

5
2 y.
Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA



APLICACION DE REGISTROS RADIOACTIVOS
EN LA INGENIERIA PETROLERA

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A:

JOSE LUIS CHAVEZ TORREZ

MEXICO, D. F.

1982



Universidad Nacional
Autónoma de México



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.

TESIS CON FALLA DE ORIGEN

INDICE

I. Introducción	1
II. Teoría	
Estructura Atómica	3
Rayos gama naturales	6
Rayos gama inducidos	7
Neutronicos	11
Gama-Neutrón	18
Neutrónico de pared	19
Neutrón compensado	21
Medición de tiempo de decaimiento	22
Registros radioactivos recientes	28
III. Equipo	
Fuentes radioactivas	44
Detectores	49
Herramientas de registros	69
IV. Aplicaciones	
Registros de rayos gama	78
Registros neutrónicos	81
Medición de tiempo de decaimiento	84
Registros de técnicas recientes	86
V. Interpretación	
Registros de rayos gama	95
Registros neutrónicos	102
Medición de tiempo de decaimiento	110
Registros de técnicas recientes	113
VI. Ventajas y desventajas	
Registros de rayos gama	124
Registros neutrónicos	127
Medición de tiempo de decaimiento	131
Registros de técnicas recientes	133
VII. Conclusiones	139

INTRODUCCION

Los registros radioactivos ofrecen actualmente muchas y muy importantes aplicaciones en la Ingeniería Petrolera.

Cuando se comenzó a extender el uso de los registros radioactivos se consideraba que quizás la mayor utilidad que tenían era el que se podían realizar lo mismo en pozos con tubería de revestimiento que en agujero descubierto, con lo cual se pudo obtener información de pozos viejos en los cuales no se tenían registros o si se tenían había duda de si eran suficientemente confiables y en algunos casos se sabía que no habían sido tomadas en cuenta algunas correcciones necesarias.

Otro punto a favor de los registros radioactivos era el hecho de que se podían correr en pozos con lodos de cualquier tipo además de que se podía obtener mayor detalle que en los registros electricos.

En la actualidad además de las ventajas mencionadas se ha progresado en otras aplicaciones, siendo entre ellas el que se puede obtener una mejor información para identificación de litologías complejas; se pueden utilizar para realizar una evaluación cuantitativa del contenido de arcilla en las formaciones registradas; ofrecen mayores facilidades para efectuar correlaciones en combinación con otros registros; ofrecen información directa sobre densidad de las formaciones, así como sobre porosidad -la cual es mas confiable cuando se combina la información de diferentes registros-,; se pueden utilizar para analizar el tipo de arcilla; para la detección de formaciones gasíferas; para la detección de fracturas; para realizar evaluaciones confiables de la saturación de agua y de hidrocarburos independientemente de la salinidad del agua de formación.

Ultimamente se ha aplicado la información de los registros radioactivos para tener bajo observación los contactos entre los diferentes fluidos en la formación, es decir el contacto agua-aceite y el contacto gas-aceite, lo cual resulta muy importante en los proyectos de control de la producción para mejorar la recuperación en la Ingeniería de Yacimientos.

También se han aplicado los registros radioactivos para tener información conducente a la evaluación de aceite residual luego de un período largo de explotación, siendo esto una ayuda importante en los proyectos de recuperación secundaria

y/o mejorada, principalmente este ultimo tipo, para cuyo caso se tienen los proyectos en campos muy viejos con pozos en los cuales los programas de registros fueron muy limitados.

Se ha observado también el efecto del acido de estimulación en un tipo de registro radioactivo-el de medición del tiempo de decaimiento de los neutrones- y a partir de esta observación se ha pasado al caso inverso, esto es que se ha verificado el efecto de las estimulaciones con acido corriendo registros a continuación de la estimulación.

Esto es a grandes rasgos lo que se tiene actualmente en materia de registros radioactivos, los cuales siguen teniendo desarrollo lo cual los hace muy importantes para la Ingeniería Petrolera ya que se sabe muy bien que el éxito de cualquier proyecto de esta area depende en gran parte del conocimiento que se tenga de las características de los yacimientos que se deseen explotar y los registros son las herramientas de mas ayuda en este aspecto para el Ingeniero Petrolero debido a que es una de las informaciones del tipo geologico con que está mas familiarizado ya que se corren registros en todos los pozos que se perforan y el Ingeniero Petrolero debe revisarlos para tener información del subsuelo conducente a una mayor probabilidad de éxito en cualquier proyecto.

TEORIA

-ESTRUCTURA ATOMICA

Para una discusión relacionada con la teoría atómica y partículas atómicas, el punto de partida es la estructura y composición del átomo.

En el átomo se encuentran un gran número de partículas y la física actual continúa descubriendo algunas nuevas. Las 3 con las que estamos más familiarizados son el protón, el neutrón y el electrón, las cuales se observan en la tabla II-1 junto con otras de las más conocidas.

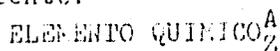
Debido a que estas otras partículas no nos interesan para el fin que aquí se persigue, se verán en más detalle el protón, el neutrón y el electrón.

El modelo clásico de un átomo fue establecido por Bohr y en este modelo se observa un núcleo compuesto por protones y neutrones, en tanto que los electrones giran alrededor del núcleo en diferentes órbitas, conteniendo el núcleo la mayor parte de la masa del átomo.

El tamaño del núcleo es a la vez muy pequeño si se le compara con la distancia entre este y los electrones o con la distancia de los electrones entre sí.

Cuando se habla del núcleo se utilizan a menudo 2 letras, la Z y la A, siendo la A el número de masa de un átomo y representa el total de partículas elementales en el núcleo (protones y neutrones), siendo también muy cercano al peso atómico, mientras que la Z representa el número atómico de un elemento y representa el número de protones en el núcleo o el número de electrones en un átomo en equilibrio.

Para describir cualquier elemento se identifica de la forma siguiente:



por ejemplo se puede ver para el Carbono C_6^{12} $A=12$, $Z=6$, por lo tanto con conocer el valor de la A y de la Z se puede determinar el número de protones, neutrones y electrones en un átomo puesto que,

Número de protones=número de electrones= Z

Número de neutrones= $A-Z$.

En la actualidad la teoría de la estructura atómica es la teoría cuántica la cual esencialmente es una extensión de la teoría de Bohr.

NOMBRE	SIMBOLO	MASA(1) (MeV)	CARGA	VIDA MEDIA (seg)	MASA(2)
Electrón	e^-	0.511	-1	∞	1
Positrón	e^+	0.511	+1	10^{-6}	1
Muón	μ	105.6	-1	2×10^{-6}	206.4
Protón	p	938.3	+1	∞	1836.1
Neutrón	n	939.5	0	1037	1838.6
Neutrino	ν	0.0	0	∞	0
Fotón	γ	0.0	0	∞	0

TABLA II-1 Algunas de las partículas subatómicas más conocidas.

Básicamente el modelo atómico de Bohr continua, pero como este modelo no explicaba algunos detalles espectrales, estos se explicaron en base a numeros cuanticos para describir los estados de energia en el núcleo y los electrones en orbita. Los numeros cuanticos son:

- n: número cuantico principal
- l: número cuantico orbital
- m: número cuantico orbital magnetico
- s: número cuantico del spin.

Finalmente, la estructura atómica que se asumirá aquí es una estructura atómica simple, con el nucleo compuesto basicamente de protones y neutrones y los electrones en las orbitas agrupados en niveles de energia de acuerdo con el principio de Pauli.

-RADIOACTIVIDAD

Poco tiempo despues del descubrimiento de los rayos X por Roentgen en la decada de 1890-1900, algunos científicos como los Curie ayudaron a aislar 3 diferentes tipos de radiaciones a partir de elementos radioactivos, los cuales fueron llamadas particulas alfa, particulas beta y rayos gama.

Estos 3 productos son el resultado del decaimiento radioactivo de los elementos.

En relación con la radioactividad hay que definir 2 terminos que serán utilizados:

- Vida Media: Es el tiempo requerido para que la actividad radioactiva caiga a la mitad de su actividad original.
- Decaimiento Radioactivo: Un decremento espontaneo al azar en el número de átomos radioactivos en un material radioactivo. El proceso normal es de un estado inestable a un estado donde no puede ocurrir mas decaimiento.

La partícula alfa se ha identificado como un nucleo de Helio, su energia promedio está entre 4 y 9 MeV y debido a su gran masa son muy faciles de detener y por su gran tamaño son muy faciles de absorber, causan o al ser absorbidas la liberación de neutrones del nucleo que la absorbe.

Las particulas beta son un segundo tipo emitidas por material radioactivo. Una partícula beta es un electrón y es muy facil de detener (basta 1 mm de acero) y ademas por ser dificiles de detestar en si mismos tienen interés para registros.

El tercer tipo de emisión y el más importante desde el punto de vista de los registros son los rayos gama o radiaciones electromagnéticas. Actúan como ondas y como partículas y son producidos como chispazos de energía llamados fotones cuya frecuencia está entre los 10^{16} y los 10^{22} Hertz. Principalmente estaremos relacionados con los rayos gama en el estudio de la teoría de los registros de densidad.

Normalmente los rayos gama son emitidos para liberar exceso de energía del átomo, tienen un mayor nivel de energía y son más difíciles de detener que otras partículas; se necesitan de 6 a 8 pulgadas de concreto para absorber un rayo gama y se detectan por la ionización que producen a su paso por la materia.

Para los registros el procedimiento que se sigue es reforzar la radioactividad natural y se usan las partículas que se generan de esta forma para la evaluación de las formaciones. Para la generación de partículas se requiere algún tipo de material radioactivo cuyo decaimiento natural nos proporcione niveles medibles de radiación. Por ejemplo, un emisor de rayos gama es el Cesio y un emisor de neutrones es una mezcla de Berilio con Plutonio y a cada uno de estos emisores (Cesio, Berilio-Plutonio) se les da el nombre genérico de fuente.

-RAYOS GAMA

El registro de rayos gama es una medición de la actividad natural de rayos gama en un pozo.

Un registro de rayos gama se puede correr igualmente en pozo con tubería de revestimiento que en un pozo no revestido y su principal aplicación es para correlación, aunque se puede utilizar también para hacer una evaluación del contenido de arcilla, así como para evaluar depósitos de material radioactivo, cayendo esto último ya fuera del área de la Ingeniería Petrolera.

La única partícula que puede penetrar una distancia apreciable a través de una formación, además del neutrón, es un rayo gama, que en algunos casos puede viajar hasta una distancia de 15 pulgadas o más dentro de la formación.

Se sabe que existen en la naturaleza 3 materiales radioactivos capaces de producir rayos gama dentro de niveles en los cuales pueden ser medidos, siendo estos el Uranio, el Torio y el Potasio.

Por otra parte se han realizado estudios para conocer el contenido promedio de estos 3 elementos en diferentes materiales geológicos comunes y estos se muestran en la tabla II-2.

Observando otro aspecto de estudios realizados relacionados con los rayos gama se tiene que para diferentes sedimentos se tiene un rango de valores promedio que se leerían comúnmente. En la figura II-1 se muestra una grafica de la radioactividad relativa de varios sedimentos, o sea que esta representa las lecturas relativas que pueden ser grabadas para estas formaciones.

Un factor que afecta a las lecturas de rayos gama es el grado de compactación de la formación que se registre, puesto que a mayor compactación de las lutitas se observa mayor radioactividad debido a la mayor cantidad de átomos por unidad de volumen.

Se considera que la profundidad de investigación de un registro de rayos gama es en promedio un pie, aunque es obvio que variará con el tipo de formación y la densidad de esta. Los rayos gama originados cerca del pozo contribuirán mas a la cantidad que será detectada por la herramienta.

La exposición hasta aquí es en relación con la herramienta de medición de los rayos gama naturales, pero el paso siguiente en relación con este tipo de registros se dió cuando se pasó de la medición de los rayos gama naturales a la medición de rayos gama derivados del bombardeo a que se sometió a las formaciones con una fuente de rayos gama que se coloca montada en la herramienta registradora, de modo que algunos de estos rayos gama regresan al pozo y estos son los que se detectan y sirven para evaluar la formación.

¿Que sucede cuando se bombardea la formación con rayos gama?. Se sabe que los rayos gama interactúan con los átomos de las formaciones en tres diferentes formas que son:

- 1) El efecto fotoeléctrico, que es la forma mas importante cuando el nivel de energía de los rayos gama es de unos 100 KeV o menos y en este caso el rayo gama es absorbido por un átomo y la energía que tenía se transfiere a un electrón que sale expulsado del átomo.
- 2) La producción de "pares", la cual ocurre cuando el nivel de energía del rayo gama es mayor a 1.02 MeV y en este caso el rayo gama al pasar cerca del núcleo de un átomo se desaparece

MATERIAL	EQUIVALENTES en ppm de Uranio			TOTAL
	URANIO	TORIO	POTASIO	
LUPITA	3.7	5.4	5.9	15.0
ARENISCA	1.0	1.4	2.4	4.8
CALIZA	1.3	0.5	0.6	2.4
GRANITO	4.0	5.9	8.4	18.3
AGUA DE MAR	1.3×10^{-5}	—	0.08	0.08

FABLA II-2 Contenido promedio de Torio, Uranio y Potasio en materiales geologicos comunes.

subitamente y en su lugar aparecen un positrón y un electrón que forman el par que da el nombre a este tipo de interacción de acuerdo con la Ley enunciada por Einstein de $E=mc^2$.

3) El efecto Compton de dispersión, que es el mas importante desde el punto de vista de medición para evaluación de formaciones, pues en este caso el rayo gama incidente ni desaparece ni se transforma en un par, ni es absorbido, sino que choca con un electron al cual saca del átomo, pero el a su vez es desviado, siguiendo a continuación su camino, solo que ahora con una energía menor y por una ruta diferente de la que llevaba antes del choque. Mientras el rango de energía se lo permita, el rayo gama seguirá chocando y desviándose hasta que tenga tan poca energía que sea absorbido por el efecto fotoelectrico. Para clasificar un rayo gama como tal, que le ocurra el efecto Compton, se necesita que tenga un rango de energía entre 75 KeV y 2 MeV.

El principio que se utiliza para medir la densidad de las formaciones es enviar rayos gama de nivel de energía tal que el efecto que predomine sea el efecto Compton y entonces se mide el numero de rayos gama que son desviados de tal forma que regresan al pozo y a partir de la medición de estos se llegará a la densidad, puesto que en tanto que en tanto que la densidad de la formación sea mayor, los rayos gama serán mas absorbidos y mientras que la densidad sea menor, los rayos gama serán menos frenados y regresarán al pozo luego de sucesivas desviaciones. Pero desafortunadamente en la practica no es tan sencillo, ya que la desviación y la desaceleración que sufren los rayos gama son originados por los electrones mas bien que por los nucleos y por lo tanto lo que se mide en realidad es la densidad electronica en lugar de la densidad real de la formación.

Se tenia que demostrar entonces que la densidad real de las formaciones es proporcional a la densidad electronica, es decir que se tenia que relacionar el numero de electrones en cada cm^3 , denominado N_e , con la densidad verdadera de la formación en g/cm^3 , denominada ρ .

Tenemos que:

A: peso atómico

Z: número atómico $N_e Z/A$ = numero de electrones por gramo

N_A : número de Avogadro

ρ_e : densidad electronica

número de electrones por $\text{cm}^3 = N_e = N_e \rho_e Z/A$

$$\rho_e = 2Ne/Na \quad \text{y} \quad \rho_e = \rho_b \frac{2Z}{A} \quad \text{y si } \frac{2Z}{A} = 1 \quad \text{entonces} \quad \rho_e = \rho_b$$

En la tabla II-3 y en la tabla II-4 se observan valores de Z, A y de $2Z/A$ para materiales cuya presencia es muy común en trabajos que se realicen en el área petrolera y se nota que la corrección mas grande que se necesita es para la presencia de Hidrógeno el cual causa problemas, mientras que en la mayoría de los otros minerales de presencia comun se tiene que el valor de $2Z/A$ es muy cercano a 1.

-NEUTRONICOS

Existen varias formas de utilizar neutrones para la obtención de registros, pero estas diferentes formas tienen algo de teoría en común, la cual se indicará a continuación.

En los registros que hacen uso de los neutrones, se bombardea la formación con neutrones emitidos por una fuente de características previamente definidas.

Los neutrones se clasifican usualmente de acuerdo con su energía o bien de acuerdo con su velocidad, siendo de utilidad para los registros una clasificación de acuerdo con su energía, de las cuales una clasificación común es la que se indica a continuación en la figura II-2.

Normalmente en los registros neutronicos se detectan neutrones epitérmicos y térmicos, los cuales se pueden diferenciar por su nivel de energía como se muestra en la figura II-2, además de que el Cadmio absorbe los neutrones térmicos en tanto que no puede hacerlo con los epitérmicos por su mayor nivel de energía.

En este punto se debe advertir que el proceso de desaceleración de los neutrones es muy importante, ya que diferentes materiales tienen diferentes potencias de desaceleración, la cual no se debe confundir con la capacidad de absorción que se discutirá después.

Una forma clara de explicar la capacidad de desaceleración de los átomos es imaginarse que un neutrón es una canica que chocará con los núcleos de los átomos ya que como no tiene carga eléctrica no está influenciado por los electrones. Ahora imaginemos que el núcleo de un átomo de Oxígeno es una bola de billar y que el núcleo de un átomo de Fe es una bola de boliche. La canica tendría que chocar con un gran número de bolas de boliche antes de perder su energía debido a la gran masa de las bolas de boliche y a su mayor número de pa-

ELEMENTO	A	Z	2Z/A
H	1.008	1	1.9841
C	12.011	6	0.9991
O	16.000	8	1.0000
Na	22.99	11	0.9569
Si	28.09	14	0.9968
Cl	35.46	17	0.9588
Ca	40.08	20	0.9980

TABLA II-3 Valores de A, Z y 2Z/A de materiales comunes en yacimientos petroliferos.

COMPUESTO	FORMULA	DENSIDAD REAL	Z/A	DENSIDAD ELECTRONICA	DENSIDAD APARENTE
CUARZO	SiO ₂	2.654	0.9985	2.650	2.648
CALCITA	CaCO ₃	2.710	0.9991	2.708	2.710
DOLOMITA	CaCO ₃ MgCO ₃	2.870	0.9977	2.863	2.876
ANHIDRITA	CaSO ₄	2.960	0.9990	2.957	2.977
SILVITA	KCl	1.984	0.9657	1.916	1.863
HALITA	NaCl	2.165	0.9581	2.074	2.032
YESO	CaSO ₄ 2H ₂ O	2.320	1.0222	2.372	2.351
CARBON ANTRACITICO		1.4 1.8	1.030	1.442 1.852	1.355 1.796
CARBON BITUMINOSO		1.2 1.5	1.060	1.260 1.590	1.176 1.514
AGUA DULCE	H ₂ O	1.00	1.1101	1.110	1.00
AGUA SALADA	200000ppm	1.146	1.0797	1.237	1.125
ACEITE	n(CH ₂)	0.850	1.1407	0.970	0.850

TABLA II-4 Valores de A y Z y su influencia en la densidad aparente que lee el registro de densidad.

ALTA ENERGIA	10 MeV y mayores
RAPIDOS	10 KeV a 10 MeV
INTERMEDIOS	100 eV a 10 KeV
LENTOS	0.03 eV a 100 eV
EPITERMICOS	1 eV
TERMICOS	0.025 eV

Fig. II-2 Una clasificación común de neutrones de acuerdo a su energía.

La colisión es casi elástica, o sea que la canica no pierde mucha de su energía en cada choque con las bolas de boliche. Sin embargo se necesitarían menos colisiones de la canica para que perdiera su energía con bolas de billar dado que sus masas están mas cerca de ser iguales y si la canica chocara con otra canica de aproximadamente la misma masa, entonces tenderia a perder mucho mas de su energía en cada choque. En la figura II-3 se muestran los numeros de colisiones que en promedio se requieren para desacelerar un neutrón desde un nivel de energía de 2MeV hasta un nivel de 0.25 eV, en donde se observa que mientras menor sea el átomo, menos serán los choques necesarios. Por lo tanto se debe notar que uno de los factores que mas afecta la teoria neutronica es la presencia de Hidrogeno, debido a que su masa es la mas parecida a la del neutrón.

Otro punto que se necesita cubrir en esta sección es el relacionado con la siguiente pregunta; ¿Que tan facilmente absorben los diferentes átomos a los neutrones?.

Esto es importante cuando tenemos presentes átomos que absorben fácilmente neutrones, por ejemplo si se asume que todos los átomos absorben neutrones al igual que el Sodio, entonces encontraríamos en la practica que siempre que hubiera Cloro presente se absorberian neutrones 72 veces mas rapido de lo normal y esto introduciria grandes errores en nuestros resultados. En la figura II-4 se muestran varios elementos y su capacidad para absorber neutrones expresada en Barns, la cual es una medida conveniente de expresar la sección de absorción de neutrones. Esta es para absorción de neutrones térmicos.

Las variaciones grandes en sección de captura introducen un error debido a que hay cambios en litología y por algunos elementos presentes en la formación. Esto es importante en herramientas que detectan neutrones térmicos o rayos gama y se vuelve crítico cuando elementos como el Boro o el Cadmio se encuentran en la formación, pero afortunadamente esto es muy raro.

La unica forma conocida de eliminar este problema es detectar neutrones epitérmicos y esto significa que nuestra lectura no estará afectada por absorción térmica y refleja principalmente la presencia de Hidrógeno.

Hay un termino que se verá usado a traves de esta sección, este es el INDICE DE HIDROGENO, el cual es la canti-

Z	SIMBOLO	CHOQUES NECESARIOS PARA REDUCIR LA ENERGIA DE LOS NEUTRONES DE 2 MeV a .025 eV
1	H	18
4	Be	87
5	B	105
6	C	115
7	N	130
8	O	150
11	Na	215
12	Mg	227
13	Al	251
14	Si	261
16	S	297
17	Cl	329
19	K	362
20	Ca	371
26	Fe	514
48	Cd	1028
56	Ba	1252

Fig. II-3 Choques necesarios en promedio para reducir la energía de los neutrones de 2 MeV a 0.025 eV.

Z	SÍMBOLO	SECCION DE CAPTURA (BARNES)
1	H	0.30
4	Be	0.009
5	B	700
6	C	0.0032
7	N	1.88
8	O	0.0002
11	Na	0.505
12	Mg	0.4
13	Al	0.230
14	Si	0.13
16	S	0.53
17	Cl	31.6
48	Cd	2500

Fig. II-4 Capacidad de absorción de neutrones de algunos elementos, expresada en Barnes.

dad de Hidrógeno por unidad de volumen, con el índice de Hidrógeno del agua dulce igual a 1. Es importante porque es el factor principal cuando se trabaja con índices con varias herramientas de neutrones, además de que este índice puede relacionarse con la porosidad.

La primera herramienta que utilizó neutrones fué la de rayos gama-neutrón, la cual aun se sigue utilizando a pesar del desarrollo de las técnicas de neutrón.

En el diseño básico se colocó una fuente emisora de neutrones en la parte inferior de la herramienta y un detector en la parte superior, separados estos elementos por una distancia entre una 15 y 20 pulgadas, dependiendo del rango de porosidad de la formación registrada. Se emiten neutrones rápidos que inmediatamente son desviados y desacelerados por choques, siendo proporcional el desaceleramiento al número de átomos de Hidrógeno presentes en la formación, sean estos de agua o de hidrocarburos y esto es importante porque un neutrón no puede ser detectado sino hasta que llega a un nivel de neutrón térmico y entonces un registro de neutrón refleja esencialmente el contenido de Hidrógeno, lo cual se utiliza para indicar la porosidad.

Cuando los neutrones son desacelerados hasta el nivel de térmicos, son absorbidos por varios átomos de la formación y ya que esto ocurre, los átomos que los absorben expulsan uno o mas rayos gama de alta energía los cuales son contados en la herramienta gama-neutrón y esta cuenta es medida en unidades A.P.I., lo cual se verá en la sección de calibración.

Algunos neutrones térmicos que consiguen regresar hacia el detector son tambien contados, lo cual se hace colocando elementos de Cadmio entre los tubos detectores individuales Geiger-Muller que forman el detector, absorbiendo el Cadmio los neutrones térmicos que pasan a través del detector y emitiendo rayos gama de alta energía que son contados por el detector Geiger-Muller, ayudando además a minimizar el efecto del Cloro.

Lógicamente quizás se esperaría que mientras mas Hidrógeno hubiera presente en la formación, mayor sería la desaceleración y absorción que ocurriría y por lo tanto mayor sería la porosidad mientras mayor fuera el ritmo de conteo. Sin embargo en la herramienta de neutrón los mayores ritmos de conteo están relacionados con menor porosidad y los menores ritmos de

conteo con mayor porosidad.

Esto se debe a la distancia a la cual está colocado el detector de la fuente, pues si el detector estuviera colocado a una distancia menor de 15 cm sería cierta la suposición inicial debido a la longitud de desaceleración, o sea la distancia que viaja un neutrón antes de llegar a un estado térmico y por otra a la distancia que viaja un neutrón que está en estado térmico, factores que varían con la porosidad de la formación estudiada, siendo mayores sus valores para menores valores de porosidad. A partir de una distancia de 30 cm y mayores, la densidad de neutrones térmicos disminuye y el ritmo de conteo contra porosidad se invierte debido a que los neutrones pueden viajar mayor distancia en un medio de menor porosidad, lo cual significa que debemos esperar mayores ritmos de conteo en medios de menor porosidad si nuestro detector se coloca a una distancia mayor de 30 cm de la fuente, lo cual sucede en las herramientas gama-neutrón, en las cuales se utilizan básicamente dos diferentes separaciones fuente detector, siendo menor el espaciamiento cuando es mayor la porosidad.

Otro factor que es importante en cuanto a que afecta la lectura de la herramienta gama-neutrón es el gas por su menor contenido de Hidrógeno en comparación con el agua y el aceite y este hecho se puede utilizar para detectar zonas gasíferas cuando se corren diferentes herramientas para la detección de la porosidad.

Después de un tiempo de estar utilizando la herramienta gama-neutrón, se intentó encontrar la solución a las desventajas que tenía; el estar influida la lectura por las condiciones del pozo, el que influía también la sección transversal de captura debido a que se detectaban los rayos gama derivados de la absorción y finalmente al posible efecto de los neutrones capturados o absorbidos por su condición de térmicos.

Para evitar la influencia de las condiciones de pozo la respuesta obvia fue colocar un patín en la herramienta para que estableciera contacto con la pared del agujero, luego de esto se pasó al aprovechamiento del hecho de que ya para entonces (década de los '60) se había avanzado en tecnología para obtener un detector eficiente de neutrones, o sea que ya no se tendrían que medir los rayos gama derivados de los neutrones,

sin que se medirían los neutrones directamente, quedando tan solo la decisión de que tipo de neutrones se detectarían, si los térmicos o bien los epitérmicos y se decidió utilizar los epitérmicos para evitar el problema que causaría la influencia de los neutrones capturados o absorbidos.

La teoría de esta nueva herramienta de medición de porosidad neutronica de pared es muy similar a la de la gama-neutrón, debido a que se tiene una fuente de neutrones y un detector. Los neutrones salen de la fuente con una energía de 5.6 MeV, viajan a través de la formación y van siendo desacelerados en sus choques principalmente con átomos de Hidrógeno, llegando a un nivel de energía en que se catalogan como epitérmicos y pueden ser detectados por el contador que va montado en la herramienta. Debido a que el principal factor en la desaceleración de los neutrones es el Hidrógeno y a que se ha removido el efecto de la absorción de los neutrones, obtenemos un valor relativo de índice de Hidrógeno de la formación.

Se tuvo que establecer un método para relacionar el conteo del detector, el cual representa el índice de Hidrógeno, con valores reales de porosidad, entonces se realizaron pruebas de laboratorio en donde se encontraron las relaciones buscadas y se establecieron para poder leer los resultados de esta herramienta directamente en unidades de porosidad.

Un hecho importante es que el ritmo de conteo se incrementa cuando la porosidad decrece, como una función del espaciamento fuente-detector, observando entonces que cuando la porosidad crece el ritmo de conteo decrece, lo cual significa que el efecto de variaciones estadísticas puede introducir un error mayor en donde las porosidades son mayores.

Las pruebas de laboratorio fueron realizadas a condiciones de laboratorio, a condiciones "standard", por lo tanto para las condiciones del pozo se necesitan hacer algunas correcciones, algunas automáticas y otras "manuales"; las automáticas son por tamaño del agujero, tipo de lodo y salinidad, temperatura y presión, en tanto que las manuales son por grosor de enjarre, litología, efecto de excavación.

Las mayores desventajas de esta herramienta son las correcciones que se tienen que introducir por las condiciones del agujero y el que no puede ser corrido en pozos revestidos.

debido a que el efecto de la tubería y el cemento es demasiado grande, por lo tanto se desarrollaron nuevas herramientas que evitaron estas desventajas y a estas herramientas que formaron una nueva generación dentro de las neutronicas se las llamó de neutrón compensado, las cuales combinan las ventajas de la anterior con un sistema de compensación que permite correrlos en agujero revestido o descubierto, además de incorporar la capacidad de correrse en combinación con otras herramientas de porosidad.

El cambio principal es que en la herramienta de neutrón compensado se detectan los neutrones térmicos, es decir que nuevamente se tendrá el efecto de absorción el cual ahora se deberá compensar en las correcciones especialmente si hay un elemento de fuerte capacidad de absorción como puede ser el Boro o el Cloro.

Para realizar la compensación y poder utilizar la herramienta en pozos revestidos, la clave fue utilizar 2 detectores en lugar de uno solo, lo cual ayuda también a eliminar los efectos de condiciones de pozo.

Si se tiene un solo detector no se puede determinar la porosidad de la formación que está atrás de la tubería de revestimiento, pero si se tiene un segundo detector se observa un cambio y se puede establecer un radio de cambio entre los dos detectores, el cual es aproximadamente constante y se puede utilizar para eliminar el efecto de las condiciones de agujero, tubería de revestimiento y grosor del cemento.

En resumen esta herramienta utiliza dos detectores, cuenta los neutrones térmicos para establecer un radio de cambio a partir del cual se puede determinar la porosidad.

Debido a que el espaciamiento fuente-detector fue agrandado al máximo para minimizar en lo posible los efectos de condiciones de pozo, se necesitó una fuente de mayor potencia para sostener un ritmo de conteo adecuado ya que para mayores porosidades o mayor distancia fuente-detector, el ritmo de conteo caía muy drásticamente en experimentos de laboratorio, aun cuando el cambio de detector de neutrones térmicos por el de epitérmicos ayudaba ya que los neutrones térmicos se detectan más fácil y eficientemente.

Para establecer la relación ritmo de conteo-porosidad se siguió el procedimiento de pruebas de laboratorio como en todos los registros neutrónicos, como se explicó en la exposi-

ción de la herramienta anterior y también se necesitan hacer correcciones, solo que en este caso son menores, pero de cualquier forma son necesarias para obtener valores confiables de porosidad.

-Registro de medición del tiempo de decaimiento de neutrones térmicos.

Este registro es muy diferente de los otros registros neutrónicos previamente vistos. Básicamente este registro provee información de qué longitud toma a los neutrones que se han convertido en térmicos para ser absorbidos. Debido a que el Cloro es por mucho el mas fuerte absorbedor de neutrones térmicos entre los elementos mas comunes en las rocas, este tipo de herramienta responde principalmente de acuerdo a la cantidad de NaCl presente en el agua de formación, con lo cual resulta ser un registro que se asemeja a un registro de resistividad en agujero descubierto.

La herramienta que se utiliza para este registro genera descargas cortas de neutrones de alta energia producidos por un aparato que se describe mas adelante.

Despues de cada descarga, los neutrones rapidos en la formación son rapidamente desacelerados hasta velocidades térmicas debido a las colisiones sucesivas con los núcleos de los elementos presentes en la formación. Los átomos de Hidrógeno tienen el mayor efecto, sin embargo a diferencia de las otras herramientas neutrónicas, esto no es lo que se intentará medir en este caso.

La herramienta de medición del tiempo de decaimiento de los neutrones térmicos mide este a continuación de cada descarga de neutrones de alta energia. Si dibujáramos una gráfica del número de neutrones presentes en la formación a continuación de una descarga de neutrones rapidos como función del tiempo, se podría observar algo como lo que se ve en la figura II-5.

Esta representa el ritmo de decaimiento, o que tan rapidamente son absorbidos los neutrones.

En esta figura se muestra una grafica de la cantidad de neutrones contra el tiempo después de la descarga y se debe observar como la cantidad de neutrones disminuye con respecto al tiempo lo cual es el factor que se desea medir: que tan rapido desaparecen los neutrones (dicen que son absorbidos) o mas

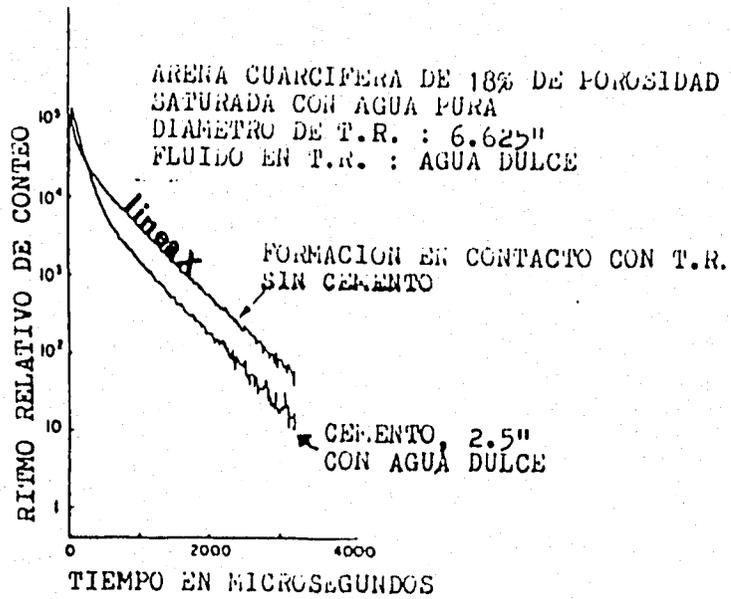


Fig. II-5 Neutrones presentes en la
 formación luego de una descarga de
 neutrones rapidos.

claramente, queremos medir la pendiente de la línea X para determinar el ritmo de decaimiento.

Existen dos formas de medir este ritmo de decaimiento, la primera consiste en medir el número de neutrones térmicos directamente y la segunda consiste en medir el número de rayos gama liberados al momento de la absorción, llamados rayos gama de captura.

Ambos tipos de detección fueron experimentados y se encontró que la detección de los rayos gama de captura fue mejor por las siguientes razones:

1.-Investigación mas profunda- debido a que se cuentan los rayos gama de baja energía, los rayos gama de captura que fueron emitidos mas profundamente en la formación pueden ser contados todavía, aun si ya perdieron la mayor parte de su energía en su viaje hasta llegar al detector. Si se contaran solo los rayos gama de alta energía se limitaría muy severamente la profundidad de investigación a unas pocas pulgadas.

2.-Mayor ritmo de conteo- detectando rayos gama de baja energía se pueden contar un mayor número de rayos gama de captura y con esto se disminuye el error derivado de la estadística de conteo.

3.-Se eliminan efectos de condiciones de pozo- el retraso de tiempo necesario para eliminar efectos de condiciones de pozo para la detección de neutrones es mayor que para los rayos gama. Detectando los rayos gama podemos eliminar algo de este tiempo gastado.

Al principio, cuando se empezó a usar esta herramienta, se empleaba un solo detector para determinar el ritmo de decaimiento de los neutrones térmicos, pero después se utilizó una herramienta que empleaba un sistema de 2 detectores.

Una parte importante de esta herramienta es el sistema de control de tiempo utilizado para medir el tiempo de decaimiento, el cual es el mismo para las herramientas de uno y de dos detectores.

Un término que es muy utilizado en relación con esta herramienta es τ (tau), que representa el tiempo de decaimiento del neutrón y es inversamente proporcional al ritmo al que son absorbidos los neutrones.

Esta τ es la medición principal de esta herramienta y se mide en microsegundos.

Se desea medir el tiempo de decaimiento de los neutrones en la formación, no en el pozo. Si controlamos eléctricamente los detectores con un dispositivo eléctrico llamado puerta (gate) podemos controlar el tiempo de lectura de los detectores.

Observando la figura II-5 se nota que una lectura tomada entre 0 y 200 microsegundos después de la descarga de neutrones será una lectura del decaimiento en el pozo y la tubería de revestimiento, con lo cual no estamos interesados. Con la puerta electrónica podemos bloquear el conteo de los detectores durante este periodo. Poco después de los 200 microsegundos podemos empezar a aceptar conteos que acarreoan información relacionada con el decaimiento en la formación hasta alrededor de 800 microsegundos y a partir de este tiempo, todos los neutrones de la descarga habrán sido absorbidos y se leería solo la activación de cristales derivada de la descarga, así como la radioactividad natural. Por lo tanto debemos cerrar la puerta electrónica alrededor de los 800 microsegundos, con lo cual tenemos un método de determinar τ .

En el sistema práctico que se desarrolló para medir el decaimiento neutrónico se tiene un sistema de 3 puertas electrónicas. Se sabe que la pendiente de la porción media de la línea X de la figura II-5 es una medida del tiempo de decaimiento τ y esta puede ser medida muestreando los ritmos de conteo durante 2 intervalos de tiempo, en los cuales se eliminan los efectos de condiciones de pozo. En principio, la pendiente del decaimiento puede ser medida por los conteos que se detecten en dos puertas electrónicas de cualquier ancho, en tanto que estas estén posicionadas en la parte de la línea que es característica de la formación. A partir de que se conozcan las posiciones y anchos de estas puertas electrónicas, la pendiente de la curva, o sea τ , se puede calcular, pero para hacer una lectura segura es necesario tomar en cuenta la lectura de la radioactividad natural de la formación, para lo cual se coloca la tercera puerta del sistema práctico en una posición respecto al tiempo en la cual se mida esta radioactividad natural de modo que se pueda corregir el efecto que tiene en las lecturas de las otras puertas.

El único problema con este sistema fué determinar las 3 puertas, es decir localizar la posición que deberían te-

ner con respecto al tiempo a partir de la descarga de neutrones, ya que al principio del uso de esta herramienta se utilizó un sistema de puertas fijas, pero como la posición de la porción lineal de la curva varia para diferentes valores de τ , es decir con las diferentes formaciones, lo cual conducía a errores estadísticos en los calculos.

Para evitar este tipo de error se diseñaron sistemas electrónicos para posicionar las dos primeras puertas en la parte recta de la linea, en tanto que la tercera se colocaba en la parte en donde solo aparecia la radioactividad natural, realizandose este tipo de ajuste automaticamente de acuerdo con los valores que se fueran leyendo, pero con la desventaja de que este sistema era ineficiente ya que se tenia un tiempo muerto en algunos casos en que el valor que se media hacia que el ajuste electrónico de las puertas se realizara en un tiempo menor que el que se tenia disponible entre cada descarga de neutrones, por lo cual se estaba perdiendo un tiempo en el cual a veces se podria realizar una medición completa repitiendose esto entre cada descarga neutronica, lo cual hacia demasiado ineficiente al sistema. El segundo sistema que fué diseñado para aprovechar estos intervalos de tiempo ajustando mejor las puertas mediante circuitos electronicos de acuerdo con el valor de τ que se fuera midiendo y no dejando espacios de tiempo muerto entre las mediciones fué llevado a la práctica con exito.

Durante el tiempo que se utilizó para realizar estas mejoras en los sistemas de tiempo controlado de medición, se desarrollaron otras mejoras en la herramienta, siendo la primera de ellas el empleo de 2 detectores en lugar del sistema de un solo detector que se empleó originalmente, con lo cual se pasó a obtener mucha mas información para ser utilizada en el analisis de las formaciones y por otra parte se incrementó el rendimiento del aparato emisor de neutrones, con lo cual se redujeron las variaciones estadísticas que conducen a errores.

En seguida se discute lo relacionado con la pregunta ¿Qué es lo que se lee con esta herramienta?

Poco tiempo despues de la descarga de neutrones, estos se distribuyen en la formación alrededor de la conda. En cada punto en esta distribución una cierta fracción de los neutrones térmicos rápidamente presentes es absorbido por unidad de tiempo, siendo esta fracción $v\Sigma_{abs}$, donde v es la velocidad de

Los neutrones y Σ_{abs} es la así llamada sección macroscópica de absorción en el medio. Para la mayoría de los elementos químicos de interés para los registros, Σ_{abs} es inversamente proporcional a la velocidad neutronica que a su vez es función de la temperatura. Así, la cantidad $v\Sigma_{abs}$ es una constante que caracteriza a la formación.

En lugar de $v\Sigma_{abs}$ se puede utilizar su recíproco que es $\tau_{int} = 1/v\Sigma_{abs}$, la cual es simplemente la constante de tiempo para la absorción. Aquí será referida como el tiempo de decaimiento termico intrínseco, dado que es una propiedad intrínseca de un medio particular para el cual se desea una medición segura. El valor de $v\Sigma_{abs}$ que corresponde a una velocidad de neutrón termico de 2200 m/seg guarda la siguiente relación:

$$\tau = 4.55 / \Sigma_{abs}, \text{microsegundos.}$$

Hay otro factor que afecta el ritmo de decaimiento medido. Este es la difusión de neutrones termicos. Antes de ser finalmente absorbidos, los neutrones termicos tienen muchas interacciones de dispersión con los nucleos en el pozo y la formación. Estas colisiones hacen que las direcciones de viaje de los neutrones individualmente sean mas bien al azar, pero hay una tendencia de los neutrones a moverse desde las regiones de mayor densidad neutronica hacia regiones de menor de esta densidad. Este movimiento de los neutrones es un proceso de difusión.

Considerando lo que sucede a los neutrones termicos en un volumen pequeño de formación, se observaría que una cierta fracción de ellos $v\Sigma_{abs}$, son absorbidos por segundo, correspondiendo al recíproco del tiempo de decaimiento intrínseco. Un numero adicional de neutrones abandona el volumen a traves de las paredes, mientras que otros penetran el volumen tambien a traves de las paredes. Si el numero de los que salen es mayor que el numero de los que entran, hay un flujo neto de neutrones hacia fuera del volumen por difusión y un observador, contando neutrones en el pequeño volumen mediría un ritmo de decaimiento derivado de la densidad neutronica el cual es mayor que el que produciria la absorción por si sola. En el otro extremo, si la entrada es mayor que la salida de neutrones, el ritmo de decaimiento observado es menor que el que produciria la absorción.

Cuando esto se aplica a la formación y el pozo, se encuentra que el pozo y la formación están acoplados por un

efecto de difusión neutronica. Cuando τ_{mf} del fluido del pozo es menor que τ_{mf} de la formación, la densidad neutronica en la formación se convertirá eventualmente mayor que en el pozo. Esto produce un flujo neto o corriente de neutrones desde la formación hacia el pozo y de hecho la formación actua como una reserva que suple de neutrones al pozo.

Estudios detallados muestran que esta corriente neutronica decae a un ritmo que es determinado principalmente por τ_{mf} de la formación. Esta es la base en la cual se fundamentan los registros de medición del tiempo de decaimiento de los neutrones termicos.

La variación en el diámetro del pozo, en el fluido en la tuberia de revestimiento, en el tamaño de esta misma tuberia y el grosor del cemento, aunque son frecuentemente pequeñas, tienen efecto medible en τ_{mf} .

Invérsamente, cuando la τ_{mf} del fluido del pozo es mayor que la τ_{mf} de la formación, la corriente de neutrones fluye desde el pozo hacia la formación y el tiempo de decaimiento medido es entonces mas fuértemente influenciado por las condiciones del pozo. Afortunadamente debido a la presencia de la tuberia de revestimiento y ya que el fluido en la tuberia de revestimiento es normalmente al menos un poco salado, las variaciones causadas por los parámetros del pozo son casi despreciables. Esto se cumple mas aun cuando τ_{mf} de la formación es mayor que aproximadamente 150 microsegundos.

Para compensar estos efectos se realizaron experimentos para evaluar el efecto de la difusión térmica, los cuales se relacionaron con la forma en que diferentes espaciamientos fuente-detector afectaban los resultados de ritmos de difusión para varias distancias. A partir de esta información se realizaron tablas y gráficos de corrección para cada una de las diferentes herramientas, lo cual se explica en una sección que se verá mas adelante.

A continuación se describirán 3 nuevas tecnicas basadas en la radioactividad.

La primera es un registro de litouensidad, el cual mide simultáneamente, por una parte la densidad electrónica de la formación y por la otra el índice de sección de captura fotoeléctrica por electrones o factor fotoeléctrico de las formacio-

nes, al cual se le denominará P_e .

La densidad electrónica se convierte a la densidad de la formación en la forma como se explicó en la sección de herramienta de medición de densidad, en tanto que el factor fotoeléctrico P_e depende fundamentalmente de la litología de la formación y está muy poco afectado por la porosidad y los fluidos. Este registro se corre normalmente en combinación con un registro de neutrón compensado y con un registro de rayos gama.

Tal como ya se vió anteriormente, las interacciones de los rayos gama con la formación pueden ser de 3 tipos, el efecto fotoeléctrico, el efecto Compton y la producción de pares, dependiendo del nivel de energía del rayo gama así como del número atómico del átomo.

Se han realizado experimentos para medir la probabilidad de que ocurra cada una de estas 3 interacciones en función del número atómico Z para un nivel dado de energía y se ha observado una relación que es la que se indica a continuación:

La producción de pares es proporcional a Z^2 .

El efecto Compton es proporcional a Z^1 .

La absorción fotoeléctrica es proporcional a $Z^{4.6}$.

Comunmente se refiere a la sección de captura fotoeléctrica en lugar de referirse a la probabilidad de que un rayo gama sea absorbido por un átomo, siendo que el primero es la medida del segundo, o sea que a mayor sección de captura fotoeléctrica del átomo, mayor es la probabilidad de que ocurra el fenómeno fotoeléctrico.

La sección de captura fotoeléctrica del átomo, que se representará por σ_a , es una propiedad microscópica que es función del número atómico del elemento y de la energía del rayo gama incidente, o sea que $\sigma_a = f(\text{material}, \text{energía})$.

Cuando se efectúan medidas con herramientas de registros se pueden medir propiedades macroscópicas de la formación. Se define la sección de captura fotoeléctrica por unidad de volumen con el símbolo Σ y la sección de captura fotoeléctrica por unidad de volumen con el símbolo μ_f , tales que:

$$\Sigma = \mu_f \rho_{\text{form}} = g(\text{material}, \text{energía}) .$$

Oviamente ambas secciones Σ y μ_f están relacionadas con los valores de σ_a de los elementos constituyentes de la formación y con las proporciones de dichos elementos en la misma.

Se suele denominar a la sección de captura por unidad de masa, μ , coeficiente de absorción por unidad de masa. Observando como varían los coeficientes de absorción para los efectos fotoeléctricos, efecto Compton y producción de pares en función de la energía del rayo gamma incidente, se aprecia que para valores bajos de energía, el efecto fotoeléctrico predomina y también que los efectos de porosidad son mucho menores que los originados por la variación de la composición química de la matriz.

En la práctica se tienen en la herramienta una fuente de rayos gamma y dos detectores. Los rayos gamma interactúan principalmente por efecto Compton y algunos desaparecen por el efecto fotoeléctrico, de modo que los que logran llegar a los detectores con relativamente alta energía dependen de la cantidad de choques recibidos y por lo tanto de la densidad electrónica de la formación. El efecto fotoeléctrico es importante a bajas energías de los rayos gamma por lo que los que llegan a los detectores con baja energía son función de los choques recibidos, pero también de las características de absorción fotoeléctrica de la formación.

Un espectro típico de rayos gamma que ve el detector lejano luego de la difusión a través de la formación de los rayos gamma generados en la fuente está indicado en la figura II-6, en donde se ha ilustrado el efecto que producen a bajas energías del espectro las variaciones de la capacidad de captura fotoeléctrica para una misma densidad de formación (por ejemplo diferentes combinaciones de cuarzo-caliza-dolomita, manteniendo una densidad de 2.71 g/cm^3). Como resultado del análisis de la cantidad de rayos gamma de diferentes energías que llegan a los detectores de la herramienta se puede deducir la densidad electrónica de la formación y una sección de captura fotoeléctrica aparente Σ en el rango de energía definido por la puerta S.

La medida de densidad está calibrada en función de un índice (ρ_c) proporcional a la densidad electrónica. La medida se transforma en una densidad aparente de la formación (ρ_a) de acuerdo con la fórmula: $\rho_a = 1.07\rho_c - 0.1223$, la cual entrega valores de densidad correctos para formaciones calcáreas acuíferas y valores muy aproximados para el resto de las formaciones en el rango normal de unidades. La escala de litología está

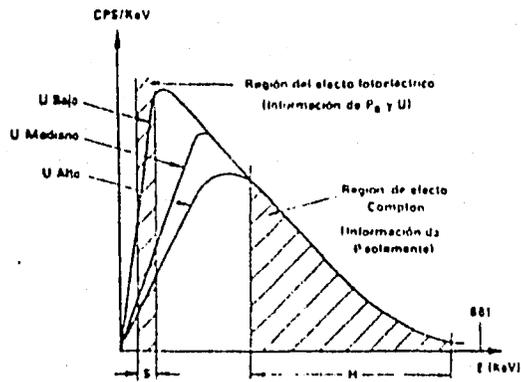


Fig. II-6 VARIACIONES EN EL ESPECTRO DEL DETECTOR PARA UNA FORMACION DE DENSIDAD CONSTANTE PERO VARIABLE U INDICE DE SECCION DE CAPTURA FOTOELECTRICA POR UNIDAD DE VOLUMEN

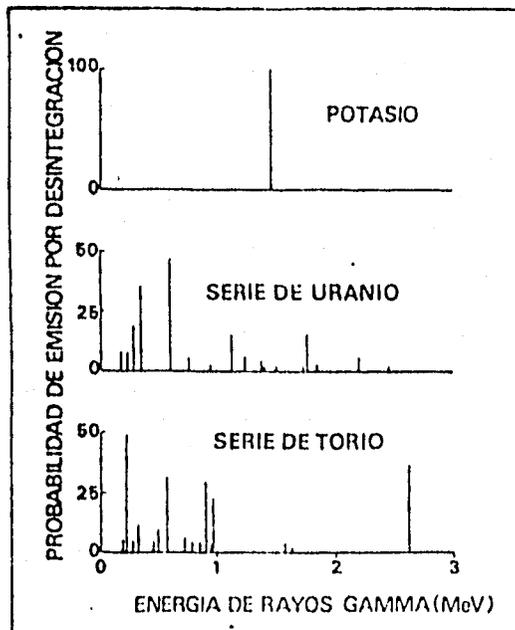


Fig. II-7 Espectros de Emisión de Rayos Gamma

calibrada en función de un índice proporcional a la relación entre Σ y ρ_e denominado factor fotoeléctrico P_e , tal que:

$$P_e = (\Sigma / \rho_e) \cdot (\text{constante de unidades}).$$

Al igual que μ_s , el factor fotoeléctrico P_e es muy poco afectado por variaciones de porosidad, pero es muy sensible a cambios de litología.

Para efectuar interpretaciones cuantitativas es conveniente definir un índice U proporcional a la sección de captura fotoeléctrica por unidad de volumen Σ de modo que:

$$U = P_e \cdot \rho_e$$

En una mezcla de minerales se cumple que:

$$U = U_1 V_1 + U_2 V_2 + \dots$$

donde V_i es la fracción volumétrica del componente i y U_i es su índice de sección de captura por unidad de volumen.

El segundo tipo de registro de reciente creación es el registro de espectroscopia de rayos gama naturales.

Los registros de rayos gama han sido utilizados durante mucho tiempo en el mundo. Tienen 2 aplicaciones importantes; control de profundidades y correlaciones entre pozos por un lado y estimaciones del contenido de arcilla por el otro. Es conocido que los registros de rayos gama responden a la radioactividad producida por el decaimiento de 3 elementos: Torio, Uranio y Potasio, pero no determinan las proporciones relativas de cada uno de estos elementos. El nuevo método de registro con la herramienta de espectroscopia está diseñado para obtener las cantidades de los tres elementos radioactivos en la formación.

En esta sección se estudiarán los principios físicos de la espectroscopia de los rayos gama naturales.

Se ha observado que todas las rocas y las sedimentarias en particular, contienen elementos radioactivos en cantidades variables. Típicamente, las arenas limpias contienen pocos elementos radioactivos, en tanto que las arcillas tienen una mayor cantidad. Las cantidades pueden ser del orden de algunas partes por millón para el Torio y el Uranio y en algunos por cientos para el Potasio.

Los únicos isótopos inestables que por su degradación producen una apreciable cantidad de rayos gama y cuya vida media es suficientemente larga son:

- a) Potasio 40
- b) Uranio 238
- c) Torio 232

Estos 3 isótopos en su degradación hacia isótopos estables son los que originan la radioactividad natural de las formaciones. El Potasio 40 decae directamente en Argón 40 que es estable; el proceso origina la emisión de rayos gama de 1.46 MeV de energía. El proceso es mucho más complejo para el Uranio 238 y el Torio 232 pues generan una serie de isótopos intermedios inestables antes de llegar al isótopo estable final. Como cada uno de los isótopos intermedios genera rayos gama cuando decae en el isótopo siguiente, ambas series (Uranio y Torio) producen rayos gama con diferentes energías como se aprecia en la figura II-7.

Los espectros de emisión de rayos gama presentados en la figura II-7 asumen que las series de Torio y Uranio están en equilibrio secular. Una serie radioactiva está en equilibrio secular cuando todos los elementos hijos intermedios decaen a la misma velocidad que son producidos por los isótopos padres. Esto implica que en equilibrio secular los elementos hijos mantienen una proporción constante respecto a sus padres.

Por ejemplo, el Uranio requiere aproximadamente un millón de años para alcanzar el equilibrio secular. En la geología del petróleo normalmente se estudian formaciones más antiguas. Es posible encontrar desequilibrios en la serie de Uranio en formaciones de poca profundidad lavadas por aguas superficiales, porque el Uranio y sus elementos hijos se comportan en forma diferente geoquímicamente. En formaciones profundas la magnitud de cualquier posible desequilibrio dependerá de cuán recientemente ha cambiado la geoquímica.

En la tabla II-5 se resumen propiedades químicas del Uranio, Potasio y Torio, cómo pueden ser transportados y en que tipo de sedimentos abundan.

Entre las características más notables se puede citar que el Torio es insoluble por lo que su concentración es característica de la depositación. El Potasio y algunos componentes de la serie del Uranio son solubles, por lo que su concentración no es necesariamente una característica de la depositación.

	PROPIEDADES QUÍMICAS	TRANSPORTE	OCURRENCIA
K	<ul style="list-style-type: none"> - Valencia 1^+ - Es soluble 	<ul style="list-style-type: none"> - En solución (grandes distancias). - Feldspatos y minerales micáceos en suspensión 	<ul style="list-style-type: none"> - Sedimentos detríticos : - En sedimentos laminares (feldspatos, mica) - En arcillas en general (adsorción) - En arcillas micáceas (estructuralmente) - Sedimentos químicos : - En evaporitas - En calizas originadas en algas.
Th	<ul style="list-style-type: none"> - Valencia 4^+ - Insoluble 	<ul style="list-style-type: none"> - Únicamente en suspensión 	<ul style="list-style-type: none"> - Solamente en sedimentos detríticos : - En minerales arcillosos (por adsorción). - En minerales pesados (monazite, allanite). - En cenizas volcánicas. - En sedimentos residuales que quedan luego que K y U son eliminados por erosión.
U	<ul style="list-style-type: none"> - Valencias 4^+ y 6^+ - U^{4+} es insoluble - U^{6+} es soluble en la forma de un ión complejo UO_2^{2+} <p>Dependiendo del pH y Eh, el ión UO_2^{2+} se combina con sulfatos, carbonatos o materiales orgánicos UO_2^{2+} se precipita con fosfatos</p>	<ul style="list-style-type: none"> - En solución - En suspensión - En animales que fijan uranio 	<ul style="list-style-type: none"> - Sedimentos detríticos : - En minerales arcillosos (adsorción) - En minerales pesados (Xenotime, Zircon ...). - En cenizas volcánicas. - Sedimentos químicos : - En carbonatos. - En fosfatos. - En materia orgánica.

TABLA II-5 Propiedades químicas y características de transporte y ocurrencia de Uranio, Torio y Potasio

ción, ya que pueden haber sido transportados por las aguas de la formación.

El ion $^{238}\text{U}^{4+}$ se encuentra muy a menudo adsorbido en los minerales arcillosos debido a su gran radio atómico. En general se observa un aumento del Torio con el aumento del contenido de Aluminio en los minerales arcillosos.

Las altas concentraciones de Potasio en las arcillas pueden indicar niveles con alto contenido de materia orgánica, dado que el ion Uranio es fijado por carbón orgánico en ambientes reductores.

Las concentraciones de Potasio en las arcillas están más relacionadas con la mineralogía. En la degradación de los silicatos (feldespatos y micas) hay diferentes etapas en el proceso de meteorización, obteniéndose Illita (o montmorillonita) en la primer etapa y Caolinita en la segunda. La cantidad de Potasio y Sodio en el mineral decrece con la erosión química, pues la disminución de ambos en el mineral se obtiene a expensas de la fijación de H^+ derivado del medio ambiente. La Caolinita es un mineral de arcilla que no posee Potasio en su fórmula química.

Teniendo en cuenta los párrafos anteriores, el análisis de las cantidades de Torio y Potasio en las arcillas ayuda a identificar el tipo de arcilla, mientras que el análisis del contenido de Uranio puede facilitar el reconocimiento de las rocas generadoras.

La herramienta de espectroscopia de rayos gama naturales detecta los rayos gama emitidos espontáneamente por la formación. El espectro que detecta esta herramienta no es exactamente el indicado en la figura II-7. Los rayos gama emitidos por los elementos sufren numerosos choques con los electrones de la formación (efecto Compton) antes de llegar al detector; además el espectro es afectado por la respuesta del detector. El espectro que "ve" la herramienta es similar al indicado en la figura II-8. Se divide el espectro en 5 ventanas de energía (W_1, \dots, W_5) y se cuentan los pulsos por segundo en cada una de esas ventanas. Las cuentas en cada una de las ventanas dependen de las concentraciones de Uranio, Potasio y Torio en la formación y de la posición de la ventana en el espectro de energía,

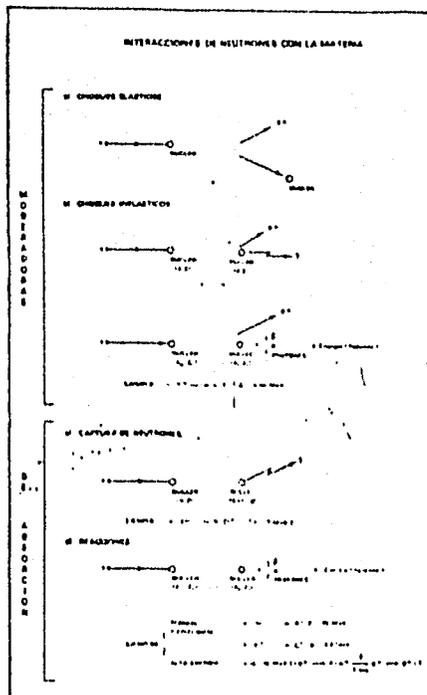
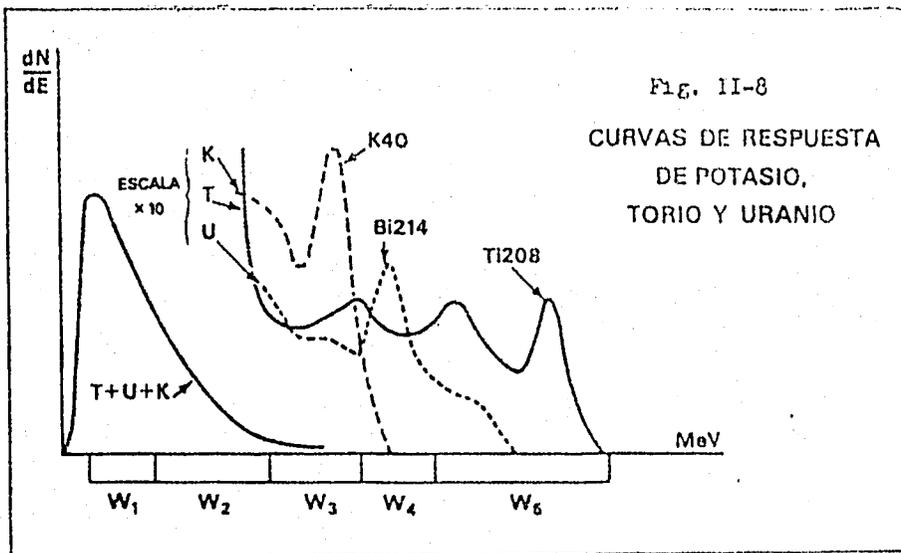


Fig. II-9 Interacciones de neutrones con átomos de la formación.

por ejemplo la ventana 3 que está alrededor de 1.46 MeV está muy afectada por la concentración de Potasio en la formación, mientras que la ventana 5 depende de la concentración de Torio. Analizando las cuentas de cada ventana es posible obtener las concentraciones de Uranio, Torio y Potasio en la formación.

Espectroscopia de Rayos Gama Inducidos

La técnica descrita a continuación, que aun está en la etapa de desarrollo, abre nuevas perspectivas en la evaluación de formaciones por medio de registros. Consiste en la determinación de las proporciones de los diferentes elementos que constituyen la formación por medio del análisis de espectros de rayos gama inducidos. Conociendo las proporciones de los elementos y efectuando ciertas hipótesis de como están combinados entre ellos en las moléculas, es posible deducir saturaciones, porosidades y litología. Debido al principio de la medida, el cálculo de la saturación de agua es independiente de la salinidad del agua de formación.

Esta técnica tiene aplicaciones cuando se desea detectar hidrocarburos en pozo abierto o entubado con aguas dulces o de salinidad variable.

El análisis de las interacciones entre neutrones y los átomos de las formaciones, permite obtener información de las propiedades petrofísicas de las capas atravesadas.

El rango de energía de los neutrones en las técnicas de registros varía entre 14 MeV y aproximadamente 0.025 eV (energía térmica). Las interacciones entre los neutrones y los átomos de la formación en ese rango de energía están clasificadas en la figura II-9 en forma simplificada.

a) Choques elásticos: Se conserva la energía cinética del sistema. La energía cinética perdida por el neutrón es adquirida por el núcleo. Esta interacción ocurre en todo el rango de energía de los neutrones desde que son generados hasta que luego de sucesivas pérdidas de energía en los choques llegan a energía térmica. La probabilidad de que un neutrón pierda gran parte de su energía luego de un choque elástico es mayor cuando actúa con núcleos cuya masa es similar a la del neutrón. En una formación con gran cantidad de átomos de Hidrógeno, cuya masa es similar a la de los neutrones, estos son frenados muy rápidamente. Este es el principio de los registros neutrotermales con-

vencionales que miden el índice de Hidrógeno de la formación.

b) Choques Inelásticos: No se conserva la energía cinética del sistema. Luego de la colisión el núcleo pasa a un estado interno de excitación y casi inmediatamente retorna a su estado estable de energía, irradiando fotones cuya energía es característica del núcleo excitado. Otra posibilidad es que se genere una reacción que culmine con la formación de un nuevo elemento con radiación de partículas alfa, beta y fotones.

Los choques inelásticos ocurren con neutrones de alta energía (mas de 1.5 MeV). Un análisis de la energía de los rayos gama obtenidos como consecuencia de este tipo de interacciones entre los neutrones y los núcleos permite conocer los elementos que constituyen la formación. Las dos interacciones antes descritas, choques elásticos e inelásticos, se pueden denominar interacciones moderadoras pues tienden a disminuir la energía inicial de los neutrones.

A continuación se describen dos interacciones de absorción.

c) Captura de neutrones: Fundamentalmente ocurre a niveles de energía térmica. Un neutrón que ha sido frenado por medio de sucesivos choques con núcleos de la formación y que alcanza el nivel de energía térmica se encuentra en equilibrio termodinámico con el medio que lo rodea. En esas condiciones es capturado por un núcleo, el cual pasa a un estado excitado para luego caer al estado estable emitiendo un fotón cuya energía es característica del elemento excitado.

La capacidad de captura de neutrones térmicos está cuantificada con la "sección de captura" (Σ) de la formación, y es la propiedad que mide el registro de decaimiento de neutrones térmicos. Por otro lado, un análisis de la energía de los rayos gama de captura permite conocer los elementos que constituyen la formación.

d) Reacciones: Como consecuencia de la absorción de un neutrón por un núcleo se genera un elemento nuevo y se emiten radiaciones alfa, beta o protones, acompañados de fotones. Las reacciones nucleares pueden ocurrir con neutrones térmicos o con neutrones de alta energía, dependiendo del elemento que esté involucrado en la reacción.

La herramienta de espectroscopia de rayos gama inducidos define las concentraciones relativas de diferentes ele-

mentos en la formación, con el objeto de poder hacer una evaluación completa de la misma en terminos de saturación, porosidad, arcillosidad, ... La determinación de las concentraciones relativas de los elementos se basa en el análisis de la energía de los rayos gama inducidos en la formación al bombardearla con neutrones de alta energía.

La figura II-10 muestra el esquema de la herramienta dentro del pozo. Un generador emite pulsos de neutrones de 14 MeV que interactúan con los núcleos de la formación. Se ilustran 2 ejemplos de la actividad inducida por neutrones de alta energía; un choque inelástico con un núcleo de Carbono que induce un rayo gama de 4.44 MeV y una reacción nuclear que transforma un átomo de Oxígeno en un isótopo del Carbono, generando una partícula alfa y un rayo gama de 3.68 MeV.

La figura II-10-b ilustra la actividad inducida por los neutrones térmicos, luego que han sido frenados por sucesivos choques. Un ejemplo muestra el fenómeno de captura con posterior emisión de rayos gama y el otro muestra una reacción nuclear en la que un átomo de Calcio se transforma en Escandio emitiendo radiaciones beta y rayos gama.

Los rayos gama inducidos por los neutrones térmicos y por los neutrones de alta energía son detectados por la herramienta. Se analiza el espectro total de energía de los rayos gama recibidos y se lo descompone en un espectro correspondiente a la actividad inducida por los neutrones de alta energía y en un espectro correspondiente a la actividad inducida por los neutrones térmicos.

La figura II-11 muestra el espectro teórico de rayos gama que se obtiene del Oxígeno (espectro "inelástico") como consecuencia de la actividad inducida por neutrones de alta energía.

La figura II-12 muestra los espectros inelásticos del Carbono, Oxígeno, Calcio y Silicio que "ve" la herramienta, luego que los rayos gama inducidos son atenuados en la formación, en el pozo y en el cuerpo de la herramienta.

La figura II-13 muestra los espectros de captura del H, Si, Cl, Ca, generados por la captura de neutrones térmicos que "ve" la herramienta.

Los espectros que se obtienen en las formaciones

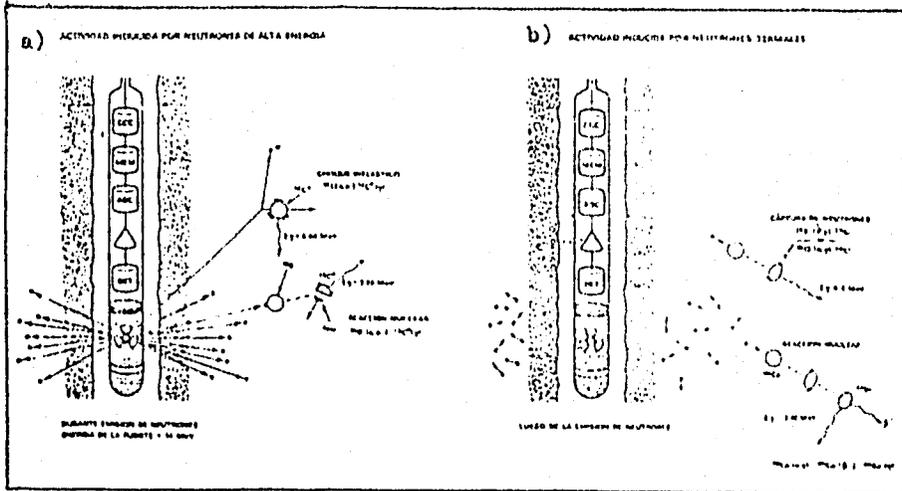


Fig. II-10 Esquema de la herramienta de espectrometría de rayos gamma inducidos, dentro del pozo.

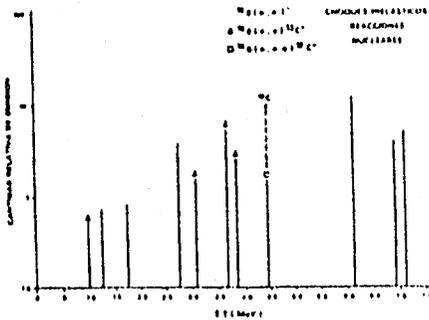


Fig. II-11 Espectro teórico de rayos gamma del Oxígeno

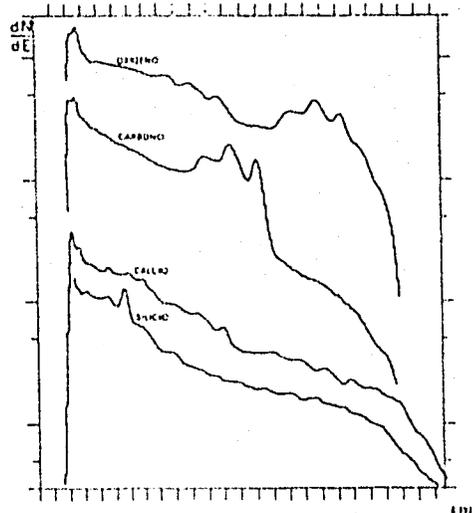


Fig. II-12 Espectros inelásticos de Carbono, Oxígeno, Calcio y Silicio que "ve" la herramienta.

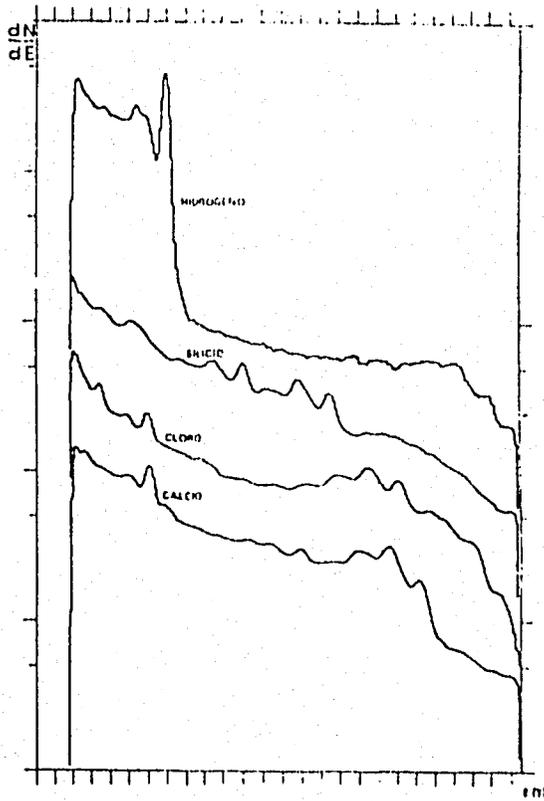


Fig. II-13 Espectros de captura de H, Si Cl, Ca, generados por la captura de neutrones térmicos que "ve" la herramienta.

reales son combinaciones de los espectros elementales. El proceso matemático que efectúa la herramienta permite obtener el porcentaje que contribuye de cada elemento en el espectro de la formación.

Observar que "porcentaje de contribución al espectro" ("fracción del espectro") no significa porcentaje del elemento en la formación. Para obtener el porcentaje del elemento en la formación a partir de la fracción del espectro es necesario tener en cuenta la probabilidad (relativa al resto de la formación) de que un neutrón interactúe con el elemento considerado.

La relación entre las fracciones de espectro del Carbón (X_c) y del Oxígeno (X_o) se denomina relación de saturación de petróleo (R_{oil}).

Esta relación se obtiene del espectro inelástico y se utiliza fundamentalmente para obtener saturación de hidrocarburos pues la relación entre Carbón y Oxígeno del agua es completamente diferente a la del petróleo.

$$R_{oil} = X_c / X_o$$

Del mismo modo se define:

curva de litología

(espectros de captura e inelástico)

$$R_{lit} = X_{si} / X_{si} + X_{ca}$$

curva de salinidad

(espectro de captura)

$$R_{sal} = X_{cl} / X_h$$

curva de porosidad

(espectro de captura)

$$R_{por} = X_h / X_{si} + X_{ca}$$

curva de lutita

(espectro de captura)

$$R_{lut} = X_{fe} / X_{si} + X_{ca}$$

Las medidas que se obtienen a partir del espectro inelástico, por ejemplo la relación X_c / X_o , deben efectuarse con la herramienta estacionada para lograr detectar suficientes rayos gama y reducir razonablemente las variaciones estadísticas. La probabilidad de que un neutrón sufra un choque inelástico u origine una reacción, que el rayo gama inducido atraviese la formación y el pozo y que finalmente sea detectado es muy pequeña, por lo que es necesario tener una acumulación continua de la información durante un lapso de tiempo prolongado para que sea representativa. Las medidas que se obtie-

nen a partir del espectro de captura, por ejemplo X_{cl}/X_h se pueden efectuar con la herramienta en movimiento, debido a que la cantidad de rayos gama recibidos es mucho mayor que en el espectro inelástico.

Otra posibilidad de la herramienta es registrar el tiempo de decaimiento de los neutrones termicos (τ) a partir de la información del espectro de captura, información similar a la provista por el equipo con el que se toma este registro (el de medición del tiempo de decaimiento).

-FUENTES RADIOACTIVAS

En esta sección se discutirán 2 tipos de fuentes radioactivas. Estas se clasifican en dos grupos, fuentes continuas o químicas y fuentes pulsantes de neutrones. Los dos tipos de fuentes se utilizan para producir neutrones, pero el método de producción y el rango de energía de los neutrones es diferente en cada caso.

El primer tipo que se verá es la continua o química. Debido a sus características, se utilizan dentro de este tipo 2 fuentes comunmente, la de Plutonio-Berilio y la de Americio-Berilio. El proceso que se utiliza para generar las partículas es diferente del que utiliza Cesio 137. En el Cesio 137, los rayos gama generados son debidos al decaimiento del material radioactivo del Cesio. En las fuentes del tipo aquí descrito se mezcla el Berilio y el material radioactivo, ya sea el Plutonio o el Americio, de lo cual se deriva el nombre de fuentes químicas. Cuando decae el material radioactivo de la mezcla, emite una partícula alfa, la cual se recombina entonces en una reacción nuclear con el Berilio y el material que se deriva de esta reacción es un neutrón que se emite. En la figura III-1 se muestra un diagrama esquemático de este proceso.

La energía del neutrón es proporcional a la energía de la partícula alfa mas la energía liberada durante la reacción. Por lo tanto la energía de los neutrones liberados variará, ya que la partícula alfa puede perder algo de su energía a través de choques ionizantes antes de reaccionar con el Berilio. Por ejemplo la energía de los neutrones emitidos por una fuente de Plutonio 238-Berilio varia entre 3.5 MeV y 10.6 MeV, con un promedio de cerca de 5.6 MeV. En la tabla III-1 se observan 5 tipos de fuentes de neutrones y algunas de sus características.

Aquí es importante distinguir entre la salida neutrónica y los curies o millicuries de una fuente.

El valor en curies de una fuente nos indica cuantas desintegraciones de los átomos radioactivos suceden cada segundo. La salida neutrónica muestra que tantas de estas desintegraciones resultan en producción de neutrones. Por ejemplo, en una fuente de neutrones de 5 curies, hay 1.85×10^{11} desintegra-

MATERIAL RADIOACTIVO	FUENTE DE NEUTRONES	POTENCIA EN CURIES	VIDA MEDIA NAT. RAD. (años)	SALIDA EN NEUTRONES
Pu-238	Berilio	5	87.4	1×10^7
Pu-239	Berilio	5	24300	1×10^7
Am-241	Berilio	5	458	1×10^7
Pu-238	Berilio	16	87.4	4×10^7
Am-241	Berilio	16	458	4×10^7

TABLA III-1 Se muestran 5 tipos de fuentes de neutrones y algunas de sus características.

ciones por segundo, las cuales producen 10^7 neutrones por segundo. Esto significa que la fuente tiene una eficiencia de $5.3 \times 10^{-3} \%$.

Mas adelante se discutirán los usos específicos de cada una de estas fuentes, pero antes hay que ver el otro tipo de generador de neutrones que se utiliza en los registros.

Las fuentes que se han venido explicando hasta aquí, producen una emisión continua de neutrones. El segundo tipo de generador de neutrones no es necesariamente continuo, sino que mas bien puede generar neutrones de alta energia en pulsos controlados. Este tipo de generador o fuente de neutrones se utiliza en la herramienta de medición del tiempo de decaimiento de neutrones térmicos o de tiempo de decaimiento.

El metodo para la generación de neutrones es realmente muy simple. Esta fuente trabaja de acuerdo al principio de un mini-acelerador de partículas, causando una reacción de fusión. Esta reacción de fusión se genera de la siguiente manera: Una forma de producir partículas ionizadas es por medio de la ionización de un gas mediante una descarga eléctrica. Los iones positivos son acelerados por medio de un alto voltaje negativo el cual se aplica al tubo hasta que tales iones llegan a un cierto objetivo. Cuando los iones chocan con este objetivo, un pequeño porcentaje de ellos interactúan en una reacción nuclear la cual produce neutrones de 14 MeV. Los neutrones son emitidos isotrópicamente desde el objetivo. La figura III-2 muestra una vista en corte de una fuente de este tipo llamada minitrón y el proceso que se lleva a efecto.

La cámara de iones de la fuente se llena con Deuterio y Tritio en estado gaseoso que se supe por medio del filamento al calentarse. El filamento en realidad es un material especial el cual tiene la capacidad de absorber grandes cantidades de estos isótopos del Hidrógeno. Cuando el filamento se calienta, los gases se liberan y así por medio de la regulación del voltaje del filamento se controla la cantidad de gases que se liberan y por lo tanto tambien la presión del gas en la cámara. Vease la figura III-3-a.

Cuando la pared cilíndrica de la cámara de iones se carga con un pulso positivo grande (1500-2000 Volts), los electrones libres que están dentro del gas Deuterio-Tritio se ace-

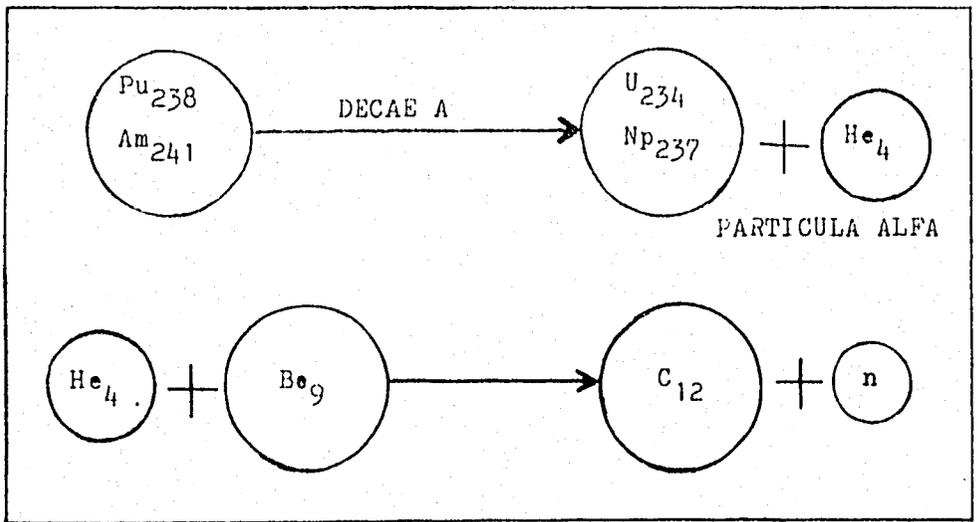


Fig. III-1 Diagrama esquemático del proceso de producción de neutrones en una fuente continua.

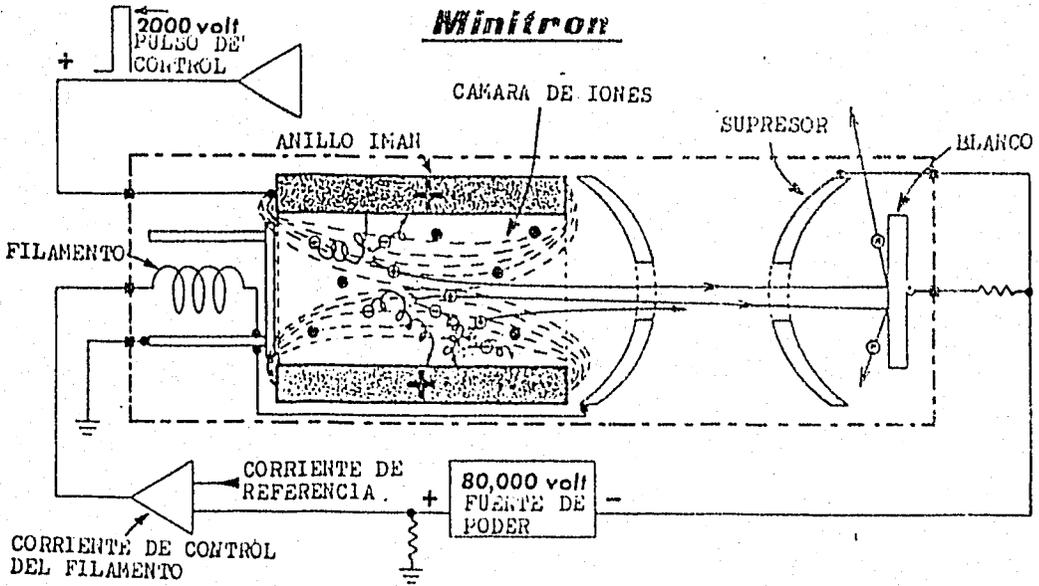


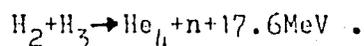
Fig. III-2 Vista en corte de una fuente de neutrones del tipo pulsante.

leran hacia el electrodo cargado positivamente, pero son desviados en rutas espirales por el campo magnético que está alrededor del tubo debido al iman en forma de anillo de la fuente. Las rutas de los electrones se alargan mucho y entonces se deriva una avalancha de choques productores de iones con las moléculas del Deuterio-Tritio gaseoso. Vease la figura III-3-b. Los electrones finalmente se colectan en las paredes de la cámara de iones, en tanto que los iones positivos son sacados de la cámara debido al alto voltaje negativo del objetivo. Vease la figura III-3-c.

Los iones positivos pasan rápidamente los electrodos supresores y chocan con el objetivo, cuya superficie está impregnada con Deuterio-Tritio.

Los choques resultantes producen neutrones a un ritmo de 10^7 a 10^8 por segundo.

La reacción de fusión exacta para producción de neutrones está basada en la ecuación siguiente:



La energía del neutrón emitido no será de 17.6 MeV sino que será de alrededor de 14 MeV, en tanto que la partícula alfa se lleva algo de la energía.

En suma se tienen 2 métodos de producción de neutrones.

- 1) La fuente radioactiva natural continua.
- 2) La generación artificial y periódica de neutrones por un generador de estos.

-DETECTORES

Un aspecto importante de la detección de radiaciones debe ser observada. Esta es la teoría de los detectores y sus diferentes tipos. Aquí se explicarán 4 tipos básicos de detectores y se cubrirá también su uso en diferentes herramientas específicas. Los cuatro detectores que serán cubiertos aquí son: 1) la cámara de ionización 2) el contador proporcional 3) el tubo Geiger-Muller y 4) el tubo fotomultiplicador, contador de destellos.

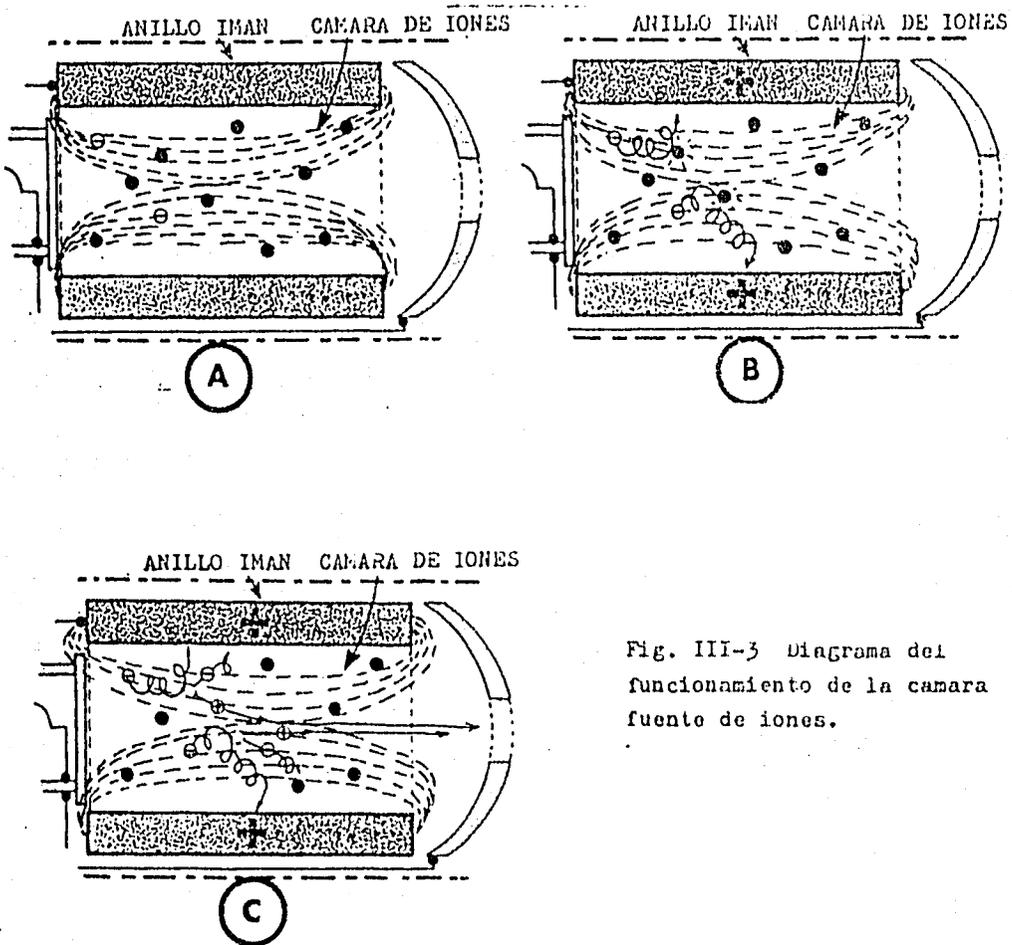


Fig. III-3 Diagrama del funcionamiento de la cámara fuente de iones.

CAMARA DE IONIZACION: Este es uno de los primeros tipos de detectores de radiación y todavía permanece en uso hoy, pero ya no para los registros de pozos. Entendiendo como opera este tipo de detector podremos comprender mas facilmente como trabajan otros tipos de detectores de radiación.

Básicamente cualquier volumen de gas encerrado con un par de electrodos puede funcionar como una cámara de ionización. Un diagrama simple de una cámara de ionización y su circuito de medición se muestran en la figura III-4. La ionización ocurre cuando se le añade energía a un átomo que inicialmente está en estado de reposo o neutro. Uno o mas de los electrones que lo constituyen se libera del átomo y se convierte en una carga negativa libre, originándose de esta manera un ion positivo y un ion negativo.

El aire que es el gas mas común, es el gas que se utiliza mas usualmente en las cámaras de ionización, aunque el Argón se llega a utilizar ocasionalmente. La cámara entra en operación cuando un voltaje relativamente pequeño se aplica a los electrodos que se observan en el esquema. Cuando esto ocurre, los iones se forman por particulas que chocan con los átomos del aire de la cámara.

Los iones generados por la radiación inicial son llamados iones primarios. La pequeña corriente de ionización producida en el volumen encerrado se deberá tan solo a aquellos iones que lleguen a los electrodos de la cámara. Desafortunadamente muchos de los iones primarios se pierden debido a su recombinación con otros iones generados en el detector.

Ocasionalmente algunos iones llegan a alcanzar los electrodos. En la figura III-5 se muestran los iones al alcan-

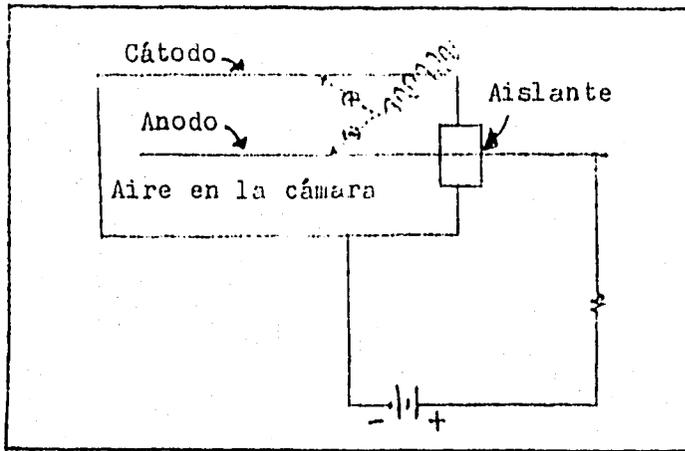


Fig. III-4 Un diagrama simple de una cámara de ionización.

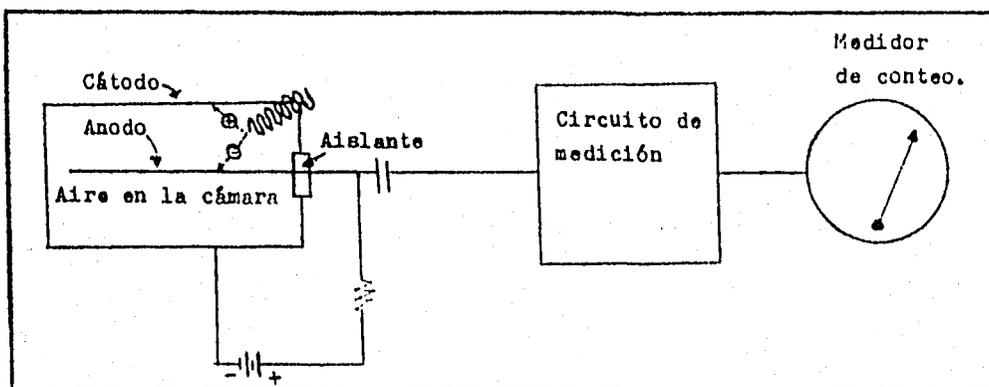


Fig. III-5 Diagrama de una cámara de ionización con su circuito de medición y el medidor de conteo.

que los electrones y el circuito de medición de la corriente iónica en forma de pulsos individuales. Cuando el voltaje de el par de electrodos se incrementa lo suficiente para que ya no se sucedan mas recombinaciones, se dice que la cámara está saturada y la corriente iónica de saturación o ritmo de pulsos será proporcional a la cantidad de ionización que se produce en el volumen de gas. Así pues, una cámara de ionización responderá a la capacidad de ionización de la radiación absorbida. En la siguiente sección veremos el contador proporcional cuya salida es tambien proporcional a la cantidad de ionización producida en el gas por el fenómeno de ionización, a partir de lo cual se deriva su nombre.

La desventaja de utilizar una cámara de ionización es que es muy difícil contar con seguridad el numero de ionizaciones que ocurren debido a la relativamente poca corriente de ionización. Por lo tanto aunque es un buen detector de observación, no tiene aplicaciones prácticas en nuestro trabajo.

CONTADORES PROPORCIONALES DE GAS Y CONTADORES

GEIGER-MULLER: Una mejora realizada en los detectores de radiación se tuvo cuando el contenido de gas fue cambiado y el voltaje aplicado a los electrodos de corriente se incrementó.

Estas condiciones causaron que los iones primarios se aceleraran rápidamente en dirección de los electrodos.

Tan pronto como los electrones- los cuales tienen mayor movilidad - se aceleran, chocan con otros átomos, causando que iones secundarios se produzcan en estos choques. Estos iones secundarios a su vez producen mas iones secundarios de modo que se obtiene una enorme multiplicación del numero de iones formados en el evento inicial. Este proceso se simplifi-

ción acumulativa es conocido como ionización en "avalancha" de Townsend. El factor de amplificación derivado de este proceso varía desde 1.2 en una cámara de ionización (en otras palabras no ocurre multiplicación), hasta 10^8 o más en un contador Geiger-Müller.

Los contadores proporcionales de gas se utilizan normalmente en algunas herramientas, por lo tanto es importante que entendamos como operan.

El contador proporcional que se utiliza fue diseñado para detectar neutrones en las herramientas siguientes; la de neutrón compensado y la de pared. Las ventajas de usar un contador proporcional de gas se tienen en que este es un contador de neutrones altamente eficiente y además es menos sensible a los rayos gama que otros tipos de detectores que se podrían usar, aparte de que tiene muy poco tiempo en el cual no se pueden contar pulsos, lo cual es llamado tiempo muerto y será explicado más adelante.

Para explicar como funciona el detector, necesitamos entender el rango de operación de este contador. En la figura III-6, los tamaños comparativos de pulsos de salida para amplificación por gas son observados utilizando un fenómeno de ionización grande y uno pequeño, siendo representados estos por las líneas X y Y respectivamente.

Estas líneas se dividen en 5 regiones. La región A es la región de recombinación, donde algunos iones generados se perderán debido a recombinación de los iones. La región B es la región de saturación, en donde no ocurrirá más la recombinación y cada ionización será contada. Estas son 2 regiones que se discuten en la sección de cámara de ionización. La

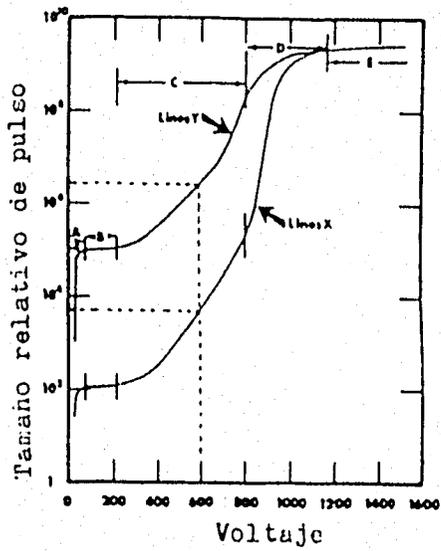


Fig. III-6 Tamaños comparativos de pulsos de salida para amplificación por gas, utilizando un fenómeno de ionización grande y uno pequeño.

siguiente sección y la mas importante es la región C, la región proporcional. En esta región el tamaño del pulso de salida dependerá del tamaño de la ionización inicial. La región D es la región de proporcionalidad limitada, donde casi cualquier ionización inicial producirá un pulso de salida de igual magnitud. La ultima región, la E, es la llamada región de Geiger-Muller. En esta región cualquier ionización producirá un pulso de salida de igual magnitud.

El contador proporcional de gas está diseñado siempre para trabajar en la sección C, esto en tanto que un tubo Geiger-Muller trabaja en la región E. La figura III-7 muestra un ejemplo de un contador. Si en este se tenían 600 Volts de polarización en los electrodos, entonces el pulso de salida mostrado para una ionización pequeña (línea X), estaria tan solo en el orden de 10^3 , en tanto que para una ionización mayor (línea Y), el pulso de salida estaria cercano a 10^6 .

Dado que no diferenciamos en el tamaño de los pulsos de salida, contaremos todas las ionizaciones.

El diseño de los contadores proporcionales es similar a aquel de una cámara de ionización excepto por dos diferencias. La primera es que el voltaje en los electrodos ha sido incrementado en gran forma y segundo que el aire ha sido reemplazado en los detectores con gas He_3 . El Helio en los contadores actua de dos formas; como material sensitivo a los neutrones y como gas de ionización.

La detección de los neutrones ocurre de la siguiente manera. Un neutrón incidente golpea el Helio y produce un protón a través de la reacción siguiente; $He_3 + n \rightarrow He_3 + p + 765KeV$.

El protón y el Tritio comparten el exceso de energia y pierden esta cuando ionizan el gas He. Los electrones libres

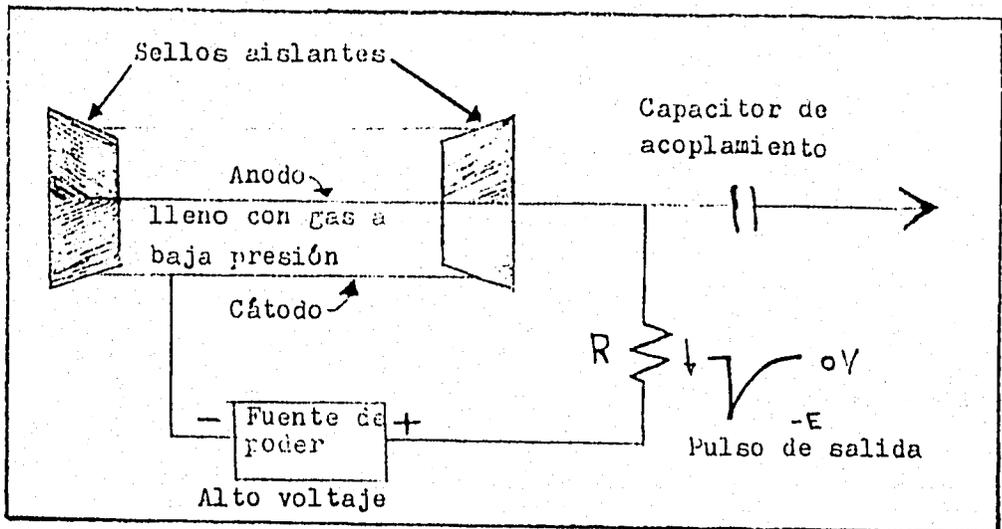


Fig. III-7 Ejemplo de un contador Geiger-Muller.

del He son acelerados hacia el ánodo central provocando ionización por avalancha, generando así pulsos de conteo.

El Tritio con una vida media de 12.3 años decae a Helio. La fracción de Helio relacionada con la producción de Tritio es tan pequeña que no provoca una disminución notable en el contador.

Una desventaja de este tipo de contador se debe mencionar aquí. El pulso de salida es muy pequeño, en el orden de un milivolt o menos.

Una ventaja del contador de He es que tiene una baja eficiencia de conteo de neutrones con energía de más de 1 KeV, muchos de estos tan solo atraviesan el contador.

El diseño y operación del contador Geiger-Muller es importante, debido a que por lo menos hay dos herramientas que lo utilizan. Estas herramientas son la de densidad de formación y la de gama-neutrón.

La ventaja de los contadores Geiger-Muller se tiene a partir de la aplicación de la avalancha de ionización. Sin embargo, hay dos problemas asociados con este tipo de contador. El primero es el hecho de que la avalancha de ionización es autogeneradora, o sea que aun cuando ninguna radiación externa produce ionización en el tubo de Geiger-Muller, el tubo continuará la generación de pulsos a causa de su propia auto-ionización. Por lo tanto se tuvo que desarrollar un proceso para detener esta descarga repetitiva. El proceso original fue la detención eléctrica, reduciendo el voltaje de los electrodos luego de cada pulso y luego incrementandolo otra vez. Esto detiene la descarga inicial, sin embargo nos conduce a un tiempo muerto en el cual el contador no podría detectar ningún pulso y esto resulta en un contador ineficiente.

Un metodo mas eficiente para resolver este problema, fué hacer el contador autocontrolado. Esto fué hecho añadiendo una pequeña cantidad de gas de control al gas principal de conteo. Los dos tipos de gases de control son halogenos tales como Cl_2 , Br_2 y las moléculas organicas tales como alcohol etílico y Xileno.

En los contadores que se utilizan hoy en dia, el gas de control es una mezcla de Argón-Cloro, la cual no se desgasta, a diferencia del viejo tipo de contadores el cual utilizó amoniaco gaseoso. La cantidad de halogeno en la mezcla es un pequeño porcentaje del total.

La acción controladora toma lugar de la siguiente manera; tan pronto como los iones positivos emigran desde el ánodo hacia el cátodo, cada ion positivo chocará con moléculas de gas halógeno y les transferirá su carga. Las moléculas de halógeno, ahora cargadas positivamente, son atraídas hacia el cátodo en donde son neutralizadas. Sin embargo, en lugar de sacudirse el exceso de energia en forma de un fotón, el cual podria iniciar otra vez ionización y descarga, ellas se disocian, Despues se recombinan dandole una larga vida al contador.

El diseño del tubo Geiger-Muller depende del tipo de radiación que se vaya a detectar. Puede ser diseñado para detectar tanto rayos γ como rayos beta. Normalmente un contador Geiger-Muller está hecho con un catodo cilíndrico de un diametro entre 1 y 10 cm y una longitud de 2 a 10 veces mayor. El diseño basico se muestra en la figura III-7.

El flujo de electrones (corriente) produce una caída de voltaje a través de la resistencia R y este se acopla como a un pulso negativo dentro de un circuito amplificador.

La operación del detector Geiger-Muller se puede demostrar por medio de una grafica de ritmo de conteo contra voltaje aplicado a un electrodo, para un contador típico Geiger-Muller controlado con halógeno, tal como se ve en la figura III-8. Aun cuando se incrementa el voltaje, no habrá conteo del tubo G-M hasta que el voltaje alcance el punto A. Este es el voltaje inicial.

Mayores incrementos en el voltaje nos llevan a la región de proporcionalidad limitada B. El area C representa la región Geiger, tambien conocida como la "reseta", donde

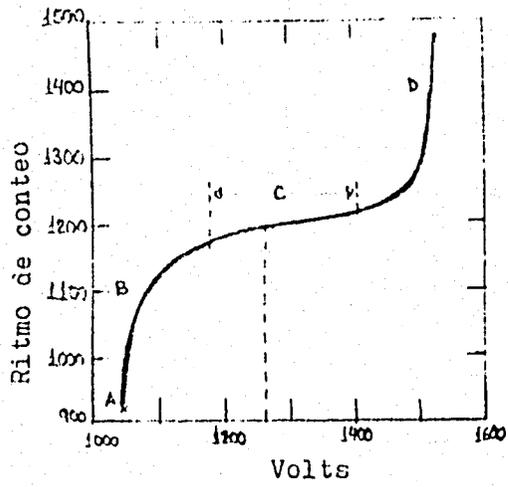


Fig. III-8 Gráfica para demostrar la operación de un detector Geiger-Muller.

practicamente cualquier ionización, no importando lo pequeña que sea, será amplificada hasta los niveles medibles. La última región en la grafica es la D, la cual es la región de descarga continua. Un contador en esta región se dice que ha llegado a la corona.

El voltaje de operación se coloca a un tercio del camino entre la curvatura de la región B y la corona, lo cual en este caso serían aproximadamente 1270 Volts. Antes de dejar atras los contadores Geiger-Muller, hay dos terminos que deben ser definidos. Estos terminos son; el tiempo muerto y el tiempo de resolución. El tiempo muerto es el intervalo en donde el contador es incapaz de responder a una segunda ionización. El tiempo de resolución es el tiempo entre dos pulsos registrables.

El tiempo muerto para un contador Geiger-Muller varía entre 100 y 400 microsegundos, dependiendo del diseño del contador y el circuito asociado.

Un metodo usado para compensar el tiempo muerto de este detector fué utilizar 16 pequeños detectores del tamaño de un lapiz colocados juntos en un solo grupo. Esto significa que mientras uno no puede contar por estar en su tiempo muerto, los otros pueden continuar contando.

Las ventajas del contador Geiger-Muller son: (1) el pulso de salida es grande en el orden de 100 Volts o mayor, (2) tiene una "meseta" relativamente grande y (3) es esencialmente insensitivo a la temperatura.

Las desventajas para su uso extendido son muchas. La mayor desventaja es que tiene una baja eficiencia de conteo (del orden del 6%). La razón es que los rayos gama tienen una alta probabilidad de pasar a traves del contador sin interactuar con el gas o las paredes del contador. (Casi todos los conteos se deben a interacciones con las paredes). El hecho de que tiene un tiempo muerto relativamente grande tambien limita el uso del contador Geiger-Muller.

CONTADORES DE DESTELLOS: En un intento para incrementar la eficiencia de conteo se probaron tanto detectores sólidos como líquidos. Se encontró que el detector de tipo sólido fué mas eficiente y tuvo menores problemas con la recombinación de los iones después de que fueron ionizados. Sin

embargo los voltajes de salida tales como los de los contadores Geiger-Muller se encontraron imposibles de obtener, así que se tuvo que desarrollar otro medio de contar las ionizaciones.

Se sabía desde aproximadamente 1890 que cuando partículas de radiación golpean o chocan con ciertas pantallas de detección como sulfuro de zinc, se podían observar pequeños destellos de luz con un microscopio. Estos destellos se contaron originalmente por observación. Con el desarrollo de circuitos de conteo de alta velocidad y celdas fotoeléctricas, los contadores de destellos se convirtieron en uno de los métodos más poderosos de detección de radiación.

El conteo de destellos se realiza con la ayuda de un tubo fotomultiplicador. Un ejemplo del proceso de detección se observa en la figura III-9.

El contador de destellos se divide en tres partes. La primera es el cristal de destello, en el cual la radiación genera los destellos de luz. La segunda parte es el tubo fotomultiplicador, el cual amplifica cada destello por un factor de aproximadamente 10^5 . El pulso de salida del fotomultiplicador para cada destello está en el rango de los milivolts. La tercera y última sección es el discriminador amplificador. En la práctica se utiliza un amplificador con una ganancia de por lo menos 100 entre el ánodo y el discriminador. Este toma cada pulso del ánodo A y elimina cualquier distorsión o señal extraña generada por electrones termoiónicos. Los pulsos antes de ser procesados son proporcionales a la energía que pierden los rayos gama en el cristal. Esta pérdida de energía varía dependiendo de cómo interactúa el rayo gama en el cristal.

El cristal de destellos se produce añadiendo deliberadamente una cantidad cuidadosamente controlada de una impureza escogida a un material cristalino base.

El destello se genera en una manera interesante.

Cuando un rayo gama entra en un cristal inorgánico, son posibles varias interacciones. Una posibilidad, por supuesto, es que el rayo pase rápidamente a través del cristal sin que se detecte. Otra posibilidad es que el rayo gama sea atenuado o absorbido completamente dentro del cristal por uno o

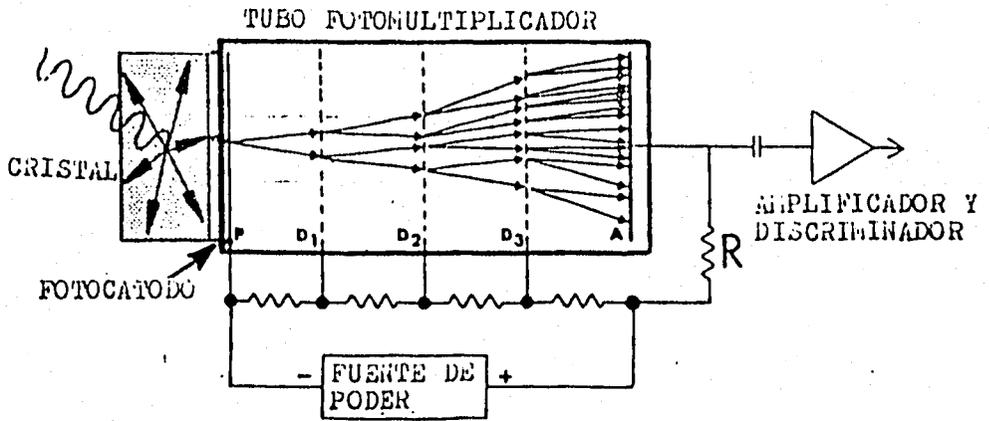


Fig. III-9 Ejemplo del proceso de detección en un contador de destellos.

mas de los tres tipos de interacciones; efecto fotoeléctrico, efecto Compton o producción de pares.

Si la radiación golpea electrones y los saca del arreglo cristalino, estos electrones libres o "agujeros", moviéndose simplemente por difusión a través del arreglo cristalino en tanto que son desplazados, rápidamente encuentran una de las impurezas y se pueden quedar ahí atrapados. El átomo que atrapa al electrón quedará en un estado de excitación y tratará de liberar esta excitación en forma de un fotón o emisión de luz (destello). El escoger una impureza la cual emita luz es importante para tener buenos cristales, debido a que el nivel de energía de esta luz debe ser diferente de aquella normalmente absorbida por el cristal base. Si esto se cumple, hay buena probabilidad de que la luz emitida se escape del cristal, en lugar de perderse dentro por absorción de resonancia.

Debido a la naturaleza de una trampa individual, la emisión del fotón se puede retrasar. Tal retraso tiende a incrementar la longitud de tiempo del pulso luminoso total. El tiempo para que todos los fotones sean emitidos es el tiempo de decaimiento del cristal.

La figura III-10 muestra un diagrama esquemático de un cristal, un fotocátodo y un tubo fotomultiplicador. Se utiliza un fotocátodo para convertir la luz del cristal en electrones que son emitidos hacia el fotomultiplicador. Cuando la luz del cristal choca con el fotocátodo P, que está hecho usualmente de Antimonio-Cesio, este expulsa uno o mas electrones. Estos electrones serán atraídos hacia la primera serie de dínodos, cada uno mantenido a un potencial sucesivamente mayor por medio de una fuente de voltaje y un divisor de potencia.

Estos dínodos, usualmente hechos de Antimonio-Cesio o Plata-Magnesio, emitirán varios electrones cuando sean chocados por un solo electrón de suficiente energía. Los electrones continúan moviéndose hacia un potencial positivo mayor, con multiplicación secundaria de electrones en cada dínodo. Esto nos puede llevar a una amplificación tan grande como 10^7 . Por lo tanto un destello de luz en el fotocátodo producirá un pulso de electrones en el ánodo y este causa un pulso negativo debido a la caída de voltaje a través de la resistencia R, produ-

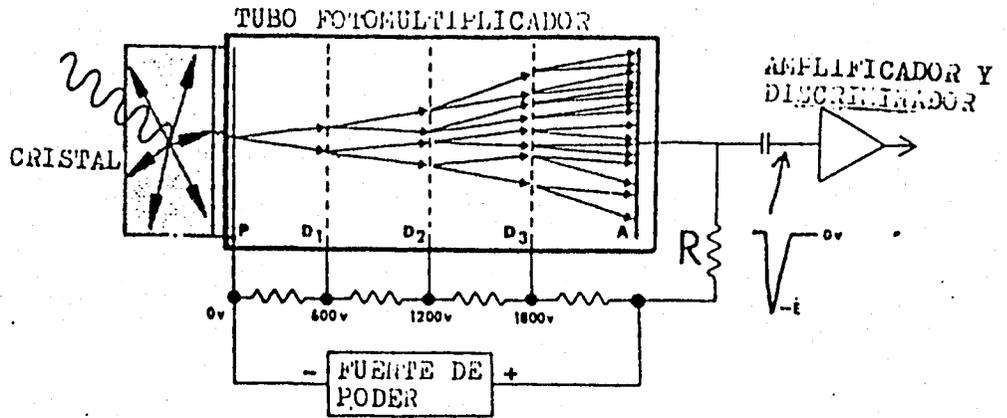


Fig. III-10 Diagrama esquemático de un cristal, un fotocátodo y un tubo fotomultiplicador.

cida por el flujo de electrones. A partir del fotomultiplicador este pulso se dirige a la porción final, la cual es el amplificador discriminador.

La sección del discriminador se incluye en la explicación de los contadores de destellos debido a que sin este el fotomultiplicador sería inútil.

El fotocátodo y los díodos en el fotomultiplicador nos dan electrones muy fácilmente. Por lo tanto, aun a temperaturas de salón se liberarían muchos electrones tan solo debido al calor. Estos electrones son llamados electrones termoionicos. El fotomultiplicador no tiene manera de distinguir entre los electrones termoionicos y los generados por destellos en el fotocátodo, por lo tanto todos serán amplificados. La única diferencia entre los conteos verdaderos y los generados por calor es el tamaño del pulso en el ánodo.

El trabajo del discriminador es eliminar estos pulsos de menor amplitud, también llamados corrientes oscuras, de modo que se puedan contar los pulsos verdaderos. El discriminador entonces es un amplificador con ajuste de polaridad, el cual permite que las señales extrañas de bajo nivel se eliminen del tren de pulsos. La figura III-11 muestra el pulso de salida de un fotomultiplicador y del discriminador. Aquí se nota como las señales extrañas han sido eliminadas por el discriminador.

Hay muchas ventajas en usar detectores de destellos. La mayor ventaja es la eficiencia que en este caso se mejora. Se requiere un detector mas pequeño para conseguir la misma sensibilidad de un contador Geiger-Muller.

Se ha visto una desventaja grande de este tipo de contador. El fotomultiplicador original era demasiado sensitivo al calor y entonces se tuvo que soslayar este problema.

Se tienen dos formas para superar el problema de la temperatura. La primera fué colocar algunos de los contadores en frascos Dewar. Estos actúan como una botella térmica, o sea que protegen al detector del calor externo. El frasco actúa como un aislante e incrementa la longitud de tiempo que puede ser expuesto al calor. Este se utiliza principalmente en las herramientas de rayos gama. El segundo método fué mejorar el diseño del tubo fotomultiplicador. Este era

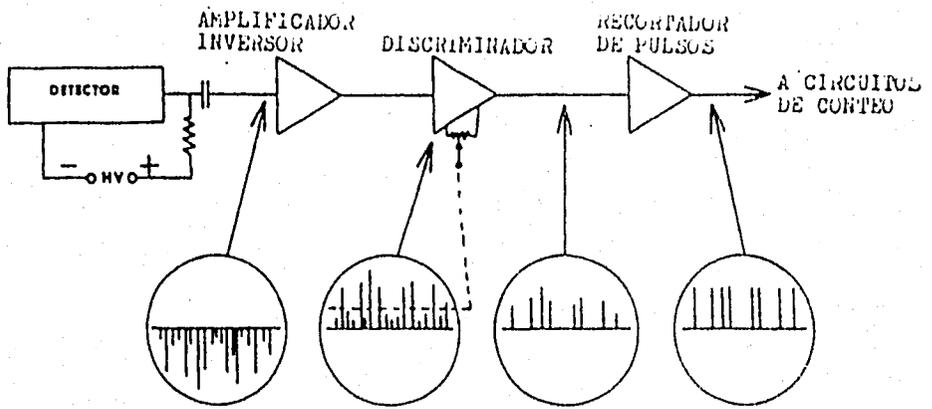


Fig. III-11 Exposición simplificada del trabajo que realizan el discriminador, el recortador de pulsos y el amplificador inversor, con la señal del fotomultiplicador.

el punto debil, ya que el calor produce señales extrañas termoionicas. Para eliminar este problema, al principio de la década de 1960 se construyó un tubo cuyos dínodos eran menos sensibles al calor y operaban a un mayor voltaje. Desde entonces se han encontrado metales nuevos y mejores, los cuales operan a un menor voltaje y se utilizan como dínodos. Debido a esta investigación, ahora se tienen contadores los cuales operan a temperaturas de hasta 350° F.

Cuando se trabaja con cualquiera de los tres tipos de detectores de uso mas comun (proporcional, Geiger-Muller, de destellos) es necesario que el detector sea revisado a intervalos regulares de tiempo.

El mantenimiento se refiere principalmente a revisar la "meseta" de los contadores. Cada tipo de detector tiene una curva de ritmo de conteo similar a la que se muestra en la figura III-8. Los ritmos de conteo para los tres tipos de detectores que se muestran en la figura III-12 son mas bien arbitrarios.

Cuando cualquier detector se revisa, se dibuja una gráfica de ritmo de conteo contra el voltaje aplicado. A partir de esto, se encuentra en la grafica una zona similar a la B para el contador de destellos y esta es conocida como la "meseta". Una vez que la meseta ha sido establecida para este detector, entonces se fija un voltaje de operación para este contador en particular. En la figura III-12 el voltaje se colocaría en 1750 Volts para el detector de destellos, aproximadamente un tercio desde el principio de la meseta.

Esta revisión se debe hacer igual con todos los detectores nuevos que se instalen en cualquiera de las herramientas.

-HERRAMIENTAS DE REGISTROS

HERRAMIENTA GAMA-NEUTRON: El equipo usado para este tipo de registros radioactivos es llamado una herramienta Gama-Neutrón. La unidad que descende en el pozo se compone de cinco partes:

- 1.- Localizador de coples
- 2.- Detector de destellos de rayos gamma
- 3.- Cartucho electronico
- 4.- Detector de neutrones
- 5.- Fuente de neutrones

Esta herramienta tiene dos detectores. El primero

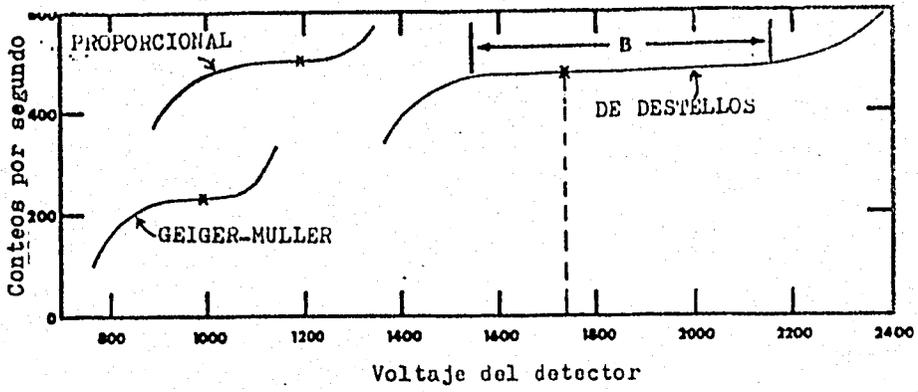


Fig. III-12 Grafica de comparación de la respuesta de los 3 tipos de detectores, en conteos por segundo contra el voltaje aplicado, además de la localización del voltaje de operación.

mide los rayos gama naturales utilizando un detector de destellos, mientras que otro detector mide los rayos gama de captura de los neutrones utilizando un detector Geiger-Muller. Un hecho interesante acerca de este detector es que consiste de un grupo de 16 contadores Geiger-Muller autocontrolados, separados por cuatro aletas de Cadmio.

Este equipo se puede correr ya sea con un cable de 7 conductores o con un cable de un conductor. Los ritmos de conteo se transmiten a la superficie por medio de pulsos, con todos los rayos gama naturales en pulsos positivos, mientras que los pulsos de neutrón son negativos.

El espaciamiento mas comun para el grupo fuente-detector es de 15.5 pulgadas. Hay un espaciador de 4 pulgadas que puede ser colocado arriba de la fuente para desplazarla hasta 19.5 pulgadas a partir del detector. El espaciamiento que se deberá correr en diferentes distritos depende de la práctica mas comun que se sigue ahí.

Al igual que con las otras herramientas radioactivas, esta herramienta neutrónica tiene una calibración primaria en el lugar de origen, una calibración primaria de campo y una calibración secundaria reglamentaria. Las unidades de calibración son unidades API, similares a las usadas para calibraciones de rayos gama.

La calibración primaria de origen para la herramienta gama-neutrón se hace en una presa de calibración. La respuesta de una herramienta de registros en esta presa es de 19% de porosidad en una caliza saturada con agua y esto es definido como 1000 unidades API. Al igual que con la densidad, es imposible usar este calibrador en el campo, así que se estableció otra calibración primaria reglamentaria.

La calibración primaria de campo reglamentaria para esta herramienta neutronica es un tanque grande de agua. Este es llamado el tanque de calibración neutronica y es utilizado para simular una lectura del calibrador de origen. La calibración maestra de la herramienta gama-neutrón es realizada en este tanque con la fuente en la herramienta. La calibración primaria de dos partes relaciona primero la colocación de la fuente de neutrones en la herramienta y la calibración de esta en el tanque de calibración. Esta lectura es equivalente a 1750 unidades API. Este valor puede variar, dependiendo

do del tipo de herramienta neutrónica que esté siendo calibrada, el tipo de fluido en el tanque y su temperatura.

Al mismo tiempo que se va anotando la calibración maestra, también se va grabando el ritmo de conteo para usarse posteriormente. La segunda parte de la calibración maestra es revisar la lectura neutrónica en un tanque lleno de fluido. Este está diseñado para dar un ritmo de conteo menor y se utiliza para la calibración neutrónica. También este ritmo de conteo menor se anota. La calibración primaria se debe realizar una vez al mes o cada 5 trabajos.

La calibración secundaria reglamentaria o normal está diseñada para utilizarse en el pozo y representa un sistema para duplicar las lecturas de los tanques de calibración neutrónica. Esta herramienta de calibración tiene una fuente de prueba portátil, de Radio 226 y de 0.1 milicurios. Se puede colocar en dos posiciones, la "cercana" y la "lejana". Cuando la fuente se coloca en la posición cercana, junto al detector, se simula la lectura en el tanque de calibración, o sea 1750 unidades API. Cuando la fuente se coloca en la posición lejana se simula la lectura en el baño de agua. Esta es una revisión de la herramienta gama-neutrón e indica si la herramienta está trabajando correctamente.

HERRAMIENTA NEUTRONICA DE POROSIDAD: Esta herramienta tiene una característica particular en el hecho de que se puede utilizar casi exactamente la misma que se corre en los registros de densidad de formación.

La única diferencia es la fuente y el patín ya que cada una de estas herramientas tiene su propio patín y dependiendo del uso que se vaya a hacer, los patines son intercambiables.

La parte más importante del equipo es el detector. Este está diseñado para detectar neutrones epitérmicos (neutrones cuya energía es mayor a 0.5 eV). Esta detección se realiza a través de un contador proporcional de gas. El gas que se utiliza en este detector, el cual es sensible a los neutrones, es el He_3 . La explicación más detallada de los contadores proporcionales de gas se encuentra en la sección de detectores. Este detector realiza la acción de detección de neutrones epitérmicos por medio de la colocación de un escudo de Cadmio. Esto permite el paso de los neutrones epitérmicos só-

lamente, en tanto que absorbe a los neutrones térmicos. El cartucho electrónico del registro de densidad y del registro neutrónico de porosidad es el mismo y cuando se corre alguno de estos registros se corre a la vez uno de calibración y uno de rayos gama.

La herramienta del registro neutrónico de porosidad se utiliza como una herramienta de agujero descubierto. Se ajusta de manera que vaya indicando directamente la porosidad debido a que mide el contenido de Hidrógeno (este refleja la porosidad primaria y la porosidad secundaria). El comportamiento estadístico de estas lecturas de la herramienta a bajos valores de porosidad la hace muy apropiada en zonas de roca dura (baja porosidad).

El registro neutrónico de porosidad puede ser también usado con un registro sónico o con uno de densidad para identificar litología. Esto se hace realizando gráficas de interrelación o también llamadas graficas cruzadas (crossplots), con las lecturas de las dos herramientas. Este tipo de gráficas se pueden hacer también para determinar si hay gas presente en la formación.

En algunos casos se pueden utilizar también como una ayuda para indicar zonas de arenas arcillosas.

Para la calibración esta herramienta pasa por dos etapas. La primera, que es la que se utiliza mas, es la calibración de campo. Sin embargo hay una calibración primaria importante, que es la de origen o patrón. Este patrón se desarrolló utilizando piezas de bloques de caliza, de los cuales se tenían porosidades conocidas. Estas se convirtieron en el patrón para la conversión de ritmos de conteo a porosidad.

Esto sirvió como base para la calibración inicial del registro neutronico de porosidad. Sería imposible tener un patrón primario igual en cada sitio en donde se corrieran registros, por lo que se construyó un calibrador portatil. Este es el patrón de calibración de campo.

Este calibrador de campo se diseñó para simular una lectura encontrada en la formación. El calibrador es una caja de aluminio conteniendo bloques de polietileno. Debido a que el polietileno tiene una gran cantidad de Hidrógeno en su composición, se puede utilizar para simular una formación.

El polietileno desvía los neutrones hacia el detector. Uno de los bloques se puede desplazar hacia cualquiera de dos posiciones para obtener dos diferentes lecturas para propósitos de calibración.

En la primera posición la caja simula una lectura de porosidad de 11% en caliza, en tanto que en la segunda posición se simula una lectura de 22% de porosidad, también en caliza.

HERRAMIENTA DE REGISTRO DE NEUTRON COMPENSADO: Algo de la herramienta se describió en la sección de la teoría, debido a que era necesario para una mejor comprensión. Sin embargo, además de los avances logrados en el área fuente-detector, hay otros puntos en el diseño que deben ser mencionados.

Un cambio respecto a las herramientas anteriores de neutrones fué la adición de un segundo detector y una fuente mayor. Los detectores están espaciados aproximadamente 15 pulgadas y 24.5 pulgadas de la fuente. Los dos detectores son contadores proporcionales de Helio, diseñados para detectar neutrones térmicos, sin embargo se cuentan también algunos epitérmicos.

Un cambio fué eliminar el patín separado que se tenía en la herramienta neutrónica de porosidad. Para hacer esto, los detectores se movieron hacia el interior del cuerpo que lleva al cartucho. La fuente se colocó en el interior, donde se tiene un cerrojo especial para detener la fuente.

Una mejora con vistas al futuro se incorporó en esta herramienta. Esta es la capacidad para correrse en combinación con otras herramientas de registros, tales como la de densidad de formación, rayos gama, sónico y el enfocado esférico de inducción. Esto facilitó mejoras en la interpretación en el mismo pozo y ofreció las ventajas de reducir el tiempo de equipo y la comparación de profundidades se pudo realizar mejor.

La última modificación mayor en este equipo fué una mejora en el sistema de calibración. La adición es un contador interno de ajuste para ser usado al calibrar la herramienta. El ajustador localizado en los controles cuenta automáticamente los pulsos durante cerca de tres minutos antes de que se pueda poner una señal de calibración en la cin-

ta. Esto mejora grandemente la precisión total del proceso.

Hay muchos usos para esta herramienta con solo una limitación. No puede ser corrida en agujeros llenos con aire. La razón es que los ritmos de conteo serían tan altos que saturarían los detectores y no se podría obtener información útil del registro.

Cuando este registro se corre solo, se puede correr ya sea en agujero revestido o descubierto y proporciona muy buenos datos de porosidad. Se puede correr con un localizador de coples en agujeros revestidos y utilizado para asegurarse cuando se va a disparar un pozo.

La calibración de esta herramienta es similar a la del registro de densidad en que hay una calibración de sitio fijo que se utiliza para toda una zona y un calibrador secundario que se utiliza en el pozo. Las lecturas del patrón calibrador se utilizaron para establecer la curva de respuesta que se usa para el registro de neutrón compensado.

Sin embargo, a diferencia de lo que se hace en el neutrónico de porosidad, en este caso no se intenta simular estas lecturas sino que mas bien se tiene una calibración primaria de campo. El patrón primario de campo es la lectura de la herramienta de registro de neutrón compensado en el tanque de calibración neutrónica, que es el mismo que se utiliza para la herramienta gama-neutrón. Para la calibración se coloca en tres posiciones; la primera posición deberá dar una lectura con la fuente en su sitio de 20 unidades de porosidad, en la segunda posición la lectura deberá ser de 18 ± 0.2 unidades de porosidad, en tanto que la ultima posición deberá leer 2.8 ± 0.3 unidades de porosidad.

Cuando se están haciendo estas calibraciones en el tanque destinado a este uso, es muy importante el anotar el ritmo observado. El ritmo observado en la posición del registro equivalente a 18% de porosidad es empleado mas tarde. Este corresponde al valor de la calibración secundaria de campo. Además de esto, este ritmo se utiliza para la interpretación, ya que de el se parte para obtener el ritmo de cambio que se utilizará para la compensación, siendo por esto por lo que se debe anotar en el encabezado del registro.

Tambien es buena idea el verificar este ritmo me-

dianate calculos manuales a partir de los ritmos de conteo observados. Esto permite revisar los calculos de los instrumentos en el ritmo y permite revisar los detectores para asegurarse de su funcionamiento.

Se debe recordar, mientras que está llevandose a cabo la calibración, que se debe tener una anotación precisa de los ritmos de conteo de los dos detectores. Enseguida, el patrón secundario de campo se ajusta para obtener la lectura de porosidad de la herramienta de neutrón compensado en el tanque de prueba. Esto requiere de un largo ajuste, pero una vez que se tiene ajustado el patrón de campo con el patrón primario, queda listo para usarse como patrón secundario.

Es importante recordar que el calibrador secundario y la sonda deben usarse como un solo equipo. Se deben marcar y no mezclarse con otros equipos en el campo.

HERRAMIENTA DE TIEMPO DE DECAIMIENTO PERMICO: De esta herramienta se tienen dos tipos, pero la que da mejores resultados y por lo tanto la mas importante es la de doble espaciamiento.

La fuente de neutrones que se utiliza es una fuente pulsante, del tipo del minitrón cuya descripción ya se vió. Hay en esta herramienta dos detectores de cristal de NaI, que se utilizan para detectar rayos gama de captura.

Ademas de esta, se tienen otras características que han conducido a mejores resultados en esta herramienta:

El uso de 2 detectores hace posible el obtener información util acerca de porosidad y salinidad de agua aparente en adición a los valores de Σ y τ del registro.

El uso del mejor método de conteo de rayos gama de captura por medio del ajuste electrónico automático de las puertas de conteo y de las descargas de neutrones asegura el mayor número de conteos de la herramienta.

Los datos que se obtienen al estar corriendo el registro se envían por el cable de registros por medio de un sistema electrónico de control de 10 canales llamado multiplexer que permite enviar la información util de los dos detectores hacia la superficie sin pérdidas a lo largo de hasta 3000 pies de un solo cable.

Con estas mejoras derivadas del uso de metodos di-

digitales de medición a partir de circuitos integrados y otros instrumentos de estado sólido, se asegura la precisión y estabilidad de las lecturas.

A diferencia de otras herramientas neutrónicas, la del tiempo de decaimiento térmico no requiere calibración basada en el modelo o patrón original. Debido a que se mide el ritmo de absorción de neutrones, la única calibración que se requiere para este equipo es que los detectores funcionen correctamente y que el procesamiento que se hace de los datos del pozo sea el que se debe realizar.

Para entender la calibración de superficie de la herramienta de tiempo de decaimiento térmico, se necesita entender como se envía la información hacia la superficie. Básicamente, τ , se calcula en el equipo en el mismo interior del pozo. Los pulsos de sincronización de transmisión de datos que se envían hacia la superficie son separados por intervalos de tiempo que son múltiplos enteros del valor de τ que se está midiendo en ese momento. El ritmo de repetición de estos pulsos es proporcional a Σ . En la superficie los pulsos se aplican a un circuito contador de ritmo cuya salida es proporcional directamente a Σ .

Así pues, la calibración que se necesita es; simular esta señal y calibrar los instrumentos de superficie para una respuesta apropiada. Esto se hace con un oscilador de cristal, con puntos para la calibración a 100 y 300 microsegundos. También se obtienen del cristal las frecuencias de calibración para Σ a 20 y 60 unidades de captura, así como también a partir de frecuencias controladas por cristal se calibran los circuitos de conteo, las puertas del detector y se mantiene el control de calidad.

APLICACIONES

REGISTRO DE RAYOS GAMA

Este registro es de los primeros entre los radioactivos y el primer uso que se le dió fué en la sustitución del registro de potencial espontaneo. Esta aplicación es la mas generalizada que tiene.

Se puede utilizar para efectuar correlaciones en pozos revestidos, ya que mide la radioactividad natural de las rocas, la cual depende de las características individuales de cada una de ellas. Se puede decir que es un registro de la litología atravezada por un pozo, siendo su función principal, como se dijo antes, el sustituir o complementar el registro del potencial espontaneo (S.P.), que es tambien un registro litológico.

Es muy util cuando se desea la definición de estratos de lutita en los casos en que la curva del S.P. no da buenos resultados, ya sea debido a las condiciones del lodo o quizá por las características de la formación, ya que por una parte algunos lodos no permiten que se corra el registro del S.P. (lodos base aceite), y los pozos vacios originan el mismo problema, por otra parte las formaciones muy resis-
tivas no permiten buenos resultados.

Debido a que el registro de rayos gama refleja el contenido de lutita o bien la proporción de lutita en las formaciones registradas, en algunos casos se puede utilizar para la determinación cuantitativa de un indicador del contenido de lutita.

En el area de la interpretación cuantitativa se puede utilizar en combinación con otros registros de porosidad para evaluar el porcentaje de porosidad, así como la composición de la formación. En esta aplicación se utiliza también normalmente el registro de densidad de formación.

En el caso de que se vaya a disparar un pozo, se necesita una ubicación lo mas precisa que sea posible de la pistola enfrente de la formación que desea ser disparada y en este caso se puede utilizar la combinación del registro de rayos gama con el registro localizador de coples, ya que esta combinación da una ubicación muy precisa si se interpreta adecuadamente.

Otra evaluación que es posible realizar con este registro es la de minerales radioactivos tales como el Uranio y/o el Potasio. Esta aplicación, en la detección y evaluación de minerales radioactivos, se debe a que la lectura de rayos gama corregida por efectos de pozo es prácticamente proporcional al contenido de Potasio, debido a que el Potasio 40 emite rayos gama de 1.46 MeV. Para el caso del Uranio no se observa una proporcionalidad directa entre la desviación de los rayos gama y la riqueza de los depósitos minerales.

A veces se puede utilizar el registro de rayos gama en operaciones en donde se trabaja con trazadores radioactivos, como por ejemplo cuando se desea ubicar alguna canalización en la cementación de tuberías de revestimiento.

REGISTRO DE DENSIDAD DE FORMACION

Este registro se utiliza principalmente para evaluación de porosidad, pero también se utiliza la medición de la densidad de la formación en la identificación de minerales en depósitos de evaporitas, para descubrimiento de gas, determinación de la densidad de los hidrocarburos, evaluación de arenas arcillosas y litologías complejas y en la determinación del rendimiento de lutitas petrolíferas.

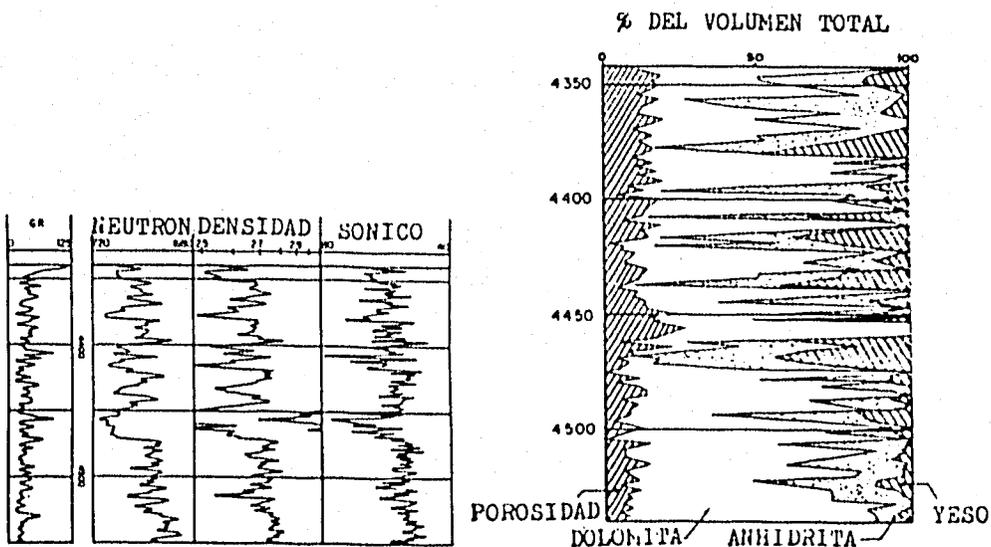
Como ya se vió en la sección de teoría, la lectura de la herramienta es más bien una medida de la densidad electrónica de la formación, pero como la densidad total aparente de la formación está directamente relacionada con la densidad electrónica por una función lineal para el caso de areniscas, calizas y dolomitas saturadas con líquido, entonces cuando se corre el registro se ajusta el aparato para tomar en cuenta esta relación y se obtiene una lectura directa de la densidad de la formación que tan solo se debe corregir para el caso de que se tenga la presencia de algunas sustancias, tales como silvita, sal, yeso, anhidrita, carbón y para formaciones gasíferas, siendo esta corrección pequeña, además de que se tiene disponible en tablas y gráficas.

La porosidad se puede obtener a partir de este registro, debido a la relación que existe entre las densidades de los fluidos saturantes y de las matrices de los medios porosos y la porosidad, reunidos en la densidad total de la siguiente forma; $\rho_b = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_m$, en donde

ρ_b = densidad total	ρ_m = densidad de la matriz
ρ_f = densidad del fluido	ϕ = porosidad

EJEMPLO DEL REGISTRO DE DENSIDAD DE FORMACIÓN.

En la figura se presentan por una parte una combinación de registros de rayos gama, de densidad de formación, el sónico y el neutrónico de porosidad, los cuales se utilizan también en combinación para evaluación de la litología, mediante la solución simultánea de 3 ecuaciones en las que se introducen los datos de los tres registros (sónico, neutrónico y de densidad) y se obtienen los valores del contenido de yeso, dolomita y anhidrita en %. En la parte siguiente se observa la composición aproximada en % de la formación, la cual se evaluó por el procedimiento antes descrito, sólo que en forma automatizada.



Para los fluidos que generalmente saturan los poros (excepto gas e hidrocarburos ligeros) y para las matrices de los minerales mas comunes, la diferencia entre la densidad aparente ρ_a leida por el aparato y la densidad total ρ_b es despreciable, por lo que se tiene la siguiente ecuación para obtener la porosidad cuando se tiene la densidad de la matriz y la densidad del fluido saturante; $\phi = (\rho_{ma} - \rho_b) / (\rho_{ma} - \rho_f)$.

Los valores de densidad de la matriz de materiales comunes es conocida y la densidad del fluido se considera que es la densidad del filtrado del lodo de perforación, debido a que el intervalo o profundidad de investigación de la herramienta es pequeño (alrededor de 15 centímetros).

Las porosidades obtenidas con este registro se pueden utilizar en conjunto con un registro de resistividad para hacer determinaciones de saturación de agua. Existe una técnica que para esto utiliza una gráfica de densidad contra resistividad.

Se utiliza una gráfica de densidad contra tiempo de transito del registro sónico para determinar la porosidad en arenas arcillosas, siendo especialmente util este método en pozos perforados con lodo base aceite o lodos salados.

En formaciones libres de arcillas se utiliza la comparación de los valores de densidad con las lecturas del registro de neutrón para identificar litología y así seleccionar valores de densidad de matriz para calculos de porosidad.

También se utiliza el registro de densidad para la identificación de minerales en depositos evaporíticos, pero en combinación con otros registros.

REGISTRO GAMA-NEUTRON

Este como los otros registros neutrónicos se utiliza principalmente para ubicar formaciones porosas y determinar su porosidad. Responde, como se vió en la sección de teoria, principalmente a la cantidad de Hidrógeno presente en la formación. Así, en formaciones limpias cuyos poros están llenos de agua o petroleo, el registro nos dá el valor real del espacio poroso lleno de fluidos.

Las zonas gasíferas pueden identificarse frecuentemente al comparar este registro con otro de porosidad o con los valores de porosidad obtenidos de muestras o nucleos. Una

combinación de registro neutrónico con uno o dos de porosidad da valores mas exactos de porosidad y una mejor identificación litológica, incluyendo la evaluación del contenido de lutita.

El registro se corre como lo indica su nombre, junto con uno de rayos gama y se puede correr en pozos revestidos.

Otra aplicación que se le da es para utilizar los datos de este registro en graficas de interrelación (crossplots) de resistividad. Otra grafica de interrelación que se prefiere es la combinación de los registros de neutrón y de densidad por su respuesta opuesta respecto al gas.

REGISTRO NEUTRONICO DE PARED (NEUTRONICO DE POROSIDAD)

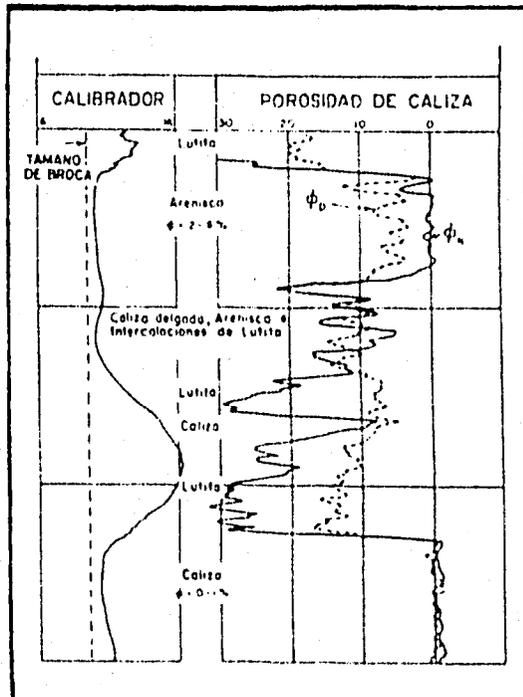
Este registro se puede decir que en lo esencial tiene la misma utilidad del anterior, solamente que por ser un registro posterior en el se tiene una mejoría en diferentes aspectos. Sin embargo tiene una desventaja en relación con el gama-neutrón, y es que este registro -el neutrónico de porosidad- no se puede correr en pozos revestidos debido a que para mejorar su respuesta en relación al gama-neutrón se hicieron cambios, entre ellos la adición de un patín que coloca la herramienta en contacto con la formación para disminuir los efectos originados por las irregularidades del pozo, lo cual se consigue pero la herramienta queda ya diseñada para ser utilizada en pozos no revestidos solamente.

Debido a que otro cambio que se tiene es la detección de neutrones epitérmicos-lo cual es en realidad lo que impide que se corra en pozos revestidos- con lo cual se disminuyen los efectos de elementos altamente absorbentes de neutrones térmicos tales como el Cloro y el Boro, se puede utilizar con mas confianza en los lugares donde estos elementos anteriormente originaban problemas y falta de confiabilidad en las lecturas del registro gama-neutrón.

REGISTRO DE NEUTRON COMPENSADO

Este registro es de aparición posterior en la industria y se le diseñó para obtener las ventajas de los que le precedieron, superando los problemas de aquellos.

Debido a lo anteriormente dicho, se puede decir que este registro se puede utilizar en los casos en que se utilizaba cualquiera de los registros neutrónicos anteriores, o sea el



EJEMPLO DEL REGISTRO NEUTRONICO DE POROSIDAD.

Se observa una superposición de curvas de porosidad, la del registro neutrónico y la del registro de densidad, los dos en la misma escala. La separación de las dos curvas se interpreta en términos de litología, debiendo tener en mente los posibles efectos sobre la separación de las curvas. Los perfiles de porosidad de neutrón y el de densidad se desplazarán en direcciones opuestas por la presencia de gas o hidrocarburos livianos en las cercanías de la pared del bozo.

gama-neutrón y el neutrónico de pared o de porosidad y en la mayoría de los casos da mejores resultados. Por esto el describir las posibles aplicaciones de este registro aquí sería en realidad tan solo repetir las aplicaciones del registro gama-neutrón y las del neutrónico de pared, lo cual ya no tiene objeto.

REGISTRO DE MEDICIÓN DEL TIEMPO DE DECAIMIENTO DE NEUTRONES TÉRMICOS

Este registro, en base a su diseño y fundamento, los cuales se vieron en la sección de teoría, responde principalmente a la presencia de Cloro y a la cantidad de este que se encuentre en la formación.

Como los efectos de porosidad, salinidad del agua y arcillosidad en este registro son similares a los que actúan sobre los registros de resistividad, los dos tipos de registros se parecen y son o pueden ser correlacionables.

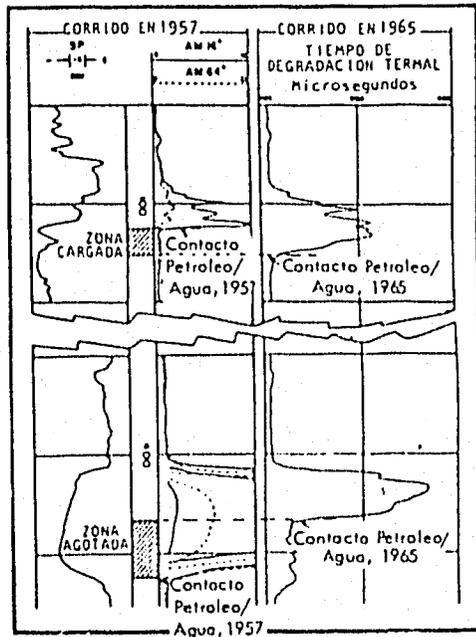
En el caso del registro de medición del tiempo de decaimiento de neutrones térmicos, se puede correr en agujero revestido, por lo que es muy útil para reconocer saturaciones de agua y/o hidrocarburos en formaciones ya revestidas y es relativamente poco afectado por las condiciones de perforación y terminación del pozo, en la formaciones productoras.

Por lo anterior, este registro hace posible reconocer la presencia de hidrocarburos en pozos ya revestidos y detectar cambios de la saturación de agua durante la vida productiva del pozo. Así pues, es útil para la evaluación de hidrocarburos en pozos viejos, para el diagnóstico de problemas de producción y para estudiar el comportamiento de un yacimiento.

Este registro tiene una alta precisión en una gran gama de condiciones, aun cuando depende de parámetros del pozo, de manera que se puede utilizar en forma cuantitativa.

Debido a la adición de otro detector al diseño original que contaba con un solo detector, este registro permite también realizar estimaciones de porosidad, además de sus características originales. Además, debido a lo mismo, se pueden hacer también determinaciones de agua por separado.

El registro de medición del tiempo de decaimiento de neutrones térmicos se ha utilizado para determinar de tiempo en tiempo las variaciones de saturación de gas/acite y agua y compararse en diferentes etapas de la explotación de un yacimiento, corriendo al principio de la explotación un registro en cada pozo de desarrollo poco tiempo después de ponerse en



EJEMPLO DEL REGISTRO DE MEDICION DE TIEMPO DE DECAIMIENTO.

En la figura se ilustra el tipo de información que se puede obtener del registro de medición del tiempo de decaimiento. Este registro se corrió en un pozo revestido 8 años despues del perfil electrico que se muestra a la izquierda. La producción de la zona inferior elevó el contacto agua/aceite a un punto situado aproximadamente a la mitad del espesor del intervalo, obteniendose un indicio de la vida remanente de la zona. En la zona superior se observa que el contacto se ha desplazado hacia abajo, haciendo pensar que la zona se ha cargado de petroleo de otra zona, quizá de la arena inferior.

producción para determinar las condiciones iniciales.

También se ha utilizado para determinar la fuente del agua en casos en que se tiene una producción de hidrocarburos con una relación agua/hidrocarburos anormalmente alta.

Otra aplicación, que se derivó de tener que corregir el efecto del ácido de estimulaciones, es que cuando ya se conoce la corrección necesaria se pueden correr registros después de cada estimulación por acidificación y a partir de las lecturas de los registros, evaluar los efectos de la acidificación en la formación. En base a esto, se puede comparar el efecto de diferentes estimulaciones con ácido y se puede elegir una estimulación posterior con mayores probabilidades de éxito.

Haciendo el cálculo de la diferencia entre la porosidad del registro de medición del tiempo de decaimiento de neutrones térmicos y la porosidad de algún registro de porosidad de agujero descubierto, se puede determinar en donde hay zonas gasíferas.

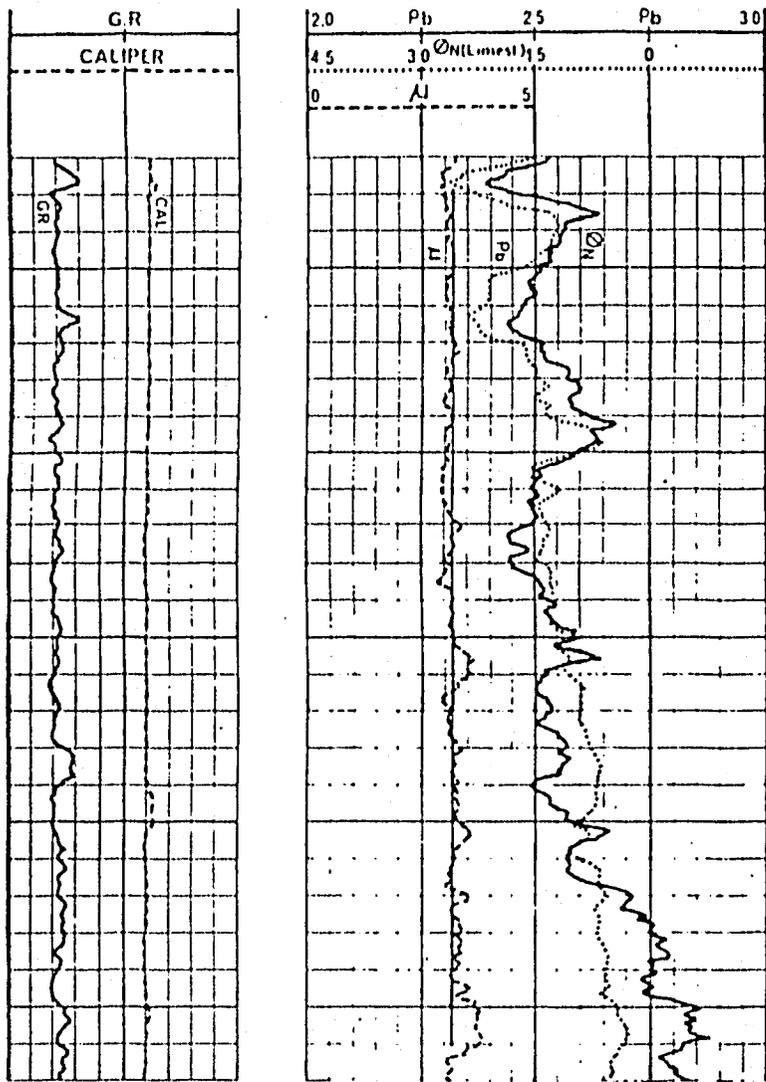
Se ha utilizado también este registro en una técnica en combinación con otros registros e información de muestras para calcular la saturación residual de aceite en proyectos de recuperación mejorada.

REGISTRO DE LITODENSIDAD

Este es un registro nuevo que se ha corrido con éxito en gran variedad de ambientes litológicos y ha sido muy útil en el análisis de formaciones impregnadas de hidrocarburos con litología variable. Debido a esto se ha visto que es de gran utilidad para determinar en que caso los cambios en la respuesta del registro neutrón-densidad se deben a hidrocarburos ligeros o a litología.

De esta manera el proceso computacional del registro se hace más seguro; requiere decisión menos detallada de parámetros y permite al analista concentrarse en los aspectos más importantes del problema de la interpretación.

El análisis tradicional del registro neutrón-densidad provee las bases para muchos esquemas de interpretación de registros, obteniéndose buenos resultados cuando la litología es simple. De hecho, visto de la manera más estricta, la interrelación neutrón-densidad nos da la solución solo para dos minerales si el espacio poroso está lleno de líquido. Si hay presentes hidrocarburos ligeros, solo se puede especificar un mine-



EJEMPLO DEL REGISTRO DE LITODENSIDAD.

Para este registro esta es la presentación usual, con el registro de rayos gama y el registro de calibración en el primer carril y en los carriles 2 y 3 se presentan el índice de captura fotoeléctrica que aquí se identifica con la letra μ , con el registro de densidad de formación y el registro de neutrón compensado, el cual se corre normalmente en combinación con el registro de litodensidad.

ral, el cual puede ser una mezcla. Cuando la litología se vuelve mas compleja, se necesitan mediciones adicionales de registros.

La curva P_e de la herramienta de Litodensidad provee tal medición. Debido a que la medición de P_e está relativamente inafectada por la porosidad, provee información muy útil en el analisis de litologias complejas.

Ademas de la curva de P_e , con la herramienta se realiza una medición de densidad. Esta medición es en esencia la misma que se realiza con otro registro, que es el de densidad compensado, pero en la herramienta de litodensidad se ha refinado tal medición.

Por medio del uso de detectores mas eficientes, se ha reducido considerablemente el efecto de las variaciones estadísticas, lo cual se puede observar en histogramas que muestran la dispersión de las lecturas del registro de densidad y el de litodensidad corridos en el mismo intervalo y en mas de una ocasión.

Combinando la densidad electrónica con el índice de sección de captura fotoeléctrica efectivo P_e , se obtiene otra unidad, $U = P_e \cdot \rho_e$, que es característica de cada formación, con lo cual se puede identificar mas fácilmente cualquier cambio litológico.

La medición de P_e es utilizada:

- 1.- Sola, como indicador de matriz (curva de litología).
- 2.- En combinación con la densidad, ρ , para analizar matrices de 2 minerales y para determinar porosidad.
- 3.- En combinación con el registro de densidad y el registro de neutrón, ϕ_n , para analizar litologias mas complejas (solución a matrices de 3 minerales y porosidad).

Ademas, el valor de P_e es poco afectado por la naturaleza del fluido en los poros.

REGISTRO DE ESPECTROMETRIA DE RAYOS GAMA NATURALES

Está diseñado para determinar el origen de la radioactividad natural de las formaciones geologicas atravesadas por el pozo, la cual está relacionada principalmente con la presencia detorio, Uranio y Potasio. En este registro se calculan las contribuciones individuales de cada uno de estos

elementos al espectro total radioactivo de las formaciones.

Las concentraciones individuales que se calculan de esta manera, se ha visto que muestran correlación con el tipo de ambiente deposicional, procesos diagenéticos y neomórficos, tipo y volumen de arcilla.

Este registro puede encontrar otro uso en la definición de las correcciones a respuestas de herramientas básicas, como la de resistividad y sección macroscópica de captura para el amplio rango de arcillas encontradas con los registros.

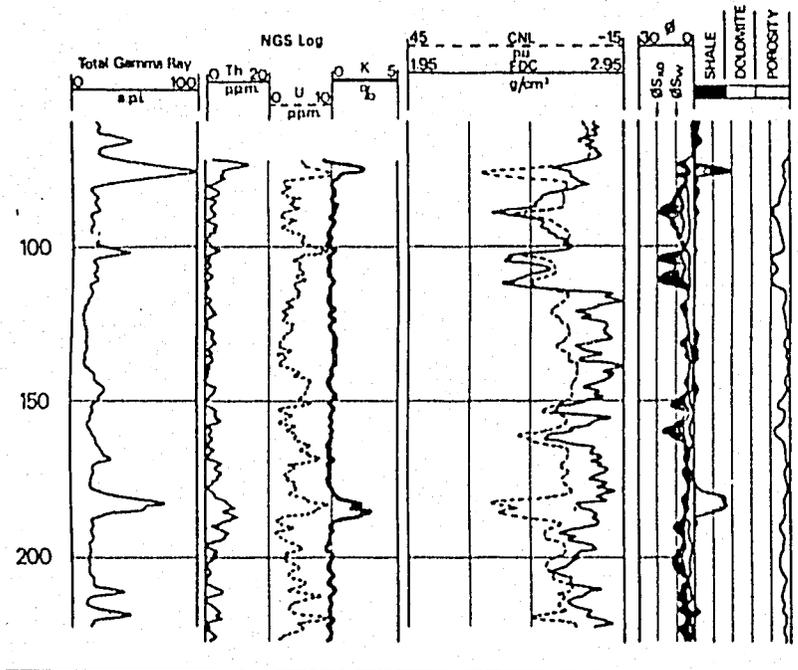
Una aplicación obvia es la sustracción de la influencia del Uranio, el cual normalmente tiene poca relación con el volumen de arcillas. De esta manera se tiene un mejor indicador de arcillas en dolomitas que una curva normal de rayos gama y puede ser usado para calculos en el mismo pozo.

El Uranio del agua de formación puede precipitarse en la matriz de la formación, por lo que la curva del Uranio es útil a veces como indicador del fluido desplazado, para pozos perforados en formaciones previamente productoras. Debido al mismo efecto, se pueden reconocer zonas de mayor permeabilidad dentro de un intervalo productor, por un mayor contenido de Uranio que las capas menos permeables alrededor.

Las correlaciones de pozo a pozo o en una zona mas amplia se pueden hacer mas fácilmente cuando se tienen zonas donde en el pasado geológico la actividad volcánica dejó un contenido característico de Torio y Potasio.

Debido a que la lectura del Torio corresponde mas cercánamente al contenido de arcillas que la lectura del Uranio o del Potasio, cuando se tienen las tres lecturas disponibles se puede diferenciar entre una lectura alta de rayos gama debida a concentraciones altas de Uranio en sales, de una lectura tambien alta de rayos gama debida a intercalaciones de arcillas (lutitas).

Para hacer interpretaciones rápidas en el mismo pozo, se puede hacer uso de las lecturas tanto del Uranio como del Torio y del Potasio, del mismo modo como se puede utilizar la lectura directa de los rayos gama, pero para hacer una evaluación rapida de contenido o volumen de arcillas en la formación, es mas confiable tomar la lectura del Torio o



Ejemplo del registro de espectroscopia de rayos gama naturales. Ejemplo en una serie de rocas carbonatadas. El registro muestra que muchos valores altos de radioactividad se pueden relacionar con la contribución del Uranio. Los intervalos arcillosos se indican por los "picos" en Potasio y Torio.

bien tomar la lectura de los rayos gama luego de restarle el efecto del Uranio, ya que el Uranio normalmente se halla asociado con minerales radioactivos que son diferentes de los que se encuentran en las arcillas. De esta manera se tiene un mejor indicador de volumen de arcillas ya que se elimina la asociatividad aleatoria del Uranio en las arcillas.

REGISTRO DE ESPECTROMETRIA DE RAYOS GAMA INDUCIDOS

Este registro tiende a encontrar cada vez mayor uso en la localización y constante revisión de reservas de hidrocarburos en pozos ya revestidos.

La medición que brinda el registro de medición del tiempo de decaimiento de neutrones térmicos (sección de captura macroscópica de neutrones térmicos) ha sido muy útil para diferenciar entre aceite y agua salada de formación en litologías conocidas, pero en ocasiones la salinidad del agua de formación es baja, variable o desconocida y/o la litología es compleja. En tales casos se necesita mucha más información que las secciones macroscópicas de captura, por lo que se puede optar por emplear el registro de espectrometría de rayos gama inducidos, la cual provee de una determinación elemental segura de la formación y sus fluidos por medio del análisis espectroscópico de los datos obtenidos de los rayos gama.

La información elemental obtenida por análisis del espectro de rayos gama puede ser usada en una variedad de aplicaciones. Por ejemplo, la relación Carbono/Oxígeno (C/O), es usada para obtener la saturación de aceite en la formación registrada. Las concentraciones observadas de Silicio, Hierro y Calcio son utilizadas para determinar la composición de la roca. Similarmente, la relación de concentración de Hidrógeno a concentración de Silicio y Calcio, determina la porosidad de la formación, en tanto que la información que se obtiene de Cloro e Hidrógeno, determinan la salinidad del agua de formación.

En realidad, la información elemental del registro es una identificación de la contribución al espectro de cada uno de los siguientes 8 elementos; Carbono, Oxígeno, Cloro, Hierro, Silicio, Calcio, Hidrógeno y Azufre.

A partir de esta información elemental se construyen las siguientes 5 relaciones:

C/O, relación Carbono/Oxígeno, utilizada como un indicador de la saturación de aceite.

Cl/H, relación Cloro/Hidrógeno, utilizada como un indicador de la salinidad del agua de formación.

H/(Si+Ca), relación Hidrógeno/(Calcio+Silicio), utilizada como un indicador de la porosidad.

Fe/(Si+Ca), relación Hierro/(Calcio+Silicio), utilizada como un indicador de la arcillosidad.

Si/(Si+Ca), relación Silicio/(Calcio+Silicio), utilizada como un indicador de litología.

En pozos no revestidos se ha utilizado en el Oriente Medio para pozos de observación, con los cuales se tiene bajo constante vigilancia el comportamiento de yacimientos tanto de empuje natural como de empuje por inyección de agua, de modo que si se tiene un buen control se debe evitar al máximo la invasión de los pozos productores. En pozos revestidos se reduce la sensibilidad de la herramienta, pero sigue siendo valde para la información en cuanto a litología y a hidrocarburos.

Se debe hacer notar que debido al corto alcance de la herramienta (normalmente de unos 13 a unos 30 cm.) se deben tomar precauciones en cuanto al efecto del lodo, ya que cuando se tiene invasión de filtrado se leerá la información de la zona invadida, aun detras del cemento de tuberías de revestimiento si es que no se ha disipado el filtrado o si no se utiliza un sistema de lodo especial.

INTERPRETACION

REGISTRO DE RAYOS GAMA

La interpretación cualitativa del registro de rayos gama consiste básicamente en la identificación del tipo de roca de acuerdo con los valores relativos de radioactividad que se leen en el registro y comparándolos con los que se sabe que tienen determinadas rocas. Como se indica, se toman valores relativos y se debe fijar una línea de referencia con base en las lutitas. Esta línea se fija de la siguiente manera; se sabe que las lutitas son las rocas sedimentarias más comunes y son de radioactividad alta, entonces se fija una línea en el registro la cual pase por los valores máximos de radioactividad y se fija esta línea como línea de lutitas. Con respecto a esta línea se identifican las diferentes capas por su mayor o menor radioactividad, de acuerdo con los valores de radioactividad conocidos, tales como los que se muestran en la figura II-1 en el capítulo de teoría.

Por ejemplo, se sabe que el carbón y la anhidrita tienen valores muy bajos de radioactividad, que la caliza, la arena y la dolomita tienen valores bajos y que las arenas y dolomitas arcillosas tienen valores medios, en tanto que la lutita, la bentonita y las rocas ígneas tienen valores altos de radioactividad.

Se debe tener cuidado para distinguir entre variaciones en la lectura de rayos gama debidas a cambios litológicos y las variaciones de origen estadístico de esta herramienta. Este tipo de error se puede eliminar de diferentes maneras, por ejemplo repitiendo el registro o por medio de comparaciones con otros registros en el mismo intervalo o bien comparando la amplitud media de las variaciones estadísticas con la herramienta estacionada con las lecturas que sean dudosas.

Existe otra interpretación cualitativa del registro de rayos gama, que es la distinción entre diferentes capas o estimación del espesor de capas. Un contacto entre diferentes capas se puede identificar como el punto medio entre dos zonas de diferente deflexión en la curva, pero hay que tomar en cuenta la velocidad con que se desplazó la herramienta al tomar el registro, la constante de tiempo de la herramienta y la longitud del contador, ya que normalmente se produce un retraso

en la señal y por esto la curva queda desplazada hacia arriba con respecto a la profundidad real del contacto. Para interpretar mejor los límites entre capas es más aconsejable correlacionar este registro con otros que se tomen en el pozo.

Para la interpretación cuantitativa, como es natural se tiene un enfoque diferente.

Quizá la más extendida de las interpretaciones cuantitativas de este registro se tiene en la evaluación del contenido de arcilla en las formaciones y en la identificación de cuerpos de lutita francos, principalmente cuando no se tiene o no es confiable el registro de potencial espontáneo.

Para su utilización con fines cuantitativos, antes que nada se deben corregir las lecturas del registro por los efectos de diámetro del pozo, diámetro de la herramienta, densidad del lodo, radioactividad del lodo y del cemento, espesor de la tubería de revestimiento y del cemento y distancia entre la herramienta y la pared del pozo. Las compañías que ofrecen los servicios de registros de pozos han estudiado y medido el efecto de cada una de las condiciones anteriormente citadas y en consecuencia ofrecen al usuario cartas o gráficas a partir de las cuales se obtiene la radioactividad verdadera de las formaciones a partir de la radioactividad aparente que muestra el registro.

En la figura V-1 se observa una de las gráficas que se utilizan para hacer las correcciones a la lectura de rayos gama del registro, para el caso de pozo no revestido. En esta gráfica se entra con el valor de la diferencia "diámetro del pozo-diámetro de la herramienta", se pasa luego a la línea correspondiente de densidad del lodo y de aquí se pasa horizontalmente a la línea correspondiente de diámetro de la herramienta, en donde se lee el factor de corrección.

Se considera la deflexión de la curva de rayos gama como proporcional a la concentración en peso de los materiales radioactivos, por lo que $R_E = (R V_1 A_1) / R_0$

$(R V_1) / R_0$: concentración en peso del material radioactivo.

A_1 : constante de proporcionalidad relativa a la radioactividad del mineral.

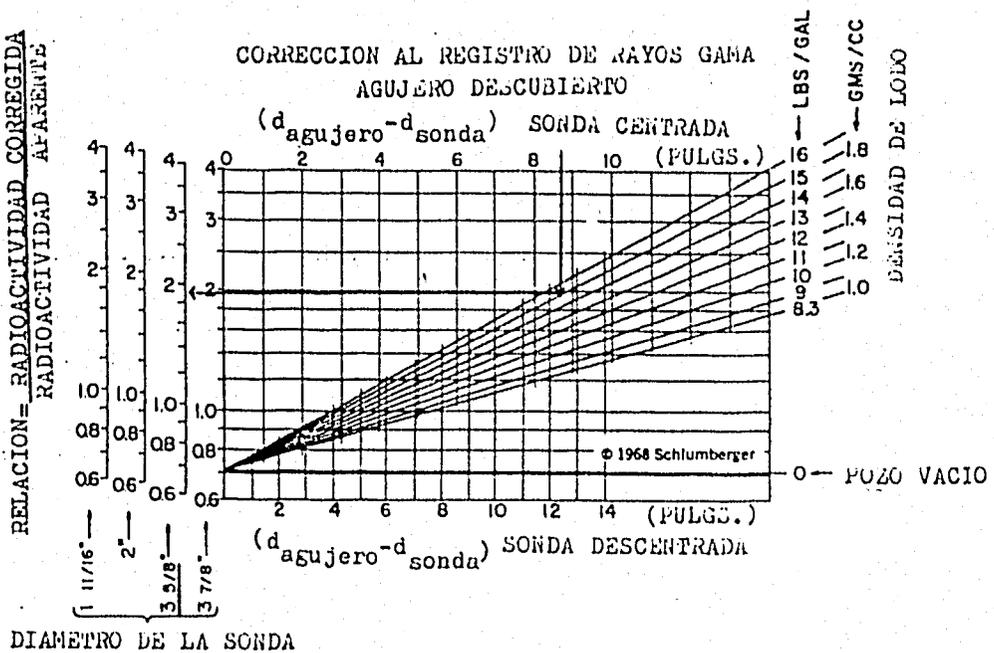


Fig. V-1 Grafica para corregir la lectura de rayos gama en pozos no revestidos.

Debido a la presencia de múltiples elementos radio-activos, se expresa $RG = \sum_{i=1}^n \frac{\rho_i V_i A_i}{\rho_0}$ y de esta expresión se parte para la normalización del registro con la densidad volumétrica, como se expresa en la siguiente ecuación: $RG \cdot \rho_0 = \sum_{i=1}^n \rho_i V_i A_i$

La fracción de lutita se puede evaluar con el registro de rayos gama con la expresión siguiente: $\% LUT. = \frac{RG \cdot \rho - RG_{min} \cdot \rho_{min}}{RG_{max} \cdot \rho_{max} - RG_{min} \cdot \rho_{min}}$

Cuando no se tiene el registro de densidad disponible, se puede utilizar la misma expresión con la lectura de rayos gama sin normalizar, quedando como sigue: $\% LUT. = \frac{RG - RG_{min}}{RG_{max} - RG_{min}}$

Esta es una interpretación del mismo tipo de la que se hace del registro del S.P., es decir que se toma la máxima lectura de rayos gama como 100% de lutita y la mínima como 0% de lutita, de modo que cualquier valor intermedio se calcula con la expresión que se dió arriba.

REGISTRO DE DENSIDAD DE FORMACION

Para su utilización en interpretación cualitativa se debe observar el registro y detectar los cambios de litología o porosidad de acuerdo con los contrastes en la curva, siendo mayor el cambio de litología o porosidad si es mayor el contraste en la curva.

Otra interpretación cualitativa del registro de densidad se realiza en la detección e identificación de zonas sobrepresionadas. Debido a que las zonas sobrepresionadas tienen exceso de agua, tienen baja densidad, entonces en un registro de densidad se observa mayor compactación a mayor profundidad normalmente, pero en la zona sobrepresionada se tendrá una desviación hacia una densidad menor. Si se tiene suficiente cuidado en la detección de estas zonas sobrepresionadas se puede diseñar un programa de fluidos de perforación que evitará problemas.

En la interpretación cuantitativa del registro de densidad se tienen dos casos principalmente; la obtención de la densidad y la obtención de la porosidad.

Para la obtención de la densidad, aunque se sabe que la densidad total se forma con las contribuciones de la densidad de la roca o matriz y la densidad del fluido, el registro nos da prácticamente la densidad total de la formación. Si fuera necesario hacer correcciones, debido a que la lectura del registro difiere de la densidad verdadera para algunas

sustancias tales como la sal, el carbón, la silvita, la anhídrita y para formaciones gasíferas, ya se tienen disponibles gráficas a partir de las cuales se obtiene la corrección por el efecto de estas sustancias, de modo que se puede obtener la densidad verdadera.

Para tener una mayor confiabilidad se puede hacer también una pequeña corrección por el efecto del diámetro del pozo en el registro, tanto para el caso de que se tengan los pozos llenos con gas o vacíos, como para el caso de que se tengan los pozos llenos de líquido.

Para la obtención de la porosidad se parte de la siguiente relación entre la densidad, la porosidad y la litología: $\rho_b = \phi \rho_f + (1-\phi) \rho_{ma}$

ρ_b : densidad total
 ρ_f : densidad del fluido
 ρ_{ma} : densidad de la roca
 ϕ : porosidad

a partir de la cual se obtiene $\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$.

En esta ecuación se puede introducir el valor de " ρ_b " tal como se obtiene por el procedimiento anteriormente descrito, la densidad del fluido se considera la densidad del filtrado del lodo, debido al corto alcance de la herramienta y la densidad de la matriz, ρ_{ma} , se puede considerar un valor conocido para un tipo común de roca, el cual se sabe que está registrándose o bien se puede calcular con la siguiente expresión; $\rho_{ma} = \sum_{i=1}^n X_i \rho_i$, en donde

X_i : fracción de volumen del componente litológico i en la matriz
 ρ_i : densidad del componente i , de acuerdo con valores conocidos.

Para el caso de que se tenga presencia de hidrocarburos, se debe corregir la porosidad a partir de la ecuación siguiente; $\phi = (\rho_{ma} - \rho) / (\rho_{ma} - (S_{ro} + (1-S_{ro})\rho_h))$ en donde

S_{ro} : saturación de filtrado en la zona invadida, igual a $(1-S_{rh})$.
 ρ_h : densidad de los hidrocarburos a condiciones de yacimiento.

Existen otras ecuaciones para obtener la porosidad corrigiéndola por diferentes condiciones de la formación, por ejemplo:

Para arenas arcillosas $\phi = \phi_{ap} - V_{sh} \phi_{osh}$, en donde
 V_{sh} : fracción de volumen de arcilla en la formación.
 ϕ_{osh} : porosidad aparente en lutita con el registro de densidad.

Para formaciones con gas a baja presión o de baja profundidad; $\phi_{verd} = \phi_{ap} + 0.6 \phi_{ap} S_{rh}$

Para formaciones con gas a alta presión o formaciones profundas; $\phi_{\text{verd}} = \phi_{\text{ap}} + 0.5 \phi_{\text{ap}} S_{\text{rh}}$

Otra interpretación cuantitativa del registro de densidad se tiene en la determinación de la litología de la formación cuando se tienen varios registros. Por ejemplo si se tienen los valores del registro sónico y los del registro de densidad, se hace una gráfica en la cual uno de los dos ejes tiene los valores del registro de neutrón y en el otro eje se tienen los valores de densidad de la formación. En esta gráfica se localizan los puntos con valores de los registros en determinados sitios de la formación y se identifica el tipo de roca predominante en cada punto de donde se tomaron las lecturas de los registros. La limitación de esta técnica está en que se desarrolló este tipo de gráficas para formaciones libres de arcillas. Un caso se observa en la figura V-2.

Para el caso de que se desee la identificación de una matriz de 3 minerales en lugar de solo dos que se obtenían con la técnica anteriormente descrita, se puede lograr pero se debe tener una combinación de 3 registros de porosidad, por ejemplo; la combinación de registro de densidad con el registro sónico de porosidad y con el registro neutrónico de porosidad, y con los valores de estos registros se resuelven las tres ecuaciones siguientes; por ejemplo, si se sabe o se tienen indicios de que la formación tiene principalmente en su composición dolomita, anhidrita y yeso.

$$\begin{aligned} \rho_g &= \phi \rho_f + D \rho_g(\text{dol}) + A \rho_g(\text{anh}) + G \rho_g(\text{yeso}) \\ \Delta t &= \phi \Delta t_f + D \Delta t_m(\text{dol}) + A \Delta t_m(\text{anh}) + G \Delta t_m(\text{yeso}) \\ \phi_N &= \phi + 0.49 G \end{aligned}$$

D : fracción de dolomita en el volumen de la formación.

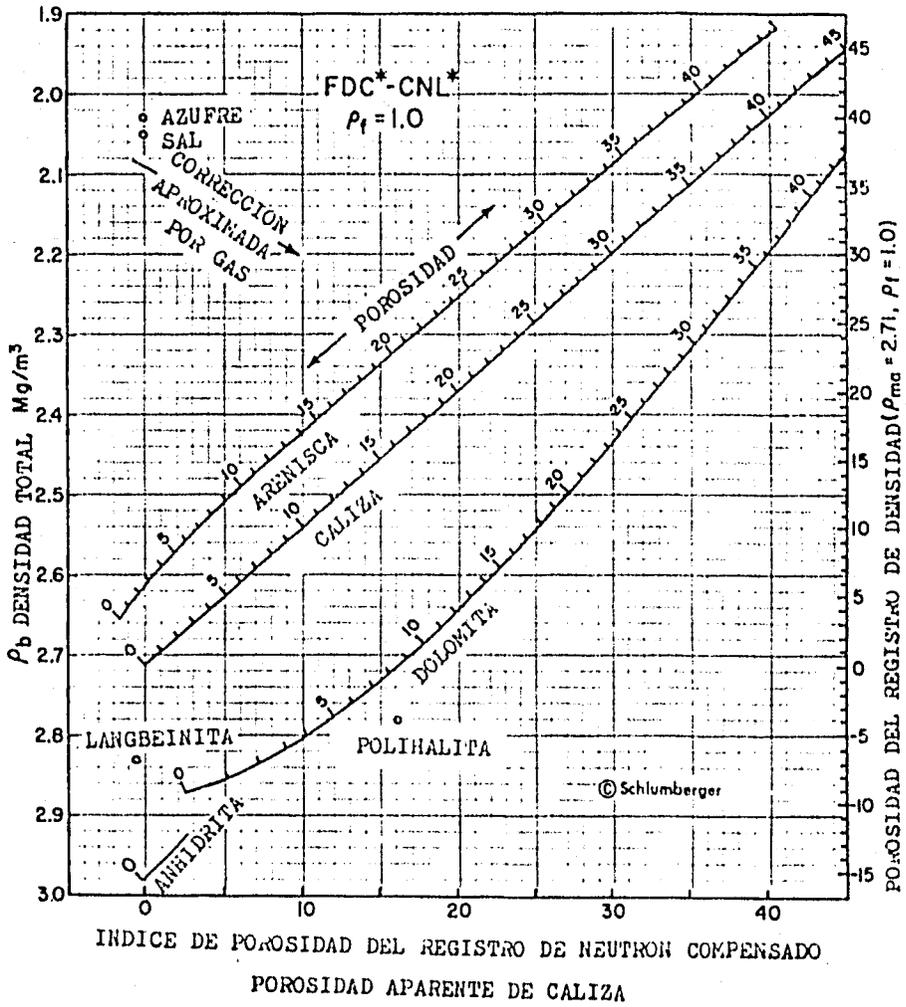
A : fracción de anhidrita en el volumen de la formación.

G : fracción de yeso en el volumen de la formación.

$\rho_g(\text{anh}), \rho_g(\text{dol}), \rho_g(\text{yeso})$: densidades de anhidrita, dolomita y yeso.
 $\Delta t_m(\text{anh}), \Delta t_m(\text{dol}), \Delta t_m(\text{yeso})$ Δt_m en matriz, de anhidrita, dolomita y yeso.

De la misma forma que se eligió la composición de la formación como de anhidrita, dolomita y yeso, se puede escoger otra combinación de minerales, la cual como se indicó anteriormente, se escoge por indicios que se tengan, o bien por conocimiento de la zona en la cual se está trabajando.

DETERMINACION DE POROSIDAD Y LITOLOGIA A PARTIR DE :
 REGISTRO DE DENSIDAD Y REGISTRO DE NEUTRON COMPENSADO
 POZOS LLENOS DE AGUA DULCE



*Mark of Schlumberger

CP-1c

Fig. V-2 Grafica de interrelación para la determinación de litología y porosidad.

REGISTROS NEUTRONICOS

REGISTRO GAMA-NEUTRON

Se utiliza en interpretación cualitativa para determinar los límites de diferentes capas, así como para identificar los cambios de litología, debido al principio de operación de la herramienta, ya que esta detecta en general el contenido de Hidrógeno y por ejemplo las lutitas tienen mayor cantidad, por su mayor contenido de agua. Debido a esto, los cambios en la deflexión de la curva del neutrón indicarán cambios de litología y/o porosidad, los cuales para que fijen una profundidad real deben tomar en cuenta la velocidad del registro, la longitud del detector y la constante de tiempo de la herramienta. Sin embargo, a veces la curva del neutrón con una deflexión puede significar algo diferente de cambios de litología y/o porosidad, como por ejemplo en el caso de que se tenga gas en la formación y en general el registro puede servir para la determinación en forma cualitativa del contenido de fluidos en la formación.

Si bien para el caso del aceite y del agua no se aprecia diferencia en el registro debido a que ambos tienen aproximadamente el mismo contenido de Hidrógeno, para el caso de que se tenga una capa de la formación con gas como puede ser en el caso de yacimientos con casquete de gas, se aprecia un aumento en la lectura del registro del neutrón, debido a que el gas tiene una menor concentración de Hidrógeno que el aceite o el agua. Esto se observa cuando el filtrado del lodo tiene una profundidad de invasión menor que el espaciado entre la fuente y el detector, cuando la porosidad no varía mucho de las zonas con líquido a las zonas con gas y la formación está libre de arcillas.

Para el caso más común en que el registro mide la concentración de hidrógeno en la zona invadida por el filtrado del lodo, en el caso de formaciones impregnadas con hidrocarburos que dejan saturación residual, esta ocasiona que el registro tenga mayores deflexiones, como si se tratara de disminución de porosidad, siendo mayor el efecto en zonas gasíferas y de alta porosidad.

Para la interpretación del registro neutronico del gama-neutrón, la cual es básicamente la porosidad total de la formación, debido a que la mayor parte del hidrógeno de la for-

formación se encuentra en los poros de la roca, se procede como se indica a continuación:

Se toma el valor en unidades API del registro y se obtiene la porosidad a partir de este valor y las condiciones de diámetro del pozo, tipo y peso del lodo de perforación, espesor del enjarre y temperatura de la formación, combinándose estos parámetros en las gráficas de las curvas de interpretación publicadas por las compañías que ofrecen servicios de registros de pozos. Una de las gráficas para interpretación se observa en la figura V-3, donde se observa que por una parte se entra con los valores de unidades API y temperatura y por la otra parte entran los valores de diámetro del pozo, tipo y peso del lodo y espesor del enjarre, para obtener finalmente la porosidad en %.

Enseguida, si es necesario, se corrige ese valor de porosidad con otras gráficas para el caso de presencia de hidrocarburos ligeros, o si se desea se puede utilizar la ecuación siguiente; $\phi = \phi_{sp} / (1 + (1 - S_{wc})(\rho_{mn} - 1)(1 + 2\phi S_{wc}))$

$$\phi_{mn} = \frac{9X}{12+X} \rho_{nc}$$

$$X = 4 - 2.5\rho_{nc}$$

$$\rho_{nc} = \frac{S_{nc}\rho_c + S_{og}\rho_g}{S_{nc} + S_{og}}$$

luego se corrige por litología, para lo cual se pueden utilizar las siguientes ecuaciones para lutita y yeso:

LUTITA; $\phi = \phi_{sp} - V_{Ll}\phi_{mn}$

YESO; $\phi = \phi_{sp} - 0.49\gamma$

en donde: V_{Ll} : fracción de volumen de lutita.

ϕ_{mn} : porosidad neutronica de una lutita adyacente.

γ : fracción volumétrica de yeso.

Cuando se sabe que la formación es principalmente arenisca o dolomita, se debe corregir el valor de porosidad que se ha calculado considerando que la matriz es de caliza y esto se puede hacer con otra gráfica que también ofrecen las compañías de servicios de registros de pozos.

REGISTRO NEUTRONICO DE PARED

Este registro tiene una interpretación cualitativa para identificación de litologías complejas, en tanto que las correcciones en su mayoría son realizadas automáticamente con los controles de la superficie (como peso y salinidad del lodo, diámetro del pozo, temperatura) y queda por realizar una corrección por litología que se realiza con una gráfica para el caso

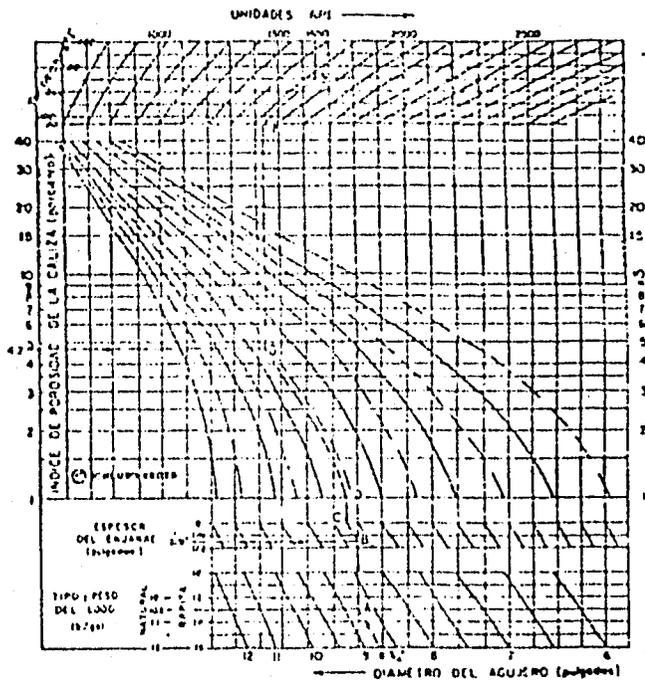


Fig. V-3 Curvas de interpretación del registro gama-neutrón.

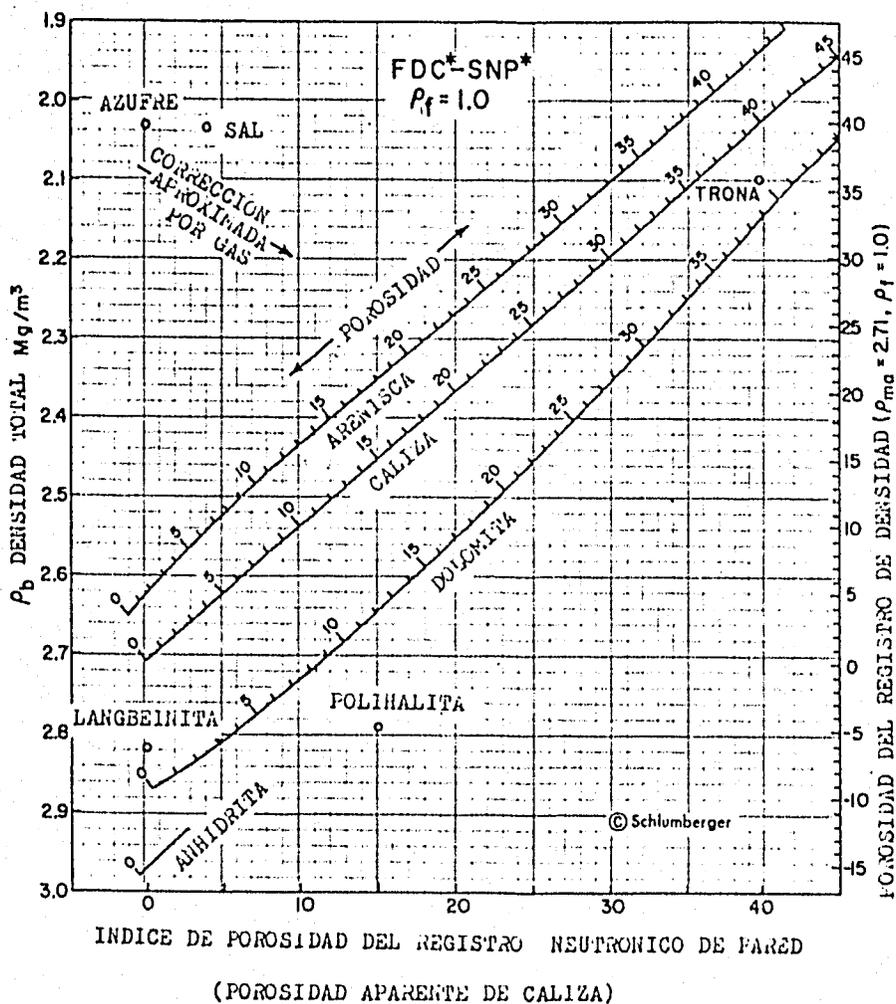
de que se sepa que la matriz es principalmente de arenisca o de dolomita, ya que normalmente se realizan las correcciones automáticas considerando matriz de caliza.

Para una identificación de una matriz compuesta principalmente de dos minerales, se utiliza una combinación de registro neutrónico de pared con registro de densidad, o también puede ser con registro sónico de porosidad. En el caso de combinación de registro neutrónico de pared con registro de densidad, se utiliza una gráfica como la de la figura V-4, en donde se entra con el valor de porosidad del registro neutrónico de pared suponiendo matriz de caliza en el eje horizontal y con el valor de porosidad del registro de densidad también suponiendo matriz de caliza en el eje vertical. El punto definido por un valor de abscisa y uno de ordenada definen aproximadamente la composición bimineral de la formación, partiendo de que la formación se compone de los dos minerales entre los que cae el punto y en una proporción de cada uno que se define al trazar una línea graduada que une valores de igual porosidad en los dos minerales que paso por el punto que se definió con los valores de los registros. Al graduar esta línea se observa qué porcentaje corresponde a cada mineral en el punto definido y esta es la composición que se considera que tiene la formación aproximadamente, tomando en consideración solo dos minerales y dos registros en la formación.

El procedimiento anterior, así como la figura V-4 se deben utilizar tomando en consideración que se desarrollaron tan solo para el caso de que se tenga el pozo lleno de líquido y la formación esté considerablemente "limpia", es decir libre de lutitas, debido a que la presencia de lutitas o las formaciones con gas, hacen que los puntos definidos por la gráfica de interrelación queden desplazados en un caso en un sentido y en otro caso en sentido contrario, pero es menos previsible la presencia de lutitas en dolomitas.

Del método anterior de gráficas de interrelación se derivó el empleo de registros superpuestos de densidad y neutrónico de pared en el mismo carril, lo cual se llamó "perfil de litología" y sirve para una identificación rápida del intervalo registrado en forma cualitativa con solo seguir unas cuantas reglas sencillas, las cuales se presentan en seguida,

DETERMINACION DE POROSIDAD Y LITOLOGIA A PARTIR DE :
 REGISTRO DE DENSIDAD Y REGISTRO NEUTRONICO DE PARED.
 PUEDE USARSE CON EL GAMA-NEUTRON EN POZO LLENO DE AGUA DULCE



*Mark of Schlumberger

CP-1a

Fig. V-4 Grafica de interrelación para la determinación de litología y porosidad, con el registro neutronico de pared.

aun cuando se realizaron para matrices de un solo mineral y en el caso general de litologías mezcladas hay variaciones.

LITOLOGIA	SEPARACION DE LAS CURVAS	
	Magnitud (unidades de ϕ)	Dirección
Caliza	—	—
Dolomita	≈ 12	$\phi_N > \phi_D$
Arenisca	5 a 7	$\phi_N < \phi_D$
Anhidrita	15	$\phi_N \approx 0 \gg \phi_D$
Lutita	5-25	$\phi_N > \phi_D$

Debido a que las gráficas como la de la figura V-4 solo sirven para pozos llenos de líquido, se elaboraron también gráficas de interrelación para pozos vacíos (llenos de gas) y una de estas gráficas se presenta en la figura V-5, la cual tiene aplicación e interpretación similares a las de la figura V-4 y también se pueden utilizar "perfiles de litología", en los cuales, para formaciones no saturadas de gas, la separación es de 6 a 8 unidades de porosidad para dolomitas y de 5 a 7 unidades de porosidad para areniscas.

El gráfico de la figura V-5 se puede utilizar también para un cálculo sensible de la saturación de gas cuando la presión no es muy elevada y la litología es conocida, considerando que la saturación fraccional de líquido ($1-S_o$) es aproximadamente igual a la relación entre la porosidad derivada del registro neutrónico para la litología conocida y la porosidad verdadera.

REGISTRO DE NEUTRON COMPENSADO

Este registro se puede utilizar también para determinar litología y porosidad en los casos en que se utilizaron los otros registros neutrónicos (neutrónico de pared y gama-neutrón).

La forma en que se interpreta el neutrónico de pared es similar en pozos llenos de líquido a la forma en que se interpreta el de neutrón compensado, es decir, en combinación con el registro de densidad y utilizando gráficas de interrelación también similares, solo que ahora con la porosidad del registro de neutrón compensado en las abscisas y considerando también matriz de caliza.

En la figura V-6 se observa la respuesta idealizada de la combinación de registros de neutrón compensado y de densidad compensado, para el caso de formaciones de arena, calizas

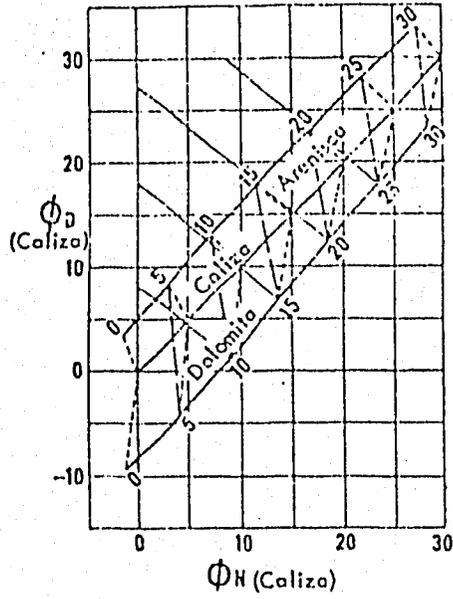


Fig. V-5 Grafica de interrelación para pozos vacios (llenos de gas).

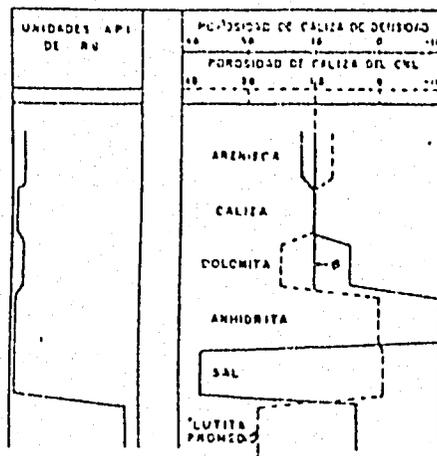


Fig. V-6 Respuesta idealizada de la combinación de registro de neutrón compensado con el de densidad compensado.

y dolomitas limpias y saturadas con agua, en donde para obtener el valor de la porosidad se utiliza un promedio $\phi = (\phi_{Ncomp} + \phi_{Nden}) / 2$.

Debido a la diferencia de penetración del registro de neutrón compensado y el registro de densidad, para una interpretación cualitativa se utiliza esta combinación de registros en la detección de zonas gasíferas. Para el registro de neutrón compensado se utilizan neutrones que al ser bombardeados contra la formación llegan mas profundo en esta que los rayos gamma que se utilizan en el registro de densidad. Por esto, en el registro de neutrón compensado la respuesta refleja mas el efecto de la zona no invadida y si bien en el caso de la formación saturada con líquido y libre de arcillas la respuesta de los dos registros es esencialmente igual, para el caso de que la formación contenga gas o hidrocarburos muy ligeros, se observa una diferencia fácilmente apreciable debido a la penetración mas profunda del registro de neutrón compensado. Sin embargo se debe tener cuidado en el caso de que se tenga presencia de arcillas, ya que estas tienden a enmascarar el efecto de los hidrocarburos, puesto que generalmente incrementa la porosidad neutroónica y decremanta la del registro de densidad.

Para la interpretación del registro de neutrón compensado se debe tomar en cuenta el efecto de "excavación", que se refiere a la diferencia entre las lecturas de neutrón que se tienen considerando unicamente el índice de Hidrógeno y las que se tienen al considerar el efecto de la moderación de la velocidad de los neutrones por el gas cuando este está presente. Inicialmente se consideraba cuando habia gas presente, que el espacio ocupado por el gas, debido a su bajo contenido de Hidrógeno, estaba en realidad ocupado por roca matriz, pero al considerar el efecto del gas se encontró una diferencia y por lo tanto se hicieron pruebas para medir este efecto que fué llamado de "excavación" y de estas pruebas se derivaron gráficas de corrección en donde se toma en cuenta la presencia de gas y la porosidad de la formación, tales como la que se muestra en la figura V-7.

REGISTRO DE MEDICION DEL TIEMPO DE DECAIMIENTO DE LOS NEUTRONES TERMICOS

Para la interpretación cualitativa de este registro se puede comparar visualmente con un registro de porosidad. La

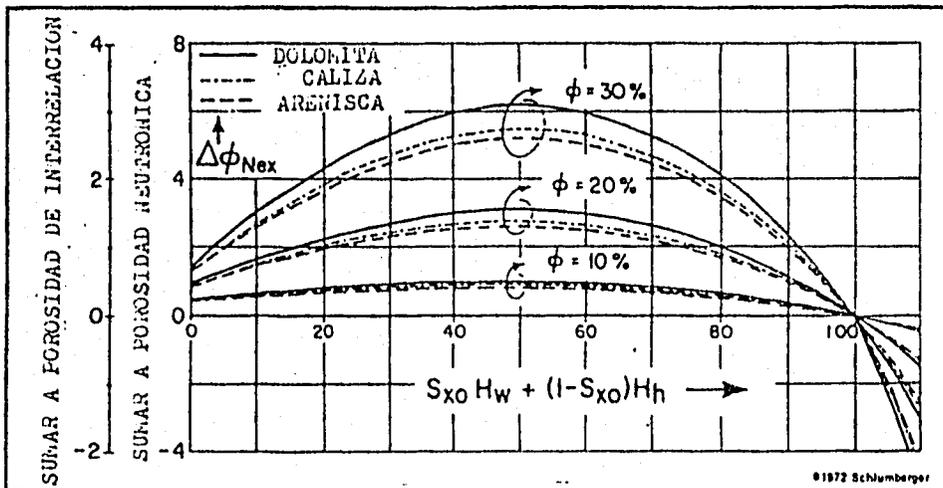


Fig. V-7 Grafica para la corrección por el efecto de "excavación" en el registro de neutrón compensado.

curva de tiempo de decaimiento se interpreta del mismo modo que un registro de resistividad, debido a que ambos registros están afectados en la misma forma por la porosidad, la saturación de agua y la salinidad del agua.

Mediante la comparación con registros eléctricos tomados tiempo antes, se pueden detectar los cambios en la saturación de fluidos. La técnica consiste simplemente en comparar el registro de medición de tiempo de decaimiento con otro de referencia tomado en los comienzos de la vida productiva del pozo. Los valores de sección macroscópica de captura que se obtienen con el registro, tanto en el registro de referencia como en el registro posterior, se originan por los cambios de las secciones de captura particulares a partir de las cuales se forma la sección de captura total. Los valores de sección macroscópica de captura de la matriz, del agua, del petróleo, de la lutita, así como la porosidad y el volumen de lutita no cambian en el tiempo, de manera que cualquier diferencia entre los registros refleja ya sea un cambio en la saturación de agua o un cambio en la naturaleza de los hidrocarburos.

Para que tenga validez esta técnica, el primer registro o de referencia, se debe tomar un corto tiempo después de que se inicia la producción del pozo, de modo que este tiempo sea lo suficientemente corto para que sea representativo de las condiciones iniciales de la formación, pero a la vez debe ser lo suficientemente largo para que se elimine el fluido de invasión.

De acuerdo con lo anterior, el registro de medición del tiempo de decaimiento puede ser utilizado para evaluar la saturación de agua de la formación y este es el objetivo primordial del análisis cuantitativo de estos registros.

Se parte del hecho de que toda formación es una mezcla de varios componentes (matriz de la roca, lutita, petróleo, gas, agua etc) cada uno de los cuales se caracteriza por su sección de captura, Σ_i , y el volumen V_i que ocupa en la formación.

De lo anterior se llega a que la sección de captura de la formación, la cual lee el registro, Σ_{reg} , se relaciona con sus componentes por una sumatoria como sigue $\Sigma_{reg} = \sum_{i=1}^n V_i \Sigma_i$

Para el caso de una formación porosa, arcillosa,

que contiene agua e hidrocarburos, la siguiente ecuación es válida; $\Sigma_{reg} = (1 - V_{sh} - \phi) \Sigma_m + V_{sh} \Sigma_h + \phi S_w \Sigma_w + \phi (1 - S_w) \Sigma_h$

en donde las Σ_m , Σ_h , Σ_w , Σ_h , son las secciones de captura de la matriz, de la roca, de las lutitas, del agua y de los hidrocarburos respectivamente y:

ϕ : porosidad de la formación.

V_{sh} : volumen de lutita en fracción de volumen de la formación.

S_w : saturación de agua del espacio poroso.

En la ecuación anterior, cada termino, sin la sección de captura, representa el volumen relativo del material componente correspondiente. Especialmente, el volumen relativo de la matriz de la roca incluye todo menos lutita y fluido; por tanto Σ_m debe representar no solamente los minerales principales de la roca sino también sus impurezas y el material de cementación. La siguiente ecuación nos da el valor de S_w ; $S_w = \frac{(\Sigma_{reg} - \Sigma_m) - \phi(\Sigma_h - \Sigma_m) - V_{sh}(\Sigma_h - \Sigma_m)}{\phi(\Sigma_w - \Sigma_h)}$

y en el caso mas simple de una formación limpia (libre de arcilla) se tiene; $\Sigma_{reg} = (1 - \phi) \Sigma_m + \phi S_w \Sigma_w + \phi (1 - S_w) \Sigma_h$

y luego; $S_w = \frac{(\Sigma_{reg} - \Sigma_m) - \phi(\Sigma_h - \Sigma_m)}{\phi(\Sigma_w - \Sigma_h)}$

En graficas de interrelación de $\Sigma_{reg} - \phi$, los puntos correspondientes a niveles limpios y con saturación de 100% de agua, caerían en una sola linea recta definida por la ecuación siguiente; $\Sigma_{reg} = (1 - \phi) \Sigma_m + \phi \Sigma_w$, siempre que la litología y la salinidad del agua permanezcan constantes. La linea de saturación de 0% de agua se traza con la ecuación que se muestra a continuación; $\Sigma_{reg} = (1 - \phi) \Sigma_m + \phi S_w \Sigma_w + \phi (1 - S_w) \Sigma_h$, a traves de $\Sigma = \Sigma_m$ en el punto de porosidad de 0% y $\Sigma = 0.5(\Sigma_m + \Sigma_h)$ en el punto de porosidad de 50%. Los valores intermedios de saturación se obtienen interpolando linealmente el valor de Σ entre las lineas de $S_w = 0\%$ y $S_w = 100\%$ para el valor de porosidad mas apropiado.

En estas graficas de interrelación se pueden identificar zonas gasíferas debido a que estas exhiben secciones de captura mas pequeñas que las petrolíferas de la misma porosidad y saturación. Por consiguiente los niveles correspondientes a intervalos gasíferos aparecen en la grafica de interrelación en un lugar bien aparte y mas abajo que los niveles petrolíferos.

REGISTRO DE LIPODENSIDAD

Este registro da dos medidas, por una parte la den-

sidad de la formación y por otra parte una nueva medida, P_e , que es un índice de la sección de captura fotoeléctrica.

La interpretación de la curva de densidad de formación es en realidad la misma que se hace del registro de densidad compensado, debido a que la medición es esencialmente la misma, tan solo que en el registro de litodensidad se ha refinado, de modo que la curva de densidad de este registro es mas confiable.

De la misma manera que en el registro de densidad compensado, la lectura de la herramienta responde a la densidad electrónica, n_e , que se relaciona con el índice de densidad electrónica ρ_e , por la ecuación; $\rho_e = (2n_e)/N$, en donde N es el numero de Avogadro.

La herramienta está calibrada para dar la densidad de una caliza saturada con agua, de acuerdo con la ecuación $\rho_b = 1.0704\rho_e - 0.1883$ y también se puede obtener por tanto el índice ρ_e de la misma ecuación, resolviendola para ρ_e , $\rho_e = \frac{\rho_b + 0.1883}{1.0704}$

La otra medición de la herramienta, P_e , el índice de la sección de captura fotoeléctrica se puede interpretar por si mismo como un buen indicador de la matriz, ya que aunque está ligeramente influenciado por la porosidad, aun da buenos resultados en litologías simples. Tan solo se interpreta observando la curva de P_e y con el valor que se obtenga en una formación se puede tener idea de el tipo de roca de acuerdo con valores que ya se tienen conocidos de P_e de los minerales mas comunes.

Otra interpretación de P_e se tiene en combinación con la densidad de la formación o en combinación con la porosidad de registros neutrónicos, para la identificación de la matriz tomando en cuenta dos minerales, o sea el metodo bimineral. Para esto se utilizan gráficas de interrelación del mismo tipo de las utilizadas en combinaciones de porosidad de registro neutrónico con densidad de la formación, o de porosidad de registro neutrónico con porosidad de registro de densidad etc, es decir que se utilizan gráficas en las cuales se identifican líneas correspondientes a minerales puros (cuarzo, calcita, dolomita) y para un rango de porosidad que es el mas común, de modo que cuando se localiza un punto por valores tomados de los registros, se puede inferir por su localización en la gráfica, la composición de la matriz y la porosidad.

También se desearía en algún caso entrar a las gráficas solo para casos especiales y para identificación rápida pero resolviendo en general el sistema de ecuaciones que dan origen a las gráficas por otro método en sustitución del método gráfico y esto se puede hacer sabiendo que las ecuaciones son las siguientes, por ejemplo para el gráfico de interrelación $\rho_e - \rho_b$

$$\begin{aligned} \rho &= \phi_t \rho_f + V_1 \rho_1 + V_2 \rho_2 \\ \rho_e \rho &= \phi_t U_f + V_1 U_1 + V_2 U_2 \\ 1 &= \phi_t + V_1 + V_2 \end{aligned}$$

donde los datos son ρ_b y ρ_e y donde

ρ_f : densidad del fluido

U_f : $\rho_e \cdot \rho_b$

ρ_e : $(\rho_b + 0.1883) / 1.0704$

$\rho_{1,2}$: densidad de minerales 1 y 2

$U_{1,2}$: $\rho_e \rho$ de minerales 1 y 2

$V_{1,2}$: % de minerales 1 y 2

También se puede utilizar el valor de ρ_e para identificación de matriz compuesta de principalmente 3 minerales, definiendo la sección de captura fotoeléctrica volumétrica de la matriz. La sección de captura volumétrica es $\rho_e \rho$ y se identifica con la letra U, sirve para sumar la sección de captura fotoeléctrica de los diferentes componentes de una formación en una forma simple, de modo que al igual que se define $\rho_b = \phi_t \rho_f + (1 - \phi_t) \rho_{ma}$ también se puede definir $U = \phi_t U_f + (1 - \phi_t) U_{ma}$

Para obtener la U_{ma} aparente se utiliza la ecuación $U_{ma} = (\rho_e \rho - \phi_t U_f) / (1 - \phi_t)$ o bien una gráfica en donde se resuelve esta misma ecuación, siendo los datos requeridos los siguientes:

ρ_e : índice de sección de captura fotoeléctrica medido.

ρ_b : densidad de formación medida.

ϕ_t : porosidad total aparente, a partir de correlación.

Habiendo obtenido ya la U_{ma} , se puede utilizar una gráfica con la solución del grupo de 3 ecuaciones siguientes:

$$\rho_{ma} = \rho_1 \rho_1 + \rho_2 \rho_2 + \rho_3 \rho_3$$

$$U_{ma} = \rho U_1 + \rho U_2 + \rho U_3$$

$$1 = \rho_1 + \rho_2 + \rho_3$$

en donde

ρ_{ma} : densidad aparente de matriz

U_{ma} : U aparente de la matriz

$\rho_{1,2,3}$: densidad de minerales 1, 2 y 3

$P_{1,2,3}$: proporción de minerales 1,2 y 3

$U_{1,2,3}$: sección de captura fotoeléctrica volumétrica de minerales 1,2 y 3.

En la figura V-8 se observa un ejemplo en el cual se resuelven las ecuaciones para una mezcla de cuarzo, calcita y dolomita, pero si se quiere se puede hacer para cualquier otra mezcla de minerales o bien resolver las ecuaciones por cualquier otro método diferente del gráfico.

REGISTRO DE ESPECTROMETRIA DE RAYOS GAMA NATURALES

Para la interpretación cualitativa de este registro, por ejemplo en la correlación de pozo a pozo, se parte de una observación del registro tomado en los diferentes pozos y se intenta detectar en las curvas de Torio, Uranio y Potasio, zonas de características similares, facilitándose esta búsqueda en relación con otros tipos de correlación debido a que pueden existir indicadores de Torio y Potasio derivados de actividad volcánica en el pasado.

Otra interpretación cualitativa de este registro se deriva del hecho de que el Torio está más directamente relacionado con volumen de arcilla en la formación que el Uranio o el Potasio, de modo que a partir de observación del registro se puede inferir directamente si un valor alto de la curva de rayos gama está originado por un alto contenido de arcilla o si más bien está originado por un alto contenido de Uranio o de Potasio.

Para identificar en que caso se ha tenido un apreciable movimiento de agua, se puede comparar en el registro el valor de la curva de Uranio con el valor de la curva de Torio.

Por ejemplo, se puede tener un registro de rayos gama en donde se vean en una sección valores altos y al ver las curvas de Uranio y Torio se vea que el valor alto de rayos gama corresponde a un valor alto de Uranio y no a arcillosidad. Un ejemplo de esto se ve en la figura V-9.

Para interpretación cuantitativa se sigue en general el modelo de interpretación de los rayos gama, es decir que se forman indicadores de volumen de arcilla o lutita de acuerdo con los valores máximo y mínimo y el valor registrado de la zona que se desea evaluar, esto es que de la misma forma que para el registro de rayos gama $(V_A)_{GR} = (GR - GR_{min}) / (GR_{max} - GR_{min})$ para el registro de espectrometría de rayos gama, como se tienen 3 curvas, la

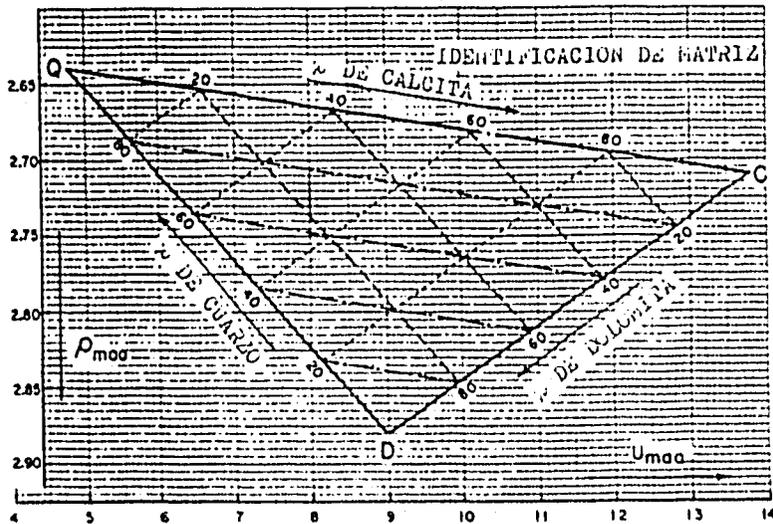


Fig. V-8 Grafica para la identificación de la proporción de 3 minerales en una matriz formada por solo estos minerales.

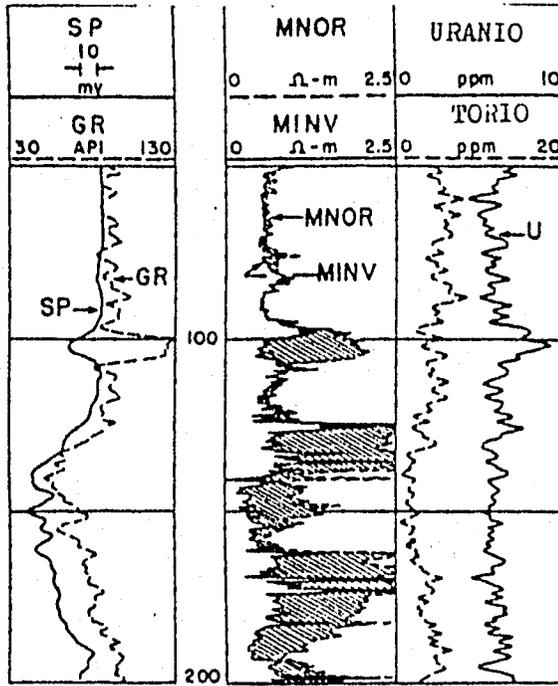


Fig. V-9 Ejemplo de la eliminación de posibles zonas arcillosas con la ayuda del registro de espectrometría de rayos gama naturales.

de Torio, la de Uranio y la de Potasio:

$$(V_{sh})_U = (U - U_{min}) / (U_{sh} - U_{min})$$

$$(V_{sh})_{Th} = (Th - Th_{min}) / (Th_{sh} - Th_{min})$$

$$(V_{sh})_K = (K - K_{min}) / (K_{sh} - K_{min})$$

y además se puede obtener otro a partir del registro en el cual a la curva de rayos gama se le sustrae el efecto del Uranio, a

este registro se le designará como GRS y entonces: $(V_{sh})_{GRS} = (GRS - GRS_{min}) / (GRS_{sh} - GRS_{min})$

Debido a la asociación de tipo aleatorio del Uranio con la lutita, se prefiere $(V_{sh})_{GRS}$, $(V_{sh})_{Th}$ y $(V_{sh})_K$ sobre $(V_{sh})_U$ y $(V_{sh})_{GR}$. Por otra parte, cuando se conocen características mineralógicas de la formación, se puede escoger un mejor indicador de arcilla que se adapte mas bien a las condiciones que se tengan, por ejemplo se prefiere $(V_{sh})_{Th}$ como indicador de arcilla cuando se tiene presencia de mica y feldespatos, debido a que el monto de mica y feldespato generalmente no se correlaciona con el volumen de lutita.

Por otra parte se sabe que están en etapa de desarrollo y de experimentación diferentes modelos con los cuales se espera poder identificar dos o mas tipos de arcillas y su volumen en la formación. Estos modelos necesitan de la información mas detallada posible y en estos momentos, el registro de espectrometria de rayos gama naturales sirve para la interpretación de Torio y Potasio en diferentes tipos de arcilla pura.

Las lecturas del registro de espectrometria de rayos gama naturales se utiliza para las interpretaciones llamadas "sinérgicas", en base a una identificación del tipo de arcilla para poder fijar el valor de Th_{max} en la ecuación de $(V_{sh})_{Th}$ o bien de U_{sh} , K_{sh} , GR_{sh} , GRS_{sh} , dependiendo del tipo de indicador de arcilla que se desee utilizar, el cual se escoge con base en datos que se tengan de la mineralogia regional y en general por experiencia en la zona que se esté trabajando.

REGISTRO DE ESPECTROMETRIA DE RAYOS GAMA INDUCIDOS

Para la interpretación de este registro se inicia tomando cada una de las curvas por separado, es decir que se infiere información util de cada una de las curvas, principalmente en forma cualitativa, debido a que todavía se siguen desarrollando la aplicación e interpretación, aun cuando ya se han tenido aplicaciones practicas.

La primera interpretación, debido a su interes co-

mercial, fué la medición de la relación Carbón/Oxígeno empleada en la estimación del valor de la saturación de hidrocarburos, de particular utilidad en el caso de salinidad baja, desconocida o variable, debido a que la estimación de saturación obtenida por este registro no está afectada por la salinidad del fluido de la formación. La interpretación cualitativa de la relación Carbón/Oxígeno consiste en observar la curva respectiva en el registro y detectar los cambios, los cuales indican variaciones en la saturación de hidrocarburos.

Para la interpretación cuantitativa se propuso un modelo simple para la interpretación de la relación Carbón-Oxígeno en terminos de porosidad y saturación de hidrocarburos, de la siguiente manera $COR = (\text{contribución del Carbón al espectro}) / (\text{contribución del Oxígeno al espectro})$

$$COR = A(\alpha(1-\phi) + \beta\phi S_o + B_c) / (\gamma(1-\phi) + \delta\phi S_w + B_o) \quad \text{en donde:}$$

- α : concentración atómica de Carbón a la matriz
- β : concentración atómica de Carbón en el fluido
- γ : concentración atómica de Oxígeno en la matriz
- δ : concentración atómica de Oxígeno en el fluido
- B_o : contribución de concentración relativa de Oxígeno en el pozo
- B_c : contribución de concentración relativa de Carbón en el pozo
- ϕ : porosidad
- S_o : saturación de hidrocarburos
- S_w : saturación de agua

Cada contribución en la ecuación de COR se pondera de acuerdo a su volumen y concentración atómica por unidad de volumen. B_o y B_c cuentan como contribuciones de las señales del pozo y A es la relación de secciones promedio de las interacciones inelásticas en el pozo para el Carbón y el Oxígeno.

En la ecuación de COR, α , β , γ , δ son constantes para una cierta litología y un fluido específico, en tanto que B_o y B_c son constantes para una configuración dada de pozo, de modo que S_w se puede calcular directamente a partir de la lectura de COR, si la porosidad es conocida. Los valores de α , β , γ , δ ya se tienen bien conocidos para los materiales mas comunes o bien se pueden calcular a partir de la densidad de la matriz o del fluido, el peso molecular-gramo y la multiplicidad atómica por molecula en unidades del numero de Avogadro. Por ejemplo, en caliza pura ($CaCO_3$), la densidad atómica del Oxígeno

se obtiene por la ecuación $\gamma = (\Sigma \cdot \rho_{\text{caliza}}) / \text{peso molecular} \cdot \text{grano de caliza}$

Por otra parte, los términos de influencia del pozo B_o y B_c se han estado derivando de la práctica tanto en el laboratorio como en el campo, por ejemplo se han utilizado valores típicos de $B_c = 0.02$ en pozos llenos de aceite con $B_o = 0.0$ y de $B_o = 0.05$ en pozos llenos de agua con $B_c = 0.0$.

Se pueden hacer gráficas de interrelación COR-porosidad en las cuales se pueden trazar curvas para un grupo de condiciones, de modo que se pueden identificar líneas de saturación constante de diferentes valores. Cuando ya se trazaron las líneas de saturación, al localizar en la gráfica puntos correspondientes de porosidad y COR, se identifica la saturación del punto del cual se tomaron los valores de COR y porosidad.

Por otra parte, el indicador de porosidad de este registro se relaciona bastante bien con la porosidad, por ejemplo en la figura V-10-a se observa la relación empírica entre el indicador de porosidad FIR y la porosidad encontrada en un yacimiento de caliza limpia. De acuerdo con la fórmula para derivar FIR, o sea $FIR = H / (Si + Ca)$, donde se observa que el modelo para derivar este indicador es una función de la porosidad total dividida entre el volumen de la matriz. La correlación que se observa es buena, aunque en ocasiones se observa alguna desviación de origen estadístico y/o variaciones litológicas.

En la figura V-10-b se muestra la dependencia del indicador de salinidad SIR respecto a la salinidad y saturación de agua en un pozo de 6-1/4 pulgadas de diámetro, lleno de aceite en una formación caliza. Aquí S_w ha sido calculada a partir de COR y la salinidad fue tomada en base a la medición de Σ (ya sea a partir del registro de medición del tiempo de decaimiento o a partir del registro de espectrometría de rayos gama que también puede brindarla) y recalculando Σ_w por medio de la introducción de S_w y porosidad en la ecuación usual de respuesta del registro de medición del tiempo de decaimiento:

$$\Sigma_w = (\Sigma - \Sigma_m(1 - \phi) - \Sigma_b \phi(1 - S_w)) / \phi S_w$$

La relación entre Σ_w salinidad se obtiene por medio de gráficas de interpretación. Se debe apreciar que SIR, a semejanza de Σ , responde a ambos valores, S_w y salinidad, y cualquier estimación de salinidad es dependiente de la S_w que se utilice.

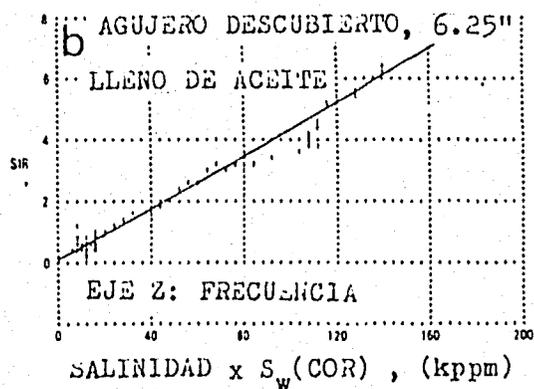
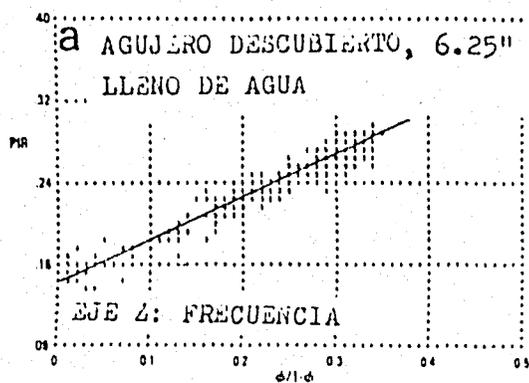


Fig. V-10 a) y b) Graficas de PIR y SIR
 contra los factores que se pretende medir.

El indicador de litología LIR, es interpretado simplemente de acuerdo al modelo que le da origen $LIR=Si/(Ca+Si)$, es decir que los valores altos de LIR indican una litología con alto contenido de Si o sea arenas, areniscas, en tanto que los valores bajos de LIR indican alto contenido de Ca, lo que lleva a inferir calizas, rocas carbonatadas.

Por otra parte, el indicador de contenido de arcillas, IIR, derivado de la ecuación $IIR=Fe/(Ca+Si)$, se interpreta en forma parecida al registro de rayos gama, o sea que los valores bajos indican poca presencia de lutita y los valores altos indican mayor presencia de lutita. En pozos revestidos este indicador se desplaza hacia valores altos (aproximadamente 1), debido al Fe de la tubería de revestimiento.

VENTAJAS Y DESVENTAJAS

En esta sección se hará tan solo un breve resumen de las ventajas y desventajas de los diferentes registros radioactivos, ya que una exposición detallada sería demasiado repetitiva y esto se debe principalmente a que las ventajas y desventajas que serán tratadas aquí, se pueden "leer entre líneas" en los capítulos anteriores.

REGISTRO DE RAYOS GAMA

El registro de rayos gama es uno de los primeros registros que se basaron en la teoría de la radioactividad y se desarrolló teniendo en mente que se pudiera registrar todo tipo de formación, refiriéndose esto a que se podría utilizar para registrar igualmente pozos descubiertos que pozos ya revestidos. En su momento, esta fué una ventaja considerable al tomar en cuenta los casos en que se tenían los pozos ya revestidos y no se disponía de una información suficientemente buena de registros, ya fuera por un programa reducido de registros o por haberse corrido estos en condiciones que luego se averiguó que eran desfavorables; principalmente para el caso del registro del potencial espontáneo (S.P.) que era el más utilizado para correlación e interpretación de litología y el cual fué sustituido o complementado por el de rayos gama.

También en el campo de la sustitución con ventajas del registro del S.P. se cuenta la ventaja de que se puede correr en pozos vacíos o bien en pozos los cuales se tiene lodo muy resistivo, como los lodos de base aceite, además de poderse correr en los pozos de cualquier tipo anteriormente registrados por el de S.P., es decir pozos llenos con lodos no resistivos.

Otra ventaja que se tiene pero dentro del mismo campo, es que se puede utilizar para hacer correlaciones, tanto entre pozos no revestidos como entre pozos revestidos o bien de los de un tipo a los del otro tipo.

Una ventaja más de este registro es que se puede correr en combinación con una gran variedad de registros, lo cual hace que el costo se reduzca (en realidad se corre usualmente ya en forma rutinaria con todos los demás registros radioactivos y se puede correr con los registros de inducción, los registros eléctricos laterales, con el detector de coples o con la pistola para disparar el pozo para ponerlo a producir).

Quizá la mayor desventaja de este registro sea el que la desviación de la curva obtenida, no sólo es función de la radioactividad y densidad de la formación, sino también de las condiciones del pozo (diámetro del pozo, tipo y peso del lodo, tubería de revestimiento) y como se observa en las gráficas que se tienen para interpretación como la mostrada en el capítulo anterior, la corrección puede llegar a ser de importancia en pozos revestidos y/o de diámetro grande.

Otra desventaja del registro de rayos gama es que simplemente lee la radioactividad total de la formación sin distinguir el origen de la radiación, es decir que no identifica si esta radioactividad se debe principalmente al Torio, al Uranio o al Potasio que son los elementos mayormente responsables de la radioactividad leída. Esto es importante pues como ya se vió anteriormente, cuando se utiliza este registro para cuantificar la arcillosidad se pueden tener resultados incorrectos por el efecto del Uranio, que no es un buen indicador de arcillosidad y sin embargo puede ser responsable de buen porcentaje del valor de la curva.

REGISTRO DE DENSIDAD

La primera ventaja de este registro, por más evidente, es que da la lectura de la densidad de la formación "in situ" directamente en gramos por centímetro cúbico, aun cuando como se ha visto anteriormente en realidad se ajusta el aparato para dar tales lecturas de densidad asumiendo que la formación es caliza y se tiene saturada con agua, pero los ajustes o correcciones para los otros tipos más comunes de litología son muy pequeños, además de que se tienen disponibles estas correcciones como valores conocidos para cuando sea necesario.

Como ya se vió anteriormente, primero se tenía una herramienta con un solo detector y se obtenía la densidad a partir de curvas de interpretación, pero después se diseñó una herramienta con dos detectores la cual realiza la mayoría de las correcciones necesarias automáticamente. A esta herramienta se le utiliza para el registro que se ha llamado de densidad compensado.

El registro de densidad compensado tiene pues la ventaja de que realiza automáticamente las correcciones necesarias para muchas condiciones de pozo que anteriormente se tenían que tomar en cuenta manualmente en el momento de realizar la

Quizá la mayor desventaja de este registro sea el que la desviación de la curva obtenida, no sólo es función de la radioactividad y densidad de la formación, sino también de las condiciones del pozo (diámetro del pozo, tipo y peso del lodo, tubería de revestimiento) y como se observa en las gráficas que se tienen para interpretación como la mostrada en el capítulo anterior, la corrección puede llegar a ser de importancia en pozos revestidos y/o de diámetro grande.

Otra desventaja del registro de rayos gama es que simplemente lee la radioactividad total de la formación sin distinguir el origen de la radiación, es decir que no identifica si esta radioactividad se debe principalmente al Torio, al Uranio o al Potasio que son los elementos mayormente responsables de la radioactividad leída. Esto es importante pues como ya se vió anteriormente, cuando se utiliza este registro para cuantificar la arcillosidad se pueden tener resultados incorrectos por el efecto del Uranio, que no es un buen indicador de arcillosidad y sin embargo puede ser responsable de buen porcentaje del valor de la curva.

REGISTRO DE DENSIDAD

La primera ventaja de este registro, por más evidente, es que da la lectura de la densidad de la formación "in situ" directamente en gramos por centímetro cúbico, aun cuando como se ha visto anteriormente en realidad se ajusta el aparato para dar tales lecturas de densidad asumiendo que la formación es caliza y se tiene saturada con agua, pero los ajustes o correcciones para los otros tipos más comunes de litología son muy pequeños, además de que se tienen disponibles estas correcciones como valores conocidos para cuando sea necesario.

Como ya se vió anteriormente, primero se tenía una herramienta con un solo detector y se obtenía la densidad a partir de curvas de interpretación, pero después se diseñó una herramienta con dos detectores la cual realiza la mayoría de las correcciones necesarias automáticamente. A esta herramienta se le utiliza para el registro que se ha llamado de densidad compensado.

El registro de densidad compensado tiene pues la ventaja de que realiza automáticamente las correcciones necesarias para muchas condiciones de pozo que anteriormente se tenían que tomar en cuenta manualmente en el momento de realizar la

interpretación, de modo que en este registro se obtienen lecturas mejores, más confiables de la densidad.

Otra ventaja de este registro es que aún cuando se tengan arenas sucias (arenas con arcillas), nos puede dar buenas lecturas de porosidad. Por otra parte es una herramienta que se puede correr en combinación con otras, por ejemplo se puede correr junto con una de neutrón compensado o bien con uno de rayos gama.

Otra ventaja es que al correlacionarse con otros registros se puede utilizar este tipo de interpretación para identificación de litología.

Entre las desventajas se cuenta el que para la calibración de la herramienta se necesita normalmente de relativamente mucho tiempo, lo cual aunque actualmente se trata de mejorar, aun deja que desear para las operaciones en el campo.

Otra desventaja se localiza en las variaciones estadísticas que pueden afectar a esta herramienta. Este tipo de variaciones, al combinarse en los dos detectores nos pueden introducir errores tan grandes como ± 0.04 en gramos por centímetro cúbico.

Otro tipo de desventaja se encuentra quizá en las correcciones que se tienen que realizar en los valores de la curva para obtener valores de densidad verdadera los cuales puedan ser usados para encontrar la porosidad de una formación. Las correcciones que se tienen que realizar son por densidad del agua de formación, por la densidad de los hidrocarburos de la formación y por el efecto de los agujeros de diámetro mayor de 9 pulgadas.

Mientras que las correcciones necesarias por densidad de agua de formación y por diámetro del pozo se pueden realizar directamente en base a las gráficas de interpretación que ya se tienen disponibles, la corrección por densidad de hidrocarburos es más difícil y requiere de por lo menos un registro neutrónico para poder aplicar correctamente los valores de la curva de compensación, puesto que si por ejemplo se tienen valores de corrección de más de ± 0.15 gramos por centímetro cúbico, se deben sospechar malas condiciones del pozo o enjarre muy grueso y no se debe aplicar la corrección directamente.

REGISTROS NEUTRONICOS

REGISTRO GAMA-NEUTRON

Este, como ya se dijo antes, fué uno de los primeros registros radioactivos y como tal se pensó en su utilización en pozos revestidos, de modo que su empleo actual se tiene tanto en pozos revestidos como en agujero descubierto, superando las dificultades o los problemas que se tenían debido a información poco confiable o incompleta en pozos ya revestidos.

En pozos revestidos se puede obtener la porosidad de la formación en base a este registro, pero se debe tener en mente que en realidad no es del todo confiable, lo cual se ha visto a partir de la utilización de registros más recientes.

Debido a que se registra al mismo tiempo que la curva de rayos gama, se hace resaltar cualitativamente la presencia de lutitas, formaciones impermeables y secciones porosas, además de que al correrse en combinación con otro registro de porosidad puede detectar o ser auxiliar en la detección de zonas gasíferas.

Este registro nos da principalmente el índice de hidrógeno de la formación, de modo que se deben tomar en cuenta diferentes correcciones por el agua de la formación, por los hidrocarburos presentes, por el agua irreducible en las lutitas y por la litología.

En el caso del agua de formación se debe tomar en cuenta la salinidad, debido a que el NaCl disuelto ocupa espacio y reduce la densidad del hidrógeno, por lo tanto el índice de hidrógeno cambia y se tiene que corregir la lectura, para lo cual ya se tienen disponibles gráficas en donde se puede observar el valor de la corrección necesaria.

Para el caso de los hidrocarburos se observa un cambio grande en el índice de hidrógeno entre el caso de hidrocarburos líquidos y el caso de presencia de gas. Aquí se presenta el llamado efecto de excavación que se llamó así porque inicialmente para corregir el efecto del gas se consideraba como si la porción ocupada por gas hubiese sido reemplazada por roca de formación, pero más recientemente se calculó el efecto para el caso de que esa roca de formación adicional hubiera sido excavada y reemplazada por gas, demostrándose que en este último caso la formación tiene un efecto menor

para desacelerar los neutrones con que se bombardea la formación. Al ignorar el efecto de excavación en la interpretación se obtiene un valor demasiado alto de saturación de gas en la zona lavada y valores demasiado bajos de porosidad. Sin embargo, debido a que ya se ha calculado el efecto, se puede hacer la corrección necesaria en base a valores conocidos de gráficas.

Debido a que se detecta el agua de la formación, sin importar que tipo de agua sea, se pueden tener lecturas engañosas por ejemplo en lutitas con agua irreductible o bien en formaciones arcillosas, además de el caso en que se tenga agua cristalizada como en el yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) el cual no tiene porosidad y sin embargo muestra una porosidad neutrónica alta.

En suma las desventajas son numerosas, sólo puede ser utilizado con muchas reservas para evaluación cuantitativa, está muy severamente afectado por las condiciones del agujero y las correcciones que se tienen que hacer son numerosas, además de que éstas mismas pueden introducir errores en los resultados.

En realidad este tipo de herramienta sólo se debería recomendar cuando no hay otra herramienta de porosidad que pueda ser corrida o en el caso de que sólo se desee un registro para correlación y no para evaluación.

REGISTRO NEUTRONICO DE PARED

Como es lógico, siendo este registro posterior al gama-neutrón, en éste se consigue superar las desventajas más evidentes del anterior, por ejemplo si en el gama-neutrón no se medía la porosidad directamente, en éste sí se consigue y si el gama-neutrón estaba muy afectado por las condiciones del pozo, en este registro se busca eliminar este problema y en gran parte se consigue.

Como ya se ha visto este registro utiliza una herramienta del tipo de patín, de modo que los efectos de las condiciones del pozo se reducen en parte de esta forma y por otra parte mediante correcciones automáticas que se realizan en el equipo de control, por ejemplo en base a lecturas del registro de calibración del pozo, otras basadas en valores de tipo y salinidad del lodo (valores se introducen en el equipo de control) y otras más basadas en la temperatura y presión a lo largo del pozo, puesto que si bien todos estos factores afectan, se pueden compensar en forma automática.

Por otra parte se tiene la ventaja de que debido a que se detectan neutrones directamente, se elimina el efecto de la sección de captura de los átomos de la formación, efecto que estaba presente en el registro gama-neutrón el cual no detecta los neutrones sino los rayos gama de captura.

En forma breve se puede decir que la mayor ventaja de la herramienta del registro neutrónico de pared es su mejora en sus resultados con respecto al registro gama-neutrón. El registro neutrónico de pared está diseñado para brindar información confiable de porosidad en pozos no revestidos y esto lo logra debido a que tiene compensación para el efecto de las condiciones del pozo, un sistema de calibración mejorado, efecto limitado de litología y error mínimo causado por la absorción de los neutrones.

Hay dos desventajas mayores en el sistema del registro neutrónico de pared, refiriéndose la primera de ellas al sistema de compensación. La compensación por el efecto de las condiciones del pozo se basa en este registro tan sólo en las lecturas del registro de calibración y éste no siempre refleja el verdadero efecto del pozo, por lo tanto puede producir algunas lecturas erróneas. Además, la corrección del registro de calibración no compensa en ninguna forma por el efecto del enjarre, el cual tiene para su corrección tan sólo valores sacados de gráficas de interpretación, los cuales en determinados casos pueden llevar a resultados erróneos. Las correcciones que se realizan en forma manual a través del equipo de control se deben revisar periódicamente mientras se está corriendo el registro. Todo esto, reunido, nos lleva a un sistema en el cual para el caso de que las condiciones del pozo sean malas es difícil obtener un registro neutrónico de pared el cual sea válido.

La segunda desventaja de este registro es que no se puede correr en pozos revestidos ya que los efectos de la tubería de revestimiento y del cemento son demasiado grandes y las porosidades del registro neutrónico de pared resultan generalmente altas en pozos revestidos.

Existe una situación derivada de las pruebas en las cuales se estableció la relación entre el ritmo de conteo medido y los valores de porosidad. A partir de tales pruebas se observó que los ritmos de conteo se incrementan a medida que

la porosidad decrece, lo cual nos lleva directamente al hecho de que las lecturas serán más confiables en zonas de baja porosidad que en las de alta porosidad debido al efecto de las variaciones estadísticas.

REGISTRO DE NEUTRON COMPENSADO

Las ventajas de este registro se derivan principalmente del diseño en el cual se tiene el sistema de compensación basado en la adición de un segundo detector para eliminar en lo posible la influencia de las condiciones del pozo.

Por otra parte, este registro se toma con una herramienta tal que permite que se corra con un cable de un solo elemento conductor o con un cable de elementos múltiples, lo cual permite, junto con el diseño, el que se puede correr en combinación con otros registros, por ejemplo con un registro de densidad, de modo que ambas curvas quedan representadas en la misma escala de porosidad y este tipo de presentación por superposición permite hacer una interpretación visual cualitativa de porosidad y litología o determinar la presencia de gas. Debido también al hecho de que se puede correr en combinación con otros registros, se permite la obtención de una mejor correlación en profundidad con otras curvas, además de que ahorra tiempo del equipo de registro y del equipo de perforación.

En este registro, como consecuencia de su diseño, se han reducido grandemente los efectos del enjarre del fluido de perforación en la medición de la porosidad, aun cuando se debe hacer una corrección por el efecto del enjarre en los valores de la curva cuando se interpreta para obtener la porosidad, sin embargo esta corrección es pequeña.

Para los casos en que se conozca la litología que se está registrando, se puede obtener la porosidad verdadera de la formación en pozos revestidos.

Otro aspecto positivo del diseño en cuanto a que permite un mayor radio de investigación, es la mayor separación fuente-detector, así que se puede tener una respuesta que al estar más afectada por la zona no invadida por el filtrado del fluido de perforación, nos permite una identificación más clara de las zonas gasíferas. Sin embargo el mayor radio de investigación no se debe tan solo al mayor espaciamiento entre la fuente y los detectores, sino que también influye el hecho de que la fuente radiactiva es de mayor potencia, lo cual se

hizo necesario debido a que el ritmo de conteo era demasiado bajo para ser detectado con las fuentes que se empleaban anteriormente. También se observa en este registro que el conteo que se tiene en los detectores es mayor para valores bajos de porosidad y decrece a medida que la porosidad aumenta, por lo que en formaciones de alta porosidad aumentan las variaciones estadísticas.

Debido también a que se tiene mayor separación fuente-detector se hizo necesario detectar neutrones térmicos ya que son más fáciles de detectar en tanto que los neutrones epitérmicos no brindaban un ritmo de conteo lo suficientemente alto como para obtener buenos resultados. Pero al detectar neutrones térmicos se vuelve a tener la influencia de elementos fuertemente absorbentes de neutrones tales como el Cloro, el Bario, el Litio y algunos otros, en la misma forma que en el registro gama-neutrón, de modo que se deben tomar precauciones en el caso de que se sepa de la presencia de tales elementos.

A diferencia del registro neutrónico de pared, en el de neutrón compensado no se realizan correcciones en forma automática más que para el efecto del diámetro del pozo, esto significa que las correcciones necesarias se deben hacer en forma manual con el objeto de tener una porosidad verdadera. Para pozos no revestidos se corrige por el grosor del enjarre, por el peso del lodo, por salinidad y por temperatura y presión. Aunque parecen demasiadas correcciones para una herramienta compensada, la magnitud de estas correcciones es muy pequeña, pero deben realizarse si se desea obtener una porosidad verdadera.

REGISTRO DE MEDICION DEL TIEMPO DE DECAIMIENTO DE NEUTRONES TERMICOS:

Este registro está afectado por la salinidad del agua, la porosidad y la arcillosidad en forma similar a como están afectados los registros de resistividad, por lo que ambos tipos de registros se parecen y, como se ha indicado en otra sección, se pueden correlacionar, con la diferencia de que el registro de medición del tiempo de decaimiento se puede correr en pozos ya revestidos, lo cual no es posible con los registros de resistividad.

Debido a que se detectan rayos gama de captura para la medición indirecta del tiempo de decaimiento de los

neutrones térmicos, se obtiene una investigación más profunda en la formación que si se detectaran los neutrones térmicos directamente ya que los rayos gama de captura pueden haber viajado desde más profundo en la formación antes de ser detectados. Además, por la misma razón se obtiene un mayor conteo en los detectores, lo cual reduce las variaciones estadísticas y finalmente se eliminan más los efectos de las condiciones del pozo, reduciéndose el tiempo de retraso en la medición que es mayor para la detección de neutrones.

Así pues, se puede decir que entre las ventajas de este registro se tiene una mayor velocidad para correrse y se obtienen registros de mayor calidad. Cuando se le colocó un segundo detector a la herramienta (inicialmente se tenía con un solo detector) se consiguió una mejoría en los datos de interpretación que se volvieron más confiables y completos ya que además permitieron una estimación de la porosidad y ayudan en la detección de zonas gasíferas.

Al aumentar la potencia y eficiencia de la fuente de neutrones (la cual en esta herramienta es un miniacelerador) se consiguió una reducción en las variaciones estadísticas, aunque también aquí influyó la modificación del sistema de sincronización en la medición a través de las diferentes ventanas que para tal efecto se tienen en la herramienta. Además se tiene también a partir del registro, información suficiente para realizar una buena evaluación de la formación que se tiene detrás de la tubería de revestimiento, por lo tanto puede ser muy útil cuando se está recopilando información detallada para realizar la planeación de los proyectos de recuperación secundaria y/o mejorada, sin eliminar de ninguna manera la ventaja que se tiene de poder revisar periódicamente el comportamiento del yacimiento o bien seguir el avance que vaya teniendo el contacto agua-aceite a través de la vida productiva del yacimiento.

Sin embargo se tienen algunas desventajas en este registro, las cuales se derivan directamente del diseño de la herramienta. Por ejemplo, como el factor que más afecta al correr el registro es la salinidad del agua, ya que de todos los elementos comunes en la tierra es el Cloro por mucho el más fuerte absorbedor de neutrones térmicos, la información en zonas de agua dulce se vuelve muy difícil de interpretar

o completamente imposible. Por otra parte los elementos que son fuertemente absorbentes de neutrones térmicos después del Cloro como por ejemplo el Cadmio o el Boro, pueden causar errores originados por estas características. También se pueden tener errores originados por efectos de difusión, que se refieren a los característicos valores de τ que tienen por una parte la formación y por otra parte el fluido que llena el pozo, de modo que la corriente de neutrones se dirige en forma neta, o bien del pozo a la formación o al contrario de la formación al pozo. Sin embargo, se ha medido este efecto de difusión en experimentos de laboratorio, variando el espaciado fuente detector y a partir de esta información se derivaron gráficas de corrección para diferentes configuraciones de herramienta. También debido al efecto de difusión, se ha observado que las correcciones necesarias son más grandes en zonas de baja porosidad, por lo que en zonas de este tipo la información es menos confiable.

Una ventaja que se tiene en este registro está derivada de un cambio en la transmisión de datos, la cual se realiza a través de un cable de un solo elemento por medio de un sistema denominado multiplex que permite la transmisión de varios tipos de datos a través de una variedad de canales que aunque viajan en el mismo elemento, se separan en la superficie con el equipo de control de la herramienta.

REGISTRO DE LITODENSIDAD

Se registra la densidad de formación, como se ha visto anteriormente, en una forma que es esencialmente la misma del registro de densidad compensado, pero con la ventaja de que se utilizan aquí detectores más eficientes con lo cual se reducen significativamente las variaciones estadísticas, como se ha podido observar al realizar más de una corrida en el mismo intervalo, obteniéndose esencialmente los mismos resultados pero con mayor aproximación que en el registro de densidad compensado.

La otra curva que se registra en la misma corrida de herramienta, P_e , el índice de sección efectiva de captura fotoeléctrica, ofrece la ventaja de estar basado firmemente en teoría física y química que lo hacen predecible. Es decir que cuando se conoce la composición química de una formación, se puede calcular fácilmente la respuesta que esta formación

tendrá de Pe.

Otra ventaja que se tiene en esta curva del registro es la del poco efecto que tiene en ella la porosidad, de modo que cuando se tienen litologías muy cambiantes se vuelve mas útil.

Los experimentos que se han realizado en los tipos de roca comunes indican claramente que los valores de Pe se mantienen siempre separados, no importando el rango de porosidad, además de que se tiene muy poco efecto derivado de la naturaleza del fluido que llena el espacio poroso.

Como se vió en la sección de interpretación, a partir de Pe y la densidad electrónica se obtiene una nueva medida, U, la cual se puede utilizar para la descripción de la formación en función de los relativos volúmenes de sus componentes y tan solo con la combinación de este registro con uno neutrónico se puede realizar un análisis de la composición de la matriz, tanto basándose en una matriz de dos minerales, como basándose en matriz de tres minerales.

Una de las desventajas de esta herramienta es que se puede observar un cierto efecto por la barita, lo cual es de interés puesto que en algunas ocasiones se utiliza este material para darle mayor densidad al fluido de perforación. El efecto se deriva de que la barita por sí sola da como resultado valores altos de Pe. Se ha observado que en lodo de densidad mayor de 11 lb/gal y en pozos rugosos, la presencia de barita provoca resultados que no son confiables. Por otra parte la medición de densidad no está afectada, dentro de las limitaciones de los circuitos de compensación, por la presencia de barita, tal como en las mediciones comunes de densidad.

En otro aspecto, esta herramienta se corre para este registro como parte de todo un sistema moderno de medición, el cual permitirá que sea corrido con un gran y variado número de herramientas en combinación.

Otra ventaja que se tiene es que al no estar afectada la lectura de Pe por la presencia de gas en la formación cuando se realizan gráficas de interrelación, por ejemplo de la U aparente de la matriz contra la densidad aparente de la matriz, se puede detectar más fácilmente la dirección en la cual se tiene que corregir el valor de la densidad aparente de la matriz por el efecto del gas.

REGISTRO DE ESPECTROMETRIA DE RAYOS GAMA NATURALES

Las ventajas de este registro se derivan directamente de sus posibles aplicaciones e interpretación, como se puede concluir despues de leer las secciones anteriores de este trabajo.

La principal ventaja de este registro, como se puede fácilmente deducir, es el hecho de que se puede obtener una clara indicación del origen de la radioactividad natural que se detecta de la formación, lo cual nos puede servir para una más rápida identificación del tipo de roca que se está registrando, además de que al comparar los valores de las tres curvas obtenidas, comparando estos valores con los valores que se tienen ya perfectamente identificados tanto para diferentes tipos de rocas como para diferentes tipos de minerales (en especial de los que se presentan más comunmente) es posible realizar identificación de facies litológicas y en base a conocimientos de geoquímica y sedimentología se puede realizar la reconstrucción de los ambientes de depositación, de lo cual se puede derivar la delimitación del yacimiento con bases geológicas.

Otra ventaja que se observaba desde que se plantearon las aplicaciones y la interpretación consiste en que se puede realizar una evaluación más segura del volumen de arcilla en las formaciones en base a que en este registro se pueden eliminar los efectos del Uranio el cual se asocia en una forma aleatoria con las rocas sedimentarias y puede llevar a una interpretación equivocada de contenido de arcillas cuando se utiliza el registro comun de rayos gama para hacer tal tipo de evaluación.

Para la evaluación de las curvas de Torio, Uranio y Potasio se utiliza una técnica de mínimos cuadrados a partir de las lecturas de 5 diferentes ventanas de lectura de la radioactividad, que se combinan con unos coeficientes de calibración que se obtienen a partir de pruebas de laboratorio. Debido a este procedimiento se obtienen unos valores que reducen al mínimo el error estadístico (desviación estandard), (este es función de la velocidad con que se corre el registro).

Adicionalmente, se puede realizar una mejora en este registro por medio del procesamiento de datos a traves de un sistema computarizado de adquisición de datos y por medio de

filtración, de modo que se utilicen los datos tanto del nivel que se está registrando como los de niveles anteriores y así se obtiene una mejor estimación de los valores de las tres curvas registradas, realizándose este procedimiento en el equipo que está en la superficie, pero inmediatamente, tal como se va recibiendo la información desde la herramienta que va desplazándose en el pozo, así se puede realizar una mejor interpretación en el mismo sitio del pozo. Además de lo anterior se puede todavía realizar un mejor filtro si se desea, por medio de un sistema de filtro de 2 pasos que reduce aun más la influencia de las variaciones estadísticas.

El hecho de tener la influencia del Torio, del Uranio y del Potasio en forma separada ofrece la ventaja de poder observar por ejemplo en qué casos la radioactividad que se tiene del registro de rayos gama se debe a alguno de estos elementos en especial, lo que puede tener un significado útil, como en el caso de tener valores altos en la curva del Uranio, que se puede deber al acarreo de sales que lo contienen y que se depositan cerca de las paredes del pozo cuando un cierto estrato ha estado produciendo agua que lleva tales sales en solución.

Una desventaja de este registro radica en que los coeficientes de correlación que se utilizan para la derivación de las curvas, representan una sola configuración de pozo para el caso de diámetro de 8 pulgadas y pozo lleno de agua, por lo que es necesario utilizar gráficas para la corrección de las lecturas en todo caso en que las condiciones son diferentes de las de calibración, de modo que entonces se pueden utilizar los datos corregidos para análisis cuantitativos.

Es una ventaja también que se puedan reconstruir las lecturas de las ventanas de lectura en base a mediciones de las mismas de Torio, Uranio, y Potasio y compararse con las que se obtienen en la herramienta, con lo cual se puede tener bajo control una constante verificación de la calidad del registro.

REGISTRO DE ESPECTROMETRIA DE RAYOS GAMA INDUCIDOS

Una de las mayores ventajas de este registro, tal vez la mayor de ellas, es que se puede proveer en un solo registro, de información múltiple de gran interés para la identifica-

ción de las características de la formación, ya que como se ha visto anteriormente, se obtienen índices de saturación de aceite o agua, de porosidad de la formación, de litología, de arcillosidad y de salinidad, además de obtener en el mismo viaje de la herramienta un valor de la sección macroscópica de captura, derivado de la medición del tiempo de decaimiento de los neutrones térmicos en la formación, la cual es comparable a la del registro de medición de tiempo de decaimiento de los neutrones térmicos.

Además de lo anteriormente dicho, este registro tiene la ventaja muy significativa de que el índice que obtiene de la saturación de fluidos en la formación no está afectado por la salinidad, de modo que se supera el problema que se tenía en el registro que anteriormente se utilizó para tener bajo observación los avances del contacto agua-aceite o sea el registro de medición del tiempo de decaimiento de neutrones térmicos en el cual se tenían serios problemas cuando la salinidad del agua era baja, desconocida o variable, ya que en realidad su funcionamiento estaba basado en la presencia de Cloro en la formación.

Otra ventaja, la cual comparte con la mayoría de los registros radioactivos, es que se puede tomar en agujeros revestidos, de tal manera que se puede utilizar para programas de observación del desplazamiento del contacto agua-aceite, así como en la evaluación de yacimientos previamente explotados en los cuales se tengan planes para realizar un programa de recuperación secundaria o mejorada. Sin embargo también se puede correr en agujero descubierto, aunque para este caso se ha observado mejor resultado en pozos de observación que se sitúan entre los pozos productores y una serie de inyectores, de modo que permite observar continuamente el contacto agua-aceite y el rompimiento o irrupción del agua de inyección, cosa que no era segura cuando se realizaba con registros de inducción y de medición del tiempo de decaimiento de neutrones térmicos a partir del rompimiento, ya que al mezclarse el agua de inyección (agua dulce) con el agua de formación, se reducía la salinidad y había incertidumbre en la interpretación. El problema en agujeros descubiertos es que la herramienta tiene un corto alcance dentro de la formación y por esto cuando los pozos son de exploración o de desarrollo, la lectura que se ob-

tiene es principalmente de la zona invadida a menos que se utilice un sistema especial de lodo; por esto se obtienen mejores resultados cuando en el pozo hay aceite, debido a la influencia menor por oxígeno en el pozo.

El método que se utiliza para calcular las proporciones de los diferentes elementos en la formación (Carbón, Silicio, Cloro, Oxígeno, Hidrógeno, Calcio, Hierro) que son de mayor importancia para análisis mineralógicos y de fluidos está basado en mínimos cuadrados ponderados y se realiza con un sistema computarizado que se tiene en el equipo con que se toma el registro, pero se utiliza un grupo dado de parámetros que son función de los elementos que se encuentren en la formación, de modo que en caso de que se tengan elementos nuevos se deben introducir parámetros nuevos para el cálculo de la influencia de tales elementos en tanto que se pueden omitir algunos de los utilizados normalmente por parecer innecesarios. Además, toda la información de la herramienta se graba en cinta magnética de modo que se puede realizar un reprocesamiento de tal información en un centro de cómputo mayor, tomando en cuenta todos los efectos sistemáticos tales como cambios de parámetros por presencia de elementos diferentes de los comunes, o efectos de la temperatura del pozo que altera ligeramente la respuesta de la herramienta.

Una desventaja de este registro es que para obtener una precisión aceptable se necesita correr con mediciones estacionarias de entre 5 y 8 minutos aproximadamente cada medio metro, debido a que si no se hace así se tienen impresiones por variaciones estadísticas. Otra forma de eliminar la impresión estadística es promediando varias pasadas de la herramienta pero a baja velocidad (150 pies/hora).

CONCLUSIONES

Los registros geofísicos, desde que aparecieron por primera vez en la industria petrolera, han sido de gran utilidad y han tenido siempre posibilidades en el aspecto de herramientas prácticas y versátiles para una descripción lo mejor posible de las características de los yacimientos. Sin embargo durante largo tiempo han sido utilizados en una forma muy limitada, para correlación y para la evaluación de la porosidad y las saturaciones en los diferentes estratos perforados durante la exploración o la explotación de los yacimientos petrolíferos.

Pero la industria evoluciona y con ella las técnicas utilizadas en sus diferentes áreas, así como las diferentes necesidades, observándose en la industria petrolera lo mismo que en cualquier campo de actividades humanas, que siempre que se presenta alguna dificultad, invariablemente el ingenio humano llega a diferentes soluciones para superar tales dificultades. Así, en la industria petrolera se presentó hace ya mucho tiempo la dificultad de necesitar conocer las características de los yacimientos en los casos en que ya se tenían revestidos los pozos y la información que se tenía era insuficiente por diferentes motivos. Como para la época en que se presentaron tales dificultades ya se tenían conocimientos de la característica de la radioactividad de poder atravesar diferentes materiales, se utilizó esta característica para superar los problemas anteriormente descritos.

Los registros radioactivos se iniciaron de esta manera con la capacidad de ofrecer información en pozos revestidos, pero pronto se vió que tenían un campo mas amplio del que cubrieron inicialmente, además de que la información que se obtenía de estos primeros registros podía no ser tan confiable en determinados casos, por lo que se fueron superando constantemente, tanto en la calidad de la información como en las diferentes posibilidades de aplicación.

Actualmente, los registros radioactivos ofrecen posibilidades de aplicación en la mayoría de los casos en que se utilizaron otros tipos de registros, lo cual unido a las ventajas intrínsecas de los registros radioactivos, hacen que estos se conviertan en una de las mejores herramientas actuales de que se puede disponer para la identificación de las caracteris-

ticas de los yacimientos a explotar, lo cual como bien se sabe, es el primer paso para obtener los resultados mas exitosos y obtener el maximo provecho durante la vida productiva de los yacimientos petroliferos.

En la epoca actual, y es de esperarse que mas aun en el futuro, los metodos de recuperaci3n secundaria y/o mejorada se observan como una necesidad constante de la industria petrolera, debido a las caracteristicas del petroleo de recurso natural no renovable, que se deber3 explotar al maximo ya que la mayoria de las actividades industriales actuales dependen de 3l como fuente de energia. En este campo se puede decir que los registros radioactivos en sus diferentes combinaciones, son capaces de brindar un buen monto de informaci3n necesaria y detallada, ya no tan solo para correlaci3n, porosidad y saturaci3n, sino tambien por ejemplo de contenido de arcillas en la formaci3n que se vaya a explotar, lo cual es de gran importancia para proyectos de inyecci3n de agua, debido a la caracteristica de la mayoria de las arcillas de absorber el agua e hincharse, especialmente cuando el agua es diferente al agua de formaci3n, que es el caso del agua de inyecci3n, que en general es agua dulce y la cual al entrar en contacto con la formaci3n rompe el equilibrio existente entre las arcillas y el agua de formaci3n.

Ademas de evaluarse el contenido total de arcillas en una forma cada vez mas confiable, y derivandose de los estudios que se realizan actualmente para tratar de identificar el tipo de arcilla, se concluye que la informaci3n tan detallada que se necesita para introducir en los modelos mas confiables, se obtendr3 tan solo a partir del refinamiento de las tecnicas de registros radioactivos que actualmente aun est3n en desarrollo, como son las diferentes formas de registros de espectrometria, los cuales pueden indicar el porcentaje de determinados elementos en la formaci3n, pero que aun tienen que mejorar para obtener mejores resultados y con mas rapidez y facilidad de operaci3n.

Por otra parte, con base en los registros mas recientes, se amplian mas aun las posibilidades de un mayor control de los yacimientos, tendiendo este control a la mayor recuperaci3n de los hidrocarburos del yacimiento, basandose en la observaci3n a diferentes intervalos de tiempo de los avances

del contacto agua-aceite, observación que anteriormente era mas difícil, debido a la mezcla del agua de formación con el agua de inyección, en los proyectos de inyección de agua para recuperación secundaria o bien para mantener la presión del yacimiento aun cuando no sea un proyecto explicito de barrido con agua para recuperación secundaria, puesto que en la actualidad no existe una diferencia perfectamente definida entre los metodos de recuperación secundaria y los de recuperación primaria, ya que se ha observado que da mejores resultados, es decir un mayor rendimiento economico, el explotar los yacimientos infundiendoles energia para el empuje desde el inicio de la vida productiva y no dejar esta impartición de energia para cuando ya casi se ha agotado la natural y las condiciones para la explotación de los hidrocarburos residuales se hacen mas difíciles.

Al realizar el analisis economico para determinar si es conveniente o no el realizar este tipo de programas de observación, es muy probable que se llegue a la conclusión de que es una inversión que vale la pena realizar, ya que si tan solo se obtiene un incremento en la recuperación de hidrocarburos de una fracción de por ciento ya se obtendrían ganancias de tal inversión, por lo que sería recomendable pensar en esta posibilidad en todos y cada uno de los yacimientos que tengan las cracteristicas mas apropiadas para realizar tales programas.

En las reparaciones y estimulaciones de pozos, los registros radioactivos vienen a ser la herramienta ideal por la característica de la mayoría de ellos de "leer" mas allá de la tubería de revestimiento, lo cual se aprovecha en nuevas aplicaciones, tales como detectar el efecto del acido de estimulaciones, corriendo registros antes y despues de la estimulación o bien en la identificación de la presencia del gas de inyección en los diferentes pozos, cuando se tiene tal, de modo que se puede revisar periodicamente su distribución vertical y areal. Ademas de esto, en base a los modelos y sistemas automatizados actuales para la identificación de los minerales que forman la matriz rocosa, se pueden diseñar programas de estimulación que den mejores resultados, pues se puede calcular con mayor certeza el efecto del fluido de estimulación en los minerales de la roca.

Para la perforación, también es útil conocer en forma aproximada la composición de la roca, ya que se tiene la posibilidad de diseñar un programa de barrenas óptimo al conocer en forma aproximada el desgaste que se tiene con los diferentes minerales, ya que si algunos minerales gastan más el material de las barrenas, al escoger la barrena más apropiada para el tipo de roca a perforar, se pueden conseguir mejoras en la vida útil de las barrenas y reducir el costo de la perforación.

Si además se utiliza la información de otros registros, como pueden ser el de densidad y alguno de porosidad, es de esperarse que los resultados sean mejores aun, además de que como se mencionó ya anteriormente, el registro de densidad puede ayudar a detectar las zonas de presión anormal y así evitar problemas durante la perforación, ya sea por pérdidas de fluido o por brotes.

Para la correlación, los registros radioactivos más recientes ofrecen posibilidades que nunca antes se habían tenido, ya que con base en los datos que brindan los registros de espectrometría de rayos gama, las correlaciones se pueden realizar con mayor seguridad, además de que si se realiza un buen trabajo, se puede llegar a la reconstrucción de los ambientes geológicos y por lo tanto a delimitar con bastante aproximación a los yacimientos, así como detectar cambios de facies e intercalaciones, todo lo cual conduce a una descripción muy detallada de las características geológicas y petrofísicas de los yacimientos y esta descripción nos lleva a una explotación óptima, tanto en la etapa primaria como en etapas posteriores (recuperación mejorada, estimulaciones etc.).

Así pues, basándose en las posibilidades de los registros radioactivos -tanto las presentes como las que se avizoran-, es fácil ver que sería un trabajo útil y que redituaría grandes beneficios, el que se realizara una investigación más detallada de los posibles usos de tales registros en proyectos específicos y determinar en que casos estos usos pueden brindar suficientes beneficios como para que se tomen en cuenta, esto además de realizar investigaciones para llegar a mejores interpretaciones y tal vez a nuevos usos y/o de mayor facilidad de uso en el campo, lo cual se ve ya como un paso cercano, puesto que los sistemas automatizados de interpretación (computari-

zados) ya se tienen hace tiempo, por lo que se ha reunido suficiente experiencia como para ofrecer información rápida y clara al ingeniero en el campo, además de que la constante reducción de equipos electrónicos ya nos ha llevado a la posibilidad de la computadora portátil, por lo que se tienen pues los elementos necesarios para que el ingeniero pueda disponer en el campo de la mayor información y en la manera más clara, para auxiliarse en la toma de decisiones, para que sean las mejores y en el menor tiempo posible.

BIBLIOGRAFIA

- Handbook of well log interpretation. S. J. Pirson
- "Radioactive Logs : Basic", Documento , Schlumberger
- Well Logging , Reprints Series , S.P.E.
- Interpretación de Perfiles , Vol. I , fundamentos , Schlumberger
- Interpretación de Perfiles , Vol. II , Aplicaciones , Schlumberger
- Evaluación de formaciones en Venezuela , Schlumberger
- Geologic well log analysis , S.J. Pirson
- Log interpretation Charts , Schlumberger
- Litho-density log interpretation , J.S. Gardner , J.L. Dumanoir
- Neutron-excited gamma-ray spectrometry for well logging ,
R. C. Hertzog
- The gamma spectrometer tool : inelastic and capture gamma-ray
spectroscopy for reservoir analysis , P. Westaway , R. C. Hertzog
E. Plasek
- The lithodensity log , B. Felder , C. Boyeldieu
- Exploration for new oil in old wells by nuclear logging ,
A. n. Youmans
- Formation density log applications in liquid filled holes ,
R.P. Alger , L.L. Raymer , W.R. Hoyle , M.P. Tixier
- Fluid contact monitoring in some western canadian reefs ,
J. S. Pickel , A. Heslop
- Natural gamma-ray spectrometry (Technical report) , Schlumberger
- Determination of residual oil saturation with pulsed neutron
logs -A field experiment , T.J. Smith , S.J. Stieber
- A contribution to the evaluation of residual oil from well
logs for tertiary recovery , C. Boyeldieu , S.B. Horvath
- Dual detector pulsed neutron logging for providing indication
of formation porosity , E. C. Hopkinson

- Theory, interpretation and practical applications of natural gamma-ray spectroscopy , O. Serra , J. Baldwin , J. Quirein
- Pulsed neutron porosity logging system , H.D. Smith , M.P. Smith
W. E. Schultz
- Using log-derived values of water saturation and porosity ,
R. L. Morris , W. P. Biggs
- Log analysis in formations with complex lithologies , Poupon ,
Hoyle , Schmidt
- The dual spacing formations density log , J.S. Wahl , J. Tittman
C. W. Johnstone , R.P. Alger
- Logging method for determining horizontal velocity of water
in oilfield formations , H.D. Scott , H.J. Paap , D.M. Arnold
- A new thermal neutron decay logging system -TDT-M , J.E. Hall ,
C.W. Johnstone , J.L. Baldwin , L. A. Jacobson
- Innovative reservoir management - key to highly successful
Jay/Lec waterflood , E.P. Langston , Shirer J.A. , D.E. Nelson
- Thermal decay time logging at Ekofisk, case study of a multiple
use tool , G. D. Golder
- TDT log applications in California , H. C. Wiese
- Field experience in determining oil saturations from continuous
C/O and Ca/Si logs independent of salinity and shaliness ,
H. D. Smith , W. E. Schultz
- Fractional flow curves derived by TDT logs and production tests ,
M. H. Beaver , B. W. Lindley , B. F. McGee
- Evaluation and control of the Nipisi Gilwood Unit No. 1 waterflood ,
J. Edgson , T. Lederhouse