efecto de la clorita

Existen dos tipos de elementos que afectan las mediciones de detección de neutrones debido a que fácilmente los absorben como son el Hidrógeno y el Cloro y que se encuentran contenidos en las formaciones. La presencia de Hidrógeno no llega a ser tanto problema, sin embargo, si el lodo de perforación, el filtrado del lodo o los fluidos de la formación contienen altas cantidades de iones de clorita disueltos, la herramienta medirá un bajo flujo de neutrones y por lo tanto se sobreestimaré la porosidad de la formación. A esto es a lo que se le conoce como *efecto de la clorita*, y está presente en pozos drenados y en presencia de filtrados de lodo con alto contenido de clorita disuelta o en formaciones donde sus aguas son particularmente sales (Glover, 2000).

### 3.3.2.8 Aplicaciones

La principal aplicación de los registros neutrón es la determinación de la porosidad así como la detección de zonas de gas.

En la figura 3.33 se observa la respuesta típica de un registro neutrón en litologías comunes.

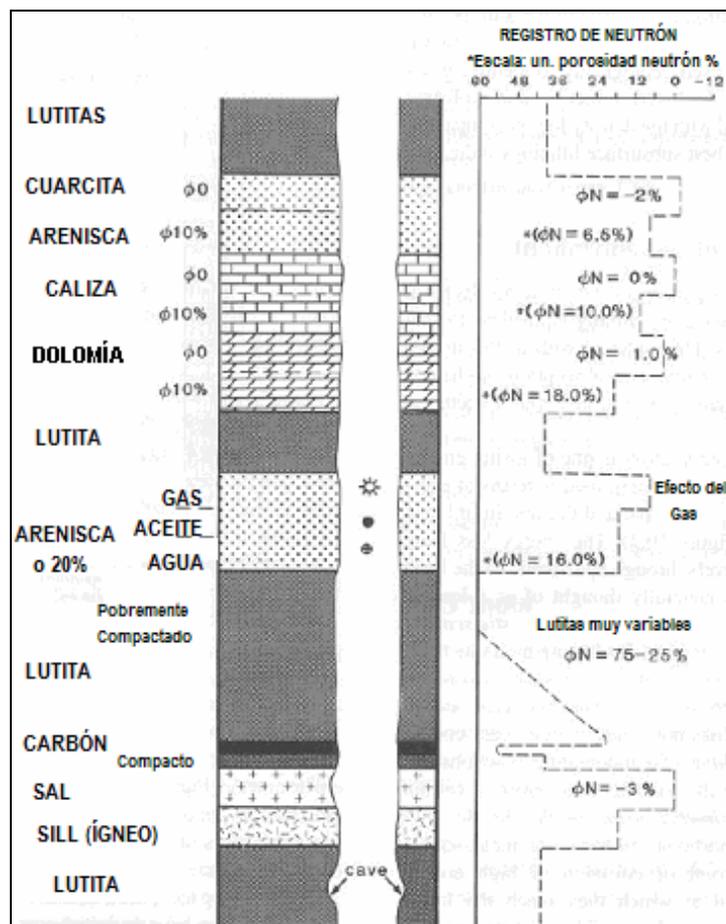


Figura 3.33. Registro de neutrón típico a litologías comunes (Glover, 2000).

Los valores de porosidad aparente en lutitas varían considerablemente, pero usualmente es mayor la porosidad aparente en carbonatos o areniscas. Este incremento y la porosidad mostrada pueden ser un indicador parcial de lutitas y puede llegar a ser diagnóstico cuando se combina con un registro de rayos gamma.

La porosidad de caliza neutrón aparente está afectada por la cantidad de lutitas y arenas, o por lutitas y calizas en una mezcla de las dos, por lo tanto, es posible reconocer secuencias gruesas en la cima y finas en la base en un registro neutrón como se aprecia en la figura 3.34.

Por lo anterior, es posible calcular el volumen de lutitas directamente del registro sin embargo, no es recomendable debido al efecto que causan los hidrocarburos gaseosos en el registro (Glover, 2000).

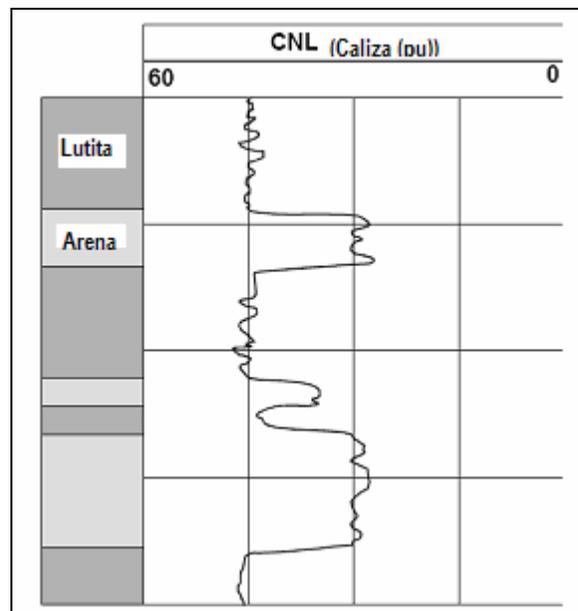


Figura 3.34. Respuesta del registro neutrón a mezcla de lutitas y areniscas (Glover, 2000).

A si mismo, la materia orgánica a veces presente en las lutitas provoca un ligero incremento en la porosidad de caliza neutrón aparente parecido al que se presenta en la lutitas solas con agua de frontera.

El registro neutrón puede también identificar evaporitas y por consiguiente sus aguas de cristalización. El ejemplo más común es el yeso ( $\text{CaSO}_4+2\text{H}_2\text{O}$ ), pero también se incluyen a la kainita, a la carnalita y a la polihalita. Los primeros tres tienen unas porosidades de caliza aparentes de alrededor del 60%, mientras que la polihalita da valores de alrededor del 25%. Por otro lado, las porosidades de caliza aparentes para la halita, la anhidrita y la silvita son muy bajas y de alrededor

de -3, -2 y -3 respectivamente, ya que no contienen agua. Estos efectos por los cristales se observan en la figura 3.35 (Glover, 2000).

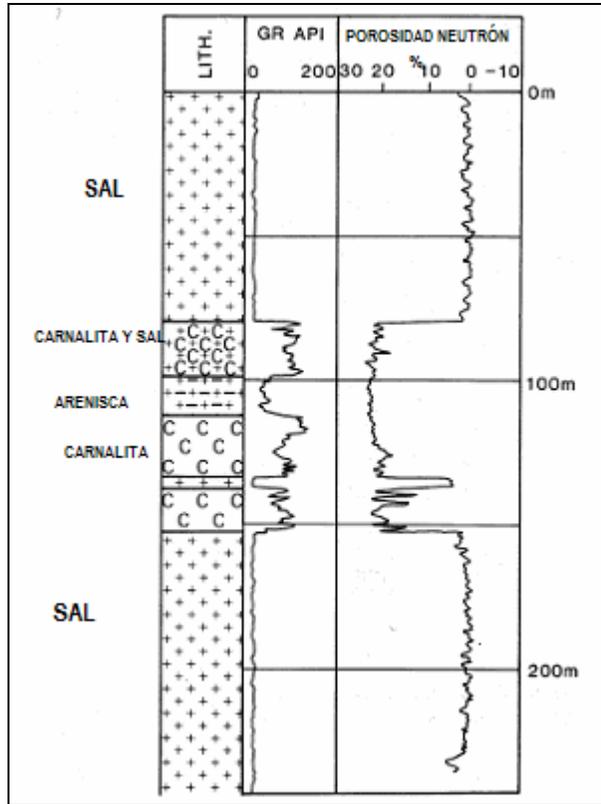


Figura 3.35. Respuesta del registro neutrón a las evaporitas (Glover, 2000).

Finalmente, los minerales hidratados no son comunes en las cuencas, sin embargo pueden ser detectados mediante registros de neutrones cuando éstos se utilizan para otros fines que no son la detección de hidrocarburos como reservorios geotérmicos evaluados en provincias metamórficas e ígneas.

---

---

# IV

---

## REGISTRO E.C.S.

---

El registro de espectroscopía de captura de elementos (ECS) tiene como objetivo principal determinar la litología de la formación geológica calculando las concentraciones relativas de elementos tales como silicio (Si), calcio (Ca), hierro (Fe), azufre (S), titanio (Ti) y gadolinio (Gd); así como cloro (Cl), bario (Ba), aluminio (Al) e hidrógeno (H); estas concentraciones se calculan midiendo el espectro de energía generado por la emisión de rayos gamma provocados por la interacción de sus electrones con los de la formación. Este registro presenta la característica particular de poder tomarse tanto en pozo abierto como entubado. Su sonda consta de una fuente emisora de neutrones cuya fuente radioactiva es principalmente una mezcla de americio y berilio (AmBe).

Además, permite realizar un análisis litológico por medio de los minerales y elementos cuyas muestras se encuentran secas, determina las propiedades de la matriz y realiza un cálculo preliminar del tipo litológico de la formación, en tiempo real.

### 4.1 PRINCIPIO DE ESPECTROSCOPIA

La espectroscopia se define como el estudio de la interacción entre la radiación electromagnética (REM) a determinados niveles de energía con la materia.

La REM utilizada en los estudios de espectroscopia se representa como paquetes de energía, esto se debe a que una molécula de materia almacena y libera determinadas cantidades de energía de diferentes maneras, tales como energía rotacional, energía vibratoria o energía electrónica; esta última relacionada a los electrones asociados con cada átomo que está en movimiento constante.

Gracias también al estudio de la radiación electromagnética es posible determinar la estructura de una molécula o átomo; así como la absorción, emisión o dispersión de la radiación por la materia. Cada molécula presenta un espectro específico lo que ha llevado a identificar estructuras y propiedades desconocidas de aquellas moléculas y elementos por los picos característicos

reconocidos dentro del mismo. Estos picos se conocen generalmente como firmas espectrales y son las equivalentes a las huellas digitales de los elementos.

La espectroscopia se ha aplicado a un amplio campo de estudio, siendo en la identificación mineralógica donde se ha estado desarrollando últimamente, hay avances tanto en tecnología como en análisis, con el objetivo final de llegar a una certera clasificación y cuantificación de los elementos constituyentes de las rocas de una formación geológica.

Con este fin, el uso de la radiación gamma ( $\gamma$ ) juega un papel importante ya que es un tipo de radiación electromagnética producida generalmente por elementos radiactivos y por otros procesos subatómicos, que al interactuar con determinados elementos llevan a su plena identificación. Debido a las altas energías que poseen los rayos gamma, constituyen un tipo característico de radiación ionizante capaz de penetrar en la materia con mayor profundidad. La energía liberada es medida en megaelectronvoltios (MeV); un MeV es equivalente a fotones gamma de longitudes de onda inferiores a  $10^{-11}$  m o a frecuencias superiores a  $10^{19}$  Hz (Figura 4.1) (Reyes, 2007).

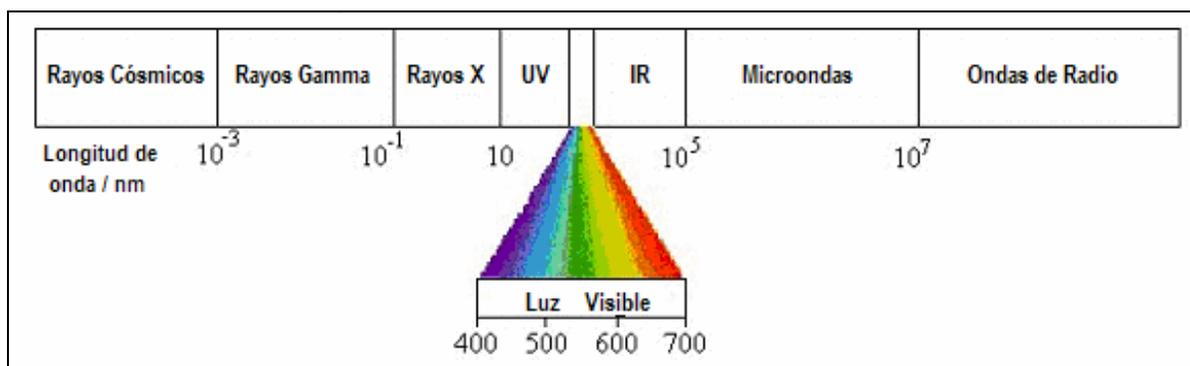


Figura 4.1. Diagrama del espectro electromagn3tico. En el se muestran desde los rangos de alta energ3a hasta los de baja energ3a y destacando el intervalo de la luz visible (Tomada de Reyes, 2007).

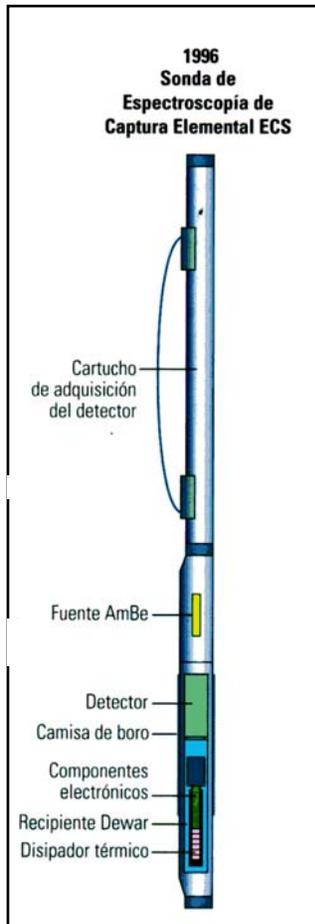
## 4.2 EQUIPO

A trav3s del tiempo se aprecia que los elementos qu3micos contenidos en las formaciones se detectan con diversas herramientas de adquisici3n como los registros de espectroscop3a cuya fuente emisora son neutrones pulsados.

La sonda de Espectroscop3a de Captura de Elementos (ECS), tuvo sus or3genes en 1996 (Figura 4.2), tiene como antecedentes a las herramientas de Adquisici3n de Registros Geoqu3micos (GLT,

1986) y a la de Control de Saturación del Yacimiento (RST, 1991). La sonda ECS vislumbró sus ventajas frente a sus antecesoras debido a que es una herramienta corta, fácil de utilizar, rápida de operar y porque mide elementos suficientes para llevar a cabo una buena evaluación de la litología (Barson, et. al., 2005; Horkowitz, 1997).

Las principales características de la herramienta son las siguientes:



- Longitud: 2m
- Diámetro: 5pulg
- Velocidad de registro: 1800pies/h
- Diámetro mínimo del pozo: 6pulg
- Fuente: Am y Be
- Detector: BGO (cristal de germanato de bismuto)

Figura 4.2. Sonda ECS 1996 (Barson, et. al., 2005).

### 4.3 PRINCIPIO DE MEDICIÓN

Se basa en la medición y análisis de un espectro de rayos gamma, estos rayos se generan cuando los neutrones de alta energía provenientes de la fuente emisora (fuentes radioactivas tales como el Americio (Am) y el Berilio (Be)), bombardean a la formación y pierden su energía debido a la dispersión provocada principalmente por la presencia del hidrógeno en la misma, alcanzando a su vez su nivel de energía termal. Cuando ocurre lo anterior, los neutrones colisionan y son capturados por los núcleos de los átomos de determinados elementos de la formación geológica. Al ocurrir

esto, los núcleos son excitados lo que provoca que emitan rayos gamma con una distribución de energía característica de cada elemento presente en la formación.

Con la sonda se obtiene un espectro donde es posible reconocer los picos característicos de cada elemento, como se muestra en la figura 4.3, a partir del cual se calcularán posteriormente las proporciones relativas de cada uno de los diferentes contribuyentes (Barson, et. al., 2005; Herron and Herron, 1996).

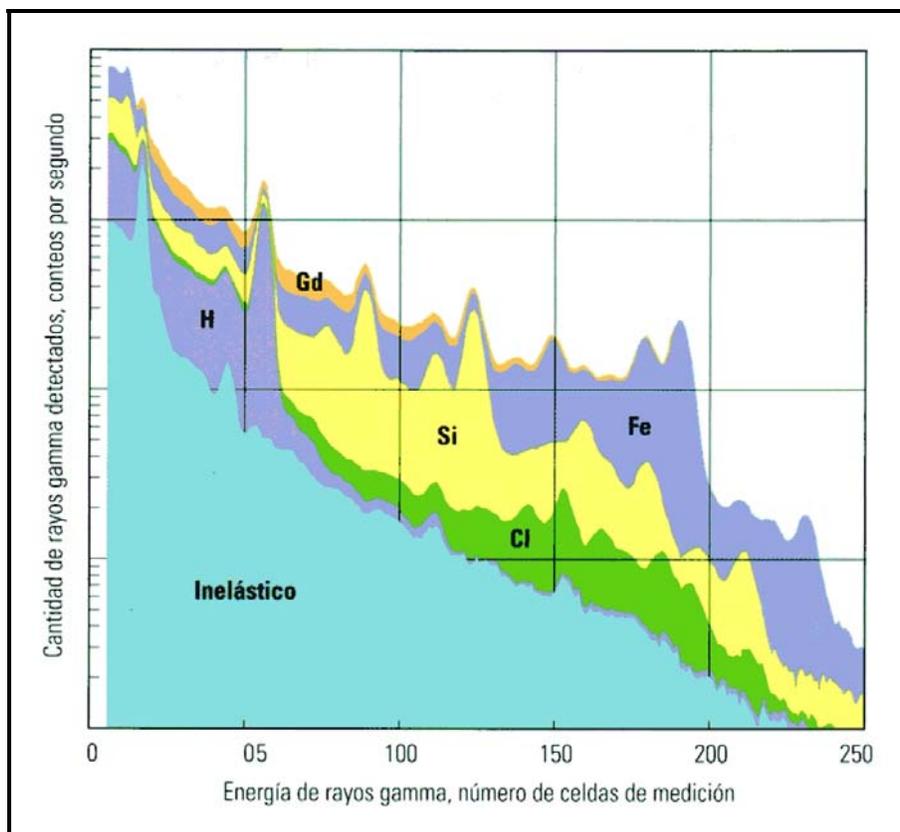


Figura 4.3. Espectro de rayos gamma a partir de la sonda ECS. Los rayos gamma resultantes de la captura de neutrones termales, se muestran divididos en las contribuciones de los diferentes elementos presentes (Barson, et. al., 2005).

#### 4.4 CUANTIFICACIÓN DE LOS ELEMENTOS

El cálculo de la proporción o rendimiento relativo de los rayos gamma de cada elemento se lleva a cabo mediante la comparación del espectro medido con la herramienta en pozo y el espectro estándar adquirido previamente en laboratorio para cada elemento de manera individual.

Para llevar a cabo dicha comparación es necesario deconvolucionar el espectro (inversión del espectro) en todos y cada uno de los principales elementos de aporte, tales como el silicio (Si), calcio (Ca), hierro (Fe), azufre (S), gadolinio (Gd), titanio (Ti), hidrógeno (H) y cloro (Cl) entre otras proporciones de captura.

Las concentraciones obtenidas del proceso anterior son sólo medidas relativas ya que la señal total depende de varios factores como el ambiente donde se adquiere el registro y el cual puede variar a lo largo de todo el intervalo de adquisición del mismo.

Para obtener las concentraciones absolutas de los elementos es necesario considerar llevar a cabo un estudio adicional basado en el principio del cierre de óxidos. Este principio establece que una roca seca está constituida únicamente por un sólo conjunto de óxidos, donde la suma de las concentraciones de éstos debe equivaler a 1; tales concentraciones se expresan en porcentaje de peso debido a que la masa es la contribuyente de un elemento.

Por otra parte, a pesar de la eficiencia de la herramienta ECS con respecto a la identificación de la mayoría de los elementos más comunes, presenta sus deficiencias al no lograr reconocer a aquellos como el potasio (K) y el aluminio (Al), sin embargo su concentración es posible correlacionarla con la concentración del hierro y con ello estimar también su proporción.

De manera general, los resultados que se obtienen son posteriormente validados correlacionándolos con los resultados adquiridos de los análisis realizados a las muestras de núcleo adicionales como se puede ver en la figura 4.4, y así obtener finalmente la identificación de la mayor cantidad de minerales posible (Barson, et. al., 2005; Herron and Herron, 1996).

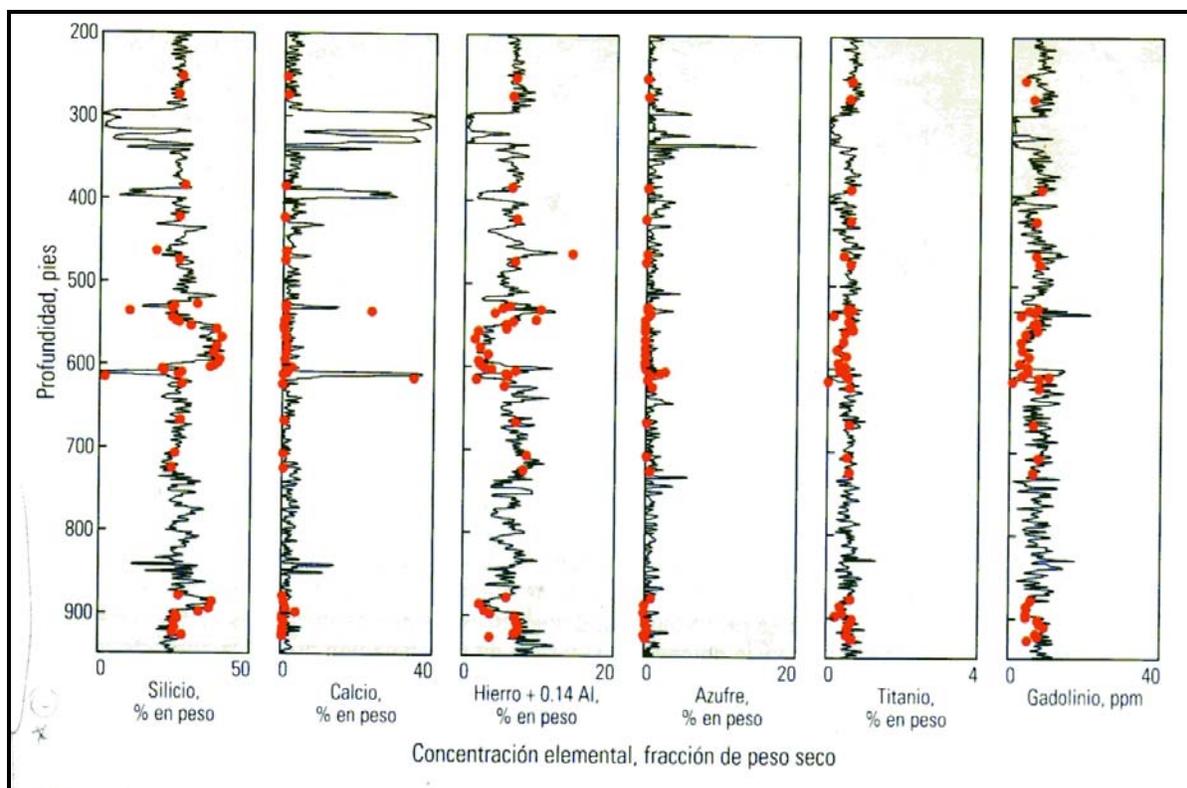


Figura 4.4. Ejemplo comparativo entre 6 concentraciones de elementos medidas en núcleo (rojo) y las obtenidas después de la aplicación de cierre de óxidos a concentraciones relativas obtenidas del registro ECS (negro) (Barson, et. al., 2005).

#### 4.4.1 Análisis litológico

Para poder realizar cualquier comparación o correlación adicional con otros registros de pozo es indispensable convertir las concentraciones de los elementos obtenidos en grupos de minerales como arcillas, carbonatos, etc., de la misma manera se obtienen de los registros convencionales como el rayos gamma (GR) o el densidad (FDC). Se puede ver en la figura 4.5 la comparación de las concentraciones calculadas de diversos elementos obtenidos de registros y la concentración de arcilla medida en un pozo. Los tres primeros elementos fueron medidos con espectroscopia de rayos gamma, mientras que los seis restantes fueron medidos con espectroscopia de rayos gamma de captura (Barson, et. al., 2005; Herron and Herron, 1996).

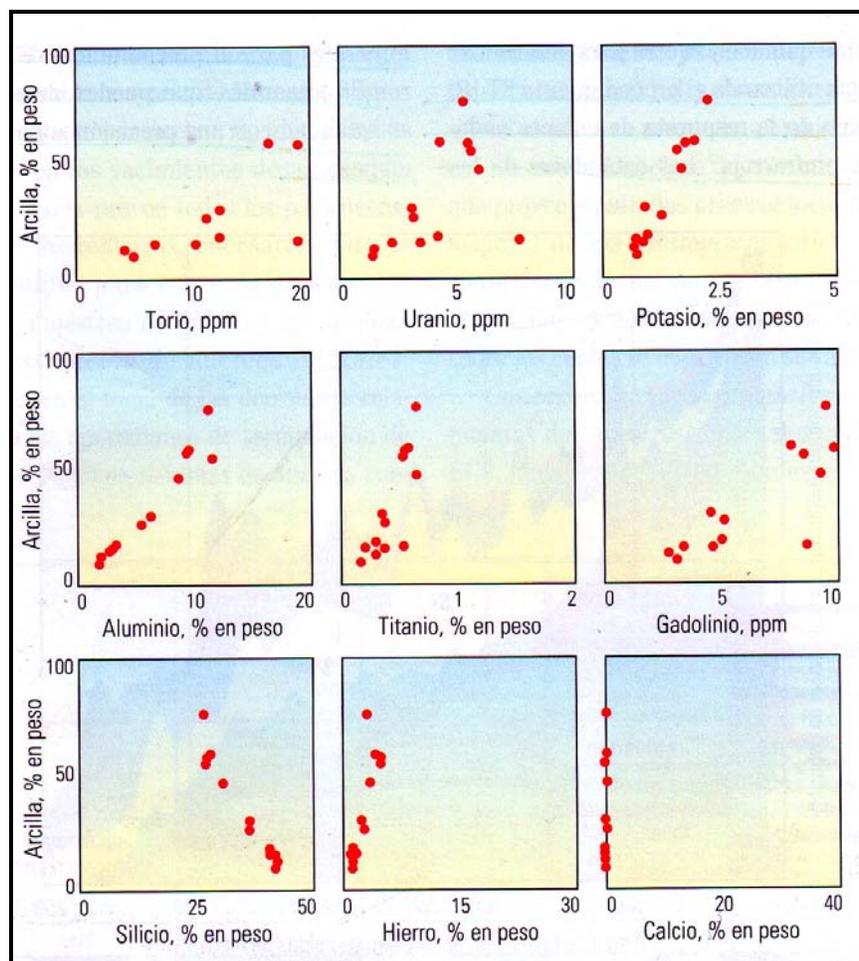


Figura 4.5. Comparación de las concentraciones de algunos elementos medidos a través de registros de pozo con la concentración de arcilla (Barson, et. al., 2005).

---

---

Con el fin de determinar las fracciones litológicas se llevó a cabo un análisis espectral de la litología (SpectroLith). Este método consiste en dividir el volumen total de la roca en 4 fracciones litológicas reportadas como de porosidad libre o *porosity-free*, y medidas en porcentajes de pesos secos (wt%) de la siguiente manera:

**CLAY** (arcilla) = caolinita + illita + esmectita + clorita + glauconita

**CARB** (carbonatos) = calcita + dolomía

**EVAP** (evaporitas) = anhidrita + yeso

**Q-F-M** (*residuo*) = cuarzo + feldespatos + mica

Para el desarrollo de este análisis espectral fue necesario tomar como base el estudio de más de 400 muestras de núcleos de diferentes secuencias arenosas y de secuencias con areniscas arcillosas, cada una de estas muestras fue triturada y separada en dos partes para realizarles un análisis químico y mineralógico. Para este último, se aplicó un procedimiento denominado como FT-IR (transformada doble de Fourier infrarroja), que se basa en la respuesta de los enlaces moleculares a la luz infrarroja y cuyos estándares minerales (más de 50), incluyen de 26 a 28 minerales que pueden determinarse en su totalidad con una precisión de +/-2% en peso.

Como resultado final del análisis espectral es posible obtener el total de arcillas (medido en porcentaje de peso seco), a partir de las concentraciones de silicio, de calcio y de hierro. A su vez, es posible estimar el contenido de arcilla a partir del aluminio contenido en la roca sin tener que medirlo directamente debido a la buena correlación que se obtiene debido a que las arcillas son aluminosilicatos, ya que su composición química tiene como base al aluminio. Otro elemento que ayuda a determinar el contenido de arcilla es el potasio cuando la arcilla dominante en la roca de la formación es la illita.

Por otra parte, el porcentaje de carbonatos se determina a partir de las concentraciones de calcio presentes principalmente en la calcita y la dolomía. Mientras que, las evaporitas (**EVAP**) se determinan a partir de las concentraciones de azufre y calcio; y a su vez, el hierro se encuentra asociado a los minerales pesados como la siderita y la pirita.

Finalmente, después de calcular y restar los elementos anteriores del 100% de la muestra, se supone que el remanente estará compuesto de los minerales cuarzo, feldespatos y micas (**Q-F-M**) midiéndose como una sola fracción litológica (Barson, et. al., 2005; Herron and Herron, 1996; Horkowitz, 1997).

#### 4.4.2 Estimación de las fracciones litológicas

A partir de la recopilación de información de registros de pozo es posible apoyar el cálculo de la concentración total de arcilla a partir de los elementos principales, como se puede analizar en la figura 4.6, en la cual se presentan tres gráficas de las concentraciones contra porcentaje en peso de arcilla afectadas por determinados minerales.

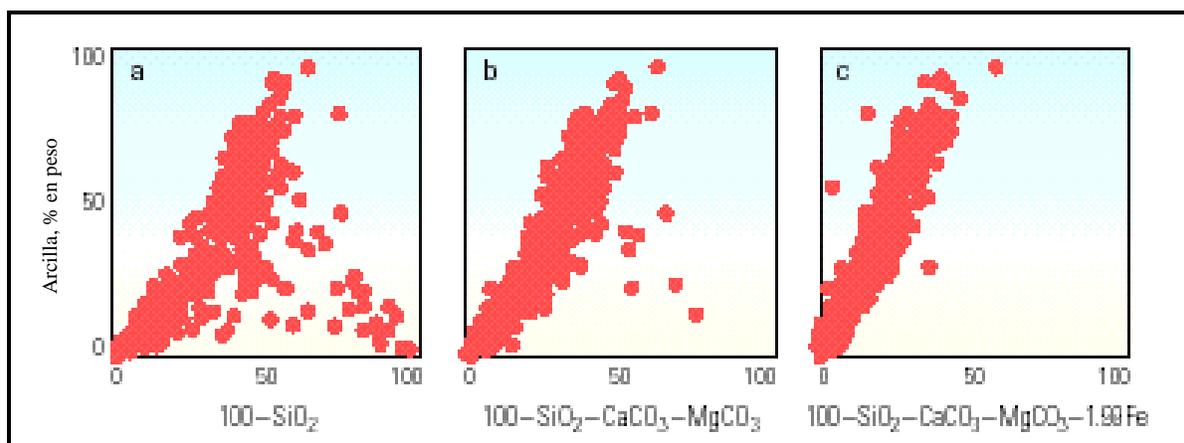


Figura 4.6. Estimación de la concentración de arcilla a partir de los elementos principales (Barson, et. al., 2005).

En la figura 4.6.a se observa que el silicio se convierte a  $\text{SiO}_2$  para obtener una tendencia de arcilla hacia  $(100 - \text{SiO}_2)$  que se ve perturbada principalmente por los minerales carbonatados y representados por los puntos que salen de la línea de tendencia.

Posteriormente en la figura 4.6.b se utilizan las concentraciones de Ca y Mg para compensar la presencia de calcita ( $\text{CaCO}_3$ ) y dolomía ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ), las cuales son restadas de la estimación anterior ( $100 - \text{SiO}_2 - \text{CaCO}_3 - \text{MgCO}_3$ ), obteniéndose así una mejor tendencia en el contenido de arcillas pero que aún se ve perturbada por la presencia de la siderita y la pirita, representados en los puntos que salen nuevamente de la línea de tendencia.

Finalmente en la figura 4.6.c se observa la corrección aplicada a la estimación anterior restando las concentraciones de los minerales ricos en hierro ( $100 - \text{SiO}_2 - \text{CaCO}_3 - \text{MgCO}_3 - 1.99\text{Fe}$ ), y mejorando un poco más la línea de tendencia para el cálculo final del contenido total de arcilla.

La relación de las sustancias que aparecen en la última figura representa la forma general para el cálculo de arcillas a partir de las concentraciones de Si, Ca, Mg y Fe. Sin embargo, es mediante la obtención de la pendiente de la línea de tendencia que se puede llevar a cabo la estimación precisa y cuyo valor es característico de los datos con los que se están trabajando, por lo que la ecuación para calcular el contenido de arcillas quedaría de la siguiente manera:

$$\text{Arcilla} = X (100 - \text{SiO}_2 - \text{CaCO}_3 - \text{MgCO}_3 - 1.99\text{Fe}) \quad (1)$$

Donde  $X$  = valor de la pendiente de la línea de tendencia elemento vs arcilla (%).

De igual manera, tomando en cuenta la equivalencia existente entre el aluminio y la arcilla previamente mencionada, la ecuación (1) puede escribirse como:

$$\text{Al} = X_{Al} (100 - \text{SiO}_2 - \text{CaCO}_3 - \text{MgCO}_3 - 1.99\text{Fe}) \quad (2)$$

Así para:

$$\text{Arcilla} + \text{Mica} = X_{A+M} (100 - \text{SiO}_2 - \text{CaCO}_3 - \text{MgCO}_3 - 1.99\text{Fe}) \quad (3)$$

Por su parte, para estimar la fracción de carbonatos es necesario determinar primero las concentraciones de calcio de los datos del registro, presentándose complicaciones ante la presencia de dolomías debido a que el magnesio no es detectado por el registro de espectroscopia, obteniéndose de estudios previos una equivalencia entre los dos elementos ( $\text{Ca} + 1.455\text{Mg}$ ), y que puede aplicarse para su cálculo en función de ellos de la siguiente manera:

$$\text{Calcita} + \text{Dolomía} = X_{C+D} (\text{Ca} + 1.455\text{Mg}) \quad (4)$$

La estimación del remanente Q-F-M se obtiene de la resta del 100% en peso de las fracciones de arcilla, carbonatos y evaporitas calculados previamente; esta fracción también se considera como las arenas restantes compuestas principalmente por cuarzo, feldespatos y micas.

## 4.5 PRESENTACIÓN Y VENTAJAS DEL REGISTRO ECS

Como resultado final al cálculo de las estimaciones de las fracciones litológicas de una formación, se obtiene un registro litológico presentado de la siguiente manera como se muestra en la figura 4.7, donde se aprecia en diferentes colores el contenido de cada una de las fracciones que se obtienen del registro ECS.

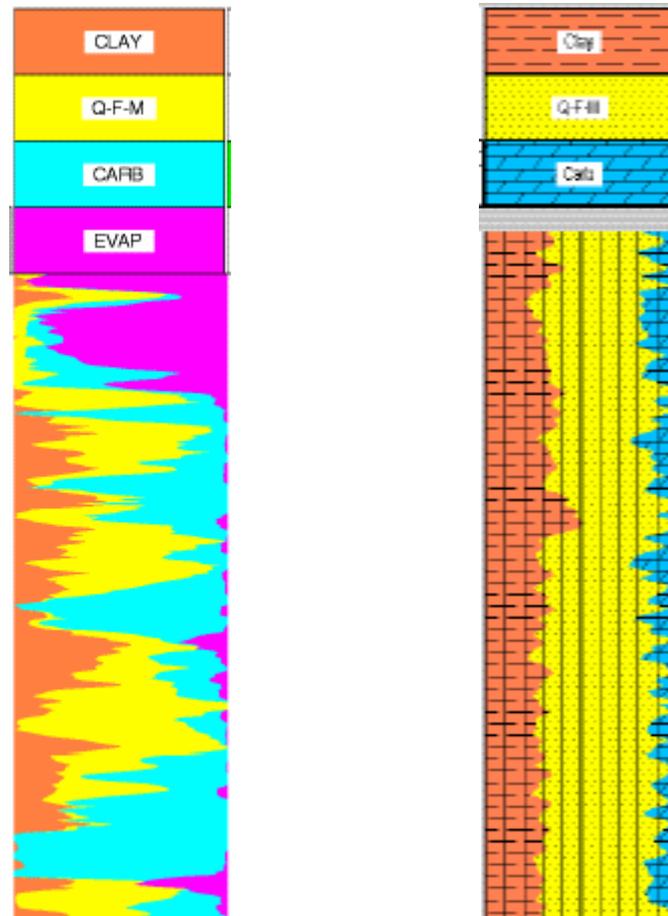


Figura 4.7. Presentación final del registro ECS (Horkowitz, 1997).

A demás de las características particulares que presenta la herramienta y que contribuyen en las ventajas para su uso y aplicación, es importante mencionar adicionalmente que del registro ECS es posible obtener la información litológica en tiempo real en el pozo, puede correrse tanto en pozo abierto como entubado. No se ve afectado por ningún tipo de lodo de perforación, agua dulce, saturación salina, rugosidades o altas temperaturas que algunos pozos llegan a presentar.

Sus mayores aportaciones radican en la alta precisión del cálculo de la mineralogía de las formaciones a evaluar, identificándose y cuantificándose por lo menos 8 minerales principales tales

como silicio (Si), calcio (Ca), magnesio (Mg), hierro (Fe), azufre (S), aluminio (Al), gadolinio (Gd), titanio (Ti), hidrógeno (H) y el cloro (Cl); lo que permite una mejor identificación litológica aportando con ello información importante para un mejor cálculo de otras propiedades petrofísicas.

Otra de las ventajas importantes es que puede correlacionarse con otros registros para obtener finalmente mejores modelos geológicos y de yacimientos, un ejemplo de ello se muestra en la figura 4.8 en donde se correlaciona al registro ECS con un registros GR, SFL entre otros registros eléctricos.

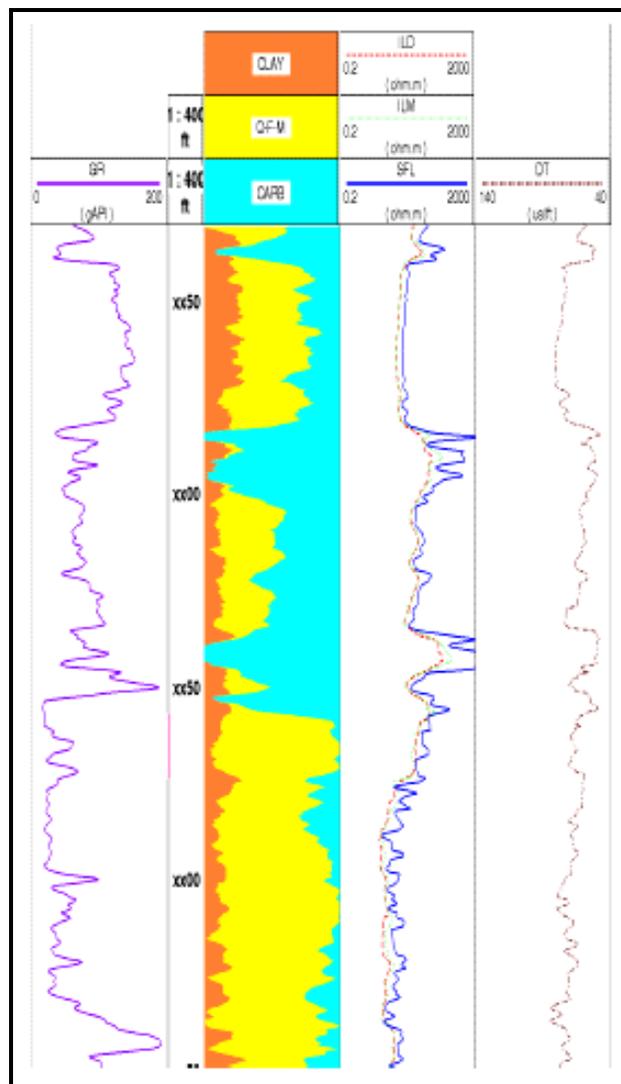


Figura 4.8. Correlación del registro ECS con otros registros (Horkowitz, 1997).

# V

---

## APLICACIONES DEL REGISTRO ECS

---

Fueron pocos los ejemplos encontrados en la literatura sobre las aplicaciones y usos del registro de Espectroscopia de Captura de Elementos (ECS), de ahí la importancia de este trabajo ya que recopila y muestra algunos casos reales que permiten validar su eficiencia para que en un futuro pueda ser de mayor uso como una herramienta más en los registros geofísicos de pozos en la exploración petrolera de nuestro país.

A pesar de que en México ha sido limitada la aplicación del ECS, en este trabajo se exponen los resultados de un par de pozos en los que fue tomado; los pozos se encuentran localizados en dos campos productores de gas y aceite del estado de Veracruz, el primero contenido en la Cuenca Terciaria de Veracruz y denominado pozo “Cocuite” y el segundo contenido en la Cuenca de Chicontepepec llamado pozo “Agua Fría”. De manera general para ambos pozos se llevó a cabo una correlación con la descripción detallada de la columna estratigráfica correspondiente.

Se presenta a su vez un análisis petrofísico utilizando los registros convencionales y con ello se realizó una comparación con los resultados obtenidos directamente con el registro ECS con la finalidad de probar la efectividad del propio registro utilizando para ello una herramienta de evaluación distinta a la del registro.

### 5.1 POZO “COCUITE”

El pozo “Cocuite” del cual se realizó el análisis petrofísico y la correlación con el registro ECS pertenece al campo productor de gas Cocuite (Mioceno-Medio, Plioceno-Inferior), se encuentra ubicado al SE del Puerto de Veracruz, en la Cuenca de Veracruz (Figura 5.1).

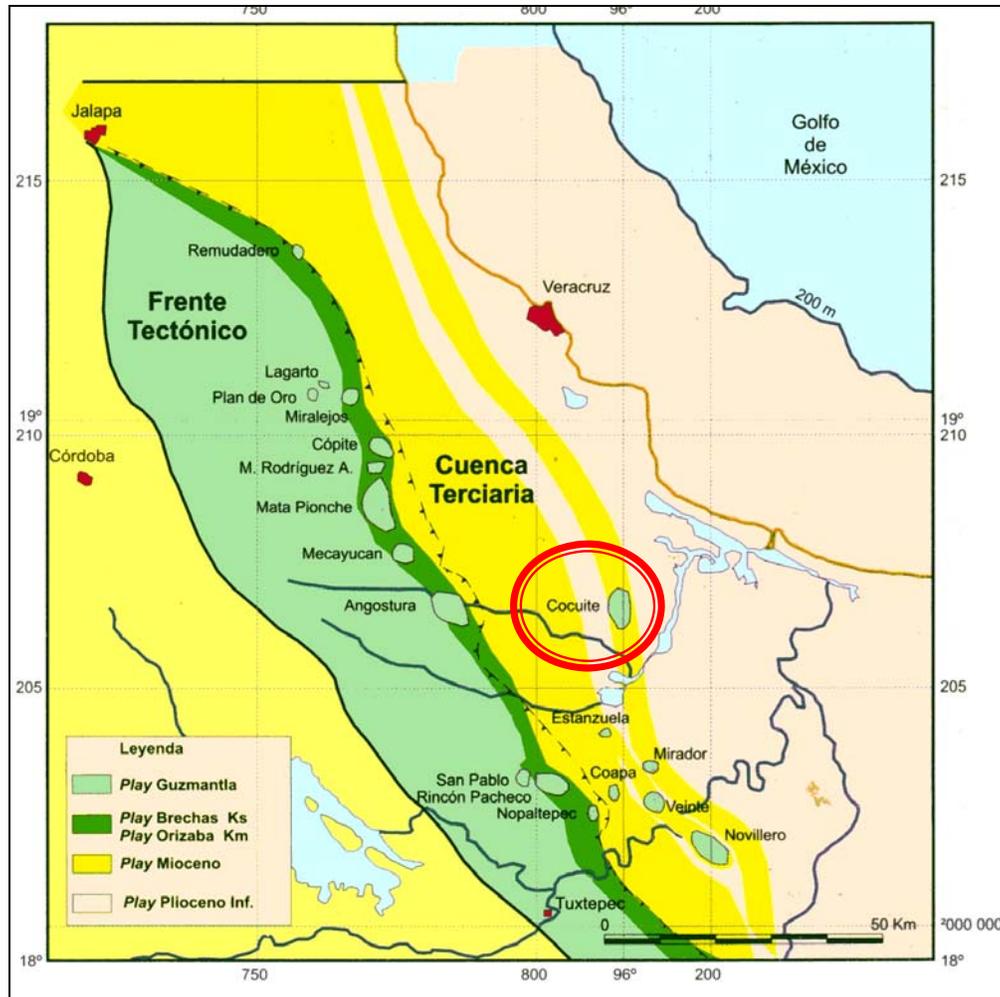
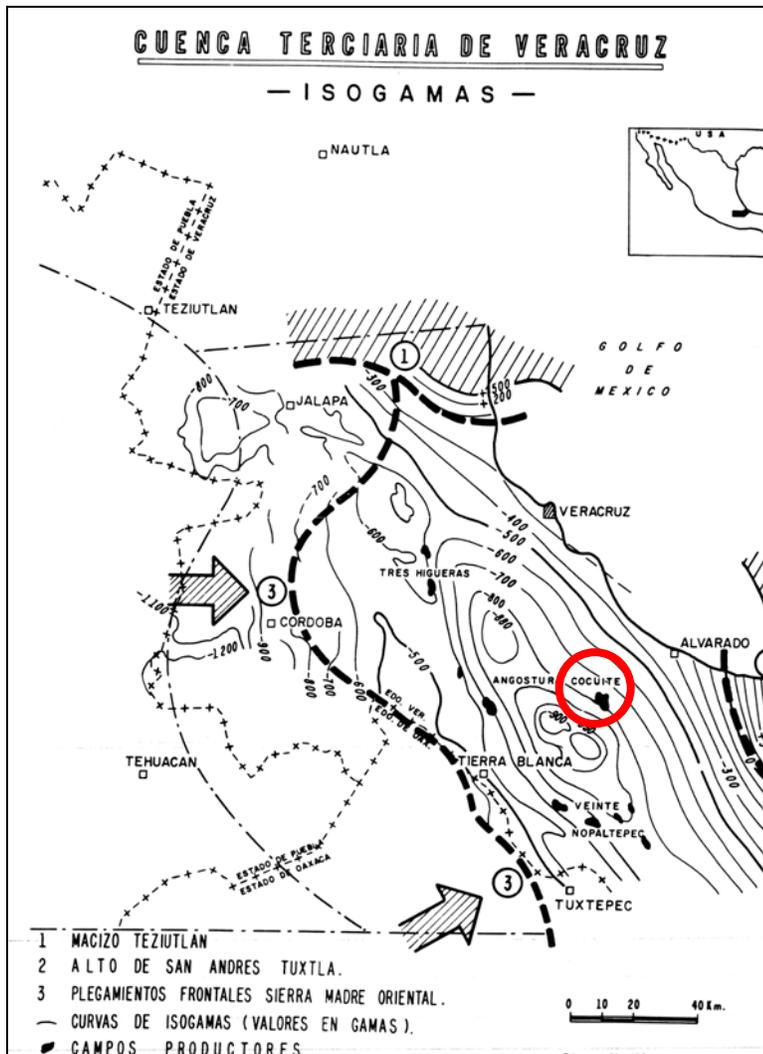


Figura 5.1 Ubicación del campo Cocuite (PEMEX, 1999).

### 5.1.1 Geología General

La Cuenca de Veracruz está limitada al norte por el Macizo de Teziutlán, al poniente y suroeste por la Sierra Madre Oriental, al suroriente por la Cuenca Salina del Istmo y el Macizo de San Andrés Tuxtla, al noroeste y este por el Golfo de México como lo muestra la figura 5.2. Se constituye por depósitos clásticos con un espesor total aproximado de 8000 a 9000 m. en la que destacan sedimentos areno-arcillosos y arenosos conglomeráticos. Cronológicamente comienza su desarrollo desde el Paleoceno hasta la actualidad (COREMI, 1995).



Es una cuenca originada por eventos tectónicos, rellena por sedimentos terciarios siliciclásticos productores de gas; limitada al occidente por un imbrincamiento de fallas originadas por el frente tectónico del Mesozoico, sobreponiendo hacia dicho sector a una columna que paleogeográficamente, corresponde a las Plataformas de Córdoba y Orizaba. Está conformada por una secuencia alternante de sedimentos de arenas, lutitas y conglomerados lo que ofrece importantes expectativas en la acumulación de hidrocarburos (PEMEX 1999).

Figura 5.2 Localización de la cuenca de Veracruz y ubicación del campo Cocuite (López-Ramos, 1979).

### 5.1.2 Estratigrafía

La columna sedimentaria descansa sobre un basamento metamórfico-granítico de edad Paleozóica que comienza con los sedimentos Triásico-Jurásico Medio de carácter continental, le siguen discordantemente los del Jurásico Superior principalmente constituidos de carbonatos. En el Cretácico se tienen carbonatos, calizas, arcillas y margas.

A finales del Mesozoico las rocas carbonatadas recién depositadas son expuestas y erosionadas por la orogenia Laramide, construyendo la Sierra Madre Oriental y provocando una regresión marina y una consecuente discordancia estratigráfica. Esta exposición es la que suministra de sedimentos a la Cuenca de Veracruz donde se depositan rocas clásticas desde el Paleoceno y hasta la actualidad.

Según López Ramos (1979) en el área afloran principalmente sedimentos terciarios y recientes; sin embargo, las formaciones sedimentarias más antiguas, están cubiertas por rocas piroclásticas así como de rocas recientes probablemente de origen fluvial. En términos generales se puede decir que este periodo se caracterizó por movimientos del nivel de mar que dieron lugar a la formación de sedimentos en ambientes desde litoral hasta nerítico externo y batial inferior y posiblemente abisal; estos están formados en su mayor parte de arcillas, más o menos arenosas, arena, o bien ocasionalmente de conglomerados cuya presencia en el área se debe a una transgresión durante el Mioceno donde se formaron grandes deltas y abanicos submarinos. Las rocas volcánicas de la región, son posteriores al Mioceno y cubren discordantemente a las rocas de esta edad. Litológicamente se trata de derrames de andesita, brechas y cenizas volcánicas.

La secuencia estratigráfica se compone de 5 unidades estratigráficas Mesozoicas y de 10 Cenozoicas como se muestra a continuación en la figura 5.3.

## COLUMNA CRONOESTRATIGRAFICA

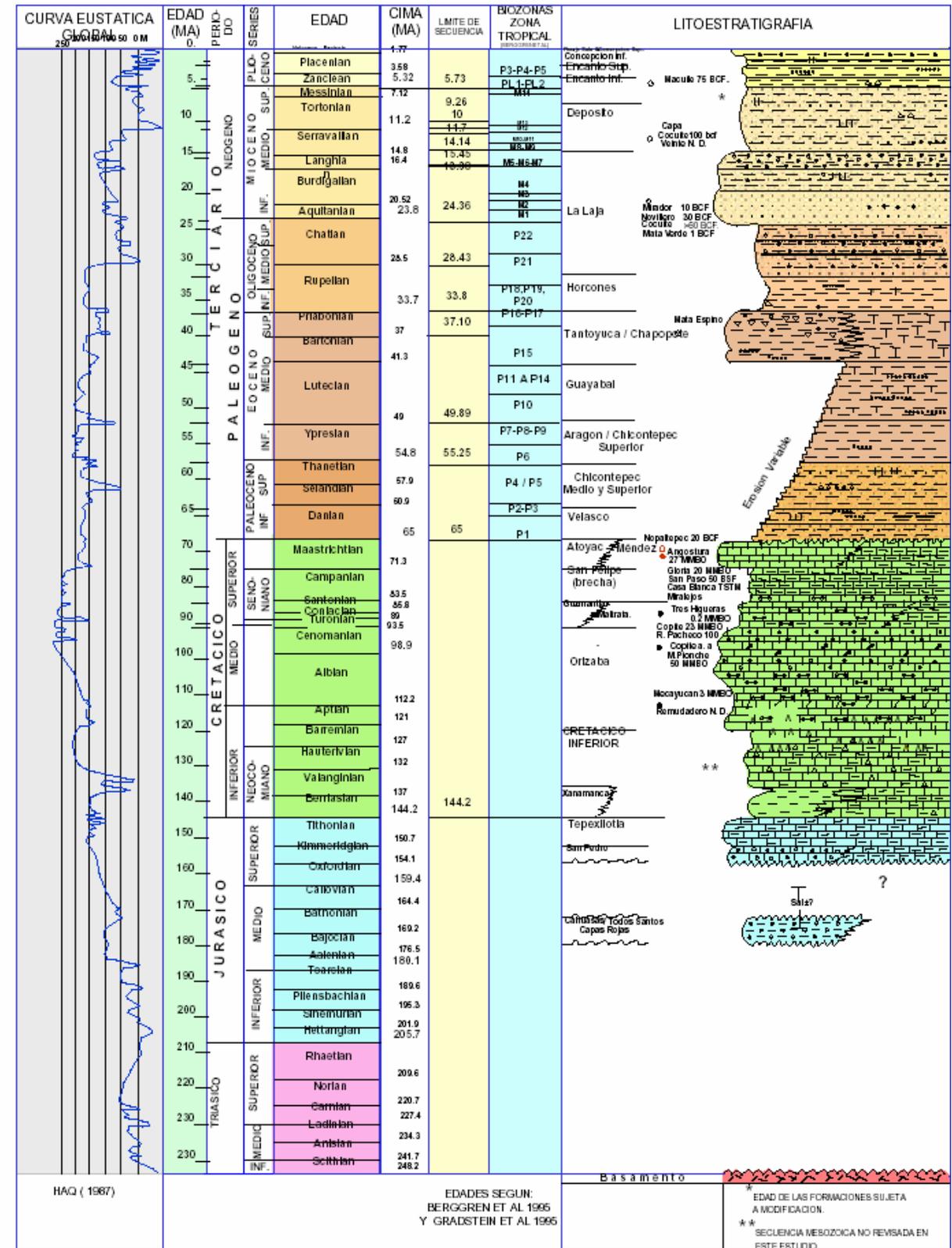


Figura 5.3 Columna Cronoestratigráfica de la Cuenca de Veracruz (PEMEX y Schlumberger, 2000).

### 5.1.3 Análisis Petrofísico (Comprobación)

Con el objetivo de tener una validación de los resultados obtenidos con el registro ECS para este pozo, fue posible conseguir y a su vez trabajar con los datos de otros registros del mismo, y con ellos elaborar una análisis petrofísico más completo; para esta evaluación se utilizó el programa *Geolog* de la empresa Paradigm. A continuación se presentan los módulos con los que es posible realizar los cálculos de porosidad efectiva y volumen de arcilla los cuales son parámetros fundamentales en la obtención de la litología final del pozo Cocuite; finalmente se muestra gráficamente el resultado de este análisis.

Como primer paso se obtuvo la porosidad efectiva del yacimiento empleando las curvas de densidad, teniendo en cuenta que la diferencia entre la porosidad total y el volumen de arcillas es la porosidad efectiva y que a su vez este concepto está enfocado principalmente a la presencia, en su mayor parte, de arenas en el yacimiento de interés.

Por lo anterior tenemos que en la figura 5.4 se presenta el módulo de cálculo en donde los renglones en amarillo, de manera general, son los datos constantes de entrada, los renglones en verde más fuerte son a su vez las curvas de entrada y finalmente los renglones en verde claro son los datos de salida obtenidos del propio programa y que serán graficados como producto de los cálculos correspondientes en el registro final.

	Location	Mode	Comment	Unit	Name	Value
1	Constant	In_Out	Option for total/effective phi	ALPHA*10	OPT_PHITYPE	EFFECTIVE
2	Constant	In_Out	Matrix density	K/M3	RHO_MA	2700
3	Constant	In_Out	Fluid density	K/M3	RHO_FL	1000
4	Constant	In_Out	Shale density	K/M3	RHO_SH	2450
5	Constant	In_Out	Maximum allowed PHIE	V/V	PHIE_MAX	0.3
6	Constant	In_Out	Option to allow bad hole logic	LOGICAL	OPT_BH	No
7	Constant	In_Out	Option to allow coal logic	LOGICAL	OPT_COAL	No
8	Log	Input	Density log	K/M3	RHO	RHOZ
9	Log	Input	Limited volume of shale	V/V	VSH	VSH
10	Log	Output	Total porosity from density	V/V	PHIT_DEN	PHIT_DEN
11	Log	Output	Limited total porosity	V/V	PHIT	PHIT
12	Log	Output	Effective porosity from density	V/V	PHIE_DEN	PHIE_DEN
13	Log	Output	Limited effective porosity	V/V	PHIE	PHIE
14	Log	Output	Volume of dry shale	V/V	VOL_DRYSHL	VOL_DRYSHL
15	Log	Output	Volume of shale water	V/V	VOL_SHLWAT	VOL_SHLWAT

Figura 5.4 Módulo para el cálculo de la porosidad efectiva.

De los datos de entrada se asume que el pozo se encuentra ubicado en un yacimiento cuya matriz constituyente es de carbonatos y cuya densidad establecida es de  $2.7 \text{ g/cm}^3$ . También se supone que el fluido contenido es agua por lo que se establece un valor de densidad del fluido de  $1.0 \text{ g/cm}^3$ . Mientras que, para obtener el valor de la densidad de las lutitas fue necesario elaborar un crossplot rhob vs vsh como el que se muestra en la figura 5.5, ya que llega a ser muy complicado determinar un valor específico directamente, pues como se sabe, una roca arcillosa está constituida por pequeñas partículas de rocas preexistentes intemperizadas y eso torna difícil la determinación de la densidad.

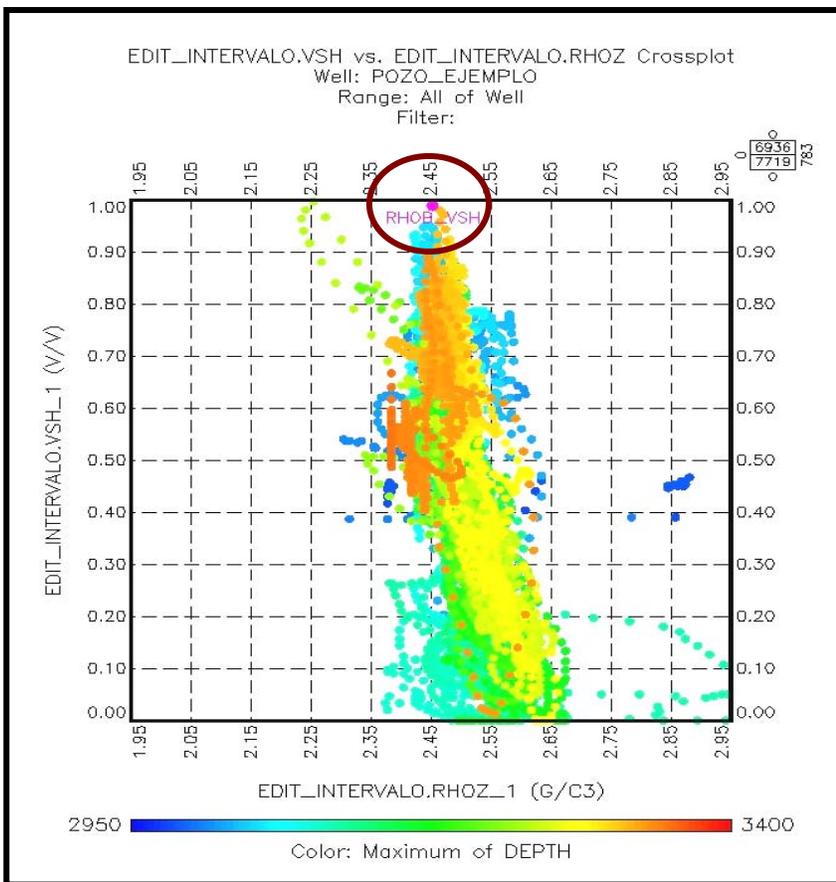


Figura 5.5 Crossplot rhob vs vsh.

En esta gráfica se tiene que, en el eje de las abcisas se encuentran los valores de rho en  $[\text{g/cm}^3]$  mientras que en el eje de las ordenadas los valores de vsh en  $[\text{V/V}]$ , y donde se observa la intersección entre el valor de vsh cuando es igual a 1 y la línea de tendencia preferencial de los valores de rho, es posible conocer el valor de la densidad de las arcillas, el cual para este caso particular fue de  $2.45 \text{ g/cm}^3$ .

Finalmente los datos de los siguientes 3 renglones amarillos ya se encuentran previamente determinados y establecidos. Para el caso de los dos renglones en verde más fuerte se tiene que en el registro de densidad se ingresó la curva de rhoz, mientras que para el volumen limitado de arcillas se consideró la propia curva vsh. Para estos datos siempre se tomó en cuenta un rango del 0% al 100%.

Por último, como resultado se obtuvieron los datos mostrados en los seis últimos renglones de la tabla en verde claro donde se destacan tanto el volumen de arcillas secas y el volumen de arcillas húmedas, los cuales se encuentran en función de la densidad del fluido elegido en los datos de entrada y en los valores calculados de densidad de arcillas.

A continuación se calcula el volumen de arcillas a partir del registro de rayos gamma para lo que se despliega la figura 5.6.

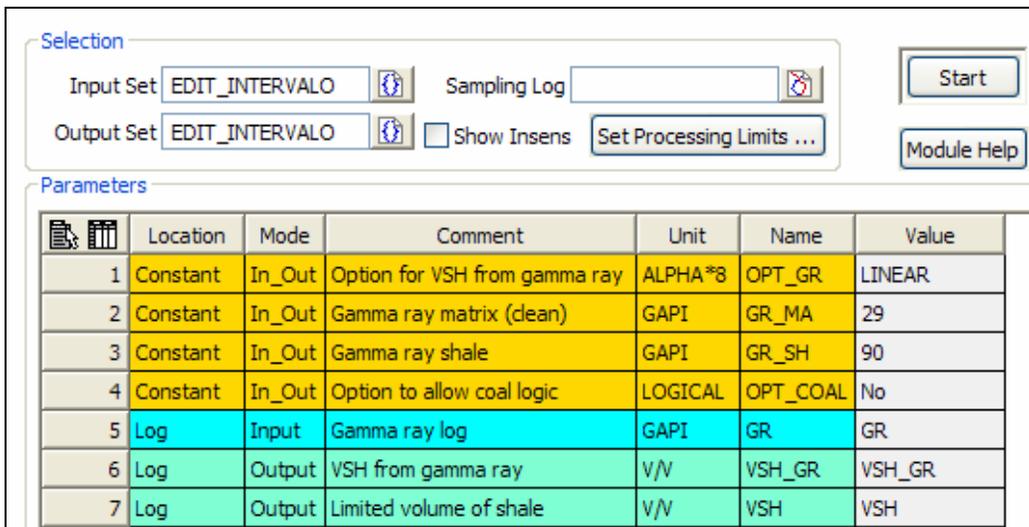


Figura 5.6. Módulo para el cálculo del volumen de arcilla a partir de GR.

Para establecer los datos de entrada de este módulo, primero se debe elaborar un histograma de frecuencias contra valores de rayos gamma, donde en los extremos se presentan los valores mínimo y máximo de contenido de arcillas; a la izquierda y derecha respectivamente (Figura 5.7). Con ello fue posible determinar que para una matriz limpia se obtuvo un resultado de 29°API, mientras que para arcillas el valor fue de 90°API.

El siguiente dato de entrada a considerar en color verde más oscuro es del registro de rayos gamma, finalmente como respuesta se observa en los dos últimos renglones los resultados obtenidos con este módulo y que se mostrarán en el registro final, como son el volumen de arcillas como respuesta del registro de rayos gamma, así como el volumen de arcillas limitado.

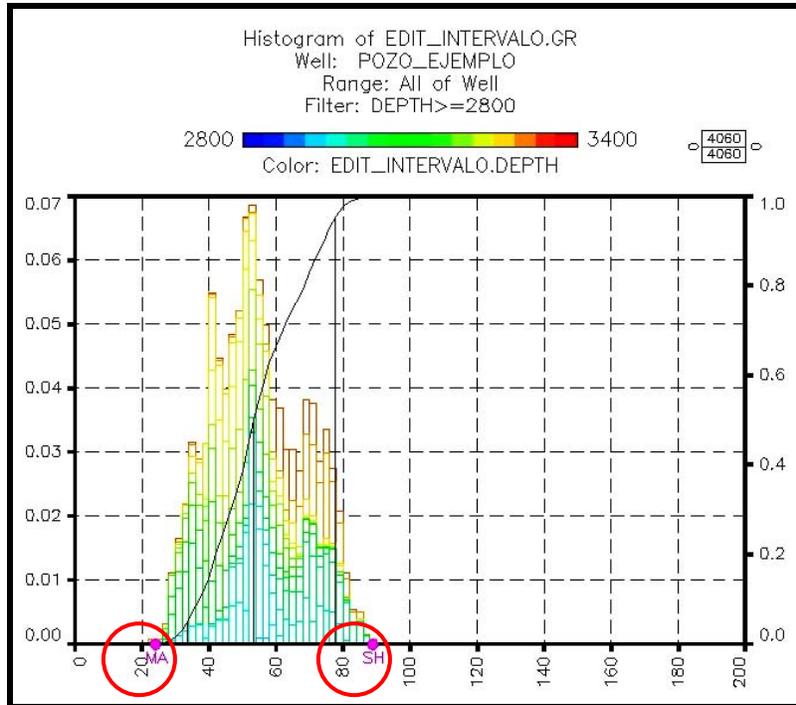


Figura 5.7. Histograma de frecuencias vs rayos gamma.

El siguiente módulo es útil para conformar un resumen de todos los datos necesarios para obtener la gráfica del registro final con el análisis petrofísico y con ello obtener las curvas que finalmente serán graficadas con él (Figura 5.8).

Selection

Input Set: EDIT\_INTERVALO    Sampling Log:

Output Set: EDIT\_INTERVALO     Show Insens    Set Processing Limits ...

Start    Module Help

Parameters

	Location	Mode	Comment	Unit	Name	Value
1	Constant	In_Out	Option for total/effective phi	ALPHA*10	OPT_PHITYPE	EFFECTIVE
2	Constant	In_Out	Fluid density	K/M3	RHO_FL	1000
3	Constant	In_Out	Shale density	K/M3	RHO_SH	2450
4	Constant	In_Out	Fluid transit time	US/M	DT_FL	620
5	Constant	In_Out	Shale transit time	US/M	DT_SH	320
6	Constant	In_Out	Fluid cross-section	B/C3	U_FL	.78
7	Constant	In_Out	Shale cross-section	B/C3	U_SH	9
8	Log	Input	Density log	K/M3	RHO	EDIT_INTERVALO.RHOZ
9	Log	Input	Sonic log	US/M	DT	DT
10	Log	Input	Photo-electric cross-section	B/C3	U	EDIT_INTERVALO.U
11	Log	Input	Limited volume of shale	V/V	VSH	EDIT_INTERVALO.VSH
12	Log	Input	Limited effective porosity	V/V	PHIE	PHIE
13	Log	Output	True matrix density	K/M3	RHO_MAT	RHO_MAT
14	Log	Output	True matrix transit time	US/M	DT_MAT	DT_MAT
15	Log	Output	True matrix cross-section	B/C3	U_MAT	U_MAT

Figura 5.8. Módulo de resumen de datos.

En los primeros siete renglones en color amarillo tenemos los valores constantes de entrada, escogiendo la opción de una porosidad efectiva, una densidad de fluido de 1.0 g/cm<sup>3</sup> correspondiente al agua, una densidad de arcillas de 2.45 g/cm<sup>3</sup> previamente calculado para el primer módulo y para los últimos cuatro renglones se introducen valores constantes que han sido previamente calculados y determinados para el tipo de análisis.

Para los siguientes 5 renglones en color verde oscuro se presentan los datos de los registros de entrada que se tomarán en cuenta para los cálculos como el registro sónico, valores de porosidad efectiva, de volumen de arcillas, el registro de densidad.

Finalmente en los tres últimos renglones en color verde claro se presentan los valores de salida con sus respectivas curvas referidos todos ellos a la matriz de la roca los cuales permitirán determinar el tipo de formación en la que se está realizando el análisis petrofísico.

Con la información obtenida hasta ahora ya es posible elaborar las gráficas correspondientes a las curvas adquiridas de los registros utilizados y con ello elaborar una interpretación litológica, sin embargo, al tener disponibles también los datos del registro ECS y tomando en cuenta los resultados obtenidos del análisis petrofísico se elaboró también un registro ECS en este mismo programa para lo cual se desplegó la ventana de la figura 5.9 y se completó de la siguiente manera.

The screenshot shows the 'Unknowns' window in the ECS software. It includes sections for 'Minerals', 'Flushed Zone Fluids (X Zone)', 'Unflushed Zone Fluids (U Zone)', and 'Responses'.

**Minerals:** Quartz, Calcite, Dolomite, Halite, Orthoclase, Albite, Anhydrite, Gypsum, Pyrite, Siderite, Muscovite, Biotite, Glauconite, Illite, Kaolinite, Chlorite, Smectite, Spec Min1, Spec Min2, Wet Cl/Sh 1, Wet Cl/Sh 2, Wet Cl/Sh 3.

**Flushed Zone Fluids (X Zone):** Oil, Gas, Bound Water, Irred. Water, Free Water, Special Fluid, OBM Filtrate.

**Unflushed Zone Fluids (U Zone):** Oil, Gas, Bound Water, Irred. Water, Free Water, Special Fluid.

**Responses Table:**

	Quartz	Calcite	Dolomite	Wet Cl/Sh 1	X Oil	X FreeW	U Oil	U FreeW	Units
RHOZ	2650	2720	2878	2400	634.1	1049	0	0	K/M3
NPHI	-0.01	0	0.025	0.3	0.9807	0.9529	0	0	V/V
DT	165.3	156.8	142.7	328.1	620.1	620.1	0	0	US/M
U	4.78	13.77	9	9	0.09142	0.7806	0	0	B/C3
GR	12	15	20	130	0	9.6	0	0	GAPI
CT	0	0	0	0.2	0	0	0	4.298	MH/M
CXO	0	0	0	0.2	0	22.52	0	0	MH/M

The right side of the window shows a lithology log with layers labeled WIRE.SLAN\_1, WIRE.SLCR\_1, WIRE.SLSL\_1, and WIRE.SLCL\_1, each with a 'W/W' label. Below these are several layers of rock represented by different patterns and colors, including a prominent yellow and blue patterned layer.

Figura 5.9. Ventana para construir el registro ECS.

Se consideró que nuestro yacimiento está constituido mineralógicamente por cuarzo, calcita, dolomita y por arcillas, que en esta ventana corresponde a la opción *Wet Cl/Sh 1*. Por su parte, tanto para la zona lavada como para la zona de transición se consideró que estaban invadidas por aceite y agua libre ya que no se tenía ninguna otra información sobre el pozo al momento de la evaluación. Con los parámetros considerados se obtuvieron las respuestas desplegadas al final de la ventana los cuales permiten hacer correlaciones.

El producto final de esta evaluación se muestra en la figura 5.10 donde se grafican todas las curvas de los registros utilizados para obtener la evaluación litológica.

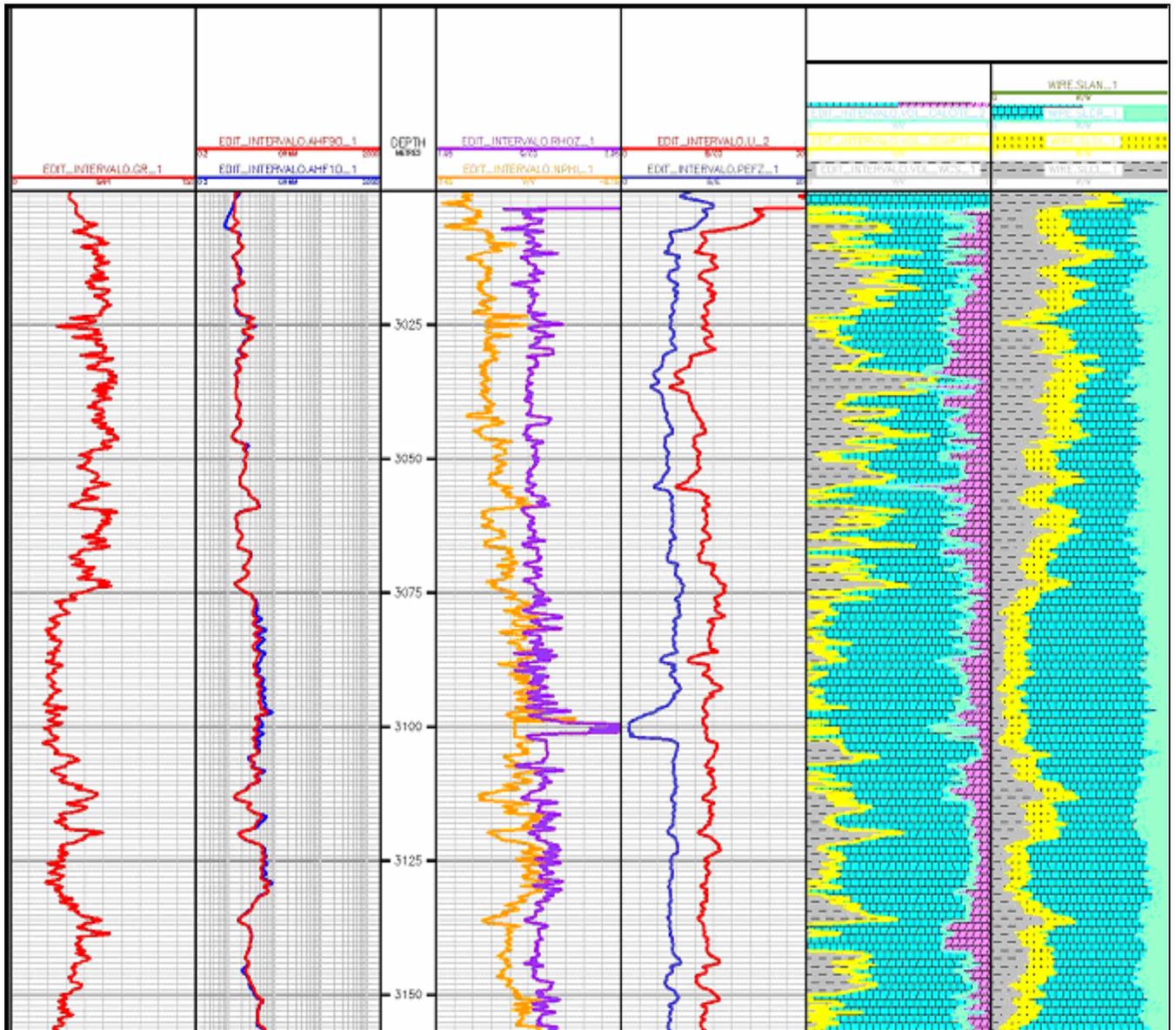


Figura 5.10. Gráfica final del análisis petrofísico y del registro ECS del pozo "Cocuite".

Las más importantes se encuentran, en el primer carril se presenta la curva del registro de rayos gamma, en el segundo des curvas correspondientes a los registros resistivos, en el cuarto carril las curvas del registro de neutrón, en el sexto carril tenemos la evaluación litológica llevada a cabo a partir del análisis petrofísico con los registros anteriores, y finalmente en el último carril se observa una representación del registro ECS calculado también con el mismo programa.

La información que proporcionan estas curvas señala que la litología de este pozo está constituida predominantemente por carbonatos, una fracción de lutitas y una pequeña fracción de areniscas. Las proporciones como se puede observar en la figura varían entre uno y otro pero se conserva el tipo de litología. Se consideró el intervalo de profundidad en donde fue corrido el registro original.

#### **5.1.4 Presentación e interpretación del registro ECS**

En la figura 5.11 se presenta el registro de Espectroscopia de Captura de Elementos (ECS) original correspondiente al pozo “Cocuite” acompañado de su interpretación litológica derivada de los cálculos hechos con los registros convencionales, así como de las curvas de registros tales como rayos gamma, resistivos y de densidad neutrón, entre otros; tomados en un intervalo de profundidad que va de los 3000 m a los 3150 m.

De los resultados obtenidos a partir del registro se observa que en el yacimiento del pozo “Cocuite” se presenta una fracción de carbonatos predominante con respecto a los otros dos tipos litológicos presentes como son areniscas y arcillas; sin embargo, en la evaluación litológica presentada en el sexto carril observamos que la fracción predominante corresponde a areniscas, no se observan carbonatos y que sin embargo la fracción correspondiente a las arcillas se mantiene en consistencia entre los dos.

Lo anterior se presenta debido a que las formaciones que cruza este pozo están constituidas principalmente por areniscas calcáreas lo que provoca la fracción de carbonatos en la respuesta del registro ECS. Estas formaciones geológicas están constituidas desde el punto de vista mineralógico-químico por carbonatos de calcio sin embargo, estructuralmente se encuentran conformadas de areniscas, es decir, fragmentos de calizas retrabajadas.

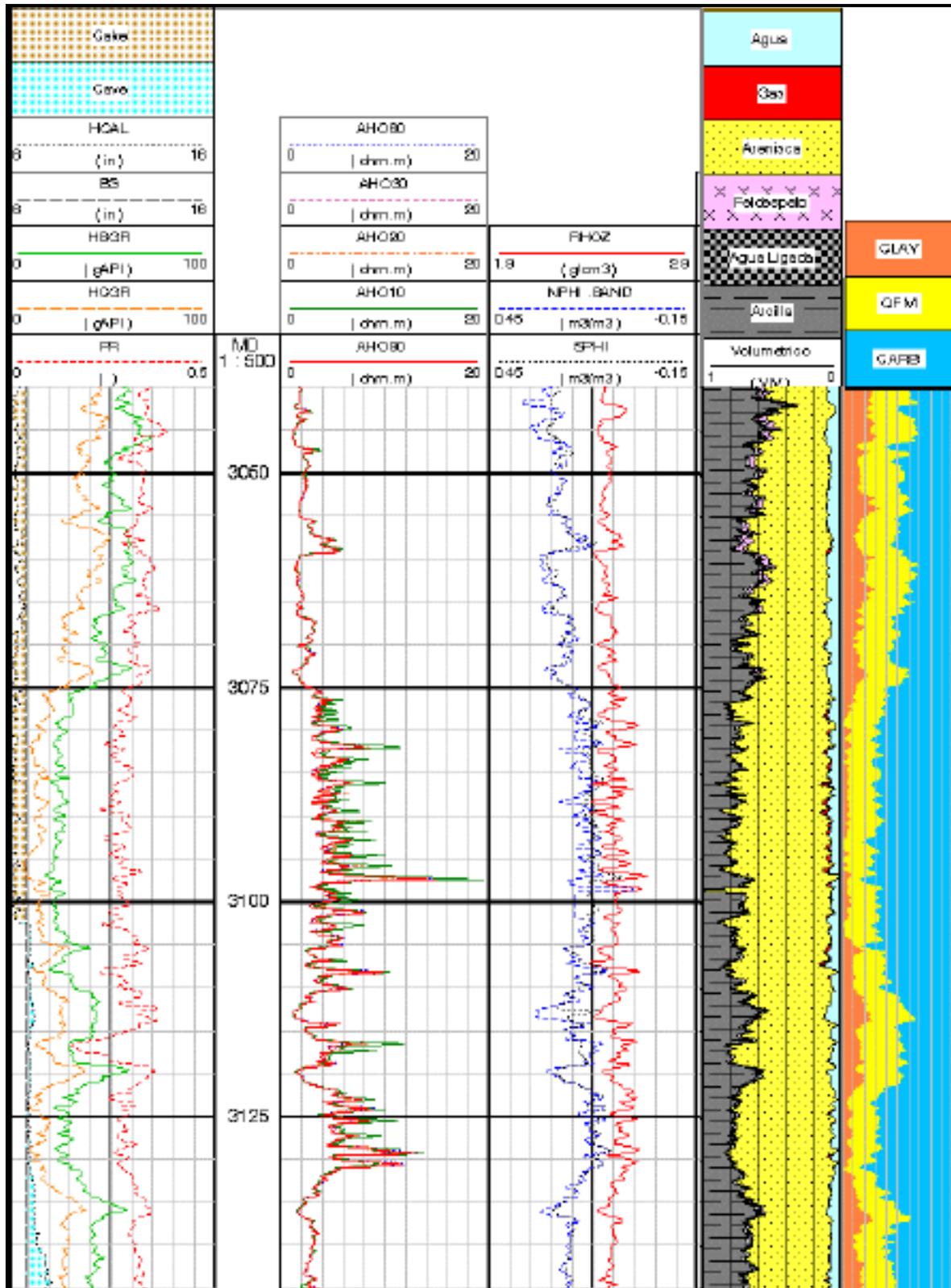


Figura 5.11. Registro ECS del pozo "Cocuite".

## 5.2 POZO “AGUA FRÍA”

Del pozo “Agua Fría” únicamente se realizó la correlación de la geología con el registro ECS, este pozo pertenece al campo productor de aceite Agua Fría (Paleoceno-Inferior, Oligoceno-Superior), se encuentra ubicado al Oeste de Poza Rica en el estado de Veracruz y contenido en la Cuenca de Chicontepec (Figura 5.12).

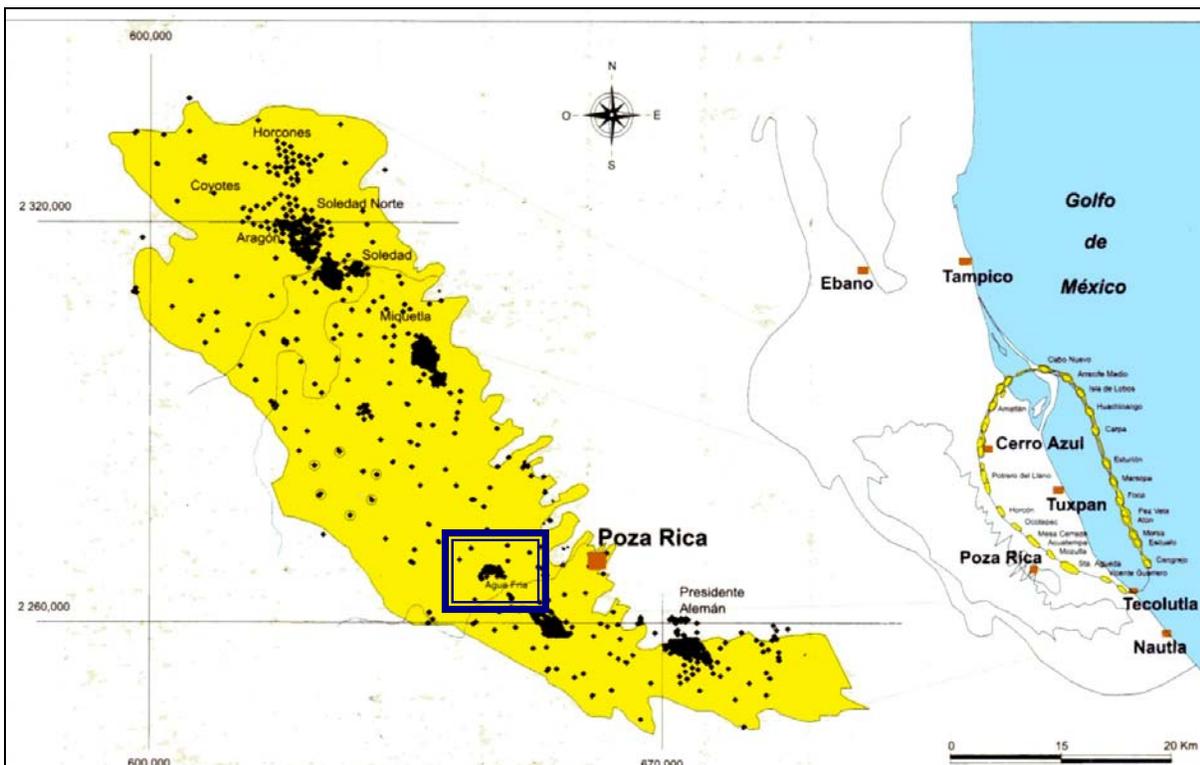


Figura 5.12 Ubicación del campo Agua Fría (PEMEX, 1999).

### 5.2.1 Geología General

La Cuenca de Chicontepec se encuentra ubicada entre la plataforma de Tuxpan (Faja de Oro) al oriente y la Sierra Madre Oriental al oeste. Es parte de la provincia geológica denominada “Tampico-Misantla”. Geográficamente comprende una porción de los estados de Veracruz y Puebla.

La Cuenca de Chicontepec es una cuenca sintectónica y contiene sedimentos terrígenos depositados en un ambiente marino profundo en forma de lóbulos y abanicos submarinos de edad Paleoceno sobre el Cretácico y Jurásico, se originaron por erosión una serie de canales que fueron rellenados por sedimentos arcillosos y arenosos de manera alternada en forma de turbiditas, definidos como las

formación Chicontepec (PEMEX, 1999), constituido por tres formaciones geológicas: Chicontepec Inferior, Chicontepec Medio y Chicontepec Superior.

### **5.2.2 Estratigrafía**

Los estudios sedimentológico de diferentes autores coinciden en explicar que los sedimentos que originaron las rocas del Grupo Chicontepec, son producto de la erosión del levantamiento de la Sierra Madre Oriental y que han sido transportados y distribuidos por corrientes de turbidez, y depositados en ambiente de aguas profundas. Regionalmente, el modelo está conformado por varios abanicos submarinos, con sus canales alimentadores ubicados en la margen occidental de la Cuenca de Chicontepec. Estos depósitos de abanicos se vieron afectados por una serie de eventos erosivos de los cuales sobresale la discordancia del Eoceno Inferior, la cual forma un canal que se profundiza de noroeste hacia el sureste, donde sedimentos terciarios y del Jurásico Superior se encuentran en contacto. Esta discordancia es uno de los factores que regula la distribución de hidrocarburos en diferentes trampas estratigráficas. En la parte norte y centro del Paleocanal la mayoría de los hidrocarburos se localizan por debajo de esta discordancia, mientras que en la porción sur la producción se encuentra ubicada en las arenas basales que la sobreyacen (PEMEX, 1999).

Las características de erosión y retrabajo se los sedimentos de Chicontepec generan problemas locales de crono y bioestratigrafía provocando que en el estudio de caracterización geológica regional se utilizara la estratigrafía y las facies sísmicas para poder agrupar paquetes sedimentarios con características similares. Con ello fue posible elaborar la columna estratigráfica que se muestra en la figura 5.13, para la parte norte y sur de la Cuenca de Chicontepec, con sus correspondientes formaciones geológicas.

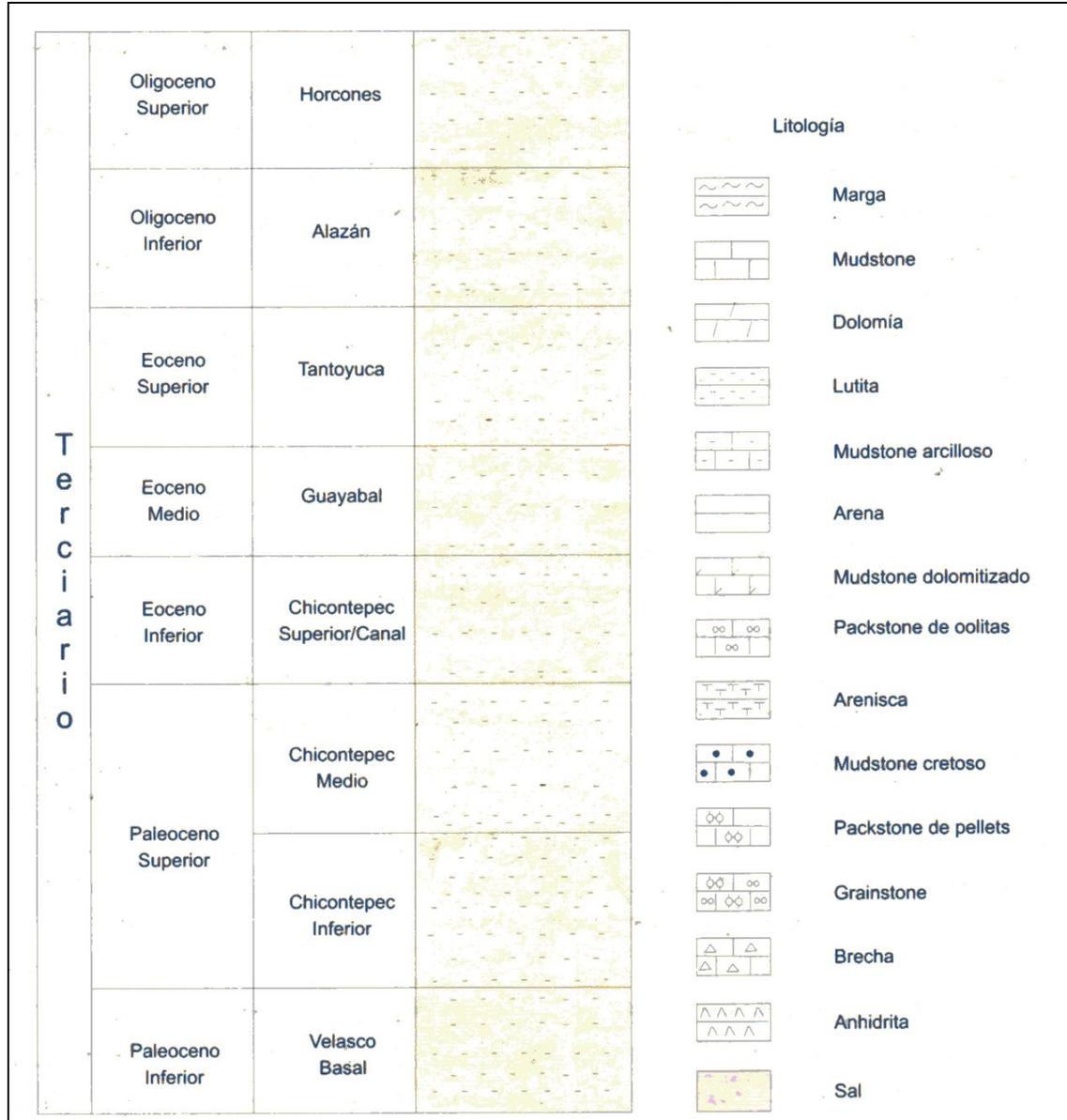


Figura 5.13 Columna estratigráfica de Chicontepec (PEMEX, 1999).

### 5.2.3 Presentación e interpretación del registro ECS

En la figura 5.14 se presenta el registro de Espectroscopia de Captura de Elementos (ECS) original correspondiente al pozo “Agua Fría” acompañado de las curvas de registros tales como rayos gamma, resistivos y de neutrón, entre otros; tomados en un intervalo de profundidad que va de los 1600m a los 2200m.

De los resultados obtenidos a partir del registro se observa que en el yacimiento del pozo “Agua Fría” se presenta una fracción predominante de areniscas líticas (con fragmentos de roca), con respecto a los otros componentes litológicos presentes como son carbonatos, arcilla y pirita.

Al igual que el pozo analizado en la Cuenca de Veracruz, las formaciones que cruza el pozo “Agua Fría” están constituidas principalmente por areniscas, lo que provoca la fracción de areniscas reconocidas en el ECS. No obstante, estas areniscas también tienen un alto contenido de material calcáreo lo que están provocando la presencia de la fracción de carbonatos, como líticas. Un aspecto importante que resalta en el registro son los dos intervalos posiblemente productores, el primero entre los 1700m y 1800m y el segundo entre los 2050m y los 2175m, y que se encuentran perfectamente delimitados en la gráfica del ECS.

Esto nos lleva a que el ECS puede darnos información adicional al tipo de litología presente en el yacimiento como es la identificación de intervalos de interés, es decir, donde se encuentra saturada de hidrocarburos.

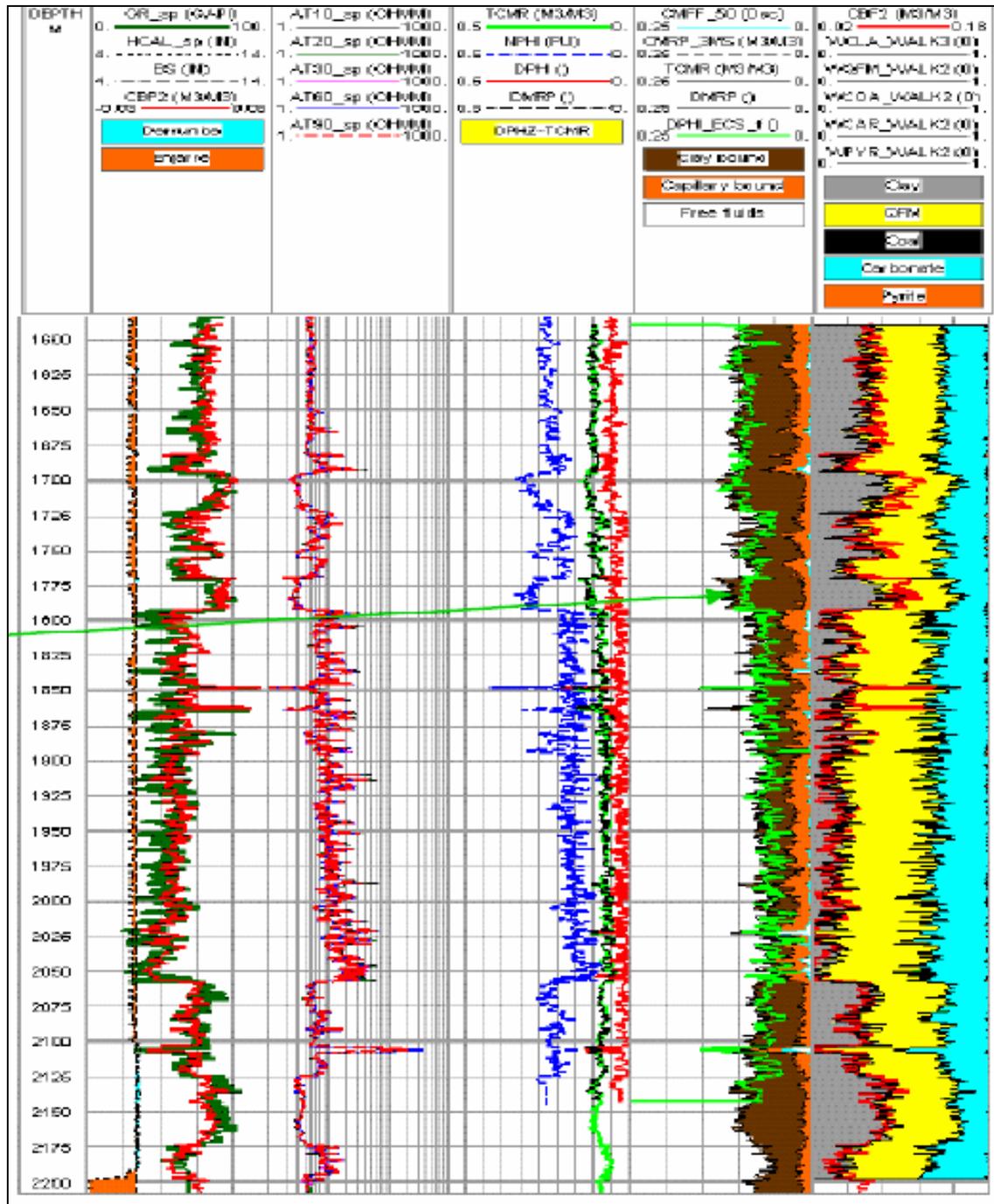


Figura 5.14. Registro ECS del pozo "Agua Fría".

# VI

## CONCLUSIONES

---

---

El registro de Espectroscopia de Captura de Elementos (ECS) es un registro que proporciona información litológica y mineralógica de las formaciones geológicas que se analizan mediante la presentación gráfica y porcentual de los principales elementos constituyentes de las rocas de manera casi inmediata a la toma del mismo, con lo que es posible estimar el valor y capacidad de un yacimiento de ser productor o no de hidrocarburos.

Con la integración a los registros convencionales y con el registro ECS se ha podido obtener una interpretación petrofísica rápida que provee de buenos resultados durante las operaciones en campo en tiempo real.

La comparación de los resultados obtenidos en la evaluación con la gráfica del registro original permite observar pocas diferencias y se puede decir que existe una consistencia entre los resultados y las proporciones de las fracciones litológicas presentes en el yacimiento analizado.

El procedimiento seguido para llegar a la interpretación litológica mediante el análisis petrofísico con los registros convencionales es más complicado y requiere de otros parámetros a calcular previamente lo que se reflejaría en una mayor inversión en tiempo en caso de requerirse una estimación litológica rápida de las rocas del yacimiento, por lo que se recomienda utilizar el ECS.

No obstante los buenos resultados que se obtienen del registro ECS, es importante tomar otros registros adicionales para obtener resultados más completos acerca de la litología y características petrofísicas de las formaciones geológicas analizadas.

Con respecto al pozo “Cocuite” se pudieron identificar tres tipos de litologías que constituyen las formaciones del yacimiento, carbonatos, areniscas y lutitas, sin embargo en el registro ECS se observa una fracción mayor de carbonatos con respecto a los demás y con respecto también a la evaluación obtenida del análisis con los registros convencionales, donde la fracción predominante

es de areniscas. Así mismo la respuesta de carbonatos también pudo ser observada en el análisis petrofísico de comprobación realizado con la otra herramienta de evaluación “*Geolog*”. Lo anterior fue provocado por la complejidad de la geología que constituye las formaciones ya que mineralógicamente están constituidas por carbonatos de calcio, sin embargo estructuralmente se encuentran formadas por areniscas constituidas de clastos de calizas. Esto es el resultado del intemperismo y erosión de las rocas cretácicas calcáreas debido a la deformación producida por la Orogenia Laramide, lo cual posteriormente provocaría el transporte y la depositación de los sedimentos que actualmente constituyen a la actual Cuenca de Veracruz

En el pozo “Agua Fría” se obtuvo una interpretación litológica con predominancia de areniscas con respecto a las fracciones de carbonatos, arcillas y pirita identificadas en el registro ECS, lo que nos lleva a concluir que de la misma manera estas formaciones se encuentran constituidas principalmente de areniscas con cierto contenido de material calcáreo, como clastos. En este registro fue posible también identificar dos intervalos de interés perfectamente definidos y que seguramente ayudaron a elaborar una evaluación más completa de este yacimiento.

La información litológica y mineralógica que proporciona el registro ECS puede tomarse como base para el cálculo de otras características petrofísicas de las rocas, como puede ser la densidad o la conductividad, que se obtienen empleando otros registros, como los eléctricos.

En este trabajo fue posible comprobar que el registro ECS reduce tiempo en la obtención de resultados al proporcionarlos a la hora de presentar su gráfica, en comparación con los demás procedimientos que se deben seguir para llegar al mismo resultado a partir de otras propiedades petrofísicas obtenidas con los otros registros como, el rayos gamma (GR), que hasta hoy se siguen aplicando.

## **BIBLIOGRAFÍA**

ADEYEMO, D., LOGAN, J. P., SAHA, S., (2005), Enhanced Clay Characterization and Formation Evaluation UIT Wireline Spectroscopy Tool: Example From Nigeria, Presented at the 46th Annual SPWLA Logging Symposium, New Orleans, USA.

AL-RUWAILI, S. B., AL-WAHEED, H. H., (2004), Improved Petrophysical Methods and Techniques for Shaly Sands Evaluation, Society of Petroleum Engineers Inc., paper 89735.

ARELLANO, J., (2007), Geología de Explotación, Presentación 13, Curso de Geología de Explotación Semestre 2007-2, Facultad de Ingeniería, UNAM.

ARROYO, F. A., ROIG, F. J., Apuntes de Introducción a los Registros Geofísicos de Pozos, Facultad de Ingeniería, UNAM.

BARSON, D., CHRISTENSEN, R., DECOSTER, E., GRAU, J., HERRON, M., HERRON, S., KUMAR, U., JORDAN, M., MAHER, T. M., RYLANDER, E., WHITE, J., (2005), Espectroscopía: La Clave Para la Obtención de Respuestas Petrofísicas Rápidas y Confiables, Schlumberger Oilfield Review, Vol. 17, Núm. 2, p. 269-274.

BASSIOUNI, Z., (1994). Theory, Measurement and Interpretation of well logs. Society of Petroleum Engineers, p.384. U.S.A.

BOHLING, G. C., DOVETON, J. H., (2006), The Oz Machine: A Java Applet for Interactive Instruction in Geological Log Interpretation, Geosphere, p. 269-274.

CUAPIO, C. A., (2007), Evaluación Económica Petrolera de una Porción Aflorante de la Formación Guzmantla en el Cerro Peñuela en Córdoba Veracruz con Análogos en el Subsuelo, Tesis de Licenciatura, UNAM.

DE NOVO, P., CHICARRO, F., (1957), Diccionario de Geología y Ciencias Afines, Tomo I, Labor, S.A.

FRIEDMAN, G. M., SANDERS, J. E., Principles of Sedimentology, John Wiley & Sons.

GLOVER, P., (2000), Petrophysics, MSc Petroleum Geology, Department of Geology and Petroleum Geology, University of Aberdeen, UK.

GÓMEZ, O., (1975), Registros de Pozo, Teoría e Interpretación, México.

HERRON, S. L., HERRON, M. M., (1996), Quantitative Lithology: An Application for Open and Cased Hole Spectroscopy, Transactions of the 37<sup>th</sup> Annual SPWLA Logging Symposium, paper E.

HERRON, S. L., HERRON, M. M., (1996), Quantitative Lithology: Open and Cased Hole Application Derived from Integrated Core Chemistry and Mineralogy Database, Geological Society Special Volume on Core-Log Integration, Geological Society of London Meeting on Core-Log Integration, p. 81-95.

HERRON, S. L., HERRON, M. M., (2000), Application of Nuclear Spectroscopy Logs to the Derivation of Formation Matrix Density, Presented of the 41<sup>st</sup> Annual SPWLA Logging Symposium, Texas, USA.

HERKOWITZ, J. P., CANNON, D. E., (1997), Complex Reservoir Evaluation in Open and Cased Wells, Presented at the 38<sup>th</sup> Annual SPWLA Meeting, paper W.

LONGIS, C., VIGNAU, S. and WHITE, J., (2005), NMR and Capture Spectroscopy Help Resolve Producibility and Fluid Distribution in the North Alwyn Triassic, Society of Petroleum Engineers Inc, paper 96609.

LÓPEZ-RAMOS, E., (1979), Geología de México, Tomo II, 2<sup>a</sup> Edición, p. 106-133.

ORTUÑO-ARZATE, S., FERKET, H., CACAS, M. C., SWENNEN, R., ROURE, F., (2003), Late Cretaceous Carbonate Reservoirs in the Cordoba Platform and Veracruz Basin, Eastern Mexico, The Circum-Gulf of Mexico and the Caribbean: Hydrocarbon Habitats, Basin Formation, and Plate Tectonics: AAPG Memoir 79, p. 476-514.

PEMEX, (1999), Exploración y Producción, Las Reservas de Hidrocarburos de México, Vol. I y II, Evaluación al 1º de Enero de 1999, México D. F.

REYES, D. T., (2007), Variaciones Temporales de las Características Superficiales del Valle de Cuatro Ciénegas, Tesis de Licenciatura, UNAM.

SALDUNGARAY, P., (2006), Principios de Evaluación e Interpretación de Registros Geofísicos, Curso Pre-Congreso SPWLA, Veracruz, México.

SCHLUMBERGER, (1989), Log Interpretation Principles/Applications, Sugar Land, Texas, USA.

SMOLEN, J., (1996). Cased Hole and Production Log Evaluation. Penn Well Publishing Company, USA.

## **REFERENCIAS ELECTRÓNICAS**

- ◆ <http://sis.bris.ac.uk/%7Esd9319/spec/page.html>
- ◆ <http://es.wikipedia.org/wiki/Espesctrocopia>
- ◆ <http://www.glossary.oilfield.slb.com/Display.cfm?Term=elemental%20capture%20spectoscopy>
- ◆ [http://www.geologging.com/spanish/products/probes/natural\\_gamma\\_spec.htm](http://www.geologging.com/spanish/products/probes/natural_gamma_spec.htm)