



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“PRINCIPIOS DE MEDICIÓN DE LOS
REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO GEÓLOGO

PRESENTA

GUSTAVO ALBERTO RICCO MACEDO

DIRECTOR DE TESIS:

ING. HÉCTOR RICARDO CASTREJÓN PINEDA



MÉXICO, D.F.
2012

Índice.....	I
RESUMEN	V
Capítulo 1.- Introducción	
1.1. <i>Desarrollo histórico de los registros</i>	1
1.2. <i>Principales aplicaciones de los registros</i>	10
1.3. <i>Clasificación de los registros</i>	13
1.4. <i>Adquisición de los registros</i>	15
Capítulo 2.- Conceptos básicos de las propiedades petrofísicas en las rocas	
2.1. <i>Porosidad</i>	19
2.2. <i>Permeabilidad</i>	22
2.3. <i>Saturación de fluidos</i>	24
2.4. <i>El proceso de invasión de la formación</i>	25
Capítulo 3.- Registros de correlación	
3.1. <i>Potencial natural o espontáneo</i>	
3.1.1.Principio de medición.....	28
3.1.2.Presentación del registro.....	36
3.1.3.Correcciones ambientales.....	43
3.1.4.Aplicaciones.....	46
3.2 <i>Rayos gamma naturales</i>	
3.2.1.Principio de medición.....	48
3.2.2.Presentación del registro.....	55
3.2.3.Correcciones ambientales.....	55
3.2.4.Aplicaciones.....	59
3.3 <i>Espectroscopía de rayos gamma naturales</i>	
3.3.1.Principio de medición.....	63
3.3.2.Presentación del registro.....	66
3.3.3.Correcciones ambientales.....	68
3.3.4.Aplicaciones.....	69
Capítulo 4.- Registros de resistividad	
4.1 <i>Registros de conducción de corriente</i>	
4.1.1 Registros convencionales.....	71
4.1.1.1 Principio físico de la herramienta.....	71
4.1.1.2 Dispositivos de investigación somera.....	72
4.1.1.3 Dispositivos de investigación media.....	73
4.1.1.4 Dispositivos de investigación profunda.....	75
4.1.1.5 Presentación del registro eléctrico.....	78

4.1.1.6 Correcciones a los registros convencionales.....	80
4.1.1.7 Aplicaciones.....	80
4.1.1.8 Herramientas de microresistividad.....	81
4.1.2 Enfocados.....	86
4.1.2.1 Principio de medición.....	86
4.1.2.2 Dispositivos de investigación somera.....	87
4.1.2.3 Dispositivos de investigación media.....	91
4.1.2.4 Dispositivos de investigación profunda.....	92
4.1.2.5 Correcciones.....	96
4.1.2.6 Herramientas microenfocadas.....	100
4.1.3 Resistividad a través de la tubería.....	106
4.1.3.1 Historia de la medición de la resistividad a través del revestimiento.....	106
4.1.3.2 Principio de medición.....	107
4.1.3.3 Presentación del registro y correcciones aplicables al registro CHFR.....	112
4.1.3.4 Aplicaciones.....	115
4.2 Registros de inducción	
4.2.1 Principio de medición.....	116
4.2.2 Dispositivos de inducción.....	120
4.2.3 Presentación del registro.....	124
4.2.4 Correcciones.....	124
4.2.5 Aplicaciones.....	128
4.2.6 Arreglos de inducción.....	129
Capítulo 5.- Registros de porosidad	
5.1 Registro sísmico	
5.1.1 Principio de medición.....	138
5.1.2 Presentación del registro.....	162
5.1.3 Correcciones.....	164
5.1.4 Aplicaciones.....	168
5.2 Registros de densidad	
5.2.1 Principio de medición.....	169
5.2.2 Presentación del registro.....	180
5.2.3 Correcciones.....	182
5.2.4 Aplicaciones.....	185
5.2.5 Herramientas de litodensidad.....	187
5.3 Registros de neutrones	

5.3.1 Principio de medición.....	195
5.3.2 Presentación del registro.....	220
5.3.3 Correcciones aplicadas al registro de neutrones.....	222
5.3.4 Aplicaciones de los registros de porosidad neutrón.....	223
<i>5.4 Resonancia magnética nuclear (NML)</i>	
5.4.1 Antecedentes del registro de resonancia magnética nuclear.....	230
6.4.1 Principio de medición.....	234
5.4.2 Presentación del registro NML.....	241
5.4.3 Factores que repercuten en la señal del registro NML.....	241
5.4.4 Aplicaciones.....	242
Capítulo 6.- Registros mecánicos	
<i>6.1 Calliper</i>	
6.1.1 Principio de medición.....	246
6.1.2 Funcionamiento de la herramienta calliper.....	249
6.1.3 Presentación del registro.....	253
6.1.4 Correcciones.....	253
6.1.5 Aplicaciones.....	254
<i>6.2 Registros de medición de echados</i>	
6.2.1 Principio de medición.....	255
6.2.2 Herramienta de medición de echados de alta resolución (HDT).....	259
6.2.3 Herramienta de medición de echados de alta resolución estratigráfica (SHDT).....	261
6.2.4 Herramienta de medición de echados en lodos base aceite (OBDT).....	263
6.2.5 Presentación del registro.....	264
6.2.6 Correcciones.....	270
6.2.7 Aplicaciones.....	271
Capítulo 7.- Imágenes de pozo	
<i>7.1 Imágenes resistivas</i>	
7.1.1 Antecedentes de las imágenes de pozo.....	275
7.1.2 Principio de medición.....	276
7.1.3 Herramientas eléctricas de imágenes.....	278
7.1.4 Presentación de los registros eléctricos de imágenes.....	291
7.1.5 Aplicaciones.....	292
<i>7.2 Imágenes acústicas</i>	
7.2.1 Herramientas acústicas de imágenes.....	293
7.2.2 Herramientas acústicas de evaluación de cementación.....	302
7.2.3 Presentación de los registros acústicos de imágenes.....	307
7.2.4 Aplicaciones.....	309

7.3 <i>Videos de pozo</i>	312
Capítulo 8.- Registros durante la perforación	
8.1 <i>Registros de hidrocarburos</i>	
8.1.1 Registros de hidrocarburos en la industria petrolera.....	293
8.2 <i>MWD</i>	
8.2.1 Mediciones durante la perforación(MWD).....	338
8.3 <i>LWD</i>	
8.3.1 <i>Registros durante la Perforación (LWD)</i>	345
Capítulo 9.- Conclusiones y Recomendaciones	365
Referencias Bibliográficas.....	367

RESUMEN

Los registros geofísicos de pozos son actualmente una de las principales herramientas y actividades llevadas a cabo en la gran mayoría de las perforaciones petroleras a nivel mundial. Se utilizan principalmente para la determinación de las características petrofísicas y litológicas de las formaciones (su porosidad, el tipo de litología y cualitativamente la saturación de fluidos), así como también para la interpretación de aquellas formaciones que puedan ser potenciales productoras de hidrocarburos. Los primeros registros históricos sobre mediciones llevadas a cabo en el subsuelo datan de los años de 1669 y 1830, sin embargo, no fue sino hasta el año de 1912 que se llevaron a cabo con éxito los primeros experimentos de prospección eléctrica del subsuelo por parte de los hermanos Conrad y Marcel Schlumberger. Dichas mediciones aunque en un principio fueron desarrolladas para la medición e interpretación de las resistividades de depósitos metálicos en las exploraciones mineras, poco tiempo después se enfocaron casi en su totalidad dentro de la industria petrolera que crecía arrolladora con el paso de los años.

El primer registro eléctrico llevado a cabo con éxito en un pozo petrolero se realizó un 5 de Septiembre del año 1927 en el campo Pechelbronn, en Alsace Lorraine, Francia. A partir de esa fecha se han ido desarrollando constantemente diferentes equipos que tratan de obtener, en forma casi directa, los valores de las propiedades físicas y químicas de las rocas. A el primer registro eléctrico comercial desarrollado por los hermanos Schlumberger a principios de los años 30's se le denominó como curva lateral, y junto con este surgió casi como por accidente otro registro denominado como potencial natural o espontáneo. Una década más tarde, para principios de los años 40's, se comenzó a trabajar con las propiedades radiactivas de las rocas, siendo las herramientas de rayos gamma y las herramientas de neutrones las principales representantes de este tipo de medición. La ventaja significativa que se pudo obtener de ambos registros fue su gran poder de adquisición en agujeros que estuviesen utilizando lodos base aceite, así como también en aquellos agujeros que tuvieran ya una tubería de revestimiento.

Poco tiempo después, para principios de los años 50's, se comenzó a utilizar corriente alterna para registrar pozos que estuviesen utilizando lodos base aceite, y fue entonces cuando surgieron casi al mismo tiempo los registros de inducción, diseñados específicamente para trabajar en tales condiciones de pozo. Por esas mismas fechas también se comenzaron a desarrollar y utilizar diversas variedades de herramientas eléctricas, cuyos principios de medición se basan principalmente en el enfoque de la corriente hacia las formaciones (las laterolog), patines con un sistema de electrodos con un espaciado muy pequeño, (microregistros de resistividad), así como también herramientas que permitieran obtener un registro continuo sobre la desviación y azimut del agujero, así como también el echado y el azimut de las formaciones a profundidad (herramientas de medición de echados).

Posteriormente surgen para finales de los 50's y a principios de los años 60's los registros sínicos de porosidad, los registros de densidad, los registros de litodensidad, los registros de evaluación de la cementación (CBL-VDL) y, para finales de los años 70's, las herramientas de propagación electromagnética (EPT) y los registros durante la perforación (LWD). Poco tiempo después de que comenzara la década de los 80's, se fueron desarrollando y mejorando casi la gran mayoría de las

mediciones que se podían obtener con la mayoría de las herramientas de registros, al comenzar toda una era de digitalización tanto en los equipos de cómputo, como en la electrónica y los circuitos eléctricos.

Fue así como surgieron a lo largo de los 80's y los 90's muchas de las herramientas más modernas que existen en la actualidad. Dentro de estas se encuentran las herramientas de resistividad a través del revestimiento (CHFR), las herramientas de imágenes eléctricas, las herramientas de imágenes acústicas, así como también los videos de pozo. Hoy por hoy se puede decir que algunas de las mediciones más modernas que se pueden obtener en los pozos petroleros son la adquisición de imágenes de pozo junto con algunas de las respuestas que se obtienen por medio de algunos de los registros mencionados con anterioridad, ahora dentro de las herramientas LWD, lo que permite obtener e interpretar la información proveniente de las formaciones en tiempo real.

Aunque en un principio los registros se desarrollaron con la finalidad de identificar zonas de resistividad en las exploraciones mineras, no quiere decir que no puedan utilizarse en otras áreas. Entre las principales destacan la Hidrogeología, la Geotecnia, la Geotermia y la Minería, sin embargo, la industria petrolera es en donde su utilización se da con muchísima más frecuencia, debido en gran medida a las fuertes inversiones que se manejan en ese rubro. En la actualidad existe una gama muy amplia de registros que son operados tanto en pozos petroleros en tierra, como en pozo petroleros costa afuera. La manera en que todos son clasificados va desde el principio físico de medición que utilizan las herramientas, así como también de acuerdo a la propiedad física medida de las formaciones. De acuerdo a su principio físico de medición, tenemos los registros de resistividad y de porosidad, mientras que de acuerdo a la propiedad física medida, tenemos a los registros de correlación, los de resistividad, los de porosidad, los registros mecánicos, los registros de imágenes, los registros de temperatura y los registros en agujero entubado. Todos ellos son operados por medio de unidades móviles de registros en tierra a los que comúnmente se le conoce como unidades de registros, o bien en el caso particular de la compañía Schlumberger, como unidades tipo MAXIS.

Se puede decir que la principal finalidad de todos los registros de pozos es la evaluación e interpretación de las propiedades físicas, petrofísicas, químicas y mecánicas de las formaciones, tanto de forma cualitativa como de forma cuantitativa. Entre las principales aplicaciones que se les puede dar se tienen por ejemplo: determinación de la litología, evaluación de la calidad de la cementación, determinación de la saturación de agua (S_w) y el factor de formación (F), correlación e identificación de límites entre capas, etc.

Finalmente, el principal objetivo de este trabajo de tesis es que se pueda convertir en algún futuro cercano en una valiosa herramienta de información tanto para los geólogos, geofísicos y petroleros respecto al principio de medición que utilizan la gran mayoría de los registros de pozos que existen en la actualidad, conocer los factores que puedan llegar a afectar las mediciones obtenidas, las principales correcciones aplicadas a las lecturas, así como también las principales aplicaciones específicas para cada tipo de registro.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

CAPÍTULO 1.- INTRODUCCIÓN

- 1.1 Desarrollo histórico de los registros
- 1.2 Principales aplicaciones de los registros
- 1.3 Clasificación de los registros
- 1.4 Adquisición de los registros



1.1 Desarrollo histórico de los registros geofísicos de pozos

Es posible definir a un registro geofísico de pozo como "toda aquella obtención grafica de una característica física de una roca u formación que es atravesada por un pozo, en función de la profundidad" (R.Desbrandes). Inicialmente se desarrollaron para la medición e interpretación de las resistividades de depósitos metálicos a principios del siglo XX en las exploraciones mineras; sin embargo, el auge de la industria petrolera que nació arrolladora con el paso de los años, hicieron que el método se enfocara casi totalmente al registro de pozos petroleros.

Hoy en día el principal objetivo de la gran mayoría de los registros de pozos y las herramientas empleadas actualmente se enfocan en la interpretación de si es que una formación contiene hidrocarburos, así como para también poder determinar las características petrofísicas y litológicas de la formación que los contiene (porosidad, litología y cualitativamente la saturación de fluidos de la formación). En el pasado, la única manera de conocer estas propiedades era la inspección y análisis de los recortes litológicos que salían a superficie al momento de la barrenación. Hoy en día sin embargo, la interpretación de los registros geofísicos de pozos ha permitido suprimir esta técnica (a excepción de los registros de hidrocarburos abordados en el Capítulo 8), además de permitir tener una mejor correlación estratigráfica del subsuelo para la evaluación del potencial petrolero que pueda brindar una cierta área o localidad.

Su utilidad no sólo se encuentra limitada a la búsqueda de hidrocarburos en yacimientos petroleros, sino que también tiene muchas otras aplicaciones en las distintas áreas que componen a las Ciencias de la Tierra para la identificación de zonas de interés económico ya sea en Geotermia para la identificación de intervalos de interés para la generación de energía eléctrica, en Hidrogeología para encontrar intervalos potenciales acuíferos, en Minería para identificar mineralizaciones en los macizos rocosos, así como también para la determinación de zonas contaminadas en la remediación ambiental de suelos y acuíferos, actividad que está tomando mucho auge en la actualidad.

Los comienzos de los registros se remontan a inicios del siglo pasado. Los primeros experimentos de prospección del subsuelo se llevaron a cabo en 1912 por Conrad y Marcel Schlumberger, ingenieros de la Escuela Politécnica y de la Escuela Centrale de Paris, quienes desarrollaron un método de investigación que consistía en enviar una corriente eléctrica al subsuelo al inducirla entre 2 varillas metálicas, y en dibujar sobre un plano las líneas de potencial constante observadas en la superficie. La respuesta del experimento de prospección les permitió conocer la naturaleza y la configuración geométrica de los distintos cuerpos atravesados por el campo eléctrico.

De 1912 a la Primera Guerra Mundial, el método se mejoro en la técnica de medida, así como en la interpretación de resultados. Para 1920, Conrad Schlumberger y su hermano Marcel se comenzaron a dedicar de lleno a la prospección del subsuelo y fue para el año de 1927 cuando ambos efectuaron algunos registros de resistividad en forma experimental con el objeto de localizar formaciones productoras de hidrocarburos. Oficialmente el primer registro eléctrico llevado a cabo con éxito se realizó un **5 de Septiembre del año de 1927** en un pequeño campo

petrolero llamado Pechelbronn, por los ingenieros petroleros Henri Doll, Charles Sheibli y Roger Jost en Alsace-Lorraine, Francia.

Este registro, una grafica única de la resistividad eléctrica de las formaciones rocosas atravesadas por el pozo, se realizó por el método de "estaciones" aplicando el método desarrollado por los hermanos Schlumberger. Dicho método se basaba en que el instrumento de medición de fondo (llamado sonda) se detenía intervalos periódicos de tiempo al hacer la medición de la resistividad de la formación, y una vez que se tenía registrado el dato, se trasladaba a la siguiente estación y así sucesivamente hasta completar la profundidad total del pozo. El resultado fue una grafica trazada a mano en la que se detallaban los valores de resistividad aparente, y con ello se pudo conocer con detalle la interpretación de la columna geológica perforada. (Figura 1.1).

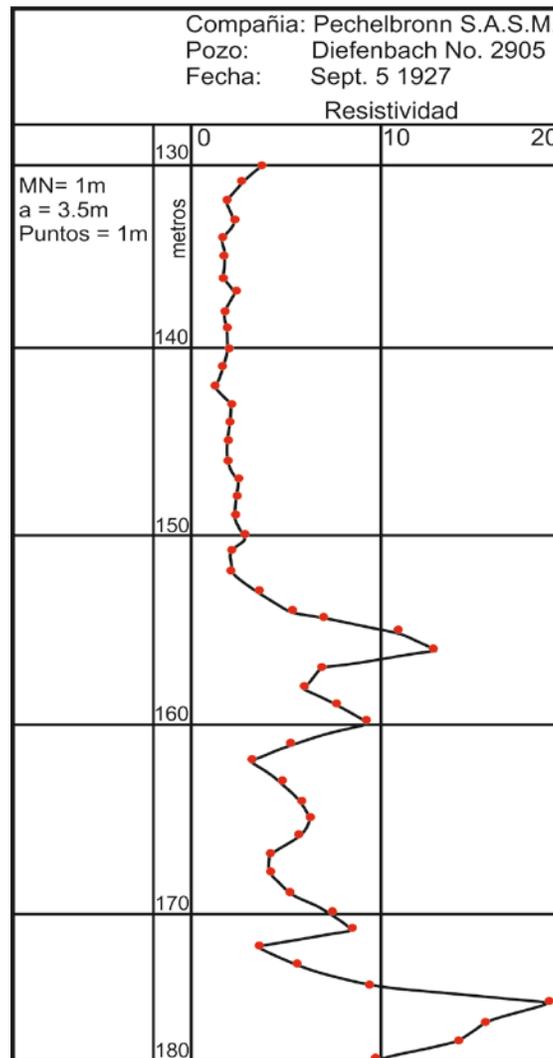


Figura 1.1.- Primer registro eléctrico tomado en Pechelbronn, Francia (Modificado de Martell, 2008).

A partir de esa fecha hasta nuestros días se han venido desarrollando diferentes equipos que tratan de obtener, en forma casi directa, los valores exactos de las propiedades físicas y químicas

de las rocas atravesadas por el agujero. Pero fue 8 años más tarde después de que los hermanos Schlumberger desarrollaron su registro eléctrico, que éste se introdujo comercialmente con fuerza en Estados Unidos, Rusia y Venezuela, y un poco más tarde, en las Indias Orientales Holandesas. Tuvo un gran impacto como método de análisis del subsuelo y rápidamente se reconoció su utilidad dentro de la industria petrolera para la medición de la resistividad de las formaciones con los propósitos de correlación estratigráfica, y principalmente para la identificación de las capas potenciales portadoras de hidrocarburo (aceite y gas).

A el primer registro se le denominó como curva lateral, y en él se utilizaba un espaciamiento lateral de 2 metros entre la fuente de emisión de corriente y el punto medio de electrodos de potencial. Posteriormente se fue mejorando la herramienta hasta que se estandarizó en 18'8". Sin embargo, un problema de dicho arreglo era que generaba un potencial al entrar en contacto con el lodo de perforación y la formación, aún cuando no se estuviera induciendo corriente alguna. Fue por ello que para el año de 1928 se intentó eliminar tal efecto al que llamaron **Potencial Espontáneo (SP)**, pero luego se visualizó la gran utilidad de esta respuesta para la interpretación cualitativa de los yacimientos y las formaciones.

A medida que los años transcurrían poco después de la realización del primer registro, se comenzó a dar un gran interés por parte de las empresas y las compañías para conocer las características de las formaciones. Esto llevó a que las herramientas de toma de registros evolucionaran y sigan evolucionando incluso hoy en nuestros días, de tal manera que se mejoraron tanto las calidades de éstas, así como las respuestas a las diversas y tan variadas condiciones que existen al momento de tomar un registro. Un panorama muy general de cómo ha sido la evolución de los registros desde sus orígenes hasta nuestros días se detalla a continuación:

- Para el año de 1930, se comenzaron a utilizar cables de registro para poder llevar al fondo de los pozos, geófonos con la intención de medir el tiempo de tránsito acústico de las rocas a diferentes intervalos de tiempo a partir de fuentes de sónicas.
- En 1931 la medición del potencial espontáneo (SP) se incluyó junto con la curva de resistividad en el registro eléctrico, y en ese mismo año los hermanos Schlumberger perfeccionaron el método de registro continuo y se desarrolló el primer trazador gráfico.
- En 1932 se introdujo al mercado un nuevo tipo de arreglo, con el cual mejoraron la calidad de la curva, conocida como normal, debido a que detallaba bien los límites de capas, sin embargo el radio de investigación de la herramienta disminuía.
- En 1934 los hermanos Schlumberger desarrollaron otros dispositivos, como la curva normal larga, cuya finalidad era lograr tener un mayor radio de investigación. La conjunción de estos 3 dispositivos junto con el registro de potencial natural integran lo que hoy se conoce como **registro eléctrico (Convencional)** el cual predominó hasta finales de los 50's.

- A partir de 1936 se comenzaron a tomar los primeros registros en pozos perforados en México por las medio de la compañías Royal Dutch Shell y la British Petroleum, utilizando equipos patentados por Schlumberger, y operados manualmente.
- Para 1938, SHELL se convierte en la primera empresa petrolera en perforar pozos con lodo base aceite. También en este mismo año poco después de la expropiación petrolera el 18 de marzo de 1938, se comenzaron a tomar los primeros registros geofísicos en México por personal y mano de obra 100% mexicana, reacondicionando el equipo que fue dejado por las empresas extranjeras hasta que Schlumberger comenzó a vender material y equipo exclusivamente a México.
- En 1939 se dio un paso adelante al comenzar a trabajar con las propiedades radiactivas de las rocas. Para esa época el conocimiento de esta propiedad era muy pobre y se utilizaba el **registro de rayos gamma** para poder determinar cualitativamente la litología (el grado de arcillosidad de las rocas) y para tener una correlación geológica mejor detallada.
- En 1940 Schlumberger patentó la primera herramienta de echados anisotrópica capaz de calcular la dirección y el ángulo de inclinación de las formaciones. La herramienta estaba compuesta de 3 brazos en conjunto con un dispositivo llamado fotoclinómetro.
- Años más tarde para 1942, se observó que los registros eléctricos no eran adecuados para encontrar zonas porosas en calizas masivas, y por ello se introdujo el **registro de neutrones** que basa su principio en emitir neutrones que interactúan con el hidrogeno de los fluidos de la formación, relacionándolo directamente con la porosidad. Esto representó el uso por primera vez, de las propiedades radiactivas de las rocas en un registro y la electrónica de pozo. A diferencia del SP y las herramientas de resistividad, la ventaja de estos 2 instrumentos (gamma y neutrón), es que son capaces de hacer registros de formaciones en agujero adorado, en agujeros llenos de gas o aire, así como también en agujeros que estuviesen utilizando lodos base aceite, por lo que llego a ser de gran utilidad en pozos donde nunca antes se había corrido un registro. Esto mejoró las interpretaciones litológicas y las correlaciones estratigráficas entre pozos.

Poco después se le dio importancia al registro neutrónico como indicador de porosidad. No obstante, los primeros registros neutrónicos fueron fuertemente influenciados por el ambiente de pozo, y no fue sino hasta la introducción de la herramienta de medición de porosidad en la pared (SNP) en 1962 y de la herramienta de registro neutrónico compensado (CNL) en 1970 que el neutrón fue aceptado como medición de la porosidad.

También fue en ese mismo año que se hizo una gran contribución al estudio de los registros. Se desarrolló una de las bases teóricas más importantes, sino es que la más importante, acerca del comportamiento de fluidos a través de un medio al introducirse la Ley de Archie, siendo su creador Gustav Archie, considerado ahora el **padre de la petrofísica**.

Las ecuaciones de Archie se usan rutinariamente en la industria petrolera para poder calcular la saturación de agua de los reservorios de hidrocarburos, o para determinar la resistividad del agua en un intervalo donde haya agua de formación.

- En 1945, después de 11 años de estancamiento, los registros eléctricos volvieron a tomar interés. Los objetivos de exploración y explotación de hidrocarburos eran a mayor profundidad, encontrándose con carbonatos de espesor delgado. Por tal razón, se desarrolló una herramienta que semejaba a 2 arreglos laterales en paralelo, conociéndose a este equipo como Curvas de Calizas. También en ese mismo año se descubre el fenómeno de la resonancia magnética nuclear de los núcleos ciertos elementos, lo que permite que años más tarde se desarrollaran las primeras herramientas NML.
- En 1946, los sensores SP de la herramienta de echados fueron reemplazados por instrumentos de resistividad corta lo que permitió medir el echado en pozos en donde el SP proporcionaba pocos datos.
- En 1948, se comenzó a utilizar corriente alterna para registrar pozos que se corrían con lodo base aceite, a esto se le denominó como **registros de inducción**. Este registro se desarrolló como resultado del trabajo realizado en tiempo de guerra con los detectores de minas, para usarse en lodos base aceite. Como el problema no se relacionaba con la invasión producida por filtrado de lodo base agua, la profundidad de investigación de esta herramienta era reducida. Sin embargo desarrollos más modernos de tal registro han permitido también su uso en lodos con agua dulce. La profundidad de investigación del registro de inducción se ha incrementado gradualmente con los años, a fin de minimizar el efecto de invasión y el efecto de capas laterales.
- Para 1949 se tenían problemas ya que no había forma ni información que nos permitiera conocer la vecindad del pozo y fue por ello que se desarrollo el registro Microlog. Con este registro ya se pudo obtener el factor de formación de las rocas en lugar de medirla, por medio de electrodos con un espaciamiento muy pequeño, los cuales tendrían contacto con las paredes del pozo a través de un patín. El registro es útil también para delinear lechos permeables, y otros instrumentos de resistividad ayudan a establecer el perfil de resistividad desde la zona invadida cerca del pozo, hasta la zona virgen no invadida (donde ya no se produce filtrado de lodo). Con este instrumento se pudo conocer también el diámetro del agujero y si existe o no enjarre en la pared de pozo.

Es en este mismo año que el registro eléctrico original se vio desplazado por los registros de inducción por su incapacidad de poder tomarse en lodos base aceite.

- Para 1950, PEMEX (Petróleos Mexicanos) adquiere de Schlumberger las primeras unidades móviles de toma de registros, las cuales contaban con todos los adelantos tecnológicos hasta esa fecha (Cámaras de 9 galvanómetros y cables de 7 conductores).

- En 1951 se desarrolló el registro laterolog, que trata de medir la resistividad verdadera de la formación (resistividad profunda) en lodos muy salados o conductivos. El principio en que se basa la herramienta es el de enfocar la corriente para mantener la corriente de medición, por medio de un gran número de electrodos (emitida desde un electrodo central), con el propósito de obtener una mayor resolución vertical en capas delgadas con lodos de bajas resistividades. Por estas fechas también se comenzaron a medir las propiedades acústicas de las rocas, cuantificando el tiempo de tránsito de estas mismas y relacionándolo con su porosidad. En la actualidad es una herramienta indispensable en la evaluación de formaciones.
- Para 1953 se desarrolla la herramienta Microlaterolog, la cual tiene la capacidad de funcionar en lodos salados. El registro de Microproximidad y el registro de Microesférico enfocado aparecieron unos años más tarde.

A través de los años se desarrollaron y utilizaron varias herramientas laterolog. En la actualidad, la herramienta de registro doble laterolog (DLL) que realiza mediciones laterolog profundas y someras, es la estándar. También se desarrollaron los registros microenfocados (MicroSFL) los cuales tenían el propósito de medir la resistividad de la zona lavada o la influencia de la resistividad del filtrado de lodo y se corre por lo general aunada al doble laterolog (DLL) para tener las respuestas de las resistividades aparentes en las 3 zonas (zona invadida, zona intermedia y la zona virgen). Actualmente la herramienta ha evolucionado de tal manera que ahora en lugar de solo tener 3 curvas, podemos obtener 5 curvas de resistividad enfocada, las cuales se obtienen con una herramienta llamada HRLA (*High Resolution Laterolog Array*) o registro eléctrico enfocado de alta resolución.

Fue unos pocos años después, a mediados de los cincuentas, que aparece la primera sonda de echados eléctrica de registro continuo que permitía realizar una medición de los echados de la formación, y hoy en día ha evolucionado de manera que actualmente una herramienta de echados de 4 brazos registra 10 curvas de microresistividad simultáneamente y un acelerómetro triaxial y magnetómetros nos proporcionan mediciones exactas sobre el azimut y la desviación de la herramienta.

- Para 1956 se desarrolla un aparato de inducción de 5 bobinas que combina una curva SP y una normal de 16" para formar la herramienta eléctrica de inducción. Para 1959 el aparato de 5 bobinas fue sustituido por uno con un arreglo de 6 bobinas que le permitía realizar mediciones a mayor profundidad.
- En 1958 Schlumberger patentó su herramienta de proximidad, la cual ayudó a la interpretación directa de la resistividad de la zona lavada. Hoy en día existen nuevas herramientas que proporcionan de forma casi directa los valores de resistividad verdadera de la formación.

Para finales de los años cincuenta, el registro sónico de porosidad fue finalmente aceptado como un registro de porosidad confiable. Su medición responde principalmente a la porosidad y es básicamente independiente de la saturación. El registro sónico, junto con los de resistividad enfocados (laterolog e inducción), hicieron posible la evaluación moderna de las formaciones en pozos ya que proporcionaban mediciones de la porosidad, y los registros de resistividad enfocados proporcionaban la resistividad verdadera de la formación virgen no invadida. Las mejoras posteriores al registro sónico incluyeron el registro sónico compensado por efecto de pozo (BHC), el registro sónico de espaciamiento largo (LSS), y las herramientas sónico de arreglo (SDT). Estas últimas herramientas permiten registrar el tren de ondas completo. Con base al análisis del tren de ondas, es posible obtener los tiempos de transito de las ondas de Stoneley y de las ondas de cizallamiento, además del tiempo de transito de las ondas compresionales.

- Para 1960 se comienza a utilizar el registro denominado registro CBL (*Cement Bounding Log*) o registros de evolución de la adherencia del cemento. Aún es ampliamente utilizado y se prefiere a menudo que muchos otros instrumentos de evaluación más recientes de cemento. De igual forma se crea el prototipo de la herramienta TDT (tiempo de decaimiento térmico de neutrones) para mediciones de saturaciones de la formación. Lo que se mide es el tiempo necesario para que para que un cierto porcentaje de neutrones emitidos por la fuente, sean absorbidos por la formación.
- Otra herramienta que infiere la porosidad se introdujo al mercado a principios de los años 60's, con el nombre de **registro de densidad**, la cual depende básicamente de la porosidad de la formación, pudiendo a su vez precisarse la densidad de la roca en el lugar. Igualmente para 1960 se patenta la primera herramienta de resonancia magnética nuclear por parte de la compañía Chevron, con la finalidad de identificar la cantidad de alquitrán que existía en los reservorios californianos.
- Para 1963 aparece el registro de doble inducción (DIL) que es ahora el estándar. Esta herramienta está compuesta por una combinación de varios tipos de sondas del arreglo de inducción convencional. Mide a 2 radios de investigación lo mismo que el registro doble laterolog, ocupándose en formaciones compactas. Efectúa mediciones de inducción profunda, inducción media y resistividad somera junto con un aparato Micro SFL en las herramientas actuales.

Un nuevo registro de doble inducción (inducción Fasorial) proporciona una mejor respuesta a los lechos delgados, una investigación a mayor profundidad, y un intervalo dinámico de resistividad más amplio.

- En 1964 surge un nuevo registro que mide la porosidad, el registro de densidad de la formación compensada (FDC) que compensaba la presencia de enjarre en las formaciones. Sin embargo, la herramienta ha evolucionado de tal manera que en el año de 1981 surgió

un nuevo registro, el registro de litho-densidad que proporcionó una mejor medición de la densidad y una idea más clara de la litología midiendo su factor fotoeléctrico.

- En 1965 Schlumberger finalmente comienza a procesar digitalmente los registros geofísicos en un camión con los avances tecnológicos de las computadoras, y se comienza a emplear el registro compensado de neutrones (CNL) que consta de una fuente y dos detectores de neutrones, para mediciones de porosidad.
- A partir de 1970 es cuando se comienza toda una era de digitalización. El uso cada vez más frecuente de las computadoras, hizo posible el poder analizar con mayor precisión y detalle la información brindada por los registros. Se abrieron centros de procesamiento de registros localizados en lugares estratégicos en distintas zonas del mundo a donde llega la información por vía internet, radio o bien por teléfono.

Las unidades superficiales se han acondicionado de tal manera que ahora las computadoras dentro de los camiones de registros han permitido tener interpretaciones más rápidas en el lugar de obtención, así como mejorar las calibraciones de las herramientas. Al mismo tiempo, las herramientas de registros se comenzaron a combinar para obtener la mayor información posible en una sola corrida.

- En 1978, Schlumberger desarrolla una herramienta denominada propagación electromagnética (EPT, *Electromagnetic Propagation Tool*) que permite medir la permitividad dieléctrica en las formaciones, pudiendo con ello obtener la saturación del agua en la formación a expensas de la salinidad.
- Para 1980, se introdujo una nueva técnica, los registros durante la perforación (LWD). En lugar de que los sensores se bajen al final del cable de acero, los sensores se encuentran ahora integrados en la sarta de perforación y las mediciones se realizan mientras el pozo está siendo perforado. El LWD proporciona medidas de parámetros geológicos de fondo de pozo y se recuperan cuando la cadena de perforación se retira del agujero.
- En 1981, se introdujo la herramienta SHDT (*Stratigraphic High Dipmeter Tool*) o herramienta de echados de alta resolución estratigráfica, la cual presenta características muy similares al HDT, pero en cada patín se montaron dos electrodos con lo cual se obtenían ocho curvas de resistividad en vez de cuatro, mejorando notablemente la cobertura lateral aumentando significativamente la calidad de las correlaciones que se podían obtener.
- Para 1985, Schlumberger desarrolla una variante de la herramienta de propagación electromagnética, siendo la nueva herramienta, una DPT (*Deep Propagation Tool*) o herramienta de propagación electromagnética profunda cuya diferencia radica en que permite tener una mayor radio de investigación.

- En 1986 Schlumberger dio un gran paso a la era de evaluación de formaciones al desarrollar la primera herramienta de imágenes microresistivas de pozo (FMS). Esta herramienta permitía a los geólogos observar y analizar por primera vez la estratificación en las formaciones, así como también poder observar fracturas y porosidad secundaria mucho mejor que antes. Y pocos años después para inicios de los años 90's, patenta la FMI, que no es más que la evolución de la herramienta FMS.
- Para 1990 Schlumberger comienza a desarrollar ahora la herramienta UBI (imágenes ultrasónicas del fondo del agujero) la cual utiliza una fuente ultrasónica, transductores enfocados y tiene la particularidad de poder trabajar en lodos base aceite.

Halliburton también introduce su propia versión de una herramienta de imágenes siendo esta la herramienta CAST la cual permite tomar imágenes del fondo del agujero utilizando transductores ultrasónicos enfocados. Tanto la herramienta UBI como la CAST tienen una resolución muy parecida a las herramientas de microresistividades, pero estas cubren al 100% el agujero

- Para 1991 es que llega la primera unidad MAXIS (adquisiciones multitareas y sistemas de imágenes) a México, siendo este camión el primero en utilizar telemetría de punta.

Como las exigencias de las compañías petroleras crecían para poder observar en imágenes de pozo más y mejores detalles de las condiciones de formación, Schlumberger desarrolla en 1991 la herramienta FMI (herramienta de microimágenes de fondo de pozo) que permitía tener un cubrimiento mucho mejor que su antecesora la FMS.

- En 1992, Schlumberger desarrolla la herramienta ARI (Imágenes de resistividad azimutales) la cual permite obtener imágenes de pozo, empleando mediciones laterolog.
- Para los años 2002-2003, se introduce la sonda de medición de elementos por espectroscopia de captura elemental (ECS), así como el Probador de la Dinámica de la Formación en Pozo Entubado (CHDT). Esto ha permitido evaluar las complejidades que se pueden presentar en un reservorio, especialmente en las porosidades de sistemas de elementos carbonatados.

Como bien hemos visto, ha sido larga y rápida la evolución que han tenido las herramientas de toma de registros geofísicos. Desde finales de los 80's hasta la actualidad, diversas empresas petroleras que trabajan en todo el mundo, ahora han dirigido su atención a poder analizar y observar de mejor manera las condiciones predominantes que existen en el pozo por medio de herramientas de imágenes eléctricas, sónicas, de densidad, etc. Correlacionando la información que estas proporcionan, con la respuesta que brindan las herramientas convencionales. Estas últimas siguen teniendo un gran campo de aplicación y muy seguramente seguirán evolucionando.

Una de las técnicas más modernas que existen ahora es el empleo de imágenes junto a un LWD para obtener imágenes de pozo en tiempo real al momento de que se realiza una perforación. Sin embargo tanto Schlumberger como otras empresas petroleras han creado sus variantes para obtener imágenes de pozo ya sea en lodos conductores o lodos resistivos.

La información que proporcionan estas herramientas de imágenes ayudan mucho a los intérpretes para poder definir posiciones estructurales de los yacimientos, así como también para poder caracterizar de mejor manera fallas y fracturas que pudiesen estar presentes en las formaciones. Tanto geólogos como geofísicos utilizan todos estos datos de azimuts y fallas para refinar mejor las interpretaciones sísmicas, y con ello poder tener una interpretación más detallada de los reservorios, una estimación más precisa de reservas y un mejor desarrollo de localización de pozos petroleros.

1.2 Principales aplicaciones de los registros

1.2.1 Usos y Clasificación de los métodos

En los registros de pozos, el volumen de formación que se abarca para la medición de una determinada propiedad depende tanto del tamaño de la herramienta que se utiliza, como de su principio de funcionamiento. De esta manera se puede decir que existen 2 tipos de mediciones: globales y las microvolumetricas.

1.2.1.1 Mediciones Globales

Los dispositivos de emisión y recepción de señales van dispuestos sobre un mismo eje, el cual generalmente coincide con el del pozo. La medición comprende un volumen de formación relativamente grande, cuya forma aproximada es la de un sólido de revolución cuyo eje es el de la sonda. Como ejemplo de este tipo de medición tenemos los registros eléctricos de resistividad normal y lateral, así como el registro de inducción (Figura 1.2).

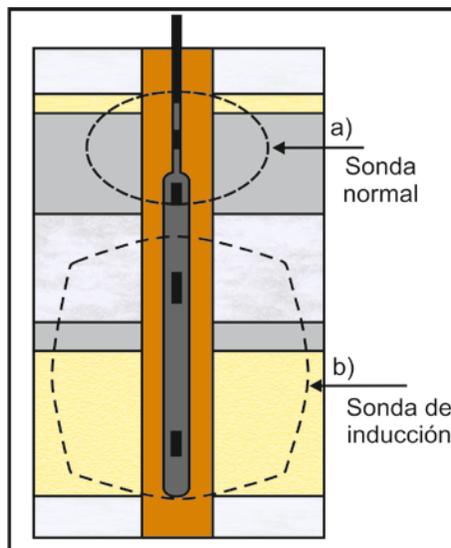


Figura 1.2.- Zonas que comprenden las mediciones Globales. A) Sonda normal y B) Sonda de inducción.

1.2.1.2 Mediciones microvolumétricas

Los dispositivos que se usan para hacer este tipo de mediciones normalmente van colocados sobre un patín que se mantiene en contacto con la pared del agujero. Su fin es medir las propiedades de un volumen de formación muy reducido, cercano a la pared del agujero. Ejemplos de ellos son las herramientas Microlog y Microlaterolog en donde la primera mide por así decirlo la resistividad de un volumen de formación de forma aproximadamente esférica de unos cuantos centímetros de radio, mientras que en el segundo la medición adquiere forma de trompeta y no de semiesfera (Figura 1.3).

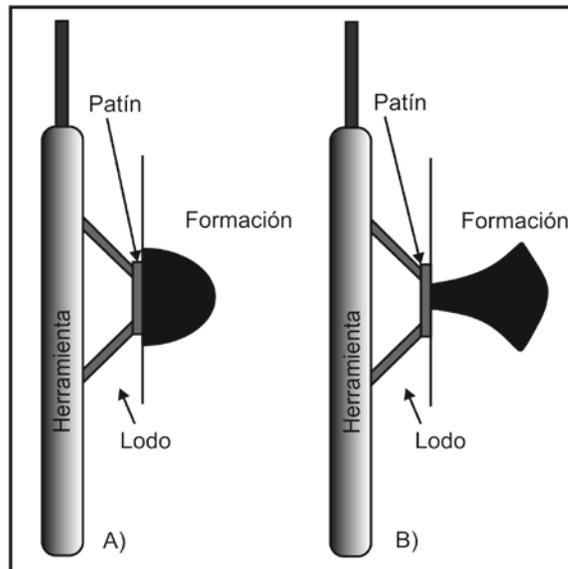


Figura 1.3.- Zonas que comprenden las mediciones microvolumetricas. A) Microlog y B) Microlaterolog.

1.2.2 Utilidad de los registros

Las aplicaciones que tienen los registros en el campo son muy variadas, sin embargo eso no les hace perder su función principal que consiste en poder brindar información de utilidad sobre un pozo, que podemos ver desde un punto de vista cualitativo, así como también de un punto de vista cuantitativo.

1.2.2.1 Análisis Cualitativos

Estos estudios o análisis generalmente permiten, mediante el uso de uno o varios tipos de registros y con información procedente del pozo, resolver problemas como:

- 1.-Definir si hay la presencia de hidrocarburo en las capas.
- 2.-Cuántos horizontes con hidrocarburos podemos encontrar.
- 3.- Si las formaciones probables productoras de hidrocarburos son permeables.
- 4.- Los límites de las formaciones, de acuerdo con las variaciones de espesores.

- 5.- Correlaciones de pozo a pozo para la elaboración de planos estructurales.
- 5.- Determinación de fallas estructurales.
- 6.- Definir, por correlación con los registros de otros pozos, si el pozo será productor de gas o aceite.
- 7.- Si hay la posibilidad de encontrar otros horizontes productores a mayor profundidad.
- 8.- Si fueron ya probados en todos los pozos, todos los horizontes con la posibilidad de ser productores.

1.2.2.2 Análisis cuantitativos

Consisten básicamente en la obtención de la porosidad y la saturación de agua de los yacimientos. Con ayuda de estos en conjunto con los análisis cualitativos e información adicional de los yacimientos, se pueden a su vez elaborar estudios o tomar decisiones sobre:

- Qué cantidad de hidrocarburos existe en los yacimientos encontrados por el pozo y que cantidad de ellos puede recuperarse.
- Si es o no costeable la terminación del pozo.
- A qué profundidad deberá cementarse la ultima tubería de revestimiento.
- Qué intervalo(s) deberá(n) dispararse para explotar el pozo.
- Si el pozo origina a su vez la perforación de otros pozos, hacia qué rumbo y distancia deberán perforarse éstos y qué profundidad deberán tener.

1.2.3 Otras aplicaciones a las Ciencias de la Tierra.

En la actualidad los registros geofísicos tienen su principal campo de aplicación a la industria petrolera debido a que las inversiones que se manejan en ese rubro son muy fuertes y por ende el costo de aplicación a la toma de registros se recupera con mayor facilidad, lo que beneficia poder evaluar si una roca o formación puede contener hidrocarburos para cuantificarlos, o el determinar si se perforaran mas pozos para la determinación del comportamiento de un yacimiento. Sin embargo, como ya se menciono con anterioridad, la industria petrolera no es exclusiva para la toma de un registro; también es posible aplicarlo en otras áreas como lo son las siguientes:

- a) Hidrogeología: Las perforaciones que se realizan en esta área son mucho más sencillas al ser de profundidades muy someras, y su utilización se centra en conocer la salinidad del agua del acuífero que se esté estudiando, así como también para determinar las mejores zonas permeables. Sin embargo, no es muy común su aplicación en ella debido a los altos costos de adquisición. Si se llegasen a utilizar, los registros más empleados son el de potencial natural, rayos gamma, rayos gamma naturales, sínicos y callipers.
- b) Geotermia: Se emplean principalmente los registros neutrónicos, calibrados en rocas ígneas y metamórficas y los registros de producción como lo son el de temperatura y presión para la etapa exploratoria de pozos.

- c) Minería: Aunque en un principio el origen de los registros se remontó al estudio y evaluación de sitios con algún mineral económicamente explotable, hoy en día su utilización en minería es mínima. Los principales registros usados son rayos gamma, registros de inducción y registros de echados.

- d) Geotecnia: Se utiliza un equipo muy sencillo (portátil), siendo los registros operados por cable (*wireline*) poco empleados. Sirven para determinar el grado de compactación de la roca así como su módulo de elasticidad. Los principales registros utilizados son sónicos, de densidad y los de resistividad.

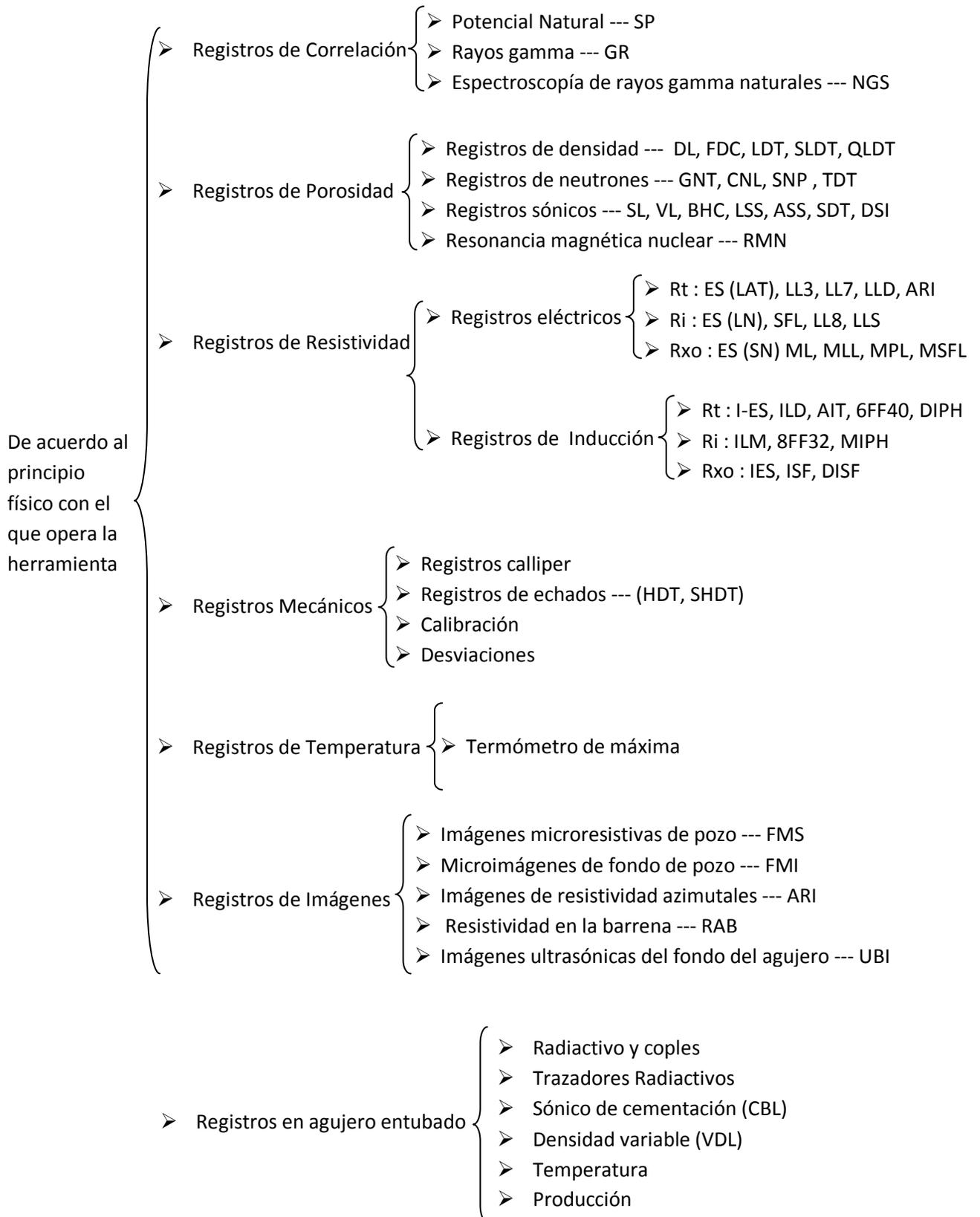
Podríamos decir finalmente que los registros geofísicos nos brindan información muy confiable acerca de las condiciones predominantes del subsuelo para la búsqueda e interpretación de alguna característica económicamente rentable. Un panorama muy general de su amplia aplicación son las siguientes:

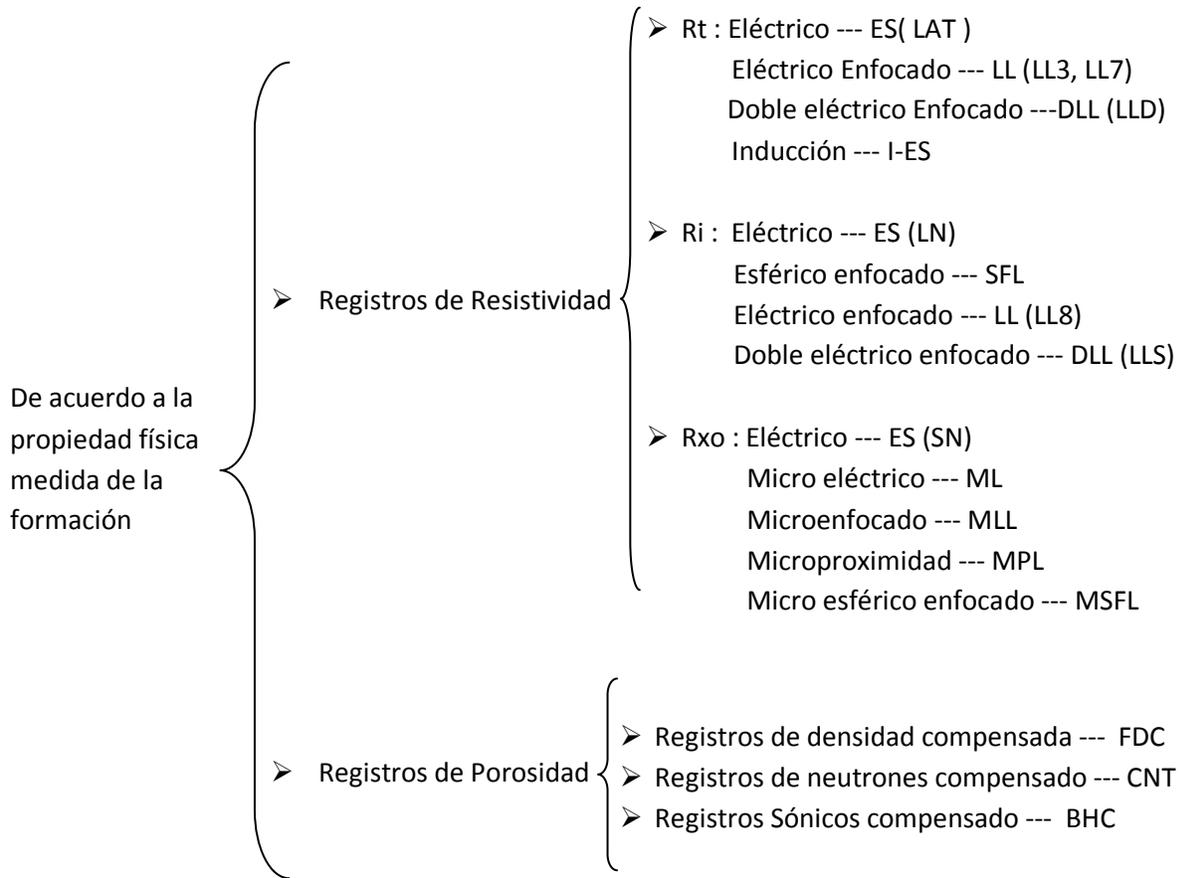
- ✓ Correlación e identificación de límites entre capas.
- ✓ Diferenciación entre rocas bien consolidadas y mal consolidadas.
- ✓ Determinación de la permeabilidad en los intervalos.
- ✓ Diferenciación entre intervalos acuíferos-petroleros.
- ✓ Determinación de la transición acuífero-hidrocarburo.
- ✓ Determinación de la saturación de agua (S_w) y factor de formación (F).
- ✓ Pronósticos de producción de agua y/o aceite.
- ✓ En registros de producción evaluar la densidad y el gasto de los fluidos.
- ✓ Determinación de la litología.
- ✓ Determinación de la presencia de porosidad secundaria.
- ✓ Determinación de la permeabilidad (K) y cálculo del volumen de arcillas (V_{sh}).
- ✓ Nos brinda la medida del diámetro del agujero.
- ✓ Evaluación de la calidad del cemento.
- ✓ Identificación de zonas con posibles daños en la tubería de revestimiento.
- ✓ Determinación de corrosión en las tuberías de revestimiento.
- ✓ Localización de coples.
- ✓ Determinación de la temperatura de fondo.
- ✓ Medición de desviaciones.

1.3 Clasificación de los registros

Hoy en día existe una gama muy amplia de registros geofísicos operando en el campo para obtener ciertas características del subsuelo en función de sus propiedades físicas y litológicas. Sin embargo, no hay que perder de vista que se deben reconocer los factores que puedan estar involucrados en un yacimiento al momento de la toma de los registros. A todos ellos los podemos clasificar de 2 maneras: de acuerdo a la propiedad física medida de la formación, ya sea de forma

directa o indirecta, así como también de acuerdo al principio físico de medición que utiliza(n) la(s) herramienta(s).





1.4 Adquisición de los registros

1.4.1 La operación de campo

Los registros eléctricos por operados por cable (*wireline*) se llevan a cabo por medio de un camión de registros, al que en ocasiones se le denomina laboratorio móvil o bien en unidades de registros marinos. El camión transporta los instrumentos de medición de fondo, suspendidos por un cable eléctrico y un carrete (*winch*), así como el equipo de superficie necesario para poder alimentar las herramientas de fondo y para recibir y procesar la información, y también el equipo necesario para efectuar una grabación permanente del registro (Figura 1.4).



Figura 1.4.- Fotografía de una unidad de registros actual.

Los instrumentos de medición de fondo se componen por lo general de 2 elementos. Uno contiene los sensores que se usan para hacer las mediciones y a este se le denomina sonda. El tipo de sensor dependerá desde luego de la naturaleza de la medición. Los sensores de resistividad usan electrodos y/o bobinas; los sensores acústicos usan transductores sónicos; los sensores de radiactividad emplean unos detectores sensibles a la radiactividad, etc.

El otro elemento que compone la herramienta de fondo es el cartucho. Éste contiene los elementos electrónicos que alimentan a los sensores, que procesan las señales de medición resultantes, y que transmiten las señales por medio del cable hacia el interior del camión. Actualmente, la mayoría de las herramientas de registros pueden combinarse fácilmente. Es decir que tanto las sondas y los cartuchos de las herramientas pueden conectarse entre sí para formar una sola herramienta y con ello poder realizar muchas mediciones y registros en una sola corrida.

En agujero abierto proporcionan información sobre parámetros tales como el espesor del yacimiento, porosidad, saturación de fluidos, litología, ambiente geológico de depositación, presión, permeabilidad, etc. En agujero revestido, los servicios de cable permiten efectuar con rapidez un buen control de la profundidad, operaciones de disparo, colocación de instrumentos (tapones, empacadores) y diversas operaciones de control (evaluación de la cementación, producción, reevaluación de intervalos).

La herramienta (o herramientas) se conectan a un cable eléctrico para poder subir y bajarlas al pozo. La gran mayoría de estos cables utilizados en agujero abierto están compuestos de 7 conductores de cobre aislados, mientras que los más recientes incluyen conductores de fibra de vidrio en el centro y 6 conductores de cobre (Figura 1.5). El cable se cubre con un armazón de acero para brindarle más fuerza y que soporte adecuadamente la herramienta y poder jalarla en dado caso que se llegase a atorar dentro del pozo.

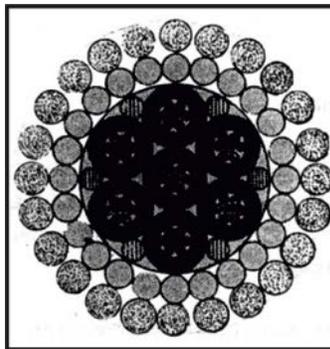


Figura 1.5.- Esquema de un cable eléctrico.

Los registros se realizan normalmente durante el ascenso de la herramienta en el pozo con el fin de asegurar la tensión del cable y un mejor control de la profundidad. La transmisión de señales se realizaba en forma analógica anteriormente y con los avances tecnológicos ahora todo se realiza en forma digital, mientras el cable por supuesto se utiliza para transmitir la corriente eléctrica desde la superficie a las herramientas. Pero lo más importante es que el equipo de superficie

Los sistemas modernos de adquisición de datos están formados por sensores cada vez más complejos a medida que se va mejorando la tecnología, se han mejorado por lo tanto la telemetría del cable, la electrónica de fondo y el procesamiento de señales en la superficie, lo que nos proporcionan como consecuencia, una mayor capacidad en la adquisición de y precisión de las mediciones en pozo. La transmisión de información desde el cable de registro, convierte a este en un sitio de intenso tráfico de comunicaciones entre los equipos de fondo y la unidad de superficie, la cual está equipada con una computadora.

Esta última coordina la operación, controla el equipo de fondo, procesa las señales recibidas en una forma inteligible para los usuarios y permite además:

- La reproducción de información y la transmisión eficiente hasta las unidades de cómputo mayores.
- Las evaluaciones rápidas a boca de pozo.
- El control de calidad de los registros
- Escalar los registros
- Calibrar las herramientas, etc.

Las unidades CSU cuentan con numerosas rutinas (histogramas, diagramas de interrelación, computadoras rápidas) que facilitan el control de la calidad, y al mismo tiempo permiten aplicar correcciones para los efectos ambientales. Los registros deben de ser correlacionados entre sí y con la información restante para realizar un análisis mejor detallado sobre: descripción litológica, datos de pozos vecinos, experiencia local, etc.

Como ya se mencionó, la transmisión de la información puede dividirse en 2 etapas: La primera entre la sonda y el equipo superficial, y la segunda entre el equipo superficial y la central de operaciones del grupo de servicio. En un principio era una tarea muy tardada al terminar de correr un registro el tomar las decisiones, debido a que el tiempo que se llevaba desde la obtención, el transporte del registro, su análisis y resultados era muy grande. Sin embargo hoy en día con los grandes avances en materia de telecomunicaciones ya es posible tener los resultados y tomar decisiones con un tiempo mucho menor ya sea en el mismo sitio de toma del registro o bien llevando la información a una central de operaciones de servicios en donde llega la información en tiempos muy cortos.

Prácticamente hoy en día todos los modelos y ecuaciones comunes para la interpretación de registros, pueden ejecutarse en las unidades CSU. Las calibraciones preliminares al registro, en los talleres y en el sitio del pozo, garantizarán la exactitud requerida en las mediciones, y el procesado de información ya sea por vía satelital, telefónica o por medio de microondas permite tener tiempos mucho más cortos para la toma de decisiones.



CAPÍTULO 2.- CONCEPTOS BÁSICOS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS EN LAS ROCAS

- 2.1 Porosidad
- 2.2 Permeabilidad
- 2.3 Saturación de fluidos
- 2.4 El proceso de invasión de la formación



2.1 Porosidad

La porosidad es una de las propiedades petrofísicas más importantes que podemos interpretar en una formación que sea apta para contener fluidos, ya que nos puede decir en el área petrolera qué tanto hidrocarburo almacenado puede haber en las rocas y poder con ello calcular las reservas probadas por medio de registros de producción, o bien en hidrogeología la cantidad de agua máxima que puede extraerse de un pozo sin afectar el acuífero. Podríamos con esto definir entonces a la porosidad como la relación que existe entre el volumen de espacios huecos que hay dentro de las rocas y el volumen total de esta. El símbolo que le distingue es \emptyset .

La porosidad puede ser de 2 tipos: efectiva o absoluta, y por medio de los registros de pozos se puede obtener una u otra dependiendo del tipo de herramienta que se esté utilizando. La porosidad efectiva se define como el cociente que resulta de dividir el volumen total de poros comunicados, entre el volumen total de la roca (Ecuación 2.1).

$$\text{Porosidad efectiva } (\emptyset_e) = \frac{\text{Vol. de poros comunicados}}{\text{Vol. total de roca}} \times 100 \quad \text{Ecuación 2.1}$$

Mientras que a porosidad total o absoluta se define como el cociente de dividir el volumen total de poros (comunicados y no comunicados) entre el volumen total de la roca (Ecuación 2.2).

$$\text{Porosidad total o absoluta } (\emptyset_T) = \frac{\text{Vol. total de poros}}{\text{Vol. total de roca}} \times 100 \quad \text{Ecuación 2.2}$$

La porosidad que podemos encontrar en las formaciones subterráneas al momento de evaluar los registros, puede variar de una manera amplia. Los carbonatos densos por ejemplo, calizas y dolomías, así como también las evaporitas (sal, anhidrita, yeso, silvita, etc.), pueden tener una porosidad prácticamente de cero a menos que estén fracturadas. Las areniscas bien consolidadas por otro lado, pueden tener una porosidad entre un 10% y 15%, mientras que aquellas arenas que no se encuentren consolidadas (formaciones deleznable) pueden tener una porosidad más arriba del 30%.

Las lutitas o arcillas son un caso especial cuando se trata de evaluar un yacimiento, ya que pueden tener una porosidad con un contenido de agua muy alta (arriba del 40%) sin embargo, los poros individuales que le constituyen son generalmente demasiados pequeños, lo que vuelve a la roca prácticamente impermeable al flujo de líquidos sin importar si su porosidad es alta.

Dicho esto podemos clasificar la porosidad en las rocas de acuerdo a su origen según la disposición física del material que rodea los poros, y a la distribución y forma de los poros. Algunos autores las definen como porosidad primaria u original y porosidad inducida o secundaria. La porosidad original es aquella que se desarrolla en las rocas desde el momento de su depósito, y que no han sufrido ningún tipo de alteración que afecte o altere la distribución de los poros.

CAPÍTULO 2.- CONCEPTOS BÁSICOS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS EN LAS ROCAS

Una arenisca limpia con granos de una forma más o menos esférica y que estén apiñados entre ellos, es el ejemplo típico de la porosidad original. Aquellas rocas que tienen porosidad original son más uniformes en sus características.

Casos típicos de la porosidad primaria en las rocas son las siguientes:

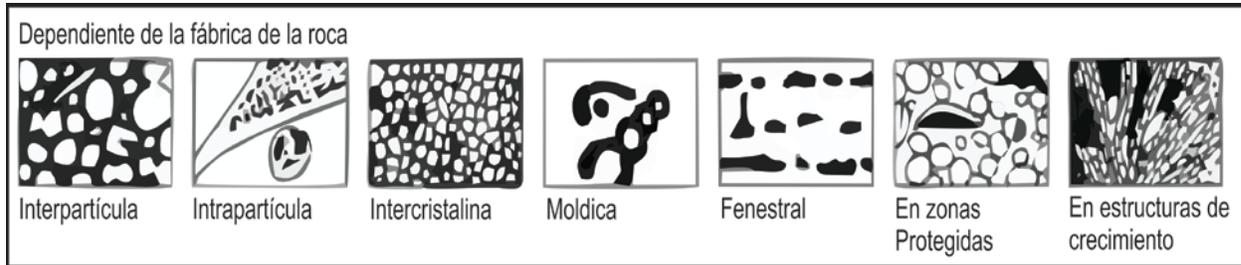


Figura 2.1 Tipos de porosidad primarias en las rocas.

La porosidad secundaria o inducida es aquella que se desarrolla posterior a la depositación de los sedimentos que dan lugar a las rocas, y que por factores diagenéticos como la acción de las aguas de formación en la disolución y cementación, o fuerzas tectónicas como fracturamiento y disgregación, etc. afectan la porosidad original en algunos casos reduciéndola o aumentándola. Se pueden presentar tensiones en la formación causando redes de grietas, fisuras o fracturas que se agregan al volumen de los poros, sin embargo, en general el volumen real de las fracturas es relativamente pequeño. Estas normalmente no aumentan la porosidad de la roca de manera significativa, aunque en algunos casos puede aumentar la permeabilidad en gran medida.

Casos típicos de la porosidad secundaria en las rocas son las siguientes:

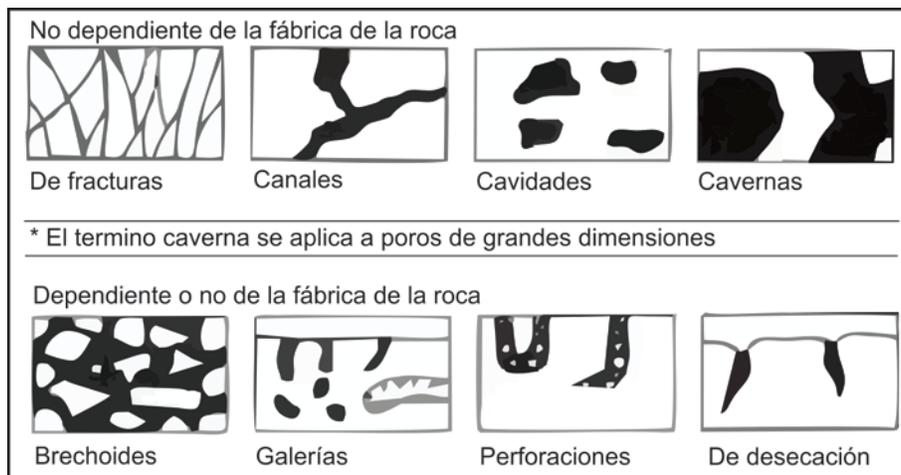


Figura 2.2.- Tipos de porosidad secundaria en las rocas.

Existen varios procesos que pueden afectar la porosidad de las rocas sedimentarias, entre ellos tenemos:

- Acomodo de los granos: si los granos son esféricos y casi todos del mismo tamaño, se dan diferentes tipos de porosidades de acuerdo a los arreglos geométricos que se puedan presentar.

CAPÍTULO 2.- CONCEPTOS BÁSICOS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS EN LAS ROCAS

Algunos investigadores como Fraser y Graton (1935) realizaron estudios con el fin de poder obtener la porosidad de los diferentes arreglos geométricos que pueden presentar los granos hipotéticamente esféricos en las rocas sedimentarias. En un arreglo cúbico la porosidad máxima que puede haber es del 47.6%, en un arreglo hexagonal es de 39.5%, mientras que para un arreglo rombohedral será del 25.9%.

Cabe señalar que aquí no se toman en cuenta los factores secundarios que pueden provocar disminución o aumento de la porosidad, por ello son susceptibles a modificarse.

Un esquema de los tipos de porosidades de acuerdo a su arreglo se presenta a continuación:

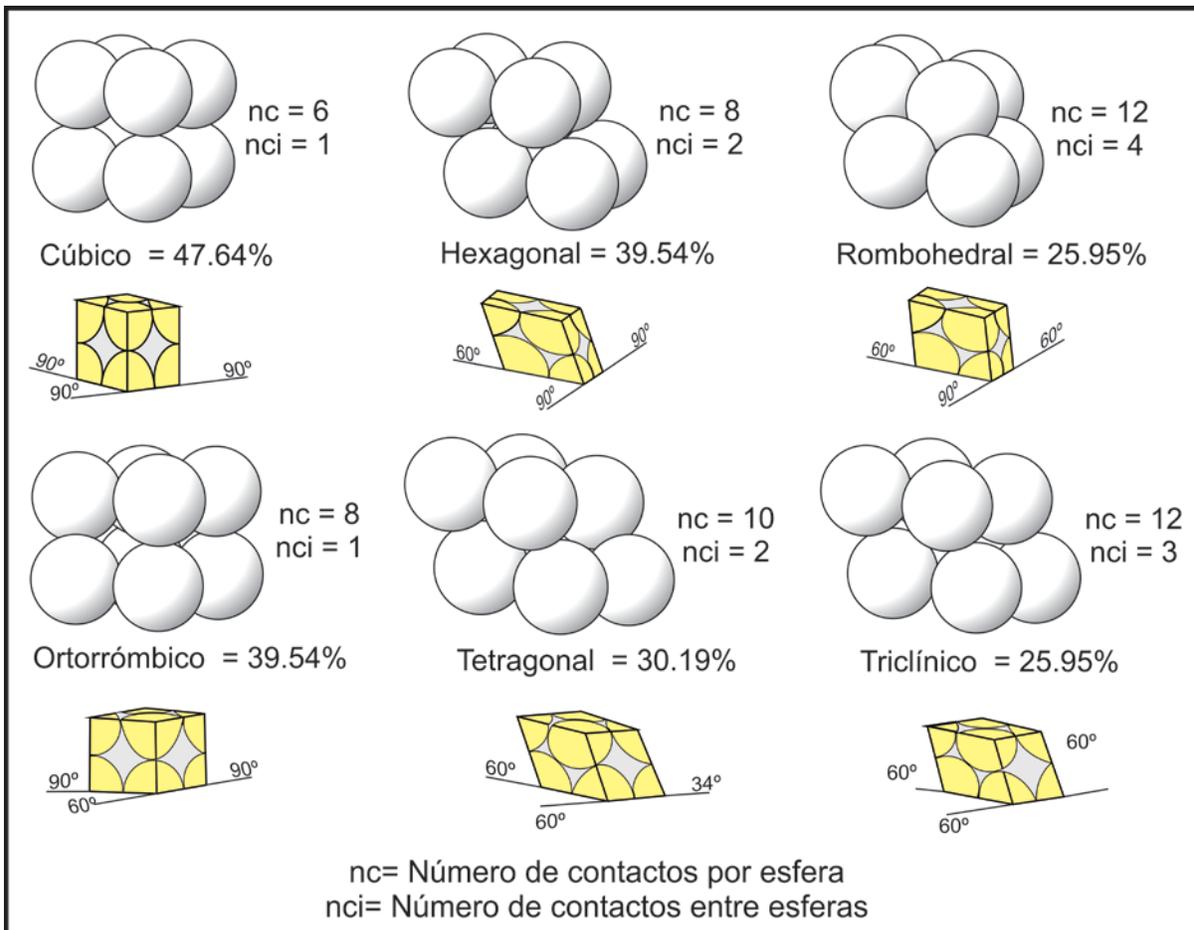


Figura 2.3.- Tipos de arreglos geométricos de acuerdo a Fraser y Graton, 1935.

- Cementación: La cristalización secundaria de cualquier material reduce en gran medida la porosidad de una roca.
- Angulosidad y redondez de los granos.
- Granulación: Por efecto del peso litostático que existe en las formaciones a profundidad, los granos pueden ser quebrados y esto ayuda a que aumente la porosidad pero disminuye la permeabilidad.

Como conclusión la porosidad es independiente del tamaño de los granos en las rocas pero dependiente del acomodo que estos tengan.

2.2 Permeabilidad

La permeabilidad se define como la facilidad con que los fluidos pueden fluir a través de los poros conectados o intercomunicados en una roca. En una determinada muestra de roca y con cualquier líquido homogéneo, la permeabilidad será una constante, siempre y cuando el líquido no interactúe con la roca. Podríamos decir entonces que una roca tiene una permeabilidad adecuada para permitir el paso de hidrocarburos, cuando:

- Tiene porosidad
- Tiene poros interconectados
- Estos poros son de tamaño subcapilar.

La unidad con la que se expresa la permeabilidad en una roca y/o formación es el "Darcy" que se define como la cantidad de fluido (en cm^3) que pasa a través de 1 cm^2 de área de formación en 1 segundo bajo la acción de 1 atmósfera de presión teniendo el fluido 1 centipoise de viscosidad. Sin embargo, por cuestiones prácticas comúnmente se utiliza la milésima parte: el milidarcy (md) debido a que 1 darcy es muy grande. El símbolo que representa a la permeabilidad es "K".

Si se conoce la permeabilidad, puede predecirse la permeabilidad de un acuífero o yacimiento en condiciones variantes de presión y flujo utilizando métodos de ingeniería de yacimientos. Debido a que la gran mayoría de las perforaciones que se realizan en las distintas áreas de las Ciencias de la Tierra van enfocadas a recuperar agua o hidrocarburos, la determinación de esta propiedad tiene un significado económico primordial. Podemos decir entonces que en la evaluación de la permeabilidad de las rocas, éstas deberán de tener fracturas capilares o poros interconectados para lograr ser permeables, de tal forma que existe cierta relación entre la porosidad y la permeabilidad.

Por lo general una permeabilidad mayor se acompaña de una porosidad mayor, sin embargo esta no es una regla absoluta. Las lutitas y ciertas clases de arenas tienen altas porosidades, sin embargo, sus granos son tan pequeños que los caminos que permiten el paso de líquidos son escasos y tortuosos, por ello sus permeabilidades suelen ser bajas.

La permeabilidad en una roca porosa se determina por medio del análisis de núcleos en laboratorio, o bien con pequeñas muestras cortadas de los mismos núcleos similar a la Figura 2.4 y esta puede ser determinada por medio de la Ecuación 2.3. Los valores de K son generalmente altos o son modificados cuando existe presencia de gas en el yacimiento. La permeabilidad en una roca por ende, estará afectada por el tamaño y el número de poros por los cuales transporta el fluido, mientras que otras rocas como los carbonatos (calizas y dolomías) pueden presentar pequeñas fracturas o fisuras de una gran extensión. La porosidad de estas rocas será baja, pero su

CAPÍTULO 2.- CONCEPTOS BÁSICOS DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS EN LAS ROCAS

permeabilidad por efecto de las fracturas será muy grande. En consecuencia las calizas fracturadas pueden tener bajas porosidades pero permeabilidades muy altas.

Mientras que en rocas no porosas, especialmente las rocas ígneas, metamórficas y arcillas, la permeabilidad medida en ellas estará más controlada por las fracturas que puedan tener que por la matriz.

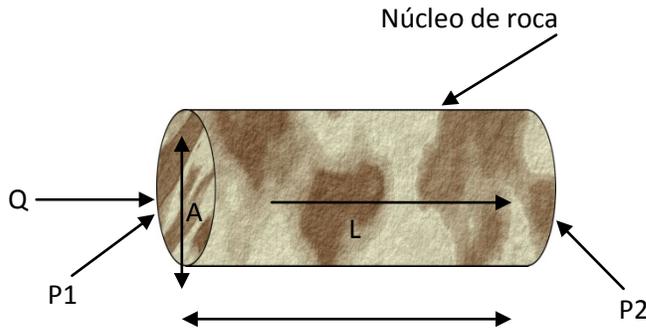


Figura 2.4.- Medición de la permeabilidad en laboratorio utilizando núcleos de roca.

Donde:

Q = Flujo por unidad de tiempo (cm/s)

K = Permeabilidad

μ = Viscosidad (cp)

A = Sección de área (cm²)

ΔP = Presión diferencial ($P_2 - P_1$)

L = Longitud de la roca

$$K = \frac{Q\mu}{A} * \left(\frac{\Delta P}{L}\right)$$

Ecuación 2.3

La permeabilidad que se realiza cuando la roca está saturada al 100% con un solo fluido en los poros se define como permeabilidad absoluta, y cuando los poros presentan más de un fluido se le conoce como permeabilidad efectiva. La permeabilidad efectiva es la relación que existe un fluido específico y la permeabilidad absoluta (Ecuación 2.4). La Figura 2.5 muestra cómo se comporta la permeabilidad en un sistema agua-aceite en donde a baja saturación de agua fluye aceite, mientras que a altas saturaciones de agua lo que fluiría ser solamente agua. El volumen de aceite o agua que fluye a cualquier índice de saturación, es función de las viscosidades de los fluidos así como de las permeabilidades relativas.

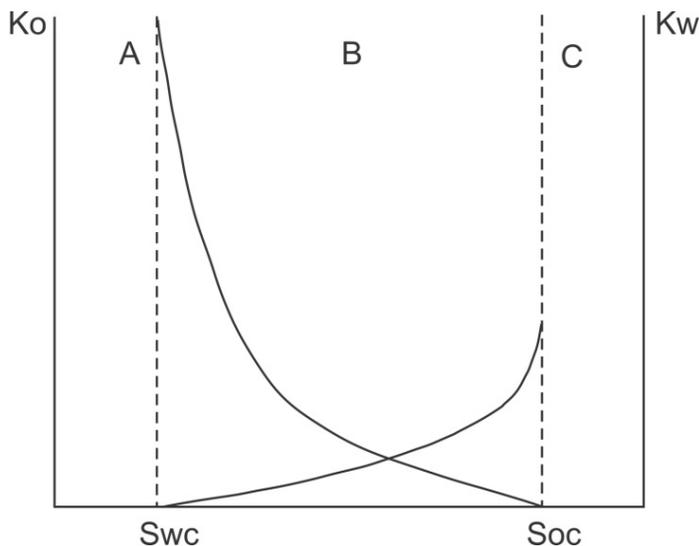


Figura 2.5.- Gráfica típica de permeabilidades efectivas para un sistema agua-aceite.

Donde:

Q_o = Gasto del aceite

Q_w =Gasto del agua

K_o = Permeabilidad relativa del aceite

K_w = Permeabilidad relativa del agua

μ_w = Viscosidad del agua

μ_o = Viscosidad del aceite

$$\frac{Q_o}{Q_w} = \frac{K_o}{\mu_o} * \frac{\mu_w}{K_w} \quad \text{Ecuación 2.4}$$

Hasta el momento no existe una metodología que haya demostrado ser confiable para determinar esta propiedad de las rocas a partir de registros geofísicos de pozos, ya que estos sólo dan indicios de la permeabilidad.

2.3 Saturación de fluidos

La saturación de fluidos que ocurre en una formación es la fracción de volumen de ésta que es ocupada por un fluido. Con base en esto, podemos decir que la saturación en una roca es el cociente que resulta dividir el volumen poroso ocupado por agua (V_w) entre el volumen total de poros (V_p), y al igual que con la porosidad, la saturación se puede expresar en porcentaje:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \times 100 \quad \text{Ecuación 2.5}$$

El símbolo con el cual se define la saturación es "S". Cuando sólo existe agua en los poros, se dice que la roca está saturada al 100% de agua, pero dependiendo del fluido que este ocupando la roca es que se le darán subíndices a la saturación, por ejemplo:

- S_w .- Saturación de agua
- S_o .- Saturación de aceite
- S_h .- Saturación de hidrocarburo
 - S_g .- Saturación de gas

En un yacimiento, los fluidos que pueden estar presentes son agua, gas y aceite, sin embargo debido a su densidad estos fluidos tienden a estar separados. En consecuencia la saturación total de los fluidos se podría expresar como $S_w + S_h (S_g + S_o) = 100\%$ La parte del volumen poroso que este ocupado por hidrocarburos (ya sea aceite y/o gas), será la saturación de hidrocarburos contenida en la formación, los cuales después de un proceso de migración a través de capas porosas y permeables, le permitió mezclarse con el agua de formación y se le designara por S_h , ya que se trata de aceite, gas o ambos fluidos.

$$S_h = \frac{V_{hc}}{V_p} \times 100 = (1 - S_w) \quad \text{Ecuación 2.6}$$

Es importante considerar otros conceptos muy relacionados con el término de saturación de fluidos tales como la saturación de agua intersticial o connata, que debe considerar el contenido de agua original en el yacimiento, saturación de agua irreductible con la cual debemos de interpretar la cantidad de agua no móvil del yacimiento por adherencia a la pared del poro y

saturación de hidrocarburos residuales, aceptándolo como el hidrocarburo no móvil en el yacimiento.

2.4. El proceso de invasión en la formación

Para poder explicar detalladamente cómo se produce este fenómeno, se tiene que entender claramente cuál es la función de los lodos de perforación, y cómo se utilizan en la industria al momento de realizar una perforación. Cuando se realiza una perforación en un pozo petrolero o bien en alguna perforación para búsqueda de agua, se debe procurar que durante esta labor, la presión que exista entre el lodo y la formación ($P_L - P_F$, la cual es típicamente de unos cuantos cientos de psi's), sea mayor a la presión hidrostática que ejerzan los fluidos de la formación, todo esto para poder obligar a los fluidos a mantenerse dentro del yacimiento y poder evitar con ello el que ocurra un arranque del pozo. Éste fenómeno se da cuando no se tiene una buena densidad del lodo utilizado y por ende, el lodo no tiene la fuerza adecuada para impedir que los fluidos de la formación a profundidad por presión diferencial se mantengan, provocando que haya una mezcla de ambos fluidos. En profundidades muy grandes, estos fluidos pueden tener la capacidad de expulsar herramientas y tuberías a grandes presiones y provocar accidentes muy graves.

El proceso de invasión envuelve tanto filtraciones dinámicas, filtraciones estáticas y adherencia del lodo a las paredes del pozo. A medida que la barrena penetra rocas o formaciones permeables, existe una adherencia de las partículas de lodo a las paredes de la roca fresca la cual dura poco segundos, y este fenómeno se vuelve aun más rápido si los tamaños de las partículas del lodo encajan o llenan en su totalidad los poros de la roca formando así un enjarre o capa de lodo. Este fenómeno de ser en condiciones estáticas provocaría que el enjarre se formase indefinidamente a medida que se va dando un decremento en las filtraciones a la formación de acuerdo a la expresión $1/\sqrt{t}$, sin embargo, el efecto que tiene el paso de la barrena, así como el flujo de lodo que circula en el agujero junto con los detritos que se van recortando, da a lugar que esto no ocurra por efecto de la erosión del enjarre, y una vez que dicho fenómeno cesa y alcanza un equilibrio, se dice que se ha llegado a un equilibrio dinámico entre la formación del enjarre y la erosión del mismo.

Para poder ejemplificar cómo se da el efecto de invasión en las formaciones permeables en función del tiempo, se ilustra en la Figura 2.6 una grafica que con estos atributos.

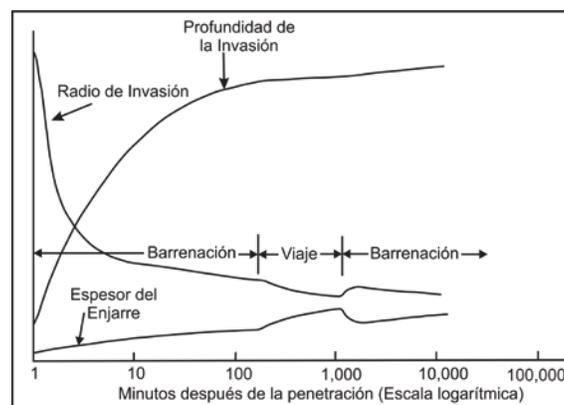


Figura 2.6.- Gráfica de Tiempo Vs Invasión de fluidos en formaciones permeables.

Hay que tener en cuenta que al principio de un proceso de filtración, este efecto alcanza su valor máximo tal como se muestra en la Figura 2.6 y a medida que transcurre el tiempo, el filtrado va disminuyendo ya que el espesor del enjarre va aumentando, y evita la entrada de filtrado. Si tomamos en cuenta el factor eléctrico de la formación, el comportamiento de la filtración dentro del sistema roca-fluidos, es diferente dependiendo del fluido que exista en la formación ya sea bien agua de formación en su totalidad y/o hidrocarburos. Los líquidos que se vayan filtrando a través de este enjarre se irán introduciendo en la formación y empujarán hacia adentro de la formación misma, los fluidos del reservorio. Se dice entonces que una zona invadida se forma adyacente a las paredes del pozo.

De la pared del pozo hacia adentro de la formación, podemos distinguir varias zonas. En primer término tenemos la resistividad del lodo de perforación que se esté usando (R_m) y esta dependerá básicamente del tipo de lodo que se esté utilizando ya sea bien base agua o aceite. Posteriormente tenemos la resistividad del enjarre R_{mc} e inmediatamente la resistividad de la zona lavada R_{xo} . En esta zona además del filtrado de lodo, también tendremos hidrocarburo residual ya que el desplazamiento de los hidrocarburos por el agua del filtrado del lodo no es 100% efectiva.

La siguiente zona que tenemos es la zona de transición en donde en ocasiones se puede notar la presencia de un anillo de baja resistividad a cierta distancia de la pared de pozo dentro de la formación (R_i), que correspondería al confinamiento de agua intersticial que fue desplazada por el filtrado de lodo. Finalmente se tendría la zona no invadida o "virgen" que comienza en donde acaba la zona de transición y se caracteriza porque en esta zona ya no existe presencia de filtrado de lodo y solo existen los fluidos originales de la formación. La resistividad de esta zona es la resistividad verdadera de la formación y se designa como R_t . Un esquema de las distintas zonas se muestra a continuación en la Figura 2.7.

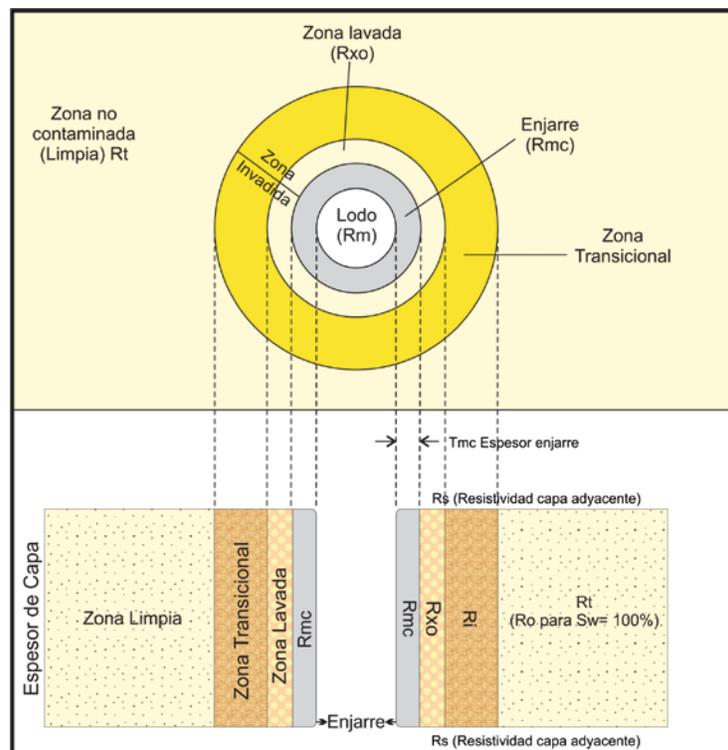


Figura 2.7.- Corte perpendicular al pozo mostrando las zonas de invasión de la formación.

2.4.1 Otras condiciones medioambientales

No todos los registros geofísicos de pozos que se toman en la actualidad, son hechos en agujeros llenos sino que a veces los pozos están sólo parcialmente llenos con lodo de perforación, o bien pueden estar completamente vacíos, pudiendo estar ademados o no ademados.

A continuación se definen ambos casos:

*Agujeros vacíos: Podríamos definir un agujero vacío como aquél o parte de él en donde no existe líquido alguno; en donde puede existir por ende aire o bien gas. Por lo tanto bajo estas condiciones (generalmente someras) no tendremos ni filtrado de lodo ni formación de un enjarre.

*Agujeros ademados: Un agujero ademado es aquella sección o parte del pozo en donde el agujero tiene un recubrimiento de una tubería de ademe. El espacio anular entre la tubería de ademe y la pared del agujero podrá estar ocupado ya sea por cemento o lodo. Dentro de la tubería podríamos tener gas, aceite o agua o estar parcialmente llena con cualquiera de estos 3 fluidos. Y una vez que el pozo se ha terminado y se comienza a tener una producción, la zona de invasión comienza a desaparecer gradualmente hasta recobrar las condiciones originales antes de existir una invasión.

Para ejemplificar ambos casos se muestran las Figuras 2.8a y 2.8b

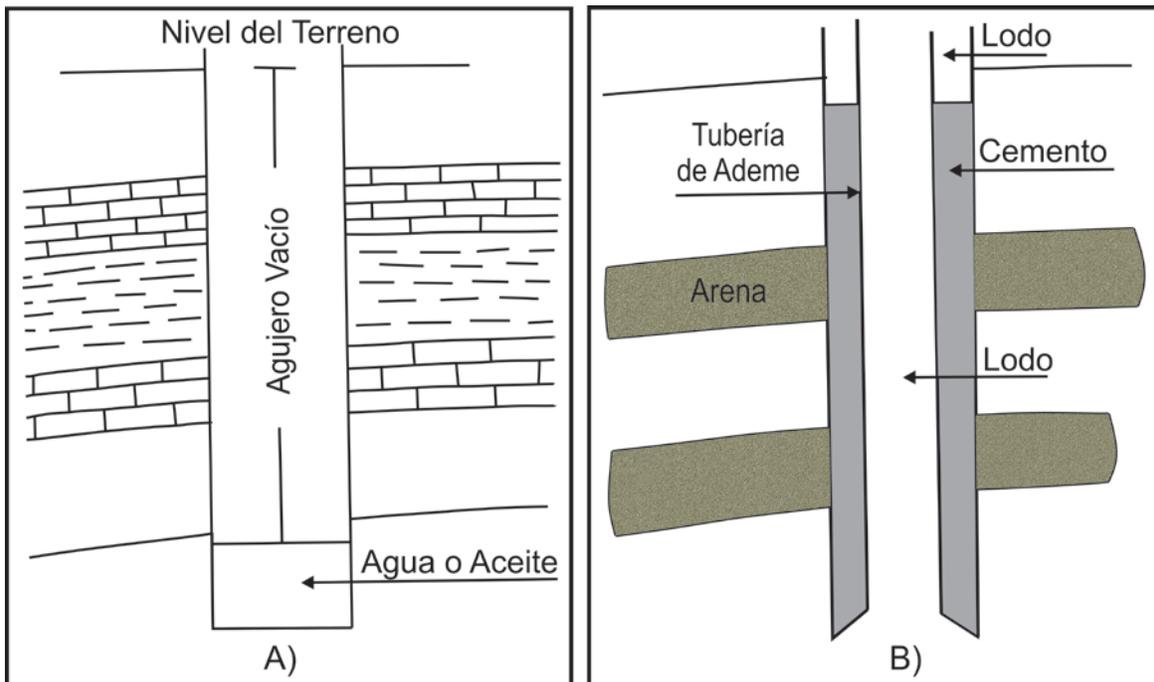


Figura 2.8.- Casos en que se toman registros tanto en a) Agujero vacío y b) Agujero ademado.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

CAPÍTULO 3.- REGISTROS DE CORRELACIÓN

3.1 Potencial natural o espontáneo

3.2 Rayos gamma naturales

3.3 Espectroscopía de rayos gamma naturales



3.1.1 Principio de Medición

Al potencial natural o espontáneo de las formaciones existentes en el subsuelo (SP) se le define comúnmente como la diferencia de potencial que existe entre un electrodo colocado en la superficie del suelo, y otro electrodo móvil en el lodo dentro del pozo, en función de la profundidad. La existencia de este fenómeno ya se conocía ampliamente desde 1931 cuando fue realizado por primera vez un registro comercial por Conrad Schlumberger, y constaba de graficar la respuesta de la formación (un potencial) aún cuando no se estuviera induciendo corriente alguna en el pozo.

En la práctica, la medición del SP se obtiene mediante un electrodo que va acoplado en la misma sonda con la que se obtienen simultáneamente otros registros, así como también por medio de otro electrodo montado en superficie en un medio húmedo que bien puede ser la presa de lodo de perforación, o algún agujero o excavación sencilla en las vecindades del camión de registros. Esto le permite a la sonda realizar un solo viaje y tomar así diferentes mediciones de las propiedades que existen en un pozo. En la Figura 3.1 se ejemplifica un esquema de cómo se encuentran generalmente distribuidos los instrumentos en una perforación para la obtención del potencial natural (SP).

En presencia de aquellos intervalos estratigráficos con una correspondiente litología de lutitas, el registro SP por lo general da una respuesta, y se define como una línea más o menos recta a la cual se le denomina línea base de lutitas. No obstante, la posición de la línea de referencia de las lutitas en el registro no tiene un significado útil para pronósticos de interpretación.

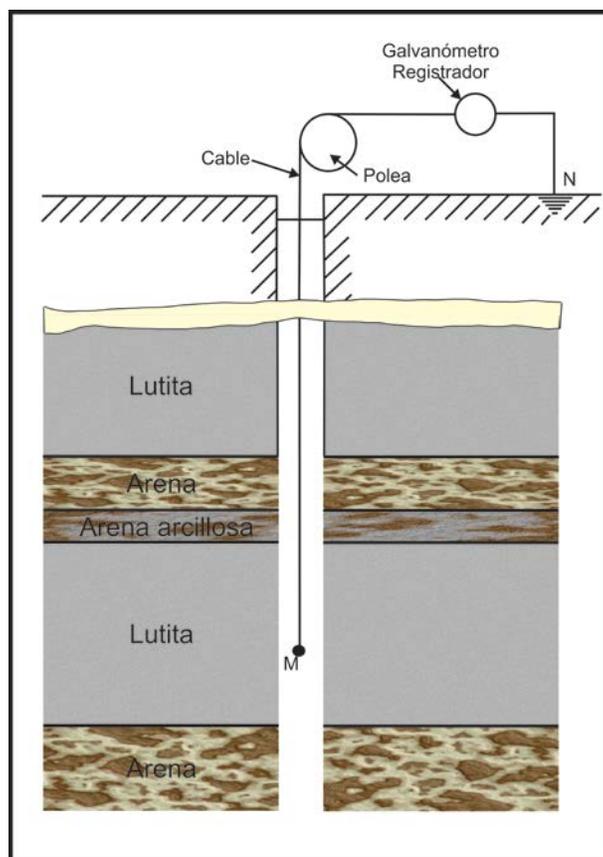


Figura 3.1.- Obtención de un registro de potencial espontáneo.

Sin embargo, cuando existe la presencia de formaciones permeables, la curva puede y presenta variaciones respecto a la línea base de lutitas: en estratos cuyos espesores son muy grandes, estas variaciones tienden a alcanzar un valor esencialmente constante definiendo así una línea denominada, línea base de las arenas. Pero si los estratos son de poco espesor, lo que sucederá es que se verán muchas deflexiones de la curva a medida que pasa por estratos más grandes haciendo o complicando un poco más la interpretación.

La deflexión que existe en la curva puede ser tanto negativa (izquierda) como positiva (derecha), dependiendo principalmente de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado del lodo que estén en el pozo. Si la salinidad del agua de formación es mayor que la del filtrado del lodo, la deflexión de la curva se dará hacia la izquierda. Por el contrario, si la salinidad del filtrado del lodo es mayor que la del agua de formación, la deflexión de la curva se dará hacia la derecha. El ingeniero encargado de la toma del registro será el que elija la escala de sensibilidad y la posición de la línea de referencia de las lutitas, de manera que las deflexiones que se presenten en la curva, permanezcan dentro de la escala en el carril del SP.

Un registro de potencial natural de las formaciones se mide comúnmente en milivoltios (mV), y las escalas más utilizadas son de 10 y 20 mV por división, o sean 100 o 200 mV para el desplazamiento total de la curva del SP. La curva del SP es muy similar a la de rayos gamma (Subcapítulo 3.2) con la cual es correlacionable. En la Figura 3.2 se puede apreciar cómo es que varía la curva del SP.

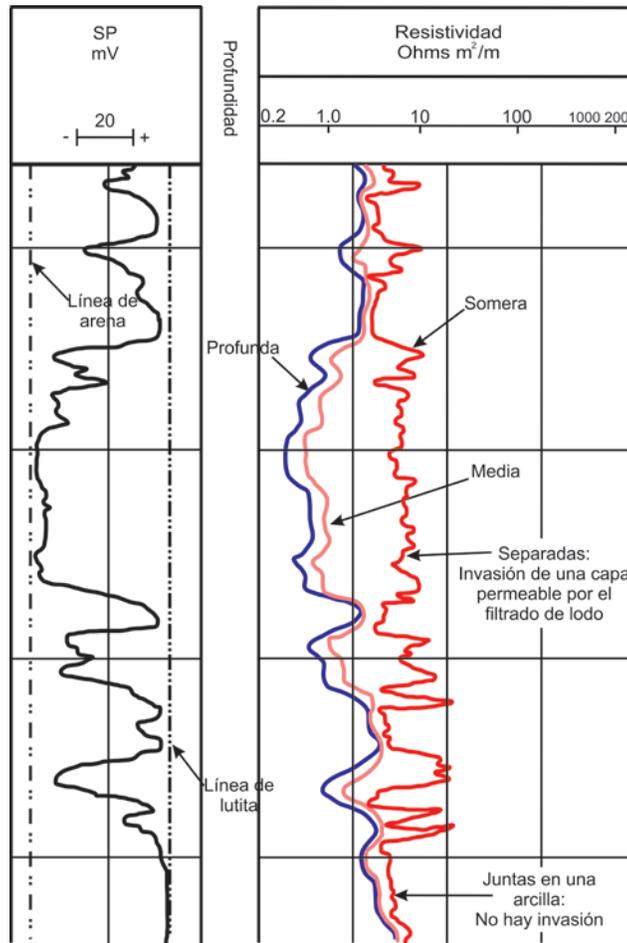


Figura 3.2.- Ejemplo de un registro SP (Modificado de Schlumberger, 2008).

Con lodos ordinarios (lodos base agua), la curva del SP o potencial espontáneo de las formaciones permite:

- Determinar intervalos permeables
- Delimitar capas
- Correlación entre capas
- Determinar la resistividad del agua intersticial de las formaciones
- Determinar de forma cualitativa la cantidad de lutita existente en una capa

Sin embargo, no es posible registrar una curva de SP en pozos con tuberías de revestimiento (TR) o bien en tuberías de producción (TP) metálica, o cuando se utilizan fluidos de perforación no conductores, ya que en estos casos no existe una continuidad eléctrica entre el electrodo del SP y la formación que permita obtener esta propiedad. Adicionalmente, si las resistividades del filtrado del lodo y de los fluidos de la formación son muy semejantes, las deflexiones que se presenten en la curva del SP serán mínimas y por lo tanto, no son significativas.

3.1.1.1- Origen del potencial espontáneo

Son varias las fuentes y los procesos que originan los potenciales naturales que quedan registrados en el lodo frente a las formaciones en los pozos. Tanto en laboratorio como en campo se ha demostrado que este fenómeno se encuentra atribuido a procesos que envuelven el movimiento de iones, siendo 2 primordialmente:

Potencial electrocinético:

Este potencial E_K , también denominado potencial de corriente o potencial de electro-filtración, se desarrolla mientras un electrolito penetra un medio poroso, permeable y en un medio no metálico. La magnitud con la cual se mide el potencial es determinado por varios factores y aparece cuando el filtrado de lodo provocado por el lodo de perforación es forzado a entrar dentro de la formación bajo la presión diferencial que permite el flujo entre la columna de lodo y la formación, así como también debido a la resistividad del electrolito (Figura 3.3). El factor de proporcionalidad dependerá por ende, de la naturaleza del dieléctrico y del electrolito. En otras palabras para un electrolito y una membrana permeable dada el potencial electrocinético será proporcional al ritmo con la cual ocurre la filtración.

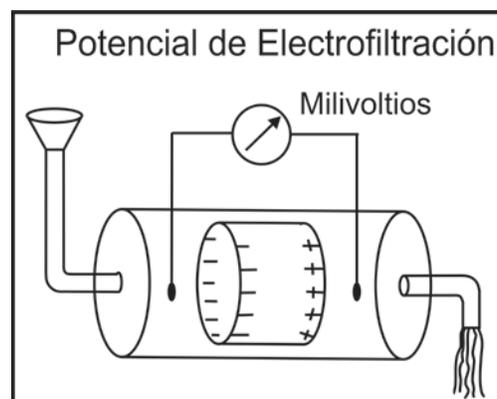


Figura 3.3.- Potencial electrocinético.

Generalmente en el pozo se produce una fuerza electrocinética (E_{kmc}) por el flujo del filtrado de lodo a través del enjarre depositado en las pared del pozo frente a formaciones permeables; sin embargo ésta no es lo suficientemente grande como para producir una fuerza electrocinética considerable y es cuando una fuerza electrocinética (E_{ksh}) compensa esto, al producirse una fuerza a través de las lutitas, ya que puede tener suficiente permeabilidad para permitir una pequeña filtración de flujo desde el lodo.

Este fenómeno comúnmente tiene lugar cuando se perforan pozos con lodos de densidades muy altas, en donde la permeabilidad de la formación no tiene mucha influencia ya que la permeabilidad del enjarre es mucho menor que la permeabilidad de las rocas comúnmente encontradas en los pozos, y por lo tanto su contribución es casi siempre despreciable al total del valor del SP. Sin embargo, es posible que los efectos electrocinéticos se vuelvan importantes en casos donde se tengan diferencias de presión anormalmente altas (cuando se utilizan lodos muy pesados o bien en formaciones agotadas de bajas presiones), así como también en formaciones de muy bajas permeabilidades donde incluso no haya una formación de enjarre provocando que tanto la presión hidrostática y la de los poros de la formación se aplique a la formación.

R. Desbrandes da la siguiente expresión aproximada para poder calcular el potencial de electrocinético.

$$E_K = 0.37 P \sqrt{R_{mc} * T_{mc} * Q_f} \quad \text{Ecuación 3.1}$$

Donde:

R_{mc} = Resistividad de la película de lodo (Ohms/m).

T_{mc} = Espesor de la película de lodo (cm).

Q_f = Filtrado ($\text{cm}^3/30$ min por cada 700 KPa).

P = Presión diferencial (centenas de KPa).

Potencial electroquímico:

Este fenómeno ocurre cuando 2 soluciones de concentraciones diferentes se ponen en contacto, pudiéndose observar en ello, una diferencia de potencial a través del límite que las separa. Sin embargo no es estrictamente necesario que las 2 soluciones contengan diferentes solutos para verificar el fenómeno. Generalmente esta condición se encuentra presente en todas las formaciones en los pozos petroleros por razón de su origen, las cuales contienen agua intersticial más salada que el agua del filtrado de lodo. Este fenómeno electroquímico es comprobable de 2 maneras: a) teniendo como límite entre las 2 soluciones, a una membrana permeable e inerte siendo este el potencial de difusión y b) como límite de las soluciones a una lutita siendo este el potencial de membrana.

- Potencial de difusión: Este potencial se da cuando tenemos 2 soluciones de NaCl en distintas concentraciones y entre ellas existe una separación o membrana permeable cuyo único fin es el de facilitar el contacto entre ambas soluciones sin que estas se mezclen. Debido a la diferencia de concentraciones existirá una movilidad de los iones de Na^+ y Cl^-

de la solución más concentrada a la menos concentrada. Esto provoca un exceso de iones de Cl^- hacia la derecha de la membrana porosa cargándose negativamente y un exceso de iones de Na^+ hacia la izquierda de la membrana cargándose positivamente hasta que llegan a un punto de equilibrio.

En un pozo petrolero este fenómeno se da continuamente, siendo la solución más concentrada (R_w) el agua de la formación y la menos concentrada el filtrado de lodo (R_{mf}). La membrana porosa y permeable por ende será la formación arenosa u otra formación porosa similar en la cual se esté tomando el registro (Figura 3.4).

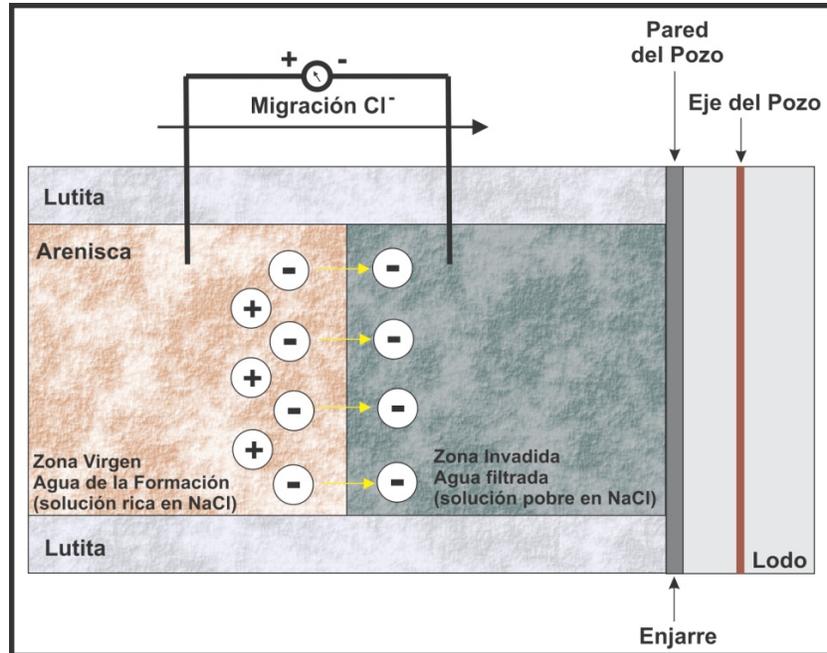


Figura 3.4.- Esquema que ejemplifica como se da el potencial de difusión.

Su cálculo se puede realizar aproximadamente utilizando la ecuación de Nernst y tiene como expresión:

$$E_d = -11.5 \log \frac{R_{mf}}{R_w} \text{ (mV a una T de } 25^\circ\text{C)} \quad \text{Ecuación 3.2}$$

- Potencial de membrana: Este fenómeno tiene lugar cuando se da una diferencia de potencial entre 2 soluciones al igual que la anterior, la diferencia ahora radica en que existe una membrana o litología catiónica que solo permite el paso de iones o cationes positivos de la solución más concentrada a la menos concentrada. Esto provoca que el lado derecho de la membrana se cargue positivamente por exceso de iones de Na^+ mientras que el lado izquierdo o solución menos concentrada, se carga negativamente por exceso de iones de Cl^- .

En pozo, las membranas catiónicas corresponden a intervalos estratigráficos en donde hay presencia de lutitas. Esta litología tiene una propiedad denominada capacidad de intercambio

catiónico (CEC, *Cationic Exchange Capability*), esto es, que deja pasar únicamente los iones de Na⁺ gracias a los minerales arcillosos que las constituyen, caracterizados por tener deficiencias de cargas positivas, siendo estos arreglos atómicos de Al, Si, O, etc.

La solución más concentrada seguirá siendo el agua de formación mientras que la menos concentrada será el fluido de perforación, provocando que en las lutitas haya un exceso de iones de Na⁺ y en las arenas una carga negativa en el contacto con las lutitas. Esto es a lo que se le denomina potencial de membrana (Figura 3.5).

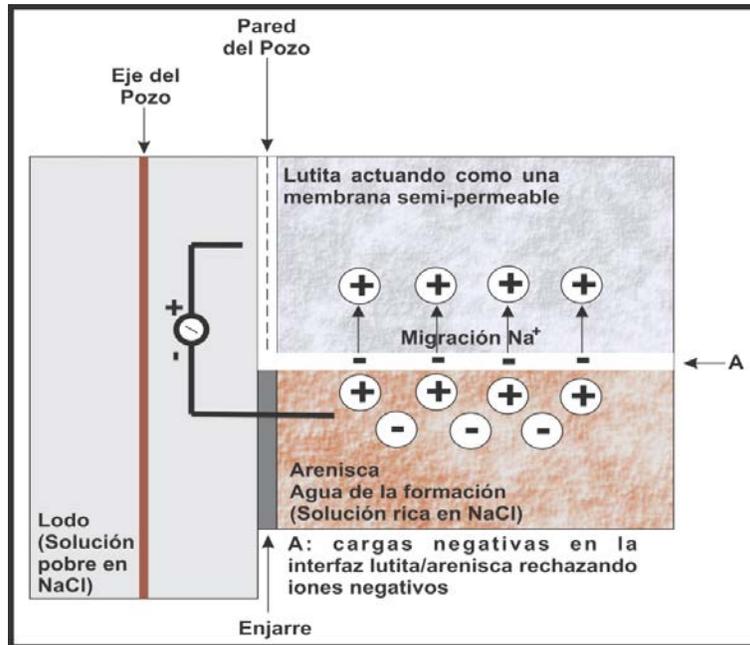


Figura 3.5.- Esquema que ejemplifica como se da el potencial de membrana.

El potencial que es originado por este fenómeno presente en pozos petroleros, también es posible determinarlo aproximadamente por la ecuación de Nernst y tiene su expresión en la Ecuación 3.3:

$$E_m = -59.1 \text{ Log } \frac{R_{mf}}{R_w} \text{ (mV a una T de 25°C)} \quad \text{Ecuación 3.3}$$

Como se observa, la mayoría de la expresión de la curva del SP es proveniente del potencial de membrana.

Potencial electroquímico total: Este potencial está definido como un componente electroquímico dado por la suma de ambos potenciales anteriores (potencial de difusión y potencial de membrana), quedando expresado de la siguiente manera por medio de la Ecuación 3.4:

$$E_c = E_d + E_m \quad \text{Ecuación 3.4}$$

Esto sucede si notamos que ambos potenciales equivalen a 2 pilas (Figura 3.6), y por lo tanto de acuerdo con las propiedades de tales circuitos, la fuerza electromotriz del sistema será la suma de

ambos potenciales. En caso de que no haya otro tipo de corriente en el pozo que llegase a afectar la medición del potencial electroquímico, su cálculo aproximado queda definido como:

$$SP = -K \log \frac{R_{mf}}{R_w} \text{ (mV)} \quad \text{Ecuación 3.5}$$

Donde: K = constante de temperatura de la formación.

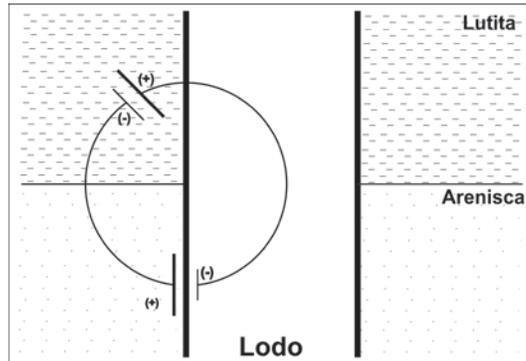


Figura 3.6.- Influencia de los potenciales de difusión y de membrana en la respuesta del SP.

Sin embargo, la actividad química de una solución es aproximadamente proporcional al contenido de sales que esta solución tenga, y por lo tanto si la cantidad es considerable, puede provocar muy probablemente variaciones a diferentes intervalos de temperatura. Además, si la formación permeable tiene un contenido arcilloso ya sea bien de lutitas o de arcillas, la deflexión de la curva del SP será mínima o muy reducida por producirse una polaridad opuesta a la capa adyacente de lutita. En el SP lo que se mide es la resistencia o conductividad que los fluidos tienen al originarse una diferencia de potencial en ellos. Por ende, la suma de los efectos del potencial electrocinético y electroquímico en la(s) formación(es) nos permite de igual forma conocer el SP.

$$SP = E_c (E_d + E_m) + E_k \quad \text{Ecuación 3.6}$$

3.1.1.2 Potencial Natural (SP) en función de la porosidad y la permeabilidad

La movilidad que presentaran los iones en las formaciones permeables para que se pueda producir un potencial, depende básicamente del contenido en sales que los solutos en interacción tengan, y esto solo será posible en aquellas formaciones que tengan aunque sea una fracción mínima de permeabilidad. Es importante recalcar, que el SP no cuantifica ni calcula la permeabilidad, así como tampoco lo hace con la porosidad, únicamente es una forma de poder determinar zonas porosas y permeables en el subsuelo.

3.1.1.3 Potencial estático o SP estático (SSP)

Para poder ejemplificar bien este concepto utilizado y bien conocido en la perforación de pozos, se usarán como auxiliares las Figuras 3.7 y 3.8 en la cuales se pueden observar cómo es que interactúan las líneas de corriente en las formaciones, en donde ya se mencionó anteriormente,

que los fluidos de las formaciones son por lo regular más salados que el filtrado de lodo, provocando que la deflexión de la curva del SP sea negativa. Pero si se tuvieran por otro lado, formaciones de agua dulce, se tendría el efecto contrario obteniendo ahora una curva de SP cuya deflexión ahora se da hacia la derecha.

Esto ocurre porque la salinidad del lodo de perforación es mayor que la salinidad de los fluidos de la formación provocando que la corriente fluya en dirección opuesta. Pero si se da el caso de que la salinidad tanto del lodo de perforación y de los fluidos de la formación porosa y permeable, sean iguales, no existirá entonces un potencial o corriente de flujo y por ende no habrá una deflexión del SP en el estrato.

Sin embargo las deflexiones que se dan en el SP sólo corresponden a la disminución de potencial en el pozo, resultado de las variaciones que se presentan en el flujo de la corriente, representando así, sólo una fracción del SP que generalmente es la mayor. Si se pudiera evitar que estas corrientes fluyeran, lograríamos obtener la diferencia de potencial máxima y así tener el SP máximo de la formación. Esta condición se podría obtener utilizando tapones aisladores, que no permitan que la corriente fluya a través de los estratos.

Se define así entonces al SP estático (SSP), como la deflexión máxima que se obtiene de la curva del SP frente a una formación limpia y de un espesor considerable como podría ser una arenisca limpia. La deflexión se mide a partir de la línea base de las lutitas y su magnitud se calcula con la siguiente ecuación en mV.

$$SSP = -K \log \frac{R_{mf}}{R_w} \quad \text{Ecuación 3.7}$$

$K = 65.5 + 0.24T$ cuando la temperatura esta expresada en grados Celsius.

$K = 61.3 + 0.133T$ cuando la temperatura esta expresada en grados Fahrenheit.

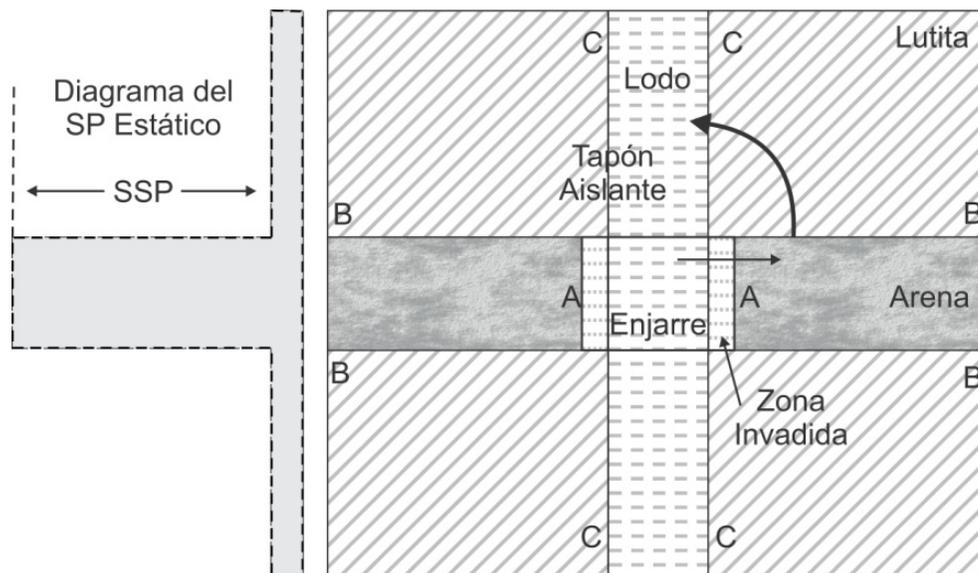


Figura 3.7.-Esquema que muestra como el comportamiento del potencial natural estático en una formación permeable (Modificado de Gómez, 1975).

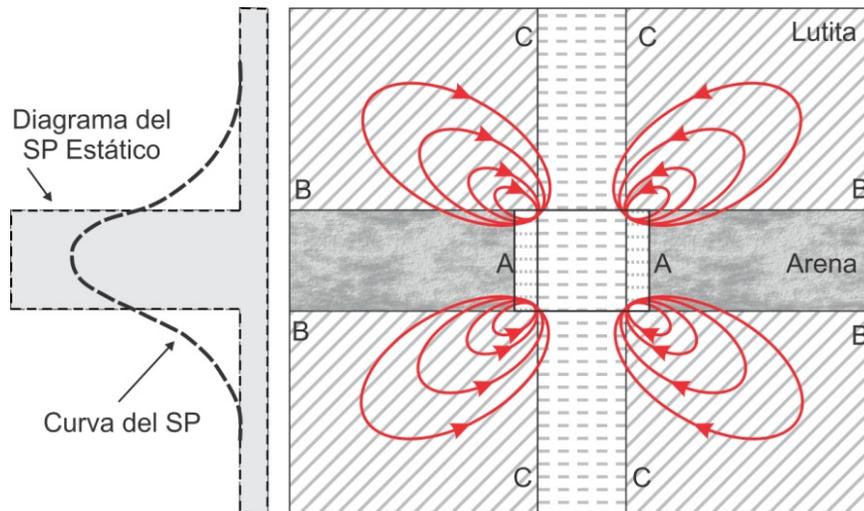


Figura 3.8.-Esquema que muestra como se presenta el SP y su valor correspondiente en formaciones porosas y permeables (Modificado de Gómez, 1975).

3.1.2. Presentación del registro

La forma que tendrá la curva del SP a cualquier nivel, será proporcional a la intensidad de las corrientes del SP en el lodo del pozo a ese nivel. En la Figura 3.9 se aprecia cómo se dan las corrientes en el lodo, mostrando que los valores máximos corresponden a los límites permeables y la pendiente máxima de la curva muestra un punto de inflexión que se da en estos límites.

Como se mencionó anteriormente, la respuesta que tendrá el SP frente a una formación permeable será y estará dada en función de la salinidad de los fluidos involucrados en la profundidad a la que se da la invasión (filtrado del lodo y fluidos de la formación). Esto permite por ende determinar límites de capas permeables y poder con ellos determinar la resistividad verdadera del agua de formación (R_w). La deflexión que presentará la curva será a la izquierda (negativa) en caso de fluidos con salinidad mayor a la del lodo de perforación, o a la derecha (positiva) cuando el fluido de la formación sea agua dulce. Dicha respuesta se graficará en el primer carril del registro comúnmente acompañado también por un registro de resistividad del lado derecho en un segundo carril en el registro.

La forma que tendrá la curva del SP, así como la amplitud de la deflexión enfrente de la capa permeable, dependerá entonces de varios factores (Figura 3.10). Éstos afectarán la distribución de las líneas de corriente del SP y las disminuciones de potencial que tiene lugar en cada uno de los medios, a través de los cuales fluye la corriente. Podemos enunciar entre estos factores a:

- El espesor de la capa (h) y resistividad verdadera (R_t) de la capa permeable.
- La resistividad (R_{xo}) y diámetro de invasión (d_i) de la zona contaminada o invadida por el filtrado del lodo.
- Resistividad de la capa adyacente de lutita (R_s).
- Resistividad del lodo (R_m) y diámetro del agujero (d_h).
- Contenido de arcilla y composición del fluido de perforación.

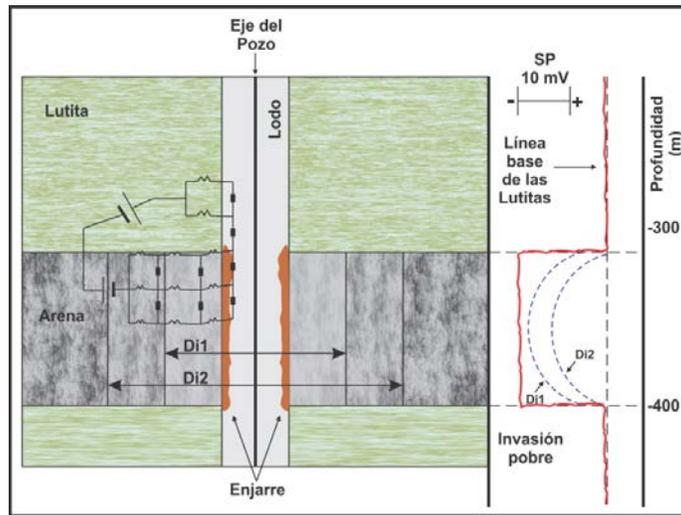


Figura 3.9.-Perfil que muestra como se dan las deflexiones del SP en función de la profundidad a la que se está dando la invasión.

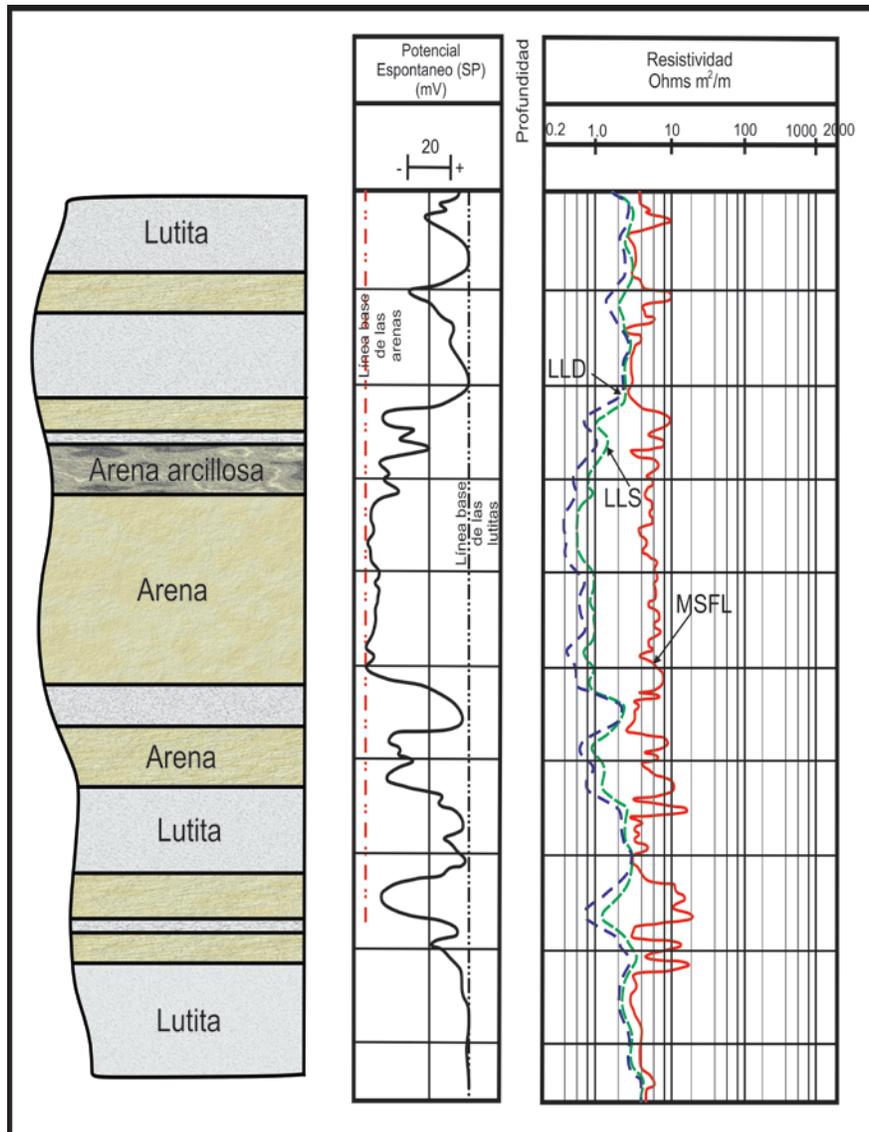


Figura 3.10.-Esquema donde se ejemplifica un registro y se ilustra la curva del SP o potencial natural junto con las curvas de línea base de las arenas y línea base de las lutitas (Modificado de Schlumberger, 2008).

En la interpretación de los registros, en ocasiones se presentan situaciones que por su frecuencia, constituyen algunas veces una parte esencial de la interpretación diaria. Por otro lado, el saber interpretar con eficiencia estas condiciones es fundamental para poder llegar al objetivo, que es generalmente determinar la existencia de hidrocarburo.

3.1.2.1 SP o potencial espontáneo en arenas delgadas

Debido a que el área transversal vertical de una arena delgada en un pozo es comparativamente menor que la de una arena con un espesor mucho mayor, el área disponible para que se pueda dar el flujo de corriente en la primera será menor, habiendo por lo tanto una caída de potencial mayor en el sistema eléctrico lodo-arena-lutita. Como resultado, se obtiene una deflexión mucho menor de la curva del potencial frente a una arena delgada que frente a una arena de espesor considerable con respecto a la línea base de lutitas (Figura 3.11).

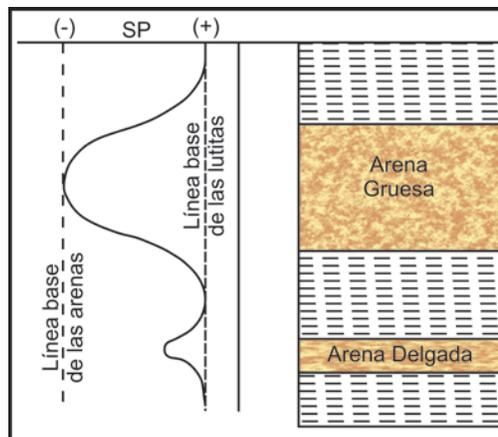


Figura 3.11.-Efecto del SP en presencia de formaciones de arenas delgadas y arenas gruesas.

3.1.2.2 SP o potencial espontáneo en intercalaciones delgadas de lutitas en una arena

Es frecuente cuando existen intercalaciones delgadas de lutitas en una arena. Cuando esto sucede, se da un efecto muy similar al anterior al ocurrir una considerable caída de potencial, al ser menor el área de flujo de la corriente eléctrica en la lutita del circuito. La consecuencia de este efecto resulta en que la curva del SP no alcanza la línea base de las lutitas, apareciendo ligeras variaciones en el SP en las arenas (Figura 3.12).

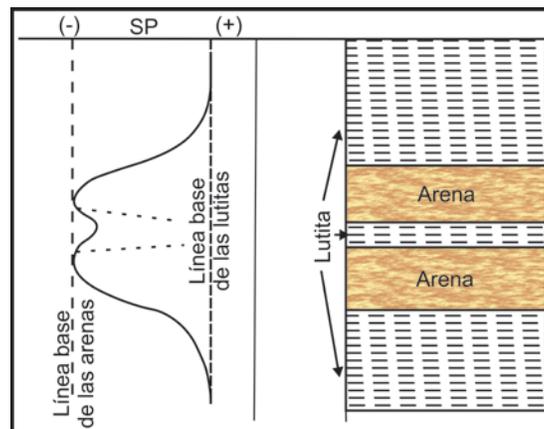


Figura 3.12.-Efecto del SP en presencia de formaciones de lutitas delgadas en arenas.

3.1.2.3 SP o Potencial espontáneo en arenas con agua salada y arenas con hidrocarburos

En aquellos intervalos en donde se tienen arenas limpias con agua salada, generalmente el punto de inflexión de la curva del SP entre una lutita y la arena es apenas perceptible debido a que la pendiente de la curva es demasiado grande. Esto se debe a que las líneas de corriente al penetrar las arenas, tienden a fluir por un área menor debido a la baja resistividad que tienen por la gran cantidad de sales del agua de formación (Figura 3.13a). Esto provoca que el gradiente de potencial sea relativamente grande respecto a la profundidad. Mientras que en aquellas arenas que tengan un contenido de hidrocarburos, por efecto de la resistividad, las líneas de corriente tienden a dispersarse a través de un área más grande.

Debido a esto el gradiente de potencial de las arenas con HC'S es muy chico en comparación con las arenas con contenido de agua salada, notándose en un registro que la curva adopta una forma más redondeada ya que la variación de la pendiente de la curva es menos brusca (Figura 3.13b), además de que en conjunto con un registro de resistividad (Capítulo 4) se nota con facilidad que son intervalos con contenido de HC'S.

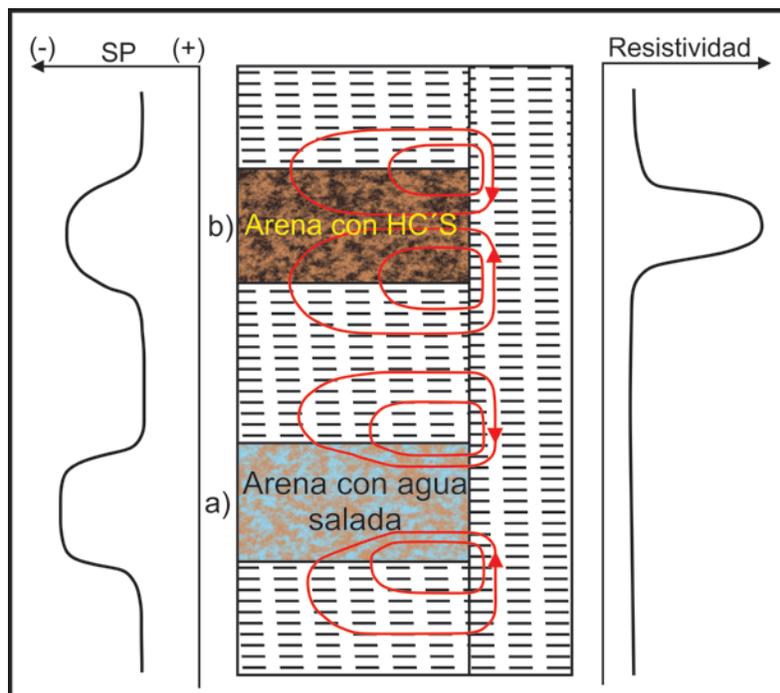


Figura 3.13.-a) Efecto del SP en presencia de formaciones de arenas con contenido en agua salada y b) en arenas con contenido de HC'S.

3.1.2.4 SP o Potencial espontáneo en arenas arcillosas

Básicamente hay 2 tipos o geometrías de cómo las arenas arcillosas atendiendo a su geometría, pueden estar presentes en un pozo. Ya sea bien en a) capas alternadas de arenas con lutitas y b) como arcillas dispersas en los espacios vacíos de la arena. Ambas formas tienen un efecto notorio sobre el SP provocando que la curva del potencial espontáneo o SP disminuya (Figura 3.14),

especialmente en casos donde la arena contiene rastros de hidrocarburos ya que se ve afectada la respuesta de la resistividad, por lo que en estas situaciones se dificulta una buena interpretación tanto cualitativa como cuantitativa.

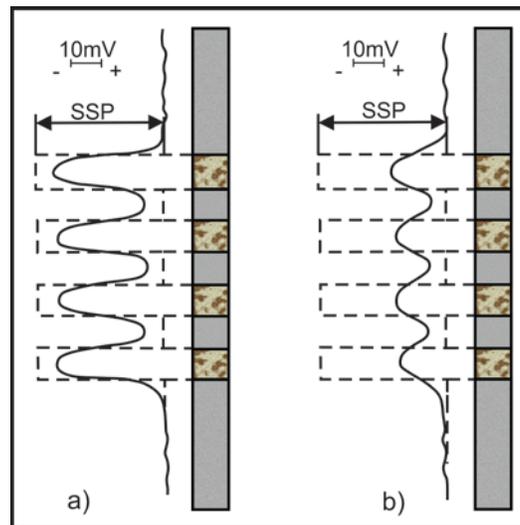


Figura 3.14.- Visualización de la deflexión de la curva del SP en arenas arcillosas con a) agua salada y b) con hidrocarburos.

3.1.2.5 SP o Potencial espontáneo en formaciones duras o de alta resistividad (Calizas)

Eléctricamente a este tipo de formaciones se les denomina *duras* por tener una muy alta resistividad, la cual es graficada en el registro a diferencia de las arenas y las lutitas cuya resistividad es generalmente baja a moderada, aún cuando contengan hidrocarburos, y siendo este el motivo por el que se les denomina a estas últimas como formaciones blandas.

Generalmente los cuerpos o formaciones de caliza son de espesores considerablemente grandes por su naturaleza, sin embargo puede haber situaciones en que haya intercalaciones de calizas masivas y calizas porosas, así como también con lutitas y/o margas (Figura 3.15). Es recomendable que al hacer los análisis de las curvas en los registros, estos se realicen por secciones para poder definir e interpretar oportunamente estas condiciones y en su caso correlacionar las curvas para buscar semejanzas con algunos de los casos típicos.

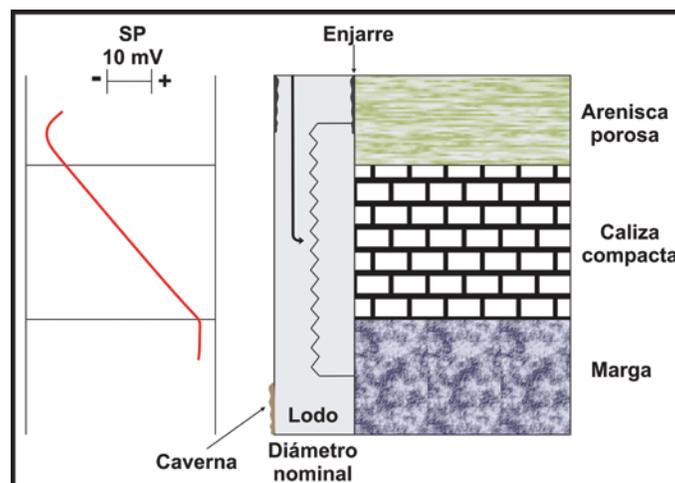


Figura 3.15.-Esquema que muestra la respuesta del SP en formaciones duras.

3.1.2.5.1 Caliza porosa y caliza compacta entre 2 lutitas

La forma que generalmente presenta la curva del SP en una caliza porosa es muy similar a la respuesta que daría una arena limpia, y en ocasiones hasta es posible confundirla; mientras que, en las calizas compactas cuyo contenido de fluidos es generalmente escaso, la respuesta del registro muestra una línea o tramo recto y con una pendiente determinada hacia la zona positiva debido a que el potencial eléctrico aumenta en ese sentido semejando una resistencia variable lineal. Este fenómeno ocurre de esta manera ya que la corriente tiende a recorrer con mayor profundidad la capa compacta de alta resistividad, mientras que la lutita lo único que hace es proveer un camino de regreso a la corriente a través del lodo y de ahí a través de la capa permeable.

Las fronteras en este tipo de formaciones por lo general son complicadas de delimitar pero asociando la curva a un cambio de pendiente o curvatura en el registro es posible definir los límites del estrato compacto (Figura 3.16).

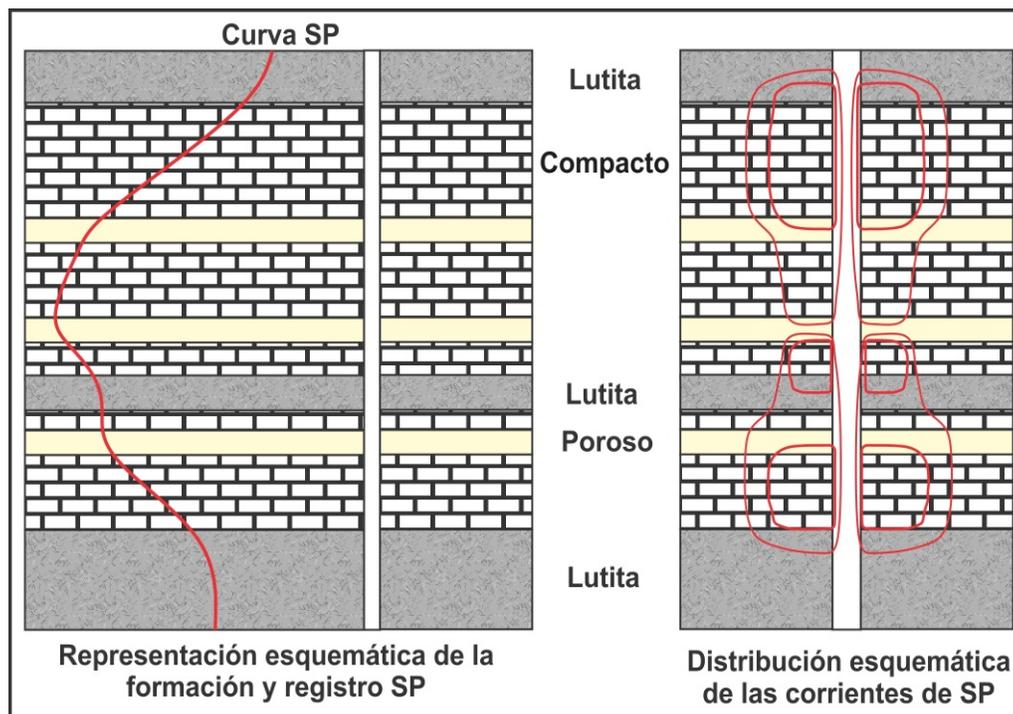


Figura 3.16.- Representación esquemática del SP en calizas porosas y calizas compactas.

3.1.2.5.2 Calizas compacta entre 2 lutitas

Debido a la poca o nula presencia de agua en la caliza compacta, se considera que no existe un potencial o fenómeno electroquímico que origine un potencial entre la caliza y el lodo. Por lo tanto la pendiente de la curva será 0, reflejando en el registro un tramo rectilíneo frente a la caliza compacta. Por convención, se aceptará que cuando la curva sea a la izquierda, ésta será convexa, y si la deflexión es a la derecha, ésta será cóncava.

Sin embargo, tal convención se debe correlacionar junto con los registros de resistividad ya que el SP por sí solo no es suficiente para determinar capas porosas y permeables (Figura 3.17).

- Una convexión representa porosidad en la roca.
- Una recta representa un intervalo compacto en la formación.
- Una concavidad es indicativo de arcillosidad.

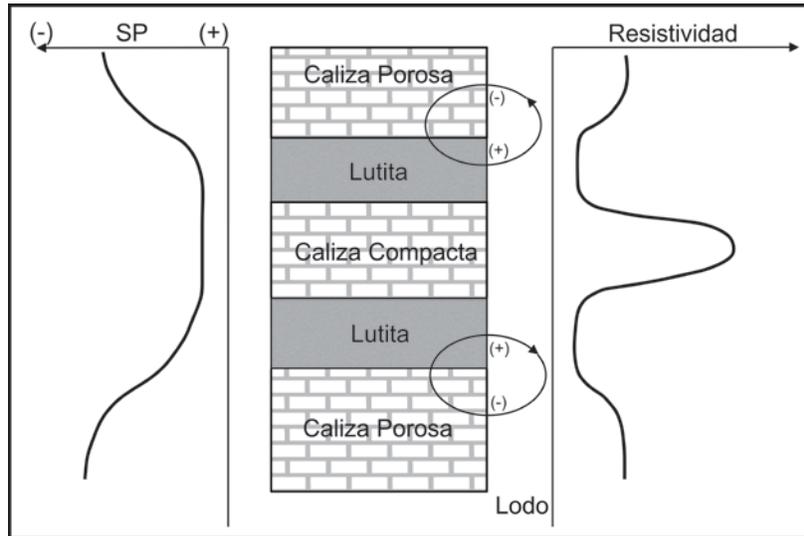


Figura 3.17.- Representación esquemática del SP en calizas compactas entre 2 lutitas.

3.1.2.5.3 Caliza compacta entre 2 intervalos de calizas porosas

En este caso especial la respuesta inicial del SP en la caliza porosa es similar a un sistema arena-lutita, sin embargo existen circuitos entre ambas calizas y lutitas superiores e inferiores con valores de corriente iguales y en sentido opuesto, provocando que la pendiente de la curva sea vertical y que en el intervalo compacto se observe un segmento rectilíneo vertical entre las zonas porosas (Figura 3.18).

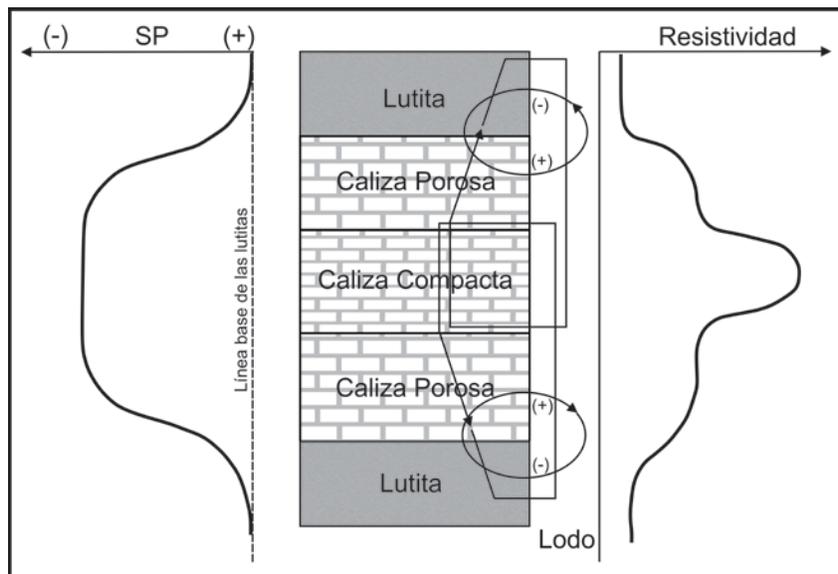


Figura 3.18.- Representación esquemática de la respuesta del SP en calizas compactas entre 2 calizas porosas.

Como conclusión podemos afirmar que la correcta y oportuna interpretación tanto de las formaciones duras (calizas), como de formaciones blandas (areniscas, lutitas) nos puede brindar información muy útil para la búsqueda y ubicación de intervalos productores ya sea bien de hidrocarburos o de intervalos de agua para abastecimiento de las ciudades.

3.1.3 Correcciones ambientales

3.1.3.1 Anomalías que llegan a ocurrir en SP por condiciones de invasión

En la evaluación de zonas permeables, saber reconocer y comprender estas anomalías en el SP nos ayuda a poder determinar el valor del SSP con mucha mayor seguridad.

3.1.3.1.1 Cambio de la línea base de lutitas

La calidad y respuesta del registro de potencial natural, está influenciado en gran medida por la salinidad que contengan las formaciones, así como también de la salinidad del lodo de perforación. Generalmente la salinidad en las formaciones se incrementa a medida que se va profundizando en las perforaciones, sin embargo pueden existir casos en que el agua en los intersticios de las rocas tengan variaciones de salinidad, siendo más salada o menos salada que el fluido de perforación, lo que provoca que se tengan variaciones en la línea base de lutitas por lo tanto, ésta tendrá que recorrerse (Figura 3.19).

Por otro lado, cuando no exista una capa arcillosa que separe las salinidades de las capas permeables, también existirá un cambio en la línea base de las lutitas. Este será mínimo o imperceptible sin embargo, la amplitud de las deflexiones del SP en la capa superior e inferior será bastante diferente.

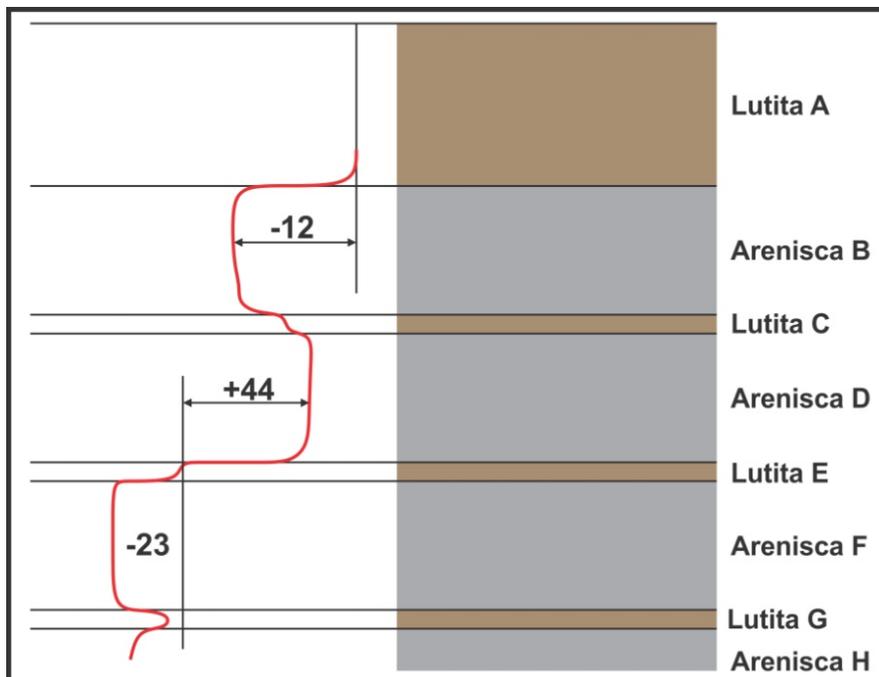


Figura 3.19.- Esquema que muestra como se da el corrimiento en la línea base de lutitas en el intervalo D podemos apreciar que el fluido es más dulce que el lodo de perforación.

3.1.3.1.2 Invasiones desiguales

En formaciones muy permeables y cuyas salinidades son mayores que la del lodo de perforación que se esté utilizando, se produce en ocasiones un fenómeno de invasión desigual del filtrado de lodo, provocando que éste se acumule en la cima de la capa permeable y que vaya disminuyendo hacia su base por las diferencias de densidad que presentan ambos fluidos, en donde el filtrado por su baja salinidad se acumulará en la parte superior. Pero además si existe una capa impermeable entre capas de condiciones similares, esto se verá reflejado en el SP como una curva similar a los dientes de una sierra debido a la acumulación de enjarre en la capa inferior. Lo más recomendable para poder obtener el SP de la formación es tomar el valor más alto que se produce en la base de la capa permeable (Figura 3.20a).

Sin embargo, puede ocurrir el caso en que no se produzca un filtrado en la base de la arena, por lo tanto, no existirá un contacto directo entre ambos fluidos sino que se produce una membrana catiónica producto del enjarre generándose así un potencial de membrana. En tales casos la ausencia de una invasión se refleja como una disminución en la deflexión de la curva del SP debido a que la eficiencia que presenta el enjarre como membrana es mucho menor que la que tendría una buena lutita, y por lo tanto el SP de la formación se leerá de la parte superior (Figura 3.20b).

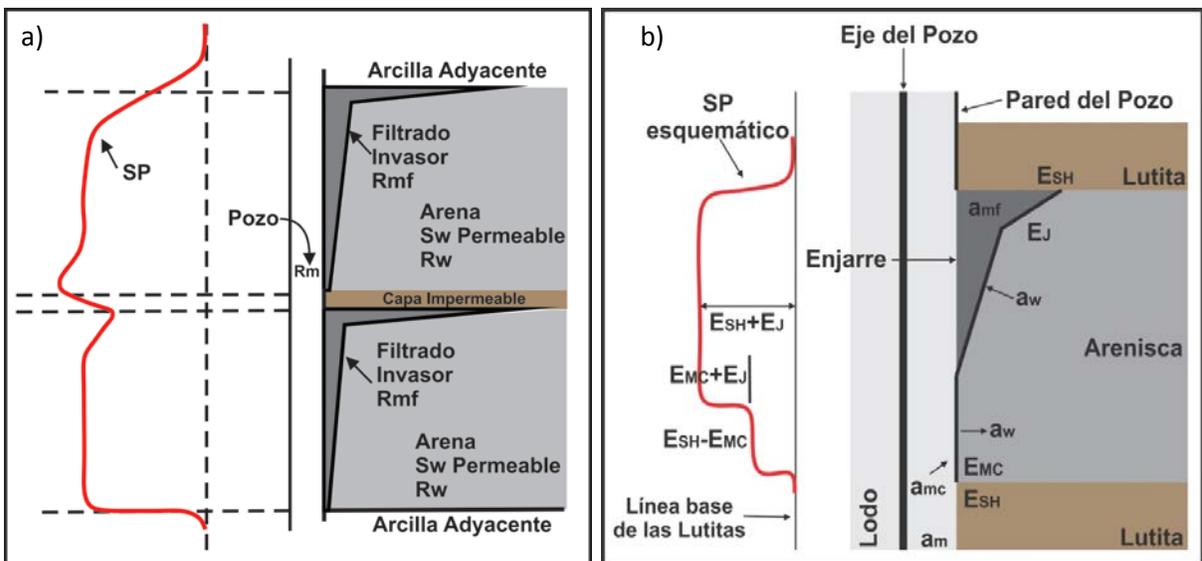


Figura 3.20.- a) Invasión desigual del filtrado de lodo en capas permeables donde el SP se lee de la base de la arena y b) caso en que no se produce un filtrado sino una membrana catiónica y el SP es leído de la cima de la arena.

3.1.3.2 Anomalías que pueden ocurrir en el SP por condiciones ambientales

3.1.3.2.1 Por efecto de magnetismo

En algunas ocasiones puede ocurrir que el malacate que está montado dentro del camión de registros se magnetice accidentalmente, induciendo con ello una señal de baja amplitud y cierta frecuencia que se superpone al SP de la formación. Esto provoca que en el registro se generen

picos falsos, por lo que entonces el SP se deberá leer de tal manera que no se sume o reste la verdadera deflexión del SP, y si este efecto no es posible eliminarlo, se leerá el valor de la sinuosidad media (Figura 3.21).

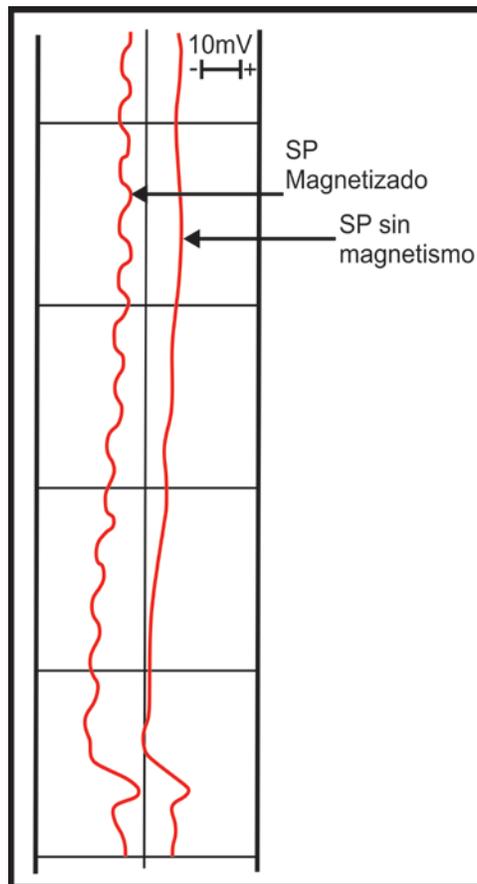


Figura 3.21.- Efecto de sierra que puede provocar la magnetización en el registro SP.

3.1.3.2.2 Por Ruido

Los casos más frecuentes de afectaciones por ruido en el registro del SP tiene que ver con: la proximidad a líneas de transmisión eléctrica y la generación de corriente de los equipos de perforación, proximidad que exista entre el camión de toma de registro y pozos de bombeo mecánico. En mar estos efectos se dan por el paso de embarcaciones cercanas sin embargo, todo esto puede evitar sabiendo bien en qué lugar ubicar el electrodo de tierra.

3.1.3.2.3 Por Bimetralismo

Cuando 2 piezas de metal de distintas composiciones se ponen en contacto en un ambiente de lodo conductor, se genera una pequeña fuerza electromotriz. Esto puede provocar ciertas anomalías en el SP frente a formaciones de altas resistividades llegando incluso a invertir la curva por lo que habrá que tener cuidado en vigilar el electrodo superficial y el equipo subsuperficial para anular este efecto.

3.1.3.3 Correcciones que se realizan a la curva del SP

3.1.3.3.1 Corrección por espesor de capa (h) y diámetro de invasión (d_i)

La formación de una zona de invasión por efecto del filtrado de lodo en una zona porosa y permeable, tiene como consecuencia el que haya un alejamiento aparente de esta interfaz de la pared de pozo, de manera que la generación de un potencial de difusión tiene lugar a cierta distancia de la pared del pozo, lo que equivale a un aumento en el diámetro del agujero. Por ende, de acuerdo a la Ecuación 3.6 si el área aumenta, la resistencia al flujo de corriente disminuye y con ello la caída de potencial disminuye provocando que el SP sea menos negativo.

$$-\frac{dE}{dD} = \frac{R_m}{A} * I \quad \text{Ecuación 3.8}$$

Como este efecto es importante en la evaluación de las formaciones, se tienen tablas de correcciones para obtener el SP leído del registro, corrigiéndolo por a) efecto del espesor de la capa porosa y permeable que se esté evaluando (h), y b) por el efecto del diámetro de invasión del filtrado del lodo. (Tablas SP-1, SP-2m, SP-3 y SP-4m cortesía de Schlumberger).

3.1.4 Aplicaciones

3.1.4.1 Aplicaciones petrofísicas que tiene la medición del SP

- Identificación oportuna de capas porosa y permeables (la deflexión de la curva será positiva o negativa dependiendo el tipo de fluido que tenga la formación así como de la permeabilidad de la misma).
- Determinación de R_w , una vez conocidos R_{mf} y la temperatura del intervalo que se esté analizando.
- Identificación relativa del tipo de litología.
- Identificación cualitativa del contenido de arcilla.
- Es un buen indicador de posibles saturaciones de aceite y/o gas en arenas arcillosas así como de la interfaz entre ambos fluidos.

3.1.4.2 Aplicaciones Geológicas (aspectos litológicos, texturales y de ambiente de depósito)

Algunas de las aplicaciones más importantes que tiene la interpretación del SP en los registros de pozos se basa en poder identificar aspectos litológicos, texturales, así como también incluso el ambiente de depósito de las formaciones con la finalidad de poder localizar con precisión las formaciones que sean de importancia económica para la explotación de hidrocarburos, y ejemplos de ello se muestran a continuación.

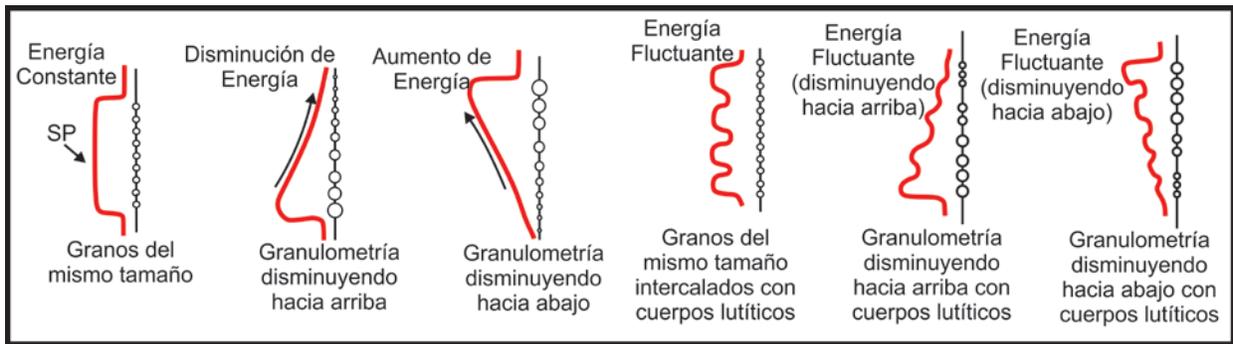


Figura 3.22.- Efecto que da la litología y la textura en la respuesta del SP.

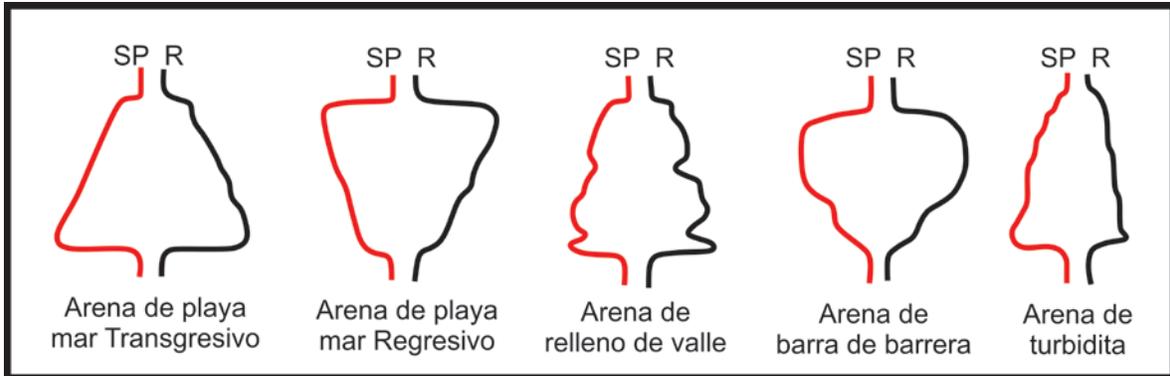


Figura 3.23.- Respuesta que da el SP en distintos ambientes de depósito y su respectiva resistividad.

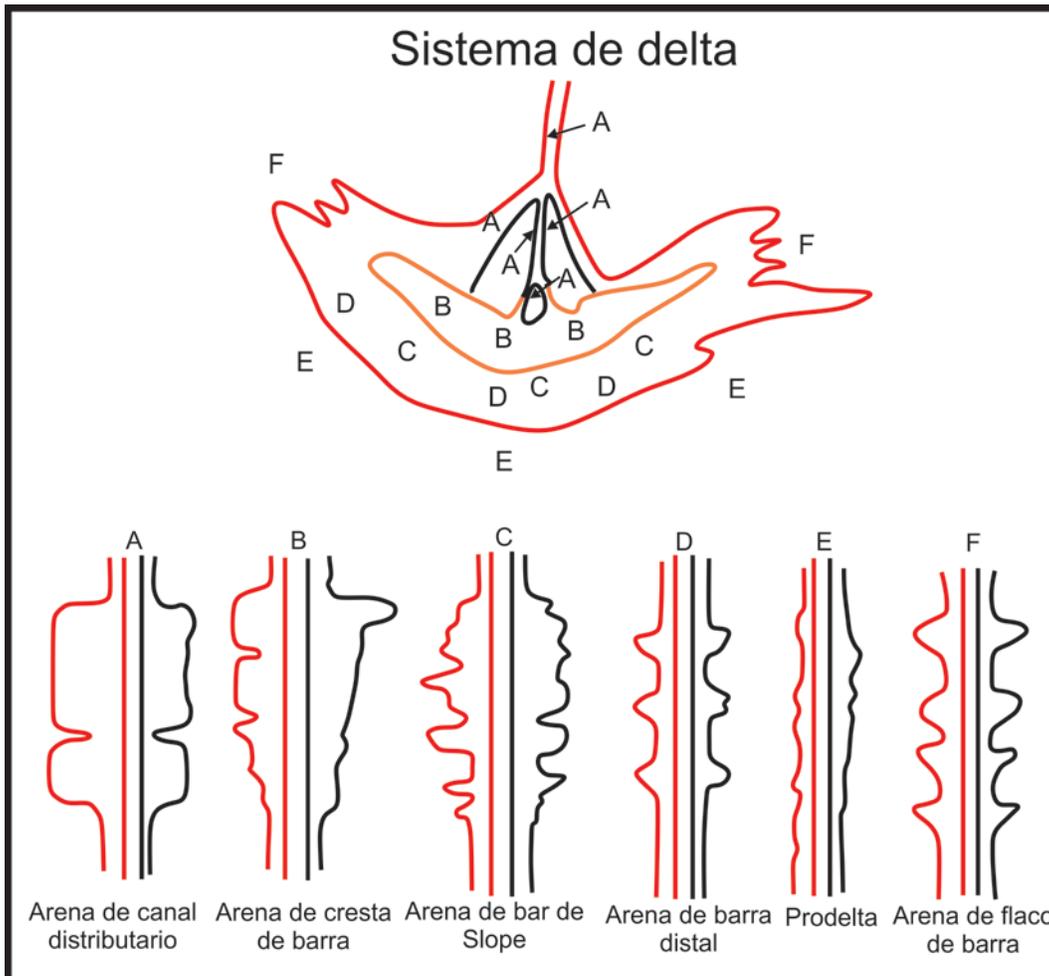


Figura 3.24.- Patrones teóricos de sedimentación reconocidos a partir de la forma de la curva del SP.

3.2.1 Principio de medición

El registro de rayos gamma naturales se basa en mediciones radiactivas de las rocas y/o formaciones en un pozo, producto de la desintegración natural existente de pequeñas cantidades de elementos radiactivos. Todas las formaciones tienen contenidos variables de material radiactivo cuya magnitud depende de sus características individuales. Se podría decir entonces que el registro de rayos gamma "es un registro de litología de las formaciones atravesadas por un pozo", y su efecto es muy similar al SP sin embargo, tiene la particularidad de poder ser tomado en agujeros adermados, con cualquier tipo de lodo de perforación y en combinación con otros registros como los eléctricos, nucleares, de densidad, etc. a diferencia del registro de potencial natural que solo puede ser tomado en agujeros abiertos, lo que convierte al registro de rayos gamma en una herramienta muy útil como curva de correlación en operación de terminación o reparación de pozos, y es con frecuencia complemento del registro del SP.

En formaciones sedimentarias, el registro refleja el contenido de arcilla de las formaciones ya que los minerales arcillosos contienen una mayor cantidad de material radiactivo tendiendo a concentrarse en arcillas y lutitas, a diferencia de las arenas, areniscas y calizas. En formaciones limpias refleja un nivel de radiactividad muy bajo, a menos que contaminantes radiactivos como ceniza volcánica o residuos de granito estén presentes o que las aguas de formación tengan sales radiactivas disueltas. Por lo tanto, una curva de rayos gamma nos indicará la diferencia de radiactividad entre uno u otro tipo de roca (Figura 3.25), y tiene utilidad como reemplazo de la curva del SP en pozos perforados con lodo salado, aire, lodos base aceite o secuencias clásticas.

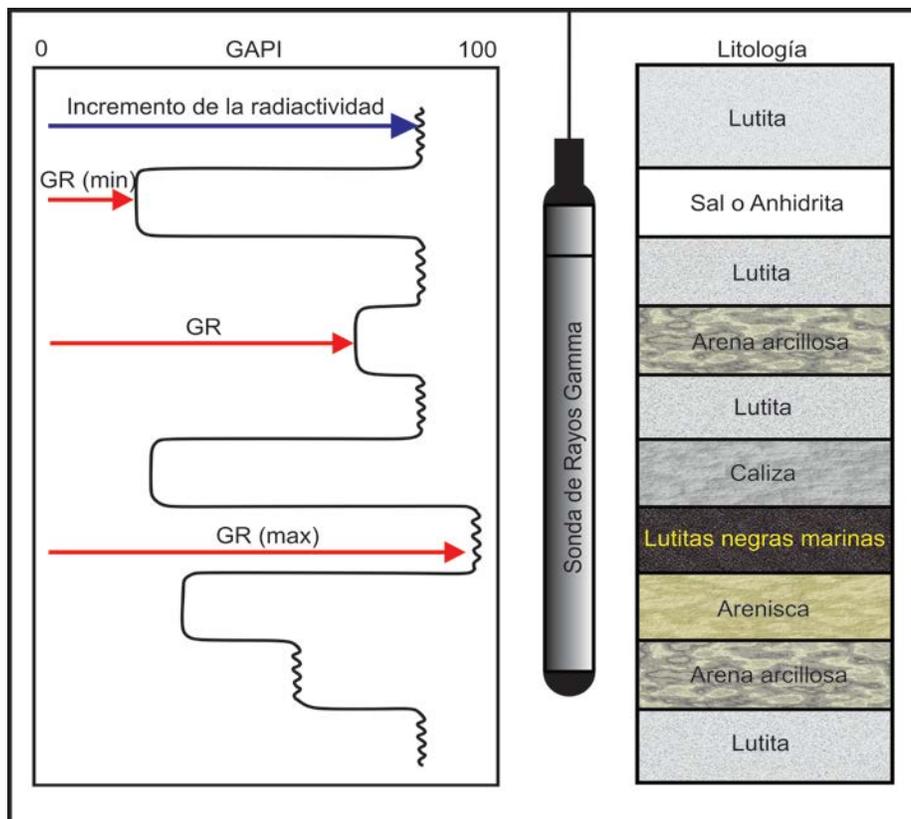


Figura 3.25.- Esquema que muestra la respuesta del registro de rayos gamma en presencia de las distintas litología de las formaciones (Modificado de Bassiouni, 1994).

Para entender cómo funciona esta herramienta, y como "mide o detecta" la radiactividad de las formaciones, se definirá a continuación un poco acerca de la radiactividad y cómo ésta se comporta. **Radiactividad:** La radioactividad se define como la desintegración de átomos que viene acompañada de una subsecuente emisión de radiación. Los átomos más sencillos tienen núcleos estables, mientras que entre los átomos más pesados y complejos se encuentran algunos que son parcialmente estables y éstos se transforman por decaimiento radiactivo a isótopos más estables cambiando su masa, siendo en este proceso cuando se dice que son "*radiactivos*".

Los rayos gamma son impulsos de ondas electromagnéticas de alta energía emitidos espontáneamente por algunos elementos radiactivos. Los elementos con estas características y los más comunes que se encuentran en las formaciones sedimentarias son el potasio 40 (K^{40}), el isótopo del potasio 39 (K^{39}), los elementos de la familia del uranio entre los cuales podemos encontrar al actinio y el radio, y los elementos de la familia del torio. El isótopo del potasio con peso atómico de 40 (K^{40}) y los elementos radiactivos de la serie del uranio-torio son los que emiten casi en su totalidad toda la radiación gamma que se encuentra en la tierra. Cada uno de estos elementos emite rayos gamma sin embargo, la cantidad y la energía emitida será distintita de cada elemento (Figura 3.26). El potasio 40 emite rayos gamma de una sola energía, mientras que las series del uranio y las series del torio, pueden emitir rayos gamma de diferentes energías.

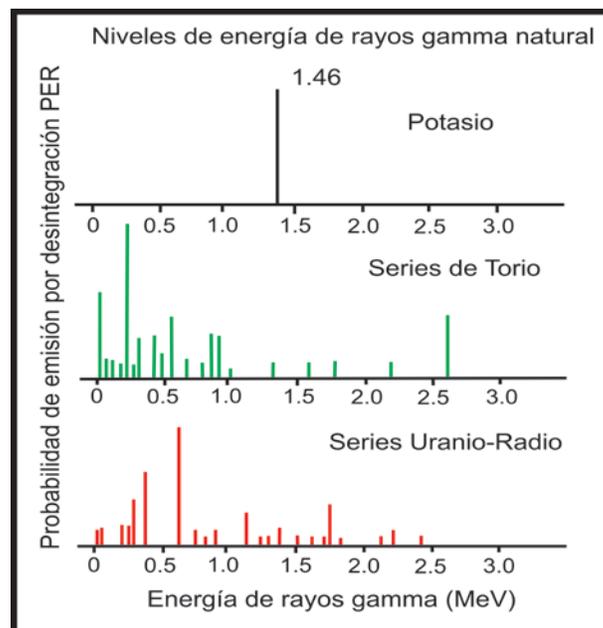


Figura 3.26.- Espectros de emisión de rayos gamma de minerales radiactivos
(Modificado de Schlumberger, 2008).

Son 3 los tipos básicos de radiación que puede emitir un átomo al desintegrarse, y comúnmente se les conoce a estos como los rayos alfa (α), beta (β) y gamma (γ).

- **Rayos alfa (α):** de los 3, estos son los de más alta energía. Consisten esencialmente de átomos de helio (${}^2_2\text{He}^4$) pero sin sus electrones, por lo que su carga es positiva. Debido a

que su masa es relativamente grande y su carga eléctrica es positiva (+), son de muy poca penetración, a tal grado que incluso una hoja de papel podría detenerlos, por lo que su radiación no llega a la sonda de registro.

- Rayos beta (β): constan de electrones libres emitidos por el núcleo de los átomos y cuya energía de emisión es mucho menor que los rayos alfa, sin embargo, su penetración es mayor estando limitados solo por su carga negativa (-). Unos cuantos centímetros de una placa de acero bastaría para detenerles al igual que los rayos alfa, por lo tanto, estos son absorbidos por la formación antes de ser detectados por la sonda.
- Rayos gamma (γ): este tipo de radiación es la que interesa para el funcionamiento de la sonda de detección de rayos gamma. No tienen una forma ni tamaño definido, por lo que se consideran como ondas electromagnéticas similares a los rayos X, las ondas de radio y la luz misma. Sin embargo, cuando existe un contacto entre los rayos gamma con la materia, reaccionan como si se trataran de partículas (también llamados fotones), permitiendo así que los rayos gamma tengan una penetración mucho muy grande. Gracias a esta propiedad es posible poder obtener información de las formaciones en pozos incluso aun cuando se tuvieran varias tuberías de revestimiento.

3.2.1.1 Mecanismos de absorción de los rayos gamma

A medida que se propagan los rayos gamma en las formaciones y van perdiendo su energía, son 3 los mecanismos por los cuales estos pueden ser absorbidos por la materia, dependiendo principalmente de los elementos involucrados del material absorbente, su número atómico y de la energía de incidencia del rayo.

- Efecto Fotoeléctrico: este mecanismo de absorción ocurre cuando el nivel de energía con el que incide un fotón en la formación es baja (menor a 100KeV). Un fotón al colisionar con un electrón orbital le cede toda su energía en forma de energía cinética, provocando así que el electrón salga expulsado de su órbita y que el fotón incidente desaparezca al ser solo energía, acelerando así al electrón a un nivel de energía muy similar al de incidencia del rayo gamma, menos la energía que liga que tiene el electrón con el medio ambiente (Figura 3.27). De esta manera se le puede llamar a este como fotoelectrón, y ya que la energía de liga es mínima, la energía del fotoelectrón es muy cercana a la energía original.

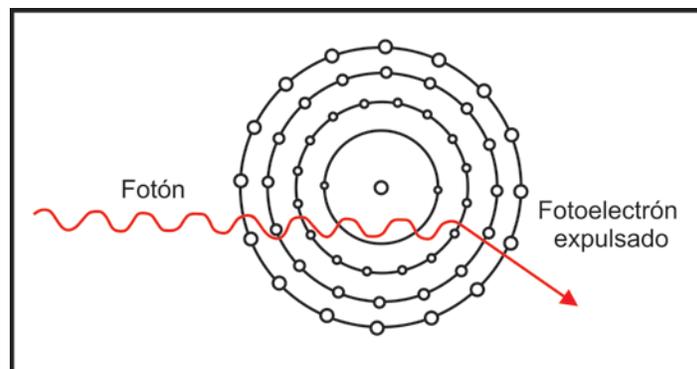


Figura 3.27.- Esquema que representa el efecto fotoeléctrico.

- Efecto Compton: este fenómeno de absorción de los rayos gamma se produce a niveles de energía intermedias (entre los 100 KeV y los 1.02 MeV), cuando un fotón incidente colisiona contra un electrón orbital. El producto de la colisión da como resultado el que la energía original del fotón sea dividida, una parte al electrón que es expulsado de su órbita original (llamado electrón Compton), y el resto generando un nuevo fotón con un ángulo ϕ respecto a la dirección original de incidencia pero con una menor energía (Figura 3.28). De esta manera se producen electrones y rayos gamma adicionales productos de de la colisión. Estos nuevos rayos gamma pueden ser absorbidos por alguno de los 2 mecanismos (Efecto Compton o Efecto Fotoeléctrico) sin embargo, continúan aislando otros electrones hasta que su energía sea tan baja que puedan alcanzar el dominio del efecto fotoeléctrico y por ende ser absorbidos dentro de una distancia fija.

Este tipo de colisión elástica entre los rayos gamma y los electrones ocurre principalmente en aquellos electrones de las orbitas mas externas de los átomos, por lo que este tipo de reacción es y ayuda a realizar las mediciones de la densidad de las formaciones ya que dicho efecto es sensible a la densidad del electrón de las formaciones.

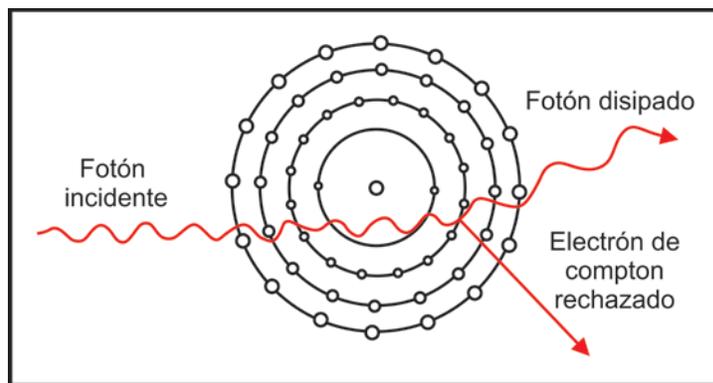


Figura 3.28.- Esquema que representa el Efecto Compton.

- Producción de pares: este fenómeno ocurre a diferencia de los 2 mecanismos anteriores, en la interacción de los fotones y el núcleo de los átomos cuando los niveles de energía con los que incide un fotón en las formaciones son altas (mayores a 1.02 MeV), produciéndose con ello una producción de pares. Esto significa que se produce un positrón (electrón de carga (+)) y un negatrón (electrón de carga negativa (-)) de altas energías, ambos con una energía de 0.511 MeV por la colisión que ocurre al penetrar el fotón el material. Estas partículas originalmente inexistentes son el resultado de la separación de la energía original del fotón hacia estas 2 masas electrónicas producto de la colisión del rayo gamma con el material, liberándose la energía inicial en estas 2 formas (Figura 3.29).

El positrón es atómicamente muy similar al electrón, pero con una vida y una penetración muy corta, por lo que al momento de colisionar con un electrón, se producen rayos gamma de menor energía producto de esta colisión. De acuerdo con esto, se dice que los rayos gamma de alta energía tienen la capacidad de irse degradando (hacerse más lentos) energéticamente,

pudiéndose dar los efectos Compton y fotoeléctrico. Por otro lado, los rayos gamma de menor energía no tienen la capacidad de producir ni el Efecto Compton ni una Producción de Pares. Sin embargo, este efecto es de menor importancia dentro de la radiactividad natural que se mide.

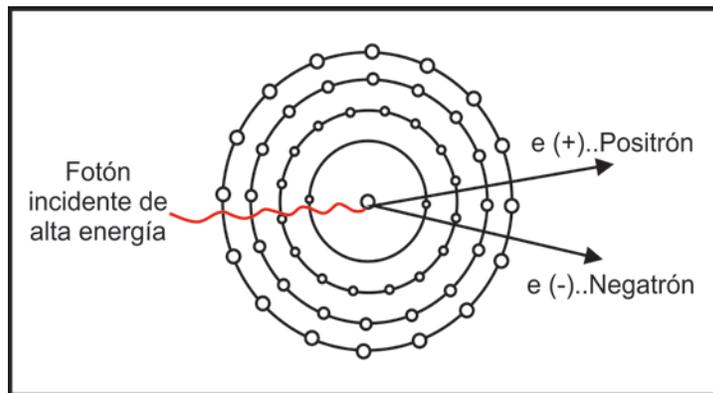


Figura 3.29.- Esquema que representa la producción de pares.

Al pasar a través de la materia, los rayos gamma experimentan colisiones de Compton sucesivas con los átomos del material de la formación y van perdiendo energía en cada colisión. Después de que el rayo gamma ha perdido suficiente energía, un átomo de la formación lo absorbe por medio del efecto fotoeléctrico. Por consiguiente los rayos gamma naturales se absorben gradualmente y sus energía se degradan (reducen) al pasar a través de la formación.

La tasa de absorción variará con la densidad de la formación, por lo tanto 2 formaciones que tengan la misma cantidad de material radiactivo por unidad de volumen, pero con diferentes densidades mostrarán diferentes niveles de radiactividad, mientras que las formaciones que sean menos densas aparecerán más radiactivas.

3.2.1.2 Detección y medición de los rayos gamma

Para realizar la medición de los rayos gamma producidos a través de diferentes tipos de procesos nucleares, se usan distintos tipos de detectores.

- Contadores Geiger-müller: constan de una pequeña cámara y un filamento central mantenido a un voltaje fijo de 900-1000v como detector. Tiene en su interior un gas (argón, helio o neón) a bajas presiones, en donde la incidencia de los rayos gamma provoca que los electrones se movilizan de las paredes hacia el gas, y que éste se ionice, pudiendo de esta manera ser detectados por medio del filamento central. Actualmente es poca o nula su utilización en los registros de RG.
- Cámara de ionización: consta de una cámara cilíndrica con gas inerte a altas presiones y una barra céntrica mantenida a un voltaje de 100v. Los rayos gamma incidentes interactúan con la pared de la cámara y provocan que haya una expulsión de electrones siendo los mecanismos de detección principales el efecto fotoeléctrico y el efecto

Compton. Sin embargo su eficiencia es muy baja ya que el tamaño de los pulsos que da son muy pequeños y en el ámbito de la toma de registro no es muy útil.

- Contadores de centelleo: consta de 3 partes principales que son: un cristal (puede ser de yoduro de sodio activado por talio), el fotomultiplicador y el discriminador. Actualmente las sondas de rayos gamma utilizan este tipo de detector, ya que resultan mucho más eficaces que los Geiger-müller al sólo necesitar unas cuantas pulgadas de longitud.

Cuando un rayo gamma incide sobre la superficie del cristal, interactúa con los electrones del cristal y produce un pequeño brote o pulso de luz, cuya intensidad es proporcional a la energía del rayo inicial. Posteriormente choca con el fotomultiplicador volviéndose un pulso eléctrico, emitiendo electrones proporcionales a la intensidad de la luz, los cuales son atraídos por un ánodo y chocan emitiendo 3 o más electrones por cada uno que recibe, y son posteriormente acelerados a otro ánodo en donde se multiplican de tal manera que el pulso de salida es proporcional a la minúscula intensidad de luz y que a su vez es la intensidad del rayo gamma incidente (Figura 3.30).

La principal función del discriminador es eliminar pequeños pulsos indeseables que se pudiesen generar principalmente a causas del calor. Si no fuese así se tendrían un número cualquiera de pulsos sin relación con los rayos gamma de la formación. La principal ventaja del contador es su eficiencia de entre un 50 y 80% teniendo un mejor detalle de los registros, mientras que su gran desventaja son los cambios de temperatura.

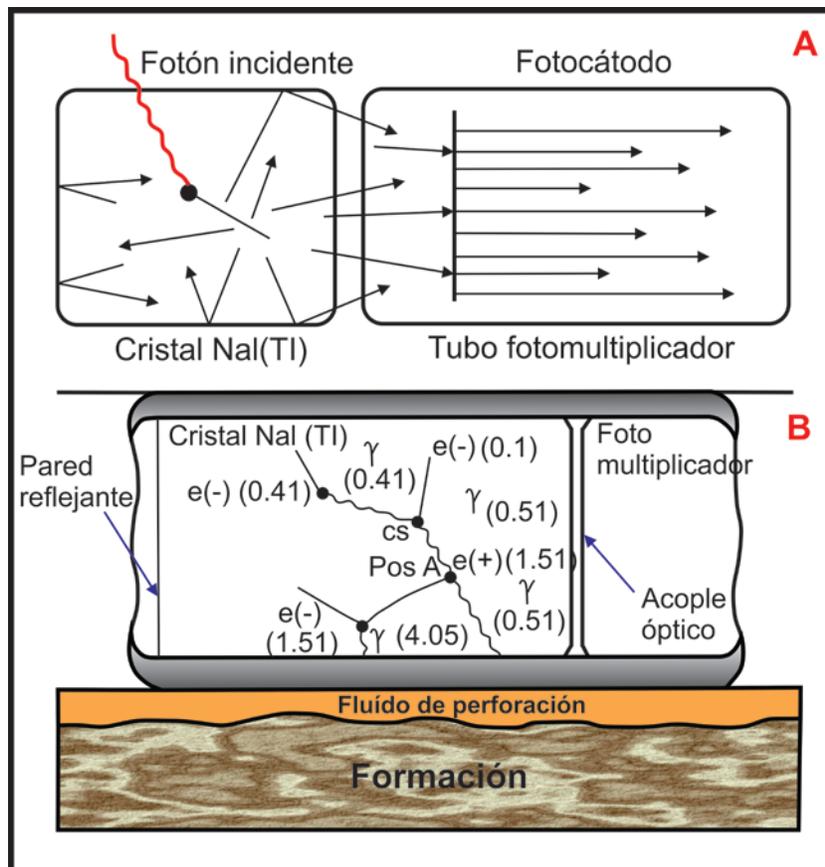


Figura 3.30.- a) Esquema que muestra el funcionamiento de un Contador de centelleo y b) reacciones típicas que ocurren dentro del cristal detector (Modificado de Serra, 2008).

El registro de RG se corre por lo general en combinación con las herramientas de registros en agujeros abiertos y en agujeros entubados, y la profundidad de investigación puede variar de las 10 a las 15", esto debido al efecto de la velocidad con la que se toma el registro la cual es variable.

3.2.1.3 Unidad de medida y calibración de la herramienta

En el pasado cuando se introdujeron las primeras herramientas de rayos gamma, era casi imposible el que se tuviera una unidad de medida estándar ya que las distintas compañías que ofrecían el servicio utilizaban parámetros como: cuentas por minuto, cuentas por segundo, unidades de radiación, etc. Fue entonces que se organizó y designó un comité que tomo la decisión de estandarizar las unidades con las que se miden los rayos gammas y se les designó API.

API proviene de la *American Petroleum Institute* en Houston, Texas que es donde se creó y promocionó un centro de calibración para las herramientas que utilizan mediciones nucleares (registro de rayos gamma y registros neutrónicos) y fue con ello que se designo finalmente al API como unidad estándar de medición para los rayos gamma. "Una unidad API está definida como 1/200 de la diferencia que existe en la deflexión de la curva de rayos gamma entre las zona de concreto de alta y baja radiación, que se localizan al fondo del pozo de calibración en Houston, Texas" (Figura 3.31) en donde son calibradas todas las herramientas de rayos gamma comerciales, esto con la finalidad de que todas midan con las mismas unidades la radiación en las formaciones.

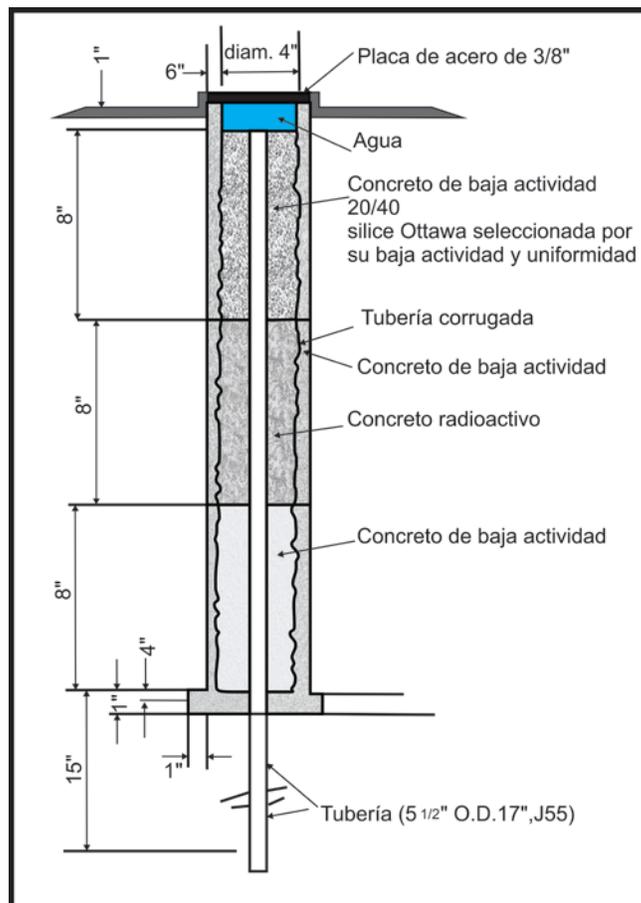


Figura 3.31.- Esquema que muestra como está constituido el pozo calibrador localizado en las instalaciones del American Petroleum Institute en Houston, Texas (Modificado de Gómez, 1975).

Las radiactividades en formaciones sedimentarias, generalmente fluctúan entre unas cuantas unidades API en anhidrita y sal, hasta 200 API o más en arcillas. Mientras que las calibraciones en campo se realizan según estándares API, con lo que se normalizan cada herramienta.

3.2.2 Presentación del Registro

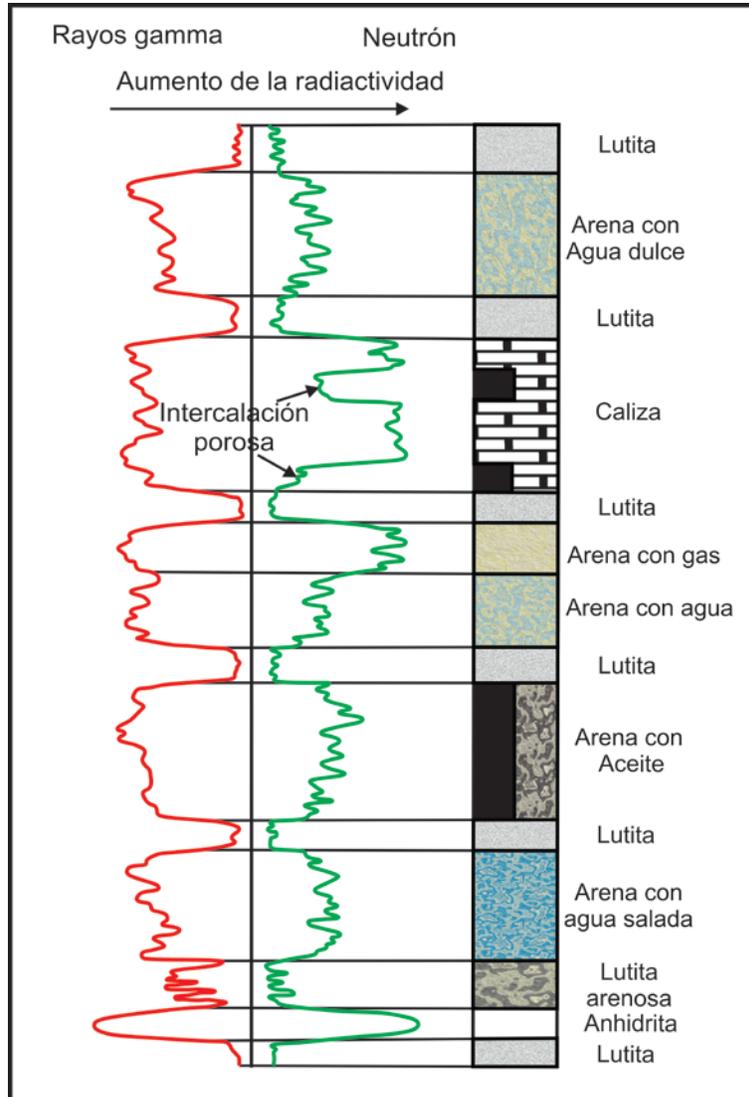


Figura 3.32.- Presentación de un registro de rayos gamma en conjunto con un registro neutrón, en donde se aprecia el comportamiento de la curva dependiendo del tipo de roca y el fluido presente (Modificado de Gómez, 1975).

3.2.3 Correcciones ambientales realizadas al registro de rayos gamma

3.2.3.1 Variaciones estadísticas

Las variaciones estadísticas son una característica inherente a todos los registros nucleares, debido a pequeñas variaciones u oscilaciones alrededor del verdadero valor de respuesta del

registro producto de variaciones en las desintegraciones nucleares en las formaciones. Estas oscilaciones son variaciones aleatorias que nunca se repiten y que no representan la respuesta de la formación ya que en un momento determinado puede o no ocurrir desintegración espontánea. En los rayos gamma, aun cuando la herramienta se mantuviera estática en el fondo del pozo, el número de rayos gamma leídos por el detector ira variando con el tiempo debido a la naturaleza aleatoria con las que ocurren las desintegraciones nucleares. Por lo tanto, para poder obtener un valor representativo de la intensidad de la radiación natural de la capa o formación es necesario que el detector se mantenga un tiempo suficiente frente a ésta. Sin embargo, aún haciendo esto seguirán existiendo ligeras variaciones. Al leer un registro de rayos gamma es recomendable visualizarse y obtener un promedio visual sobre 1 a 1.5 m. La única excepción a esta regla es el caso de una capa de menos de 1 m de espesor, donde se debe leer el valor del pico.

➤ Velocidad de la sonda

El número de pulsos que logran ser generados en el detector aparecen como una secuencia aleatoria que dependen de varios factores como: la intensidad de la radiación, la eficiencia del contador y la constante de tiempo. Un incremento en la velocidad con la que se toma el registro equivale a un suavizado de la curva de rayos gamma debido a que se produce un retraso en las reacciones con las que se maneja el detector, mostrando pequeñas variaciones en la intensidad de la radiación, mientras que si la velocidad disminuye, se logra tener un perfil mejor detallado de la formación al darle a la herramienta tiempo suficiente para detectar variaciones radiactivas.

La constante de tiempo la podemos definir entonces como el tiempo necesario que el detector debe permanecer frente a la capa para registrar el 63% de cualquier cambio en la intensidad de los rayos gamma. Esto significa que para una velocidad de registro dada, una constante de tiempo grande disminuye el efecto de las fluctuaciones estadísticas. Las velocidades de toma de registros más comunes con su respectiva constante de tiempo óptima para evitar las variaciones estadísticas se representa en la tabla siguiente.

Donde v = velocidad de toma del registro.

t_c = constante de tiempo que debe tener la herramienta.

(v) ft/hr	(t_c) segundos
3600	1
1800	2
1200	3
900	4

Tabla 3.1 Velocidades comunes de adquisición del registro de RG y su constante de tiempo optima para evitar variaciones estadísticas (Bassiouni, 1994).

La combinación de los valores de velocidad con la cual se tomando el registro, así como también la constante de tiempo que tiene el detector que se esté utilizando en las herramientas de rayos gamma, da como resultado 2 efectos principales:

- La velocidad de toma del registro no es representativa de un estrato o capa cuyo espesor sea menor que el espesor crítico, es decir la distancia que viaja la sonda en una constante de tiempo.
- Una anomalía es cambiada o eliminada en medida en que la herramienta se vaya desplazando. Esta demora al igual que el espesor crítico, quedan expresados de la forma

$$h_c = vt_c \tag{Ecuación 3.9}$$

Donde h_c será la demora o espesor crítico que podrá obtener la sonda, por lo tanto v y t_c son escogidos de tal manera que la demora no sea mayor a 1 pie.

Un ejemplo de cómo influye la velocidad de la toma del registro de rayos gamma en la curva, se ilustra en la Figura 3.33, donde se tiene un registro de rayos gamma tomado a velocidades de 720 y 2700 ft/hr junto con un SP o potencial natural. Se aprecia que a menor velocidad el detalle que brinda la respuesta de la formación es más detallado a diferencia de la curva que se tomó a mayor velocidad, siendo la curva más suavizada.

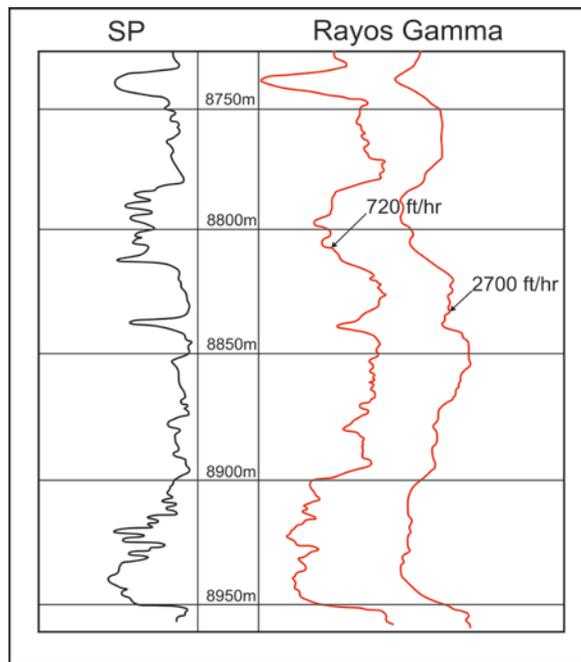


Figura 3.33.- Respuesta que se obtiene de un registro de rayos gamma tomado a distintas velocidades (Modificado de Bassiouni, 1994).

➤ Respuesta de la herramienta

La respuesta que brindará la herramienta de rayos gamma, corrida a una velocidad óptima y con una constante de tiempo adecuada depende además de numerosos factores como lo son: la radiactividad específica de la formación, la densidad de la formación, el tipo de fluido que se esté utilizando, la densidad de este fluido, el diámetro del agujero perforado, las características del detector y el tipo de contador que se utilice.

➤ Correcciones por condiciones de pozo

Una de las condiciones más importantes en la medición de la radiactividad en los pozos, es el tipo de lodo de perforación que se esté utilizando. Para un mismo tipo de lodo, mientras sea mayor el diámetro del agujero menor será la intensidad de la radiactividad registrada. Generalmente las irregularidades que se presenten en el agujero no afectan las mediciones de la radiactividad, aunque puede haber casos en donde existan cavernas y es sólo en estos casos que sí se podrían tener disminuciones.

Por otro lado la naturaleza del fluido de perforación que se esté utilizando depende de varios factores:

- Su composición y por ende su densidad afectará al registro de rayos gamma ya que mientras mayor sea la densidad del lodo, menor será la intensidad de las radiaciones registradas.
- Su número atómico efectivo Z permitirá que la absorción de los rayos gamma en las formaciones sean mayores si estos contienen bentonita.
- Su contenido en materiales radiactivos como sales de potasio y bentonita incrementara la radiactividad por la columna de lodo.

➤ Posición de la herramienta en el agujero

La posición que tenga la sonda de rayos gamma dentro del agujero afectara algunas de las lecturas que se estén realizando dependiendo básicamente si ésta se encuentra centrada o no. Para poder corregir este efecto, se tiene un factor de corrección que depende de un parámetro *t* en gr/cm² y puede ser calculado de la siguiente manera:

$$t = \frac{W_{lodo}}{8.345} \left(\frac{2.54d_{agujero}}{2} - \frac{2.54d_{sonda}}{2} \right) \quad \text{Ecuación 3.10}$$

Donde:

W_{lodo} = peso del lodo que se esté utilizando en lb/gal.

$d_{agujero}$ = diámetro del agujero.

d_{sonda} = diámetro de la sonda.

De igual manera ya teniendo la corrección por el diámetro del agujero y el peso del lodo, hay que corregir por el efecto del Standoff (distancia que existe de la sonda a la formación) utilizando la siguiente ecuación:

$$CF' = CF'_m + (CF_0 - CF'_m) \left[\frac{(S - S_m)}{S_m} \right]^2 \quad \text{Ecuación 3.11}$$

Donde:

CF'_m = factor de corrección para herramientas centradas.

CF_0 = factor de corrección para herramientas excentradas.

S = standoff actual.

S_m = standoff con la herramientas centrada.

Utilizando las ecuaciones anteriores y utilizando las tablas de correcciones GR-1 y GR-2 (cortesía de la compañía Schlumberger) en casos de pozos con lodos de barita se puede obtener el valor API corregido del registro de rayos gamma en agujeros descubiertos. Como es de suponerse, las correcciones son considerables en pozos con lodos muy densos y de diámetros muy grandes.

Para pozos entubados se utiliza la tabla GR-3 donde de igual manera se calcula t , tomando en cuenta otros parámetros tales como la densidad de la TR (tubería de revestimiento) así como también sus diámetros internos y externos y la densidad del cemento, y se obtiene de igual manera el valor API del rayos gamma corregido.

3.2.4 Aplicaciones del registro de Rayos Gamma

➤ Determinación de la litología

La medición del registro de rayos gamma es principalmente utilizada para la detección de intervalos arcillosos y límites de capas en los casos en que un registro SP no nos pueda ser muy útil ya sea porque no pudo ser tomado debido a que el pozo tenía lodo base aceite, o bien por su bajo contraste entre R_{mf} y R_w . De igual manera se pueden determinar y detectar con los rayos gamma intervalos de evaporitas y medir su contenido en potasio usando tablas. En combinación con otros registros como pueden ser los de resistividad, los neutrónicos, los de densidad y los sínicos, podría obtenerse con más claridad la litología de las formaciones.

➤ Determinación de la granulometría

La curva de rayos gamma puede reflejar el tipo de grano del que están conformadas la o las formaciones en pozo, pudiendo incluso reflejar en algunos casos el tipo de facies en el cual se depositaron. Con ello podríamos obtener una determinación cualitativa de la permeabilidad ya que conociendo el tipo de grano que lo conforma se podría intuir que tan permeable o no pudiera ser la roca.

➤ Correlaciones pozo a pozo

Se pueden realizar correlaciones de pozo a pozo más precisas y mejor detalladas utilizando la curva de rayos gamma, esto gracias a que la curva de rayos gamma no es afectada por cuestiones como cambios en la composición de los fluidos de las formaciones o del lodo que se esté utilizando, así como tampoco por cambios en las porosidades en las rocas. Esto además tiene importantes aplicaciones tectónicas ya que nos permite poder observar y evaluar el que existan o

se presenten estructuras en las formaciones tales como pliegues, fallas normales o inversas, cabalgaduras, roll-overs, etc. observándose si se repiten las secuencias.

- Detección de discontinuidades y transgresiones

Un cambio muy significativo o abrupto en la curva de rayos gamma nos puede definir límites discontinuos o bien una transgresión.

- Control de la profundidad en pozos

La colocación de probadores de formación, colocación de nucleares de pared o bien el poder tener un buen control de la profundidad en los pozos, puede ser mejor controlado utilizando registros de rayos gamma ya que su posibilidad de ser utilizados en pozos adomados o abiertos, desviados o verticales, le permite a los operadores tener un buen control de la profundidad.

- Evaluación en perfiles de inyección

En ocasiones es posible utilizar los registros de rayos gamma cuando se realizan perfiles en pozos sobre operaciones de inyección de trazadores radiactivos. En este procedimiento se inyectan trazadores ya sean en suspensión o en solución en la formación, permitiendo posteriormente al utilizar un registro de rayos gamma el determinar zonas de fracturas si existieran, pérdidas de circulación, localización de cemento en la tubería, agujeros en la TR, etc.

- Determinación del volumen de arcilla en las formaciones

Una de las principales aplicaciones del registro de rayos gamma, y tal vez la más importante que tiene, es la determinación cuantitativa del contenido o volumen de arcilla en las formaciones arcillosas. Como la intensidad de los rayos gamma es directamente proporcional al contenido de material radiactivo en las formaciones, se puede utilizar la intensidad media de la radiactividad detectada para determinar a lo que se le denomina el V_{sh} (volumen de arcillosidad).

Cuando el potasio es el único o el mayor contribuyente a la radiactividad de la formación arcillosa, el registro de rayos gamma entonces nos ayudara a determinar primeramente el I_{sh} (índice de arcillosidad) el cual está definido por:

$$I_{sh} = \left(\frac{\gamma_{log} - \gamma_{min}}{\gamma_{sh} - \gamma_{min}} \right) \quad \text{Ecuación 3.12}$$

Donde:

γ_{log} = lectura de rayos gamma leído del registro en el intervalo o zona de interés en unidades API.

γ_{min} = lectura mínima leída del registro de rayos gamma en la zona de menor radiactividad o también considerada la zona libre de arcilla (zona limpia) en unidades API.

γ_{sh} = lectura de rayos gamma en la zona más arcillosa en unidades API.

Una vez que se obtuvo el I_{sh} de la formación analizada o de la cual se quiera obtener el V_{sh} , se procede a obtener el V_{sh} o volumen de arcilla de la formación o intervalo que se esté analizando.

Es costumbre asumir que V_{sh} sea igual al I_{sh} , sin embargo, esta suposición tiende a exagerarse debido al gran volumen de arcillas que luego se manejan. Por ello, se desarrollaron varias relaciones empíricas que son mucho más confiables relacionando las mediciones del registro de rayos gamma a diferentes edades y áreas geológicas. Las correlaciones más confiables que se desarrollaron fueron las de Stiever, Clavier y Larionov y se expresan gráficamente (Figura 3.34) y analíticamente de la siguiente manera:

Para rocas terciarias se utiliza la ecuación de Larionov donde:

$$V_{sh} = 0.083 (2^{3.7 \cdot I_{sh}} - 1) \quad \text{Ecuación 3.13}$$

La ecuación de Stieber es para rocas del Jurásico superior donde:

$$V_{sh} = \frac{I_{sh}}{3 - 2I_{sh}} \quad \text{Ecuación 3.14}$$

La ecuación de Clavier es para rocas mesozoicas donde:

$$V_{sh} = 1.7 - [3.38 - (I_{sh} + 0.7)^2]^{0.5} \quad \text{Ecuación 3.15}$$

Mientras que para rocas más antiguas (Jurásico inferior) se utiliza una variante de la ecuación de Larionov donde:

$$V_{sh} = 0.33 (2^{2 \cdot I_{sh}} - 1) \quad \text{Ecuación 3.16}$$

Las variaciones que se den en los valores obtenidos del V_{sh} en los rayos gamma, fluctúan entre un 17% y un 26% dependiendo básicamente del tipo de ecuación que se utilice. Por lo tanto, dependerá de la experiencia y criterio del analista el saber si utilizar un valor bajo o un valor alto para el tipo de roca que se esté analizando.

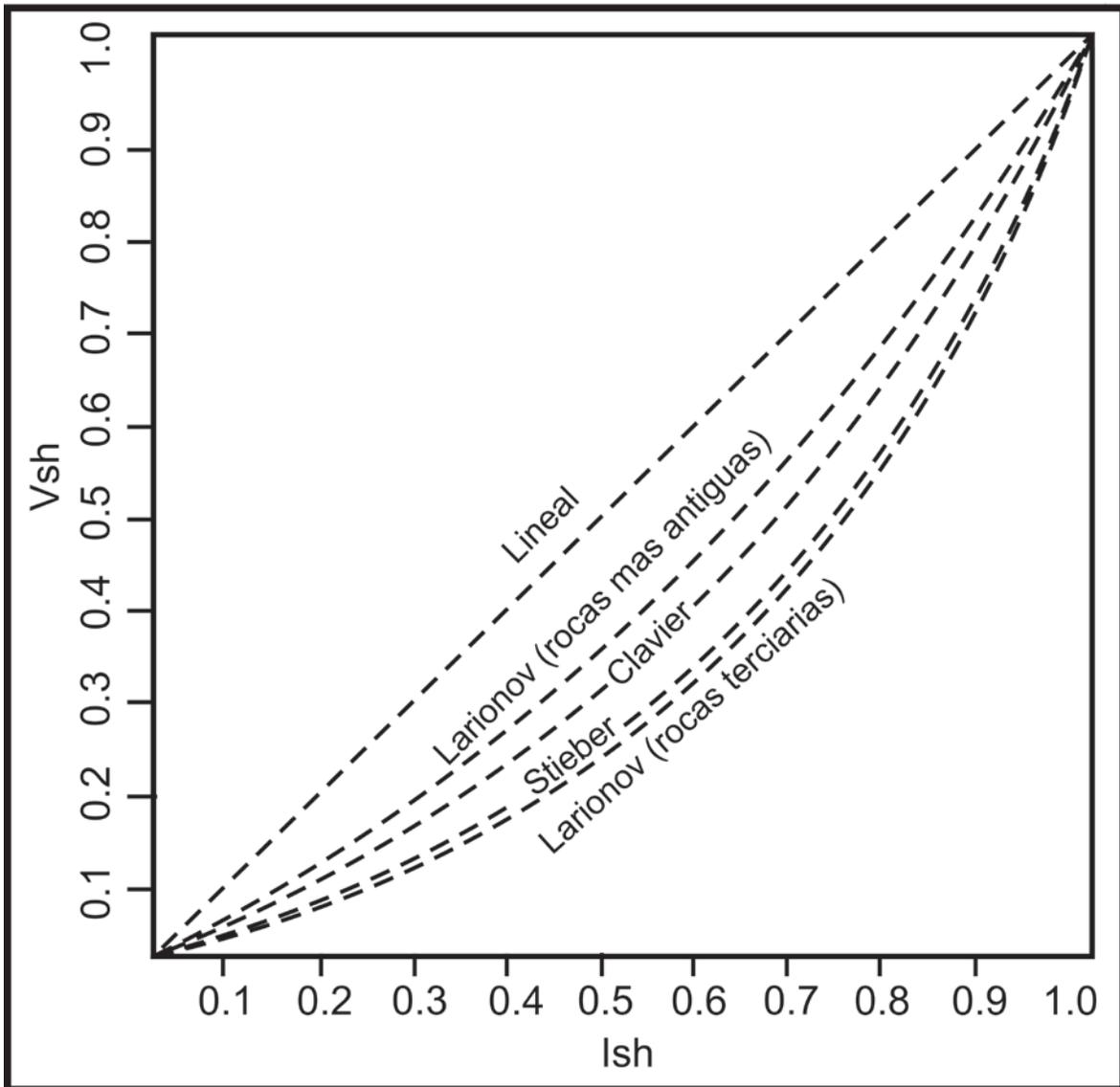


Figura 3.34.- Gráfico de correlación del V_{sh} con el índice de arcillosidad (I_{sh}) en el cálculo de la arcillosidad en las formaciones.

3.3.1 Principio de medición

Mientras que el registro de rayos gamma naturales provee de una medición de la radiactividad natural de la formación o las formaciones a expensas de la energía o el espectro de energía que esta contenga, el NGS (*Natural Gamma Ray Spectrometry*) o registro de espectroscopía de rayos gamma además de medir la radiactividad de la formación, mide o cuenta también el número de rayos gamma y el espectro o nivel de energía de cada radiación que se produce, permitiendo con ello el poder determinar las concentraciones de Torio, Uranio y Potasio radioactivos en la formaciones, ya que estos 3 elementos son los responsables de la mayor parte de la radiación por rayos gamma en la tierra a como se mencionó en el Subcapítulo 3.2.

El potasio 40 (K^{40}) con una vida media de 1.3×10^9 años, se desintegra directamente en Argón 40 con una emisión de 1.46 MeV de rayos gamma, mientras que el Uranio 238 y el Torio 232 con vidas medias de 4.4×10^9 años y 1.4×10^{10} años, se desintegran a través de una larga secuencia de isótopos hijos antes de llegar a ser isótopos estables del plomo. Esto implica que se produzcan rayos gamma de distintas energía y espectros de energía bastante complejos tal y como se muestra en la Figura 3.35. Con ello, cada espectro de energía es característico del decaimiento de la serie radiactiva que se esté leyendo, por lo tanto se le asigna una firma espectral característica.

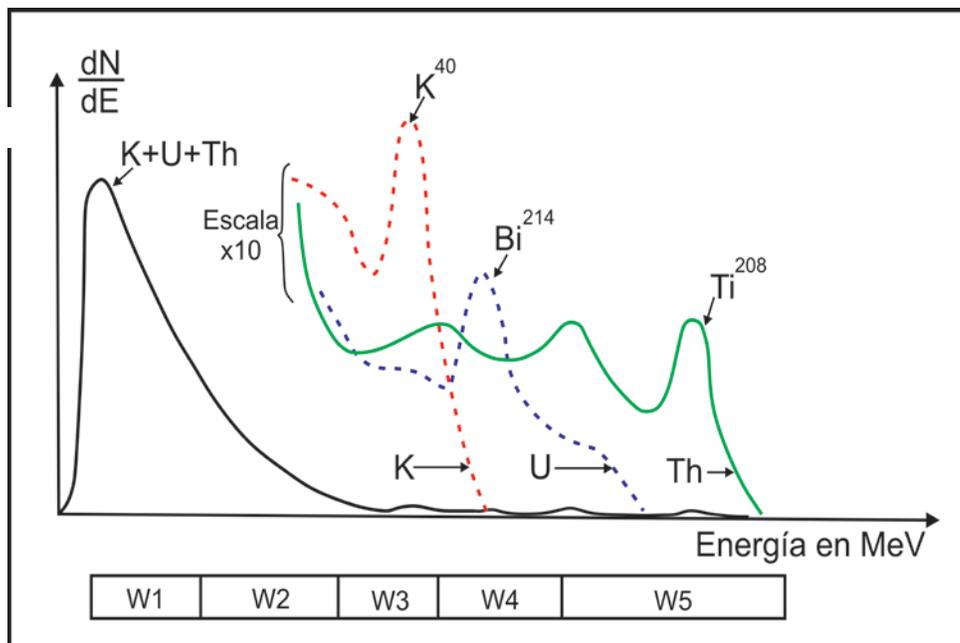


Figura 3.35.- Obtención del espectro de los rayos gamma naturales utilizando como detector un cristal de yoduro de sodio de la herramienta NGS de la compañía Schlumberger (Modificado de Schlumberger, 2008).

El pico característico en la serie del Torio 232 (Th^{232}) por la desintegración a Titanio 208 (Ti^{208}) tiene una energía espectral de 2.62 MeV, mientras que para la serie del Uranio el pico más alto tiene una energía de 1.76 MeV, debido a la desintegración del Talio 208 y del Bismuto 214 (Bi^{214}).

Sin embargo, aquellos rayos gamma que son emitidos con energías discretas pueden ser degradados por:

- Producción de pares entre la formación y el cristal si la energía del rayo gamma es mayor a 1.02 MeV.
- Efecto Compton en la formación entre la fuente y el detector.
- Efecto Fotoeléctrico.

Las amplitudes relativas de los 3 espectros dependerán ampliamente de la proporción de radiactividad que se encuentre presente en los componentes, por lo tanto es posible obtener una evaluación cuantitativa de la presencia de Uranio, Torio y Potasio separando el espectro de energía total en sus 3 espectros relativos que serán las energías espectrales de las concentraciones de Torio, Uranio y Potasio. Este análisis sólo es posible si se asume que los 3 espectros de las series radiactivas tienen siempre una energía de distribución igual. Como el Torio y el Uranio se encuentran en un equilibrio secular (es decir que se desintegran los isótopos hijos en la misma proporción en que son creados por un isótopo padre), cada serie tendrá un espectro característico.

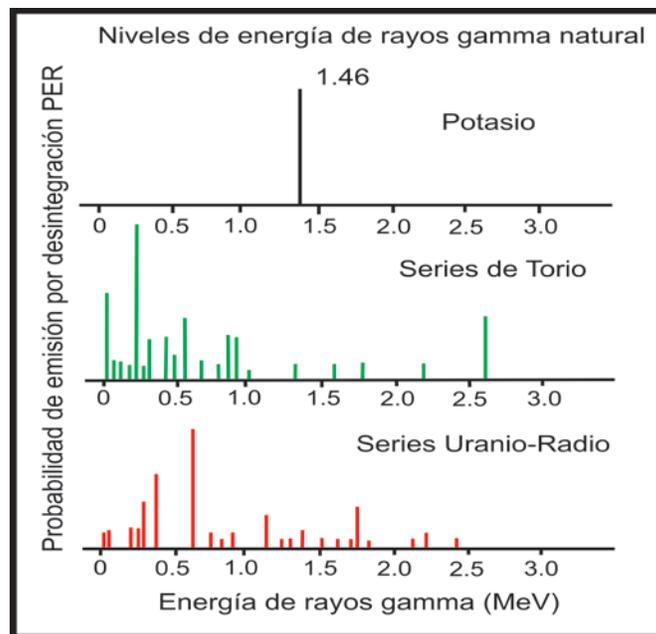


Figura 3.36 Espectros de energía característicos de los 3 elementos radiactivos en el planeta.

El Torio y el Potasio son constituyentes de las arcillas mientras que el Uranio no. La proporción que existe de Potasio 40 y Potasio total es muy estable y constante en el planeta, a excepción del Torio 232 cuyos isótopos hijos son muy raros y por lo tanto se puede no tomarlos en cuenta en la evaluación del registro. Mientras que para el Uranio, su degradación obedece a condiciones ambientales ya que los altos y bajos contenidos de uranio en las formaciones se deben a concentraciones altas o bajas de materia orgánica. Para poder obtener una evaluación cuantitativa del Torio, Uranio y Potasio, en muchas ocasiones es de ayuda dividir el espectro en 2 regiones:

- Una de alta energía en donde se localizan los picos de los espectros radiactivos del Torio, Uranio y el Potasio.
- Una de baja energía donde se cubre el rango en que ocurre el Efecto Compton en la formación, así como también las bajas energía de emisión del Torio y del Uranio.

3.3.1.1 Principio de funcionalidad de la herramienta

La herramienta que permite tomar espectroscopia de rayos gamma está compuesta de un detector de centelleo con un cristal de yoduro de sodio activado por talio que se encuentra contenido en una caja sellada a presión, la cual durante la toma del registro se mantiene pegada a la pared del pozo por medio de un resorte inclinado.

Aquellos rayos gamma que son emitidos por la formación casi nunca logran alcanzar el detector directamente, sino que se encuentran dispersos y van perdiendo energía a través de los 3 efectos mencionados en el registro de rayos gamma naturales: El Efecto Fotoeléctrico, el Efecto Compton y la Producción de Pares. Debido a estas interacciones y la respuesta del detector, los espectros se vuelven más difusos.

La herramienta NGS de la compañía Schlumberger en particular, ofrece 5 ventanas de medición del espectro de rayos gamma, esto para poder obtener una mayor y más completa información sobre los espectros del Torio, Uranio y el Potasio reduciendo así las variaciones estadísticas. La parte más alta de espectro se divide en las ventanas W3, W4 Y W5 respectivamente, en donde cada ventana cubre un pico característico de las series radiactivas, y si se conoce la respuesta de la herramienta y el número de conteos por ventana es posible determinar las cantidades de Torio 232, Uranio 288 y Potasio 40 en la formación. Sin embargo, es posible poder obtener muchos mejores resultados si se toman en consideración las porciones remanentes del espectro (es decir las porciones de menores energías) ya que pueden contener información pertinente y substancial dentro de las mediciones espectrométricas.

Del mismo modo en que la compañía Schlumberger tiene su herramienta de espectrometría de rayos gamma y realiza mediciones de las concentraciones de las series radiactivas mediante ventanas, también las distintas empresas que se dedican a este rubro manejan sus variantes de la herramienta y sus propios métodos de interpretación. Entre las principales herramientas tenemos:

Principales herramientas de espectrometría de rayos gamma															
Compañía	Herramienta	Detector	Num. de Ventanas	Num. de Canales	Rango del Espectro (MeV)	Rango (API)	Muestreo /ft	Velocidad de Logeo	Resolucion Vertical (90%) en pulgadas	Profundidad de Investigacion 50-90%	Precision en % &API		Exactitud en % &API		
Schlumberger	NGS	NaI(Tl)	5		0.06-3	0-2000		1800	8-12	4	9.5	K:0.5, Th:3.2, U:2.3			
	HNGS	2(BGO)		256	0.06-3	0-2000		1800	8-12		9.5	K:0.4, Th:2, U:2			
Halliburton	CSNG	NaI(Tl)		768	0.06-3	0-1500	4 o 10	600	18-36	4	11	3	5	5	5
	KUTh	BGO													
Baker-Atlas	SL	NaI(Tl)	3	256				600							

Tabla 3.2 Principales herramientas de espectrometría de rayos gamma utilizadas por las distintas compañías de servicio a la industria petrolera (Serra, 2008).

3.3.1.2 Principales tipos de detectores utilizados

Existen numerosos tipos de detectores que pueden ser utilizados para la medición de los rayos gamma en las formaciones, pero los más comunes o al menos los más empleados por la compañía Schlumberger, así como también otras empresas, son los cristales de Yoduro de sodio activados por Talio (NaI(Tl)) que constan de un cilindro de 2" x 12". Otro tipo de detectores usados son los cristales de BGO (bismuto germanato oxisilicato) que produce más conteos, puede ser más pequeño que el cristal de Yoduro de sodio y reduce las incertidumbres, sin embargo es muy afectado por la temperatura y su resolución es muy pobre. En la herramienta NGS de la compañía Schlumberger (Figura 3.38) se utilizan 2 detectores de este tipo para poder minimizar las variaciones estadísticas.

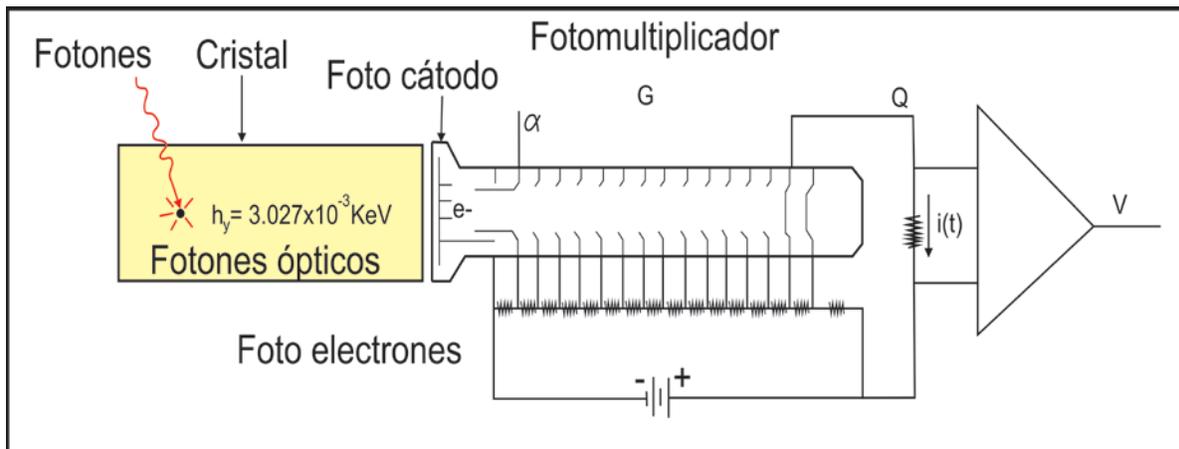


Figura 3.38 Esquema que ejemplifica el funcionamiento de la herramienta NGS donde se ven el cristal de yoduro de sodio, el fotomultiplicador y el amplificador.

3.3.2 Presentación del registro

Normalmente en los registros de espectrometría de rayos gamma sólo se presentan ya los datos finales de las concentraciones radiactivas de Torio, Uranio y Potasio de la formación que fueron previamente filtrados por variaciones estadísticas, y estos se grafican en las pistas 2 y 3 del registro. Las concentraciones de Torio y Uranio se presentan en partes por millón (ppm) mientras que la concentración de Potasio se presenta en porcentaje (%). Del mismo modo también es común que se presente una curva de rayos gamma naturales en la pista 1 del registro, la cual es obtenida por medio de una combinación lineal de los 3 elementos radiactivos y sus respuestas individuales o bien si se quisiera también es posible obtener una curva de rayos gamma “libre de uranio” resultado de la combinación de las curvas de Torio y Potasio permitiendo en muchos casos obtener una arcillosidad mas verdadera de la formación (Figura 3.39).

Es obvio que las formaciones individuales pueden tener cantidades significativas mayores o menores y algunos minerales específicos con concentraciones características de Torio, Uranio y Potasio. Por lo tanto las curvas del registro NGS se pueden utilizar para identificar minerales o el tipo de mineral que constituye a la formación.

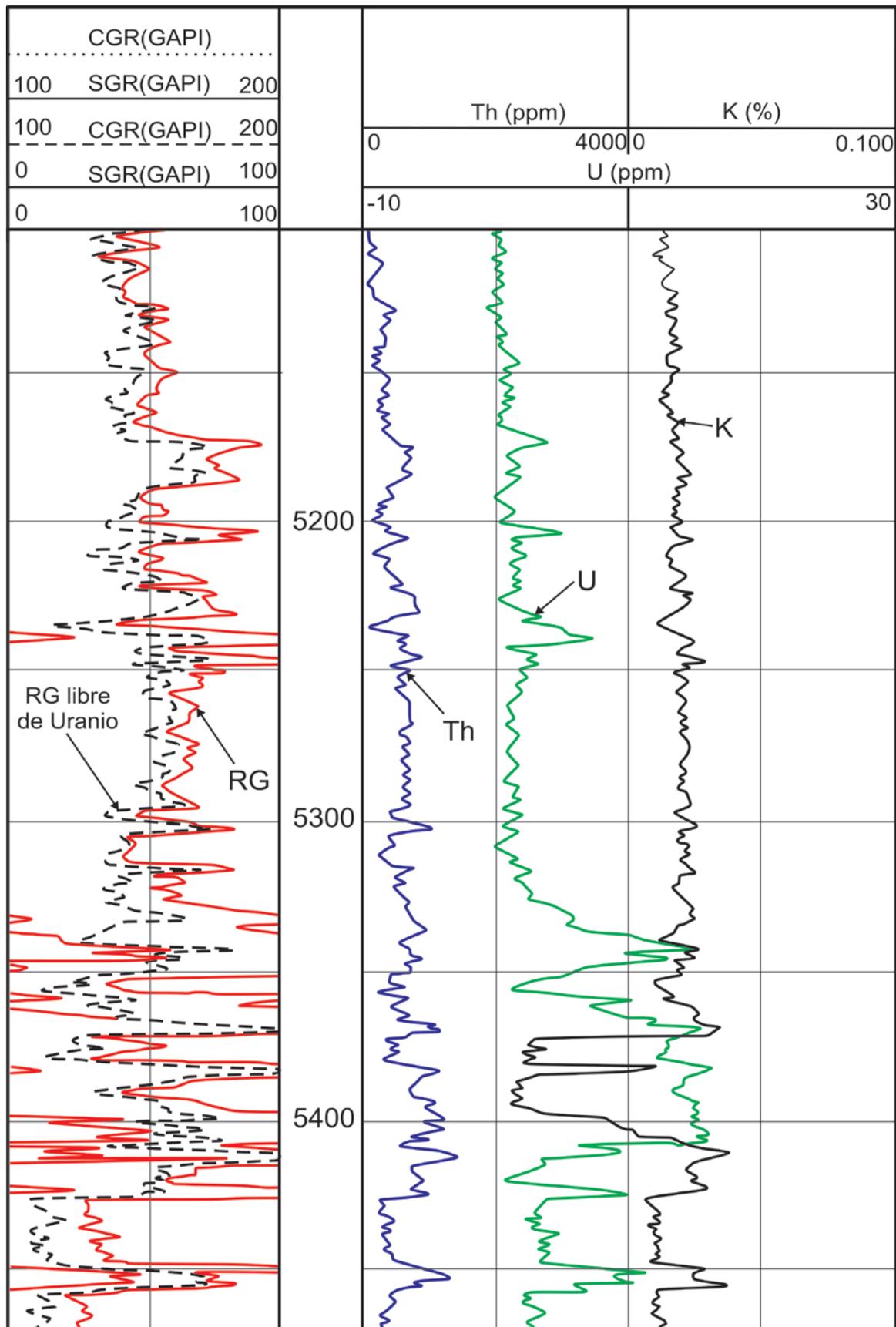


Figura 3.39 Presentación de un registro de espectroscopía de rayos gammas en donde se logran observar las curvas respectivas a las concentraciones de Torio, Uranio y Potasio y la curva de rayos gamma libre de presencia de uranio (Modificado de Schlumberger, 2008).

3.3.3 Correcciones ambientales

3.3.3.1 Calibración

Al menos para las herramientas de la compañía Schlumberger (la NGS y la HNGS), la base o la manera en que se llevan a cabo las calibraciones de las herramientas, es un pozo calibrador construido en Clamart, Francia. Su estructura básica está diseñada en 4 zonas, de las cuales las 3 primeras contienen a los elementos radiactivos Torio, Uranio y Potasio con la gran posibilidad de definir un contraste significativo entre ellas, mientras que la cuarta zona casi a boca de pozo además de permitir la entrada de herramientas de largas longitudes, evalúa la contribución radiactiva del cemento que es el principal componente de la zona más baja. Para la herramienta NGS esta calibración se efectúa cuando se sitúa la herramienta en el centro del pozo calibrador entre las 3 zonas radiactivas y se cuentan sucesivamente los conteos en las 5 ventanas de energía.

Se puede decir entonces con esto que la respuesta que tendrá la herramienta obedece a 2 parámetros:

- La eficiencia del detector (ϵ), que serán el número de rayos gamma detectados para 1 ppm de formación.
- La energía de respuesta del detector.

3.3.3.2 Profundidad de investigación y resolución vertical

La profundidad de investigación de la herramienta no sólo obedece a condiciones del agujero tales como su diámetro, densidad del lodo y densidad de la formación que se esté analizando, sino más primordialmente a la energía de los rayos gamma que se estén emitiendo. Los rayos gamma que tengan más energía podrán por ende, alcanzar el detector de Yoduro de sodio desde zonas más profundas en la formación.

La resolución obedecerá a poder obtener hasta el 90% de la señal que corresponde a obtener 36 pulgadas de información, lo que es igual a 3 veces el tamaño del detector.

3.3.3.3 Correcciones por efectos ambientales y condiciones de pozo

Como bien se ha dicho, la respuesta que tendrá la sonda de espectroscopía de rayos gamma no sólo es función de las concentraciones de los 3 elementos radiactivos principales, sino también de las condiciones en el agujero y de la interacción de los 3 elementos. Por lo tanto, se puede decir que las correcciones ambientales que se realizan para este registro son las mismas que se le realizan al registro de rayos gamma: variaciones en la velocidad de toma del registro, posición de la sonda dentro del pozo (ya sea bien centrada o excentrada), diámetro del agujero y composición del lodo de perforación, así como también el espesor de la capa. Para ello la compañía

Schlumberger tiene tablas de correcciones para situaciones específicas (NGScor-1 y NGScor-2) cuando se esté realizando la toma del registro.

3.3.4 Aplicaciones del registro NGS

El registro de espectroscopía de rayos gamma tiene múltiples aplicaciones interesantes tanto en estudios geológicos como en estudios ingenieriles.

3.3.4.1 Identificación de la litología

La cantidad y los tipos de elementos que se encuentren presentes en las formaciones, están determinados en gran medida en la manera en que éstos fueron depositados así como en lo que ocurrió después de su depositación, por lo tanto, las curvas de correlación calculadas para cada elemento radiactivo permite detectar, evaluar y determinar su origen en cuanto a su ambiente de depósito, los procesos diagenéticos posteriores, el tipo de arcilla y el volumen de arcilla que contenga la formación o roca analizada. Sin embargo, es recomendable que se correlacione esta información junto con otros registros de identificación de litología para realizar un análisis más conciso.

3.3.4.2 Determinación de volumen de arcilla

Tal vez su aplicación más importante radica en la estimación del volumen de arcilla en las formaciones ya que la respuesta de las curvas del Torio y el Potasio, o únicamente la curva del Torio, frecuentemente son mejores indicadores de arcillosidad. Esto radica en que para el registro de rayos gamma naturales, las zonas altamente radiactivas fueron consideradas como arcillas sin embargo no se analiza el tipo de arcilla que le conforma, o si ésta fue analizada se le debe aplicar una corrección. Para el NGS se calcula la curva de rayos gamma libre de Uranio brindándonos así una mejor interpretación de la arcillosidad en la formación.

Para poder calcular el V_{sh} de la formación a partir de las curvas del registro de espectrometría de rayos gamma, podemos calcular el I_{sh} de cada curva de la misma manera en que se realiza con el registro de rayos gamma tomando ahora los valores de las curvas del registro.

$$I_{sh}(Th) = \left(\frac{C th_{log} - C th_{min}}{C th_{sh} - C th_{min}} \right) \quad \text{Ecuación 3.17}$$

$$I_{sh}(K) = \left(\frac{C k_{log} - C k_{min}}{C k_{sh} - C k_{min}} \right) \quad \text{Ecuación 3.18}$$

$$I_{sh}(CGR) = \left(\frac{CGR_{log} - CGR_{min}}{CGR_{sh} - CGR_{min}} \right) \quad \text{Ecuación 3.19}$$

Donde:

C = concentración de cada elemento en la curva del registro.

min y sh = concentraciones en las zonas de mínima radiactividad y en las lutitas.

Con estos valores de I_{sh} del Torio y del Potasio calculados de las curvas del registro NGS, serán mucho más precisos los valores que con el I_{sh} obtenido sólo con el registro de rayos gamma. Esto nos ayuda a identificar el tipo de mineral que constituye las arcillas utilizando el crossplot de la compañía Schlumberger (Figura 3.40).

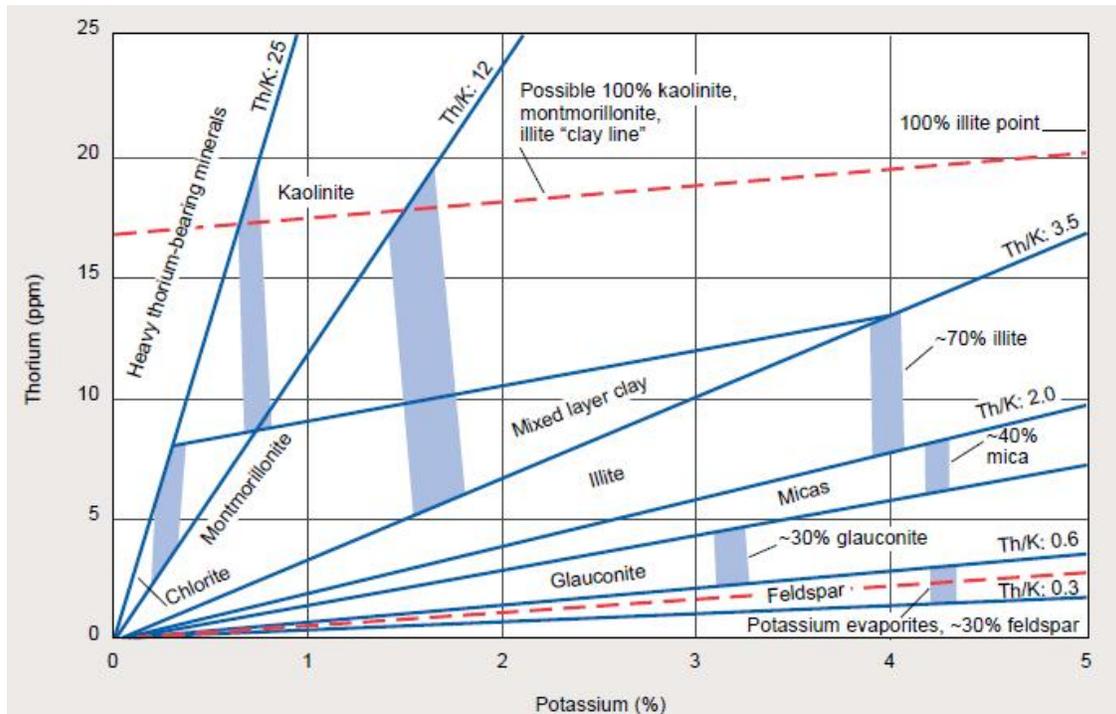


Figura 3.40 Grafico CP-19 cortesía de Schlumberger para obtener el tipo de mineral representativo de las rocas.

Una vez que se tiene la curva corregida por uranio (CGR), se proceden a aplicar de nueva cuenta alguna de las ecuaciones ya vista en los rayos gamma dependiendo la edad y el tipo de roca que se esté analizando ya sea Stiever, Clavier o Larionov para obtener el V_{sh} a partir del I_{sh} de la formación.

3.3.4.3 Otras aplicaciones que se pueden realizar con el NGS

Al igual que el registro de rayos gamma, el registro de espectroscopía de rayos gamma sirve para:

- Correlación entre pozos y detección de fracturas.
- Control de la profundidad y detección de discontinuidades en la estratificación.
- Permite el análisis mineralógico de mezclas litológicas complejas.
- Identificación de areniscas y arenas arcillosas y estimación del potencial de Uranio.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

CAPÍTULO 4.- REGISTROS DE RESISTIVIDAD

- 4.1 Registros de conducción de corriente
- 4.2 Registros de inducción



4.1.1 Registros Convencionales

Como bien se mencionó en el Capítulo 1 al comienzo de este trabajo, la resistividad es una de las propiedades físicas de las rocas más importantes en la evaluación de las formaciones ya sea en forma cualitativa o cuantitativa por medio de los registros eléctricos. Los registros eléctricos convencionales (ES), remontan sus orígenes al origen de los registros alrededor de los años 20's y los años 30's, y han ido evolucionando desde ese entonces para poder obtener métodos de medición más sofisticados de las resistividades de las formaciones para las determinaciones de R_{xo} y R_t respectivamente, etc.

4.1.1.1 Principio físico de la herramienta

La base de todas las herramientas eléctricas para la medición de esta propiedad, se basa y obtiene mediante la sencilla teoría de la herramienta eléctrica. La herramienta cuenta con un sistema de electrodos que son introducidos a un pozo, generando con ello una corriente eléctrica a través de una fuente (A), creando de esta manera esferas equipotenciales centradas en la fuente, y que con el lodo de perforación actuando como conductor, se pueda distribuir la corriente entre los electrodos y la(s) formaciones (Figura 4.1). Lo que medirán finalmente los electrodos será el voltaje a una distancia dada de la fuente, la cual dependerá del espaciamiento entre la emisión y los electrodos, y de la resistividad de la formación entre los 2 electrodos, lo que irá correspondiendo proporcionalmente a la resistividad de las formaciones.

Estos electrodos son montados normalmente en una sonda, y dependiendo del tipo de arreglo que exista entre los electrodos emisores de corriente y entre los electrodos de medida, las sondas podrán ser bien o "normales o laterales". Es importante recalcar que este tipo de registros sólo es posible obtenerlos en agujeros abiertos (es decir, sin tubería de revestimiento) y con un lodo que sea relativamente conductor, pudiendo encontrarse así valores altamente variables en las resistividades de las formaciones que pueden variar entre los 0.5 a los 500 Ohms/m dependiendo del tipo de roca y los fluidos que se tengan.

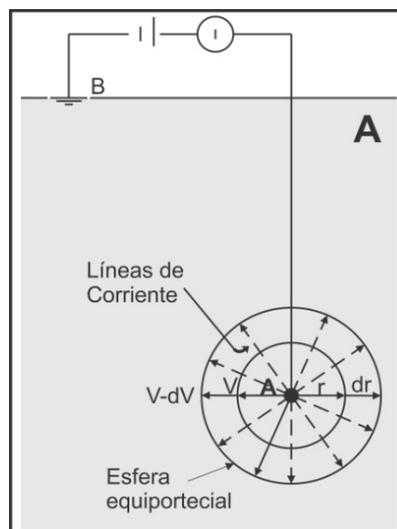


Figura 4.1 Esquema que muestra el principio de medición de la resistividad, ejemplificando cómo sucedería en un medio isotrópico, homogéneo e infinito.

4.1.1.2 Dispositivos de investigación somera

4.1.1.2.1 Arreglo o sonda normal

El dispositivo o arreglo normal (SN), constituye la base de los registros eléctricos convencionales, ya que gran mayoría de los pozos petroleros antiguos fueron obtenidos con la curva de esta herramienta. Su principio se basa en estar constituida de 1 electrodo A por el cual es transmitida una corriente alterna constante de baja frecuencia (I) emitida desde superficie, cerrándose el circuito en un electrodo B alejado de A y de otro electrodo M (Figura 4.2). El electrodo M es un electrodo de medida o potencia que puede estar colocado a una distancia de 16" de A, o bien a 64", siendo el nombre de éste segundo arreglo la Normal Larga (LN); lo que se mide es la diferencia de potencial que ocurre entre M y un electrodo N muy alejado (Figura 4.3).

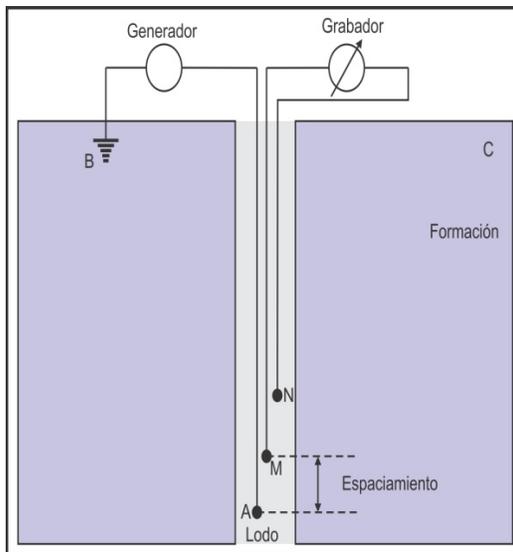


Figura 4.2 Configuración real del dispositivo Normal.

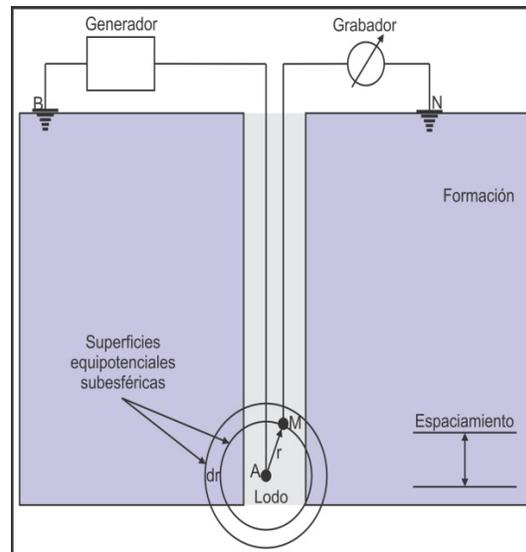


Figura 4.3 Principio de funcionamiento teórico del dispositivo Normal.

Un registro de resistividad sería una línea recta paralela al eje de las profundidades si se supusiera que se atraviesa un medio homogéneo, isotrópico e infinito tal como se ejemplificó en la Figura 4.1. Como no ocurre de esa manera ya que la sonda va atravesando medio heterogéneos, lo que se obtiene al final es una curva proporcional a la resistividad del medio que separa la caída de potencial en los electrodos. Consecuentemente a esto, se podría decir que el radio de investigación del arreglo normal es el doble del espaciado que existirá entre los electrodos A y M. Las curvas de resistividad que serán obtenidas por medio de este arreglo en los electrodos de la sonda, son denominadas curvas normales.

Alguna de las aplicaciones más comunes que tiene el arreglo es para correlaciones entre pozos, delimitar estratos y evaluaciones de capas delgadas.

4.1.1.3 Dispositivos de investigación media

4.1.1.3.1 Sonda normal larga

La única diferencia que radica entre este arreglo y el normal, es el espaciamento que existe entre el electrodo de corriente A y el electrodo de medida M, el cual es de 64". Sin embargo, el principio de funcionamiento es el mismo para los 2 arreglos (Figura 4.4). El radio de investigación que este arreglo tiene es de aproximadamente 10 pies (3 metros), y era muy utilizado para determinar efectos que pudiesen ocurrir en la zona invadida, así como también para obtener un valor representativo de la resistividad de la zona virgen de las formaciones (R_t). No obstante, en capas delgadas tiene una medición muy pobre.

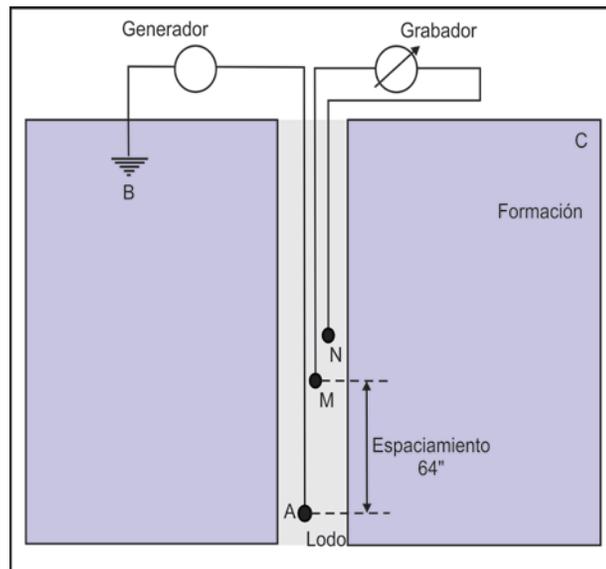


Figura 4.4 Configuración del dispositivo Normal Larga.

4.1.1.3.2 Presentación de la curva en el arreglo normal

- *Comportamiento en capas muy resistivas de gran espesor:* en aquellas capas que tengan un espesor considerablemente mucho mayor que el espaciamento que exista entre los electrodos A y M, y su resistividad sea mayor que el de las capas adyacentes a esta, el comportamiento que se presentará en la curva muestra un redondeo marcado por 2 puntos de inflexión que se acercara más al valor verdadero de R_t , mientras mayor sea el espesor de la capa. Se dice con esto que si el espesor de las capas es 4 veces mayor que el espaciamento, se puede obtener un buen valor de R_t . Por otro lado, cuando los espesores son menores, se tienden a registrar espesores menores que los reales, así como también resistividades menores que las verdaderas (Figura 4.5).
- *Comportamiento en capas muy resistivas de poco espesor:* en capas cuyas resistividades sean más grandes que sus capas adyacentes pero su espesor es muy pequeño, se tiene una disminución muy notable de la curva de resistividad mostrando como si ésta fuese

una capa conductiva, y aun más conductiva mientras mayor sea su resistividad. Este fenómeno ocurre cuando la distancia AM entre los electrodos es mayor que el espesor de la capa dándose un efecto inverso de la señal en la curva, obteniéndose una resistividad aparente mínima. De hecho, menor a la resistividad de las capas adyacentes formándose 2 picos simétricos separados a una distancia AM + el espesor de la capa. Se dice entonces que una capa es de espesor crítico cuando ocurre este fenómeno en la curva (Figura 4.6).

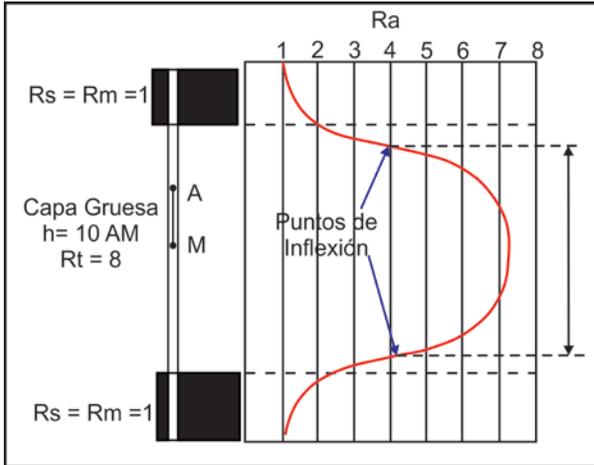


Figura 4.5 Capa resistiva de gran espesor.

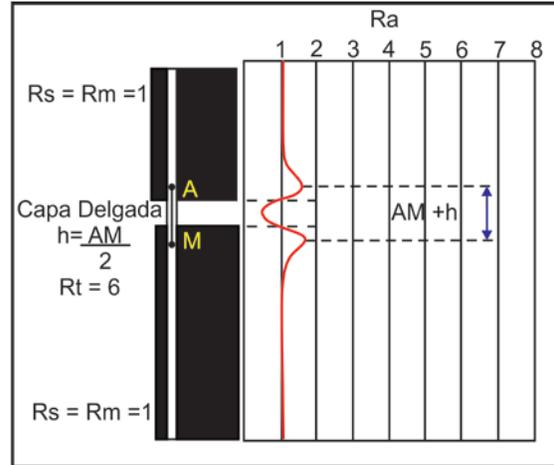


Figura 4.6 Capa resistiva de espesor crítico.

- *Comportamiento en capas poco resistivas o conductoras de gran espesor:* en capas de gran espesor la curva mostrará la resistividad verdadera de la formación mientras mayor sea el espesor de la capa; sin embargo, la curva provocará también que el espesor registrado sea mayor al verdadero. Se podría decir que en estos casos el espesor real será la resta de la distancia que exista entre los puntos de inflexión menos el espaciamiento de AM (Figura 4.7).
- *Comportamiento en capas poco resistivas o conductoras y de poco espesor:* En capas cuyas resistividades sean menores a sus capas adyacentes y su espesor sea crítico, el espesor registrado será mayor al espesor real, siendo el espesor real igual a la distancia que exista entre las inflexiones de la curva menos el espaciamiento AM (Figura 4.8).

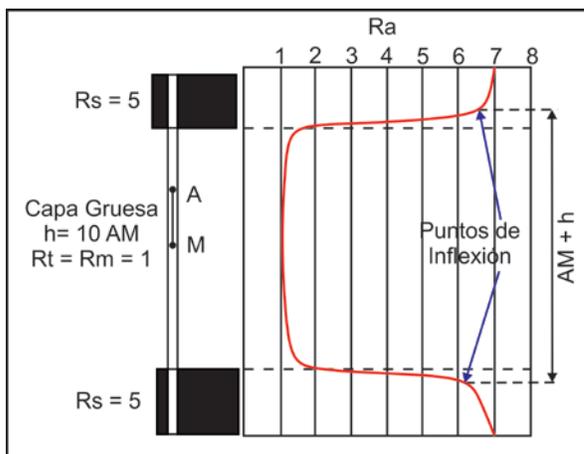


Figura 4.7 Capa conductiva de gran espesor.

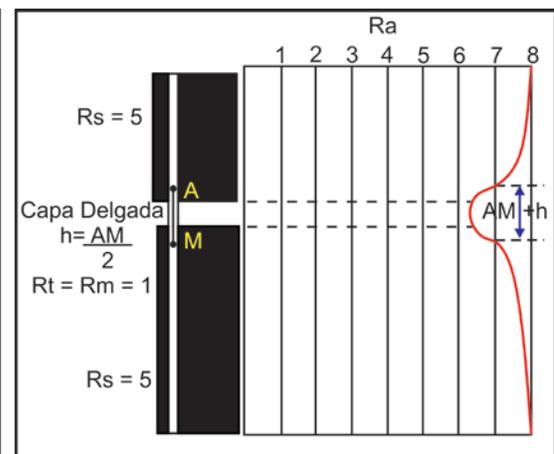


Figura 4.8 Capa conductiva de espesor crítico.

En ambos casos para capas resistivas y para capas conductoras en el arreglo eléctrico normal, las curvas serán simétricas a la mitad de la capa.

4.1.1.4 Dispositivos de investigación profunda

4.1.1.4.1 Arreglo o sonda lateral

El dispositivo lateral básico consta de 2 electrodos A y B por los cuales se deja pasar una corriente constante, de donde se mide posteriormente la diferencia de potencial que existe entre 2 electrodos de medida M y N que están relativamente muy cercanos entre ellos y entre el electrodo A, localizados en superficies equipotenciales, esféricas y concéntricas, que se centran en A. De esta manera el voltaje que se mide es proporcional al gradiente de potencial entre M y N.

El punto de medición se localiza en O que es el punto medio entre los electrodos M y N y el electrodo de corriente A, por lo tanto el espaciamiento AO que constituye la herramienta es de 18'8" (Figura 4.9). En general, mientras mayor sea el espaciamiento que se tenga entre los electrodos de corriente y de medida, mayor será el radio de investigación dentro de la formación. Se puede decir con esto que el arreglo lateral con un espaciamiento de 18'8", tiene una mayor profundidad de investigación a diferencia del arreglo normal, ya que aquél es de 19 pies que exceden por mucho a los 10 pies que tiene el arreglo normal.

Como se observa en la Figura 4.9, los electrodos de corriente A y B van dentro del pozo y substituyen a los electrodos de medida M y N que se tienen en un esquema teórico. En la práctica, es común que el electrodo N igualmente vaya dentro del pozo y a una distancia grande de los electrodos A y M. Este cambio de los electrodos de corriente por los de medida tiene su base en el principio de reciprocidad, lo que permite que ambos circuitos puedan soportar corrientes en ambos sentidos para anular los fenómenos de inducción y polarización.

El arreglo lateral permite, por ende, tener una muy buena determinación del valor de R_t de la formación, pero esto sólo se cumple cuando se tienen capas con espesores mayores a 40 pies (12 a 13 metros) o más grandes y no existe invasión. En capas de espesores menores su resolución vertical es muy baja.

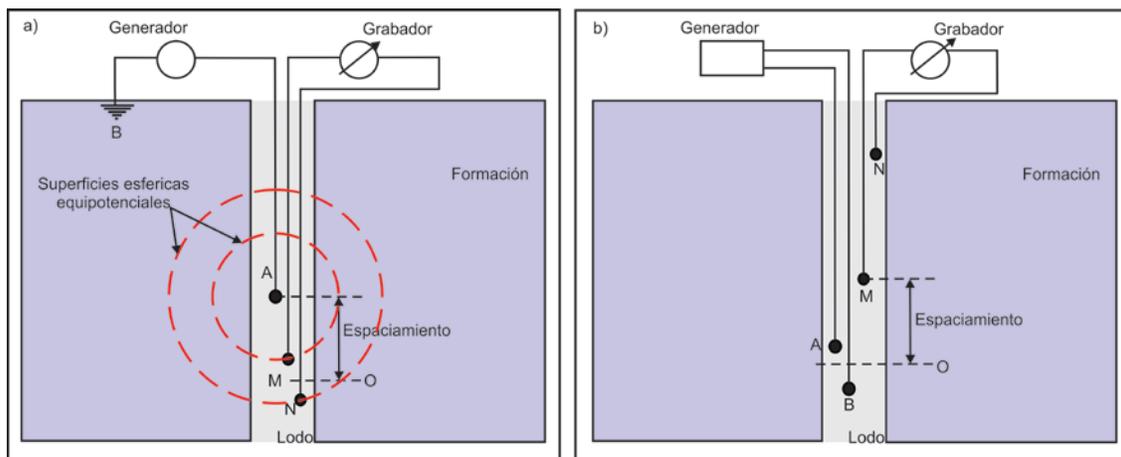


Figura 4.9 a) Arreglo teórico de una sonda lateral y b) Arreglo práctico que tiene la sonda lateral.

4.1.1.4.2 Presentación de la curva en el arreglo lateral

En general, la gran limitante que tiene el arreglo lateral es que se obtiene una curva asimétrica respecto al centro de la capa, provocando que no sea posible definir correctamente el límite entre capas porosas y permeables, además de que en espesores de capas que sean 1.5 veces menores al espaciado AO de la herramienta, su respuesta es muy pobre. Por ello es que en muchas ocasiones se ve en la necesidad de utilizar nomogramas para corregir la señal por efecto del agujero, espesor de la capa y capas adyacentes.

- *Comportamiento en capas muy resistivas de gran espesor:* además de presentarse como una curva asimétrica, el comportamiento que presenta la curva del arreglo lateral en estos casos, registra valores de resistividad comparativamente bajos en los límites superiores, y lecturas de altas resistividades cerca de los límites inferiores. Se logra apreciar en la Figura 4.10a el cómo es que se forma un aplanamiento moderadamente grande de la curva y de lecturas similares al valor verdadero de R_t , que al igual que el arreglo normal mientras mayor sea la capa, será más representativo el valor de R_t de la formación sin ser afectado por las capas adyacentes.
- *Comportamiento en capas muy resistivas de poco espesor:* en capas resistivas cuyos espesores sean menores o muy similares al espaciado AO de la herramienta, se presenta una cresta de alta resistividad muy notoria, seguida de lecturas de resistividad bajas en la parte inferior de la capa. La diferencia principal de estas curvas de resistividad con respecto a las que se presentan en capas gruesas, es que no existe un punto en la curva cuya resistividad aparente sea similar a la resistividad de la formación (R_t), sino que siempre es menor (Figura 4.10b).
- *Comportamiento en capas muy resistivas muy delgadas:* si la capa es de un espesor mucho menor que el espaciado que exista en los electrodos AO, habrá una disminución de la resistividad aparente dentro de una distancia AO medida desde el límite inferior de la capa, hacia abajo llamada "zona ciega", que corresponde al efecto de la posición variable de los electrodos de la sonda con respecto a las capas resistente y adyacente respectivamente, ocurriendo enseguida un pico de reflexión (Figura 4.10c).

Como es posible notar, el fenómeno que ocurre en capas cuyas resistividades son mayores que las de las formaciones adyacentes, para un mismo valor de R_t medido en la zona no invadida, las resistividades aparentes máximas obtenidas con el arreglo lateral, irán disminuyendo conforme el espesor de la capa resistiva vaya disminuyendo hasta cierto valor, después del cual volverán a aumentar las resistividades a medida que la capa se vaya haciendo más delgada. Para tales casos los valores mínimos de las resistividades aparentes se obtienen cuando el espesor de la capa resistiva es aproximadamente igual al espaciado AO del arreglo lateral, es decir su espesor crítico.

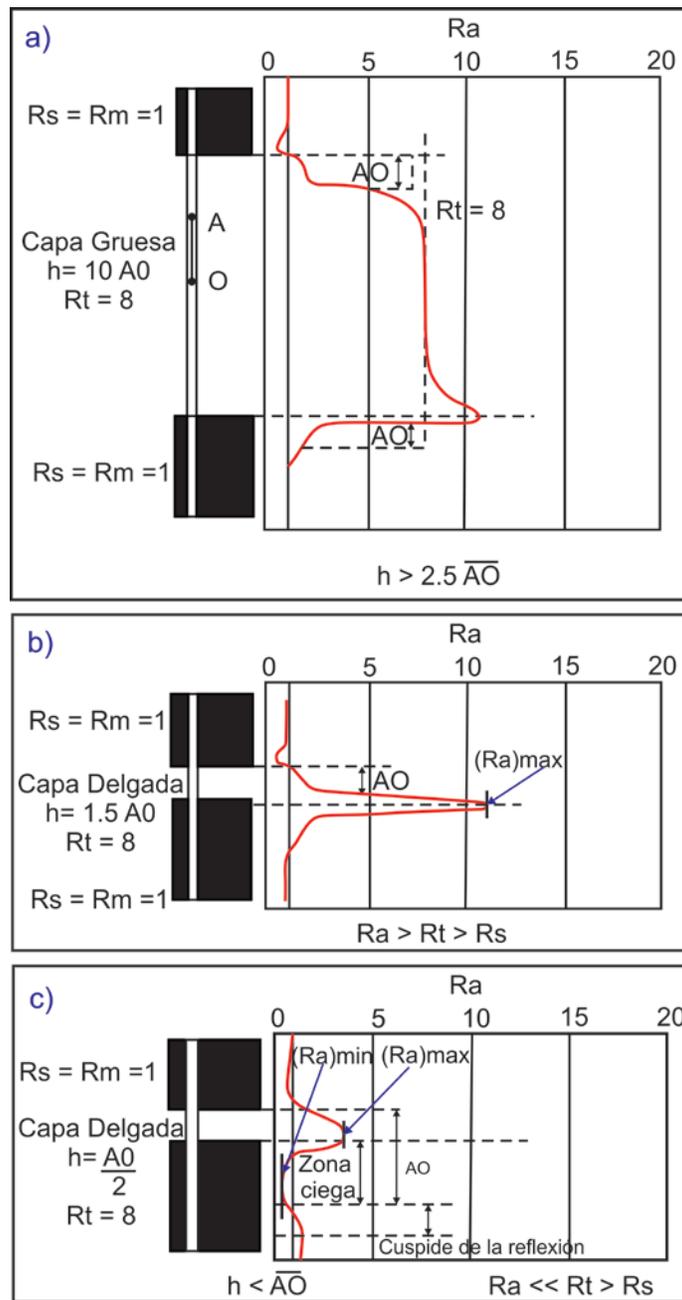


Figura 4.10 Esquema que ejemplifica la respuesta de la curva del arreglo lateral en formaciones que son mucho más resistivas que las capas adyacentes.

- *Comportamiento en capas conductoras de grandes espesores y en capas delgadas:* tal como se ejemplificó en capas conductoras con el arreglo normal, la respuesta que tienen este tipo de formaciones en la curva del arreglo lateral es muy similar debido a que los espesores aparentes que se manejan son mayores que los espesores reales de las capas en una cantidad aproximada al espaciamiento AO en el arreglo.

El límite superior de la capa suele estar bien definido, mientras que el límite inferior se encuentra desplazado una cantidad igual al espaciamiento AO (Figuras 4.11 y 4.12).

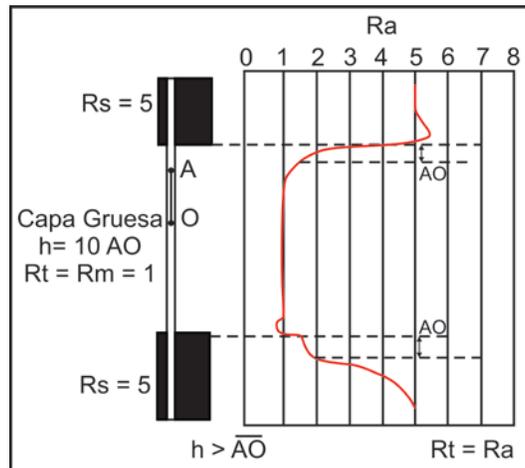


Figura 4.11 Respuesta de la curva del arreglo lateral en formaciones conductoras de espesor mayor al espaciamento AO.

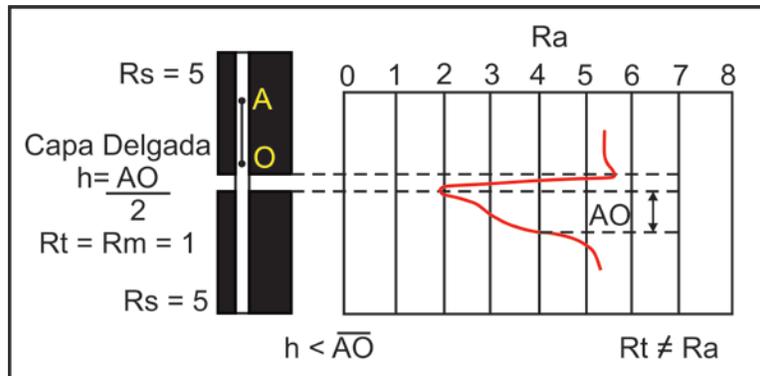


Figura 4.12 Respuesta de la curva del arreglo lateral en formaciones conductoras de espesor menor al espaciamento AO.

4.1.1.5 Presentación del registro eléctrico

La presentación del registro eléctrico convencional que es comúnmente empleada en la industria, está representado por el uso de 2 curvas normales con distintos espaciamentos en los electrodos (normal y normal larga), lo que les permite poder tener distintas profundidades de investigación en las formaciones, así como también el uso de una curva lateral. Esto se lleva a cabo con el objetivo de poder evaluar efectivamente las 3 zonas que comprenden la invasión del filtrado de lodo, así como también para identificar oportunamente los limites o capas que sean de gran espesor y el contenido de fluidos que estos puedan tener o bien, aquellos limites o capas que sean muy delgadas pero que tengan características de poder estar almacenando hidrocarburos.

En el ejemplo de un registro eléctrico tal como se muestra en la Figura 4.13, se puede observar cómo se grafican la curvas y cómo están representadas las unidades de medición de las herramientas. Tanto para los arreglos normales como para los arreglos laterales, la escala que más frecuentemente se utiliza es de resistividades de 0 a 20 ohm·m sin embargo, si las resistividades sobrepasan esta escala, se da un salto de ciclo y se comienzan a utilizar escalas de 0 a 200 ohm·m.

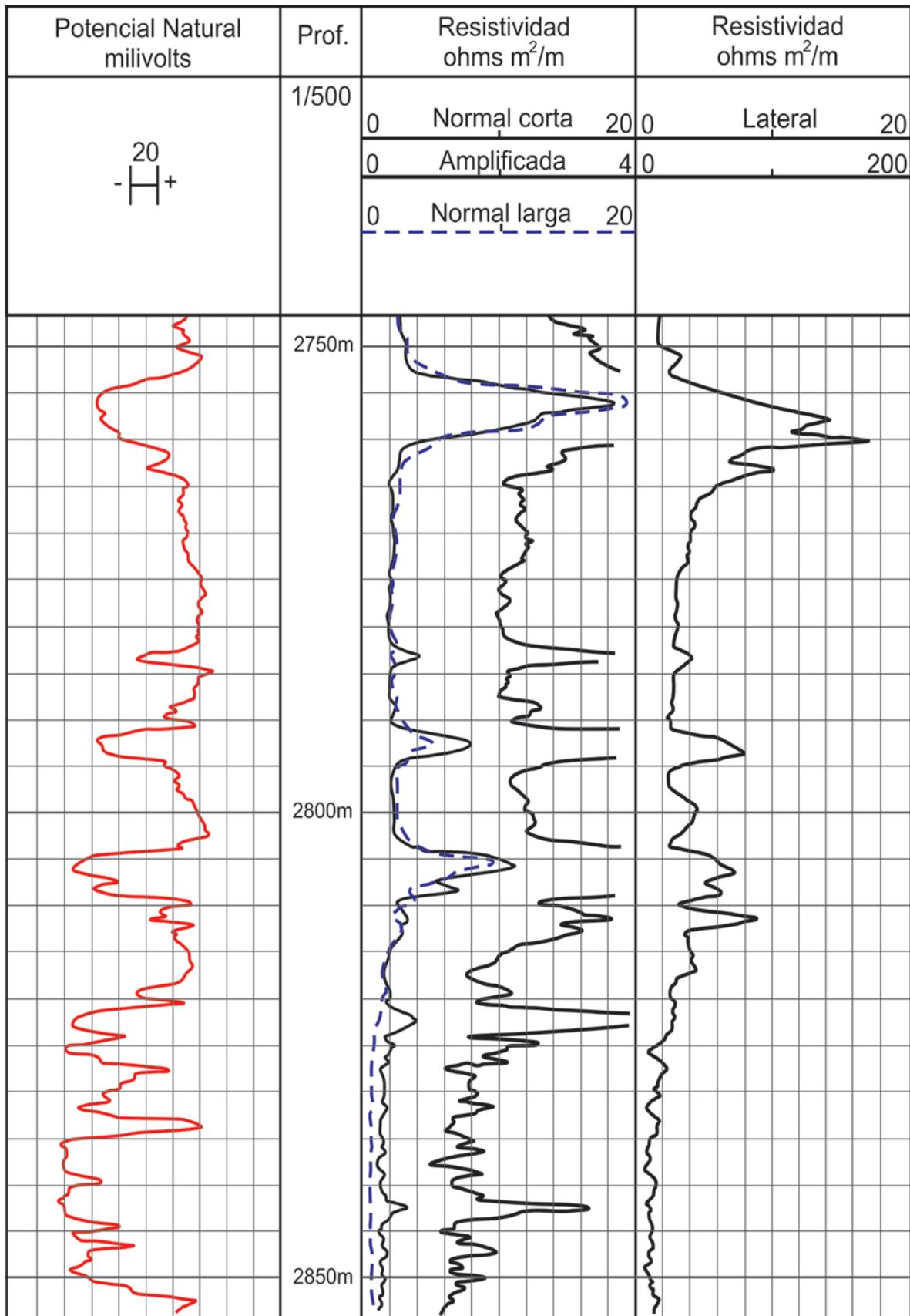


Figura 4.13 Ejemplo de un registro de resistividad convencional tomado en una secuencia de arenas y lutitas del Mioceno en las costas del Golfo de México (Modificado de Gómez, 1975).

Como se observa en la Figura 4.13, se tienen 4 curvas de resistividades y una de potencial natural que se localiza en el carril o pista 1 del registro mostrando intercalaciones de arenas con lutitas, mientras que las curvas de resistividades se grafican en los carriles 2 y 3. Por convención, cuando se tiene más de 1 curva en el mismo carril la curva que no sea continua representará la respuesta de la herramienta con una profundidad de investigación mayor, la cual en este caso es la normal larga de 64", mientras que en el carril 3 se grafica la respuesta del arreglo lateral como una curva continua.

Cuando se están evaluando las formaciones por medio de este tipo de información hay que tener en cuenta que puede o no ocurrir invasión del filtrado del lodo en las capas permeables. Por lo tanto es tarea de analista del registro poder observar y diferenciar estas particularidades. En el caso de la Figura 4.13 se observa que las resistividades de la curva normal son mayores a las resistividades de la normal larga a pesar de que sean intervalos con contenido de agua salada, por lo tanto los valores más representativos de R_t los podemos obtener de las curvas de mayor investigación que en este caso serán la normal larga y la lateral o inversa.

4.1.1.6 Correcciones a los registros convencionales

Los valores de las resistividades que se estén leyendo del registro eléctrico utilizando cualquiera de los arreglos de los ya mencionados, serán sólo las resistividades aparentes de las capas (R_a). Estas resistividades se verán, por ende, afectadas tanto de las condiciones existentes que haya en el pozo, como del tipo de arreglo que se utilice para poder obtener una buena determinación del valor de R_t que es lo que se está buscando. En la Ecuación 4.1 se expresa de una manera muy general en función de qué depende la resistividad aparente.

$$R_a = f (R_m, d_h, R_{mc}, h_{mc}, R_{xo}, d_i, R_t, h, R_s) \quad \text{Ecuación 4.1}$$

Por lo tanto, para poder obtener un buen valor de R_t hay que hacer las correcciones necesarias por efecto de: diámetro del agujero (d_h), diámetro de invasión (d_i), resistividad del lodo y del enjarre (R_m y R_{mc}), resistividad de la zona invadida (R_{xo}), diámetro o espesor de la capa (h), resistividad de las capas adyacentes (R_s), así como también por espesor del enjarre (h_{mc}). Esto se logra utilizando diversas tablas de corrección que las distintas compañías de servicios emplean en sus registros para realizar las correcciones por efecto del agujero, correcciones por invasión, correcciones por espesor de capa, etc. Debido a ello y a la gran cantidad de correcciones y limitantes que tienen los registros eléctricos convencionales para poder obtener buenos valores de R_t en las formaciones, su utilización ya no es tan o nula en algunos casos y han sido desplazados por nuevas y mejores herramientas.

4.1.1.7 Aplicaciones

Los registros convencionales de resistividad tienen aplicaciones tanto cualitativas como cuantitativas cuando se combinan con otras herramientas tales como el sónico de porosidad y con

la información de la curvas de potencial natural. Algunas de sus aplicaciones más importantes o las más frecuentes que se pueden realizar con el registro eléctrico son:

- Determinación de R_{xo} y de R_t a partir de la información de R_a del registro.
- Determinación de zonas con hidrocarburos.
- Determinación de contactos agua-hidrocarburos.
- Correlación entre pozos.

4.1.1.8 Herramientas de microresistividad (Microlog)

La determinación de un buen valor de R_t a partir del registro eléctrico convencional se encuentra sujeto a llevar a cabo un gran número de correcciones por condiciones ambientales dentro de pozo. En mayor medida, dentro de los registros eléctricos, son de particular importancia aquellos casos en donde exista un filtrado de lodo dominante en las formaciones y consecuentemente la formación de un enjarre ya que, la resistividad del filtrado del lodo puede en muchas ocasiones afectar la respuesta óptima del registro eléctrico. Por ello, el poder obtener R_{xo} de la zona de invasión es importante por varios motivos:

- Cuando la invasión es de moderada a alta, el conocimiento de R_{xo} permite realizar las correcciones respectivas para determinar R_t por efectos de invasión.
- Algunos métodos computacionales para obtener la saturación de agua de la zona virgen, necesitan conocer el radio de filtración que se lleva a cabo dentro de la formación (R_{xo}/R_t).
- En formaciones limpias, el valor del factor de formación y de la porosidad de la roca o yacimiento, puede ser medido o calculado a partir de R_{xo} .

Debido a estas particularidades es que se creó la herramienta Microlog, la cual nos permite obtener una buena determinación de R_{xo} al tener una profundidad de investigación muy baja debido a que el filtrado de lodo sólo se extiende unas pulgadas en las formaciones.

4.1.1.8.1 Principio de medición del registro microlog

La herramienta microlog se encuentra constituida de un patín de hule con 3 electrodos centrados en línea recta y con una separación de 1" uno de otro, lo que le permite obtener 2 mediciones de resistividad a distintas profundidades. La configuración en el patín le permite obtener a la herramienta una curva microinversa o microlateral de 1"x1" con un radio de investigación de 1.5", y una curva micronormal de 2" que son registradas simultáneamente en el registro, con las cuales se puede determinar zonas permeables y sus respectivos espesores, así como también R_{xo} de la zona de invasión.

A diferencia del registro eléctrico convencional, la forma en cómo opera la microlog para pasar la corriente a la formación, ya se realiza a través de lodo, sino directamente de los electrodos a la formación ya que este patín generalmente va pegado a la formación por un sistema mecánico e

hidráulico que es controlado desde la superficie (Figura 4.14). Los electrodos son muy similares a los del registro eléctrico, tenemos un electrodo A de corriente, 2 electrodos de medida y un electrodo B de referencia que sirve para medir las caídas de potencial totales (Figura 4.15).

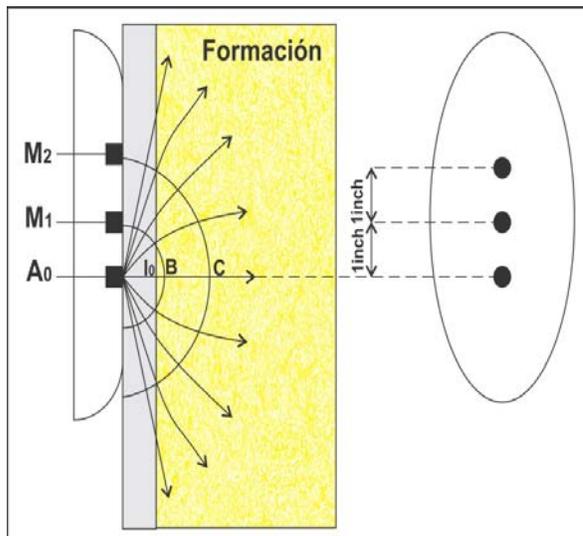


Figura 4.14 Principio de medición del Microlog mostrándose el patín y los electrodos, así como la forma en cómo se distribuyen la corriente al agujero.

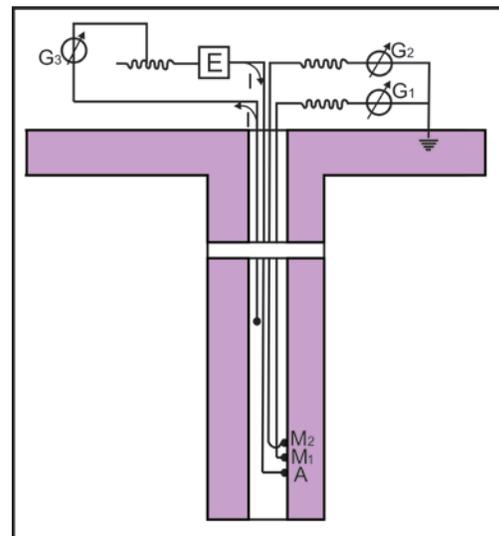


Figura 4.15 Arreglo práctico que tiene la herramienta Microlog.

Esta configuración caracteriza a la herramienta para poder obtener las curvas de microresistividad, obedece en gran medida a la forma en que los electrodos pueden combinarse.

- **Microlateral o microinversa:** esta curva se obtiene de la combinación de los electrodos A, M_1 y M_2 , en donde se mide la resistividad del volumen de materia que atraviesa por M_1 y M_2 tal y como se puede observar en la Figura 4.14. Los valores de resistividad aparente (R_a) que serán registrados, equivalen a porciones de formación entre los 2.5 y los 5 cm medidos desde el electrodo A y se les denomina resistividades tipo $R_{1 \times 1}$.
- **Micronormal:** Esta curva, a diferencia de la microlateral, se obtiene de la combinación de los electrodos A y M_2 , midiéndose la caída de potencial que ocurre entre el electrodo M_2 y un electrodo B alejado de M_2 , lo que le permite tener una profundidad de investigación mayor que la microlateral. Las resistividades aparentes se designaran como tipo R_2 y empiezan a partir de los 5 cm medidos desde el electrodo A hacia la formación.

Sin embargo, la herramienta no sólo permite obtener las 2 curvas de microresistividad, sino que también es posible obtener una curva calliper del pozo. Esta curva, generalmente, va graficada del lado izquierdo en el primer carril de los registros y al menos en la herramienta microlog, su obtención es posible ya que para poder obtener las curvas de resistividad de la zona invadida el patín de hule de la sonda debe ir pegado a la pared del agujero por medio de brazos y resortes en la sonda (Figura 4.16). Esto permite que a medida que se vayan graficando la respuestas resistivas

de un volumen muy pequeño de enjarre y de la formación, a la vez podamos tener una curva que nos diga el diámetro del agujero que puede ir variando desde las 4.5" hasta las 16".

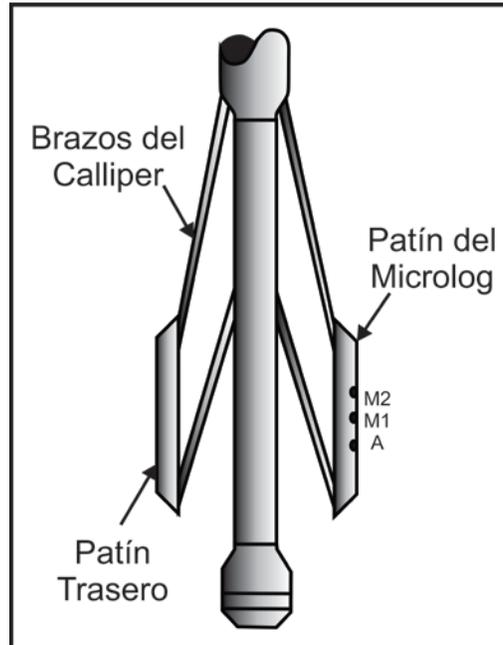


Figura 4.16 Esquema que muestra como está montado el patín que permite obtener el diámetro del agujero o calliper del pozo en una herramienta Microlog.

4.1.1.8.2 Presentación del registro microlog

En un registro microlog la comparación que exista entre las curvas micronormal y microlateral o microinversa, que son comúnmente graficadas en el carril 2 del registro, es lo que permitirá poder identificar con facilidad intervalos permeables en donde se presente la formación de un enjarre ya que dicho intervalo representa el sitio en donde los sólidos del lodo son adheridos y/o acumulados a la pared de pozo formando este enjarre. Por lo general, el enjarre tiene una resistividad un poco mayor a la del lodo de perforación que se esté utilizando, y mucho menor que la resistividad que sea medida de la zona invadida.

Por ello, en formaciones permeables el enjarre suele afectar más la calidad de respuesta de la curva, específicamente más a la microlateral por tener una profundidad de investigación menor; a diferencia de la micronormal que casi no es afectada por este efecto, reflejándose esta respuesta en las curva al dar valores de resistividades mayores produciéndose con ello una separación "positiva" de las curvas, mientras que en formaciones impermeables, ambas curvas suelen presentar valores de resistividades muy similares o bien pueden mostrar una separación "negativa" de las curvas, lo que por razones físicas indica que las resistividades suelen ser mucho mayores que en las formaciones permeables. Mientras que con enjarres de resistividades bajas ambas curvas dan valores de resistividades de entre 2 a 10 veces la resistividad del lodo (R_m). En la Figura 4.17 se ilustra un registro microlog, en donde se logra apreciar la forma en que se dan las separaciones de las curvas micronormal y microinversa.

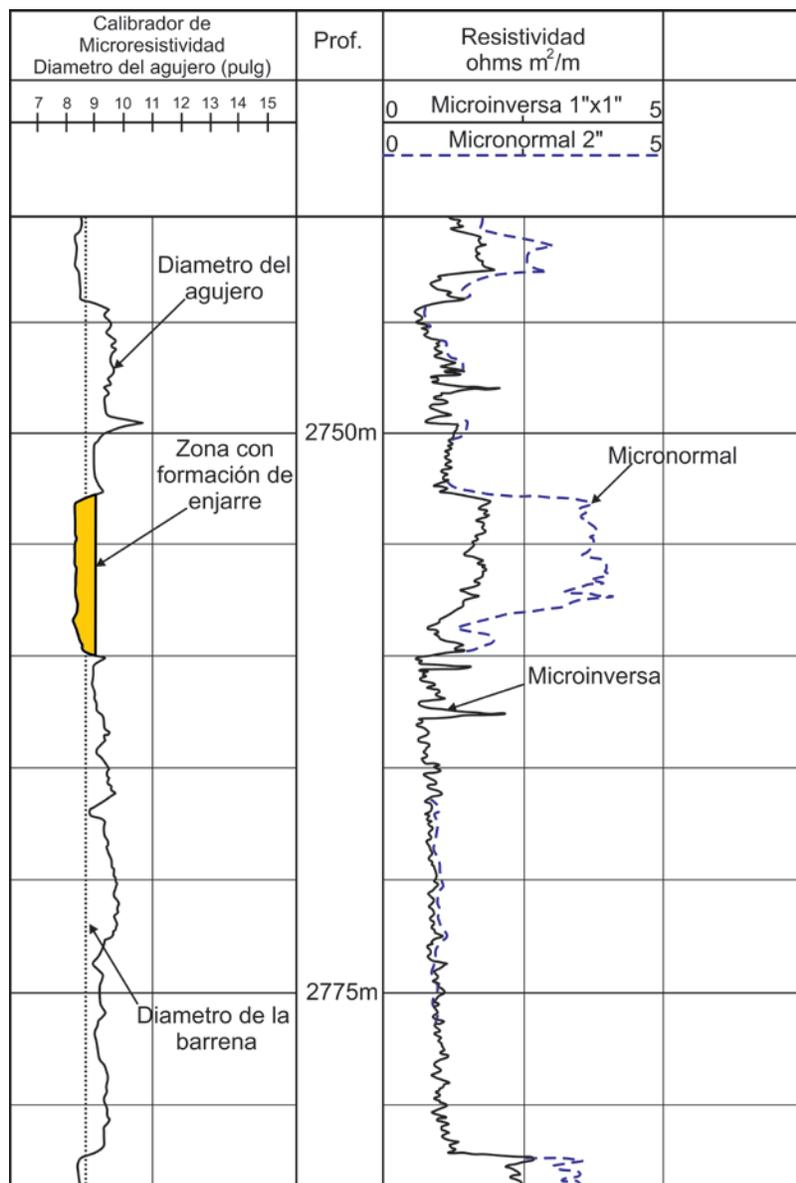


Figura 4.17 Ejemplo de un registro microlog tomado en una secuencia de arenas y lutitas del mismo pozo de la Figura 4.13 (Modificado de Gómez, 1975).

4.1.1.8.3 Corrección aplicada al registro microlog

- Por efecto de enjarre

La corrección por efecto de enjarre es la única que se realiza al registro microlog ya que el enjarre es lo único que afecta la respuesta de las lecturas de resistividades, principalmente para la curva microlateral por su poca profundidad de investigación. Su efecto perjudicará en mayor o menor medida las lecturas dependiendo básicamente de la resistividad del enjarre (R_{mc}) y de su espesor en las formaciones permeables (h_{mc}), además de que los enjarres pueden ser en ocasiones anisotrópicos. Esta última característica puede afectar las lecturas de modo que el espesor efectivo o eléctrico puede ser mayor o menor que lo que indica el calliper.

Para poder obtener un buen valor de R_{xo} , podemos utilizar las hojas de correcciones que las empresas emplean dependiendo la variante de la herramienta que éstas utilicen. En este caso, por ser Schlumberger la principal empresa que desarrolla la tecnología, se tomarán como base sus tablas, siendo la grafica de corrección Rxo-1 la utilizada para obtener R_{xo} a partir de un valor obtenido de R_{mc} , mientras que el espesor del enjarre se obtiene directamente del registro calliper. Sin embargo, este método tiene ciertas limitantes las cuales son las siguientes:

- h_{mc} no puede ser superior a las 0.5 pulgadas de espesor.
- La profundidad de invasión debe ser superior a las 4 pulgadas sino los valores de R_t afectan las lecturas del microlog.
- La relación que exista entre R_{xo}/R_{mc} debe ser menor a 15 (no aplica en casos donde la porosidad sea mayor al 15%).

4.1.1.8.4 Aplicaciones del registro microlog

Entre las aplicaciones principales que tiene el registro microlog resaltan:

- Identificación de intervalos permeables debido a la formación de un enjarre en las formaciones.
- Cuando no existe presencia de enjarre el registro puede proporcionar información útil sobre la litología del pozo.
- En intervalos permeables ya sean bien de arenas con agua salada o bien en arenas con presencia de hidrocarburos, la respuesta de las curvas microlateral y micronormal mostrarán separaciones positivas. La única diferencia serán los valores de resistividades más altos en las arenas con hidrocarburos.
- En presencia de intervalos de lutitas generalmente las resistividades serán bajas y la separación de las curvas será a menudo nula, además de que el efecto del lodo sobre las capas en ocasiones provocará cavidades por el derrumbe viéndose el efecto también en la curva del calliper.
- Obtención de R_{xo} utilizando ciertas graficas de corrección (Rxo-1 de la compañía Schlumberger).
- En capas muy delgadas tiene una resolución vertical excelente, por lo que su detección con la herramienta microlog es muy útil a diferencia de la normal, la normal larga o la lateral que en muchas ocasiones no las detectan.
- En formaciones compactas donde no se tiene la formación de un enjarre, así como tampoco existen fluidos en la roca, los valores de las resistividades mostradas por las curvas micronormal y la microlateral casi siempre se salen de la escala por ser demasiado altas y la separación entre las curvas será nula.

4.1.2 Registros Enfocados

Este tipo de registro eléctrico, basa su principio de funcionamiento en el poder "enfocar" la corriente eléctrica dentro de las formaciones para mantener la medición por medio de un gran número de electrodos. Fue diseñado de esta manera poco después de los años 50's por la necesidad que existía al tomar los registros eléctricos, de poder minimizar y/o evitar en lo posible los efectos que alteraban la respuesta de las herramientas de resistividad convencionales (ES), especialmente en aquellos casos donde se tienen lodos muy conductores y/o capas muy delgadas.

El nombre con el que se les conoce comercialmente a las herramientas para obtener este tipo de registros son las laterolog, y existen varios tipos de estas herramientas en donde la única diferencia principal entre ellas, radica en la profundidad de investigación con la que operan. Entre ellas se tienen en orden decreciente de acuerdo a su profundidad de investigación las herramientas laterolog 7 (LL7), la laterolog 3 (LL3) y la laterolog 8 (LL8). Las 2 primeras tiene una buena profundidad de investigación que les permite obtener perfiles más detallados de las resistividades verdaderas de las formaciones (R_t), mientras que la LL8 o laterolog 8 es de investigación somera, y es la que se toma generalmente en combinación con los registros de inducción (Subcapítulo 4.1.3). De igual manera existe una herramienta de investigación más somera que la LL8 sin embargo, esta última utiliza un sistema de enfoque de corriente diferente y se le conoce comercialmente como la herramienta esférica enfocada (SFL).

4.1.2.1 Principio de medición

El principio básico con el cual operan las herramientas de este tipo a excepción de la esférica enfocada (SFL), se basa en forzar la corriente del electrodo central de manera radialmente como si se tratase de una lámina delgada que penetra la formación a través de electrodos de guarda que permiten enfocar la corriente (Figura 4.18). Los electros de guarda son dispositivos claves de este tipo de herramientas ya que obligan a la corriente emitida por medio del electrodo central A_0 a fluir de manera perpendicularmente a la formación y, se realiza de esta de esta manera logrando minimizar el efecto del agujero y de las capas adyacentes a la zona de interés siempre y cuando la invasión del filtrado del lodo no sea muy profunda. Para fines de correlación litológica, estos se corren en conjunto con un registro de rayos gamma o un potencial natural (SP).

Su principal aplicación se centra en detectar capas o formaciones delgadas así como también hacerlo en pozos exploratorios cuando no existe suficiente información, permitiendo poder distinguir de forma oportuna entre formaciones que tengan hidrocarburos, de aquellas que solo tengan agua salada. En aquellos casos donde solo se tengan intervalos con contenido de hidrocarburos, será posible obtener buenos valores de R_t ya que la relación R_m/R_w será mayor a 4 a diferencia de intervalos con agua salada donde la relación no sobrepasa a 4.

Existen numerosas herramientas de este tipo que son empleadas por las distintas compañías de servicios de registros en donde, lo único que variará entre ellas serán la cantidad de electrodos de

guarda que son utilizados. A continuación se dará una descripción detallada de cada herramienta laterolog y cómo operan cada una.

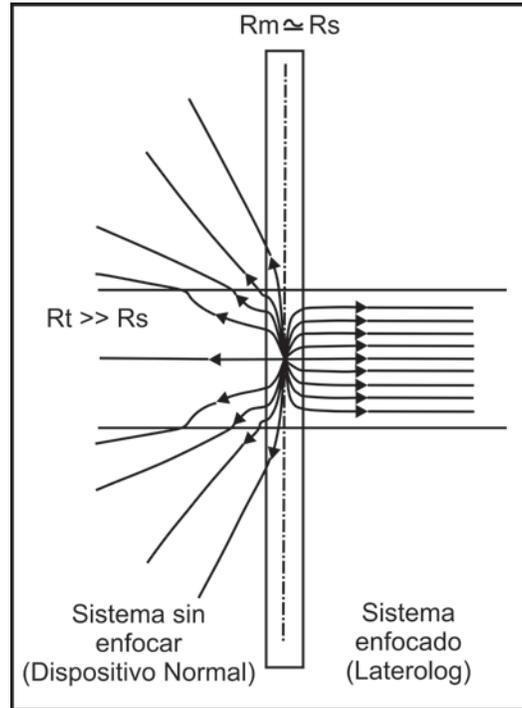


Figura 4.18. Esquema que ejemplifica el principio de medición de las herramientas laterolog.

4.1.2.2 Dispositivos de investigación somera

4.1.2.2.1 Laterolog 8 (LL8)

La herramienta laterolog 8 es la sonda de menor radio de investigación entre las laterologs a excepción de las herramientas microenfocadas. Está constituida por 7 pequeños electrodos que van montados en la misma sonda con la que se obtiene el registro doble inducción laterolog (DIL, subcapítulo 4.1.3) y su principio de medición es muy similar a la laterolog 7 (LL7) que se describirá posteriormente. La diferencia entre ellas es el espaciamiento que existe entre el acomodo de los electrodos con los que opera esta sonda los cuales se encuentran menos separados que la LL7, lo que le permite tener una resolución vertical de 0.35 m (14") pudiendo así marcar más las capas.

Sin embargo, esta herramienta está más influenciada por los efectos que tiene el filtrado del lodo dentro de las formaciones, por lo que es posible obtener valores de R_{xo} aceptables haciendo las correcciones necesarias.

4.1.2.2.2 Herramienta o dispositivo de enfoque esférico (SFL)

Esta herramienta es al igual que la Laterolog 8 de investigación somera, sin embargo es más somera todavía que la LL8 y mucho más eficaz que las herramientas eléctricas convencionales

(normal) ya que minimiza y/o elimina los efectos del agujero que afectan la respuesta de la LL8. Comúnmente su utilización se da en combinaciones junto con un potencial natural, registros sínicos o bien en registros de inducción ya que permite obtener buenos valores de R_{xo} , una buena resolución vertical de las capas, etc.

La sonda consiste de un electrodo central A_0 y 4 pares de electrodos espaciados simétricamente tanto en su parte superior e inferior teniendo un total de 9 electrodos. Ambos electrodos por par en la sonda, están conectados entre sí eléctricamente por medio de alambres aislados de tal manera que existe una conexión entre $A_1-A'_1$, $M_0-M'_0$ y así sucesivamente. De A_0 fluye una corriente "variable" para mantener $M_1-M'_1$ y $M_2-M'_2$ a un mismo potencial mientras que una corriente auxiliar enfocada I_A fluye entre A_0 y $A_1-A'_1$ forzando así a la corriente I_0 a penetrar la formación cerca del centro de la sonda formándose superficies equipotenciales semiesféricas de donde la región más cercana al punto de entrada es la que más contribuye a las caídas de potencial producidas por la corriente I_0 , ya que es donde más se concentran las líneas de corriente, siendo esta región en donde se contribuye a la mayor caída de potencial entre las zonas B y C y por lo tanto, la que mas contribuya a la lectura de la resistividad.

Por lo tanto, la herramienta SFL utiliza un método de enfoque distinto a las laterologs ya que produce caídas de potencial en el agujero, tales como si se tuvieran las condiciones y resistividades de formaciones homogéneas permitiendo con ello, corregir las distorsiones que ocurrirían con la normal corta cuando el medio no es homogéneo. Esto permite que las superficies equipotenciales que se desarrollan no sean completamente esféricas sin embargo, le permite tener una buena profundidad de investigación somera en donde la corriente de intensidad I_0 es inversamente proporcional a la resistividad de la formación entre 2 superficies equipotenciales (Figura 4.19).

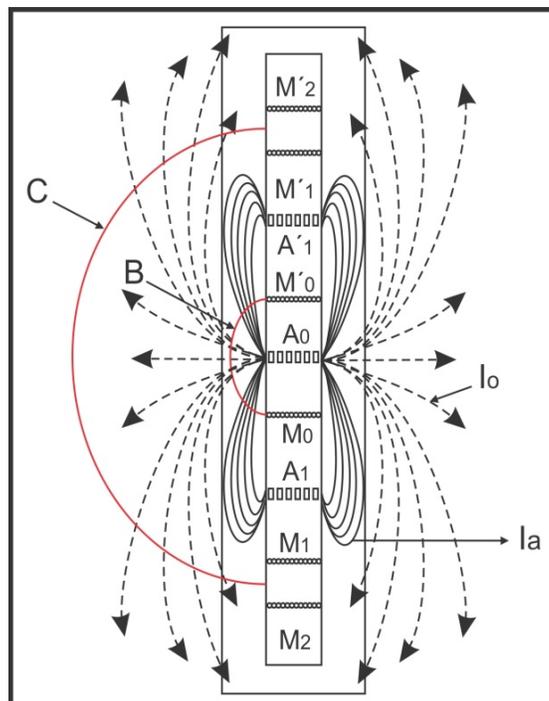


Figura 4.19. Esquema que ejemplifica el arreglo de los electrodos y las líneas de corriente y las de enfoque en el registro SFL.

4.1.2.2.3 Presentación del registro LL8 y SFL

El registro laterolog 8 generalmente se toma en combinación con un registro doble inducción siendo denominado el registro como un DIL-LL8 (doble inducción-laterolog, Figura 4.20), permitiendo de esta manera obtener 3 mediciones de resistividad enfocadas a la vez a distintas profundidades logrando con ello, una mejor respuesta en capas que sean muy delgadas y una disminución del efecto del agujero sobre la respuesta de la sonda. Se diseñó de esta manera para poder tener valores de R_t más exactos y poder ser tomados en lodos conductores o bien en lodos base agua. Una característica importante de este tipo de registro es la escala logarítmica de 3 ciclos que puede cubrir rangos de resistividades de 1 a 1000 ohm*m permitiéndole tener una mayor facilidad en las lecturas de resistividades bajas.

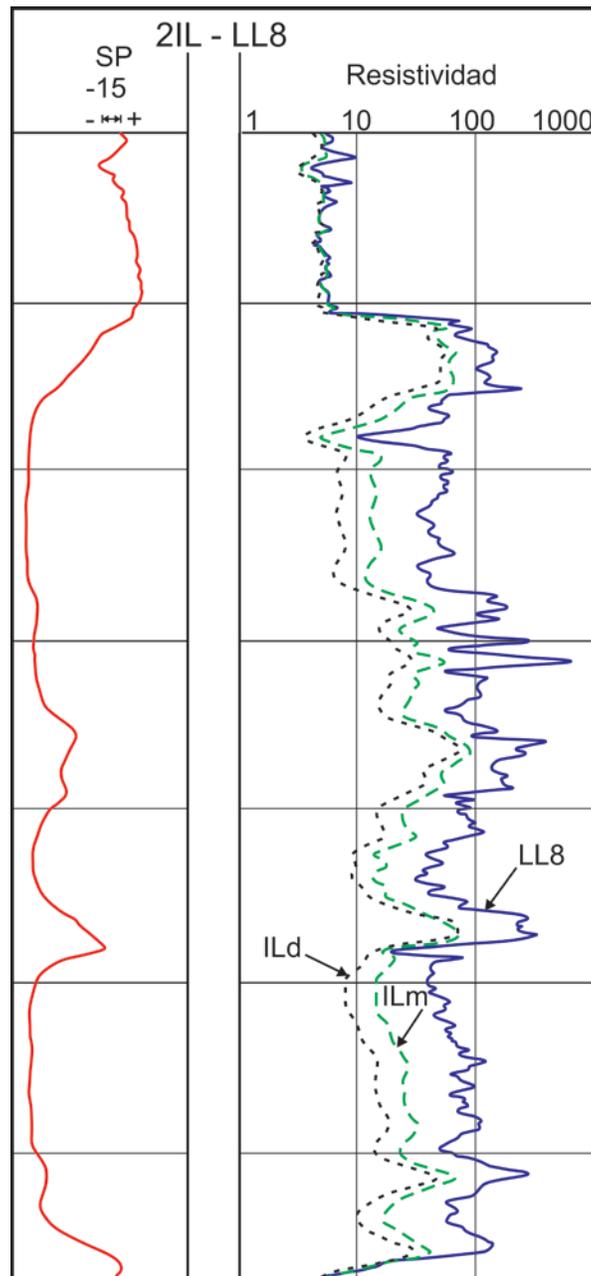


Figura 4.20. Ejemplo de un registro doble inducción-laterolog (Modificado de Gómez, 1975).

Al igual que el registro laterolog 8, el registro SFL es muy utilizado junto con mediciones de resistividad en conjunto con el arreglo doble inducción (DIL), siendo la respuesta de la herramienta SFL las mediciones de resistividad más someras que se registran (Figura 4.21). Además de estas curvas, es posible combinar otras herramientas junto con la SFL como bien son un calliper, un sónico, un potencial natural, etc. Con la finalidad de obtener mediciones e interpretaciones más precisas de R_{xo} sobre la formación.

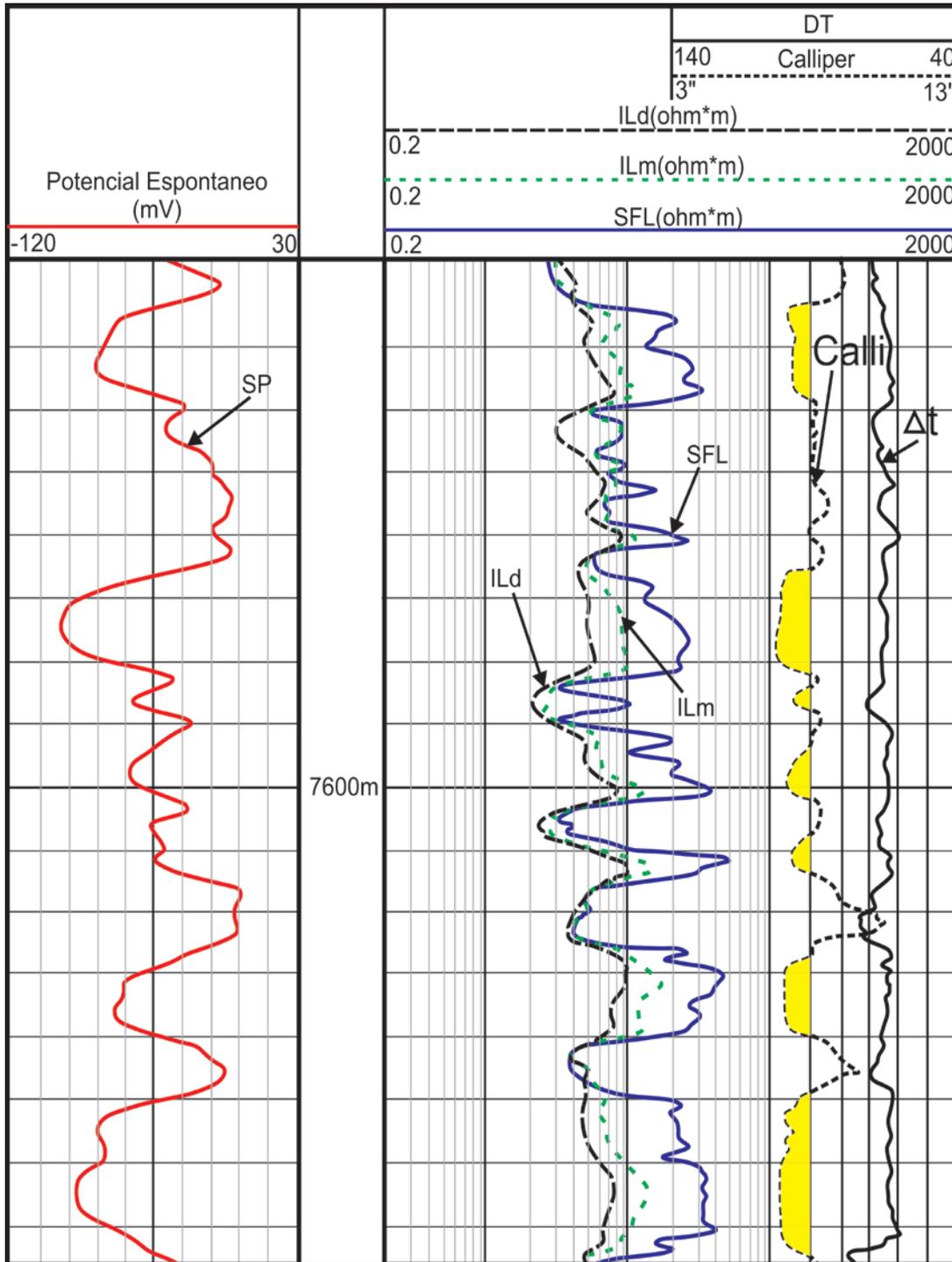


Figura 4.21. Ejemplo de un registro doble inducción-SFL tomado en la Formación Travis al este de Texas (Modificado de Dewan, 1983).

4.1.2.3 Dispositivos de investigación media

4.1.2.3.1 Laterolog 3 (LL3)

A diferencia del laterolog 7 (LL7), el laterolog 3 (LL3) consta de un cilindro de gran longitud el cual se encuentra dividido en 3 electrodos céntricos y aislados en la sonda. El electrodo central de corriente A_0 usualmente es de 1 pie de longitud y se le conoce como el electrodo de medida, mientras que los electrodos superior e inferior son los electrodos de guarda que tienen una longitud de 5 pies. Esta sonda fue la primera versión que existió del laterolog y es ligeramente más eficaz que el laterolog 7, además de que la diferencia principal entre ellos radica en el gran tamaño de los electrodos que la laterolog 3 (LL3) utiliza.

Su principio de funcionamiento sin embargo es muy similar al laterolog 7 la cual se describirá posteriormente. De un electrodo central A_0 y un electrodo remoto, es emitida una corriente "constante" I_0 a la formación la cual es automáticamente ajustada por una corriente enfocada entre los electrodos de guarda y el electrodo remoto, permitiendo de esta manera que se mantenga constante la corriente de A_0 y el potencial entre todos los electrodos de la sonda. Esto permite que el potencial V_0 varíe proporcionalmente con las resistividades del medio que se estén atravesando.

De esta manera, lo que se tendrá será una lámina de corriente I_0 de espesor O_1-O_2 que es confinada en la formación de igual manera a como se ilustra en la Figura 4.22 y que es controlada enfocando la corriente que emite A_0 . Usualmente este confinamiento es de un espesor mucho menor (12") que la laterolog 7 lo que le permite tener una resolución vertical excelente en capas delgadas pudiendo incluso en ocasiones detectar capas que sean menores que la lamina de enfoque, así como también menos perturbaciones por efectos de la zona invadida y del lodo. Sin embargo su limitante radica en la gran cantidad de masa metálica con la que está construida provocando que, en combinación con un potencial natural, la señal de esta última sea desplazada.

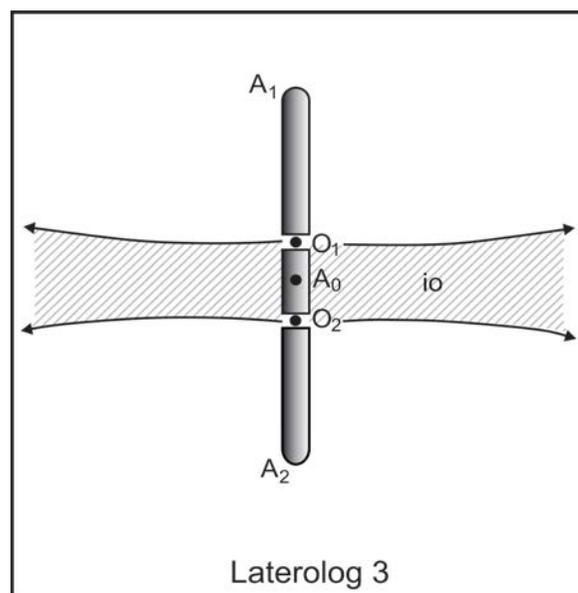


Figura 4.22. Principio de medición de la laterolog 3 donde se observa cómo se distribuye la corriente a la formación.

4.1.2.4 Dispositivos de investigación profunda

4.1.2.4.1 Laterolog 7 (LL7)

Esta sonda se encuentra constituida por un electrodo central A_0 y 3 pares de electrodos denominados M_1 y M_2 , M'_1 y M'_2 y A_1 y A_2 , lo que en total da 7 electrodos. Su funcionamiento se basa en emitir desde el electrodo central de medida A_0 una corriente I_0 de intensidad "constante" y subsecuentemente a ello, tanto de los electrodos A_1 y A_2 que son electrodos de guarda, se envían corrientes de la misma polaridad con la que salen de A_0 pero de una magnitud ajustable (Figura 4.23). Posterior a ello la intensidad de las corrientes se ajustan automáticamente de tal manera que los electrodos M_1 , M_2 , M'_1 y M'_2 siempre estarán a un mismo potencial.

Si se realiza entonces la medición de la caída de potencial que ocurre entre uno de los electrodos de monitoreo, y un electrodo colocado en el infinito (en superficie) para una corriente I_0 constante, será posible observar cómo es que el potencial irá variando directamente con las resistividades de las formaciones que se van atravesando por la sonda. Con ello, se logra que las corrientes no puedan fluir ni hacia arriba o hacia abajo de la formación como si se aislara el pozo al nivel de los electrodos de medida forzando así a que la corriente que sale de A_0 fluya de forma horizontal dentro de la formación. De esta manera se logran eliminar los problemas que afectaban a las herramientas convencionales en casos de resistividades mayores al lodo de perforación.

Con ello el potencial que será medido en cualquiera de los electrodos de medida de la sonda, será proporcional a la caída de potencial producida en la lámina de corriente, siendo por lo tanto, proporcional a la resistividad verdadera de la formación.

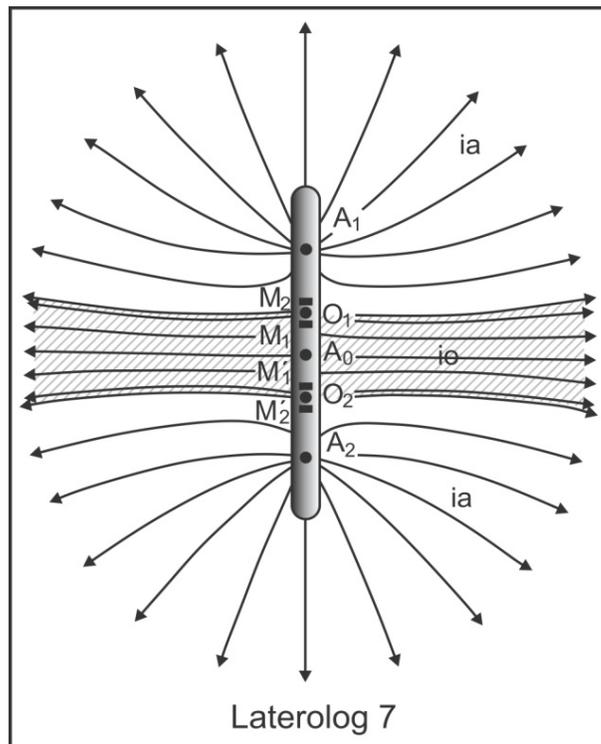


Figura 4.23. Principio de medición de la laterolog 7 donde se ejemplifica la distribución de la corriente con la que opera la herramienta.

4.1.2.4.2 Presentación de los registro LL3 y LL7

Estos registros al igual que la laterolog 8 (LL8) y el esférico enfocado (SFL), utilizan generalmente una escala logarítmica al ser graficadas las respuestas de las herramientas y su aplicación principal se basa en una interpretación cuantitativa para la interpretación de R_t (Figura 4.24). Sin embargo, si se utilizan cualquiera de ambos de forma aislada, será necesario obtener un valor del diámetro de invasión (di) para poder obtener un valor satisfactorio de R_t .

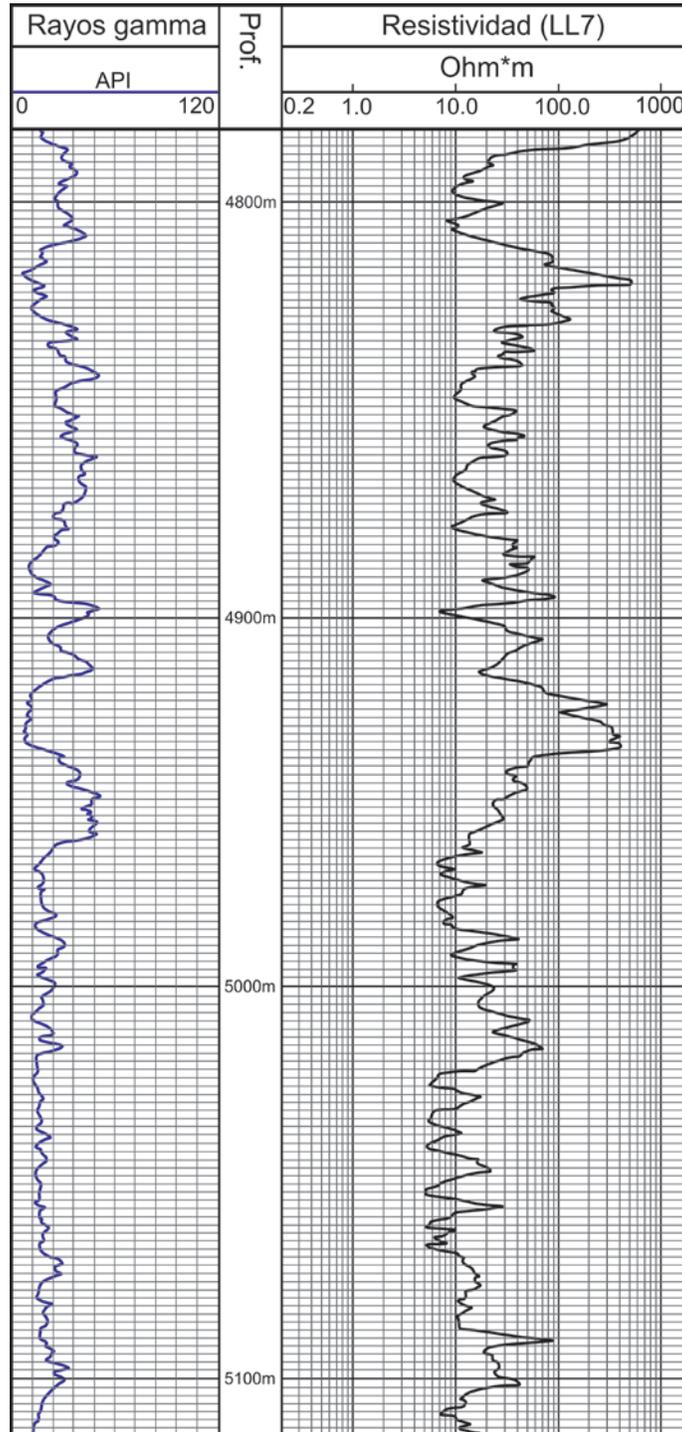


Figura 4.24. Presentación de un registro de resistividad tomado con la herramienta Laterolog 7(LL7) (Modificado de Bassiouni, 1994)

4.1.2.4.3 Doble laterolog (DLL- R_{x0})

La herramienta doble laterolog surgió poco después de la aparición de las laterolog en los años 50's ya que, aún existía la necesidad de tener valores confiables de la zona virgen (R_t), debido a que las lecturas de resistividad aisladas de las laterologs y la herramienta esférica enfocada (SFL) no eliminaban por completo los efectos por los entornos de pozo, además de que en la DLL se comenzaron a emplear rangos de resistividades más amplios (de 0.1 a 40,000ohm*m).

Con esta herramienta lo que se buscó era poder obtener mediciones simultáneas de las resistividades de las formaciones (R_{x0} , R_i y R_t) a 3 distintas profundidades de investigación obteniendo así mediciones someras (MSFL), medias (LLS) y las profundas (LLD), teniendo como objetivo principal obtener R_t de la formación en función de estos 3 datos. Comúnmente su utilización se centra en formaciones de altas resistividades como son los casos de rocas carbonatadas en donde el rango de precisión de los registros de inducción no son lo suficientemente precisos.

El funcionamiento de la herramienta por lo tanto se centra en obtener 3 mediciones a distintas profundidades por medio de una LLD, una LLS y una MSFL pudiéndose combinar además con otros registros tales como lo son un rayos gamma, el potencial espontáneo, un calliper, etc.

A continuación se muestra como está constituida la herramienta en la Figura 4.25.

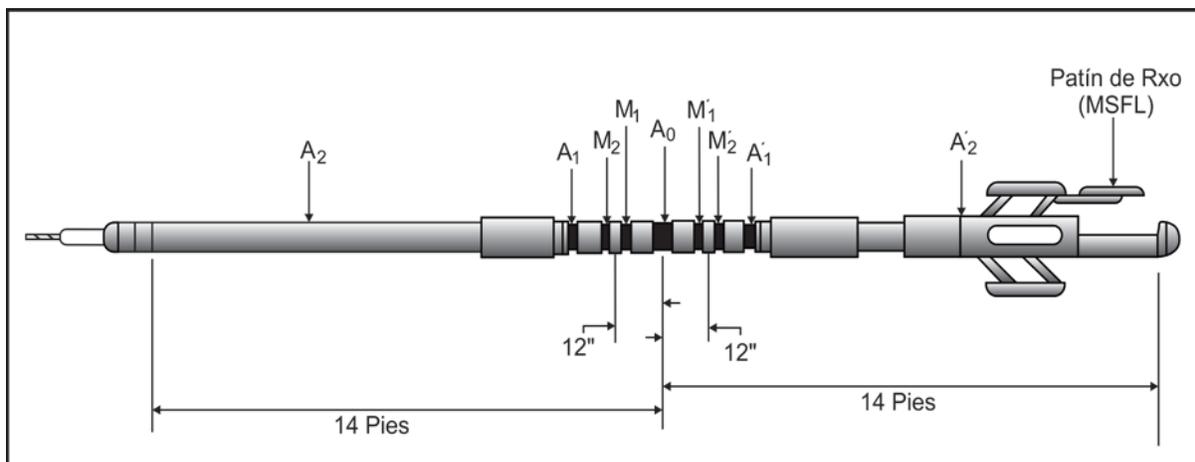


Figura 4.25. Esquema que muestra la configuración de la DLL y el acomodo de los electrodos de guarda y de corriente.

4.1.2.4.3.1 Principio de medición de la DLL

El principio de medición de la herramienta doble laterolog es muy similar al utilizado por las laterolog enfocando la corriente dentro de la formación sin embargo, la diferencia principal de esta herramienta radica en que se desarrollo un arreglo electrónico en el cual, lo que se mantiene variante es el potencial y la corriente de medida (V_0 , I_0), pero el producto de ambos se mantiene "constante" logrando así obtener mediciones satisfactorias a altas y bajas resistividades.

La obtención de las curvas a través de la LLD y LLS es muy semejante al funcionamiento de la herramienta laterolog 7, ya que utiliza 2 conjuntos de electrodos de guarda A_1 y A_2 que producen un mayor enfocamiento y por lo tanto un radio de investigación mayor, logrando de este modo que los haces de corriente tengan un espesor similar aunque el sistema de enfoque sea diferente (Figura 4.26).

Ambos registros, tanto el LLD como el LLS, tienen una resolución vertical de 0.60m (24"), sin embargo para lograr que la LLS sea más somera para medir los valores de resistividades de la zona lavada e invadida, se obliga a la corriente de enfoque a regresar por los electrodos más cercanos (de A_1 a A'_1 con lo que se logra una penetración de 30") ya que la corriente diverge mas y reduce su penetración dentro de la formación, en lugar de que sea por electrodos remotos como es el caso de la LLD (de A_1 o A'_1 a la superficie con lo que se logra una penetración de 6 pies), con la cual se obtienen los valores de la zona virgen o no invadida (R_t). Ambas mediciones dependen sin embargo del diámetro de invasión y de los valores relativos de la resistividad del filtrado del lodo (R_{mf}) y del agua de formación (R_w).

El equipo doble laterolog es de gran utilidad cuando hay que registrar formaciones cuyas resistividades sean contrastantes, además de tener una excelente resolución vertical pudiendo incluso detectar capas de tan solo 30 cm (1 pie) sin embargo, su gran limitante es su nula aplicación en pozos que sean perforados con lodos base aceite o bien aireados.

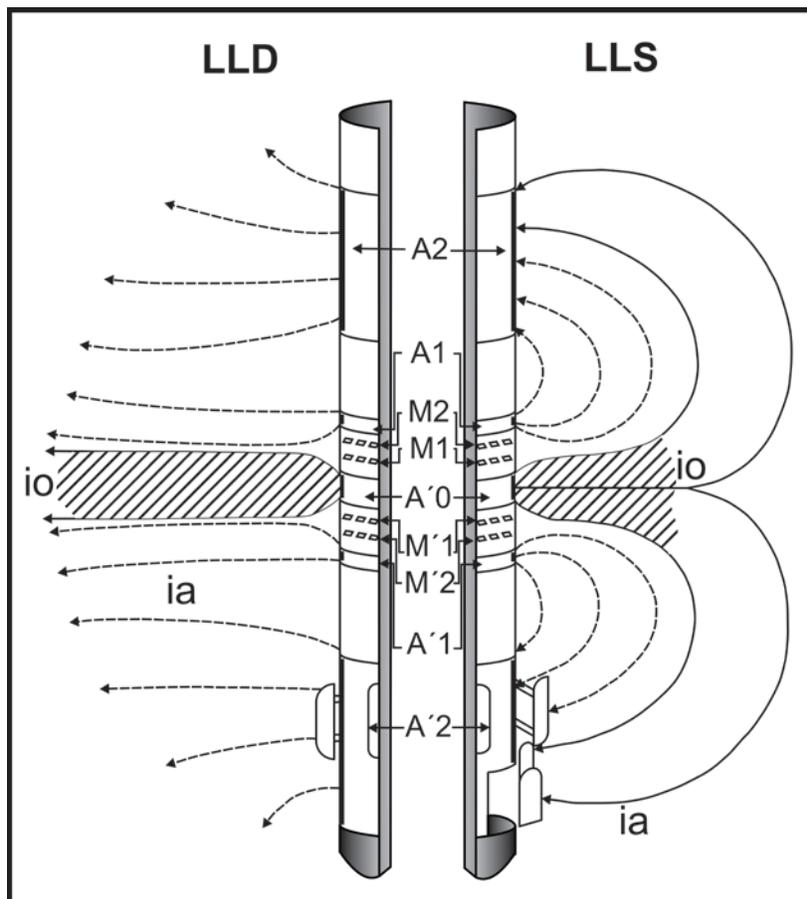


Figura 4.26. Diseño de los patrones de corriente que se obtienen por medio de la laterolog profunda (LLD) y la laterolog somera (LLS).

4.1.2.4.3.2 Presentación del registro doble laterolog (DLL-R_{xo})

En los registros doble laterolog utilizados comercialmente, la respuesta de las resistividades obtenidas con la LLD, la LLS y la MSFL generalmente van graficadas en los carriles 2 y 3 empleando escalas logarítmicas de 4 ciclos, sin embargo cuando son insuficientes, es posible por medio de otro galvanómetro aumentar la escala hasta 40,000 ohm*m permitiendo de esta manera lecturas más precisas cuando se tienen valores de bajas y altas resistividades, lo que es una gran ventaja al poder ver cambios notables de resistividad.

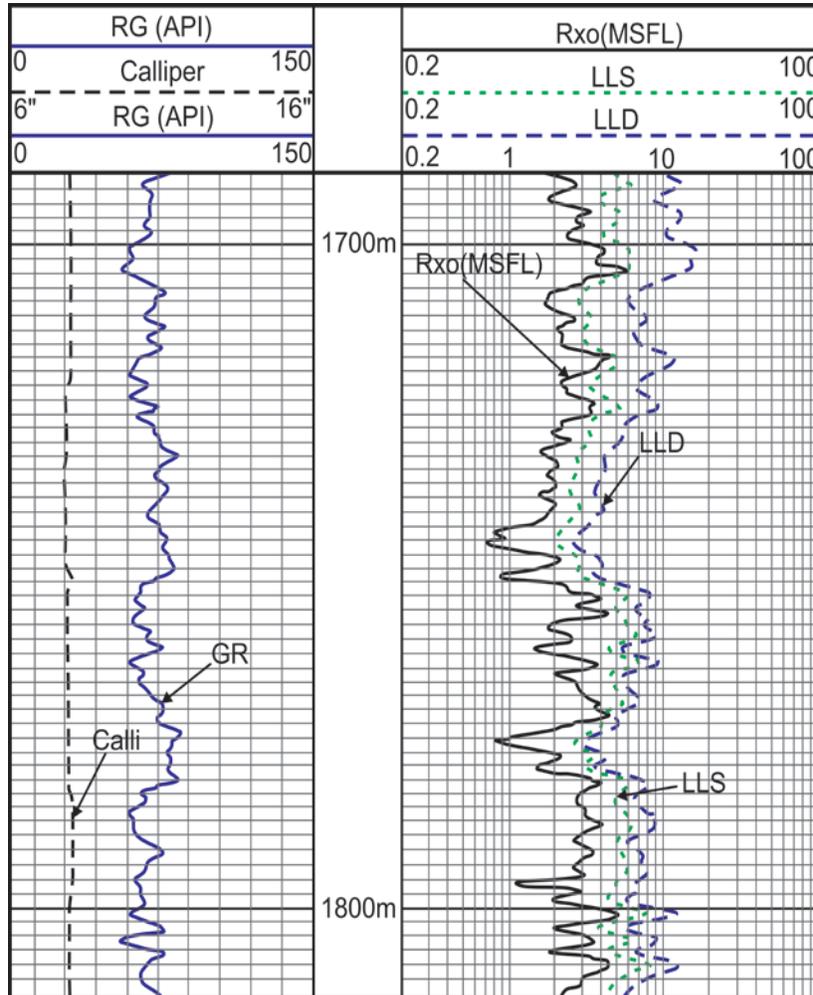


Figura 4.27. Presentación de un registro doble laterolog (DLL-R_{xo}) tomado con un lodo conductor y cuya escala comprende 3 ciclos logarítmicos (Modificado de Dewan, 1983).

4.1.2.5 Correcciones aplicables a los registros laterolog

4.1.2.5.1 Factor pseudo-geométrico de las laterolog

La forma en cómo el medio puede o no afectar la respuesta de los valores resistivos de la señal R_a en las distintas herramientas laterolog que existen, está indicado en gran medida dependiendo del

radio de investigación que estas manejan, lo cual es directamente proporcional a la configuración del espaciado que tengan los electrodos de guarda y los contrastes de resistividad entre la zona invadida (R_{xo}) y la zona virgen (R_t) en las distintas herramientas laterolog para alcanzar distintas profundidades de investigación. Se podría decir con esto que cuando el espaciado entre los electrodos es corto, el efecto del lodo que existe en el agujero tiene un efecto dominante en los valores obtenidos de resistividad mientras que, si el espaciado se vuelve mayor, se podrán obtener con ello buenos valores de R_t siempre y cuando la invasión del filtrado del lodo sea grande sin embargo, los efectos dominantes que afectarán la respuesta de la señal serán ahora el efecto de las capas adyacentes y el volumen de formación que se esté investigando.

Las lecturas más profundas para la obtención de R_t se realizan por medio de la LLD y le siguen la LL3 y la LL7 para las lecturas más someras o de poco radio de investigación, mientras que en la obtención de R_{xo} , se utilizan las curvas de los registros SFL, LLS y la LL8 (Figura 4.28). Es de particular importancia mencionar que tanto la LLD como la LLS se obtienen en conjunto por medio de la herramienta doble laterolog mientras que la LL3 Y LL7 se toman de forma aislada y la LL8 en combinación con un arreglo doble inducción.

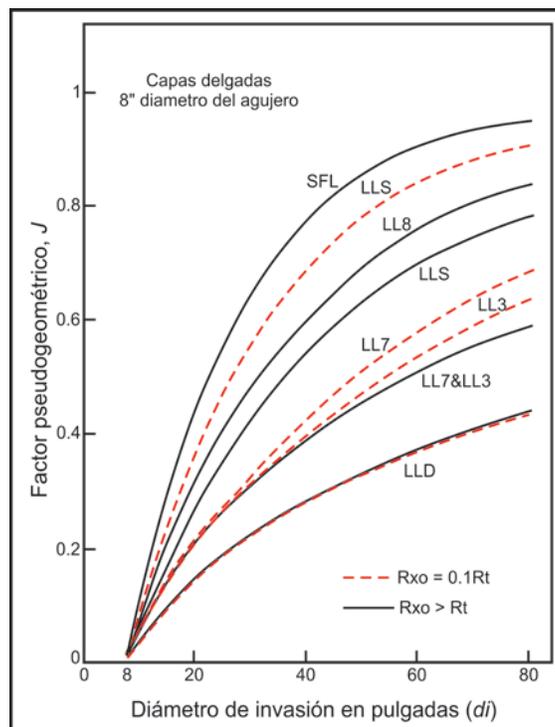


Figura 4.28 Factores pseudo-geométricos que se obtienen de las distintas herramientas laterolog de acuerdo al radio de investigación con el que operan. Si $J=1$ toda la señal proviene de la zona invadida y si $J=0$ toda provendrá de la zona virgen.

4.1.2.5.2 Correcciones realizadas al LL3, LL7, LL8, SFL, DLL

Tal como sucede con las herramientas convencionales, las herramientas laterolog son susceptibles a ser afectadas por varios factores del entorno de pozo durante la operación de la toma de

registros tales como pueden ser: el diámetro del agujero, si la herramienta va centrada o no, el efecto de las capas adyacentes sobre la respuesta del registro, la invasión del lodo, etc. Para poder corregir algunas de estas variaciones en la respuesta de las herramientas, se proceden a utilizar las tablas de corrección de la compañía Schlumberger debido a que esta empresa fue la desarrolladora de ellas.

- *Correcciones para la LL3, y LL7:* Debido a que ambas herramientas tienen un funcionamiento muy similar, se espera que los factores ambientales que las afectan sean los mismos, por lo tanto las correcciones a estas herramientas serán “por efecto del diámetro del agujero y por efecto de la invasión del filtrado de lodo”.
- *Correcciones realizadas al LL8:* Su interpretación se realiza en conjunto con el registro doble inducción-laterolog, sin embargo es posible también ser tomado de forma aislada. La corrección “por diámetro del agujero” es la única realizada al registro laterolog.
- *Correcciones realizadas al SFL:* La herramienta esférica enfocada como se puede apreciar en la Figura 4.28, tiene una mayor eficacia para obtener valores de R_{xo} a diferencia de las herramientas convencionales y de la LL8 al ser más somera y minimizar o eliminar el efecto del agujero sobre ella. Esta herramienta cuenta con su gráfica de corrección (Rcor-1) para obtener el valor verdadero de la resistividad de la zona invadida “por efecto del diámetro del agujero y del standoff”.
- *Correcciones realizadas al DLL- R_{xo} :* La doble laterolog al igual que las herramientas anteriores, tiene sus gráficas de corrección para obtener los valores de resistividades corregidos para la LLD y la LLS. La primera corrección es por efecto del diámetro del agujero” para herramienta centrada o excentrada (Rcor-2b, Rcor2c) debido a que los valores de las resistividades dependen de que tan ancho sea el pozo perforado así como también del tipo de lodo que se esté utilizando por donde viaja la corriente. Posteriormente se realiza la corrección “por efecto de efecto de capas adyacentes” (Rcor-10) la cual es nula en el caso de capas de grandes espesores.

Una vez realizado esto, se realiza la corrección pertinente “por efecto de la invasión del filtrado de lodo” (Rint-9b) ya que, puede afectar mucho las mediciones de resistividad de la herramienta con los valores de R_{xo} y R_t obtenidos para la posterior obtención de la saturación de agua (S_w). Se puede decir con esto que cuando R_t sea menor a R_{xo} ($R_t < R_{xo}$), las lecturas del LLD y LLS son muy afectadas por la invasión mientras que si R_t es mayor a R_{xo} ($R_t > R_{xo}$) la lectura del LLS será proporcional a R_{xo} independientemente de la invasión del filtrado de lodo la cual si es muy grande (de 80”) también afectara a la LLD.

Se debe tomar en cuenta que las mediciones que son realizadas con las herramientas laterolog, generalmente se asume que la corriente de retorno está localizada en un punto en el infinito y que el voltaje de referencia sobre N, esté a un potencial 0. Sin embargo, en los comienzos de estas

herramientas, B y N se localizaban dentro de la sonda provocando algunos efectos que hay que tener en cuenta para la interpretación de las mediciones de resistividad, tales como.

Efecto Delaware: Este fenómeno es un caso particular de la herramienta DLL, específicamente de la lectura de la LLD en donde se produce un incremento significativo de la resistividad de una capa altamente resistiva como es el caso de un intervalo de gran espesor de anhidrita en el momento en que los electrodos B y N en la herramienta entran en la formación (Figura 4.29). En ese momento el electrodo B es afectado por el confinamiento del flujo de corriente a lo largo del agujero causando que en el electrodo N se genere un potencial negativo. Esto provoca que exista un falso incremento en la resistividad aparente de la capa, por lo tanto, lo que se hizo para poder eliminar este efecto fue modificar el acomodo del electrodo B localizándolo en superficie de tal manera que la corriente no se confine en el agujero.

Efecto Groningen: Este efecto al igual que el Delaware, se presenta en situaciones donde se tienen un incremento falso de la resistividad en capas menos resistivas por debajo de capas altamente resistivas con la variante de que existen 2 elementos que provocan este fenómeno (Figura 4.29). El primero es la corriente de retorno que viaja a través del cable provocando que haya un incremento sobre la corriente que fluye por N, así como también por efecto de la tubería de revestimiento ya que la corriente viaja hacia la superficie de la tubería antes de fluir a superficie lo que provoca que se incremente la corriente que pasa por N. Ambos efectos tanto del cable como de la tubería, aseguran que la resistencia entre B y N sea menor que la que haya entre N y A de manera que el potencial en N sea negativo. Para el Efecto Groningen no hay corrección del DLL que se pueda realizar sin embargo, se puede monitorear la diferencia de ambos voltajes.

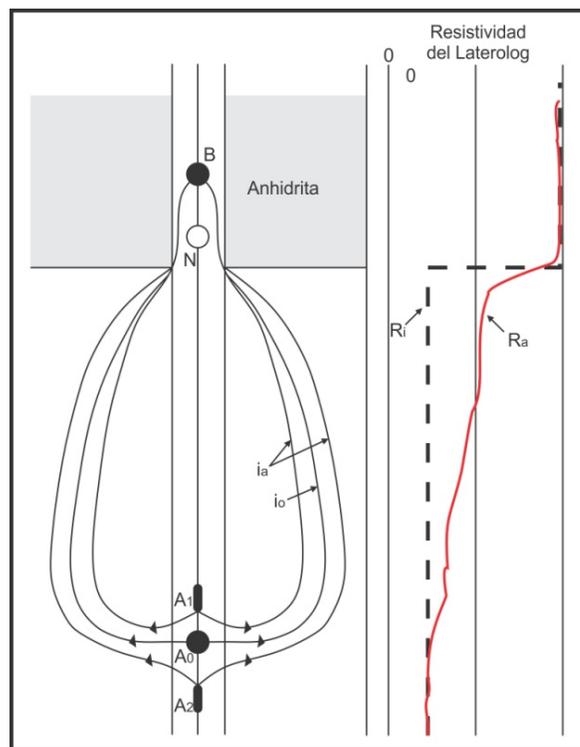


Figura 4.29. Del lado izquierdo se ejemplifica como se presenta el Efecto Delaware en capas altamente resistivas mientras que del lado derecho se ejemplifica como se da el Efecto Groningen en las mismas condiciones (Modificado de Schlumberger, 2008).

- Aplicaciones del registro DLL: El registro doble laterolog es particularmente útil para las siguientes aplicaciones.
 - 1.- Correlación entre pozos.
 - 2.-Deteccion oportuna de intervalos con HC'S.
 - 3.-Deteccion de intervalos porosos y permeables.
 - 4.- Determinación de R_t .
 - 5.- Perfiles de invasión.
 - 6.- Indicador de HC'S móviles.

4.1.2.6 Herramientas microenfocadas

Este tipo de registros surgieron con el propósito fundamental de poder obtener valores precisos de R_{xo} el cual es esencial para interpretaciones cuantitativas en condiciones donde los microlog no eran tan detallados. El principio de medición con el que funcionan es muy similar a la herramienta microlog (ML), pero con la variante de que se envía una corriente enfocada dentro de la formación por medio un patín construido de un material aislante y que por dentro se encuentra constituido de un arreglo de electrodos concéntricos con un espaciamiento muy corto que va pegado contra la pared del pozo.

4.1.2.6.1 Microlaterolog (MLL)

El registro microlaterolog es un micro-registro de corriente enfocada donde se logran obtener valores de R_{xo} aún más precisos que con la microlog, ya que este es capaz de poder obtenerse en cualquier tipo de formación con lodos de perforación cuyas conductividades sean muy altas o bien en donde el enjarre sea relativamente grueso (cuando la porosidad de la formación sea menor al 15%) aplicando una sencilla corrección.

El principio de funcionamiento se basa en estar constituido de un electrodo central A_0 muy pequeño, y 3 electrodos circulares y concéntricos a A_0 designados M_1 , M_2 y A_1 dentro de 1 patín de goma que va pegado a la formación. Desde el electrodo A_0 se envía una corriente de intensidad constante (I_0) y posteriormente de A_1 se envía otra corriente de la misma polaridad, la cual se ajusta automáticamente para que la diferencia de potencial en los electrodos monitores sea 0. Posteriormente la corriente regresa a través de las partes metálicas de la sonda y con ello la resistividad obtenida por medio de la sonda, será proporcional al potencial en cualquiera de los electrodos M_1 o M_2 y a un factor que depende de las características geométricas del sistema.

Lo anterior permite que la corriente A_0 penetre dentro de las formaciones de forma horizontal con mucha mayor facilidad tal como se ilustra en la Figura 4.30 por la corriente de enfoque que sale de A_1 , permitiendo de este modo que las resistividades obtenidas con la herramienta microlaterolog estén mucho menos influenciadas por el enjarre. Esta ventaja será además mayor mientras mayor sea el contraste entre R_{xo}/R_{mc} ya que en los microlog la corriente normalmente tendería a escapar a través del enjarre mientras que con la microlaterolog se elimina este problema.

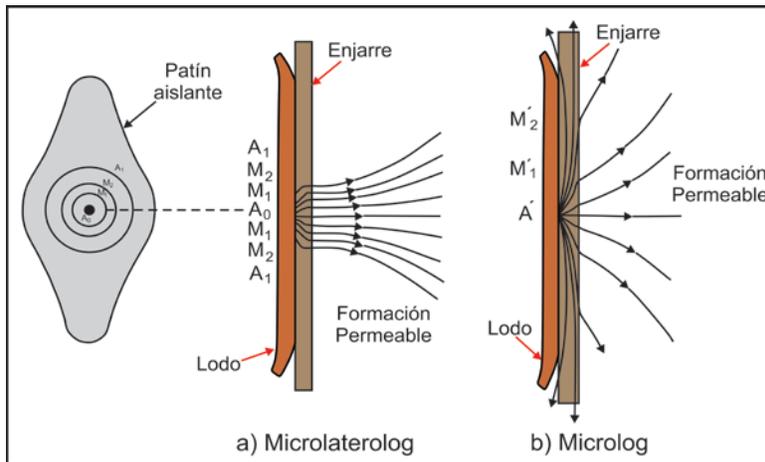


Figura 4.30. Esquema que muestra el diseño del patín de la herramienta microlaterolog y la geometría que se obtiene de las líneas de corriente de esta herramienta por medio de un sistema de enfoque, comparado con las que se obtendrían de la microlog.

4.1.2.6.2 Proximidad (PL)

El principio de funcionamiento de la herramienta de proximidad es muy similar a la microlaterolog (MLL), debido a que utiliza igualmente 3 electrodos sin embargo, la variante principal en la herramienta, radica en que los electrodos utilizados son geoméricamente cuadrados, de mayores dimensiones a comparación con la MLL y el espaciamiento entre ellos es igualmente mayor, lo que le permite tener buenos valores de R_{x0} al eliminar la influencia del enjarre (Figura 4.31). La herramienta permite obtener un valor preciso de R_{x0} siempre y cuando el espesor del enjarre no exceda los 3/4" (aproximadamente 2 cm), pero como comúnmente esto no ocurre, se puede decir que no le afecta y no es necesario hacerle alguna corrección por espesor de enjarre además de que, puede tomar valores de resistividad en capas de hasta 1 pie de espesor.

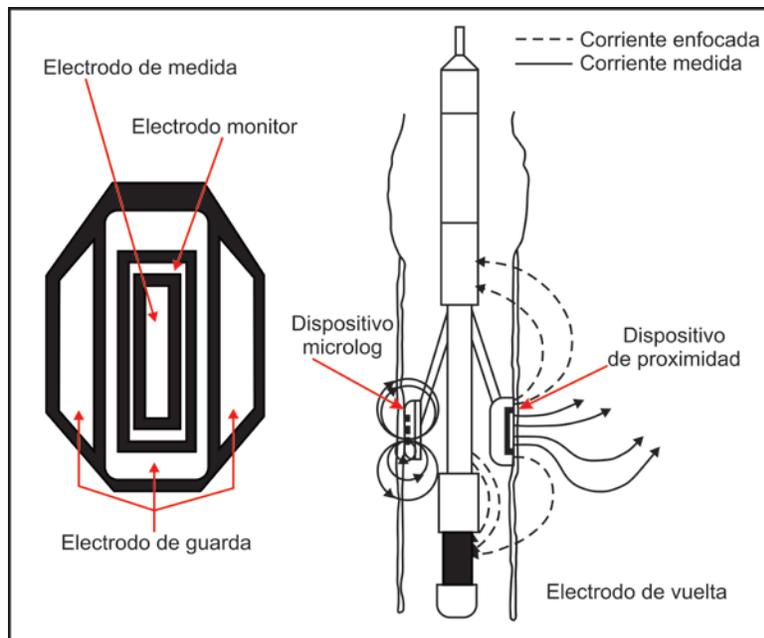


Figura 4.31. Esquema que ejemplifica el arreglo que tienen los electrodos en la herramienta de proximidad así como también una representación de la sonda que alberga los patines del microlog y la herramienta de proximidad en la toma de un registro.

Algunas de las características más sobresalientes de esta herramienta se basan en lo siguiente:

- Tiene una corta resolución vertical de 6" (0.15 m) haciéndolo tal vez no tan detallado como el MLL o el ML.
- El diámetro de la invasión (d_i) por filtrado de lodo deberá de ser mayor a 40" para poder obtener valores directos de R_{xo} ya que su respuesta puede ser afectada por las lecturas de R_t .
- Puede ser tomado en cualquier tipo de formación ya sean blandas o duras.

La herramienta de proximidad normalmente se utiliza en combinación con una microlog al montarse en un patín la herramienta de proximidad y en el lado opuesto de la sonda un microlog permitiendo incluso también obtener un calliper.

4.1.2.6.3 Herramienta microesférica enfocada (MSFL)

Al igual que la herramienta de proximidad, la MSFL es un micro-registro con un principio de medición muy similar a la herramienta de enfoque esférico (SFL) con la variante de que, en la MSFL se utilizan 5 electrodos aún más pequeños, geoméricamente cuadrados y con un espaciamiento muy cuidadoso entre ellos, que van igualmente montados dentro de un patín de hule pegado a la formación (Figura 4.32). Comúnmente va montado en una sonda doble laterolog (DLL) o bien en una doble inducción (DIL) para la obtención directa de R_{xo} (Figura 4.32). De igual forma, su resolución vertical es aproximadamente similar a la microlaterolog sin embargo, esta herramienta es mucho menos influenciada por el enjarre mas no la hace insusceptible a él.

Esta herramienta permitió reemplazar y desplazar tanto a microlaterolog como a la de proximidad por sus mejores resultados al ser menos afectada por la formación de enjarre, incluso en aquellos casos donde el enjarre supera los 3/8" de espesor en donde la MLL está limitada, e igual a la de proximidad ya que solo cuando la invasión excede las 40" se obtienen buenos valores de R_{xo} .

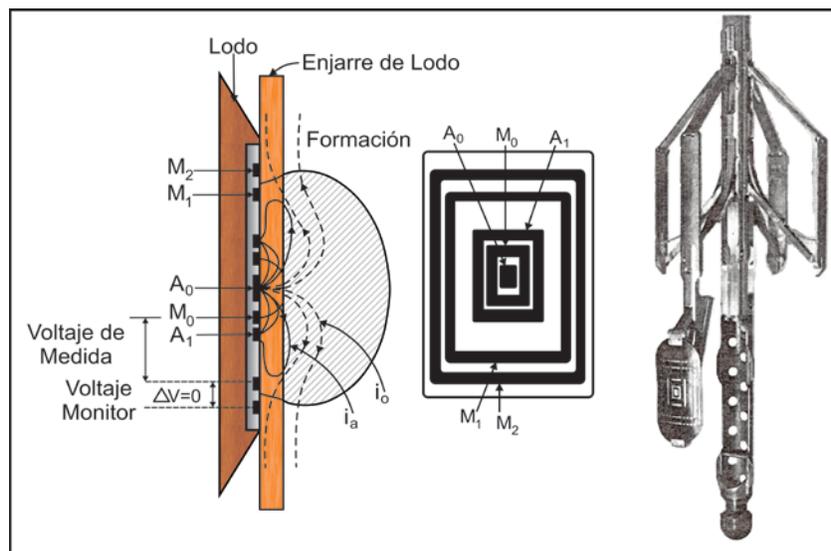


Figura 4.32. En la porción de la izquierda se ejemplifica el arreglo que tienen los electrodos en la herramienta así como el enfoque que se obtiene en la formación, y del lado derecho el montaje de la misma en una sonda doble laterolog para la obtención de R_{xo} .

Por lo tanto, la corriente de enfoque dependerá principalmente del espesor del enjarre que generalmente se obtiene por medio de un calliper y de la resistividad que este tenga (h_{mc} , R_{mc}).

4.1.2.6.4 Presentación de los registros microenfocados

A continuación se mostrarán ejemplos de registros en donde se utilizaron las distintas herramientas microenfocadas que se vieron. Como se podrá apreciar en los registros, la escala que todas las herramientas utilizan es una escala logarítmica de 3 a 4 ciclos, esto con la finalidad de obtener buenos contrastes de resistividad de las formaciones.

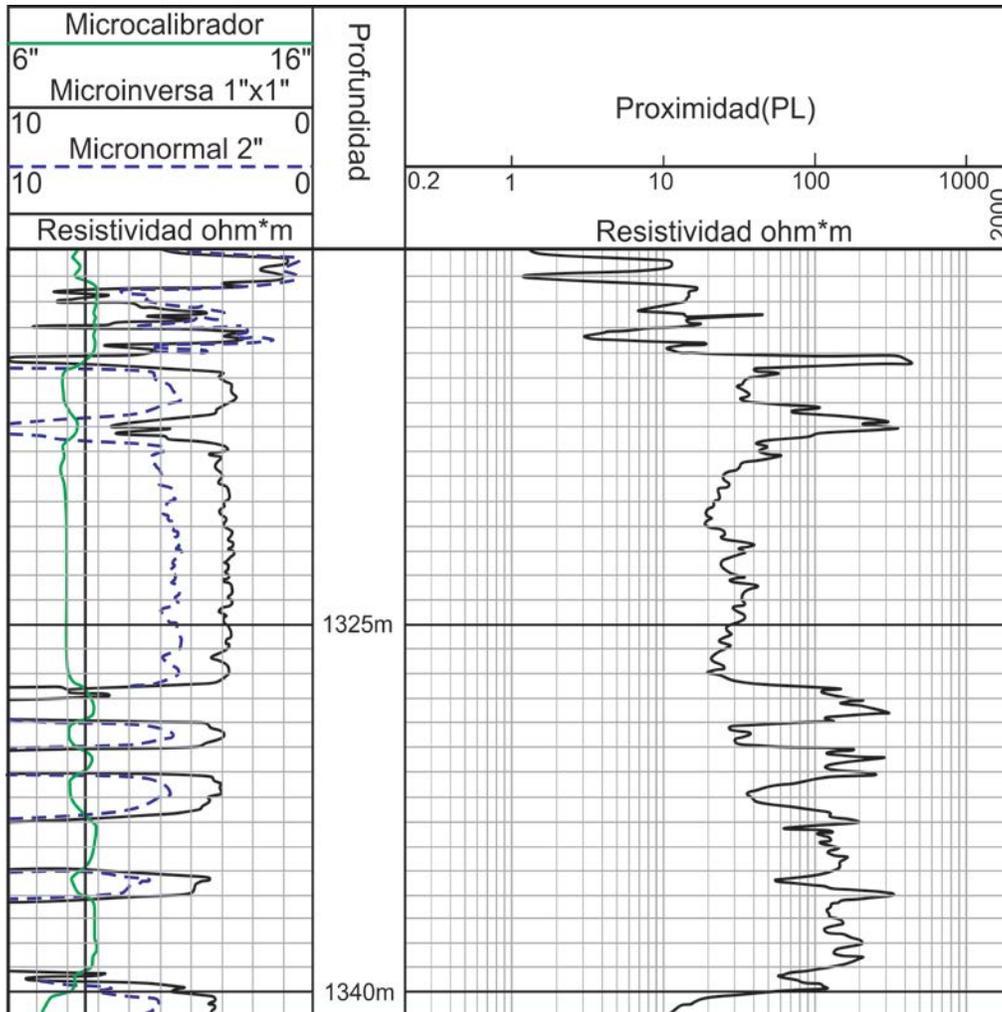


Figura 4.33. Ejemplo de un registro de proximidad en combinación con un microlog (ML) tomado en una caliza del Cretácico (Modificado de Gómez, 1975).

El registro microlaterolog es muy similar al que se ejemplifica en la Figura 4.33 con el registro de proximidad sin embargo, el registro que se obtiene con la herramienta de microenfoco esférico (MSFL) es diferente en el sentido de que ésta se toma generalmente en combinación con una herramienta DLL- R_{xo} o bien en combinación con los registro de inducción. La escala es igualmente logarítmica de 4 ciclos y se puede ver un ejemplo de él en la figura 4.34.

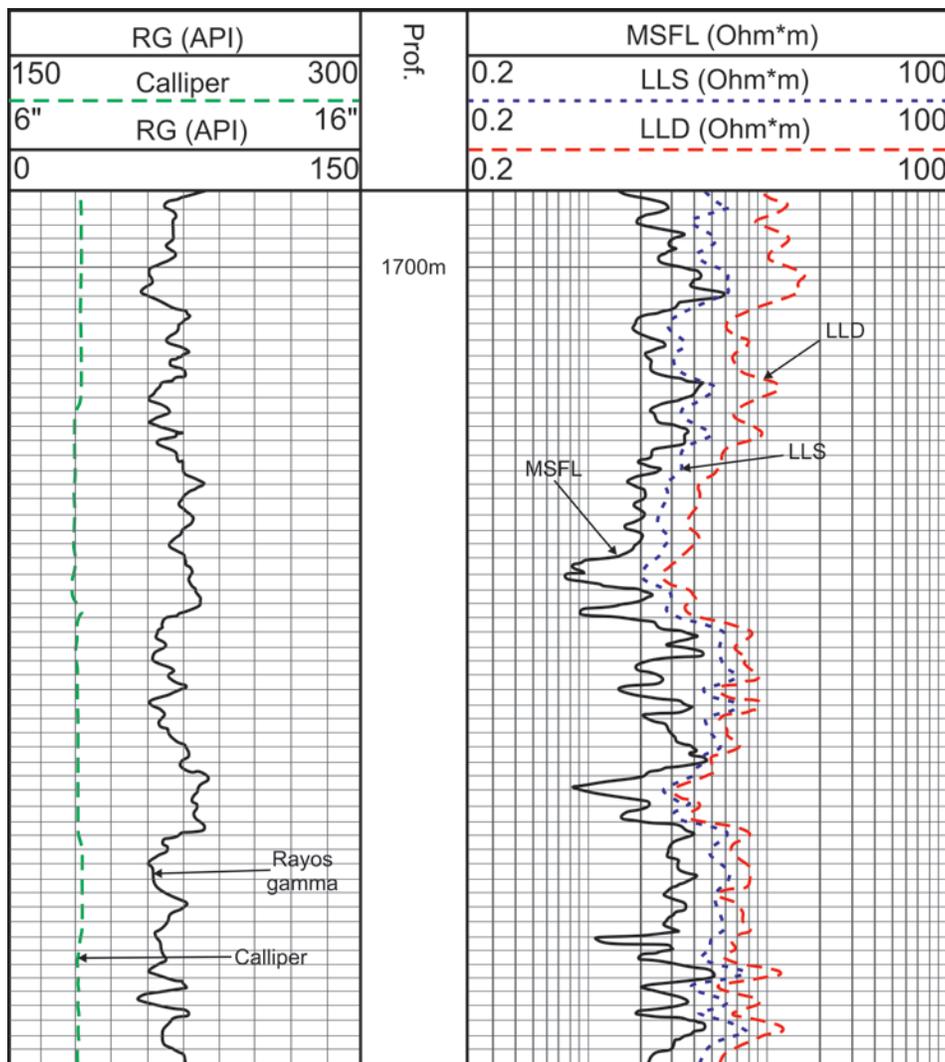


Figura 4.34. Ejemplo de un registro doble laterolog utilizando un lodo conductor (Modificado de Dewan, 1983).

4.1.2.6.5 Correcciones aplicadas a los registros microenfocados

A diferencia de las correcciones que son aplicables a los registros laterolog y doble laterolog por los efectos de diámetro del agujero (d_h) e invasión del filtrado del lodo (d_i), éstos tendrán efectos nulos o bien despreciables en las herramientas microenfocadas debido a que estas se basan en las mediciones realizadas por medio de un patín pegado a la formación y no a través del lodo como lo realizan las laterolog. La respuesta de las herramientas microenfocadas por ende, serán afectadas en gran medida por el efecto del enjarre, sin embargo, hay otras particularidades que hay que tomarse en cuenta.

- Correcciones a la herramienta microlaterolog (MLL): El diámetro de pozo y la influencia del lodo de perforación no afectan las mediciones de las MLL debido a que el patín hace buen contacto con la formación sin embargo, aunque el lodo de perforación no afecta las lecturas de la herramienta MLL, se deben de tomar en cuenta el espesor y la resistividad

del enjarre que se esté formando (h_{mc} , R_{mc}) debido a que a mayores valores entre R_{xo}/R_{mc} la respuesta de la herramienta vendrá en gran medida de R_{xo} y el efecto del enjarre pierde interés sin embargo, si éste es mayor a los 3/8" se utiliza la tabla de corrección "por efecto de enjarre" de la compañía Schlumberger (R_{xo-2}) para corregir este problema.

- Correcciones a la herramienta de proximidad (PL): Al igual que la herramienta microlaterolog, la herramienta de proximidad es afectada únicamente por el enjarre solo en aquellos casos en donde el espesor del enjarre sea mayor a 3/8" o bien en aquellos casos donde la invasión del filtrado del lodo sea poco profunda pudiendo ser alterada la respuesta del registro por los valores de R_t pero como comúnmente no ocurre de esta manera se dice que no le afecta sin embargo existe la tabla de corrección (R_{xo-2}) si se llegase a necesitar.
- Correcciones a la herramienta microesférica enfocada (MSFL): La herramienta MSFL no solo permitió reemplazar a la MLL y la PL sino que su cuidadoso diseño permitió que el efecto del enjarre sobre ella sea mínimo, sin afectar demasiado la profundidad de investigación al forzar a la corriente a fluir directamente hacia la formación minimizando el efecto del enjarre. Schlumberger tiene la tabla de corrección "por efecto de enjarre" (R_{xo-3}) el cual depende básicamente del contraste de resistividad entre R_{xo}/R_{mc} .

4.1.2.6.6 Aplicaciones de los registro microenfocados

La principal aplicación que tienen los registros microenfocados se centran en la obtención directa de la zona invadida o R_{xo} haciendo las correcciones pertinentes en caso de ser necesarias para el cálculo del factor de formación o bien, en combinación con la DLL o la DIL (registros dobles de inducción) para el cálculo de R_t por efecto de la invasión.

De igual manera permiten obtener interpretaciones cualitativas de:

- Diámetro y rugosidad del agujero.
- Detección de zonas permeables.
- Evaluación de capas laminares de arena arcillosa.

4.1.3 Registros de resistividad a través de la tubería

4.1.3.1 Historia de la medición de la resistividad a través del revestimiento

Durante mucho tiempo el intentar realizar la medición de la resistividad en las formaciones a través de una tubería de revestimiento (TR) en los pozos, era solo un sueño lejanamente concebible debido a las limitantes tecnológicas que existían hace poco más de 60 años. Esta idea se remonta al comienzo de los registros cerca de los años 30's y 40's, años en que Conrad y Marcel Schlumberger desarrollaron los primeros registros eléctricos comerciales. Fue entonces que se reconoció la gran necesidad que había de poder contar con alguna herramienta que permitiera realizar mediciones similares a las herramientas eléctricas en pozos abiertos, pero con la variante de que estas pudieran ser realizadas con tuberías de revestimiento para las evaluaciones de zonas productivas posiblemente inadvertidas en pozos viejos, aumentar la productividad en los campos para lograr ampliar su vida útil incrementando las reservas existentes, así como también para el monitoreo de la producción en miles de pozos completados. Sin embargo, medir los cambios de saturación en las formaciones, solo era posible realizarlo a través del revestimiento y no con las herramientas de resistividad convencionales.

La idea, aunque relativamente parecía sencilla, tenía varias limitantes por superar ya que era necesario medir la corriente que se fuga a través del revestimiento hacia la formación adyacente la cual resulta ser solo una fracción muy pequeña de la corriente original que se introduce en el revestimiento y en la práctica del método, el acero tiene además 10^7 - 10^{10} mas conductividad y una permeabilidad magnética mucho mayor que las formaciones adyacentes, lo que lo hacía un método extremadamente difícil al quedar enmascarada la débil señal de la formación por la señal del revestimiento. A pesar de ello surgieron muchas propuestas para realizar tal proeza entre las que destacan métodos galvánicos, electrodos o lateroperfil así como también métodos de inducción, sin embargo, no lograban realizar un espaciado óptimo entre electrodos, minimizar las variaciones la resistencia de contacto del electrodo y las variaciones con el espesor del revestimiento, el efecto skin (o efecto piel) y la resistencia.

Hoy en día solo los métodos que emplean electrodos han demostrado ser los apropiados para realizar mediciones a través de la tubería de revestimiento y esto se logró a principios de los años 90's gracias a los avances que ya existían en la tecnología de dispositivos electrónicos permitiendo crear una herramienta operada por medio de un cable eléctrico. Fue a finales de 1980 cuando Paramagnetic Logging (PML) diseño el montaje y el método de adquisición que dio como resultado la primera herramienta de demostración de la cual se obtuvieron registros experimentales, demostrando con ello varios puntos de importancia:

- La teoría de operación y los datos obtenidos reproducían las características del lateroperfil de pozo abierto.
- Las mediciones eran repetibles y operaban en un rango de 7 a 100 ohm*m
- El cemento en el revestimiento no parecía afectar la medición.

Poco después Schlumberger mostró su interés en desarrollar registros de resistividad en pozos entubados como consecuencia del desarrollado de su herramienta CPET (herramienta de evaluación de la corrosión). Se realizaron muchos estudios tanto de investigación como de ingeniería en el desarrollo de nuevos dispositivos electrónicos y los métodos de procesamiento de señales, así como también en el suministro de energía al fondo de pozo y el poder mantener un buen contacto de los electrodos con la tubería.

Todo esto llevo a que se desarrollara a finales de los 90's por Schlumberger la herramienta CHFR (*Cased Hole Formation Resistivity*) o herramienta de resistividad de la formación en pozo entubado, la cual utiliza en su diseño, 2 canales para las mediciones de resistividad. Esta herramienta proporciona una buena profundidad de investigación de hasta 2 m a diferencia de lo que se lograba con las herramientas nucleares (unos 25 cm aproximadamente), lo que le permite tener una mayor medición en el monitoreo de saturación (S) en pozos entubados. Además de que en las herramientas nucleares existe el gran inconveniente de estar limitadas a solo poder funcionar en condiciones de altas porosidades y salinidades. La herramienta CHFR en cambio, permite obtener mediciones en zonas de porosidades y salinidades bajas de los fluidos de formación así como también proporcionar una comparación directa con registros de pozo abierto.

4.1.3.2 Principio de medición

Desde hace poco más de 60 años, el realizar mediciones confiables y exactas de la resistividad a través del revestimiento ya no es solo un logro concebible en la industria, sino que ahora se ha convertido en un servicio esencial para la medición de la resistividad en pozos entubados de alto riesgo a diferencia de los registros de pozo abierto, en donde no es posible realizar la medición. Tiene además la ventaja de poder combinarse con las mediciones de las herramientas de resistividad y porosidad nucleares para una mejor evaluación de la saturación.

La herramienta CHFR es una herramienta lateroperfil, es decir, un dispositivo con electrodos que miden las diferencias de voltaje que se producen cuando una corriente emitida fluye hacia la formación alrededor del pozo. Su principio se basa en medir la corriente emitida (I) y el voltaje de la herramienta (V) para la obtención de R_t , en donde la relación de ambos parámetros se multiplica por un coeficiente constante conocido como el factor K de la herramienta, el cual depende de la geometría misma de la sonda. La fórmula para obtener R_t es la siguiente:

$$R_t = \frac{KV}{I} \quad \text{Ecuación 4.2}$$

La diferencia significativa que rige a las mediciones en un pozo entubado por medio de la herramienta CHFR, es el hecho de que la tubería de revestimiento del pozo sirve como un electrodo gigante que aleja la corriente del pozo al seguir el trayecto de menor resistencia para completar un circuito eléctrico, y cuando la opción es pasar a través de la tubería de baja resistencia o a través de la tierra, la mayor corriente fluirá a través del acero, pero con corriente

alterna (CA) de baja frecuencia o con corriente continua (CC). Una pequeña parte se filtra hacia la formación y es esta corriente que se fuga, la que presenta el mayor desafío en la medición.

Por lo tanto, la corriente que pasa a través de la TR, se emite por medio de un electrodo ubicado en la sonda CHFR en el interior y en contacto con el revestimiento. Esto permite que se filtre gradualmente la corriente hacia las formaciones circundantes al pasar a través del terreno hasta la conexión eléctrica a tierra en donde la medición de dicha fuga de corriente hacia la formación, se podrá comprender si es que se sigue el trayecto de la corriente misma hacia arriba del revestimiento y el restante hacia abajo. La cantidad que fluirá hacia arriba o hacia abajo dependerá de la ubicación de la herramienta en el pozo y las resistividades de las formaciones que si bien da el caso de tener formaciones altamente resistivas, la corriente que fluirá hacia abajo del revestimiento será menor. Esto ocurre debido a que la corriente al fluir, se conecta a tierra al pasar a través de la formación haciendo a la herramienta menos sensitiva por la poca corriente que penetra a la formación.

La fuga de esta corriente a través del revestimiento se puede entender como cierta fracción de disminución de la corriente que penetra la formación hacia abajo del revestimiento la cual, es casi siempre constante en formaciones de bajas resistividades hasta que la herramienta se aproxima a la zapata del revestimiento en el fondo del pozo. En este punto, aunque la corriente descendente sea menor, una mayor parte de ella se filtra progresivamente cada metro, hasta el último metro de formación haciendo que la fuga sea considerable y máxima en la zapata y en general, es de gran ayuda que sea de este modo ya que los intervalos de interés se localizan casi siempre en el fondo sin embargo, es imposible medir directamente la corriente que se fuga hacia la formación ya que los electrodos de la CHFR no están en contacto directo con él terreno.

Hoy en día los dispositivos electrónicos dentro del pozo son lo suficientemente precisos y estables como para determinar la resistividad de la formación detrás del revestimiento conductivo, medición que se efectúa de 2 maneras. En una primera etapa se emplea una fuente o electrodo de inyección de corriente que aplica corriente alterna de baja frecuencia a la TR y debajo de esta, existen otros 4 electrodos separados 2 pies (0.6 m) de los cuales 3 de ellos se utilizan en la medición. La caída de voltaje entre pares de electrodos es una combinación de las pérdidas debidas a la fuga de corriente hacia la formación más las pérdidas resistivas en el revestimiento (Figura 4.35a) que es donde se utiliza ahora la segunda etapa llamada “de calibración” para determinar estas pérdidas.

La segunda calibración comienza en el mismo punto que comienza la etapa de medición, es decir en el electrodo que aplica la corriente sin embargo ahora la corriente fluye hacia abajo del revestimiento hacia otro electrodo remoto ubicado a 10 m (33 pies) en donde la fuga es poco significativa ya que la corriente no pasa a través de la formación para completar el circuito (Figura 4.35b). De esta manera, la resistividad de la TR se puede determinar con los mismos electrodos que se utilizan en la etapa de medición computando la diferencia entre ambas mediciones o bien, si se conoce la resistividad del acero, es posible obtener el espesor de este.

Sin embargo, para obtener el voltaje (V_o) del acero son necesarias mediciones muy exactas en el rango de los 10 a 100 mV, por lo que se utiliza corriente directa del mismo modo en que se realiza en los pasos de medición y calibración ya que no es posible hacerlo con corriente alterna como en los 2 pasos mencionados. El voltaje se mide 2 veces entre el inyector inferior y un electrodo de referencia colocado en superficie con polaridades positivas y negativas consecutivamente para poder eliminar errores sistemáticos como la polarización o bien la deriva.

No siempre es posible en la práctica ubicar el electrodo de referencia en superficie alejado lo mas lejos de la boca de pozo por dificultades técnicas que se pueden presentar en el campo por lo tanto, muy a menudo lo que se hace es emplear una ecuación derivada empíricamente para estimar la resistividad sin una medición de voltaje, lo que da como resultado resistividades de formación aparentes en lugar de absolutas, y aunque esta no es aplicable universalmente, en muchos casos da resultados satisfactorios permitiendo que la herramienta CHFR sea de gran confiabilidad. Aparte de estas mediciones, a menudo se dispondrá de un registro de referencia adquirido en pozo abierto lo que permitirá el ajuste del factor K.

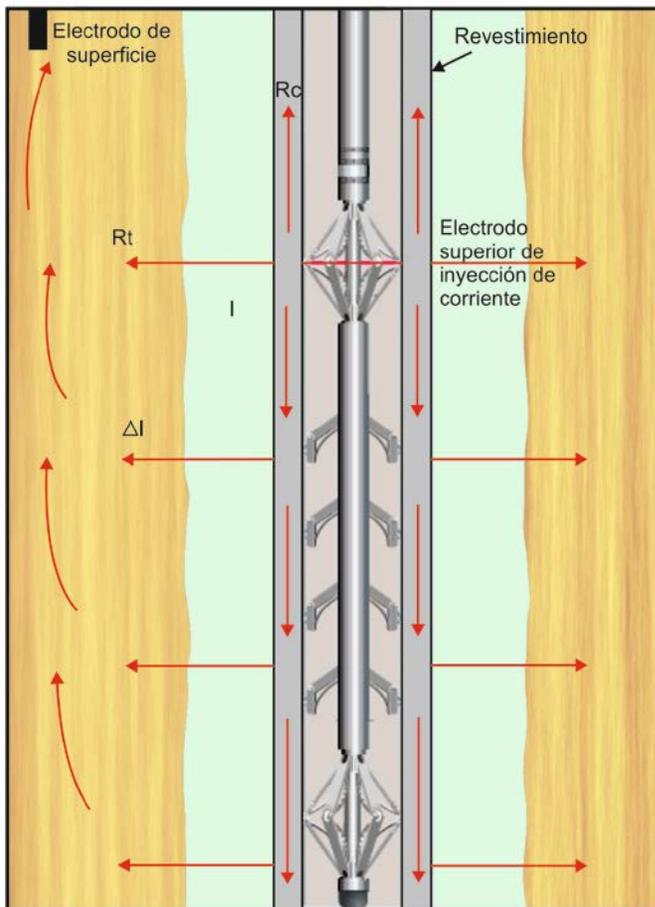


Figura 4.35a. Primera etapa de medición de la herramienta CHFR. En ella la corriente alterna de baja frecuencia asciende por la tubería de revestimiento hacia la superficie del terreno y desciende por el revestimiento a través de la formación hacia un electrodo remoto emplazado en superficie. La herramienta mide la diferencia de voltaje ΔI entre pares de electrodos.

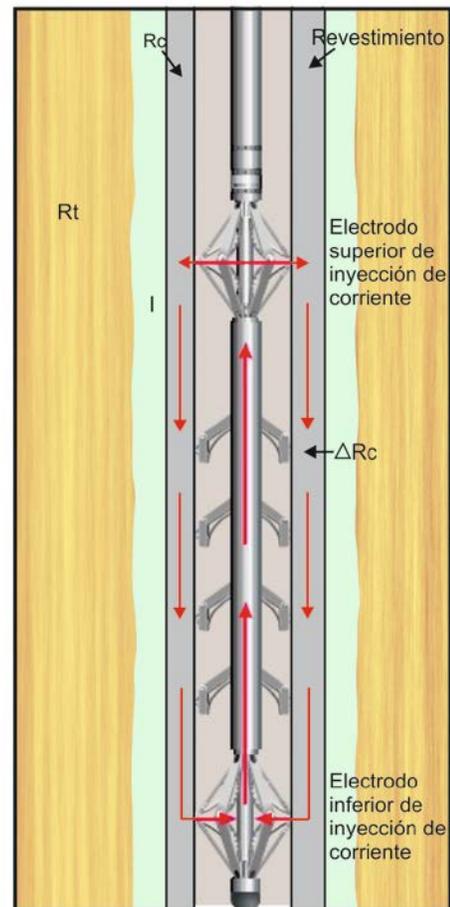


Figura 4.35b. Etapa de calibración de la herramienta CHFR. La corriente solo fluye desde el electrodo superior hacia el inferior permitiendo el cómputo de ΔR_c , como la diferencia en la resistencia del revestimiento entre 2 puntos de medición.

4.1.3.2.1 Desafíos de la herramienta CHFR en la medición y su diseño

La principal función por la cual fue diseñada la herramienta CHFR, fue para poder medir de forma precisa y confiable la resistividad de las formaciones detrás de un revestimiento de acero en los pozos, y que a esta no le afectaran circunstancias como un mal contacto con el revestimiento o capas de cemento e invasión de fluidos en las cercanías del pozo. Para lograr tal proeza había que superar ciertos desafíos físicos y tecnológicos como lo fue el comprender principalmente el distinto comportamiento de la corriente eléctrica en un pozo entubado a diferencia de un pozo abierto.

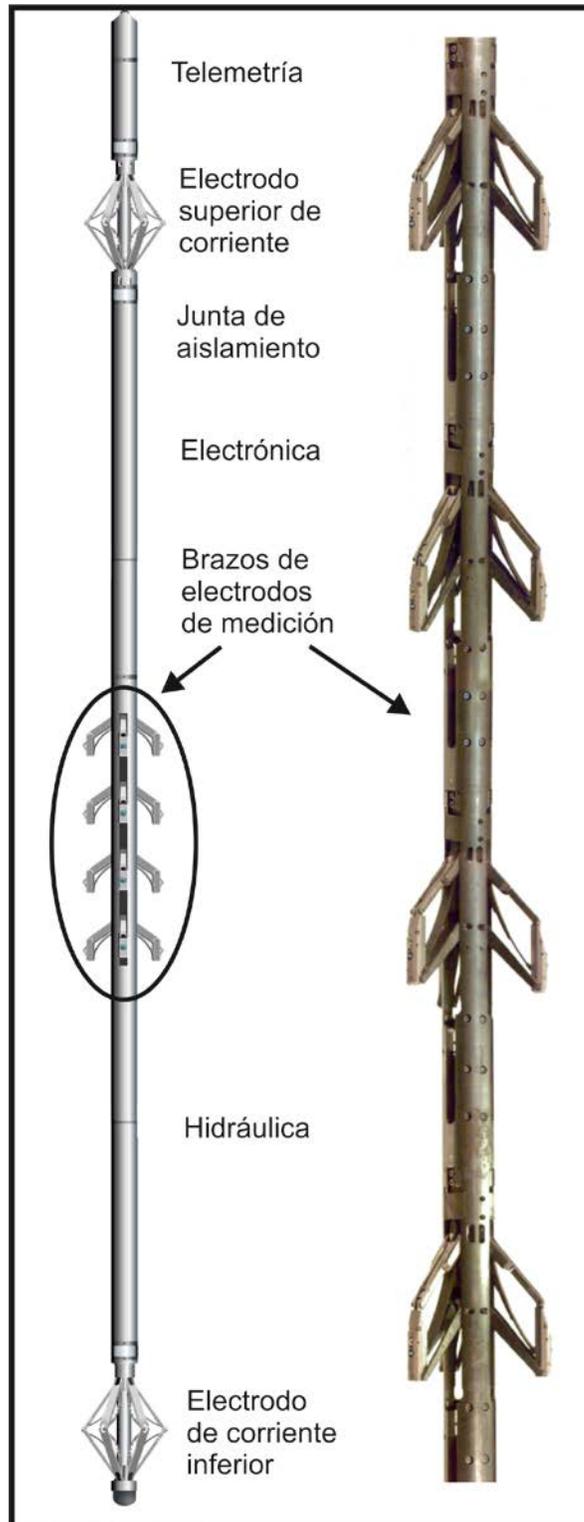
Con ello en mente, se establecieron ciertos objetivos como lo son la detección de capas delgadas, estratificación, contactos agua-hidrocarburos, hidrocarburo-gas, estos con una resolución vertical de 0.3 m (1 pie) y determinar con ello los contrastes de resistividad del orden del 5%. Se sabe que las formaciones típicas tienen resistividades cerca de mil millones de veces más altas que las que tiene una tubería de revestimiento sin embargo, debido al gran volumen de roca que se presentan en las formaciones, la relación entre la corriente de formación y la corriente aplicada esta en un rango de 10^{-3} a 10^{-5} en lugar de ser de 10^{-9} ya que el cable eléctrico limita la corriente total a ser aplicada al revestimiento a ser de unos pocos amperios. Esto llevó a que el principal desafío en el desarrollo de la herramienta fuese poder tener un dispositivo que pudiera medir en nanovoltios.

Actualmente la herramienta mide 13 m con un diámetro de 3.375" y consta de un cartucho electrónico, un electrodo de inyección de corriente, 4 juegos de electrodos que constan de 3 placas o brazos cada juego y separados 120° entre ellos y conectados en paralelo, y un electrodo de retorno de corriente que al igual que el de inyección, actúa como centralizador (Figura 4.36). La herramienta puede ser utilizada en pozos con una desviación hasta de 70° o incluso en pozos horizontales utilizando separadores con propiedades aislantes. Este diseño de 3 electrodos por nivel le proporciona a la herramienta redundancia, de tal forma que pocas mediciones se han perdido por fallas en un electrodo.

La frecuencia con la que opera puede variar entre los 0.25 a 10 Hz, pero normalmente se trata de mantener a 1 hertz ya que se necesitan bajas frecuencias para evitar la polarización y la deriva que acompañan el uso de corriente continua y el efecto skin del revestimiento, que dependiendo del espesor que tenga la TR podría ser algunos casos una preocupación. En cambio, si se llegase a utilizar alta frecuencia, la corriente no desciende primero ya que se concentra en la parte interna del revestimiento y se va directamente a superficie dando a lugar a que no exista una corriente de formación y por ende no hay una medición.

Las mediciones se efectúan siempre con la herramienta estacionaria por 2 razones principalmente: las magnitudes de las cantidades medidas son muy pequeñas y por lo tanto muy sensibles al error y segundo, el movimiento de los electrodos a lo largo del revestimiento introduce un nivel de ruido significativo de hasta 10^4 veces mayor que la señal de la formación. Esto permite que los tiempos en cada estación, incluyendo la etapa de calibración en el fondo del pozo varíen de 2 a 5

minutos dependiendo de la resistividad de la formación estimada, la precisión deseada y las propiedades del revestimiento, lo que permite que al igual que en las herramientas nucleares, se mejore la precisión en las mediciones de la herramienta CHFR y se amplíe el rango de resistividades.



Figuras 4.36 Diseño de la herramienta CHFR de la compañía Schlumberger para obtener la resistividad de las formaciones detrás del revestimiento y diseño de los electrodos en la herramienta (Modificado de Schlumberger, 2001).

4.1.3.3. Presentación del registro y correcciones aplicables a la herramienta CHFR

La herramienta CHFR o herramienta de resistividad a través del revestimiento tiene una profundidad de investigación en las formaciones de 7 a 37 pies (2 a 11 m aproximadamente) dependiendo de los parámetros que se tengan en la formación, lo que le permite no solo monitorear la zona invadida sino también, bajo ciertas condiciones, proporcionar un índice oportuno de fuentes de inundación que se estén acercando además de tener una respuesta que coincide bastante bien con las curvas de otras herramientas de resistividad tales como la curva de la lateroperfil profunda de alta resolución (HRLA) y las lecturas profundas de la lateroperfil azimutal (HALS).

Al igual que las herramientas laterolog, la herramienta CHFR mide las resistencias en serie lo que tiene como consecuencia que la medición de la corriente que se fuga a través del revestimiento, deba atravesar y se vea afectada por cualquier elemento que se encuentre entre el revestimiento y la formación, mientras que la capa de cemento actuará del mismo modo en que lo hace la zona invadida (R_{xo}). Por ello, los parámetros cruciales son el contraste entre las resistividades del cemento y la formación (R_t/R_{cem}) y los espesores del cemento. Sin embargo, cuando se tiene un cemento conductor su efecto sobre la medición es insignificante mientras que si este es resistivo, puede afectar las mediciones generando en muchos casos lecturas demasiadas altas de resistividades aparentes en formaciones que son de bajas resistividades, lo que influyó en fijar el límite más bajo de resistividad de la herramienta en $1 \text{ ohm} \cdot \text{m}$.

Además de estas variantes, hay 2 factores adicionales igualmente relacionados con el cemento cuyos efectos sobre la medición de la herramienta CHFR pueden ser inciertos, el primero es el posible cambio de la resistividad del cemento a lo largo del tiempo y el segundo la calidad de los trabajos de cementación efectuados en el pozo para lo cual, es recomendable evaluarlo con la herramienta CBT (herramienta de adherencia del cemento) o bien la CET (herramienta de evaluación de la cementación) ambas de la compañía Schlumberger. En la actualidad, los registros que se obtienen de la herramienta CHFR han demostrado ser no solo repetibles sino incluso comparables con una gran precisión con aquellos registros que se obtuvieron a pozo abierto de campos de hasta hace más de 30 años de antigüedad (Figuras 4.37 y 4.38). Esto ha permitido que la herramienta CHFR tenga varias ventajas al no verse afectada por cambios en la cementación así como tampoco por posibles derrumbes que pudiesen ocurrir en los pozos gracias al principio físico con el que opera la herramienta.

Con todo lo anterior, se puede decir que la herramienta CHFR mide en un rango de resistividades de 1 a $100 \text{ ohm} \cdot \text{m}$ siendo el límite inferior el fijado por la influencia del cemento mientras que el límite superior está fijado por la relación señal-ruido y el tiempo aceptable por estación. Sin embargo dependiendo del diámetro, espesor, peso del revestimiento, y de la distancia a la zapata del revestimiento, el límite superior puede ser mayor a $100 \text{ ohm} \cdot \text{m}$. Por estas razones el hacer una planificación previa al trabajo puede ayudar mucho para determinar si las propiedades del yacimiento son las adecuadas para el uso de la herramienta CHFR.

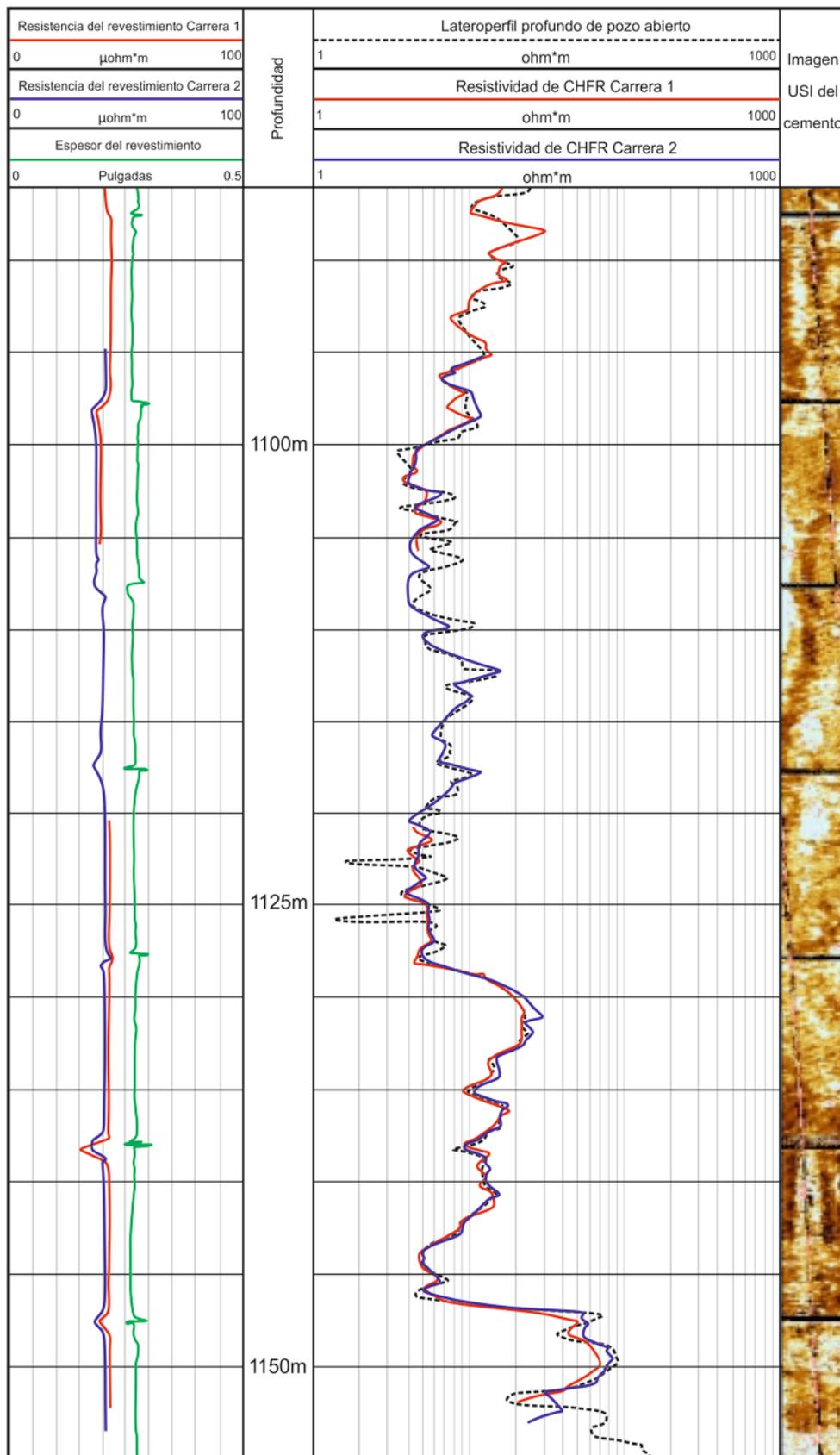


Figura 4.37. Registro CHFR tomado en el pozo de prueba en Villejust, Francia en donde se aprecia la gran repetibilidad entre las 2 carreras tomadas de la herramienta CHFR y el registro lateroperfil profundo tomado 30 años antes, además se logra observar la baja calidad de la cementación gracias a la herramienta USI (Modificado Schlumberger, 2001).

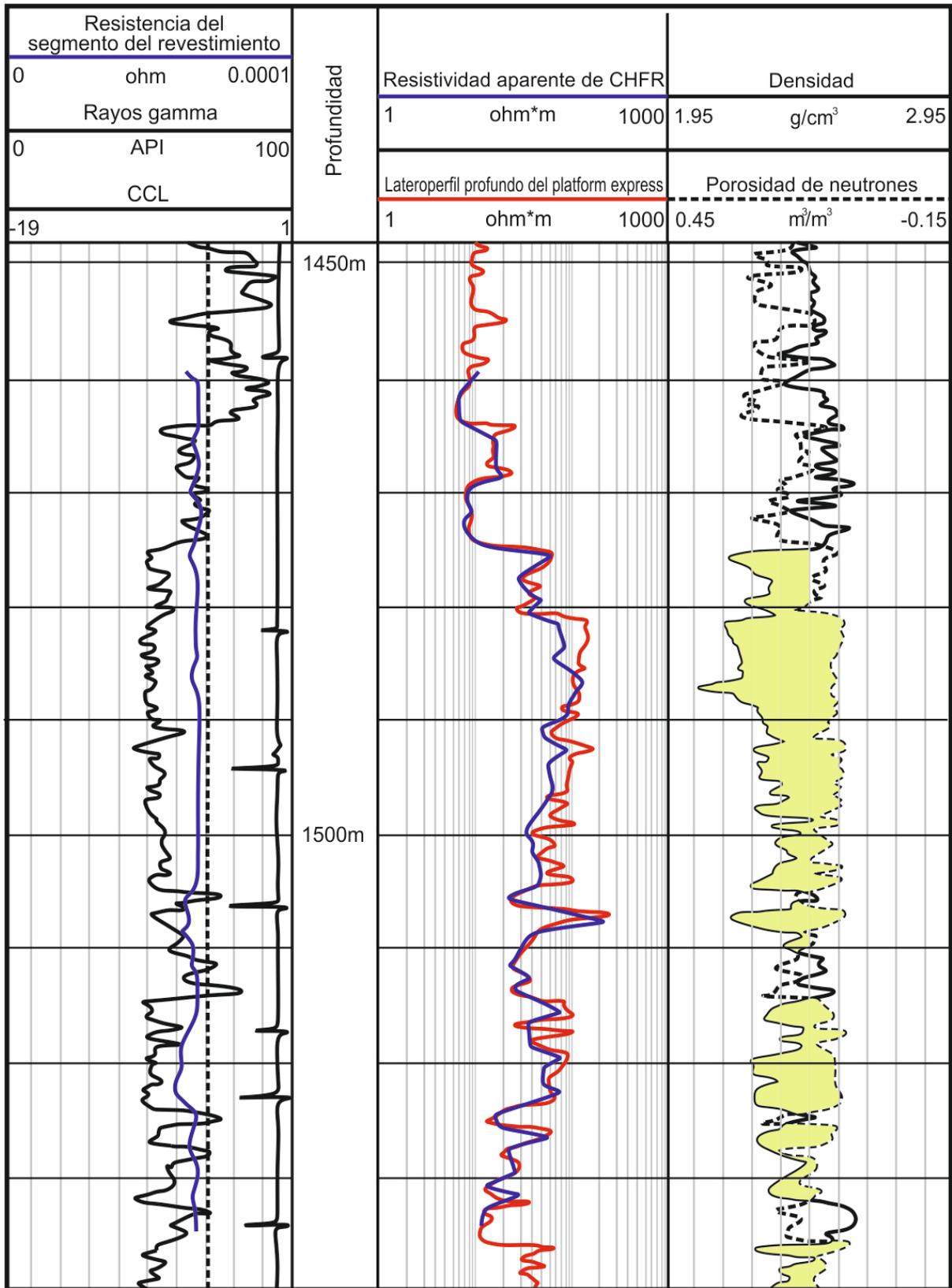


Figura 4.39. Presentación de un registro CHFR en conjunto con un registro lateroperfil profundo de la sonda Platform Express adquirido en un pozo de gas en Austria en donde se observa la gran coincidencia entre ambos registros proporcionando un alto grado de confianza en las mediciones, además de mostrar en el carril 3 el cruce típico de las curvas densidad-neutrón frente a aquellas zonas con contenido de gas (Modificado de Schlumberger, 2001).

4.1.3.4 Aplicaciones de la herramienta CHFR

Las aplicaciones básicas para las mediciones de resistividad en pozos entubados abarcan: la adquisición de registros primarios, la adquisición de registros de contingencia, la identificación de zonas productivas previamente inadvertidas y el monitoreo de yacimientos.

4.1.3.4.1 Registros Primarios

La adquisición de registros primarios es una decisión planificada para poder reemplazar a corto o largo plazo todos o por lo menos la mayor parte de los servicios de pozo abierto, por mediciones realizadas con la herramienta CHFR en pozos entubados, esto con la finalidad de prevenir o reducir en lo posible los riesgos asociados que puedan existir en los pozos perforados ya sea bien por inestabilidades existentes en los pozos o por que puedan presentarse malas condiciones que no permita hacer las mediciones pertinentes, así como también para mejorar los aspectos económicos.

4.1.3.4.2 Registros de contingencia

Este tipo de registros es apropiado para situaciones no planificadas en las cuales las condiciones del pozo abierto, tales como la inestabilidad del agujero o la falla de la herramienta impiden la adquisición exitosa del registro. Ahora, con el servicio de la herramienta CHFR, se pueden proporcionar todos los datos necesarios.

4.1.3.4.3 Identificación de zonas productivas inadvertidas

Estas zonas constituyen la base y la esencia por la cual se desarrolló la herramienta CHFR ya que es en estas zonas donde existe un porcentaje significativo de las reservas petrolíferas potenciales en muchos campos petroleros ya sea bien porque fueron mal identificadas o porque fueron deliberadamente inadvertidas, y otras que han experimentado resaturación después de años de producción. Por lo tanto, la evaluación de estas zonas permite y facilita la estimación de reservas adicionales.

4.1.3.4.5 Monitoreo del yacimiento

El monitoreo del o los yacimientos consiste en la adquisición de registros por lapsos de tiempo para hacer un seguimiento de los cambios que puedan existir en la saturación de los fluidos y con ello, poder monitorear la posición de los contactos de los mismos durante la producción y los procesos de inyección de agua.

Todo esto ha permitido que la herramienta CHFR proporcione mediciones de saturaciones provenientes de una profundidad de investigación bastante superior a la de las herramientas nucleares utilizadas actualmente para la evaluación de las formaciones detrás del revestimiento.

4.2 Registros de Inducción

Tanto los registros convencionales de resistividad, como los registros laterolog abordados en los capítulos 4.1.1 y 4.1.2, tienen la gran limitante de solo poder ser adquiridos en pozos cuyos lodos de perforación sean relativamente conductores ya que, solo de esta manera se permite que haya una transferencia o contacto de la corriente emitida entre los electrodos de la sonda y la formación para las mediciones de las resistividades de las formaciones. Sin embargo, existen casos en los que se tiene la necesidad de registrar pozos cuyos lodos de perforación no sean conductores como los lodos base aceite, o bien en pozos utilizando lodos aireados. Esta problemática fue el detonante para que surgieran los registros de inducción a principios de los años 40's, por la gran necesidad que había de tomar registros en pozos en donde no había una forma de establecer un contacto entre la sonda y las formaciones atravesadas en el pozo, y en donde no existía un medio conductor que permitiera inducir la corriente en las formaciones.

Esto permite hoy en día que los registros de inducción tengan más ventajas técnicas respecto a los registros eléctricos ya que es posible medir la resistividad de la formación sin la necesidad de enviar directamente una corriente por los electrodos de la sonda hacia la formación a través de un lodo o el que la herramienta tenga contacto con la formación. Además, las herramientas de inducción operan con un principio de medición muy diferente respecto a las herramientas eléctricas convencionales y las laterolog, permitiendo incluso poder obtener mejores respuestas en capas delgadas eliminándose la corrección necesaria por este efecto, minimizar las influencias de agujero, las formaciones adyacentes, así como minimizar los efectos de la zona invadida incluso en pozos perforados con lodos base agua dulce.

4.2.1 Principio de medición

En la actualidad las herramientas de inducción están compuestas por multibobinas transmisoras y receptoras como se mencionará posteriormente, las cuales, tienen la única finalidad de enfocar la corriente para mejorar la respuesta del registro confinando la investigación a una zona dada al minimizar las contribuciones y maximizar la profundidad de penetración y resolución vertical. Por ello, para poder entender el principio básico con el que operan los registros de inducción se considerara en este caso un solo arreglo que consta de una bobina transmisora y otra receptora.

La bobina transmisora es alimentada normalmente por una corriente "alterna" oscilatoria de alta frecuencia (I) de 20,000 ciclos/seg (Hert) y de intensidad constante, generándose con ello un campo magnético (H_t) que induce a su vez, corrientes eléctricas hacia la formación que rodea el agujero. La intensidad y frecuencia que tenga este campo magnético dependerá de la corriente transmisora generada por la bobina, provocando que su componente vertical genere un campo eléctrico (e_a y e_{bt}) donde las corrientes fluyan en forma de anillos circulares coaxialmente al eje de la sonda. Estas corrientes generan a su vez su propio campo magnético secundario (H_a), el cual es proporcional a la conductividad de la formación y por lo tanto a su resistividad al inducir un voltaje sobre la bobina receptora (Figura 4.40).

Como la corriente alterna en la bobina transmisora es de frecuencia e intensidad constante, las corrientes del anillo (podemos definir como anillo unitario del terreno, un anillo horizontal, homogéneo en forma de circunferencia, cuya sección transversal es un cuadrado muy pequeño de área unitaria) son directamente proporcionales a la conductividad de la formación y al menos calibradas en términos de conductividad, la conductividad será usualmente convertida a resistividad y registrada en función de la profundidad.

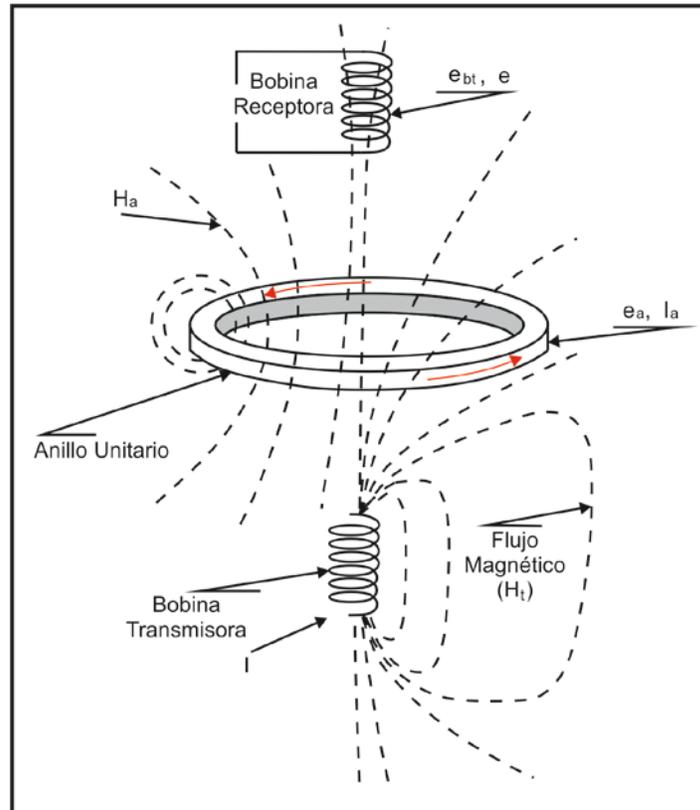


Figura 4.40. Esquema que muestra la generación de las corrientes inducidas y el funcionamiento de las bobinas transmisoras y receptoras.

Por otro lado, las sondas de inducción al igual que las herramientas eléctricas y las laterolog, dependen en gran medida del espaciamiento que exista entre los electrodos mientras que, para las herramientas de inducción, este espaciamiento estará definido como la separación que exista entre ambas bobinas (emisora y receptora), siendo las sondas actuales aquellas que tienen espaciamientos de 40 pulgadas (1 m) aunque también existen versiones con menor espaciamiento entre bobinas (27 pulgadas), y se utilizan en ambos casos al tomar registros junto con una curva normal corta de 0.4 metros (16 pulgadas) siendo estos registros los llamados registros eléctrico/inducción (IES).

Una de las grandes ventajas que tiene el arreglo de inducción es el que se registra en la escala de los milimhos (m mhos). Sin embargo, por medio de un reciprocador eléctrico instalado en superficie, se puede obtener simultáneamente la curva de resistividad, inversa de la de conductividad obtenida por inducción en $ohm \cdot m$. Por ello los registros de inducción son muy

precisos para poder obtener resistividades que van desde unos cuantos ohm^*m a $50 \text{ ohm}^*\text{m}$ y hasta los $200 \text{ ohm}^*\text{m}$ donde se podría considerar que la precisión es aún buena pero más allá de los $200 \text{ ohm}^*\text{m}$, se pierde precisión y es cuando se prefiere el uso de la herramienta doble inducción laterolog ya que proporciona mediciones más confiables en formaciones altamente resistivas.

Las herramientas de inducción funcionan mucho mejor cuando el fluido utilizado en el pozo es aislante o bien no conductor de corriente, incluso ya sea aire o bien gas. Sin embargo, esto no limita a los registros de inducción a no poder funcionar en agujeros cuyo lodo de perforación sea conductivo, a menos que éste sea muy salado, las formaciones muy resistivas, o bien el diámetro que tenga el agujero en el pozo sea demasiado grande. Por ello es que se desarrollaron sondas que tienen bobinas múltiples cuya respuesta se obtiene al emplear todas las combinaciones posibles de pares transmisor-receptor para minimizar los efectos del agujero y de las capas adyacentes, proporcionando múltiples profundidades de investigación.

4.2.1.1 Factor geométrico

El factor geométrico de las herramientas eléctricas se define en una forma generalizada como la proporción de la señal total de la conductividad con la que contribuye un medio determinado, tomando en cuenta los factores que interactúan en el pozo y que llegan a afectar las mediciones. Esto depende del espaciado que exista entre los electrodos, o bien de las bobinas de las sondas para las mediciones a distintas profundidades de investigación en los pozos (R_{x_0} , R_i y R_t).

En los registros eléctricos convencionales de resistividad, el flujo de la corriente es en todas direcciones es decir, radial de tipo esférico, lo cual no permite estudiar por separado las diferentes zonas o regiones vecinas al sistema de electrodos que son más bien del tipo radial cilíndrico, ya que la corriente al fluir va atravesando diferentes medios de diferentes características antes de llegar a los electrodos de medida mientras que en los registros de inducción, el comportamiento es muy diferente ya que las líneas de flujo de la corriente son circunferencias horizontales que tienen en su centro el eje del agujero suponiendo que este sea vertical.

Por lo tanto, cada espira de flujo de corriente permanece siempre dentro del mismo medio durante todo su trayecto sin cruzar jamás medios con conductividades diferentes, por lo que la señal de cada espira, será proporcional a su conductividad, permitiendo de esta manera el poder analizar por separado cada zona que tenga una simetría de revolución, siendo la señal total recibida (G), la suma de las señales individuales de conductividad de cada región (la columna de lodo C_m , la zona invadida C_{x_0} , la zona virgen C_t y las capas adyacentes C_s) dependiendo de la posición relativa de la espira de corriente con la herramienta y que ésta se encuentre centralizada. El porcentaje de contribución de la señal de un volumen de formación determinado, será entonces función del espaciado que exista entre bobinas, del radio de la espira de formación y de la ubicación de la espira (Figura 4.40) teniendo como expresión de la señal total:

$$C_a = G_m C_m + G_{x_0} C_{x_0} + G_t C_t + G_s C_s \quad \text{Ecuación 4.3}$$

Siendo $G_m + G_{x_0} + G_t + G_s = 1$ y donde G es el factor geométrico para una región definida y C_a la conductividad aparente del ese medio. De este modo un volumen de espacio definido solo por su geometría relativa a la sonda, tiene un factor geométrico fijo y computable. Esto permite que se preparen cartas de corrección adecuadas con el propósito de explicar los efectos del lodo, la zona invadida, y las capas adyacentes en la medición de R_t siempre y cuando exista una simetría en las mediciones. Con esto se podría resumir que para poder obtener el factor geométrico (G) para cierta región dada, la conductividad aparente dependerá de las conductividades y factores geométricos individuales de todas las áreas que rodean la sonda (Figura 4.41).

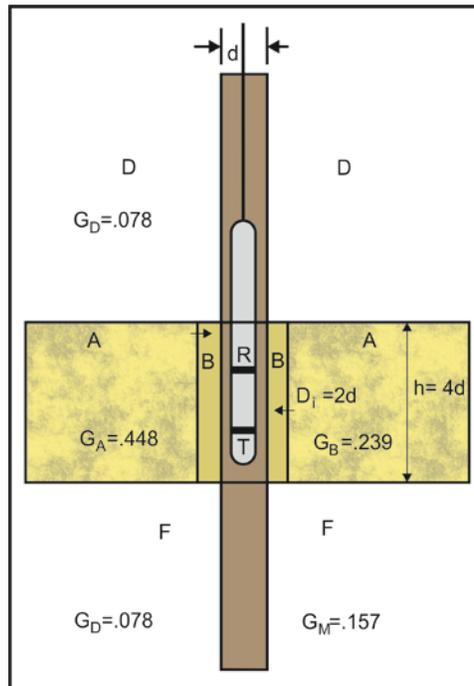


Figura 4.41. Ejemplo que ilustra cómo se manifiestan los factores geométricos relativos de cada zona en un pozo utilizando una sonda de 1 bobina transmisora y 1 receptora.

4.2.1.2 Efecto pelicular (Skin effect)

Este efecto se presenta con mucha frecuencia cuando se corren registros en formaciones de bajas resistividades es decir, formaciones muy conductoras en donde las corrientes secundarias inducidas en los anillos de tierra son muy grandes y sus campos magnéticos son considerables. Dichos campos inducen voltajes eléctricos adicionales en otros anillos de tierra. Los campos electromagnéticos inducidos por estos anillos de tierra sufrirán una atenuación y se encuentran desfasados en relación a los inducidos por la bobina transmisora de la herramienta de inducción. Esta interacción entre los anillos de tierra y los inducidos por la bobina transmisora provoca que se genere una reducción considerable de la señal de conductividad grabada en los registros de inducción y es un fenómeno predecible y de importancia cuando la formación excede los 1000 m mho/m. Del mismo modo, se puede decir que el efecto piel o pelicular propicia que la profundidad

de investigación de la herramienta se reduzca y que tenga que ser corregido mientras más conductoras sean las formaciones.

Actualmente los registros de inducción (DIL-LL8, 6FF40) permiten realizar las correcciones pertinentes automáticamente en el momento en el que se está corriendo el registro.

4.2.2 Dispositivos de inducción

A la herramienta de inducción eléctrica común (IES) se le denomina 6FF40 y se encuentra constituida de un dispositivo de 6 multi-bobinas enfocadas con un espaciamiento nominal de 40 pulgadas entre ellas (de ahí el 40 en el nombre), una curva normal y un electrodo SP para las mediciones de conductividad-resistividad mientras que FF significa que están enfocadas radial y verticalmente. Fue desarrollada a finales de los años 50's y la finalidad de querer proveer a la herramienta de 6 de bobinas, fue para permitirle enfocar mas la señal en las formaciones al ir sumando las lecturas conductivas por cada par de bobinas y algebraicamente captar la respuesta final que se extraiga tomando en cuenta la polaridad y la posición relativa que tenga al punto de medición. Esta configuración permite que se pueda penetrar a la formación con mucha mayor eficacia y obtener con ello las lecturas de la zona virgen (R_t) y la zona invadida o lavada (R_{xo}) al mejorar la respuesta de la señal obteniéndose una mejor resolución vertical de las capas al minimizar los efectos de capas adyacentes, una supresión de señales no deseadas (ruido), así como mejorar la profundidad de investigación.

Versiones más antiguas de las herramientas de inducción las constituyen las herramientas 5FF40 Y 6FF27 así como la 8FF32 que como bien indican los nombres, eran de mayores o menores arreglos de bobinas o bien el espaciado entre los electrodos era menor. Hoy en día su utilización ya no es tan frecuente o bien ya se encuentran en desuso debido a la baja calidad de respuesta que brindaban al ser más afectadas por el factor geométrico en las formaciones (Figura 4.42).

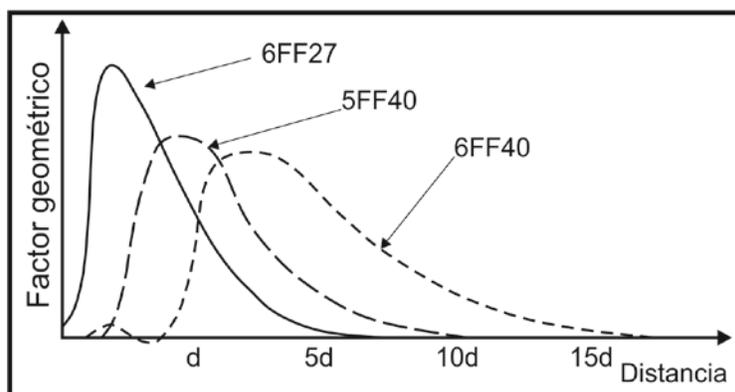


Figura 4.42. Factor geométrico radial que se obtiene de las distintas herramientas de inducción.

Hoy en día sin embargo, la herramienta 6FF40 igualmente ha sido desplazada o reemplazada por otros dispositivos de inducción que permiten obtener mejores respuestas en los pozos petroleros que se han vuelto más complejos de explotar cada día, lo que no limita a la herramienta 6FF40 a

no poder trabajar apropiadamente siempre y cuando las condiciones sean las adecuadas para su buen funcionamiento. Estas nuevas tecnologías en los registros de inducción lo constituyen dispositivos multi-arreglos que constan de arreglos de inducción simples cuyas respuestas son combinadas y/o procesadas para obtener las respuestas verticales y radiales, así como registros triaxiales de inducción cuyo principio ya se conocía después de la década de los 50's, pero fue hasta mitades-finales de los 90's ya con los avances en informática que finalmente se podía procesar eficazmente toda la información que brindaba.

4.2.2.1 Dispositivos de doble inducción (DIL)

El registro doble inducción es un registro que fue diseñado para obtener un valor más exacto de la zona virgen en las formaciones (R_t), reducir el efecto que tiene el diámetro del agujero sobre la sonda, así como también dar una mejor respuesta en capas delgadas y en formaciones altamente resistivas cuyas resistividades superan los 200 ohm*m. Su diseño se basa en estar integrado por varias bobinas separadas 40" para poder proporcionar 2 curvas de conductividad o de resistividad de diferente profundidad de investigación (ILD para las lecturas profundas de R_t e ILM para las lecturas medias de R_i teniendo ILM la misma resolución vertical que ILD pero con la mitad de la profundidad de investigación que tiene ILD) mientras que su principio de funcionamiento se realiza exactamente igual al que se tiene con el arreglo de inducción común (IES). Sin embargo, la gran variante en este registro es la implementación de una curva LL8 o bien una de microresistividad (SFL) con una profundidad de investigación de 80 cm para las mediciones más someras en busca de la obtención de R_{xo} .

Con este registro es posible obtener las resistividades de la zona invadida y de la zona virgen (R_{xo} y R_t) en agujeros que estén utilizando lodos conductores o no conductores, y que presenten una gran invasión por filtrado de lodo en profundidades entre 1 a 5 m, utilizando también una curva SP en las mediciones, o bien, en agujeros no conductores (aceite o gas), utilizando una curva de rayos gamma. Sin embargo, la gran limitante de esta herramienta se centra en su pobre resolución frente a aquellas formaciones cuyas resistividades pasen los 200 ohm*m.

La única diferencia entre las respuestas ofrecidas por las herramientas DIL-LL8 y la DIL-SFL se basa en que la DIL-SFL ha logrado dominar más que la herramienta DIL-LL8 ya que esta última implementa la curva LL8 en sus mediciones, mientras que con la DIL-SFL se obtiene una mejor respuesta de R_{xo} , además de que el efecto del agujero sobre ella será menor.

4.2.2.2 Dispositivos de inducción de investigación somera

No hay una herramienta de inducción que se centre en obtener las lecturas provenientes de la zona de invasión o zona lavada ya que el objetivo principal con el cual se diseñó la herramienta de inducción fue el poder obtener lecturas de conductividad-resistividad en lodos que sean no conductores. Se puede decir además que las mediciones que realizan las laterolog con respecto a las herramientas de inducción son diferentes ya que las mediciones de las herramientas de

inducción se realizan en paralelo mientras que las mediciones realizadas con las laterolog se realizan en serie. Por ello, la única manera con la que se puede conocer la resistividad de la zona lavada utilizando los registros de inducción, es utilizando un microregistro LL8 o un SFL en combinación con la herramienta doble inducción en la medición.

4.2.2.3 Dispositivo de doble inducción fasorial (DIT)

Al finalizar la década de los 80's se dio un gran avance con los registros de inducción, ya que finalmente se pudo procesar con mucha mayor eficacia la información de los registros gracias a los avances tecnológicos que se estaban desarrollando. Esto permitió que el procesamiento de las señales brindadas por los registros de inducción, pudiesen ser ahora modeladas matemáticamente por medio de poderosas computadoras para acercar los valores obtenidos, lo más posible a los valores verdaderos de las formaciones para su interpretación. Este proceso también llamado "de inversión de datos" consiste básicamente en "reconstruir los perfiles de las propiedades de las formaciones a partir de los datos medidos por la herramienta".

Fue así como surgió la herramienta doble inducción fasorial (DIT) a principios de los 90's, la cual utiliza un procesado previo de la señal brindada para mejorar las mediciones convencionales de inducción utilizando solo 1 compilado de valores para corregir los posteriores. La gran diferencia que tiene esta herramienta con respecto a las herramientas convencionales de inducción o bien la doble inducción laterolog (DIL), se centra en que la herramienta doble inducción fasorial puede trabajar en rangos de frecuencias entre los 10 y 40 kHz, además de la de 20 kHz que es con la cual trabajan la mayoría de las herramientas de inducción. Cuenta con un sistema automático de verificación continua de calibración que mejora la precisión de la respuesta de la sonda y reduce de manera significativa los efectos ambientales y se mejoró además el sistema de transmisión de datos en formato digital de la señal de fondo a la superficie, lo que permite que se tenga una mayor capacidad de procesado de las señales libres de ruido.

Su principio de medición es el mismo con el que operan todas las herramientas de inducción y funciona de una manera muy similar a la doble inducción laterolog, ya que brinda 3 mediciones de resistividad a distintas profundidades de investigación. La medición más profunda con la cual se logra obtener los valores de R_t la compone la curva DIPH (*Deep Induction Phasor*), la MIPH (*Medium Induction Phasor*) constituye la respuesta de la zona de transición con lo que se obtiene el valor de R_i y finalmente al igual que con el doble inducción, se utiliza un microregistro de resistividad como el SFL y una curva SP para la obtener el valor de R_{xo} .

Con esta información, correlacionable con otros registros, es posible obtener datos de saturación y movilidad de los fluidos en los intervalos de interés, formar gráficos de invasión, interpretación de formaciones en agujeros de gran diámetro de invasión e identificar formaciones con contrastes medios-altos de resistividad.

4.2.2.4 Otros registros de inducción

Al igual que la herramienta de inducción convencional 6FF40, existen arreglos de inducción cuyas variantes se centran en tener menos bobinas o bien el espaciado entre electrodos es menor al de las herramientas convencionales. Tal es el caso de la herramienta de inducción (IES) 6FF28 la cual es una versión reducida del dispositivo 6FF40 teniendo un espaciado entre bobinas de 28", un electrodo SP y una curva normal estándar de 16". Generalmente solo se utiliza en el caso de que se tengan agujeros muy pequeños y en operaciones a través de tuberías.

Dispositivos de inducción de alta resolución (HRI): Estos registros aparecieron a principios de los años 90's y vinieron a romper todo el esquema que se tenía sobre de los dispositivos convencionales de inducción ya que estas nuevas herramientas se encontraban constituidas no solo de sus respectivas bobinas transmisoras-receptoras igualmente espaciadas, sino que además también se le agregó una bobina receptora central que se encuentra a una distancia diferente sobre las demás con respecto a la bobina transmisora principal. Esto permite que se generen mediciones resistivas-conductivas a distintas profundidades de investigación profundas y medias, siendo estas mediciones conocidas como las curvas 5FF75 Y 5FF35.

La idea detrás de esta herramientas se centra en considerar que la respuesta vertical de la sonda es tenue y está en gran medida controlada por la distancia que existe entre la bobina central y las bobinas contrarias, mientras que la respuesta radial es controlada por la distancia entre la bobina transmisora y receptora.

Dispositivo de propagación electromagnética (EPT): Esta herramienta utiliza un espaciado muy corto entre bobinas transmisoras y receptoras para poder medir como se da la propagación de la atenuación de la onda electromagnética de 1.1 GHz enviada a través de la zona invadida. Esta propagación electromagnética en un medio de una conductividad relativamente baja es inversamente proporcional a su constante dieléctrica. Esta constante es mucho mayor en presencia de agua que en algún otro constituyente de las formaciones incluido el hidrocarburo. Por lo tanto, la medición que realizará la herramienta es predominantemente sensible a la presencia de agua y puede ser usado petrofísicamente para el cálculo de la saturación de la zona invadida (S_{xo})

4.2.2.5 Calibración de los registros de inducción

Existen 2 maneras por las cuales es posible calibrar las herramientas de inducción tanto para las mediciones de las curvas profundas, como las curvas de inducción medias. La primera de ellas es tener la herramienta en un medio que tenga una conductividad nula lo cual puede ser logrado suspendiendo la herramienta en el aire, mientras que para la otra forma de calibración se simula un anillo que tenga un resistor de precisión de valor tal que cuando se ubica dicho aro en el punto de medida, se produce una señal equivalente a 500 m mhos/m.

4.2.3 Presentación del registro de inducción

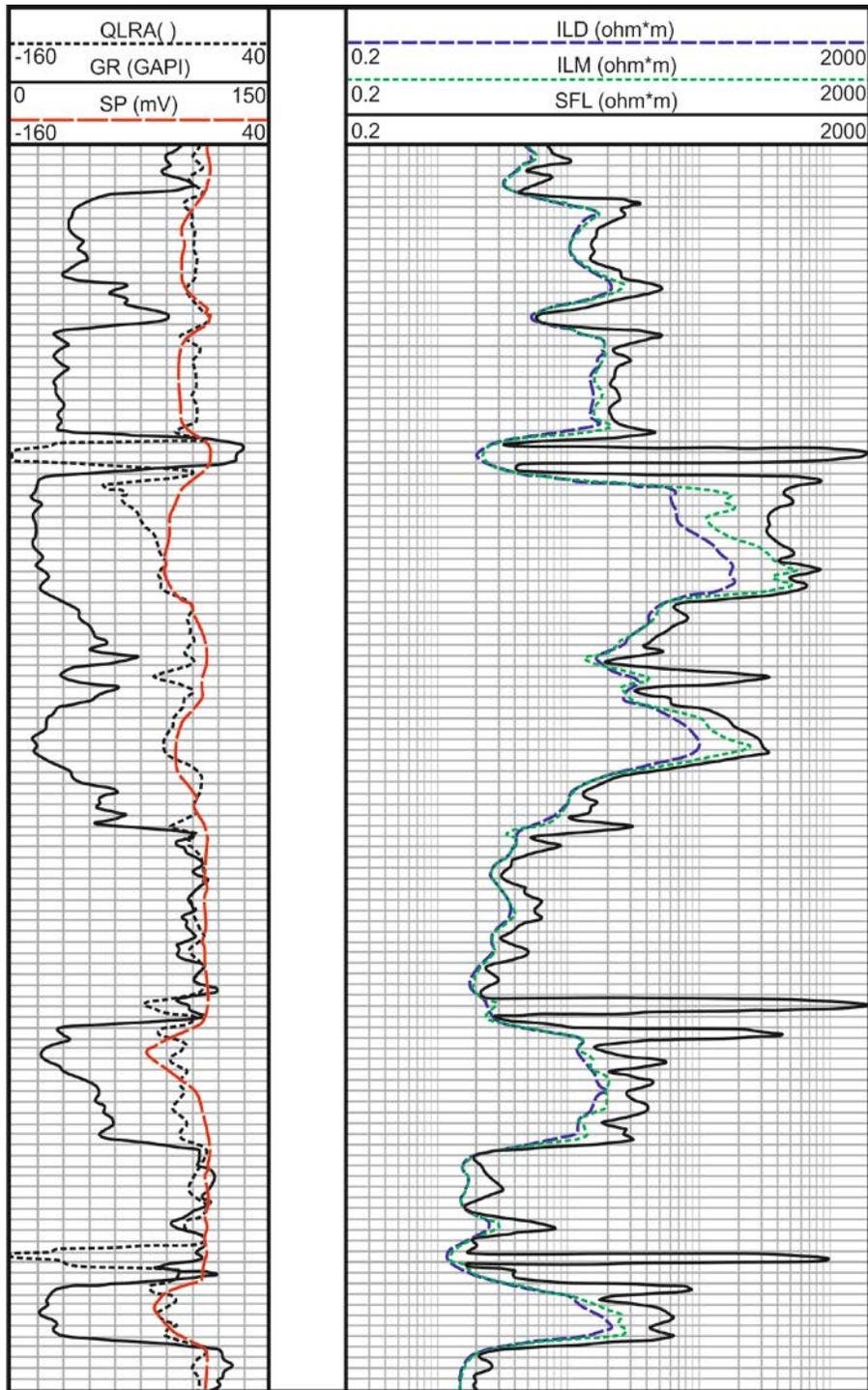


Figura 4.43. Ejemplo de un registro doble inducción-SFL (Modificado de Asquith, 1982).

4.2.4 Correcciones ambientales en los registros de inducción

Al igual que con las herramientas de resistividad convencionales, las de resistividad enfocada y las herramientas de resistividad a través de la tubería, las herramientas de inducción igualmente

necesitan ser corregidas por ciertos factores ambientales que pueden llegar a afectar las lecturas brindadas por las herramientas. Aunque en un principio las herramientas de inducción se diseñaron con la finalidad de poder minimizar estos efectos, por lo general, las correcciones no son muy grandes e incluso puede haber situaciones en las que se puedan ignorar sin tener repercusiones en las interpretaciones sin embargo, estas correcciones se deben tener en cuenta si se llegasen a necesitar.

Las correcciones más importantes y necesarias para los registros de inducción son “por efecto del agujero y el standoff de la herramienta, por espesor de capa, el efecto de capas adyacentes, el efecto por invasión de filtrado de lodo y por efecto del echado de las capas”. A continuación se detallará cada una.

4.2.4.1 Por efecto del agujero y del standoff

La corrección por efecto del agujero y el standoff de la herramienta es la primera que se debe realizar al registro de inducción. Debido a que Schlumberger es la principal proveedora de gran parte de las herramientas de inducción utilizadas hoy en día, procedemos a utilizar las graficas de corrección de la compañía que en este caso sería la Rcor-4 con la cual, se obtienen las correcciones de varias curvas (6FF40, ILD, ILM, 6FF28, DIPH, MIPH) así como también varios standoffs y la respuesta del factor geométrico del lodo en función de los 2 parámetros anteriores.

La contribución de la columna de lodo a la señal total que brindará el registro está dada por la expresión $C_M G_M$ siendo G_M el factor geométrico del lodo. El objetivo del procedimiento de corrección es por lo tanto el poder eliminar el efecto de la señal proveniente del agujero la cual en diámetros muy pequeños será muy pequeña, mientras que para agujeros con diámetros mayores a 8”, la señal aumentará, provocando en consecuencia que aumente del mismo modo el factor geométrico y que con ello la señal de agujero se incremente. Comúnmente en la práctica lo que se hace es aumentar el tamaño del separador de la herramienta para evitar este problema ya que al no ir centrada, provoca que las corrientes no sean axiales con el agujero.

Realizado esto se debe considerar también el efecto que provoca el cambiar la resistividad del lodo lo cual, si se observa en el grafico Rcor-4 de la compañía Schlumberger, se podrá ver que a valores pequeños del factor geométrico, corresponden resistividades cuyo efecto es poco o nulo en agujeros pequeños, incluso aún cuando se estén tomando los registros en lodos conductores. Mientras que si el factor geométrico aumenta, aumentara de igual manera la corrección que se deba realizar a la señal. Finalmente ya obtenido el valor de la señal del agujero, se procede a obtener el valor corregido de la curva de conductividad al restar el valor de la señal del agujero el de la conductividad medida quedando de la siguiente manera.

$$C_{corr} = \text{Valor del registro} - \text{Señal del agujero} \quad \text{Ecuación 4.4}$$

$$R_{corr} = \frac{1000}{C_{corr}}$$

Ecuación 4.5

4.2.4.2 Por efecto de espesor de capa y capas adyacentes

Para poder realizar la corrección por efecto de espesor de capa y de capas adyacentes, se debe tomar como valor de resistividad de capa adyacente (R_s) el valor más contrastante de la capa mientras que su espesor se puede obtener directamente del registro (generalmente se escoge la capa adyacente más gruesa que exista y de ella se toma el valor de resistividad).

Las graficas de corrección aplicables por este efecto se encuentran en las graficas de corrección por parte de la compañía Schlumberger y son la Rcor-5, Rcor-6, Rcor-7 y Rcor-9. Las primeras 2 son aplicables para correcciones a las herramientas 6FF40, 6FF28, ILD e ILM mientras que la Rcor-7 es aplicable para las mismas herramientas pero en aquellos casos en donde se tengan capas conductivas muy delgadas. Mientras que para corregir la señal brindada por la herramienta de inducción fasorial, se utiliza la grafica de corrección Rcor-9 la cual proporciona correcciones por espesor de capa para las mediciones de inducción de la herramienta (cabe mencionar que esta corrección es la única que se realiza a la herramienta de inducción fasorial).

Las graficas de corrección reflejan una respuesta muy superior con respecto a la herramienta fasorial para el espesor de la capa. Para aquellas capas con espesores mayores a 6 pies y cuyas resistividades exceden los 5 ohm*m, casi no es necesario realizar la corrección por espesor de capa.

4.2.4.3 Por efecto de invasión del filtrado de lodo

Los efectos que tendrá la zona invadida (R_{xo}) sobre las lecturas de las herramientas de inducción se derivan de consideraciones sobre factores geométricos y son importantes mientras mayor sea el diámetro de invasión del filtrado de lodo o cuando C_{xo} y C_i son altos. Por lo tanto dentro de las cartas de corrección de la compañía Schlumberger, existen graficas para poder realizar las pertinentes correcciones por efecto de la invasión del filtrado de lodo (d_i) las cuales en algunos casos se refieren a ellas como gráficas tornado o gráficas de mariposa que se derivan de los factores geométricos de los distintos perfiles de pozo (R_{xo} , R_i y R_t). Estas proporcionan una solución gráfica de estas variables para diferentes combinaciones de herramientas de inducción y tipos de lodo para poder definir con ello el diámetro de invasión y el valor real de resistividad de la zona virgen R_t .

Si se hace la corrección de forma analítica, se obtendrán sistemas de ecuaciones con base en las mediciones de las herramientas (ILD, ILM, SFL) donde se tienen 3 incógnitas por conocer que son los valores de R_{xo} , d_i y R_t y en donde si se realizan las correcciones por efectos de pozo y capas adyacentes, los términos se vuelven ceros quedando de la siguiente manera:

$$R_{xoa} = R_{xo} * G_{xo} * d_i \tag{Ecuación 4.6}$$

$$R_{ia} = R_{xo} * G_{xo} * d_i + R_i * G_i * d_i \tag{Ecuación 4.7}$$

$$R_{ta} = R_{xo} * G_{xo} * d_i + R_i * G_i * d_i + R_t * G_t * d_i \tag{Ecuación 4.8}$$

Siendo R_{xoa} , R_{ia} y R_{ta} los valores de resistividades aparentes de las lecturas del registro mientras que G será el factor geométrico influyente de cada zona, todos referidos al mismo diámetro de invasión d_i para las diferentes herramientas de inducción (Figuras 4.44 y 4.45).

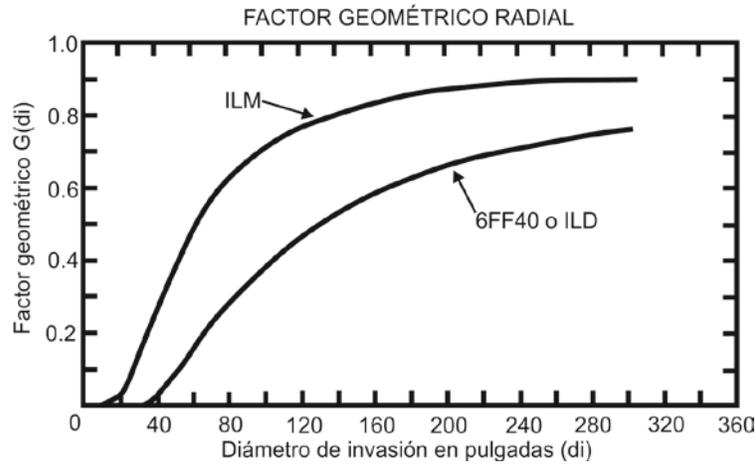


Figura 4.44. Factor geométrico que se obtiene de las herramientas de inducción.

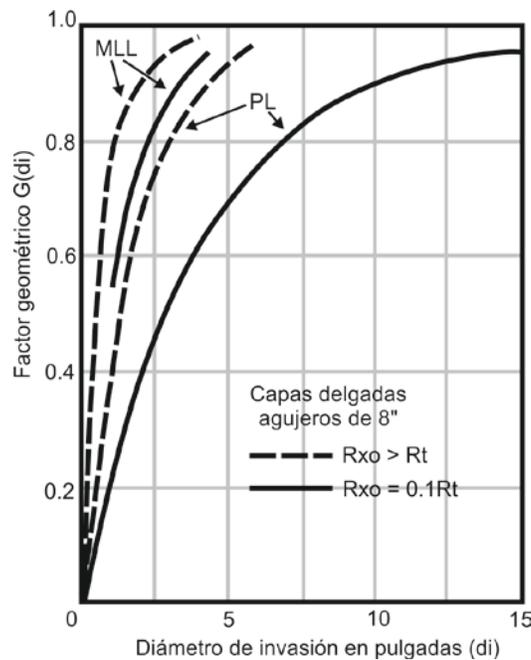


Figura 4.45. Factor geométrico que se obtiene de las herramientas microresistivas.

Para la herramienta de inducción fasorial sin embargo, se mejora en gran medida la resolución de de la herramienta incluso en formaciones donde la invasión sea profunda.

4.2.4.4 Por efecto del echado de las capas

En aquellas capas que no sean perfectamente perpendiculares respecto al eje del pozo, la conductividad aparente podrá tener errores en sus lecturas. Esto tiene que ver con condiciones de macro-anisotropía, en donde desarrollos computacionales modernos han permitido modelar la respuesta que se obtiene de capas inclinadas y las mediciones de conductividad en función del espesor que estas tengan. Por ello es importante que en la interpretación se tenga en cuenta el tipo de pozo que se está perforando ya sea bien direccional, horizontal, vertical y las mediciones de echados obtenidas por medio de la herramienta de echados mencionada más adelante.

Los estudios que se han hecho respecto a este tema han permitido demostrar varios puntos de interés:

- La inclinación de las capas las hace parecer más gruesas de lo que en realidad son.
- Las lecturas de R_t se promedian con R_s .
- Las capas delgadas son más afectadas que las capas gruesas.
- Las capas resistivas se ven más afectadas que las capas conductivas.

4.2.4.5 Error atribuido a la sonda

El error que proviene de la herramienta es un valor que puede ser determinado y corregido considerando 2 factores que pueden provocar el que se obtengan valores erróneos, y se realiza desde el momento de la calibración de la herramienta. El primero de ellos es la señal proveniente del ambiente y el segundo la señal proveniente del cartucho, cable e instrumentos cuando la herramienta se encuentra en un medio de cero conductividad. Una vez obtenido este valor de error, se incorpora posteriormente al equipo antes de tomarse los registros.

En formaciones que sean altamente resistivas, las herramientas de inducción generalmente miden una conductividad muy baja que incluso después de calibrarse, la herramienta puede aún tener un margen de error de aproximadamente $\pm 2 \text{ ohm} \cdot \text{m}$ lo que puede provocar un 20% de error en la señal de la formación. Para poder corregir esto se puede calibrar la herramienta dentro del pozo y en alguna formación altamente resistiva de un espesor considerable.

4.2.5 Aplicaciones de los registros de inducción

Los registros de inducción como se mencionó anteriormente, son los registros más adecuados cuando se tienen pozos que estén utilizando lodos conductores, lodos base aceite o lodos aireados por donde no es posible transmitir una corriente a través de electrodos como lo hacen las herramientas laterolog. Además, debido a que la herramienta es muy sensible a la conductividad, resulta más precisa en formaciones de resistividades medias a bajas.

Se podría describir que la naturaleza de las herramientas de inducción en comparación con las herramientas laterolog, se basa en que las laterolog "ven" las zonas más resistivas mientras que las de inducción "ven" las zonas más conductoras. De esta forma si $R_{xo} > R_t$ se prefiere utilizar registros de inducción mientras que si $R_{xo} < R_t$ se utilizan las laterolog.

Sin embargo, en la actualidad existen muchas herramientas comerciales constituidas de múltiples arreglos de inducción, las cuales pueden ahora obtener mediciones de resistividades de hasta los 1500 ohm*m a diferentes profundidades de investigación y son además menos sensibles a lodos conductores. Las más importantes las componen la herramienta AIT y la RT scanner, y por medio de ambas es posible obtener mediciones de conductividad muy buenas, incluso en capas tan delgadas como 1 pie o hasta los 30 cm de espesor.

4.2.6 Arreglos de Inducción

4.2.6.1 Dispositivos de inducción de arreglos de imágenes (AIT)

La finalidad de querer construir una herramienta que estuviese constituida de múltiples configuraciones de bobinas transmisoras y receptoras a principios de los años 90's, tuvo su origen de la necesidad que existía de poder contar con una herramienta que pudiese transmitir y procesar grandes volúmenes de información provenientes de múltiples zonas a los alrededores del pozo para minimizar en lo posible, errores por condiciones ambientales de pozo y con ello poder obtener la conductividad de la formación penetrando zonas irregulares y zonas invadidas hasta llegar a la zona virgen. Esto permite que la herramienta al poder manejar más cantidad de datos, permita obtener consecutivamente una mayor información radial del pozo y por ende una mejor precisión en la información.

Fue con esta iniciativa que surgió la herramienta de inducción de arreglos de imágenes (AIT), la cual puede proporcionar una respuesta en un amplio rango de ambientes y puede además, trabajar con cualquier tipo de fluido incluyendo lodos no conductores (base aceite) a diferencia de las herramientas de inducción convencionales. Esto da como resultado que sea posible obtener imágenes de invasión, resistividad del agua de formación y contenido de fluidos de las formaciones que se estén analizando además de contar con la gran ventaja de que sea autocalibrable, proporcionando con ello información veráz independientemente de las condiciones existentes en las formaciones.

4.2.6.1.1 Diseño de la herramienta AIT

El diseño de la herramienta de inducción de arreglos de imágenes, está constituida por 1 transmisor y 8 receptores o arreglos de inducción en serie, con espaciamentos que varían desde algunas pulgadas a varios pies y con 3 bobinas acopladas cada una trabajando a 3 distintas frecuencias en forma balanceada, permitiendo a la herramienta el poder adquirir 28 mediciones de inducción diferentes en intervalos de 3 pulgadas para obtener al final del procesamiento de las

señales, 5 curvas con profundidades medias de investigación de 10, 20, 30, 60 y 90 pulgadas desde el centro de la perforación, y con resoluciones verticales que varían entre 1 pie (para evaluaciones de capas delgadas), 2 y 4 pies (para una fácil correlación con registros existentes). Estas medidas generalmente son corregidas en tiempo real por efectos de pozo, por lo que se puede usar inmediatamente para el procesamiento de datos.

Ya que cada una de las cinco medidas AIT tiene una profundidad media diferente de investigación en las formaciones, las variaciones de la resistividad que se generen entre ellas, permiten identificar la heterogeneidad lateral cerca del agujero. Esto nos da una indicación de la complejidad del yacimiento que ningún otro instrumento de inducción puede proporcionar.

Con esta información, además de obtenerse un número importante de datos auxiliares, es posible obtener también a partir de estos 5 perfiles, la resistividad de la zona virgen y de la zona lavada, así como también 3 parámetros adicionales: invasión límite radial de la zona lavada, límite radial de la invasión y volumen del filtrado de lodo. La información del perfil se puede presentar como una imagen 2D a color de resistividad de agua aparente. Especificando la resistividad del agua de formación y la resistividad del filtrado de lodo, en conjunto con la descripción de la invasión, se puede obtener una imagen a color de la saturación de agua (S_w).

4.2.6.1.2 Herramientas AIT

Entre las principales herramientas de inducción AIT que se utilizan comercialmente se tienen las herramientas AIT-B que es la estándar, mientras que la AIT-C y la AIT-H son utilizadas en un sistema llamado "Plataforma Express".

La herramienta AIT-B y AIT-C son las herramientas de inducción estándar que existen para obtener la resistividad verdadera de las formaciones (R_t), y ambas operan en un rango de 10^4 a 10^5 hz (Figura 4.46). Están constituidas de 8 receptores con 3 bobinas cada una tal como se menciona anteriormente, pero de esas 8 bobinas, 6 operan simultáneamente a 2 frecuencias para poder incrementar la resolución radial en formaciones que tengan resistividades relativamente bajas, mientras que la herramienta AIT-H (Figura 4.46) se diferencia de las 2 anteriores al operar a una sola frecuencia de 26 Khz midiendo las señales R y X en cada arreglo de bobinas cada 3 pulgadas de profundidad (R será la señal proveniente de la formación es decir, su resistividad y X, será la señal de acople directo proveniente del transmisor que contiene información de cómo la señal ha sido afectada).

Por otro lado, esta herramienta solo es utilizada en el sistema Plataforma Express que consiste en ser un sistema de adquisición de registros que permite evaluar yacimientos a partir de la integración de herramientas sustituyendo al sistema triple combo (resistividad, neutrón y densidad) con la adición de la resistividad del lodo de perforación en sus mediciones (R_m). Además de esta variante, la herramienta AIT-H es solo la mitad de la longitud de las herramientas AIT-B y AIT-C (de 13 pulgadas) sin embargo, se puede obtener de ella la misma calidad en las lecturas de

conductividad y es comúnmente utilizada en pozos con presiones de hasta los 15,000 PSI y temperaturas de hasta 125 °C (257 °F).

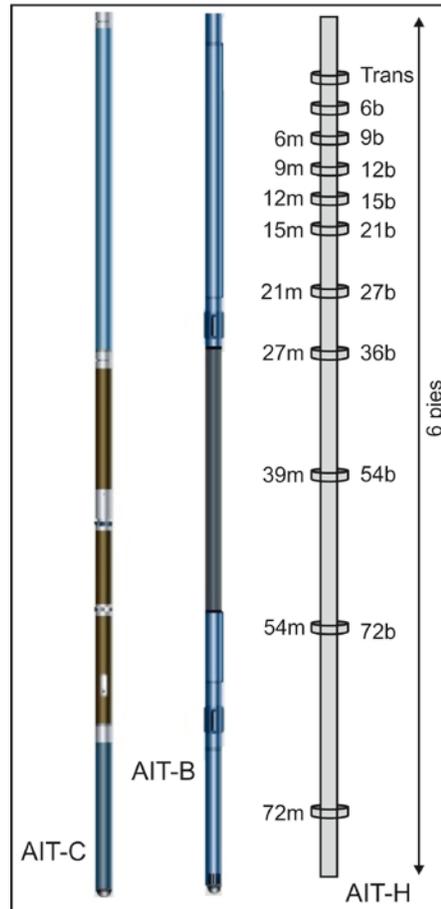


Figura 4.46. Figuras ilustrativas de las herramientas AIT estándar (AIT-B y AIT-C) además de igual mostrar la configuración con la que cuenta la herramienta AIT-H utilizada en la Plataforma Express. (Modificado de Schlumberger, 2004)

4.2.6.1.3 Factores que afectan las mediciones y correcciones aplicadas al registro

Entre los factores que afectan la respuesta del registro de inducción tenemos el efecto pelicular o efecto de la piel el cual tiende a atenuar la señal de la herramienta debido a una inductancia mutua entre las corrientes a medida que esta penetra la zona de estudio y del mismo modo ocurre con el efecto de la vecindad por inductancia entre zonas o capas vecinas. Por otro lado, el efecto de perforar en pozos desviados afecta las mediciones de la herramienta AIT ya que ésta realiza la medición de las formaciones en forma perpendicular a la posición de la herramienta.

4.2.6.1.4 Correcciones

La principal corrección que se realiza a las herramientas AIT estándar no proviene por factores derivados de un mal funcionamiento de la sonda sino por condiciones atribuidas a la operabilidad

con la que el personal de las compañías manejan el equipo. Principalmente esto tiene que ver con la "velocidad de adquisición" del registro en el pozo ya que cuando la velocidad difiere sustancialmente de la velocidad recomendada, se obtienen datos o mediciones no confiables. Estos casos de aceleración rápida pueden ocurrir cuando por ejemplo las herramientas se liberan de un aprisionamiento en el pozo lo que por consecuencia trae que haya una pérdida de datos. Por ello, para mitigar el problema, la sonda cuenta con un acelerómetro que corrige la velocidad en tiempo real por efecto de la profundidad y lograr con ello que ésta tenga un movimiento no uniforme.

Aparte de la corrección por velocidad, también existe una corrección por efecto de pozo para las herramientas AIT sin embargo, ésta se realiza en un pozo escuela en el cual se incluye una descripción exacta de la herramienta, y se corrige la señal en un modelo 2D considerando la excentricidad.

4.2.6.1.5 Aplicaciones de las herramientas AIT

La principal aplicación que tiene la herramienta AIT en la industria consiste en obtener de manera eficaz a partir de información cuantitativa, la saturación de agua en las formaciones que se estén analizando (S_w) y la resistividad de la zona virgen (R_t) lo que nos permite en consecuencia conocer la cantidad de hidrocarburo existente y poder con ello aumentar reservas.

No obstante, también tiene otros usos prácticos siendo los más importantes los mencionados a continuación:

- Detección de hidrocarburos móviles.
- Obtención de perfiles de invasión de forma gráfica.
- Análisis de capas delgadas.
- Delimitación de reservorios

4.2.6.2 Dispositivo de inducción triaxial o Rt Scanner

Las mediciones realizadas por medio de las herramientas de inducción convencionales junto con las herramientas laterolog, fueron durante mucho tiempo las mediciones estándar en la obtención de la resistividad de las formaciones, sin embargo, llegó una época en donde "el petróleo fácil" se acabó, siendo hoy en día más complejas e inciertas las condiciones de pozo en las que se laboran, por lo que se visualizó en poco tiempo la gran necesidad que había de poder obtener respuestas por medio de los registros, en condiciones particularmente complicadas de las formaciones. Las sondas de inducción convencionales se construyen con bobinas cuyos momentos magnéticos paralelos al eje de la herramienta, inducen corrientes a la formación en planos perpendiculares al eje del pozo permitiendo que cuando el pozo sea vertical y las capas planas, las corrientes de medición sean paralelas a las laminaciones y la resistividad medida sea esencialmente sensible a R_h (resistividad horizontal). Sin embargo, cuando las capas tienen un buzamiento notable o bien

las condiciones de perforación hacen al pozo direccional o bien desviado, la respuesta que se obtendrán con las herramientas convencionales se complicarán siendo ahora la resistividad medida, una combinación de R_h y R_v (resistividad vertical) de las laminaciones.

Un ejemplo común para poder entender el principio de funcionalidad de la herramienta lo representan aquellas formaciones que se encuentran conformadas por secuencias de láminas finas de arcilla y arenas que pueden tener cantidades significativas de hidrocarburos. Estos sistemas se encuentran en depósitos turbidíticos, ambientes fluviales, facies distales en depósitos deltaicos, etc. Entonces, la respuesta que se obtendrá por medio de herramientas de inducción convencionales estará dominada por la resistividad más baja del sistema es decir, por las lutitas. Esto hace que los contraste de resistividad entre las arenas que constituye el yacimiento y las lutitas que son el sello, sean muy bajas dificultando la detección de las arenas y subestimando el volumen de hidrocarburos que se pueda extraer.

Este tipo de formaciones son un caso particular de formaciones productoras de baja resistividad y/o bajo contraste en ambientes de deposito turbidíticos que bien pueden llegar a almacenar cantidades considerables de hidrocarburos como lo es el caso de la Formación Chicontepec en las inmediaciones del estado de Veracruz y limitada al oeste por la Sierra Madre Oriental. Esta formación está constituida de intercalaciones de arenas y lutitas que se formaron en una serie de abanicos submarinos desde el Paleoceno hasta el Eoceno Medio, seguida de una erosión temprana en el Eoceno, dejando que los yacimientos sean secuencias de depósitos comprendidos por múltiples capas de areniscas intercaladas con lutitas, y con laminaciones que van desde los 5 cm o menos, hasta los 10 metros.

Por lo tanto, la alternativa que se encontró para poder evaluar este tipo de formaciones es a través del efecto de la “anisotropía de resistividad”, la cual es una propiedad típica de este tipo de formaciones laminadas. En ellas, propiedades como la permeabilidad y la conductividad son tensoriales y dependen por lo tanto de la dirección en que sean medidas. De hecho se estima la resistividad vertical y horizontal de las formaciones siendo R_h la resistividad medida paralela a las laminaciones y dominada por la baja resistividad que generalmente se encuentran en las arcillas, mientras que R_v es la resistividad medida perpendicularmente a la estratificación de las capas, siendo mayormente dominada por la resistividad de las arenas que contienen los hidrocarburos de laminaciones compactas, y significativamente más alta que las lecturas de R_h .

Fue así como surgió la herramienta de inducción triaxial de las formaciones o también llamada herramienta “Rt Scanner”. La nueva herramienta de inducción triaxial permite la medición de R_h y R_v al proveer de varias medidas de matriz tensor de 3x3 sensibles a R_h y R_v , y que mediante una posterior inversión rápida y rigurosa de los datos de inducción, se obtienen como resultado los registros R_h y R_v sin efecto de capa adyacente, computándose además el buzamiento relativo de las capas. Con esta nueva herramienta y utilizando las técnicas de interpretación que hacen uso de la anisotropía a partir de R_h y R_v y asumiendo algunos parámetros, se pueden obtener resultados satisfactorios para la obtención del volumen de real de las arenas (V_s), el volumen de arcillas (V_{sh}),

computar una resistividad de la fracción de arena (R_s) y obtener el volumen real de hidrocarburos (V_o) para mejorar las reservas. Permite además precisar de datos de saturación de agua para realizar cálculos más reales de las reservas, mejorar la estimación del agua móvil, evitar minimizar el potencial de zonas prospectivas de baja resistividad, así como la detección de eventos estratigráficos locales y correlaciones entre pozos.

4.2.6.2.1 Diseño de la herramienta y principio de medición del Rt Scanner

La herramienta de inducción triaxial o Rt Scanner permite realizar el cálculo de R_h y R_v a partir de mediciones directas en las formaciones, incluso en aquellos casos donde se tengan perforaciones direccionales. Con ello se puede decir que las mayores estimaciones de hidrocarburos y agua saturada se obtienen de estas mediciones, resultando en modelos más precisos para la estimación del reservorio, especialmente para todas aquellas formaciones que presenten laminaciones, condiciones de anisotropía o bien se encuentran afalladas.

El diseño de la herramienta consta de tener 1 transmisor con 3 bobinas ortogonales (T_x , T_y , T_z) superpuestas que se acoplan a través de la formación con sus correspondientes bobinas receptoras ortogonales superpuestas (R_x , R_y , R_z) las cuales permiten hacer las mediciones a varias profundidades en la formación. El diseño real, sin embargo, consiste no solo de uno sino de varios arreglos de bobinas triaxiales receptoras con espaciamientos similares a la herramienta AIT (arreglos múltiples). Es entonces, una herramienta que cuenta entonces con 3 arreglos de receptores cortos axiales y seis receptores triaxiales largos entre el transmisor y receptor principal, cada uno con 3 bobinas colocadas en serie con la correspondiente bobina receptora principal, para realizar las mediciones a diferentes profundidades de investigación. R_v y R_h se calculará por cada espaciamiento existente del arreglo triaxial en donde además de las mediciones de resistividad, se obtienen también el echado y azimut de la formación proveniente de la interpretación incluso en pozos direccionales (Figura 4.47).

El principio de medición con el que opera es muy similar al que se realiza con las herramientas convencionales de inducción, pero la herramienta Rt Scanner tiene la ventaja de transmitir corrientes principales en 3 direcciones, que a la vez por los campos magnéticos creados por estas corrientes, provoca que se induzcan corrientes secundarias en todas direcciones, permitiendo con ello poder medir las resistividades en 3 dimensiones y a 3 diferentes profundidades (Figura 4.48). Se puede decir que esta es la primera herramienta de medición de resistividad verdaderamente 3D capaz de inducir y medir los efectos de las corrientes eléctricas que circulan en cualquier dirección del subsuelo.

El objetivo de realizar las mediciones a múltiples profundidades de investigación en 3 dimensiones, nos permite asegurar que las 3 resistividades sean efectivamente mediciones en 3D o seguras en sus 3 ejes sensibles tanto a R_h , R_v y al echado de la formación. Los casos de estudio alrededor del mundo han demostrado la gran utilidad que ha tenido la herramienta en mediciones realizadas tanto con lodos base aceite como con lodos base agua, en pozos verticales, con

buzamientos en las capas, con pozos direccionales, etc. logrando haber identificado zonas productoras de baja resistividad incluso en aquellos casos donde las herramientas de inducción convencionales fallaron o bien las pasaron por alto, siendo posteriormente confirmadas por medio de imágenes de microresistividad y las mediciones del R_t Scanner.

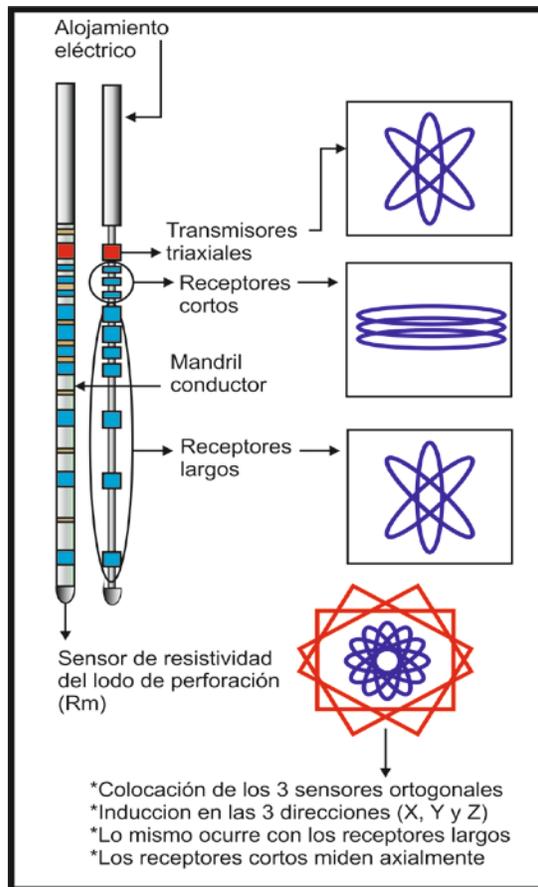


Figura 4.47. Esquema que muestra como está configurada la herramienta Rt Scanner y la forma en que realizan la medición los receptores (Modificado de Córdova, 2008).

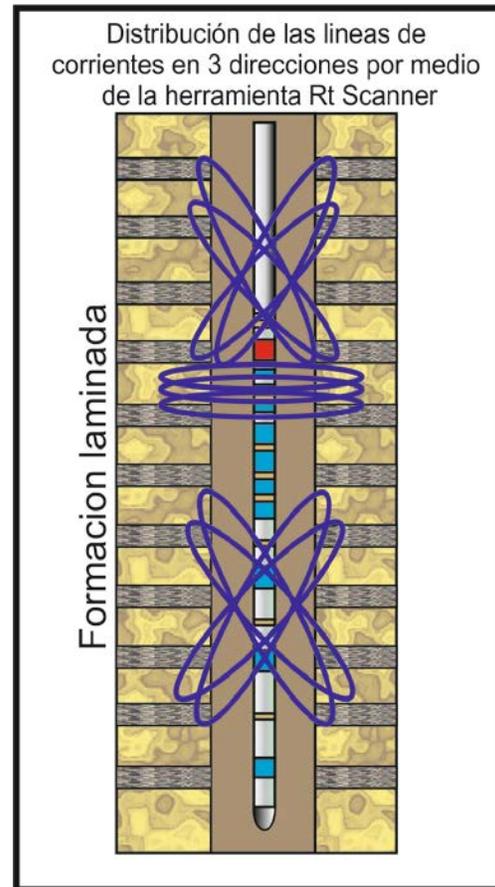


Figura 4.48. Esquema que muestra como se distribuyen las corrientes inducidas en todas direcciones a las formaciones laminadas (Modificado de Córdova, 2008).

Mediante la medición de las resistencias percibidas por las corrientes que fluyen en sentido paralelo y perpendicular a la estratificación, que pueden diferir en un factor de 10 o superior, esta herramienta puede proveer una estimación más precisa de los hidrocarburos presentes en los yacimientos en formaciones laminadas.

4.2.6.2.2 Aplicaciones del registro Rt Scanner

La principal aplicación que tiene la herramienta Rt Scanner es la oportuna evaluación petrofísica de formaciones productoras laminadas de bajas resistividades y/o bajos contrastes, debido a que los registros convencionales de inducción en muchas ocasiones no pueden o se pueden presentar en su momento muchas dificultades en la adquisición de las mediciones, haciendo que su uso no

sea práctico para estos casos. Con la herramienta Rt Scanner se puede además también obtener un echado promedio o echado estructural de las formaciones que sirven para aplicaciones geológicas.

Algunas otras de sus aplicaciones igualmente importantes las constituyen las siguientes:

- Determinación de la resistividad verdadera R_t y de las resistividades vertical y horizontal (R_v y R_h).
- Determinación de la saturación de agua en la formación (S_w).
- Determinación de formaciones laminadas.
- Identificación de zonas productoras de bajas resistividades (observando la separación de las curvas R_h y R_v que corresponde la propiedad de anisotropía de resistividad en formaciones laminadas de baja resistividad y bajo contraste).
- Análisis estructural de las capas por medio del echado y azimut de las formaciones.
- Análisis de capas delgadas.
- Delimitación del reservorio.
- Obtención de un perfil de invasión.
- El integrarlo junto con un registro de resonancia magnética nuclear, permitirá ver las zonas con fluidos móviles.
- Es posible correlacionar la información del Rt Scanner con otros registros de campos existentes.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

CAPÍTULO 5.- REGISTROS DE POROSIDAD

- 5.1 Registro sónico
- 5.2 Registros de densidad
- 5.3 Registros de neutrones
- 5.4 Resonancia magnética nuclear (NML)



Dentro de la industria petrolera existen herramientas que permiten la medición de la porosidad de las formaciones por medio de ciertas propiedades físicas y petrofísicas presentes en las rocas en el subsuelo. En la actualidad, dichas mediciones son realizadas por 4 tipos de registros principalmente para la determinación de la porosidad, siendo éstos llamados como registros de porosidad, o mejor conocidos como registros de índice de porosidad. Estos se encuentran conformados por los registros sísmicos, los registros de densidad, los registros de neutrones y los registros de resonancia magnética nuclear sin embargo, es importante señalar que ninguno de los registros mencionados permite la obtención directa de la porosidad de las formaciones, sino que miden ciertas propiedades físicas presente en las rocas, de las cuales se puede obtener posteriormente una porosidad de manera indirecta.

5.1 Registro sísmico de porosidad

El registro sísmico o acústico es una de las herramientas más importantes con las que se cuenta hoy en día dentro de la gama de registros geofísicos de pozos para la evaluación de la porosidad de las formaciones. Este registro se toma únicamente en agujeros descubiertos (a diferencia de los registros sísmicos de cementación CBL-VDL) y su principio de medición se basa en la propagación de trenes de ondas acústicas que viajen a través de las formaciones en todas direcciones alrededor del agujero a diferentes frecuencias e intervalos de tiempo, para la medición de algunas de las propiedades acústicas de las formaciones tales como las velocidades y las atenuaciones que presentan las ondas compresionales P y las ondas transversales S, así como la amplitud de las ondas reflejadas.

La medición de las velocidades acústicas puede ser de utilidad para la evaluación de la porosidad de la formación, así como determinaciones de las litologías y las compresibilidades en los poros de las rocas. La atenuación de las ondas acústicas por otro lado, se centra en la determinación de la calidad con la que fueron realizados los trabajos de cementación (aplicación de importancia para los registros CBL (*Cement Bond Log*)), así como la identificación de zonas fracturadas en las formaciones. Por otro lado, la medición de la amplitud de las ondas reflejadas es de utilidad para la identificación de fracturas, localización de vórtulos, determinación de la orientación de las fracturas y para labores de inspección de las tuberías de revestimiento.

Desde mitades de los años 30's Conrad Schlumberger especificó cómo es que podría utilizarse un transmisor y 2 receptores para las mediciones de la velocidad del sonido en un intervalo de roca penetrado por un pozo. Sostenía que la velocidad y la atenuación del sonido permitía caracterizar el tipo de litología que se tuviese a profundidad. Sin embargo, su invento falló debido a las limitantes tecnológicas que existían en ese tiempo para medir la breve diferencia de tiempo existente entre las señales que viajan a la velocidad del sonido (de unos cuantos microsegundos) y los receptores de la herramienta. Históricamente se tienen antecedentes de que el registro sísmico fue desarrollado originalmente como un método complementario para la evaluación de tendidos sísmicos sin embargo, los grandes avances tecnológicos que se han generado en los últimos 30 años han permitido que el registro sísmico sea ahora de gran importancia e

implementación en la industria petrolera para la evaluación de las formaciones, especialmente para la determinación de la porosidad a partir de las mediciones de los tiempos de tránsito (Δt) registrados de las ondas acústicas, siendo este parámetro el valor recíproco de la velocidad de la onda compresional del sonido (u onda P). El tiempo de tránsito es una medición de la capacidad de las formaciones para transmitir ondas acústicas, la cual se encuentra geológicamente relacionada al tipo de litología que se tenga así como la textura de la roca, lo que por ende permite determinar su porosidad.

Cuantitativamente el registro sónico permite realizar evaluaciones de porosidad en agujeros y formaciones con algún contenido de fluidos, así como también puede ser utilidad como complemento en las interpretaciones de secciones sísmicas por medio de perfiles e intervalos de velocidades, y en conjunto con el registro de densidad, puede generar un registro de impedancias acústicas, lo cual es el primer paso para generar trazas sísmicas sintéticas. Cualitativamente, es de utilidad para los geólogos en la determinación de zonas con sutiles variaciones texturales tanto en areniscas como en las lutitas, identificación de zonas compactadas o con presiones anormales, así como posibles fracturamientos presentes en las rocas (Figura 5.1).

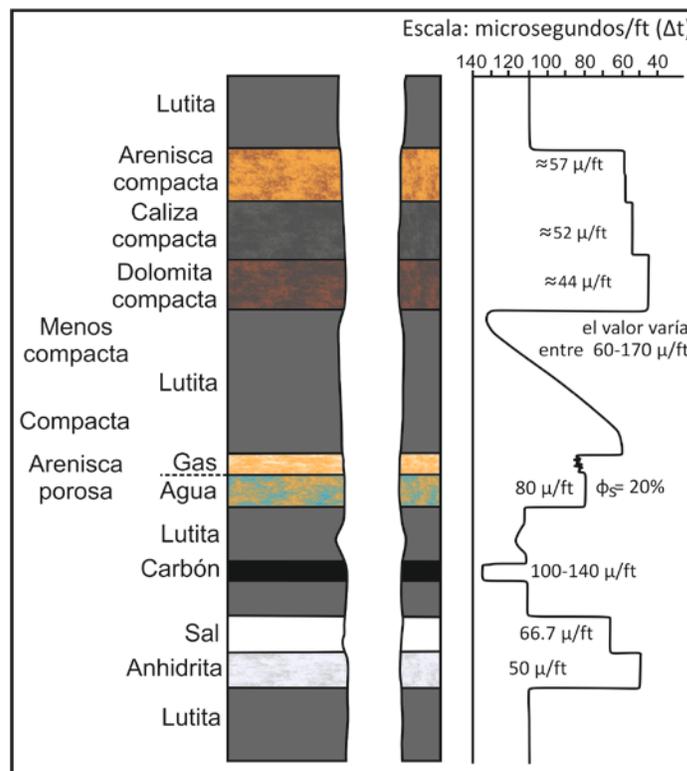


Figura 5.1 Respuesta típica que se puede generar en el tiempo de tránsito medido por medio del registro sónico de porosidad (Modificado de Rider, 2000).

5.1.1 Principios de medición

Para poder entender el principio de medición con el cual operan todas las herramientas acústicas de porosidad, primero es necesario definir algunas propiedades de las rocas y/o formaciones. La

velocidad de las ondas acústicas dependen directamente de algunas propiedades elásticas presentes en las rocas. Si dentro de una masa de cualquier material elástico, un agente físico desplaza momentáneamente una de sus moléculas o partículas una cierta distancia de su posición de equilibrio, la molécula tenderá a regresar a su posición original una vez que cese la acción que le alteró. Esta molécula a su vez transmite su movimiento a sus vecindades ocasionando un movimiento vibratorio denominado onda acústica. El movimiento vibratorio de estas partículas obedece las leyes de un movimiento armónico simple, por lo tanto, el desplazamiento de la partícula con respecto al tiempo se puede representar como una curva senoidal.

Una onda completa o ciclo de una onda acústica es el tramo de la curva senoidal que comprende una cresta con su correspondiente depresión o valle. El periodo de una onda, definido como T , es el tiempo que tarda una partícula en hacer una oscilación completa o dicho de otra manera, el tiempo que tarda en completarse un ciclo, y corresponde al tiempo que separa 2 crestas o 2 valles sucesivos. La frecuencia de la onda acústica corresponde al número total de ciclos que son generados por unidad de tiempo, y es medida en Hertz (1 ciclo/segundo). La frecuencia es el inverso del periodo ($1/T$), y en los registros sónicos de porosidad, esta es constante. La amplitud de una onda acústica es la distancia que existe entre el punto más alto de la onda hasta la base de la misma, mientras que la longitud de una onda acústica se define como la distancia lineal que existe entre 2 crestas o 2 valles consecutivos (Figura 5.2).

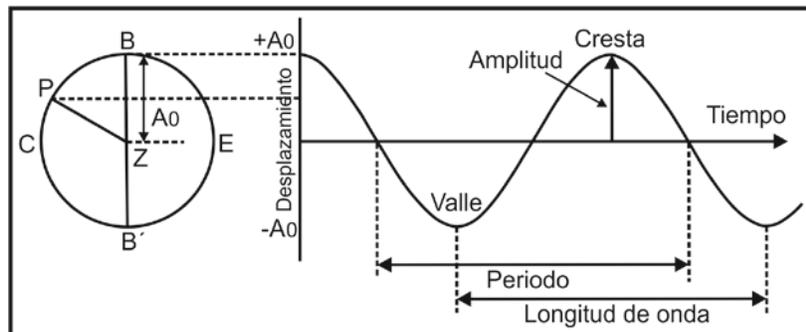


Figura 5.2 Representación del movimiento armónico simple de una partícula con respecto al tiempo, en forma de una curva senoidal.

5.1.1.1 Propagación del sonido en las rocas

Las ondas acústicas que pueden ser transmitidas en un medio finito e isotrópico al producirse un disturbio elástico, pertenecen a 2 tipos de ondas: las compresionales y las transversales, siendo ambas denominadas como ondas de cuerpo.

- Ondas compresionales o longitudinales: a estas ondas también se les llama ondas de presión u ondas P, pues corresponden a compresiones y expansiones de la roca y se originan, por ejemplo, cuando la roca es comprimida en forma instantánea, como sucedería si se golpease a ésta con un martillo. El movimiento de esta onda se caracteriza porque las vibraciones de las partículas ocurren en la misma dirección de la transmisión de la onda, es decir, se propagan paralelamente al desplazamiento de las partículas. La

velocidad con la que se propagan es la más rápida de todas comparadas con las demás, por lo que siempre son las primeras ondas en llegar a los receptores, además de ser las únicas que se pueden propagar tanto en los sólidos, líquidos y gases, ya que los 3 estados de la materia pueden soportar la compresión (Figura 5.3). Sin embargo, la energía transmitida por este tipo de onda es muy débil en comparación con las ondas transversales.

- Ondas transversales u ondas de corte: en los sólidos, las ondas transversales también conocidas como ondas de distorsión, ondas S u ondas de cizallamiento, se caracterizan porque la dirección de propagación es perpendicular al desplazamiento de las partículas. Es decir, las vibraciones de las partículas se dan en una dirección perpendicular a la de la propagación de la onda. Estas ondas tienen una velocidad menor que las ondas compresionales (P), incluso puede ser 1.5 a 2.4 veces menores que una onda P, además de ser las únicas que no pueden ser propagadas a través de los líquidos ya que es necesario que el medio por donde se propaguen tenga rigidez, es decir, resistencia al esfuerzo cortante, característica con la que no cuentan ni los líquidos ni los gases (Figura 5.3). Además, la energía transmitida por esta onda (su amplitud) es mucho mayor que las ondas compresionales.

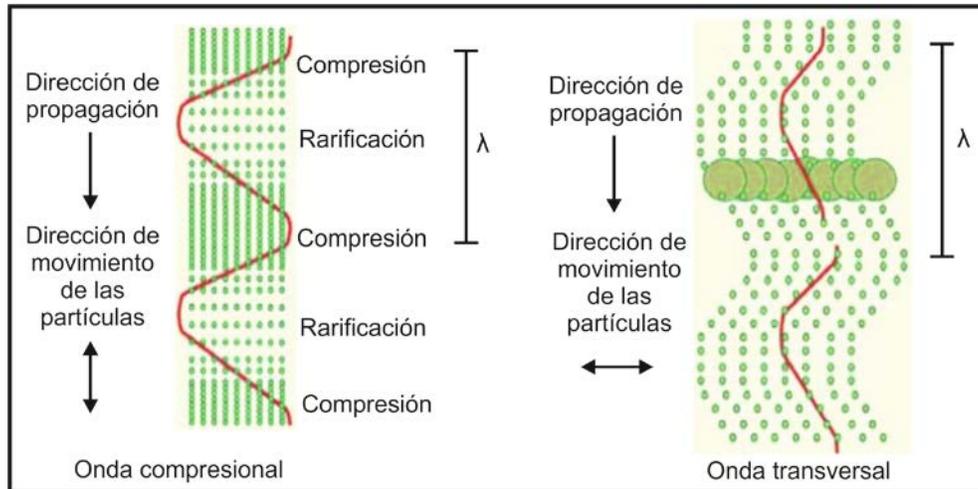


Figura 5.3 Representación de la dirección de propagación y de la dirección de movimiento de las ondas compresionales (P) y las ondas transversales (S) en un medio infinito e isotrópico.

En las formaciones, la energía de ambos tipos de ondas, las de compresión y las de cizallamiento se propagan en la misma dirección. Sin embargo, en los sólidos solo se tendrán los arribos de las ondas transversales, mientras que en los líquidos (lodo, agua y aceite) se podrán detectar los arribos tanto de las ondas transversales S como de las ondas compresionales P, mientras que la velocidad con la que éstas se propaguen se encuentra directamente relacionada a las propiedades mecánicas de las rocas tales como su rigidez y su compresibilidad.

Las ondas S son principalmente afectadas por la rigidez, mientras que las ondas P son afectadas tanto por la rigidez como por la compresibilidad que pueda tener la roca. Mientras más denso sea

el medio, mayor será en éste la velocidad de compresión en comparación con aquellas rocas que se encuentren pobremente consolidadas o sean suaves, dando como resultado el que las ondas P tiendan a viajar más lentamente en las rocas suaves que en las duras, así como también en los fluidos debido a que no existe en ellos la suficiente rigidez como para permitir la transmisión de las ondas S. Este puede ser un caso particular de las lutitas debido a su baja rigidez, por lo que las ondas S no se transmitirán adecuadamente a través de este tipo de litología.

Además de su uso clásico en la determinación de la porosidad, las velocidades de ambas ondas contienen información respecto al contenido de fluido y la litología, por lo que son de particular ayuda en la interpretación de los estudios sísmicos de superficie. Por otro lado, bajo ciertas condiciones de velocidad y de la geometría con la que cuente el agujero, es posible que se generen otro tipo de ondas denominadas ondas híbridas (*leaky waves*). Este tipo de ondas se generan a partir de las ondas compresionales iniciales con ángulos entre α_{pc} y α_{sc} , ambas experimentando reflexiones con las paredes del agujero y convirtiéndose a la vez en ondas refractadas de cizallamiento (Figura 5.4). Las ondas reflejadas se propagan a través del lodo en el agujero en forma de ondas cónicas cuya amplitud decrece con la distancia a medida que va perdiendo energía en cada reflexión que se genera en las formaciones.

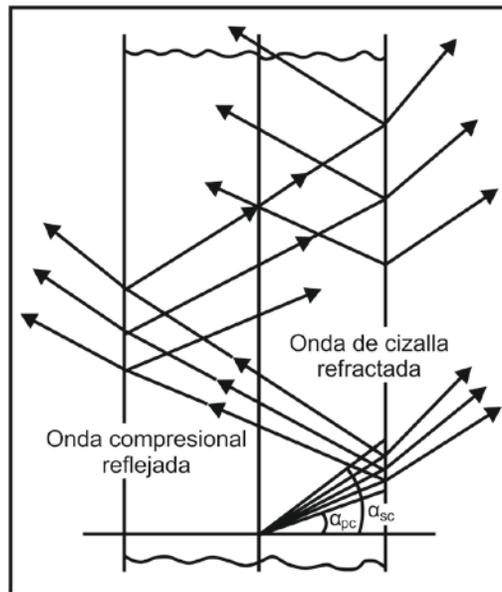


Figura 5.4 Propagación de las ondas híbridas en el agujero.

En un pozo en cuyas características destacan ser un medio finito y heterogéneo, se pueden presentar también otro tipo de ondas denominadas ondas secundarias u ondas de superficie, entre las cuales destacan las Ondas Stoneley y las Ondas Rayleigh.

- Ondas Rayleigh: las ondas Rayleigh se encuentran formadas por 2 tipos de desplazamientos: uno paralelo y otro perpendicular a la superficie (como movimientos elípticos), y retrogrado respecto a la dirección de propagación. Estas se originan de aquellas porciones de las ondas que inciden en las paredes del agujero a ángulos mayores

que el ángulo crítico de refracción α_{sc} de la onda de cizallamiento, experimentando así una reflexión total. Estas ondas no pueden transmitirse en líquidos y se propagan en el agujero en forma de ondas cónicas, además de contar con la gran particularidad de que estas no pierden su energía a medida que se realizan las refracciones a lo largo de toda la superficie cilíndrica del agujero. Su velocidad generalmente es de 90% de la velocidad de las ondas transversales, además de variar conforme a la frecuencia, de tal manera que se atenúan rápidamente conforme a la distancia que exista a partir de la interfase. Esta variación en la velocidad con base a la frecuencia se le conoce como dispersión, es decir, cambian su forma en el proceso de propagación.

- Ondas Stoneley: las ondas Stoneley, ondas de frontera, ondas de tubo u ondas guía, son ondas que se propagan solo a lo largo de la superficie de frontera que separa 2 medios de diferentes propiedades elásticas (líquidos-sólidos). Estas se generan en la interfase lodo-formación, y aunque son muy sensibles a la rigidez que tenga la pared del pozo, sufren poca atenuación por ser ondas de bajas frecuencias, siendo su velocidad de propagación menor que la de las ondas transversales en los líquidos, menor que las ondas compresionales en los sólidos y menor que la velocidad del lodo (Figura 5.5). Al igual que las ondas Rayleigh, se puede decir que también sufre del efecto de la dispersión, sin embargo, dicha dispersión es mucho menor en comparación con las ondas Rayleigh.
- Ondas Love: estas ondas se caracterizan porque el desplazamiento de las partículas en ellas es transversal a la dirección de propagación pero sin una componente vertical. Normalmente son más rápidas que las ondas Rayleigh.

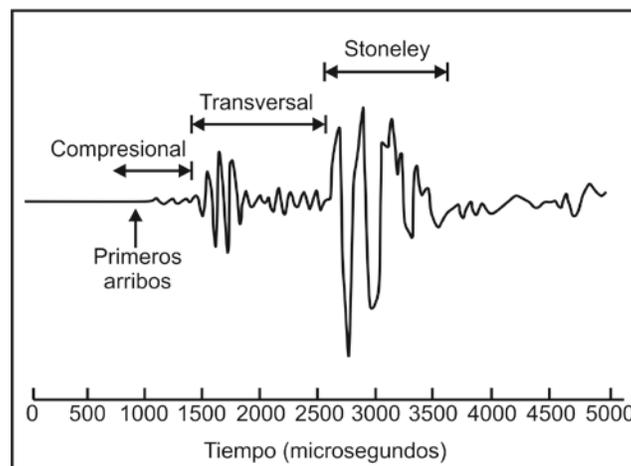


Figura 5.5 Representación de un tren de onda que puede ser registrado por medio de las herramientas sónicas de porosidad. Estas generalmente registran solo los primeros arribos correspondientes a la onda compresional (P), mientras que herramientas sónicas más modernas permiten registrar la onda completa.

- Ondas de lodo: se trata de ondas compresionales que viajan por la columna de lodo a una velocidad menor que las ondas transversales y las compresionales, pero a velocidades mayores a las ondas Stoneley.

- Ondas flexurales: este tipo de ondas son ondas superficiales de tipo especial ya que solo se presentan cuando se utilizan transmisores acústicos tipo dipolo tal como lo hace la herramienta digital DSI de la que se hablará mas adelante. En estas ondas, al igual que en las ondas de cizalla, el desplazamiento de las partículas es perpendicular a la dirección de propagación y solo viajan por las paredes del pozo a una velocidad similar a la de las ondas transversales de la formación. Normalmente se emplean en el procesamiento de las señales acústicas en el lugar de las ondas transversales cuando el tipo de formación no permite detectar normalmente estas últimas.

Conociendo los tipos de ondas acústicas que pueden ser propagadas a través de medios elásticos, se puede decir que el meticoloso análisis de la señal acústica total permite que sea posible analizar y detectar sus diferentes componentes interactuando de una manera un tanto complicada a medida que estas se propagan desde la fuente (el transmisor) hasta los receptores para producir la señal acústica observable. Esto permite que se pueda realizar una determinación completa de las propiedades acústicas de las formaciones tales como la velocidad acústica, el coeficiente de atenuación, la amplitud y la frecuencia que tengan las diferentes ondas si se combina la información obtenida junto con las mediciones de las herramientas de densidad.

Generalmente las primeras ondas en arribar a los receptores son las ondas compresionales, seguidas posteriormente de las ondas híbridas en el caso de que estas puedan presentarse en el tren de ondas. Al poco tiempo de finalizar estas últimas llegan las ondas transversales o de cizalla que son seguidas casi inmediatamente por las ondas Rayleigh y las ondas Stoneley (Figura 5.6). De esta manera se puede decir que es posible obtener todo el tren de ondas completo en los receptores de las herramientas acústicas solo si la velocidad de cizallamiento de la formación (su onda S) es mayor a la velocidad del lodo, de tal forma que si dicha velocidad es menor, es decir, si la velocidad de las ondas de cizalla de la formación son menores a la velocidad del lodo ($V_s < V_m$), solo serán captadas las ondas compresionales y las ondas Stoneley.

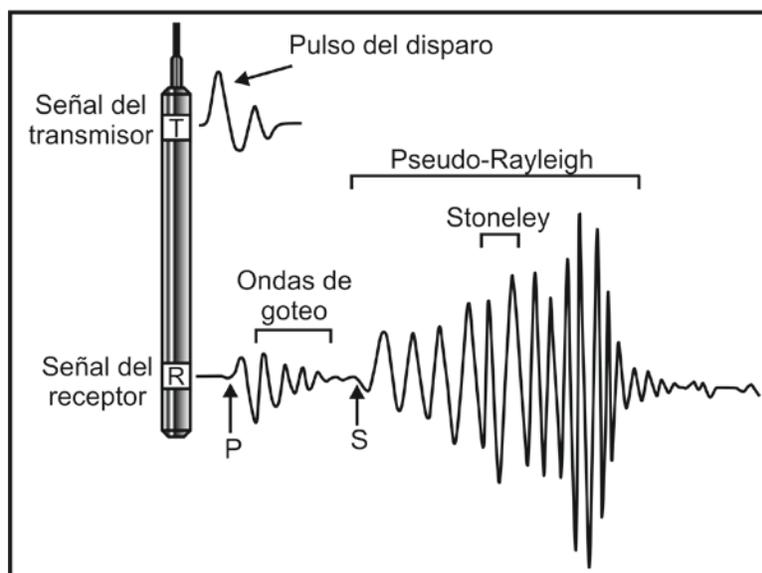


Figura 5.6 Esquema que representa el tren de ondas completo que puede ser recibido en el receptor en las herramientas acústicas de porosidad.

5.1.1.2 Propagación de las ondas acústicas en los pozos

Las ondas acústicas que se propagan en un pozo son un caso especial dentro de las mediciones que pueden ser realizables a las ondas acústicas. Existen varias aplicaciones para las mediciones de ondas acústicas en áreas como la sísmica de superficie y la sísmica de pozo, así como en herramientas de registros ultrasónicos que son principalmente utilizadas para la generación de imágenes acústicas, de las cuales se hablará mas a detalle en el Capítulo 7. La principal diferencia física entre estas mediciones es la frecuencia de la señal utilizada, y por ende la longitud de onda empleada para la realización de las mediciones acústicas.

La longitud de onda expresada en metros (λ), se encuentra relacionada a la velocidad de propagación (V en m/seg) y al periodo de la señal (T en seg) por medio de la Ecuación 5.1.

$$\lambda = V * T \qquad \text{Ecuación 5.1}$$

En particular la longitud de onda, junto con la geometría que tengan los sensores de las diferentes herramientas acústicas que existen, será lo que controlará la resolución vertical de las mediciones realizadas por las herramientas (Figura 5.7). Las ondas acústicas se propagan en el pozo como vibraciones en un medio elástico compuesto por agujero pozo y la(s) formación(es) que le rodea(n). Cuando el medio en el que se produce el disturbio elástico es uniforme, los rayos acústicos se propagan en línea recta. Sin embargo, si en su trayectoria la onda acústica se encuentra con un medio de mayor densidad, por ejemplo el pasar del lodo a la formación, el rayo u onda acústica cambia de dirección experimentando los efectos de interferencia, difracción, reflexión y refracción de los rayos de una forma muy similar a como ocurre con los rayos de luz.

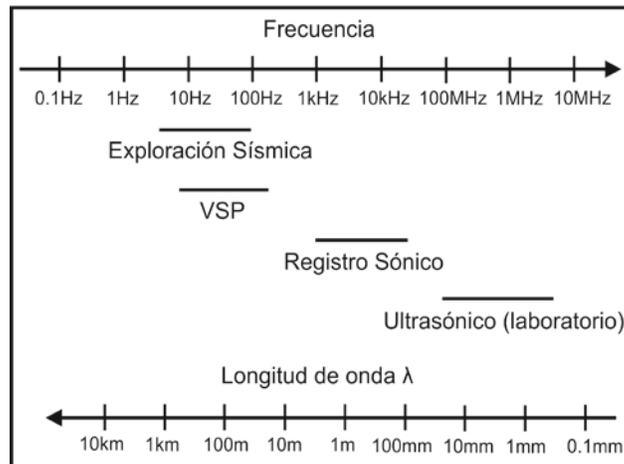


Figura 5.7 Rangos de frecuencia y longitudes de onda típicas de las distintas mediciones acústicas.

La mejor manera de poder entender la propagación sónica es usar la teoría elástica. Como la longitud de onda de la mayoría de las mediciones sónicas están en el rango de 1 pie, y por lo tanto es similar o mayor al diámetro que tiene el pozo, tratar de visualizar las ondas sónicas como rayos

cruzando el pozo no es físicamente correcto. La transmisión del sonido de un medio a otro, dependerá de sus respectivas impedancias acústicas. La impedancia acústica (Z) puede definirse como el producto de la velocidad de una onda acústica (V), por la densidad del medio en el que ésta se propaga (ρ) de acuerdo a la Ecuación 5.2.

$$Z = V * \rho \quad \text{Ecuación 5.2}$$

Sean por ejemplo, 2 medios M_1 y M_2 , con distintas velocidades V_1 y V_2 y diferentes impedancias acústicas Z_1 y Z_2 , siendo la velocidad M_1 menor a la del medio M_2 , y una onda acústica de compresión incidiendo oblicuamente entre ambos medios con un ángulo α_{p1} , parte de la energía acústica de la onda original continua viajando a través del segundo medio convirtiéndose en un rayo de compresión refractado hacia M_2 con un ángulo α_{p2} , y el resto de la energía se convierte en un rayo de compresión reflejada de vuelta en M_1 con un ángulo de α_{p3} . Otra parte de la energía acústica de la onda de compresión se convierte en un rayo de cizallamiento refractado con un ángulo de α_{s2} correspondiente a la onda transversal (Figura 5.8). Si el medio no es un líquido o un gas, también se produce un rayo de cizallamiento reflejado. Si las impedancias acústicas de ambos medio son iguales, habrá acoplamiento acústico perfecto, de tal manera que no se genera una onda reflejada. Si ambos medios Z_1 y Z_2 tienen valores similares, se tendrá un buen acoplamiento, por ejemplo entre el lodo y arenas no consolidadas. En cambio, dicho acoplamiento será malo cuando el contraste que se tenga entre sus impedancias acústicas sea grande, por ejemplo, formaciones con contenido de gas.

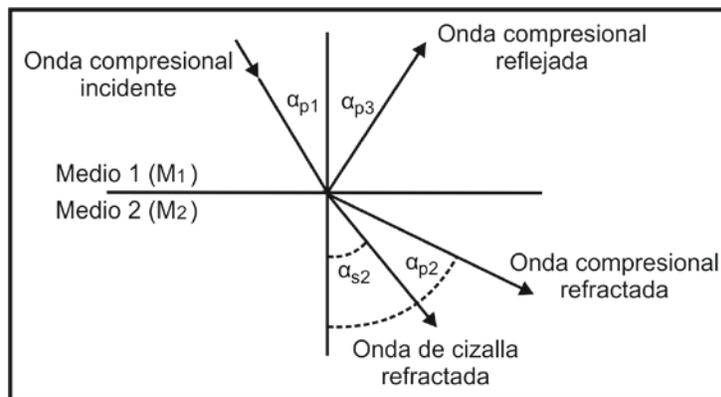


Figura 5.8 Geometría que se obtiene de las ondas acústicas propagadas en un pozo.

Para los registros sónicos se utilizan principalmente las propiedades de los rayos acústicos refractados. Existe un valor para el ángulo de incidencia “ i ” conforme éste aumenta, correspondiente a un valor de 90° del ángulo de refracción. A este ángulo se le llama ángulo crítico de incidencia i_c (Figura 5.9). El ángulo crítico se alcanza cuando el ángulo de refracción es mayor que el ángulo de incidencia, es decir, es igual a 90° . Mediante la Ley de Snell se establece la relación entre el ángulo de incidencia y el ángulo de refracción mediante la Ecuación 5.3.

$$\text{Sen}(i_c) = \frac{V_1}{V_2} \quad \text{Ecuación 5.3}$$

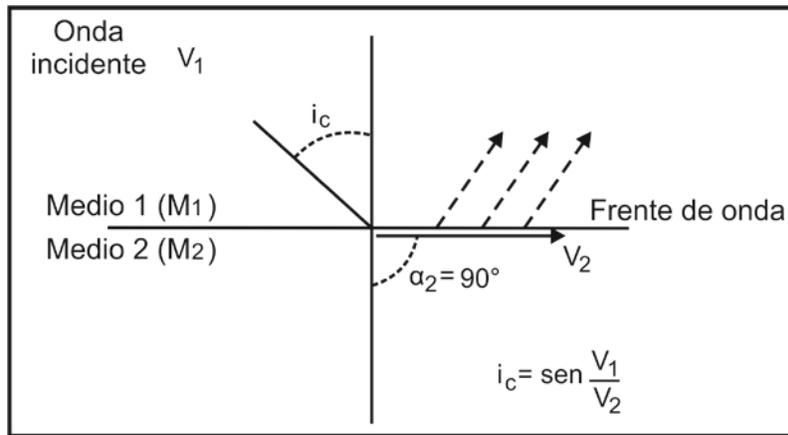


Figura 5.9 Generación de frentes de ondas en la interfase de los medios M_1 y M_2 a partir de la onda acústica que incide en ángulo crítico de refracción.

La onda refractada en ángulo crítico no penetra el segundo medio pero se propaga paralelamente a lo largo de la interfase entre los medios M_1 y M_2 (generalmente la frontera entre la pared de pozo y el lodo) con una velocidad V_2 debido a que viaja a lo largo de la interfase pero con la velocidad del medio infrayacente. Esta onda crítica refractada denominada también como frente de onda radiará energía hacia el lodo con un ángulo igual al ángulo de incidencia que lo generó a medida que se desplaza en la interfase. Si el ángulo incidente es mayor que el valor del ángulo crítico de incidencia, no se produce una refracción, por lo tanto la onda es totalmente reflejada. La energía que se propaga paralela a la pared de pozo está confinada a unas cuantas pulgadas de la formación, por lo que la profundidad de investigación de las herramientas acústicas es pequeña y depende en gran medida de la longitud de onda del sonido emitido.

Una onda compresional que viaja en M_1 de menor velocidad genera un frente de onda compresional y un frente de onda transversal en M_2 si el ángulo con el que incide la onda es crítico. Puesto que la velocidad de la onda transversal es menor que la compresional, a partir de la Ley de Snell se obtiene que el ángulo crítico de la onda transversal refractada (α_{sc}) es mayor al ángulo de la onda compresional refractada (α_{pc}) tal como se ilustra en la Figura 5.10.

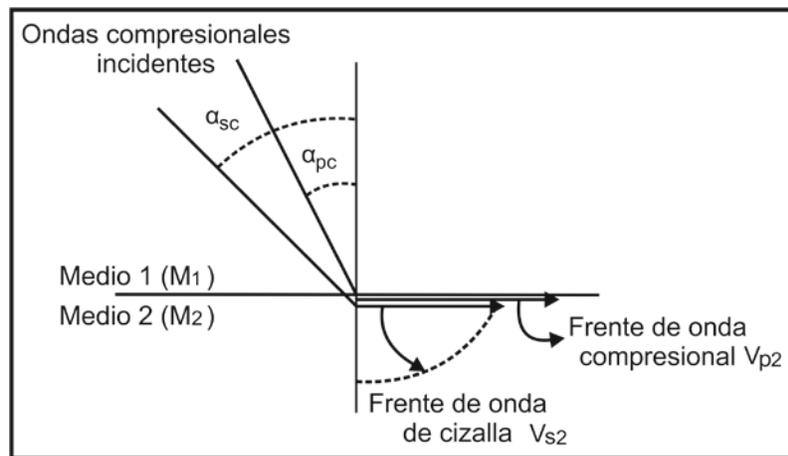


Figura 5.10 Ángulos críticos de refracción de las ondas compresionales incidentes, que dan como resultado la formación de los frentes de onda compresionales y transversales.

El registro sónico o acústico fue inicialmente desarrollado para realizar determinaciones de las velocidades sísmicas de las formaciones, de tal manera que su uso continuo en el desarrollo de las exploraciones petroleras, permitió visualizar su gran utilidad no solo dentro de los análisis de las velocidades sísmicas, sino que de ellos era posible obtener también información valiosa sobre la porosidad en las formaciones. Esto permitió que los registros acústicos se desarrollaran principalmente con esa finalidad. Los registros sísmicos convencionales consisten fundamentalmente en la medición de las velocidades de las ondas acústicas propagadas en el pozo. Dichas mediciones son un registro del tiempo requerido por una onda acústica para viajar cierta distancia a través de las formaciones que rodean el agujero. Este parámetro se encuentra definido como el tiempo de tránsito acústico, que es el tiempo mínimo requerido por una onda compresional para recorrer 1 pie de formación, y usualmente queda expresado en unidades de microsegundos por pie ($\mu\text{seg}/\text{ft}$).

El tiempo de tránsito es el valor recíproco de la velocidad de la onda compresional (V_p), y dependerá en gran medida de la litología de la roca así como su porosidad, pudiendo ser incluso de mucha utilidad para realizar interpretaciones de registros sísmicos. La información de la velocidad de las ondas compresionales y las ondas de cizalla pueden ser además de utilidad para identificar ciertos tipos de litologías y ciertos tipos de fluidos.

Normalmente los equipos sísmicos solo miden el tiempo de tránsito de la primera señal que llega al receptor, la cual viajó del transmisor a la formación a través del lodo como onda compresional, se refractó en la formación como onda compresional en ángulo crítico viajando paralelamente a la pared de pozo, y se refractó nuevamente de la formación al pozo como onda compresional, llegando finalmente a los receptores. A esta técnica de detección se le conoce como FMD (*First Motion Detection*) o detección del primer arribo, y permite únicamente la determinación de las ondas compresionales, mas no así las ondas restantes del tren de ondas, para las cuales se emplean otro tipo de técnicas como la STC (*Slowness Time Coherence*) y la *Labeling* en las herramientas sísmicas LWD más modernas.

A partir de la obtención del tiempo de tránsito es igualmente posible obtener la porosidad (ϕ) de aquellas formaciones que se encuentren consolidadas, así como también de las formaciones no consolidadas por medio de las Ecuaciones de Wyllie 5.4 y 5.5. Si se conoce el tipo de fluido existente en los poros de la formación y el tipo de material que constituye la matriz, el tiempo que le tomará a una onda viajar en la roca (Δt) es proporcional tanto a la cantidad de fluido que se tenga en el espacio poroso, la cantidad de matriz que tenga la formación, así como también a un factor de corrección por compactación en las lutitas cercanas (B_{cp}), quedando expresado como:

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_m - \Delta t_{ma}} \tag{Ecuación 5.4}$$

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_m - \Delta t_{ma}} * \frac{1}{B_{cp}} \quad ; \quad B_{cp} = \frac{\Delta t_{sh}}{100} \tag{Ecuación 5.5}$$

Donde:

Δt_{ma} y Δt_m = tiempo que tarda la onda en pasar a través de la matriz y a través del fluido de perforación.

Δt_{sh} = tiempo que tarda la onda en pasar a través de las lutitas.

Δt = tiempo que le toma al pulso viajar en la roca, valor que se obtiene de la lectura del registro.

Cabe resaltar que los registros sínicos responden principalmente a la porosidad primaria de las formaciones. Para formaciones limpias y bien consolidadas con pequeños poros distribuidos uniformemente tal como puede ocurrir en ciertos tipos de areniscas, las porosidades que pueden alcanzar pueden ir de un 18% a un 25%, sin embargo, en ocasiones la porosidad puede ser de 30% y hasta del 35%. En general, tanto el tiempo de tránsito (Δt) como la porosidad de la formación (\emptyset) pueden ser expresados por medio de la Ecuación lineal 5.6. Esta resulta útil para demostrar la relación entre Δt y \emptyset sin embargo, los coeficientes A y B de la ecuación no corresponden a parámetros físicos bien definidos como lo es la ecuación de Wyllie, sino que su relación se encuentra determinada empíricamente para cada caso en particular por medio de correlaciones entre los valores adquiridos en el registro sínico y las porosidades obtenidas de núcleos de fondo o de pared, las cuales dependerán de la matriz de la roca y la compresibilidad de los poros.

$$\Delta t = A + B\emptyset \quad \text{Ecuación 5.6}$$

En caso de que se tenga presencia de porosidad secundaria en las rocas (tales como fracturamientos, cavidades y vóculos), las Ecuaciones de Wyllie permitirán obtener solo una porosidad aparente de la formación, resultado de la porosidad primaria (intergranular). Si en consecuencia estos valores son bajos, será debido a la porosidad secundaria. Dichos valores se pueden comparar con las lecturas de los registros de densidad o los registros de neutrones con los cuales es comúnmente combinada la herramienta, de tal manera que se puede obtener un orden de magnitud sobre la porosidad secundaria (\emptyset_2) la cual se puede expresar por medio de la Ecuación 5.7.

$$\emptyset_2 = \emptyset_{TOTAL} - \emptyset_{SÓNICO} \quad \text{Ecuación 5.7}$$

En el caso de intervalos constituidos de arenas no consolidadas y mal compactadas, el uso directo de la Ecuación 5.4 de Wyllie puede presentar valores de porosidad muy altos debido a la falta de compactación cuando la presión de las capas superpuestas y la del fluido en la formación es menor al rango de los 4,000 a 5,000 psi. Esta falta de compactación en las arenas puede quedar registrada en las lutitas adyacentes cuando las lutitas arrojan valores de Δt mayores a los 100 μ seg/ft, de tal manera que se utiliza el factor de corrección por compactación de las lutitas (B_{cp}) tal como se muestra en la Ecuación 5.5, siendo ΔT_{sh} el tiempo de transito registrado en las lutitas adyacentes.

5.1.1.3 Velocidades acústicas en los diferentes materiales

Las velocidades compresionales (V_p) con las cuales se desplazan las ondas acústicas en los materiales dependen básicamente de si estos tienen porosidad, o bien, si no la tienen. En los

materiales cuya porosidad es nula, las velocidades de propagación de las ondas acústicas dependen directamente de su composición química o mineralógica, de tal manera que ni la presión absoluta ni la temperatura les afectan considerablemente. En los materiales porosos por otro lado como lo son la gran mayoría de las formaciones sedimentarias, dichas velocidades dependen principalmente de la magnitud y distribución de la porosidad, la presión diferencial, la naturaleza de los fluidos que llenan los poros y la compactación.

Tratándose de las formaciones sedimentarias que constituyen los reservorios de hidrocarburos, la velocidad con la que se propaga el sonido en éstas depende además de diversos factores tales como el material que constituye a la matriz y las propiedades elásticas de la misma, ya sea para una arenisca, una caliza porosa o una dolomita. En las tablas 5.1 y 5.2 se presentan los rangos de valores típicos de las velocidades de compresión medidas en varios materiales porosos y no porosos, que generalmente constituyen los sólidos o la matriz de las rocas, así como el tiempo de tránsito correspondiente a la tubería de revestimiento. Las velocidades de cizallamiento para estos mismos materiales son, en general, del orden de la mitad de las velocidades de compresión.

Material	V_{ma} (pies/seg)	Δt_{ma} (μ seg/pie)
Anhidrita	20,000	50.0
Calcita	20,120	49.7
Dolomita	23,000	43.5
Yeso	19,000	52.6
Sal	15,000	66.6
Cemento	12,000	83.3
Acero (espesor infinito)	20,000	50.0
Tubería	17,500	57.0

Tabla 5.1 Velocidades de compresión y tiempos de tránsito de los minerales y sólidos no porosos más comunes (Schlumberger, 2008).

Material	V_{ma} (pies/seg)	Δt_{ma} (μ seg/pie)
Dolomía	23,000	43.5
Calizas	21,000-23,000	43.5-47.6
Areniscas	18,000-19,500	51.0-55.5
Arenas (no consolidadas)	9,000-11,500	86.9-111.1
Lutitas	5,900-17,000	60-170.0

Tabla 5.2 Velocidades de compresión y tiempos de tránsito de las rocas porosas más comunes en las formaciones sedimentarias (Schlumberger, 2008).

Por otro lado, las velocidades de compresión de las ondas acústicas en los líquidos dependen directamente de su densidad, y en el agua particularmente, también debido a otros factores tales como la temperatura, la salinidad y la presión a la que pueda estar sometida. Mientras que en los aceites, dichas velocidades además de ser menores que la del agua, éstas se encuentran sujetas a

factores tales como su composición química, gas en la solución, temperatura y presión del aceite. En la Tabla 5.3 se muestran los valores típicos de las velocidades de compresión en los fluidos, así como el tiempo de tránsito característico de los fluidos más importantes que podemos encontrar en las formaciones sedimentarias en el subsuelo.

Material	V_{ma} (pies/seg)	Δt_{ma} (μ seg/pie)
Agua pura	4,380	207.0
Aceite	4,200	238.0
Agua salada	5,200	192.3
Agua promedio	5,300	189.0
Lodo de perforación	4,870	205.3

Tabla 5.3 Velocidades de compresión y tiempos de tránsito de las ondas acústicas en los fluidos que pueden estar presentes en las formaciones sedimentarias (Schlumberger, 2008).

Como se puede observar de las 2 tablas anteriores, es evidente que la velocidad acústica depende en gran medida de la porosidad y la compactación de las rocas y los materiales. A mayor porosidad hay una mayor cantidad de fluidos desacelerando las ondas, y por ende, el tiempo de tránsito en ellos es más corto. Mientras que a mayor compactación y consolidación de las rocas, dichos tiempos se incrementan al existir poco caminos por donde pueda ser atenuada la señal (baja o nula tortuosidad). En los gases, las velocidades de compresión de las ondas acústicas son incluso aun más lentas en comparación con las velocidades que se obtienen en los líquidos y en los sólidos. En la Tabla 5.4 se muestran los valores típicos alcanzables para los gases más comunes.

Material	V_{ma} (pies/seg)	Δt_{ma} (μ seg/pie)
Aire	1,088	919.0
Hidrógeno	4,250	235.3
Metano	1,600	626.0
Etano	1,010	989.6
Dióxido de carbono	850	1,176.5

Tabla 5.4 Características de los gases (Schlumberger, 2008).

5.1.1.4 Descripción de la medición del tiempo de tránsito

El propósito de las herramientas sónicas de porosidad se centra en la medición del tiempo que le toma a un pulso acústico viajar desde un transmisor hasta un receptor o varios receptores colocados a cierta distancia del transmisor. Esto se logra utilizando generalmente una fuente de emisión que va centrada en el agujero, tal como se ilustra en la Figura 5.11, y uno o varios receptores en la herramienta que le permitan la detección de las ondas compresionales (P) de las formaciones. Ya que los fluidos en el pozo no son capaces de generar una onda de cizallamiento por todos los factores descritos con anterioridad, la fuente acústica de transmisión (T) que es más

frecuentemente empleada es un transductor de presión monopolar omnidireccional (se propaga de la misma forma en todas las direcciones del pozo) que emite pulsos de presión compresionales por medio del lodo de perforación, a frecuencias que pueden variar de entre los 10 y los 40 kHz.

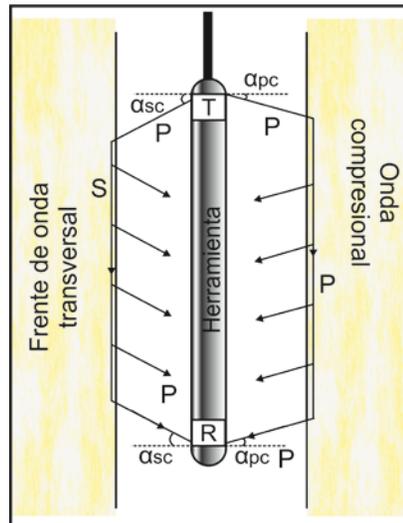


Figura 5.11 Camino que siguen los frentes de onda compresionales y transversales en el agujero.

Comúnmente los transductores transmisores y receptores se encuentran colocados a lo largo del eje de las herramientas acústicas, y funcionan bajo un mismo comportamiento de ciertos materiales. Estos pueden ser de 2 tipos: piezoeléctricos y magnetostrictivos. Los primeros son los más comunes y se encuentran constituidos por cristales de cuarzo o titanato de bario (BaTiO_2) que permiten el que puedan modificar su volumen una vez que son excitados por medio de un pulso eléctrico, generando así ondas elásticas o perturbaciones de presión que se convierten en señales eléctricas. Por otro lado, los transductores magnetostrictivos son aleaciones de metales tales como el níquel, el cobalto y el hierro, que permiten el que puedan cambiar su volumen cuando son sometidos a un campo magnético, generando de esta manera un pulso de presión y un campo magnético cuando son sometidos a un estrés compresional.

El transductor de transmisión comúnmente es activado desde superficie por medio de un pulso eléctrico o un pulso magnético, generando con ello ondas acústicas de compresión en forma de vibraciones ultrasónicas que se propagan uniformemente en todas las direcciones alrededor del agujero hacia las formaciones, mientras que el o los transductores receptores igualmente piezoeléctricos, son activados por medio de las ondas acústicas, generando con ello un voltaje o un campo magnético que es convertido posteriormente a voltaje, y es transmitido a superficie.

5.1.1.5 Herramientas acústicas de porosidad

Para el año de 1957, habiendo concedido la licencia de *Humble Oil Research*, la compañía Schlumberger introdujo la primera herramienta sónica denominada, herramienta de adquisición de registros de velocidad o VLT (*Velocity Log Tool*) por sus siglas en inglés. La primera sonda sónica o acústica de porosidad se encuentra constituida por medio de 1 solo transmisor y 1 solo receptor,

y funciona bajo el principio acústico de producir un pulso de presión en el transmisor alojado a cierta distancia del receptor, siendo las trayectorias seguidas por el sonido, las distancias A y C a través del lodo con una velocidad de V_m y la distancia B a través de la formación con la velocidad de la formación V tal como se ilustra en la Figura 5.12. La medición del tiempo de tránsito o retardo de las ondas acústicas quedará expresada de la siguiente manera por la Ecuación 5.8.

$$\Delta t = \frac{A}{V_m} + \frac{B}{V} + \frac{C}{V_m} \quad \text{Ecuación 5.8}$$

Posteriormente se introdujo una nueva herramienta sónica de porosidad que utiliza un sistema de receptores duales, esto para eliminar el efecto que tiene el tiempo de tránsito del lodo de perforación en las mediciones realizadas por la herramienta (Figura 5.12). La herramienta se encuentra constituida por medio de 1 transductor transmisor y 2 o 3 transductores receptores alojados a 3, 4 y 6 pies de distancia del transmisor. El transmisor emite ondas acústicas a 10 ciclos/segundo en donde los primeros arribos de las ondas acústicas que llegan a los detectores permitirán la elaboración de la respuesta de las formaciones en el agujero. Con este sistema lo que se hace es usar la diferencia de los tiempos de tránsito medidos por cada uno de los receptores (Ecuaciones 5.9 y 5.10), de manera que puede ser cancelado el tiempo de tránsito del lodo.

$$t_1 = \frac{A}{V_m} + \frac{B}{V} + \frac{C}{V_m} \quad , \quad t_2 = \frac{A}{V_m} + \frac{B}{V} + \frac{D}{V} + \frac{E}{V_m} \quad \text{Ecuación 5.9}$$

$$t_2 - t_1 = \frac{D}{V} \quad ; \quad \Delta t = \frac{(t_2 - t_1)}{L_s = D} = \frac{1}{V} \quad \text{Ecuación 5.10}$$

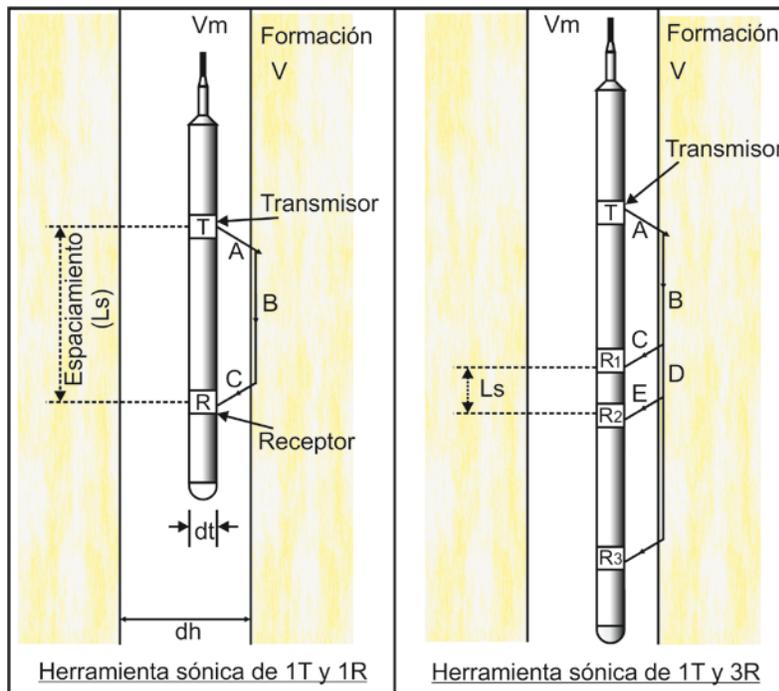


Figura 5.12 Esquema que muestra la configuración de las herramienta acústicas que operan con un sistema de 1 transmisor-1 receptor, y la que opera con receptores duales (Modificado de Bassiouni, 1994).

5.1.1.5.1 Herramienta sónica compensada por efecto del agujero (BHC)

En muchos casos es común que puedan presentarse irregularidades en los agujeros perforados en la búsqueda de hidrocarburos ya sea debido a ensanchamientos, derrumbes, presencia de cavernas o bien, posibles bamboleos de las herramienta acústicas en el pozo. Esto provoca errores en las mediciones del tiempo de tránsito de las formaciones (Δt), producto de viajes desiguales de las ondas refractadas en el lodo hacia los receptores. Debido a efectos como estos incluso aquellas herramientas convencionales mencionadas con anterioridad que cuentan con sistemas de receptores duales, no logran eliminar por completo el error producido por efecto del lodo de perforación sobre las ondas acústicas. Fue debido a estos inconvenientes que surgió en el año de 1964 otro tipo de herramienta sónica con un nuevo sistema de medición, que permite suprimir los posibles errores en las mediciones. Esta nueva herramienta llamada BHC (*Borehole Compesated*) o registro sónico compensado por efectos del agujero, fue patentada por la compañía Schlumberger a mitades de los 60's, y se utilizo ampliamente durante poco más de 20 años.

La BHC permite compensar la mayor parte de las irregularidades del diámetro de pozo, e inclinación de la herramienta al incorporar un sistema de 2 transmisores electroacústicos, uno en la porción superior de la herramienta y otro en la porción inferior de la misma, así como 4 receptores electroacústicos alojados equidistantemente entre los transmisores. Estos permiten convertir la energía eléctrica en energía acústica o inversamente. La distancia existente entre cada uno de los transmisores al receptor más cercano es de 3 pies, mientras que la distancia entre los arreglo de receptores es de 2 pies. Esto permite que los viajes desiguales de la trayectoria de las ondas acústicas puedan ser compensados por medio del sistema invertido de receptores tal como se ilustra en la Figura 5.13. La herramienta lo que medirá, será el tiempo Δt que tarda la onda acústica en recorrer, en la formación, una distancia igual a la separación entre receptores, y aunque teóricamente siempre va centrada en el agujero, en ocasiones se puede generar cierto bamboleo en ella a medida que se están tomando los registros sínicos.

Dicho efecto repercute en las mediciones del tiempo de tránsito de las formaciones, sin embargo la herramienta BHC fue diseñada principalmente con el propósito de cancelar los errores atribuidos a las irregularidades del agujero gracias a que las mediciones del tiempo de tránsito se realizan de forma alterna (Figura 5.13). Los transmisores son activados eléctricamente emitiendo una sucesión de ondas acústicas compresionales en todas direcciones de forma alterna, y los valores del tiempo de transito Δt son leídos en los pares de receptores igualmente de forma alterna, permitiendo así el que puedan ser promediados automáticamente por una computadora en superficie para compensar los efectos del agujero, así también integrando los tiempos de tránsito para calcular el tiempo de tránsito total en microsegundos por pie ($\mu\text{seg}/\text{pie}$).

Normalmente los transmisores en la BHC utilizan pulsos acústicos con frecuencias que van de los 20 a los 40 kHz, permitiendo que la BHC tenga una resolución vertical del 24", y una profundidad de investigación de 5" que es básicamente el espaciamiento que existe entre receptores-transmisores para que pueda haber una cancelación satisfactoria de las mediciones.

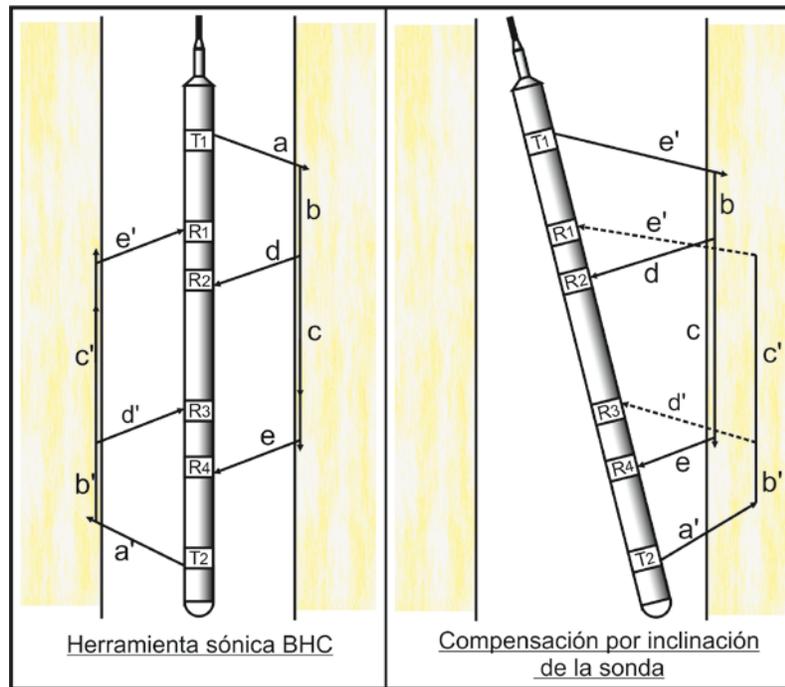


Figura 5.13 Esquema que muestra la configuración del sistema de transmisores y receptores dobles con los que opera la herramienta sónica BHC, así como el principio de medición que rige la geometría de las ondas acústicas en situaciones normales y cuando existe bamboleo en la herramienta (Modificado de Schlumberger, 2008).

Las velocidades del sonido en el material del que está constituida la herramienta y el lodo de perforación, son menores a la velocidad de la formación. En consecuencia, llegaran primero a los receptores la energía acústica que viaja a través de la formación. Con ello, el tiempo de tránsito obtenido para la herramienta BHC se puede obtener por medio de la Ecuación 5.11.

$$\Delta t_{BHC} = \frac{(t_4 - t_2) + (t_1 - t_3)}{4} \quad \text{Ecuación 5.11}$$

Junto con la tecnología de la BHC, surgió igualmente la capacidad de poder visualizar la forma de las ondas registradas en un osciloscopio instalado en el camión de adquisición de registros, de tal manera que en la pantalla aparecían no solo los arribos de las ondas compresionales (P), sino también los arribos de las ondas transversales (S) y las ondas secundarias. Sin embargo, una de las grandes desventajas de la herramienta BHC era su incapacidad para medir con precisión el tiempo de tránsito de un estrato de la formación en zonas invadidas, alteración de lutitas y daño inducido por la perforación. Del mismo modo el espaciamiento que existe entre los transmisores y los receptores (3 a 5 pies) capturaba solamente las ondas que se propagaban en la zona alterada (zona de invasión), dejando sin explorar la zona inalterada o virgen de las formaciones.

5.1.1.5.2 Herramienta sónica de espaciamiento largo (LSS)

Fue debido a las limitantes que tenía la herramienta BHC que Schlumberger patentó una nueva herramienta denominada LSS (*Long Spaced Sonic*) o herramienta sónica de espaciamiento largo.

Esta nueva herramienta se encuentra constituida por medio de 2 transmisores monopolares con un espaciamiento de 2 pies entre ellos en la porción inferior de la herramienta, y 2 receptores en la porción superior con un espaciamiento de 2 pies. La distancia que existe entre el transmisor superior y el receptor inferior es de 8 pies, lo que permite que se puedan realizar mediciones de Δt con espaciamientos de 8, 10 y hasta los 12 pies, de tal manera que se puede aumentar considerablemente la profundidad de investigación y minimizar las alteración que se puedan presentar por parte de la formación.

Un rasgo particular de la herramienta LSS es que esta no permite realizar directamente una compensación por efectos de pozo del mismo modo a como lo hace la BHC, ya que no existen transmisores por encima de los receptores, esto para mantener la longitud de la herramienta dentro de los límites técnicos aceptables. Para solucionar el problema de posibles errores por efecto de pozo en la LSS, se realiza una compensación dinámica “derivada de profundidad” o DDBHC (*Depth Derived BHC*) que consiste en combinar las mediciones de los tiempos de tránsito por medio de secuencias completas transmisor-receptor a 2 diferentes profundidades dentro del pozo, la cual es comúnmente de 10 pies (Figura 5.14). De esta manera el valor del tiempo de tránsito compensado puede ser calculado por medio de la Ecuación 5.12 de la siguiente manera.

$$\Delta t_{LSS} = \frac{(t_1 - t_2) + (t_4 - t_3)}{4} \tag{Ecuación 5.12}$$

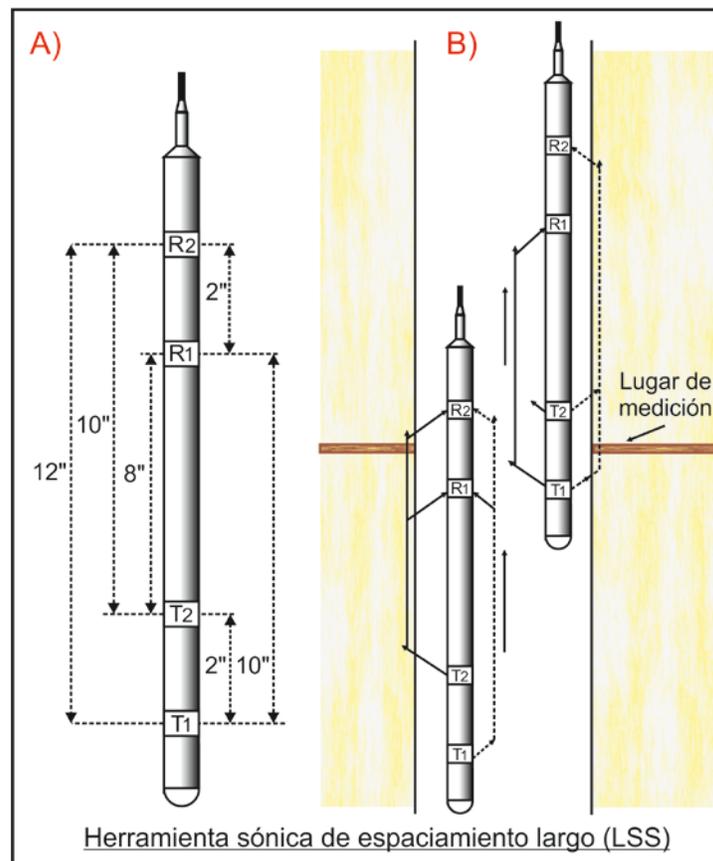


Figura 5.14 Esquema que muestra la configuración de la herramienta LSS de la compañía Schlumberger, así como la manera en que esta realiza la compensación dinámica derivada de profundidad por medio del método DDBHC. (Modificado de Rider, 2000).

Esto permite que la LSS sea una opción viable para adquirir registros sínicos en agujeros de gran tamaño, formaciones areno-arcillosas pobremente consolidadas o arcillas lentas y susceptibles a reaccionar con el lodo de perforación.

Primeramente se realiza una medición en modo "receptor", de donde se obtiene un Δt_R de la resta de los tiempos de arribo entre los 2 receptores para un pulso emitido por un transmisor común lejano (Figura 5.14a). Posteriormente cuando la herramienta se mueve hacia arriba y los transmisores quedan ahora frente a la zona de medición en donde estaban antes los receptores, se realiza una medición en modo "transmisor" obteniéndose un Δt_T de la resta de los tiempos de arribo de cada transmisor a un receptor común ubicado en la porción superior de la herramienta (Figura 5.14b). Esto implica el que la herramienta se tenga que mover razonablemente uniforme para poder asegurar una buena medición, lo cual es equivalente a medir la diferencia en tiempos de arribo entre 2 receptores frente a la zona que se quiere medir, y un transmisor común ubicado por encima de estos.

5.1.1.5.3 Herramienta de velocidad sónica de forma de onda completa (*Array-Sonic Service*)

Para finales de los años 70's y principios de los años 80's, gracias a los enormes avances tecnológicos que se comenzaron a generar de forma continua en materia de equipos de computo y la tecnología de procesamiento de las señales, fue finalmente posible el evaluar por separado los componentes adicionales de los arribos de las ondas posteriores a las ondas compresionales en forma de paquetes de energía reconocibles, especialmente la onda de cizallamiento y la onda Stoneley en las herramientas acústicas. Fue entonces que Schlumberger introdujo a principios de los 80's una nueva herramienta denominada herramienta de velocidad sónica de forma de onda completa o ASS (*Array Sonic Service*).

La herramienta se encuentra constituida por medio de 2 transmisores monopolares y 2 receptores con una disposición muy similar a la que utiliza la herramienta LSS (de 2"), pero con un espaciado entre transmisor-receptor igual al que se tiene en la herramienta BHC (de 3"). Además de los transmisores y receptores, existe también una sección por encima de estos constituida por un arreglo lineal de 8 receptores equi-espaciados cada 0.5 pies, con una apertura total de 3.5 pies, lo que permite la adquisición de un mayor muestreo de las ondas acústicas completas de las formaciones (Figura 5.15).

La herramienta ASS permitía obtener mediante técnicas convencionales de detección del primer arribo, Δt 's con espaciados de 3 y 5 pies al igual que lo realiza la BHC, así como también Δt 's de 8, 10 y 12 pies al igual que la LSS, operando a una única relativamente alta frecuencia de 10 a 15 kHz. Adicionalmente, mediante un procesamiento denominado STC o tiempo de retardo coherente, se podían obtener las velocidades compresionales de las ondas, y en ciertos casos las velocidades de las ondas transversales y las ondas Stoneley. Un rasgo particular de la herramienta ASS al igual que la LSS y la VLT, es que todas utilizan transmisores monopolares para la generación de las ondas acústicas, de tal manera que la detección de las ondas transversales u ondas S solo es

posible en formaciones rápidas. Además, para obtener la onda Stoneley era necesario aplicar un fuerte filtrado, ya que esta onda concentra su mayor energía por debajo de los 2 kHz.

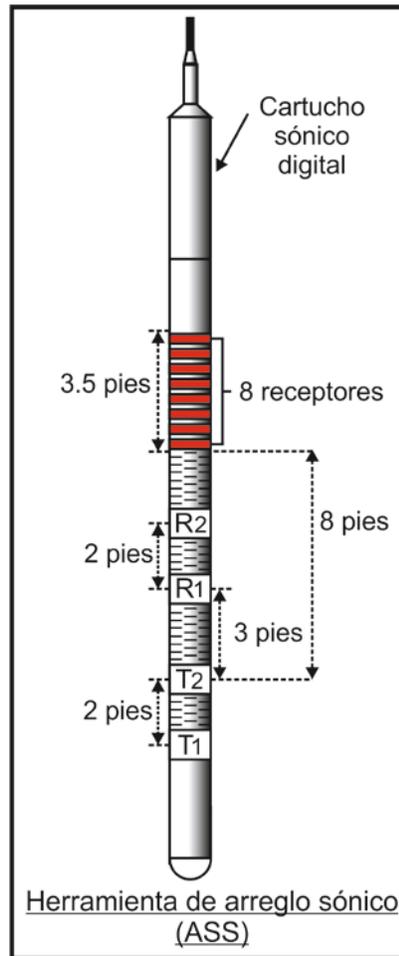


Figura 5.15 Esquema que muestra la configuración de la herramienta ASS de Schlumberger (Modificado de Schlumberger, 2008).

Fue principalmente debido a las limitantes que tenían las herramientas anteriores que surgieron a principios de la década de los 90's, una nueva generación de herramientas sónicas de porosidad conocidas como herramientas digitales de 2da. generación o herramientas multipolares. Estas nuevas herramientas tienen la capacidad de combinar mediciones monopolares y dipolares operando a frecuencias que pueden ser programables. La principal representante de este tipo de herramientas la constituye la DSI (*Dipolar Shear Sonic Imager*) o herramienta sónica dipolar generadora de imágenes que emplea fuentes de transmisión monopolares y dipolares, esto para poder medir la velocidad de cizallamiento en formaciones lentas.

5.1.1.5.4 Herramienta sónica dipolar generadora de imágenes (DSI)

Todas las herramientas anteriores a la DSI utilizan fuentes de transmisión monopolares, de tal manera que el pulso de presión emitido es de tipo omnidireccional, es decir, las ondas se

propagan en forma radial de la misma forma en todas direcciones en el agujero (Figura 5.16a). Este tipo de transmisor no permite medir la velocidad de cizalla en formaciones lentas tal y como ya se mencionó con anterioridad, en donde se cumple que Δt_s en la formación es mayor al Δt_f . En estos casos no se genera un frente de onda en el pozo correspondiente a la onda transversal, por lo que la información de la onda de cizalla no está presente en las formas de onda que llegan a los receptores de las herramientas. Debido a ello es que se comenzó a utilizar otro tipo de excitación en las herramientas digitales DST (*Digital Sonic Tools*) a principios de los 90's, tal y como son las mediciones combinadas de tipo monopolar y dipolar, esto para poder obtener la velocidad de cizallamiento y de compresión en formaciones lentas.

Fuentes de 2 puntos o polos, ubicadas en forma contigua y vibrando con una fase opuesta constituye una fuente de transmisión dipolar. Dichas fuentes pueden ser 2 transductores monopolares colocados en forma opuesta uno del otro. La onda de presión resultante es tal que resulta positiva o “empuja” de un lado del pozo mientras que resulta negativa o “jala” del lado opuesto de forma muy similar a como funciona un pistón mecánico (Figura 5.16b). Un transductor dipolar puede ser construido como una especie de “parlante” con un elemento móvil montado en membranas oscilantes alrededor de magnetos fijos. Si se le aplica una corriente alterna (AC) a las bobinas enrolladas alrededor del elemento móvil, se genera el movimiento “positivo-negativo” que es transmitido al lodo de perforación a través de las membranas, y luego a las paredes del agujero. Esto permite que las formaciones alrededor de la herramienta DSI se muevan o flexionen lateralmente, y que esta flexión se propague axialmente a lo largo del pozo (Figura 5.17).

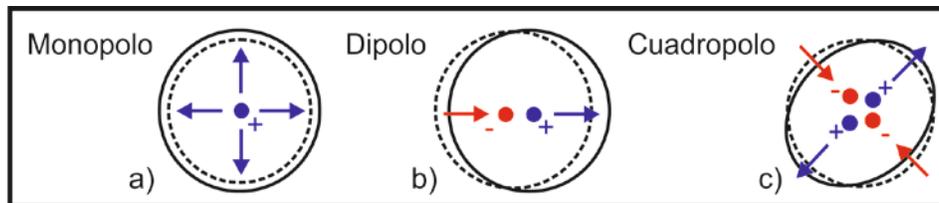


Figura 5.16 Esquema que muestra los distintos tipos de transductores que pueden ser empleados en las herramientas sónicas de porosidad (Modificado de Schlumberger, 2008).

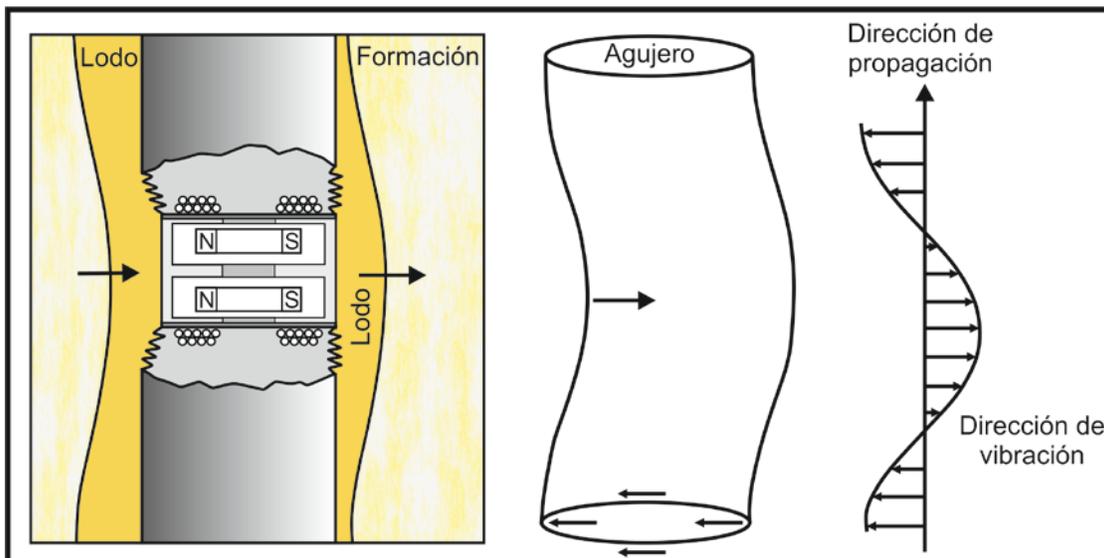


Figura 5.17 Esquema que muestra el cómo opera un transductor dipolar en la herramienta DSI así como la propagación flexional de las ondas en el agujero (Modificado de Serra, 2008).

Hoy en día muchas de las herramientas acústicas más modernas son las que se utilizan en las plataformas de registros durante la perforación LWD (*Logging While Drilling*), de las que se hablará más a detalle en el Capítulo 8. Estas emplean una fuente de 4 polos centrales, 2 en fase sobre una diagonal y 2 fuera de fase en otra diagonal, constituyendo un cuadripolo (Figura 5.16c). La configuración común de la herramienta digital DSI se basa en contar con una sección de transmisores entre los cuales se tienen un transductor monopolar piezoeléctrico y 2 transductores dipolares electrodinámicos orientados en direcciones perpendiculares entre sí.

El principio de medición con el que opera la herramienta DSI es muy similar al llevado a cabo por las herramientas acústicas convencionales. Este consta de emitir pulsos eléctricos de diferentes formas y frecuencias para producir las ondas compresionales y transversales en las formaciones a través de un pulso sónico emitido por el transductor monopolar a frecuencias que oscilan entre los 10 y 12 kHz, mientras que para producir las ondas Stoneley se utiliza un pulso sónico de baja frecuencia (de 1 kHz) para maximizar la energía de este modo. Por otro lado, los transmisores dipolares de la DSI operan igualmente a bajas frecuencias de 2 kHz para excitar las ondas flexurales.

Ambos tipos de transmisores (monopolar y dipolares) pueden operar a frecuencias incluso aun más bajas que las normales en caso de formaciones extremadamente lentas, esto para poder obtener la velocidad de cizallamiento.

La sección que aloja a los receptores de la herramienta DSI tiene un arreglo de 8 receptores espaciados 6" entre sí, separados a 9" del transmisor monopolar y a 11.5" de los transductores dipolares. De esta manera se pueden registrar 8 formas de onda utilizando 4 modos básicos de operación que son:

- Dipolo inferior.
- Dipolo superior.
- Modo monopolar de baja frecuencia (Stoneley) y
- Modo monopolar de frecuencia normal (Compresional y transversal).

Para cada modo la señal de los 8 receptores es ajustada en amplitud con un control automático de ganancia (AGC, *Automatic Gain Control*) y se digitaliza en la sonda antes de ser transmitidas a superficie. También es posible registrar un modo especial con los dipolos grabando las formas de onda recibidas tanto en los receptores en línea como los cruzados para cada dipolo. Este modalidad se denomina BCR (*Both Cross Receivers*) y comúnmente puede ser empleada para la evaluación de anisotropía al ser adquiridas un total de 32 formas de onda por medio de 4 disparos (2 para cada transmisor dipolar). Normalmente antes de efectuar la evaluación del tiempo de tránsito interválico de todos los trenes de ondas adquiridas, se emplean filtros "pasabanda" que permiten realzar la señal dentro de todo el tren de ondas, esto para reducir el ruido y los arribos no deseados.

5.1.1.5.4.1 Evaluación del tiempo de tránsito coherente

La evaluación del tiempo de tránsito interválico o tiempo de tránsito coherente es un método que fue propuesto originalmente por la compañía Schlumberger para la evaluación de los tiempos de llegada de las ondas acústicas. Dichos tiempos en las formas de onda se incrementan al incrementar la distancia que existe entre transmisores-receptores para las distintas herramientas sónicas de porosidad abarcadas en este capítulo. La pendiente de una línea dibujada sobre el arribo de una misma componente de onda (ya sean las ondas compresionales, las ondas de cizalla o las ondas Stoneley), representa en cada una de estas un cociente entre el tiempo y la distancia que puede ser expresado en $\mu\text{seg}/\text{ft}$. Ésta pendiente denominada *move-out*, representa el tiempo de tránsito interválico (o retardo) de la componente sobre el intervalo cubierto por el arreglo de receptores.

Esta técnica de procesamiento denominada STC (*Slowness Time Coherence*) está basada en el algoritmo de semblanza, que se encarga de encontrar estas pendientes o velocidades en forma automática, buscando componentes coherentes al ir barriendo todas las pendientes posibles en el arreglo de forma de ondas. Para ello, a cada profundidad se posiciona una ventana que se va moviendo linealmente en el tiempo a través de los trenes de ondas, valorando su pendiente.

El movimiento de dicha ventana comienza siempre con el movimiento de las ondas más rápidas correspondientes a las ondas compresionales, hasta llegar a las ondas más lentas correspondientes a las ondas Stoneley. Cuando la ventana de tiempo y su movimiento se alinean con los correspondientes tiempos de arribos o retardos de algún componente de la onda en particular sobre el intervalo cubierto, permite que se pueda obtener una coherencia o semblanza con un alto grado (Figura 5.18). Una vez que se barrieron todas las pendientes para una determinada posición en tiempo, se desplaza la ventana a otro tiempo y se repite el procedimiento.

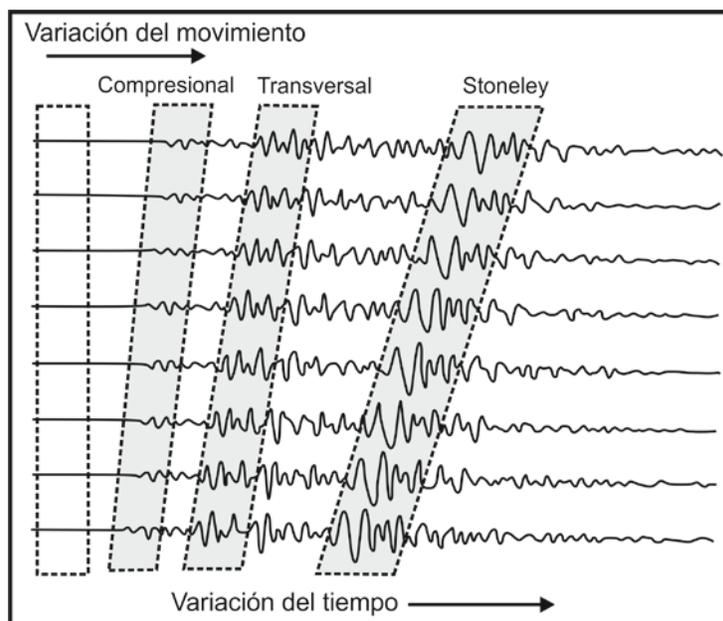


Figura 5.18 Esquema que representa el funcionamiento del algoritmo de semblanza para la evaluación del tiempo de tránsito interválico (STC).

La forma más común de poder representar los valores de coherencia obtenidos de las ventanas de tiempo a una determinada profundidad es por medio de los gráficos de contorno, que es una gráfica en donde cada punto representa el valor de coherencia para un determinado tiempo de arribo y pendiente, en donde los máximos de coherencia se alinean manteniendo cierta continuidad en función de la profundidad, que pueden ser identificados como la componente compresional y la componente de cizalla de la formación. El último paso para obtener la curva continua del tiempo de tránsito compresional (Δt_c) o del tiempo de tránsito transversal (Δt_s) en función de la profundidad, es unir los máximos de coherencia obtenidos con una línea mediante un proceso denominado *Labelling*.

5.1.1.5.4.2 Aplicaciones de la herramienta DSI

Entre las principales aplicaciones que tiene la herramienta DSI, aparte de los usos tradicionales que tienen los datos compresionales tal y como lo hacen las herramientas sínicas de porosidad convencionales, destacan:

- Análisis de propiedades mecánicas: análisis de la estabilidad de pozo, análisis de estabilidad de disparos y arenamiento, así como diseño de fracturas hidráulicas.
- Evaluación de las formaciones: detección de intervalos con gas, detección y evaluación de fracturas naturales e indicación cuantitativa de la permeabilidad.
- Interpretaciones geofísicas: sismogramas sintéticos de onda P y S, diseño de VSP (*Vertical Seismic Profiling*) y calibración de modelos para análisis AVO (*Amplitude Variation with Offset*).
- Análisis de anisotropía de onda S: combinando la información de anisotropía con otros datos petrofísicos, geológicos y de ingeniería de yacimientos, es posible desarrollar una gran variedad de aplicaciones con dicha información en aspectos como: diseño de disparos orientados, optimización de la distribución de pozos en un campo, detección de zonas fracturadas en agujero descubierto o bien a través de la tubería de revestimiento, así como la determinación de la trayectoria más estable en pozos que se estén llevando a cabo con un gran ángulo de desviación, o bien, en pozos horizontales. Esta última aplicación es de gran importancia dentro de los registros LWD.

5.1.1.5 Escaner sónico (*Sonic Scanner*)

La herramienta de escáner sónico o *Sonic Scanner* es una de las herramientas acústicas de porosidad más nuevas con las que cuenta la compañía Schlumberger para la evaluación del tiempo de tránsito de las formaciones (tanto la evaluación de la onda de cizalla como la onda transversal). Esta herramienta tiene la gran particularidad de utilizar fuentes acústicas dipolares, así como también mediciones acústicas utilizando fuentes monopolares, de manera que se pueden realizar mediciones tipo radial, azimutal y axial del agujero, esto para probar el tiempo de tránsito tanto en las cercanías del pozo, como en zonas más adentro de la formación, con una profundidad de investigación de aproximadamente 3 veces el tamaño que tenga el agujero en donde se esté

tomando el registro. Entre las principales aplicaciones que tiene la herramienta de escáner sónico en la evaluación de las formaciones a profundidad, se tienen las siguientes:

- Geofísicas: mejora el análisis sísmico en 3D.
- Geomecánicas: analiza la mecánica de la roca, determina la presión de poro, evalúa la ubicación y estabilidad del pozo.
- Caracterización del reservorio: identifica zonas gasíferas, mide la movilidad, identifica fracturas abiertas, maximiza la perforación selectiva para el control de arena, optimiza el fracturamiento hidráulica.
- Integridad del pozo: evalúa la calidad de la cementación.

5.1.2 Presentación de los registros sísmicos de porosidad

Las velocidades sísmicas en las litologías comunes de las formaciones varían comúnmente entre los 6,000 y 23,000 pies/seg, o bien entre 1,800 a 7,000 m/seg. Sin embargo, para evitar fracciones decimales pequeñas es muy común que dicho valor se convierta al inverso de la velocidad en microsegundos por pie ($\mu\text{seg}/\text{ft}$), donde 1 microsegundos equivale a 1×10^{-6} segundos. Dicho valor es a lo que se le conoce como tiempo de tránsito y se simboliza como Δt en los registros, cuya escala de representación común va de los 40 μseg a los 140 μseg en los registros sísmicos de porosidad (Figuras 5.19 y 5.20).

La curva del tiempo de tránsito Δt y la curva de porosidad (\emptyset) por lo general son graficadas de forma lineal en las columnas 2 y 3 del registro si este se adquiere de forma aislada, mientras que en la primera columna del registro es muy común tener siempre una curva calliper y un rayos gamma. En ocasiones es posible tener un SP en lugar de un rayos gamma, pero debido a que el metal con el que se encuentra construida la herramienta se encuentra muy cerca del electrodo del SP, dichos valores solo pueden ser de utilidad para obtener correlaciones mas no para representar una respuesta confiable de las formaciones.

Es común que los registros de porosidad no se tomen de forma aislada, sino que son combinados casi siempre juntos con las respuestas de resistividad de las herramientas eléctricas, y pueden combinarse del mismo modo con la gran mayoría de las herramientas de registros que existen tales como las herramientas de densidad, de neutrones, rayos gamma espectral, SP, etc. de tal manera que el tiempo de tránsito de las formaciones obtenido por medio de las herramientas acústicas irá graficado linealmente casi siempre en la tercera columna de los registros. Junto con esto, un tiempo de tránsito integrado (*Integrated Transit Time* TTI) es registrado simultáneamente en los registros sísmicos de porosidad sobre la escala vertical representativa de la profundidad en escala de milisegundos. Este es un indicador de un aumento de 1 milisegundo de tiempo de tránsito total mediante una serie de marcas (*pips*), por lo que para poder obtener el Δt entre 2 profundidades solo se necesita contar las marcas.

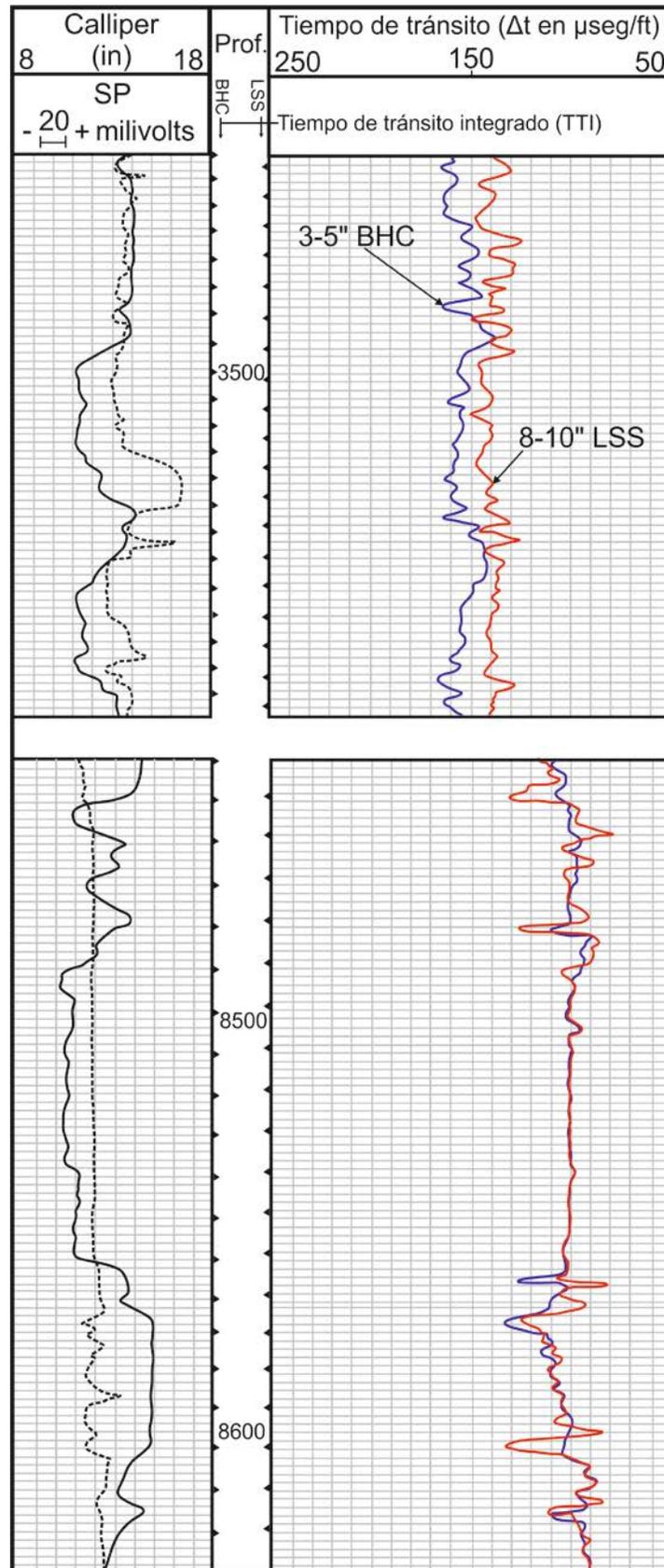


Figura 5.19 Ejemplo de un registro sónico de porosidad donde se comparan las respuestas del tiempo de tránsito obtenido por medio de una herramienta BHC con un espaciamiento de 3 a 5" y una LSS con un espaciamiento de 8 a 10" en una secuencia de arenas/lutitas en un pozo en Lousiana en el Golfo de México (Modificado de Bassiouni, 1994).

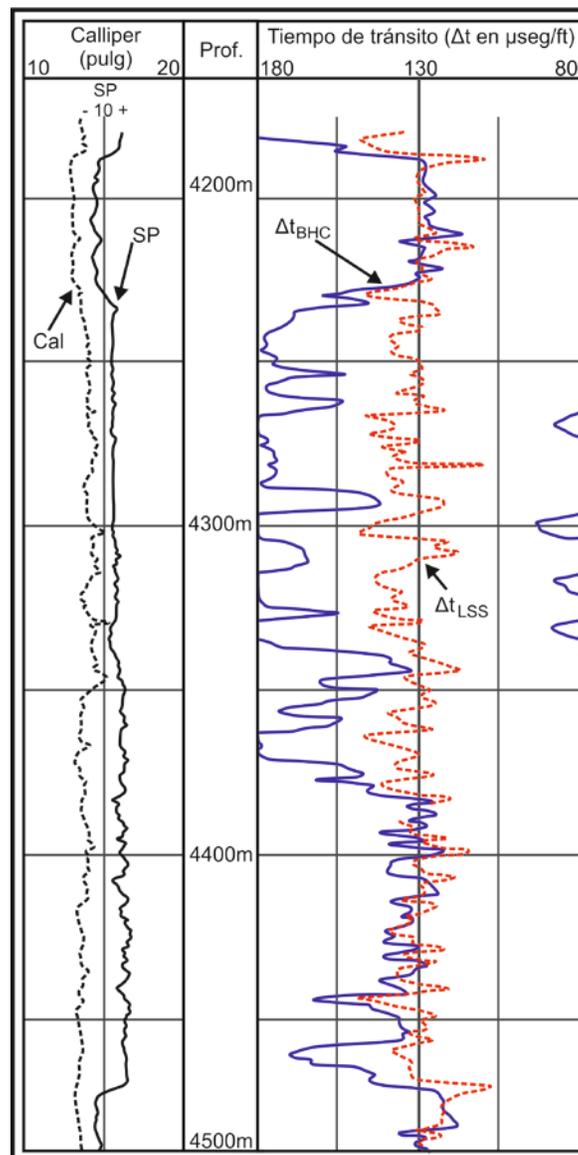


Figura 5.20 Ejemplo de un registro sónico de porosidad donde se comparan las respuestas del tiempo de tránsito obtenido por medio de una herramienta BHC y una LSS para la detección de zonas arcillosas alteradas (Modificado de Bassiouni, 1994).

5.1.3 Correcciones a los registros sónicos

En cuanto a las correcciones que se le realizan a las mediciones de Δt obtenido por medio de las herramientas acústicas, destacan principalmente la corrección por compactación, la corrección por efecto de lutitas y la corrección por efecto de hidrocarburos.

- Corrección por compactación: la corrección por compactación es un caso particular de aquellos intervalos que se encuentran constituidos de arenas no consolidadas y mal compactadas (formaciones someras), así como formaciones que muestren presiones anormales. Generalmente se asume que las propiedades elásticas de las rocas son independientes de la compactación cuando la presión de las capas superpuestas y la del

fluido en la formación son menores al rango de los 4,000 a 5,000 psi. Si la roca se encuentra a presiones menores, el valor del tiempo de tránsito aparente medido por medio de la Ecuación 5.4 de Wyllie puede presentar valores de porosidad muy altos, más que lo esperado por la falta de compactación. Debido a esta falta de compactación en las arenas, se utiliza un factor de corrección por compactación en las lutitas adyacentes cuando estas arrojan valores de Δt mayores a los 100 $\mu\text{seg}/\text{ft}$, tal como se mostró en la Ecuación 5.5 de Wyllie.

- Corrección por contenido de lutita: el efecto que tienen las lutitas sobre el registro sónico depende principalmente de cómo se encuentren éstas distribuidas en las arenas. Si la distribución corresponde a secuencias laminadas alternas de arenas y lutitas, las propiedades totales de la arena lutítica serán proporcionales al contenido de arena limpia y de la lutita. Si la lutita se encuentra dispersa en toda la arena, su comportamiento sobre el registro sónico es muy similar al de un líquido, de tal forma que el valor aparente del tiempo de tránsito de la lutita dispersa en la arena (Δt_{sh}), será más alto que el de la capa gruesa de lutita adyacente a la arena arcillosa. Algunos autores sugieren la siguiente Ecuación 5.13 para obtener la porosidad corregida por efecto de lutita.

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_m - \Delta t_{ma}} * \frac{1}{2 - \alpha} \quad ; \quad \alpha = \frac{PSP}{(1 - V_{sh})} \quad \text{Ecuación 5.13}$$

Donde:

PSP = potencial pseudo estático de la formación que es básicamente el valor de SP reducido por la arcilla en una zona arcillosa.

V_{sh} = volumen de arcilla que puede ser obtenido mediante la curva del registro de rayos gamma.

α = representa la relación existente entre el PSP (o potencial estático) y la arcillosidad de la formación, de tal manera que se utiliza como indicador de arcillosidad

- Corrección por contenido de hidrocarburos:

Si la arena es limpia, contiene hidrocarburos y la invasión del filtrado del lodo no es muy profunda, los tiempos de tránsito pueden resultar muy altos, y por lo tanto, también la porosidad calculada mediante la Ecuación 5.4 después de haber corregido por efecto de compactación, ya que esta ecuación solo supone que el fluido en los poros de la roca es agua. La presencia de hidrocarburos solo tiene efecto en el tiempo de tránsito cuando estas no se encuentran compactadas, es decir, cuando $B_{cp} > 1$. En el caso de presencia de gas, se aplica un factor de corrección de 0.5 a 0.7, y de 0.8 a 0.9 si las arenas contienen aceite, a los valores previamente corregidos por compactación.

En el caso de arenas arcillosas con contenido de hidrocarburos, la Ecuación 5.13 tiende a corregir tanto por contenido de lutita como por contenido de hidrocarburos, ya que la presencia de hidrocarburos en los intervalos arcillosos tiende a reducir el valor del PSP o potencial estático (Capítulo 3.1), y por lo tanto el de valor de α .

5.1.3.1 Factores que afectan las mediciones de las herramientas acústicas

La medición del tiempo de tránsito y la amplitud de las ondas acústicas efectuadas por las herramientas sónicas de porosidad se encuentran comúnmente regidas por numeroso parámetros geológicos y ambientales, de tal manera que se puede decir que Δt está en función de la litología que compone a la roca, su textura, su estructura, los fluidos que pueda albergar, así como factores ambientales tales como tipo de lodo, tamaño del agujero, efectos de invasión y alteraciones que puedan tener las formaciones.

5.1.3.1.1 Características de las formaciones y el tipo de fluido que puedan albergar

Dentro de los factores formacionales que pueden llegar a afectar las mediciones de los registros sónicos, destacan la matriz de la roca, la textura, la porosidad y el tipo de fluido que puedan albergar, así como la presión y la temperatura. La velocidad del sonido en las formaciones depende en gran medida del tipo de minerales que constituyan a las rocas sedimentarias (su matriz), cuyo efecto se encuentra determinado por la densidad y los parámetros elásticos de los minerales (Figura 5.21). Estos parámetros no son siempre del todo bien conocidos, sin embargo, existen ciertos tipos de minerales para los cuales su tiempo de tránsito ya es bien conocido desde hace varias décadas (Tabla 5.1), especialmente aquellos que son formadores de roca tales como la dolomita y la calcita. La manera en que se encuentren distribuidos dichos minerales también es de importancia, pudiendo estar en forma dispersa o bien en forma laminada.

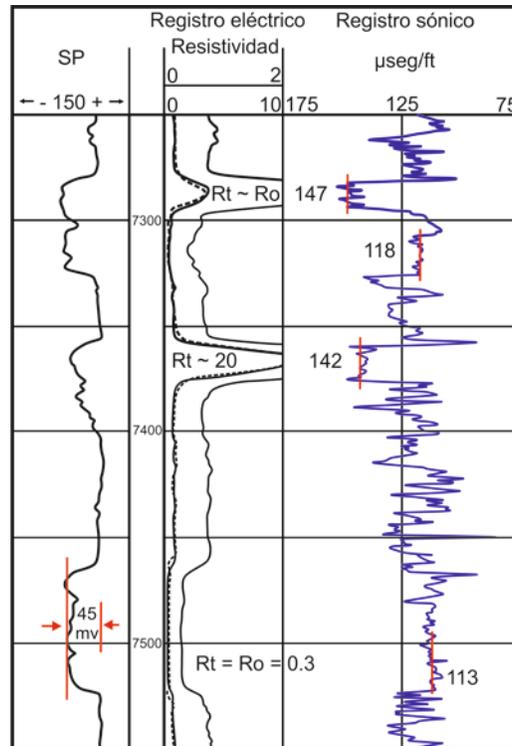


Figura 5.21 Ejemplo de un registro sónico de porosidad adquirido en una secuencia de areniscas-lutitas junto con las respuestas resistivas realizadas por herramienta eléctrica, así como un potencial natural junto con el registro sónico. En este registro se observan 3 intervalos relativamente limpios de arenas con contenido de agua en su porción inferior y con contenidos de gas en las secciones superiores. (Modificado de Bassiouni, 1994).

Por otro lado, la porosidad es uno de los parámetros más importantes que pueden ser medidos por los registros sínicos, el cual depende principalmente de la distribución que tengan los granos en las rocas tal como se vió en el Capítulo 2 por medio de los arreglos de Fraser y Graton (1935). A mayor porosidad la velocidad del sonido en las rocas tiende a ser más corta, es decir, su Δt es más largo, y si la formación llega a tener contenido de fluido ya sea aceite o gas, la velocidad se reduce aún más al menos a cierta profundidad. Por otro lado, en el caso de formaciones con contenido de agua, la velocidad de las ondas acústicas dependen en mayor o menor medida de la salinidad del agua de formación, la temperatura y la presión a la que están sometidos. A mayor salinidad, las velocidades son mayores, es decir, Δt es más corto (Figura 5.21).

5.1.3.1.2 Textura de las rocas

La forma en que se encuentren acomodados los granos en las formaciones y la porosidad que estos permitan albergar, influyen en la velocidad con la que se propagan las ondas acústicas en el agujero. Su tamaño, forma y distribución (pudiendo ser fracturas, vórgulos y cavidades) conlleva a la idea de anisotropía en las velocidades acústicas si ésta se mide tanto horizontal como verticalmente, lo que afecta por ende el tiempo de tránsito.

En formaciones de baja porosidad, los granos de las formaciones se encuentran más unidos unos con otros, lo que significa que los poros se encuentran distribuidos uniformemente, de tal manera que la matriz constituye una fase continua, lo cual permite notar como lógico el que las primeras ondas en arribar a los receptores son por ende las más rápidas (las ondas P) viajando a través de la matriz y no a través de los poros. Del mismo modo si los granos se encuentran en suspensión en arenas con altas porosidades o en arcillas pobremente compactadas, la fase continua la constituye ahora el fluido que albergue, por lo que el tiempo de tránsito medido corresponderá a la velocidad de dicho fluido. Por otro lado si existe la presencia de microfisuras, fracturamientos o cavernas ya sean naturales o inducidas por el lodo de perforación, igualmente se reduce la velocidad de las ondas acústicas, o en otras palabras, el tiempo de tránsito se incrementa.

5.1.3.2 Factores ambientales que afectan las mediciones de Δt

El tamaño que tenga el agujero y el tipo de fluido que se esté utilizando en éste puede afectar las mediciones de las velocidades acústicas en las herramientas sínicas de porosidad. Si el diámetro que tiene el agujero es constante y no es muy grande, su efecto en la señal produce una atenuación normal de la onda elástica. En cambio que si el tamaño del agujero perforado es muy grande, puede llegar a afectar considerablemente las mediciones, produciendo saltos de ciclo en la respuesta de la herramienta. Si el lodo de perforación utilizado contiene una cantidad considerable de sólidos en suspensión, se produce una dispersión de la energía acústica que se traduce en un menor acoplamiento acústico lodo-formación. Si el lodo se encuentra cortado con gas o se le han agregado aditivos contra pérdida de circulación, la atenuación acústica puede ser muy grande y las mediciones del tiempo de tránsito pueden ser no del todo confiables o se pueden presentar igualmente saltos de ciclo muy frecuentes.

- Saltos de ciclo (*cycle skipping*): este efecto se presenta con frecuencia en pozos que tengan diámetros muy grandes, formaciones pobremente consolidadas, presencia de fracturamientos naturales o inducidos en las formaciones por efecto del lodo de perforación, saturación de gas o aceite en los intervalos, lodos de perforación aireados, etc. donde el fenómeno típico que se genera es una fuerte atenuación de la intensidad de la onda, lo que dificulta su detección en algunos detectores (pueden ser en uno o ambos detectores), incrementándose con ello abruptamente el tiempo de tránsito al perderse ciclos de onda.

5.1.4 Aplicaciones de los registros sónicos de porosidad

Los registros sónicos de porosidad son unos de los registros más importantes dentro de la gran gama de herramientas de registros geofísicos de pozos que existen, esto debido a las múltiples aplicaciones que tienen tanto en el aspecto geológico y petrofísico de las formaciones. Estas se pueden realizar de manera cualitativa, o bien, cuantitativamente, de tal manera que se puede desglosar en todas las siguientes:

5.1.4.1 Aplicaciones geológicas

- Determinación del tipo de litología.
- Estudios de compactación:
 - Maduración de la materia orgánica.
 - Profundidad máxima de enterramiento.
- Detección de fracturas.
- Determinación de la porosidad primaria y la porosidad secundaria de las formaciones.
- Análisis sedimentológicos.
- Evaluación del espesor de las formaciones.

5.1.4.1 Aplicaciones petrofísicas

- Detección de gas y aceite.
- Cambios en la viscosidad del aceite.
- Localización de los yacimientos.
- Medición de la velocidad compresional y la velocidad de cizalla de las formaciones.
- Determinación de los módulos elásticos (las dimensiones de fractura hidráulica).
- Análisis de arenas.
- Estabilidad del agujero.
- Evaluación de la calidad de la cementación.
- Correlaciones entre pozos:
 - Calibración de secciones sísmicas.
 - Sismogramas sintéticos.

A pesar que desde finales de los años 30's ya se tenía un conocimiento bastante formal sobre las propiedades radiactivas de las arcillas en las formaciones sedimentarias, siendo éstas en un principio empleadas principalmente para las mediciones de rayos gamma de las formaciones, no fue sino hasta principios de los 50's que se pudo desarrollar formalmente otra herramienta que permitiera "inferir" la porosidad de las formaciones utilizando el fenómeno físico de la dispersión y absorción de los rayos gamma. A esta nueva herramienta se le llamo FDL (*Formation Density Log*) o herramienta de porosidad-densidad, aunque en ocasiones es denominada como herramienta gamma-gamma por la manera en la que opera. Es importante resaltar que la herramienta de densidad es un registro de tipo radiactivo que depende directamente de la porosidad de la formación, pudiendo a su vez obtener la densidad total de la roca, y utilizada en combinación junto con otros registros geofísicos de pozos, permite localizar y determinar zonas que tengan algún contenido de hidrocarburos y zonas productoras de gas en combinación con el registro de neutrón compensado (CNT, *Compensated Neutron Tool*), cálculos de presión de sobrecarga, medición de las propiedades mecánicas de las rocas, así como evaluaciones cuantitativas de porosidad de las arenas arcillosas.

En el caso de la herramienta LDT (*Lithodensity Tool*) o herramienta de litodensidad de las formaciones, su funcionamiento se basa en la identificación litológica de las formaciones a través de la medición del índice de absorción fotoeléctrica (P_e), ya que dicho parámetro es altamente dependiente y sensible al tipo de litología y los minerales que se encuentran constituyendo a las rocas. Dicho método consiste en la cuantificación de la capacidad del material existente en la formación de absorber radiación electromagnética mediante el mecanismo de absorción por efecto fotoeléctrico (dicho mecanismo se explicó previamente en el subcapítulo 3.2).

El efecto fotoeléctrico es resultado de la interacción que existe entre electrones, por lo que su intensidad estará dada en función del número de electrones existentes por unidad de volumen de roca en las formaciones. Este parámetro es una función directa del número atómico promedio de la formación (Z), por lo que poco dependerá de la porosidad y del fluido en los poros de la roca.

5.2.1 Principio de medición

El principio de medición con el cual funcionan todas las herramientas de densidad y litodensidad se basa en la emisión de rayos gamma a las formaciones utilizando una fuente radiactiva emisora de rayos gamma, pudiendo ser esta una fuente de Cobalto (^{60}Co) o bien puede ser de Cesio (^{137}Cs), así como la incorporación de 2 o más detectores de rayos gamma en las herramientas, montados a diferentes distancias de la fuente radiactiva. En las herramientas de porosidad densidad y litodensidad de las formaciones es más frecuente la utilización de la fuente radiactiva de Cesio (^{137}Cs) a diferencia de una fuente radiactiva de Cobalto (^{60}Co) por la gran estabilidad con la que cuenta el Cesio, ya que este elemento radiactivo decae con una vida media de 30 años y permite además emitir rayos gamma con una energía de 0.66 MeV. Una fuente radiactiva de Cobalto (^{60}Co) en cambio, decae con una vida media de 5.2 años y emite rayos gamma con una energía que oscila entre los 1.17 a los 1.33 MeV.

Los rayos gamma, tal como se mencionó en el subcapítulo 3.2 de esta tesis, son considerados como impulsos de ondas electromagnéticas de altas velocidades emitidas por las fuentes radiactivas, que colisionan con los electrones de las formaciones en 3 distintos mecanismos de absorción, dependiendo en gran medida de la energía incidente de los rayos gamma. Estos rayos gamma también denominados fotones, son ondas emitidas hacia las formaciones por medio de las fuentes radiactivas como ondas de mediana energía de forma constante. Los rayos gamma colisionan con los electrones del material de la formación a través del cual tratan de pasar, por lo que en cada choque con la materia, los rayos gamma ceden parte de su energía en forma de energía cinética, cambian de dirección por efecto Compton y continúa su trayectoria con menor energía. Dado el nivel de energía con el que son emitidos dichas ondas (normalmente por encima de los 200 KeV y debajo de los 2 MeV en las herramientas de densidad), a este tipo de interacción se le conoce como efecto Compton de dispersión.

El efecto Compton es uno de los 3 mecanismos de absorción de rayos gamma que se pueden presentar en las formaciones, y éste permite en las herramientas de densidad, realizar la medición de la densidad total de las formaciones, la cual es función de la densidad del material que constituye la matriz de la roca, de su porosidad y de la densidad de los fluidos que se encuentren contenidos en las rocas ya que dicho fenómeno de colisión elástica es sensible a la densidad de los electrones contenidos en las formaciones después de haber sufrido varias dispersiones (atenuaciones) por efecto Compton (Figura 5.22). Los rayos gamma dispersos por efecto Compton regresan a la herramienta en donde son medidos (contados) por medio de los 2 detectores que son comúnmente detectores de centelleo, y ya que el conteo obtenido para cierto nivel de energía es función del número de electrones por unidad de volumen de roca en cm^3 (su densidad electrónica, ρ_e en electrones/ cm^3), este puede ser directamente relacionado con la densidad real del material (ρ_b) existente entre la fuente y los detectores en gr/cm^3 .

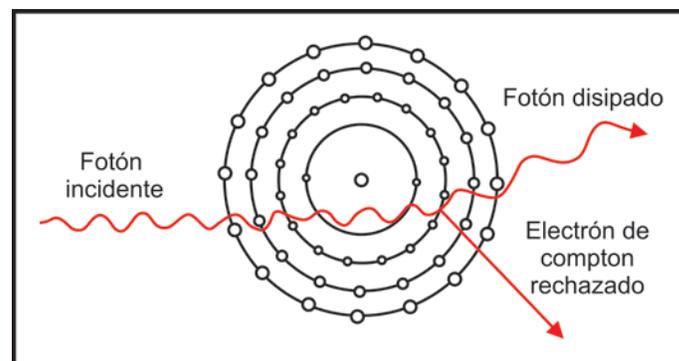


Figura 5.22.- Esquema que representa el efecto Compton.

De acuerdo con esto, la densidad de los electrones se encuentra relacionada con el volumen de densidad real o total de la roca, que a su vez depende de la densidad de los minerales que constituyen la matriz de la roca, la porosidad de la formación y la densidad de los fluidos que se encuentren en los poros. Cuando los rayos gamma llegan a los detector, han sufrido ya un cierto número de colisiones y cambios de dirección, es decir, mientras mayor sea la densidad del material que se tenga en la(s) formación(es), mayor será la probabilidad de que los rayos gamma

colisionen, pierdan energía (sean atenuados por efecto Compton) o sean absorbidos por efecto fotoeléctrico. De acuerdo con esto, solo una pequeña parte de la energía inicial de las ondas incidentes regresará a los detectores de la herramienta. En formaciones cuya densidad es baja por otro lado, la intensidad de la energía que regresa a los detectores es mayor. De esta manera se puede decir que la intensidad de los rayos gamma contados por los detectores de centelleo será inversamente proporcional a la densidad real de la formación. Cabe resaltar que debido al nivel de energía con el que trabajan todas las herramientas de densidad y litodensidad (entre los 0.2 y los 2 MeV), el mecanismo de absorción de rayos gamma por producción de pares se encuentra ausente en las mediciones obtenidas por las herramientas.

5.2.1.1 Herramientas de densidad

No fue sino hasta principios de los años 60's que se reconoció y aceptó finalmente al registro de densidad como una herramienta que permitiera obtener la porosidad de las formaciones directamente a partir de la densidad total de las rocas. El registro de porosidad-densidad se obtiene comúnmente a través de una herramienta que contiene un dispositivo muy similar a un patín en el que van alojadas la fuente radiactiva y los detectores de rayos gamma, éstos últimos colocados a cierta distancia de la fuente. Debido a esto se puede decir que el registro de densidad es de los registros de porosidad llamados de pared, ya el dispositivo radiactivo que emite los rayos gamma junto con los detectores, se encuentran instalados sobre un patín en la herramienta, el cual siempre va presionado contra la pared del agujero por medio de un brazo mecánico-hidráulico para mantener siempre pegada la herramienta a la formación, además de que la herramienta tiene la gran ventaja de poder correrse tanto en agujeros llenos de fluido de perforación, o en agujeros que estén vacíos (lodos aireados).

Esto permite que los rayos gamma que son emitidos por medio la fuente radiactiva, penetren directamente en las formaciones, algunos siendo absorbidos por las formaciones, otros dispersándose por efecto Compton lejos de los receptores, y otros después de haber sufrido dispersiones, regresan a la herramienta con energías que varían entre los 0.2 a los 0.6 MeV en donde son contados por los detectores (Figura 5.23). La respuesta que se obtiene de la herramienta es utilizada principalmente para la determinación de la porosidad de las formaciones cuando se conoce la densidad de la matriz y la densidad de los fluidos.

La primera herramienta de densidad que fue utilizada comercialmente se encontraba constituida por 1 fuente radiactiva de rayos gamma de Cesio o Cobalto y 1 solo detector de rayos gamma tal como se ilustra en la Figura 5.23. Sin embargo, dicha configuración era sensible a obtener conteos erróneos de los rayos gamma que llegaban a los detectores, especialmente en las formaciones sedimentarias permeables por efecto del espesor del enjarre, densidad del lodo y diámetro del agujero. Este último efecto no podía determinarse con exactitud como consecuencia de la formación del mismo enjarre. Esto ocurría ya que el enjarre que se forma en ellas es generalmente de una densidad considerablemente diferente a la densidad verdadera de las formaciones, por lo que los rayos gamma al atravesar ambos medios, obtenía valores de densidad intermedios entre

ambas fases, lo que llevaba a la necesidad de corregir por tales efectos. Sin embargo, las correcciones realizadas no siempre brindaban veracidad a la mediciones debido a las incertidumbres que se tenían en cuanto al espesor y composición del enjarre, además de que la interpretación de los datos obtenidos era muy complicada por la necesidad de convertir manualmente los conteos obtenidos a respuestas de densidad. Fue debido a todas estas limitantes que se desarrolló a mitades de los años 60's una nueva herramienta de densidad, la cual cuenta ahora con 2 detectores de rayos gamma, y a la que se le conoce como FDC (*Formation Density Compesated*) o registro de densidad compensada.

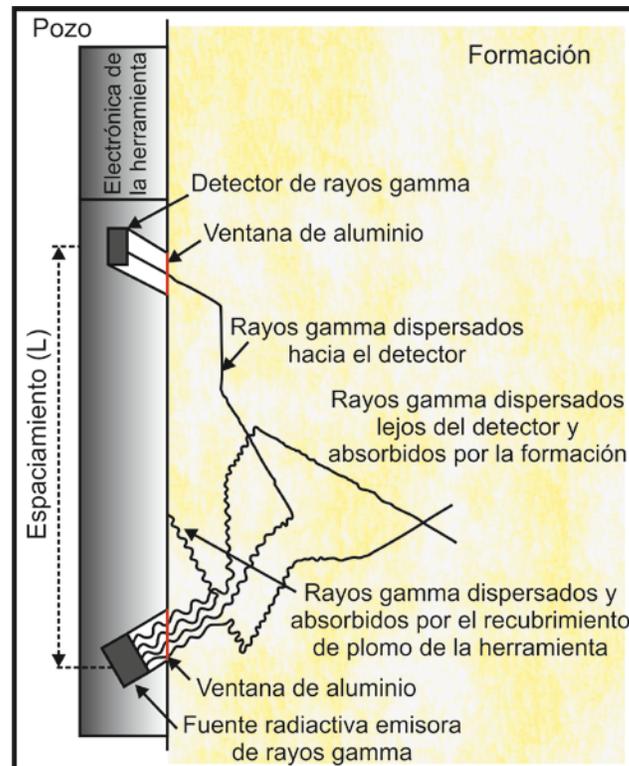


Figura 5.23.- Esquema que representa el principio de medición con el que operan las herramientas de densidad, tomando como ejemplo la herramienta que consta de 1 fuente radiactiva y 1 detector de rayos gamma (Modificado de Bassiouni, 1994).

5.2.1.1.1 Herramienta de densidad compensada (FDC, *Formation Density Compesated*)

Fue en 1964 que surgió una nueva herramienta diseñada por parte de la compañía Schlumberger para la medición de la porosidad de las formaciones en función de su densidad. Antes de ello, la determinación insitu de la porosidad no era del todo posible debido a que las lecturas obtenidas en las primeras herramientas eran afectadas por factores ambientales, y por lo tanto, tenían que ser corregidas, algo que no siempre se lograba de forma confiable. Fue entonces cuando Schlumberger desarrolló una nueva herramienta de densidad denominada FDC o herramienta de densidad compensada. La herramienta FDC a diferencia de su antecesora, se encuentra constituida por 2 detectores de rayos gamma, de tal manera dicha configuración le permite

compensar las lecturas por efecto del enjarre, y en menor medida por irregularidades que se puedan generar en el diámetro del agujero.

El principio de medición que utiliza es básicamente el mismo con el que funciona la herramienta que cuenta con un solo detector, pero lo que distingue a la FDC de su antecesora es el uso de los 2 detectores de rayos gamma, con lo que se logra corregir automáticamente por diámetro de pozo y por densidad del lodo de perforación (tipo de lodo), lo que además permite poder obtener directamente en el registro, prácticamente la densidad verdadera de las formaciones (ρ_b). Por otro lado, el patín con los sensores se mantiene presionado a la pared de pozo por medio del brazo mecánico-hidráulico, el cual tiene una geometría tal que cuando la herramienta se está corriendo a lo largo del pozo, va cortando el enjarre, logrando con ello el tener un mejor contacto con las formaciones, y a su vez, obtener simultáneamente un registro calliper del pozo.

En la herramienta FDC la fuente emisora se localiza en la porción inferior de la herramienta, mientras que en su porción superior se localizan los detectores de rayos gamma, estos colocados a cierta distancia de la fuente. El detector más cercano, por su proximidad a la fuente radiactiva, es particularmente más sensible a la influencia del enjarre y a las irregularidades que puedan existir en el agujero, midiendo así los rayos gamma que chocan con el enjarre. El detector más alejado por otro lado, se localiza a la misma distancia que tenía el detector en la herramienta antecesora, por lo que su respuesta es prácticamente la misma, es decir, cuenta los rayos gamma que son atenuados con la formación sin realizar una compensación por los efectos ambientales descritos con anterioridad (Figura 5.24). Esto da como resultado que la combinación de las señales de ambos detectores generen una corrección ($\Delta\rho_b$) en función de la diferencia de las 2 densidades medidas, la cual se suma algebraicamente a la señal de densidad no compensada del detector más alejado (Ecuaciones 5.14 y 5.15), pudiendo así obtener la densidad verdadera de la formación (ρ_b).

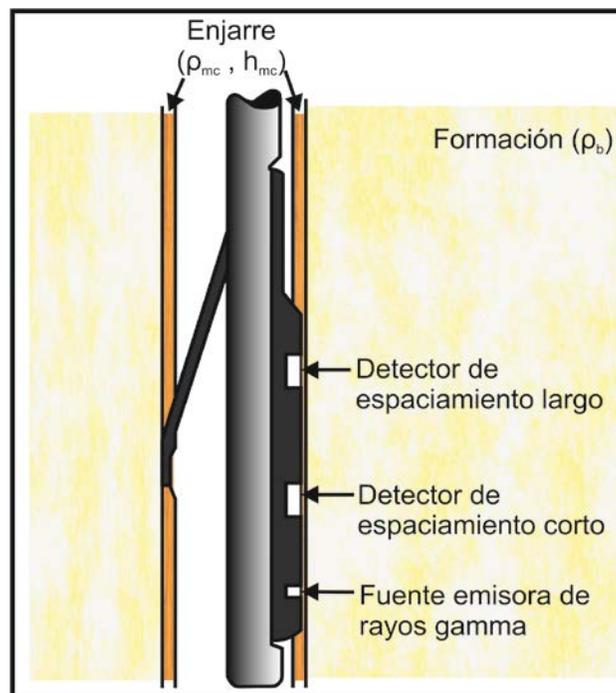


Figura 5.24.- Esquema que representa el diseño de la herramienta de densidad compensada (FDC) de la compañía Schlumberger (Modificado de Bassiouni, 1994).

$$\Delta\rho_b = f(\rho_{LS} - \rho_{SS}) \quad \text{Ecuación 5.14}$$

$$\rho_{bc} = \rho_{LS} + \Delta\rho_b \quad \text{Ecuación 5.15}$$

Así como estas, existen del mismo modo diversas herramientas de densidad y litodensidad patentadas por parte de las compañías de servicios a la industria petrolera, de las cuales, las más modernas utilizan en la actualidad detectores de centelleo más sofisticados que su predecesora, lo que permite la separación de los rayos gamma en base a sus niveles de energía, en ventanas de energía bien definidas, pudiendo ser estas altas o bajas energías. Esto permite que se tenga una mejor evaluación de los efectos ambientales que puedan llegar a afectar a las mediciones.

Los conteos en las ventanas de altas energías del detector lejano se usan para la evaluación de la densidad de la formación (ρ_b), ya que el efecto Compton es el efecto predominante a este nivel, mientras que los conteos en la ventana de baja energía, al estar sujetos a la absorción fotoeléctrica, el conteo en esta ventana se utiliza para evaluar el índice de absorción fotoeléctrica (P_e), y por ende, la litología de la formación. Las herramientas más importantes de este tipo dentro de la industria son las que se abordan en las Tablas 5.5 y 5.6.

Mediciones de densidad de las formaciones		
Nombre de la herramienta	Acrónimo	Compañía que la utiliza
Herramienta de densidad compensada	FDC	Schlumberger
Registro de densidad compensado	CDL	Baker Hughes, Halliburton
Densidad compensada	CDS	BPB

Tabla 5.5 Tipos de herramientas de medición de la densidad de las formaciones utilizadas por las principales compañías de servicios (Rider, 2000).

Mediciones de litodensidad de las formaciones		
Nombre de la herramienta	Acrónimo	Compañía que la utiliza
Herramienta de litodensidad	LDT	Schlumberger
Densidad Z compensada	ZDL	Baker Hughes
Densidad Fotoeléctrica	PDS	BPB
Herramienta de densidad espectral	HSDL	Halliburton

Tabla 5.6 Tipos de herramientas de medición de la litodensidad de las formaciones utilizadas por las principales compañías de servicios (Rider, 2000).

5.2.1.1.2 Profundidad de investigación y resolución vertical de las capas

La profundidad de investigación con la que son realizadas las mediciones en la herramienta FDC se vuelven mucho menores mientras más densas sean las formaciones que se estén atravesando. Numerosas pruebas de laboratorio se han realizado a la herramienta FDC, de donde se ha observado que el 90% de las respuestas obtenidas por parte de los detectores provienen de los primeros 13 cm (5") de formación, o incluso profundidades menores. Principalmente en las

formaciones sedimentarias que sean porosas y permeables como por ejemplo, intervalos de areniscas con un 35% de porosidad, la herramienta de densidad lo que mide es esencialmente la zona lavada o invadida por filtrado de lodo, pudiendo incluso en ciertos casos, detectar ciertos fluidos de la formación como por ejemplo hidrocarburos residuales.

La resolución vertical de las capas por otro lado, es muy buena incluso aún cuando la herramienta se esté corriendo con una velocidad cercana a los 400 m/hr (1,300 pies/hr), de donde se puede obtener la densidad de formaciones que tengan menos de 60 cm (2 pies). Sin embargo, si la velocidad con la que se corre el registro es menor, es posible obtener una buena resolución vertical de capas o estratos que tengan hasta 15 cm o menos (6").

5.2.1.1.3 Calibración de las herramientas de densidad

Los estándares de calibración primarios o iniciales que se le realizan a las herramientas de densidad se llevan a cabo en laboratorio sobre formaciones de calizas puras saturadas de agua dulce, en donde las densidades son bien conocidas. Posteriormente se realiza una segunda calibración (calibración secundaria) sobre bloques de aluminio y magnesio, o bien puede ser un bloque azufre en donde se introduce la sonda. Estos bloques son de dimensiones, composición y densidades conocidas, de manera que sus características se relacionan con las formaciones de caliza. Finalmente, en la ubicación en donde se esté realizando la toma de registros geofísicos se realiza una calibración final de prueba radiactiva que produce una señal de una intensidad conocida, esto para verificar que el sistema de detección este funcionando correctamente. Con esto se logra que el registro de densidad obtenga valores directos de la densidad de la formación en vez de valores de radiactividad.

Originalmente las unidades de medición que se utilizaban en las herramientas de densidad eran los conteos/segundo, o la unidad estándar de densidad PGAC, que eran posteriormente convertidas a datos de densidad utilizando ciertas tablas de conversión por parte de las compañías de servicios. Sin embargo, poco tiempo después de que se comenzaran a emplear las herramientas que constan de 2 detectores y 1 fuente, la información de densidad ya pudo ser grabada en unidades de gr/cm^3 que son las unidades estándar con las que trabajan las herramientas de densidad en la actualidad.

5.2.1.1.4 Método de compensación que utilizan las herramientas de densidad

El método por el cual se realiza la compensación de las mediciones de densidad por efecto de enjarre y por irregularidades en el diámetro de pozo, es por medio de un gráfico denominado *spin and ribs plot*, o gráfico de columnas y costillas. El gráfico de columnas y costillas es un gráfico experimental desarrollado para la herramienta FDC, en donde las costillas fueron desarrolladas para 5 valores de formación de calizas y para una variedad de enjarres sintético de diferentes composiciones, densidades y espesores. Una costilla es prácticamente independiente del espesor

del enjarre, densidad o a la composición que corresponde la densidad de cada formación. Además, las costillas pueden escalarse en términos de densidades reales de la formación.

Conceptualmente se puede obtener una densidad compensada de la formación al introducir los valores obtenidos por los detectores lejano y cercano (ρ_{LS} y ρ_{SS}), en el gráfico de columnas y costillas (Figura 5.25). En la práctica este procedimiento se realiza por computadora en superficie. La compensación se basa en la sensibilidad que tiene el enjarre en ambos detectores, de donde se realiza una estimación de las densidades aparentes, medidas en ambos detectores en condiciones de no enjarre, para las cuales las densidades medidas por ambos detectores deberán ser iguales ($\rho_{LS} = \rho_{SS}$), y corresponder a la densidad de la formación. Si las densidades obtenidas por ambos detectores son diferentes, se calcula la corrección $\Delta\rho$ y se suma al valor de densidad sin compensar que se obtiene del detector lejano ρ_{LS} , para obtener la densidad real compensada (ρ_b).

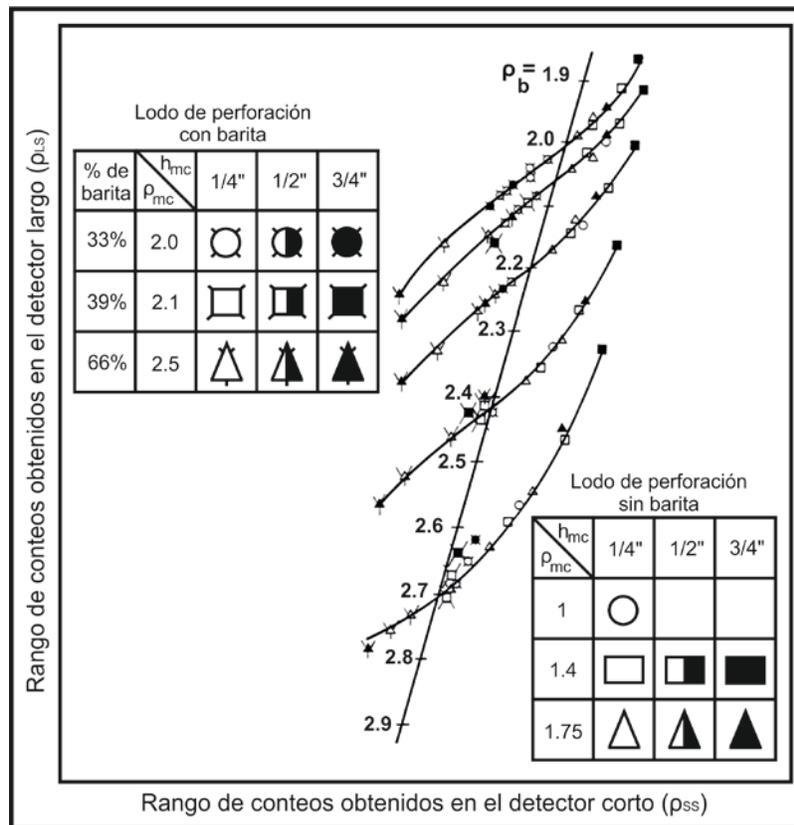


Figura 5.25.- Gráfico de columnas y costillas utilizado para la herramienta FDC de la compañía Schumberger para la compensación por efecto de enjarre (Modificado de Bassiouni, 1994).

La densidad ya compensada corresponderá a la intersección entre la columna y la costilla, sin embargo, la precisión que brinda este método para la obtención de la densidad de la formación es limitada, específicamente para los casos en que se tengan enjarres muy espesos o que se formen paquetes de lodo en agujeros muy rugosos. En dichos casos lo que verán ambos detectores será básicamente el enjarre o algún nódulo de lodo, de tal manera que la herramienta estará interpretando una formación cuya densidad es muy cercana a la densidad del lodo, o muy cercana

a la densidad del enjarre. Por otro lado, la herramienta FDC también permite la compensación cuando existen irregularidades en el agujero. Normalmente la corrección por efecto de diámetro del agujero en la herramienta de densidad se realiza automáticamente, aunque existen gráficos como el de la Figura 5.26 para ver como se realiza dicha corrección en agujeros vacíos (con presencia de gas) o en agujeros que estén utilizando lodos de perforación (lodos con barita).

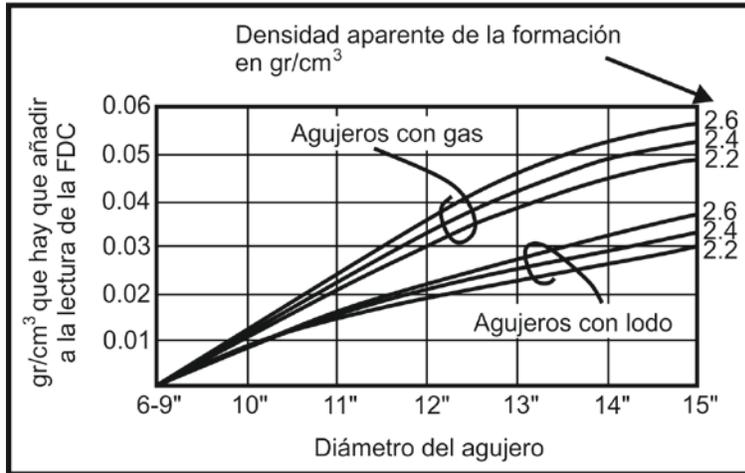


Figura 5.26.- Gráfico de corrección por efecto de diámetro de agujero con contenido de gas o lodos de perforación para la herramienta FDC (Modificado de Bassiouni, 1994).

5.2.1.1.5 Ecuación de atenuación de los rayos gamma

Si la longitud (L) o el espaciamento existente entre la fuente radiactiva y los detectores de la herramienta es lo suficientemente grande, la intensidad con la que llegan los rayos gamma a los detectores (I) será una función exponencial de la densidad electrónica de la formación, que bien puede ser expresada por medio de la Ecuación 5.16 de Beer-Lambert de la siguiente manera.

$$I = I_0 e^{-\mu \rho_e L} \tag{Ecuación 5.16}$$

Donde:

I = intensidad de los rayos gamma contados por el detector de centelleo.

I₀ = intensidad de los rayos gamma emitidos por la fuente.

ρ_e = densidad electrónica de la formación en el intervalo L (número de electrones por unidad de volumen).

L = espaciamento existente entre la fuente y el (los) detector(es).

μ = constante que depende de la geometría de la herramienta, la energía de los rayos gamma emitidos por la fuente y de las características de los detectores.

Si dicha ecuación se hace logarítmica, se podrá observar que la densidad electrónica de las formaciones es una función lineal del logaritmo de la intensidad de los rayos gamma contados por la herramienta de densidad, quedando de la siguiente manera en la Ecuación 5.17.

$$\ln I = \ln I_0 - \mu \rho_e L \tag{Ecuación 5.17}$$

5.2.1.1.6 Relación que existe entre la densidad electrónica y la densidad real de la formación

Como se mencionó con anterioridad, el número de dispersiones por efecto Compton que se generen en las formaciones se encuentra directamente relacionado con el número de electrones (n_e) en la formación, que es esencialmente la densidad electrónica (ρ_e) del material que constituye a la roca, por ello el que se deba obtener una relación entre la densidad electrónica y la densidad verdadera de la formación (ρ_b). Las herramientas de densidad lo que buscan a fin de cuentas es obtener la densidad real de la formación, lo cual puede quedar expresado en base a la densidad electrónica del material que constituye a la roca, la cual se encuentra relacionada a la densidad total ρ_b por medio de la ecuación 5.18 para una sustancia que contiene un solo elemento.

$$\rho_e = \rho_b \left(\frac{2Z}{A} \right) \quad \text{Ecuación 5.18}$$

Donde:

Z = número atómico del elemento.

A = peso atómico del elemento.

ρ_b y ρ_e = la densidad verdadera y la densidad electrónica del material.

Para la gran mayoría de los elementos y constituyentes que forman a las rocas sedimentarias, la relación $2(Z/A)$ que puede ser denominada también como "C", en un alto grado de aproximación puede considerarse que su valor es muy próximo a la unidad, a excepción del hidrógeno para el cual dicha relación rebasa a la unidad (C del hidrógeno es 1.9843). Mientras que para una sustancia molecular, se utiliza el índice de densidad electrónica (ρ_{ei}) el cual se encuentra relacionado igualmente a la densidad total, y puede quedar expresado de la siguiente manera mediante la Ecuación 5.19.

$$\rho_{ei} = 2\rho_b \left(\frac{\Sigma Z' s}{W_{mol}} \right) \quad \text{Ecuación 5.19}$$

Donde:

$\Sigma Z' s$ = suma de los números atómicos de los átomos que constituyen a la molécula.

W_{mol} = peso molecular.

Ya que la herramienta de densidad FDC se encuentra calibrada en calizas puras saturadas de agua dulce, tomando a ésta como el estándar, la densidad aparente que es leída comúnmente por la herramienta como ρ_a , se encuentra igualmente relacionada al índice de densidad electrónica por medio de la Ecuación 5.20, quedando expresada de la siguiente manera.

$$\rho_a = 1.0704 \rho_{ei} - 0.1883 \quad \text{Ecuación 5.20}$$

En el caso de formaciones sedimentarias saturadas de fluidos tales como las calizas, areniscas y dolomías, la lectura de densidad aparente obtenida por la herramienta es prácticamente idéntica a la densidad total real de la formación ρ_b . Para algunos minerales tales como el yeso, la silvita, la anhidrita, etc. así como formaciones con contenido de gas, es necesario corregir los valores de

densidad aparente para obtener los valores de densidad total a partir de las lecturas del registro (Tablas 5.7 y 5.8).

Elemento	Z	A	C= 2(Z/A)
H	1	1.0079	1.9843
C	6	12.0111	0.9991
N	7	14.0067	0.9995
O	8	15.9994	1.000
Na	11	22.9898	0.9569
Mg	12	24.312	0.9872
Al	13	26.9815	0.9636
Si	14	28.086	0.9969
P	15	30.9738	0.9686
S	16	32.064	0.998
Cl	17	35.453	0.959
K	19	39.102	0.9718
Ca	20	40.08	0.998

Tabla 5.7 Valores de la relación C= 2(Z/A) para los elementos más comunes que forman a las rocas sedimentarias (Serra, 1984).

Compuesto	Fórmula	Densidad real (ρ_b)	$C = \frac{\sum Z's}{W_{mol}}$	Densidad electrónica (ρ_e)	Densidad aparente (ρ_a)
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
Carbón		1.400	1.030	1.442	1.355
Antracita		1.800		1.852	1.796
Carbón		1.200	1.060	1.272	1.173
Bituminoso		1.500		1.590	1.514
Agua dulce	H ₂ O	1.000	1.1101	1.110	1.00
Agua salada	200,000 ppm	1.146	1.0797	1.237	1.135
Aceite	n(CH ₂)	0.850	1.1407	0.970	0.850
Gas metano	CH ₄	ρ_{metano}	1.247	1.247 ρ_{metano}	1.355 ρ_{metano} - 0.188

Tabla 5.8 Valores de C, densidad real, densidad electrónica y densidad aparente de los minerales y fluidos más comunes que se pueden encontrar en las formaciones sedimentarias (Serra, 1984).

Como se puede observar de la Tabla 5.8, generalmente las diferencias que existen entre la densidad electrónica y la densidad aparente medida por la herramienta son muy pequeñas en las

matrices de cero porosidad. De acuerdo a esto, se puede decir que la densidad de la roca es proporcional a la densidad electrónica ($\rho_a \approx \rho_e$).

5.2.2 Presentación del registro de densidad

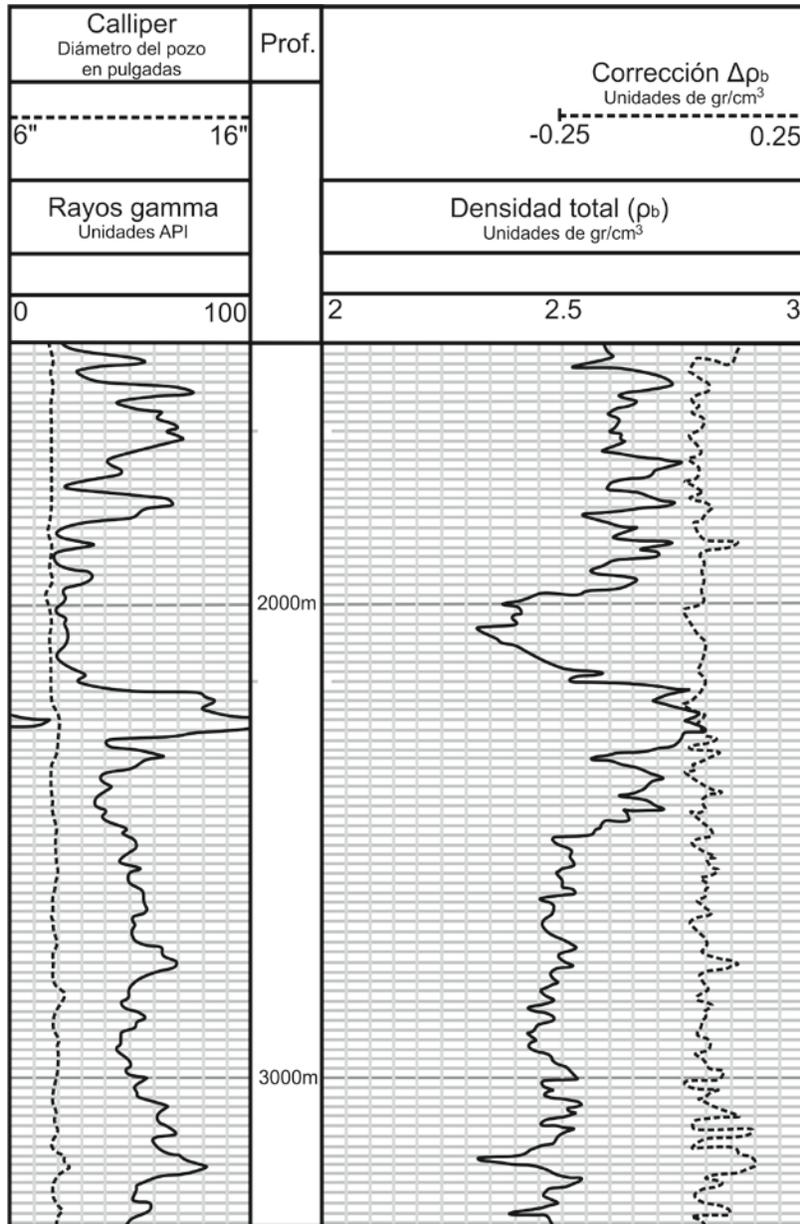


Figura 5.27.- Ejemplo de un registro de densidad adquirido con la herramienta FDC de Schlumberger, en donde se logran apreciar graficadas la curva ρ_b y $\Delta\rho_b$ además de contar también con un calliper y un rayos gamma (Modificado de Bassiouni, 1994).

Comúnmente, la información proporcionada por la curva de densidad total compensada de la formación (ρ_b) obtenida de los 2 detectores de la sonda, queda registrada en las pistas 2 y 3 del registro en una escala lineal de densidad, que normalmente puede ir 2 a 3 o de 1.95 a 2.95 gr/cm^3 (Figura 5.27). Del mismo modo, en las pistas 2 y 3 puede ser registrada opcionalmente una curva

de porosidad, usando valores preestablecidos de ρ_{ma} y ρ_f seleccionados de acuerdo a las condiciones que se presenten (Figura 5.28). Por otro lado, una curva corregida $\Delta\rho_b$ por efecto de enjarre y diámetro del agujero es generalmente registrada en la pista 3 de registro, principalmente como un control de calidad para ver si ρ_b es representativa o no de la formación. Si esta curva se encuentra fuera de la escala del gráfico, significa que no es un buen valor. Adicionalmente se pueden tener graficadas una curva de rayos gamma y una curva de calliper en el primer carril del registro. Opcionalmente si se corre un registro de neutrón compensado CNL junto con el registro de densidad FDC, dicha curva quedará también grabada en las pistas 2 y 3 del registro.

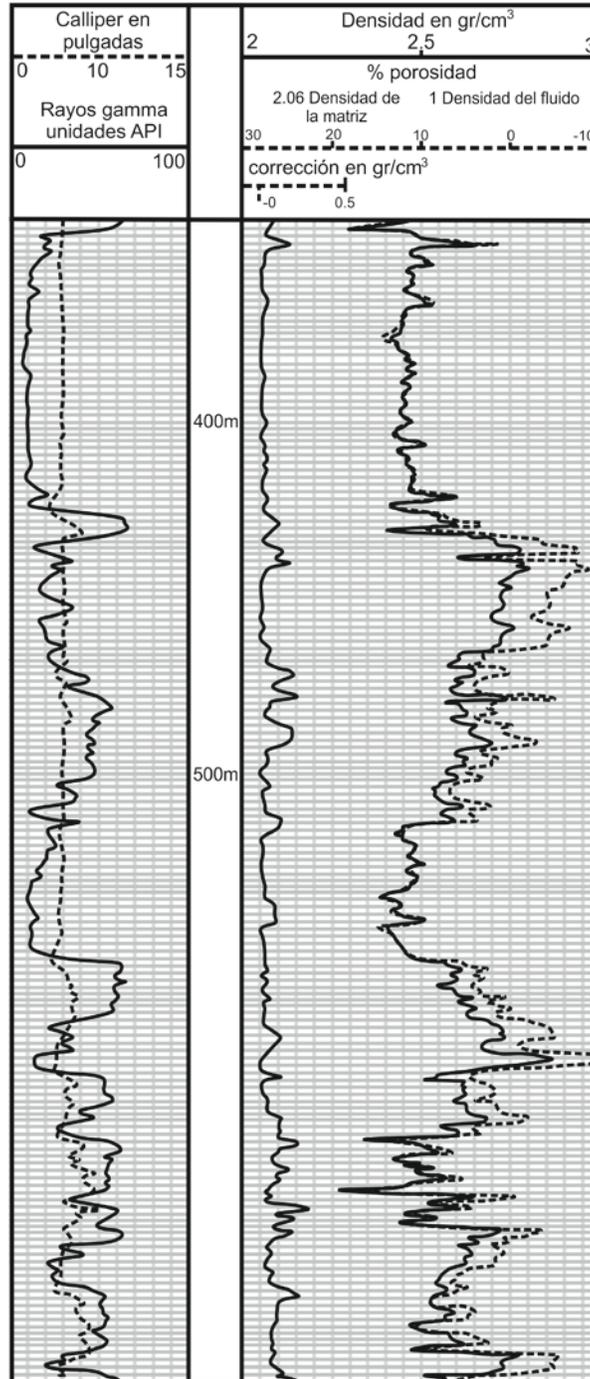


Figura 5.28.- Ejemplo de un registro de densidad con la curva de porosidad (Modificado de Bassiouni, 1994).

5.2.3 Correcciones realizadas al registro de densidad

Los 2 factores principales que pueden llegar a afectar las mediciones de las herramientas de densidad son las variaciones que se puedan generar en el diámetro de pozo (d_h), así como las variaciones en la densidad de lodo de perforación (ρ_m), he de ahí que se tengan que corregir los valores de densidad debido a ambos factores.

5.2.3.1 Corrección por efectos de invasión y densidad del lodo de perforación

El fluido que comúnmente se encuentra contenido en los poros de las formaciones donde se lleva a cabo la investigación de la herramienta, es filtrado de lodo. Este puede tener una densidad (ρ_f) que varía desde valores menores a 1 a más de 1.1 dependiendo de su salinidad, la temperatura y la presión a la que están sometidos los fluidos. A 65°C y a presión atmosférica, la relación que existe entre la salinidad del agua por cloruro de sodio (NaCl) y la densidad, puede aproximarse por medio de la expresión $\rho_w = 1 + 0.63P$, en donde P es la concentración en ppm de NaCl. Para poder corregir los valores de densidad por efecto de la invasión de los fluidos, es posible la implementación del grafico de corrección mostrado en la Figura 5.29 que muestra porosidades de la herramienta FDC contra lecturas para distintas matrices y valores de ρ_f que van de 0.85 a 1.2.

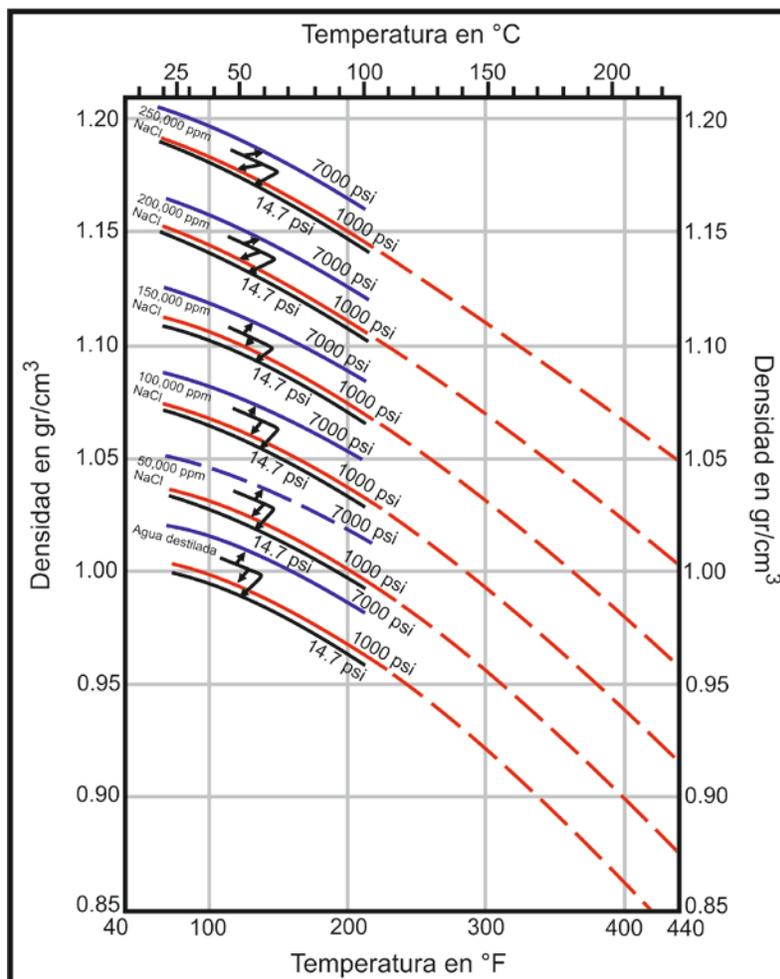


Figura 5.29.- Densidades de agua y soluciones de NaCl a diferentes temperaturas y presiones (Modificado de Schlumberger, 2008).

Las correcciones que se realizan a las mediciones de densidad se realizan más frecuentemente cuando el agujero tiene solo gas o aire, ya que el aire al ser mucho menos denso que el lodo de perforación, tiende a absorber en menor cantidad de rayos gamma provenientes de la fuente. Mientras que en aquellos agujeros que estén utilizando un lodo de perforación, la densidad que tenga el lodo de perforación puede igual afectar las mediciones de las herramientas de densidad, especialmente si éste se encuentra constituido por barita. La barita es un mineral pesado que se usa con frecuencia en la industria petrolera para brindarle peso al lodo de perforación, por lo que si existe mucho de este mineral en el lodo, aumentará considerablemente su densidad, provocando que exista una absorción muy grande de los rayos gamma emitidos por la FDC.

5.2.3.2 Corrección por diámetro de pozo

La herramienta FDC normalmente corrige automáticamente por diámetro del agujero tal como se explicó con anterioridad, para tamaños de agujeros de hasta 15" en pozos que estén llenos de gas o lodo de perforación, volviéndose insignificantes dichas correcciones si el diámetro es menor o igual a las 10" (véase la Figura 5.26). Cabe resaltar que normalmente casi no se corrige por diámetro de agujero o son muy pocas las veces que se tiene que realizar dicho procedimiento ya que la herramienta de densidad FDC va excentrada, de tal manera que el patín tiende a correr sobre la parte más baja del agujero que casi nunca es vertical, por lo tanto, la corrección que se realiza por diámetro de agujero es generalmente muy pequeña.

5.2.3.3 Corrección por efecto de arcillas

Las arcillas son un caso especial en los registros de densidad que no se deben de pasar de alto. La presencia de arcillas en las formaciones puede llegar a afectar la interpretación del registro de densidad, ya que las arcillas secas tienen una densidad muy similar a la densidad que tiene el cuarzo, por lo que tienen un efecto muy parecido al que tiene el cuarzo en la matriz de las rocas. A pesar de que sus propiedades puedan llegar a variar de una formación a otra y en base a su ubicación, sus densidades se encuentran típicamente en el rango de los 2.2 a 2.65 gr/cm³. En estos casos, la influencia de las arcillas debe ser tomada en consideración principalmente cuando se realiza una interpretación del registro en términos de su porosidad efectiva o la litología, sobre todo si su densidad real es considerablemente diferentes de aquellos otros minerales que constituyen a la matriz de la roca. Esto se puede realizar mediante la Ecuación 5.21, corrigiendo el valor de densidad por efecto de arcilla para obtener así la densidad real de la formación.

$$\rho_{bc} = \rho_b + V_{sh} (\rho_{ma} - \rho_{sh}) \quad \text{Ecuación 5.21}$$

Donde:

ρ_{bc} = densidad corregida de la formación por efecto de arcillas.

ρ_b = densidad obtenida del registro (Ecuación 5.26).

ρ_{ma} = densidad de la matriz.

ρ_{sh} = densidad de la arcilla.

V_{sh} = volumen de arcillosidad en el intervalo (puede ser obtenida del registro de rayos gamma).

Las arcillas suelen tener una densidad menor mientras menor sea la profundidad a la que se encuentran por falta de compactación. Por otro lado, cuando las arcillas se encuentran diseminadas entre los poros de la roca, pueden mostrar una densidad menor que cuando se encuentran en intercalaciones de lutitas.

5.2.3.4 Corrección por efecto de hidrocarburos

El registro de densidad como ya se mencionó con anterioridad, lo que mide es la densidad total de la zona lavada o invadida por filtrado de lodo, por lo tanto, si hay presencia de hidrocarburos en las formaciones porosas, es necesario realizar una corrección por saturación residual de hidrocarburos.

La densidad de los hidrocarburos, especialmente la densidad que tiene el gas, son menores que la densidad del agua contenida en los poros de la formación, lo que significa que para una misma formación porosa (por ejemplo una arenisca) con contenido de gas, en el registro de densidad ésta se reflejará mucho más ligera y por ende mucho más porosa que una formación que tenga agua de formación. Por esta razón, es que existe una corrección para corregir por efecto de hidrocarburos residuales, ya que su presencia puede llegar a afectar las lecturas de densidad de la herramienta, y por ende, la interpretación de los valores de densidad en términos de porosidad. Ésta queda expresada por medio de la Ecuación 5.22, de tal forma que $\Delta\rho_{bh}$ será la corrección aplicable a la densidad real de la formación por efecto de hidrocarburos.

$$\rho_{bc} = \rho_b + \Delta\rho_{bh} \tag{Ecuación 5.22}$$

Donde:

ρ_{bc} = densidad corregida por efecto de hidrocarburos residuales.

$\Delta\rho_{bh}$ = corrección por efecto de hidrocarburos residuales.

ρ_b = densidad obtenida del registro (Ecuación 5.26).

Se puede demostrar que la corrección por efecto de hidrocarburos está dada según la Ecuación 5.23, que se convierte posteriormente a la Ecuación 5.24.

$$\Delta\rho_{bh} = -1.07 \phi S_{hr} (C_{mf}\rho_{mf} - C_h\rho_h) \tag{Ecuación 5.23}$$

$$\rho_{bc} = \rho_b + 1.07 \phi S_{hr} (C_{mf}\rho_{mf} - C_h\rho_h) \tag{Ecuación 5.24}$$

Donde:

ϕ = porosidad de la formación.

S_{hr} = saturación de hidrocarburos residuales en la zona lavada.

C_{mf} = coeficiente de densidad electrónica para el filtrado de lodo.

C_h = coeficiente de densidad electrónica para el hidrocarburo.

ρ_{mf} = densidad del filtrado de lodo.

ρ_h = densidad del hidrocarburo.

5.2.4 Aplicaciones del registro de densidad

5.2.4.1 Obtención de la densidad y la porosidad de la formación

La principal aplicación que tiene el registro de densidad dentro de la industria petrolera es para la determinación de la porosidad de la formación, aunque también se le puede dar otras aplicaciones como por ejemplo, la detección de zonas productoras de gas en combinación con los registros nucleares de porosidad (subcapítulo 5.3), al momento de cruzarse las curvas de ambos registros por efecto de excavación, efecto del cual se hablará más adelante en el subcapítulo 5.3.

Para una formación limpia con una matriz de densidad conocida (ρ_{ma}), y con una porosidad (ϕ) que contenga un fluido de densidad promedio (ρ_f), la densidad de la formación (ρ_b) puede quedar expresada por medio de la Ecuación 5.25 de la siguiente manera.

$$\rho_b = \phi\rho_f + (1 - \phi)\rho_{ma} \qquad \text{Ecuación 5.25}$$

Despejando la porosidad que es la incógnita que se está buscando, queda reordenada la Ecuación 5.25 en la Ecuación 5.26.

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \qquad \text{Ecuación 5.26}$$

La Ecuación 5.26 es la expresión general para calcular la porosidad efectiva por medio del registro de densidad en una roca cuando en ésta no hay presencia de arcillas. En general, para la gran mayoría de los fluidos a excepción de los gases y de los hidrocarburos ligeros, así como también para varios minerales que son los constituyentes de las rocas, la densidad real ρ_b puede ser obtenida directamente del valor de densidad aparente ρ_a obtenido con la herramienta FDC. Esto permite ver que ρ_b será igual a ρ_a con las excepciones vistas ya en las correcciones que se le hacen a las mediciones.

Formaciones Típicas	Densidad de la matriz (gr/cm³)
Arenas, Areniscas, Cuarzitas	2.65
Caliza	2.71
Lutita	2.12 a 2.66
Dolomita	2.87
Anhidrita	2.98

Tabla 5.9 Valores de densidad de la matriz para las formaciones sedimentarias más comunes (Schlumberger, 2008).

Y ya que las mediciones que realiza la herramienta FDC corresponden casi en su totalidad de la zona invadida por filtrado de lodo, la densidad de los fluidos en la roca puede quedar expresada por medio de la Ecuación 5.27.

$$\rho_f = S_{xo} \rho_{mf} + (1 - S_{xo}) \rho_h \quad \text{Ecuación 5.27}$$

Donde:

ρ_f = densidad de los fluidos en la roca.

S_{xo} = saturación de agua de filtrado de lodo en la zona invadida.

ρ_{mf} = densidad del filtrado de lodo.

ρ_h = densidad de los hidrocarburos en la zona invadida.

En zonas con contenido de agua de formación, la saturación de agua de filtrado de lodo (S_{xo}) es igual a 1, de tal manera que la ecuación 5.27 queda como la Ecuación 5.28 de la siguiente manera:

$$\rho_f = \rho_{mf} \quad \text{Ecuación 5.28}$$

Asumiendo que el filtrado de lodo es predominantemente agua de formación con contenido de cloruro de sodio (NaCl), ρ_f que designa al valor de la densidad del fluido que satura la roca en general, sea esta pura o salada, puede ser obtenida por medio del gráfico 5.29 para diferentes salinidades, temperaturas y presiones. Si este fluido es muy salado, se puede corregir por medio de la expresión $\rho_w = 1 + 0.63P$ donde P es la concentración de NaCl en ppm x 10^{-6} , mientras que ρ_{mf} en la práctica puede ser aproximado de acuerdo al tipo de lodo de perforación que se esté utilizando (Tabla 5.10).

Tipo de lodo de perforación	Densidad del filtrado de lodo (ρ_{mf}) en gr/cm ³
Aireados	0.00129
Base aceite	0.9
Base agua dulce	1.0
Base agua salada	1.1

Tabla 5.10 Valores de densidad de filtrado de lodo para los distintos tipos de lodo que se pueden utilizar (Bassiouni, 1994).

En zonas donde exista presencia de gas o de hidrocarburos ligeros en las formaciones, en donde el valor que tiene el coeficiente C ya no es cercano a la unidad, se debe de tomar en cuenta para el cálculo de la porosidad, quedando expresado mediante la Ecuación 5.29.

$$\rho_{reg} = -1.0704\phi [C_{ma}\rho_{ma} - S_{hr} C_h \rho_h - S_{xo} C_{mf} \rho_{mf}] + \rho_{ma} \quad \text{Ecuación 5.29}$$

Donde:

ρ_{reg} = densidad de la formación obtenida del registro.

ϕ = porosidad de la formación.

C_{ma} = coeficiente de densidad electrónica para la matriz.

ρ_{ma} = densidad de la matriz.

S_{hr} = saturación de hidrocarburos residuales en la zona lavada.

C_h = coeficiente de densidad electrónica para el hidrocarburo.

ρ_h = densidad del hidrocarburo.

S_{xo} = saturación de agua de filtrado de lodo en la zona lavada.

C_{mf} = coeficiente de densidad electrónica para el filtrado de lodo.

ρ_{mf} = densidad del filtrado de lodo.

Posteriormente la Ecuación 5.25 puede quedar expresada en términos de la porosidad de la siguiente manera por medio de la Ecuación 5.30 para zonas en donde exista presencia de gas o hidrocarburos en las formaciones.

$$\phi_D = \phi \left(\frac{C_{ma}\rho_{ma} - S_{hr} C_h \rho_h - S_{xo} C_{mf} \rho_{mf}}{C_{ma}\rho_{ma} - C_{mf} \rho_{mf}} \right) \quad \text{Ecuación 5.30}$$

Donde:

ϕ_D = porosidad de la formación en función de su densidad.

5.2.4.1 Otras aplicaciones de los registros de densidad

- Medición de la densidad de la formación.
- Estudios de compactación y composición de las arcillas.
- Calibración en gravimetría y sísmica.
- Identificación de capas con gas en combinación con la herramienta de neutrón compensado (CNL) por efecto de excavación.
- Obtención de la composición mineralógica de la formación.
- Determinación de la porosidad de la formación en función de su densidad (ϕ_D).

5.2.5 Herramientas de litodensidad

Los registros de litodensidad de las formaciones, son una versión relativamente nueva y mejorada de los registros de densidad proporcionados por la herramienta FDC y las distintas herramientas de densidad utilizadas por las principales compañías de servicios, ya que estas proporcionan una medición mejorada y aumentada de la densidad total de la formación (ρ_b), del factor fotoeléctrico de la formación, y adicionalmente del diámetro del agujero (d_h). La principal representante de este tipo de herramientas es la LDT o *Lithodensity Tool* de la compañía Schlumberger, la cual mide la densidad de la formación y el factor fotoeléctrico. Como se mencionó al principio de este tema, la herramienta LDT basa su funcionamiento en la identificación litológica de las formaciones a través del índice de absorción fotoeléctrica (P_e), que responde principalmente a la litología y a la matriz de la roca (los minerales que la constituyen), y de manera secundaria a la porosidad y al tipo de fluidos que se encuentre albergado en el espacio poroso de la formación. Esto permite que los registros de litodensidad sean una herramienta de suma utilidad en el cálculo de la porosidad y para una identificación litológica más clara de las formaciones.

Su principio de medición fue originalmente propuesto por Schlumberger a finales de los años 70's, por lo que se les considera una evolución de los registros de densidad obtenidos por medio de la

FDC, al permitir obtener además de la densidad de la formación, mediciones adicionales sobre la litología de la roca a través del índice de absorción fotoeléctrica (P_e).

5.2.5.1 Principio de medición

El principio físico que utilizan las herramientas de litodensidad para obtener el índice de absorción fotoeléctrica (P_e), es la reacción que tienen las formaciones a la absorción fotoeléctrica de los rayos gamma de altas energías emitidos por la fuente radiactiva de cesio 137 (^{137}Cs) o cobalto 60 (^{60}Co), al pasar estos a través de la materia. Dicho método consiste en la cuantificación de la capacidad del material existente en la formación de absorber radiación electromagnética mediante el mecanismo de absorción por efecto fotoeléctrico.

El efecto fotoeléctrico como bien se mencionó en el subcapítulo 3.2 de esta tesis, es uno de los 3 mecanismos de absorción que pueden experimentar los rayos gamma al colisionar con las formaciones al igual que el Efecto Compton con el cual funcionan las herramientas de densidad. Lo que distingue al efecto fotoeléctrico es que este mecanismo de absorción ocurre cuando el nivel de energía con el que incide un fotón en la formación es baja (menor a 100 KeV), lo suficientemente baja como para ser capturado y absorbido por las formaciones. Un fotón al colisionar con un electrón orbital le cede toda su energía en forma de energía cinética, provocando así que el electrón salga expulsado de su órbita y que el fotón incidente desaparezca, acelerando así al electrón a un nivel de energía muy similar al de incidencia del rayo gamma, menos la energía de liga que tiene el electrón con el medio ambiente (Figura 5.30).

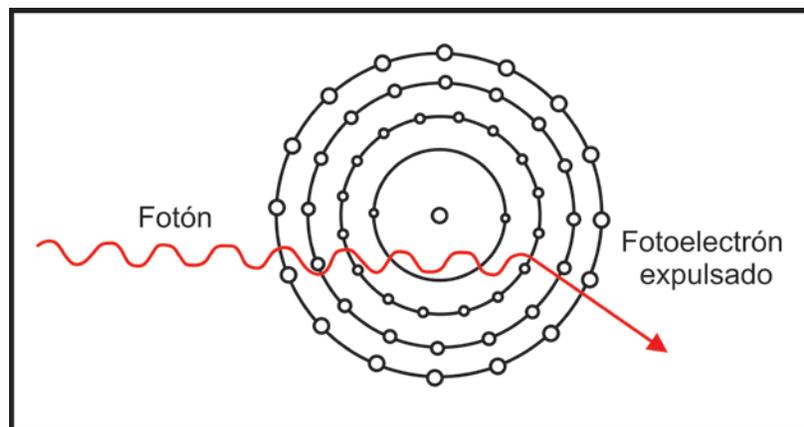


Figura 5.30.- Esquema que representa el efecto fotoeléctrico.

El grado de absorción o índice de absorción fotoeléctrica (P_e) de las formaciones es fuertemente dependiente del número atómico de los elementos que se encuentren constituyendo a las formaciones (Z) y de la energía incidente de los rayos gamma, por lo que la intensidad de dicho parámetro estará dada en función directa del número de electrones existentes por unidad de volumen (su densidad electrónica, ρ_e), y poco dependerá de la porosidad y de los fluidos que se encuentre en la roca. En términos geológicos se puede decir que dicho parámetro se encuentra relacionado a la composición química (mineralógica) de la roca e indirectamente a la litología.

De esta manera, mientras más compactas (duras) sean las formaciones, mayor será su habilidad de absorber los rayos gamma emitidos por la herramienta de litodensidad. Del mismo modo, mientras menos compactas (suaves) sean las formaciones, menor será su capacidad de absorber los rayos gamma.

5.2.5.1.1 Definición del índice de absorción fotoeléctrica

La probabilidad absoluta de que se genere una interacción entre electrones por efecto fotoeléctrico se encuentra representado por el número de electrones existentes por unidad de volumen de roca por medio de la relación ρ_e . ρ_e puede quedar expresado de la siguiente manera mediante la Ecuación 5.31, cuyo resultado se expresa en unidades de barns/átomo (un barn es una unidad de área expresada en diezmilésimas partes de 1 cm^2 , 10^{-24} cm^2).

$$\rho_e = K \frac{Z^n}{(E_\gamma)^m} \tag{Ecuación 5.31}$$

Donde:

K = es una constante.

n y m = exponentes en función de la energía con la que son emitidos los rayos gamma.

E_γ = energía de los rayos gamma que pueden incrementar desde los 0.1 a los 3 MeV.

Z = número atómico del elemento con el que están interactuando los rayos gamma.

Ya que el mecanismo de absorción por efecto fotoeléctrico no puede ser descrito con facilidad a un nivel de electrones, se puede definir al índice de absorción fotoeléctrica P_e de manera análoga al igual que el Efecto Compton, como la proporción de electrones por unidad de volumen de roca (en cm^3) en base al tipo de material que se esté analizando, suponiendo que la formación se encuentra conformada por contribuciones elementales (Tabla 5.11). Este puede quedar expresado por medio de la Ecuación 5.32 de la siguiente manera en unidades de barns/electrón.

$$P_e = \left(\frac{Z}{10}\right)^{3.6} \tag{Ecuación 5.32}$$

Donde:

Z = número atómico del elemento que constituye a la roca.

Otra forma con la que se puede expresar al índice de absorción fotoeléctrica es en forma volumétrica por medio de la Ecuación 5.33, en unidades de barns/ cm^3 .

$$U = P_e \rho_e \tag{Ecuación 5.33}$$

Tipo de formación	Densidad real de la roca (ρ_b) en gr/cm^3	Factor Fotoeléctrico (PEF en barn/electrón)
Anhidrita	2.96	5.1
Carbón	1.3 a 1.6	0.2

Dolomita	2.86	3.1
Caliza	2.71	5.1
Sal	2.03	4.6
Yeso	2.32	3.4
Arenisca	2.65	1.8
Lutita	2.12 a 2.66	1.8 a 6.3

Tabla 5.11 Valores típicos de densidad y de factor fotoeléctrico de las formaciones sedimentarias más comunes que se pueden encontrar en la exploración petrolera (Schlumberger, 2008).

5.2.5.1.2 Herramienta de litodensidad de las formaciones (LDT)

La herramienta LDT de Schlumberger se encuentra constituida al igual que la herramienta FDC de densidad, por medio de 1 fuente radiactiva principalmente de cesio 137 (^{137}Cs) ya que esta trabaja a una energía constante de 662 KeV y tiene una vida media de 33 años, así como también 2 detectores de centelleo conectados a un fotomultiplicador que permiten captar los rayos gamma de bajas energías que llegan a los detectores después de interactuar con el material. Todos estos componentes se encuentran montados sobre un patín al igual que la herramienta FDC, manteniendo pegada la herramienta a las formaciones por medio de un brazo mecánico-hidráulico, lo que permite que pueda ser obtenida la densidad de la formación, el factor fotoeléctrico y el diámetro de pozo en una sola corrida.

La configuración de la fuente y los detectores en la herramienta LDT es muy similar al que se utiliza en la herramienta FDC, sin embargo, en el diseño de la LDT se ubicaron a los detectores en una posición más cercana a la fuente radiactiva, de tal manera que se incrementa el número de conteos obtenidos por los detectores, y se reducen considerablemente las incertidumbres que pudieran ser generadas por parte de las variaciones estadísticas. Además, dicho diseño le permite también tener una sensibilidad baja a los efectos provocados por presencia de enjarre en las formaciones, especialmente si se está utilizando barita en el lodo de perforación para obtener las mediciones de la densidad de la formación, mientras que las mediciones del factor fotoeléctrico de las formaciones son llevadas a cabo normalmente por el detector lejano en la herramienta, que se encuentra basado en el conteo de los rayos gamma detectados en una ventana de baja energía, también denominada como ventana litológica ya que esta depende esencialmente de P_e y de Z .

Las principales diferencias entre la LDT y la FDC, ambas de Schlumberger, es que la LDT mide el factor fotoeléctrico de la formación, discrimina la energía y obtiene el índice de absorción fotoeléctrica (PEF) en barns/electrón. La FDC en cambio, obtiene la densidad real de las formaciones en gr/cm^3 en base al Efecto Compton de dispersión.

5.2.5.1.2.1 Profundidad de investigación y resolución vertical

La profundidad de investigación de la herramienta LDT es muy similar a la obtenida por medio de la FDC en la medición de la densidad de la formación, sin embargo, lo que cambia es la resolución vertical de las capas que se puede obtener por medio de la herramienta LDT, ya que en su diseño

se acotaron las distancias existentes entre los detectores y la fuente. Esto permite que la curva de índice de absorción fotoeléctrica (PEF) obtenida en el registro de litodensidad tenga una resolución vertical ligeramente mejorada de 50 a 60 cm para las herramientas más modernas, aunque si se le realiza un procesamiento adecuado a la respuesta adquirida por la LDT, se puede reducir hasta tener una resolución de 15 cm.

5.2.5.2 Presentación del registro

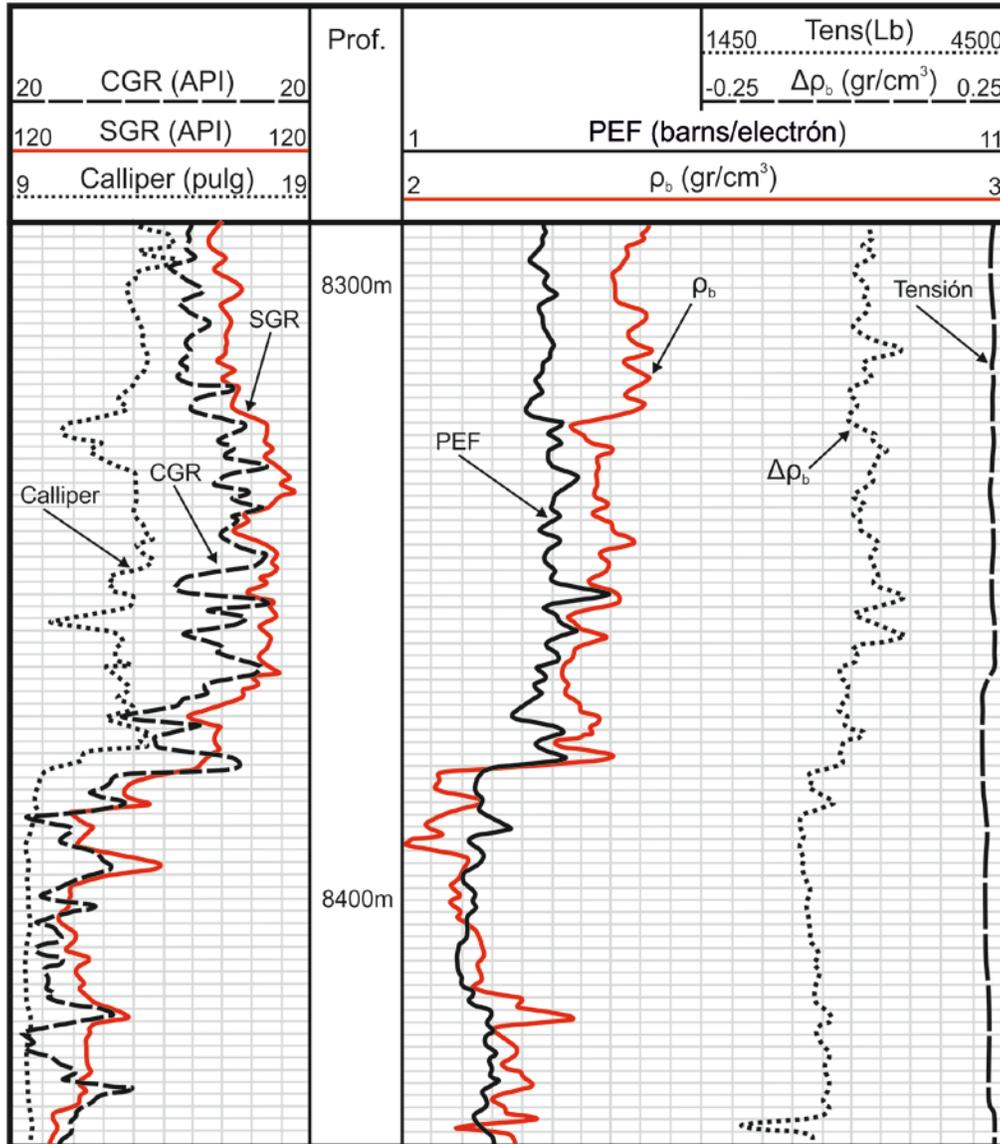


Figura 5.31.- Ejemplo de un registro de porosidad en donde se encuentran plasmadas las curvas de densidad, el factor de corrección de densidad, la curva de efecto fotoeléctrico, así como una curva de espectroscopía de rayos gamma y un rayos gamma corregido junto la medición del diámetro del agujero por parte de un calliper (Modificado de Bassiouni, 1994).

La curva de factor fotoeléctrico es comúnmente plasmada en los registros de litodensidad como PEF en los carriles 3 y 4 junto con las curvas de densidad (ρ_b), y con la curva de neutrón

compensado (CNL) con la que generalmente se adquiere el registro en combinación (Figura 5.31). La escala que normalmente se utiliza para el factor fotoeléctrico son los barns/electrón, que puede tener una escala de 0 a 20 o bien, de 0 a 15 barns/electrón ya que la gran mayoría de los minerales que constituyen a las formaciones contienen valores de PEF por debajo de los 6 barns/electrón. Esto significa que la curva de factor fotoeléctrico siempre estará cerca del 0 en la parte izquierda de la escala en el registro.

5.2.5.3 Correcciones al registro de litodensidad

El registro de litodensidad permite la obtención del índice de absorción fotoeléctrica de las formaciones al igual que las herramientas de densidad permiten la obtención de la densidad verdadera de las formaciones en base al Efecto Compton de dispersión, sin embargo, al igual que con las herramientas de densidad, las herramientas o registro de litodensidad puede ser afectado por diversos factores ambientales y geológicos presentes en las formaciones y en el agujero.

Para el índice de absorción fotoeléctrica (PEF), el factor fundamental que puede llegar a afectar las mediciones es el número atómico (Z) de los elementos que se encuentran constituyendo a las formaciones, de entre los cuales destacan la composición mineralógica y de forma secundaria los fluidos alojados en la roca.

5.2.5.3.1 Factores geológicos

- Los minerales que constituyen a las formaciones sedimentarias influyen en gran medida las mediciones realizadas por la herramienta LDT, especialmente si dichos minerales se encuentran constituidos por elementos que tengan un número atómico muy grande. De esta manera, puede interpretarse claramente que la gran mayoría de los minerales metálicos que puedan estar constituyendo parte de la matriz de las formaciones, tales como la hematita, la siderita, la pirita, la clorita, la glauconita, etc. puedan ser fácilmente reconocibles en el registro de litodensidad. Del mismo modo, si las formaciones sedimentarias tienen altas concentraciones de elementos tales como el uranio y el torio, esto se verá reflejado en el registro de litodensidad como valores altos de su índice de absorción fotoeléctrica (PEF).
- Por otro lado, la influencia de los fluidos contenidos en los poros de las formaciones dependerá en gran medida de la naturaleza del fluido (tipo de fluido) y del volumen que éste se encuentre ocupando en la formación (la saturación que tenga la roca). Ya que la gran mayoría de los fluidos se encuentran constituidos por elementos cuyo número atómico Z es muy bajo (H=1, C=6, O=8), es debido a ello que su influencia en los registros de litodensidad es muy baja a excepción de fluidos muy salados para los cuales se puede realizar la corrección por salinidad del mismo modo en que se realiza dicha corrección para las herramientas de densidad. Por esta razón es que las mediciones del factor fotoeléctrico de las formaciones son un indicador muy bueno de litología, especialmente

frente a zonas con contenido de gas en donde las herramientas de densidad y las de neutrón son fuertemente afectadas.

5.2.5.3.1 Factores ambientales

En las herramientas de litodensidad, la influencia que pueda o no tener el diámetro agujero en las mediciones del factor fotoeléctrico de las formaciones es muy baja al igual que en las herramientas de densidad, ya que las mediciones son realizadas por un patín que se encuentra presionado a la formación del mismo modo en que realiza para las herramientas de densidad. Esto permite que la influencia del diámetro del agujero sea muy baja, incluso hasta despreciable en las labores de interpretación. Sin embargo, si el lodo de perforación que se esté utilizando tiene altas concentraciones de barita en suspensión, su influencia en las mediciones puede ser muy alta, especialmente frente a formaciones permeables en donde se forma un enjarre, así como también en agujeros muy irregulares en donde se pueden formar paquetes de lodo, y del mismo modo rellenar fracturas y cavernas. Esto se debe a que la barita tiene un índice de absorción fotoeléctrica de cerca de 267 barns/electrón en comparación con valores menores a 8 que pueden llegar a tener otros fluidos de perforación, lo que enmascara las mediciones verdaderas del factor fotoeléctrico de la formación.

5.2.5.4 Aplicaciones del registro de litodensidad

Las principales aplicaciones que tiene el registro de litodensidad LDT, se enumeran a continuación:

- Composición mineralógica de la formación: esta es por mucho la principal aplicación que tiene el registro de litodensidad, ya que su respuesta depende directamente del número atómico de los elementos que constituyen a las formaciones, y del índice de absorción fotoeléctrica. Esto permite que sea de mucha utilidad en la determinación de los tipos de litologías, interpretaciones de litologías complejas, así como en la identificación de zonas gasíferas.
- Identificación de fracturas: si el lodo de perforación tiene contenido de barita, y este se encuentra rellenando fracturas en las formaciones, se podrá observar la respuesta de estas en el registro como picos de P_e .
- Determinación de la densidad de los hidrocarburos (ρ_h).
- Interpretación de arenas arcillosas.
- Determinación de presiones anormales.
- Determinación de la porosidad.

Fue a principios de los años 40's cuando se observó que los registros eléctricos no eran lo suficientemente adecuados para encontrar zonas porosas y permeables, principalmente en aquellas formaciones constituidas de calizas masivas, y dado que desde los años 30's ya se tenía un conocimiento bastante formal sobre las propiedades radiactivas de las formaciones sedimentarias, fue que pocos años después se introdujo finalmente al registro de neutrones como un registro de porosidad de las formaciones. Al igual que con los registros sínicos y los registros de densidad y litodensidad mencionados en los 2 subcapítulos anteriores, el registro de neutrones es uno de los 3 principales registros de porosidad que se utilizan en la actualidad dentro de la industria petrolera, principalmente para la determinación de la porosidad de las formaciones permeables y la identificación de formaciones porosas.

El registro de neutrones es un registro de tipo radiactivo al igual que los registros de densidad y litodensidad, sin embargo, la diferencia radica en que el registro de neutrones basa su principio de medición en emitir continuamente neutrones de alta energía por medio de una fuente radiactiva colocada en la sonda. De esta manera los neutrones emitidos interactuarán con el hidrógeno de los fluidos que puedan estar contenidos en las formaciones, relacionando con ello las lecturas obtenidas directamente a la porosidad que contiene la roca. En otras palabras, se puede decir que el registro de neutrones responde principalmente a la cantidad de hidrógeno presente en la formación, lo que en un contexto geológico se encuentra relacionado a la riqueza de hidrógeno contenido en los fluidos alojados en los poros de las formaciones, o a lo que también se le denomina como el índice de hidrógeno de las formaciones (IH). Este parámetro se encuentra definido como la concentración total de hidrógeno por cm^3 de material en la formación, entre la concentración total de hidrógeno en agua pura (IH= 1 para agua pura), lo cual puede quedar expresado mediante la Ecuación 5.34. En otras palabras, el IH se puede definir como la fracción de agua dulce que pudiera contener la misma cantidad de hidrógeno.

$$IH = \frac{\text{concentración de H en el material}}{\text{concentración de H en agua pura a } 75^{\circ}\text{F}} \quad \text{Ecuación 5.34}$$

Para formaciones limpias, en cuyos poros exista saturación por agua, gas o aceite, el registro de neutrones lo que hará será reflejar la cantidad de poros (el espacio poral) que se encuentran saturados con algunos de estos fluidos (su porosidad), mientras que si dicho registro se corre en combinación con las herramientas de densidad o algún otro registro de porosidad, así como también utilizando técnicas especiales de interpretación, el registro de neutrones podrá ser de gran utilidad en la detección de zonas productoras de gas, y algunos otros casos en conjunto con el registro de rayos gamma naturales, para realizar correlaciones entre pozos en estudios geológicos. Adicionalmente, la ventaja del registro de neutrones es el que puede ser tomado tanto en agujeros descubiertos o ademados, y en agujeros vacíos o llenos de lodo.

Cualitativamente el registro de neutrones es un excelente discriminador entre aceite y gas, y geológicamente se puede utilizar para la identificación de evaporitas, minerales hidratados, así como también puede ser de utilidad en la identificación de rocas ígneas. De esta manera se puede

decir que la combinación de los registros neutrónicos con 1 o más registros de porosidad permite reducir considerablemente la incertidumbre en la determinación de litologías y en la cuantificación de la porosidad de la formación, incluso en evaluaciones del contenido de arcilla.

5.2.1 Principio de medición

En la actualidad existen distintos tipos de registros de neutrones que pueden ser de utilidad dentro de la industria petrolera. Todos ellos basan su principio de medición en el bombardeo de neutrones de altas energías a las formaciones a través de fuentes radiactivas alojadas en las herramientas de neutrones, de donde se producirán diferentes tipos de interacciones entre los núcleos de los átomos con los cuales colisionan, y los neutrones en términos de unidades de porosidad neutrón. Esto se encuentra directamente relacionado a su índice de hidrógeno (IH). En formaciones constituidas de calizas, el registro de porosidad neutrón mostrará la porosidad real de las calizas ya que dicho registro se encuentra calibrado en calizas, siendo la curva de porosidad neutrón en ocasiones denominada como la curva de calizas. La diferencia entre uno u otro tipo de registro de porosidad neutrón dependerá de la naturaleza de la partícula atómica emitida, cuyo efecto ya sea directa o indirectamente quedará registrado de forma independiente por medio de los detectores que utilizan las herramientas de neutrones. Esto permite que sean 2 los principales tipos de registros de neutrones que pueden ser obtenidos en la actualidad. Al primero se le denomina como registros de neutrones térmicos o neutrón-gamma (GNT, *Gamma Neutron Tool*) y al segundo como registro neutrón-neutrón epitérmico (SNP, *Sidewall Neutron Porosity Tool*).

5.2.1.1 Principios básicos de medición del registro de neutrones

Para entender con detalle cómo es que funcionan las herramientas de neutrones, primeramente es necesario conocer algunos conceptos básicos que rigen las mediciones con las que operan las herramientas, esto para poder reconocer los diferentes tipos de interacciones que se pueden presentar entre los neutrones y las formaciones que se están estudiando. Los neutrones, definidos con el símbolo "n", son partículas subatómicas eléctricamente neutras presentes en el núcleo atómico de todos los átomos, y cuya masa atómica es casi idéntica a la del átomo de hidrógeno (1.00966 la masa del neutrón contra 1.00727 la masa del hidrógeno). En relación a su estructura, los neutrones tienen un momento magnético muy similar al que tienen los protones del hidrógeno, lo cual será de gran utilidad para el registro de resonancia magnética del cual se platicará en el subcapítulo 5.4. Los neutrones pueden ser clasificados en función de la energía con la que son emitidos, o bien por su velocidad. Su energía cubre aproximadamente rangos de 9 décadas logarítmicas que pueden variar desde los 0.025 eV hasta los 15 MeV para los neutrones termales a temperaturas superficiales, mientras que los neutrones epitermales tienen rangos de energías que varían desde los 0.2 eV, hasta rangos de energía por encima de los 10 eV.

La relación que existe entre la energía y la velocidad con la que pueden ser emitidos los neutrones por medio de las fuentes radiactivas en las herramientas, se puede visualizar de la siguiente manera en la Tabla 5.12 y la Figura 5.32. Dichos valores serán representativos de acuerdo al rango

de energías en el que se encuentren ya sea al inicio o al final del proceso de interacciones que tengan con los núcleos atómicos de las formaciones.

Tipo de neutrón	Rango de energía
De alta energía	>10 MeV
Rápidos	10 KeV – 10 MeV
Intermedios	100 eV – 10 KeV
Lentos	10 eV – 100 eV
Epitermales	0.2 eV – 10 eV
Termales	0.025 eV

Tabla 5.12 Clasificación que pueden tener los neutrones en base a su energía y a la velocidad con la que son emitidos (Serra, 2008).

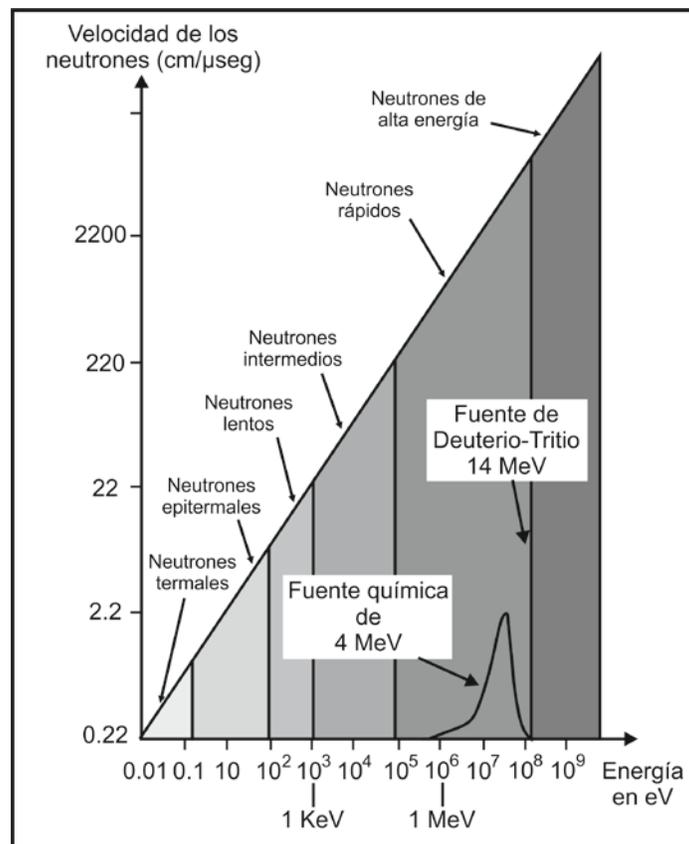


Figura 5.32 Clasificación que pueden tener los neutrones en base a su energía y a la velocidad con la que son emitidos (Modificado de Serra, 2008).

La manera en que pueden relacionarse la velocidad y la energía de los neutrones se expresa de la siguiente manera por medio de la Ecuación 5.35, a través de la relación clásica entre la energía cinética de emisión en eV (E), la masa del neutrón (m) y su velocidad (V) en cm/μseg.

$$E = \frac{1}{2} m V^2$$

Ecuación 5.35

Si de la Ecuación 5.35 se despeja la velocidad, se puede obtener que la velocidad de los neutrones quedará expresada de la siguiente manera por medio de la Ecuación 5.36.

$$V = \sqrt{2E/m} \quad \text{Ecuación 5.36}$$

Si la Ecuación 5.36 de velocidad se evalúa para neutrones termales cuyas energías son cerca de los 0.025 eV, el resultado o la velocidad que tendrán será de 2,200 m/s o 0.22 cm/μseg. Por lo tanto, la velocidad de los neutrones para cualquier nivel de energía puede quedar expresada por medio de la Ecuación 5.37 en unidades de cm/μseg de la siguiente manera.

$$V = 0.22 \sqrt{E/0.025} \quad \text{Ecuación 5.37}$$

Ya que los neutrones son partículas sin carga eléctrica, se puede decir que estos interactúan de diferentes maneras con el núcleo de los átomos con los cuales colisionan de acuerdo a la energía con la que son emitidos desde fuente en las herramientas de neutrones. Las interacciones que se pueden generar entre los neutrones y las formaciones con las cuales colisionan son mucho más variadas y complejas que los rayos gamma, y de entre ellas destacan principalmente la dispersión elástica, la dispersión inelástica, la absorción y la captura de rayos gamma. Las dispersiones elásticas e inelásticas se dan generalmente en estados de altas energías, mientras que la absorción y captura de los neutrones se generan a bajas energías (cerca de los 0.025 eV), una vez que los neutrones han perdido su energía al colisionar con núcleos de los elementos en las formaciones.

5.2.1.2 Tipos de interacciones

Cuando las formaciones en el subsuelo son bombardeadas por neutrones de altas energías, se generan algunas interacciones entre estos y las formaciones que pueden llegar a generar protones alfas, protones betas o incluso neutrones adicionales. Sin embargo, algunas de estas interacciones solo son posibles por encima de ciertos niveles de energía. Adicionalmente, el rango de interacción que se generará entre los neutrones y la materia dependerá de varios parámetros tales como el flujo de neutrones que se tenga por unidad de área (cm²/seg), que depende a su vez de la densidad y la velocidad que tengan los neutrones. La interacción también dependerá de la densidad de la partícula con la cual estarán interactuando los neutrones y la sección transversal por donde estos fluyen. De esta manera es posible obtener la densidad de la partícula con la cual interactúan los neutrones por medio de la Ecuación 5.38.

$$N_i = \frac{N_{AV} \rho}{M} \quad \text{Ecuación 5.38}$$

Donde:

N_i = densidad de la partícula de tipo i con la cual interactúan los neutrones.

N_{AV} = número de Avogadro (6.02×10^{23}).

ρ = densidad del material.

M = peso molecular que tiene el material.

Muchas de las herramientas de neutrones que se utilizan en la actualidad utilizan fuentes radiactivas que permiten producir neutrones de altas energías (rápidos). Estas generalmente tienen una energía inicial cercana a los 4 MeV. Debido a ello, los neutrones viajan generalmente a una velocidad de 10,000 Km/s y tienen además un poder de penetración muy grande, de tal manera que pueden interactuar tanto con los núcleos atómicos de las formaciones así como también con los alrededores del agujero tanto de forma elástica como de forma inelástica. Se puede decir que la vida de los neutrones emitidos por las herramientas podrá ser descrita a través de 4 diferentes fases o procesos conocidos como: fase rápida de neutrones (dispersión inelástica), fase lenta de neutrones (dispersión elástica), difusión y captura de rayos gamma. A esta última fase también se le conoce como absorción térmica de los neutrones.

Un neutrón que es emitido por medio de una fuente radiactiva en las herramientas experimenta una serie de colisiones elásticas con los átomos de la zona que bombardea, perdiendo así parte de su energía. La cantidad de energía que irá perdiendo por colisión dependerá en gran medida de la masa relativa del núcleo atómico con el cual choca, siendo la mayor pérdida de energía cuando los neutrones colisionan con núcleos de elementos que tengan una masa atómica prácticamente muy cercana a la masa que tienen los neutrones (1.00966).

De esta manera la vida de los neutrones puede ser descrita satisfactoriamente en términos de su estado o pérdida de energía en neutrones epitérmicos y neutrones térmicos a medida que pierden energía al colisionar con un núcleo atómico. Los neutrones rápidos o epitérmicos (de altas energías) son primeramente desacelerados por dispersión inelástica, la cual tiene lugar a altos niveles de energía. Posteriormente seguirán perdiendo energía ahora por dispersión elástica hasta convertirse finalmente en neutrones térmicos. De esta manera se puede decir que para las herramientas de neutrones, éstos serán desacelerados al colisionar elásticamente con los núcleos de los elementos que constituyen a las formaciones, y perderán gradualmente parte de su energía hasta llegar a un nivel de energía con el cual puedan coexistir con los núcleos de las formaciones, llegando finalmente a un equilibrio térmico. En este punto de equilibrio los neutrones son llamados "neutrones térmicos de captura".

5.2.1.2.1 Fase rápida de neutrones (dispersión inelástica)

La dispersión inelástica de los neutrones ocurre generalmente cuando los neutrones rápidos que son emitidos por medio de las fuentes radiactivas colisionan con núcleos atómicos muy pesados. Estas colisiones, denominadas como dispersiones inelásticas, no representan una pérdida significativa de energía de los neutrones. La colisión entre ambas partículas provoca que una parte de la energía del neutrón incidente excite al núcleo atómico impactado a un estado de mayor energía, y que en consecuencia la energía original del neutrón incidente se vea reducida, mas no eliminada por la colisión. Este efecto dura generalmente pocos microsegundos, por lo que el núcleo atómico impactado por los neutrones regresa nuevamente a un estado fijo o estado de desexcitación, emitiendo en el proceso uno o varios rayos gamma con energías únicas y características del núcleo atómico con el que impactaron los neutrones.

La medición del efecto de desexcitación de los rayos gamma por dispersión inelástica, es utilizado con frecuencia para medir las concentraciones relativas de carbono y oxígeno que contienen las formaciones, las cuales son utilizadas para determinar saturaciones de agua de formación (S_w) en las rocas.

5.2.1.2.2 Fase lenta de neutrones (dispersión elástica)

La pérdida gradual de energía de los neutrones desde que estos tienen niveles de energía correspondientes a neutrones rápidos, a través del límite de ser neutrones epitérmicos hasta llegar a ser neutrones térmicos, se debe generalmente a través de una pérdida de energía que ocurre comúnmente por medio del efecto de la dispersión elástica. La máxima dispersión elástica se da cuando los neutrones colisionan con partículas cuya masa atómica es igual a la masa que tiene el neutrón, de tal manera que el neutrón transmitirá prácticamente toda su energía a los átomos con los cuales choca, tal como ocurre de manera análoga entre 2 bolas de billar cuando se genera una colisión centrada contra átomos casi del mismo peso molecular que el del neutrón.

Con cada colisión elástica que se genere entre los núcleos atómicos de los elementos de la formación y los neutrones, la energía del neutrón irá disminuyendo gradualmente hasta que éste es capturado por las formaciones (volviéndose de esta manera en neutrones térmicos). Por lo general, todas las formaciones contienen hidrógeno, principalmente en la estructura molecular de los fluidos que se encuentran alojados en los poros de las rocas, ya sea en forma de agua o de hidrocarburo, ya que ambos fluidos contienen la misma cantidad de hidrógeno por unidad de volumen.

El hidrógeno es un elemento sumamente abundante que consta de un solo protón, cuya masa atómica es casi idéntica a la masa que tienen los neutrones, de tal manera que será el elemento que tenderá a disminuir más efectivamente la energía de los neutrones, en comparación con otros elementos cuando se producen las colisiones elásticas. Cuenta además con una sección transversal relativamente larga, lo que le permite mejorar su eficiencia de desaceleración. Esto permite hacer notar que la mayor desaceleración de los neutrones ocurrirá cuando los neutrones colisionan contra átomos de hidrógeno. De esta manera se puede decir que la desaceleración de los neutrones será altamente dependiente de la concentración de hidrógeno contenido en las formaciones (su índice de hidrógeno), así como también a partir del ángulo de incidencia con el que colisionan los neutrones en los núcleos atómicos.

Sin embargo, no todas las colisiones son centradas y elásticas entre los neutrones y los núcleos atómicos, por lo tanto, no siempre se tendrá una transferencia total de energía del 100% de los neutrones a los átomos de hidrógeno, a menos que las colisiones sean centradas, lo cual no ocurre así. Con lo mencionado anteriormente se puede decir que si la masa del núcleo de los elementos con los cuales colisionan los neutrones es mayor a la masa del neutrón, la cantidad de energía que se perderá por dispersión será menor, e incluso mucho menor si los núcleos atómicos son muy pesados. Esto permite resaltar que la energía que se pierde cuando existe una colisión entre

neutrones y núcleos de carbono es de tan solo un 15.8% del total de su energía inicial, mientras que si la colisión se realiza con núcleos de oxígeno, la energía que se pierde es de solo un 12% al ser el núcleo de oxígeno más pesado que el núcleo de carbono.

Lo anterior permite señalar que la probabilidad de que ocurran cierto número de colisiones con algún elemento en particular, depende naturalmente del número de átomos de hidrógeno presentes en un determinado volumen de formación, a lo que también se le conoce como su concentración atómica por cm³. Sin embargo, otro parámetro que se debe tomar en cuenta es su sección transversal de interacción elástica. Este parámetro es una característica en dimensiones de área con la que cuenta cada tipo de átomo, por lo que puede ser considerada como el área transversal efectiva que pueden tener los núcleos de los átomos al bombardeo de los neutrones. Esto implica que no solo se relaciona con el tamaño físico del núcleo de los átomos, sino que también se relacionará con la energía con la cual colisiona el neutrón en el núcleo de los átomos. Lo último permite resumir que el poder de desaceleración de algún elemento en particular (*SDP*, *Slowing Down Power*) es proporcional a la relación que se muestra en la Ecuación 5.39.

$$SDP = N\sigma_c\xi \tag{Ecuación 5.39}$$

Donde:

N = concentración de átomos por cm³.

σ_c = promedio de colisiones por sección transversal.

ξ = pérdida de energía por colisión.

De esta manera los neutrones rápidos originales continuarán perdiendo su energía cinética e irán disminuyendo su velocidad debido a colisiones elásticas sucesivas en tan solo unos cuantos microsegundos, hasta que su energía sea igual a la energía de vibración que contienen los átomos que se encuentran en un equilibrio térmico. La energía en la que se encuentran los neutrones térmicos corresponde a los 0.025 eV a una temperatura de 25°C, de tal manera que su velocidad será de 2,200 m/s o de 0.22 cm/ μ seg, tal como se pudo obtener por medio de la Ecuación 5.36. De la siguiente tabla, se puede observar que son necesarias por lo menos 18 colisiones contra los núcleos del hidrógeno para que se pueda desacelerar la energía de un neutrón desde los 2 MeV hasta los 0.025 eV que corresponde al rango que comprende a los neutrones termales.

Para otros elementos tales como el cloro, el calcio, el sílice, etc. se requiere un número mucho mayor de colisiones para poder llegar al estado de equilibrio y convertirse en neutrones termales.

Elemento	Número de colisiones necesarias para reducir la energía de los neutrones desde los 2 MeV a los 0.025 eV	Poder de desaceleración con el que cuentan algunos de los átomos más frecuentes
Hidrógeno	18	1.0
Carbono	114	0.158
Oxígeno	150	0.12
Sílice	257	0.07
Cloro	329	0.055

Calcio	368	0.049
Caliza con 20% de ϕ	70	0.23
Caliza con 0% de ϕ	138	0.115

Tabla 5.13 Poder de desaceleración con el que cuentan ciertos elementos que se pueden encontrar en las diferentes formaciones sedimentarias, así como también el número de colisiones requeridas para poder convertirse en neutrones termales (Serra, 1984).

Con esto se puede decir que el proceso total de desaceleración de los neutrones epitérmicos a térmicos se dará entre los primeros 10 y 100 microsegundos, dependiendo en gran medida del tipo de condiciones que se puedan tener en las formaciones. El termino de neutrón epitermal será el representativo para aquellos rangos de energía que van de los 10 eV a los 0.2 eV, que representan más o menos el final del proceso de desaceleración de los neutrones (pasan de ser neutrones epitermales a neutrones termales con energías correspondientes a los 0.025 eV), pero sin ser aún lo suficientemente débiles como para ser capturados por los núcleos de los elementos en las formaciones. Ya que el proceso de desaceleración de neutrones es altamente dependiente del porcentaje de hidrógeno que se pueda tener en la(s) formación(es), las herramientas de porosidad que utilizan la medición de la población de neutrones epitermales son utilizadas principalmente para realizar estimaciones de la porosidad de la formación (ϕ).

Las 2 fases de desaceleración de los neutrones, tanto la dispersión elástica como la dispersión inelástica, son los parámetros dominantes que controlarán la perdida de energía de los neutrones a través de una trayectoria denominada como su "longitud de desaceleración". La longitud de desaceleración puede ser interpretada como la raíz cuadrada de la distancia que existe desde el punto de emisión de los neutrones de altas energías, hasta el punto en que éstos alcanzan el límite epitermal, o su punto más bajo en el que son aún considerados como neutrones epitermales. Esta distancia puede ser calculada a partir del conocimiento que se tenga de la sección transversal de captura que tengan los distintos elementos que constituyan a las formaciones (Tabla 5.14).

Elemento	Sección transversal de captura (en barns)	Peso atómico transversal
Hidrógeno	0.33	0.33
Carbono	0.0034	0.00028
Oxígeno	0.00027	0.000017
Sodio	0.53	0.023
Magnesio	0.063	0.0027
Aluminio	0.23	0.0085
Sílice	0.16	0.0057
Cloro	33.2	0.94
Potasio	2.10	0.054
Calcio	0.43	0.011
Boro	759	70.3
Gadolinio	49,000	312
Cadmio	2,450	21.9

Tabla 5.14 Sección transversal de captura de los neutrones termales que pueden estar contenidos en algunos de los elementos más abundantes que se pueden tener en las formaciones sedimentarias (Rider, 2000).

En medios que tengan altas concentraciones de hidrógeno en las vecindades inmediatas a la fuente de neutrones, la longitud de desaceleración de los neutrones será corta y por lo tanto, serán capturados a una corta distancia de la fuente. Por el contrario, si el medio en las vecindades de la fuente es de bajas concentraciones de hidrógeno, los neutrones se alejan de la fuente antes de ser capturados. Esto se debe principalmente a que el hidrógeno contenido en los poros de las rocas controla el proceso de desaceleración de los neutrones a partir de las colisiones elásticas. Este parámetro se debe tener en muy en cuenta dentro de los registros de neutrones, esto para poder saber colocar a los detectores a una distancia óptima con respecto a la fuente de neutrones.

Lo anterior permite hacer notar que para un punto lo suficientemente alejado de la fuente de neutrones, aquellas formaciones que se encuentren constituidas por altas concentraciones de hidrógeno obtendrán bajas concentraciones de neutrones epitermales, de neutrones termales y de rayos gamma de captura. Bajo estas condiciones, el detector es alcanzado únicamente por los rayos gamma liberados por aquellos pocos neutrones térmicos que lograron llegar a los detectores (Figura 5.33a). Por el contrario, si las formaciones se encuentran constituidas por bajas concentraciones de hidrógeno, se obtendrán altas concentraciones de neutrones epitermales, de neutrones termales y de rayos gamma de captura (Figuras 5.33b). Bajo esta última condición, una mayor cantidad de neutrones alcanzaran su nivel térmico en las vecindades del detector, puesto que sufren un menor número de colisiones en su trayectoria.

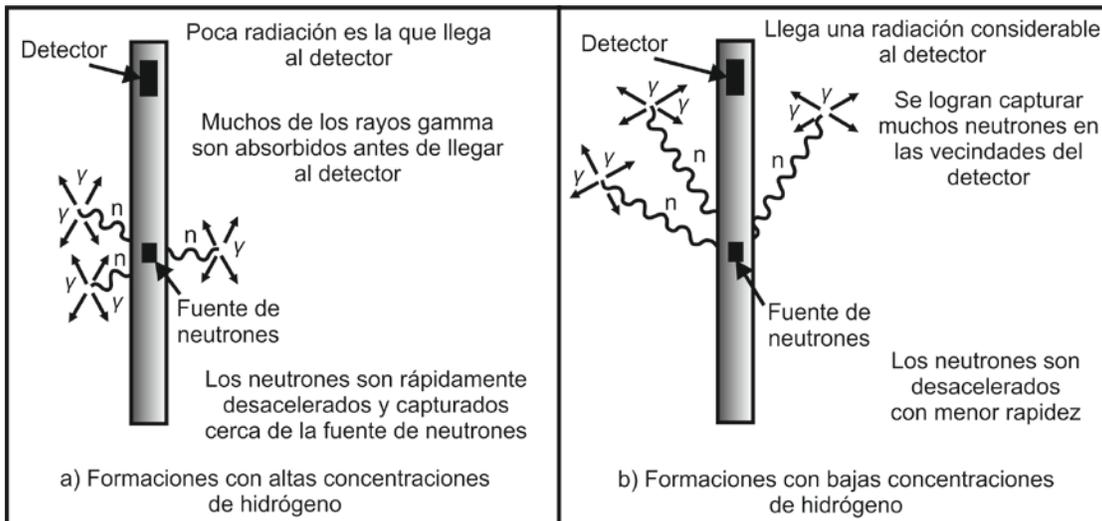


Figura 5.33 Esquemas que ejemplifica la relación que existe entre la concentración de hidrógeno que puedan tener las formaciones y el número de conteos obtenido por el o los detectores (Modificado de Bassiouni, 1994).

En los registros de neutrones, las deflexiones de la curva serán principalmente proporcionales a la concentración de átomos de hidrógeno en las formaciones. En el caso de aquellas formaciones con altas concentraciones de hidrógeno, se podrá ver la respuesta del registro de neutrones como una curva con una lectura baja. Mientras que en el caso de formaciones con bajo contenido de hidrógeno, se tendrá una curva con una deflexión mucho mayor (una lectura alta).

5.2.1.2.3 Difusión de los neutrones

Cada vez que un neutrón colisiona contra el núcleo de un átomo de la formación, pierde algo de su energía y se vuelve más lento. Dentro del proceso de desaceleración de los neutrones epitermales, una nube de neutrones termales se concentra alrededor de la fuente radiactiva alojada en las herramientas de neutrones, distribuida de manera desigual en el agujero tal como se ha de esperar por la falta de homogeneidad en éste y en las formaciones que se están analizando. Las colisiones elásticas entre los neutrones termales y los núcleos de los elementos se siguen llevando a cabo, por lo que se genera una pequeña expansión o difusión aleatoria de los neutrones termales que se encuentran en la nube hacia las formaciones, en donde la concentración de neutrones termales es baja. Llega un momento en que el neutrón alcanza una velocidad mínima, se mantiene todavía en movimiento pero sin perder energía, por efecto de la temperatura, hasta que es finalmente capturado por el núcleo de un átomo de la formación.

Otro parámetro que se debe tener en cuenta dentro de las interacciones que se generan entre los neutrones y los núcleos atómicos de los elementos es la "longitud de difusión de los neutrones termales". La longitud de difusión de los neutrones termales es en promedio la distancia en línea recta que viajará un neutrón durante la fase de difusión, antes de ser finalmente capturado por un núcleo atómico.

5.2.1.2.4 Absorción de los neutrones

La absorción de los neutrones es el siguiente paso después de que haber sido desacelerados los neutrones por medio de las dispersiones inelásticas y dispersiones elásticas, hasta desacelerarse a niveles de energía termales. En este momento se dice que el neutrón ha alcanzado un estado de energía termal, o dicho de otra manera, ha alcanzado su nivel térmico de energía. Consecuentemente, la fase de absorción de los neutrones se puede dividir dentro de 2 tipos que son: la captura de los neutrones termales y la activación termal que produce partículas nucleares.

5.2.1.2.4.1 Captura y activación de los neutrones termales

Ocasionalmente durante la fase de difusión, un núcleo atómico captura un neutrón hasta absorberlo en su totalidad. En este punto el núcleo atómico que captura al neutrón se excita intensamente durante un breve lapso de tiempo (pocos microsegundos) por la absorción del neutrón termal, desencadenando con ello una serie de procesos que incluyen la emisión de uno o varios rayos gamma de energías y características únicas del núcleo atómico con el que impactaron los neutrones (que reciben el nombre de rayos gamma de captura), o bien, pueden emitir algún otro tipo de radiación una vez que el núcleo atómico regresa nuevamente a un estado fijo o estado de desexcitación.

No todos los átomos de la formaciones tienen la misma facilidad para absorber y capturar neutrones térmicos, ni para emitir rayos gamma en el momento de la captura. Por ello, se puede

decir que las 2 propiedades más importantes que caracterizan a los elementos de captura, desde el punto de vista del registro de neutrón, son su sección transversal de captura y su energía de liga con los neutrones.

La sección transversal de captura se define como la efectividad que tienen los núcleos atómicos para capturar neutrones. En consecuencia, habrá elementos que podrán absorber con mucha mayor facilidad muchos de los neutrones en estado térmico que se encuentren a sus alrededores, así como también existirán otros átomos que capturarán pocos neutrones térmicos, tales como puede ser el sílice (Si), el aluminio (Al), etc. Como la energía de liga varía entre un elemento y otro, se tendrán rayos de gamma característicos para cada elemento con el cual se encuentran colisionando los neutrones. De la Tabla 5.14 se puede hacer notar que la sección transversal de captura del hidrógeno es de moderada importancia para capturar los neutrones térmicos.

Por otro lado, el cloro (Cl) que es igualmente un elemento muy común que puede encontrarse en el agua de las formaciones, será el elemento más efectivo para realizar la captura de los neutrones térmicos al tener éste una sección transversal de captura bastante grande. Otros elementos tales como el boro (B), el litio (Li), el gadolinio (Gd) y el cadmio (Cd), son incluso más efectivos para la captura de los neutrones tal como se puede observar de la Tabla 5.14, sin embargo, el gadolinio es un elemento traza no muy frecuentemente encontrado en el agua de formación mientras que el boro es un elemento comúnmente hallado en las lutitas. La proporción de boro que se podrá tener en las rocas arcillosas estará relacionado principalmente al tipo de arcilla que se encuentre constituyendo a la roca, así como también a su salinidad.

Finalmente la principal función que tendrá el registro de porosidad neutrón denominado neutrón-gamma (GNT), será el análisis del espectro de rayos gamma de captura, esto para estimar la abundancia de los distintos elementos que puedan estar contenidos en las formaciones (Si, Fe, Ca, S, Cl y H). Todos estos elementos serán buenos indicadores de litología, salinidad y porosidad de la formación. Por otro lado, el rango de absorción de los neutrones termales en las formaciones es utilizado principalmente para indicar la presencia del elemento cloro, el cual se encuentra siempre presente en las aguas de formación.

5.2.1.3 Herramientas de Neutrones

Históricamente, las herramientas de porosidad neutrón fueron las primeras herramientas que comenzaron a utilizar propiedades nucleares de las formaciones para la obtención de la porosidad de las formaciones. Las primeras herramientas de neutrones se encontraban constituidas por medio de 1 fuente de neutrones de alto rendimiento de energía y 1 solo detector de los mismos, de tal manera que eran muy afectadas por las condiciones presentes en el agujero. Esta se basa en ser un sistema constituido por un fleje que mantiene a la herramienta contra la pared del pozo, en donde el receptor medirá los neutrones epitermales de la fuente. Hoy en día sin embargo, muchas de las herramientas de neutrones que más se utilizan en la actualidad se centran en la medición del efecto de dispersión elástica de los neutrones que colisionan con el núcleo de los átomos en

las formaciones (neutrones térmicos), y se encuentran constituidas por medio de una fuente radiactiva emisora de neutrones de altas energías (neutrones rápidos de 4 MeV), así como también 2 detectores de neutrones (uno lejano y uno cercano) para compensar por diámetro del agujero y rugosidad del pozo. Estas últimas herramientas son sensibles a los neutrones de bajas energías, por lo que se puede decir que se centran en la medición de los neutrones termales. Por razones prácticas, todas las herramientas de neutrones operan con una configuración de espaciamiento largo, en la que el detector o los detectores que puedan estar alojados en las herramientas, cuentan con un espaciamiento con respecto a la fuente de por lo menos unos 30 cm (12"). Es por ello que la principal finalidad de todas las herramientas de neutrones constará de medir la concentración aparente de átomos de hidrógeno contenidos por unidad de volumen de roca (su IH o índice de hidrógeno).

Existen una gran variedad de herramientas de neutrones patentadas por las distintas compañías de servicios dentro de la industria petrolera. Sin embargo, lo que diferenciara a una de la otra será el tipo de fuente radiactiva que estén utilizando, así como también la cantidad y tipo de detectores se tengan en las herramientas (estos podrán ser bien termales o epitermales). Lo que miden los detectores es el flujo de neutrones a un nivel de energía en particular, y cuanta energía pierden éstos al pasar a través de la formación. Esto permitirá poder distinguir la procedencia de los rayos gamma de captura de acuerdo con sus diferentes niveles de energía.

Entre las principales herramientas de neutrones que se tienen dentro de la industria petrolera destacan la serie de herramientas GNT (*Gamma Neutron Tools*) concebidas en los años 50's, la herramienta de porosidad de neutrones de pared SNP (*Sidewall Neutron Tool*) patentada en los años 60's y las herramientas de neutrones compensadas CNT (*Compensated Neutron Tools*) por efecto de pozo entubado y espesor de enjarre de lodo patentadas a principios de los años 70's. Todas las herramientas anteriores utilizan fuentes radiactivas de neutrones. Así como éstas, existen del mismo modo herramientas neutrónicas que utilizan aceleradores de partículas como fuentes generadores de neutrones, de entre las cuales destacan la serie de herramientas PNT (*Pulsed Neutron Tools*) o herramientas de pulsos de neutrones.

5.2.1.3.1 Fuentes de neutrones

En la naturaleza no existen elementos químicos que permitan ser fuentes naturales de neutrones, por lo que en las herramientas de neutrones es indispensable la implementación de ciertas técnicas para crearlos. Las técnicas pueden ser químicas, por medio de fuentes encapsuladas o por medio de aceleradores de partículas. Ciertos elementos contienen una mayor cantidad de átomos y por lo tanto una mayor cantidad de neutrones que otros elementos. Entre dichos elementos se tiene al berilio (Be).

Las fuentes emisoras de neutrones más comunes se encuentran constituidas por un elemento químico ligero tal como lo es el berilio, y la combinación junto con algún elemento emisor de rayos alfa, tal y como pueden ser ciertos isotopos radiactivos como el radio (^{226}Ra), el plutonio (^{239}Pu) o

el americio (^{241}Am), esto para que dichos elementos cedan sus neutrones espontáneamente al ser bombardeado el berilio por medio de rayos alfa (α). Mientras más grandes sean las emisiones de rayos alfa hacia las fuentes de neutrones, mayores serán los números de interacciones que se generen en las formaciones, y por lo tanto, mucho mayor será la señal que podrá ser medida.

Este método de producción de neutrones es el más sencillo, confiable y económico dentro de la gama de herramientas de neutrones que existen. Por ello, algunas de las fuentes de neutrones más ampliamente utilizadas dentro de las herramientas se encuentran constituidas por medio de mezclas de americio-berilio (Am-Be) que brindan neutrones rápidos con energías máximas de 4.2 MeV, mezclas de berilio-radio (Be-Ra con energías de 4.5 MeV), mezclas de berilio-polonio (Be-Po) y mezclas de berilio-plutonio (Be-Pu con energías de 4.5 MeV).

Con esto se puede decir que todas las fuentes de neutrones se encuentran especialmente diseñadas para brindar neutrones rápidos con una energía inicial de varios millones de electrón-voltios (la emisión de neutrones con energías por encima de 1 MeV). La manera en que los neutrones son continuamente emitidos por medio de las fuentes radiactivas se da comúnmente a altos niveles de energías que varían entre los 4 y los 6 MeV para algunas de las fuentes radiactivas mencionadas con anterioridad, o bien pueden ser también generados por medio de pulsos a través de aceleradores de partículas, estos últimos generando neutrones con altas energías de hasta 14.1 MeV en fuentes de deuterio-tritio (D-T). Esto se logra al acelerar los iones de deuterio a través de un objetivo impregnado del isótopo del hidrógeno (el tritio) por medio de un generador de alto voltaje (125 kV).

5.2.1.3.2 Detectores de neutrones

Los detectores utilizados en las herramientas de neutrones para la detección de los rayos gamma de captura, lo que hacen es medir el flujo de neutrones a un nivel de energía en particular, además de poder medir eficazmente la cantidad de energía que pierden los neutrones al pasar a través de la formación. Son capaces de eliminar el efecto de los rayos gamma provenientes de otras fuentes, incluso aun los rayos gamma naturales y los emitidos por la fuente de neutrones. Esto se logra, primeramente, en virtud de que cada una de estas radiaciones generadas cuentan con diferentes niveles de energía al reaccionar con los diferentes materiales que constituyen a las formaciones, y posteriormente estas partículas serán detectadas por medio de su capacidad de ionización.

Con ello se puede decir que los detectores de neutrones deben satisfacer 3 criterios principales:

- La sección transversal de los átomos con los cuales colisionan los neutrones debe de ser muy larga para que se puedan generar las reacciones.
- El núcleo atómico del material que constituye al detector debe de ser de una gran abundancia isotópica.
- La energía que se libere en cada colisión, seguida subsecuentemente de la absorción de los neutrones, debe ser lo suficientemente alta, esto para poder facilitar su detección.

Los materiales que satisfacen las 3 condiciones anteriores son el boro, el litio y el helio (^{10}B , ^6Li , y ^3He). Con los primeros 2 detectores se utiliza la reacción neutrones-rayos alfa (n, α), ya que las altas energías de cerca de 4.1 MeV con las que se generan las reacciones (n, α) permiten la discriminación de los rayos gamma, particularmente cuando se utilizan cristales de yoduro de litio (LiI), mientras que con el tercer detector se utiliza la reacción neutrones-rayos gamma (n, γ). La manera en que se realiza la detección de los neutrones se da a través de 2 sencillos pasos:

- Primeramente, los neutrones interactúan con el material del que se encuentra constituido el detector, generándose partículas cargadas energéticamente. El material se adapta de acuerdo al nivel de energía de los neutrones que uno querrá obtener.
- Las partículas cargadas energéticamente son detectadas a través de su capacidad de ionización o bien también puede ser a través de su conteo en un contador de centelleo.

El detector que se utiliza con más frecuencia dentro de las herramientas de neutrones se encuentra constituido de helio, ya que de este se aprovecha la reacción neutrón-rayos gamma que se genera en él a través de la Ecuación 5.40 para la producción de los neutrones.



El helio (^3He) es un gas que se utiliza tanto como objetivo con el cual interactúan los neutrones, así como también como gas de ionización en los conteos obtenidos. Tiene una sección transversal muy grande, por lo que aumenta considerablemente la eficiencia en la detección de los rayos gamma de captura. Además, los neutrones rápidos emitidos por la fuente, liberan rayos gamma de muy alta energía y pueden ser fácilmente discriminados por el (los) detector (es). Por lo tanto, los detectores en las herramientas de neutrones podrán ser prácticamente los mismos que aquellos detectores que son utilizados en la detección de los rayos gamma naturales, es decir, cámaras de ionización, contador Geiger-Müller y contadores de centelleo.

5.2.1.3.2.1 Detectores de rayos gamma

Los rayos gamma de captura pueden ser detectados por medio de contadores Geiger Müller o por medio de contadores de centelleo que es lo más usual. Este tipo de detectores son los más comunes dentro de las herramientas neutrón-gamma (GNT), y se centran principalmente en detectar o contar solo aquellos neutrones que lleguen al detector ser capturados.

Los detectores de rayos gamma sin embargo, pueden tener algunas limitantes, tal como lo es la desventaja de detectar también los rayos gamma que se originan de las formaciones (los rayos gamma naturales), por lo que su efecto sobre las mediciones de los rayos gamma de captura puede llegar a afectar hasta cierto punto las lecturas obtenidas. La manera en que esto se puede evitar es protegiendo adecuadamente al detector por medio de circuitos electrónicos para que solo se tomen en cuenta los rayos gamma de captura. Si se llegase a dar el caso de que se junten los rayos gamma naturales y los rayos gamma de captura, se podrán discriminar uno del otro ya

que la intensidad con la que llegan los rayos gamma naturales al detector es muy baja en comparación con los rayos gamma de captura, y por lo tanto puede ser discriminados. Adicionalmente, otra limitante de los detectores de rayos gamma es que debido a que los rayos gamma que se originan en la formación tienen que viajar hasta la herramienta para poder ser detectados, pasando a través de la formación y a través de ciertos materiales que puedan estar presentes en el agujero (tal es el caso de la presencia de cloro que es elemento con una sección transversal de captura muy grande), esto puede en ocasiones llegar a afectar las lecturas del registro porosidad neutrón.

5.2.1.3.2.2 Detectores de neutrones termales

Del mismo modo en que existen detectores de rayos gamma en las herramientas de neutrones, también es posible que las herramientas cuenten con detectores de neutrones termales y detectores de neutrones epitermales. Un detector termal como bien lo dice su nombre, es un detector predominantemente sensible a los neutrones termales de bajas energías (0.025 eV) después de haber colisionado con las formaciones, aunque también será sensible por igual a los rayos gamma de captura. Es por ello que se puede decir que de este tipo de detectores se obtendrán lecturas tipo híbridas. Normalmente las herramientas que utilizan este tipo de detectores se denominan como herramientas termales neutrón-neutrón, o simplemente como herramientas de neutrones termales.

En la detección de los neutrones termales se prefiere con frecuencia la utilización de helio (^3He), ya que este elemento cuenta con una gran sección transversal de captura, siendo incluso mayor a la sección transversal de captura con la que cuenta el boro (^{10}B). Los protones que se generan durante la reacción del helio ionizan el gas, generando con ello una variación de potencial en el detector. Por otro lado, algunos elementos que cuentan con una sección transversal de captura muy grande tal como lo es el cloro en el agua de formación, así como también lo es el boro en las arcillas, ambos tienden a disminuir significativamente los conteos obtenidos en las herramientas. En términos de interpretación, dichos efectos repercuten en las herramientas y en los conteos obtenidos por medio de los detectores de neutrones termales, ya que brindarán una respuesta poco confiable en términos de porosidad, específicamente en ambientes sedimentarios muy salinos o muy arcillosos.

Cabe resaltar que la distribución espacial de los rayos gamma de captura en la formación es esencialmente la misma distribución que tienen los neutrones termales alrededor de la fuente, es decir, el número de rayos gamma emitidos por captura de los neutrones rápidos es proporcional al número de neutrones termales que son capturados. De esta manera se puede decir que lecturas obtenidas por medio de las herramientas GNT y las herramientas de neutrón termales son muy similares, a excepción de aquellas zonas que sean ricas en elementos absorbentes de neutrones como lo son el gadolinio, el cloro y el boro. El conteo de neutrones termales en estas zonas es considerablemente menor por la presencia de cloro y boro, sin embargo, el conteo de rayos gamma se incrementará.

5.2.1.3.2.3 Detectores de neutrones epidermales

Los detectores de neutrones epidermales como bien lo dice su nombre, basan su principio de funcionamiento en ignorar las señales provenientes de los neutrones termales y de los rayos gamma de captura de las formaciones. A diferencia de los 2 detectores anteriores, se puede decir que este tipo de detector no es afectado por la presencia de elementos que tengan un gran poder de absorción como lo es el cloro y el boro. Esto permite que los conteos obtenidos en este tipo de detector sean mucho menos afectados por efectos de la litología y de la salinidad de las formaciones en comparación con los detectores termales y con los detectores de rayos gamma. De esta manera se permite que aquellas herramientas que se encuentren utilizando este tipo de detector reflejen de una manera más precisa el índice de hidrógeno de las formaciones, y en consecuencia valores de porosidad más reales de las formaciones.

La gran mayoría de los detectores de neutrones epidermales que se utilizan en las herramientas de neutrones en la actualidad se basan en ser detectores termales, pero con una ligera modificación en su diseño. Los detectores de neutrones epidermales cuentan con un recubrimiento especial de cadmio, un elemento que cuenta con una sección transversal de captura relativamente grande, que le permite ser un gran capturador de los neutrones termales, de tal manera que solo se permitirá el paso de los neutrones epidermales al detector. Este tipo de configuración en el diseño de los detectores epidermales no permite que aquellos neutrones de bajas energías lleguen al detector, por el contrario, si permite el paso de aquellos neutrones que cuentan con energías más altas, lo que da como resultado el que se tenga un conteo global bajo.

Para poder mejorar la eficiencia en los conteos obtenidos por los detectores epidermales en las herramientas, su configuración dentro de las mismas es un tanto diferente ya que en lugar de hacer más grande el espaciamiento entre la fuente y los detectores epidermales, se acorta para lograr una mayor profundidad de investigación.

5.2.1.3.3 Unidades de medida y calibración de las herramientas de neutrones

Muchas de las herramientas de porosidad neutrón utilizadas hoy en día se encuentran estandarizadas en unidades aritméticas de porosidad neutrón (o unidades de caliza). Anteriormente, cada compañía de servicios tenía diferentes unidades para escalar las mediciones obtenidas por medio de las herramientas de neutrones (conteos por segundo (cps), unidades de neutrón estándar, unidades ambientales, etc.) pero se mostró poco después de que surgió la Ley de Archie (1950), que existe una relación consistente entre los valores obtenidos por medio de las herramientas de neutrones y la porosidad obtenida en formaciones de calizas limpias (calizas sin arcillosidad).

Por lo tanto, las herramientas de neutrones obtendrán la porosidad real (ϕ) solo en aquellas formaciones que estén constituidas de calizas limpias, ya que las herramientas se encuentran calibradas en formaciones de caliza y en agua dulce en unidades API.

La unidad API, en el registro de neutrones, fue estandarizada por medio del *American Petroleum Institute* en Houston, Texas como la unidad estándar de medición para todas las herramientas de neutrones que existen en la actualidad. La unidad API puede quedar definida como la milésima parte (1/1000) de la diferencia de lecturas entre la observada con la herramienta sin una fuente de neutrones, y la deflexión de la curva de neutrones observada en la herramienta, ahora con una fuente emisora de neutrones cuando ésta es introducida en un pozo artificial de calibración que existe en la Universidad de Houston, Texas, sobre una formación de caliza de Indiana de 6 pies.

El pozo artificial de calibración que se encuentra en Houston, Texas tiene una longitud total de 24 pies, un diámetro de perforación de $7 \frac{7}{8}$ " , y se encuentra lleno en su totalidad de agua dulce. Además, se encuentra segmentado por medio de 3 bloques formacionales de referencia, cada uno de estos bloques constituidos de diferentes tipos de formaciones de calizas libres de material arcilloso, y cada uno con una longitud total de 6 pies (Figura 5.34). Los bloques corresponden a una formación de caliza de Cartagena (con una porosidad baja de 1.9%), una formación de caliza de Indiana (con una porosidad intermedia de 19%) y una formación de caliza de Austin (con una porosidad alta de 25% respectivamente), todas saturadas en su totalidad con agua dulce. Por encima de los bloques formacionales de caliza se tiene también otra zona de 6 pies de longitud constituida por agua dulce al 100%, que sirve de referencia junto con los otros 2 bloques de caliza restantes para verificar la respuesta de la herramienta de neutrones una vez que a ésta se le ha realizado la calibración principal, y para simular condiciones de 100% de porosidad.

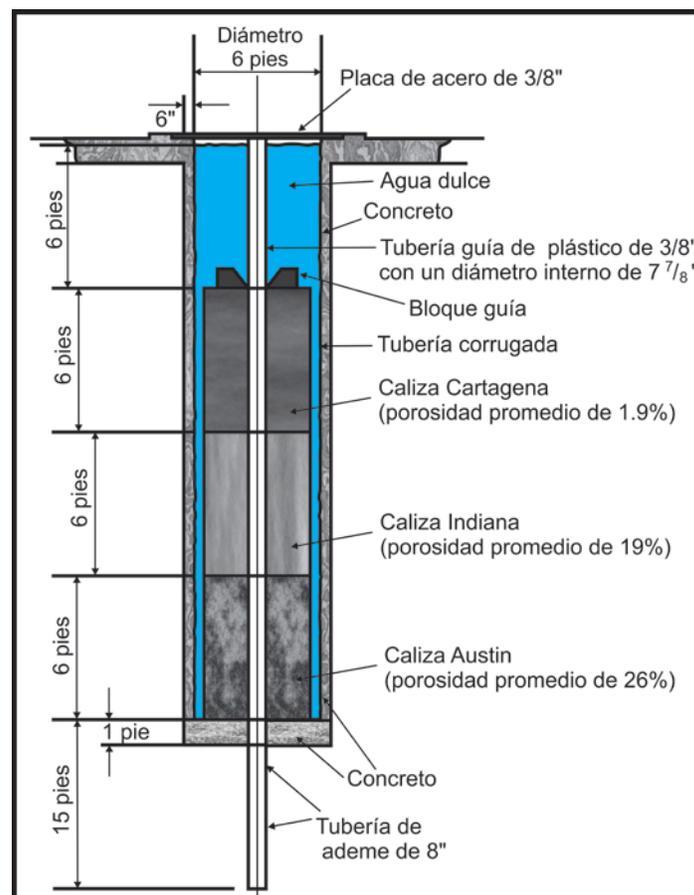


Figura 5.34 Esquema del pozo de calibración que se encuentra en la Universidad de Houston, Texas para las herramientas de neutrones (Modificado de Gómez, 1975).

En este pozo también se calibran los aparatos que a su vez servirán para calibrar periódicamente las herramientas neutrónicas empleadas en campo. La zona que se usa para la calibración de las herramientas es la formación de caliza de Indiana de 6 pies de longitud, que es donde se obtendrá una deflexión de 1,000 unidades API. Dicho de otra manera, todas las herramientas calibradas según la escala estándar API, mostrarán una deflexión de 1,000 unidades API cuando pasan frente a condiciones idénticas a las del pozo de calibración en la formación de caliza de Indiana.

Se puede decir que el pozo de calibración sirve como base para normalizar las lecturas obtenidas en otros pozos prueba con diferentes tipos de litologías para las herramientas de neutrones, así como también como base cuando se estén empleando otros tipos de fluidos de perforación. Mientras que para poder obtener la porosidad verdadera en otra litologías, tales como pueden ser intervalos de areniscas, dolomías, lutitas, margas, yeso, etc. los valores de porosidad neutrón podrán ser convertidos a unidades de porosidad mediante la implementación de distintas tablas de conversión utilizadas por las diversas compañías de servicios que ofrecen los servicios de registros neutrónicos, así como también puede ser algún método de calibración empírico.

En ocasiones se pueden presentar ciertos casos en los que al no existir una tabla de calibración adecuada para convertir las lecturas de las herramientas a unidades de porosidad, por lo que se pueden relacionar empíricamente las lecturas de la herramienta y la porosidad utilizando datos de porosidad obtenidos en laboratorio sobre núcleos de perforación para un cierto pozo, campo o región. Otra metodología ampliamente reconocida para poder obtener la porosidad de cierta litología o formación, consiste en aplicar un método logarítmico. Este método, aunque no tiene una base teórica en la cual poder respaldarse, prevé que existe una relación lineal entre la respuesta obtenida por la herramienta y la porosidad gráfica por medio de la Ecuación 5.41

$$\phi \text{ del registro} = a - bN \qquad \text{Ecuación 5.41}$$

Donde:

a y b son constantes.

En caso de que no se tengan datos de núcleos de perforación, la relación lineal puede generarse por medio de la herramienta de neutrones al pasar esta sobre 2 zonas cuyas porosidades ya se tengan definidas.

5.2.1.3.4 Diferentes tipos de herramientas de porosidad neutrón

De acuerdo con todos los principios mencionados con anterioridad, y en base a la nomenclatura de los registros de porosidad neutrón, los registros neutrónicos se clasifican principalmente de acuerdo al nivel de energía que tienen los neutrones que son detectados por las herramientas. Dicho esto, se puede decir que son 3 las principales herramientas de neutrones que se pueden tener: aquellas que captan neutrones termales, aquellas que captan neutrones epitermales, y aquellas que captan los rayos gamma de captura que si bien no son neutrones, son unas de las

partículas de mayor importancia que se tienen en las mediciones de la herramienta para obtener el índice de hidrógeno de las formaciones.

Hoy en día sin embargo, existen herramientas que permiten la detección tanto de los neutrones termales como de los neutrones epitermales en las formaciones. Esto se logra al utilizar combinaciones de arreglos de 2 o más detectores a distintos espaciamientos de la fuente de neutrones, ya sea que esta se encuentre utilizando una fuente radiactiva o una fuente generadora de neutrones, como puede ser el caso de que la fuente sea un acelerador de partículas de deuterio-tritio.

La combinación de las mediciones de neutrones termales y epitermales permite a algunas de las herramientas más modernas el realizar mejores determinaciones de la porosidad de las formaciones, y a su vez, la comparación de ambas respuestas permite el poder obtener una mejor identificación de la presencia de aquellos elementos que cuentan con un gran poder de captura de neutrones termales tales como el boro y el cloro. Del mismo modo se puede tener una evaluación más precisa del reservorio y una detección más eficaz de horizontes con contenido de gas en yacimientos arcillosos, en combinación con las herramientas de densidad.

5.2.1.3.4.1 Herramientas de neutrones-rayos gamma (GNT, *Gamma Neutron Tools*)

Las herramientas neutrón-gamma son equipos de medición no direccionales que se corren comúnmente de forma excéntrica en los agujeros, esto para lograr que el efecto del pozo incida en la menor medida posible en las mediciones. Además, las herramientas neutrón gamma se encuentran calibradas en unidades API y pueden ser utilizadas tanto en agujeros descubiertos como en agujeros ademados. En aquellos agujeros que tengan un revestimiento de acero, las lecturas serán menos exactas debido a efectos tales como el peso y la posición de la tubería de revestimiento, así como la posible presencia de cemento detrás de la misma. En agujeros descubiertos por otro lado, las lecturas son muy afectadas por la salinidad del fluido, temperatura, presión, tamaño del agujero, stand-off, enjarre y peso del lodo.

Su diseño se basa en estar constituidas de una fuente de neutrones (comúnmente de berilio-plutonio, Be-Pu) y 1 solo detector de rayos gamma a un espaciamiento relativamente amplio (de 40 a 50 cm) con respecto a la fuente de neutrones (lo que le permite tener una resolución vertical de 15.5" o 19.5"). Dicho detector es sumamente sensible a la presencia de los rayos gamma de captura de alta energía y a los neutrones termales. Por lo tanto, las herramientas GNT se centran en la medición de la intensidad y cantidad de rayos gamma generados por efecto de la captura de los neutrones por medio de contadores de centelleo o contadores Geiger Müller.

5.2.1.3.4.2 Herramientas de neutrones epitermales

Las herramientas de neutrones epitermales son de los registros de porosidad más precisos que se tienen dentro de las herramientas de porosidad, ya que la respuesta que se obtiene de ellas es

mínimamente afectada por la presencia de posibles elementos que cuenten con un poder de captura muy grande (tales como el cloro y el boro). Estas herramientas, como bien lo dice su nombre, se basan en la medición de los neutrones epitermales (aquellos neutrones cuyas energías oscilan entre los 10 eV y los 0.2 eV) en las formaciones, y suelen ser llamadas en ocasiones como herramientas neutrón-neutrón. La densidad de los neutrones epitermales es esencialmente sensible a la presencia de átomos de hidrógeno en las rocas, ya que los átomos de hidrógeno son los principales desaceleradores de neutrones (Figura 5.35), sin embargo, no se debe de subestimar el poder de desaceleración que pueden tener algunos otros elementos que puedan estar presentes en las formaciones. La probabilidad de que se generen dispersiones elásticas entre los átomos de hidrógeno y los neutrones depende en gran medida del número de átomos de hidrógeno que se encuentren presentes en las zonas que se encuentra investigando la herramienta (su índice de hidrógeno), por lo que el índice de hidrógeno de la formación puede estar relacionado directamente a la estimación de su porosidad efectiva (ϕ).

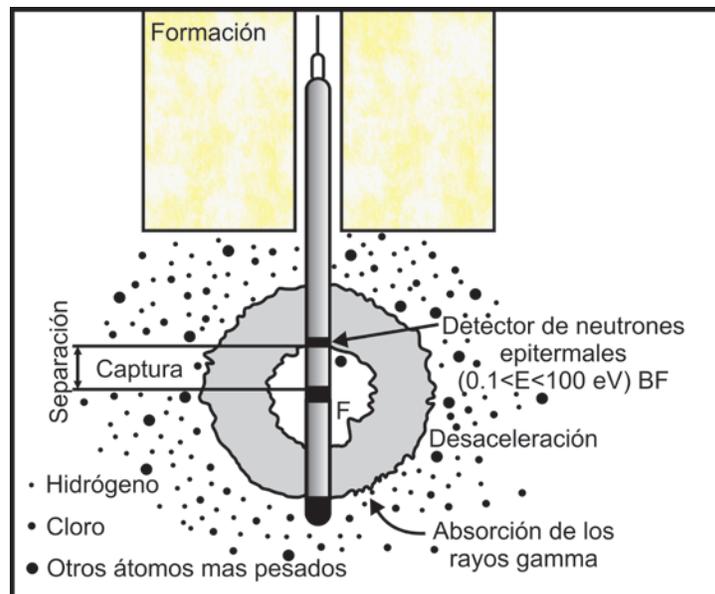


Figura 5.34 Esquema que ejemplifica el principio de medición con el que operan las herramientas de neutrones epitermales (Modificado de Serra, 2008).

Entre las principales herramientas de neutrones epitermales que existen por parte de las compañías de servicios, son 2 las que destacan principalmente, la herramienta de porosidad de neutrones de pared (SNP) y una variante de la serie de herramientas neutrónicas compensadas (CNT-G), ambas de la compañía Schlumberger.

5.2.1.3.4.2.1 Herramienta de neutrones de pared (SNP, Sidewall Neutron Porosity Tool)

La herramienta SNP, o también denominada herramienta de neutrones de pared, fue diseñada por la compañía Schlumberger en los años 60's, específicamente para la detección de neutrones epitermales en las formaciones (neutrones con energías mayores a los 0.4 eV). El diseño con el que cuenta la herramienta se basa de estar constituida por medio de una fuente emisora de

neutrones (comúnmente de americio-berilio) y un detector de neutrones epitermales (un contador de rayos gamma Geiger Müller o un contador de centelleo), éste último colocado a una distancia relativamente corta con respecto a la fuente de neutrones, lo que le permite mejorar significativamente su profundidad de investigación (de 8"), y proveer a la herramienta de una resolución vertical de 16". Ambos dispositivos se encuentran alojados sobre una almohadilla o patín en el diseño de la herramienta. El patín se mantiene presionado contra la pared del agujero por medio de un brazo mecánico, esto para poder lograr que la herramienta siempre se encuentre en contacto directo con la pared del pozo, por lo que se puede decir que es una herramienta que siempre se corre de forma excéntrica en el agujero, además de que solo puede ser utilizada en agujeros descubiertos, agujeros vacíos o agujeros llenos de fluido (Figura 5.35). La finalidad de correr excéntrico el registro tiene como principal objetivo el minimizar muchos de los efectos del agujero que pudiesen afectar las lecturas obtenidas por el detector (por diámetro del agujero, densidad y salinidad del lodo), y al mismo tiempo obtener un registro tipo calliper del agujero.

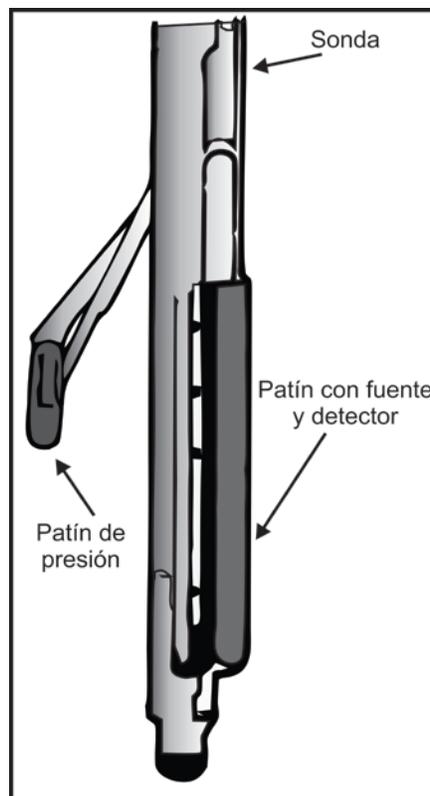


Figura 5.35 Esquema muestra el diseño que tiene la herramienta SNP (Modificado de Gómez, 1986).

La gran ventaja de medir solo los neutrones epitermales de las formaciones radica en que se logran eliminar en gran medida los efectos perturbadores que se pudiesen generar en las lecturas por efecto de algunos elementos altamente absorbentes de neutrones termales como lo son el cloro y el boro. Dichos elementos pueden estar presentes en los fluidos alojados en los poros y en la matriz de las rocas. Además, la herramienta SNP tiene la gran ventaja de poder corregirse automáticamente en superficie desde una caja de control, y puede combinarse junto con las herramientas de neutrón compensado (CNT) y los rayos gamma.

El registro SNP se encuentra calibrado directamente en unidades de porosidad, ya sea en caliza o en agua dulce, por lo que proporciona lecturas directas de porosidad si la litología que se está investigando es conocida.

5.2.1.3.4.2 Herramienta de neutrón compensada (CNT-G, *Compensated Neutron Tool*)

Las herramientas de neutrón compensado, de las cuales se platicará con más detalle un poco más adelante, se basan en la implementación de arreglos de detectores en su diseño (uno cercano y uno lejano), esto para reducir los efectos del agujero en las mediciones a realizar. Un caso particular de este tipo de herramientas es la CNT-G que realiza mediciones de porosidad basadas en las respuestas obtenidas por medio de un sistema de 2 detectores epitermales y 2 detectores termales que miden en esencia, los neutrones térmicos y epitérmicos en las formaciones.

En un registro de neutrón CNT-G se obtienen comúnmente 2 curvas de porosidad, una curva de porosidad neutrón termal y una curva de porosidad neutrón epitermal. Dichas curvas representan los valores obtenidos por ambos detectores y generalmente tienden a variar entre sí. La curva de porosidad neutrón termal $(\phi_N)_t$ es esencialmente mayor que la curva de neutrón epitermal $(\phi_N)_e$ debido al efecto que tiene sobre la primera la presencia de elementos absorbentes de neutrones termales. La curva de porosidad neutrón epitermal por otro lado, tiene la ventaja de ser menos sensible a la presencia de este tipo de elementos, por lo que su respuesta será más representativa de la porosidad verdadera de la formación.

5.2.1.3.4.3 Herramientas de neutrones termales

Las herramientas de neutrones termales, por otro lado, se centran en la medición de aquellos neutrones que tengan un nivel de energía cercano a los 0.025 eV. Dichos neutrones dependen de 2 factores: el primero de ellos es la cantidad de átomos de hidrógeno que puedan estar presentes en el volumen de formación que se esté investigando, por lo que mientras mayor sea la cantidad de átomos de hidrógeno presente en las formaciones, mayor será el conteo obtenido de neutrones termales cerca de la fuente de neutrones, y menor será el conteo de neutrones termales en el detector que se encuentra más alejado de la fuente (como ocurre con la herramienta de neutrón compensada CNT). De esta manera, la cantidad de neutrones termales obtenidos por los detectores, dependerá a la vez del espaciamiento que tengan los detectores con respecto a la fuente en las herramientas de neutrones.

El segundo factor del cual dependen las herramientas de neutrones termales es la sección transversal de captura que tengan los diferentes elementos que puedan estar constituyendo a una roca o formación. En consecuencia, la cantidad de neutrones termales que podrán ser detectados a una cierta distancia de la fuente de neutrones será directamente proporcional a la presencia de aquellos elementos que cuenten con un gran poder de captura, por lo que se obtendrán lecturas bajas de neutrones termales en aquellas formaciones que sean ricas en elementos absorbentes de neutrones (tales como el samario, gadolinio, cloro, boro, litio y el cadmio cuando el registro se

toma en un agujero con tubería de revestimiento). Esto permite que ni la salinidad de los fluidos ni la litología tengan algún efecto significativo sobre las mediciones.

La principal representante de este tipo de herramientas es la herramienta de porosidad neutrón compensada (CNT) por parte de la compañía Schlumberger (1970). Esta herramienta se encuentra constituida por medio de una fuente de neutrones rápidos de americio-berilio y 2 detectores de neutrones (comúnmente detectores de helio por su gran poder de captura), ambos alojados a cierta distancia de la fuente (uno lejano y uno cercano a la fuente de neutrones). Dicha configuración permite que la herramienta pueda minimizar en gran medida varios efectos presentes en las formaciones, tales como presencia de arcillosidad y cambios bruscos de salinidad en los fluidos.

5.2.1.3.4.3.1 Herramienta de neutrón compensada (CNT, CNT-A)

El registro de neutrón compensado o registro de doble espaciamiento CNT, es un registro radiactivo de porosidad cuyo principal objetivo es la obtención de la porosidad de las formaciones, al permitir reducir muchos de los inconvenientes que se tenían con los otros registros de neutrones mencionados con anterioridad. Además, sustituye con gran ventaja al registro neutrón-gamma mencionado con anterioridad, al agregar otro detector de neutrones al diseño de la herramienta. La herramienta CNT-A consta de una fuente de neutrones de americio-berilio más eficaz que en la SNP, y 2 detectores de neutrones termales a una distancia de 15" y 24.7" (38 cm y 63 cm) respecto a la fuente (Figura 5.36). Tienen una profundidad de investigación en las formaciones de cerca de 12", y una resolución vertical de 10" sin embargo, puede aumentarse si se incrementa la distancia que existe entre la fuente y los detectores."

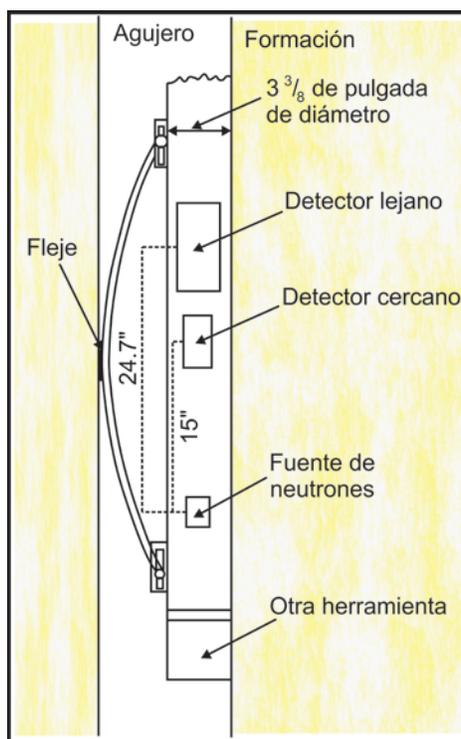


Figura 5.36 Esquema que muestra el diseño que tiene la herramienta CNT (Modificado de Bassiouni, 1994).

Las herramientas CNT se corren comúnmente de forma excéntrica tanto en agujeros descubiertos, agujeros llenos de fluidos o en agujeros ademados (agujeros que cuentan con una tubería de revestimiento de acero). En agujeros descubiertos las herramientas CNT pueden ser utilizadas en pozos cuyos diámetros vayan desde las 6" a las 16" por medio de un fleje que mantiene a la herramienta en contacto con la pared del agujero. Por otro lado, en agujeros ademados o con un diámetro menor a las 6", la sonda se corre sin fleje, suponiendo que esta sigue libremente el lado más bajo del agujero.

El principio de medición que utilizan las herramientas compensadas es muy similar al utilizado por las herramientas neutrón-gamma (GNT), pero con la diferencia de que éstas se basan principalmente en realizar un promedio de los ritmos de conteos obtenidos por medio de los 2 detectores, lo cual refleja la forma en que la densidad de los neutrones decrece con respecto a la distancia de la fuente, y que depende en gran medida del fluido contenido en los poros de la roca (su índice de hidrógeno), es decir, de su porosidad. Esto se debe a que las lecturas obtenidas del detector lejano son más susceptibles a ser afectadas por efectos del agujero y de las formaciones adyacentes, sin embargo, esto se corrige por medio de las lecturas obtenidas del detector cercano que es menos susceptible a dichos efectos, dejando así solo los efectos provenientes de las formaciones.

Un rasgo sobresaliente de las herramientas de neutrones compensadas es que son herramientas tipo mandril, y se diseñaron específicamente de esta manera para ser utilizadas en combinación con otras herramientas de porosidad, tal como lo son las herramientas de densidad, litodensidad y los registros sísmicos de porosidad, tanto en agujeros descubiertos como en agujeros ademados. Hoy en día se utilizan ampliamente en combinación con las herramientas de densidad compensada (FDC-CNT) y las herramientas de litodensidad (LDT-CNT), principalmente como indicador de zonas con contenido de gas. Esto es debido a que el gas contiene un bajo índice de hidrógeno, por lo que la porosidad aparente obtenida por medio de la herramienta CNT será baja. Al comparar esta porosidad aparente con la determinada por las otras herramientas de porosidad, es posible determinar la presencia de gas debido al efecto de excavación que se genera.

5.2.1.3.4.4 Otras herramientas de porosidad neutrón

Las herramientas de neutrones neutrón-gamma (GNT), neutrón-neutrón (SNP) y las herramientas de neutrones compensadas (CNT (CNT-A y CNT-G)) como bien se mencionó con anterioridad, son herramientas de neutrones que fueron diseñadas para brindar neutrones rápidos a través de fuentes químicas de americio-berilio, berilio-plutonio, etc. por medio de las cuales se generan neutrones con niveles de energías que oscilan entre los 4 y 5 MeV. Sin embargo, existen también otro tipo de herramientas capaces de generar ráfagas o explosiones de neutrones de mayores energías (hasta de 14.1 MeV) a través de pulsos periódicos de neutrones, estos últimos generados por medio de fuentes que se encuentran constituidas de aceleradores de partículas de deuterio-tritio. A este nuevo tipo de herramientas se les denomina como herramientas de neutrones pulsadas (PNT, *Pulsed Neutron Tool*).

Una característica sobresaliente de este tipo de herramientas es su gran capacidad para poder ser empleadas en agujeros adermados, por lo que se convirtieron rápidamente en una poderosa herramienta para la reevaluación de viejos campos petroleros, y actualmente como una poderosa herramienta de evaluación petrofísica de todos aquellos nuevos campos petroleros en desarrollo.

5.2.1.3.4.4.1 Herramientas de neutrones pulsadas (PNT)

Las herramientas de neutrones pulsadas se encuentran constituidas por medio de aceleradores de partículas de deuterio-tritio como fuentes de neutrones de alta energía, y cuentan además dentro de su diseño con 2 detectores de neutrones sumamente sensibles a los neutrones termales y a los rayos gamma de captura. Su principio de medición es muy similar al llevado cabo por las herramientas CNT, pero las herramientas pulsadas se basan principalmente en la emisión de pulsos de neutrones de muy altas energías (14.1 MeV) y la posterior medición del tiempo requerido para que una cierta fracción de esos neutrones sean absorbidos por la formación. Teóricamente, en un medio homogéneo el tiempo requerido para que los neutrones pierdan progresivamente su energía hasta llegar a ser neutrones termales, puede quedar expresado a través de una función exponencial en función del tiempo de la siguiente manera.

$$n = n_0 e^{\frac{-t}{\tau}} \quad \text{Ecuación 5.42}$$

Donde:

n_0 = número de neutrones al tiempo t_0 en que comienza la detección.

n = número de neutrones termales a un tiempo t medido después de que empieza la detección.

τ = tiempo de decaimiento térmico.

A través de los 2 detectores de neutrones-rayos gamma es que se pueden detectar los cambios relativos en la cantidad de neutrones térmicos que van quedando en la formación. Dicho proceso se encuentra en gran medida moderado por el efecto de las numerosas colisiones que se generan entre los neutrones emitidos por la fuente y los núcleos de los elementos que se encuentran en el agujero y en la formación. El cloro es uno de los elementos más comunes que se pueden tener en las formaciones y en los fluidos de las formaciones a profundidad, y destaca particularmente de los demás por su gran sección transversal de captura, por lo que en formaciones limpias la respuesta de la herramienta estará determinada principalmente por la presencia de este elemento en el agua de formación.

A lo largo de la vida de los neutrones, éstos colisionan con los átomos de los elementos que se encuentran en el agujero y en la formación por efectos de dispersión elástica y dispersión inelástica, hasta que finalmente alcanzan niveles de energía termales y son capturados por los átomos de la formación, generándose en consecuencia su correspondiente emisión de rayos gamma de captura. La intensidad de los rayos gamma de captura dependerá en gran medida de los átomos de los elementos que se encuentran en el pozo y la formación, permitiendo con ello el que la respuesta obtenida por parte de las herramientas pulsadas pueda ser utilizada tanto

cualitativamente para la diferenciación entre aquellas zonas que cuenten con contenidos de gas, aceite o agua de formación, así como también cuantitativamente para la estimación de saturaciones (saturaciones de agua (S_w) y saturaciones de hidrocarburos (S_{hr})). Dicho esto, se puede decir que las herramientas de pulsos de neutrones son las primeras herramientas en su tipo que permiten calcular saturaciones de los fluidos presentes en las formaciones.

Las principales representantes de este tipo de herramientas las constituyen la serie de herramientas TDT (TDT-K, TDT-M, etc.) y la herramienta APS, ambas de la compañía Schlumberger. La herramienta de tiempo de decaimiento termal de neutrones TDT (*Thermal Decay Time*) tiene una resolución vertical de 12" (ligeramente mejor a la obtenida con la CNL), y se encarga principalmente en determinar el tiempo requerido (τ) para que una cierta cantidad de neutrones disminuya a una fracción de $1/e$, que es aproximadamente un 37% de lo originalmente emitido. El tiempo de decaimiento termal depende a la vez de la sección transversal de captura de la formación (Σ) y puede quedar expresado de la siguiente manera por medio de la Ecuación 5.43.

$$\Sigma = 4.55/\tau \quad \text{Ecuación 5.43}$$

La herramienta APS por otro lado, es al igual que la TDT, una herramienta de pulsos de neutrones. Esta se encuentra constituida por medio de 1 fuente de minitrones (un minitrón es un acelerador de partículas utilizado para proveer un flujo de neutrones de altas energías) con un detector de helio (^3He), y 4 detectores de neutrones epidermales, los cuales permiten realizar mediciones de tipo epidermal sin efectos de matriz en las formaciones. Una característica sobresaliente de la herramienta APS es que el efecto de la presencia de gas en capas arcillosas es mucho más visible en el registro debido al reducido efecto que estas tienen sobre la herramienta. Tiene además una resolución vertical de 4", por lo tanto, puede medir capas delgadas con espesores hasta de 1 pie.

5.2.1.3.5 Profundidad de investigación de las herramientas

La profundidad de investigación que se puede obtener de las herramientas de neutrones depende en gran medida de la porosidad que puedan tener las formaciones. Sin embargo, es un tanto complicado obtener un valor preciso ya que dicho parámetro se encuentra influenciado por varios factores presentes en el agujero y en la formación, tales como los siguientes.

- El tipo de medición de los neutrones que realizan las herramientas (epidermales, termales y rayos gamma de captura), así como también la geometría que esta pueda tener.
- La cantidad de átomos de hidrógeno que se tiene en la formación. En formaciones con cero porosidad se obtienen profundidades de investigación máximas de aproximadamente 1 pie, debido a las bajas concentraciones de átomos de hidrógeno presentes. En formaciones con mayores porosidades, o bien en agujeros llenos de agua, la profundidad de investigación de las herramientas se vuelve muy corta, esto debido principalmente a

que los neutrones son desacelerados por los átomos de hidrógeno con mayor intensidad, y por lo tanto son capturados más cerca del agujero.

- La profundidad de investigación de cada herramienta depende también del espaciamiento que exista entre los detectores de neutrones y la fuente emisora.
- Por último, el recubrimiento aislante con el que cuentan algunos de los detectores en las herramientas más modernas, puede convertirse en un agente perturbador de las mediciones, reduciendo con ello la eficiencia de los detectores, y por lo tanto, se podrían obtener valores que en ocasiones no son los representativos de la formación.

5.2.2 Presentación del registro

El registro de porosidad neutrón se gráfica comúnmente en escalas lineales de porosidad neutrón junto con la respuesta del registro de densidad FDC en los carriles 2 y 3 del registro, o bien, puede tomarse en combinación junto con el registro sísmico de porosidad o el registro TDT. Simultáneamente, también pueden ser graficados un registro de rayos gamma y un registro de diámetro del agujero en el carril 1 (Figuras 5.37 y 5.38), lo que permite poder realizar detecciones más precisas de aquellos intervalos con contenido de gas, así como también una identificación litológica más veraz, producto de la interpretación de las lecturas obtenidas por medio de la combinación de herramientas densidad-neutrón. La escala que se utiliza con más frecuencia en el registro de neutrones es de 0 a 10%, 0 a 15% o bien, también puede ir de un 45 a un 15% de izquierda a derecha. Los registros de neutrones se encuentran calibrados en formaciones de caliza limpias, por lo que será solo en este tipo de litología que se obtengan directamente las porosidades verdaderas de la formación a partir de las lecturas en el registro.

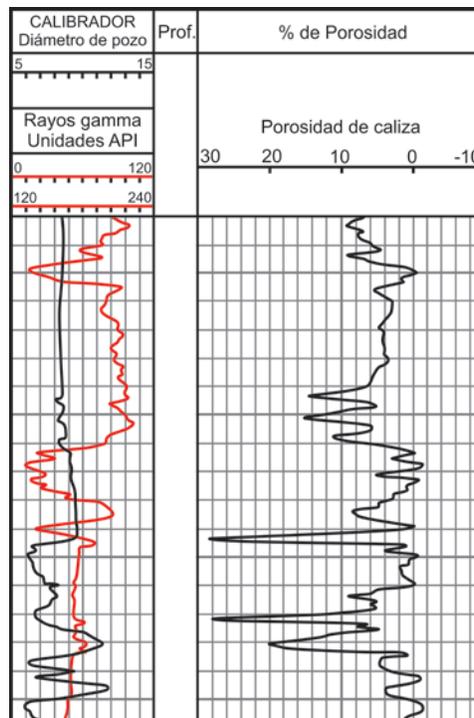


Figura 5.37 Ejemplo de un registro de neutrón epitérmico SNP (Modificado de Gómez, 1975).

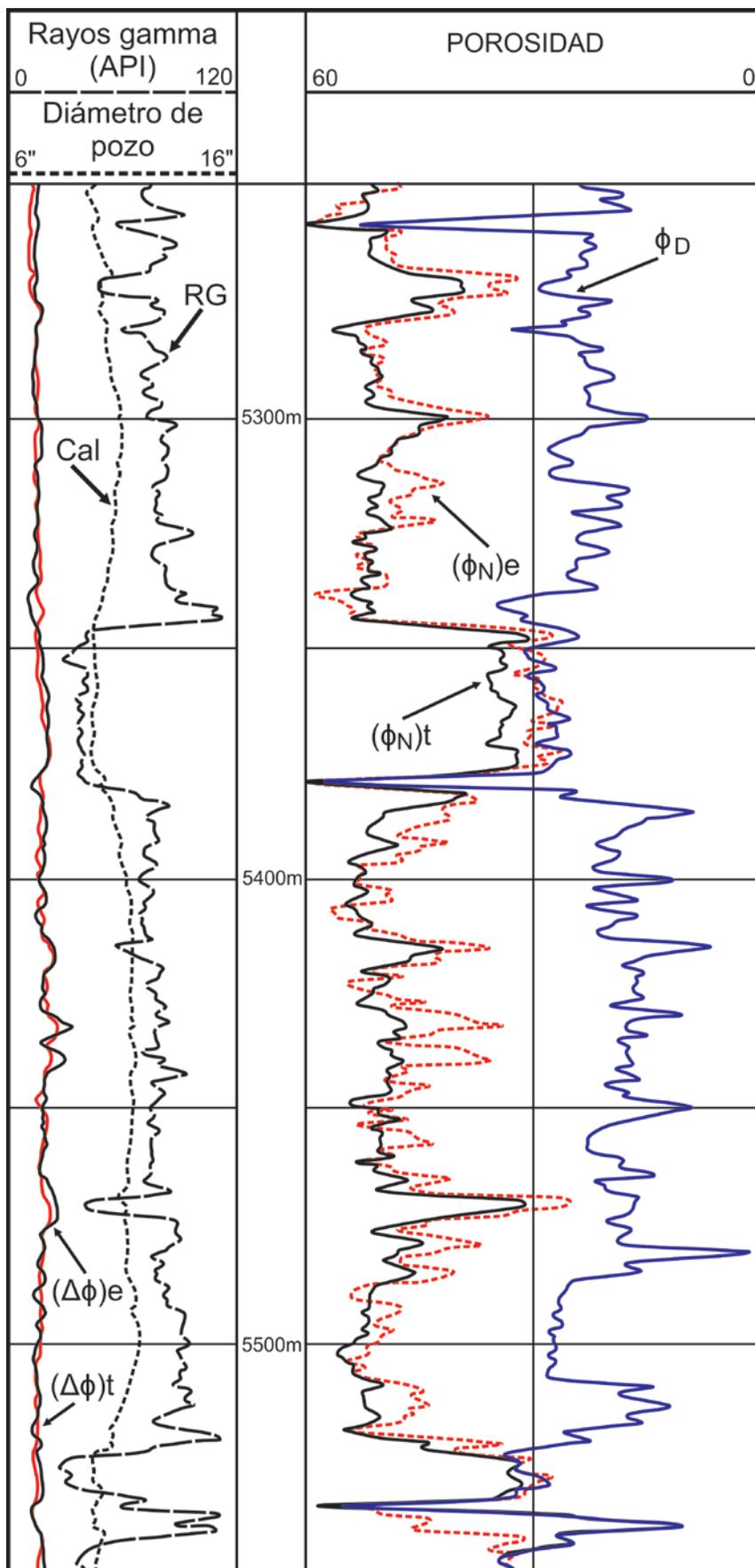


Figura 5.37 Ejemplo de un registro de neutrón compensado o doble neutrón CNL (Modificado de Bassiouni, 1994).

5.2.3 Correcciones aplicadas al registro de neutrones

5.2.2.1 Factores que influyen en la respuesta de las mediciones de los neutrones

Existen numerosos factores que pueden alterar las respuestas de las herramientas de neutrones, principalmente en relación al índice de hidrógeno que pueden contener las formaciones. Entre estos se pueden mencionar los siguientes:

- Cantidad de átomos de hidrógeno presente en las rocas o formaciones.
- Presencia de elementos que cuenten con un gran poder de captura.
- Composición mineralógica de las rocas o formaciones.
- Porosidad (tipo de fluidos alojados en los poros de las rocas).
- Salinidad del fluido de formación (cantidad de cloruros).
- Presencia de hidrocarburos.

5.2.2.2 Factores geológicos que pueden afectar el índice de hidrógeno de las formaciones

Entre éstos, son 5 los principales causantes de que la relación del índice de hidrógeno pueda variar o de que no sea la representativa de los intervalos que se están investigando:

- El tipo de litología y tipo de fluidos presentes en los poros de la roca.
- Textura de la roca.
- Temperatura.
- Ambiente de depósito.
- Presión.

5.2.2.3 Correcciones en agujero abierto y en agujero adorado

Las herramientas de porosidad neutrón son de las mejores herramientas que existen dentro de la gran gama de registros geofísicos de pozos al servicio de la industria petrolera para el cálculo de porosidades y saturaciones en las formaciones, así como también para realizar mejores interpretaciones litológicas de las formaciones en combinación con la respuesta de las herramientas de densidad. Sin embargo, existen varios factores de pozo al momento de realizar a adquisición del registro que pueden perjudicar o alterar en cierta medida las lecturas obtenidas por los detectores de las herramientas, por lo que será necesario el que dichas lecturas deban ser corregidas oportunamente por dichos efectos ambientales.

Generalmente, las condiciones óptimas o estándar con las que deben ser adquiridos los registros de neutrones deben de ser las siguientes:

- Diámetro de agujero de $7\frac{7}{8}$ de pulgada (0.20 m).
- Agua dulce en el agujero y en la formación.

- Que no exista un enjarre en la pared del agujero.
- 24 °C Temperatura.
- A presión atmosférica.
- Que la herramienta se encuentre excentrada y con un buen contacto con la formación.

Si las condiciones en las que se tomó el registro difieren de las condiciones estándar mencionadas con anterioridad, se realizan las siguientes correcciones por medio de gráficas para la gran mayoría de las herramientas de neutrones tomadas en agujero abierto:

- Por diámetro de pozo.
- Por espesor de enjarre.
- Salinidad del lodo de perforación.
- Densidad del lodo de perforación.
- Standoff (separación entre la herramienta y la pared del agujero).
- Presión en el agujero.
- Temperatura en el pozo.
- Corrección por litología.
- Por efecto de arcillas.
- Por efecto de hidrocarburos ligeros (gas) e hidrocarburos residuales.

Por el contrario, si las herramientas se corren en agujeros ademados, es necesario realizar correcciones por los siguientes efectos, igualmente por medio de gráficas para la mayoría de las herramientas de neutrones:

- Diámetro de agujero antes de cementar.
- Espesor de la tubería de revestimiento.
- Espesor del cemento.
- Peso del lodo de perforación.
- Salinidad del lodo de perforación.
- Temperatura en el pozo.

5.2.4 Aplicaciones de los registros de porosidad neutrón

Los registros de neutrones como bien se ha platicado a lo largo de este subcapítulo, son de las herramientas más importantes y confiables para la determinación de porosidades, saturaciones de fluidos e identificación de litologías. Sin embargo, tiene otras aplicaciones que son igual de importantes, y de entre las cuales destacan principalmente las siguientes:

- Determinación de la porosidad.
- Efecto de las arcillas e hidrocarburos.
- Identificación de la litología (en combinación con otros registros).

- Análisis del contenido de arcilla.
- Detección de gas o hidrocarburos ligeros.
- Evaluación de la densidad de los hidrocarburos.
- Correlación entre pozos.

5.2.4.1 Determinación de la porosidad

Esta es sin lugar a dudas una de las principales aplicaciones de los registros de porosidad neutrón. Las mediciones de los registros neutrónicos, de densidad y sónico dependen no solo de la porosidad, sino también de la litología de la formación, de los fluidos en los poros y, en algunos casos, de la geometría de la estructura porosa. Las herramientas de neutrones se basan en este sentido en la medición del índice de hidrógeno o abundancia de hidrógeno en las formaciones sedimentarias a profundidad. En formaciones limpias (sin arcillosidad) saturadas de agua por ejemplo, la principal fuente de hidrógeno se encuentra presente en el agua de formación contenida en los poros de las rocas (su agua libre y el agua ligada), por lo que la respuesta que se reflejará de las herramientas de neutrones será en relación al volumen de agua que pueda estar alojada en los poros, brindando así una respuesta de la porosidad aparente que tengan las formaciones. Sin embargo, en muchas ocasiones es necesario realizar una calibración a las mediciones obtenidas por efecto de matriz, ya que la matriz de las rocas comúnmente tiende a producir ciertas variaciones en las lecturas de porosidad neutrón, incluso aún cuando las formaciones tengan las mismas porosidades. Una arenisca saturada de agua y con un 20% de porosidad por ejemplo, se verá reflejada de diferente manera en el registro de neutrón en comparación con una caliza saturada de agua y con un 20% de porosidad.

La determinación exacta de la porosidad resulta más difícil de obtener si se desconoce la litología de la matriz, o bien si ésta consiste de 2 o más minerales en proporciones desconocidas. La determinación se complica todavía aun más cuando existe presencia de hidrocarburos ligeros en los poros de las rocas, provocando que la respuesta del registro varíe de manera notable de aquella que se obtiene del agua. Incluso el tipo de estructura porosa en la roca afecta la respuesta de las herramientas de neutrones. En ese sentido se puede decir que los registros de neutrones y de densidad responden principalmente a la porosidad total (la suma de la porosidad primaria y la porosidad secundaria), mientras que el registro sónico responde a la porosidad primaria u original de distribución uniforme.

Para determinar cualquiera de estas complicaciones son necesarios más datos que aquellos que proporciona un solo registro de porosidad. Es por ello que comúnmente dentro de la adquisición de los registros se pueden combinar las lecturas obtenidas por medio los 3 registros de porosidad (sónico, densidad y neutrón), el factor fotoeléctrico (Pe), la medición del registro de litodensidad y las mediciones de Torio, Uranio y Potasio obtenidas del registro de espectroscopía de rayos gamma. La combinación de mediciones dependerá en gran medida de la situación en la que se estén tomando los registros, sin embargo, el propósito fundamental será la determinación de las

mezclas de matrices o fluidos complejos y así obtener una determinación más exacta de la porosidad.

Se puede decir con esto que los registros de neutrones que detectan neutrones epitermales son de las mejores herramientas para el cálculo de la porosidad, ya que su respuesta no se ve influenciada por la presencia de elementos que tengan una gran sección transversal de captura en comparación con aquellos que detectan neutrones termales.

5.2.4.2 Efecto de las arcillas e hidrocarburos sobre los registros de neutrones

5.2.4.2.1 Efecto de las arcillas

Como la herramienta de neutrón compensada CNL mide principalmente neutrones térmicos en las formaciones, las lecturas que se obtienen en intervalos arcillosos se ven afectadas por los elementos que tienen una alta sección transversal de captura de neutrones térmicos, tales como el boro y el cloro. En este sentido se puede decir que las herramientas de neutrones son sensibles a la arcilla de la formación, ya que ésta generalmente contiene pequeñas cantidades de boro y otros elementos que tienen secciones transversales de captura de neutrones térmicos particularmente altas. Dicho efecto, si es excesivo, puede ocultar la respuesta de la herramienta en intervalos arcillosos con contenido de gas.

Como se ha platicado ampliamente en este trabajo de tesis, todos los registros de neutrones son sensibles al índice de hidrógeno contenido en las formaciones, por lo que se puede decir entonces que son igualmente sensibles al agua ligada y al agua libre que se encuentran en los poros de las rocas, o dicho de otra manera, es incapaz de separar las arcillas mojadas del agua libre de formación. El registro de neutrones en intervalos arcillosos refleja comúnmente porosidades anormalmente altas, principalmente en los intervalos que se encuentren constituidos de lutitas o minerales arcillosos. Los valores que se pueden obtener en los intervalos de arcillas pueden ir desde un 75% \emptyset_N hasta un 25% \emptyset_N , sin embargo, las arcillas típicas generalmente tienen valores de porosidad alrededor de un 40-50% \emptyset_N . Esto se debe principalmente por la presencia tanto del agua ligada y del agua libre, incrementando con ello la porosidad de la roca, lo que se verá reflejado en el registro como una porosidad que no es la verdadera de la formación.

Un efecto muy similar puede ocurrir en intervalos que se encuentren constituidos por combinaciones de minerales arcillosos y materia orgánica en las formaciones, lo que propicia que se incremente su índice de hidrógeno. En este sentido se puede decir que la materia orgánica tiene una abundancia de átomos de hidrogeno muy alta por unidad de volumen de roca en las lutitas. Por tal motivo, se puede decir que el incremento en los valores de porosidad neutrón en aquellos intervalos que sean ricos de materia orgánica, pueden ser fácilmente visibles comparando las lecturas del registro de neutrones con las lecturas bajas obtenidas por medio de un registro de densidad como la herramienta FDC.

5.2.4.2.2 Efecto de los hidrocarburos

Las leyes que rigen la relación existente entre los registros de porosidad neutrón y la determinación de la porosidad verdadera en formaciones limpias son válidas en casos en que se tenga ya sea agua de formación o aceite en las formaciones sedimentarias a profundidad (ya que ambos contienen esencialmente la misma cantidad de hidrógeno). El gas por otro lado, es un caso particular dentro de la medición de la porosidad de las formaciones ya que éste contiene una concentración de hidrógeno considerablemente muy baja, así como también una baja densidad. Dicho de otra forma, la respuesta de las herramientas de neutrones a los hidrocarburos ligeros o al gas, depende de su índice de hidrógeno y de otro factor, el efecto de excavación. Por lo tanto, cuando el gas se encuentra presente a una distancia suficiente para estar dentro de la zona de investigación de las herramientas, dichas características provocan que en las herramientas se vean reflejadas lecturas de porosidad muy bajas (que pueden variar de acuerdo a las temperaturas y presiones en el agujero). Esta característica del gas permite que la respuesta del registro de neutrones pueda ser utilizada de manera cualitativa junto con otros registros de porosidad, principalmente el registro de densidad para la detección de zonas de gas (en base a su efecto de excavación) e identificar contactos gas/líquido. La combinación de ambas herramientas es a lo que se le llama registro densidad-neutrón (FDC-CNL).

Se le llama efecto de excavación al efecto que tiene el gas de formación sobre los registros de neutrones. El término efecto de excavación surge de la comparación que existe entre 2 formaciones A y B, una saturada al 100% con agua dulce, mientras que la segunda contiene la misma cantidad de agua que la primera, pero ahora con porosidad un poco mayor, siendo el resto de los poros ocupados por gas (Figura 5.38). Anteriormente, debido a su bajo contenido de hidrógeno, en los cálculos se consideraba que la porción llena de gas estuviera reemplazada por matriz de roca adicional sin embargo, se ha encontrado que esta matriz de roca adicional se "excava" y se sustituye por gas, logrando con ello el que la formación tenga una característica desaceleradora de neutrones menor a la esperada. En términos del índice de hidrógeno, ambas formaciones deberían tener una respuesta de porosidad neutrón muy similar sin embargo, no resulta así por el gas que está ocupando el resto de los poros de la segunda formación.

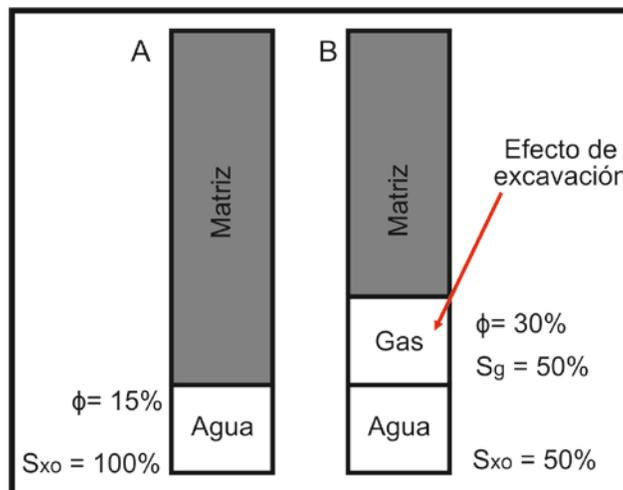


Figura 5.38 Ejemplo que muestra como se produce el efecto de excavación por presencia de gas en la matriz de las rocas en las formaciones sedimentarias.

La diferencia entre las lecturas de neutrón que se obtienen en ambos casos, considerando únicamente el índice de hidrógeno y las calculadas considerando la magnitud de los poderes de moderación de los neutrones en ambas matrices, es a lo que se define como "efecto de excavación" (Figura 5.38). Este efecto, si no se toma en cuenta en la interpretación de zonas de gas, puede provocar que se obtengan valores de porosidad demasiados bajos.

5.2.4.3 Identificación de la litología

El uso de los registros de neutrones para la identificación litológica de las formaciones depende básicamente de un entendimiento de la distribución de hidrógeno en los materiales que constituyen a las formaciones.

El hidrógeno que detectan las herramientas de neutrones se lleva a cabo principalmente por medio de 2 combinaciones químicas en los materiales, una que se lleva a cabo entre el hidrógeno y los átomos de carbono, principalmente en los hidrocarburos, y otro que se lleva a cabo entre el hidrógeno y el oxígeno, principalmente en el agua. Los hidrocarburos se presentan comúnmente en forma de gases (etano, metano, butano, etc.), en forma de líquidos (aceites, bitumen, etc.), así como también en forma de sólidos como lo son principalmente el carbón y la materia orgánica. El agua puede presentarse en forma líquida relleno los poros de las rocas, en forma de iones en zonas constituidas de arcillosas, como agua de cristalización (tal como ocurre en las evaporitas), o bien en combinación con otros tipos de aguas (esto se da principalmente en rocas ígneas).

En las litologías en las que se tienen todas estas combinaciones de hidrógeno, se ha encontrado que su índice de hidrógeno cubre casi toda la escala que va de 0 a 1 (Tabla 5.15). El agua pura o dulce es por mucho el agua cuyo índice de hidrógeno es conocido con precisión ya que su valor es de 1 sin embargo, los registros de neutrones permiten obtener una reflexión extremadamente sensible a las características litológicas de las formaciones, y en combinación con otros registros tales como el de densidad, el efecto fotoeléctrico y el de espectroscopía de rayos gamma, se puede obtener de forma muy precisa la litología que conforman a las distintas formaciones a profundidad (Figura 5.38).

Elemento	Unidades de caliza porosidad neutrón	Índice de hidrógeno
Agua fresca	100	1.0
Agua salada	+60	0.9
Cuarzo	-2	0.01
Areniscas	-2 a 25	-
Calcita	-1	-
Calizas	-1 a 30	-
Dolomitas	1 a 30	-
Arcillas	25 a 75	0.09 a 0.37
Lignita	52	0.66
Antracita	38	0.40
Metano	De 20 a 50	0.49

Tabla 5.15. Valores de porosidad neutrón para algunas de las litologías más comunes en las formaciones sedimentarias (Rider, 2000).

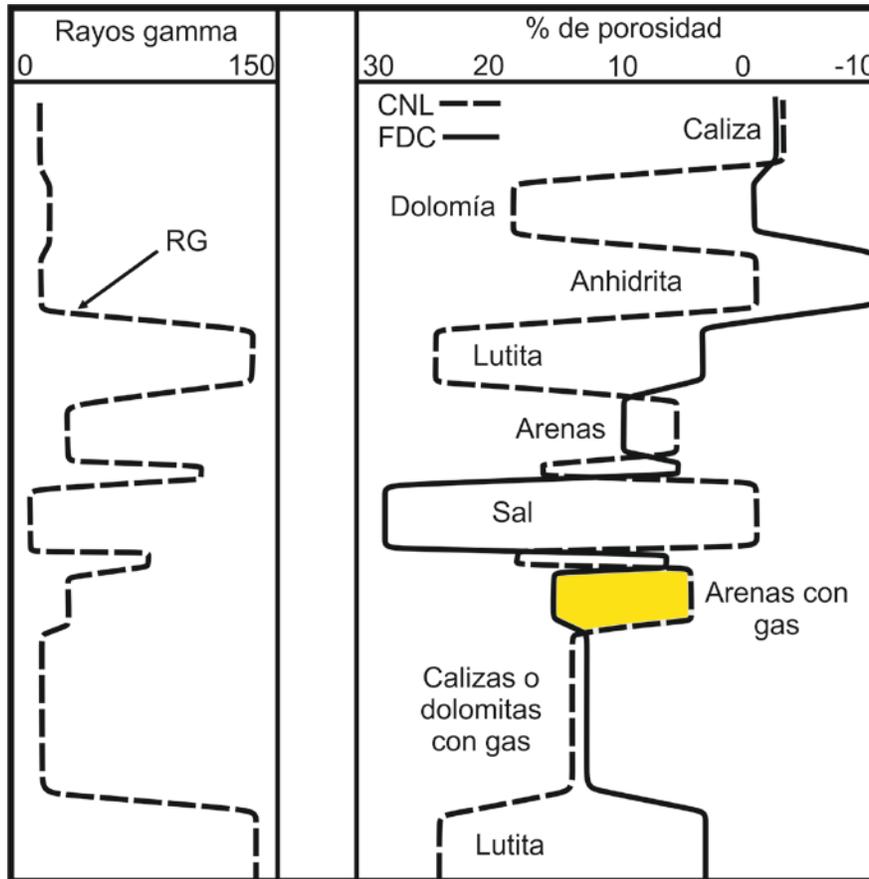


Figura 5.38 Registro idealizado que muestra el comportamiento de las curvas de rayos gamma, de densidad y de neutrón al frente de distintos tipos de litologías (Modificado de apuntes de clase de Registros geofísicos de pozo, 2010).

Los registros de neutrón, densidad y sónico interactúan de diferente manera con los minerales que conforman a la matriz de la roca, a la presencia de gas o aceites ligeros, y a la geometría de la estructura porosa. Dada las diferentes formas en que interaccionan las partículas con los fluidos y los minerales de las rocas, resulta de bastante utilidad la comparación directa de las respuestas obtenidas por los registros de densidad y de neutrón para la detección de zonas con gas, zonas arcillosas, zonas compactas, etc. de la siguiente manera:

$$\begin{aligned} \phi_N &\approx \phi_D \text{ para calizas} \\ \phi_N &\gg \phi_D \text{ para zonas arcillosas (lutitas)} \\ \phi_N &\ll \phi_D \text{ para zonas con gas} \\ \phi_N &> \phi_D \text{ en arenas} \\ \phi_N &< \phi_D \text{ en dolomías} \end{aligned}$$

5.2.4.4 Análisis del contenido de arcilla

Las arcillas como se menciono con anterioridad, propician que las lecturas en las herramientas de neutrones se vean afectadas por aquellos elementos que tengan una gran sección transversal de

captura, tal como pueden ser el boro y el cloro presentes comúnmente en este tipo de litologías. Cuando una arcilla es depositada en un ambiente sedimentario, casi el 70% de su volumen original se encuentra constituido por agua, y a medida que se va sepultando, esta porosidad va disminuyendo por efecto de la compactación.

En los registros de neutrones se puede obtener cualitativamente el tipo de arcilla que constituyen a los intervalos arcillosos de acuerdo a la respuesta que estas brindan en base a su índice de hidrógeno (Tabla 5.16).

Tipo de arcilla	% contenido de agua	Índice de hidrógeno	Valores de porosidad neutrón obtenido
Illita	8	0.09	30
Caolinita	13	0.37	37
Clorita	14	0.32	52
Esmectita	18-22	0.17	44

Tabla 5.15. Valores típicos de porosidad neutrón para algunas de las arcillas más comunes que pueden tenerse en las formaciones (Rider, 2000).

5.2.4.5 Detección de gas o hidrocarburos ligeros

La combinación de las lecturas obtenidas por medio de las herramientas de neutrones y las herramientas de densidad en las formaciones, son una de las principales técnicas en la evaluación de zonas con contenido de gas o hidrocarburos ligeros. En el registro de densidad, los hidrocarburos ligeros o el gas tienden a provocar que se muestre una alta porosidad aparente en el registro de densidad (que el volumen total disminuya), mientras que la lectura de porosidad del registro de neutrones disminuye por el efecto de excavación. Este efecto se puede observar como un cruce de las curvas de ambos registros de porosidad, tal como se puede observar en la Figura 5.38. Este cruce es típico en todas aquellas formaciones que tengan contenido de gas o hidrocarburos ligeros, siendo la curva del registro de densidad mayor a la curva de registro de neutrón.

5.4.1 Antecedentes del registro de resonancia magnética nuclear (NML)

Los principios físicos que rigen al registro magnético nuclear (RMN) o también denominado registro de resonancia magnética nuclear NML (*Nuclear Magnetic Log* por sus siglas en inglés), han sido bien conocidos desde finales de la década de los 40's, poco después de que dicho fenómeno fuera descubierto en 1945. Desde entonces, ésta se ha convertido en una herramienta de gran utilidad en ramas de la ciencias como la física, la química, la biología, así como en importantes aplicaciones dentro de la medicina para el diagnóstico de análisis clínicos que involucren la visualización de los fluidos en el interior del cuerpo. La resonancia magnética nuclear es un fenómeno cuyo principio de medición se basa en la detección de la inducción nuclear, como se le llamó originalmente a las propiedades atómicas de los núcleos de ciertos elementos, al ser inducido sobre ellos un campo magnético externo B_0 .

Su aplicación dentro de la industria petrolera por otro lado, se encuentra dirigida principalmente a la determinación directa del volumen total de fluidos movibles por unidad de volumen de roca, ya sea en agujeros descubiertos rellenos de lodo de perforación, o bien, en agujeros vacíos mediante la detección de los núcleos de hidrógeno contenidos en los fluidos de las formaciones, así como una medición de la porosidad independiente de la litología. La aplicación de esta tecnología permite además adquirir datos esenciales en el desarrollo de mejores modelos de yacimientos y tomar decisiones rápidas en la definición de intervalos a perforar, lo que beneficia además en la evaluación del espesor productivo neto y por ende las reservas de los yacimientos. También, mediante la aplicación de ciertas técnicas especiales, es posible realizar la determinación de la saturación de aceite residual en las formaciones, y en combinación con otros registros, realizar la identificación de la permeabilidad de la formación.

La principal diferencia del registro de resonancia magnética nuclear, en comparación con las herramientas de registros nucleares mencionadas con anterioridad, es que estas últimas permiten determinar la porosidad, y algunas bajo ciertas condiciones, la saturación de agua. Sin embargo, al igual que con las herramientas eléctricas, ninguna de las 2 proporciona una indicación directa aceptable de que los fluidos que contienen las formaciones sean movibles si son solo utilizadas individualmente, mientras que utilizando un NML si se consigue. Además, el NML basa su principio básico en no requerir de una fuente emisora radiactiva, ni de un detector de partículas ya que ésta aprovecha ciertas propiedades magneto-mecánicas que se ha descubierto poseen los núcleos de los átomos de algunos elementos más importantes que constituyen a la corteza terrestre y a las formaciones sedimentarias tales como el ^1H , ^{13}C , ^{19}F , ^{23}Na , ^{29}Si y el ^{31}P , por mencionar algunos.

5.4.1.1 Principios básicos de medición (Spin nuclear, momento magnético, precesión)

La herramienta NML tuvo sus orígenes en 1945 cuando el físico suizo Felix Bloch junto con el físico estadounidense Edward Mills Purcell, descubrieron el fenómeno de la resonancia magnética nuclear del núcleo de ciertos elementos químicos. El principio físico del fenómeno se basa en la formación de una diferencia de energías de ciertos núcleos atómicos, en presencia de un campo

magnético externo B_0 , generándose con ello, una señal que puede ser eficazmente detectada por medio de las herramientas que miden la resonancia magnética nuclear de las formaciones.

Algunos núcleos atómicos de los elementos más abundantes y comunes que constituyen a los fluidos y a las rocas del planeta, particularmente de aquellos elementos cuyos protones y/o neutrones son disparejos formando el núcleo atómico del Hidrógeno (^1H), tienen la particularidad de estar girando continuamente sobre sí mismos en presencia de un campo magnético externo y en la dirección de éste, movimiento que se encuentra directamente relacionado con una propiedad nuclear denominada “momento de la cantidad de movimiento” (o *spin* nuclear). Además, las propiedades magneto-mecánicas de los núcleos que cuentan con un spin nuclear, son comparables con las características mecánicas de los objetos que giran sobre su propio eje en el campo terrestre, de la misma manera en que gira un giroscopio alrededor del campo gravitacional del planeta. A esta propiedad se le denomina precesión (Figura 5.40).

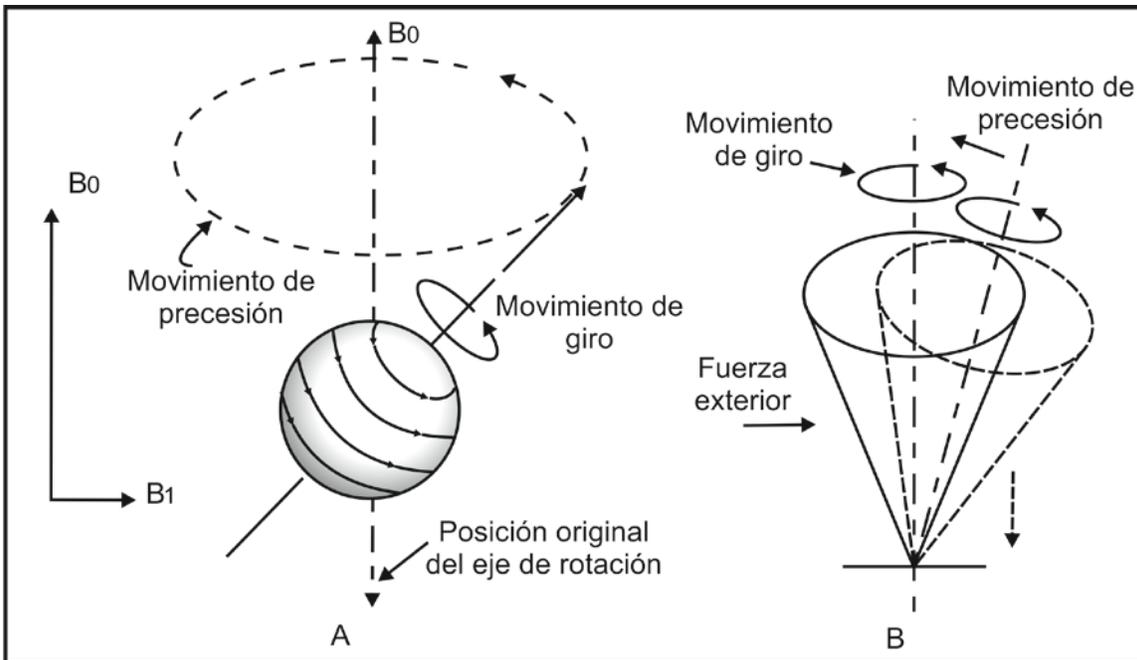


Figura 5.40.- Representación del fenómeno de precesión que ocurre en los núcleos de los átomos que cuentan con *spin* nuclear. En A se ilustra el movimiento de precesión de un núcleo atómico de hidrógeno en el campo magnético terrestre después de haberse producido en él un desequilibrio magnético. En B se ilustra el movimiento de precesión en un trompo en el campo de gravedad (Modificado de Gómez, 1975).

La gran mayoría de los núcleos atómicos de los elementos que constituyen a las rocas y a las formaciones del planeta producen señales de resonancia magnética muy pequeñas que son difícilmente detectables por medio de las herramienta NML (particularmente las rocas ígneas y metamórficas), sin embargo, elementos tales como el Hidrógeno (^1H), el Carbono (^{13}C), el Flúor (^{19}F), el Sodio (^{23}Na), el Sílice (^{29}Si) y el Fosforo (^{31}P) que tienen un número atómico impar de protones y/o neutrones en su núcleo, permiten que sea posible detectar las resonancia magnética nuclear en ellos mediante la formación del núcleo del Hidrógeno (^1H).

Debido a que el núcleo atómico del Hidrógeno se encuentra eléctricamente cargado con una ligera carga positiva al tener éste un momento magnético característico (spin), al girar su protón éste se comporta como un pequeño imán giratorio eléctricamente cargado, cuyo eje magnético se encuentra alineado con el eje de giro del núcleo atómico, entonces asociado al spin nuclear habrá un “momento magnético nuclear o *spin* magnético” (Figura 5.41), de tal modo que su orientación puede ser controlada por los campos magnéticos externos. Estos momentos magnéticos pueden ser detectados eficazmente por medio de la NML, de donde se logra obtener la localización y la cantidad de hidrógeno contenido en una muestra de roca.

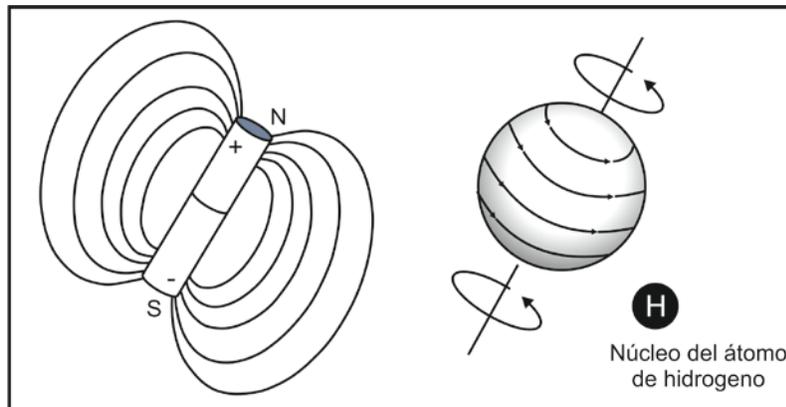


Figura 5.41.- Representación del spin magnético del núcleo del átomo de hidrógeno.

El hidrógeno es un elemento que se encuentra constituido de solo un protón en su núcleo atómico, tiene un momento magnético relativamente grande, produce una señal fuerte cuando se le induce un campo magnético externo, y es además abundante en el agua y en el hidrocarburo que se encuentra en el espacio poroso de las rocas. Esto permite que la herramienta NML responda directamente al comportamiento de los núcleos de hidrógenos (protones) de los fluidos contenidos en los poros de la roca, en presencia de un campo magnético estático y de una señal de radio frecuencia (RF). Debido a esta característica es que se propuso darle una aplicación a la resonancia magnética nuclear dentro de la industria petrolera para la evaluación de fluidos movibles en las formaciones.

No fue sino hasta poco después de los años 50's que se comenzaron a desarrollar las primeras herramientas que utilizaban la resonancia magnética nuclear como principio de medición, para aplicaciones en la industria petrolera así como en geotermia, en empresas como Schlumberger, *Socony Mobil Oil Company* y el *California Research Corporation*. Fue la compañía Chevron en 1950 la primera en desarrollar y patentar una herramienta que utilizara exitosamente la resonancia magnética nuclear. Esta alineaba los protones de la tierra utilizando el campo magnético de la tierra, y 10 años más tarde para 1960, se corrió el primer registro NML.

Una de las principales aplicaciones que se le dio a la primera herramienta de registros era la cuantificación del alquitrán contenido en los reservorios californianos, que en comparación con los aceites más ligeros y el agua, en los aceites más pesados los átomos de hidrógeno tardan más en responder a un campo magnético inducido y en consecuencia, a perder más rápidamente la

precesión adquirida en el momento en que se deja de inducir dicho campo magnético (o en otras palabras, se “relaja” con mayor rapidez). Esto representa hoy en día una de las aplicaciones únicas y más interesantes de los registros NML.

5.4.1.2 Herramientas que utilizan la resonancia magnética nuclear como principio de medición

En la actualidad, la gran mayoría de las herramientas que utilizan resonancia magnética nuclear se centran en la implementación de la tecnología de secuencias de eco-pulsos, que permite eliminar el efecto de campos magnéticos no uniformes e incrementa la resolución de la señal en el registro NML. Estas se encuentran constituidas por magnetos permanentes, así como un sistema que provee de pulsos magnéticos controlables de radiofrecuencias (RF) que permite realizar las mediciones de los tiempos de relajación térmica T_1 y T_2 simultáneamente. En sus comienzos, el diseño básico de la herramienta NML se basaba en el diseño de Brown y Gamson (1960), pero poco tiempo después para 1978, se comenzaron a utilizar herramientas eco-pulsadas que fueron seguidas posteriormente para la década de los 80’s y los 90’s, por los diseños de NUMAR una subsidiaria de Halliburton con el diseño de la herramienta MRIL, por Schlumberger con el diseño de las herramientas CMR (Figura 5.42) y por Baker Atlas con el diseño de la MR Explorer (MREX). Así como estas, también existen herramientas de resonancia magnética nuclear que realizan las mediciones de los fluidos movibles en tiempo real (LWD), pero éstas se abarcarán más adelante en el Capítulo 8 (Subcapítulo 8.3).

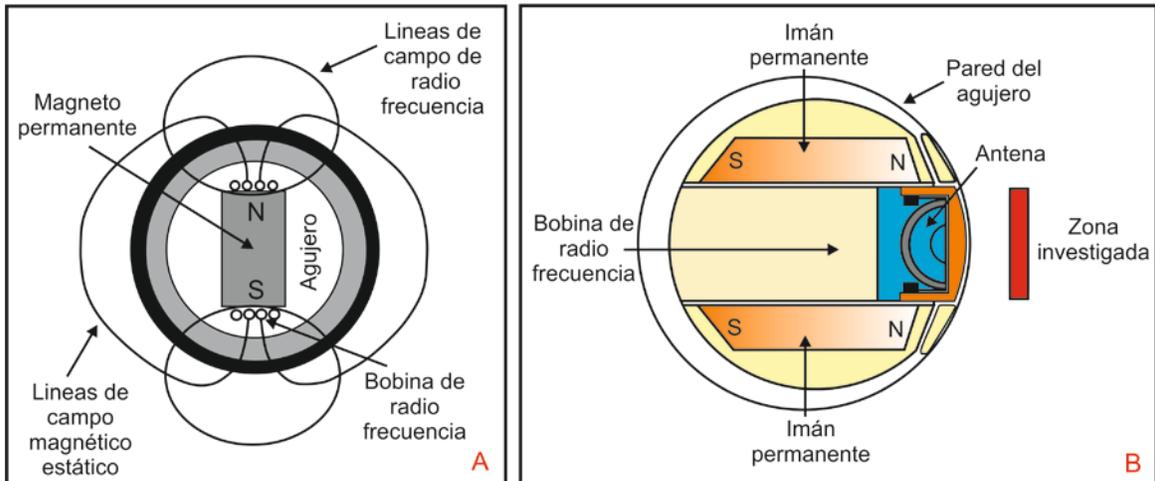


Figura 5.42.-Representación de las herramientas que utilizan resonancia magnética nuclear como principio de medición de los fluidos móviles en las formaciones. A) Configuración de la herramienta MRIL de la compañía Halliburton, B) Configuración de la CMR de Schlumberger.

En el caso particular de la herramienta CMR de Schlumberger, la geometría del diseño del patín de la herramienta permite que se tenga una alta resolución vertical de 15 cm, una investigación de un volumen muy pequeño de formación de 1” dentro de la formación (2.5 cm) y una influencia mínima en la señal por efectos de la rugosidad del pozo y del enjarre. Por otro lado un fleje excéntrico mantiene a la herramienta en contacto directo contra la pared de pozo, asegurando generalmente un buen contacto en la mayoría de los diámetros de perforación.

Otra ventaja sobresaliente en cuanto a la CMR resulta en que su calibración es muy sencilla, y consiste en colocar a la herramienta en un contenedor de agua contra el patín para simular una porosidad del 100% o bien dejar a la herramienta suspendida en el aire para simular una porosidad del 0%. Dentro de la herramienta un sensor tipo patín montado a un costado de la herramienta contiene 2 imanes permanentes que generan un campo magnético enfocado 1000 veces más fuerte que el campo magnético de la tierra, permitiendo con ello una polarización completa de los núcleos de hidrogeno en la formación, mientras que una antena transmisora-receptora alojada en el equipo, será la que generará secuencias de pulsos magnéticos a las formaciones, recibiendo posteriormente las señales de resonancia magnética nuclear (spin-eco) provenientes de la alineación de los protones .

Esta tecnología en la NML permite que la herramienta sea de tan solo 4.3 m de longitud, y que pueda ser además fácilmente combinable con otras herramientas de registros de pozos tales como un rayos gamma espectral, registros de densidad, etc. con lo que se puede determinar además la presencia de minerales accesorios pesados que puedan cambiar la evaluación de la zona de interés.

5.4.2 Principio de medición del NML

La secuencia de medición con la que opera la herramienta NML comienza con la alineación de los núcleos de hidrógeno, seguida posteriormente por la reorientación, la precesión y los repetidos desfases y reenfoques de los spins. Dicha medición dependerá del tiempo de relajación longitudinal T_1 y el tiempo de relajación transversal T_2 , cuya duración es de solo unos segundos. En general, el método de NML es una medición dinámica, lo que significa que ésta depende de cómo se adquiera.

5.4.2.1 Polarización y tiempo de relajación térmica longitudinal T_1

El primer paso dentro del ciclo de mediciones de la NML consiste en polarizar los protones que cuentan con un *spin* magnético, a un campo magnético estático llamado B_0 . Este método consiste en enviar una corriente eléctrica a través de una bobina alojada en el equipo, que generará un campo magnético estático y constante B_0 en el agujero y en la formación, que es aproximadamente perpendicular al campo magnético terrestre y 1000 veces más fuerte que éste (también denominado como campo polarizante B_0). En zonas o formaciones con contenido de hidrocarburos, el momento magnético (o *spin* magnético) de los protones de hidrógeno del aceite, del gas y del agua, comenzarán a generar una precesión alrededor de las líneas de campo magnético estático B_0 , hasta alinearse (polarizarse) en la dirección del eje de dicho campo. Tal precesión estará determinada por la fuerza del campo magnético aplicado y el tiempo que tardan en alinearse los protones, que dependerá a su vez del ritmo de intercambio de energía entre el núcleo del átomo que precesiona y la matriz que lo rodea. Esta alineación solo toma unos cuantos segundos, y al tiempo necesario para lograr alcanzar esta condición de equilibrio se le denomina tiempo de polarización (T_p) o magnetización longitudinal.

Después de que los protones han sido alineados en la dirección del campo magnético estático, se dice que estos se encuentran polarizados. Este proceso no ocurre inmediatamente, pero se incrementa exponencialmente en el tiempo con una constante de tiempo denominada tiempo de relajación térmica longitudinal (T_1). Este tiempo dependerá de la movilidad de los protones y de las fuentes de campos magnéticos concentrados en la formación. De esta manera se puede decir que T_1 es el tiempo necesario que requieren los protones para reorientar sus *spins* magnéticos en la dirección del campo magnético estático B_0 después de un tren de ecos, y es además el tiempo necesario que le toma a la magnetización el poder alcanzar el 63% de su valor final. Mientras que 3 veces el tiempo de relajación térmica longitudinal T_1 representará el tiempo en que se logra un 95% de la polarización de los protones (Figura 5.43).

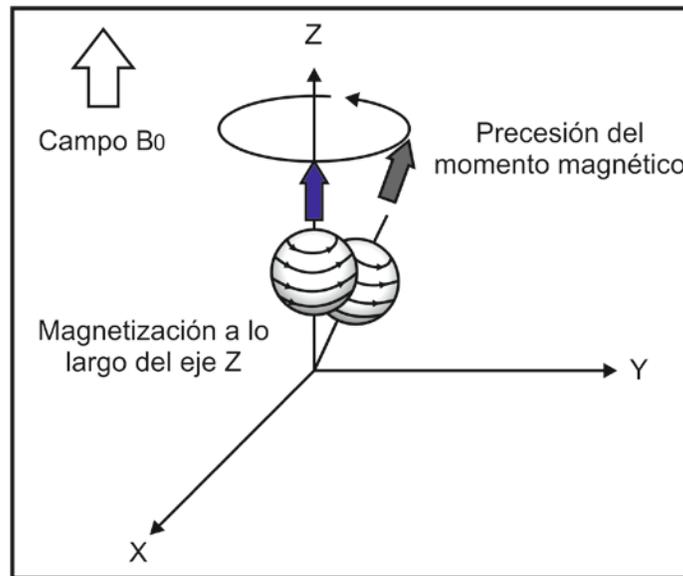


Figura 5.43.-Esquema que muestra como se realiza la polarización de los núcleos de hidrogeno al inducir sobre ellos un campo magnético externo B_0 .

Este último dato es de gran utilidad dentro de la interpretación del registro de resonancia magnética nuclear, para la evaluación de formaciones con contenidos de agua o aceite. En los líquidos los tiempos de relajación T_1 dependen, en forma muy general, de la "viscosidad". Si esta es muy alta, el tiempo de relajación térmica será corto (Figura 5.44). Mientras que en fluidos de viscosidades bajas, el tiempo durante el cual el campo de un protón actúa sobre el de otro es muy corto, incluso menor que el requerido para que el protón cambie de posición y por lo tanto, que se produzca un cambio en su campo. Por el contrario, si estos cambios de posición son muy rápidos, el efecto de un instante puede oponerse al del siguiente, desfasándose las acciones entre protones y destruyéndose las señales del registro.

Se puede decir que el medio ambiente en el que se encuentren contenidos los fluidos en las formaciones será lo que modifica los tiempo de relajación térmica T_1 , al igual que los parámetros texturales que tienen una enorme influencia en la porosidad y la permeabilidad de la formación. Por ejemplo, el agua, el aceite y el gas tienen un comportamiento de relajación T_1 muy diferente cuando se encuentran en un medio poroso debido a los efectos de la superficie de la roca.

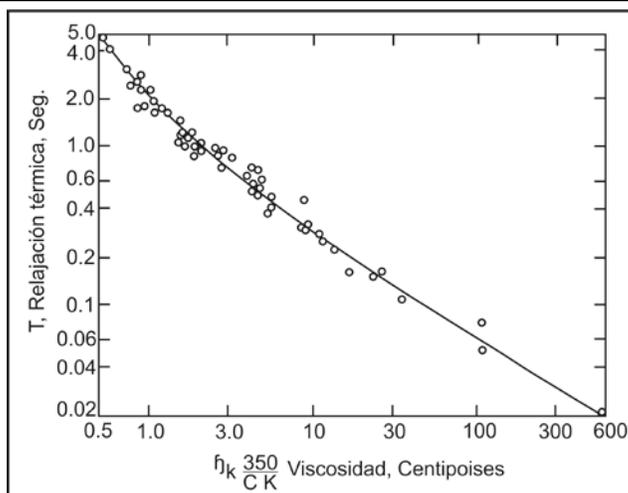


Figura 5.44.- Relación entre tiempo de relajación térmica y viscosidad para aceites crudos.

5.4.2.2 Reorientación de los *spins*

Una vez que se ha alcanzado el equilibrio de los protones dentro del campo polarizante B_0 , el segundo paso dentro del ciclo de mediciones del registro NML, consiste en volcar o redireccionar la magnetización realizada en un plano longitudinal B_0 , a un plano transversal perpendicular 90° con respecto al primero. Éste volcamiento se logra en la herramienta NML de manera efectiva por medio una bobina en la herramienta que genera una señal de radiofrecuencia (RF) de un pulso electromagnético oscilante a la frecuencia de Larmor (que generalmente es de 2.3 MHz), creando con ello un campo magnético polarizante (B_1) perpendicular al campo magnético estático B_0 en las formaciones (Figura 5.45).

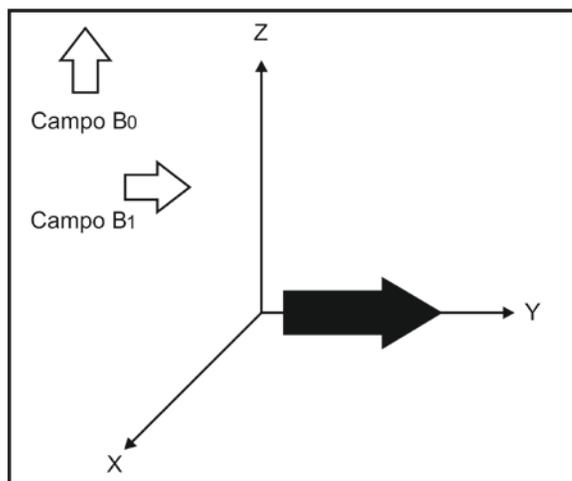


Figura 5.45.- Reorientación de los protones mediante la aplicación de un campo oscilante B_1 .

Desde el punto de vista de la mecánica cuántica, si un protón se encuentra en un estado de menor energía, absorberá parte de la energía del campo magnético polarizante B_1 , y brincaré a un estado de mayor energía. La aplicación de este campo también provoca que los protones precesen en fase unos con los otros, de manera que dicho cambio en el estado de energía y en la precesión en fase de los protones, es a lo que se le llama resonancia magnética nuclear.

Por lo general, la frecuencia de precesión o de resonancia característica de la secuencia de pulsos que emite el campo oscilante, viene dada por la Ecuación 5.44:

$$f = \frac{\gamma B_0}{2\pi} \quad \text{Ecuación 5.44}$$

Donde “f” es la frecuencia del campo B_1 llamada frecuencia de Larmor; y “ γ ” es una constante llamada el radio giromagnético de los núcleos, que es una medición de la fuerza del magnetismo nuclear (para el hidrógeno (^1H) ésta es igual a 42.58 MHz y de 10.71 MHz para el carbono (^{13}C)). Estos parámetros son ajustados por el equipo para lograr que la nueva orientación de los protones sea de 90° con respecto al campo magnético estático inicial B_0 , permitiendo que los protones precesen en fase en planos transversales.

Inicialmente los protones precesionan al unísono en fase en planos transversales cuando se es aplicado un campo magnético perpendicular B_1 con respecto al campo magnético B_0 . Al hacer esto, generan un pequeño campo magnético a la frecuencia de Larmor que es inmediatamente detectado por una antena en la herramienta como una señal. Esto constituye el principio básico de medición de la herramienta NML. Pero debido a que el campo magnético estático inicial B_0 no es perfectamente homogéneo (presenta variaciones) debido a su gradiente magnético, así como también debido a ciertas interacciones moleculares que ocurren en algunos materiales, entonces los protones de los fluidos contenidos en las formaciones comenzarán a precesar libremente a una frecuencia característica de 2 kHz, diferente a la frecuencia de Larmor una vez que la acción del campo oscilante B_1 es suspendido. Esto provoca que los protones de los átomos de hidrogeno vayan perdiendo gradualmente su sincronización o coherencia, hasta realinearse nuevamente con el campo B_0 , es decir, la precesión entre protones ya no se dará en fase unos con los otros (también conocida como precesión libre).

Ante tal situación, y debido a las imperfecciones del campo B_0 , la medición de la magnetización en la dirección transversal será detectada en la antena como un rápido decaimiento de la señal, que es básicamente un aumento en el desfase entre los protones, así como una disminución de la magnetización neta existente entre ellos. Este desfase de los protones en la señal de decaimiento emitirá un pequeño voltaje decadente (V) de corriente alterna (AC) a la frecuencia de precesión, que puede ser medida en la bobina de la herramienta usualmente como una ondícula de sinusidad decayendo exponencialmente (Figura 5.45), conociéndose a dicho fenómeno como caída de inducción libre (FID, *Free Induction Decay* por sus siglas en inglés). Dicha caída de inducción estará caracterizada por la amplitud al inicio de la precesión y la frecuencia de cada señal, mientras que la constante de tiempo (de pocos microsegundos) del decaimiento que regirá a dicho proceso de relajación, se le conoce como tiempo de relajación spin-spin (T_2^*).

La transición entre un estado de equilibrio al otro no será instantáneo (cuando un campo magnético externo es aplicado o bien es retirado), sino que tomará una cierta cantidad de tiempo que dependerá en gran medida de la estructura del material que contiene los núcleos de hidrógeno, así como de la concentración de impurezas que pueda contener el material. En este

sentido se puede decir que el tiempo de relajación spin-spin (T_2^*) estará caracterizado por el tiempo que le tome a los protones polarizados en cierto campo magnético, recuperar su estado original después de haber suspendido la acción del campo magnético B_1 , así como el tiempo que le toma a la magnetización transversal en decaer a 37% de su valor inicial.

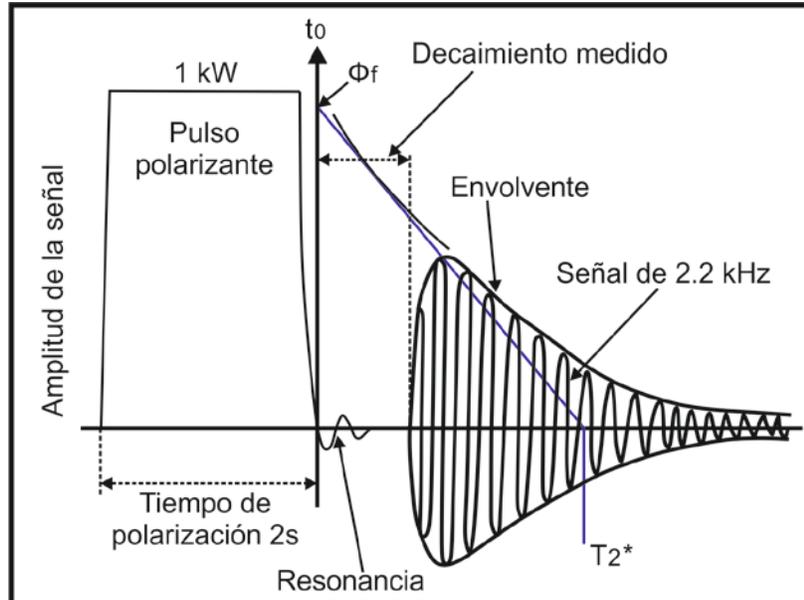


Figura 5.45.- Señal típica de resonancia magnética nuclear y estimación de índice de fluido libre por medio de la curva de decaimiento de inducción (Modificado de Serra, 2008).

5.4.2.3 Secuencia spin-eco

El desfase producido por las variaciones del campo magnético estático B_0 es reversible. Al aplicar un pulso magnético de 180° , de la misma intensidad del pulso inicial de 90° , los protones en precesión se revierten en el plano transversal y se produce un reenfoque de los *spins* desfasados. En efecto, el orden de la fase de los vectores de magnetización transversal estarán ahora revertidos, de tal manera que continuará el movimiento de precesión pero ahora los protones más lentos pasarán a ser los primeros, y los rápidos pasarán a ser los últimos. En muy poco tiempo los protones lentos alcanzarán a los rápidos de manera que todos precesarán nuevamente en fase, produciéndose con ello una señal de magnetización coherente en la antena (conocida como eco) a medida que son reenfasados. A este proceso de secuencias de pulsos y ecos se le conoce como *spin-eco* o como la técnica del pulso-eco. Los ecos de resonancia magnética permiten cuantificar la granulometría y tamaño de los poros, pudiendo entonces calcular la permeabilidad de las rocas.

Ya que un solo spin-eco decae muy rápidamente, por lo general en las mediciones de resonancia magnética nuclear, los pulsos de 180° pueden ser aplicados repetitivamente varios cientos de veces en forma de secuencias de pulsos (NE), esto para reenfasar los componentes de magnetización y generar con ello series de *spins-ecos* que pueden ser graficadas. Las señales adquiridas de estos *spins-ecos* se caracterizarán por el espaciamiento en tiempo que exista entre

ellos (o tiempo inter-eco TE), lo cual que varía de acuerdo a la herramienta o al objetivo de la investigación.

El desfase de los protones causado por las interacciones moleculares es irreversible, es decir, la amplitud de cada eco es relativamente menor que la anterior, lo que permite que pueda ser monitoreada midiendo el decaimiento de la amplitud spin-eco en el tren de ecos de la secuencia CPMG. La señal obtenida tendrá una constante de tiempo característica denominada tiempo de relajación transversal T_2 . El proceso es similar al desfase debido a que B_0 no es homogéneo, pero con la diferencia que los protones lentos no alcanzan a los rápidos como consecuencia de las interacciones entre ellos y con las paredes de poro. Por esta razón cada eco tendrá menor amplitud que el anterior, observándose un decaimiento con el tiempo.

5.4.2.4 Secuencia CPMG y tiempo de relajación transversal T_2

La técnica de secuencias de pulsos, que comprende un pulso de 90° que gira la magnetización de los protones a un plano transversal 90° con respecto a B_0 , seguida por una serie de pulsos de 180° para reenfoque los spins desfasados, se le conoce como secuencia CPMG debido a sus inventores, Carr, Purcell, Meiboom y Gill. El espaciado entre ecos que por lo general se utiliza es entre $320 \mu\text{seg.}$ y $1200 \mu\text{seg.}$ El principal propósito de la técnica de secuencia de pulsos CPMG, es que ésta compensa el desfase causado por las variaciones del campo magnético constante B_0 , sin embargo, las interacciones moleculares que también causan desfase en los protones es un proceso irreversible.

Una vez que éste desfase ocurre después de una secuencia de pulsos CPMG, los protones pierden completamente su coherencia y no pueden ser reenfocados, de tal manera que el tren de ecos de la secuencia CPMG decaerá. A este decaimiento característico de la amplitud de los spins-ecos se le conoce como tiempo de relajación transversal T_2 porque ocurre precisamente en el campo transversal al campo magnético inicial B_0 (Figura 5.46), y en donde los picos de amplitud de las señales conformarán la curva de decaimiento T_2 . Este proceso está relacionado directamente con las propiedades petrofísicas de las rocas tales como porosidad de fluido movable, tamaño de poro y permeabilidad de la roca.

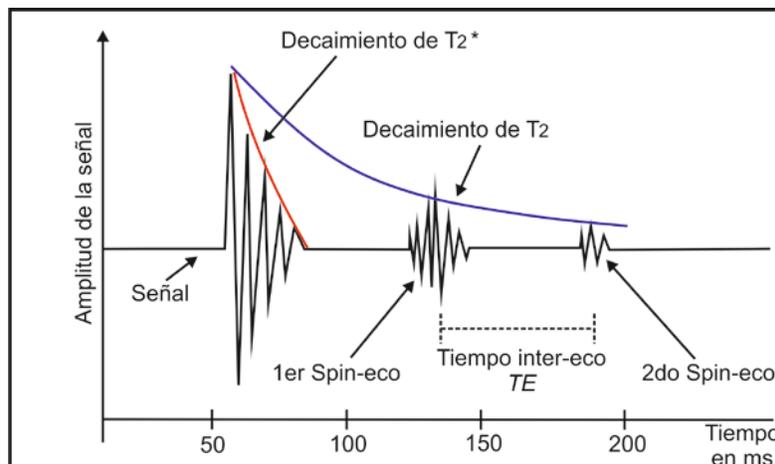


Figura 5.46.- Decaimiento de T_2 Y T_2^* después de una secuencia de pulsos CPMG (Modificado de Rodríguez, 2004).

Después de cierto periodo de tiempo igual a varias veces el de tiempo relajación transversal T_2 , el decaimiento de la magnetización transversal estará completo, de manera que posterior a ello, los protones perderán completamente su coherencia, siendo imposible el poder reenfocarse nuevamente. Al finalizar cada secuencia de pulsos CPMG los protones estarán completamente orientados de nuevo al azar, retornando a su posición de equilibrio paralelos a la dirección del campo B_0 . Este proceso ocurre a una constante de tiempo característica que es el tiempo de relajación longitudinal T_1 , y solo una vez que ha transcurrido el tiempo T_1 es posible realizar nuevamente la medición de decaimiento T_2 .

5.4.2.5 Mecanismos de relajación térmica en rocas saturadas.

Existen 3 tipos de mecanismos de relajación que influyen en la respuesta de los tiempos T_1 Y T_2 respectivamente. Estos se mencionan brevemente a continuación:

- Relajación con la superficie de poro: las moléculas en los fluidos se encuentran continuamente en movimiento (movimiento browniano) y se difunden en el espacio poroso, chocando con la superficie del poro varias veces durante una medición de NML. Cuando esto ocurre, se dan 2 tipos de interacciones:

1.-Los protones pueden transferir energía nuclear a la superficie del poro permitiendo que se reorienten con el campo magnético estático B_0 (componente de T_1).

2.-Los protones sufren un desfase que es irreversible (que es componente de T_2).

De esta manera la relajación por superficie de poro tiene una gran influencia sobre T_1 y T_2 . La habilidad que tiene la superficie de los poros en relajar los protones es denominada relaxividad superficial " ρ " (que es la capacidad que tiene las paredes del poro en permitir la relajación magnética). Por ello, el tamaño de los poros influye enormemente en el proceso de relajación T_2 dado que la velocidad de relajación depende de la frecuencia de colisión de los protones con los granos y de la relación superficie-volumen (S/V). Mientras más pequeños sean los poros, la relación S/V es alta, y mayor será el número de protones cercanos a las paredes de poro y por lo tanto T_2 decaerá con mayor velocidad, lo que se traduce en tiempos de relajación cortos (Figura 5.47) y viceversa para tamaños de poro más grandes. De esto se puede obtener información de los tamaños de los poros, y eventualmente del tipo de fluido que alberga la roca. Para un poro simple, la magnetización del spin decae exponencialmente, y puede ser representada por la Ecuación 5.45 como:

$$\frac{1}{T_2} = \rho_2 \cdot \frac{S}{V} \quad \text{Ecuación 5.45}$$

De manera similar puede quedar también expresada la ecuación para T_1 . De esto, la magnetización total del reservorio no será más que la suma de la señal proveniente de cada poro,

y donde la suma de volúmenes será igual al volumen de fluido del reservorio, es decir, su porosidad.

- Relajación por difusión molecular en un gradiente del campo magnético: cuando existen gradientes en el campo magnético estático B_0 , el movimiento molecular puede causar un desfase y por lo tanto, una relajación de T_2 , mientras que T_1 no se ve afectado. Por otra parte si no existe un gradiente del campo magnético, entonces la difusión molecular no causa una relajación.
- Volumen de fluido ligado: la relajación puede ocurrir en los fluidos ligados, aunque en muchos casos puede ser despreciable. Sin embargo, puede haber casos como por ejemplo en los carbonatos, donde la presencia de vórgulos o cavidades rara vez permitan que exista un choque de los protones de hidrogeno con la superficie del vórgulo o cavidad.

De la misma manera puede ser de importancia cuando existen hidrocarburos en las rocas, especialmente en los casos donde las viscosidades del aceite sean muy altas. A mayor viscosidad, los tiempos de relajación T_2 son cortos.

5.4.2 Presentación del registro NML

La representación gráfica del registro NML no se encuentra completamente del todo definida, ya que dicha herramienta puede ser combinable casi con la gran mayoría de las herramientas de registros que existen actualmente en la industria. Algunas muchas de las curvas que puede tener un registros de NML pueden ser, un calliper, un rayos gamma, espectroscopía de rayos gamma, potencial natural, curvas de resistividad somera, media y profunda de herramientas como la AIT y la RT Scanner, curvas de porosidad densidad, etc. por lo se podría decir que es de gran ayuda como complemento en la determinación de zonas arcillosas, formaciones permeables, identificación de intervalos con fluidos movibles (contenidos de hidrocarburos, agua y gas), etc.

Sin embargo, se puede decir que la razón de ser de las herramientas de NML va encaminada a proporcionar medidas de diferentes tipos de porosidad relacionadas con la formación. Primero, responde a la cantidad del fluido en la formación. Segundo, suministra información acerca del tamaño y estructura de los poros en la formación, características que no se obtiene con otro registro de porosidad convencional. Esto permite que la herramienta pueda realizar una mejor descripción de la movilidad del fluido, ya sea fluido ligado o libre, así como la evaluación del yacimiento (el espesor productivo).

5.4.3 Factores que repercuten en la señal del registro NML

Uno de los principales problemas que se tuvieron con las primeras herramientas NML era que éstas se veían muy afectadas por la presencia de minerales magnéticos en las rocas o en el fluido de perforación, ya que estos producían efectos de interferencia en la señal que había que eliminar. Anteriormente esto se corregía agregado ciertos aditivos magnéticos como la magnetita dentro

del lodo de perforación. Sin embargo, hoy en día el uso de poderosos imanes artificiales junto con la técnica eco-pulsada, ha permitido que dicho problema haya sido resuelto.

5.4.3.1 Factores litológicos, texturales y ambientales que influyen en la respuesta del NML

Los parámetros litológicos y texturales de las formaciones, junto con ciertos factores ambientales, son las principales causas de que ciertas herramientas que utilizan la resonancia magnética nuclear, no detecten eficazmente los átomos de hidrogeno de los fluidos movibles contenidos en los poros de las formaciones permeables. Entre los parámetros litológicos destacan la composición mineralógica de las rocas como bien puede ser la cantidad y tipo de arcilla presente (caracterizada por su capacidad de intercambio catiónico (C.E.C) con el agua), su distribución a lo largo de toda la formación y el fluido que estas puedan albergar (gas, aceite y/o agua). Mientras que los parámetros texturales tendrán influencia sobre la porosidad y la permeabilidad de la roca a partir de la porosidad total (tipo de porosidad), el tamaño y acomodo o empaque de los granos, si éstos se encuentran cementados o no, así como su distribución. Ambos pueden llegar a alterar el tiempo de relajación térmica de la herramienta NML, y en ciertos casos incluso volver indetectable la presencia de ciertos fluidos debido ya sea por su gran viscosidad, su bajo contenido de hidrógeno, o bien debido a la condición de la roca que alberga a dicho fluido.

Por otro lado, entre los factores ambientales más importantes que pueden afectar la señal de la NML en la detección de los átomos de hidrógeno, tenemos: variaciones en las temperaturas de formación, vibraciones y golpeteos de la sarta y las herramientas de perforación, modificaciones en las velocidades de penetración, cambios en las salinidades (provocando interferencia en la señal) así como la posible difusión de las partículas medidas.

5.4.4 Aplicaciones

Toda la información sobre granulometría, tamaño de poro, permeabilidad efectiva, fluidos capilares e irreducibles y volumen poral disponible para la acumulación de hidrocarburos, conduce a realizar descripciones de yacimientos más completas y al desarrollo de mejores modelos de yacimientos. Además, en combinación con otros registros como el registro de rayos gamma espectral, densidad y otra medición de porosidad, se logra determinar la presencia de minerales accesorios pesados que pueden cambiar la evaluación de la zona de interés. La aplicación de esta tecnología permite también tomar decisiones rápidas en la definición de intervalos a perforar, ayudando además a evaluar el espesor productivo neto y por ende las reservas de un campo. A continuación se detallará cada una de las aplicaciones más importantes que tiene el registro de resonancia magnética nuclear dentro de la industria petrolera.

5.4.4.1 Determinación de la porosidad

La determinación de la porosidad total de las formaciones, es prácticamente independiente de la litología o de la composición mineralógica de los reservorios, logrando de esta manera que su medición sea una de las herramientas más útiles para la identificación de ciertos tipos de

reservorios, como lo son aquellos que se encuentran constituidos de litologías mixtas y litologías complejas. Esto se encuentra relacionado al hecho de que el hidrógeno presente en los sólidos y en el agua ligada a las arcillas, tienen tiempos de relajación T_2 lo suficientemente cortos como para ser detectados por la herramienta. En rocas carbonatadas por ejemplo, la herramienta NML medirá esencialmente la porosidad total, pudiendo ser además de gran ayuda como complemento de otras herramientas tales como la de densidad, neutrón y sínico.

Tanto la curva T_1 como la curva T_2 pueden ser útiles para la medición de la porosidad y sus componentes tales como el agua ligada a las arcillas (CBW, *Clay Bound Water*), volumen de agua irreducible (BVI, *Bulk Volume Irreducible*), así como el volumen de agua móvil (BVM, *Bulk Volumen Movable*). Actualmente muchas de las herramientas que utilizan NML en sus mediciones utilizan más comúnmente T_2 que es más fácil de medir, además de que la integración del área bajo la curva de la distribución de T_2 resulta en la porosidad total de la NML separándola en sus diferentes componentes de porosidad (Figura 5.48). Sin embargo, el utilizar tanto T_1 como T_2 permitirá tener datos más precisos, así como un mejor análisis en la determinación de la porosidad.

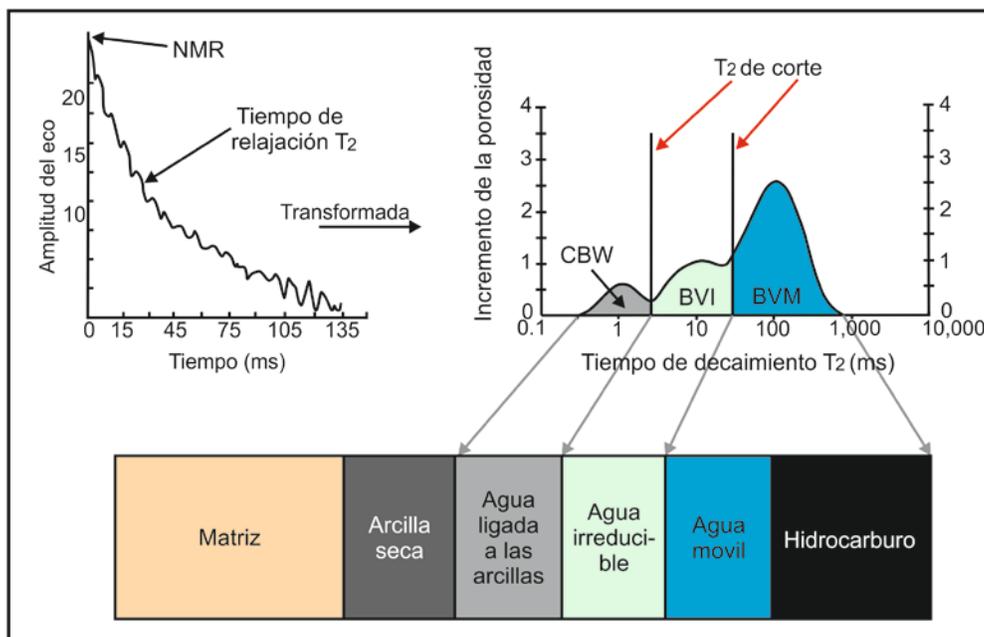


Figura 5.48.- Distribución volumétrica asociada a la distribución del tamaño de poro y del área bajo la curva que corresponde a la porosidad total del registro NML (Modificado de Serra, 2008).

5.4.4.2 Determinación de FFI (*Free Fluid Index*) o índice de fluido libre y BFV (*Bulk Fluid Volume*) o volumen de fluido ligado

En experimentos de laboratorio y en campo se ha visualizado que el índice de fluido libre que detecta la herramienta NML, son solo aquellos fluidos móviles que potencialmente se pueden producir, es decir, aquellos que se encuentren contenidos en tamaños de poro lo suficientemente grandes como para extraerlos. Es así como el valor del índice de fluido libre FFI y el volumen de

El fluido ligado BFV se determinarán aplicando un tiempo de corte, denominado T_2 de corte, a la distribución del tiempo de relajación transversal T_2 .

El área bajo la curva a la derecha del valor de corte indica los poros grandes donde se encuentran los fluidos producibles (agua y petróleo), y el área a la izquierda del área de corte, representa los poros pequeños que contienen los fluidos que se encuentran atrapados por presión capilar, incapaces de producir (fluidos ligados). Para obtener dicho valor se grafican las distribuciones de T_2 para muestras 100% saturada de agua (un núcleo), y su comparación con otra distribución que se obtiene después de la centrifugación de la muestra a una presión capilar determinada, cuya curva se le conoce como curva de distribución de fluido ligado. La integración de ambas produce la denominada porosidad de agua irreducible Φ_{BFV} , lo que es comparable con la S_{WIRR} calculada por la centrifugación de las muestras (Figura 5.49).

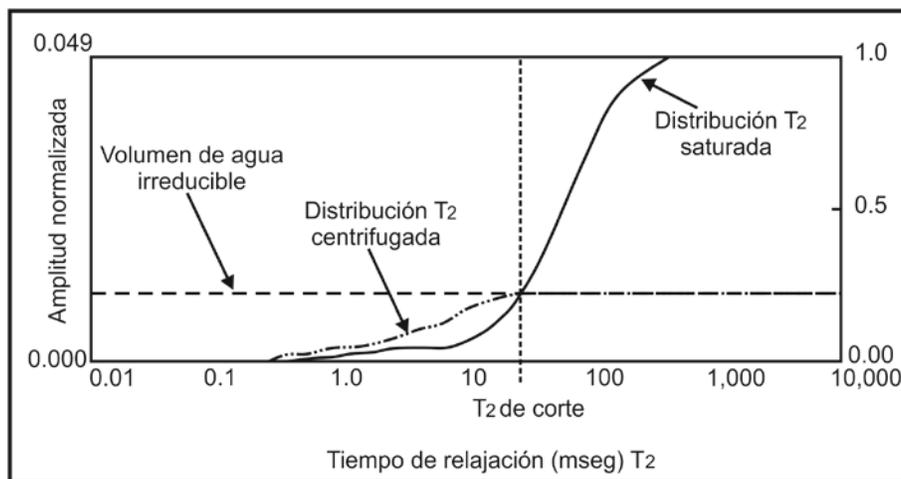


Figura 5.49.- Esquema que representa las porosidades acumuladas y el tiempo de corte T_2 para muestras saturadas al 100% con agua, y su comparación con otra distribución después de la centrifugación (Modificado de Rodríguez, 2004).

Los valores donde se estabilizan las curvas de distribución de porosidad acumulada para la roca 100% saturada de agua y la centrifugada, representa la porosidad NML (Φ_{NML}) y la saturación de agua irreducible respectivamente. Entonces, la intersección del valor de S_{WIRR} con la curva de porosidad acumulada para la roca 100% saturada representa el T_2 de corte, que marca la división entre fluido ligado (BFV) y fluido libre (FFI).

5.4.4.3 Determinación de la permeabilidad

La estimación de la permeabilidad es una de las características más importantes del método de NML, y tiene la ventaja de poder ser grabado en el registro en un perfil de permeabilidad en tiempo real. Esta depende principalmente del tamaño de la garganta de los poros y los granos, por lo que las estimaciones de K con las distribuciones de T_2 son buenas, ya que éstas reflejan las características físicas de los poros y de la matriz de la roca. La permeabilidad NML se deriva de las relaciones empíricas entre la porosidad NML, el promedio logarítmico de T_2 , la porosidad FFI y la

porosidad BFV . Estas relaciones fueron desarrolladas a partir de mediciones hechas en laboratorio sobre muestras de agua saturada de agua salina.

Los modelos que más comúnmente se utilizan según la compañía de servicios que realiza el análisis, son los Modelos Kenyon (Ecuación 5.46), el Modelo Timur-Coates (Ecuación 5.47) y el Modelo Intevp (Ecuación 5.48):

- El Modelo de Kenyon:

$$K_{NML} = C (\Phi_{NML})^a \cdot (T_2, \log)^b \quad \text{Ecuación 5.46}$$

- El Modelo Timur-Coates:

$$K_{NML} = \left(\frac{\Phi_{NML}}{C}\right)^a \cdot \left(\frac{\Phi_{FFI}}{\Phi_{BFV}}\right)^b \quad \text{Ecuación 5.47}$$

- El Modelo de Intevp:

$$K_{NML} = C (\Phi_{NML})^a \cdot (\Phi_{FFI})^b \quad \text{Ecuación 5.48}$$

Donde K_{NML} es la permeabilidad estimada, Φ_{NML} es la porosidad NML, T_2, \log es el promedio logarítmico de la distribución T_2 , Φ_{FFI} es la porosidad del fluido libre, Φ_{BFV} la porosidad del fluido ligado y los parámetros C , a y b son determinados empíricamente en laboratorio. Usualmente $C=10$, $a=4$ y $b=2$, en arenas. Para carbonatos C usualmente es 0.1.

5.4.4.4 Aplicaciones petrofísicas del registro NML

La distribución de los tiempos de relajación T_2 que se obtiene de la herramienta o del equipo de laboratorio, resume todas las mediciones de la NML y tiene importantes aplicaciones petrofísicas tales como:

- Estimación de la permeabilidad (calibrada con muestras) a partir del tiempo de relajación T_2 promedio logarítmico y Φ_{NML} .
- Análisis de la viscosidad de los HC'S.
- El área bajo la curva de distribución T_2 representa la porosidad total de la formación y distribución de poros.
- Se puede obtener el volumen de agua ligada a las arcillas, así como la cuantificación del índice de fluido libre (FFI) y agua ligada (BFV) por medio de los tiempos de corte de T_2 .
- La porosidad puede ser total o efectiva ($\Phi_e = BVI+BVM$), y es independiente de la mineralogía.
- Estimación del volumen de arcilla y el C.E.C. (capacidad de intercambio catiónico) usando un valor de T_2 de corte de 2 a 4 ms, así como del factor de cementación (m) variable.
- Cálculo y evaluación más precisa de la saturación de hidrocarburo ($S_h = 1-S_w$).
- Es la única herramienta que mide directamente la saturación residual de aceite (S_o).



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

CAPÍTULO 6.- REGISTROS MECÁNICOS

6.1 Calliper

6.2 Registros de medición de echados



6.1 Registro Calliper

Un pozo exploratorio de hidrocarburos o bien un pozo perforado para la búsqueda de agua o minerales, generalmente tienden a tener una geometría de un cilindro de diámetro conocido, el cual contiene en su interior un fluido de perforación homogéneo de características conocidas, o bien, pueden estar constituidos solo por aire en su interior (pozos vacíos).

Durante mucho tiempo con esta concepción teórica en mente se manejaron las técnicas de toma de registros, las cuales se desarrollaron con la idea de que las formaciones en los pozos perforados estaban representadas por medios infinitos, homogéneos e isotrópicos. Sin embargo, hoy en día se conoce con bastante certeza que las formaciones no están conformadas de esta manera a menos que se tome en cuenta la estratificación de las capas en cuyos casos, si podrían ser tomadas como homogéneas e isotrópicas mas no así la totalidad del pozo como antes se creía. Por ello, hoy en día el escoger la herramienta correcta para la adquisición de uno o varios registros en un pozo depende en gran medida del tipo de perforación que se esté realizando en el lugar (ya sea vertical, horizontal o bien direccional) y requerirá además del conocimiento de varios parámetros, entre ellos, los más importantes los constituyen la forma y diámetro del pozo, las características del fluido de perforación, la temperatura de fondo en el pozo y la temperatura en las formaciones, así como las variaciones radiales que se puedan generar en el agujero junto con las propiedades de las formaciones.

En este capítulo se analizará cómo influye en la respuesta de las herramientas de registros, el que se altere, incremente y/o reduzca el diámetro y la forma del agujero que se está perforando, por medio de lo que se conoce como el registro calliper de pozo.

6.1.1 Principio de medición

El registro calliper es uno de los registros más importantes que existen en la industria ya que tiene la finalidad de poder medir con precisión las variaciones que pudiesen existir o se pudiesen presentar en la forma y tamaño del agujero a medida que éste se va perforando, esto con la finalidad de poder identificar posibles derrumbes, acortamientos, cavernas y zonas permeables en las formaciones. Las mediciones básicas son realizadas por medio de 2 brazos articulados integrados a las herramientas de registros, aunque las mediciones más complejas y utilizadas hoy en día, se realizan por medio de 4 brazos articulados en las herramientas de medición de echados y en la herramienta de medición de la geometría de pozo (BGT) de la cuales, entre sus principales aplicaciones destacan el poder obtener 2 callipers simultáneos, de manera que se obtienen datos más precisos de la forma y el diámetro del pozo.

Los brazos de las herramientas están simétricamente colocados a los costados de las sondas de toma de registros (algunas de las cuales se abarcan adelante), y van pegados o unidos por un sistema mecánico o hidráulico a las paredes del pozo de donde se pueden leer las variaciones resistivas por medio de un potenciómetro a medida que la herramienta sube a superficie. Éstas

variaciones en el diámetro o la forma del pozo provocan en la herramienta que los brazos se abran o cierren más de lo “normal” (entendiéndose como normal el diámetro original del agujero que viene siendo el diámetro de la barrena), reflejándose en la señal como cambios en la resistencia medida por el potenciómetro en $\text{ohm} \cdot \text{m}$ el cual, por medio de una calibración posterior en superficie, permite escalar las variaciones medidas por cambios en el diámetro del agujero.

6.1.1.1 Principales herramientas con calliper integrados

Son muchas las herramientas de toma de registros que permiten obtener el diámetro y la forma del agujero por medio de un calliper. Entre las principales destacan las herramientas de microresistividad, las herramientas densidad-neutrón, las sónicas de porosidad, la herramienta de geometría de pozo (BGT), las herramientas de medición de echados (HDT y SHDT), las herramientas de imágenes, etc. esto permite que todas las herramientas puedan ir centradas (a excepción de las de densidad-neutrón) en el agujero, y que las mediciones mas someras sean solo afectadas por el efecto del enjarre o en algunos casos por baches de lodo adheridos a las formaciones, lo que es posible corregir de manera oportuna por medio de ciertas tablas de corrección tal como ya se platicó en capítulos anteriores.

Las herramientas que contienen los dispositivos de microresistividad están compuestas de 2 brazos mecánicos articulados con patines en sus extremos (de 6” de longitud), los cuales por medio de un sistema hidráulico van presionados contra la pared del pozo, permitiendo con ello que la herramienta vaya centrada en el agujero y que se puedan medir consecuentemente con una buena precisión las condiciones del pozo, además de obtener información de la zona lavada con los dispositivos de microresistividad que tienen un radio de investigación muy pequeño (Figura 6.1). Mientras que el diámetro del agujero estará en función de la medición del diámetro de perforación (diámetro de la barrena) menos 2 veces el espesor del enjarre.

Las herramientas densidad-neutrón (D-N) en cambio, constan de un solo patín integrado dentro de la sonda que empuja con gran fuerza a la herramienta apoyándose en un extremo de la pared de pozo, obligando a la sonda a ir pegada a la formación para que ésta pueda tener un buen contacto con la pared del pozo (Figura 6.2). Mientras que la forma y diámetro del agujero será función de la medición del diámetro de perforación menos solo 1 vez el espesor del enjarre ya que la misma presión que se ejerce sobre la sonda en el extremo donde va soportado él patín, provoca que se arranque el enjarre de ese intervalo a medida que se recorre la herramienta en el pozo.

Por otro lado, las herramientas sónicas son un tanto diferentes a las anteriores ya que estas no contienen patines como las microresistivas o las de densidad-neutrón. En su lugar, estas herramientas van centralizadas por medio de 3 arcos metálicos de iguales dimensiones similares a brazos que se abren y cierran, formándose elipses con su eje mayor paralelo al eje del pozo. A medida que se recorren en el pozo, estos arcos se abren o cierran por las variaciones que se tengan en el agujero, permitiendo que la herramienta rote y así medir el diámetro del pozo por las aperturas y cierres (Figura 6.3). Al igual que éstas, también existen otras herramientas con

callipers integrados, las cuales son más modernas y actuales en el sentido de que no solo cuentan con 2 o 3 brazos, sino que cuentan con 4 brazos lo que permite obtener mediciones más precisas.

Estas herramientas son la BGT (*Borehole Geometry Tool*) o herramienta de medición de la geometría de pozo y la DT (*Dipmeter Tool*) o herramienta de medición continua de echados que logra medir el azimut y echado de las capas en las formaciones. Entre las principales características de la herramienta BGT destacan que está constituida de 4 brazos ortogonales entre sí y muy similares a los que se encuentran en las herramientas sónicas, lo que permite poder obtener mediciones de la geometría del pozo en 2 planos verticalmente perpendiculares y en pozos más amplios en comparación con las anteriores herramientas. Además, la herramienta también cuenta con un inclinómetro que permite tener mediciones continuas sobre la orientación del agujero (el ángulo), la desviación que se vaya generando en éste así como su azimut, permitiendo con ello que los callipers estén perfectamente definidos y que puedan ser acoplables junto con otras herramientas de registros en el proceso (Figura 6.4).

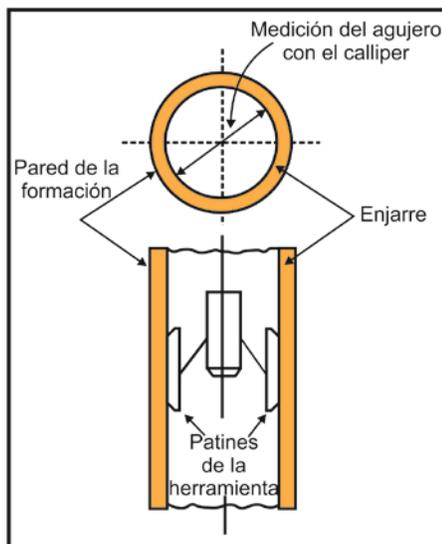


Figura 6.1.- Muestra del calliper en las herramientas microresistivas.

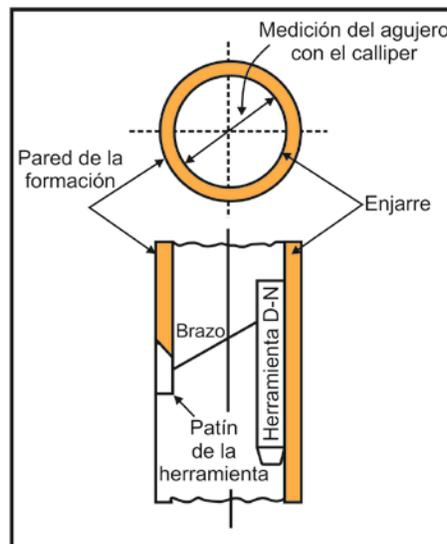


Figura 6.2.- Muestra del calliper en las herramientas densidad-neutrón.

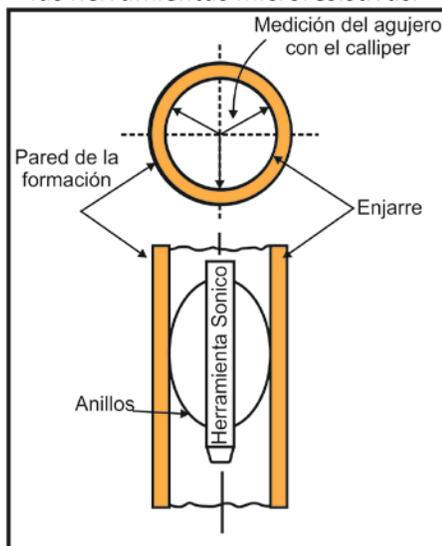


Figura 6.3.- Muestra del calliper en las herramientas sónicas.

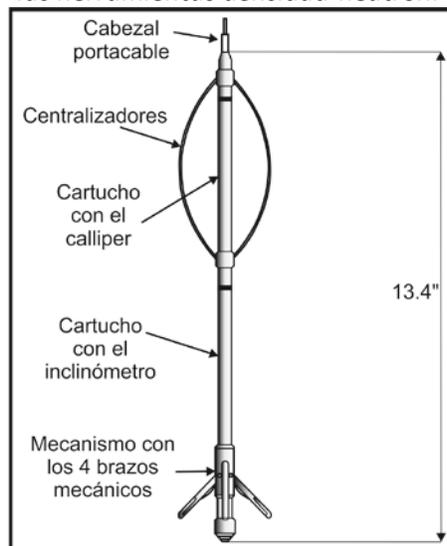


Figura 6.4.- Muestra del calliper de 4 brazos en las herramientas BGT.

6.1.2 Funcionamiento de la herramienta calliper

El registro calliper como registro para obtener el diámetro y forma del agujero en las formaciones, es un registro único y útil ya que nos permite identificar zonas permeables, zonas impermeables, zonas compactas, derrumbes, cavernas, etc. esto permite que se tengan varias características sobresalientes para la medición de la geometría del agujero y entre ellas destacan las siguientes:

- Se pueden realizar mediciones de la geometría que tenga el agujero en pozos que van desde las 6" hasta 16 o 18", siendo este último valor la máxima apertura que pueden tener los brazos del calliper (a excepción de las herramientas de 4 brazos mecánicos).
- Comúnmente la presión que es ejercida por los brazos sobre los patines es baja en las herramientas (a excepción del brazo en las herramientas densidad-neutrón). Cuando la herramienta se encuentra midiendo por encima de zonas que sean permeables, se estará realizando la medición sobre el enjarre formado en ellas (Figura 6.1), y como consecuencia la respuesta que se tendrá en el registro será la del diámetro original del agujero menos 2 veces el espesor del enjarre pudiendo así conocer el espesor que este tenga (h_{mc}). Otra manera de poder obtener el espesor de enjarre en las formaciones permeables es de forma analítica y puede ser expresado de la siguiente manera.

$$h_{mc} = \frac{D_{barrena} - R_{calliper}}{2} \quad \text{Ecuación 6.1}$$

Donde:

h_{mc} será el espesor del enjarre.

$D_{barrena}$ será el diámetro de la barrena utilizada para la perforación.

$R_{calliper}$ será la respuesta del registro calliper.

- La distancia que existe entre los patines cuando la herramienta está cerrada es de aproximadamente 6" siendo éste el menor diámetro que puede obtenerse con un calliper.
- En las herramientas D-N la presión en el patín de apoyo es muy grande, lo que permite poder pegar la herramienta a la formación. En consecuencia, el enjarre en el extremo donde se localiza el patín es arrancado cuando se tiene formaciones permeables permitiendo que se grafique en el registro una curva con menos enjarre.

6.1.2.1 Factores geológicos que influyen en la forma del agujero

Es común pensar que las mediciones realizadas para obtener la geometría del pozo por medio de las herramientas calliper tendrán variaciones en su respuesta atribuidas en mayor o menor medida a las condiciones internas que existen dentro de los agujeros, tales como la invasión del fluido de perforación en las formaciones permeables, el tipo de fluido que se tengan en las formaciones, las litologías atravesadas, la composición del fluido de perforación que se esté

utilizando y el tamaño de las barrenas. Tomando en cuenta estos factores, se tendrán diferentes efectos en los agujeros atribuidos a las condiciones geológicas de las formaciones a profundidad, brindándonos con ello información cuantitativa y cualitativa de la geología en los registros.

El primer efecto que se puede obtener de los pozos durante las labores de perforación, y tal vez uno de las más importantes, son los pozos tipo no derrumbados (*gauge holes*). Entre sus características principales destacan el que son de las mismas dimensiones que con la barrena por la cual fueron perforados, y son esencialmente importantes ya que indica que las técnicas de perforación utilizadas fueron buenas, o bien que se tienen intervalos compactos (litologías duras impermeables), o que hay una tubería de revestimiento que brinda homogeneidad al pozo (Figura 6.5a). Es fácil poder reconocerlos en los registros impresos ya que la respuesta del calliper muestra una línea muy suave sin muchas variaciones y en donde no se aprecia la formación de un enjarre.

El segundo efecto que se puede presentar son los pozos derrumbados (*caved holes*), lo cual ocurre principalmente en intervalos de lutitas que sean ricas en materia orgánica, que no estén o hayan sido lo suficientemente consolidadas, que se encuentren laminadas o bien, que estén localmente fracturadas. Este efecto también se puede presentar en formaciones “suaves” como puede ser el caso de areniscas poco consolidadas, formaciones naturalmente fracturadas provocando que se debilite su integridad mecánica debido a las presiones ejercidas por los fluidos, o como también algunos horizontes salinos (domos salinos o capas de sal) en donde el fluido de perforación por su movilidad en el pozo irá haciendo deleznable o lavable el intervalo incrementando en consecuencia su diámetro. Esto propicia que se puedan presentar derrumbes de las paredes del agujero debido a efectos de excavación y/o lavado (*washed out*) en los intervalos, ya sea por los cambios constantes en la composición de los fluidos de perforación y las técnicas de perforación empleadas o bien, por las condiciones litológicas de las formaciones debido a sus características mecánicas (texturales). Esto genera que los agujeros tiendan a ensancharse y que en consecuencia las mediciones de las herramientas microresistivas, sónicas y densidad-neutrón no brinden buenos valores de la zona lavada (Figura 6.5b).

En las lutitas este efecto se da principalmente debido a las características electroquímicas de las arcillas, haciendo que esta litología tenga una capacidad muy buena de absorber de agua e hincharse principalmente cuando se utilizan lodos base agua, o bien, a quebrarse y a derrumbarse dependiendo básicamente del tipo de arcilla y de sus características mecánicas (la esmectita es una de las arcillas principales con esta característica). Esto puede provocar el que puedan quedarse atrapadas las herramientas mientras se realiza la adquisición de los registros, en cambio que si se utilizan lodos base aceite, los efectos serán nulos y por lo tanto no se verá un cambio significativa en la curva del registro calliper.

Este efecto en particular, afecta las mediciones de las herramientas microresistivas, densidad-neutrón (D-N) y sónicas ya que mientras más ancho sea el agujero, menor será el contacto de los patines de la herramienta con la formación o bien, el contacto de la herramienta con la formación en el caso de las herramientas densidad-neutrón. Esto provocará que el espacio restante sea

ocupado por el fluido de perforación cuyas características son muy diferentes a las de las formaciones que se están estudiando y que por lo tanto, la señal de la herramienta no provenga en su totalidad de la formación si el agujero está demasiado agrandado. Por otro lado, si éste se encuentra extremadamente ancho, la señal provendrá en su totalidad del fluido de perforación.

El tercer y último efecto tiene lugar principalmente en aquellas formaciones que son permeables y que tienen o permiten la movilidad de los fluidos entre el pozo y las formaciones. Se caracteriza por reducir o acortar las dimensiones del agujero y comúnmente se presenta cuando se genera un enjarre en las formaciones permeables por la adherencia de sólidos en el lodo a la formación o bien, cuando también se forman baches o paquetes de lodo en las mismas si es que éstas fueron excavadas o fracturadas por ser poco consolidadas, afectando a su vez las mediciones de la zona lavada. Mientras que para formaciones arcillosas, dependiendo del tipo de arcilla, se podrá hinchar o no la roca por la absorción de agua del fluido de perforación reduciéndose igualmente el diámetro del agujero por tal efecto (Figura 6.5c). Esto también puede ocurrir en formaciones que tengan un diámetro de agujero muy pequeño y que las condiciones geológicas presentes permitan que éste sea muy rugoso, por lo que se tendrá un agujero muy "ovalado" (*break out*).

Tomando en cuenta estos efectos que modifican la geometría del pozo, se deberán realizar las correcciones pertinentes a las herramientas por efecto del diámetro del agujero para poder obtener buenos valores en las lecturas de los registros.

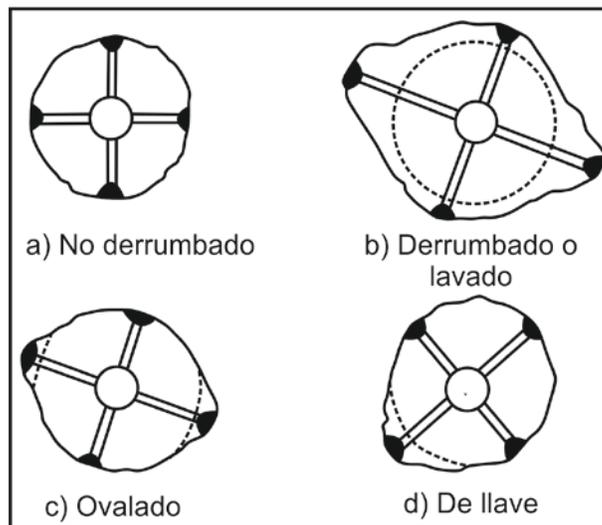


Figura 6.5.- Muestra de los distintas geometrías que se pueden dar en las formaciones por efecto principalmente del tipo de litología y de los fluidos interviniendo en el agujero.

6.1.2.2 Geometría de los agujeros y control de calidad del calliper

Cuando son utilizadas las herramientas más simples de 2 brazos para las mediciones de la geometría de pozo, es de suma importancia tomar en cuenta los efectos descritos con anterioridad ya que pueden llegar a afectar en gran medida las lecturas de los registros. El caso más común se presenta cuando se tengan formaciones que estén muy derrumbadas ya sea por

fracturamiento o bien que éstas hayan sido muy lavadas por el fluido de perforación provocando que se ensanche el agujero. Esto influye para que la herramienta no tenga un buen contacto con las formaciones debido al agrandamiento y que incluso, si se da el caso de que se formen enjarres anormales en formaciones rugosas, las mediciones provengan más de las propiedades de lodo y no de la formación.

Este fenómeno se presenta comúnmente en formaciones cuyas características mecánicas destaca la “anisotropía”. El ensanchamiento es producto de la interacción de los fluidos con las distintas litologías debido las características mecánicas en las direcciones de mínimos y máximos esfuerzos generándose con ello, agujeros con una geometría no circular o bien ovalizados. Cuando esto ocurre, la presión que es ejercida sobre los patines de las herramientas provoca que estas “roten” en el agujero buscando la posición de menor energía potencial, la cual es usualmente el eje mayor de la sección ovalizada en donde generalmente se acomodan las herramientas microresistivas y densidad-neutrón (Figura 6.6). Mientras que para las herramientas sónicas de 3 brazos, la posición de la herramienta no quedará en su totalidad centralizada, provocando que no se obtengan mediciones en su totalidad bien definidas (Figura 6.7). Del mismo modo ocurre cuando se forman agujeros con “geometrías tipo llave” que vienen siendo agujeros ovalados asimétricos debido al apoyo de la tubería de perforación en especial cuando el agujero está siendo desviado (Figura 6.5d). Esto provoca que no exista un buen contacto con las formaciones y que por lo tanto deban ser corregidos ya que los callipers siempre realizan las mediciones en la dirección del eje mayor, provocando que se obtienen en ocasiones mediciones no tan precisas de la verdadera geometría que tiene el agujero.

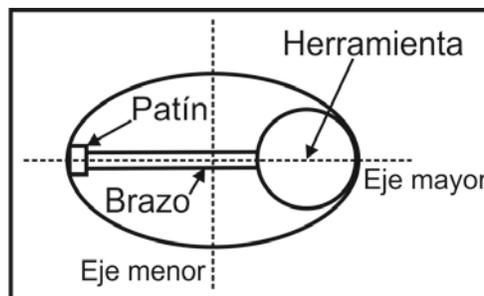


Figura 6.6.- Esquema que representa la posición preferencial de las herramientas en agujeros ovalizados.

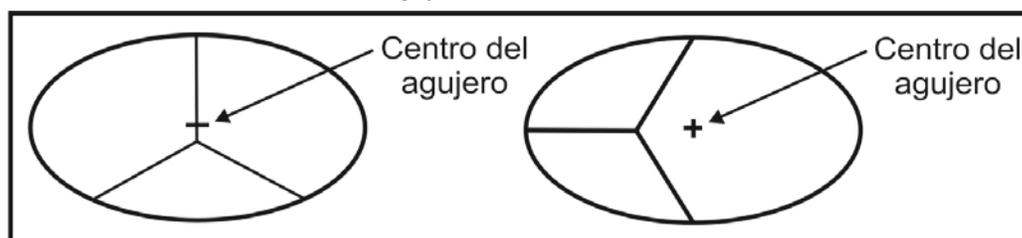


Figura 6.7.- Esquema que representa la posición de las herramientas sónicas en agujeros ovalizados.

Es recomendable por ello, que las mediciones sean realizadas por medio de las herramientas que cuentan con 4 brazos como la BGT o la HDT y la SHDT. Esto debido a que gracias a la obtención de los 2 callipers verticalmente perpendiculares, se logran obtener mediciones de una geometría

mucho mejor definida del agujero aún cuando se presenten algunos de los efectos descritos con anterioridad.

6.1.3 Presentación del registro

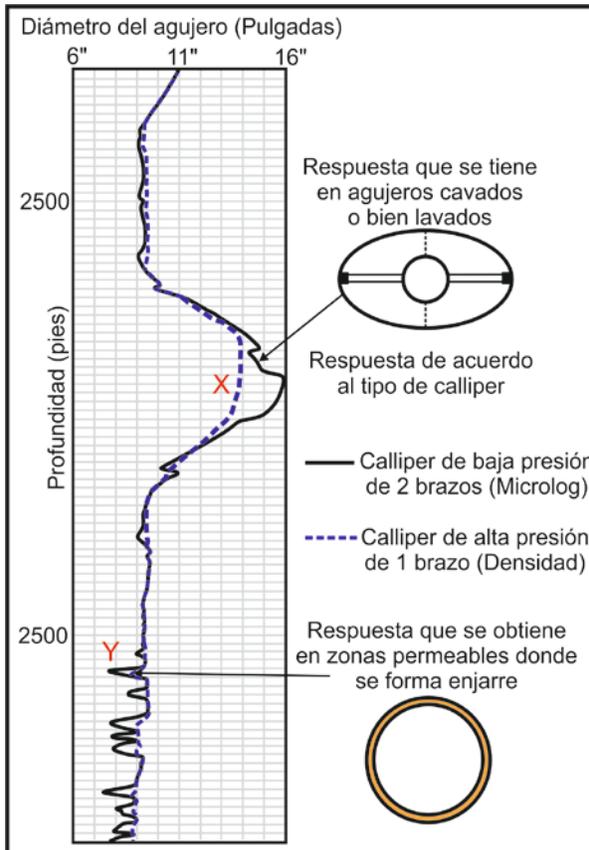


Figura 6.8.- Muestra de un registro calliper utilizando herramientas de 1 y 2 brazos en donde se puede apreciar la diferencia entre las mediciones de ambas, siendo la sección X un intervalo cavado o bien lavado en donde la herramienta de densidad tiene problemas para realizar las mediciones a diferencia de la herramienta microlog. En Y por otro lado se logra apreciar la formación de un enjarre, siendo esta una zona permeable en donde la herramienta de densidad mide menos enjarre a diferencia de microlog ya que lo arranca al pasar (Modificado de Bassiouni, 1994).

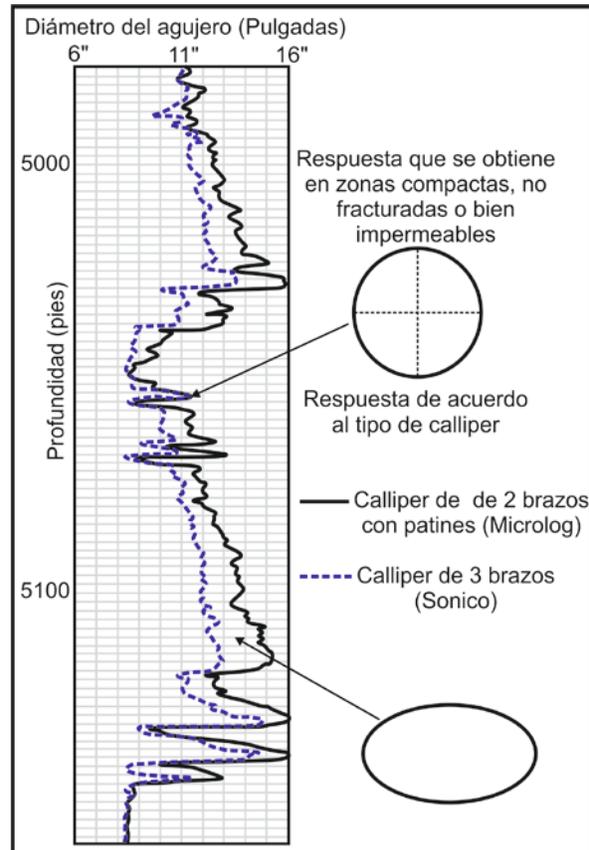


Figura 6.9.- Muestra de un registro calliper utilizando herramientas de 2 y 3 brazos en donde se logran apreciar variaciones muy grandes entre las mediciones por ambas herramientas debido a muchas irregularidades en el pozo estando casi en su totalidad con una geometría ovalizada. La curva del microlog estará leyendo el eje mayor de la elipse mientras la herramienta sónica estará midiendo el eje menor reflejándose esto en el registro (Modificado de Bassiouni, 1994).

6.1.4 Correcciones

Al registro calliper es muy raro que se le haga alguna corrección ya que su respuesta no depende de los parámetros petrofísicos que rigen las formaciones tales como su resistividad, la porosidad,

la permeabilidad o el contenido de fluidos en ellas. Del mismo modo no le afecta la invasión de fluidos o bien el efecto de las capas adyacentes ya que las mediciones realizadas dependen únicamente del tipo de formación que se esté atravesando, la desviación que se genere en el agujero, y el efecto del fluido de perforación interactuando con las formaciones. Esto provoca que se puedan generar cavernas, enjarres en el caso de las formaciones permeables que bien pueden ser zonas productoras de hidrocarburos, lavado de las litologías en el caso de capas de sal, hinchamiento de las arcillas cuando se utilizan lodos base agua y desplomes por efectos de fracturamiento original o inducido. Lo único que se puede hacer con el registro calliper es checar antes de tomar el registro el que la calibración de la herramienta concuerde con la calibración maestra.

6.1.5 Aplicaciones

La principal aplicación que tiene el registro calliper como registro geofísico dentro de la industria es el poder identificar y diferenciar con precisión las formaciones permeables de aquellas zonas que son impermeables, sabiendo reconocer en el registro la formación del enjarre característico. Se podría decir con esto que el calliper es un registro muy bueno para deducir la litología de las formaciones sin embargo, para tener certidumbre en las interpretaciones debe ser comparado con otros registros de pozo abierto tales como el rayos gamma, el densidad-neutrón, los registros eléctricos, registros durante la perforación, etc.

Algunas otras de sus aplicaciones más importantes se detallan a continuación:

- Permite calcular el volumen que tiene el agujero para posteriormente hacer una estimación de la cantidad de cemento necesario a emplear para la colocación de las tuberías de revestimiento.
- Permite identificar intervalos compactos o bien consolidados en las formaciones para hacer pruebas de producción sobre el asentamiento de empacadores.
- En la interpretación de los datos brindados por las herramientas de medición de echados, el calliper permite obtener los puntos de los planos buzantes de las capas.
- La obtención del diámetro del agujero y del espesor del enjarre en las capas permeables, permite que podamos hacer las correcciones necesarias a las herramientas que son afectadas por estos fenómenos.

6.2 Registros de medición de echados (Dipmeter log)

Los registros de medición de echados nacieron por la necesidad que existía de poder contar con herramientas que permitieran realizar mediciones continuas de los echados de las formaciones a profundidad, así como también la dirección del echado de éstas (también denominado como su azimut), tomando como referencia el norte magnético y el norte geográfico de el echado de los planos que son cortados por el pozo. Estos planos pueden ser bien límites entre capas, fracturas, fallas ya sean abiertas o cerradas, una superficie erosionada o bien estilolitas en las formaciones rocosas. Pueden ser además planares o corresponder a superficies cóncavas o convexas que se intersectan con el agujero.

Un plano entonces estará definido como una superficie geométrica sin volumen y/o espesor definido respecto a un plano de referencia horizontal que puede estar atravesado ya sea bien por rectas y/o puntos infinitamente aunque en términos prácticos, con solo 3 puntos unidos en el espacio que tengan coordenadas X, Y y Z y que no se encuentren dentro de una misma línea recta, bastará para poder representar una superficie. Estos 3 puntos en las mediciones serán las intersecciones de 3 generatrices de la pared del agujero con el plano permitiendo poder obtener con ello su echado y su dirección (Figura 6.10).

Esto es posible realizarlo por medio de 2 procesos consecutivos que son la adquisición de los datos por medio de las herramientas en el pozo y su posterior procesamiento en superficie. El primer paso se basa en la adquisición de 3 a 4 curvas de resistividad a partir de posiciones ortogonales en el agujero por medio de 4 brazos mecánicos con patines integrados en las herramientas y electrodos de medición montados en los patines. Mientras que el segundo paso se centra en comparar los desplazamientos o variaciones en las mediciones de las distintas curvas de microresistividad obtenidas a profundidad y en lados opuestos a las paredes del agujero, permitiendo que posteriormente ya por medio de métodos computacionales en superficie, sea posible obtener el echado y el azimut de las capas.

A lo largo de la historia han sido muchas las patentes en las herramientas por parte de las distintas compañías de servicios para la obtención del echado en las formaciones, siendo en la actualidad las herramientas más modernas aquellas que no solo obtienen el echado y la dirección preferencial que tengan las capas a profundidad, sino que también por medio un inclinómetro dentro de la sonda, se pueda obtener la orientación que ésta tenga dentro del pozo y por ende, la orientación e inclinación que se esté generando en el agujero. Del mismo modo se obtienen trazas o curvas de microresistividad 30 a 60 veces más precisas a diferencia de otras herramientas y se obtiene la velocidad de registro con la que está trabajando la sonda.

6.2.1 Principio de medición

El principio de medición que rige a las herramientas de medición de echados se centra en poder estar constituidas de 3 electrodos montados en patines dentro de un plano perpendicular al eje de

las herramientas (siendo 3 el número mínimo de puntos o electrodos necesarios para poder definir una superficie planar) y los cuales se encuentran situados a 120° uno respecto al otro (para las herramientas de 3 brazos) o bien a 90° (para las herramientas de 4 brazos como la HDT y SHDT) entre ellos. Lo más común es que se realicen las mediciones por medio de herramientas que cuentan con 4 brazos y sus respectivos patines, aunque también existen otras herramientas que utilizan hasta 6 brazos obteniéndose con ello mucha más información de las condiciones geológicas en el pozo a diferencia de aquellas que solo cuentan con 4 brazos. Esto permite que se mejoren considerablemente las mediciones incluso en agujeros ovalizados.

El objetivo de proporcionar a las herramientas con 3 electrodos como mínimo para realizar mediciones resistivas o bien conductivas a los costados de las paredes del pozo, se basa en que cada electrodo debido a sus dimensiones y a la corriente enfocada que se genera por cada uno dentro del pozo, se conviertan entonces en puntos de medición que permitan obtener la resistividad de la formación en distintas ubicaciones logrando definir entre ellos un plano. Cuando estos cruzan o bien pasan por un límite o cambio litológico en las formaciones, estos cambios quedaran registrados en cada electrodo a diferentes profundidades y en cada una de las curvas de microresistividad, permitiendo con ello el que se pueda obtener la información necesaria para evaluar el echado y el azimut de las capas o estratos. Como las mediciones realizadas por medio de los electrodos a las formaciones son microresistivas o microconductivas, será entonces necesario que se utilicen lodos base agua para permitir que exista un contacto entre las herramientas y las formaciones ya que no es posible que estas se puedan realizar con lodos base aceite. De igual manera, también es necesario tomar en consideración algunos aspectos importantes tales como la orientación de la sonda, la desviación que se genere en el agujero con su respectivo azimut, así como también el diámetro del agujero.

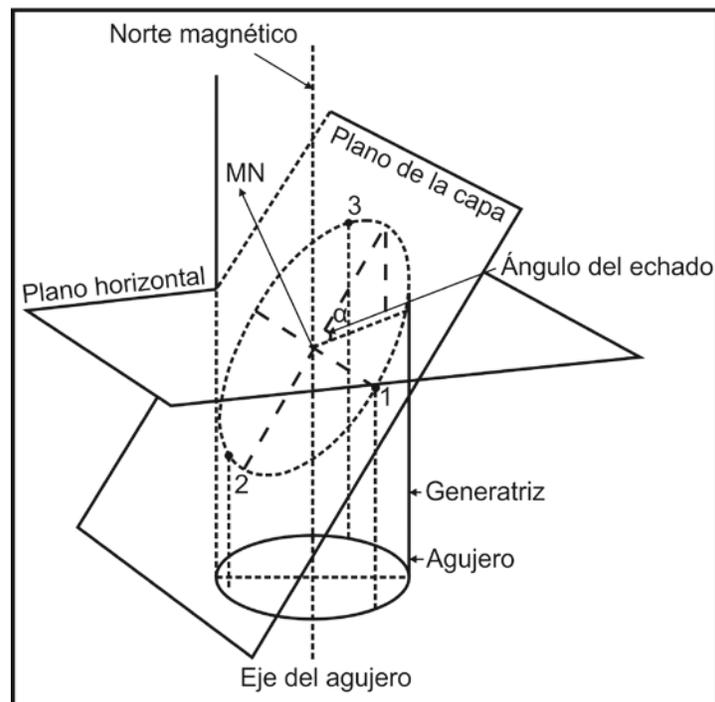


Figura 6.10.- Figura donde se ilustra el principio de medición de las herramienta en donde se aprecia que las resistividades son obtenidas por medio de electrodos colocados ortogonalmente alrededor del agujero y luego correlacionados para determinar el echado y dirección de los planos de estratificación.

La orientación de la sonda estará definida por el azimut que exista en uno de los patines (el patín 1) siendo este, el ángulo formado por la proyección horizontal de las líneas perpendiculares al eje de la sonda y que pasen a través del patín 1 y el norte magnético. La desviación del agujero por otro lado se medirá por medio de un péndulo ligado a un potenciómetro circular cuyas variaciones de resistividad, serán función de la desviación que se genere en el agujero (tomando como referencia el ángulo formado por el azimut a la desviación del agujero y el azimut del patín 1) si esto se llegase a presentar. Finalmente el diámetro del agujero se obtendrá utilizando potenciómetros acoplados a los costados del movimiento de los patines siendo el diámetro final, la distancia que exista entre el eje de la sonda con los patines y con sus respectivos azimuts. Esto permite que se tengan al final mediciones tipo calliper en ángulos rectos unos de otros.

6.2.1.1 Diseño de las herramientas de medición de echados

El primer prototipo de herramienta que permitía obtener el echado de las formaciones a mitades de los años 30's fue la "herramienta de anisotropía" de la compañía Schlumberger. Esta herramienta constaba de 4 electrodos situados ortogonalmente a 90° uno del otro y alojados en los patines de la sonda, lo que permitía obtener la anisotropía de las formaciones, propiedad inherente a las arcillas, mientras que la desviación de la sonda y la desviación del agujero eran obtenidas por medio de un compas de inducción.

Poco después surgió una herramienta de medición de echados la cual basada sus mediciones en la respuesta del potencial espontáneo de las formaciones (SP) a principios de los años 40's. Esta realizaba las mediciones por medio de 3 patines con 3 electrodos pegados a la pared del agujero registrándose con ello 3 curvas distintas de SP correlacionables. Este procedimiento se realizaba al detener la herramienta en aquellos intervalos que eran de interés y obteniendo la respuesta de la formación, mientras que por medio de un fotoinclinómetro, se obtenía la orientación de uno de los patines con respecto al norte magnético así como también el azimut y la desviación del agujero. Lamentablemente su implementación tenía varias limitantes en algunos ambientes o condiciones dentro de los pozos como bien lo son aquellas formaciones que sean muy resistivas o bien cuando se estén utilizando lodos muy conductores. Esto provocó que se dejara de utilizar al poco tiempo siendo ahora reemplazada por herramientas con un diseño eléctrico las cuales basaban su respuesta en mediciones laterales o laterolog.

Fue así como surgió a principios de los años 50's, debido a las limitantes de la SP, una "herramienta de medición de echados continuos (CDM, *Continuous Dip Measument*)" la cual permitía obtener un registro continuo sobre la desviación y el azimut del agujero, así como también la orientación del 1 electrodo de referencia con respecto al norte magnético gracias a un sistema que transmitía la información a superficie por medio de un potenciómetro. Esto permitió que se pudiesen registrar por primera vez de forma continua (a diferencia de las anteriores) los echados de las formaciones utilizando primeramente las mediciones de un micrológ y posteriormente las de un microlaterolog para obtener 3 curvas de resistividad de alta resolución vertical en agujeros que tuvieran variaciones en sus diámetros entre 4" a 19".

Finalmente para poder obtener los cálculos de los echados por medio de la CDM, se hacía una correlación entre las 3 curvas de resistividad notando el desplazamiento por superposición de las curvas, lo que permitía definir el ángulo del echado y el azimut del mismo conociendo en consecuencia también, el ángulo y la desviación que se diera en el agujero.

Hoy en día sin embargo, las herramientas estándar que son utilizadas para la medición de los echados en las formaciones están constituidas principalmente por 4 patines con electrodos colocados ortogonalmente entre si uno respecto al otro a 90 °, y siendo controlados hidráulicamente desde superficie de manera muy precisa. Se les podría considerar entonces como pares de brazos articulados con patines y electrodos acoplados, moviéndose en conjunto al mismo tiempo en un plano normal al eje del pozo, permitiendo que la equidistancia que exista entre ellos centre apropiadamente la herramienta en el agujero. Estos brazos mecánicos generalmente se mueven de forma arqueada y se controlan de forma tan precisa, que se permite el que exista un buen contacto de las sondas con la pared del pozo en la mayoría de las geometrías de los agujeros aunque, en aquellos agujeros que presentan desviaciones (geometrías de llave), es muy común que no exista un buen contacto de 1 patín con la pared de pozo debido al peso mismo de la herramienta. Esto provoca que ese patín “flote” y que por lo tanto, que no se obtenga una buena medición de esa zona de la pared de pozo al no existir un contacto directo. Tomando esto en cuenta se podría decir que las herramientas funcionan adecuadamente en aquellos agujeros cuyos diámetros van desde las 6” hasta las 20” sin embargo, las mejores mediciones se obtienen en aquellos agujeros que varían sus diámetros entre las 8” y 12” y que no presenten desviaciones.

Por otro lado, existen también otras herramientas utilizadas para la medición de los echados de las formaciones por parte de las distintas compañías de servicios, muchas de ellas trabajando con el mismo principio de medición y algunas de ellas, con mejoras técnicas en su diseño como la utilización de 6 brazos mecánicos o bien la utilización de 2 electrodos por patín incrementando con ello la información obtenida del agujero (SHDT) y por ende mejores datos de la configuración de las estructuras en las formaciones. En la siguiente tabla se describen las herramientas más importantes por empresa, la cantidad de patines con los cuales trabajan y el número de electrodos que tienen por patín.

Compañía	Herramienta	Nombre	Número de Patines	Número de electrodos
Schlumberger	HDT	Herramienta de medición de echados de alta resolución.	4	1
	SHDT	Herramienta de medición de echados de alta resolución estratigráfica.	4	2
	OBDT	Herramienta de medición de echados en lodos base aceite.	4	1
Atlas	Diplog	Herramienta de medición de echados.	4	1
	HDIP	Herramienta de medición de echados hexagonal.	6	1
Halliburton	HEDT	Herramienta de medición de echados de alta resolución.	4	1
	SED	Herramienta de medición de echados de 6 brazos.	6	1
BPD	PSD	Herramienta de medición de echados de precisión estratigráfica.	3-4	1
	MBD	Herramienta de medición de echados multibotón.	4	3

Tabla 6.1 Tipos de herramientas de medición de echados patentadas por las distintas compañías de servicios (Rider, 2000).

Como se podrá observar en la Tabla 6.1, hoy en día también es posible obtener información del echado de las formaciones incluso en pozos que estén utilizando lodos base aceite, y las características en la forma del cómo realizan las mediciones las demás herramientas, solo variarán en la cantidad de mediciones o resolución vertical que se tenga por pie o pulgadas de formación.

6.2.2 Herramienta de medición de echados de alta resolución (HDT)

Esta herramienta surgió en el año de 1967, poco después de que se comenzaran a realizar las mediciones continuas de los echados de las formaciones por medio de las herramientas CDM. Su diseño se centra en estar constituida por 4 brazos mecánicos con patines acoplados ortogonalmente entre ellos y con 1 solo electrodo elongado por cada patín, siendo en total 4 las mediciones microresistivas o microconductivas simultáneas las que se pueden realizar para calcular la dirección e inclinación de las capas (Figura 6.11). Su configuración por otro lado, mejora notablemente el contacto que se tenga entre la herramienta y el agujero particularmente en aquellos pozos que sean irregulares o bien que se encuentren ovalizados debido a las posibles desviaciones que se presenten en las perforaciones. Esto le permite a la HDT poder prevenir que si se da el caso de 1 patín no haga buen contacto con la pared del agujero, los 3 patines restantes si lo tengan obteniéndose con ello la información suficiente para poder definir los planos de estratificación y posteriormente, el echado de las capas. Se logra con ello obtener las mediciones cada 5 mm (o 64 mediciones por pie) con una buena resolución vertical, y en agujeros cuyos diámetros varíen entre las 4" y las 18".

Su principio de medición por otro lado es el mismo con el que operan la mayoría de las herramientas de medición de echados y sigue siendo utilizado incluso hoy en día en las herramientas más recientes de adquisición de echados y en las herramientas de adquisición de imágenes (FMI). Este consiste en la emisión de una corriente alterna de baja frecuencia proveniente de una fuente en la parte más baja de la sonda la cual es conductora, permitiendo con ello, que la corriente tome un camino a través de la formación y regrese a través de los electrodos de medición colocados en la parte superior de los patines. Estos se encuentran separados por medio de una sección aislante del resto de toda la herramienta que es igualmente conductora permitiendo con ello que la mayor parte de la corriente sea solo enfocada por medio de los electrodos los cuales obligan a fluir a la corriente de forma perpendicular en las formaciones.

A este tipo de arreglo se le denomina de "enfoque pasivo", y se le llama así ya que toda la porción inferior de la herramienta junto con los patines e incluso el lodo de perforación que rodea la sonda se mantiene a un mismo potencial. Esto provoca en consecuencia, que la pared del agujero que está en contacto con los patines, se encuentre igualmente al mismo potencial y que las variaciones que se presenten en cuanto a la resistividad o conductividad, sean solo función de las formaciones que se encuentran enfrente de los la corriente emitida por los electrodos (Figura 6.12). Del mismo modo un dispositivo que mide la desviación del agujero también es registrado simultáneamente junto con la herramienta.

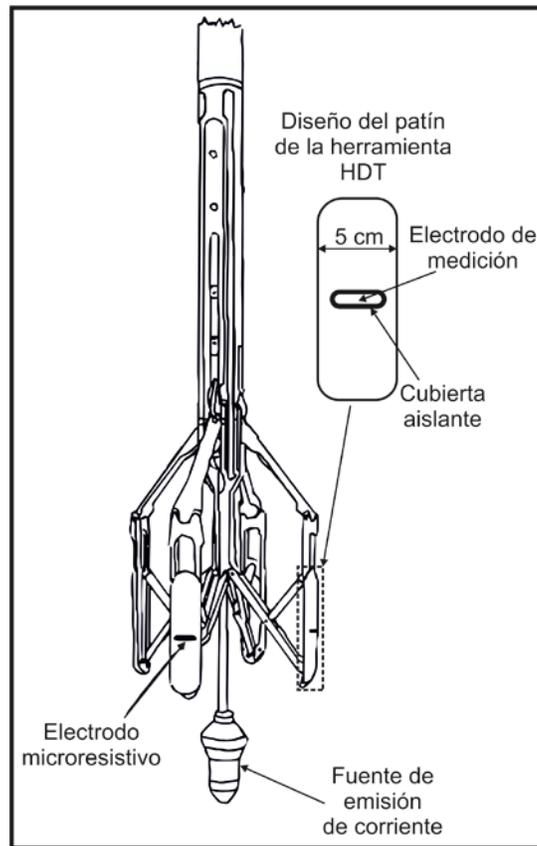


Figura 6.11.- Esquema que muestra el diseño de la herramienta de medición de echados de alta resolución (HDT) de la compañía Schlumberger así como también el diseño de los patines que realizan las mediciones resistivas sobre la pared del agujero para obtener con ello el echado y azimut de las formaciones (Modificado de Rider, 2000).

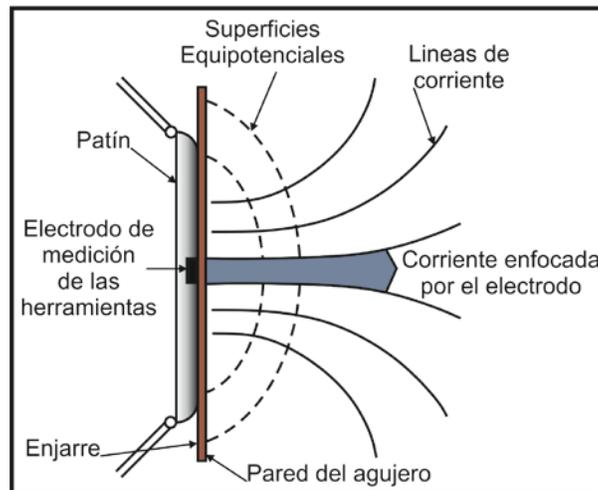


Figura 6.12.- Esquema que muestra el principio de medición de la mayoría de las herramientas de medición de echados en donde se aprecia como el electrodo enfoca la corriente a la formación a partir de la corriente emitida por la fuente en la parte inferior de la sonda.

Esta medición junto con las mediciones de las capas, permite calcular el echado de la formación, búsqueda de trampas estratigráficas, información sobre el patrón de las estructuras internas,

dirección del transporte y en ciertos casos la dirección de la acumulación del modelo de depósito. También permite poder corregir posibles irregularidades que se puedan presentar debido a cambios en la velocidad de adquisición del registro correlacionando la información obtenida por medio de acelerómetros o bien por medio de un electrodo adicional “de velocidad” alojado en uno de los patines y desplazado verticalmente unos centímetros con respecto al electrodo de medición de micro resistividad de la herramienta. Los datos que proporcionará este electrodo serán solamente duplicados de las mediciones realizadas por el electrodo de medición principal por lo tanto, cuando se tengan variaciones de velocidad de la sonda correlacionándose con su electrodo gemelo, se observarán diferencias entre las mediciones realizadas por ambos electrodos permitiendo posteriormente que estas se corrijan de forma automática por compensación de velocidad, y que con ello se puedan seguir registrando con una adecuada profundidad y velocidad.

Actualmente las mediciones más modernas se centran en obtener la corriente que fluye a través de cada electrodo en función de la profundidad en los pozos. En ocasiones a esta se le puede referir como curva de resistividad cuando en realidad su inversa puede ser incluso correlacionable adecuadamente con las resistividades laterolog más someras. Por otro lado, el ingeniero encargado de la adquisición de los registros será el que ajuste el voltaje y la corriente total que es emitida, esto para adecuar las mediciones a las condiciones presentes en el agujero.

6.2.2.1 Características de las curvas de microresistividad

De las herramientas de medición de echados independientemente de la compañía y/o la herramienta que se este utilizando, lo que se obtendrá al final serán curvas de microresistividad correspondientes a las mediciones realizadas por los electrodos de cada patín. Por lo tanto, lo esencial de estas curvas representadas en los registros, será el poder registrar pequeñas variaciones en la resistividad o bien en la conductividad de las capas o formaciones y no sus valores absolutos.

En las herramientas microresistivas de medición de echados, por ejemplo en la versión “*diplog*” de la compañía Baker Hughes, se obtiene curvas de resistividad con una resolución vertical de 5 mm al igual que con la herramienta HDT de la compañía Schlumberger. Por otro lado, la herramienta SHDT también de la compañía Schlumberger, tiene una resolución vertical que duplica las mediciones de las antecesoras siendo estas de tan solo 2.5 mm (0.1”), lográndose con ello un notable aumento de información de los echados de las capas permitiéndonos al final, el poder conocer con más precisión la configuración de las formaciones a profundidad.

6.2.3 Herramienta de medición de echados de alta resolución estratigráfica (SHDT)

Esta herramienta constituye la segunda generación de herramientas de medición de echados que vino después de las herramientas CDM y la HDT gracias a modificaciones realizadas en su diseño. El principio de medición por otro lado, será el mismo que con la cual opera la HDT para realizar las mediciones de los echados de de las formaciones. La herramienta SHDT cuenta en su diseño con 4

patines al igual que la HDT sin embargo, los patines en la SHDT se modificaron para hacerlos mucho más pequeños que su antecesora permitiéndole de esta manera, mejorar el contactos de los patines con las paredes del pozo minimizando los efectos del agujero así como también minimizar aquellos efectos que pudieran atascar o atorar los patines. Su rasgo más sobresaliente sin embargo, lo constituye el hecho de que esta herramienta a diferencia de sus antecesoras, no cuenta con un solo electrodo de medición por patín, sino que ahora cuenta con 2 electrodos circulares acoplados por patín de 1 cm cada uno permitiéndole a la herramienta el tener una mayor redundancia en las mediciones de los echados y a su vez, que también sea posible el poder obtener los echados incluso de capas o estratos que sean muy pequeños o bien, que estos no crucen en su totalidad el agujero obteniéndose mediciones de hasta 2.5 mm y con una resolución vertical de 1 cm (Figura 6.13).

En cuanto a su principio de medición, en la SHDT al igual que con la HDT, tanto los electrodos como el cuerpo mismo de la sonda se mantendrán a un mismo potencial, mientras que la corriente enfocada por los electrodos tenderá a variar con los cambios en la resistividad y/o conductividad de las formaciones que se tengan enfrente de ellos. Como la corriente emitida irá variando constantemente dependiendo de estas variaciones, estas se graficarán generalmente tanto en bajas resistividades como en altas resistividades.

Algunas otras de las características más sobresalientes de la herramienta SHDT de mencionan a continuación:

- Se obtiene información más precisa de las estructuras sedimentarias de las formaciones incluso en capas muy delgadas ya sean bien sobre cambios litológicos o texturales.
- Un inclinómetro sin partes móviles dentro de la sonda, un magnetómetro y un acelerómetro, permiten en conjunto que se tengan mediciones con una gran precisión sobre la orientación que tenga la herramienta, la velocidad óptima necesaria para la adquisición de las mediciones y el diámetro, dirección e inclinación en el agujero.
- La corriente total emitida por la parte inferior de la herramienta se ajusta automáticamente de tal manera que siempre se tendrán altos contraste de resistividad en el registro.

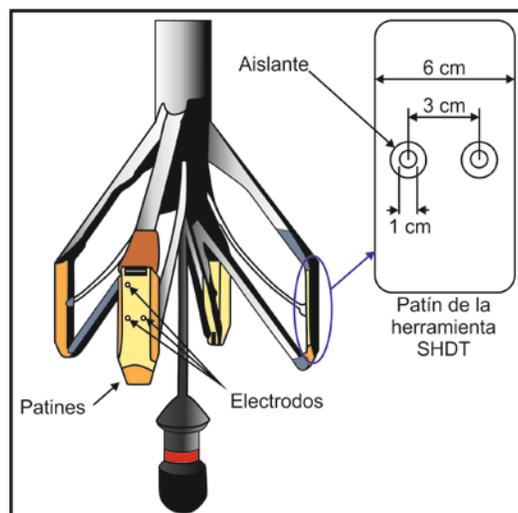


Figura 6.13.- Esquema que ilustra el diseño de la herramienta y de los patines en la SHDT.

6.2.4 Herramienta de medición de echados en lodos base aceite (OBDT)

Esta herramienta al igual que las 2 anteriores, fue patentada por la compañía Schlumberger por la necesidad que existía en la toma de registros, de poder contar con mediciones de los echados y la dirección o azimut de estos en las formaciones a profundidad, en aquellos pozos que estuvieran empleando lodos base aceite. Se podría decir entonces que esta herramienta es solo una adaptación de las técnicas de medición de echados, específicamente para aquellos agujeros que estén utilizando lodos no conductores y en formaciones que no superen los 200 ohm*m.

El diseño de la herramienta OBDT se basa en estar constituida por 4 brazos mecánicos al igual que las herramientas HDT y SHDT sin embargo, el principio de funcionamiento con la que opera esta herramienta es diferente ya que el lodo de perforación utilizado ahora será no conductor de corriente, por lo tanto, no existirá un medio que permita inyectar la corriente a las formaciones provocando que aquellas herramientas que realizaban las mediciones por medio de métodos eléctricos tipo laterolog (la HDT y SHDT), no funcionen bajo esta limitante. En ocasiones el empleo de lodos base aceite puede llegar a beneficiar las condiciones de perforación en los agujeros, permitiendo que se tenga una mejor estabilidad y por lo tanto, una geometría más uniforme del diámetro de pozo en ciertas condiciones geológicas.

La herramienta OBDT emplea entonces en sus mediciones, el mismo “principio de inducción” con el que operan las herramientas del Capítulo 4.2. Este consta en que cada patín de la herramienta, en lugar de llevar electrodos de medición, tenga ahora acopladas una microbobina coplanar transmisora de corriente y 2 microbobinas receptoras por patín. Esto permite que cada microbobina transmisora sea alimentada por una corriente “alterna” oscilatoria de alta frecuencia y de intensidad constante, generándose con ello un campo magnético que induce a su vez, corrientes eléctricas conductoras hacia la formación que rodean el agujero. Estas corrientes generan a su vez su propio campo magnético secundario el cual es proporcional a la conductividad de la formación y por lo tanto, la herramienta OBDT lo que hará será medir las diferencias de voltaje que se produzcan entre las bobinas receptoras siendo esto al final, proporcional a la conductividad de la formación (Figura 6.14).

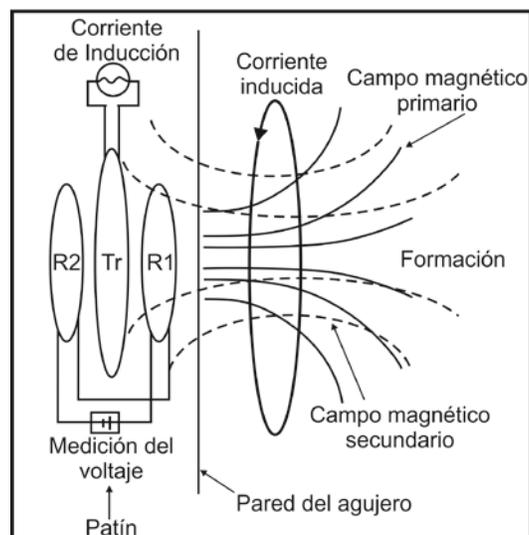


Figura 6.14.- Esquema que ilustra el principio de medición con el que opera la herramienta OBDT.

Estas mediciones realizadas por la herramienta OBDT son muy someras siendo el 90% de la señal proveniente de la formación, tan solo de los primeros 2.5 cm de la pared del agujero adquiridas cada 2.54 mm o 1" mientras que su resolución vertical, será de entre 2 a 3 cm siendo incluso inferiores a aquellas mediciones realizadas por la SHDT. Además de ello, la OBDT cuenta con el mismo tipo de inclinómetro y la misma tecnología de transmisión con el que cuenta la SHDT permitiendo que las mediciones sean muy precisas.

6.2.5 Presentación del registro

Hay 2 tipos de registros que son adquiridos por medio de las mediciones realizadas por las herramientas de medición de echados. El primero de ello es un registro de campo que contiene las trazas o curvas registradas por las herramientas en términos de resistividad o conductividad de las formaciones (Figura 6.15) mientras que el segundo, es un registro ya procesado por medio de un equipo de cómputo más sofisticado en las unidades móviles de adquisición permitiéndonos conocer con ello el echado de las formaciones, así como algunos otros datos de interés.

Generalmente en el primer carril de los registros de echados se graficarán 3 curvas siendo estas, el azimut del electrodo 1 respecto al norte magnético (AZ), la orientación del electrodo 1 en referencia a la dirección del agujero (su inclinación relativa o DAZ), que viene siendo el ángulo que existe entre la desviación del agujero y la posición en la que se encuentra el electrodo 1, y la desviación misma que se pueda estar generando en el agujero respecto a su vertical (DEV). Igualmente puede o no estar incluida una curva de rayos gamma dentro de las mediciones permitiendo que los registros de medición de echados, puedan ser correlacionables con otros tipos de registros tomados en pozos abiertos como bien puede ser el caso de los registros sínicos, los de densidad, de neutrones, etc.

En el segundo y tercer carril de los registros, se registrarán ya sean 3 curvas de resistividad en el caso de aquellas herramientas de 3 brazos o bien, 4 curvas de resistividad en el caso de las herramientas HDT, SHDT y la OBDT, además de poder obtenerse también 2 callipers simultáneos logrando de esta manera el obtener información más precisa acerca de las condiciones de los agujeros. Para fines de correlación, una quinta curva de resistividad también es posible obtenerla y graficarla en el carril 2 por medio del "electrodo de velocidad" colocado cerca de los electrodos de medición, permitiendo con ello el poder corregir automáticamente por computadora las diferencias de velocidad que se puedan generar en la adquisición o bien en la herramienta si ésta se llegase a atorar o atascar dentro del pozo.

El formato en el cual se pueden presentar todos estos valores o mediciones variara en gran medida dependiendo del tipo de herramienta que se utilice, así como también la compañía que lo esté registrando sin embargo, las escalas más comunes en las cuales pueden ser presentados los registros son de 1/1000, 1/500 o 1/200 siendo esta ultima la mas empleada ya que con ella es posible obtener con mucho mayor detalle, datos sobre los echados de las capas y sus respectivos azimuts incluso en capas que muy delgadas (desde los 2 a los 10 pies).

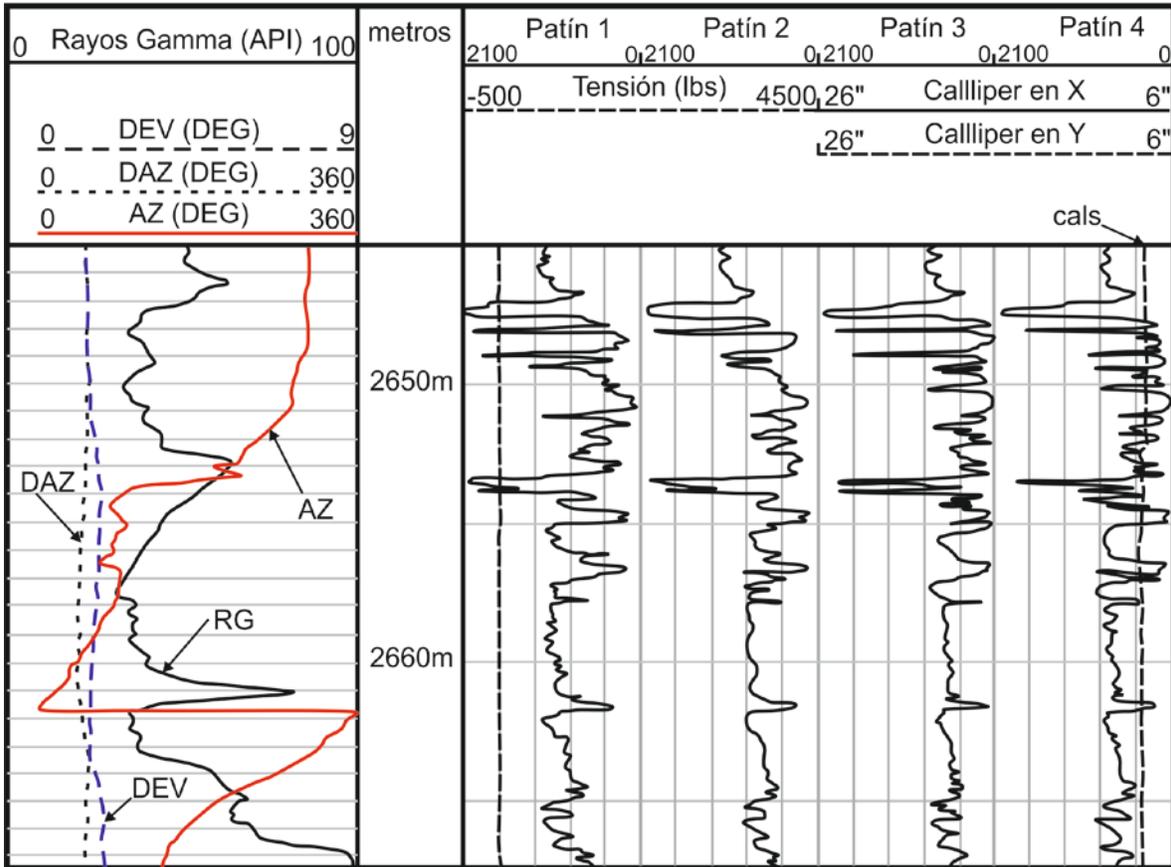


Figura 6.15.- Ejemplo de un registro de medición de echados tomado con la herramienta Diplog de la compañía Western Atlas en el que se ilustran las distintas curvas obtenidas por los patines en distintas posiciones en el pozo, así como también los callipers y una curva de tensión (Modificado de Rider, 2000).

6.2.5.1 Representación gráfica de los registros de medición de echados

Como se logra apreciar en la Figura 6.15, los registros de medición de echados consisten de una variable dependiente (la profundidad) y 2 variables independientes (el echado y el azimut de las formaciones), lo que complica en algunos casos una buena interpretación grafica de los registros. Por ello, la forma más común o estándar que se desarrolló para poder interpretar estos datos brindados por las herramientas es por medio de gráficos *tapdole* o llamados de otra manera como gráficos de flechas o de renacuajo. Estos se encuentran constituidos principalmente por columnas al igual que los registros estándar siendo la escala vertical la profundidad a la que se esté registrando, mientras que la escala horizontal estará constituida por divisiones que van desde los 0° a los 90° haciendo referencia a los distintos echados que se puedan tener en las formaciones. En esta columna es que se irán graficando los echados por medio de pequeños puntos negros cuya posición representa las coordenadas de la profundidad en la escala horizontal, así como el echado que se tenga de la capa en la escala horizontal del registro, mientras que su azimut estará representado por una pequeña línea recta con una flecha (de ahí el nombre de gráfico de flecha) en su extremo superior que sale desde el centro del punto y con una orientación relativa a las

líneas verticales del mallado las cuales representan al norte geográfico o bien una pequeña línea sin flecha siendo estos la representación *tapdole* de las mediciones (Figura 6.16).

El uso de este tipo de simbología para los echados y azimuts de las formaciones dependerá sin embargo en gran medida de la “calidad” con la cual se esté adquiriendo el registro, permitiendo que existan muchos casos en que se varíe el símbolo por figuras triangulares o bien por pequeños cuadros con sus respectivas líneas de azimut. Un punto negro (●) con su respectiva línea de azimut representará una buena calidad de las mediciones realizadas y por lo tanto una buena interpretación estructural de las capas, mientras que un punto blanco o también denominado vacío (○) indicará que la calidad de las mediciones son inciertas y por ende no tan confiables. La presencia de un asterisco (*) en el registro por otro lado, indicará que el cálculo de la herramienta fue imposible debido a condiciones en el agujero o bien por una mala velocidad. Del mismo modo pueden ser usados los colores como indicadores de calidad dentro de la simbología del registro y de ser así el caso, éstos se deben detallar en el encabezado del registro.

Este tipo de representación gráfica contiene además de los puntos *tapdole* en el segundo carril, también las curvas calliper, las curvas de la desviación del agujero y su azimut, así como también una curva de rayos gamma con fines de correlación con otro tipo de registros en el primer carril. Esto resulta particularmente útil para tener un buen control de calidad de los registros y en algunos casos, para extraer información sobre variaciones sedimentológicas en los echados a lo largo de estructuras que sean muy largas o que sean muy complejas.

Así como esta representación gráfica sirve para graficar los echados y azimuts de las capas a profundidad, existen del mismo modo otras numerosas maneras de plotear o graficar estas mediciones siendo las más comunes las representaciones estereográficas (*stereographic plots*), representaciones de igual área (*equal area plots*), representaciones de frecuencia azimutal (*azimuth frequency plots*), los *stick plots* que son proyecciones de los echados en forma de líneas dentro de una sección del pozo, o bien proyecciones de los echados dentro de una sección cilíndrica del agujero, representaciones tipo “SODA”, representaciones polares, representaciones entre secciones, etc. Cada una de estas tiene una finalidad distinta de acuerdo a los requerimientos que se necesiten para estudiar las formaciones en los pozos, particularmente en aquellos pozos que sean exploratorios sin embargo, todas en conjunto constituyen una fuente de datos muy valiosa para las interpretaciones estructurales, localización de fallas en las formaciones, identificar discordancias y domos salinos, para realizar mapeos estructurales, interpretaciones tectónicas y sedimentológicas entre otras más.

6.2.5.1.1 Representación estereográfica

La utilización de distintas redes estereográficas como la Red de Wulff o la Red de Schmidt para el análisis de estructuras geométricas complejas, también son de utilidad en el análisis de los echados de las formaciones. En ellas se analizan gráficamente la geometría de las capas de forma analítica dibujando en la red sus trazas (tanto los planos como sus polos) y su utilización e

interpretación se realiza solo para cierto tipo de intervalos de interés, especialmente para zonas donde se necesiten datos estructurales de las formaciones de forma muy cuidadosa.

6.2.5.1.2 Representación *FAST* (Traza de simulación anómala de la formación)

Esta representación gráfica de los datos de los echados convierte a las mediciones en planos que intersectan con el agujero, considerando a este último como un espacio cilíndrico definido, permitiendo que con ello se obtenga algo similar a un diagrama o sección enrollada de las formaciones en el pozo, visualizando de esta manera el cómo se verían los echados de las formaciones en un núcleo de perforación orientado adquirido a esa profundidad. Su mayor utilidad práctica se centrara principalmente en brindar datos de interés sobre fenómenos tectónicos o bien discontinuidades sedimentarias (Figura 6.17).

6.2.5.1.3 Representación tipo *Stick Plot*

Este tipo de presentación gráfica de los de los echados de las formaciones convierte a las mediciones adquiridas sobre los echados en líneas de intersección entre los echados de las formaciones y ciertos planos verticales de azimut, aunque el azimut no se representa en este tipo de gráfico. Estos se presentan usualmente por medio de 2 secciones ortogonales (a 90° una de la otra) típicamente en norte-sur y este-oeste siendo éstas, la representación de los echados aparentes en la orientación indicada, permitiéndole a los geólogos encargados de estos tipos de registros, el poder trazar los echados en secciones geológicas correlacionables entre pozos que no se encuentren desviados. Esto resulta particularmente útil especialmente para convertir la información de los echados en escalas de tiempo siendo de utilidad incluso para correlacionar secciones sísmicas adquiridas en el campo así como también para las interpretaciones estructurales (Figura 6.18).

6.2.5.1.4 Representación *SODA* (Separación entre echados y azimuts)

Este tipo de representación de los datos en los registros es muy similar al esquema *tapdole* sin embargo en la representación *SODA* (*Separation Of Dip and Azimuth* por sus siglas en inglés), tanto los echados como los azimuts de las formaciones se graficaran de forma separada permitiendo con ello, el que se pueda notar con mucho mejor detalle la dirección preferencial del azimut y su valor para fines estructurales o bien sedimentológicos (Figura 6.18).

6.2.5.1.5 Representación de frecuencia azimutal

Esta representación gráfica permite que los azimuts calculados en un intervalo de profundidad dado, sean dibujados o representados en forma de un histograma circular. En ello, el valor del azimut será leído en el sentido de las manecillas del reloj de 0 a 360°, mientras que la frecuencia con la que aparezcan, será representada por una línea radial cuya longitud será proporcional al número de puntos cuyos azimuts caigan en ese rango.

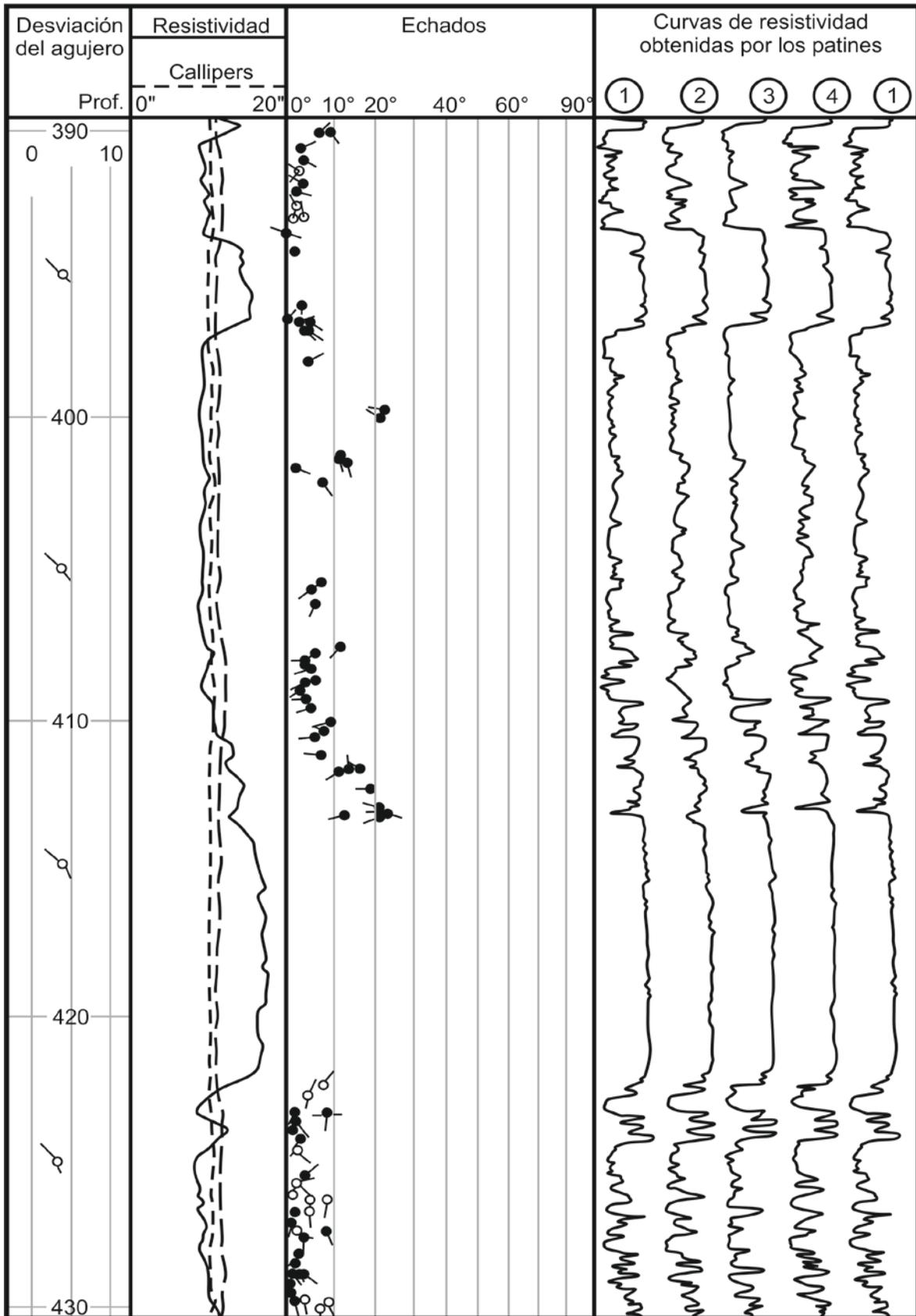


Figura 6.16.- Ejemplo de un registro de medición de echados representado como un grafico tapdole en el que se logran observar las curvas de resistividad adquiridas ya sea por medio de una HDT, una SHDT o bien una OBDT obtenido en un pozo con intervalos de arenas (Modificado de Luthi, 2001).

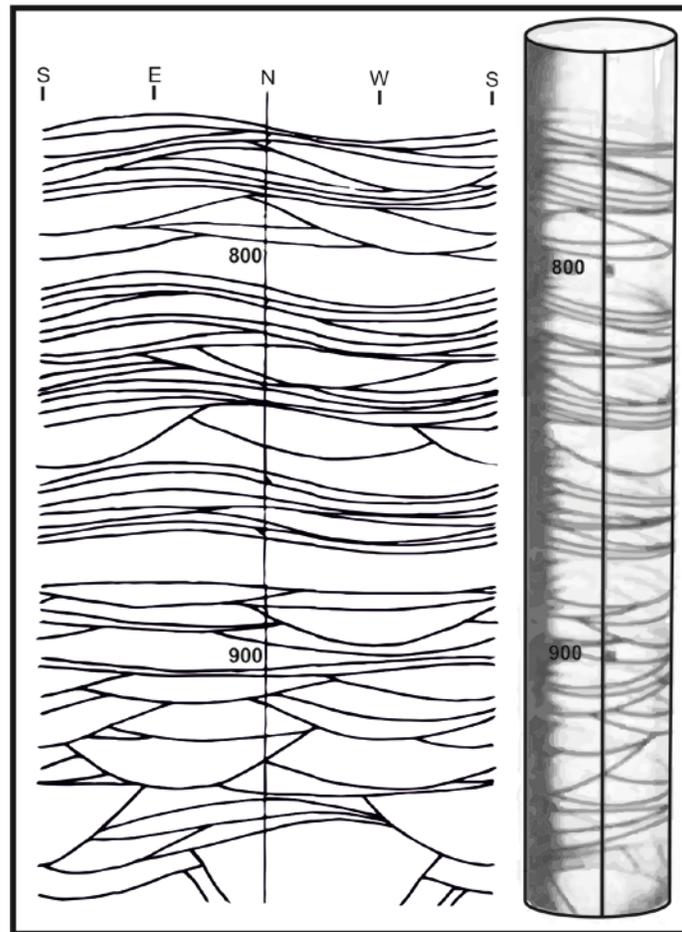


Figura 6.17.- Ejemplo de una representación FAST de los echados de las formaciones visualizándose éstos como si fuese una sección cilíndrica enrollada (Modificado de Luthi, 2000).

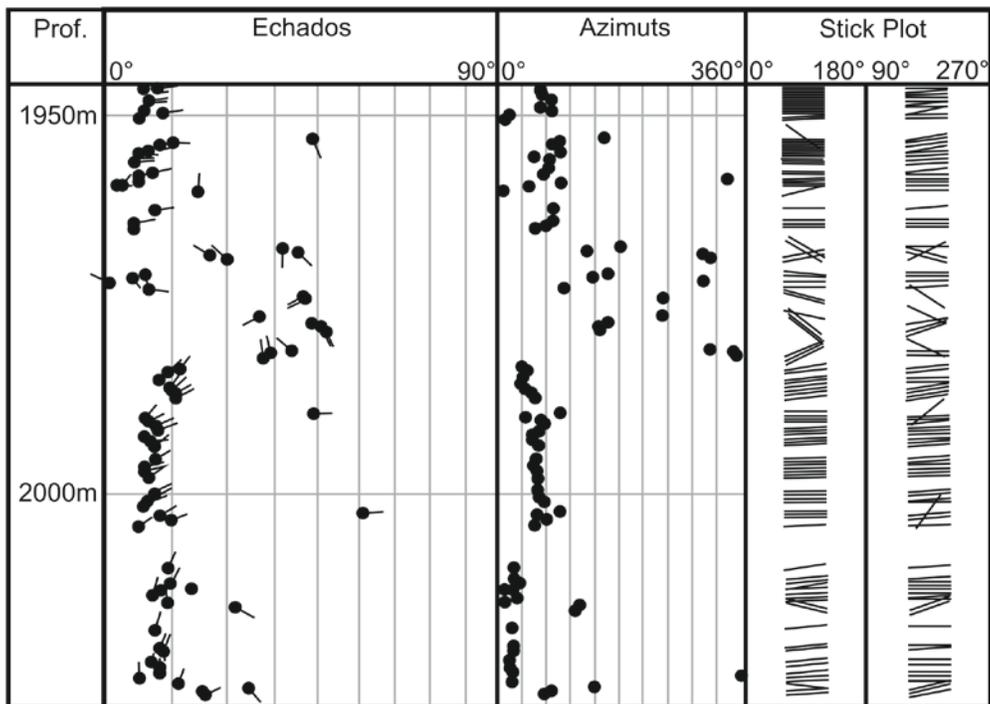


Figura 6.18.- Ejemplo de una representación SODA en conjunto con una tipo STICK PLOT lográndose apreciar en columnas distintas los echados de los azimuts, así como una representación en líneas o varas de los echados en las formaciones (Modificado de Luthi, 2000).

6.2.6 Correcciones

No hay un efecto en particular por el cual haya que corregir las lecturas brindadas por las herramientas, sino que el posterior procesado de las mediciones realizadas serán la clave principal para tener confiabilidad y calidad en el registro. La calidad con la cual será procesada la información es de vital importancia en las labores de interpretación ya que no solo brinda una mayor credibilidad a las lecturas sino que también le permite a los geólogos encargados del registro, el examinar y definir adecuadamente las diversas estructuras o geometrías que se tengan en los pozos minimizando aquellas incertidumbres que se pudiesen generar.

Para lograr tal objetivo, es necesario tomar en cuenta ciertos aspectos de importancia que pudiesen llegar a afectar la calidad en las mediciones tales como ruido presente en la herramienta, las condiciones del agujero (diámetro del agujero, tipo de lodo empleado, tipo de litologías cortadas), la calidad con la que se lleva a cabo el proceso de adquisición y la calidad en el tipo de procesado llevado a cabo para obtener los datos finales.

6.2.6.1 Condiciones del agujero

Para poder obtener buenas lecturas de resistividad y/o conductividad de las formaciones y sus posteriores echados y azimuts, es necesario que los agujeros en donde son adquiridas las mediciones sean de preferencia lo más circulares posibles ya que en aquellos casos donde se presenten en los agujeros los tipos de geometrías ya sean "lavables", "de llave" o bien "ovalizados", se corre el riesgo de que los patines de las herramientas no hagan un buen contacto con las paredes del pozo, en muchos casos por el tipo de litología que se esté atrevesando debido a que esta se encuentra fracturada, colapsada o bien sus características mecánicas y texturales no favorecen el que se tenga una buena estabilidad en los pozos. Por lo tanto, esto repercute en que no se logren obtener con una buena precisión los marcadores stratigráficos necesarios para realizar las reconstrucciones estructurales.

6.2.6.2 Tipo de lodo de perforación utilizado

Para lodos que sean conductores si R_m es mayor a $3 \text{ ohm} \cdot \text{m}$, la calidad con la que se grafiquen las curvas de correlación será pobre debido a que el contacto entre las formaciones y la herramienta se incrementara demasiado, provocando con ello el que se omitan pequeñas variaciones que podrían ser útiles para fines de correlación. Y si este mismo es menor a $1 \text{ ohm} \cdot \text{m}$, la corriente se fugará a través de las partes aislantes de la herramienta provocando del mismo modo que se atenúen o desaparezcan pequeños detalles en las curvas. En lodos no conductores por otro lado, es necesario que se utilice un patín guía o un "cuchillo" para desprender las capas no conductoras de lodo de las formaciones.

6.2.6.3 Adquisición y procesamiento de los datos

Estos 2 procesos son los pasos más importantes que existen e involucran a todos los mencionados con anterioridad si se desea tener una buena calidad en las mediciones realizadas por las herramientas independientemente de la compañía o el tipo de herramienta que se utilice. En lo que se refiere a la adquisición, es de suma importancia el poder realizar las mediciones en condiciones que sean las óptimas para las herramientas, esto con la finalidad de poder evitar dificultades técnicas que se pudiesen presentar como bien lo son la rotación de la herramienta en el agujero así como también el que esta se pueda atascar o atorar en algunos intervalos dentro del pozo. Para ello tanto la calibración previa y el correcto funcionamiento de los acelerómetros e inclinómetros serán vitales para la adquisición de los datos ya que de no ser así las lecturas podrían ser erróneas o bien no corresponder a los intervalos de interés.

Para el etapa de procesamiento por otro lado, ya habiéndose realizada una buena adquisición en donde se asegure la confiabilidad y la calidad de las mediciones realizadas, se proceden a analizar posteriormente los datos por medio de métodos computacionales diseñados por las distintas compañías de servicios. Schlumberger por ejemplo, utiliza en la interpretación de los datos obtenidos de sus distintas herramientas el Método Cluster.

El Método Cluster fue introducido y creado a mitades de los años 70's por Schlumberger, y lo que busca principalmente es poder eliminar errores matemáticos o estadísticos en los resultados arrojados al momento de hacer las mediciones. La finalidad del método radica entonces en tratar de obtener todas las posibles combinaciones de datos con la información adquirida para hacer superposiciones al correlacionar los intervalos, manteniendo de esta manera como definitivos solo aquellos datos que se repitan de un nivel al otro, logrando con ello definir apropiadamente los echados adyacentes entre las capas. Tiene la gran ventaja de poder eliminar el ruido que se pudiese llegar a producir en las mediciones eliminándolo de forma automática obteniéndose con ello resultados más precisos sin embargo, ésta es también su desventaja ya que, en algunos casos puede considerar como ruido algunos valores de echados cuando en realidad son valores producidos por algún fenómeno o cambio dentro del pozo, y que podrían ser útiles para hacer correlaciones adecuadas.

6.2.7 Aplicaciones

Son 3 las aplicaciones principales que se le pueden dar a los registros de medición de echados y la utilidad o aplicación de cada una de ellos dependerá en gran medida de los parámetros que se estén estudiando en las formaciones ya sea para tener la orientación adecuada de las reservas y los parámetros del reservorio o bien para conocer la geometría de este. Por lo tanto, estos registros son fuentes confiables de información sedimentológica de las formaciones, como fuentes de información tectónica y estructural de las mismas y como indicadores estratigráficos. Cada una se describirá brevemente a continuación.

6.2.7.1 Como fuente de información sedimentológica

Los registros de medición de echados como herramientas de interpretación sedimentológica son de vital importancia en especial cuando la información adquirida es procesada por medio de un programa denominado GEODIP de Schlumberger. Este programa es uno de los muchos que existen en la gama de software de interpretación, y su principal función radica en el permitir que se tengan buenas definiciones de las estructuras sedimentarias presentes en los intervalos en que fueron adquiridas las mediciones. En consecuencia, lo que se obtendrá al final del procesado, serán interpretaciones confiables y de buena calidad sobre los procesos sedimentarios de depósito existentes en las formaciones pudiendo con ello hacer caracterizaciones sobre el tipo de estratificación ya sea bien esta lenticular, paralela, ondulada, gradada, de tipo flysch, cruzada u otra en las capas (Figura 6.19) y el ambiente de depósito en el cual ocurrió. Adicionalmente también es posible obtener con ello el espesor de las capas, si las secuencias entre capas se encuentran repetidas, su evolución vertical, la granulometría, su composición mineralógica (su textura y su estructura), su origen (su facie sedimentaria), su naturaleza y su homogeneidad o su heterogeneidad.

Patrones sedimentarios reconocibles en los registros de medición de echados

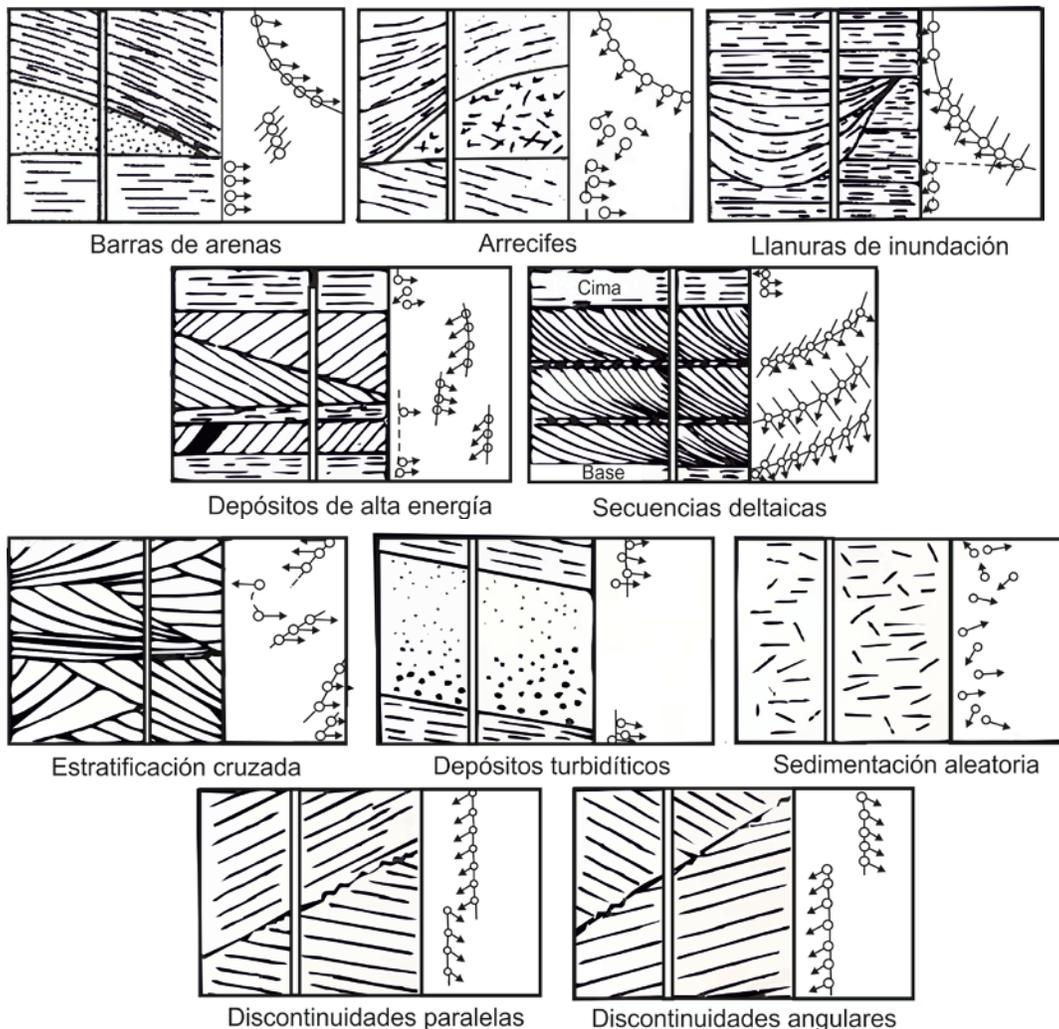


Figura 6.19.- Ilustración que muestra los patrones sedimentarios que son posibles reconocer por medio de los registros de medición de echados HDT, SHDT, OBDT (Modificado de Pirson, 1977).

6.2.7.2 Como fuente de información estructural y estratigráfica

Los registros de medición de echados, como bien dice su nombre, se centran en obtener los echados y azimuts de las formaciones atravesadas por un pozo a profundidad, siempre y cuando se obtenga la suficiente información durante la adquisición para reconocer las variaciones o anomalías que puedan presentarse en los cambios de los echados y sus azimuts en las formaciones ya sea por esfuerzos mecánicos de las rocas o por factores tectónicos. Esto es posible realizarlo al ir trazando líneas tipo “stick plot” por cada punto ploteado en los registros, permitiendo el que se vayan generando reconstrucciones estructurales consecutivas y que con ello, al final del procesado, se puedan identificar o reconocer rasgos estructurales presentes, tratando al mismo tiempo de correlacionar estas interpretaciones con información brindada por otros registros para darle más veracidad a las interpretaciones. Esto permite que sea posibles de identificar rasgos característicos o bien información estructural asociada a cambios en los rasgos geológicos (geología estructural), permitiendo realizar interpretaciones sobre los procesos ambientales, regionales, sedimentarios y estructurales que tuvieron lugar en el pasado geológico.

Una de las aplicaciones más prácticas y útiles que tiene la información estructural es el poder comparar con gran precisión los resultados obtenidos por las herramientas (siendo estas las representaciones realizadas por medio de gráficos “stick plot”) con las secciones sísmicas adquiridas previamente. Gracias a ello, es posible identificar con gran precisión rasgos geológicos en las formaciones como pliegues, fallas, discontinuidades, continuidades, repeticiones, deslizamientos, fracturas, cabalgaduras, etc. (Figura 6.20)

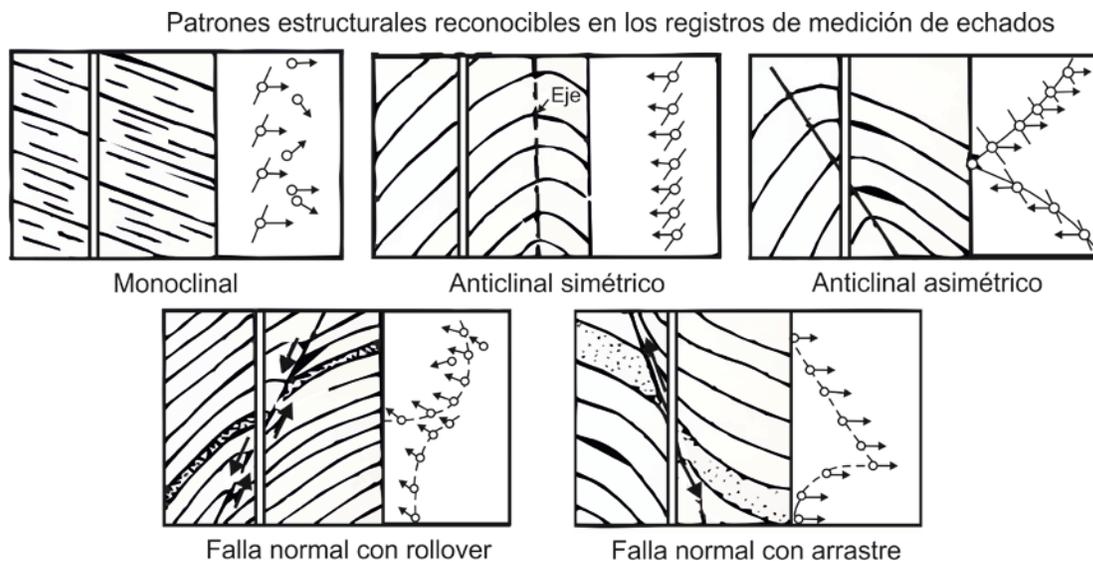


Figura 6.20.- Ilustración que muestra los patrones estructurales que pueden ser interpretados por medio de los registros de medición de echados HDT, SHDT, OBDT (Modificado de Pirson, 1977).

Comúnmente los resultados finales del procesamiento de la información estructural serán representaciones “stick plot” en donde además el conocimiento experto y la experiencia de los intérpretes encargados de los registros, será vital para obtener buenas interpretaciones.

6.2.7.3 Como fuente de información tectónica

El entender la tectónica del planeta, nos permite del mismo modo poder entender aquellos procesos que pudieran destruir o bien alterar la fábrica original de las rocas sedimentarias, especialmente de aquellas rocas que son consideradas suaves como bien lo son las lutitas, las margas, las arcillas etc. Dependiendo en gran medida de la intensidad con la cual se den la deformaciones en las rocas y la competencia en las mismas, es como se podrá interpretar el grado de alteración o deformación tectónica presente en las formaciones modificando en muchos casos incluso la orientación de los granos, su mineralogía o bien borrar su fábrica ya sea por estriación o tensión.

El cuarzo, por ejemplo, en las rocas sedimentarias como las areniscas, es un mineral primario muy sensible que puede debido a esfuerzos tectónicos, presentar recristalización y deformación interna, provocando que se altere su estructura y con ello la forma y la fábrica de la roca logrando que las formaciones ya no sean isotrópicas sino anisotrópicas. Los registros de medición de echados al menos en estos casos, permitirán que se pueda tener la orientación preferencial de las estructuras internas de las rocas y su importancia radicará en que con ello, se podrá definir el cómo se encuentra constituida la fabrica secundaria adquirida en las cuencas sedimentarias de depósito (Figura 6.21).

Patrones tectónicos reconocibles por medio de los registros de medición de echados

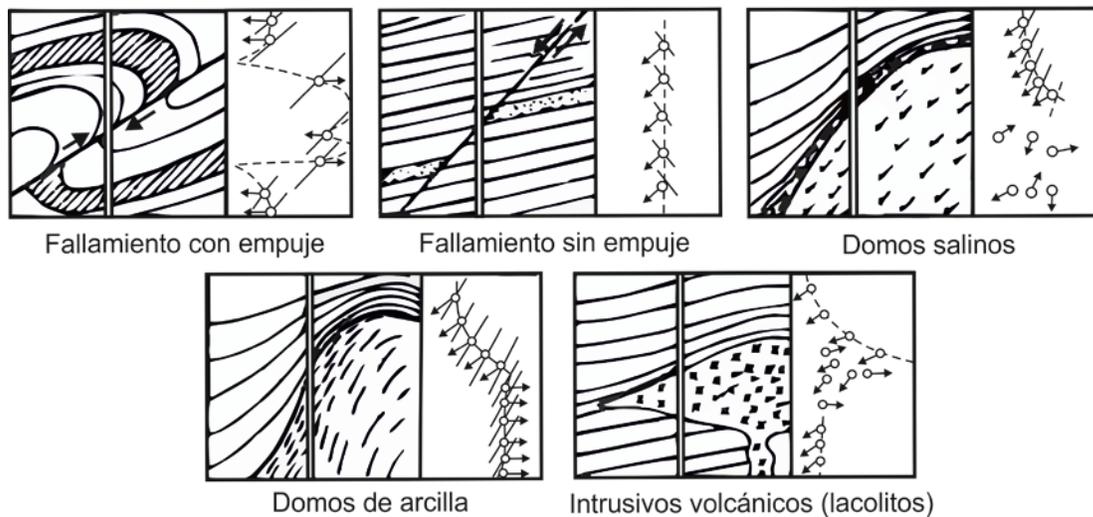


Figura 6.21.- Ilustración que muestra los patrones tectónicos que pueden ser interpretados por medio de los registros de medición de echados HDT, SHDT, OBDT (Modificado de Pirson, 1977).



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

CAPÍTULO 7.- IMÁGENES DE POZO

7.1 Imágenes resistivas

7.2 Imágenes acústicas

7.3 Videos de pozo



7.1.1 Antecedentes de las imágenes de pozo

Las técnicas de adquisición de imágenes de pozo como registro geofísico operado por cable (*wireline*), surgieron poco antes de que acabara la década de los 50's y mucho después de que se desarrollaran los lodos base aceite como fluido de perforación en las exploraciones petroleras. En ellos las mediciones realizadas a las formaciones ya no son por medio de solo un sensor (o electrodo) como lo hacen algunas herramientas de medición de echados sino que ahora, se adquieren las mediciones por medio de arreglos de sensores o electrodos acoplados por cada patín en las herramientas tales como la FMS, la FMI, la EMI y la STAR abordadas más adelante. Los primeros comienzos de los cuales se tienen registros en la adquisición de imágenes corresponden al año de 1958 en donde se logró fotografiar por primera vez el interior de un pozo por medio de un dispositivo fotográfico de 16 mm desarrollado por Birdwell, con el cual se permitía tener un "vistazo" de las condiciones internas en las perforaciones. Posteriormente, a mitades de los años 60's, la compañía SHELL obtenía imágenes de fondo de pozo por medio de cámaras televisivas en blanco y negro, y poco después a finales de la década de los 60's, se logro un gran avance significativo en la adquisición de imágenes gracias a la utilización por primera vez de la primera herramienta comercial de adquisición de imágenes desarrollada por la compañía Mobil (la BHTV o "*borehole televiewer*") en el año de 1968. Esta herramienta se detallará brevemente más adelante pero cabe resaltar que permitía obtener imágenes de fondo de pozo por medio de ondas acústicas de altas frecuencias (ultrasónicas).

No fue sino hasta mitades de la década de los 80's que se dio un desarrollo explosivo en el desarrollo de herramientas cuya tecnología permitía obtener imágenes resistivas o acústicas de las formaciones a profundidad. Este desarrollo se dio en gran medida gracias a los avances tecnológicos en materia de digitalización, transmisión de las señales, y procesamiento de grandes volúmenes de información en tiempo real por medio de los equipos de cómputo que se iban modernizando día con día, permitiendo que se pudiera analizar con mucho más precisión la información obtenida al pasar de analógica a digital. Esto le permitió a las herramientas de imágenes por lo tanto, tener varias ventajas sobresalientes en comparación de las herramientas de echados ya que mientras las herramientas estándar obtienen puntos de medición cada 15 cm (6"), las herramientas de imágenes obtienen los mismos puntos de medición pero cada 0.25 cm (0.1") tanto vertical como horizontalmente. Del mismo modo mientras las herramientas estándar obtienen solo una medición por cada punto, las herramientas de imágenes obtienen hasta 250 mediciones por punto observándose de esta manera, la enorme cantidad de información que es posible obtenerse de las herramientas de imágenes en comparación de las herramientas de medición de echados (hasta 60,000 mediciones por metro).

Actualmente son muchas las herramientas de imágenes las que se han desarrollado a lo largo de los años, y todas o la mayoría trabajan de una forma muy similar siendo las variaciones que existen entre ellas principalmente técnicas. Esto ha permitido que ahora no solo sea posible obtener información de las formaciones en lo que respecta a su echado y su azimut sino que ahora, lo que se logran obtener son imágenes computarizada basadas en las propiedades petrofísicas de las

formaciones como lo son su reflectividad acústica y su conductividad eléctrica. Estas imágenes representan por lo tanto, las respuestas de las formaciones en el fondo de los pozos perforados y provee además a los ingenieros encargados de la adquisición de los registros, de observaciones continuas detalladas sobre las variaciones verticales y laterales en las formaciones a lo largo de toda la circunferencia del agujero a profundidad. Este tipo de tecnología sin embargo, sigue evolucionando incluso aún hoy en nuestros días con muy buenos resultados principalmente en la industria petrolera, modernizando con ello las técnicas de interpretación de los registros.

7.1.2 Principio de medición

Al igual que las herramientas de medición de echados, las herramientas de adquisición de imágenes de pozo cuentan con sensores o electrodos acoplados en los patines de las herramientas para realizar las mediciones correspondientes pero con la gran variante de que en las herramientas de imágenes se perfeccionó el principio de medición al agregar en ellas muchos más electrodos a los patines, reduciendo significativamente el espaciado existente entre ellos generándose con ello, densas y complejas cantidades de información provenientes de las mediciones realizadas por los electrodos. Esto le permite a las herramientas de imágenes generar al final una imagen computarizada del área sobre la cual se están realizando las mediciones, permitiendo que las curvas obtenidas se puedan traslapar lateralmente entre sí al ser adquiridas muchas veces y con una gran resolución vertical de 0.1" (0.25 cm).

Estas herramientas se podría decir que son muy similares a las herramientas de medición de echados siendo incluso consideradas como de "super" medición de echados y la evolución de las mismas si se seleccionara una sola curva individual de imagen sin embargo, la gran cantidad de arreglos de electrodos acoplados en el diseño de las herramientas de imágenes, les permiten a éstas el que puedan ser generadas muchas curvas de imágenes eléctricas y/o acústicas siendo incluso, comparables con las fotografías tomadas a los núcleos de fondo de pozo debido al gran detalle que brindan sobre las formaciones. Debido a ello y a la gran cantidad de información y detalle que se obtiene de las herramientas de imágenes, es posible que se puedan determinar los echados en las formaciones con mucha mayor exactitud y en condiciones más complejas a diferencia de las herramientas de echados (la HDT, SHDT y la OBDT). Provee además de una identificación casi directa sobre cambios en la estratificación de las formaciones, identificación de fracturas, fallas, laminaciones, vóculos, nódulos, cristales, etc.

En términos de circuitos eléctricos, se dice que las herramientas de imágenes y las de echados son prácticamente idénticas ya que ambas utilizan el mismo principio de medición eléctrico (de enfoque pasivo). Utilizan una corriente electromagnética de baja frecuencia variable, la cual es modulada directamente de los cambios de resistividad y/o conductividad en las formaciones, y es usada para enfocar los cambios rápidamente a señales de altas frecuencias. En la práctica se podría decir que las caras de los patines conductores son superficies equipotenciales que se mantienen a un potencial constante relativo a la señal del electrodo de retorno en las herramientas. De esta manera los patines inyectarán corrientes a las formaciones permitiendo que

la cantidad de corriente que sea atravesada en los patines, sea medida por los electrodos. Esto permite que los cambios o variaciones que se vayan generando en la corriente medida por los electrodos en los patines, se deban solo a cambios resistivos en las formaciones.

Algunas otras características más sobresalientes se mencionan a continuación:

- Se pueden obtener rangos dinámicos de resistividad muy amplios siendo estos comprendidos desde los 0.1 ohm*m, hasta más de 10,000 ohm*m.
- Tiene una sensibilidad sumamente alta permitiendo que en ellas se puedan observar detalles tan pequeños en las formaciones como pequeñas fracturas, hasta eventos contrastantes de bajas resistividades como lo son cristales de pirita en las formaciones.
- Tiene una sensibilidad muy baja con ciertas condiciones del agujero como lo son la rugosidad del mismo, lodos muy pesados y formaciones de enjarres, así como también como la posición que pueda tener la herramienta en el agujero permitiendo con ello que las mediciones sean muy poco afectadas por estos factores.
- Permite tener una observación detallada de las formaciones y las variaciones que se pudiesen presentar tanto vertical como lateralmente.

7.1.2.1 Tipos de herramienta utilizadas en la adquisición de imágenes

Actualmente son 2 las principales variaciones que existen en la adquisición de imágenes de fondo de pozo por medio de herramientas de registros. Cada una opera con principios de medición muy distintos una de la otra sin embargo, a ambas se les podría considerar como la evolución de las herramientas de medición de echados. El primer tipo lo constituyen aquellas herramientas que funcionan bajo principios acústicos como lo es la BHTV mencionada con anterioridad, y la UBI de la compañía Schlumberger generándose de ambas, imágenes acústicas de altas frecuencias de las formaciones. El segundo tipo de herramientas de imágenes por otro lado, las constituyen aquellas que utilizan como principio de medición, los mismos principios eléctricos con los cuales funcionan las herramientas de echados, pero con la gran variante de que en éstas se obtienen muchas más lecturas resistivas por metro de formación (hasta 192 mediciones en la FMI), permitiendo que se puedan generar en consecuencia, imágenes eléctricas correspondientes a la respuesta de las formaciones que se encuentre enfrente de ellas.

Cabe mencionar que desde que se dio la aparición de la primera herramienta de adquisición de imágenes (la BHTV), han sido muchas las variantes y las patentes que se han desarrollado por parte de las distintas compañías de servicios para la obtención de imágenes de fondo de pozo. Las principales y las más importantes por compañía podemos resumirlas en las tablas 7.1 y 7.2 de acuerdo al principio de medición con el que operan y del tipo de imágenes que se generan por parte de las herramientas.

HERRAMIENTAS DE IMÁGENES ELÉCTRICAS

Compañía	Acrónimo	Nombre	Descripción
Schlumberger (1986 y 1988)	FMS	Herramienta de generación de imágenes microeléctricas de las formaciones	Consta de 2 brazos o bien de 4 brazos con patines (la versión actual) y 54 o 64 electrodos dependiendo la versión
Schlumberger (1991)	FMI	Herramienta de generación de imágenes microeléctricas de cobertura total de las formaciones	Consta de 4 brazos con 4 patines y 192 electrodos en total
Halliburton (1994)	EMI	Microimágenes eléctricas de las formaciones	Consta de de 6 brazos con patines independientes y 150 electrodos en total
Western Atlas (1995)	STAR	Herramienta de generación de imágenes acústicas y resistivas simultaneas de fondo de pozo	Consta de 6 brazos con patines independientes y 144 electrodos en total
Schlumberger	OBMI	Herramienta de generación de imágenes microeléctricas en lodos base aceite	Consta de 4 brazos con 4 patines y 20 sensores o electrodos en total

Tabla 7.1 Principales herramientas de imágenes eléctricas (Rider, 2000).

HERRAMIENTAS DE IMÁGENES ACÚSTICAS

Compañía	Acrónimo	Nombre	Descripción
Mobil (1968)	BHTV	Imágenes televisivas de fondo de pozo	3 revoluciones por segundo 485 muestreo por las 3 revoluciones
Western Atlas	CBIL	Herramienta de generación de imágenes circunferenciales de fondo de pozo	6 revoluciones por segundo 250 muestreos por revolución
Schlumberger (1995)	UBI	Herramienta de adquisición de imágenes ultrasónicas de fondo de pozo	7.5 revoluciones por segundo 180 muestreos por revolución
Halliburton (1995)	CAST	Herramienta de generación de imágenes acústicas circunferenciales	12 revoluciones por segundo 200 muestreos por revolución
BPB	AST	Herramienta de generación de imágenes acústicas	4 revoluciones por segundo 200 muestreos por revolución

Tabla 7.2 Principales herramientas de imágenes acústicas (Rider, 2000).

7.1.3 Herramientas eléctricas de imágenes

Como bien lo dice su nombre, las herramientas eléctricas de imágenes utilizan como fuente o principio de medición, los principios eléctricos con los que se basan las herramientas de medición de echados pero con la gran variante de que en ellas, en lugar de tener 1 solo electrodo, existen largos arreglos de ellos de dimensiones muy pequeñas, y todos acoplados en los patines de las herramientas. Por lo tanto las imágenes resistivas que se obtendrán de este tipo de herramientas, serán función de un procesado muy amplio de todas las respuestas resistivas que se obtengan en conjunto de todos los electrodos creando con ello, una imagen de las formaciones por medio de

“píxeles”. Cabe resaltar que necesariamente todas las mediciones resistivas son realizadas por medio de los patines de las herramientas que van pegados a las formaciones y obligadamente solo en pozos cuyos lodos de perforación utilizados sean conductores (a diferencia de la OBMI que si puede trabajar en lodos base aceite) sin embargo, puede que no llegue existir tal contacto entre los patines y las formaciones principalmente si se llegasen a generar enjarres en los intervalos porosos y permeables, aun así, las imágenes obtenidas de las herramientas seguirán conservando una gran resolución tanto vertical como horizontal.

Se pueden dividir entonces a las herramientas de imágenes cuyo principio de funcionamiento sea eléctrico, en 3 grupos principales dependiendo básicamente del método que utilizan:

- Imágenes microeléctricas: Este tipo de herramientas utilizan el mismo principio de medición con el que trabajan las herramientas de echados produciendo con ello, un mapeo de imágenes de gran resolución de las formaciones.
- Imágenes resistivas azimutales (macroeléctricas): Esta técnica de adquisición de imágenes basa su principio en mediciones tipo laterolog (específicamente la DLL) de baja resolución para la obtención de imágenes resistivas.
- Imágenes resistivas tipo LWD: Este tipo de herramientas no se abordarán en este capítulo pero si en el capítulo 8, y se centran en la obtención de imágenes por medio de electrodos acoplados al sistema de perforación rotatorio, produciendo con ello, imágenes resistivas provenientes de la parte trasera de la barrena al mismo tiempo con el que se están perforando los pozos (en tiempo real) y con una resolución intermedia en comparación con los 2 primeros métodos descritos.

7.1.3.1 Herramientas microeléctricas de imágenes

Actualmente la compañía Schlumberger es la principal desarrolladora de herramientas eléctricas y acústicas para la adquisición de imágenes de fondo de pozo sin embargo, también existen otras compañías como Western Atlas, Chevron, Halliburton, etc. que igualmente han creado sus propias versiones de las herramientas de imágenes que comenzó a utilizar Schlumberger desde mediados de los años 80's. Se podría considerar entonces que fue la década de los 80's cuando se dio un gran salto en la adquisición de imágenes y fue precisamente la compañía Schlumberger la que abrió el parteaguas en la adquisición de imágenes. Fue en 1986 que por medio de su herramienta FMS (herramienta de generación de imágenes microeléctricas de las formaciones) que se comenzaron a obtener por primera vez imágenes microeléctricas de las formaciones al dotar a la herramienta de gran cantidad de sensores en los patines de la misma. La herramienta FMS se distingue de esta manera de las herramientas de medición de echados, ya que fue la primera herramienta de imágenes que permitía a los geólogos observar y analizar por primera vez detalles en la estratificación de las formaciones, identificación de fracturas, porosidad secundaria, nódulos, etc. todos con un gran detalle.

Una primera versión de la herramienta FMS basa su diseño en estar constituida por medio de 2 patines de imágenes (con 27 electrodos de 5 mm de diámetro cada uno y un espaciado lateral de 0.25 cm entre ellos) y 2 patines de medición de echados efectuando las mismas funciones de la SHDT. Con ello se lograba obtener un cubrimiento de tan solo un 20% de imágenes de las formaciones en bandas ortogonales de 7 cm y en agujeros de hasta $7 \frac{7}{8}$ de pulgada (7.87") o en agujeros estándar de 8.5" en una sola corrida. Esto hacía necesario el que se tuvieran que realizar múltiples corridas de la herramienta en diferentes orientaciones dentro del pozo, para poder obtener imágenes lo suficientemente razonables y completas para cubrir en lo posible la totalidad del agujero. Fue entonces 2 años después en 1988 que debido a esta limitante en la herramienta, que Schlumberger modificó el diseño original sustituyendo ahora los patines de echados, por 2 patines más de imágenes mejorando significativamente la adquisición de imágenes al duplicar la cobertura original que se obtenía por la primera versión de la FMS (Figura 7.1). Sin embargo, a medida que los años transcurrían, la necesidad de las compañías petroleras por querer obtener más y mejores cubrimientos e imágenes más detalladas de las formaciones a profundidad en una sola corrida especialmente en pozos de alto riesgo, yacimientos fracturados o heterogéneos, así como también en formaciones carbonatadas complejas, obligaba a las empresas proveedoras de servicios a desarrollar herramientas de imágenes con una mayor cobertura.

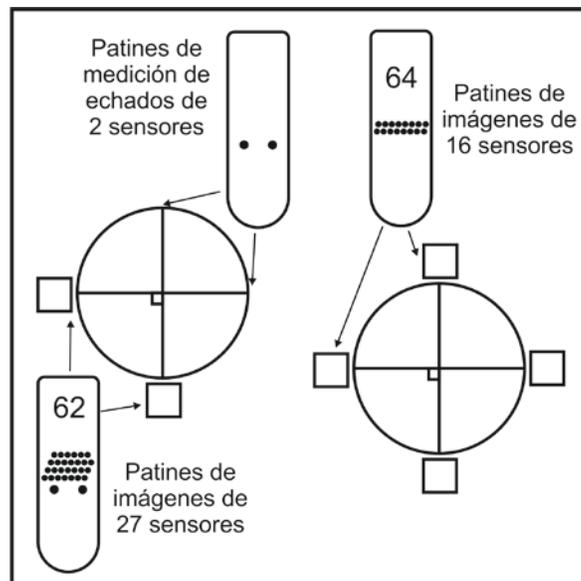


Figura 7.1 Esquema que muestra la configuración de las versiones de 2 y 4 patines de imágenes en la herramienta FMS para la adquisición de imágenes microeléctricas de las formaciones.

Fue así como Schlumberger desarrolló la herramienta de generación de imágenes microeléctricas de cobertura total de las formaciones o FMI (*Formation Microimager tool*) en el año de 1991.

7.1.3.1.1 Herramienta de generación de imágenes microeléctricas de cobertura total (FMI)

La herramienta FMI puede ser considerada como la sucesora de la FMS y fue patentada por Schlumberger a principios de la década de los 90's debido a la necesidad que existía de obtener

una mayor cobertura lateral y vertical en la adquisición de imágenes en agujeros y formaciones cada vez más complejas. Su diseño se centra en estar constituida por medio de 4 patines de imágenes con 24 electrodos cada uno, acoplados a la herramienta por medio de 2 brazos ortogonales (a 90°) del mismo modo en que se encuentran constituidas las herramientas de medición de echados. Sin embargo, la gran variante fundamental en el diseño de la FMI se centra en que 2 de esos patines se encuentran articulados a los patines principales de manera como si fueran lengüetas igualmente con 24 electrodos, esto para lograr extender el área de investigación o el contacto eléctrico de la herramienta con las formaciones. Con ello se logra que sean finalmente 8 los patines de imágenes con los que cuenta la herramienta FMI (Figura 7.2). Esto le permite por lo tanto, tener una mejor cobertura del agujero de cerca del 80% en una sola corrida en agujeros estándar de 8.5" y una profundidad de investigación de 30" similar a las laterolog someras, casi cuadruplicando con ello las imágenes resistivas que pueden ser obtenidas a diferencia de la FMS que solo lograba un 20% de cobertura.

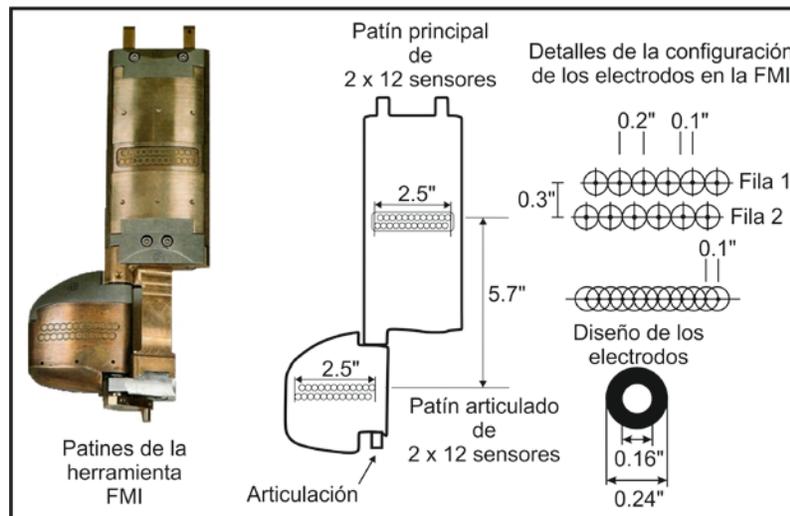


Figura 7.2 Esquema que muestra el diseño de los patines que integran la herramienta FMI, así como el diseño y las dimensiones de de los electrodos que se encuentran acoplados los patines de la FMI (Modificado de apuntes de clase de registros geofísicos de pozos, 2011).

En el aspecto técnico de su diseño, algunas de las características más importantes con las que cuenta la herramienta FMI, haciéndola única dentro de la gran variedad de herramientas de imágenes microeléctricas, es el diseño de los patines de imágenes con los que cuenta. Estos patines se encuentran constituidos por 1 patín principal con dimensiones de 3.2" de ancho por 7" de largo (8 x 18 cm) y 1 patín articulado adjunto al patín principal 15 cm por debajo de este con dimensiones de 3.2" de ancho por 2.5" de largo (8 x 6 cm) por cada brazo de la herramienta FMI. Destaca también en su diseño, el que sus caras no son rectas como bien ocurre con otras herramientas, sino más bien se encuentran curvadas para que pueda existir un mejor contacto con las paredes del pozo.

Así como se incrementaron en el diseño de la FMI el número de patines para obtener una mejor cobertura lateral de las formaciones, también es de importancia tomar en consideración la

cantidad de sensores con los cuales fue equipada la herramienta en su diseño para la generación de imágenes eléctricas como respuesta de las variaciones resistivas/conductivas en las formaciones que se encuentren delante de ellos. Estos sensores o electrodos son muy similares a los electrodos que se utilizan en las herramientas de medición de echados y funcionan del mismo modo, pero con la gran variante de que en la FMI son más pequeños, en mayor número y con una separación muy pequeña entre ellos. Individualmente cada electrodo tiene una dimensión de 0.16" (0.4 cm) si se considera solamente el electrodo, y de 0.24" (0.5 cm), si se considera también la sección aislante de 0.1 cm que rodea cada uno, y todos separados entre ellos por tan solo 0.2" siendo en total 24 los electrodos acoplados que podríamos apreciar por cada patín (Figura 7.2).

Estos 24 electrodos no se encuentran todos unidos en conjunto dentro de cada patín, sino que 12 de ellos constituyen una fila horizontal, y los 12 restantes otra fila horizontal separada verticalmente de la primera por tan solo 0.3" (0.75 cm). Con este tipo de arreglo se podría considerar que cada electrodo de la herramienta FMI tendrá una resolución de 0.2" correspondiente a las dimensiones de cada uno (0.5 cm) y que por lo tanto, debido a que la separación que existe entre los electrodos es vertical, cada punto de muestreo proveniente de las formaciones serán horizontales correspondiendo cada punto de medición a la mitad de la distancia que existe en el arreglo el cual es de 0.1" (0.25 cm).

Esta configuración le permite a la herramienta el que se pueda generar matrices de datos de 0.1" por 0.1" (0.25 cm por 0.25 cm) tanto vertical como horizontalmente frente a los patines y sus patines articulados, para obtener una cobertura de imágenes casi total del agujero incluso en perforaciones que se encuentren con un ángulo de desviación muy grande o bien, en perforaciones horizontales (mientras que el calliper, los magnetómetros y los acelerómetros realizan esto cada 1.5"). Además de ello, gracias a un sistema hidráulico mejorado que controla los brazos mecánicos de la herramienta, es posible que se logre una buena adherencia de los patines con las formaciones al minimizar el bamboleo que la pudiese descentrar, permitiendo en buena medida el que se vayan generando adecuadamente las imágenes resistivas de las formaciones incluso en aquellas perforaciones sean muy complicadas (Figura 7.3).

Así como las herramientas de echados cuentan con inclinómetros, acelerómetros y magnetómetros que miden constantemente la desviación y velocidad que tiene la herramienta en el agujero, también la FMI incorpora dentro del cuerpo de la herramienta un inclinómetro, así como también una sistema telemétrico muy avanzado para procesar toda la información obtenida de las formaciones. Por otro lado la porción superior de la herramienta se diseño de tal forma que se encuentra siempre aislada de la porción inferior, permitiendo que la primera pueda actuar como un electrodo de retorno de corriente y si se deseara, es posible también acoplar un rayos gamma al cuerpo de la herramienta logrando que mida en su totalidad cerca de 15 m.

Se puede concluir diciendo que la herramienta FMI se encuentra constituida en su totalidad por medio de 192 electrodos funcionando todos en conjunto cuando la herramienta despliega los patines articulados en los patines principales. Sin embargo, es posible también que solo se

requieran las mediciones provenientes de los 4 patines principales sin desplegar los patines articulados obteniéndose con ello, imágenes resistivas de las formaciones provenientes de solo la mitad de los electrodos con los que cuenta la FMI (92 electrodos). El utilizar una u otra configuración dependerá en gran medida de las habilidades y del juicio del encargado de la toma del registro (Tabla 7.3, Figura 7.4).

Herramienta	Número de electrodos	Velocidad del registro	Tamaño del agujero		
			6"	8.5"	12.25"
FMI (8 patines)	192	550m/h	90%	80%	50%
FMI (4 patines)	96	1100m/h	50%	40%	25%
FMS (4 patines)	64	500m/h	50%	40%	25%
FMS (2 patines)	54	500m/h	25%	20%	12%
SHDT	8	1650m/h			

Tabla 7.3 Cobertura de de imágenes que se pueden obtener en distintos tamaños de pozos utilizando las distintas forma de herramientas microeléctricas (Rider, 2000).

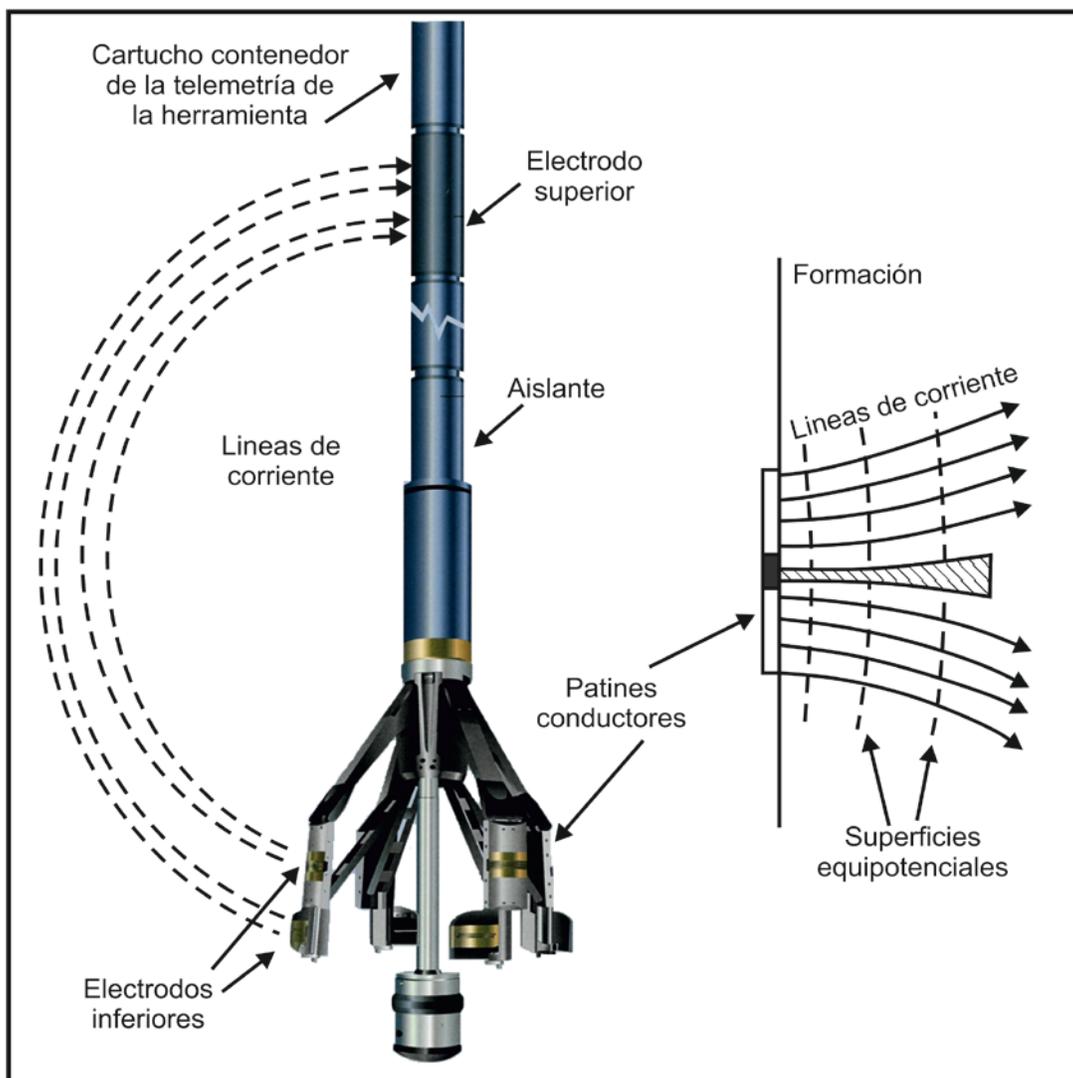


Figura 7.3 Diseño de la herramienta de imágenes microeléctricas FMI en donde se logra apreciar el diseño de los patines y los brazos de la herramientas, el electrodo de retorno y la porción aislante de la misma, así como también el principio de medición que utiliza para la obtención de la imágenes resistivas (Modificado de Schlumberger, 2002).

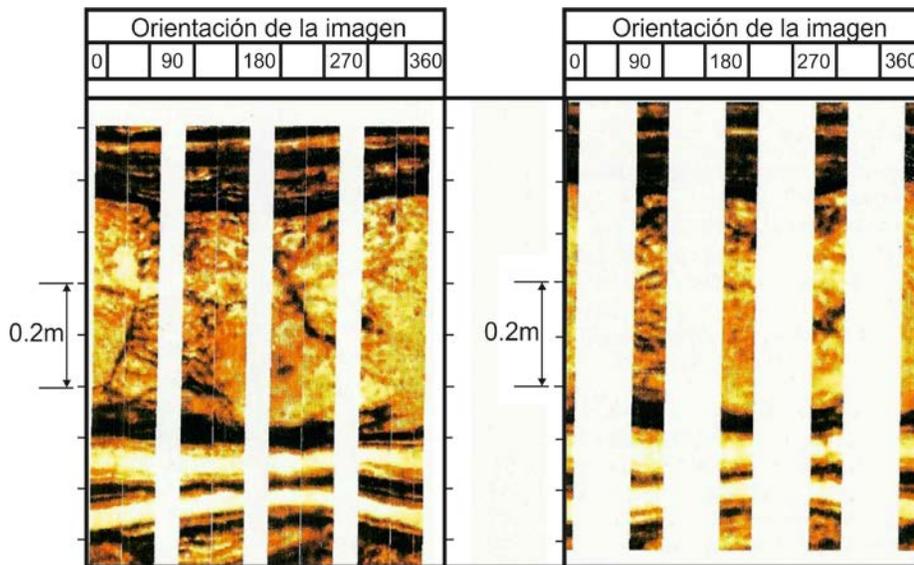


Figura 7.4 Ejemplo de 2 registros de imágenes correspondientes al mismo intervalo en un pozo, donde se logra observar la distinta calidad y cantidad de información si se utilizan distintas versiones de las herramientas microeléctricas. De lado izquierdo se tiene un registro FMI donde se aprecia un mayor cubrimiento en comparación con un registro FMS del lado derecho.

7.1.3.1.2 Principio de medición de las herramientas microeléctricas (FMS, FMI)

Como ya se mencionó con anterioridad, las herramientas de imágenes utilizan el mismo principio de enfoque pasivo que utilizan las herramientas de echados pero con la gran variante de que la gran cantidad de patines y sensores acoplados tanto a la FMS como la FMI, permiten el que se puedan obtener imágenes muy detalladas de las formaciones. En las herramientas de imágenes tanto la porción inferior de la herramienta la cual es la que contiene los electrodos, así como el lodo de perforación utilizado, se mantienen a un potencial constante con respecto a la porción superior de la herramienta, la cual se encuentra separada por una sección aislante. Esto permite que se generen superficies equipotenciales alrededor del agujero, forzando a la corriente de baja frecuencia emitida por la porción inferior de la herramienta, a penetrar en las formaciones en ángulo recto. Por lo tanto, la corriente emitida por cada uno de los electrodos será solo función de las mediciones continuas de resistividad de las formaciones que se localizan enfrente de ellos.

7.1.3.1.3 Otras herramientas de generación de imágenes microeléctricas

Así como la compañía Schlumberger desarrolló sus herramientas de imágenes FMS y FMI, existen del mismo modo otras compañías de servicios que cuentan con sus propias versiones de las herramientas de imágenes que operan bajo los mismos principios eléctricos con los que funciona la FMI y la FMS pero con modificaciones de importancia en el diseño de las herramientas.

Para principios de la década de los 90's poco después de que apareciera la herramienta FMI de Schlumberger, tanto Halliburton como Western Atlas (ahora una de las divisiones de Baker Hughes) desarrollaron igualmente sus propias versiones de herramientas de imágenes

microeléctricas. La primera de ellas la constituye la herramienta EMI (*Electrical Micro Imaging tool*) propiedad de Halliburton y desarrollada en 1994, que consta de 6 brazos y por ende 6 patines de imágenes y 150 sensores o electrodos en total, con lo que se lograba cubrir un 60% de la totalidad del agujero en una sola corrida, y era posible obtener los registros en pozos estándar de 8.5" de diámetro. Por otro lado, Western Atlas (ahora una filial de Baker Hughes) en 1995 desarrolló su herramienta STAR (*Simultaneous Acoustic and Resistivity Imager Tool*) la cual consta de 6 brazos y patines de imágenes al igual que la EMI de Halliburton, pero con 144 electrodos de medición en total, y con la gran diferencia de que la herramienta STAR además de emplear los mismos principios eléctricos que utilizan las demás herramientas, cuenta además con un sensor acústico de imágenes con el cual se pueden obtener imágenes tanto eléctricas como acústicas de las formaciones, logrando un cubrimiento del 56% del agujero (Figura 7.5).



Figura 7.5 Herramienta STAR de la compañía Baker Hughes.

7.1.3.1.4 Creación de las imágenes microeléctricas

La creación y presentación de las imágenes microeléctricas a partir de los datos brindados por las herramientas FMI, FMS o bien la EMI y la STAR, se puede lograr al asignar colores particulares a los rangos de valores de resistividad brindados por las herramientas. Por ejemplo, para rangos de resistividad 0-10 ohm*m asignar un verde, de 10 a 20 ohm*m un color verde brillante, de 20 a 30 ohm*m un amarillo brillante y así sucesivamente. Mediante esta técnica al final lo que se logrará será obtener una imagen dimensional en escala de colores representando con ello, los cambios o variaciones de resistividad que se vayan generando en las formaciones. La herramienta FMI por ejemplo provee de 192 mediciones de resistividad con un incremento vertical igual al existente en el espaciado que existe entre electrodos que es de 0.1" (2.5 mm). Cuando estas mediciones se zonifican en el agujero tanto horizontal como verticalmente, se irán generando consecutivamente mosaicos representativos de estos valores o matrices de "pixeles" de resistividad. Cada uno de éstos tendrá un valor específico y su respectivo color asociado de acuerdo al rango de valores de resistividad asignados por cada compañía, y si cada uno de ellos es lo suficientemente pequeño, permitirá al final generar una imagen representativa de las formaciones a profundidad (Figura 7.6).

En cuanto a su presentación, estas imágenes se grafican de la misma forma tradicional con las que se grafican las mediciones de las demás herramientas de registros, siendo la coordenada X representativa a la horizontal del agujero y la coordenada Y la representación de la profundidad. De esta manera lo que se obtienen son imágenes continuas representando a las formaciones a profundidad a lo largo de todo el agujero en un formato como si se tuviera un cilindro de revolución desdoblado.

Mediante esta técnica, los detalles horizontales de las formaciones se podrán observar horizontales y los verticales igualmente verticales sin embargo, los datos de los echados se observarán como sinuosidades en las imágenes siendo sus crestas, los puntos mayores que cruzan por el plano y su tangente a este punto, el echado que se obtienen de la capas, mientras que los puntos más bajos de las sinuosidades que cruzan el plano, representarán el azimut o dirección del echado (Figura 7.6).

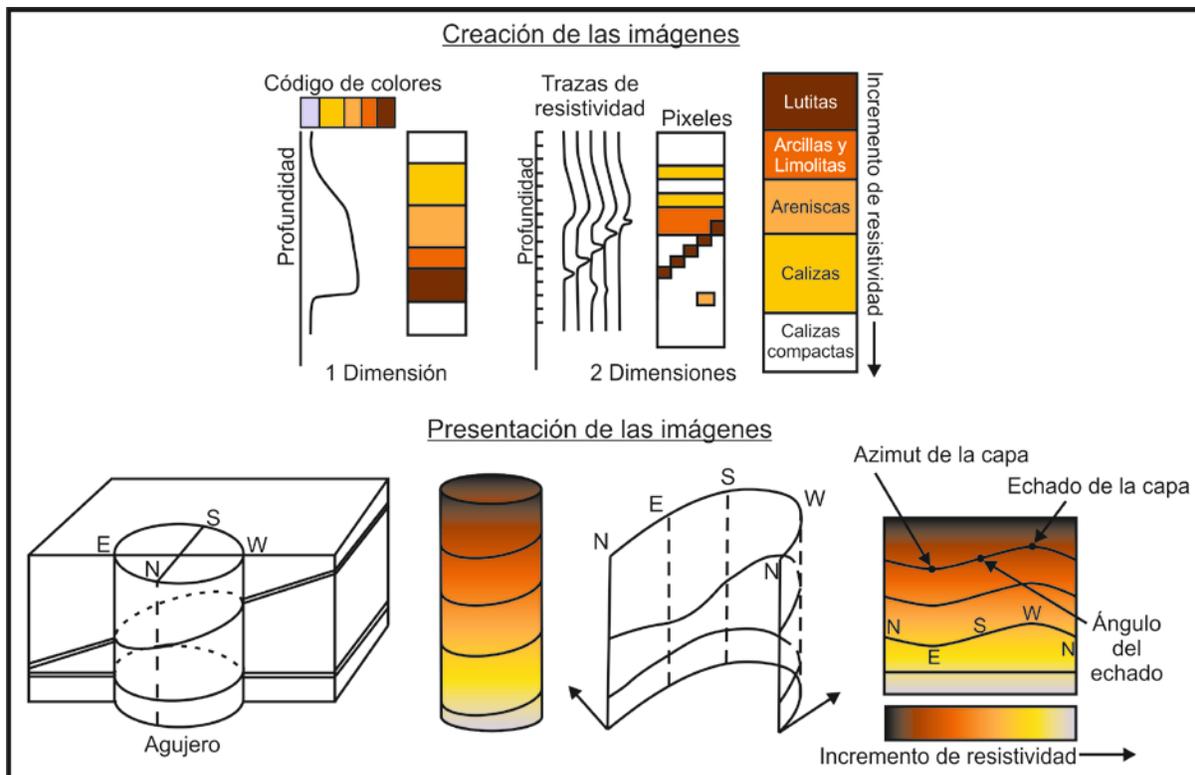


Figura 7.6 Esquema que ejemplifica como es que se crean las imágenes resistivas por medio de las herramientas de microresistividad, así como también la presentación de las mismas definiendo el rumbo y echado de las capas.

7.1.3.1.5 Herramienta de imágenes microelectricas en lodos base aceite (OBMI)

La herramienta de generación de imágenes microeléctricas en lodos base aceite también conocida como la OBMI de la compañía Schlumberger (2001), es una de las ultimas herramientas desarrolladas por la compañía para la obtención de imágenes en pozos que estén utilizando cualquier tipo de lodo base aceite como bien puede ser diesel o lodos sintéticos.

Esta herramienta al igual que las otras herramientas de imágenes microeléctricas que existen (FMI, FMS, STAR, etc.), se encuentra constituida por medio 4 patines de imágenes con 5 pares de electrodos o sensores de 0.4" (1 cm) al centro de cada uno de los patines en 2 filas de electrodos. Esto permite que la OBMI pueda adquirir 5 mediciones de resistividad o "pixeles" de resistividad orientados con respecto a la geometría del agujero y a la posición de la herramienta. Cada uno de los patines brindará entonces imágenes resistivas con una resolución vertical de 1.2" (siendo 3 cm la capa más delgada que pueda ser detectada por medio de la OBMI), y con un espaciado entre pixeles de 0.4 por 0.4 pulgadas siendo esta la separación que existe entre pares de electrodos. De esta forma se mantiene una alta resolución e información azimuthal suficiente como para observar detalladamente rasgos estructurales y estratigráficos de las formaciones.

En cuanto al principio de medición con el que opera la OBMI, ésta es diferente a las otras herramientas de imágenes principalmente por el tipo de corriente que se utiliza sin embargo, la forma en que se realizan las mediciones es muy similar. En la OBMI una corriente alterna es inyectada a las formaciones por medio de 2 electrodos de inyección localizados en la porción superior e inferior de los patines de la herramienta, generando con ello una diferencia de potencial (dV) que es medida por cada uno de los pares de electrodos de voltaje al centro de los patines, brindando con ello una resistividad cuantitativa de la zona lavada (R_{xo}) de las formaciones que se encuentren frente ellos por medio de la Ley de Ohm (Figura 7.7).

$$R_{xo} = K \frac{dV}{I} \tag{Ecuación 7.1}$$

Donde:

K = factor geométrico de la capa.

I = corriente alterna emitida por el electrodo.

dV = diferencia de potencial medida por la herramienta.

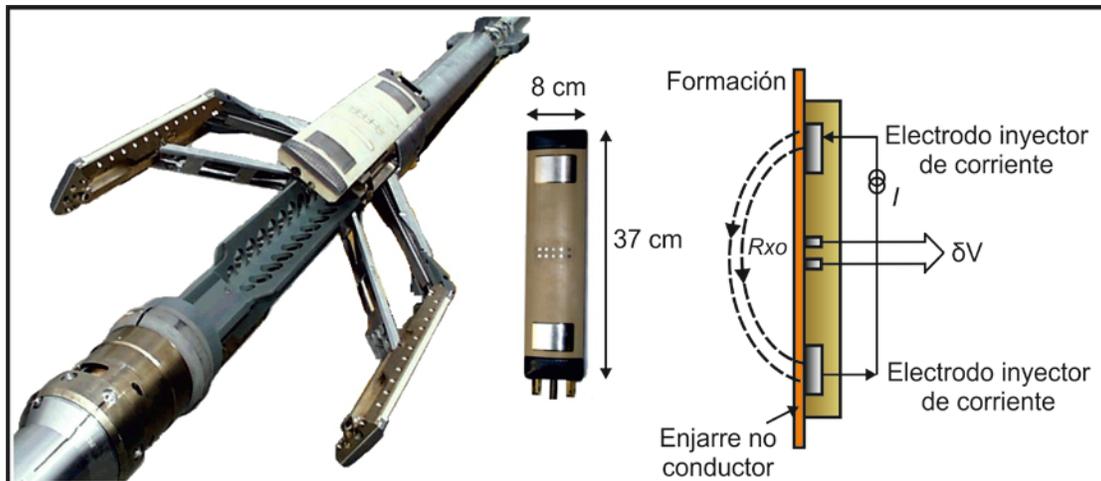


Figura 7.7 Diseño de la herramienta OBMI de la compañía Schlumberger (2001) así como también el principio de medición de la misma para la adquisición de imágenes en lodos base aceite.

A partir de ello se podría decir que la herramienta OBMI provee de datos de alta resolución sobre R_{xo} de forma cuantitativa con un máximo de error del 20% y en rangos que pueden variar entre 1 a

10,000 ohm*m. Además es también muy útil para realizar caracterizaciones estratigráficas y estructurales de las formaciones ya sea en la identificación de fallas y fracturas, caracterizaciones de depósitos sedimentarios, determinaciones de los echados de las formaciones, análisis de núcleos correlacionando la información del registro OBMI, detección de rasgos de anisotropía en las formaciones, detección de rasgos muy pequeños que no son posible de observar con registros convencionales, detección de fracturas inducidas por la perforación, etc. Sin embargo, todas o la gran mayoría de las mediciones realizadas por la OBMI se encontrarán sujetas a la sensibilidad que tenga la herramienta por la separación que pueda existir entre la superficie exterior de los sensores, y las formaciones especialmente si se forman enjarres no conductores (su standoff).

La herramienta puede ser además combinable con otros tipos de registros tales como la UBI, la OBDT, la FMI, la AIT, etc. esto para tener una mejor y mayor confiabilidad en las mediciones así como también para hacer comparaciones de los datos adquiridos.

7.1.3.2 Herramientas macroeléctricas de imágenes (resistivas azimutales)

Este tipo de herramienta es otra variante que existe dentro de gama de herramientas eléctricas de adquisición de imágenes pero con la gran diferencia de que en éstas, se utilizan mediciones híbridas tipo microeléctricas y doble laterolog. La principal exponente y la más representativa es la herramienta de imágenes resistivas azimutales o ARI (*Azimuthal Resistivity Imager*), la cual funciona bajo este tipo de mediciones, siendo incluso considerada como una nueva generación de herramienta laterolog al acoplar dentro de la herramienta DLL, un arreglo de 12 segmentos de electrodos azimutales emplazados al centro del electrodo A_2 . Estos funcionan en la herramienta DLL como electrodos de enfoque para la corriente del laterolog profundo (LL_d), y como corriente de retorno para la corriente del laterolog somero (LL_s). Con ello se logran obtener 12 mediciones resistivas direccionales alrededor del agujero tomadas cada 0.5" (1.27 cm) en sectores de 30° y con una resolución vertical de 8" (20.3 cm).

La herramienta DLL opera simultáneamente a 2 frecuencias de 35 Hz para las mediciones laterologs profundas (LLD) y de 280 Hz para la mediciones laterologs someras (LLS). En el caso de las mediciones azimutales profundas, la herramienta DLL trabaja igualmente a 35 Hz al emitir un flujo de corriente proveniente de los 12 electrodos azimutales, los cuales fluyen hacia la superficie. Estas corrientes de voltaje se mantienen a un mismo potencial al igual que el lodo de perforación, y se encuentran enfocadas desde arriba por la porción superior del electrodo A_2 y desde abajo por la porción inferior del electrodo A_2 y por las corrientes provenientes de los electrodos A_1 , A_0 , A'_1 y A'_2 (Figura 7.8). Se agregó además un electrodo monitor a cada electrodo azimutal para controlar las corriente que son emitidas de ellos, de tal manera que las corrientes emitidas por cada electrodo en el arreglo azimutal, se encuentren enfocadas pasivamente por las corrientes provenientes de los electrodos azimutales a sus costados. Debido a que estas mediciones son muy sensibles a las condiciones de pozo tales como la rugosidad, la forma y el diámetro del mismo, así como también a la desviación de la herramienta, para corregir tales efectos se utiliza una medición

auxiliar a 71 kHz lo suficientemente alta para evitar el que se tengan interferencias en la los haces de corriente de 35 Hz.

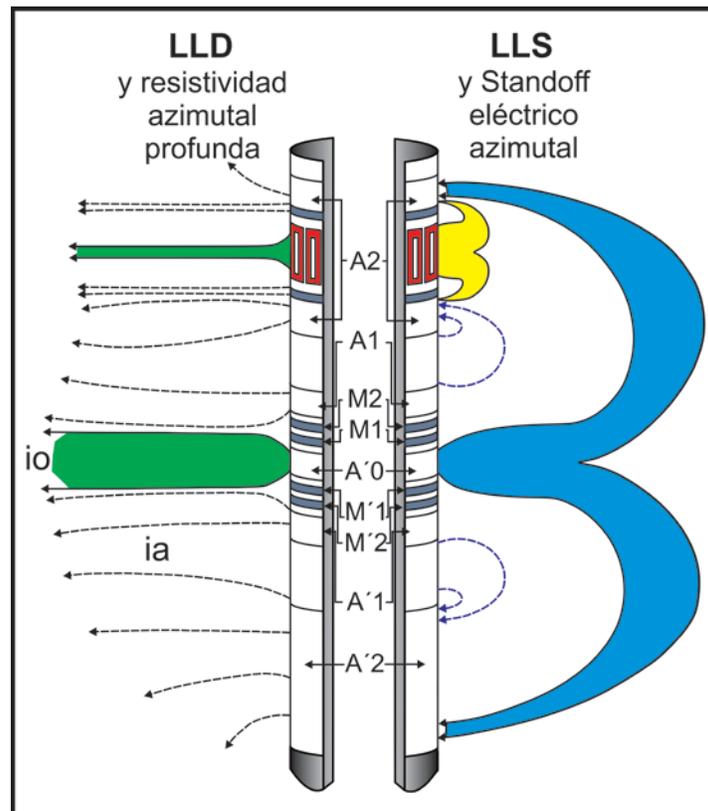


Figura 7.8 Esquema que muestra como se encuentra constituido el arreglo de electrodos azimutales de la herramienta ARI dentro de la herramienta DLL así como las líneas de corriente que se generan de los distintos electrodos.

Esta medición auxiliar es muy somera con las líneas de corriente muy próximas a la sonda de donde la mayor parte regresa a través del electrodo A₂ muy cerca de los electrodos azimutales. Y ya que el agujero es generalmente mas conductor que las formaciones, las líneas de corriente que se generen en el, tenderán a quedarse en el lodo el cual es efectivamente equipotencial, respondiendo principalmente al volumen de lodo que se encuentre frente a los electrodos azimutales. De esta forma las mediciones serán menos influenciadas por las condiciones del agujero como su forma y dimensiones, y a la descentralización de la herramienta. Por ello, el principal objetivo de la medición auxiliar se centra en corregir estos efectos, mientras que su objetivo secundario es proporcionar un standoff eléctrico con el cual podemos obtener-estimar la forma y tamaño del agujero a partir de la resistividad del lodo (R_m) la cual es conocida o bien puede ser obtenida independientemente. Esto permite que puedan ser generadas 12 imágenes azimutales del agujero al medir las diferencias de potencial (dV_i) entre los electrodos anulares M₃ y M₄ ubicados dentro del electrodo A₂ y los electrodos azimutales alojados en A₂ (Figura 7.9).

El principal propósito de haber dotado a la herramienta DLL de este arreglo relativamente pequeño de 12 electrodos azimutales acoplados al centro del electrodo A₂, tiene su fundamento

en el querer obtener una docena de mediciones orientadas de resistividad profundas sin afectar las mediciones realizadas por la DLL a distintas profundidades de investigación por la LLD y la LLS.

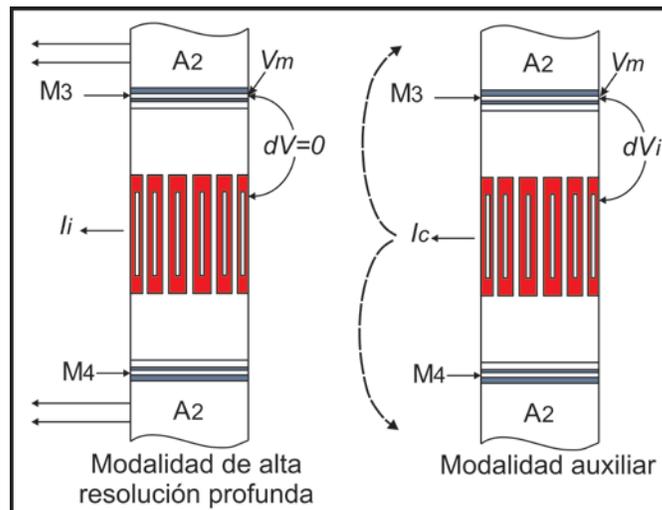


Figura 7.9 Esquema que muestra el arreglo de electrodos azimutales dentro del electrodo A2 de la DLL y los patrones de corrientes que se pueden obtener dependiendo de la modalidad de medición que se utilice, ya sea bien con los electrodos de monitoreo o en modo auxiliar.

Esto permite que se genere una imagen resistiva azimutal de las formaciones a profundidad y una curva de alta resolución derivada de las mediciones azimutales (LL_{hr}) al operar en modalidad de alta resolución con una resolución espacial tal vez no tan buena como las imágenes que se obtienen de la FMI o la UBI (*Ultrasonic Borehole Imager*), pero con 3 a 4 veces mayores resultados que las laterolog convencionales (HALS) principalmente por el diferente sistema de enfoque que utiliza la ARI. La herramienta se corre normalmente a una velocidad de 3600 pies/hr cuando se requieren hacer mediciones de los echados de las formaciones o bien puede disminuir a 1800 pies/hr cuando se desean conocer más a detalles las características de las capas. Son además de utilidad como complemento por su gran sensibilidad para observar detalles más allá de las paredes del agujero, como bien podría ser el discriminar entre los fracturamientos naturales en las formaciones de aquellas que son inducidas por los efectos del fluido de perforación.

7.1.3.2.1 Otras herramientas de macroresistividad

Similar a la herramienta ARI (*Azimuthal Resistivity Imaging*), en 1989 el Buro de Investigadores Geólogos en Minas (BRGM) desarrollo la denominada herramienta ELIAS. Esta se encuentra constituida por 16 patines de imágenes con lo que logra cubrir el 100% del agujero especialmente en agujeros cuyos diámetros son muy pequeños ya que la herramienta tiene un diámetro de tan solo 2 pulgadas. Ésta puede ser utilizada en pozos geotérmicos brindando datos aceptables, mientras que su aplicación principal se da para realizar evaluaciones petrofísicas de las formaciones, en casos donde se requiera una resolución vertical mayor que aquella que brindan las laterolog, particularmente para la identificación de estratificaciones cruzadas y fracturamiento en las formaciones.

7.1.4 Presentación de los registros eléctricos de imágenes

La representación básica de los registros eléctricos de imágenes es el mismo que se utiliza para la representación de las imágenes acústicas pero con la gran diferencia de que en uno se grafican resistividades y en el otro se grafican amplitudes, mientras que la escala de colores utilizada irá desde los colores grises a negros correspondientes a intervalos de altas conductividades, en comparación con la utilización de colores más claros que representaran a los intervalos mas resistivos, tal como se ilustra en la Figura 7.10.

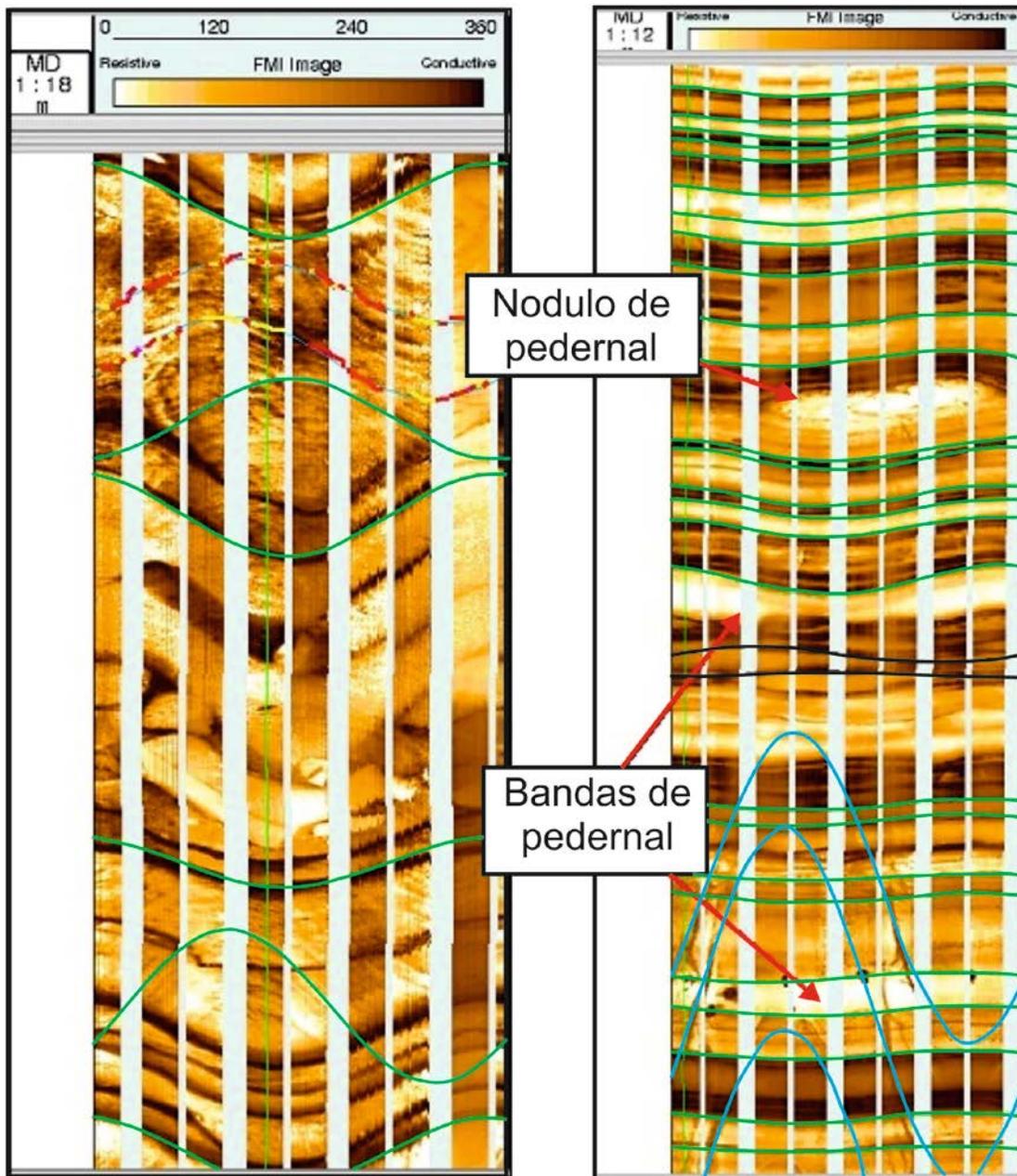


Figura 7.10 Ejemplos de registro de imágenes obtenidos por medio de la herramienta FMI en donde se logra observar del lado derecho una brecha de colapso de 4253 a 4254 m mientras que del lado izquierdo, se pueden visualizar como la formación esta estratificado por litologías muy resistivas y otras muy conductoras, siendo las capas más oscuras las conductoras y zonas más claras las menos conductoras (Modificado de apuntes de clase de registros geofísicos de pozos, 2011).

7.1.5 Aplicaciones de los registros eléctricos de imágenes

Se podría decir que antes de que aparecieran las herramientas de imágenes eléctricas, nunca antes se había podido conseguir el detalle y la calidad que éstas obtienen en la determinación de rasgos geológicos de las formaciones. Además, se logró poder observar por primera vez rasgos de tipo estructural tales como fallas, fracturas, estratificaciones, cavidades, etc. todos y cada uno de estos rasgos sin tener que estar interpretando los datos y las curvas brindadas por las herramientas de medición de echados o algún otro tipo de herramienta que infiriera dichos datos en pozos descubiertos. Debido a ello, se podrían globalizar las aplicaciones de las herramientas de imágenes eléctricas en 2 grandes grupos: el análisis estratigráfico de las formaciones, así como también el análisis estructural.

- **Análisis estratigráfico:** este es posiblemente la principal contribución que se le puede dar a las herramientas de imágenes eléctricas para la toma de decisiones e interpretación de yacimientos por parte de los geólogos encargados de la adquisición de los registros. Este análisis comprende 2 ramas principales dentro del análisis estratigráfico de las imágenes, teniendo implicaciones primeramente para la evaluación del tipo de estratificación la cual se encuentra expresado por el tipo de textura en las imágenes, siendo esto proporcionado por las características de las imágenes en cuanto al brillo, color, tamaño y resolución de las imágenes, en donde pueden ser fácilmente distinguibles los plegamientos y deformaciones, mientras que en segundo término se tiene la clasificación, cuantificación y visualización de dichos límites texturales, siendo esto proporcional a cambios litológicos en los límites entre las capas, procedimiento que generalmente se realiza por medio de estaciones de trabajo interactivas. Gracias a ello es posible la identificación de cambios de facies y secuencias litológicas sedimentarias, identificación de rumbos y echados, etc.
- **Análisis estructural:** el principio básico de todo análisis estructural realizado por medio de las imágenes eléctricas, se centra en el cálculo y determinación de los echados estructurales de las formaciones, en la modelación de los yacimientos, así como también para la identificación de rasgos de continuidad o bien discontinuidad que puedan estar presentes en las formaciones. Sin embargo, su interpretación va mas allá de estos rasgos, comprendiendo múltiples aplicaciones tales como la identificación de fallas, identificación de discontinuidades, análisis de plegamientos, análisis y cuantificación de fracturas (ya sean que éstas se puedan encontrar abiertas o cerradas, cementadas o mineralizadas reflejándose dichos fenómenos en los cambios de resistividad), así como el cálculo de la apertura de dichas fracturas por efectos de erosión provocado por el fluido de perforación (fracturamiento inducido), o bien por cambios en los regímenes de estrés de las formaciones, cálculos que son de mucha utilidad principalmente en la etapas de producción de los pozos, ya que el flujo de los fluidos generalmente se da por medio de fracturas. Así como estas, la visualización de las heterogeneidades en las rocas, permitirá del mismo modo una identificación cualitativa de las formaciones presentes.

7.2.1 Herramientas acústicas de imágenes

Así como las herramientas microeléctricas permiten obtener imágenes resistivas de las formaciones utilizando los principios eléctricos de las herramientas de echados (de enfoque pasivo) y los principios eléctricos de la doble laterolog (DLL), existen también herramientas acústicas de imágenes que funcionan bajo principios sónicos, generándose de ellas imágenes acústicas de altas frecuencias de las formaciones. La gran desventaja de este tipo de herramientas es que son sumamente sensibles a la descentralización de la herramienta, la rugosidad del agujero, la densidad del lodo, e insensibles a resaltar cambios en la estratificación de las capas. Las principales representantes de este tipo de herramientas son la UBI (*Ultrasonic Borehole Imager*) y la USI (*Ultrasonic Imager Tool*), ambas de la compañía Schlumberger. Las mediciones que son realizadas por medio de estas herramientas tienen la gran ventaja de poder ser realizadas en agujeros que estén utilizando cualquier tipo de lodo de perforación (agua, aceite, aireados), en cualquier tipo de perforación (vertical, direccional u horizontal) y ambas logrando un cubrimiento del 100% de la totalidad del agujero para la visualización de fracturas en las formaciones, e identificación de corrosión en pozos adermados. Así como éstas, existen otras versiones de este tipo de herramientas acústicas desarrolladas por las diferentes compañías de servicios, las cuales funcionan de forma muy similar a las desarrolladas por Schlumberger tales como la BHTV de Mobil que es considerada como la predecesora de la adquisición de imágenes acústicas, la CAST de Halliburton y la CBIL de Baker Hughes.

7.2.1.1 Herramienta BHTV (*Borehole Televiewer*)

El concepto de esta herramienta fue introducido a finales de la década de los 60's (1968) por la compañía Mobil y se le podría considerar como el parteaguas en la generación de imágenes de pozos para la industria petrolera, al ser la primera herramienta de adquisición de imágenes "continuas" de las formaciones que utilizaba como principio de medición ondas acústicas (ultrasónicas) de altas frecuencias. Este tipo de medición permite poder observar detalles interesantes en las formaciones tales como fracturamientos, contactos litológicos y ovalizaciones en pozos abiertos, mientras que para aquellos agujeros que se encuentran revestidos en su totalidad por una tubería de acero, la BHTV permite identificar con precisión las juntas entre las tuberías. De esta manera, se puede decir que las primeras imágenes acústicas obtenidas de las formaciones, fueron adquiridas por medio de esta BHTV cuyo principio básico de funcionamiento es muy similar a un sonar ultrasónico centrado en el agujero, produciéndose con ello imágenes acústicas de altas resoluciones de las paredes del pozo. Hoy en día la gran mayoría de las compañías que brindan servicios a la industria petrolera, ofrecen este tipo de servicio de adquisición de imágenes ultrasónicas cuyo principio de medición no ha variado mucho con respecto a la BHTV.

Esto se logra al recoger parte de la energía acústica inicial emitida por un transductor piezoeléctrico alojado en la herramienta, siendo reflejada y regresada parte de esta energía por las formaciones que se encuentren frente a la herramienta hacia el mismo transductor que

trabajara ahora como receptor de dicha energía, obteniéndose con ello el tiempo de tránsito y la amplitud reflejada de la señal original. Mientras que un magnetómetro y un acelerómetro triaxial alojado en la BHTV, permitirá obtener la orientación de la herramienta, y la orientación en el transmisor con respecto al campo magnético terrestre a una velocidad de adquisición promedio de 300 pies/hora.

7.2.1.1.1 Diseño y principio de medición de la BHTV

El diseño de la herramienta BHTV consta de tener un diámetro de $3 \frac{3}{8}$ de pulgada (8.6 cm) con una longitud máxima de 12 pies (3.65 m), un magnetómetro, un acelerómetro y la electrónica asociada. La principal componente que se encuentra alojada en la herramienta BHTV es un transductor piezoeléctrico ultrasónico, que actúa tanto como fuente emisora de la señal acústica, como de receptor de la misma, siendo ésta generada por medio de un motor rotatorio que gira rápidamente alrededor del eje de la herramienta varias veces por segundo (Figura 7.10). Ésto permite que se generen ráfagas de pulsos ultrasónicos de altas frecuencias de 2 MHz, en rangos de 1500 pulsos/segundo hacia las formaciones, los cuales viajan a través del lodo de perforación, se reflejan en las superficies del agujero, y viajan posteriormente de regreso al mismo transductor que actúa ahora como receptor, de donde se obtienen al final 2 mediciones cuantitativas producto de los cambios en la amplitud de la señal (denominada también como la técnica de eco de pulsos).

- El tiempo de tránsito: El tiempo de tránsito se encuentra definido como el tiempo que le toma a los pulsos ultrasónicos que son emitidos por el transductor, para viajar a través del lodo, chocar con las formaciones y regresar al transductor que actuará ahora como receptor, lo cual es estrictamente una función que dependerá de la distancia que exista entre el transductor y la pared del agujero, y la velocidad compresional que tenga el lodo de perforación que se esté utilizando. Se utiliza también como control de calidad para la centralización de la herramienta, y para establecer los parámetros para la detección de materiales. Del mismo modo, esta distancia existente entre el transductor y la pared del agujero será particularmente más útil que el propio tiempo de tránsito obtenido, ya que el aumento o disminución del mismo puede brindar información de utilidad para detectar cambios en la geometría del pozo como bien lo son ovalizaciones, derrumbes, zonas lavables, localización de coples en pozos que cuenten con tuberías de revestimiento, etc.
- La amplitud reflejada: Todas las herramientas ultrasónicas de imágenes dependerán de la energía reflejada que sea recibida en el transmisor proveniente de las zonas de interés. El coeficiente de reflexión R puede ser expresado en función del ángulo de incidencia de la energía y de la densidad del medio (ρ), así como también de la velocidad con la que contribuye el medio (o velocidad compresional de las ondas, V) para incrementar o reducir la amplitud. Esto puede ser expresado por medio de la ecuación 7.2 donde 1 y 2 serán los componentes referentes al lodo de perforación y las formaciones a profundidad, y el producto ρv la denominada impedancia acústica del medio, expresada en mRayl (megarayleigh, 1 Rayl= $1\text{kg}/\text{m}^2\cdot\text{s}$).

$$R = \frac{\rho_2 v_2 - \rho_1 v_1}{\rho_2 v_2 + \rho_1 v_1} \quad \text{Ecuación 7.2}$$

Este coeficiente de reflexión (R) será directamente dependiente del contraste que se genere en la impedancia acústica en la interfase, y en consecuencia de los cambios que se generen en R entre una litología y otra, brindando así una idea sobre la sensibilidad de las mediciones debido a los cambios litológicos, siendo ésta relativamente pequeña para las secuencias litológicas más comunes que pueden ser encontradas en las formaciones.

Estos cambios generados en la energía acústica reflejada por las formaciones y recibida en el transductor, dependerán en gran medida de parámetros como la reflectividad de las formaciones (su impedancia acústica), la rugosidad y atenuación del pozo, así como la geometría del mismo, lo cual puede provocar incidencias oblicuas o perdida de la señal (Figuras 7.11 y 7.12). Lo anterior permite que a medida que la herramienta se esté corriendo en el agujero, se generen en consecuencia una densa y basta cantidad de datos provenientes de los alrededores del agujero debido a cambios en las amplitudes de las señales, las cuales aumentan cuando la impedancia acústica de las formaciones aumenta, y disminuye con las rugosidades que se puedan presentar el agujero. Éstas son posteriormente procesadas y corregidas en superficie por efecto de variaciones en la velocidad de adquisición y por efecto del excentrado de la herramienta en agujeros elípticos para crear al final las imágenes acústicas.

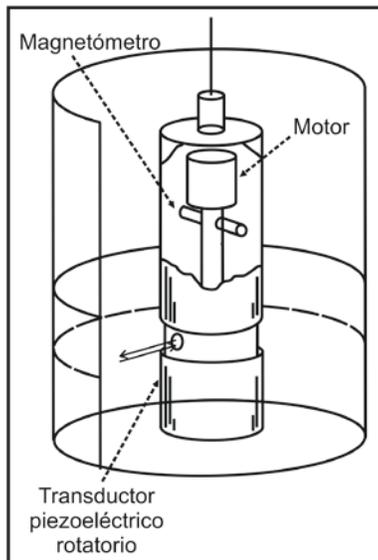


Figura 7.10 Diseño de la herramienta BHTV y el transductor piezoeléctrico.

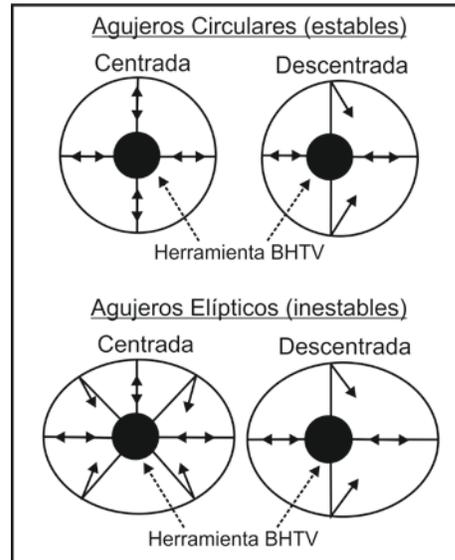


Figura 7.11 Dirección que siguen las señales acústicas en diferentes geometrías de pozo.

En general se podrá decir que la BHTV es una herramienta sumamente útil para la identificación de fracturas y laminaciones en las formaciones, así como también para identificar la orientación que éstas tengan, ya que estas se observaran en las imágenes ya procesadas como líneas negras, manchas o como puntos negros debido a la dispersión de la energía acústica en los bordes de estos rasgos. La BHTV puede ser igualmente de utilidad para la visualización de detalles texturales en las formaciones como pueden ser la presencia de vórgulos en rocas carbonatadas.

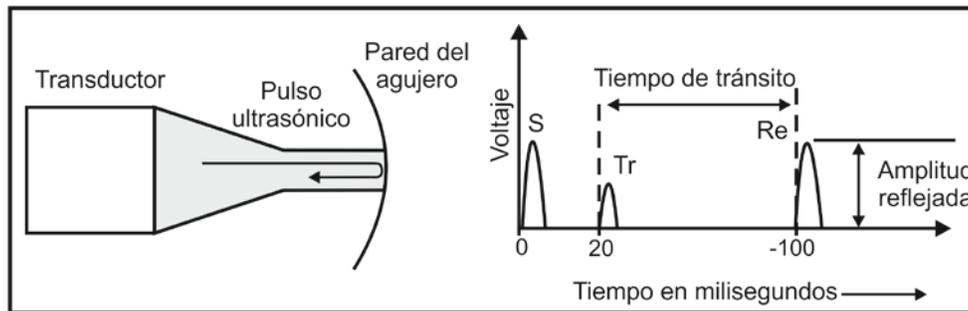


Figura 7.12 Esquema que ilustra el principio de medición que rige a las herramientas acústicas de donde se realizan las 2 mediciones básicas por medio del transductor ultrasónico que son: el tiempo de tránsito y la amplitud reflejada de la señal por parte de las formaciones.

7.2.1.2 Herramienta CBIL (Circumferential Borehole Imaging)

La herramienta CBIL de la compañía Baker Hughes (Baker Atlas) es otra variante dentro de las herramientas acústicas de imágenes cuyo principio de funcionamiento se realiza al igual que la BHTV, por medio de un transductor piezoeléctrico que emite ráfagas de pulsos ultrasónicos.

7.2.1.2.1 Diseño y principio de medición de la herramienta CBIL

La porción inferior de la herramienta CBIL se encuentra constituida por un transductor piezoeléctrico que produce los pulsos ultrasónicos que viajan y rebotan en las formaciones, la porción media contiene centralizadores en forma de resortes metálicos que se abren y cierran, ésto para tener siempre centrada la herramienta. Mientras que su porción superior contiene un rayos gamma espectral (GRS) así como también toda la electrónica que procesa las señales acústicas reflejadas de las formaciones, teniendo una longitud total promedio de 40 pies (12 m). En la CBIL al igual que en las herramientas acústicas más actuales como la UBI, la CAST, la USI, etc. el transductor piezoeléctrico es de tipo "hemisférico" con una superficie exterior cóncava, activado por un pulso eléctrico y con un ciclo de revolución de 6 giros por segundo, logrando de esta manera que los pulsos sónicos puedan ser "enfocados" en las formaciones en áreas aún mas chicas que el mismo transductor, cuya resolución es igual al radio del pulso original, permitiendo el que se obtengan de la CBIL hasta 250 puntos de muestreo de las formaciones por giro. Este tipo de enfoque solo es óptimo cuando la herramienta se encuentra a una distancia muy corta de las paredes de pozo por lo tanto, se logrará contrarrestar un parte importante de las anomalías que pudiesen ser causadas por la rugosidad del agujero y la posición de la herramienta.

Un rasgo particular de la CBIL en comparación con la BHTV, es que ésta puede operar con 2 versiones de transductores de distintos tamaños y distinta penetración focal, lo anterior para realizar las mediciones dependiendo en gran medida del diámetro del agujero sobre el cual se esté registrando. Además de ello, estos transductores no están en contacto directo con el lodo de perforación, sino que se encuentran más bien dentro de una ventanilla de un material acústicamente transparente y rodeado de un fluido base aceite, en donde giran para producir los pulsos ultrasónicos. El primero es un transductor de 1.5" de diámetro utilizado especialmente para

agujeros pequeños (de 6 a 8 pulgadas) con ráfagas ultrasónicas enfocadas de 0.76 cm, mientras que el segundo tiene 2" y tiene un enfoque muy similar al primero (0.76 cm), pero se utiliza principalmente para tamaños de agujero de entre 8 a 12".

Su principio de medición por otro lado es muy similar a la BHTV pero con la variante de que la CBIL produce pulsos ultrasónicos "enfocados" de hasta 1500 pulsos por segundo en frecuencias de 250 kHz proporcionando con ello una buena penetración en las formaciones con una resolución vertical aproximada de 0.5" (1.3 cm). La velocidad con la que opera comúnmente es de 3 metros por minuto de donde se obtienen hasta 30,000 pares o conjuntos de datos por cada metro registrado, donde de cada uno de los datos obtenidos se medirá su tiempo de tránsito y el cambio de amplitud reflejada, la cual será convertida posteriormente por el transductor en una señal tipo eléctrica. Se podría concluir diciendo que las herramientas acústicas de imágenes entre ellas la CBIL, son factibles para trabajar con cualquier tipo de fluido de perforación siempre y cuando los lodos utilizados no sean muy densos, ya que la señal acústica se atenúa más mientras más densos sean los lodos, fenómeno que puede afectar las mediciones en todas las herramientas ultrasónicas.

7.2.1.2.2 Factores que afectan las mediciones de la CBIL

Existen muchos factores que pueden llegar a afectar las mediciones de las herramientas acústicas como la CBIL de Baker Hughes, así como también las otras variantes de herramientas acústicas que existen, los cuales perjudicarán en mayor o menor medida la calidad de las imágenes obtenidas debido a la atenuación de las señales por parte de las condiciones de pozo, afectando por lo tanto la calidad en las interpretaciones. Los principales factores que atenúan las señales acústicas emitidas por los transductores en las herramientas son:

- Las variaciones en la geometría del agujero, así como también la posición que tenga la herramienta con respecto al centro del agujero: Ambas afectan las señales acústicas ya que el ensanchamiento del pozo ya sea por efecto de deslaves o bien cavernas y una posición descentrada de la herramienta, provocará que no se tengan puntos de muestreo suficientes para realizar un óptimo procesamiento de las imágenes, además de que la herramienta detectará estas anomalías por los cambios en los tiempos de tránsito de las señales.
- La densidad del fluido de perforación: Las herramientas acústicas necesitan forzosamente de un fluido de perforación en los pozos para poder funcionar adecuadamente, incluso cuando dicho lodo atenué la señal transmitida. Por ello, es necesario que dicho fluido sea de una densidad preferentemente baja ya que en lodos pesados se puede ocasionar la absorción y pérdida de la señal, o bien la propagación de ésta entre las partículas del lodo, y que por lo tanto no lleguen adecuadamente al receptor. Por ello, los lodos empleados deberán tener una densidad preferentemente no más allá de entre 1.7 a 1.9 gr/cm³ o 15 libras/galón ya que si se vuelve más denso el lodo, la atenuación de la señal acústica será

muy grande, ocasionando que no lleguen adecuadamente las señales al receptor. Sin embargo, dicha atenuación no se encuentra dada tan solo por la frecuencia de la señal emitida, sino también se da en base al fluido utilizado para hacer el lodo, así como los aditivos que lo constituyan. Por lo tanto en lodos muy densos, se incrementará la atenuación y se reducirá la relación señal/ruido.

- La impedancia acústica de las formaciones: El contraste existente entre el lodo de perforación y las formaciones es de suma importancia al momento de estar utilizando las herramientas acústicas como la CBIL ya que se reflejarán los pulsos en las formaciones y retornarán al transductor en mayor o menor medida dependiendo de qué tan “duras o suaves” sean las formaciones. Debido a esta razón se podría decir que las herramientas acústicas como la CBIL, son más viables para la identificación de formaciones duras como las calizas y rocas cristalinas (volcánicas) ya que la impedancia acústica entre el lodo y las formaciones serán más altas, permitiendo que se puedan obtener mejores imágenes de las formaciones.
- La superficie del agujero: Del mismo modo como ocurre con la geometría del agujero y descentralización de la herramienta en el agujero, la superficie de la pared de pozo perjudica o permitirá el que se dé una adecuada reflectancia de las señales acústicas, de acuerdo al tipo de litología que se estén recortando. Para agujeros que tengan una superficie homogénea se tendrán buenas reflectancias mientras que para agujeros irregulares o formaciones sedimentarias suaves como las arcillas y las areniscas, la señal reflejada será muy débil siendo incluso a veces difícil de observar o bien, se atenuarán del mismo modo como ocurre cuando se utilizan lodos muy densos (Figura 7.13).

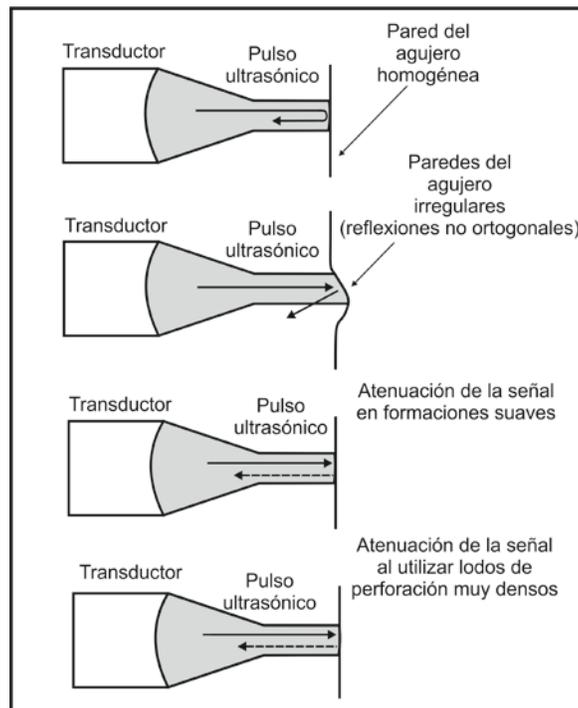


Figura 7.13 Factores que afectan negativamente la calidad de las imágenes ultrasónicas: la geometría e irregularidades de las paredes del agujero, presencia de formaciones suaves y lodos de perforación muy densos.

7.2.1.3 Herramienta UBI (*Ultrasonic Borehole Imager*)

Fue a mitades de la década de los 90's que Schlumberger desarrolló y patentó la herramienta UBI (*Ultrasonic Borehole Imager*), siendo esta considerada actualmente como la principal representante entre la gama de herramientas ultrasónicas. Esta herramienta permite tener un cubrimiento del 100% de la totalidad del agujero al igual que la CAST (*Circumferential Acoustic Scanning Tool*) de la compañía Halliburton, en comparación con las herramientas de imágenes resistivas más modernas que solo logran obtener hasta un 80% de cubrimiento (FMI). Puede trabajar también con cualquier tipo de lodo de perforación, y cuenta además con brazos centralizadores más modernos y mucho más eficaces, ésto para evitar que se generen bamboleos o descentralización de la herramienta incluso en pozos horizontales, o en aquellos que tengan altos ángulos de desviación. De esta manera se elimina o disminuye considerablemente la afectación que se pudiesen generar por tales fenómenos, permitiendo que se logren obtener imágenes más claras de las formaciones.

7.2.1.3.1 Diseño de la herramienta y principio de medición que utiliza

El diseño de la herramienta UBI es muy similar a las herramientas acústicas BHTV y la CBIL, ya que cuenta con un transductor piezoeléctrico alojado en la porción inferior de la herramienta, un centralizador en su porción media, y toda la electrónica junto con los dispositivos que permiten obtener la orientación y dirección de la herramienta en su porción superior (Figura 7.14). Sin embargo, el rasgo principal que distingue a la herramienta UBI, radica en que el transductor piezoeléctrico puede girar en el sentido de las manecillas del reloj, o bien en sentido contrario a las manecillas del reloj, y trabajar a 250 kHz con un área de investigación de 9 mm, o bien a 500 kHz con una área de investigación de 5mm, dependiendo en gran medida del tipo de lodo de perforación que se esté utilizando, y de la influencia de los alrededores del pozo. Otro rasgo particular de la herramienta UBI al igual que la CBIL, es que el transductor que utiliza es desmontable y cuenta además con distintos tamaños de transductores (de 8.543", 6.496", 4.488" y 3.543"), ésto para poder obtener mediciones viables en distintos tamaños de agujeros, minimizar el efecto de atenuación por efecto de la densidad del lodo de perforación, así como también para poder minimizar el ruido que se generen en las mediciones al ser estos de tamaños muy cercanos a las dimensiones de los agujeros. De esta manera se reduce considerablemente el efecto del standoff y la dispersión que pueda generarse al viajar la señal a través del lodo (Figura 7.15).

En cuanto al principio de medición con el que opera la UBI, esta opera prácticamente de la misma manera con la cual funcionan la BHTV y la CBIL pero con la variante de que en la UBI la dirección de rotación del transductor, controlará la posición del transductor. Cuando el sentido de giro del transductor es antihorario, se obtienen las mediciones comunes o estándar de las formaciones al encontrarse éste frente a las mismas, mientras que cuando el giro del transductor es horario, el transductor tendrá su cara frente a una placa reflectora dentro de la misma herramienta, logrando con ello obtener las propiedades de los fluidos presentes en el pozo (Figura 7.15). De ambas

mediciones se emiten ráfagas de pulsos ultrasónicos de altas frecuencias las cuales viajan y rebotan en las paredes del agujero y en la placa reflectora, y que posteriormente regresan al transductor que actuará ahora como receptor de las mismas.

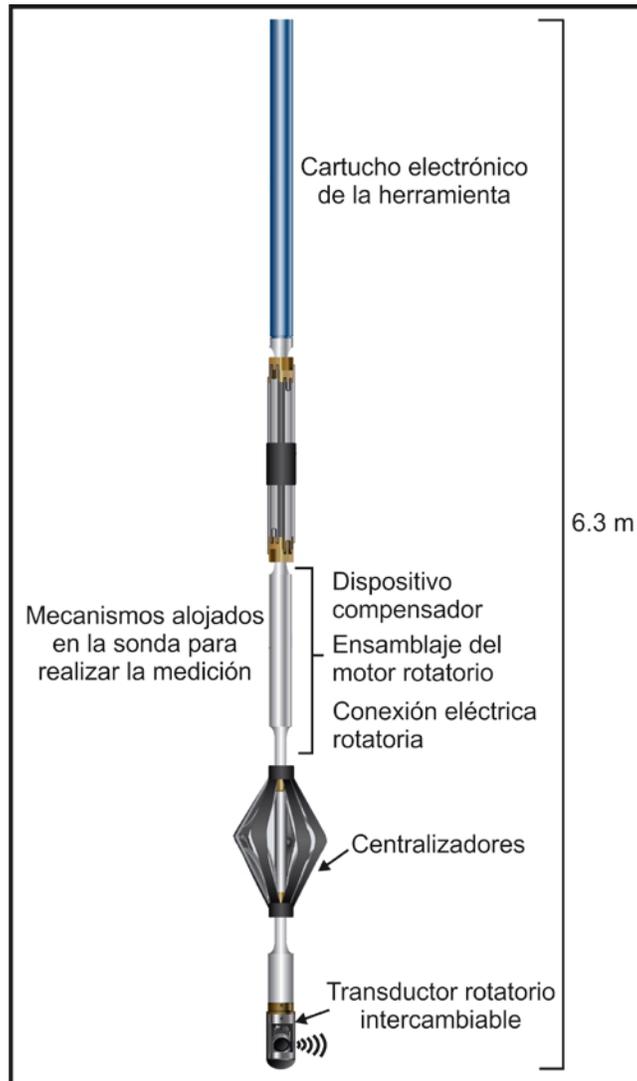


Figura 7.14 Diseño de la herramienta UBI propiedad de la compañía Schlumberger, en donde se logra apreciar cada uno de los elementos que la constituyen en su porción inferior, media y superior.

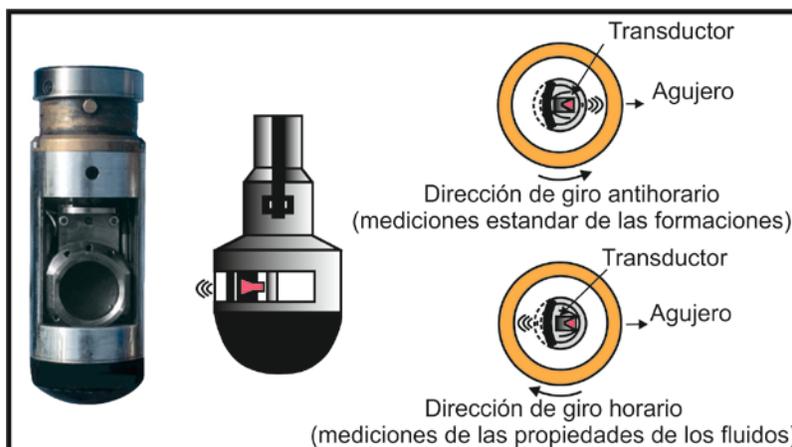


Figura 7.15 Diseño del transductor de la herramienta UBI, así como también el principio de medición con el cual opera la herramienta dependiendo del tipo de rotación que realice el transductor.

Esto permite que sea posible medir el tiempo de tránsito y la amplitud reflejada de las señales provenientes de las formaciones, para posteriormente generarse las imágenes acústicas en escalas de colores. Estas imágenes tendrán resoluciones que dependerán mucho de acuerdo al tipo de lodo que se esté utilizando en la perforación, a los efectos de del agujero, así como también de acuerdo a la frecuencia con la que esté trabajando la herramienta. Esto repercutirá en las mediciones y en la resolución de las imágenes de tal manera que si se están utilizando altas frecuencias de 500 kHz, se lograrán obtener resoluciones mucho mejores e imágenes de mayor calidad de las formaciones. Mientras que si se están utilizando frecuencias bajas de 250 kHz, se obtendrán mediciones “buenas” lo cual es común cuando los lodos de perforación presentes son muy densos, producto de que la señal se disperse mucho en el lodo.

7.2.1.3.2 Factores que afectan las mediciones en la UBI

Los factores que afectan a la herramienta UBI son exactamente iguales a los factores que afectan a las herramientas acústicas mencionadas con anterioridad como la BHTV, la CBIL y la CAST. Esto permite a los ingenieros encargados de la toma de registros, el tomar las decisiones más adecuadas al estar registrando en los agujeros dependiendo de las condiciones que se tengan, así como también dependiendo de la geometría, forma y tamaño que se tengan en los pozos y la velocidad óptima del registro para poder tener imágenes claras de las formaciones.

7.2.1.3.3 Aplicaciones de la herramienta UBI

La herramienta UBI nació originalmente como una variante de la herramienta USI (*Ultrasonic Imaging Tool*) para poder obtener imágenes acústicas con buenas resoluciones en lodos base aceite, así como también para poder obtenerse imágenes acústicas alternativas con respecto a las que se obtienen por medio de la herramientas de imágenes microelécricas (FMI, OBMI). La UBI por lo tanto, permite obtener imágenes de calidad sobre las mediciones y el análisis de los echados y azimuts de las capas, análisis e investigación de fracturamientos, interpretación e investigación de ovalizaciones en los pozos, así como también poder brindar cierta información de utilidad sobre cambios litológicos o contactos entre capas, y rasgos sedimentarios y texturales de las formaciones. Básicamente la finalidad principal de todas las herramientas de imágenes acústicas y de la UBI en particular, se centra en la examinación de fracturas tanto para la industria petrolera, así como también para la geotermia y la hidrogeología, y tienen la gran ventaja de poder reconocer por medio de las imágenes el tipo de fractura en las formaciones, su orientación, el tamaño que éstas tengan y si estas se encuentran abiertas o cerradas o bien mineralizadas.

Por otro lado, la experiencia adquirida en campo a lo largo de los años, ha permitido reconocer otras nuevas aplicaciones de interés de la UBI como lo son el realizar análisis de esfuerzos o estrés de los pozos, así como también poder observar si existen o podrían llegar a generarse problemas de estabilidad, ya que ambos factores pueden provocar durante la etapa de perforación o bien en la etapa de revestimiento de una sección del pozo, el que las tuberías puedan quedar atoradas o que no puedan ser acopladas adecuadamente.

7.2.2 Herramientas acústicas de evaluación de la cementación

7.2.2.1 Herramienta USI (*Ultrasonic Imaging Tool*)

Así como existen herramientas acústicas de imágenes cuya finalidad radica en la visualización de fracturas, ovalizaciones de los agujeros, rasgos texturales e identificación de las direcciones de máximo estrés en los pozos, existen del mismo modo herramientas de imágenes ultrasónicas cuya finalidad se centra en la visualización de la evolución de la cementación y el monitoreo de la corrosión en pozos que ya se encuentran en su totalidad revestidos por tuberías de acero (TR). Para estas labores de evaluación de la cementación existe la herramienta USI de Schlumberger, la cual consta de un transductor rotatorio planar que emite ondas ultrasónicas perpendiculares a la pared de la tubería, utilizando frecuencias que pueden ajustarse entre los 250 y 700 kHz sobre un área relativamente larga de 3 cm. La energía emitida es lo suficientemente alta de tal manera que no solo se obtienen las reflexiones de la tubería con el lodo de perforación, sino también las reflexiones tubería/cemento y cemento/formación (la tercera fase) de donde son analizadas el tren de ondas reflejadas de cada fase (Figura 7.16). El efecto consiste en excitar un modo de resonancia de la tubería de revestimiento a una frecuencia tal que ésta depende en gran medida del espesor de la misma, y con un decaimiento de la amplitud que dependerá de las impedancias acústicas de los medios situados a ambos lados de la tubería, indicando de esta manera la calidad de la adherencia del cemento en la interfase y el espesor de la tubería para labores de inspección. Ya que el transductor se encuentra acoplado al motor rotatorio, se obtiene un escaneo completo de 360° de toda la tubería de revestimiento y la impedancia acústica del cemento se clasificará luego como gas, líquido o cemento según los umbrales fijados para los límites de impedancia acústica entre estos materiales.

Por otro lado, para el monitoreo de la corrosión que se puede generar en las tuberías, se utilizan frecuencias sumamente altas de varios MHz, en áreas de monitoreo muy pequeñas (de 3 mm), de tal manera que se pueden detectar fuentes de corrosión y del mismo modo la calidad de la adherencia del cemento tanto en el exterior como en el interior de las tuberías de revestimiento. Sin embargo, este tipo de herramienta de generación de imágenes ultrasónicas al igual que las anteriores cuyos principios de funcionamiento se basan en la técnica de ecos de pulsos, son limitadas cuando se están utilizando lodos altamente atenuantes (lodos muy densos) debido a las bajas relaciones señal/ruido, por ello su capacidad de sondeo radial se limitará a la región del cemento adyacente a la tubería de revestimiento.

Debido al alto contraste de impedancias acústicas existente entre el acero y el material adyacente (el lodo dentro de la tubería y el cemento), las señales en estos casos se desvanecerán tan rápidamente que los ecos provenientes de los contrastes acústicos de la tubería no son detectables, a menos que la herramienta se encuentre muy cerca de la tubería y de superficies intensamente reflectoras. Para poder superar estas limitantes, y dependiendo de las condiciones de pozo, se puede correr al mismo tiempo una herramienta CBL-VDL, así como un mapa de

cementación en una sola corrida, además de que la impedancia acústica entre el lodo y el cemento debe ser típicamente mayor a 0.5 mRayl para que la técnica de eco de pulsos lo distinga.

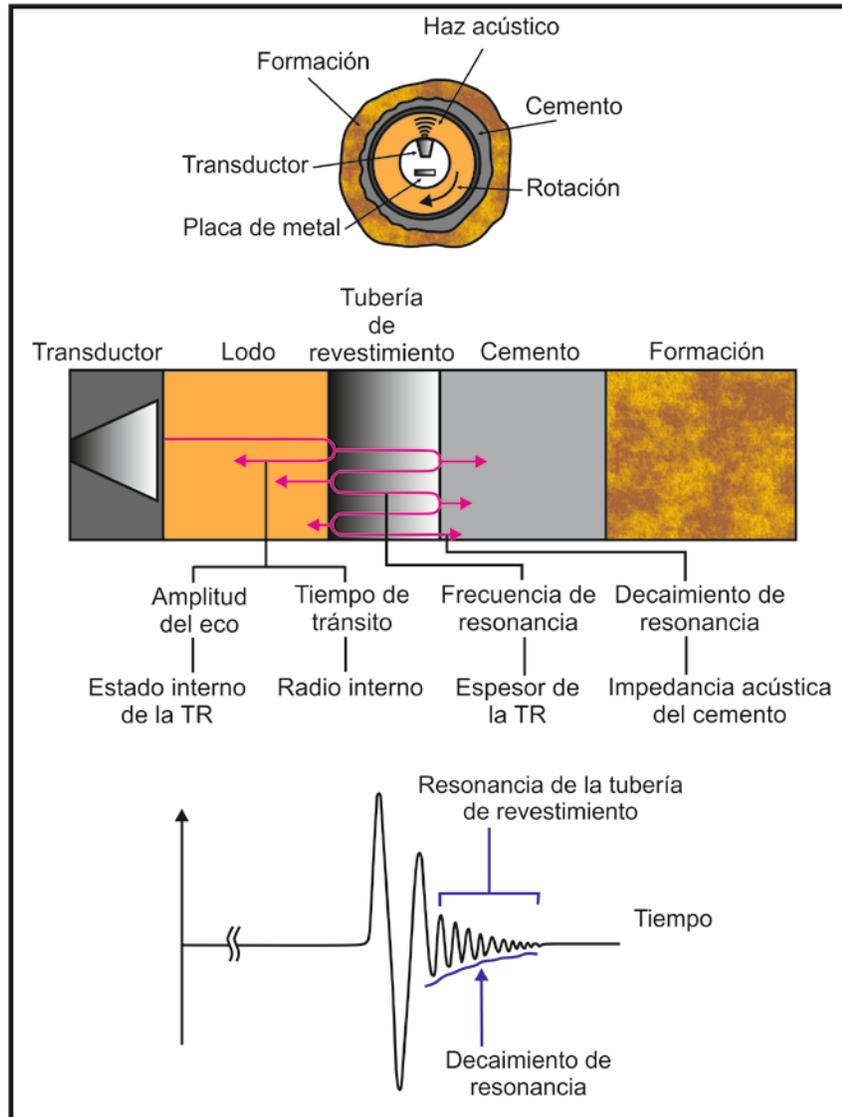


Figura 7.16 Fundamentos del principio de medición con el cual opera la herramienta USI. Un transductor de la herramienta envía un haz levemente divergente hacia la tubería de revestimiento para generar en dicha tubería un modo de resonancia que dependerá de su espesor.

La herramienta generadora de imágenes ultrasónicas USI permite la evaluación de la tubería de revestimiento a razón de 7.5 revoluciones/segundo, permitiendo que se generen en consecuencia 36 o 72 formas de onda independientes en cada profundidad, las cuales son procesadas para dar como resultado, el espesor de la tubería de revestimiento, el radio interno de la misma, y la suavidad de la pared interna de la tubería a partir del eco inicial. Se genera además una imagen azimutal de la impedancia acústica del cemento, esta última a partir del decaimiento de la resonancia de la señal (Figura 7.16). Por lo tanto, la impedancia acústica del cemento (esencialmente la calidad de éste) puede obtenerse a partir del decaimiento de la resonancia. Una

buena adherencia entre el cemento y la tubería de revestimiento se verá reflejada en la señal como un decaimiento inmediato de la resonancia, mientras que la tubería libre resuena (genera ecos) durante un tiempo prolongado.

7.2.2.2 Herramientas acústicas de evaluación de la cementación (USI, CBL-VDL)

Los registros de evolución de la adherencia del cemento (CBL) y los registros de densidad variable (VDL) por otro lado, han sido durante muchos años la principal forma de evaluar la calidad de los trabajos de cementación. Éstos se adquieren utilizando una herramienta de adquisición de registros sínicos con un transductor monopolar y 2 receptores monopolares colocados a 0.9 m (3 pies) y 1.5 m (5 pies) de separación con respecto al transductor, y cuyo principio se basa en medir la amplitud de una señal sínica emitida desde el transductor. Éste emite una onda acústica a una frecuencia relativamente baja (de 10 a 20 kHz), la cual induce una vibración longitudinal en la TR después de haber viajado a través de una sección de la tubería y regresa hacia los 2 receptores. La amplitud registrada del primer pico positivo (E1) de la forma de la onda sínica recibida a 3 pies y la forma de la onda completa recibida a 5 pies, representará los valores promedios a lo largo de toda la circunferencia de la tubería de revestimiento, y estará en mayor o menor medida influenciada por factores como la calibración de la herramienta, la atenuación del lodo, diámetro y espesor de la tubería, presión y temperatura del pozo, etc. (Figura 7.17).

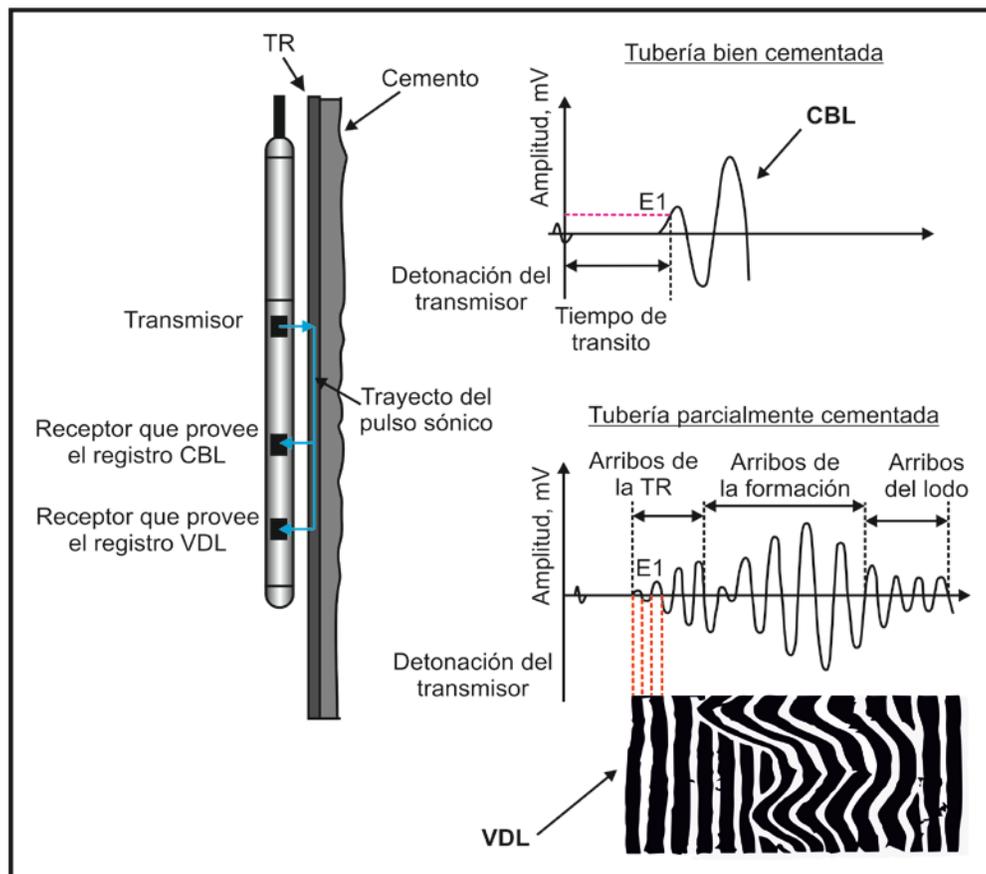


Figura 7.17 Herramientas de adquisición de registros sínicos. Los registros de evaluación de adherencia del cemento (CBL) y los registros de densidad variable (VDL) mostrándose de ambos la manera por la cual se llega a interpretar la calidad de los trabajos de cementación (Modificado de Schlumberger, 2008).

En una tubería bien cementada, se incrementa considerablemente la atenuación de la señal sónica y la amplitud o nivel de E1 del registro CBL, mostrándose éste de forma muy pequeña, mientras que en una tubería libre o mal cementada, los arribos de la tubería de revestimiento serán mucho más intensos. Un caso común se da cuando la tubería de revestimiento se encuentra parcialmente cementada, permitiendo que puedan presentarse arribos de la tubería de revestimiento, de la formación y del lodo, lo cual puede interpretarse como la presencia de un microespacio anular en la interfase entre la tubería de revestimiento y el cemento. De esta manera, es cuando el registro VDL proveerá la visualización de los arribos del tren de ondas que se propaguen en la tubería como ondas extensionales, y en la formación, como ondas refractadas. Éstos se mostrarán como franjas claras y oscuras de donde el contraste dependerá de la amplitud de los picos positivos (Figura 7.17). En el registro VDL, las diferentes partes de un tren de ondas completo se podrán identificar de tal manera que los arribos provenientes de la tubería de revestimiento se observarán como franjas regulares en comparación con aquellos arribos provenientes de las formaciones y del lodo de perforación, los cuales se observarán más sinuosos en los registros.

Dependiendo de las condiciones y la calidad de los trabajos de cementación en los pozos, serán distintas las respuestas que se puedan apreciar en los registros CBL-VDL, aunque las principales aplicaciones de ambos dentro de los trabajos de cementación, se basan en la verificación de las condiciones de adherencia del cemento entre las tuberías de revestimiento y las formaciones, así como también en la detección de zonas fracturadas en agujeros descubiertos. Se puede decir entonces que los registros CBL-VDL se pueden interpretar dependiendo de muchas situaciones presentes en los pozos, cuyos casos más comunes son los siguientes (Figura 7.18):

- Cuando la tubería se encuentra mal cementada: En el CBL se observarán altas amplitudes de la onda E1 y un incremento en el tiempo de tránsito Δt , mientras que en el VDL al solo haber señales de la tubería (ya que la mayor parte de la energía acústica se transmite a lo largo de la tubería y solo una pequeña fracción de ella logra llegar al cemento y a las formaciones), provocara que en el VDL se generen franjas muy regulares y bien contrastadas. Por otra parte los coples de las tuberías introducen alteraciones en la trayectoria de las ondas acústicas, incrementando el tiempo de tránsito y disminuyendo la amplitud en el CBL, mientras que en el VDL se observarán patrones chevron.
- Cuando la tubería tiene una buena adherencia a la TR y un buen acoplamiento acústico a la formación: Se observara una amplitud baja de E1 en el CBL, y el tiempo de tránsito podrá sufrir un alargamiento o un salto de ciclo. En el VDL las señales provenientes de la tubería serán muy débiles y los arribos de la formación serán fuertes, siempre y cuando la atenuación en la formación no sea muy alta.
- Cuando la tubería tiene una buena adherencia a la TR y un mal acoplamiento acústico a la formación: En este caso el cemento debilitara o atenuará la energía acústica emitida, reflejándose en el registro CBL como amplitudes bajas de E1, por lo tanto, la señal

proveniente del cemento será muy débil, mientras que en el VDL no aparecerán con claridad los arribos de la formación.

- Presencia de canalizaciones y microánulos en las cementaciones: Las canalizaciones son espacios vacíos que se pueden formar entre la tubería y el cemento en una tubería bien cementada, mientras que el microánulo comprende la presencia de cemento en la tubería, más no que éste rodee la tubería en su totalidad. Lo anterior se refleja en el CBL como amplitudes moderadas de E1 y un tiempo de tránsito constante, mientras que en el VDL se observarán arribos moderados tanto de la tubería como de la formación.

Por otro lado, existe otra herramienta acústica más moderna y sofisticada patentada por la compañía Schlumberger para la evaluación de la cementación. Esta basa su principio de medición en combinar la técnica de ecos de pulsos utilizando un transductor acústico y un receptor perpendicular a la tubería, junto con una técnica de generación de imágenes ultrasónicas por medio de un transmisor y 2 receptores oblicuos que provee imágenes más efectivas del relleno del espacio anular. Esta herramienta se denomina como la *Isolation Scanner* y utiliza una técnica denominada *pitch-catch* por medio de la cual, el procesamiento de las señales resultantes proveerá de información acerca de la naturaleza y velocidad acústica del material que rellena el espacio anular, la posición de la tubería de revestimiento en el pozo, y la geometría de éste.

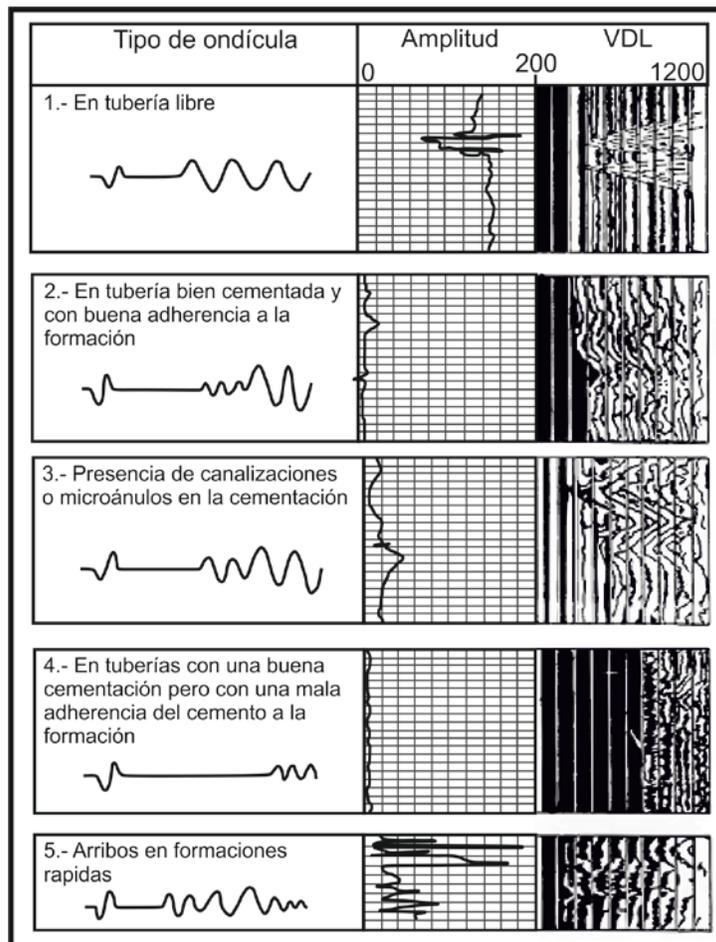


Figura 7.18 Respuesta típica de los registros CBL-VDL en distintas condiciones de cementación en pozos petroleros (Modificado de Rasso, 2000).

7.2.2.2.1 Causas de malos trabajos de cementación

1.- Problemas de flujo de origen mecánico: Dentro de los problemas que se pueden generar debido a factores mecánicos, es decir, problemas internos en los agujeros tenemos: por tuberías mal centralizadas en pozos direccionales, agujeros derrumbados, reflujo ineficiente, así como un régimen de flujo incorrecto de la lechada de cemento. Estas condiciones se caracterizan por una ineficiente remoción del lodo en el espacio anular que ocupará el cemento, causando que este último no se adhiera adecuadamente a la tubería ni a la formación.

2.- Por degradación de la lechada de cemento durante el curado: Diversos experimentos que han sido posteriormente comprobados en pruebas de campo, han demostrado que la presión diferencial entre la presión de poro del cemento y la presión de la formación, puede causar muchas fallas en las cementaciones. Ya sean éstas de origen mecánico o por presión, el resultado puede afectar el aislamiento hidráulico entre las formaciones. Debido a ello es que los programas de cementación deberán ser capaces de determinar no solo la calidad de las operaciones de cementación, sino también analizar las causas de falla para corregirlas antes de empezar las etapas de producción, y mejorar de esta manera también futuras cementaciones sobre el mismo campo.

7.2.2.2.2 Aplicaciones de las herramientas acústicas de imágenes en pozos entubados para labores de cementación

- Evaluación de la cementación.
- Inspección de la tubería de revestimiento.
- Detección y monitoreo de corrosión en la tubería.
- Detección y monitoreo de daños internos y externos así como deformaciones que puedan generarse en las tuberías.
- Análisis de espesores de las tuberías para estudios de colapso o para cálculos de presiones.

7.2.3 Presentación de los registros acústicos de imágenes

La representación básica de los registros acústicos se realiza en esencia del mismo modo como se obtienen las imágenes de los registros eléctricos de imágenes, siendo el plano horizontal una visión de las formaciones como si éste fuera un cilindro de revolución desenrollado, y el plano vertical el correspondiente a la profundidad que se está investigando. También los esquemas de colores utilizados para los registros acústicos de imágenes, son los mismos en comparación con los registros eléctricos, siendo los colores más claros aquellas zonas en donde se dan las mayores amplitudes de las reflexiones y radios pequeños, y los colores oscuros aquellas zonas donde las amplitudes son más bajas debido a ovalizaciones del agujero, rugosidades, fracturas, fallas, etc. al ser dispersada en mayor medida la energía acústica en estos rasgos presentes en las formaciones (Figuras 7.19 y 7.20). Es por ello que los registros acústicos de imágenes son sumamente útiles para la identificación de este tipo de detalles de tipo estructural, permitiéndoles a los geólogos

encargados de la interpretación de las imágenes acústicas, el tomar las mejores decisiones para seguir perforando el pozo, identificar los límites de estrés de las secciones de pozo o bien, para bajar una TR y prevenir el colapso del agujero. Se concluye que las imágenes que son proporcionadas por las herramientas acústicas en pozo abierto como la UBI, la CAST, la CBIL y la BHTV, son comparables e incluso correlacionables con las imágenes obtenidas por las herramientas eléctricas como la FMS, la FMI y la ARI, lo que permite tener una mayor certidumbre en las interpretaciones y en consecuencia, una mayor seguridad en la toma de decisiones.

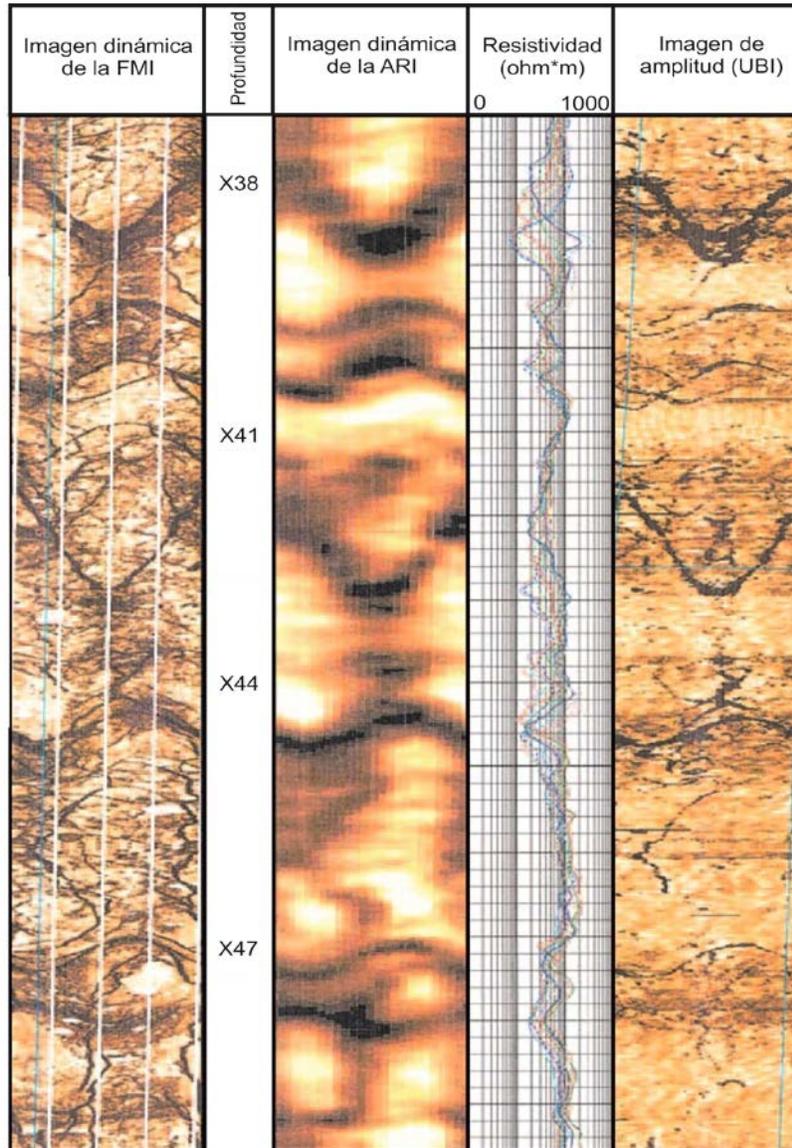


Figura 7.19 Presentación de imágenes eléctricas y acústicas utilizando las herramientas FMI, ARI y la USI. Se aprecia como en las imágenes eléctricas de la FMI se detallan con mayor claridad los fracturamientos en la formación, mientras que las imágenes de la ARI solo se visualizan los rasgos más sobresalientes de estos fracturamientos con una pobre resolución. Por otro lado, se observa que en las imágenes acústicas de la UBI solo se logran visualizar los detalles más sobresalientes de la FMI y de la ARI, pero no detecta algunos fracturamientos que la FMI si ve. Esto pudiera deberse a que las rugosidades de dichas fracturas no son los suficientemente altas como para ser detectadas por la UBI, y no lo suficientemente profundas para ser vista por la ARI. Muy seguramente estas podrán ser fracturas inducidas por el lodo de perforación (Modificado de Schlumberger, 2002).

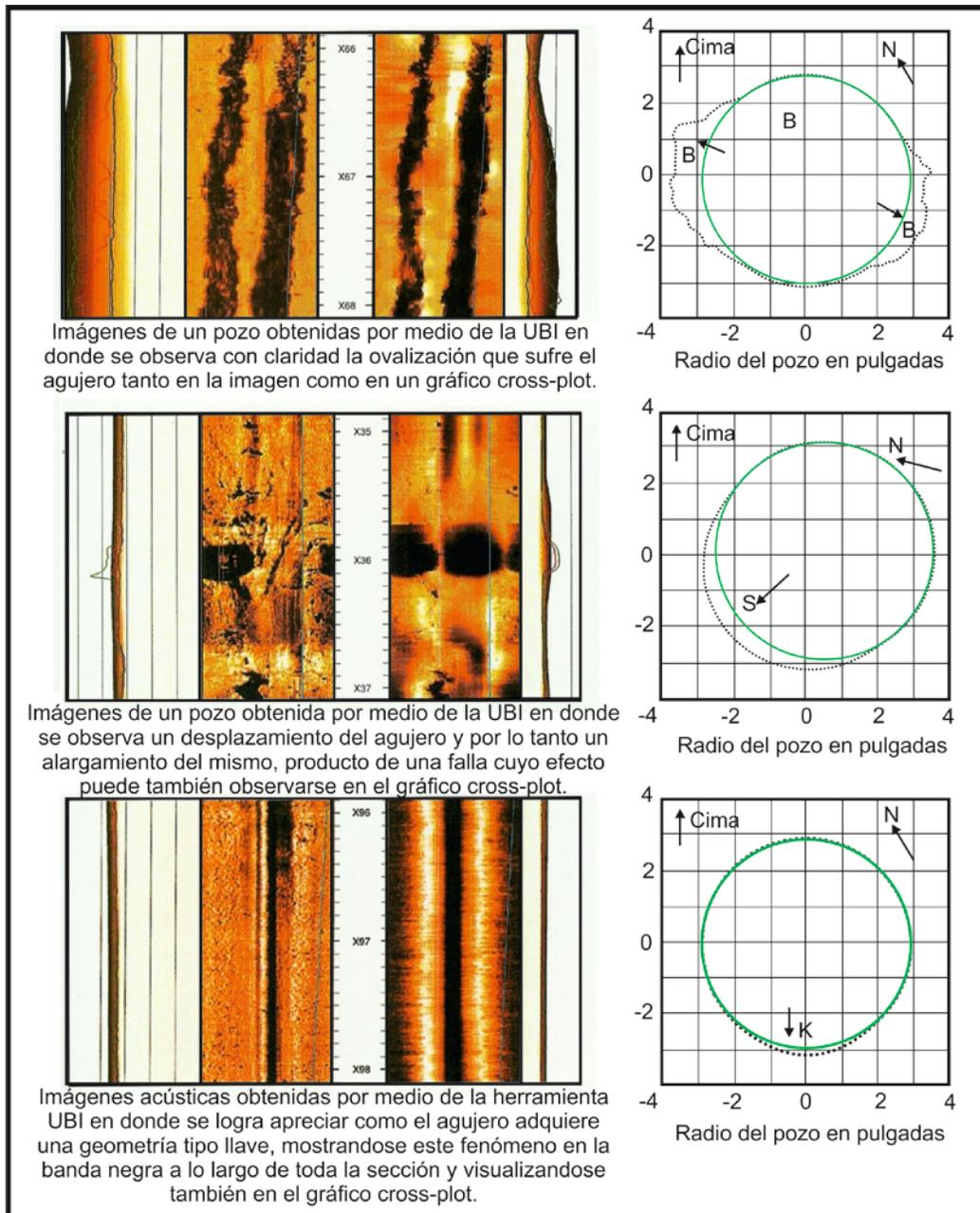


Figura 7.20 Fenómenos comunes que suelen presentarse en ciertas perforaciones y que pueden ser detectables utilizando las herramientas acústica de imágenes (Modificado de Schlumberger, 2002).

7.2.4 Aplicaciones

Ya se habló un poco acerca de las principales aplicaciones que pueden tener las herramientas de imágenes acústicas como la BHTV, la CBIL, la UBI y la USI, pero esta última con aplicaciones para agujeros que se encuentren ya en su totalidad adermados y cementados antes de poner en marcha la etapa de producción. Sin embargo, al igual que con los registros de imágenes eléctricas, se enlistarán en este apartado las aplicaciones principales de los registros acústicos, en especial para los casos en que se toman los registros en agujeros descubiertos (sin TR), y las aplicaciones

principalmente de tipo estructural que se les da. Como bien se mencionó con anterioridad, los registros acústicos de imágenes son la principal fuente de información para la visualización de fallas y fracturas en las formaciones debido a las disminuciones en la amplitud de las señales que se dan en estos rasgos, así como también para la identificación de variaciones en el agujero como alargamientos, ovalizaciones, colapsos, geometrías de tipo llave, etc., y por último para análisis de la estratificación de las capas. A continuación se detallará un poco más de cada una:

- Cálculo del echado estructural de las formaciones: Utilizadas en una forma muy sencilla, las herramientas de imágenes acústicas pueden proveer del echado y el azimut a partir de las sinuosidades en las imágenes, después de filtrar la señal y generarse la imagen en las estaciones de trabajo. Estos datos son generalmente menos afectados por las condiciones de pozo, y pueden llegar a ser una fuente efectiva de determinación de echados y azimuts como datos estructurales de las formaciones.
- Identificación de fracturas: La identificación de fracturas es por mucho la principal aplicación de los registros acústicos tanto para aplicaciones petroleras, como para aplicaciones en hidrogeología, geotermia, minería, etc. y tienen la gran ventaja de que con ello se puede identificar también el tipo de fractura presente, su orientación, si ésta se encuentra rellena, cementada o bien mineralizada, y las dimensiones que tienen. Por otro lado, una de las dificultades más recurrentes en el estudio de fracturas es el daño que se puede generar en ellas por efectos de los fluidos de perforación causando la erosión de las mismas, provocando en muchos casos que dicho fenómeno ensanche las fracturas, afectando en gran medida la estabilidad de los agujeros. Por ello el saber reconocer entre fracturas naturales y fracturamientos inducidos por efecto de los fluidos de perforación, no siempre es una labor sencilla utilizando los registros acústicos sin embargo, un dato que resalta mucho de la diferenciación entre ambas es el que las fracturas inducidas nunca se encuentran mineralizadas y por lo tanto, no muestran patrones estratigráficos, además de que generalmente se forman paralelamente a la dirección de máximo estrés del agujero, provocando que se clasifiquen como fracturas extensionales.
- Análisis de la condiciones del agujero: El tiempo de tránsito así como también los cambios en la amplitud reflejada en las imágenes acústicas, son una excelente fuente de altas resoluciones que permite la identificación de cambios o variaciones que se pudiesen estar generando en las perforaciones. De esta manera se puede identificar con precisión cuando los agujeros se estén alargando, cuando se generen ovalizaciones o bien cuando los agujeros se desvíen por efecto de una falla que se reactive con el lodo de perforación. Todos estos fenómenos se pueden deber a muchos factores como lo son el apoyo de las herramientas de registros en las paredes del agujero, efectos de estrés anisotrópicos en las propiedades de las rocas lo que determina las direcciones regionales de estrés, así como los efectos de fallas que corten oblicuamente el agujero, reduciendo posiblemente la fricción de la misma, lo que provoca que se active y “mueva” el agujero de su posición original.

- Análisis estratigráficos: Para la identificación de rasgos litológicos por medio de las herramientas acústicas de imágenes, es necesario que existan grandes contrastes en la impedancia acústica de dichos rasgos litológicos, fenómeno que no ocurre comúnmente ya que dichos contrastes se generan muy pequeños. Por lo tanto, el uso de las imágenes acústicas para identificaciones estratigráficas no es tan común en comparación con las imágenes eléctricas que si pueden brindar imágenes detalladas sobre cambios litológicos y estructurales. Sin embargo, si se dan los casos en que el agujero se encuentre muy homogéneo en toda su extensión, existen cambios litológicos notables y de gran espesor, el lodo de perforación es de una densidad baja y es base agua, sólo en este tipo de casos un tanto “idealizados” se podrían obtener imágenes de buena calidad, con información de las intercalaciones entre capas, sino, dichos análisis serán muy complicados debido a las bajas relaciones señal/ruido.

7.2.4.1 Comparación de resultados obtenidos por medio de las herramientas de imágenes eléctricas y las herramientas de imágenes acústicas

Usualmente la tendencia se enfoca a comparar el tipo de imágenes que pueden ser obtenidas por medio de las herramientas eléctricas en comparación con aquellas que se obtienen por medio acústicos (sónicos y ultrasónicos). Sin embargo, hay 2 enormes diferencias que permiten la diferenciación entre ambas herramientas. La primera es de que no todas las herramientas de imágenes eléctricas pueden trabajar en cualquier tipo de lodo de perforación (agua, aceite, aire) en comparación con las herramientas acústicas que si pueden, mientras que la segundo es que las herramientas acústicas logran obtener un cubrimiento del 100% de la totalidad del agujero en comparación con las imágenes eléctricas que a lo mucho logran obtener un 90%.

Las imágenes acústicas son particularmente útiles como ya se mencionó para la identificación principalmente de fracturamientos, variaciones o cambios en las condiciones de pozo (ovalizaciones, alargamientos, desplazamientos) y para estudios tectónicos, todos con un cubrimiento del 100%. Por otro lado, para la identificación de rasgos litológicos y sedimentarios en las formaciones generalmente se tendrá una resolución baja a muy pobre dependiendo principalmente de las condiciones de pozo y del fluido que se esté utilizando. Las imágenes eléctricas serán mucho mejores en aquellas áreas en donde las imágenes acústicas se encuentran muy limitadas como lo son identificación de rasgos estructurales, análisis de facies, análisis litológicos, rasgos sedimentarios, etc. por ello, el escoger sabiamente entre una u otra dependerá en gran medida de las condiciones de pozo, así como también de la experiencia y el juicio del encargado de los registros.

7.3.1 Servicios de video de Pozo

Los videos de pozo constituyen una de las técnicas de imágenes más antiguas de las que se tiene conocimiento en la industria petrolera, y se podría considerar que fue a partir de los videos de pozo que se le dio auge al desarrollo de las herramientas de adquisición de imágenes. El primer intento del cual se tiene registro en la adquisición de imágenes de pozo, fue precisamente por medio de una cámara fotográfica de 16 mm desarrollada por Birdwell en el año de 1958. De los 60's en adelante, ya era posible obtener imágenes de fondo de pozo por medio de cámaras fotográficas y videos en blanco y negro siendo Shell la primera compañía que realizaba este tipo de operaciones en 1964 gracias a los avances que se iban generando en el perfeccionamiento de la electrónica, la transmisión y el procesamiento de las señales televisivas. Algunas de las limitantes que se tenían en sus comienzos era el que fuera necesario el uso de lodos translucidos, la presencia de agua limpia o bien gas o aire en los pozos, además de que la transmisión era igualmente afectada por cambios en las presiones y las temperaturas, proporcionando serios contrastes en su aplicabilidad. A pesar de ello, las técnicas de adquisición de videos de pozo en sus inicios eran comúnmente empleadas para aplicaciones mineras o bien ambientales donde el lodo utilizado en las perforaciones es comúnmente agua sin embargo, una de las aplicaciones principales que tiene hoy en día en pozos petroleros, es observar la producción de gotas de hidrocarburo ascendiendo a través de las paredes de los agujeros, evaluaciones de corrosión, inspección de labores de fondo de pozo, etc.

Con esta idea en mente, Halliburton siguió desarrollando y perfeccionando las técnicas de video de tal manera que hoy en día, la adquisición de videos de fondo de pozo se encuentra ahora dentro de la gama de servicios con las que cuenta la compañía por medio de su línea "*downhole services (DHSV)*" o servicios de video de fondo de pozo. La herramienta DHSV se encuentra constituida por una cámara de video de $1\frac{11}{16}$ de pulgada (4.3 cm), con una lente especialmente diseñada con un recubrimiento polimérico surfactante para que no se opaque o empañe la misma, incluso en situaciones donde haya gas o hidrocarburo condensado en el agujero, y un cable de video de fibra óptica de $\frac{7}{32}$ de pulgada y una longitud máxima de 4880 m donde se alojan también anillos colectores y la telemetría de superficie. Una vez que se ha bajado la cámara a los intervalos de interés, un único conductor eléctrico permite encender y controlar una luz de halógeno de 100 watts en la cámara, así como para controlar la movilidad de la herramienta, permitiendo que un receptor óptico en superficie, decodifique y envíe las señales a un equipo en donde un operador, podrá monitorear, copiar, grabar o editar el video.

Comúnmente la implementación de este tipo de servicio se realiza en pozos que se encuentran ya en su totalidad adermados o revestidos por una tubería de acero y a temperaturas y presiones máximas de 125 °C y 69 Mpa (10,000 psi), ya que hacerlo en agujeros descubiertos, al estar utilizando lodos base agua o base aceite en las labores de perforación, no permitiría que se tengan imágenes claras de las formaciones debido a su opacidad. Por lo tanto, la calidad y claridad de las imágenes, serán función de la claridad del tipo de lodo que se esté utilizando en el agujero. La finalidad y utilidad principal que tendrá entonces la DHSV como servicio de pozos, será para realizar

caracterizaciones de los fluidos contenidos en las formaciones (la etapa de producción), o bien para revisiones mecánicas en el agujero. Esto permite que se puedan tener imágenes claras de las condiciones internas de los agujeros en gran cantidad de ambientes para diagnosticar y prevenir posibles problemas que se pudiesen generar en gran variedad de aplicaciones (principalmente en la etapa de producción). Todo esto permite que se logren obtener imágenes claras y nítidas de las condiciones internas de los agujeros, con una calidad en la señal hasta de un 75% mejor que algunas herramientas operadas por cable.

Algunas otras de las aplicaciones más importantes de la DHV en pozos ademados se mencionan a continuación:

- Permite obtener imágenes claras para los servicios de “pesca”.
- Detecta posibles fugas que existan ya sea bien en la tubería de revestimiento o en las uniones entre estas.
- Permite la identificación de corrosión o crecimiento de bacterias en las tuberías.
- Examina las condiciones del agujero en toda su extensión.
- Inspecciona las labores de fondo de pozo.

Por otro lado, existe otro tipo de cámara empleada en los servicios de la DHV, especialmente cuando el tiempo es crítico o bien cuando existen fluidos muy corrosivos al interior del agujero. Esta cámara se denomina “ojo de águila” (*Hawkeye*) y funciona de forma muy similar a la cámara tradicional de la DHV, pero la diferencia entre ambas radica en que ésta puede operar por medio de un solo cable conductor o bien por un cable multiconductor. El sistema que utiliza para la creación del video es prácticamente igual por medio de cables coaxiales de fibra óptica y telemetría de superficie, pero con la variante de que esta cámara produce imágenes cada 1.7 segundos y hasta en rangos de temperaturas de casi 180 °C si se utiliza un recubrimiento especial que enfríe el sistema. Esto permite que se tengan imágenes de altas resoluciones, examinaciones en tiempo real de las condiciones del agujero, así como caracterización de los fluidos de las formaciones en rangos de presiones muy amplios y en profundidades más allá de los 16,000 pies (poco mas de 5,000 metros) independientemente del tipo de perforación que se esté realizando (ya sean horizontales, verticales o pozos desviados).

Muchos de los videos de pozos que son adquiridos hoy en día, además de brindar servicios en la industria petrolera, también tienen varias aplicaciones importantes principalmente en la geotecnia y en evaluaciones ambientales, así como en pozos de investigación científica para el análisis de núcleos de hielo, o en minería para la identificación de horizontes de mena. En general, entre las aplicaciones más importantes que se pueden obtener de los videos de pozo en agujeros descubiertos sobresalen:

- Identificación de fallas y fracturas en las formaciones (Figura 7.21 y 7.22).
- Identificación de ovalización de los pozos o algún otro tipo de daño en los mismos.
- Detección de zonas productoras de agua en hidrogeología.

- Proporciona información acerca del tamaño de grano, tipo de porosidad y estratificación de las formaciones.

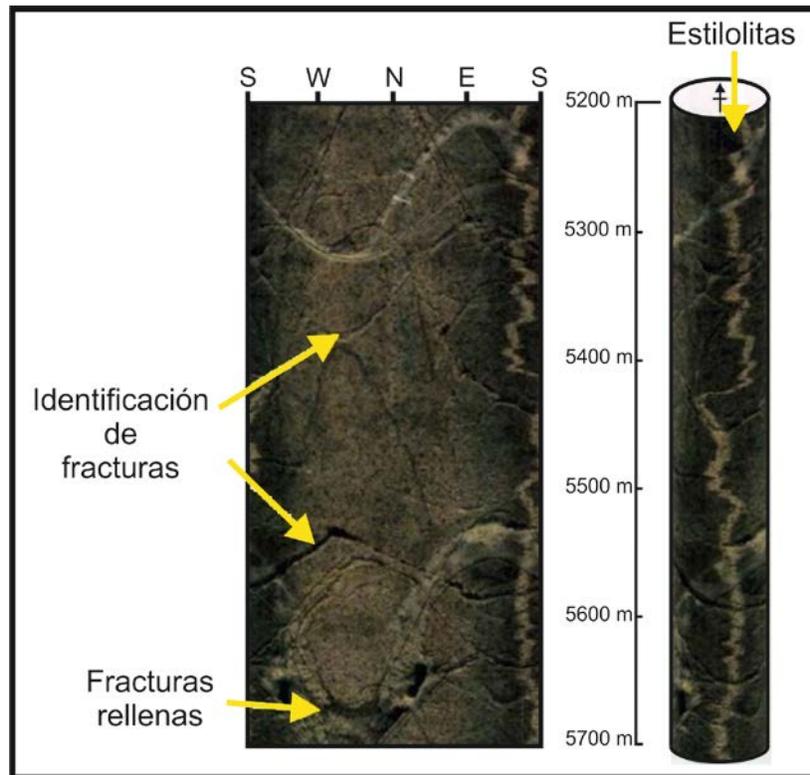


Figura 7.21 Rasgos que pueden ser apreciados por medio de la adquisición de videos de pozo ya sea en pozos adermados o en pozos descubiertos (Modificado de apuntes de clases de Registros Geofísicos de Pozos, 2010).

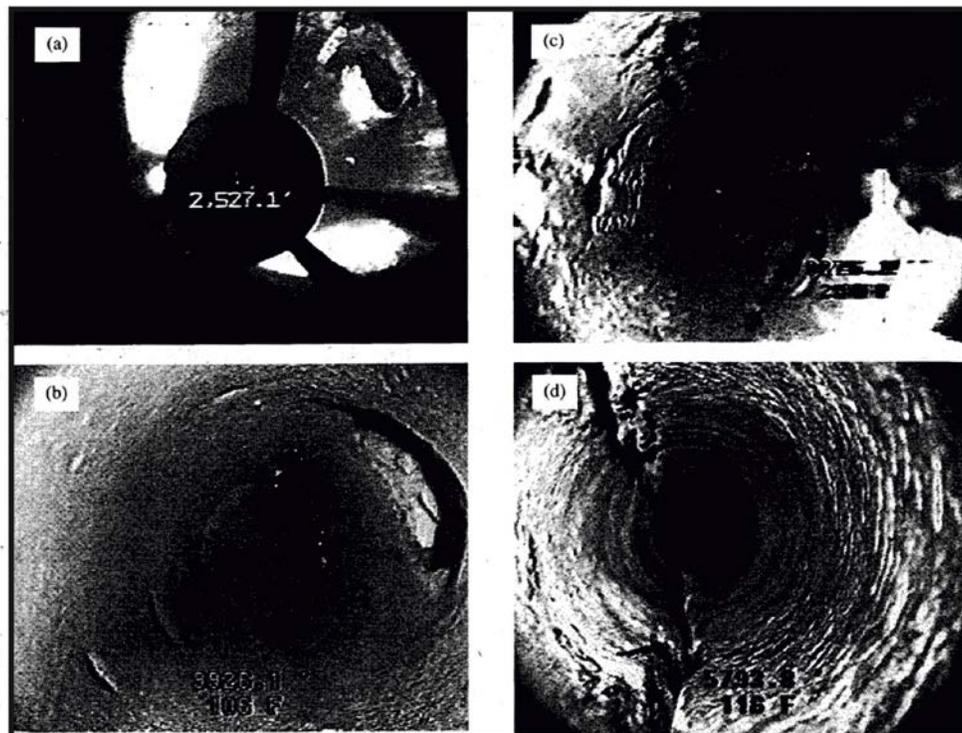


Figura 7.22 Algunos ejemplos de videos de pozo que pueden ser obtenidas por medio del servicio DHV de Halliburton (Modificado de apuntes de clases de Registros Geofísicos de Pozos, 2010).



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

CAPÍTULO 8.- REGISTROS DURANTE LA PERFORACIÓN

8.1 Registros de hidrocarburos

8.2 MWD

8.3 LWD



8.1.1 Registros de hidrocarburos en la industria petrolera

Desde hace varias décadas el principal problema que se tenía en las perforaciones petroleras para la búsqueda de hidrocarburos de carácter científico y económico a lo largo de todo el mundo, se centraba en poder conocer con detalle la presencia de hidrocarburos en aquellas secciones o intervalos que se estuvieran perforando simultáneamente junto con la construcción de un pozo petrolero. Por lo tanto, la oportuna detección de las manifestaciones de hidrocarburos contenidos en dichos intervalos, permitirá el poder asignarle un valor económico a la sección que se esté atravesando y por ende al pozo en sí, esto con la finalidad de poder realizar en dichas secciones los procedimientos más adecuados para poder probar su potencial productor de hidrocarburos.

Desde los primeros comienzos de la industria petrolera a nivel mundial y hasta hace apenas algunos años dentro de los trabajos que eran realizados en pozos exploratorios, las detección de las manifestaciones en posibles intervalos con contenido de hidrocarburos (gas y aceite) en aquellas secciones que eran atravesadas por un pozo, se realizaban en un comienzo de forma experimental por medio de la observación directa, y la utilización de los sentidos (por medio del olor y el sabor del lodo de perforación), así como también por medio del análisis de los recortes de fondo de pozo que se obtenían en las presas de lodo. Sin embargo, con el pasar de los años se han vuelto cada vez más complejas las labores de exploración en mar y en tierra, y se llevan a cabo ahora en ambientes cada vez más complejos, por lo que la oportuna identificación de las manifestaciones igualmente se ha dificultado. Estas manifestaciones pueden presentarse de múltiples maneras, algunas obvias y fáciles de interpretar, o bien otras extremadamente sutiles, engañosas y con alto grado de dificultad en su interpretación.

Debido a estas limitantes, es como surgen los registros de hidrocarburos junto con los registros de parámetros de perforación en tiempo real, los cuales constituyen una de principales técnicas de registros aplicables dentro de la industria petrolera para la realización de mediciones en tiempo real sobre los parámetros que se ven involucrados en los pozos petroleros, la detección de manifestaciones de hidrocarburos en tiempo real, así como también un oportuno análisis de los fluidos y gases involucrados en las pruebas de producción. Generalmente a este tipo de registros se les da un mayor peso y una mayor importancia particularmente en aquellas perforaciones que son de carácter “exploratorio”, ya que en este tipo de perforaciones es donde se tendrán las mayores incertidumbres sobre las condiciones en las que se encuentran las rocas y las formaciones a profundidad, así como los yacimientos a localizar. Sin embargo, su aplicación no se restringe a solo operar en este tipo de perforaciones, sino que pueden ser adquiridos en todo tipo de perforaciones, en cualquier ambiente ya sea en tierra o en mar, y con cualquier tipo de lodo de perforación utilizado. Debido a ello, se le podría considerar como una herramienta esencial en la perforación, ya que la información técnica que se genera, ayuda no solo para la evaluación de las formaciones geológicas sino que además proporciona los medios para cumplir con funciones de vital importancia como lo son la vigilancia en materia de seguridad del pozo, y la economía en los pozos. Dicho esto, se le podría considerar finalmente como una técnica de exploración que se ha llevado a cabo en la industria petrolera por más de medio siglo en pozos y en perforaciones a nivel

mundial con óptimos resultados, haciendo actualmente de la técnica, una de las actividades claves en la búsqueda de hidrocarburos.

En México particularmente, su desarrollo dentro de la industria petrolera nacional data apenas del siglo pasado a pesar de que a nivel mundial ya era conocido el método, teniendo sus comienzos en territorio nacional a finales de la década de los 40's, poco después de que se diera la Expropiación Petrolera (1938) por medio de la empresa ROTENCO, la cual brinda dicho servicio a su principal cliente que es PEMEX Exploración y Producción. Sin embargo, al no darse abasto debido a la gran cantidad de pozos existentes en territorio nacional y aquellos existentes en aguas nacionales, es como surge por dicha necesidad, otra empresa de servicios denominada The Mudlogging Company Mexico S.A. de C.V. Esta empresa al igual que su principal competidora ROTENCO, se forjó como una empresa de servicios que provee de registros de hidrocarburos a la industria petrolera, cuyo origen se dio en Austin Texas, siendo The Mudlogging Company Mexico su filial en el territorio nacional al servicio de PEMEX Exploración y Producción.

Actualmente se podría considerar que es The Mudlogging Company Mexico una de las principales proveedoras del servicio de registros de hidrocarburos, mas no la única que sigue operando en territorio nacional, y lo han hecho en México al servicio de PEMEX desde poco más de 15 años al tener cada vez menos participación su competidora ROTENCO. En dicho transcurso de tiempo se han logrado tener muy buenos resultados en la evaluación de pozos exploratorios utilizando los registros de hidrocarburos, en aquellos pozos localizados en tierra en regiones petroleras del país como lo son Poza Rica y Piedras Negras en Veracruz, Reynosa en Tamaulipas y Villahermosa en el estado de Tabasco. Del mismo modo es posible y además también indispensable el poder contar con unidades de registros de hidrocarburos en las plataformas petroleras marinas del Golfo de México, localizadas la gran mayoría tanto al norte cerca de Tamaulipas y Veracruz, así como también al sur de la república cerca de las ciudades de Villahermosa y Ciudad del Carmen. Ya sea en tierra o en mar, la finalidad de los registros de hidrocarburos será siempre la misma.

8.1.1.1 Origen e importancia de los registros de hidrocarburos en la industria petrolera

La técnica de registros de hidrocarburos se basa principalmente en la detección en tiempo real de los hidrocarburos que se encuentren contenidos en los poros de las formaciones a profundidad, los cuales son liberados en el momento en que los dientes de la barrena van resquebrajando las formaciones en forma de pequeños recortes que son posteriormente transportados e incorporados junto con el lodo de perforación a la superficie. Dichos recortes provenientes de las formaciones que se van atravesando, formarán al final las muestras de canal que llegan a las temblorinas junto con el lodo de perforación, en donde dispositivos eléctricos y electrónicos muy sensibles que se encuentran incorporados a una unidad detectora de hidrocarburos en pozo, permitirán analizar la posibilidad de encontrar hidrocarburos en los intervalos recién perforados o bien indicar la presencia de gases nocivos en superficie como lo es el sulfhídrico (H_2S) para protección y seguridad del personal y del pozo. De esta manera, se podría decir que dichos registros son de vital importancia en las labores de perforación ya que proporcionarán evidencia

física del contenido de hidrocarburos en las formaciones al mismo momento en que se estén perforando, y permite también vigilar las condiciones de seguridad de la perforación para la prevención de accidentes y para la toma de decisiones sobre las actividades a realizar. Toda esta información proveniente de los parámetros de perforación involucrados y los hidrocarburos que puedan estar contenidos en las formaciones dentro de las actividades del pozo, permite que la información obtenida pueda ser plasmada en tiempo real sobre una base digital continua, mientras que lo mismo se puede hacer con respecto a otros tipos de gases que comúnmente acompañan a los hidrocarburos o bien con flujos de agua.

Su implementación en las labores de perforación surgió al mismo tiempo a como se fueron desarrollando y modernizando los equipos eléctricos y electrónicos que operan en los pozos, así como las también las técnicas de perforación, permitiendo con ello el que se pueda determinar con gran precisión la profundidad exacta en la que se encuentra la barrena perforando, así como la detección de la más mínima presencia de hidrocarburos en los intervalos recortados por medio de sensores sumamente sensibles en las exploraciones petroleras realizadas en el subsuelo. Por lo tanto, esta técnica es hoy en día utilizada mundialmente en la industria petrolera para prevenir y evaluar los problemas que causan el descontrol de los pozos petroleros, evaluar la cantidad, calidad y tipo de fluidos que contienen las formaciones perforadas, así como también tener la seguridad de no estar abandonando yacimientos potencialmente productores de hidrocarburos por falta de información (Figura 8.1). Básicamente el desarrollo de dichos equipos de medición, fueron creados exclusivamente para controlar pozos de exploración en los que no se conoce a ciencia cierta cuáles son los problemas que se van a encontrar.

8.1.1.2 Razón de ser de los registros de hidrocarburos

La información que se obtiene a partir de los registros de hidrocarburos, es de naturaleza cuantitativa, ya que los resultados obtenidos se encuentran sujetos a varios factores que influyen en la magnitud de las manifestaciones de aceite y de gas. Dichos valores serán proporcionales a la cantidad de fluidos que tenga la formación, siempre y cuando se evalúen oportunamente los problemas que puedan afectarlos. Por ello, los registros de hidrocarburos como técnica de registros en los pozos petroleros, son primordiales en los trabajos exploratorios ya que reducen considerablemente los riesgos de descontrol de los pozos al momento en que estos se encuentran perforando, siendo crucial la información que proporcionan para la seguridad del personal, de las instalaciones y del mismo pozo. Entre las principales funciones que tienen los registros de hidrocarburos y en la razón de ser de los mismos, destacan varios puntos:

- Sirven para el monitoreo de los parámetros de perforación en tiempo real, y la detección oportuna de zonas de geopresiones anormales o subnormales (lo que reduce el riesgo de descontrol o pérdida de lodo).
- Permiten aumentar la seguridad (del personal y del mismo agujero).

- Impactan económicamente al permitir optimizar los costos de perforación (evitar realizar gastos de pruebas no necesarios en intervalos no productores, dando información oportuna).
- Proveen de una detallada evaluación de las formaciones geológicas metro a metro, y el descubrimiento de nuevos horizontes petrolíferos, así como también una evaluación de los fluidos en las pruebas de producción.

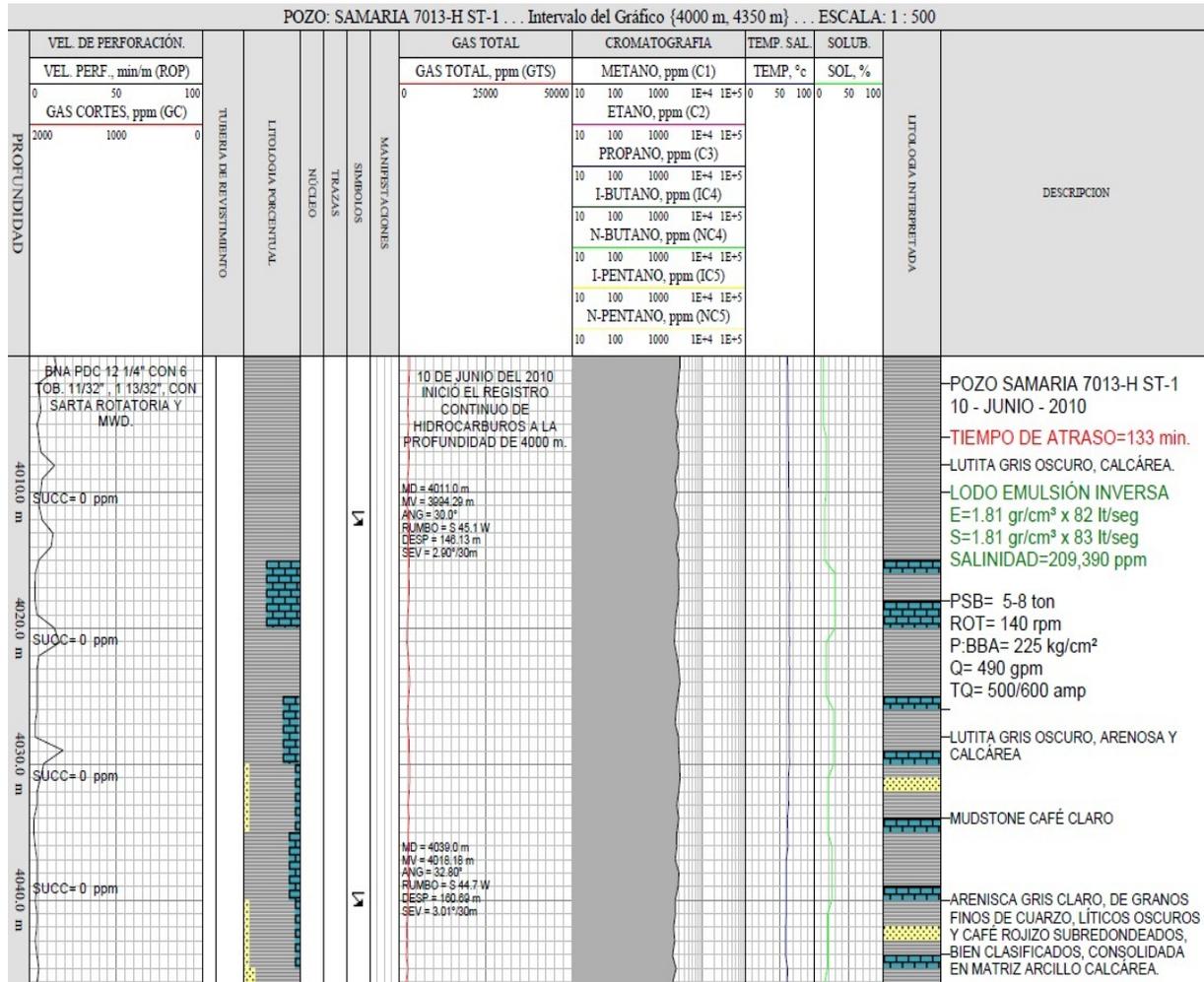


Figura 8.1.- Ejemplo de un registro de hidrocarburos tomado en el pozo Samaria 7013H ST-1 en Villahermosa, Tabasco (Cortesía de The Mudlogging Company Mexico, 2010).

8.1.1.3 Parámetros de perforación involucrados en los registros de hidrocarburos

Al momento en que se encuentra perforando un pozo petrolero, cada uno de los parámetros de perforación que intervienen en el proceso (velocidad de perforación, peso sobre la barrena, niveles de las presas de lodo, profundidad total, emboladas totales de la bomba, etc.), son monitoreados en tiempo real, y al mismo tiempo son convertidos en forma de gráficas, reportes y tablas numéricas que proporcionan información sobre las propiedades físicas y químicas de las rocas que están siendo recortadas, así como el tipo de fluidos que acompañan dichos recortes.

Esto se logra mediante la utilización de una unidad de registros de hidrocarburos por medio de la cual es posible obtener a partir de los recortes recuperados del lodo de perforación, la siguiente información:

- Variaciones en la velocidad de penetración.
- Detección de gas en el lodo de perforación.
- Análisis cromatográfico del lodo de perforación de C1 a C5.
- Detección de gas y/o aceite o ambos en los recortes de canal.
- Descripción litológica de los recortes de canal.
- Porosidad visual de las muestras de canal.
- Determinaciones paleontológicas para correlaciones bioestratigráficas.
- Fluorescencia en las muestras de canal.
- Solubilidad de las muestras de canal en rocas tipo carbonatadas.
- Conductividad y/o resistividad del lodo de perforación.
- Detección de CO₂ y H₂S.

8.1.1.3.1 Variaciones en la velocidad de penetración

La velocidad de penetración en los registros de hidrocarburos puede ser definida como “el tiempo en minutos que tarda la barrena en perforar un metro de formación”, y normalmente se reporta en los informes como unidades de minutos/metro o bien metros/hora. En los registros generalmente está representada como la curva maestra del registro en la primera columna junto con algún otro parámetro como bien puede ser la presencia de gas cortes del cual se detallará más adelante, y puede ser de gran utilidad como base para poder correlacionar la información que se está obteniendo en tiempo real junto con otras curvas de registros (Figura 8.2).

Por ello, el determinar con oportunidad las posibles variaciones que puedan presentarse en la velocidad de penetración con la que la barrena va atravesando las formaciones, permite que en su momento se puedan tomar las precauciones necesarias ante la posibilidad de que se pueda presentar una pérdida de fluidos contenidos en los poros por el proceso de compactación, o bien en casos más extremos, la posibilidad de un arranque del pozo (*blow out*). Dichas variaciones estarán influenciadas en gran medida por factores formacionales o litológicos principalmente, así como también por condiciones mecánicas, por lo que si se tiene una secuencia litológica con las mismas condiciones de perforación, las variaciones que se generen en la velocidad de penetración pueden ser indicativas de varios factores formacionales como son las siguientes:

- Consolidación y porosidad de formación (con posible contenido de hidrocarburos).
- Indica cambios de formación.
- Indica zonas fracturadas.
- Muestra zonas de altas o baja presiones.
- Es indicativa para determinar la vida de la barrena.

Mientras que entre las principales causas que afectan la velocidad de perforación de la barrena, destacan las siguientes (Tabla 8.1):

Por condiciones de perforación	Por condiciones del subsuelo
<ul style="list-style-type: none"> • Diámetro de la barrena. 	<ul style="list-style-type: none"> • Profundidad.
<ul style="list-style-type: none"> • Peso aplicado sobre la barrena. 	<ul style="list-style-type: none"> • Porosidad de la roca.
<ul style="list-style-type: none"> • Tipo de barrena utilizada. 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento en la temperatura de las formaciones a profundidad.
<ul style="list-style-type: none"> • Velocidad de rotación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Presión de la formación.
<ul style="list-style-type: none"> • Condiciones reológicas del lodo (a mayor profundidad el peso del lodo se vuelve mayor). 	<ul style="list-style-type: none"> • Dureza de la formación (existen formaciones más consolidadas por la presión de sobrecarga).
<ul style="list-style-type: none"> • Limpieza del fondo del agujero. 	
<ul style="list-style-type: none"> • Presión diferencial. 	

Tabla 8.1 Factores típicos que alteran la velocidad de perforación de la barrena (The Mudlogging Company Mexico, 2010)

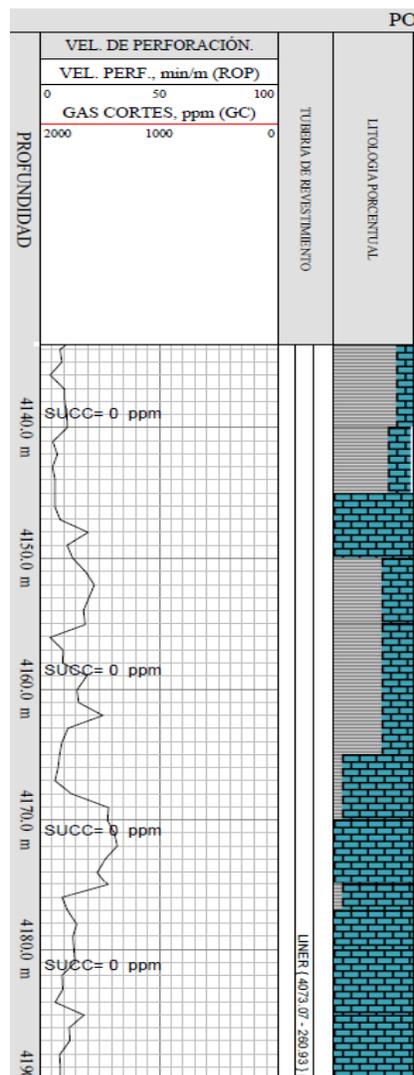


Figura 8.2.- Ejemplo de una sección de un registro de hidrocarburos tomado en el pozo Samaria 7013H ST-1 en Villahermosa, Tabasco en donde se logra apreciar las variaciones en la velocidad de penetración en las litologías recortadas (Cortesía de The Mudlogging Company Mexico, 2010).

8.1.1.3.2 Detección de gas en el lodo de perforación

La detección de manifestaciones de gas provenientes de las formaciones, es una de las principales aplicaciones que tienen los registros de hidrocarburos dentro de la industria petrolera, ya que tiene como objetivo, la evaluación de la concentración de hidrocarburos en las formaciones atravesadas con fines comerciales y de seguridad en las instalaciones de perforación. Dicho fenómeno se encuentra íntimamente relacionado a la acción mecánica de la barrena al momento en que se encuentra resquebrajando las formaciones, desprendiendo así los fluidos contenidos en los poros y que son incorporados al lodo de perforación. Por esta razón el lodo de perforación juega un papel primordial dentro de los trabajos exploratorios ya que en el momento en que los fluidos son desplazados desde el fondo del agujero por medio del contacto hidráulico del lodo sobre la roca y llega a superficie después de haber circulado por la totalidad del agujero, puede llevar consigo cantidades significantes o insignificantes de gases (gas lodo), los cuales son identificadas en superficie por la unidad detectora de hidrocarburos (gas de formación). Sirve además para controlar la estabilidad del agujero al mantener una presión hidrostática mayor en comparación con la presión de las formaciones a profundidad, aunque también se pueden presentar los casos en los que dicha estabilidad no se logre, permitiendo que los gases y los fluidos de las formaciones se mezclen junto con el lodo de perforación. De esta manera es como la unidad de registros de hidrocarburos, por medio de sensores y un analizador de gases en superficie, permitirá la identificación del tipo de gas presente en las formación(es), y la(s) cantidad(es) que se tengan de estos en partes por millón (ppm).

Dentro de la serie parafínica, que es la que incluye a gran parte de los hidrocarburos contenidos en los aceites crudos, se hace necesario dividir los componentes gaseosos en 2 tipos principales de acuerdo a su peso: los gases de bajo peso molecular o gases secos como el metano y etano, y los gases de alto peso molecular o gases húmedos como el propano, butano, pentano, hexano y sus isómeros, etc. De esta manera, por medio de un cuidadoso análisis dentro de la unidad de registros se podrán catalogar a su vez los tipos de gases detectados dentro de 4 grupos principales:

- Gas producido: El gas producido se puede definir como el gas que es incorporado al lodo de perforación, debido a que la presión de formación excede la presión hidrostática (Figura 8.3).
- Gas liberado: Es aquel gas proveniente de las formaciones, que se incorpora al lodo de perforación a medida que la barrena va desquebrajando las formaciones a profundidad. Se puede decir que esta es la condición óptima que se debe tener en las perforaciones, ya que además si las condiciones del lodo son excelentes, el enjarre se formará en las formaciones más rápidamente, protegiendo mucho mejor al agujero (Figura 8.4).
- Gas recirculado o reciclado: Es aquel gas que no alcanzó a ser liberado de las presas de lodo durante una manifestación de gas y que es bombeado nuevamente al pozo. En este

caso en particular, la manifestación es menor a la original, y a menudo, los hidrocarburos más volátiles son liberados a la atmósfera, dando como resultado una mayor proporción de hidrocarburos en el cromatograma.

Para conocer la cantidad de gas recirculado se determina el gas succión, que consiste en tomar un litro de lodo en la presa de succión, agitarlo en la licuadora entre 10 a 15 segundos, y detectar el gas desprendido por medio de un sensor calibrado a 2.2 volts. Dicha lectura es posteriormente plasmada en el registro en el metro correspondiente, una vez que se haya calculado y haya transcurrido el tiempo de bajada del lodo (o tiempo de atraso).

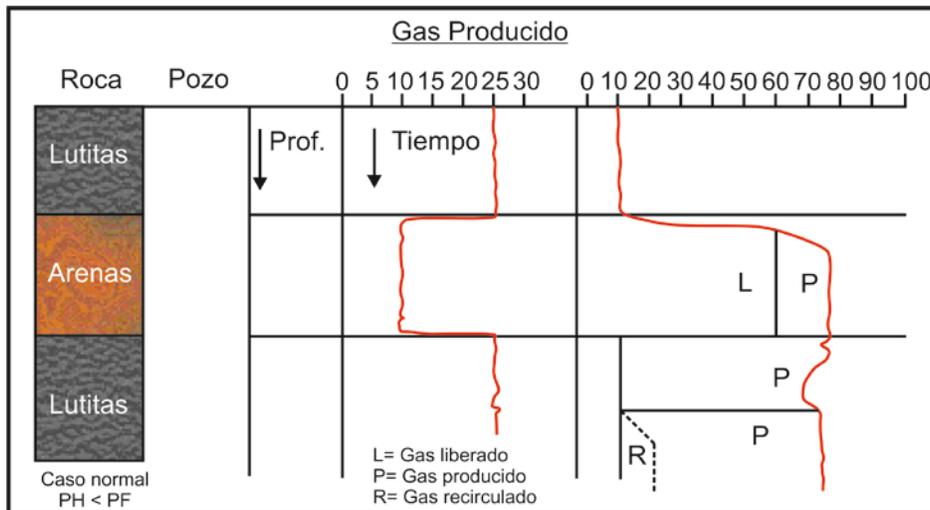


Figura 8.3.- Esquema que ejemplifica como se que presenta el caso de gas producido en el análisis de gases por parte de los registros de hidrocarburos.

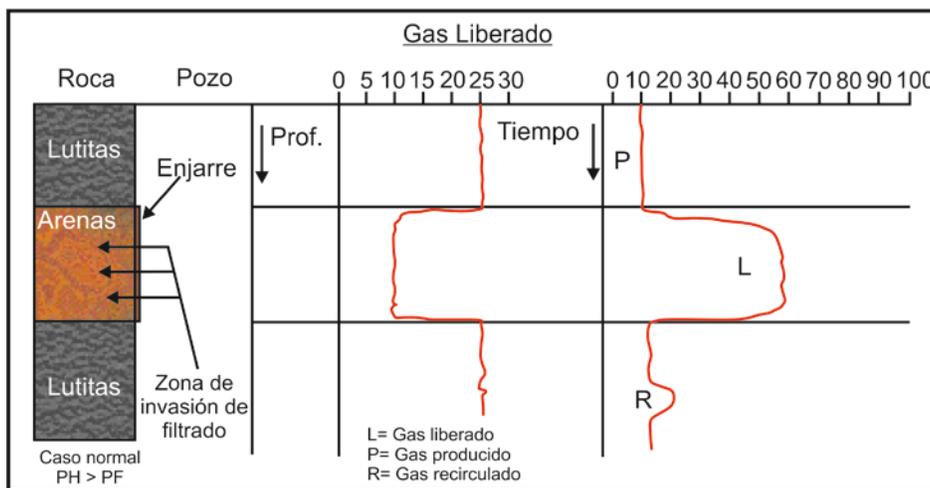


Figura 8.4.- Esquema que ejemplifica como se que presenta el caso de gas liberado en el análisis de gases por parte de los registros de hidrocarburos.

- Gas cortes: A diferencia del gas succión que se realiza generalmente solo con el lodo de perforación, el gas cortes se puede definir como el gas contenido dentro del espacio

poroso de los recortes de roca o núcleos de fondo o de pared, y que por razones de densidad del fluido utilizado o bien por la característica de baja permeabilidad de la roca perforada, no permitió que se haya detectado la lectura de gas en el lodo.

Por ello, para el análisis de dicho gas, se tritura una porción de muestra dentro de una licuadora por un tiempo de 10 a 15 segundos, liberándose así el gas contenido en los recortes. Este parámetro es particularmente importante ya que auxilia en la determinación de cuerpos potencialmente productores, y que pueden ser explotables por medio de técnicas de fracturamiento secundario (Figura 8.5).

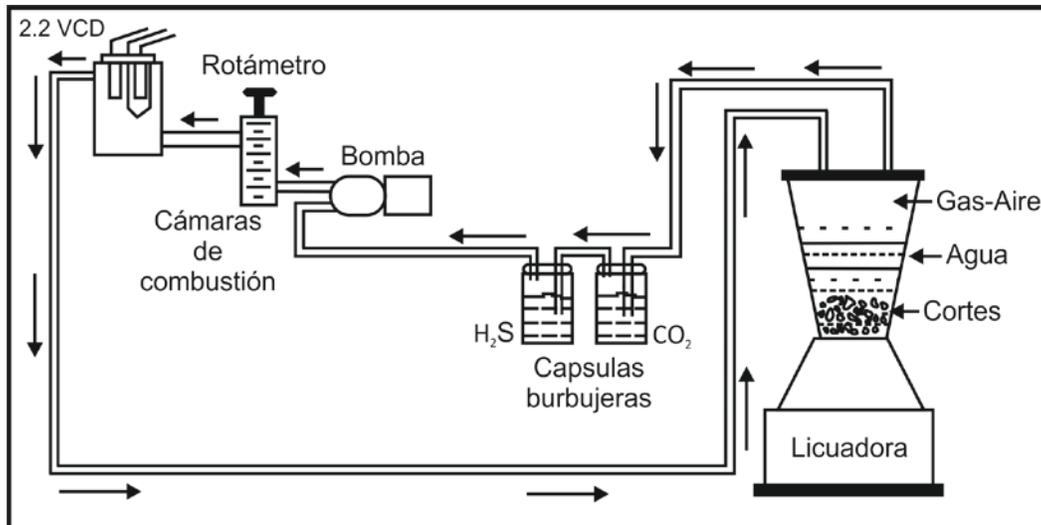


Figura 8.5.- Esquema que ejemplifica como se realiza el análisis de gas cortes.

8.1.1.3.3 Fluorescencia en las muestras de canal

La fluorescencia es otra de las técnicas de análisis que se le pueden realizar a los recortes o muestras de canal dentro de las unidades detectoras de hidrocarburos, para determinar si la roca que está siendo recortada a cierta profundidad, se encuentra impregnada de aceite o petróleo. La fluorescencia la podríamos definir como la propiedad de luminiscencia que presentan ciertas sustancias, las cuales al ser afectadas por luz ultravioleta (uv), emiten radiaciones de longitud de onda mayor, comprendida en el espectro visible.

Dicho análisis se realiza en las unidades detectoras de hidrocarburos por medio de un fluoroscopio compuesto de 4 tubos de neón cubiertos por filtros de cobalto y cuarzo, produciéndose de ellos luz ultravioleta con longitudes de onda menores a 3650 Å (1 Å = 0.1 nm), las cuales son reflejadas del aceite en ondas de mayor longitud (4300 a 7700 Å), volviéndose estas visibles al ojo humano en base al color de la fluorescencia emitida, permitiendo que sea posible el detectar la presencia de aceite crudo en los recortes en base al color e intensidad de la fluorescencia presente, así como también el poder identificar su gravedad específica (Tabla 8.2). A medida que el aceite contenido en las formaciones se vuelve de mayor gravedad (más denso), la longitud de ondas reflejadas será mayor, por ello, la fluorescencia visual ha sido una técnica utilizada desde hace mucho tiempo

para identificar la presencia y tipo de aceite que se encuentra impregnado en la superficie de los recortes, mediante la longitud de onda del espectro óptico de los hidrocarburos, así como también para estimar de forma relativa las propiedades del aceite y una cuantificación inicial del porcentaje de hidrocarburos en relación a la muestra.

Dentro de dicho análisis son 3 los tipos principales de fluorescencia que se pueden obtener:

- Fluorescencia mineral (es la más representativa y la más utilizada de las 3).
- Fluorescencia del aceite.
- Fluorescencia por contaminación.

Tipo de aceite	Pesado		Medio		Ligero		
Color del espectro	ROJO	NARANJA	AMARILLO	VERDE	AZÚL	VIOLETA	ULTRA VIOLETA
Unidades Angstrom	7700 a 6100	6000 a 5900	5800 a 5700	5600 a 4500	5100 a 4500	4200 a 4500	4200 a 1500
Color fluorescente	CAFÉ	NARANJA	CREMA AMARILLO	BLANCO	VERDE AZÚL	VIOLETA	¿?
Grados API	10.1 - 15	15 - 25	25 - 35	35 - 45	45 - 55	55 a +	¿?
Gravedad específica	0.9993 a 0.9659	0.9659 a 0.9042	0.9042 a 0.8498	0.8498 a 0.8017	0.8017 a 0.7587	0.7587 a -	¿?

Tabla 8.2 Colores típicos de la fluorescencia mineral en los recortes de canal.

Esto permite que después de haber realizado el análisis de las muestras de canal representativas de cada metro de formación perforada, y haber determinado si existe la presencia de aceite en los recortes, así como el haber identificado si estos son aceites ligeros o bien aceites pesados, se procede posteriormente a realizar una estimación del porcentaje de aceite impregnado en la muestra, plasmando la información en el registro maestro en la columna correspondiente a “% de muestra con fluorescencia”.

8.1.1.3.4 Solubilidad de las muestras de canal en rocas carbonatadas

La solubilidad puede ser definida como una característica única y particular de todas las rocas carbonatadas, al realizar sobre ellas un análisis químico en un calcímetro utilizando ácido clorhídrico diluido. Este método permite poder cuantificar el porcentaje de carbonato de calcio total presente en las rocas, en base al volumen de CO₂ que se desprende durante la reacción que se lleva a cabo entre el ácido y los recortes de roca. De esta manera se vuelve más sencillo el poder clasificar el tipo de roca carbonatada presente en caso de que su descripción por medio del microscopio petrográfico nos genere incertidumbres, siendo las reacciones más violentas cuando la roca tiene casi en su totalidad puro carbonato de calcio (CaCO₃) como las calizas marinas, y las reacciones menos violentas en aquellas rocas que presenten mayor arcillosidad y mayores impurezas como las margas y las dolomías cuyo contenido de CaCO₃ es menor.

De acuerdo a los resultados obtenidos utilizando el calcímetro, se procede a comparar el porcentaje de CO₂ liberado utilizando la Tabla 8.3, y se plasma la información litológica obtenida del tipo de roca carbonatada en el registro de hidrocarburos a la profundidad correspondiente. Este análisis además de auxiliar en la identificación de las rocas carbonatadas, otras de las principales aplicaciones que se le puede dar al método son: incrementar la permeabilidad de las rocas al estimular las formaciones con ácido, así como también para disolver derrumbes en aquellas tuberías que hayan quedado atrapadas en rocas carbonatadas.

Tipo de roca carbonatada	% de Solubilidad
Caliza	70 a 96%
Caliza arcillosa	50 a 70%
Caliza dolomítica	40 a 60%
Marga	30 a 50%
Dolomía	20 a 40%
Lutita	5 a 25%

Tabla 8.3 Solubilidad en las rocas de acuerdo a la cantidad de CO₂ presente (Rotenco, 2010).

8.1.1.3.5 Análisis cromatográfico del lodo de perforación de C1 a C5.

La cromatografía de gases puede ser definida como una técnica de análisis para la detección de una mezcla continua de gases, para cuantificar en la columna de la gráfica del registro de hidrocarburos, el porcentaje y las partes por millón (ppm) de cada uno de los componentes que constituyen la mezcla a analizar. Esto permite que la cromatografía de gases sea una de las actividades más valiosas realizadas durante la perforación en tiempo real para la identificación de intervalos con impregnación de hidrocarburos, para una evaluación casi inmediata del potencial de hidrocarburos del yacimiento e interpretar consecutivamente su valor comercial de acuerdo a los hidrocarburos líquidos y gaseosos que contenga, incluso aún cuando las condiciones del lodo con un sobrebalance muy alto en la perforación impidan que en ocasiones la entrada de cantidades de gas sean lo suficientemente grande.

Normalmente en la cromatografía son 2 los fenómenos más importantes y prácticamente los rectores del proceso de separación entre los componentes de la mezcla a analizar, la adsorción y la absorción. La adsorción puede ser definida como la retención superficial de una especie química en los sitios activos de la superficie de un sólido, quedando delimitado el fenómeno a la superficie que separa las fases, lo cual puede ser física o químicamente. Depende además de la naturaleza, la temperatura, el estado de subdivisión del adsorbente y la concentración de la sustancia adsorbida. Mientras que la absorción es el fenómeno de una especie química por parte de una masa, y depende en gran medida de la tendencia que tiene esta a formar mezcla o reaccionar químicamente con la misma.

El proceso consiste en hacer pasar una mezcla de gas contenido en el lodo de perforación por medio de una columna de separación en donde los gases contenidos en la mezcla, son separados de acuerdo a su tamaño. Inicialmente la mezcla a analizar puede estar en estado sólido, líquido o

gaseoso, pero al momento en que se realiza el análisis por medio del cromatógrafo, la mezcla debe estar vaporizada. De ahí que en la grafica del registro de hidrocarburos se refleje cuantitativa y cualitativamente el contenido de cada uno de los componentes empezando por el metano, puesto que es el gas con menor peso molecular en partes por millón (ppm) y cuya nomenclatura se plasma en el registro como C1, siguiéndole posteriormente el etano que será C2, el propano con C3, el i-butano, n-butano, i-pentano y n-pentano con IC4, NC4, IC5 y NC5 respectivamente (Figura 8.6).

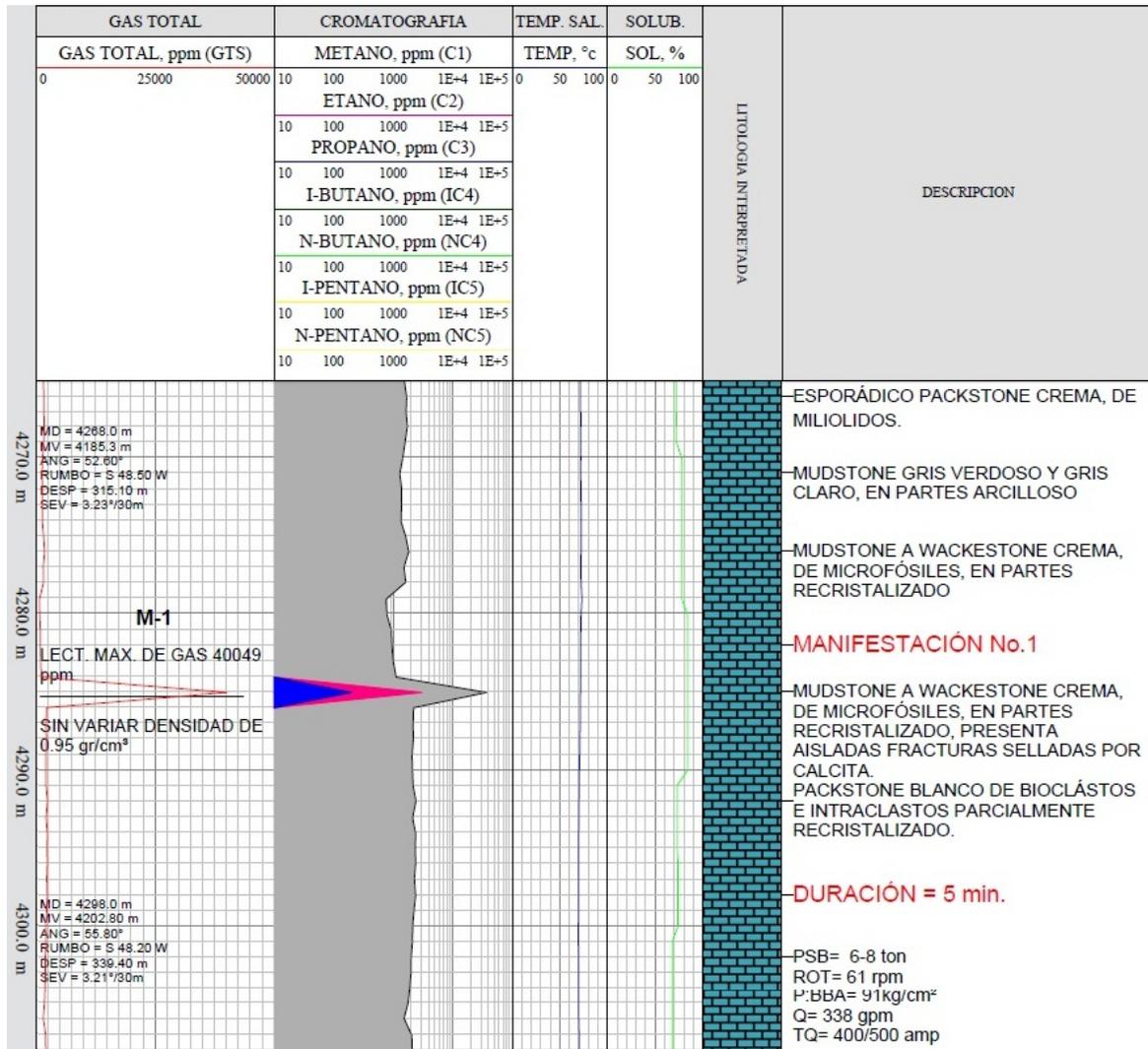


Figura 8.6.- Ejemplo de un registro de hidrocarburos donde se visualiza la cromatografía de gases en el registro, así como la detección de una manifestación ocurrida a una profundidad de 4285 m sobre rocas carbonatadas. El registro fue tomado del pozo Samaria 7013-H-ST1 en Villahermosa, Tabasco (Cortesía de The Mudlogging Company Mexico, 2010).

Para poder llevar a cabo la detección de los gases que vienen incorporados al lodo de perforación, los detectores empleados en la cromatografía gaseosa pueden ser de varios tipos, pero entre ellos, los principales y los más utilizados por las compañías de servicios son:

- Detectores de conductividad térmica (TCD).
- Detectores de ionización de llama (FID).

Ambos permiten dentro de la cromatografía de los gases, que se tengan 2 aplicaciones principales. Por una parte permite que se tenga la capacidad de separar mezclas orgánicas complejas, compuestos órgano-metálicos y sistemas bioquímicos, y por otra parte como método para determinar cualitativamente y cuantitativamente los componentes de la mezcla de gases (metano, etano, propano, etc.).

8.1.1.3.6 Detección de CO₂ y H₂S en el lodo de perforación

El CO₂ es uno de los gases presentes más comunes que podemos encontrar en todas las perforaciones petroleras a nivel mundial en la búsqueda de hidrocarburos, y comúnmente como medida de precaución, se elimina de la mezcla de gases totales (gas-aire) que pasa por el cromatógrafo. El CO₂ por su naturaleza de ser un gas refrigerante, provoca que su presencia en el medio si es que llegase a entrar a la cámara de combustión, vaya alterando los resultados en la detección de hidrocarburos ya que el CO₂ baja la temperatura del medio y en consecuencia la temperatura del filamento detector. Esto ocasiona como principal consecuencia el que no se efectúe una combustión adecuada de los hidrocarburos, dependiendo también de que tan grande sea la cantidad de CO₂ presente, provocando que se generen variaciones notables en las lecturas cromatográficas de los gases, pudiendo incluso arrojar lecturas negativas de los gases, o hasta anularlas por completo por la gran abundancia de CO₂ en el sistema. Su presencia repercute además en las condiciones reológicas del lodo como su densidad, o puede afectar el PH del filtrado si la presencia de CO₂ llega a ser muy importante, pero también puede ser un buen indicador de anhidrita y rocas carbonatadas.

Para poder eliminar este gas por medio de la precipitación del CO₂ de la mezcla gas-aire, se hace pasar la mezcla a través de una solución de hidróxido de bario antes de llegar al filamento detector de gas o bien, es también muy común que sea utilizada sosa cáustica ya que ésta siempre se encuentra en los pozos en comparación con el hidróxido de bario que es mucho más complicado de conseguir, en muchos casos por lo incomunicado que pueden estar las zonas de perforación. El método consiste en utilizar sosa cáustica junto con agua común en una concentración del 30%, y su resultado ya sea utilizando el hidróxido de bario o bien la sosa cáustica será el mismo.

En el caso del ácido sulfhídrico (H₂S), este es uno de los gases más peligrosos y dañinos que frecuentemente se encuentran asociados con los yacimientos de hidrocarburos, debido a su acción altamente corrosiva que llega a afectar considerablemente las tuberías y las herramientas de perforación, así como su alta toxicidad, letal para el ser humano. Este gas tiene la propiedad de ser un inhibidor del olfato, es decir, al ser olfateado después de muchos minutos de exposición, el olfato se acostumbra al olor (que es muy similar a huevo podrido) y uno puede llegar a pensar que su presencia se ha desvanecido, cuando en verdad este continúa en el ambiente, adormeciendo

poco a poco a quien este expuesto al gas y provocándole la muerte pocos minutos después de haber sido expuesto a él. Por ello, es necesario que debido a su alta peligrosidad sea detectado a tiempo por seguridad de todo el personal que labora en la zona de perforación, y del pozo mismo.

En el registro de hidrocarburos por otro lado, la presencia de ácido sulfhídrico (H_2S) en la mezcla gas-aire provoca que este gas se manifieste como si fuese un hidrocarburo, ya que a temperaturas mayores a los $400^{\circ}C$, se disocian sus componentes en moléculas más simples que son el H_2 y S . En este punto el H_2 se comportará como hidrocarburo por la disociación de la molécula, provocando que puedan ser generadas altas lecturas de gas en el filamento detector, alterando por ende las lecturas reales de gas de la formación. Por otro lado, si el azufre llega a la cámara de combustión de los gases, provoca que éste quede adherido al filamento del detector del cromatógrafo, volviéndolo insensible a futuras combustiones. Por ello es necesario que al igual que con el CO_2 , el H_2S sea precipitado de la mezcla total de gases haciéndolo pasar por una solución de acetato de plomo, en donde el precipitado resultante es sulfuro de plomo de un color negro, con lo que se detecta de forma inmediata que ha sido eliminado de la mezcla.

8.1.1.3.7 Detección de cambios en el volumen de lodo de perforación

La detección del incremento o la disminución en tiempo real de los volúmenes del lodo de perforación que se tienen en las presas de lodo, es uno de los parámetros de perforación igualmente muy importantes dentro del monitoreo que se realiza por medio de los registros de hidrocarburos. Un decremento en el volumen de lodo significa la presencia de una zona de pérdida de fluidos ya sea por fracturamiento primario o secundario de las formaciones debido a la presencia de derrumbes y cavernas, etc. (Figura 8.7) lo que en caso de ser total, puede originar la pegadura de la sarta de perforación. Por otro lado si se incrementan los volúmenes de lodo que llegan a las presas de lodo en superficie, significa que en este se está incorporando fluido (ya sea aceite o agua) procedente de la formación que se está perforando, originando en caso de que el fluido que se esté incorporando sea aceite, un descontrol de pozo al no tener suficiente densidad el lodo como para detener los fluidos procedentes de la formación. Mientras que si se tiene el caso de que sea agua el fluido que se está incorporando al lodo, esto puede provocar que se descomponga el lodo y que en muchos casos pueda quedar atrapada la tubería de perforación.

Estas acciones del lodo de perforación en las formaciones, permiten que dicha detección pueda tener importantes aplicaciones dentro de la toma de decisiones en las torres o plataformas de perforación para proteger la estabilidad del agujero. Algunas de ellas puede ser el caso de la colocación de una tubería de revestimiento, o bien taponear las formaciones por medio de baches muy densos de lodo.

8.1.1.3.8 Conductividad y/o resistividad del lodo de perforación

La conductividad y/o resistividad del lodo de perforación se basa en las propiedades eléctricas del fluido que se esté utilizando, lo cual se encuentra directamente relacionado a la presencia de

cloruros. El aumento o disminución de estos valores es lo que permitirá diferenciar los tipos de fluidos que, aún sin manifestarse, se encuentran alojados en la porosidad de la roca, sin embargo solo es posible realizar tal medición en lodos base agua.

Dentro de los registros de hidrocarburos, la utilidad de conocer que tan conductor o resistivo es el lodo de perforación que se encuentra utilizando en ese momento, radica en la medición de las variaciones en el contenido de sales del lodo, por lo que es utilizado ampliamente en la determinación de la salinidad del agua (S_w). De esta manera es posible que con la información obtenida, se puedan distinguir en tiempo real la presencia de cuerpos salinos como domos y formaciones de anhidrita.

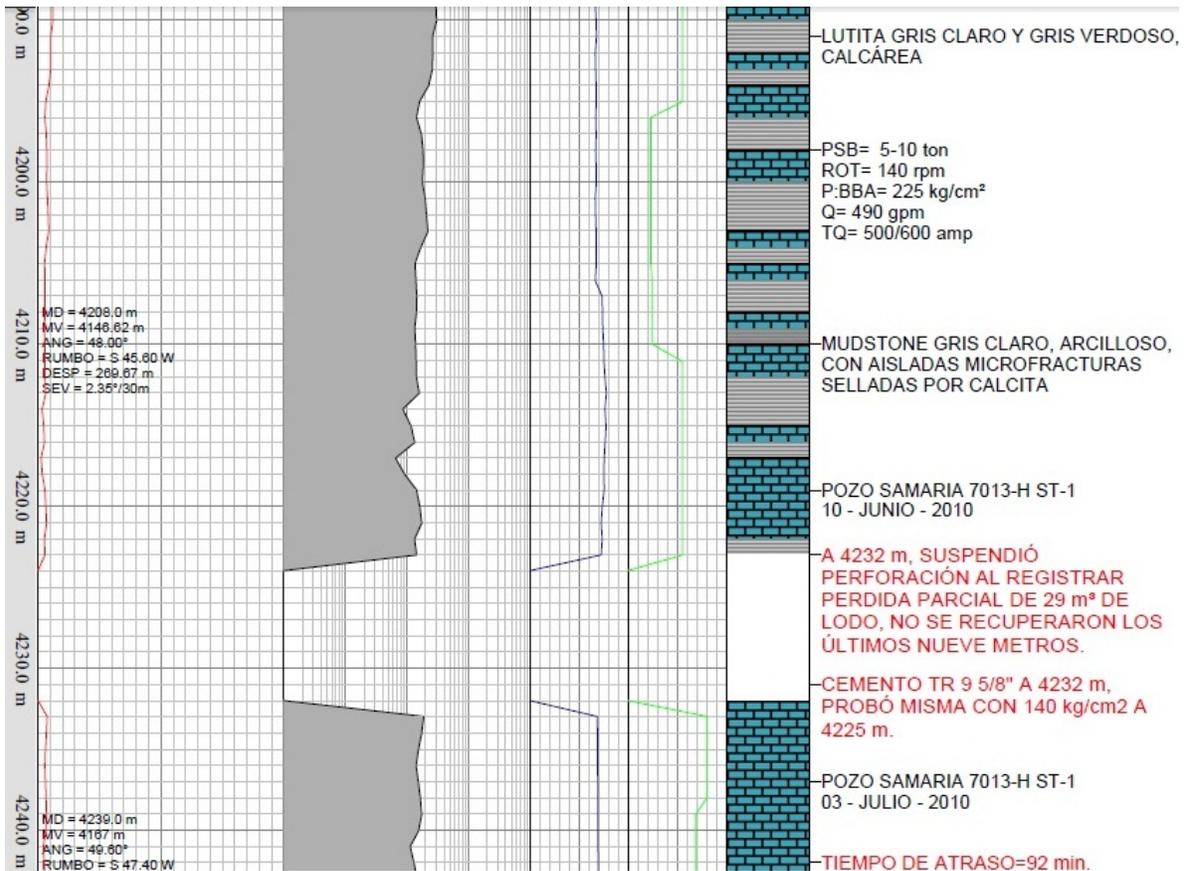


Figura 8.7.- Ejemplo de una sección de un registro de hidrocarburos, en donde se visualiza la pérdida de lodo de perforación debido muy probablemente al fracturamiento de la formación (Cortesía de The Mudlogging Company Mexico, 2010).

8.1.1.3.9 Detección de gas y/o aceite en los recortes de canal

Dentro de las aplicaciones que tiene el registro de hidrocarburos para la detección de gas o aceite, o ambos combinados en los recortes de canal, resaltan varios factores cruciales que permitirán que puedan existir variaciones en las magnitudes de estas manifestaciones:

- El estado de desgaste de la barrena.

- El volumen de roca perforada en relación al volumen de lodo que fue necesario circular durante la perforación del intervalo.
- La modificación de la concentración de hidrocarburos en rocas porosas.
- Las diferencias de presión entre la presión hidroestática y la presión de formación.
- La cantidad de muestras que no pertenezcan o no sean representativas de la formación que se está perforando (ocasionado por derrumbes).
- La cantidad de gas recirculado sea mayor y que éste no pertenezca al intervalo recortado.
- Las variaciones en la detección de gas y/o aceite que se liberen de los recortes debido a variaciones en la permeabilidad de las formaciones.
- La viscosidad de los hidrocarburos y la presión del yacimiento de una forma a otra.

8.1.1.3.10 Porosidad visual y descripción litológica de los recortes de canal

Dentro de las propiedades almacenadoras de fluidos de las rocas, la porosidad tiene un lugar primordial en el estudio del tipo de litología. Como bien se menciona en el Capítulo 2, las rocas tienen 2 tipos principales de porosidad la cual puede ser observada ya sea bien por medio de un microscopio petrográfico, o bien visualmente si los recortes de roca son lo suficientemente grandes como para poder observarlos solo con la vista. La primera de ellas es la porosidad primaria, que es la porosidad que conserva la roca desde el momento de su depositación, siendo solo afectada por la compactación y enterramiento de los sedimentos, mientras que la porosidad secundaria es la porosidad que adquieren las rocas posterior a su depósito y a la compactación ya sea bien por fenómenos como la disolución, dolomitización, recristalización, fracturamiento no tectónico, fracturamiento tectónico, etc. Por ello es que se emplea la descripción óptica de las muestras físicas en mano (núcleos de perforación) y la experiencia proveniente del conocimiento adquirido en campo en la identificación de los recortes de fondo para la identificación litológica de las formaciones, cuya denominación es casi un sinónimo de petrología.

Las rocas carbonatadas son las más conocidas y las de mayor importancia económica al menos en México, ya que el 95% de los yacimientos petroleros del país se localizan en rocas con concentraciones de carbonatos como lo son las margas, calizas y las dolomías. Mediante un meticuloso análisis de cada una de las propiedades físicas observables en el microscopio de las muestras de roca, se puede lograr su identificación tomando en cuenta ciertos aspectos como:

- Tipo de roca: comprende su nombre y su relación con materiales accesorios.
- Porcentaje de roca
- Color: Este puede ser un efecto del conjunto de los colores de los granos o resultado del color del cementante.
- Textura: Incluye el tamaño de grano, redondez y clasificación.
- Cementante.
- Presencia o ausencia de fósiles y accesorios.
- Estructuras sedimentarias.

- Porosidad visible e indicios de hidrocarburos (hidrocarburos en el lodo, olor, impregnación, fluorescencia, natural y mineral, corte natural).

En cuanto a su aspecto litológico, esto define el perfil geológico del pozo metro a metro al indicar el tipo de roca atravesada, sus características y clasificación, así como su potencial como roca almacenadora de hidrocarburos con un alto grado de exactitud. Esto proporciona seguridad en las operaciones de perforación, reduce los costos de perforación, indica la profundidad de los cambios litológicos y/o formacionales y permite hacer recomendaciones sobre donde adquirir núcleos y la realización de pruebas de producción solamente en los lugares de interés.

8.1.1.3.11 Determinaciones paleontológicas para correlaciones bioestratigráficas

Dentro de la identificación de las muestras de canal, se identifican también la presencia o ausencia de fósiles marinos principalmente de aquellos que se encuentran en las rocas carbonatadas, ya que estos permiten la realización de estudios de caracterización de yacimientos, estudios estratigráficos y bioestratigráficos de correlación con otros pozos cercanos para la localización y una reconstrucción estratigráfica de la zona.

8.1.1.4 Cálculo del tiempo de atraso

Con la finalidad de poder realizar el análisis de las muestras que se encuentran contenidas tanto en el lodo de perforación como en los recortes de roca provenientes de fondo de pozo, y que ambos correspondan a la profundidad atravesada en ese instante, es necesario que se cuente previamente del tiempo que tardan en llegar dichas muestras a superficie (tiempo de atraso), o en su defecto conocer el número de emboladas de atraso totales necesarias para que las muestras de lodo junto con los recortes lleguen a superficie. De esta manera, se puede decir que para conocer el tiempo de atraso, es necesario que se tengan en cuenta varios parámetros importantes ya que estos influyen notoriamente y pueden llegar a afectar el tiempo que tarden los recortes del fondo para llegar a la superficie. Estos se enlistan a continuación.

- Tiempo de bajada: el tiempo de bajada puede ser definido como el tiempo que tarda el lodo en circular desde las bombas de lodo hacia el agujero ya sea por el interior de la tubería de perforación, o por el interior de las tuberías de revestimiento (en el caso de que se realice por medio de circulación inversa del lodo), hasta llegar al fondo de la perforación en donde se localiza la barrena. Este parámetro se encuentra además en función del diámetro interior de la tubería de perforación (TP), del desplazamiento de la bomba, de la bomba (puede ser dúplex o triplex), de la profundidad del pozo, y de la velocidad de bombeo en emboladas por minuto (emb/min o EMP) (Figura 8.8).
- Embolada: una embolada, dependiendo mucho del tipo de bomba que se esté utilizando (ya sea una bomba dúplex o una triplex), puede ser definida como el movimiento de avance y retroceso que realizan los pistones dentro de la camisa de la bomba de lodo por

cada ciclo, considerándose un ciclo completo el avance y retroceso del pistón hasta llegar a su posición inicial (Figura 8.8).

- Desplazamiento de lodo: el desplazamiento del lodo por otro lado, es el volumen de fluido que es impulsado por la bomba en cada ciclo, el cual depende directamente del diámetro interior de la camisa o linner (D) en pulgadas y de la distancia o recorrido que realiza el pistón (L) en el interior de camisa (o longitud de carrera) igualmente en pulgadas para completar el ciclo (Figura 8.8). Generalmente se expresa en unidades de litros por embolada (lts/emb).
- Gasto de la bomba: el gasto de la bomba se define como la cantidad total de lodo que es enviada hacia el agujero por medio del bombeo mecánico de los pistones de la bomba en una unidad de tiempo. Además se encuentra íntimamente relacionado con la cantidad de emboladas y la velocidad con la que se mueven los dispositivos de succión o admisión e inyección o descarga de lodo. Generalmente se expresa en unidades de litros por minuto (lts/min), galones por minuto (gal/min) y metros cúbicos por minuto (m^3/min).
- Espacio anular: el espacio anular es la distancia concéntrica que se encuentra alrededor de la tubería de perforación, limitada en su porción interior por el diámetro exterior de la tubería de perforación y en la parte exterior por el diámetro interior de las tuberías de revestimiento y por el diámetro del agujero formado por la roca perforada.
- Capacidad anular: la capacidad anular es la cantidad de volumen que puede circular entre 2 tubos en una unidad de longitud (m), uno será de mayor longitud y uno de menor longitud y se expresará en unidades de litros por metro (lts/m).
- Volumen anular: el volumen anular es la cantidad de espacio existente entre el diámetro interior de las tuberías de mayores dimensiones y el diámetro exterior de una tubería (en este caso la tubería de perforación) que se encuentra dentro del tubo mas grande, multiplicado por la longitud de todo el intervalo. Se expresa en unidades de litros (lts).

Con el objeto de que los análisis de las muestras de lodo y de los recortes de fondo de pozo, sean correspondientes a la profundidad de donde provengan las muestras, se requiere conocer el tiempo que tardan los recortes en llegar a superficie conociendo y utilizando el desplazamiento y gasto de la bomba provengan de lodo. De esta manera, se podrá realizar una definición mucho más formal sobre el significado del tiempo de atraso y porque es de vital importancia su conocimiento dentro de los registros de hidrocarburos.

El tiempo de atraso suele definirse como el tiempo que tardan en llegar los recortes junto con el lodo desde el fondo de pozo hasta la superficie por medio del espacio anular, o en su defecto, la cantidad de fluido que debe ser bombeado para que tanto el lodo como los recortes correspondientes a la profundidad de donde provienen, sean recuperadas a tiempo de las

temblorinas, para su posterior análisis dentro de las unidades de registros de hidrocarburos. El tener un buen monitoreo de dicho tiempo en el registro, es primordial en los pozos exploratorios ya que un correcto control sobre la recolección de muestras, permitirá tener un mejor apoyo dentro de los estudios geológicos que son indispensables para tener un control estratigráfico detallado de las formaciones. A partir de esto se puede obtener la edad de las rocas, el tipo de porosidad que éstas presentan, su permeabilidad, el tipo de ambiente de depósito donde fueron alojados los sedimentos, etc.

Existen diferentes maneras de controlar el tiempo de atraso:

- Colocando un pedazo papel celofán en la entrada del lodo y tomando el tiempo que tarda en salir a la temblorina con un gasto de bomba constante (TVR).
- Colocando un bache de gas en la entrada del lodo y éste se detectará a su salida.
- Matemáticamente.
- Por medio de las emboladas de atraso.

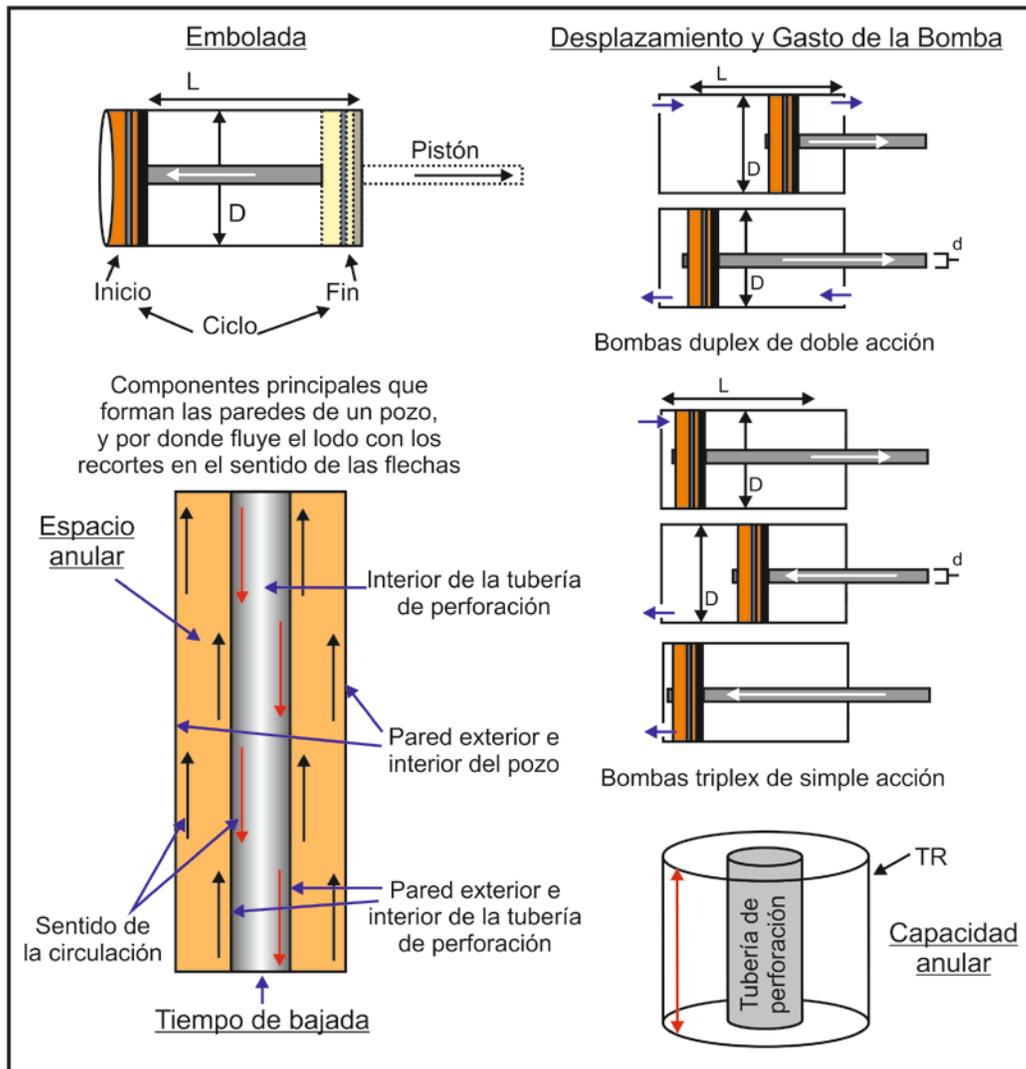


Figura 8.8.- Esquema que muestra cuales son los parámetros de perforación más importantes en el cálculo del tiempo de atraso de los recortes provenientes de fondo de pozo, o en su caso, las emboladas de atraso dentro de los registros de hidrocarburos.

Sin embargo, ya que la cantidad de lodo que es bombeada dentro del agujero incrementa al mismo tiempo que se encuentra incrementando la profundidad del agujero y las dimensiones del mismo, es necesario también tomar en cuenta dichos factores para poder ir corrigiendo en tiempo real el tiempo de atraso del lodo. Por ello, se debe tener conocimiento de las dimensiones y profundidad total del pozo (ya sea vertical u horizontalmente), las dimensiones exteriores e interiores así como también las longitudes de las secciones de tubería de perforación y de las tuberías de revestimiento (TR) que se estén utilizando y las dimensiones de la barrena, esto para poder calcular con precisión el volumen de lodo que se encuentre circulando por las diferentes secciones de pozo.

8.1.1.4.1 Cálculo analítico del tiempo de atraso

Existen varios métodos para obtener el tiempo de atraso o emboladas de atraso de los recortes de fondo que vienen incorporados al lodo de perforación, cuya aplicación dependerá en gran medida de la geometría del agujero. El primero de ellos es el “método del viaje redondo” que se define como el tiempo que tarda el lodo en circular por el interior de la tubería, hasta el fondo del agujero y retornar nuevamente a la superficie por medio del espacio anular. Su aplicación se da principalmente en aquellas perforaciones “de diámetros muy grandes” (con diámetros de barrenas de 24”, 18 ½”, 17 ½”, y 14 ¾”), de manera que en dichos casos no existirá una buena estabilidad del pozo debido a una gran cantidad de derrumbes. Por ello, se procede primero a calcular el tiempo de bajada (TB) mediante la Ecuación 8.1 $TB = (VTS / G)$, en donde VTS será el volumen total de la sarta de perforación en el agujero, y G el gasto de la bomba. Otra manera de obtener el tiempo de bajada se logra ahora utilizando las emboladas de bajada, quedando expresada la Ecuación 8.2 como $EB = (TB * EPM)$ de donde se despeja TB, quedando la Ecuación 8.3 como $TB = (EB / EPM)$, siendo EB las emboladas de bajada y EPM la velocidad de bombeo en emboladas por minuto.

Ya que se conoce el tiempo de bajada, se procede a conocer el tiempo de viaje de retorno o TVR utilizando el método del papel celofán, que consiste en introducir papel celofán en el lodo al interior de una tubería, anotando y observando cuando la hora en que este se deja, y el tiempo que tardará en reaparecer en las temblorinas. Como ya se tendrán los datos del tiempo de viaje de retorno (TVR) y del tiempo de bajada (TB), se puede conocer el tiempo de atraso utilizando ambos datos por medio de la ecuación 8.4

$$TA = TVR - TB$$

Ecuación 8.4.

El método del viaje redondo es fácil de calcular, pero en la práctica es difícil de usar ya que si se suspende la circulación en algún momento, sin terminar el ciclo completo, o bien se cambian las condiciones de bombeo, entonces será muy complicado llevar un registro adecuado de la cantidad de tiempo perdido. Esto permite que su utilidad sea más para poder corregir el tiempo de atraso cuando el agujero se encuentre muy dañado ya que indicará el valor real del tiempo de atraso al no considerar al agujero como un cilindro perfecto.

Por otro lado, el segundo método utilizado para obtener el tiempo de atraso se denomina “método del volumen anular”, y consiste en obtener el volumen de fluido que circula sobre el agujero cuando más del 50% de este se encuentra entubado y los diámetros de las barrenas son menores (de 8”, 8 ½”, 6”, 6 ½”, etc.) en comparación con el método anteriormente descrito. Para este caso, se calcula el volumen del espacio anular por secciones a lo largo de todo el agujero, y dado que la gran mayoría de las perforaciones a nivel mundial son realizadas utilizando tuberías de revestimiento de distintos diámetros y longitudes, así como también las tuberías de perforación (perforaciones telescópicas), es necesario que se calcule el volumen anular (V_A) de cada sección de tubería, que es básicamente la capacidad anular de dicho intervalo, quedando expresada en litros por medio de las Ecuaciones 8.5 y 8.6:

$$V_A = 0.5067 (D^2 - d^2) \times \text{Longitud de la sección [Litros]} \quad \text{Ecuación 8.5.}$$

$$V_{AT} = \sum_{n=1}^{\infty} V_{An} \quad \text{Ecuación 8.6.}$$

Donde:

V_A = volumen anular ocupado por el lodo en una sección de tubería.

D = diámetro del agujero descubierto o diámetro interior de cada una de las secciones de las tuberías de revestimiento.

d = diámetro exterior de las secciones de tubería de perforación.

V_{AT} = volumen anular total que puede ser ocupado por el lodo de perforación.

Se procede posteriormente a obtener el desplazamiento de la bomba (De) y el gasto de la bomba (G) por medio de las Ecuaciones 8.7, 8.8, 8.9 y 8.10 conociendo primeramente el tipo de bomba con el cual está trabajando el lodo, así como los datos mecánicos de los componentes de la bomba como lo son el diámetro de la camisa o linner de la bomba (D), el diámetro del vástago (d), la longitud de recorrido del vástago (L) y la velocidad de bombeo en emb/min, de manera que quedaran expresadas de la siguiente manera para bombas dúplex y bombas triplex.

Para bombas duplex queda:

$$De = 0.02574 \times ((2D^2 \times d^2) \times L) \times \text{Eficiencia} \left[\frac{\text{Litros}}{\text{embolada}} \right] \quad \text{Ecuación 8.7.}$$

$$G = De \times \text{Velocidad de bombeo} \left[\frac{\text{Litros}}{\text{minuto}} \right] \quad \text{Ecuación 8.8.}$$

Para bombas triplex queda:

$$De = D^2 \times L \times 0.0386 \times \text{Eficiencia de la bomba} \left[\frac{\text{Litros}}{\text{embolada}} \right] \quad \text{Ecuación 8.9.}$$

$$G = De \times \text{Velocidad de bombeo} \left[\frac{\text{Litros}}{\text{minuto}} \right] \quad \text{Ecuación 8.10.}$$

Conociendo el volumen anular total del espacio anular (V_{AT}), el desplazamiento y el gasto de la bomba por minuto, se puede calcular el tiempo que se requiere para desplazar el volumen del lodo del espacio anular por medio de la Ecuación 8.11, siendo equivalente al tiempo de atraso.

$$TA = \frac{\text{Volumen anular total}}{\text{Gasto de la bomba}} \text{ [minutos]} \quad \text{Ecuación 8.11.}$$

Conociendo el tiempo de atraso, es posible determinar las emboladas de atraso mediante las Ecuaciones 8.12 y 8.13.

$$EA = \frac{\text{Tiempo de atraso}}{\text{Velocidad de bombeo}} \text{ [Emboladas de atraso]} \quad \text{Ecuación 8.12.}$$

$$EA = \frac{\text{Volumen anular}}{\text{Desplazamiento de la bomba}} \text{ [Emboladas de atraso]} \quad \text{Ecuación 8.12.}$$

En ambos métodos lo más recomendable al querer utilizar uno u otro para realizar la recolección de muestras correspondientes a los intervalos de interés, el cálculo o corrección del tiempo del tiempo de atraso debe efectuarse por recomendación cada 50 m, cuando cambie la velocidad de bombeo, cuando modifiquen las dimensiones de la bomba de lodo o la geometría del agujero. Mientras que en la práctica, el tiempo de atraso (TA) se puede verificar en algunas de las siguientes situaciones:

- Cuando se presenta una variación considerable en la velocidad de perforación.
- Cuando se coloca un tapón de cemento en el fondo del agujero.
- Cuando se rebaja el tapón de hule de desplazamiento después de cementada una TR.
- Cuando se presenta un “quiebre” en la velocidad de perforación, y después de circular se observa la presencia de algún fluido de formación.

8.1.1.5 Ventajas y aplicaciones del registro de hidrocarburos

El registro de hidrocarburos como se ha mencionado con anterioridad, tienen funciones esenciales dentro de las labores de perforación exploratorias ya que es una de las herramientas más útiles en la identificación de zonas de presiones anormales, control de la magnitud de las manifestaciones de hidrocarburos, auxilian en la identificación de zonas potencialmente productoras de hidrocarburos, así como brindar seguridad para todo los equipos, maquinaria y personal que labora en las torres y plataformas petroleras del país.

Para poder tener una mejor comprensión de las ventajas que brinda el registro de hidrocarburos, podemos dividir sus funciones dentro de 3 grupos principales: seguridad, ecología y economía.

- Seguridad: los registros de HC'S ayudan en la detección y ubicación de las profundidades de todas y cada una de las acumulaciones de hidrocarburos y/o de cualquier fluido de

formación. Son también de utilidad en la evaluación de geopresiones, lo que auxilia en la predicción de zonas de máxima presión de formación. Monitorea constantemente la presencia de combustibles y gases tóxicos que podrían causar graves daños de salud a la gente que labora en el pozo. Permiten estar monitoreando constantemente los niveles del lodo de perforación en las presas de lodo, esto para detectar con ello las posibles pérdidas o ganancias de los fluidos provenientes de las formaciones.

- **Economía:** durante las labores de perforación, toda operación que involucre la realización de actividades que demoren el programa de perforación, implica elevar muchísimo el costo de las actividades a realizar. De manera que, contando con el registro de HC'S, se permitirá poder minimizar los costos y los tiempos programados ya que solo se realizarán las labores que sean estrictamente necesarias y la mejor toma de decisiones en tiempo real. Algunas otras de las funciones que tiene económicamente son por ejemplo el detectar oportunamente las zonas de altas presiones, evitando tener que asentar las tuberías de revestimiento en formaciones donde no sea indispensable. Sirve como apoyo en la recomendación sobre el corte de núcleos de fondo o de pared para la realización de estudios característicos de yacimientos (estratigráficos, paleontológicos etc.) y de cualquier tipo de fluido que puedan alojar. Ayuda a eliminar la posibilidad de abandonar pozos potencialmente productores, así como también como fuente de correlación junto con los registros eléctricos de pozos, optimizando así los costos de perforación.
- **Ecología:** Durante la perforación, pueden haber casos en que se esté aportando fluido a las presas de lodo al perderse el balance entre presión hidrostática y la presión de las formaciones, ocasionando que se incremente el volumen de lodo en las presas y que este pueda derramarse y/o contaminar el entorno ecológico de la zona de perforación, especialmente si son fluidos con derivados de hidrocarburos. Del mismo modo, si se llegase a presentar un descontrol del pozo y que este lleve consigo cantidades de H₂S, su presencia en la atmósfera y en el ambiente a los alrededores es sumamente corrosivo y contaminante de la flora y la fauna del lugar.

Se puede decir que cada una de las curvas del registro de hidrocarburos representa un perfil cualitativo de los cambios en las características de las formaciones que están siendo recortadas por la barrena, de tal manera que por medio de la interpretación de las curvas se pueden realizar interpretaciones de utilidad al presentarse variaciones en los parámetros de perforación. De entre todas, las curvas principales en el registro destacan: la velocidad de perforación, la columna litológica, gas en el lodo, gas en los cortes, fluorescencia y conductividad.

Sin embargo, los parámetros de perforación en tiempo real son todos los siguientes: profundidad total, profundidad de la barrena, velocidad de perforación, carga en el gancho, peso sobre la barrena, presión de bomba, torque de la rotaria, revoluciones de la rotaria, emboladas totales, gasto de la bomba, gas total, flujo de salida, volumen total en presas, temperatura de entrada y de salida del lodo de perforación, y la conductividad de entrada y de salida del lodo.

8.2.1 Mediciones durante la perforación (MWD, Measurement While Drilling)

A medida que las perforaciones petroleras se volvían cada vez más complejas al incrementarse el número de pozos que están siendo perforados por medio de tecnologías horizontales o bien direccionales, del mismo modo la recopilación de información por medio de los registros se tenían que adaptar e improvisar a la par ante tales condiciones de perforación. De esta manera, fue como surgieron gracias a los avances en el desarrollo tecnológico de los circuitos integrados, un nuevo sistema de registros denominado MWD o mediciones durante la perforación (*Measurement While Drilling* por sus siglas en inglés).

Las herramientas tipo MWD son un tipo de registros que comenzaron a ser desarrollados a finales de los años 70's para medir las propiedades relacionadas con la perforación, al permitir la incorporación de herramientas de registros que realizan las mediciones del agujero, de las formaciones y de fondo de pozo, sobre la sarta de perforación en tiempo real. Esta nueva tecnología permitió que se pudieran obtener por primera vez, mediciones tales como un rayos gamma (GR), dirección del agujero (inclinación y azimut), cara de la herramienta (la dirección en la cual apunta la barrena), presión y temperaturas de fondo, tipos de vibraciones, golpeteos, peso ejercido sobre la barrena *WOB* (*Weight Over Bit* por sus siglas en inglés), torque de la herramienta, velocidad de perforación, volúmenes de flujo de lodo, etc., y que toda esta información se mandara a superficie en tiempo real. Esto le permitía a los perforadores y a los ingenieros en perforación por primera vez, poder monitorear las condiciones de perforación, así como vigilar el desempeño de la perforación en el fondo de pozo en tiempo real, de manera que se pudieran tomar las mejores decisiones con la información obtenida para mejorar las condiciones de perforación.

Entender cómo funciona el sistema de las herramientas MWD es muy similar a lo que ocurre con un piloto aviador. Este necesita conocer la dirección en la que vuela, el ángulo de vuelo, y las condiciones meteorológicas por las que se estará sobrevolando, del mismo modo en que un perforador direccional o un ingeniero en perforación necesita conocer las condiciones del subsuelo por las cuales se está atravesando con la barrena. Por ello, se puede decir que la tecnología MWD nació para ese propósito, ya que “se encuentra relacionada específicamente para dirigir la posición del pozo (la inclinación y el azimut que toma la perforación)”, mediciones esenciales dentro de las operaciones de perforación direccional, lo que a su vez resulta de suma importancia en las labores de ajuste de las trayectorias de los pozos direccionales, esto para además dar veracidad a la información geológica proveniente de los registros LWD (*Logging While Drilling*, subcapítulo 8.3), y los registros de hidrocarburos (subcapítulo 8.1).

Antes de que existiera la tecnología de las herramientas MWD, estas mediciones eran realizadas en secuencias de tiempo (o fases) a lo largo de las labores de perforación, lo que repercutía negativamente en los tiempos y costos de perforación. Pero una vez que se fue implementando la tecnología de las herramientas MWD dentro de las labores de perforación en pozos direccionales y horizontales, las mediciones adquiridas podrían ser ahora almacenadas dentro de un cartucho

electrónico alojado en el interior de la herramienta y posteriormente ser llevado a superficie para su análisis, o bien, varias de estas mediciones pueden ser ahora transmitidas digitalmente a la superficie en tiempo real utilizando avanzadas tecnologías de transmisión de datos, como lo es la telemetría de pulsos en el lodo de perforación, tuberías de perforación cableadas, o bien, algún otro medio de transmisión avanzado como lo es el uso de frecuencias electromagnéticas (EM). Una vez en superficie, la decodificación de las señales de la MWD puede ser realizada in situ o ser transmitida a algún laboratorio o instalación cercana, en donde los ingenieros encargados de las herramientas evaluarán la información obtenida, e informarán de los resultados a los ingenieros de pozo. Esto permite ahora que todas las perforaciones ya sean en tierra o en mar, puedan ser llevadas con mayor seguridad, con mayor rapidez, y con un gran grado de confiabilidad.

8.2.1.1 Principio de medición de las herramientas MWD

Las herramientas MWD nacieron principalmente por la necesidad que existía de adquirir registros en perforaciones tipo direccionales y desviadas, así como también por la necesidad de poder contar con un método de monitoreo que permitiera evaluar y monitorear, o en algún caso corregir la dirección que adquiere el pozo durante la perforación. Se puede decir que fue principalmente debido a las limitantes que tenían las herramientas convencionales, que se dio el origen de las herramientas MWD, ya que una vez que un agujero excede los 60° de desviación, las herramientas convencionales ya no logran ser deslizadas con facilidad a través del agujero debido al gran ángulo de desviación que adquiere la perforación, provocando que las herramientas no logren registrar la información de las formaciones, volviéndose por lo tanto, ineficientes en este tipo de condiciones de perforación.

Sin embargo, el comienzo de su aplicación seria se dio hasta poco después de años 80's, principalmente para superar los obstáculos de las perforaciones que se realizaban con ángulos de desviación demasiado grandes (mayores a 60°), donde las herramientas se encuentran incorporadas en un solo modulo dentro del sistema direccional de la sarta de perforación, y como parte del sistema de fondo *BHA* (*Bottom Hole Assembly*), muy cerca de donde se encuentra la barrena y el sistema de perforación.

Las herramientas tipo MWD generalmente se encuentran montadas dentro de un mandril sellado en los *drill collar* de la sarta de perforación (un *drill collar* es una sección de herramienta alojada en la sarta o tubería de perforación, que sirve para darle peso y estabilidad a la barrena), o bien, también pueden estar construidas directamente sobre los *drill collar* como una sección del mismo (semipermanente), de manera que puede ser también de utilidad como medio de comunicación para el sistema rotatorio de direccionamiento *RTSs* (*Rotary Steering Tools*). El proveer de la posición del agujero (inclinación y azimut del pozo), información de las condiciones de barrenación y el direccionamiento de la perforación, es algo muy común dentro de los procesos de geodireccionamiento de las herramientas MWD que se encuentran constituidas por medio de giroscopios, magnetómetros y acelerómetros para obtener las condiciones de inclinación y azimut de las perforaciones en cierto intervalo de profundidad. Esto permite que sea posible posicionar

las perforaciones de acuerdo a las condiciones geológicas obtenidas por medio de la información de la MWD, aunque ahora también es posible realizarlo por medio de herramientas de video de pozo.

Sin embargo, debido a los altos costos de operabilidad que se tienen para implementar este tipo de servicio en los pozos petroleros, su aplicación generalmente no se da en pozos verticales o en pozos que tienden a ser verticales. Por ello, su función principal radica específicamente a ser un apoyo dentro de las labores de perforación direccional y horizontal, esto para ayudar además a los operadores e ingenieros de perforación direccional, a no estar perforando o no estar cruzando áreas que no se encuentren autorizadas, a saber en qué dirección se encuentra perforando, así como poder reconocer los sistemas de esfuerzos mientras se realizan los direccionamientos. Esta práctica se ha vuelto muy común y constituye una de las aplicaciones principales en pozos en tierra y en mar donde los costos de operación son directamente absorbidos por los tiempos de perforación, así como por las consideraciones de estabilidad que otro tipo de servicios no brindan.

8.2.1.2 Diseño de las herramientas MWD

Todas las herramientas MWD al igual que las LWD, se encuentran constituidas en forma general por 4 secciones esenciales:

- Sección de sensores: ésta se encarga de la toma de registros.
- Sección de interfaces: aquí se codifican las mediciones obtenidas por los sensores y se mandan a la sección de transmisión.
- Sección de transmisión: en ésta se envían los datos a superficie ya sea por medio de pulsos en el lodo, frecuencias electromagnéticas o por medio de la tubería de revestimiento que se encuentra cableada.
- Equipo de superficie: aquí los ingenieros se encargan de analizar e interpretar los datos en tiempo real.

8.2.1.2.1 Tipo de información obtenida

Tanto las herramientas MWD como las LWD utilizadas ambas en conjunto o bien de forma individual, permiten obtener ciertos parámetros de las formaciones en el momento en que se encuentra perforando un pozo, logrando con ello que las labores de geodireccionamiento puedan ser llevadas a cabo mediante el análisis del tipo de formación que se esté atravesando con la barrena, al permitir que la perforación sea más enfocada al análisis de dichos parámetros, en vez de solo ir tras el objetivo de la perforación.

Toda esta información es mandada a superficie en tiempo real por medio de sistemas de transmisión muy avanzados, y son graficadas las propiedades de las formaciones de la misma manera en que son graficadas por las herramientas convencionales, pero con la particularidad de que las mediciones de la MWD se realizan en tiempo real. Por ejemplo, las herramientas MWD

que se encargan de la medición de los parámetros de las formaciones tales como su resistividad, porosidad, velocidad de cizallamiento (sónico) y rayos gamma, se encuentran definidas como herramientas tipo LWD (o registros durante la perforación). Mientras que las principales herramientas MWD se centran más en la medición de la inclinación y azimut del agujero en las labores de geodireccionamiento en las perforaciones direccionales.

Sabiendo esto se podría decir que las MWD no son más que una extensión de las herramientas LWD, pero con la gran diferencia que las primeras se enfocan más en el análisis de las condiciones mecánicas internas del pozo, la dirección que se genera en el mismo (velocidades de perforación, peso sobre la barrena, presiones y temperaturas de fondo etc.) y de los fluidos contenidos en el, mientras que las herramientas LWD se enfocan mas a analizar los parámetros formacionales como lo son su resonancia magnética nuclear (los fluidos contenidos en las formaciones), rayos gamma (grado de arcillocidad de las formaciones), sónico (velocidades de corte y cizallamiento de la rocas), potencial natural (identificación de intervalos permeables), etc.

Las ventajas más sobresalientes que se pueden mencionar con respecto al uso de las herramientas MWD se pueden enumerar de la siguiente manera:

- Permiten una considerable reducción de tiempos de perforación y costos de operación.
- Se pueden realizar las tomas de decisiones con mayor seguridad.
- Se mejora ampliamente la productividad en pozos horizontales.
- Puede beneficiar para realizar labores de producción de forma anticipada.

8.2.1.2.2 Métodos de transmisión de datos de las herramientas MWD

Los métodos de transmisión más utilizados en la industria petrolera por la gran mayoría de las herramientas MWD varían de compañía a compañía, sin embargo, todas funcionan de la misma manera, que consiste en un cifrado digital de las mediciones obtenidas por la MWD, las cuales bien pueden ser almacenadas dentro de las herramientas en un cartucho electrónico dentro del *drill collar* (algo similar a un disco duro dentro de la herramienta), ser transmitidas y recogidas en superficie por medio de un sistema *wirleine*, o bien, también existen herramientas que tienen la habilidad de recuperar las mediciones una vez que la sarta de perforación se retira del agujero ya sea por daños en el sistema de transmisión de la herramienta, o cuando se va a realizar algún procedimiento de revestimiento o cementación.

Una vez que se encuentra codificada la información de las MWD, es llevada a superficie en tiempo real por medio de avanzados sistemas de transmisión de datos que le permiten a los ingenieros en perforación direccional, el poder continuar con la perforación, o modificar la trayectoria si llegase a ser necesario. Estos 3 métodos principales son los siguientes:

- Telemetría de pulsos en el lodo de perforación.
- Telemetría electromagnética.

- Tuberías de perforación con cableados eléctricos.

8.2.1.2.2.1 Telemetría de pulsos en el lodo de perforación

La telemetría de pulsos es el método de transmisión de datos más utilizado dentro de las herramientas MWD. En el fondo del pozo se encuentra localizada una válvula que se cierra y restringe el flujo del lodo de perforación de acuerdo a la información que va a ser transmitida, de tal manera que se crean fluctuaciones de presión en el lodo de perforación, que serán representativas de las condiciones presentes en el agujero. El método consiste en la evaluación de dichas fluctuaciones de presión que son generadas y propagadas a través del lodo de perforación, y que son recibidas en superficie donde sensores de presión se encargarán de procesar las señales por medio de computadoras, para reconstruir la información del agujero (Figura 8.9). Esta tecnología de transmisión se encuentra disponible en 3 distintas variedades:

- Pulsos positivos: produce incrementos de presión que pueden ser detectados en superficie.
- Pulsos negativos: produce decrementos de presión que pueden ser detectados en superficie.
- Ondas continuas: una válvula rotatoria llamada modulador, genera fluctuaciones sinusoidales continuas de presión en el lodo al abrir y cerrar gradualmente la válvula, cambiando la fase de la señal (su frecuencia) y detectando estos cambios en superficie.

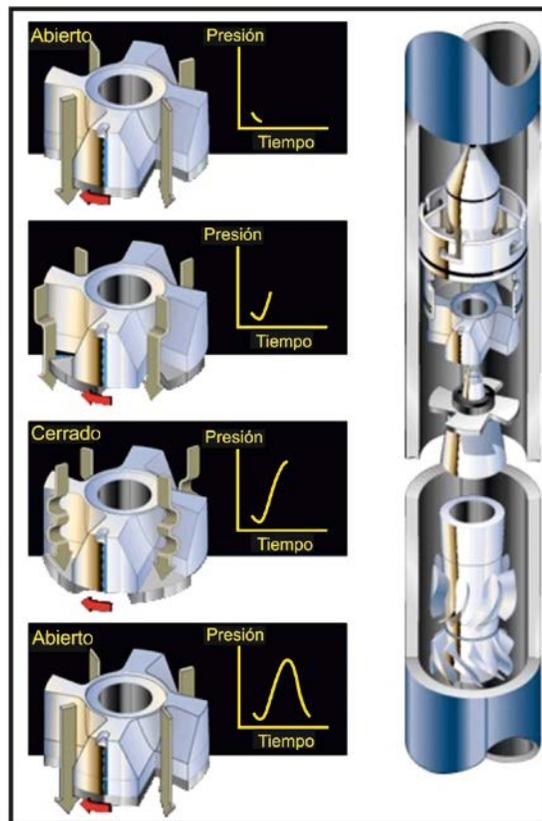


Figura 8.9.- Representación de cómo es llevado a cabo el método de transmisión por medio de telemetría de pulsos en el lodo de perforación (Modificado de apuntes de clase de Registros Geofísicos de Pozos, 2010).

8.2.1.2.2.2 Telemetría electromagnética

Las herramientas MWD que utilizan este tipo de tecnología de transmisión de datos, se encuentran constituidas por medio de un aislante eléctrico dentro de la sarta de perforación. Para transmitir la información, la herramienta MWD genera una diferencia de voltaje entre la porción superior de la herramienta (por encima del aislante eléctrico) y la porción inferior de la misma (que es donde se encuentra la barrena así como otras herramientas por debajo del aislante eléctrico). Mientras que en superficie, un cable es acoplado a la cabeza del pozo, que a su vez hace contacto con la sarta de perforación, y un segundo cable es unido a una varilla que se coloca un poco alejada de la torre de perforación, ésta para hacer tierra. De esta manera la cabeza de pozo y la varilla de tierra, actuarán como 2 electrodos de una antena dipolo, logrando que la diferencia de voltaje medida entre ambos electrodos, sea la señal recibida a decodificar.

Comparada con la telemetría de pulsos de lodo de perforación, la telemetría de pulsos electrónicos es mucho más eficaz para ciertos tipos de situaciones, tales como perforaciones sobrebalanceadas, o cuando se tienen lodos aireados en el agujero. Sin embargo, su única gran desventaja se da cuando las perforaciones son muy profundas (mayores a 1000 m) o cuando las resistividades de las formaciones sean menores a 1 ohm*m, provocando que la señal se pueda perder rápidamente en ciertos tipos de formaciones.

8.2.1.2.2.3 Tuberías de perforación cableadas

Estos sistemas se encuentran constituidos actualmente por cableados eléctricos dentro de cada uno de los componentes de las tuberías de perforación, permitiendo que sea posible llevar las señales eléctricas a superficie de una manera mucho más directa que los 2 métodos anteriores.

8.2.1.2.2.4 Telemetría moderna

Con el fin de mejorar cada vez más la transmisión de datos a superficie en tiempo real, la compañía Schlumberger desarrollo una plataforma telemétrica de alta velocidad denominada *Orion*. Esta nueva plataforma permite la transmisión y recepción de los datos de fondo de pozo 4 veces más rápidamente que con la telemetría de pulsos en el lodo de perforación, con lo que se puede lograr tener hasta 25 curvas de registros cada 6 pulgadas en tiempo real en comparación con las técnicas mencionadas con anterioridad. Este sistema se denomina *Telescope* por parte de Schlumberger, y es combinada con una nueva familia de servicios Scope MWD y LWD como el *Ecoscope*, *Periscope* y el *StethoScope*.

8.2.1.3. Principales herramientas MWD utilizadas

Por ser la compañía Schlumberger la principal generadora de tecnología en este sentido, nos enfocamos a los servicios MWD que maneja la compañía. Estos se mencionan a continuación:

- Telescope: este servicio provee de información que permite optimizar el posicionamiento del pozo, mejora la eficiencia y reduce los riesgos de perforación y permite incrementar la producción.
- Powerpulse: el sistema telemétrico del servicio *Powerpulse* permite tener un continuo monitoreo de la inclinación y azimut del pozo, así como algunas mediciones adicionales como un rayos gamma, análisis de vibraciones y peso sobre la barrena, etc. utilizando como método de transmisión las ondas continuas de lodo.
- Impulse MWD: la plataforma integrada de este servicio permite obtener un rayos gamma y mediciones de resistividad, así como la dirección e inclinación del agujero en tiempo real. Esta información es almacenada y transmitida a superficie por medio de telemetría electromagnética.
- Slimpulse: este servicio provee de mediciones continuas sobre la dirección e inclinación del agujero (D&I), así como un rayos gamma en tiempo real en condiciones extremas de fondo de pozo.
- E-pulse XR: este servicio permite obtener en tiempo real la información necesaria para mejorar el control direccional de los pozos, así como su colocación utilizando telemetría electromagnética como medio de transmisión.
- Gyropulse MWD: este sistema ofrece mediciones simultáneas en tiempo real giro-orientadas, así como mediciones magnéticas convencionales en una sola corrida dentro del agujero.
- Pathfinder RADAR Ranging service: el análisis en tiempo real de las condiciones de perforación y de servicios avanzados de pozo, es una solución de la *Pathfinder* para poder obtener el azimut de las perforaciones en áreas donde se tengan interferencias magnéticas, y permite poder tener un posicionamiento cercano y preciso en agujeros paralelos.
- Pathfinder MWD: el servicio *Pathfinder MWD* provee de mediciones continuas sobre la inclinación y azimut para la perforación de pozos direccionales y horizontales, así como también para operaciones de cambios de herramientas.
- SURVIVOR HPHT MWD: el servicio de las herramientas *SURVIVOR HPHT MWD*, provee de mediciones direccionales así como de mediciones de la cara de la herramienta en tiempo real para el geodireccionamiento de los agujeros. Tienen además la gran ventaja de poder ser operadas en temperaturas por encima de los 175 °C, y en presiones superiores a los 25,000 PSI (de ahí el HPHT que significa *High Pressures High Temperatures* o altas presiones y altas temperaturas).

8.3.1 Registros durante la perforación (LWD, Logging While Drilling)

Existen un gran número de razones por las cuales las principales empresas petroleras del mundo se dedican a perforar pozos que tengan alguna desviación con respecto a la vertical. Algunas de estas pueden ser por ejemplo, realizar perforaciones múltiples desde la superficie para evitar ciertos rasgos geológicos como por ejemplo la presencia de domos salinos en el subsuelo, o bien, puede ser también para maximizar el área lateral de algún yacimiento realizando perforaciones paralelas a éste (perforaciones horizontales), logrando de esta manera el poder aumentar significativamente las reservas. Fue debido a estas grandes innovaciones en las tecnologías de perforación que surgió la tecnología de las herramientas LWD a la par junto con los registros MWD a principios de la década de los 80's. Originalmente la técnica LWD surgió como un complemento de la tecnología que rige a las herramientas MWD para completar o reemplazar total o parcialmente las operaciones realizadas por los registros convencionales operados por cable (*wireline*). El uso de las herramientas LWD al igual que las herramientas MWD se da principalmente en agujeros que tienen altos ángulos de desviación o en perforaciones tipo horizontales donde auxilian en las labores de geodireccionamiento, así como también para obtener mediciones de los parámetros de las formaciones en aquellas situaciones donde las herramientas convencionales no lo consiguen (Figura 8.10).

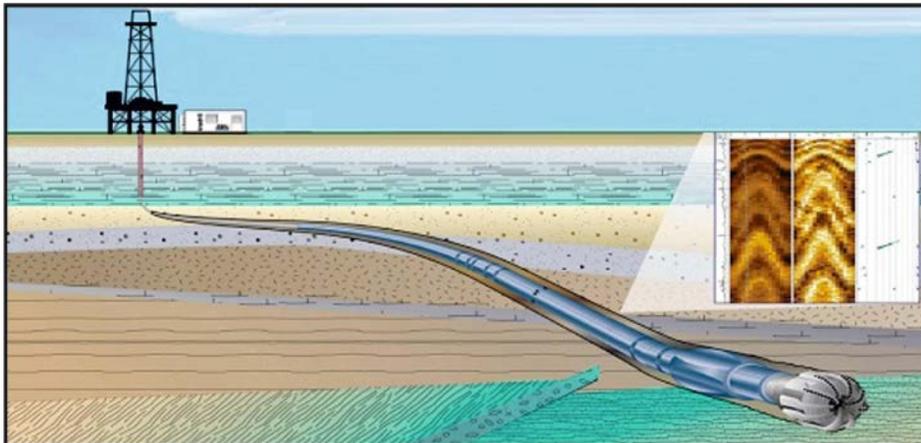


Figura 8.10.- Esquema que muestra un ejemplo de cómo son realizadas las operaciones llevadas a cabo por las herramientas LWD, y el tipo de información que se puede obtener de ellas.

El método de adquisición de ambos registros es muy similar, pero con grandes diferencias ya que los registros MWD se centran más a la obtención de los parámetros que influyen en las condiciones de perforación, tales como la desviación, inclinación y profundidad del agujero a medida que éste se encuentra perforando, mientras que los registros LWD por otro lado van más encaminados a la medición de los parámetros geológicos de fondo de pozo tales como la resistividad de las formaciones, densidad, factor fotoeléctrico, tiempo de tránsito de las ondas compresionales, rayos gamma, etc. de las formaciones, pero con la gran ventaja de que dicha información es obtenida en tiempo real a medida que se está perforando el agujero. Además, una gran particularidad de las herramientas LWD consiste en que generalmente la gran mayoría vienen en familias de tamaños (de 4, 6 y 8 pulgadas), permitiendo de esta manera que sea posible

acomodar la tubería junto con las herramientas en los distintos tamaños de agujeros que se puedan presentar.

Esto ha permitido durante las últimas 2 décadas que el uso de ambas tecnologías sea cada vez más frecuente en las labores de perforación para obtener datos confiables en las labores de geodireccionamiento, así como en la evaluación de las formaciones en tiempo real. Además, se ha visto en la práctica que la combinación de las mediciones LWD junto con las mediciones convencionales de aquellas herramientas que son operadas por cable, ha permitido tener una mejor definición de las propiedades petrofísicas de las formaciones.

8.3.1.1 Principio de medición de los registros LWD

La técnica de adquisición de las herramientas LWD consiste en la adaptación de las herramientas de registros de pozos dentro de la sarta de perforación (en los *drill collar*) con la que se está perforando, y como una parte de la misma. Dicho de otra manera, se puede decir que las herramientas LWD se encuentran constituidas principalmente por medio de 3 elementos esenciales que son: un sistema de sensores incorporados a las tuberías de perforación en un mandril dentro de los *drill collar* que se encuentran siempre activos durante todo el proceso de perforación, un sistema de transmisión de datos a superficie que consiste en la transmisión de información por medio de telemetría de pulsos o alguna otra técnica especializada al igual que con las herramientas MWD, y una interfaz superficial que decodifique las mediciones obtenidas por las herramientas en el pozo, y las grafique en un registro continuo a medida que las actividades de perforación avanzan. Estas mediciones resultantes de las formaciones serán obtenidas en tiempo real mientras las herramientas se encuentran aún en el agujero, o bien, pueden ser recuperadas y procesadas con mayor precisión en superficie una vez que es retirada la cadena de perforación del pozo, ya que al igual que las herramientas MWD, las mediciones de las herramientas LWD pueden ser almacenadas dentro de una unidad de memoria alojada en el cuerpo de la herramienta.

Sin duda alguna los registros LWD serán en algún momento un reemplazo permanente de los registros convencionales, específicamente para las perforaciones direccionales y horizontales en la industria petrolera, sin embargo, su interpretación aún se encuentra dominada por problemas referentes a la técnica que se utilice, así como también a la herramienta involucrada en las mediciones. Los tipos de registros que se obtendrán al final del procesado utilizando las herramientas LWD, son muy similares a los registros de pozo convencionales de las mismas categorías mas no son idénticos. Un registro LWD de rayos gamma es comparable con un registro de rayos gamma obtenido con una herramienta convencional operada por cable, así como un registro eléctrico obtenido con una herramienta LWD es muy similar a un registro de resistividad somero. En general, las mediciones LWD son casi tan precisas como las herramientas convencionales y se pueden interpretar de la misma manera, sin embargo, las características de las lecturas y los problemas en la calidad de la respuesta de éstos son diferentes comparados con los registros adquiridos en pozos descubiertos.

Hoy en día la gran mayoría de las mediciones que son realizadas por las herramientas convencionales también se encuentran disponibles en los servicios que ofrecen las distintas compañías de servicios como parte de las técnicas LWD. Algunas de las principales mediciones realizadas por este tipo de herramientas son la obtención de un rayos gamma, mediciones de resistividad, mediciones de porosidad-densidad y porosidad-neutrón, obtención de un calliper ultrasónico, mediciones sónicas, imágenes LWD, mediciones de resonancia magnética nuclear, etc. así como también mediciones continuas referentes a la inclinación y desviación del agujero.

8.3.1.1.1 Diseño de las herramientas LWD

El diseño de las herramientas LWD es básicamente el mismo que tienen las herramientas MWD. En las herramientas LWD las mediciones de los parámetros físicos de las formaciones se obtienen por medio de las sondas que se encuentran incorporadas a la tubería de perforación justo en los *drill collar* del arreglo la cual es la parte del sistema de perforación rotatoria que le brinda estabilidad y rigidez a los componentes que se encuentran debajo de éstos (la barrena comúnmente). Las combinaciones básicas que se pueden realizar son comercializadas bajo diferentes nombres dependiendo de la compañía de servicios que esté trabajando en el pozo. La compañía Schlumberger maneja principalmente el sistema *Scope* o *Vision*, Halliburton el sistema *Insite*, y Baker Hughes el sistema *Trak*. A continuación se abarcarán algunas de las principales técnicas de registros LWD.

8.3.1.2 Mediciones de resistividad durante la perforación

Las primeras mediciones de resistividad realizadas por herramientas eléctricas utilizando la tecnología de las herramientas LWD, se hicieron utilizando un arreglo tipo normal corto (*short normal*) cuyos electrodos (de emisión y de retorno de corriente) se encontraban acoplados en un recubrimiento aislante montado en el *drill collar* del arreglo de la sarta de perforación, y se medía la corriente y la caída de voltaje en los 2 electrodos del arreglo mediante la Ley de Ohm. Años más tarde, estas mediciones se mejoraron al acoplar ahora un arreglo de 2 electrodos de guarda y un electrodo central de corriente dentro de un arreglo tipo Laterolog 3 (LL3) en una nueva herramienta denominada herramienta de resistividad de corriente enfocada o FCR (*Focused Current Resistivity*). Los electrodos al igual que en el arreglo normal se encontraban alojados dentro de un recubrimiento aislante de tal manera que se permitía que las corrientes de medición fuesen enfocadas a las formaciones para la medición de la resistividad verdadera (R_t).

Sin embargo, el gran avance que se dio para la aplicación de las herramientas de resistividad en las tecnologías de las herramientas LWD, se basó en una herramienta de resistividad dual propuesta por Arp en el año de 1976. Esta herramienta se basaba en la implementación de bobinas toroidales transmisoras y receptoras para la medición de resistividades laterales enfocadas, y una medición de resistividad por medio de la barrena. El proceso era llevado a cabo por medio de 1 bobina transmisora toroidal y 2 bobinas receptoras toroidales separadas una de la otra 6", que se encargaban de medir la corriente axial que fluía por debajo del *drill collar*, ya que la diferencia

generada en las corrientes axiales era igual a la corriente radial que fluía hacia el exterior del *drill collar* medida entre los 2 receptores toroidales. Este método se utilizaba para calcular la resistividad lateral en la herramienta mientras que la resistividad en la barrena se derivaba de la corriente medida por el transmisor más próximo a la barrena. Con este tipo de información es posible por ejemplo direccionar las perforaciones en pozo de altos ángulos o bien, detener la perforación una vez que se esté penetrando en el reservorio.

Hoy en día sin embargo, las herramientas de resistividad más utilizadas dentro de la tecnología de los registros LWD son básicamente de 2 tipos: las herramientas de resistividad por propagación de onda electromagnética y las herramientas de resistividad tipo laterolog. Estas herramientas permiten la evaluación cuantitativa de las propiedades resistivas de la formación y de los fluidos que contiene, adicionalmente la determinación de la resistividad verdadera de la formación. La técnica de propagación por onda electromagnética se aplica en el rango de 0.5 a 4 MHz, y en el pasado se ha aplicado en un número limitado de herramientas a cable.

Estas herramientas fueron los primeros desarrollos que se tuvieron de herramientas eléctricas dentro de las nuevas tecnologías LWD sin embargo, actualmente se ha avanzado tanto con la tecnología y los métodos de transmisión de datos, que incluso ya es posible obtener imágenes eléctricas de fondo de pozo en tiempo real por medio de algunas herramientas eléctricas del mismo modo en que estas son obtenidas por las herramientas de imágenes eléctricas operadas por cable como la FMS y la FMI. En la actualidad son 2 las principales herramientas eléctricas de imágenes LWD las que permiten obtener mediciones de resistividad enfocadas, así como también mediciones azimutales a distintas profundidades de investigación. Todas estas herramientas se detallarán brevemente a continuación.

8.3.1.2.1 Herramienta de resistividad de propagación de onda electromagnética

Una de las herramientas de resistividad que actualmente se utiliza más dentro de la tecnología LWD es una herramienta de resistividad de onda electromagnética o EWR por sus siglas en inglés (*Electromagnetic Wave Resistivity*). Al utilizar la técnica de propagación de onda electromagnética se busca que: la herramienta trabaje bien en cualquier tipo de lodo, que tenga una buena resolución de capa, que pueda ser construida en un *collar* de acero y requiera menos material conductivo que una herramienta normal o una laterolog, así como también que las respuestas puedan ser repetibles, predecibles y además correlacionables con los registros de resistividad operados por cable.

Esta herramienta, en su versión inicial, consiste de 2 antenas o bobinas transmisoras y una bobina receptora alojadas todas dentro de la superficie externa del *drill collar* de perforación. La bobina receptora opera comúnmente a una frecuencia de 2 MHz y de lo que se encarga es de medir las diferencias de fase y relaciones de amplitudes de las ondas electromagnéticas generadas, las cuales se miden en las bobinas receptoras y se convierten posteriormente a resistividad aparente.

Inicialmente el espaciamiento entre la bobinas receptoras es de 6" y el espaciamiento entre la bobina transmisora y la bobina receptora cercana es de 24". El espaciamiento entre las bobinas receptoras se eligió así porque genera una diferencia de fase cercana a los 90° a la frecuencia de operación seleccionada, lo que influye en el diseño del amplificador de la señal y la exactitud de la medida. Mientras que el espaciamiento de 24" entre la bobina transmisora y la bobina receptora mas cercana se seleccionó de esta forma ya que a mayor distancia se logra alcanzar una mayor eficiencia de transmisión de las antenas transmisoras, y además, es la mayor distancia a la cual se obtiene una medida confiable de la herramienta.

Un diseño posterior de este tipo de herramienta de resistividad incluye un sensor que consiste de 4 bobinas transmisoras y 2 bobinas receptoras que miden diferencias de fase y relaciones de amplitudes de las ondas electromagnéticas generadas, y se encuentran alojados dentro de la superficie externa del *drill collar*. La distancia entre las bobinas receptoras es de 6" mientras que las bobinas transmisoras están espaciadas a 6, 12, 24 y 36 pulgadas desde la antena receptora más cercana. Estos espaciamientos en las bobinas generan 4 mediciones de resistividad aparentes referidas como extra somera, somera, media y profunda. Las medidas extra somera, somera y media se obtienen al operar el par de bobinas receptoras a una frecuencia de 2 MHz, mientras que las medidas profundas se realizan al operar el par de bobinas a una frecuencia de 1 MHz.

Se puede brindar una mejor descripción de la forma en cómo opera la herramienta EWR si se entiende éste desde el punto de vista de la propagación de la onda electromagnética. La onda electromagnética se origina por la corriente producida en la bobina o antena transmisora y se propaga en la formación en todas direcciones desde la fuente induciendo voltajes en las bobinas transmisoras. El voltaje en cada antena receptora es una función de la conductividad, la constante dieléctrica y la permeabilidad magnética del la formación circundante. La relación de las amplitudes de estos voltajes y la diferencia de sus fases se utiliza para calcular la conductividad de la formación y por lo tanto, la resistividad de la formación. La tasa de atenuación y la tasa de desfase de la onda están determinadas por las conductividades de la formación y en menor grado por el fluido del pozo. Se puede decir que los registros de resistividad de propagación electromagnética se derivan de las diferencias de fase y la relación de amplitud de los voltajes inducidos causada por la propagación de estas ondas y de una combinación de fase/amplitud calculada a través de transformadas no lineales basadas en una formación homogénea e isotrópica.

Dicho esto, algunas de las innovaciones y aplicaciones más sobresalientes de las herramientas de propagación electromagnética son las siguientes:

- El uso de medidas de resistividad de múltiples profundidades de investigación con características de respuestas similares provee la habilidad de desarrollar perfiles de invasión y determinar la resistividad verdadera (R_t), la resistividad de la zona lavada (R_{xo}) y el diámetro de invasión (d_i).

- La buena resolución vertical de las herramientas de propagación de onda electromagnética en comparación con los sensores de las herramientas convencionales a cable, permite la medición directa de la resistividad verdadera en capas delgadas y en pozos desviados.
- Los espaciamientos de las bobinas transmisoras y receptoras se seleccionaron de tal manera que es posible obtener una lectura directa de la resistividad verdadera de la formación (R_t), y al mismo tiempo se puede obtener alguna indicación de invasión por filtrado de lodo.
- Se ha demostrado que la profundidad de investigación de la herramienta es comparable, en teoría, a la del registro de inducción medio, pero frecuentemente produce un registro similar al registro de inducción profundo debido a que en el momento en que se realiza la medición, la invasión del filtrado de lodo aún no se ha desarrollado con totalidad en las formaciones, aunque la profundidad de invasión de un tiempo de exposición dado depende de: la presión diferencial, las propiedades del lodo, la permeabilidad de la formación y su contenido de fluidos y la interacción tubería de perforación/pozo.

Una última versión de este tipo de herramienta consta de 5 bobinas transmisores de corriente, 3 arriba y 2 debajo de los receptores, y 2 receptores que disparan las ondas electromagnéticas en secuencia para suministrar 5 medidas de fase y 5 de atenuación.

8.3.1.2.2 Herramientas eléctricas de imágenes LWD (*RAB, Resistivity At The Bit*)

La técnica de adquisición de imágenes por medio de herramientas tipo LWD en los pozos petroleros, constituye actualmente una de las técnicas más avanzadas de las cuales se tiene conocimiento para la medición de los parámetros geológicos y petrofísicos de las formaciones en tiempo real. Las principales mediciones de este tipo las constituyen 2 herramientas eléctricas de imágenes patentadas por la compañía Schlumberger que son la RAB y la *geoVISION*, así como también por medio de una herramienta de imágenes densidad-neutrón que se detallará más adelante.

Las herramientas eléctricas de imágenes han sido el último gran desarrollo en materia de adquisición de imágenes eléctricas de las formaciones, y es la primera técnica comercial existente de imágenes eléctricas de pozo en una herramienta LWD. La herramienta RAB (*Resistivity At The Bit*) al igual que la herramienta eléctrica *geoVISION* y la herramienta de imágenes de resistividad azimutales ARI (*Azimuthal Resistivity Imaging*), es una adaptación de las técnicas utilizadas por las herramientas eléctricas de imágenes FMS y FMI descritas en el Capítulo 7, pero con la gran particularidad de que la RAB se encuentra adaptada para las condiciones particulares durante la perforación, tomando ventaja del hecho de que el arreglo de la tubería de perforación se encuentra rotando incluso aún cuando no se esté utilizando un motor de fondo que le haga rotar. Esta herramienta se basa en la obtención de 5 mediciones de resistividad por medio de un

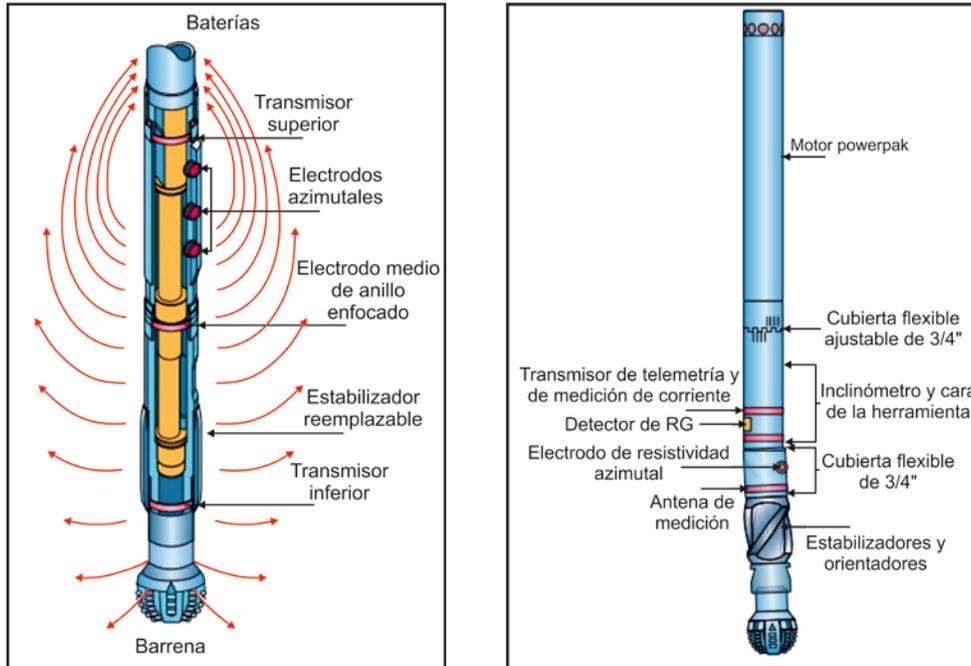
electrodo en la barrena, un electrodo cilíndrico (de anillo) enfocado de alta resolución y de 3 electrodos azimutales de resistividad, así como un rayos gamma.

La gran ventaja que se obtiene por medio de la herramienta RAB consiste en que las mediciones de resistividad LWD proveen de un importante perfil de resistividad poco después de que se llevan a cabo los efectos de filtración. En una primera medición la RAB está constituida de un solo electrodo de medición en la barrena acoplado a la tubería de perforación, logrando con ello el que sea posible obtener un escaneo azimutal de las formaciones a medida que la herramienta va girando. Esta medición se logra cuando la barrena se encuentra en proceso de perforación ya que el electrodo sigue el camino que genera la barrena, describiendo a éste como un camino en espiral a medida que se va profundizando. De ahí precisamente su nombre, ya que las mediciones correspondientes a las respuestas de resistividad obtenidas de las formaciones provendrán de la barrena, la cual se comporta como un electrodo gigante. Este tipo de medición de resistividad se realiza sin un enfoque de la corriente ya que en esta modalidad la corriente sale por la parte inferior de la herramienta donde se encuentra la barrena y el resto a través de la tubería de perforación.

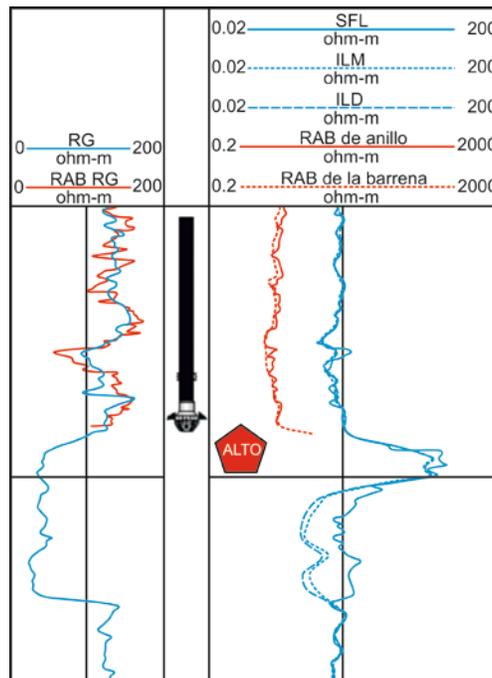
Dicho procedimiento se logra al emitirse una corriente alterna de 1500 Hz desde una bobina transmisora toroidal alojada en la porción inferior de la herramienta cerca de la barrena, induciendo como consecuencia una diferencia de voltaje en el *drill collar* por debajo y por encima del transmisor. Las líneas de corriente fluyen a través del *drill collar*, viajan a través de la barrena, penetran dentro de las formaciones, y regresan nuevamente al *drill collar* en las porciones superiores de la tubería de perforación por encima de la fuente emisora, por lo que se podría decir que la corriente que sale de la herramienta dependerá enormemente de la distancia que exista entre la barrena y el transmisor, esto para maximizar la cantidad de corriente que fluye fuera de la barrena, y para lograr que ésta fluya a través de las formaciones y no a través del agujero (Figura 8.11 y 8.12). Las respuestas de resistividad correspondientes a las formaciones estarán dadas en base a la Ley de Ohm una vez conocido el voltaje aplicado por el transmisor y la medición de la corriente axial por medio de una bobina monitora de anillo. Esto le permite a la RAB tener una profundidad de investigación de cerca de 12" y una resolución vertical de 12 a 24".

En lodos base agua la corriente de retorno se conduce a través de la barrena hacia el lodo de perforación, del lodo hacia las formaciones, y de las formaciones de regreso a la cadena de perforación, mientras que en lodos base aceite que son aislante de la corriente, la corriente regresa a través del inevitable pero intermitente contacto entre los *drill collars* y los estabilizadores con las paredes del agujero, lo que lleva a indicaciones cualitativas de resistividad. Estas mediciones de resistividad serán sensibles a los volúmenes de formación que se encuentran en las inmediatas vecindades de la barrena, y puede permitir tanto a los perforadores como a los geólogos encargados de las labores de geodireccionamiento, tomar rápidas decisiones sobre donde es necesario bajar una tubería de revestimiento, o donde es necesario realizar núcleos de pared o de fondo. A este procedimiento se le conoce como geodetención (*geostopping*), y

representa uno de los beneficios más significativos de la herramienta RAB para el desarrollo de los reservorios (Figura 8.13).



Figuras 8.11 y 8.12.- Esquemas que muestra la configuración de las herramientas RAB y geoVISION de la compañía Schlumberger. Del lado izquierdo se muestra el arreglo de los distintos tipos de electrodos con los que cuenta la herramienta RAB. Del lado derecho se aprecia la herramienta geoVISION que funciona de una forma muy similar a la RAB, pero se utiliza más en las labores de geodireccionamiento de los pozos (Modificado de Schlumberger, 1993).



Figuras 8.13 Ejemplo de un registro de resistividad utilizando la herramienta RAB. Se logra observar que si las resistividades sobrepasan un límite de resistividad puede ser debido a la presencia de zonas potencialmente gasíferas o la entrada a una zona potencial de hidrocarburos, de tal manera que se detiene la perforación para la evaluación del intervalo (Modificado de Riedel, 2008).

Aunado a esto, las cercanías a las vecindades del pozo por parte de las mediciones de resistividad, permiten que la herramienta pueda ser también utilizada en las labores de geodireccionamiento, ya que las respuestas de resistividad son comparables con modelos de formación, de tal manera que se puede saber si las desviaciones llevadas a cabo en el agujero se están realizando adecuadamente, o tienen que ser corregidas.

En otra modalidad de medición, la herramienta RAB puede proporcionar 4 mediciones de resistividad horizontales (o radiales) a varias profundidades de investigación utilizando una técnica de enfoque cilíndrico por medio de 3 electrodos azimutales de enfoque de 1" de diámetro, espaciados longitudinalmente a lo largo del eje de la herramienta, y un electrodo central de anillo enfocado de alta resolución, que permite a la herramienta proveer de múltiples mediciones de resistividad. Las 4 mediciones de resistividad anteriores funcionan bajo el mismo principio de medición: una corriente emitida desde un transmisor en la porción superior de la herramienta fluye hacia su porción inferior por medio del *drill collar* y hacia afuera penetrando en las formaciones a un ángulo de 90° con respecto al *collar*, para después regresar a través del *collar* en las porciones superiores por encima del transmisor. Estas mediciones generalmente tienen una excelente resolución vertical y una sensibilidad muy baja a efectos de capas adyacentes, así como también por efectos de capas con variaciones considerables de resistividad.

La cantidad de corriente que abandona a la herramienta en el electrodo central de anillo y en los electrodos azimutales puede ser medida por medio de un circuito de baja impedancia, mientras que la corriente axial que fluye hacia la porción inferior del *collar* es medida en el electrodo de anillo por medio de los electrodos monitores MO_1 y MO_2 . En el electrodo de anillo enfocado, la corriente proveniente del transmisor superior es enfocada en forma axial (lateral) por medio de arreglos de electrodos monitores en una configuración similar a la laterolog 7 (LL7), mientras que los electrodos azimutales utilizan los electrodos monitores en un arreglo muy similar a la herramienta Microlaterolog (MLL). Esta técnica de enfoque cilíndrico en la herramienta RAB se consigue al combinar las corrientes generadas por el transmisor superior y el transmisor inferior, generando en el electrodo de anillo central "un flujo axial nulo" cuyo efecto consiste en que la corriente que abandona el electrodo central, penetra profundamente en las formaciones brindándole con ello una gran resolución vertical a la herramienta (Figura 8.14). La profundidad de investigación con la que generalmente opera el electrodo de anillo enfocado es de 9" o de 7" para una barrena de 8.5".

El propósito de realizar las mediciones radiales de resistividad a varias profundidades de investigación, consiste en obtener un perfil radial de resistividad más detallado y preciso de los efectos de invasión de filtrado de lodo hacia las formaciones, de tal manera que se puede obtener una resistividad más precisa de la zona virgen (R_t) con una excelente resolución axial. Por otro lado, los electrodos azimutales de resistividad pueden ser igualmente utilizados para obtener imágenes cuantitativas de resistividad de las formaciones, midiendo la corriente que sale de cada uno de ellos. Dichas mediciones son realizadas a 3 profundidades de investigación diferentes, que corresponden a la profundidad de investigación que puede brindar cada electrodo (de 1", 3" y 5"

para los electrodos BS, BM y BD), y que en conjunto con el electrodo de anillo, producen un perfilaje de resistividad de las formaciones que se están atravesando en el agujero (Figura 8.14).

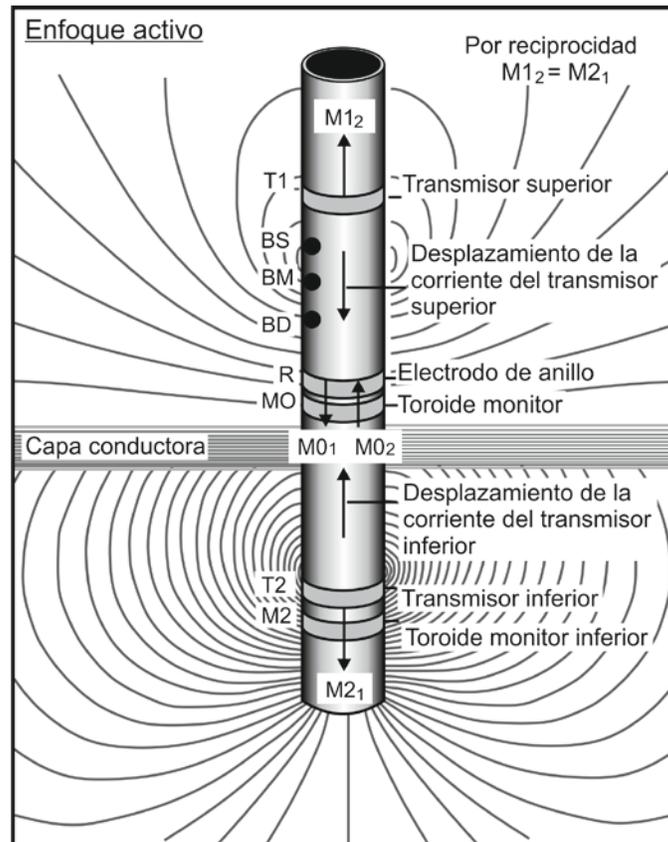
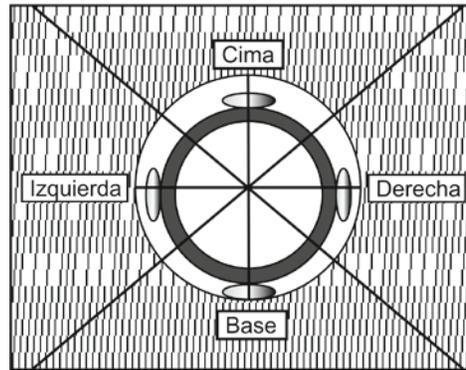


Figura 8.14 Al igual que con las herramientas operadas por cable, en la herramienta RAB se utiliza un arreglo que consiste de 2 transmisores de corriente (inferior y superior) y 2 toroides monitores (inferior y central) para lograr un enfoque radial de la corriente en el electrodo de anillo cilíndrico. La herramienta cuenta además con 3 electrodos azimutales y un electrodo central de anillo enfocado para las mediciones de resistividad y para la obtención de las imágenes de las formaciones (Modificado de Ellis y Singer, 2007).

Típicamente la herramienta responde a las mediciones de resistividad que se obtienen respecto a las formaciones que se encuentren frente a los electrodos, de manera que si la herramienta rota en el agujero, es posible obtener imágenes de las formaciones provenientes de sus diferentes azimuts. Esta es una ventaja notoria en la adquisición de imágenes de las formaciones en tiempo real, ya que es posible ver rasgos geológicos importantes a medida que se está profundizando el agujero. La herramienta recaba la información azimutal cada 10 segundos, y en la modalidad de imágenes, permite realizar un escaneo completo del agujero a una velocidad de rotación de 30 rotaciones por minuto, de manera que se obtienen 56 puntos de muestreo azimutales en 4 cuadrantes del pozo (cima, base, lateral izquierda y lateral derecha) para la construcción de las imágenes (Figura 8.15). La resolución vertical de las imágenes pueden ser tan altas como de 2.5 cm, aunque lo típico es que sea de 5 cm (2”), y va decreciendo a medida que la velocidad de perforación disminuye hasta los 60 pies/hora.

A medida que la herramienta gira, los electrodos que tengan la profundidad de investigación más profunda son los que producirán las imágenes de resistividad (correspondientes a R_t) en función del azimut de la herramienta, mientras que magnetómetros igualmente alojados en la RAB, permiten que la herramienta y las desviaciones que se estén generando puedan ser orientadas con respecto al campo magnético, al igual que las imágenes de resistividad con respecto al norte geográfico, o bien, respecto a la cima del agujero en el caso de perforaciones horizontales.



Figuras 8.15 División de las mediciones que realizan las herramientas LWD en cuadrantes con respecto a la cara de gravedad de la herramienta (Modificado de Luthi, 2001).

Tanto las mediciones azimutales provenientes de uno o varios electrodos de medición, como las mediciones azimutales de rayos gamma provenientes de un sensor excentrado en la herramienta, pueden ser de utilidad para obtener la orientación de la barrena en múltiples direcciones para la localización de algún contacto litológico, o bien, para la localización de alguna interfaz de fluidos en cualquier cuadrante del pozo. Actualmente solo las mediciones de resistividad adquiridas por medio de la herramienta RAB son las que pueden ser transmitidas a superficie utilizando telemetría de pulsos de lodo (utilizando la tecnología *Powerpulse MWD*), mientras que las imágenes de resistividad de las formaciones son almacenadas en una memoria interna de la herramienta, y recuperadas posteriormente en superficie para su procesamiento e interpretación.

Tanto la herramienta RAB como la herramienta *geoVISION* permiten tener mediciones tipo rayos gamma de las formaciones, mediciones de resistividad utilizando a la barrena como un electrodo, y resistividades azimutales por medio de los electrodos azimutales de enfoque. Esto permite a los geólogos y perforadores detectar en tiempo real, la presencia de hidrocarburos en la barrena, correlaciones en tiempo real, así como geodireccionar el agujero para incrementar la exposición del reservorio. Al igual que con las imágenes, los conteos hechos por el sensor de rayos gamma pueden realizarse por medio de cuadrantes, generando una imagen un tanto rudimentaria con una resolución mucho menor que cualquiera de las técnicas de imágenes eléctricas mencionadas en esta tesis.

8.3.1.3 Herramientas de rayos gamma naturales LWD

La herramienta de rayos gamma naturales LWD de las formaciones, registra la radiación natural que emana de los 3 isótopos emisores de rayos gamma más comunes que se encuentran en la

corteza terrestre, que son el Potasio 40 (^{40}K), Torio 232 (^{232}Th) y Uranio 238 (^{238}U). Este registro de rayos gamma LWD permite medir la radiactividad de los 3 elementos combinados o bien, puede mostrar la cantidad de cada elemento individual que contribuye a dicha radiactividad. La herramienta está conformada por 2 circuitos de detectores independientes con 2 grupos opuestos de tubos Geiger-Mueller. Esta configuración redundante proporciona de 2 registros de rayos gamma naturales independientes, y en donde las tasas de conteo de los grupos de detectores se combinan para optimizar la precisión estadística. Sin embargo, en el evento poco usual de que uno de los detectores falle, un registro de rayos gamma corregido puede ser producido con el segundo detector.

Para el geodireccionamiento de pozos horizontales, la herramienta de rayos gamma puede configurarse para medir rayos gamma azimutalmente. En esta aplicación, los 2 grupos de detectores opuestos pueden suministrar registros de rayos gamma independientes de la cima y la base del agujero. Esto le permite a los perforadores por ejemplo, determinar si la barrena ha salido del tope o del fondo de una formación yacimiento objetivo.

8.3.1.4 Herramientas de inducción LWD

Desde el año de 1983, las distintas compañías de servicios comenzaron a desarrollar distintas herramientas de inducción que fuesen capaces de realizar las mediciones de las formaciones por medio de la tecnología de las herramientas LWD. Entre las principales herramientas destacan la EWR, CDR, SCWR, ARC5 y MPR. Estas herramientas se encuentran alojadas con sus respectivos transmisores y receptores cerca del *drill collar* de la cadena de perforación, y puede trabajar tanto en lodos base agua como en lodos base aceite. La ventaja de estas mediciones resalta en el sentido de que son obtenidas casi al mismo tiempo en el que se está llevando a cabo la perforación, con lo que se puede tener una aproximación más directa a la resistividad verdadera de las formaciones (R_t).

La profundidad de investigación que pueden tener este tipo de herramientas puede ser de hasta las 50" y su resolución vertical puede ser de 6". La realización de las mediciones a múltiples profundidades de investigación y en 3 dimensiones puede permitir incluso que en muchos casos se puedan obtener las resistividades R_h y R_v de las formaciones, siendo de mucha utilidad especialmente en aquellas formaciones muy laminadas de distintas composiciones o de distintas porosidades.

8.3.1.5 Herramientas acústicas LWD

Las principales compañías de servicios han desarrollado herramientas que funcionan bajo los mismos principios acústicos con los que funcionan las herramientas operadas por cable y las incorporaron a la tecnología de las herramientas LWD, permitiendo que sea posible obtener distintas mediciones acústicas de las formaciones durante la perforación. Entre las principales herramientas acústicas destacan la *sonicVISION* de la compañía Schlumberger, la *Bi-modal*

AcousTic BAT sensor de Halliburton y la *SoundTrak* de Baker Hughes. Todas estas pueden operar a medida que la herramienta se encuentra girando (en modalidad rotatoria), en modalidad estacionaria o bien deslizándose.

La herramienta acústica LWD se encuentra constituida por medio de 2 transmisores localizados por arriba y por debajo de un conjunto de 4 receptores, alojados en un *drill collar* liso en la cadena de perforación. El uso de 2 transmisores le brinda redundancia a la herramienta, de modo que se puede obtener el tiempo de tránsito compresional de las ondas acústicas que genera la herramienta o Δt_c , incluso aún si alguno de los transmisores o ambos llegasen a fallar. Los transmisores y receptores operan en el mismo rango de frecuencia que las herramientas acústicas operadas con cable, 10 a 20 kHz. A diferencia de las herramientas a cable que son omnidireccionales, los transmisores y receptores de las herramientas sónicas LWD se encuentran alineados a lo largo de la herramienta, mientras que un transductor ultrasónico localizado en el centro del conjunto de receptores, mide el standoff entre el lado de la herramienta y la pared de pozo.

Con las herramientas de registro sónico LWD, una señal acústica generada en un transmisor en la herramienta, viaja a través de la formación y posteriormente arriba a un receptor ubicado en la herramienta, en donde el procesamiento de los datos de las formas de las ondas se llevan a cabo en el fondo de pozo durante la perforación, esto para determinar el tiempo de tránsito compresional de la onda (Δt), el cual es el tiempo requerido para que las ondas compresionales viajen una cierta distancia a través de la formación, usualmente 1 pie o 1 metro. La compresibilidad acústica es el inverso de la velocidad acústica y se expresa en unidades de \pm seg/ft o \pm seg/m.

El desarrollo de estas herramientas ha permitido determinar que la mayor parte del ruido de la perforación ocurre a frecuencias por debajo de los 12 kHz y que por lo tanto, este ruido se debe de eliminar de las señales de los registros utilizando filtros de frecuencias.

8.3.1.6 Herramientas de densidad LWD

Otro tipo de herramientas que permitieron con el paso de los años incrementar su rango de muestreo en los pozos, son las herramientas nucleares de densidad. Estas mejoras permitieron obtener mediciones de altas resoluciones pasando del estándar de 6" a tan solo 1.2", con lo que se obtenían mejores definiciones de las formaciones, particularmente en el análisis de capas o estratos muy delgados. Dichas mejoras en su sistema de medición hizo que se le viera con gran entusiasmo para la obtención de imágenes de densidad, lo que dio como resultado el origen de la herramienta ADN (*Azimuthal Density-Neutron Tool*).

Las mediciones de porosidad-densidad y de factor fotoeléctrico de las formaciones adquiridas en las herramientas LWD, son llevadas a cabo fundamentalmente por los mismos principios que rigen a las herramientas de densidad en los registros operados por cable, pero con algunas ligeras

variaciones. Los dispositivos de medición con los que cuenta la herramienta LWD de densidad al igual que las herramientas operadas por cable, constan de un detector alejado y un detector corto al igual que muchas de las herramientas LWD abarcadas en este capítulo. Dichos dispositivos se encuentran alojados en el *drill collar* de la tubería de perforación, generalmente cercanos a la barrena y como parte de la cadena de perforación, permitiéndole a los dispositivos rotar en el agujero. Sin embargo, las mediciones tienen que ser adaptadas al hecho de que la herramienta y las fuentes radiactivas ya no se encuentran en contacto directo con las formaciones, sino que giran en el agujero. Esto se logró agregando estabilizadores que llevan consigo las fuentes de medición alrededor de los *drill collar*, mientras que por otro lado se realiza un análisis espectral con estabilización de las ganancias en las mediciones.

Las principales herramientas comercializadas por las distintas compañías de servicios para la realización de dichas mediciones de densidad son la CDN (*Compensated Density Neutron Tool*) y el servicio *adnVISION* por parte de la compañía Schlumberger (que está integrado por la herramienta ADN (*Azimuthal Density-Neutron Tool*)). Halliburton y su filial Sperry Sun emplean la ALD (*Azimuthal LithoDensity Tool*) o herramienta de litodensidad azimuthal y la SLD (*Stabilized LithoDensity*) o herramienta de litodensidad estabilizada para realizar las mediciones de litodensidad, mientras que Baker Hughes utiliza el servicio *LithoTrak* utilizando la herramienta ORD (*Optimized Rotational Density*).

"Cabe resaltar que la compañía Schlumberger no posee herramientas de densidad y neutrón individuales, sino que las mediciones son realizadas por medio de una sola herramienta combinada a diferencia de la compañía Sperry Sun, una filial de Halliburton, la cual posee herramientas individuales de cada tipo".

Los valores de densidad y de factor fotoeléctrico de las formaciones son determinados a partir de las tasas de conteo realizadas por la herramienta en varias ventanas de energía de cada uno de los detectores, mientras que el valor de densidad compensado se calcula de los valores de densidad obtenidos de los detectores de espaciamiento corto y lejano utilizando la técnica o gráfico de columnas y costillas. Por otro lado, las herramientas de densidad son calibradas por medio de bloques de aluminio, magnesio y mármol sin porosidad, la precisión estadística en ellas se encuentra en el orden de 0.015 gr/cm^3 para un rango de muestreo de 30 segundos en una formación de 2.2 gr/cm^3 , la resolución vertical que tendrán las mediciones de densidad es de cerca de 18", mientras que la resolución vertical que tendrán las mediciones de factor fotoeléctrico de las formaciones será de 6".

8.3.1.6.1 Herramienta de imágenes de densidad-neutrón (ADN)

Las herramientas nucleares de imágenes están basadas en los mismos principios con los que funcionan las herramientas de rayos gamma, densidad y factor fotoeléctrico (P_e). La herramienta ADN o herramienta de imágenes de densidad-neutrón, es una herramienta desarrollada por la compañía Schlumberger dentro de la gama de registros LWD *adnVISION*, que se encarga de

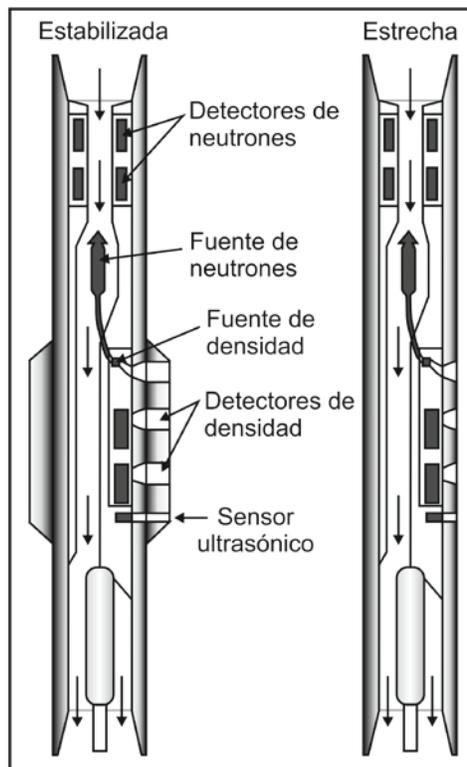
realizar mediciones azimutales de densidad en una forma muy similar a como se realizan las mediciones eléctricas de imágenes en sus mediciones de resistividad azimutal, pero con la mejora considerable de poder trabajar tanto en lodos conductores como en lodos no conductores. Estas mediciones son realizadas en 16 sectores azimutales por rotación, y pueden ser almacenadas en una unidad de memoria para proveer de las imágenes con mayor detalle una vez procesadas en superficie, o bien pueden ser transmitidas a superficie por medio de un cable sin la necesidad de sacar toda la cadena de perforación.

Al igual que con la gran mayoría de herramientas LWD que existen en la actualidad, las fuentes y sensores de la herramienta ADN se encuentran alojados en el *drill collar* del arreglo de la cadena de perforación por encima de la barrena, o bien, en los estabilizadores con los que cuenta la herramienta, esto para brindarle un mejor contacto con las paredes del agujero. Su diseño consiste en un patín de densidad que se encuentra montado dentro de un dispositivo excéntrico cerca de la pared del agujero, de manera que a medida que la tubería de perforación se encuentra girando en el pozo en las labores de perforación, los sensores de la herramienta ADN estarán escaneando simultáneamente las paredes del agujero, realizando mediciones referentes a cambios azimutales múltiples en cuanto a la densidad y absorción fotoeléctrica de las formaciones, algo que no era posible por medio de las herramientas convencionales. Adicionalmente, un sensor de porosidad neutrón igualmente puede ser acoplado dentro de la herramienta para obtener teóricamente una imagen de porosidad neutrón, sin embargo, este tipo de arreglo aún se encuentra en fase de prueba.

Por otro lado, las mediciones respecto a la orientación de la herramienta se obtienen por medio de 2 magnetómetros que generan en el agujero 4 cuadrantes orientados con respecto al campo de gravedad en aquellos pozos que no son verticales, en su porción inferior y superior, lateral izquierda y lateral derecha, de manera que todas las mediciones referentes a los rayos gamma y a las mediciones de neutrones obtenidas de las formaciones, provienen de estos 4 cuadrantes.

Un rasgo sobresaliente de la herramienta ADN es que a medida que el *drill collar* rota en el agujero, se logran obtener múltiples mediciones azimutales así como mediciones considerablemente mejores de la densidad y del factor fotoeléctrico de las formaciones, en comparación con las mediciones de porosidad-neutrón en cuyo caso, un incremento en la obtención de puntos azimutales no es posible. Esto permite que la herramienta ADN pueda generar imágenes de las formaciones con un muestreo azimutal ligeramente mejor que las herramientas convencionales (12 muestreos azimutales), pero de menor calidad con respecto a las imágenes azimutales que pueden brindar las herramientas eléctricas de imágenes LWD (56 muestreos azimutales). Otro rasgo particular de la ADN es que esta herramienta obtiene un standoff ultrasónico en los 4 cuadrantes del pozo utilizando un método de reflexión muy similar al que utilizan las herramientas acústicas de imágenes. Estas mediciones se utilizan para corregir las mediciones de porosidad neutrón debido a las influencias que pueda tener el lodo de perforación sobre estas, y para determinar el volumen de lodo que rodea a la herramienta.

La herramienta generalmente se encuentra montada dentro de una combinación de herramientas LWD desarrolladas para agujeros relativamente pequeños, de donde es posible obtener mediciones eléctricas y de rayos gamma de las formaciones, junto con las mediciones de porosidad-densidad, neutrón y factor fotoeléctrico que obtiene la ADN. Existen 2 tipos de configuraciones: en una modalidad “rotatoria”, la herramienta obtiene mediciones azimutales de toda la circunferencia del agujero a medida que la tubería gira de manera estable con respecto al diámetro del pozo por medio de estabilizadores en la herramienta, mientras que en otra modalidad “estrecha” el giro de la herramienta puede ser llevado a cabo por medio de un motor de fondo (*Geosteering*), de manera que esta se “deslizará” respecto al agujero incluso en perforaciones direccionales que tengan desviaciones muy grandes (Figura 8.16). La precisión de las mediciones de la herramienta ADN son muy similares a las que realizan las herramientas operadas por cable, siendo la resolución vertical de las mediciones de densidad de cerca de 6” (15 cm), la resolución vertical de las mediciones del factor fotoeléctrico de las formaciones de cerca de 2” (5 cm) y la resolución vertical de las mediciones de porosidad neutrón de cerca de 12” (30 cm). Sin embargo, existen excepciones especialmente en aquellos casos en donde se realizan grandes rangos de penetración en las formaciones, ya que los conteos realizados por unidad de intervalo decrecen, así como también lo hará la precisión que se tendrán de las mediciones en el agujero.



Figuras 8.16 Esquema que muestra las configuraciones de la herramienta ADN, mostrando las fuentes de densidad y de neutrones. Del lado derecho se muestra la configuración estabilizada de la herramienta. Del lado izquierdo se muestra la versión estrecha (Modificado de Luthi, 2001).

En cuanto a seguridad, la herramienta ADN cuenta con un sistema de precaución operacional que permite poder recuperar las fuentes radiactivas en el caso de que llegase a quedar atascada la

herramienta en el pozo. Esto permite evitar considerablemente el tener que dejar la fuente radiactiva en el agujero, siendo considerada una gran ventaja en el ámbito de la seguridad de la perforación.

8.3.1.6.1.1 Principales aplicaciones de la herramienta ADN

La herramienta ADN se centra principalmente en varios tipos de aplicaciones petrofísicas entre las que destacan: mediciones de densidad y factor fotoeléctrico de las formaciones, así como la obtención de imágenes de densidad utilizando los datos provenientes de la información azimutal para darle veracidad a los análisis petrofísicos. Algunas otras de las aplicaciones que tiene la herramienta ADN son la evaluación de capas delgadas, la porosidad de la formación, la heterogeneidad litológica, la invasión desigual del filtrado de lodo y los contactos de fluidos. Varias de las principales aplicaciones que tiene la herramienta ADN son muy similares a las aplicaciones que tienen las herramientas eléctricas y acústicas de imágenes abordadas en el Capítulo 7, mas no son idénticas. Entre estas destacan 3 principalmente:

- Realización de una reconstrucción estructural del reservorio.
- Identificación de heterogeneidades.
- Control geológico del pozo utilizando las mediciones LWD.

Estas se encuentran naturalmente relacionadas una con la otra. Los echados estructurales pueden ser determinados a través de las capas que se producen en las imágenes, o bien pueden ser correlacionadas por medio de las 4 curvas de densidad o las curvas del factor fotoeléctrico, de una manera muy similar a como son interpretadas las formaciones por medio de las curvas de la herramienta de echados SHDT (*Stratigraphic High Dipmeter Tool*), y ya que las mediciones realizadas por medio de las herramientas LWD generalmente se realizan en pozos direccionales y horizontales, es necesario hacer una conversión de los echados aparentes a verdaderos. Tales rasgos pueden ayudar a los geólogos y petrofísicos a la realización de apropiadas interpretaciones para definir cambios litoestratigráficos, mientras que las imágenes pueden ayudar a los geólogos y a los perforadores para la toma de decisiones sobre dónde dirigir el pozo.

8.3.1.7 Herramientas de neutrones LWD

En cuanto a las herramientas de registros de neutrones dentro de la gama de registros durante la perforación (LWD), estas operan prácticamente de la misma manera a cómo operan en las herramientas de registros operadas por cable (*wireline*). Las fuentes radiactivas y los sensores de se colocan generalmente en los *drill collar* de la cadena de perforación y por encima de la barrena, pero con ligeras diferencias respecto a las herramientas convencionales. Por un lado, los detectores cercanos y lejanos son depósitos de detección a 2 distintos espaciamientos, mientras que por otro lado las mediciones obtenidas de las formaciones pueden ser bien o sumadas o restadas a las respuestas azimutales orientadas, mientras que la profundidad de investigación que

se podrá obtener por medio de las herramientas de neutrones LWD, será muy similar a la obtenida por las herramientas de porosidad neutrón operadas por cable.

Las principales herramientas de porosidad-neutrón que han sido desarrolladas por las distintas compañías de servicios dentro de la gama de servicios LWD, son la CDN y la *adnVISION* por parte de la compañía Schlumberger, la CNP-CN ϕ (*Compensated Neutron Porosity tool*) o herramienta de porosidad neutrón compensada y la CNT (*Compensated Thermal Neutron tool*) o herramienta de neutrones termales compensada por parte de la compañía Halliburton, y la CCN y *LithoTrak* por parte de la compañía Baker Hughes.

Como en las herramientas de neutrones convencionales de cable, los sensores de las herramientas de neutrones LWD utilizan 2 detectores de Geiger Müller para medir los rayos gamma emitidos por los átomos de las formaciones cuando se capturan neutrones. Estos detectores se encuentran ubicados a 2 espaciamentos simétricos con respecto a la fuente de emisión de neutrones, lo que asegura que cuando la herramienta se encuentre en modalidad de rotación (excentrada), o cuando esta se encuentre centralizada en el agujero, ambos grupos de detectores estarán recibiendo el mismo flujo de rayos gamma. La utilización de ambos detectores de Geiger Müller permite reducir las variaciones estadísticas propias de este tipo de medición, incrementa la utilidad del servicio haciendo al sistema más tolerante a las fallas, y por lo tanto permite la compensación de las mediciones neutrónicas registradas por efecto de pozo.

El sensor que comúnmente se utiliza para realizar este tipo de mediciones nucleares es una fuente de Americio-Berilio (Am-Be) del mismo modo en que operan las herramientas de neutrones operadas por cable, pero con la gran diferencia de que en las herramientas LWD ésta va alojada en el *drill collar* de la tubería de perforación. Para el manejo de las fuentes radiactivas generalmente se tienen algunas precauciones dentro del diseño de las herramientas LWD, las cuales buscan asegurar que si se llegase a presentar algún tipo de falla mecánica durante la perforación, esta se genere en la conexión y no en el cartucho que aísla la fuente radiactiva del exterior del *drill collar*, permitiendo que la fuente se mantenga asegurada en el *drill collar* y que pueda ser retirada posteriormente por medio de un cable de registros.

Todas las herramientas de porosidad-neutrón operan con el mismo principio físico de funcionamiento que se basa en el hecho de que la población de neutrones depende de la concentración de núcleos de hidrogeno en el ambiente. Esto es, una medida de la población de neutrones a alguna distancia desde la fuente de neutrón puede relacionarse con la porosidad de la formación cuyo contenido sea líquido, ya sea agua o aceite, y en conjunto con las mediciones de las herramientas de densidad LWD, puede visualizar la presencia de gas en las formaciones. Inicialmente las herramientas de porosidad-neutrón hacían mediciones indirectas de la población de neutrones por medio de la detección del flujo de rayos gamma resultante de la captura de neutrones térmicos, sin embargo, las nuevas generaciones de estas herramientas se encuentran constituidas por medio de 2 detectores y realizan mediciones directas de las poblaciones de neutrones térmicos y neutrones epitérmicos (Capítulo 5.3), además de permitir la compensación

por efectos de pozo. La combinación de estas mediciones de neutrones térmicos y epitérmicos en las herramientas permite en las herramientas más modernas que se puedan tener mejores determinaciones de porosidad de los reservorios, de tal manera que se puede tener una evaluación más precisa de éstos, y una identificación más confiable de las zonas gasíferas en combinación con las herramientas de densidad.

Al igual que las herramientas de porosidad-neutrón operadas por cable, las lecturas de las herramientas neutrónicas LWD se corrigen normalmente por efectos del diámetro del agujero, por efectos de la litología y por salinidad y densidad del lodo de perforación. Estas herramientas son muy sensibles al standoff, lo que provoca que las mediciones puedan perder calidad y cantidad de información dependiendo en gran medida de la diferencia que exista entre los tamaños de la herramienta y el tamaño de la barrena, siendo mínimas las correcciones en aquellos casos donde el tamaño del *drill collar* es semejante al tamaño de la barrena, y siendo necesarias las correcciones en aquellos casos donde el diámetro de pozo sea demasiado grande, provocando incluso que no se detecten con precisión los rayos gamma emitidos por la captura de los neutrones.

Otras de las ventajas sobresalientes de los registros de neutrones LWD en comparación con los registros de neutrones operados por cable, se destacan a continuación:

- Debido a que normalmente en las velocidades del registro LWD, su tasa de perforación, son de 1 o 2 ordenes de magnitud menores que las velocidades del registro a cable, la tasa de muestreo o tiempo de integración para las herramientas nucleares LWD puede ser mayor que las medidas a cable equivalentes.
- La configuración de la herramienta LWD favorece la detección de los rayos gamma, ya que el collar se considera parte del sistema de detección actuando como un convertidor eficiente de neutrones térmicos en rayos gamma. Esto se debe a que la herramienta LWD se encuentra construida en su mayor parte de hierro, el cual posee una longitud de retraso de neutrones rápidos alta, produciendo múltiples rayos gamma por captura.

Por otro lado, una de las herramientas de porosidad-neutrón más modernas que se emplean hoy en día dentro de los registros LWD es la herramienta de neutrón térmico compensado (CNT) por parte de la compañía Halliburton, la cual fue diseñada especialmente para aplicaciones en pozos de diámetros pequeños. Esta herramienta, a diferencia de las anteriores, emplea 2 grupos de detectores de neutrones de He^3 ubicados a 2 espaciamientos llamados cercano y lejano que detectan los rayos gamma emitidos cuando se realiza la captura de los neutrones. La gran mayoría de los rayos gamma detectados provienen de los neutrones térmicos que son capturados por los *collars* de perforación, suministrando así una respuesta de neutrón porosidad y efectos de litología similares a los que proporcionan las herramientas de porosidad-neutrón operadas a cable (*wireline*).

8.3.1.8 Herramientas de resonancia magnética nuclear LWD

La primera herramienta de resonancia magnética nuclear comercial que se comenzó a utilizar en las nuevas tecnologías de los registros durante la perforación (LWD), fue desarrollada por NUMAR, una subsidiaria de Halliburton en el año de 1999, y se comenzó a utilizar con fines comerciales a partir del 2000 con el nombre de MRIL-WD. La herramienta se encuentra alojada en un mandril en cuya sección superior se encuentran las baterías, la electrónica que controla las mediciones, y las bobinas de radiofrecuencias transmisoras y receptoras, mientras que en su porción inferior se localiza el sensor que se encuentra constituido por un imán permanente, la antena y la tubería.

Generalmente la herramienta puede operar en 2 diferentes modalidades. En una primera modalidad las mediciones realizadas por la herramienta durante la perforación permite adquirir experimentos de recuperación de saturación T_1 que va de 1 ms (milisegundo) a 12 ms, lo que permite proveer de información completa sobre la relajación térmica de los fluidos en un reservorio, en donde tiempos de relajación T_1 rápidos provienen del agua ligada a las arcillas, tiempo medios provienen del agua irreducible y tiempos cortos a los fluidos libres o movibles del reservorio. Mientras que en una segunda modalidad desarrollada posterior a la perforación una vez que ya no está girando la herramienta, se obtienen secuencias de pulsos spin-ecos utilizando secuencias de pulsos CPMG de la misma forma como se realiza con las herramientas NML operadas por cable.

Otra herramienta similar desarrollada con el mismo propósito fue la *proVISION* por parte de la compañía Schlumberger. La *proVISION* se coloca generalmente por encima de la barrena alojada en el *drill collar* de forma muy similar a las herramientas eléctricas de imágenes, herramientas de neutrones, densidad, etc. y permite obtener los tiempos de relajación térmica T_1 y T_2 respectivamente tanto de manera estacionaria, durante la perforación del pozo, o bien, deslizándose la tubería de perforación a través del agujero. Estas mediciones se logran transmitir a superficie efectivamente por medio del sistema de telemetría *PowerPulse MWD*, minimizando en gran medida el que pueda haber pérdida de información.

Por último, la compañía Baker Hughes desarrolló igualmente su propia herramienta de resonancia magnética nuclear utilizando la tecnología de los registros durante la perforación, y la llamó con el nombre de *MagTrak*.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

CAPÍTULO 9.- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES



CONCLUSIONES

Como bien se ha podido estudiar a lo largo de este trabajo de tesis, los registros geofísicos de pozos son unas de las herramientas más importantes dentro de la industria petrolera actual al momento de querer evaluar las características físicas y petrofísicas de las formaciones sedimentarias a profundidad. La principal finalidad será la oportuna y correcta interpretación de aquellas zonas que sean potenciales productoras de hidrocarburos, por lo tanto, optimizar y mejorar las reservas de hidrocarburos, minimizar los costos de operación y recuperación de estos, reducir al mínimo los impactos al medio ambiente, proporcionar seguridad a las torres de perforación y al personal que ahí labora, la detección de intervalos que cuenten con potencial petrolífero que en el pasado muy probablemente se pudieron haber pasado por alto, etc.

En la actualidad son muy grandes las demandas que se tienen respecto a la gran fuente de energía que representan los hidrocarburos dentro de las industrias, así como también dentro de la vida diaria. Es por ello que todos aquellos alumnos e ingenieros que se encuentren interesados en cursar una carrera afín a las Ciencias de la Tierra, dentro de la industria petrolera, deben de tener un conocimiento sólido sobre los grandes beneficios que estos brindan como opción de desarrollo profesional, así como opción para el desarrollo y el mejoramiento de los campos y de todas las perforaciones petroleras que se lleven a cabo día con día.

Todos los principios de medición de las herramientas de registros que se abarcaron en este trabajo corresponden a cualidades específicas de investigación para tipo de herramienta, lo que permite por ende el poder evaluar las diferentes características de las formaciones si se utilizan todos en forma combinada. Los registros eléctricos responden principalmente a la resistividad de las formaciones, a los contactos agua-hidrocarburo, a los efectos de invasión de filtrado de lodo en zonas permeables, etc. los registros de porosidad permiten la evaluación del tipo de litología que se tiene a profundidad, la matriz de la roca, el tipo de porosidad que tengan, la saturación de fluidos y el tipo específico de fluidos que existan en las formaciones, la identificación de litologías complejas (aquellas que tengan más de 2 tipo de matriz), etc. los registros de echados y los registros de imágenes de pozo por otro lado, permiten observar cualidades específicas de las formaciones, tales como la presencia de fallas y fracturas en las formaciones, el tipo de geometría de las capas, el espesor de las capas, las condiciones del agujero de perforación, la desviación y el ángulo de desviación que se genera en el agujero, el echado y azimut de las capas, etc.

Hoy por hoy, de las técnicas más modernas que se tienen ahora dentro de la gama de registros son los registros durante la perforación LWD, los registros de hidrocarburos, y los registros durante la perforación MWD. Será de gran importancia que todo aquel que guste o le interese ser petrofísico de registros tenga conocimiento de todas estas herramientas, por lo que este trabajo se encuentra encaminado en poder ser una fuente de información confiable para el entendimiento del principio de medición con el operan casi la gran mayoría de herramientas que se tienen en la actualidad.

No está de más decir que las herramientas de registros seguirán evolucionando con el paso de los años a medida que las demandas en el sector petrolero vayan en aumento, por lo tanto, habrá que estar siempre actualizado en las mejoras y en las nuevas tecnologías que se generen en el ramo.

RECOMENDACIONES

- No hay que dejar a un lado las herramientas de registros más antiguas, ya que estas son y constituyen la base de las mediciones más modernas que se llevan a cabo en la actualidad. El poder entender el principio de medición con el que funcionaban las herramientas más antiguas desde que estas fueron patentadas, permite el que sean más fáciles de comprender muchas de las herramientas de registros más modernas.
- Los registros geofísicos de pozos pueden ser utilizados en una gran variedad de ambientes, así como también en gran variedad de condiciones de agujero (utilizando lodos base agua, los base aceite o bien, lodos aireados), por lo que la mejor determinación de qué tipo de registro es recomendable para el pozo que se esté analizando, será responsabilidad de los ingenieros encargados de la adquisición de los registros, y dependerá a su vez de qué tipo de propiedades físicas, químicas y petrofísicas se estén buscando de las formaciones.
- Los mejores registros de porosidad los constituyen las herramientas de neutrones compensadas (CNL), los registros de litodensidad (LDL), los registros de resonancia magnética nuclear (NML) y los registros de densidad compensados (NML), de tal manera que la combinación de las respuestas de todos estos pueden ayudar a tener una determinación muy precisa del tipo de litología y la matriz de las formaciones que se estén utilizando, valores de porosidad muy precisos, determinación de la transición entre intervalos con contenido de agua, gas o aceite así como la obtención de saturaciones de fluidos, etc.
- El presente trabajo de titulación, junto con otros artículos, publicaciones y libros relacionados con el tema, permite el que se pueda tener un entendimiento más profundo y detallado del principio de medición, las correcciones y las principales aplicaciones con el que trabajan muchas de las herramientas de registros que se manejan en la actualidad en la gran mayoría de las perforaciones petroleras a nivel mundial, y cuya bibliografía en el idioma español es un tanto escasa. De esta manera, se pretende que este trabajo sea una fuente de ayuda para geólogos, geofísicos y petrofísicos que quieran o estén interesados en el área de los registros geofísicos de pozos.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Arroyo Carrasco Alejandro. (2007). "Bases Teóricas e Interpretación de Registros Geofísicos de Pozos". Facultad de Ingeniería. UNAM. México.
- Bassiouni Zaki. (1994). "Theory, Measurement, and Interpretation of Well Logs". Richardson, Texas.
- Castrejón Pineda Héctor Ricardo. (2010). "Apuntes de la asignatura de Petrofísica y Registros Geofísicos de Pozos". Facultad de Ingeniería. UNAM. México.
- Coates R. George; Xiao Lizhi.; Prammer G. Manfred. (1999). "NMR Logging Principles and Applications". Halliburton Energy Services. Houston, USA.
- Córdova Hernández Roger. (2008). "Registro Geofísico Moderno de Inducción Triaxial para la Caracterización de Formaciones Laminadas". Tesis de Licenciatura. UNAM. México.
- Dewan T. John. (1983). "Modern Openhole Log Interpretation". Oklahoma.
- Ellis V. Darwin.; Singer M. Julian. (2008). "Well Logging for Earth Scientists. Second Edition", The Netherlands.
- Geney Roncallo Guillermo Alejandro. (2000). "Aplicaciones de los Sistemas de Registros LWD en Operaciones de Perforación de Pozos". Tesis de Licenciatura. Universidad Nacional de Colombia. Medellín, Colombia.
- Gómez Rivero Orlando. (1975). "Registros de Pozos 1era Parte: Teoría e Interpretación". México.
- Luthi M. Stephan. (2001). "Geological Well Logs. Their use in reservoir modeling 2nd Part. Geological Measurements". Springer.
- Martell Andrade José Bernardo. (2008). "Apuntes de la asignatura de Geología del Subsuelo". Facultad de Ingeniería. UNAM. México.
- Martell Andrade José Bernardo. (2008). "Desarrollo de la Evaluación Petrofísica en México y su Futuro a través de la UNAM". ai México. México.
- Merchand Guillot Guillermo. (2010). "Manual Básico para la Interpretación de Registros Geofísicos de Pozos". Tesis de Licenciatura. UNAM. México.
- Petróleos Mexicanos. (2000). "Un siglo de la perforación en México". Unidad de perforación y mantenimiento de pozos.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Pirson J. Sylvian. (1970). "Geologic Well Log Analysis Second Edition". Austin, Texas.
- Rider Malcolm. (2000). "The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition". Scotland.
- Rodríguez Salazar Jesús Pastor. (2004). "Aplicación de la Técnica de Resonancia Magnética Nuclear y su Relación con la Calidad de Roca de Yacimiento en el Pozo VLA-1326". Tesis de Maestría. Universidad Central de Venezuela. Caracas, Venezuela.
- Rotenco. (2010). "Manual de Capacitación. Tiempo de atraso e Hidráulica de las Bombas", Documento, 2010.
- Ramos Rodríguez Heberto.; Zinat Conte Daniel.; Ramírez Maldonado Tomás. (2008). "Registros Geofísicos en México Tomo I". Primera Edición. Villahermosa, Tabasco. México.
- Serra Oberto. (1984). "Fundamentals of Well Log Interpretation 1. Acquisition of Logging Data". New York.
- Serra Oberto. (2008). "Well Logging Handbook". Paris, Francia.
- Schlumberger. (1984). "Evaluación de Formaciones en México". México.
- Schlumberger. (1993). "Measurements At The Bit. A New Generation of MWD Tools", Oilfield Review.
- Schlumberger. (2000). "Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros". Documento. New York.
- Schlumberger. (2001). "Medición de la resistividad detrás del revestimiento". Oilfield Review.
- Schlumberger. (2001/2002). "Advances in Borehole Imaging, Abandonment and Decommissioning, E&P Information Solution". Oilfield Review.
- Schlumberger. (2002). "UBI, Advanced Borehole Imaging Independent of Mud Type". Documento.
- Schlumberger. (2002). "Imágenes claras en lodos base aceite". Oilfield Review.
- Schlumberger. (2002). "FMI Borehole Geometry, Geomechanics and 3D Reservoir Modeling". Documento.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Schlumberger. (2003). "ARI* Azimuthal Resistivity Imager". Wireline & Testing. Houston, Texas.
- Schlumberger. (2004). "Ultrasonic Imager Tool USI". Oilfield Review.
- Schlumberger. (2004). "AIT Array Induction Imager Tools". Oilfield Review.
- Schlumberger. (2005). "Log Interpretation Charts". Documento.
- Schlumberger. (2005). "Sonic Scanner. Acoustic Scanning Platform". Oilfield Review.
- Schlumberger. (2006). "OBMI Borehole Imaging in Oil Base Mud". Documento.
- Schlumberger. (2008). "Aseguramiento del aislamiento zonal más allá de la vida de la vida productiva del pozo". Oilfield Review.