



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

Manual para el profesor de la asignatura de Registros Geofísicos en Pozo

MATERIAL DIDÁCTICO

Que para obtener el título de

Ingeniero Geofísico

P R E S E N T A

Jesús Javier Vázquez Fuentes

ASESORA DE MATERIAL DIDÁCTICO

Dra. Iza Canales García



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2021

Índice

1. Propiedades físicas de las rocas.....	3
1.1 Propiedades petrofísicas.....	3
1.2 Propiedades mecánicas.....	5
1.3 Propiedades eléctricas y electromagnéticas.....	10
1.4 Propiedades Radiactivas.....	13
1.5 Propiedades Termodinámicas.....	15
1.6 Propiedades Hidráulicas.....	18
1.7 Propiedades de los Fluidos de Perforación y Saturantes de las Rocas.....	20
2. Registros de correlación.....	23
2.1 Adquisición de registros geofísicos de pozos.....	23
2.2 Historia y clasificación de los registros geofísicos de pozos.....	26
2.3 Potencial Natural (SP – Spontaneous Potential).....	34
2.4 Rayos Gamma Naturales (NGR).....	46
2.5 Espectroscopía de Rayos Gamma Naturales (NGS).....	56
3. Registros de Resistividad.....	63
3.1 Registros Convencionales.....	63
3.2 Registros Enfocados.....	75
3.3 Herramientas microenfocadas.....	88
3.4 Registros de Inducción.....	99
3.5 Arreglos de Inducción.....	110
4. Registros de porosidad.....	115
4.1 Registro sónico de porosidad.....	116
4.2 Registros de densidad.....	138
4.3 Registros de neutrones.....	155
4.4 Resonancia magnética nuclear.....	177
5. Registros complementarios.....	190
5.1 Registro Cáliper o Calliper.....	190
5.2 Registro de echados (Dipmeter log).....	197
6. Nuevas tecnologías de registros en pozo.....	214
6.1 Registros de imágenes.....	214
6.2 Registros durante la perforación y en tiempo real.....	245
7. Interpretación cualitativa y cuantitativa de registros en pozo.....	261
7.1 Técnicas rápidas de interpretación cualitativa.....	261
7.2 Interpretación cuantitativa.....	262
7.3 Formaciones arcillosas.....	265
7.4 Aplicaciones a hidrología.....	267
8. Resultados de probadores de formación y pruebas de presión-producción.....	271
8.1 Prueba Convencional (Drill Stem Test, DST).....	273
8.2 Probador de Formación Operado con Línea de Acero (Wireline Formation Tester, WFT).....	278
8.3 Probador de Formación de Repetición (Repeat Formation Tester, RFT).....	281
9. Integración de resultados del registro de hidrocarburos, núcleos y láminas delgadas.....	288
9.1 Registros de hidrocarburos.....	288
9.2 Análisis de núcleos.....	291
9.3 Análisis de láminas delgadas.....	295
Bibliografía y referencias.....	297
Anexos.....	299

Objetivo del curso: El alumno conocerá y analizará las propiedades físicas de las rocas, así como los principios de medición de los registros geofísicos de pozo, para interpretarlos cualitativa y cuantitativamente y evaluar formaciones, mediante el uso de muestras directas.

1. Propiedades físicas de las rocas

Objetivo: El alumno conocerá las principales propiedades y parámetros físicos de las rocas y de los fluidos saturantes, así como de los fluidos de perforación.

1.1 Propiedades petrofísicas

Conocer las propiedades petrofísicas de las rocas es necesario para poder determinar si un pozo puede considerarse económicamente productivo.

Porosidad. La porosidad de una roca es una medida de la cantidad de espacios internos que son capaces de almacenar fluidos. Se define también como la relación que existe entre los espacios en rocas llenos con algún fluido y el volumen total de esta.

$$\phi = \frac{\text{Volumen de espacios de roca llenos con algún fluido}}{\text{Volumen total de roca}}$$

De acuerdo con el modo en que se originó, la porosidad puede clasificarse en primaria o secundaria.

La porosidad primaria u original es aquella que se desarrolló en el momento del depósito de los sedimentos o del origen de las rocas, mientras que la secundaria o inducida se generó por procesos geológicos subsecuentes. Las rocas que tienen porosidad primaria son más uniformes en sus características. Asimismo, la porosidad inducida está representada por fracturas y por vesículas o cavidades de disolución; otro proceso que la genera es la dolomitización.

Por otra parte, se denomina porosidad total a la relación que existe entre el volumen de espacios vacíos y el volumen total de la roca, y también se considera como la suma de la porosidad primaria y la porosidad secundaria.

La porosidad efectiva se caracteriza como la relación entre los espacios vacíos interconectados y el volumen total de la roca.

Permeabilidad. Donde quiera que exista un gradiente hidráulico de poros interconectados o rocas fracturadas, puede tener lugar la migración de fluidos.

En el código API (American Petroleum Institute), se establece que la permeabilidad (K) es una propiedad del medio poroso y también una medida, tanto de la capacidad del medio para transmitir fluidos como de la magnitud del flujo del fluido por unidad de gradiente hidráulico. La unidad es milidarcy.

Si se conoce la permeabilidad, se puede predecir la productividad de un acuífero o yacimiento en condiciones variantes de presión y flujo, utilizando los métodos de ingeniería de yacimientos. Debido a que la mayoría de los pozos son perforados para recuperar agua o hidrocarburos, la determinación de esta propiedad tiene un significado económico primordial.

La mayoría de los métodos de registros para medir la permeabilidad se basan en las consideraciones del espacio poroso, estructura del poro y la saturación del agua, o sea que la permeabilidad está impuesta a partir de las propiedades de las rocas en condiciones estáticas y no de flujo.

Las formaciones que transmiten los fluidos fácilmente, tales como las areniscas, se describen como permeables y tienden a tener poros grandes y bien conectados.

Las formaciones impermeables, tales como las lutitas y las limolitas, tienden a tener granos más finos o un tamaño mixto de grano, con poros más pequeños, más escasos o menos interconectados.

La medición de la permeabilidad cuando sólo existe un fluido, o fase, presente en la roca, se llama permeabilidad absoluta.

La permeabilidad efectiva es la capacidad de flujo preferencial o de transmisión de un fluido particular cuando existen otros fluidos inmiscibles presentes en el medio (por ejemplo, la permeabilidad efectiva del gas en un yacimiento de gas-agua).

La permeabilidad relativa es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido determinado, con una saturación determinada, y la permeabilidad absoluta de dicho fluido con un grado de saturación total. Su cálculo permite la comparación de las capacidades de flujo de los fluidos en presencia de otros fluidos, ya que la presencia de más de un fluido, generalmente inhibe el flujo. Si sólo hay un fluido presente en la roca, su permeabilidad relativa es 1.

Saturación de Fluidos. Es la fracción del volumen de la porosidad de una roca que se encuentra ocupada por un fluido.

$$s = \frac{\text{Volumen del Fluido}}{\text{Volumen de Poro}}$$

El índice de saturación de fluidos se puede calcular con base en el análisis de núcleos, o bien, inferirse y calcularse a partir de registros geofísicos de pozo.

En un análisis de núcleos se determina la saturación de agua, aceite y gas. Como la saturación obtenida en el núcleo no es muy representativa, dado el volumen de roca, se utiliza de una manera cualitativa para determinar las zonas de los contactos agua-aceite, y aceite-gas, o para describir la posible presencia de hidrocarburos. El conocimiento de la saturación de aceite en un núcleo, puede ser muy útil en la interpretación de datos de registros eléctricos.

Litología. Es el estudio de la naturaleza de la roca, su composición mineralógica, tamaño de grano, tamaño de las partículas y de sus características físicas y químicas. Incluye también su composición, su textura, tipo de transporte así como su distribución espacial y material cementante.

Tener una buena noción de la litología es fundamental para entender cómo es un yacimiento, ya que dependiendo de la naturaleza de las rocas, estas se comportarán de una manera concreta ante deformaciones, presentarán una resistencia determinada al paso de fluidos o podrán permitir su migración, es posible determinar qué tanto se puede almacenar e incluso qué tanto de dichos fluidos podrán extraerse de las rocas.

Mineralogía. Es una rama de la geología y estudia específicamente, las propiedades físicas y químicas de todos los minerales del planeta, y también su origen, formación, clasificación, distribución y uso.

Un mineral es un cuerpo producido por procesos de naturaleza inorgánica, con una composición química característica y una estructura cristalina, que generalmente suele presentarse en formas o contornos geométricos. Se forman por precipitación a partir de una solución, por enfriamiento de un magma, o bien, por precipitación a partir de fluidos a alta temperatura derivados de un magma. Se encuentran en formas muy diversas en la naturaleza ya que pueden ser de un sólo elemento, como el azufre nativo, oro, plata, cobre, o una combinación de varios, tal es el caso de algunos compuestos químicos como el cuarzo, que está formado por silicio y oxígeno, otro ejemplo de estos últimos es la carnotita, mineral del que se obtiene el elemento uranio, ya que contiene cinco elementos básicos: potasio, uranio, oxígeno, vanadio e hidrógeno.

Es importante explicar que las sustancias minerales que fueron producidas por acción de la vida orgánica, como la perla del ostión, no se incluyen entre los minerales. Además, las especies minerales están, por regla general, limitadas a sustancias sólidas, en este sentido, los únicos líquidos que se incluyen es el mercurio metálico y el agua, ya que ambos carecen de un orden interno y se clasifican como minerales. El petróleo no es propiamente una sustancia homogénea porque consiste de muchos compuestos de hidrocarburos y, aunque se forma por procesos naturales, no tiene una composición química definida ni distribución atómica ordenada, por lo tanto, no es considerado una especie mineral.

Los minerales se pueden clasificar de acuerdo con los siguientes criterios:

- Según su composición
 - Metálicos (oro, plata, hierro, níquel, cobre, aluminio, cromo, plomo, etc.).
 - No metálicos (yeso, talco, fluorita, asbestos, gravas, arenas, etc.).
- Según su origen
 - Primarios. Son aquellos que por su gran estabilidad permanecen sin ser alterados en los depósitos originales desde que se formaron.
 - Secundarios. Se forman principalmente a partir del enfriamiento de minerales primarios que son estables solo a altas temperaturas, por procesos de meteorización, o bien, disolución y posterior precipitación.

1.2 Propiedades mecánicas

Las propiedades mecánicas definen la capacidad de la roca para resistir acciones externas o internas que implican la aplicación de fuerzas sobre la misma.

Elasticidad. La elasticidad es una propiedad de un material ideal y podemos vincularla con los materiales que se utilizan en ingeniería, incluyendo a las rocas en mayor o menor grado y en función de cuanto estos materiales se acercan al ideal. Prácticamente esto depende de tres factores principales: ho-

homogeneidad, isotropía y continuidad, cada uno de los cuales pueden ser definidos dentro de ciertos límites.

La homogeneidad es una medida de la continuidad física de un cuerpo. De esta manera en un material homogéneo, los constituyentes están distribuidos de tal forma que un pequeño fragmento separado de cualquier parte del cuerpo deberá tener constituyentes y propiedades representativas del todo. La homogeneidad depende en gran medida de la escala y podría ser posible describir una roca masiva de grano muy fino como homogénea, mientras que una roca de grano muy grueso dentro de dimensiones limitadas debe ser considerada no homogénea.

La isotropía es una medida de las propiedades direccionales de un material. Por ejemplo, con un criterio estadístico, un cuerpo granular será isótropo si todos sus granos tienen una orientación al azar y cuando un plano de dimensiones equivalentes lo intercepta, en cualquier dirección, corta al mismo en un número igual o equivalente de granos. Dado que muchas rocas tienen una orientación determinada en sus clastos o cristales, estas son estrictamente hablando anisótropas y deberá esperarse que reaccionen en forma diferente a aquellos esfuerzos que provienen de distintas direcciones, dependiendo esto del grado de anisotropía.

La continuidad puede ser considerada como una referencia a la porosidad y/o a la cantidad de diaclasas y fallas en un cuerpo rocoso particular. El grado de continuidad afectará su cohesión y por lo tanto la diferente distribución de tensiones a través de todo el cuerpo. Los extremos, al considerar la continuidad de una roca, estarán entre una masa rocosa fracturada, la cual es completamente discontinua y un cuerpo rocoso masivo de grano muy fino con un diaclasamiento muy espaciado, con lo cual es prácticamente continuo.

A partir de estas definiciones es posible arribar a una primera estimación de la probable elasticidad de una roca, recordando siempre que con la posible excepción de la obsidiana o de un metal nativo, todas las rocas son en alguna medida anisótropas, no homogéneas y discontinuas y por lo tanto no son perfectamente elásticas. De todas maneras, algunas rocas se pueden aproximar en grado variable a algunas propiedades elásticas, particularmente cuando están sometidas a bajas cargas de deformación.

Sin duda, la mayoría de las rocas elásticas deben ser de grano fino, masivas y compactas, una propiedad de las rocas extrusivas (excepto cuando tienen vesículas, que son espacios vacíos visibles) y las rocas filoneanas y algunas rocas metamórficas finamente granudas. Estas rocas (Fig.1-a) se aproximan de muchas formas a las propiedades de un material elástico, frágil, que tiene una relación cuasi - lineal entre tensión / deformación hacia el punto de ruptura, por lo cual se las puede denominar rocas cuasi - elásticas.

Rocas de menor elasticidad, son las rocas ígneas de grano grueso y sedimentos compactados de grano fino, con baja porosidad y una razonable cohesión, por lo que se las denomina rocas semi-elásticas.

Estas tienen una relación tensión / deformación (Fig.1-b), en la cuál, la pendiente de la curva (equivalente al modulo de elasticidad bajo condiciones de cargas definidas) decrece con el incremento de la tensión. Este tipo de curva, obtenida a partir de ensayos con muestras de laboratorio, y por lo tanto que acentúan la falta de homogeneidad y la anisotropía del material, pueden brindar un cuadro exagerado de la falta de elasticidad de este tipo de rocas, la cuál a gran escala, como un depósito o estrato masivo, puede estar sujeto al análisis elástico, con ciertas precauciones. Esto es ilustrativo de uno de los peligros de los ensayos de laboratorio incluso cuando se los asocia con la interpretación estadística, como un método de obtener datos para realizar un análisis a gran escala (grandes dimensiones).

Un peligro similar existe en obtener datos para un tercer tipo de relación tensión/deformación por medio de métodos en laboratorio. Esta categoría incluye las rocas cohesivas, con mucha porosidad, com-

prendiendo a la mayoría de las rocas sedimentarias débiles (Fig.1-c). Estas son por lo tanto por evidencia propia no elásticas y cualquier análisis apoyado en criterios de elasticidad podría ser peligroso. La curva generalmente exhibe una zona inicial de incremento de la pendiente con el incremento de la carga, un rasgo que significa una compactación íntima y el cierre de grietas antes que cualquier deformación asimilable a la proporción lineal. Estas rocas tienden a exhibir características variables en la relación tensión / deformación.

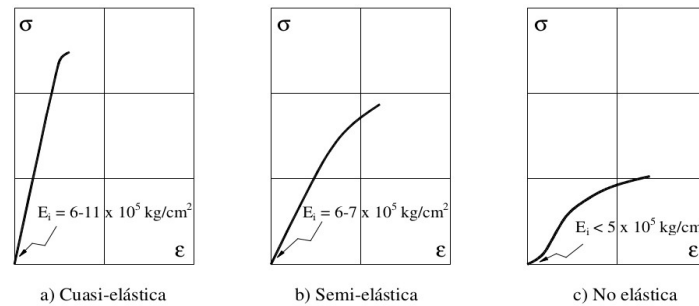


Fig. 1 – Típica Relación Tensión/Deformación en rocas (Farmer, 1968).

Para definir cualquier material elásticamente se requieren dos de las cinco constantes elásticas disponibles: E (módulo de elasticidad), ν (coeficiente de Poisson), K (módulo de compresibilidad), G (módulo de rigidez) y λ (constante de Lamé). En la teoría elástica las más convenientes son G y λ , pero en los problemas de ingeniería, E y ν son las mas comúnmente citadas. Una lista de los valores de E y ν se pueden observar en la Tabla 1.

Roca	E (kg/cm ²)	ν
Granito	$2 - 6 \times 10^5$	0,25
Microgranito	$3 - 8 \times 10^5$	0,25
Sienita	$6 - 8 \times 10^5$	0,25
Diorita	$7 - 10 \times 10^5$	0,25
Dolerita	$8 - 11 \times 10^5$	0,25
Gabro	$7 - 11 \times 10^5$	0,25
Basalto	$6 - 10 \times 10^5$	0,25
Arenisca	$0,5 - 8 \times 10^5$	
Lutita	$1 - 3,5 \times 10^5$	
Arcilla consolidada (Argilita)	$2 - 5 \times 10^5$	
Caliza	$1 - 8 \times 10^5$	
Dolomita	$4 - 8,4 \times 10^5$	
Carbón	$1 - 2 \times 10^5$	

Tabla 1 – Constantes elásticas de rocas con carga cero (Farmer, 1968).

Velocidad de propagación de ondas. La velocidad de las ondas acústicas depende directamente de algunas propiedades elásticas de 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.

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

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 esta 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 tres estados de la materia pueden soportar la compresión. 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 de compresión, 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. Además, la energía transmitida por esta onda es mucho mayor que las ondas compresivas.

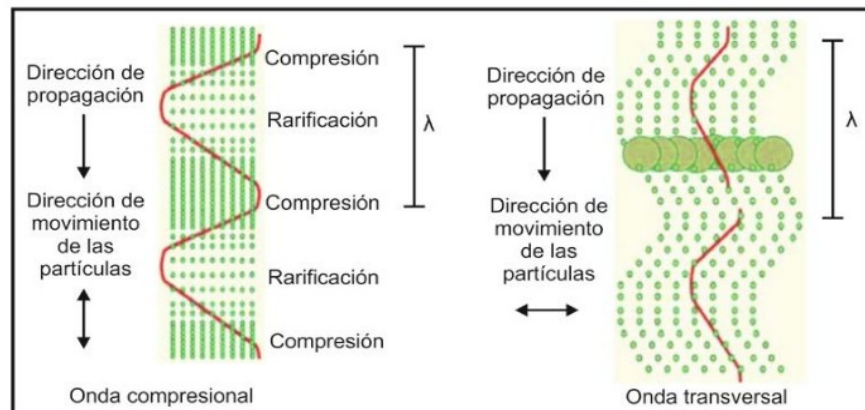


Fig. 2 - Representación de la dirección de propagación y de la dirección de movimiento de las ondas compresionales (P) y las ondas transversales (S) en un medio infinito e isotrópico (Ricco, 2012).

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 sólo 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 estas 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 V_P en comparación con aquellas rocas que se encuentren pobremente consolidadas.

das o sean suaves, dando como resultado que las ondas P tiendan a viajar más lentamente en las rocas suaves que en las duras, así como 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.

Las velocidades de la onda P (V_p) con las cuales se desplazan las ondas acústicas en los materiales dependen 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. Por otro lado, en los materiales porosos 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 estas depende 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 2 y 3 se presentan los rangos de valores típicos de las velocidades de la onda P 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 (V_s) para estos mismos materiales son, en general, del orden de la mitad de la V_p .

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 2 – Velocidades de la onda P y tiempos de tránsito de las ondas acústicas a través 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 3 – Velocidades de la onda P y tiempos de tránsito de las ondas acústicas a través 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 particularmente en el agua, 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, se encuentran sujetas a factores como su composición química, gas en la solución, temperatura y presión del aceite.

En la Tabla 4 se muestran los valores típicos de las velocidades de la onda P 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} (μseg/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 4 – Velocidades de la onda P y tiempos de tránsito de las ondas acústicas a través de los fluidos que pueden estar presentes en las formaciones sedimentarias. (Schlumberger, 2008).

La velocidad de propagación de una onda P es función de las constantes elásticas y de la densidad de la roca, así que tomando en cuenta las constantes elásticas E (módulo de Elasticidad) y ν (Coef. De Poisson), y la densidad ρ de la roca, la velocidad de la onda P se puede calcular a través de la fórmula siguiente:

$$V_P = \sqrt{\frac{E(1-\nu)}{\rho(1+\nu)(1-2\nu)}}$$

1.3 Propiedades eléctricas y electromagnéticas

Los métodos geoeléctricos se basan en el análisis de la respuesta que el suelo ofrece a un estímulo eléctrico, inducido artificialmente o de origen natural; es por ello, que al aplicar dichos métodos se deben conocer las propiedades eléctricas de las rocas y de los minerales que componen el medio en estudio.

Orellana (1972) destaca que el comportamiento físico de las rocas depende tanto de las propiedades como del modo de agregación de sus minerales, la forma, volumen y relleno de los poros.

Las corrientes eléctricas que se propagan a través de las rocas deben ser analizadas tomando en cuenta que estas se encuentran en un medio tridimensional e isótropo. La ley de Ohm para medios homogéneos y tridimensionales es una de las leyes físicas que analizan el comportamiento de las corrientes eléctricas y plantea que la densidad de corriente (j) en un punto del medio tiene la misma dirección que el campo Eléctrico (E) en ese mismo punto y, que a su vez, son proporcionales. El factor de proporcionalidad es la conductividad (σ) o su inverso la resistividad (ρ).

$$\rho = \frac{E}{j}$$

Resistividad eléctrica. Las propiedades electromagnéticas principales que caracterizan a las rocas son: la permeabilidad magnética, permitividad eléctrica y la resistividad eléctrica (o su inverso, la conductividad eléctrica). De estas, la más común y de útil aplicación en los estudios geoeléctricos de bajas frecuencias, debido a la presencia de pocos minerales ferromagnéticos en las rocas (principalmente en las rocas sedimentarias), es la resistividad. La resistividad eléctrica específica ρ es la propiedad que presenta cualquier material, de oponerse al paso de una corriente eléctrica, siendo su expresión matemática:

$$\rho = \frac{(R)(A)}{l}$$

donde: R: la resistencia del material.

A: Área del material.

l: Longitud del material.

I: Corriente eléctrica aplicada al material.

Es decir, la resistividad de un material es la resistencia eléctrica de un cubo de arista l de dicho material, cuando se hace pasar a través de este una corriente I perpendicular a una de sus caras (Fig. 3). Las unidades de la resistividad son Ohm-m.

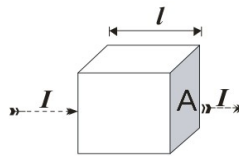


Fig. 3 – Representación de un cubo de roca para calcular su resistividad eléctrica específica a partir de su geometría (Ricco, 2012).

Por otro lado, el inverso de la resistividad es la conductividad eléctrica, cuyas dimensiones son mhos/m. y se expresa como:

$$\sigma = \frac{1}{\rho}$$

Por principio físico las rocas secas no conducen la corriente eléctrica, o sea, la matriz de la roca tiene conductividad nula y constituye un material aislante al igual que el aceite y el gas, por lo cual, para estos materiales las resistividades son infinitas. Por esto, la corriente eléctrica fluirá sólo a través del agua intersticial que satura la estructura porosa de la formación (Fig.4) y su nivel de conductividad depende de la salinidad. Esto implica que cualquier flujo de corriente en una formación tiene lugar en el agua de formación y no en la roca o los hidrocarburos. Debido a que el flujo de corriente está en función del agua presente en el sistema y esta se encuentra relacionada con la porosidad, cuanto mayor sea la porosidad de la formación mayor será la cantidad de agua conductiva y menor será su resistividad.

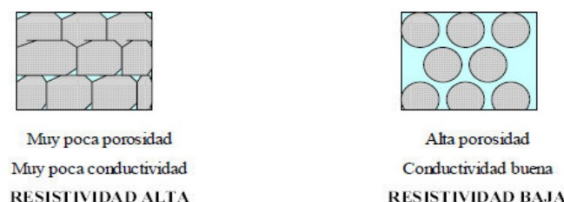


Fig. 4 – Diferencia de resistividades para dos rocas que contienen el mismo fluido pero que presentan diferentes grados de porosidad (Ricco, 2012).

Resistividad de la formación. La resistividad de la formación constituye una propiedad importante para determinar litología y contenido de fluido. La mayoría de los minerales constituyentes de las rocas al igual que los hidrocarburos, no son buenos conductores de electricidad, es decir, son resistivos. En las rocas sedimentarias, la parte sólida está formada por minerales no conductores de electricidad, tales como el cuarzo, silicatos y carbonatos, estas rocas conducen la electricidad, solamente debido a la presencia de fluidos conductivos dentro de los espacios porosos interconectados, como es el agua de formación. La resistividad verdadera de la formación es un parámetro clave para determinar la saturación de hidrocarburos.

Resistividad del agua de formación. De acuerdo con Marín (2003) el medio poroso de un yacimiento puede contener agua, petróleo y gas, ya sea individualmente o cualquiera de los dos o los tres al mismo tiempo. Sin embargo, la mayoría de las rocas de los yacimientos siempre contiene cierta cantidad de agua de formación. Las aguas superficiales son por lo general dulces y de resistividad alta, pero a medida que se perfora a mayor profundidad, el agua que se encuentra en las formaciones se hace más salada. Claro, esto no ocurre de manera regular o uniforme, pues son diversos los factores que influyen en la salinidad del agua de formación. Uno de ellos es la salinidad del mar que estaba presente cuando fueron depositados los sedimentos, o la cercanía de las antiguas desembocaduras de río y sus aguas dulces. La resistividad de las aguas superficiales puede ir de 20 a 50 ohm-m a temperatura ambiente, mientras que las aguas muy salinas de las perforaciones profundas pueden tener resistividades tan bajas como 0.04 ohm-m a 75°F, lo cual corresponde a una solución de saturación completa.

La temperatura es otro factor que afecta la capacidad conductora del agua de formación, a mayor temperatura, mayor es la movilidad de los iones y por ende mayor capacidad conductora. Como la conductividad es el inverso de la resistividad, se puede decir que la resistividad de un fluido es inversamente proporcional a la temperatura.

Un buen entendimiento de la resistividad del agua de formación, es factor básico para la interpretación de los registros y para la determinación de diferentes parámetros como la saturación de agua.

Volumen de arcilla. Bisbe (2007) define el volumen de arcilla como el porcentaje neto de arcilla en una formación. La determinación del volumen de arcilla reviste un parámetro de gran importancia, pues la presencia de minerales de arcilla afecta en forma notable las lecturas de los registros de porosidad y de resistividad.

Las arcillas y lutitas tienen valores de porosidad muy altos, pero debido al pequeño tamaño de sus granos, tienen muy baja permeabilidad, por lo cual funcionan como un sello de los reservorios. En las formaciones que presentan un cierto volumen de arcilla, la porosidad total está seriamente influida por la arcilla, presentando valores altos que no responden realmente a las potencialidades del reservorio, por eso se hace imprescindible calcular el volumen de arcilla con la mayor precisión posible para poder determinar la porosidad efectiva, que sí da una medida real del volumen de poros interconectados, además de que el conocimiento de su mineralogía permite predecir el comportamiento de una formación.

Factor de formación. El factor de formación de un medio poroso es un concepto valioso para la evaluación de formaciones. Se define como la relación que existe entre la resistividad de una muestra de roca saturada 100% con agua salada y la resistividad del agua que satura dicha roca.

$$F = \frac{R_0}{R_w}$$

1.4 Propiedades Radiactivas

Las propiedades radiactivas son muy útiles para determinar la cantidad de materia orgánica en la muestra de roca que se esté analizando, siendo esta muestra una muestra representativa de una formación o yacimiento en estudio. También sirven para relacionar estratos o bien determinar el posicionamiento de los cañones perforadores, la edad de las rocas de una formación, la historia geológica del yacimiento, y determinar las rocas generadora, almacenadora, sello, las trampas y la migración; así como el tipo de hidrocarburos.

Todas las formaciones tienen contenidos variables de material radiactivo cuya magnitud depende de sus características individuales.

Por ejemplo, en formaciones sedimentarias, un buen entendimiento de las propiedades radiactivas nos puede indicar 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, el nivel de radiactividad es muy bajo, a menos que se tenga presencia de contaminantes radiactivos como ceniza volcánica o residuos de granito, o que las aguas de formación tengan sales radiactivas disueltas.

Radiactividad. 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".

La radiación que puede emitir un átomo al desintegrarse se puede clasificar en tres tipos básicos, comúnmente conocidos como rayos alfa (α), rayos beta (β) y rayos gamma (γ).

- Rayos alfa (α): de los 3, estos son los de más alta energía. Consisten esencialmente de átomos de helio (${}^4_2\text{He}$) 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 detenerlos 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 significativa. Gracias a esta propiedad es posible obtener información de las formaciones en pozos incluso aun cuando se tuvieran varias tuberías de revestimiento.

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 la radiación gamma presente en la tierra. Cada uno de estos elementos emite rayos gamma sin embargo, la cantidad y la energía emitida por cada elemento será distinta (Figura 5). 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.

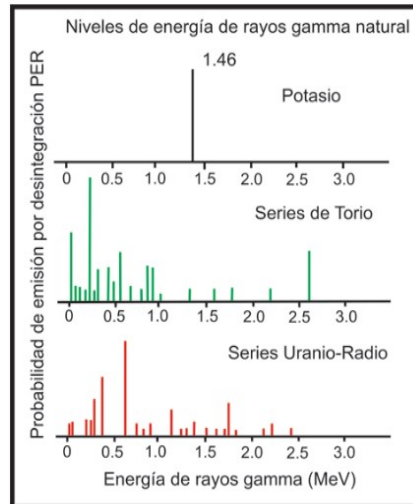


Figura 5.- Espectros de emisión de rayos gamma de minerales radiactivos (Schlumberger, 2008).

Decaimiento radiactivo. El decaimiento radiactivo de un núcleo atómico es un proceso espontáneo de desintegración de dicho núcleo. El resultado es la emisión de radiación ya sea electromagnética o corpuscular y la aparición de un nuevo núcleo, así como la liberación de la correspondiente energía de decaimiento. La periodicidad de este tipo de procesos es característica para cada isótopo de cada elemento y no puede ser alterada artificialmente.

Los eventos de decaimiento se presentan en núcleos inestables, es decir, donde la proporción entre el número de protones y el número de neutrones no es energéticamente la óptima. De esta forma cuando la fuerza de interacción nuclear fuerte no puede mantener al núcleo unido bajo estas condiciones, se presenta dicho decaimiento.

El decaimiento radiactivo, se puede expresar matemáticamente por medio de la siguiente expresión:

$$N = N_0 e^{-\lambda t}$$

dónde,

N	–	Número de núcleos sin desintegrar,
N0	–	Número de núcleos que había inicialmente,
t	–	Tiempo, y
λ	–	Constante de decaimiento característico de la sustancia.

La materia orgánica presente en las rocas, también sufre decaimiento radiactivo, debido a que con el paso del tiempo, la cantidad de isótopos de carbono presentes en ella irá decreciendo de manera constante.

1.5 Propiedades Termodinámicas

Termodinámica. Es la parte de la física que estudia la conversión del calor, trabajo y los cambios físicos en los sistemas en los que intervienen estas magnitudes, todo esto desde un punto de vista macroscópico (es decir, se considera a la materia como un todo, no como una agrupación de átomos). Así, desde el punto de vista macroscópico se analiza la variación de las propiedades directamente observables, tales como la presión, la temperatura, el volumen, etc., de un sistema.

Gradiente geotérmico terrestre. Es la tasa de incremento de la temperatura por unidad de profundidad existente en la Tierra. Si bien dicho gradiente varía entre un lugar y otro, oscila entre 25 y 30 °C/km [15 °F/1000 pies]. Los gradientes de temperatura varían ampliamente en la Tierra, a veces aumentando de manera considerable alrededor de las áreas volcánicas. Es particularmente importante para los ingenieros de fluidos de perforación conocer el gradiente geotérmico en el área cuando diseñan un pozo profundo. La temperatura de fondo de pozo puede calcularse sumando la temperatura de la superficie al producto de la profundidad y el gradiente geotérmico.

Temperatura de formación. Una de las variables más críticas en la mayoría de las operaciones de perforación y rehabilitación de pozos es la temperatura de formación, que depende de la profundidad vertical del hoyo. Por lo tanto es de suma importancia determinar el valor correcto de la temperatura de la Formación.

La temperatura estática de una formación es la temperatura existente antes del inicio de las tareas de perforación del yacimiento. Las operaciones de perforación tienen como objetivo perforar, evaluar y terminar un pozo para que produzca de una forma rentable. Durante estas tareas se perturba térmicamente la formación debido a la duración de la perforación, la circulación de fluidos de refrigeración, la diferencia de temperaturas entre la formación y el fluido que perfora, el radio, la difusividad térmica de las formaciones y la tecnología de perforación.

Calor específico. Es una propiedad intensiva de la materia, por lo que es representativo de cada materia; por el contrario, la capacidad calorífica es una propiedad extensiva representativa de cada cuerpo o sistema particular.

El calor específico (representado con la letra *c* minúscula) es la magnitud física que se define como la cantidad de calor que hay que suministrar a la unidad de masa de una sustancia o sistema termodinámico para elevar su temperatura en una unidad; esta se mide en varias escalas. En general, el valor del calor específico depende del valor de la temperatura inicial. Cuanto mayor sea el calor específico de las sustancias, más energía calorífica se necesita para incrementar la temperatura. Por ejemplo, se requiere ocho veces más energía para incrementar la temperatura de un lingote de magnesio que para un lingote de plomo de la misma masa.

De forma análoga, se define la capacidad calorífica (representada con la letra *C* mayúscula) como la cantidad de calor que se debe suministrar a toda la masa de una sustancia para elevar su temperatura en una unidad.

Definida así, la capacidad calorífica depende de la cantidad de sustancia que tengamos. No es lo mismo transmitir calor a un gramo de una sustancia que a un kilo de la misma. Obviamente, el aumento de temperatura logrado en ambos casos, será muy distinto.

Por lo tanto, el calor específico es el cociente entre la capacidad calorífica y la masa, esto es:

$$c = \frac{C}{m}$$

dónde,

c	–	calor específico,
C	–	capacidad calorífica, y
m	–	masa de la sustancia.

Conductividad térmica. La conductividad térmica es una propiedad física de los materiales que mide la capacidad de conducción de calor. En otras palabras, la conductividad térmica es también la capacidad de una sustancia de transferir la energía cinética de sus moléculas a otras adyacentes o a sustancias con las que está en contacto.

La conductividad térmica es una magnitud intensiva. Su magnitud inversa es la resistividad térmica, que es la capacidad de los materiales para oponerse al paso del calor. Para un material isótropo la conductividad térmica es un escalar λ , definido por la expresión:

$$\lambda = \frac{\dot{q}}{\nabla T}$$

dónde,

$\dot{q}$	–	es el flujo de calor (por unidad de tiempo y unidad de área), y
∇T	–	gradiente térmico.

En el caso de las rocas, tratándose de un medio poroso, la conductividad térmica dependerá de un gran número de factores, algunos de los cuales, son la densidad, temperatura, porosidad, saturación de fluidos, tipos de fluidos, y movimiento de los mismos en la roca. Resulta difícil de medir y se ha observado que disminuye con la temperatura, mientras que aumenta con la saturación de agua, densidad de la roca, presión, y conductividad térmica del fluido saturante.

Flujo de calor. El flujo de calor o flujo térmico, a veces también conocido como densidad de flujo de calor, o intensidad de velocidad de flujo de calor es un flujo de energía por unidad de área por unidad de tiempo. En SI, sus unidades son Watts por metro cuadrado (W/m^2). Tiene una dirección y una magnitud, por lo que es una cantidad vectorial. Para definir el flujo de calor en un cierto punto en el espacio, uno toma el caso límite donde el tamaño de la superficie se vuelve infinitamente pequeño.

El flujo de calor a menudo se denota q_ϕ , el subíndice q especifica el flujo de calor, en oposición al flujo de masa o de momento.

Para la mayoría de los sólidos en condiciones normales, el calor se transporta principalmente por conducción y el flujo de calor se describe adecuadamente por la ley de Fourier.

En una dimensión, la ley de Fourier nos dice que,

$$\phi_q = -\lambda \frac{dT(x)}{dx}$$

dónde λ es la conductividad térmica y el signo negativo indica que el flujo de calor se mueve desde las regiones de temperatura más alta a las regiones de temperatura más baja.

De forma similar, en el caso multidimensional tenemos que,

$$\phi_q = -k \nabla T$$

donde ∇T es el gradiente térmico y el signo negativo funciona igual que en el caso unidimensional.

Pozos con alta temperatura. Alta presión, alta temperatura (HPHT : High pressure, high temperature) es un término usado para definir cualquier pozo que tenga una presión superior a 15,000 psi (103MPa); o un pozo cuya temperatura es superior a 350 grados F (177 grados C). Esta definición fue acuñada en 2012 por el American Petroleum Institute (API) en su informe técnico. En términos de control de pozo, el término HPHT se refiere a cualquier pozo de alta presión que requiera que el equipo de control de pozo tenga una clasificación de presión de funcionamiento superior a 15,000 psi. De manera similar, un pozo de alta temperatura es aquel cuyos fluidos fluyen con una temperatura superior a 350 grados F en la superficie.

Un pozo no tiene que cumplir con los límites de presión y temperatura establecidos en estas definiciones para llamarse pozo HPHT, porque este término también se puede aplicar a pozos que tienen alta presión o alta temperatura. En realidad, sólo unos pocos pozos funcionan realmente a alta presión y alta temperatura simultáneamente.

La mayoría de los pozos operan bien sea a alta presión o alta temperatura, pero aún se les conoce como pozo de alta presión y alta temperatura (HPHT). El control de temperatura para un pozo HPHT es de 350 grados F y el control de presión es de 15,000 psi.

Utilizando un gradiente de presión hidrostática normal de 0,43 psi por pie, antes de que cualquier pozo pueda alcanzar el umbral de alta presión, dicho pozo debe tener una profundidad de al menos 35,000 pies. Es posible que este no sea siempre el caso. Se ha encontrado que algunos pozos están operando a alta presión por debajo de los 35,000 pies. Esto es como resultado de la variación en las fuerzas de sobrecarga y las características geológicas alrededor de la tierra.

Además, con respecto al gradiente geotérmico de la Tierra de aproximadamente 1.4 grados F por 100 pies (2.55 grados C por 100 metros), luego para que un pozo esté operando a alta temperatura (350 grados C), ese pozo debe tener al menos 19, 700 pies (600 m).

Sin embargo, las temperaturas de fondo de pozo a veces no siguen esta regla y un pozo perforado cerca de un punto geotérmico localizado estará operando a una temperatura anormalmente alta. Esta es la razón por la cual algunos pozos poco profundos pueden encontrarse operando bajo condiciones de alta temperatura.

Además, los pozos perforados cerca de otros pozos que utilizan inyección de vapor para reducir la viscosidad del petróleo pesado tendrán una temperatura del reservorio más alta de lo normal porque el vapor inyectado habrá elevado la temperatura de las formaciones circundantes.

Los pozos de alta presión y alta temperatura (HPHT, por sus siglas en inglés) presentan desafíos únicos que anteriormente no se experimentaban con los pozos convencionales. Por ejemplo, los pozos HPHT son propensos a la formación de pandeo y colapso de rocas. Los pozos HPHT también representan un desafío para las herramientas de fondo de pozo no experimentadas con los pozos convencionales.

Para pozos de alta temperatura, se deben usar aleaciones metálicas cuidadosamente seleccionadas para fabricar herramientas de fondo de pozo como herramientas de MWD, componentes de Completación, cableado y equipos de prueba de pozos para evitar un desempeño deficiente o fallas en el entorno HPHT.

Para pozos de alta presión, el equipo debe someterse a pruebas de presión para garantizar que las juntas puedan mantenerse bajo altas presiones a fin de evitar fugas. Quizás, un desafío importante con los pozos HPHT es la selección de fluidos de perforación. Bajo alta temperatura y presión, el lodo a base de agua floculará y se gelificará, lo que provocará una alta pérdida de fluido y requerirá una dilución y un acondicionamiento del fluido costosos.

Por lo general, los pozos HPHT se perforan con fluidos a base de aceite (OBF) o fluidos con base sintética (SBF) para evitar este desafío, pero luego, debido a la alta temperatura, el fluido de base de aceite podría adelgazar. Esto indica la necesidad de verificar constantemente la densidad del fluido OBF o SBF para verificar su consistencia y aumentar la densidad cuando sea necesario.

El fluido a base de aceite (OBF) también podría calentarse a alta temperatura, lo que requiere la instalación de un sistema de enfriamiento en la superficie antes de bombear el fluido de perforación de nuevo en el hoyo. Además de OBF y SBF, el lodo a base de agua todavía se puede usar para perforar pozos HPHT, pero se deben hacer ciertos ajustes al lodo para que sea adecuado para el entorno HPHT.

1.6 Propiedades Hidráulicas

Las rocas constituyen un medio poroso en el que se almacenan y por el cuál circulan fluidos. Este medio poroso está formado por una agregación de granos minerales sólidos, separados y rodeados en mayor o menor grado por huecos, poros o intersticios, los cuales pueden estar ocupados por agua, gases o materia orgánica.

Flujo. Es el movimiento de un fluido a través de los poros y las fracturas de las rocas permeables de un yacimiento. Por lo general, se asume que este flujo responde a la ley de Darcy, de modo que el flujo de fluidos puede ser simulado con un modelo del yacimiento.

Difusión. Se denomina difusión molecular o simplemente difusión al proceso por el cuál las moléculas de una sustancia disuelta en un fluido se mueven de los puntos de mayor hacia los de menor concentración, y se produce a causa de la agitación continua de todas las moléculas del fluido. Para su estudio consideraremos que no existe movimiento del fluido. En realidad, cuando existe un flujo activo, el efecto de la difusión es despreciable frente a la dispersión, y sólo tiene importancia cuando apenas existe flujo subterráneo. En la difusión, las sustancias disueltas se mueven debido a un gradiente de concentraciones.

Cuando el proceso se desarrolla en un fluido que se encuentra contenido en un medio poroso, la facilidad del movimiento disminuye y hay que considerar las características del medio poroso (principalmente la porosidad eficaz y la tortuosidad).

Filtración. La filtración es el movimiento de moléculas de un fluido y sus solutos a través de un medio poroso debido a la presión hidrostática generada por el gradiente de presión. Dependiendo del tamaño de los poros del medio, solamente los solutos de un tamaño determinado pueden pasar a través de él.

Flujo multifásico. Es el flujo mezclado de fluidos de diferentes fases, tales como agua, petróleo y gas. El flujo de fluido multifásico es un factor complejo, importante para comprender y optimizar la hidráulica de la producción tanto en los pozos de petróleo como en los pozos de gas.

Flujo viscoso. La viscosidad en un fluido es la resistencia que este presenta a los esfuerzos tangenciales. Se pudiera considerar como el equivalente de la fricción en el movimiento de cuerpos sólidos. En los líquidos, esta surge de las fuerzas de cohesión entre las moléculas de la sustancia. Dicha viscosidad en los líquidos disminuye con la temperatura, mientras que lo contrario sucede con los gases.

Cuanto mayor sea la viscosidad en un flujo, mayor deberán ser las fuerzas externas que hay que aplicar para conservar el flujo. Cuando el efecto de la viscosidad en el flujo es despreciable, se considera que estamos ante un flujo no viscoso.

Así, si un fluido no tiene viscosidad fluiría por un tubo horizontal sin necesidad de aplicar ninguna fuerza, su cantidad de movimiento sería constante. En un fluido real, sin embargo, para mantener un caudal de fluido estable debe mantenerse una diferencia de presiones entre los extremos de la tubería.

Fuerzas capilares. La presión capilar es una de las fuerzas más importantes que controlan y gobiernan la distribución de fluidos en un yacimiento. Las fuerzas capilares se originan en la acción molecular de dos o más fluidos inmiscibles (petróleo, agua, gas) que coexisten en un medio poroso. Se expresa en términos de un gradiente de presión en la interfase entre la fase mojante y la fase no mojante.

Siempre que dos o más fluidos coexistan en un sistema de tubos capilares, la combinación de la tensión superficial y la curvatura debida a los tubos capilares hace que las dos fases experimenten diferentes presiones. A medida que las saturaciones relativas de las fases cambian, se ha encontrado que estas diferencias de presión también cambian. La diferencia entre las presiones de dos fases cualesquiera se define como presión capilar.

Las presiones capilares se pueden determinar para sistemas bifásicos de diferentes clases; en la industria del petróleo están los sistemas de gas-salmuera, gas-aceite y aceite-salmuera.

Absorción e hinchamiento. Algunas arcillas encuentran su principal campo de aplicación en el sector de los absorbentes ya que pueden absorber agua u otras moléculas en el espacio interlaminar o en los canales estructurales.

La capacidad de absorción de una roca está directamente relacionada con las características texturales (superficie específica y porosidad) y se puede hablar de dos tipos de procesos que difícilmente se dan de forma aislada: absorción (cuando se trata fundamentalmente de procesos físicos como la retención

por capilaridad) y adsorción (cuando existe una interacción de tipo químico entre el adsorbente, en este caso la arcilla, y el líquido o gas adsorbido, denominado adsorbato).

La capacidad de adsorción se expresa en porcentaje de adsorbato con respecto a la masa y depende, para una misma arcilla, de la sustancia de que se trate. La absorción de agua de arcillas absorbentes es mayor del 100% con respecto al peso.

Aunque la hidratación y la deshidratación ocurren con independencia del tipo de catión de cambio presente, el grado de hidratación sí está ligado a la naturaleza del catión interlaminar y a la carga de la lámina.

La absorción de agua en el espacio interlaminar tiene como consecuencia la separación de las láminas dando lugar al hinchamiento. Este proceso depende del balance entre la atracción electrostática catión-lámina y la energía de hidratación del catión. A medida que se intercalan capas de agua y la separación entre las láminas aumenta, las fuerzas que predominan son de repulsión electrostática entre láminas, lo que contribuye a que el proceso de hinchamiento pueda llegar a disociar completamente unas láminas de otras.

1.7 Propiedades de los Fluidos de Perforación y Saturantes de las Rocas

Toda operación que se realiza en el pozo, sea perforación, obtención de núcleos, registros de pozos o pruebas, depende en cierta manera de la naturaleza del fluido de perforación.

El propósito primordial que tiene este fluido es el de transportar a la superficie la roca cortada por la barrena. Cuando existen acumulaciones de hidrocarburos, el fluido de perforación debe ejercer la suficiente presión para evitar un descontrol en el pozo. Asimismo, cumple la función de enfriar la barrena, de lubricar y de prevenir pérdidas de fluidos, controlar la desintegración de ciertos tipos de rocas sedimentarias y ser el medio de contacto para muchas operaciones de registros.

Propiedades de los lodos de perforación. Las propiedades más importantes de un lodo o fluido de perforación son: densidad, viscosidad y relación de filtración.

Se ha diseñado una serie de pruebas para indicar si el comportamiento del lodo es capaz de cumplir con las características necesarias para su función en pozo.

Densidad. La masa por unidad de volumen de un fluido de perforación, sinónimo de peso del lodo. El peso se expresa en lbm/gal (también conocido como ppg), kg/m³ o g/cm³ (también llamado gravedad específica o SG), lb/pie³ o en gradiente hidrostático, lb/pulg²/pie (psi/pie) o pptf (psi/1000 pies). El peso del lodo controla la presión hidrostática en el pozo y evita el flujo no deseado al pozo. El peso del lodo también evita el colapso de la tubería de revestimiento y el agujero descubierto. Un peso de lodo excesivo puede causar pérdida de circulación por la propagación, y posterior llenado, de fracturas en la roca. Los procedimientos de ensayo del peso (densidad) del lodo utilizando una balanza de lodo han sido normalizados y publicados por el API.

Viscosidad. La resistencia a la deformación que presenta un fluido se conoce como consistencia. Para fluidos de tipo newtoniano, tales como el aire o agua, la relación al corte de deformación a bajas relaciones de flujo, es directamente proporcional a la fuerza de corte que causa el fluido al flujo.

La constante de proporcionalidad entre la deformación de corte y la relación de corte se conoce como viscosidad. La unidad de medida es el centipoise (cp). La curva esfuerzo-deformación para un solo fluido se muestra en la figura 6.

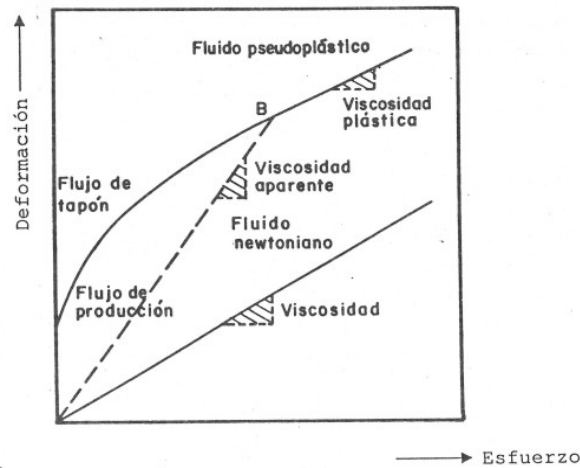


Fig. 6 – Curvas de consistencia para fluidos newtonianos y pseudoplásticos (Lynch, 1963, P. 8).

Muchos materiales, entre los cuales se encuentran los lodos de perforación, no muestran esta sencilla relación. Algunos no fluyen dentro de un esfuerzo finito {punto de producción). A esfuerzos ligeramente mayores se origina una condición llamada flujo de tapón, teniendo lugar el corte sólo en las paredes del recipiente, mientras que en el centro del fluido se vuelve relativamente menos móvil.

Finalmente, la deformación se vuelve muy grande de tal forma que ocurre el flujo viscoso, y después sigue una relación lineal entre el esfuerzo y la deformación. Los materiales que muestran este tipo de relación se conocen como pseudo-plásticos o fluidos no newtonianos. La viscosidad se define como la relación de la deformación al corte. La viscosidad aparente se muestra en la figura 6 en el punto B.

La viscosidad está entre las propiedades más importantes de los lodos de perforación porque gobiernan la habilidad del fluido para transportar a la superficie las partículas suspendidas y cortadas por la barrena. Los lodos ligeros permiten colocar a las partículas alrededor de la barrena, mientras que los lodos muy pesados requieren de gran esfuerzo para transportarlos.

Relación de filtración. La ecuación general que rige el flujo de fluidos en medios porosos es la ley de Darcy. De acuerdo con esta ley, la relación de filtración del fluido a través del enjarre está dada por:

$$Q = \frac{KA}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{x}$$

dónde Q es la relación de filtración (gasto), k la permeabilidad, A el área de la sección transversal ΔP la presión diferencial, y x el espesor del enjarre en la dirección del flujo. Así, en un período determinado de tiempo la cantidad del filtrado que pasa a través del enjarre es:

$$V = \int_0^t Q dt = \int_0^t \frac{KA}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{x} dt$$

Durante la operación de filtración, la presión diferencial es usualmente constante, pero el espesor del enjarre se incrementa con el tiempo. Si C es el volumen del enjarre formado por los sólidos por una unidad de volumen de filtrado, el espesor de este en cualquier tiempo es CV/A y la ecuación para el volumen total de filtrado es:

$$V = \left[\frac{2kA^2 \Delta P t}{C \mu} \right]^{\frac{1}{2}}$$

Esta ecuación indica que la pérdida de filtrado de un lodo puede ser proporcional a la raíz cuadrada del tiempo, presión y permeabilidad del enjarre e inversamente proporcional a la raíz cuadrada de la viscosidad. En la práctica se ha encontrado que las relaciones entre V , k y ΔP no son válidas y la relación entre V y t , sólo es una aproximación.

El control de la relación de filtración es necesario por dos razones:

1. Una excesiva filtración provoca un excesivo enjarre y reduce el diámetro del agujero, lo cual incrementa la posibilidad de que se atore la barrena de perforación en el momento de su extracción, e incluso ocasiona problemas en la interpretación de registros.
2. Una excesiva pérdida de filtrado causa una invasión profunda, ocasionando gran dificultad en la correcta interpretación de los registros. Una invasión profunda introduce una gran cantidad de agua dentro de la formación y reduce la permeabilidad al flujo de aceite.

Líquidos saturantes de las rocas. Los espacios porosos de todas las rocas almacenadoras de hidrocarburos están ocupados por agua, aceite y/o gas. Para entender y predecir en forma correcta el comportamiento de los yacimientos, es fundamental conocer las propiedades y características físicas, químicas y termodinámicas de los fluidos contenidos en ellos.

Los hidrocarburos (aceite y gas) son mezclas naturales, de composición química compleja, que se encuentran a presiones y temperaturas elevadas en los yacimientos. Su caracterización se lleva a cabo mediante análisis de muestras de hidrocarburos a nivel de laboratorio o campo, así como a partir de correlaciones en las que se consideran algunas propiedades ya conocidas de los hidrocarburos. Entre los parámetros que se deben obtener en la caracterización están: densidad, presiones de rocío y de burbuja, factor de volumen, viscosidad, relación gas-aceite de solubilidad.

El agua se encuentra en todas las rocas porosas del subsuelo y puede estar sola o acompañada de hidrocarburos. En algunas ocasiones es el fluido más abundante en los yacimientos petroleros. Es importante conocer las características y propiedades del agua porque muchas veces se produce simultáneamente con el aceite y/o gas; además, porque con frecuencia contribuye con su energía a la producción de hidrocarburos. El agua se caracteriza principalmente por medio de análisis de muestras en el laboratorio y por interpretación de registros geofísicos de pozos. Los parámetros que comúnmente se obtienen son:

salinidad, composición química, factor de volumen, viscosidad, densidad, relación de solubilidad del gas en el agua, resistividad eléctrica.

2. Registros de correlación¹

Objetivo: El alumno conocerá la definición, operación, clasificación e historia de los registros geofísicos de pozos, así como los principios de medición, correcciones, presentación y aplicaciones de los registros de correlación.

Los registros geofísicos nos permiten identificar las características petrofísicas de las formaciones rocosas del subsuelo, obtenidas mediante mediciones de los parámetros físicos, por ejemplo, mediciones eléctricas, acústicas, radiactivas, etc.

El resultado es un gráfico X-Y en donde el eje Y representa la profundidad del pozo y el eje X representa el o los valores de algunos parámetros del pozo.

Los intervalos de los registros de diferentes pozos se comparan para observar su similitud o las respuestas características de los registros a los indicadores litológicos. Los registros de pozo tienen la ventaja (para la correlación) de proporcionar una información continua en todo el pozo. Las correlaciones permiten determinar:

- Profundidades de las formaciones atravesadas por el pozo en comparación con otro pozo, los afloramientos o las proyecciones geofísicas.
- Si el pozo forma parte o no de una determinada estructura geológica mayor.
- Si la profundidad del pozo ha alcanzado un horizonte productivo conocido, o de lo contrario, cuanto falta por perforar.
- La presencia o ausencia de fallas.

Las facies son las características generales de una roca sedimentaria, especialmente aquellas que indican el ambiente en que fue depositada. Primero se debe colocar en secuencia cada uno de los registros de pozos con su respectiva profundidad y posteriormente señalar las zonas que contengan las facies y características comunes. Si se identificaron las cimas de las formaciones, será contundente en su identificación. Después de verificar la correlación entre los registros de pozos de acuerdo con su comportamiento en función de la profundidad, se logrará observar la secuencia estratigráfica en la cual ocurrió el proceso de depósito de sedimentos y de los estratos conjuntamente con la deformación estructural del subsuelo.

2.1 Adquisición de registros geofísicos de pozos

Operación de campo. Los registros operados por cable 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.

¹ El presente tema se desarrolla con base en la tesis de licenciatura *Principios De Medición De Los Registros Geofísicos De Pozos*, de Gustavo Alberto Ricco Macedo, presentada para la Facultad de Ingeniería de la UNAM, en 2012, retomando su capítulo “3.- Registros de Correlación”.

Los instrumentos de medición de fondo se componen por lo general de 2 elementos: Uno contiene los sensores que se usan para llevar a cabo 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 depósito, 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, etc.) y diversas operaciones de control (evaluación de la cementación, producción, re-evaluación de intervalos, etc.).

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

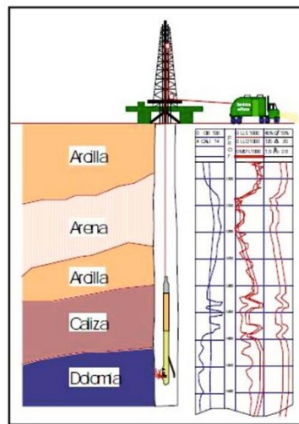


Fig. 7 – Diagrama de una toma de registros (Schlumberger, 2008).

Los registros se realizan normalmente durante el ascenso de la herramienta por el pozo con el fin de asegurar la tensión del cable para lograr un mejor control de profundidad. Anteriormente, la transmisión de señales se realizaba de forma analógica, y con los avances tecnológicos ahora todo se realiza de forma digital. Por supuesto que el cable se utiliza para transmitir señales y corriente eléctrica entre la superficie y las herramientas. Pero lo más importante es que el equipo de superficie recibe las señales de la herramienta, las procesa, analiza y responde en consecuencia en impresiones continuas en papel.

Procesamiento y transmisión de los datos. El procesamiento de señales puede efectuarse en por lo menos 3 niveles: En el pozo (en la herramienta), a boca de pozo (en el camión) y en un centro de cómputo central. El lugar donde se llevará a cabo el procesamiento depende de dónde se pueden producir los resultados deseados con mayor eficacia, dónde se necesita primero la información extraída, dónde se encuentran los expertos, o dónde lo exigen las consideraciones tecnológicas.

Hoy en día, se utiliza comúnmente un sistema CSU, que consta de un sistema de computación digital en casi todas las unidades móviles de Schlumberger en el mundo. Dicho sistema proporciona la capacidad de poder manejar grandes cantidades de información, superando por mucho a los sistemas de registros antiguos. También agiliza las operaciones en campo y permite realizar las pertinentes calibraciones a las herramientas con mucha mayor rapidez, exactitud y eficiencia.

Cuando es conveniente, se diseña la herramienta de registro para que los datos se procesen en el fondo y la señal procesada sea transmitida a la superficie. Esto sucede cuando se prevé una escasa utilidad en el futuro para los datos primarios o cuando la cantidad de datos primarios impide su transmisión. Sin embargo, en la mayoría de los casos es preferible llevar los datos primarios medidos a la superficie para su grabación y procesamiento.

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 proporciona como consecuencia, una mayor capacidad en la adquisición y precisión de las mediciones en pozo. La transmisión de información a través del 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 ser correlacionados entre si y con la información restante para realizar un análisis más detallado sobre la descripción litológica, los datos de pozos vecinos, experiencia local, etc.

Como se mencionó anteriormente, 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, a la cuál llega la información en tiempos muy cortos.

Hoy en día, prácticamente 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.

2.2 Historia y clasificación de los registros geofísicos de pozos

R. Desbrandes (1968) define los registros geofísicos de pozo como "toda aquella obtención gráfica de una característica física de una roca o formación que es atravesada por un pozo, en función de la profundidad". 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 con el paso de los años, hizo que el método se enfocara casi totalmente al registro de pozos petroleros.

Actualmente, el principal objetivo de la mayoría de los registros de pozo y las herramientas empleadas es la interpretación de si es que una formación contiene hidrocarburos, así como 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. Sin embargo, hoy en día la interpretación de los registros geofísicos de pozos ha permitido suprimir esta técnica, 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 solo 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, quienes desarrollaron un método de investigación que consistía en enviar una corriente eléctrica al subsuelo al inducir la 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 mejoró en la técnica de medida, así como en la interpretación de resultados. Para 1920, Conrad 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 el 5 de septiembre del año de 1927 en un pequeño campo petrolero llamado Pechelbronn (Fig. 8), por los ingenieros petroleros Henri Doll, Charles Sheibli y Roger Jost en Alsace-Lorraine, Francia.

Dicho registro, una gráfica 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 com-

pletar la profundidad total del pozo. El resultado fue una gráfica 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.

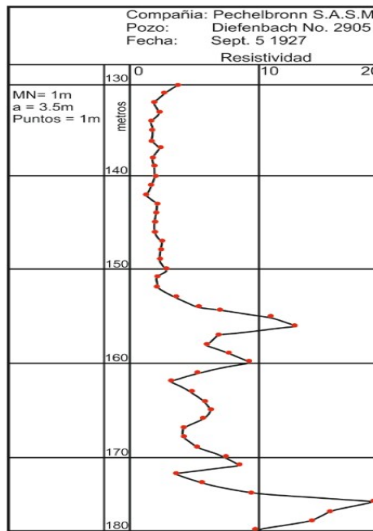


Fig. 8 – Primer registro eléctrico tomado en Pechelbronn, Francia (Martell, 2008).

A partir de esa fecha, y hasta el día de hoy, 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 después de que los hermanos Schlumberger desarrollaran su registro eléctrico, que este se introdujo comercialmente con fuerza en Estados Unidos, Rusia y Venezuela, y un poco más tarde, en las Indias Orientales Neerlandesas. 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).

Al primer registro se le denominó 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, aun 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 en conocer las características de las formaciones. Esto llevó a que las herramientas de toma de registros evolucionaran y siguieran evolucionando de tal manera, que se mejoró tanto la calidad de estas, como la respuesta 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 geófonos al fondo de los pozos, 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 cuál predominó hasta finales de los años 50's.
 - A partir de 1936, se comenzaron a tomar los primeros registros en pozos perforados en México por medio de las compañías Royal Dutch Shell y la British Petroleum, utilizando equipos patentados por Schlumberger, que operaban 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 hidrógeno 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 tomar 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 llegó 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 como 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, en-

contrándose con carbonatos de espesor delgado. Por tal razón, se desarrolló una herramienta que semejava a dos 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 ciertos elementos, lo que permitió 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 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 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 permitieran conocer la vecindad del pozo y fue por ello que se desarrolló el registro Microlog. Con este registro se logró 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, mientras 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. 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 nueve galvanómetros y cables de siete 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 tres zonas (zona invadida, zona intermedia y la zona virgen). Actualmente la herramienta ha evolucionado de tal manera que ahora en lugar de solo tener tres curvas, podemos obtener cinco 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 cincuenta, 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 cuatro brazos registra diez curvas de micro resistividad 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 cinco bobinas que combina una curva SP y una normal de 16" para formar la herramienta eléctrica de inducción. Para 1959 el aparato de cinco bobinas fue sustituido por uno con un arreglo de seis 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 sínico de porosidad fue finalmente aceptado como un registro de porosidad confiable. Su medición responde principalmente a la porosidad y es independiente de la saturación. El registro sínico, 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 sínico incluyeron el registro sínico compensado por efecto de pozo (BHC), el registro sínico de espaciamiento largo (LSS), y las herramientas sínico de arreglo (SDT). Estas últimas herramientas permiten registrar el tren de ondas completo. Con base en el análisis del tren de ondas, es posible obtener los tiempos de tránsito de las ondas de Stoneley y de las ondas de cizallamiento, además del tiempo de tránsito 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 a menudo se prefiere sobre muchos otros instrumentos de evaluación de cemento aún más recientes. 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 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 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 dos 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 MicroSFL 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 lito-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 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 vía internet, radio o 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 Herramienta de Propagación Electromagnética (EPT) 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 de Echados de Alta Resolución Estratigráfica (SHDT), la cual presenta características muy similares al HDT, pero en cada patín se montaron dos electrodos, con lo que se obtenían ocho curvas de resistividad en vez de cuatro, mejorando así 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 de Propagación Electromagnética Profunda (DPT), 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.
- Para 1990 Schlumberger comienza a desarrollar ahora la herramienta de Imágenes Ultrasónicas del Fondo del Agujero (UBI), 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, que 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 micro resistividades, sin embargo, 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 con tecnología 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.

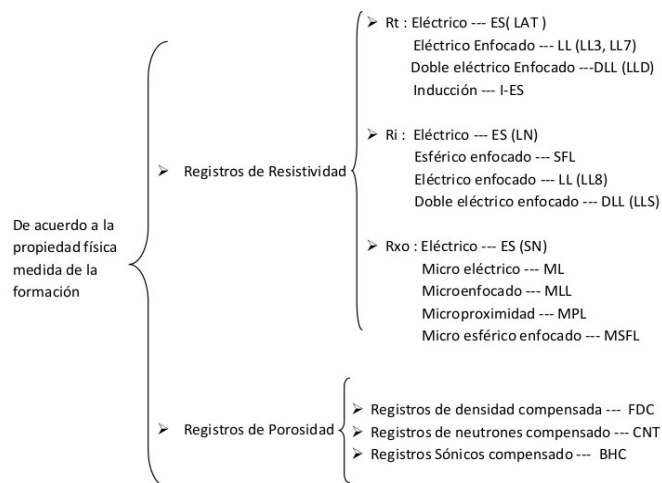
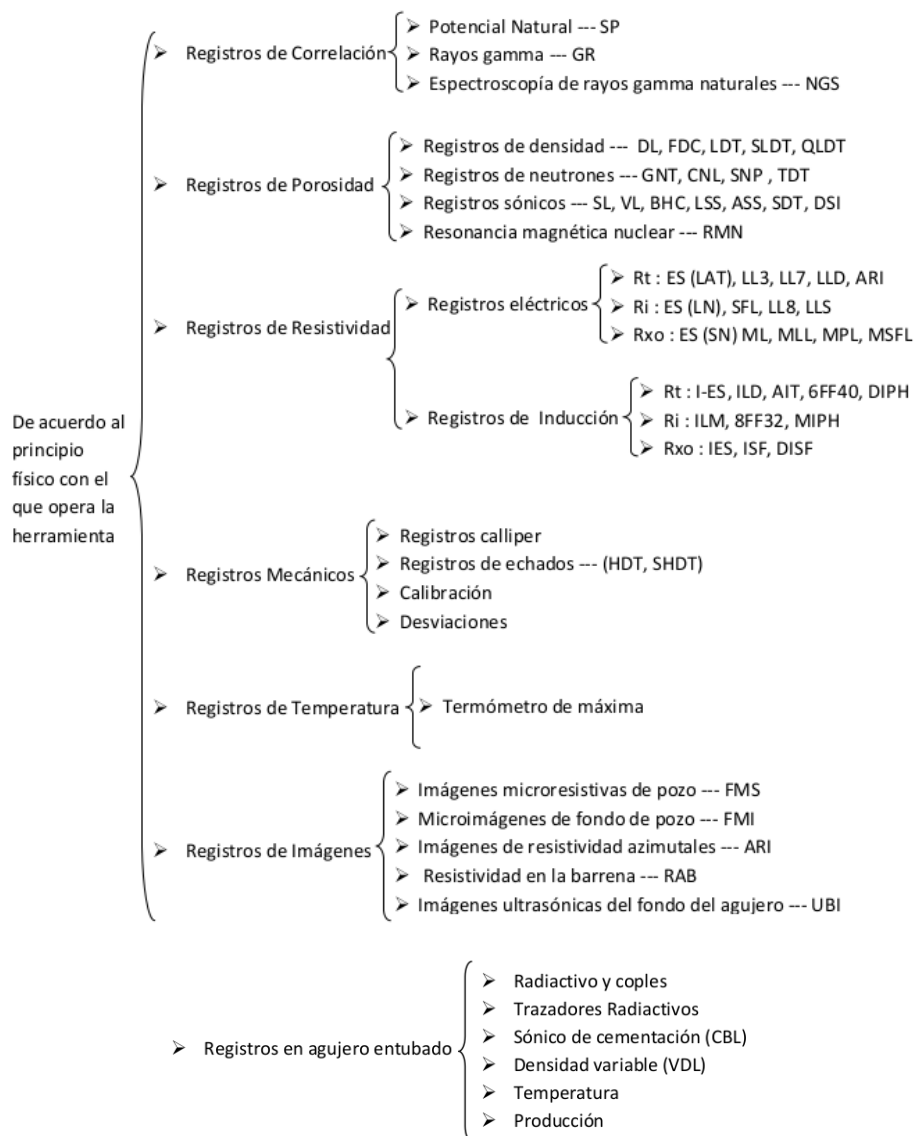
- Para los años 2002-2003, se introduce la sonda de medición de elementos por Espectroscopia de Captura Elemental (ECS), así como el Probador de la Dinámica de la Formación en Pozo Entubado (CHDT). Esto ha permitido evaluar las complejidades que se pueden presentar en un reservorio, especialmente en las porosidades de sistemas de elementos carbonatados.

Como se ha mostrado anteriormente, la evolución que han tenido las herramientas de toma de registros geofísicos ha sido amplia y muy rápida. 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,ónicas, 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 que seguramente continuarán 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 ayuda a los intérpretes para poder definir posiciones estructurales de los yacimientos, así como también para poder caracterizar de mejor manera las 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.

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, los podemos clasificar de dos maneras: de acuerdo a la propiedad física medida de la formación, ya sea de forma directa o indirecta; o bien de acuerdo al principio físico de medición que utiliza la herramienta.



2.3 Potencial Natural (SP – Spontaneous Potential)

Principio de medición. El potencial natural es 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) aun cuando no se estuviera induciendo corriente alguna en el pozo.

En la práctica, la medición del SP se obtiene mediante un electrodo montado en un medio húmedo en superficie, que bien puede ser la presa de lodo de perforación, o algún agujero o excavación sencilla en las vecindades del camión de registros y otro electrodo que va acoplado en la misma sonda con la que se obtienen simultáneamente otros registros (Fig. 9).

En los 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, la cual se denomina línea base de lutitas (Fig. 10). No obstante, la posición de la línea de referencia de las lutitas en el registro no tiene un significado útil para pronósticos de interpretación.

Sin embargo, cuando existe la presencia de formaciones permeables, la curva 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 (hacia la izquierda) como positiva (hacia la derecha), dependiendo principalmente de las salinidades relativas del agua de formación y del filtrado del lodo presentes 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 quien 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 definida para 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, con la cual es correlacionable.

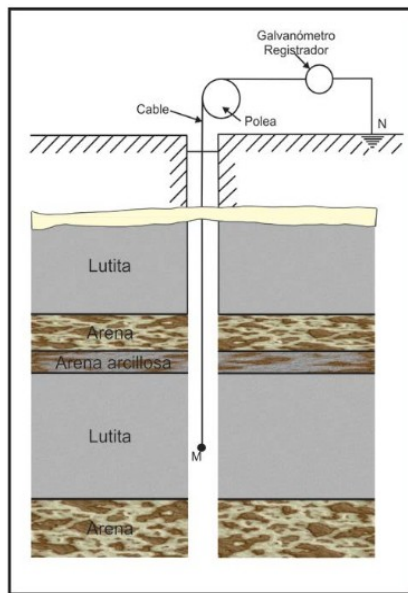


Fig. 9 – Obtención de un registro de potencial espontáneo (Ricco, 2012).

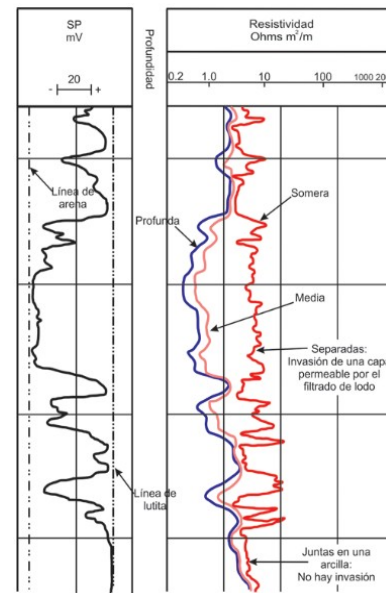


Fig. 10 – Ejemplo de un registro SP (Schlumberger, 2008).

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

- 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 metálicas de revestimiento (TR) o bien en tuberías de producción (TP), 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 presentan en la curva del SP serán mínimas y por lo tanto, no son significativas.

El Potencial Natural en función de la porosidad y la permeabilidad. La movilidad que presentarán 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.

Potencial estático o SP estático (SSP). Si observamos las figuras 11 y 12, se puede observar cómo es que interactúan las líneas de corriente en las formaciones, en las 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. Sin embargo, 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.

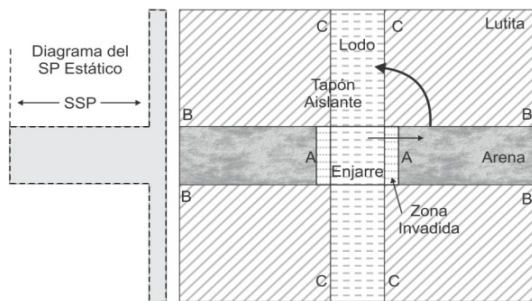


Fig. 11 – Esquema que muestra del comportamiento del potencial natural estático en una formación permeable (Gómez, 1975).

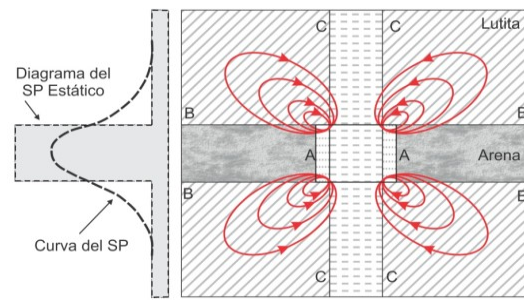


Fig. 12 – Esquema que muestra el SP y su valor correspondiente en formaciones porosas y permeables (Gómez, 1975).

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, siendo esto 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 o bien 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.

$$SSP = -K \cdot \log \frac{R_{mf}}{R_w}$$

donde,

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

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

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 13 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.

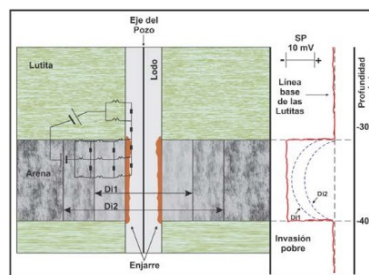


Fig. 13 – Perfil que muestra como se dan las deflexiones del SP en función de la profundidad a la que se está dando la invasión (Ricco, 2012).

Como ya se mencionó, 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). Por ende, esto permite 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 (Fig. 14).

La forma que tendrá la curva del SP, así como la amplitud de la deflexión enfrente de la capa permeable, dependerán entonces de varios factores. Estos afectarán la distribución de las líneas de corriente del SP y las disminuciones de potencial que tienen lugar en cada uno de los medios, a través de los cuales fluye la corriente. Entre estos factores, tenemos:

- El espesor de la capa (h) y la 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.

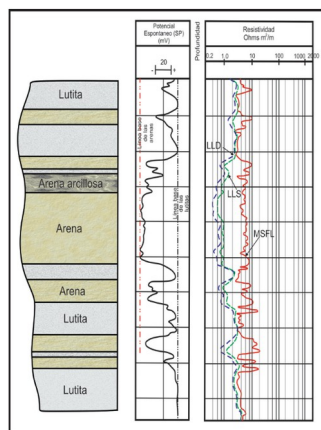


Fig. 14 – Esquema donde se ejemplifica un registro y se ilustra la curva del SP o potencial natural junto con las curvas de línea base de las arenas y línea base de las lutitas (Schlumberger, 2008).

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

SP en arenas delgadas. Debido a que el área transversal vertical de una arena delgada en un pozo es significativamente 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 como se muestra en la figura 15 a.

SP en intercalaciones delgadas de lutitas en una arena. Cuando existen intercalaciones delgadas de lutitas en una arena, 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 (Fig. 15b).

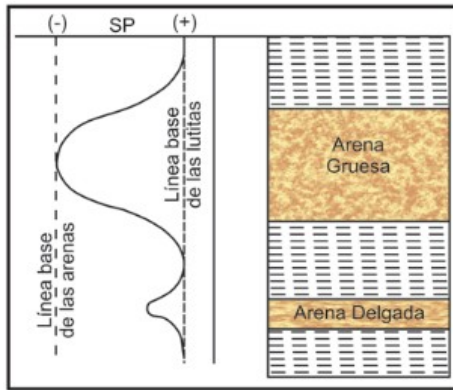


Fig. 15a – Efecto del SP en presencia de formaciones de arenas delgadas y arenas gruesas (Ricco, 2012).

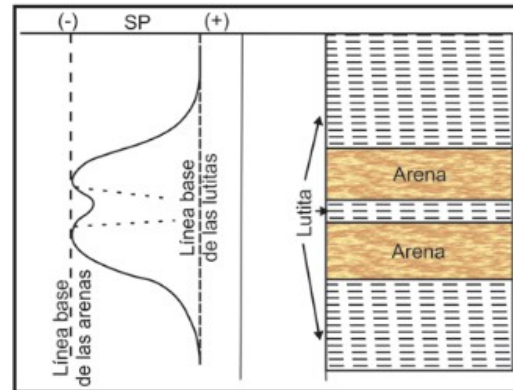


Fig. 15b – Efecto del SP en presencia de formaciones de lutitas delgadas en arenas (Ricco, 2012).

SP 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 (a). 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 hidrocarburos es muy chico en comparación con las arenas con contenido de agua salada, notándose en el registro que la curva adopta una forma más redondeada ya que la variación de la pendiente de la curva es menos brusca (b), además de que en conjunto con un registro de resistividad se nota con facilidad que son intervalos con contenido de hidrocarburos.

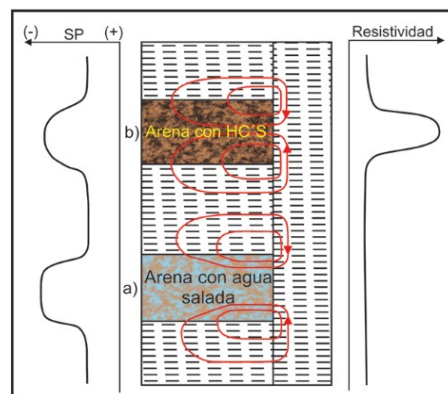


Fig. 16 – Efecto del SP en presencia de formaciones, a) de arenas con contenido en agua salada y b) de arenas con contenido de hidrocarburos (Ricco, 2012).

SP en arenas arcillosas. Hay dos tipos o geometrías de cómo las arenas arcillosas atendiendo a su forma, 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 su curva disminuya especialmente en casos donde la arena contiene rastros de hidrocarburos ya que se ve afectada la respuesta de la resistividad (Fig. 17), por lo que en estas situaciones se dificulta una buena interpretación tanto cualitativa como cuantitativa.

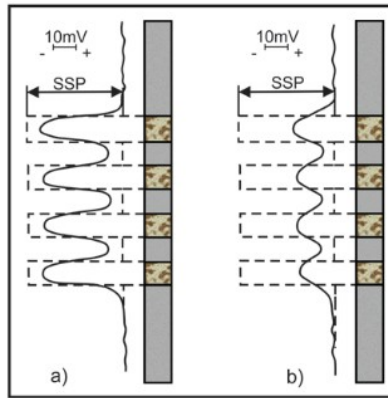


Fig. 17 – Visualización de la deflexión de la curva del SP en arenas arcillosas con a) agua salada y b) con hidrocarburos (Ricco, 2012).

SP 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, aun cuando contengan hidrocarburos, y siendo este el motivo por el que se les denomina a estas últimas como formaciones blandas (Fig. 18).

Generalmente, por su naturaleza, los cuerpos o formaciones de caliza son de espesores considerablemente grandes, sin embargo, puede haber situaciones en que haya intercalaciones de calizas masivas y calizas porosas, así como también con lutitas y/o margas. 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.

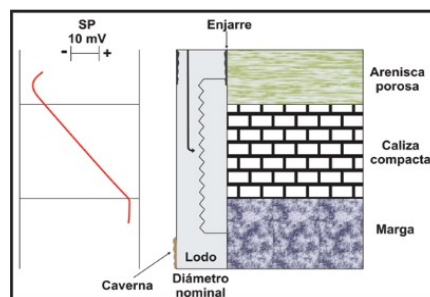


Fig. 18 – Esquema que muestra la respuesta del SP en formaciones duras (Ricco, 2012).

Caliza porosa y caliza compacta entre dos 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 determina-

da hacia la zona positiva debido a que el potencial eléctrico aumenta en ese sentido semejando una resistencia variable lineal (Fig. 19). 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 son por lo general 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.

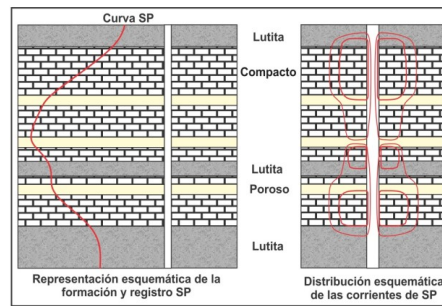


Fig. 19 – Representación esquemática del SP en calizas porosas y calizas compactas (Ricco, 2012).

Caliza compacta entre dos 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, esta será cóncava (Fig. 20).

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.

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

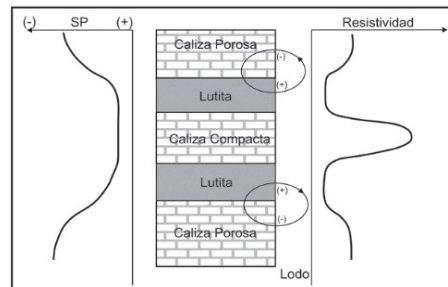


Fig. 20 – Representación esquemática del SP en caliza compacta entre dos lutitas (Ricco, 2012).

Caliza compacta entre dos 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, provocan-

do que la pendiente de la curva sea vertical y que en el intervalo compacto se observe un segmento rectilíneo vertical entre las zonas porosas (Fig. 21).

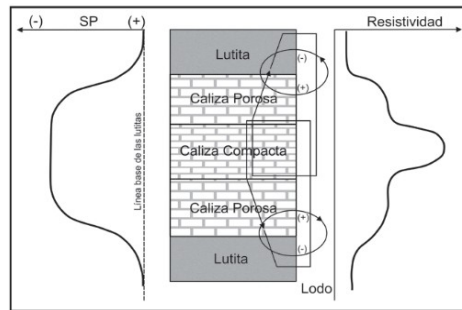


Fig. 21 – Representación esquemática de la respuesta del SP en caliza compacta entre calizas porosas (Ricco, 2012).

Con toda esta información, podemos afirmar que la correcta y oportuna interpretación tanto de las formaciones duras (calizas), como de formaciones blandas (areniscas, lutitas) nos puede brindar datos muy útiles para determinar la ubicación de intervalos productores, ya sean de hidrocarburos o de intervalos de agua para abastecimiento.

Correcciones

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.

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, esta tendrá que recorrerse (Fig. 22).

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.

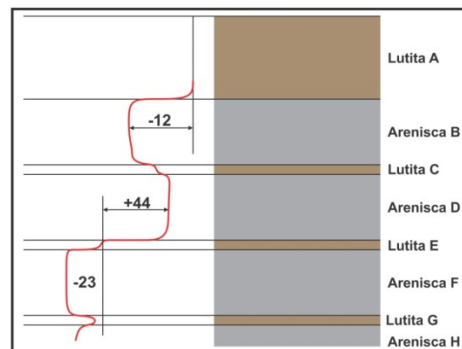


Fig. 22 – Esquema que muestra como se da el corrimiento en la línea base de lutitas. En el intervalo D podemos apreciar que el fluido es más dulce que el lodo de perforación (Ricco, 2012).

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, como se muestra en la figura 23a.

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, (Fig. 23b).

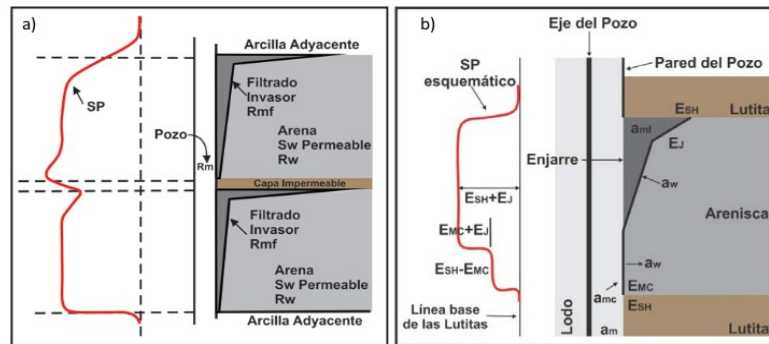


Fig. 23 – a) Invasión desigual del filtrado de lodo en capas permeables donde el SP se lee de la base de la arena, y b) caso en que no se produce un filtrado sino una membrana catiónica y el SP es leído de la cima de la arena (Ricco, 2012).

Anomalías que pueden ocurrir en el SP por condiciones ambientales.

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 (Fig. 24), 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.

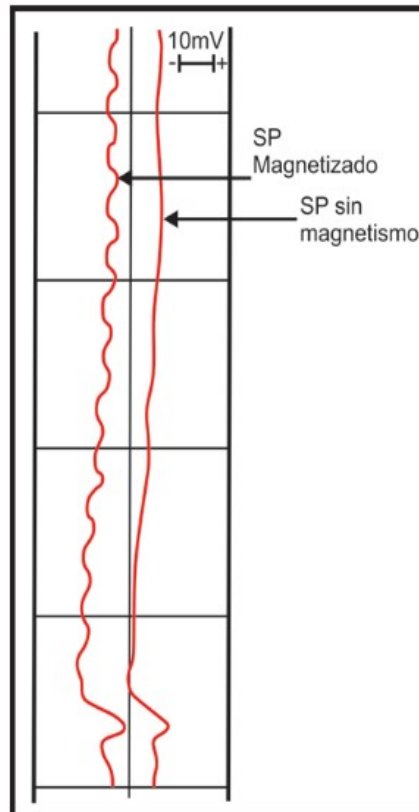


Fig. 24 – Efecto de sierra que puede provocar la magnetización en el registro SP (Ricco, 2012).

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.

Por Bimetallismo. Cuando dos 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 sub-superficial para anular este efecto.

Correcciones que se realizan a la curva del SP

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 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 y de acuerdo con la siguiente ecuación 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*.

$$\frac{-dE}{dD} = \frac{R_m}{A} * I$$

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.

Aplicaciones

Aplicaciones petrofísicas que tiene la medición del SP.

- Identificación oportuna de capas porosa y permeable (la deflexión de la curva será positiva o negativa dependiendo el tipo de fluido que tenga la formación así como de la permeabilidad de esta).
- 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.

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. Algunos ejemplos de ello se muestran a en las figuras 25, 26 y 27.

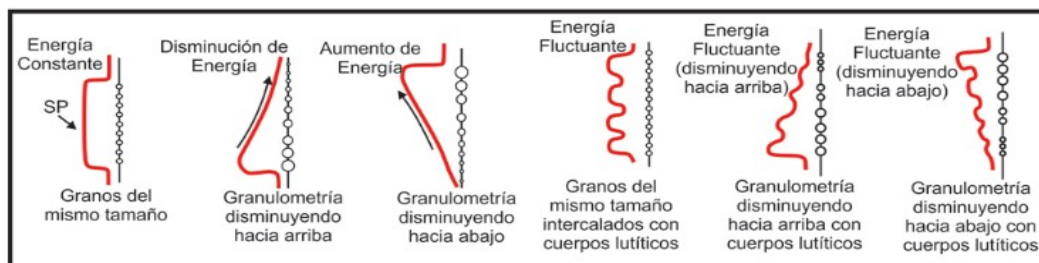


Fig. 25 – Efecto que da la litología y la textura en la respuesta del SP (Ricco, 2012).

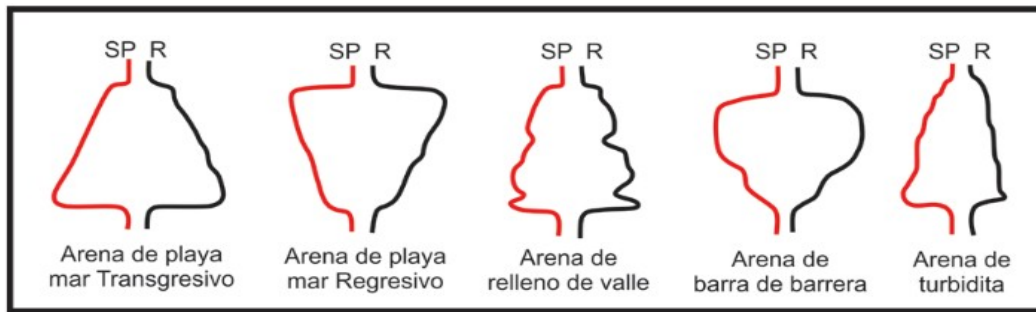


Fig. 26 – Respuesta que da el SP en distintos ambientes de depósito y su respectiva resistividad (Ricco, 2012).

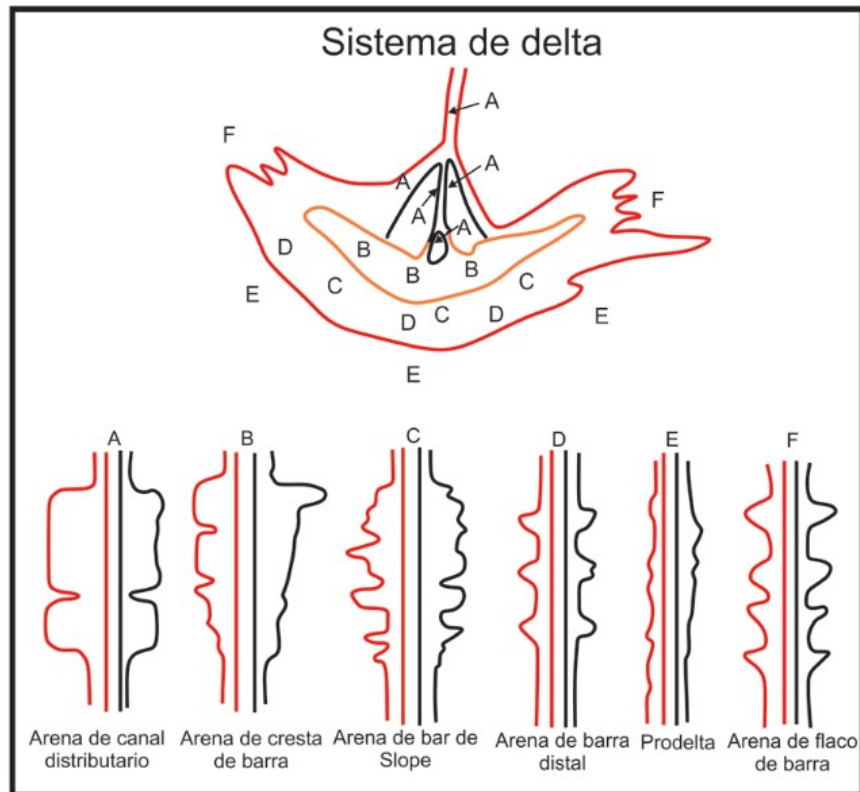


Fig. 27 – Patrones teóricos de sedimentación reconocidos a partir de la forma de la curva del SP (Ricco, 2012).

2.4 Rayos Gamma Naturales (NGR)

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. La magnitud del contenido de material radiactivo en las rocas y/o formaciones 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 (Fig. 28), y su efecto es muy similar al del SP, sin embargo, tiene la particularidad de poder ser tomado en agujeros ademados, 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. Usualmente, 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 bien 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, y tiene utilidad como reemplazo de la curva del SP en pozos perforados con lodo salado, aire, lodos base aceite o secuencias clásticas.

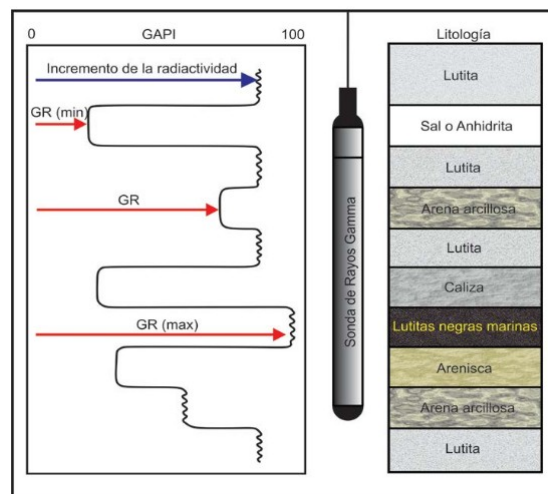


Fig. 28 – Esquema que muestra la respuesta del registro de rayos gamma en presencia de distintas litología (Bassiouni, 1994).

Para tener un mejor entendimiento de cómo funciona esta herramienta, y cómo mide la radiactividad de las formaciones, se pueden consultar las definiciones de la **Sección 1.4** de este manual sobre la radiactividad y cómo ésta se comporta.

Mecanismos de absorción de los rayos gamma. A medida que se propagan los rayos gamma en las formaciones y van perdiendo su energía, son tres 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). Cuando un fotón colisiona 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, sólo quitando la energía de liga que tiene el electrón con el medio ambiente. Entonces, a este se le puede llamar fotoelectrón, y ya que la energía de liga es mínima, la energía del fotoelectrón es muy cercana a la energía original (Fig. 29).

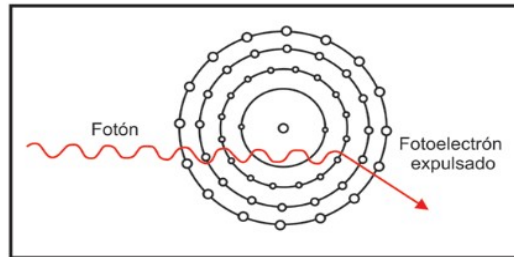


Fig. 29 – Representación gráfica del efecto Fotoeléctrico (Ricco, 2012).

Efecto Compton. Este fenómeno se produce a niveles intermedios de energía (que van de los 100 KeV a los 1.02 MeV), cuando un fotón incidente colisiona contra un electrón orbital. El producto de esta colisión resulta en 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 (Fig. 30). De esta manera se producen electrones y rayos gamma adicionales, productos de la colisión. Estos nuevos rayos gamma pueden ser absorbidos por alguno de los dos 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 más externas de los átomos, por lo que este tipo de reacción es y ayuda a realizar las mediciones de la densidad de las formaciones.

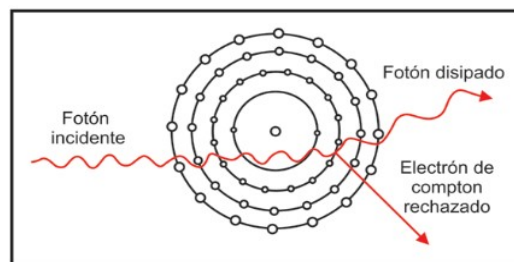


Fig. 30 – Representación gráfica del efecto Compton (Ricco, 2012).

Producción de pares. Este fenómeno ocurre, a diferencia de los dos 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 altos (mayores a 1.02 MeV), produciéndose con ello una producción de pares. Esto significa que se producen un positrón (electrón de carga positiva) y un negatrón (electrón de carga negativa) de altas energías, ambos (de 0.511 MeV) por la colisión que ocurre cuando el fotón penetra el material (Fig. 31). Estas partículas originalmente inexistentes son el resultado de la separación

de la energía original del fotón hacia estas dos partículas electrónicas, producto de la colisión del rayo gamma con el material, liberándose la energía inicial en estas dos formas.

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, debidos a dicha 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.

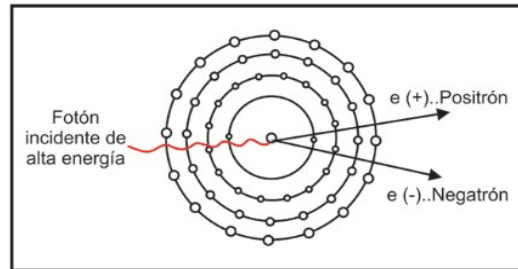


Fig. 31 – Representación gráfica de la producción de pares (Ricco, 2012).

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 su energía se degrada al pasar a través de la formación.

La tasa de absorción variará con la densidad de la formación, por lo tanto dos 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.

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.

- Contador Geiger - Müller. Consta de una pequeña cámara y un filamento central como detector, mantenido a un voltaje fijo de entre 900 y 1000 V. 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 movilen 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 NGR.
- Cámara de ionización. Consta de una cámara cilíndrica con gas inerte a altas presiones y una barra céntrica mantenida a un voltaje de 100 V. 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 es muy pequeño y en el ámbito de la toma de registro no es muy útil.
- Contador de centelleo. Consta de tres partes principales que son: un cristal (puede ser de yoduro de sodio activado por talio), un fotomultiplicador y un discriminador. Actualmente las sondas de

rayos gamma utilizan este tipo de detector, ya que resulta mucho más eficaz que los Geiger - Müller debido a que solo necesitan unas cuantas pulgadas de longitud (Fig. 32a).

Cuando un rayo gamma incide sobre la superficie del cristal, interactúa con los electrones del mismo 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 tres 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 (Fig. 32b).

La principal función del discriminador es eliminar pequeños pulsos indeseables que se pudiesen generar principalmente por calor. Si no fuese por este elemento, se tendría 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.

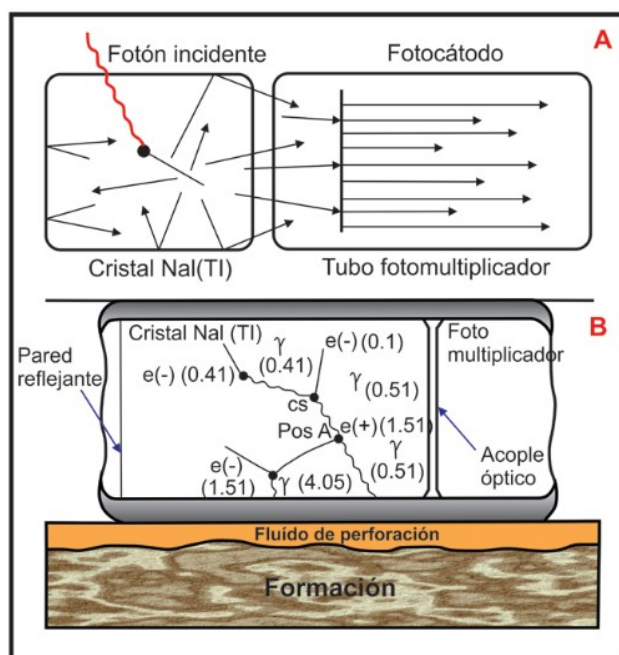


Fig. 32 – a) Esquema que muestra el funcionamiento de un Contador de centelleo, y b) reacciones típicas que ocurren dentro del cristal detector (Serra, 2008).

El registro NGR se efectúa 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, que es variable.

Unidad de medida y calibración de la herramienta. En el pasado, cuando se introdujeron las primeras herramientas de rayos gamma, era casi imposible tener 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 tomó la decisión de estandarizar las unidades con las que se miden los rayos gammas y se les designó API.

API proviene del 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 así como se designó 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 zonas de concreto de alta y baja radiación, que se localizan al fondo del pozo de calibración en Houston, Texas (Fig. 33), 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.

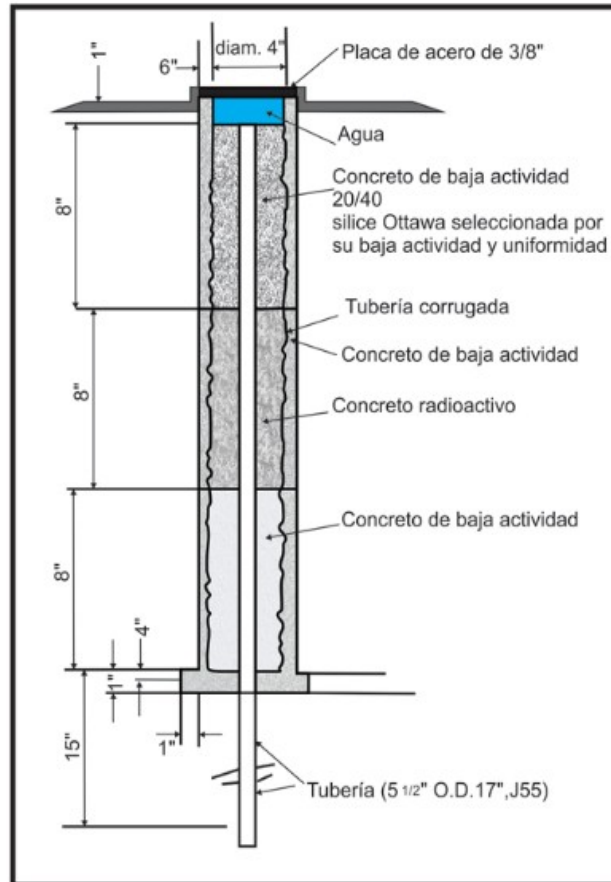


Fig. 33 – Esquema que muestra como está constituido el pozo calibrador localizado en las instalaciones del American Petroleum Institute en Houston, Texas (Gómez, 1975).

Las radiactividades en formaciones sedimentarias, generalmente fluctúan entre unas cuantas unidades API en anhidrita y sal, hasta 200 API o más en arcillas.

Presentación del registro. En formaciones sedimentarias, los elementos radiactivos tienden a concentrarse en lutitas, causando una lectura alta. Las formaciones limpias compuestas de areniscas o calizas, usualmente suelen tener bajo contenido de material radiactivo por lo que la lectura presenta valores bajos. Por lo tanto, el registro NGR refleja el contenido de arcilla en una formación (Fig. 34).

El registro NGR se utiliza para identificar las diferentes litologías de una formación, por lo tanto, ayuda a identificar los reservorios al calcular el volumen de arcilla contenida en las rocas sello.

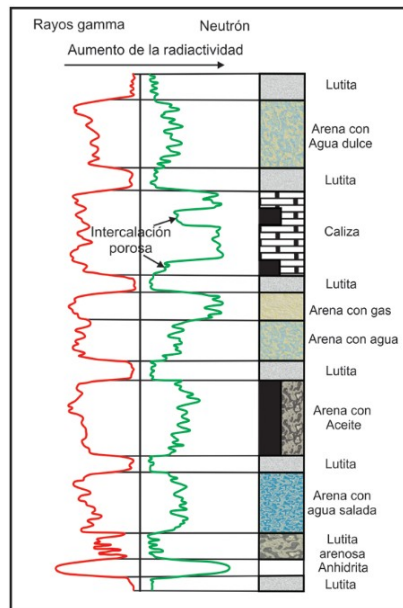


Fig. 34 – Presentación de un registro de rayos gamma en conjunto con un registro neutrón, y su respuesta al tipo de roca y el fluido presente (Gómez, 1975).

Correcciones ambientales realizadas al registro de rayos gamma

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, aun 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 5.

Donde v =velocidad de toma del registro.
 t_c =constante de tiempo que debe tener la herramienta.

v [ft/h]	t_c [s]
3600	1
1800	2
1200	3
900	4

Tabla 5 – Velocidades comunes de adquisición del registro de RG y su constante de tiempo óptima para evitar variaciones estadísticas (Bassiouni, 1994).

La combinación de los valores de velocidad con la cual se toma el registro, así como la constante de tiempo que tiene el detector que se esté utilizando en las herramientas de rayos gamma, da como resultado dos 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 la medida en que la herramienta se vaya desplazando. Esta demora, al igual que el espesor crítico, quedan expresados de la forma:

$$h_c = vt_c$$

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.

En la figura 35 se muestra un ejemplo de cómo influye la velocidad de la toma del registro de rayos gamma en la curva, donde se puede ver 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.

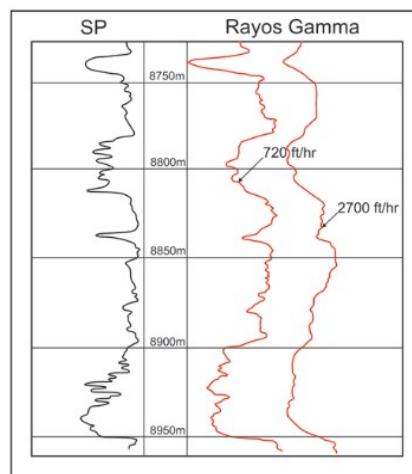


Fig. 35 – Respuesta que se obtiene de un registro de rayos gamma tomado a distintas velocidades (Bassiouni, 1994).

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 sea mayor si estas contienen bentonita.
- Su contenido en materiales radiactivos como sales de potasio y bentonita incrementará 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 afectará algunas de las lecturas que se estén realizando dependiendo de si esta se encuentra centrada o no. Para poder corregir este efecto, se tiene un factor de corrección que depende de un parámetro t en gr/cm^2 y puede ser calculado de la siguiente manera:

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

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:

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

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 herramienta centrada.

Utilizando las ecuaciones anteriores y las tablas de correcciones GR-1 y GR-2 (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 sus diámetros in-

ternos y externos y la densidad del cemento, de igual manera se obtiene el valor API del registro corregido de rayos gamma.

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 casos en los 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 sónicos, 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 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 adermados o abiertos, desviados o verticales, 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 tubería de revestimiento, 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:

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

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 analítica y gráficamente en la figura 36.

Para rocas terciarias se utiliza la ecuación de Larionov, donde:

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

Para rocas del Jurásico superior, utilizamos la ecuación de Stieber, donde:

$$V_{sh} = \frac{I_{sh}}{3 - 2 \cdot I_{sh}}$$

La ecuación de Clavier es para rocas mesozoicas, donde:

$$V_{sh} = 1.7 - [3.38 - (I_{sh} + 0.7)^2]^{0.5}$$

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

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

Las variaciones que se den en los valores obtenidos del V_{sh} en los rayos gamma, fluctúan entre un 17% y un 26% dependiendo 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.

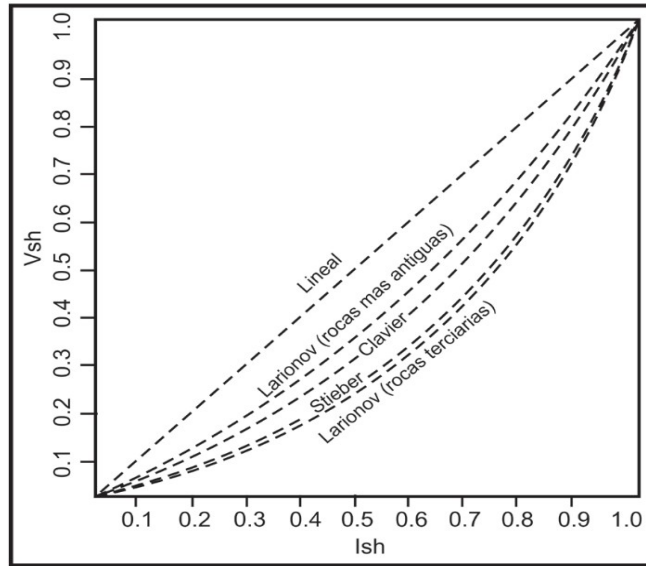


Fig. 36 – Gráfico de correlación del V_{sh} con el índice de arcillosidad (I_{sh}) en el cálculo de la arcillosidad en las formaciones (Ricco, 2012).

2.5 Espectroscopía de Rayos Gamma Naturales (NGS)

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.

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. 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 (Fig. 37).

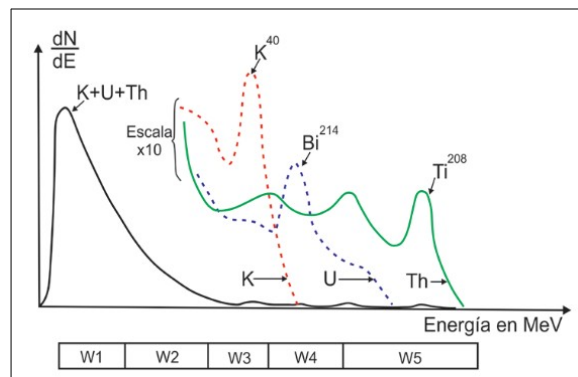


Fig. 37 – Obtención del espectro de los rayos gamma naturales utilizando como detector un cristal de yoduro de sodio de la herramienta NGS de la compañía Schlumberger (Schlumberger, 2008).

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 (Tl^{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 tres espectros dependerán en gran medida 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 tres 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 tres 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 (Fig. 38).

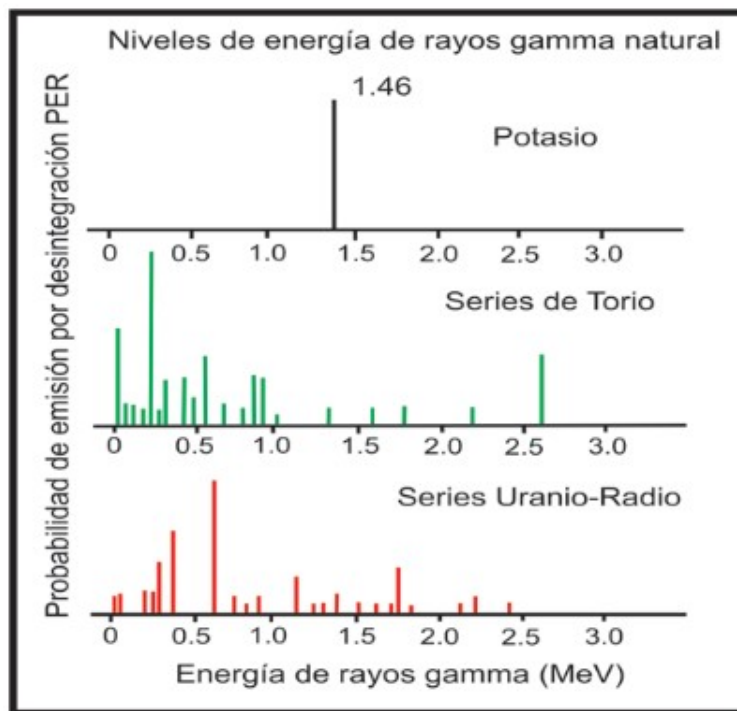


Fig. 38 – Espectros de energía característicos de los tres elementos radiactivos en el planeta (Ricco, 2012).

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. En el caso del 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.

nica. Para poder obtener una evaluación cuantitativa del Torio, Uranio y Potasio, en muchas ocasiones es de ayuda dividir el espectro en dos 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.

Principio de funcionalidad de la herramienta.

La herramienta que permite tomar espectroscopía 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, ofrece cinco 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 del 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 mucho 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 propias variantes de la herramienta y sus propios métodos de interpretación. En la tabla 5 podemos ver las principales herramientas:

Principales Herramientas de espectrometría de rayos gamma													
Compañía	Herramienta	Detector	Número de Ventanas	Número de Canales	Rango del Espectro (MeV)	Rango (API)	Muestreo /ft	Velocidad De Logeo	Resolución Vertical (90%) En pulgadas	Profundidad de Investigación 50-90%		Precisión En % &API	Exactitud En % &API
Schlumberger	NGS	Nal(Tl)	5		0.06-3	0-2000		1800	8-12		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	Nal(Tl)	768		0.06-3	0-1500	4 o 10	600	8-12	4	11	3 5	5 5
	KUTH	BGO											
Baker-Atlas	SL	Nal(Tl)	3	256				600					

Tabla 5 – Principales herramientas de espectrometría de rayos gamma utilizadas por las distintas compañías de servicio a la industria petrolera (Serra, 2008).

Principales tipos de detectores utilizados. Existen numerosos tipos de detectores que pueden ser utilizados para la medición de rayos gamma en las formaciones, pero los más comunes o al menos los más empleados 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 incerti-

dumbres, sin embargo lo afecta la temperatura y su resolución es muy pobre. En la herramienta NGS (Fig. 39), de la compañía Schlumberger se utilizan dos detectores de este tipo para poder minimizar las variaciones estadísticas.

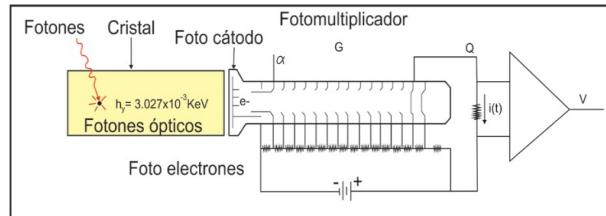


Fig. 39 – Esquema del funcionamiento de la herramienta NGS donde se muestran el cristal de yoduro de sodio, el fotomultiplicador y el amplificador (Ricco, 2012).

Presentación del registro

Normalmente en los registros de espectrometría de rayos gamma sólo se presentan 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 (Fig. 40). 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 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 tres 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 más real de la formación.

Es evidente 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.

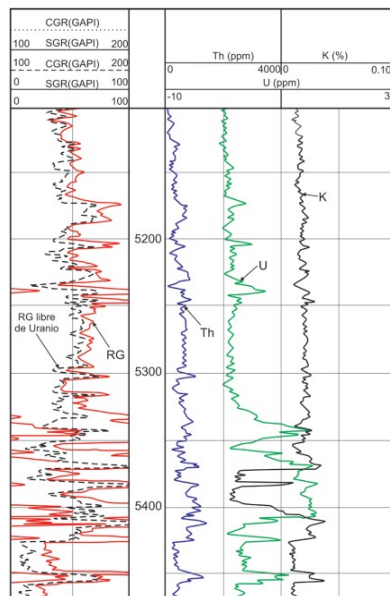


Fig. 40 – Presentación de un registro de espectroscopia de rayos gamma, en donde se logran observar las curvas respectivas a las concentraciones de Torio, Uranio y Potasio y la curva de rayos gamma libre de presencia de uranio (Schlumberger, 2008).

Correcciones ambientales

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 cuatro zonas, de las cuales las tres 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 tres zonas radiactivas y se cuentan sucesivamente los conteos en las cinco ventanas de energía.

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

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

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 tres veces el tamaño del detector.

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 tres elementos radiactivos principales, sino también de las condiciones en el agujero y de la interacción de los tres 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 no), 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.

Aplicaciones del registro NGS

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

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 conten-

ga 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.

Determinación del 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.

$$I_{sh}(Th) = \left(\frac{CTh_{log} - CTh_{min}}{CTh_{sh} - CTh_{min}} \right)$$

$$I_{sh}(K) = \left(\frac{CK_{log} - CK_{min}}{CK_{sh} - CK_{min}} \right)$$

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

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 directamente del registro de rayos gamma. Esto nos ayuda a identificar el tipo de mineral que constituye las arcillas utilizando el crossplot de la compañía Schlumberger que se muestra a continuación.

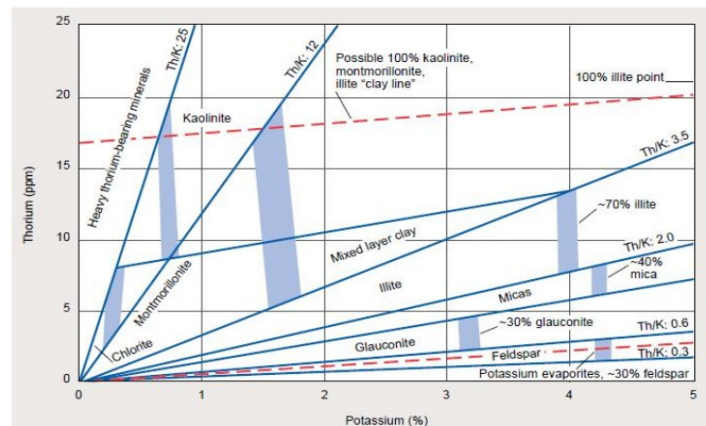


Fig. 41 – Gráfico CP-19 cortesía de Schlumberger para obtener el tipo de mineral representativo de las rocas (Ricco, 2012).

Una vez que se tiene la curva corregida por uranio (CGR), se proceden a aplicar de nueva cuenta alguna de las ecuaciones ya vistas 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.

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.

3. Registros de Resistividad²

Objetivo: El alumno comprenderá los principios de medición, correcciones, presentación y aplicaciones de los registros de resistividad.

3.1 Registros Convencionales

Como se mencionó en el Capítulo 1 de este manual, la resistividad es una de las propiedades físicas más importantes de las rocas para la evaluación de las formaciones, ya sea de manera cualitativa o cuantitativa por medio de los registros eléctricos. Los registros eléctricos convencionales remontan sus orígenes al origen de los registros alrededor de los años 1920 y 1930, y han ido evolucionando desde entonces para obtener métodos de medición más sofisticados de las resistividades de las formaciones para las determinaciones de R_{xo} y R_t respectivamente, etc.

Principio físico de la herramienta. Todas las herramientas eléctricas para la medición de esta propiedad operan bajo la sencilla teoría de la herramienta eléctrica. Cuentan 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, es posible distribuir la corriente entre los electrodos y las formaciones (Fig. 42). Lo que miden 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 dos 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 (o sea, 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.

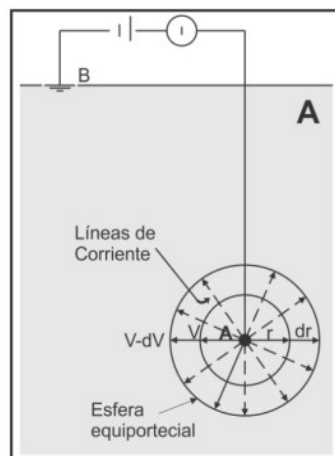


Fig. 42 – Principio de medición de la resistividad en un medio isotrópico, homogéneo e infinito (Ricco, 2012).

² El presente tema se desarrolla con base en la tesis de licenciatura *Principios De Medición De Los Registros Geofísicos De Pozos*, de Gustavo Alberto Ricco Macedo, presentada para la Facultad de Ingeniería de la UNAM, en 2012, retomando su capítulo "4.- Registros de Resistividad".

Dispositivos de investigación somera

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 un electrodo A, por el cual es transmitida una corriente alterna constante I de baja frecuencia, emitida desde superficie, cerrándose el circuito en un electrodo B alejado de A y de otro electrodo M (Figura 43). 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 este 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 44).

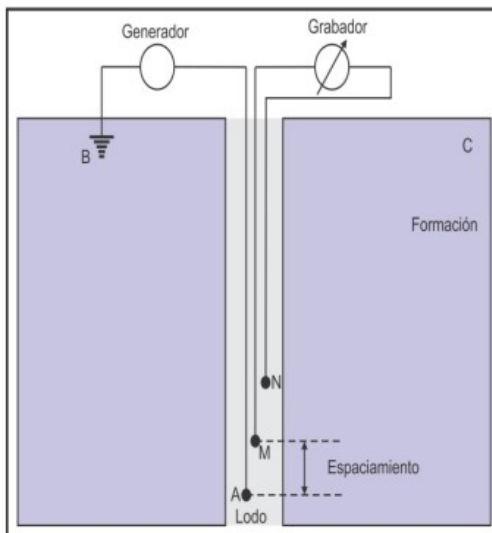


Fig. 43 – Configuración real del dispositivo Normal (Ricco, 2012).

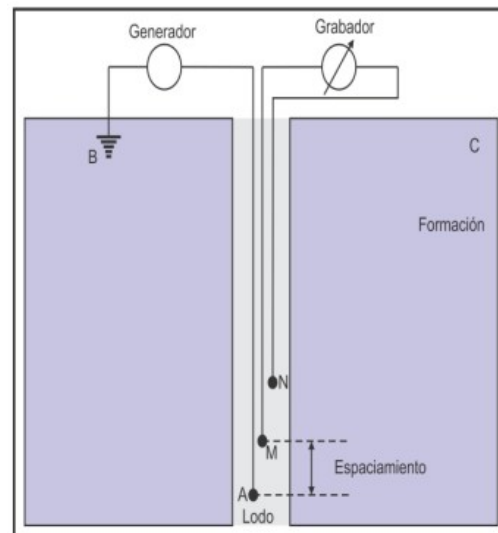


Fig. 44 – Principio de funcionamiento teórico del dispositivo Normal (Ricco, 2012).

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. Pero como no ocurre de esa manera, ya que la sonda va atravesando medios 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.

Una de las aplicaciones más comunes que tiene el arreglo es la de correlaciones entre pozos, delimitar estratos y evaluación de capas delgadas.

Dispositivos de investigación media

Sonda normal larga. La única diferencia que radica entre este arreglo y el normal, es el espaciamiento que existe entre el electrodo de corriente A y el electrodo de medida M, el cual es de 64" (Fig. 45). Sin embargo, el principio de funcionamiento es el mismo para los dos arreglos. 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). Sin embargo, en capas delgadas tiene una precisión muy pobre.

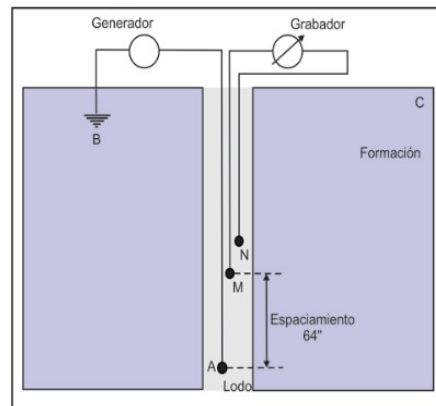


Fig. 45 – Configuración de la sonda Normal Larga (Ricco, 2012).

Presentación de la curva en el arreglo normal.

- En capas muy resistivas de gran espesor: en aquellas capas que tengan un espesor considerablemente mayor que el espaciamiento que exista entre los electrodos A y M, y su resistividad sea mayor que la de las capas adyacentes, el comportamiento que se presentará en la curva muestra un redondeo marcado por dos puntos de inflexión que se acercara más al valor verdadero de R_t , mientras mayor sea el espesor de la capa. Con esto se argumenta que si el espesor de las capas es cuatro veces mayor que el espaciamiento, 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 (Fig. 46).
- 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, como si esta fuese una capa conductiva, y aún más conductiva mientras mayor sea su resistividad. Este fenómeno ocurre cuando la distancia A - M 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 dos picos simétricos separados a una distancia A - M + el espesor de la capa. Se dice entonces que una capa es de *espesor crítico* cuando se observa este fenómeno en la curva (Fig. 47).

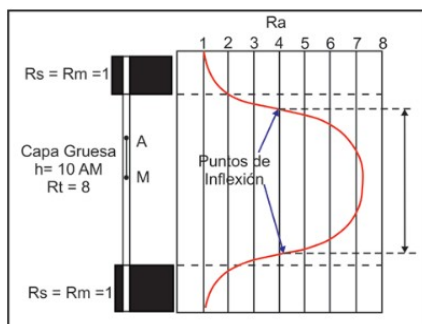


Fig. 46 – Capa resistiva de gran espesor (Ricco, 2012).

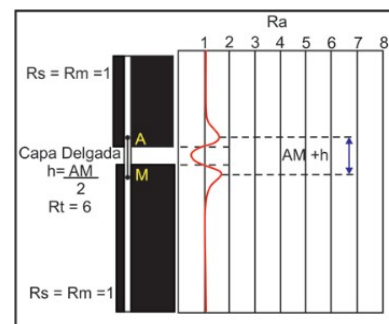


Fig. 47 – Capa resistiva de espesor crítico (Ricco, 2012).

- 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 A - M (Fig. 48).
- 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 A - M (Fig. 49).

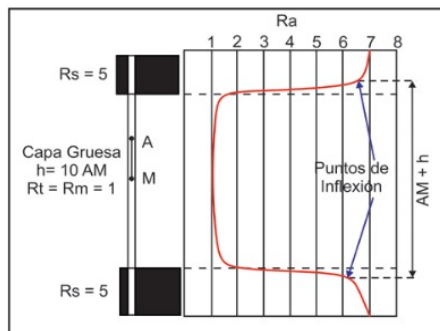


Fig. 48 – Capa conductiva de gran espesor (Ricco, 2012).

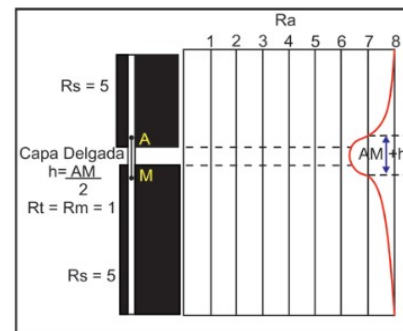


Fig. 49 – Capa conductiva de espesor crítico (Ricco, 2012).

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.

Dispositivos de investigación profunda

Arreglo o sonda lateral. El dispositivo lateral básico consta de dos 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 dos 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 (Fig. 50). 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 pies 8 pulgadas. 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 excede por mucho a los 10 pies que tiene el arreglo normal.

Como podemos observar en la Figura 51, los electrodos de corriente A y B van dentro del pozo y sustituyen 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.

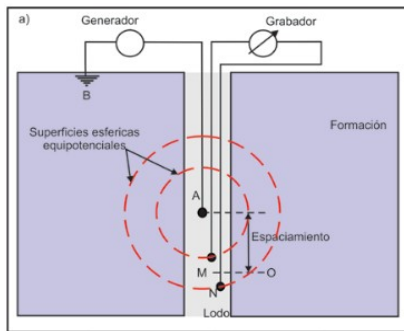


Fig. 50 – Arreglo teórico de una sonda lateral (Ricco, 2012).

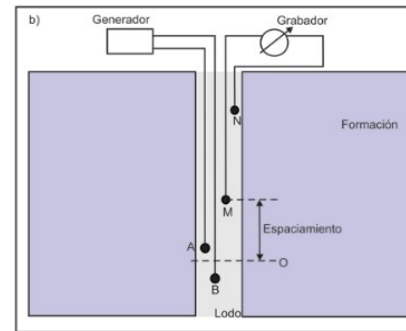


Fig. 51 – Arreglo práctico que tiene la sonda lateral (Ricco, 2012).

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 espaciamiento A - O de la herramienta, su respuesta es muy pobre. Por ello es por lo 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 de las 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. En la Figura 52a podemos ver 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 espaciamiento A - O 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 52b).
- Comportamiento en capas muy resistivas muy delgadas: si la capa es de un espesor mucho menor que el espaciamiento que exista en los electrodos A - O, habrá una disminución de la resistividad aparente dentro de una distancia A - O 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 52c).

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 espaciamiento A - O del arreglo lateral, es decir su espesor crítico.

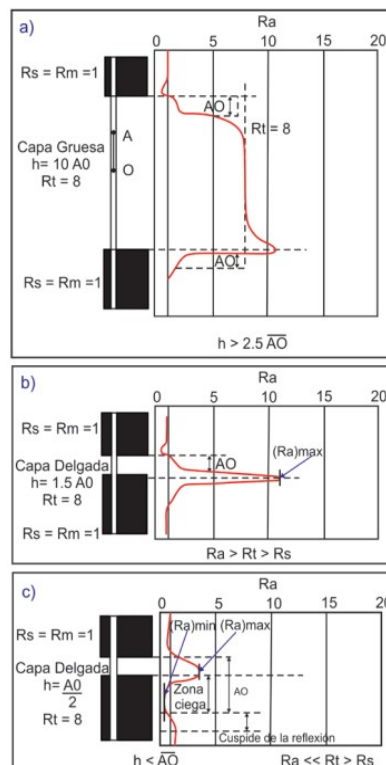


Fig. 52 – Respuesta de la curva del arreglo lateral en formaciones que son mucho más resistivas que las capas adyacentes (Ricco, 2012).

- Comportamiento en capas conductoras de grandes espesores (Fig. 53) y en capas delgadas (Fig. 54): 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.

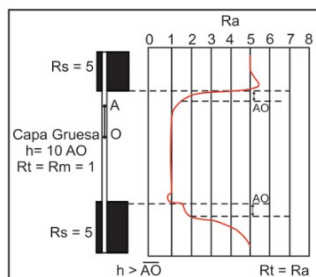


Fig. 53 – Respuesta de la curva del arreglo lateral en formaciones conductoras de espesor mayor al espaciamiento A - O (Ricco, 2012).

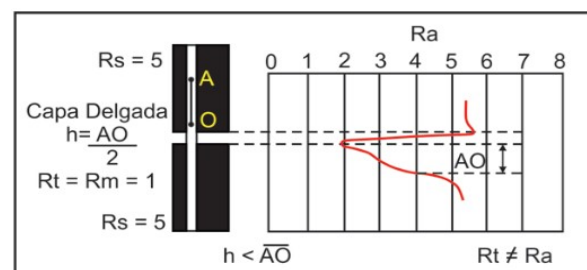


Fig. 54 – Respuesta de la curva del arreglo lateral en formaciones conductoras de espesor menor al espaciamiento A - O (Ricco, 2012).

Presentación del registro eléctrico. La presentación del registro eléctrico convencional, que es comúnmente empleado en la industria, se caracteriza por el uso de dos 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 tres zonas que comprenden la invasión del filtrado de lodo, así como también para identificar oportunamente los límites o capas que sean de gran espesor y el contenido de fluidos que estos puedan tener, o bien, aquellos límites o capas que sean muy delgadas pero que tengan características de poder estar almacenando hidrocarburos.

En el ejemplo del registro eléctrico que se presenta en la figura 55, se puede observar cómo se grafican las 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.

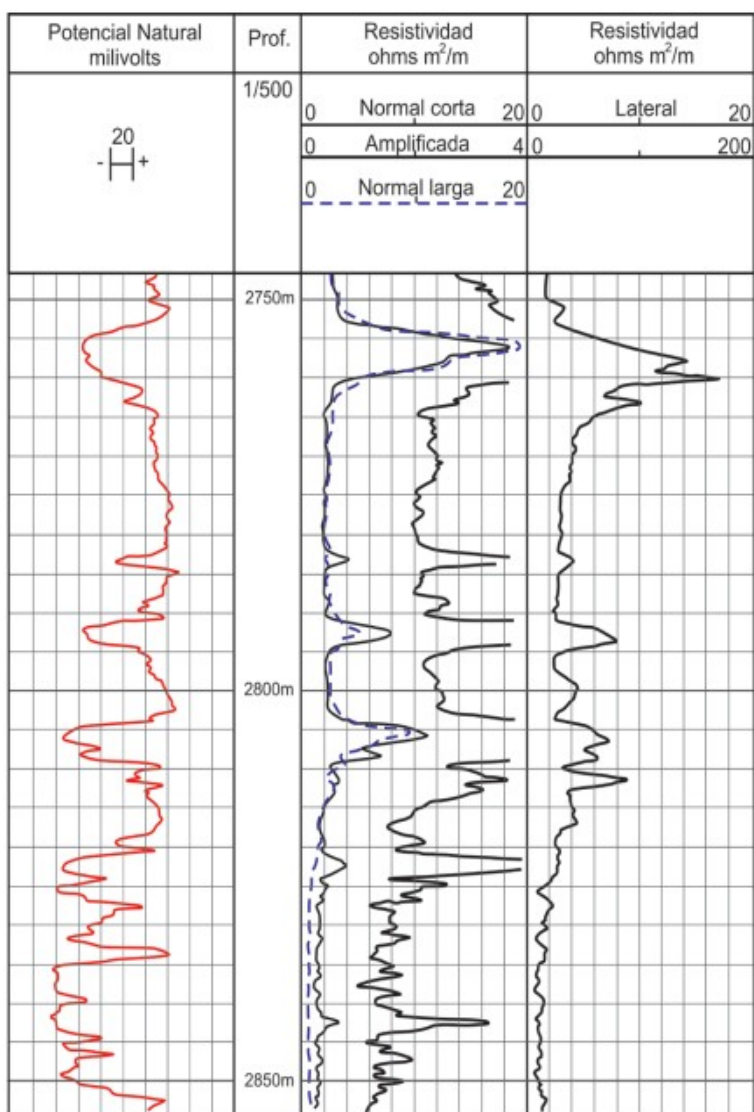


Fig. 55 – Ejemplo de un registro de resistividad convencional tomado en una secuencia de arenas y lutitas del Mioceno en las costas del Golfo de México (Gómez, 1975).

Como se puede observar, en el carril 1 del registro se tiene la curva de potencial espontáneo y graficadas en los carriles 2 y 3, las cuatro curvas de resistividad. Por convención, cuando se tiene más de una curva en el mismo carril la curva que no sea continua representará la respuesta de la herramienta con una mayor profundidad de investigación, 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 55 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.

Correcciones a los registros convencionales. Los valores de las resistividades que se estén leyendo del registro eléctrico, utilizando cualquiera de los arreglo de los ya mencionados, serán sólo las resistividades aparentes de las capas (R_a). Estas resistividades se verán, por ende, afectadas tanto por las condiciones existentes que haya en el pozo, como por el 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 siguiente ecuación se expresa de una manera muy general en función de qué depende la resistividad aparente.

$$R_a = f(R_m, d_h, R_{mc}, R_{xo}, d_i, R_t, h, R_s)$$

Por lo tanto, para poder obtener un buen valor de R_t hay que hacer las correcciones necesarias por 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.

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.

Herramientas de microrresistividad (Microlog). La determinación de un buen valor de R_t a partir del registro eléctrico convencional se encuentra sujeta 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.

Principio de medición del registro microlog. La herramienta microlog se encuentra constituida de un patín de hule con tres electrodos centrados en línea recta y con una separación de 1 pulgada entre ellos, lo que le permite obtener dos mediciones de resistividad a distintas profundidades. La configuración en el patín le permite obtener a la herramienta una curva microinversa o microlateral de 1x1 pulgadas con un radio de investigación de 1.5 pulgadas, y una curva micronormal de 2 pulgadas, 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 (Fig. 56). 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 (Fig. 57).

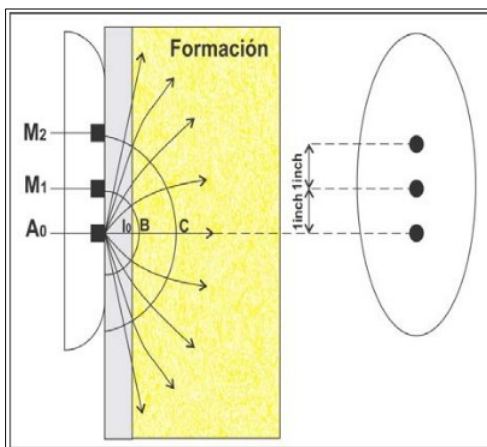


Fig. 56 – Principio de medición del Microlog mostrándose el patín y los electrodos, así como la forma en cómo se distribuyen la corriente al agujero (Ricco, 2012).

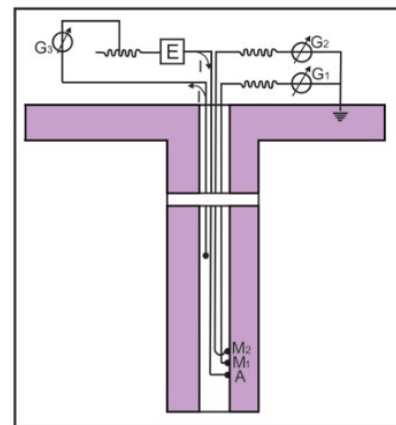


Fig. 57 – Arreglo práctico que tiene la herramienta Microlog (Ricco, 2012).

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 56. 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_{1x1} .
- **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 designarán como tipo R2 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 dos curvas de microresistividad, sino que también es posible obtener una curva calíper del pozo (Fig. 58). 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. Esto permite que a medida que se vayan graficando las 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".

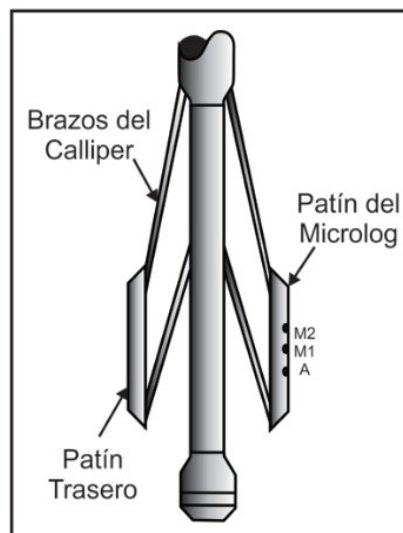


Fig. 58 – Esquema que muestra como está montado el patín que permite obtener el diámetro del agujero o calíper del pozo en una herramienta Microlog (Ricco, 2012).

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 dos a diez veces la resistividad del lodo (R_m). En la Figura 59 se ilustra un registro microlog, en donde se logra apreciar la forma en que se dan las separaciones de las curvas micronormal y microinversa.

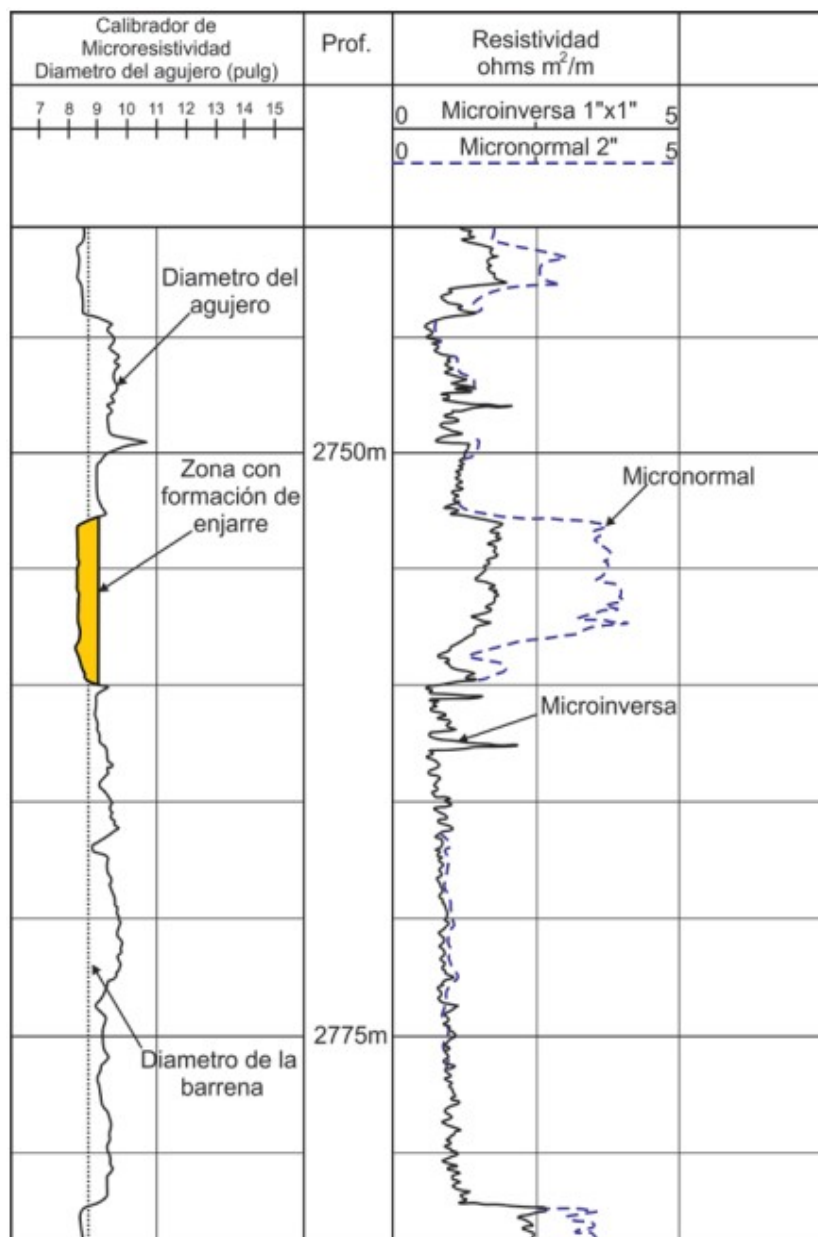


Fig. 59 – Ejemplo de un registro microlog tomado en una secuencia de arenas y lutitas del mismo pozo de la Figura 55 (Gómez, 1975).

Corrección aplicada al registro microlog. 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 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 calíper.

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 estas utilicen. En este caso, por ser Schlumberger la principal empresa que desarrolla la tecnología, se tomarán como base sus tablas, siendo la gráfica de corrección R_{xo-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 calíper. 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, de lo contrario los valores de R_t afectan las lecturas del microlog.
- La relación R_{xo}/R_{mc} debe ser menor a 15 (no aplica en casos donde la porosidad sea mayor al 15%).

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 calíper.
- Obtención de R_{xo} utilizando ciertas gráficas de corrección (R_{xo-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.

3.2 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 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 con su profundidad de investigación las herramientas laterolog 7 (LL7), la laterolog 3 (LL3) y la laterolog 8 (LL8). Las dos primeras tienen 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. 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).

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 (Fig. 60). 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.

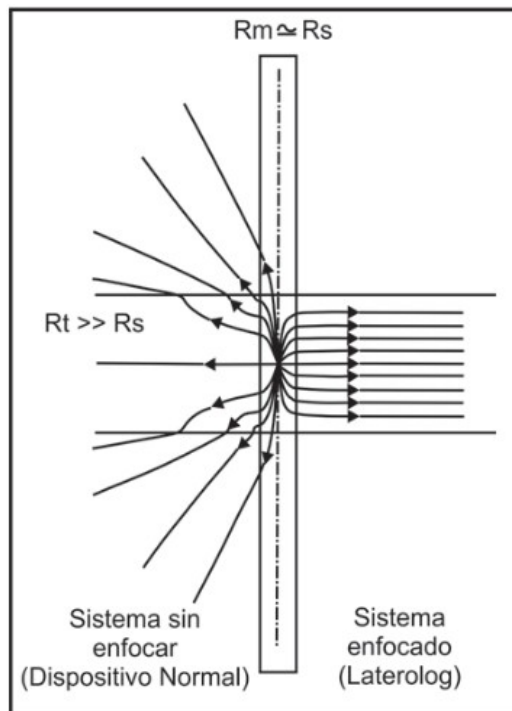


Fig. 60 – Esquema del principio de medición de las herramientas Laterolog (Ricco, 2012).

Dispositivos de investigación somera

Laterolog 8 (LL8). La herramienta Laterolog 8 es la sonda de menor radio de investigación entre las Laterolog, 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 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 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.

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, como se muestra en la figura 61, consiste en un electrodo central A_0 y cuatro 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 co-

riente 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 más 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 dos superficies equipotenciales.

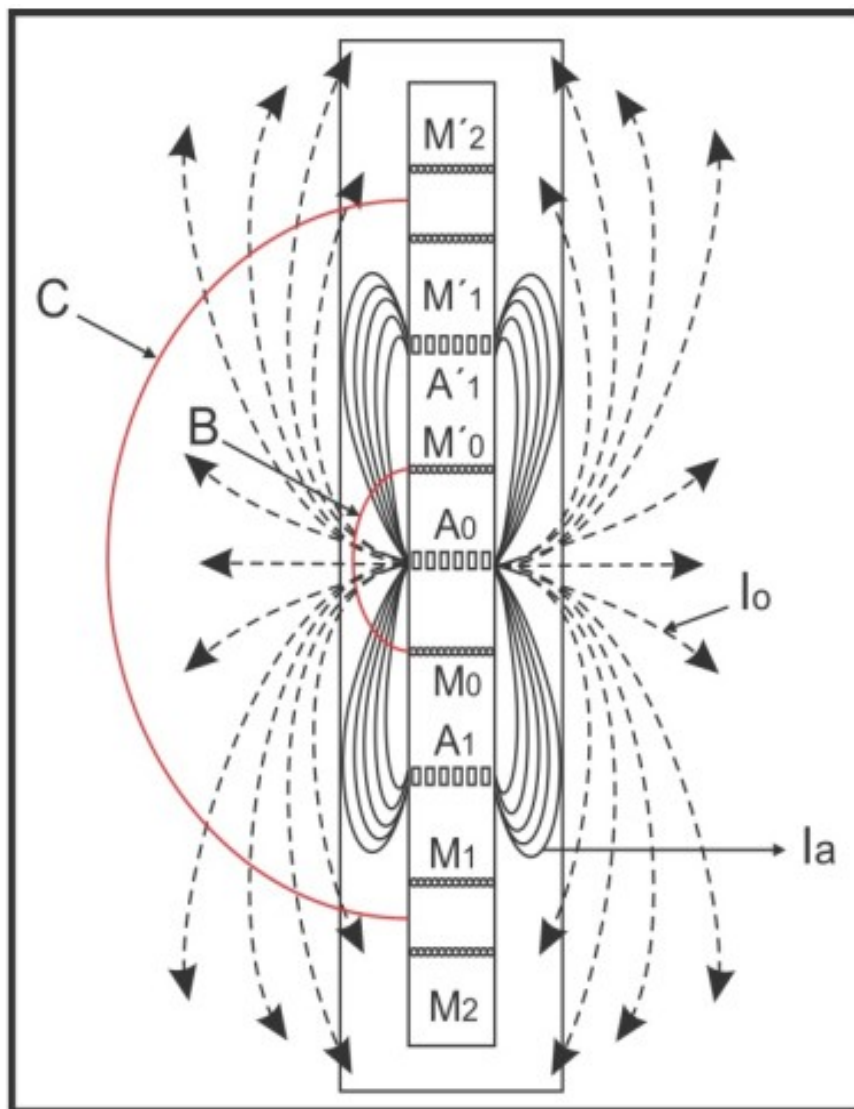


Fig. 61 – Esquema del arreglo de los electrodos y las líneas de corriente y las de enfoque en el registro SFL (Ricco, 2012).

Presentación del registro LL8 y SFL. El registro Laterolog 8 generalmente se toma en combinación con un registro doble inducción (Fig. 62), siendo denominado el registro como un 2IL-LL8 (Doble Inducción – Laterolog 8), permitiendo de esta manera obtener tres 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 que puedan tomarse en lodos conductores o bien en lodos base agua. Una característica importante de este tipo de registro es la escala logarítmica de tres ciclos que puede cubrir rangos de resistividades de 1 a 1000 ohm*m permitiéndole tener una mayor facilidad en las lecturas de resistividades bajas.

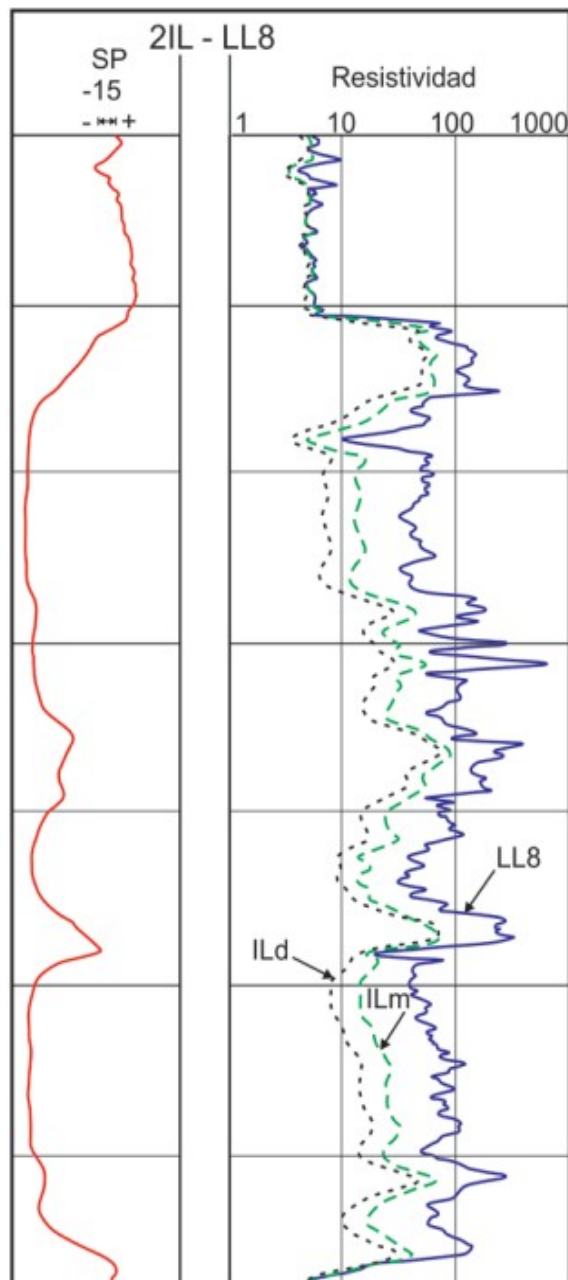


Fig. 62 – Ejemplo de un registro doble inducción-laterolog (Gómez, 1975).

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 63). Además de estas curvas, es posible combinar otras herramientas junto con la SFL, como puede ser un calíper, un sónico, un potencial natural, etcétera, con la finalidad de obtener mediciones e interpretaciones más precisas de R_{xo} sobre la formación.

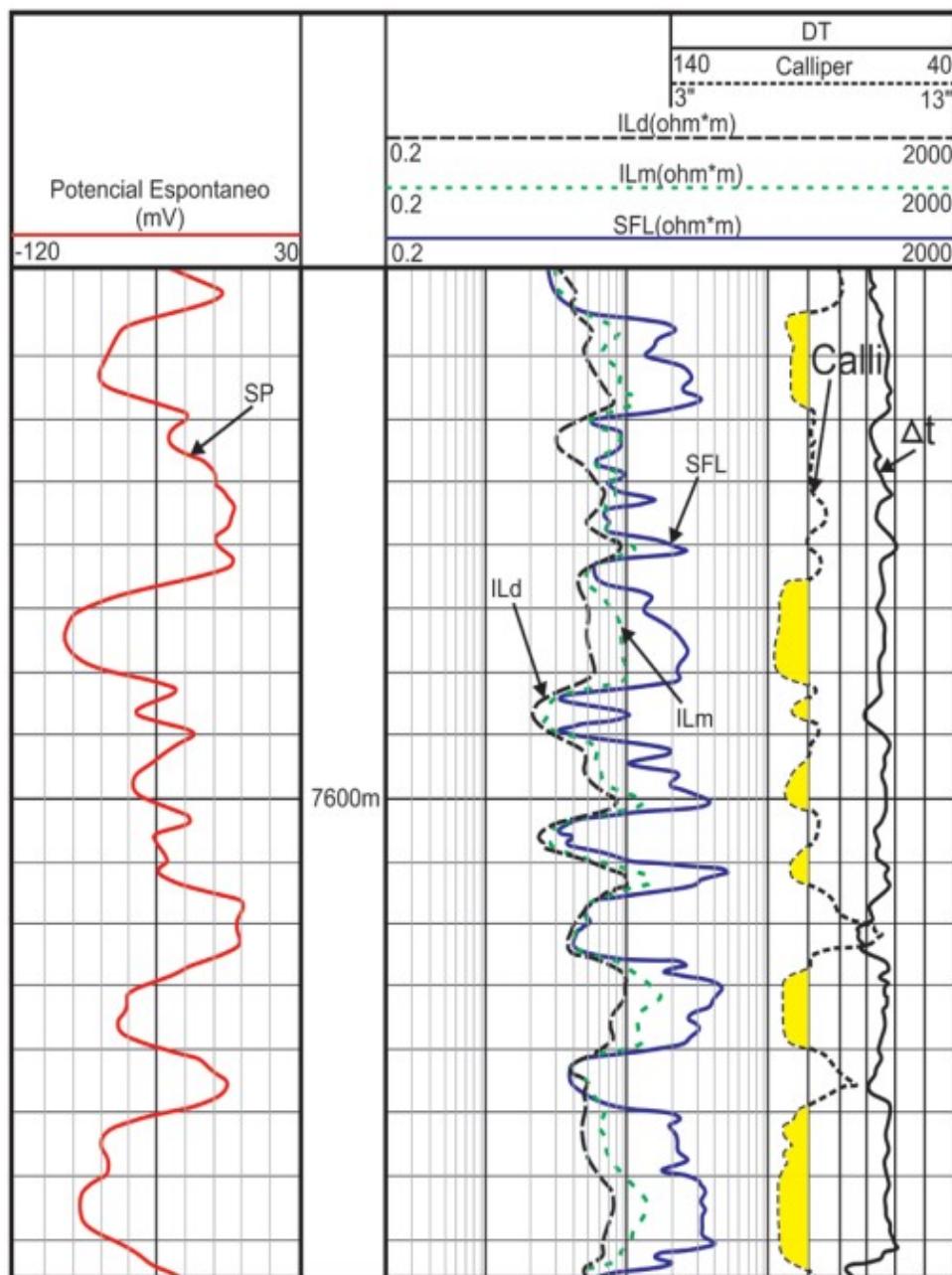


Fig. 63 – Ejemplo de un registro Doble Inducción - SFL tomado en la Formación Travis al este de Texas (Dewan, 1983).

Dispositivos de investigación media

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 tres electrodos céntricos y aislados en la sonda (Fig. 64). 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 a continuación, 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 lámina de enfoque, así como también tener 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.

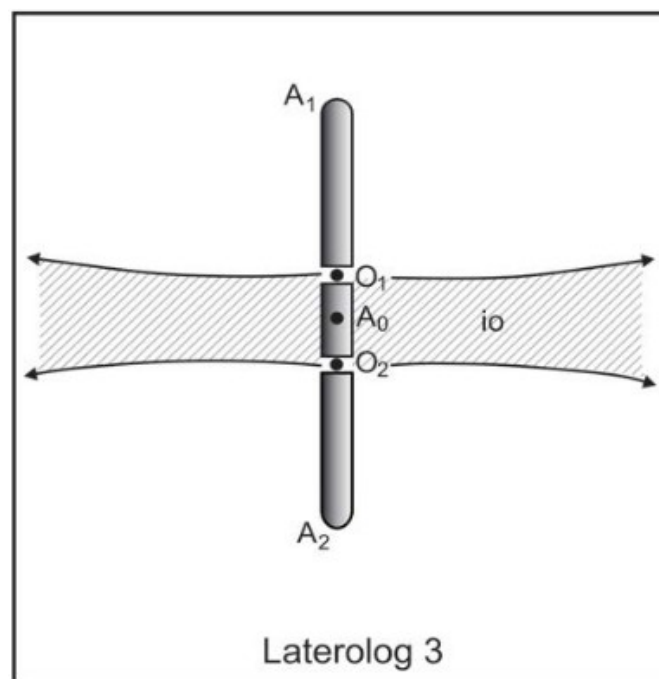


Fig. 64 – Principio de medición de la Laterolog 3, donde se observa cómo se distribuye la corriente a la formación (Ricco, 2012).

Dispositivos de investigación profunda

Laterolog 7 (LL7). Esta sonda se encuentra constituida por un electrodo central A_0 y tres 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. 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.

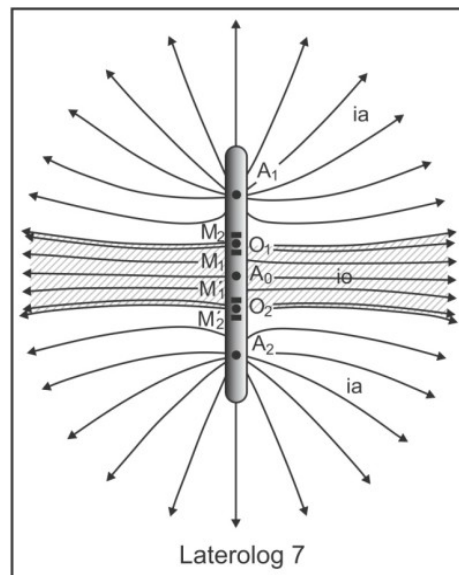


Fig. 65 – Principio de medición de la Laterolog 7 donde se ejemplifica la distribución de la corriente con la que opera la herramienta (Ricco, 2012).

Presentación de los registros 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 sus respuestas, y su aplicación principal se basa en una interpretación cuantitativa para la interpretación de R_t (Fig. 66). Sin embargo, si se utiliza cualquiera de ambos de forma aislada, será necesario obtener un valor del diámetro de invasión (d_i) para poder obtener un valor satisfactorio de R_t .

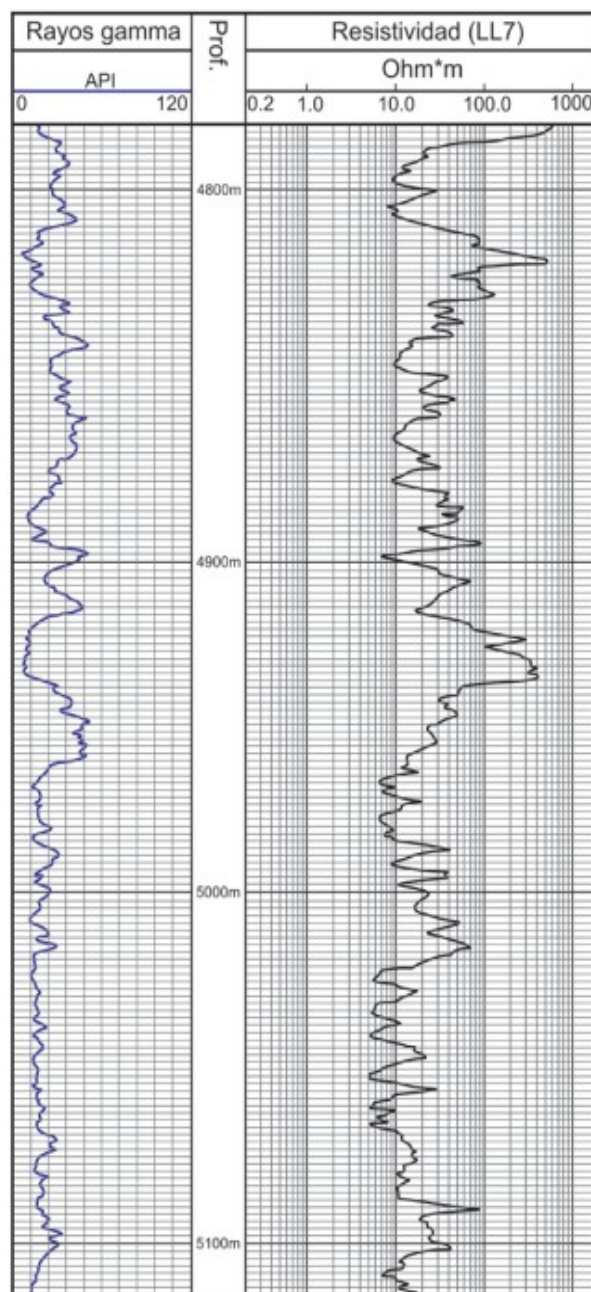


Fig. 66 – Presentación de un registro de resistividad tomado con la herramienta Laterolog 7 (LL7) (Bassiouni, 1994).

Doble laterolog (DLL- R_{xo}). La herramienta doble laterolog (Fig. 67) surgió poco después de la aparición de las Laterolog en los años 50, ya que aún existía la necesidad de tener valores confiables de la zona virgen (R_i), 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_{xo} , R_i y R_t) a tres distintas profundidades de investigación obteniendo así mediciones someras (MSFL), medias (LLS) y las profundas (LLD), teniendo como objetivo principal obtener R_i de la formación en función de estos tres datos. Comúnmente su utilización se centra en formaciones de al-

tas 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 tres mediciones a distintas profundidades por medio de una LLD, una LLS y una MSFL pudiéndose combinar además con otros registros tales como los de rayos gamma, potencial espontáneo, calíper, etc.

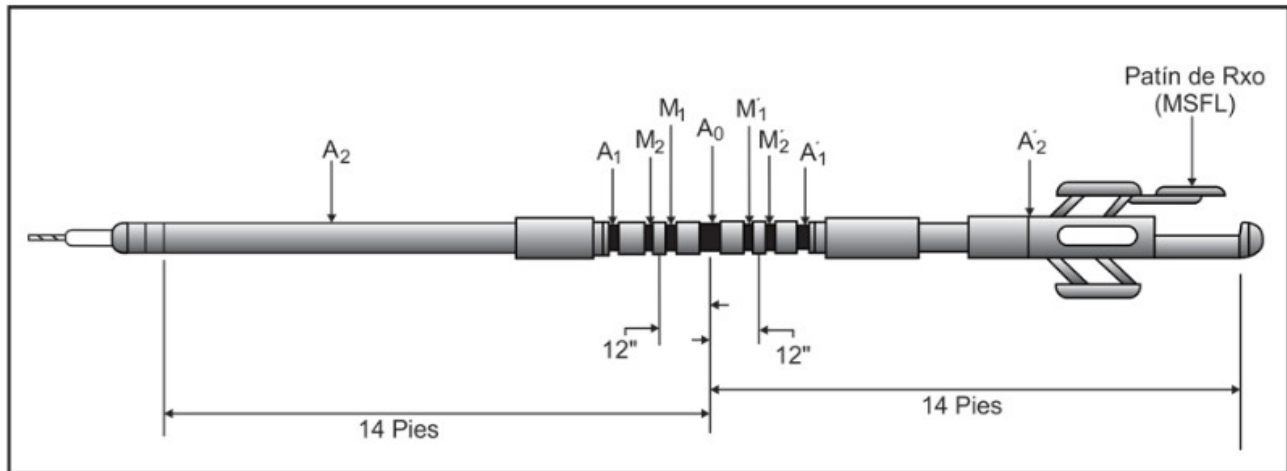


Fig. 67 – Esquema que muestra la configuración de la DLL y el acomodo de los electrodos de guarda y de corriente (Ricco, 2012).

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 (Fig. 68), la diferencia principal de esta herramienta radica en que se desarrolló 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 dos conjuntos de electrodos de guarda A₁ y A₂ que producen un mayor enfoque, 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.

Ambos registros, tanto el LLD como el LLS, tienen una resolución vertical de 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 A₁ a A'₁ con lo que se logra una penetración de 30") ya que la corriente diverge más y reduce su penetración dentro de la formación, en lugar de que sea por electrodos remotos como es el caso de la LLD (de A₁ 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_i). Ambas mediciones dependen 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 1 pie, sin embargo, su gran limitante es su nula aplicación en pozos que sean perforados con lodos base aceite o bien aireados.

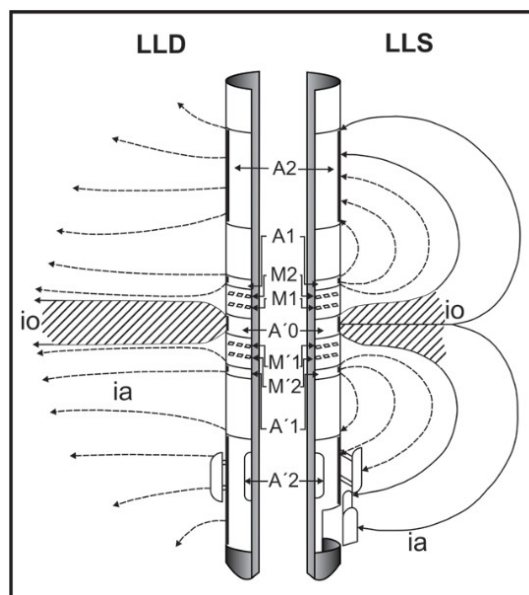


Fig. 68 – Diseño de los patrones de corriente que se obtienen por medio de la Laterolog profunda (LLD) y la laterolog somera (LLS) (Ricco, 2012).

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 cuatro ciclos (Fig. 69), 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.

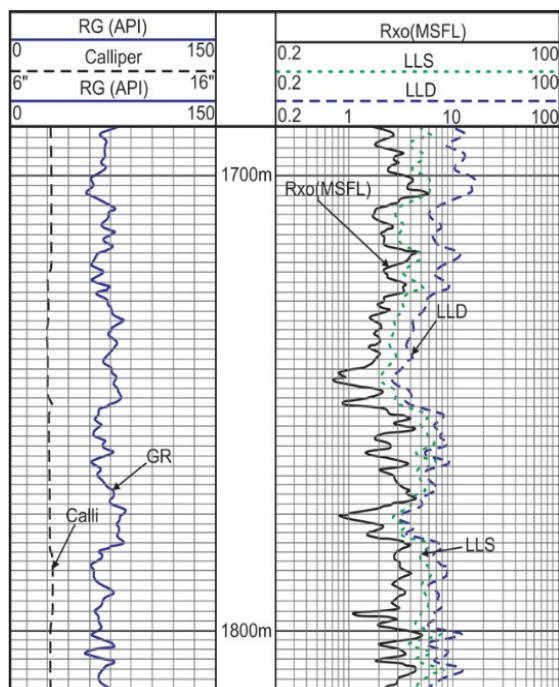


Fig. 69 – Presentación de un registro doble laterolog (DLL- R_{xo}) tomado con un lodo conductor y cuya escala comprende 3 ciclos logarítmicos (Dewan, 1983).

Correcciones aplicables a los registros Laterolog

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, depende, en gran medida, 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. Con esto se podría decir 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 (Fig. 70). 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.

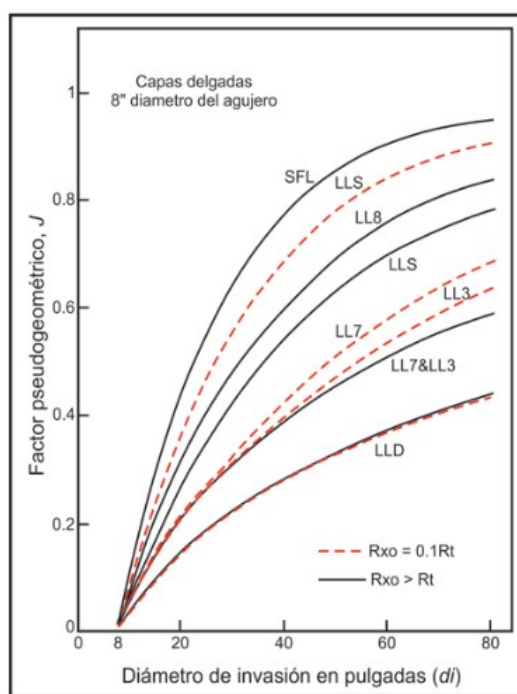


Fig. 70 – Factores pseudo-geométricos que se obtienen de las distintas herramientas Laterolog de acuerdo con el radio de investigación con el que operan. Si $J=1$ toda la señal proviene de la zona invadida y si $J=0$ toda provendrá de la zona virgen (Ricco, 2012).

Correcciones realizadas al LL3, LL7, LL8, SFL, y DLL. Tal como sucede con las herramientas convencionales, las Laterolog son susceptibles de ser afectadas por varios factores del entorno de pozo durante la operación de la toma de registros, tales como: 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 utili-

zar 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 70, 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 grafica de corrección (R_{cor-1}) para obtener el valor verdadero de la resistividad de la zona invadida “por efecto del diámetro del agujero y del stand-off”.
- Correcciones realizadas al DLL- R_{xo} : La doble Laterolog al igual que las herramientas anteriores, tiene sus graficas 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 (R_{cor-2b} , R_{cor2c}) 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” (R_{cor-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” (R_{int-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 en 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 (Fig. 71 izquierda). 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 dos elementos que provocan este fenómeno (Fig. 71). 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.

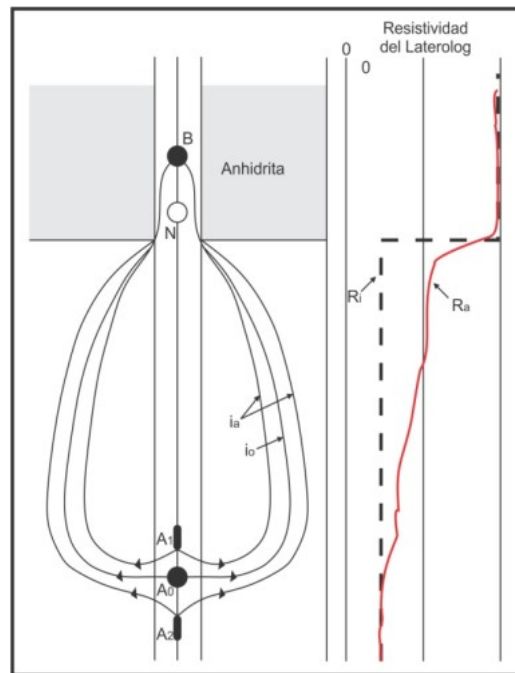


Fig. 71 – Del lado izquierdo se ejemplifica como se presenta el efecto Delaware en capas altamente resistivas mientras que del lado derecho, el efecto Groningen en las mismas condiciones (Schlumberger, 2008).

Aplicaciones del registro DLL. El registro doble laterolog es particularmente útil para las siguientes aplicaciones:

- Correlación entre pozos.
- Detección oportuna de intervalos con hidrocarburos.
- Detección de intervalos porosos y permeables.
- Determinación de R_t .
- Perfiles de invasión.
- Indicador de hidrocarburos móviles.

3.3 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.

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 tres 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 mayor facilidad tal como se ilustra en la Figura 72 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.

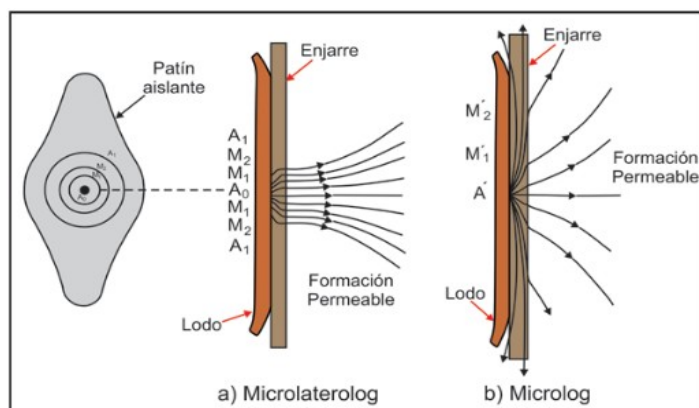


Fig. 72 – Esquema que muestra el diseño del patín de la herramienta microlaterolog y la geometría que se obtiene de las líneas de corriente de esta herramienta por medio de un sistema de enfoque, comparado con las que se obtendrían de la microlog (Ricco, 2012).

Proximidad (PL). El principio de funcionamiento de la herramienta de proximidad es muy similar a la microlaterolog (MLL), debido a que utiliza igualmente tres electrodos, sin embargo, la variante principal en la herramienta radica en que los electrodos utilizados son geoméricamente cuadrados (Fig. 73), 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_{xo} al eliminar la influencia del enjarre. La herramienta permite obtener un valor preciso de R_{xo} , siempre y cuando el espesor del enjarre no exceda los 3/4", 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.

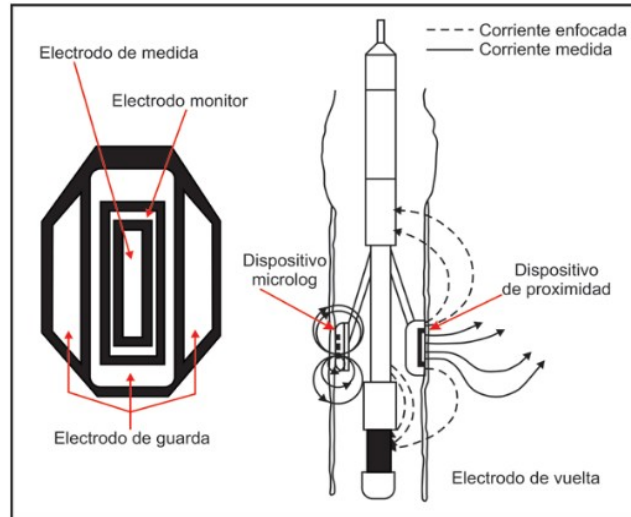


Fig. 73 – Esquema que ejemplifica el arreglo que tienen los electrodos en la herramienta de proximidad así como también una representación de la sonda que alberga los patines del microlog y la herramienta de proximidad en la toma de un registro (Ricco, 2012).

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

- Tiene una corta resolución vertical de 6" 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 calíper.

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 que, en la MSFL se utilizan cinco 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. Comúnmente va montado en una sonda doble laterolog (DLL) o bien en una doble inducción (DIL) para la obtención directa de R_{xo} (Fig. 74). De igual forma, su resolución vertical es aproximadamente similar a la microlaterolog, y si bien esta herramienta es menos influenciada por el enjarre, no es totalmente invulnerable a su efecto.

Esta herramienta permitió reemplazar y desplazar tanto a la 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 sólo cuando la invasión excede las 40" se obtienen buenos valores de R_{xo} .

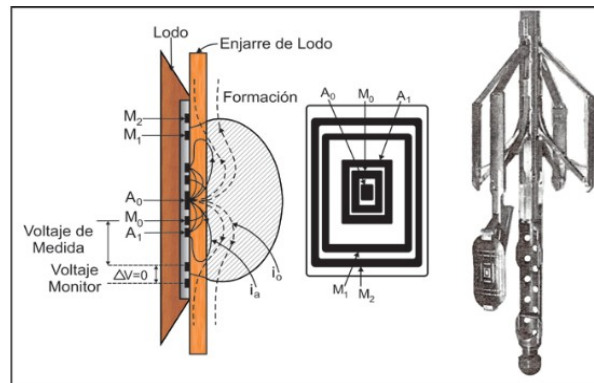


Fig. 74 – En la porción de la izquierda se ejemplifica el arreglo que tienen los electrodos en la herramienta, así como el enfoque que se obtiene en la formación, y del lado derecho el montaje de la misma en una sonda doble laterolog para la obtención de R_{xo} (Ricco, 2012).

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

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

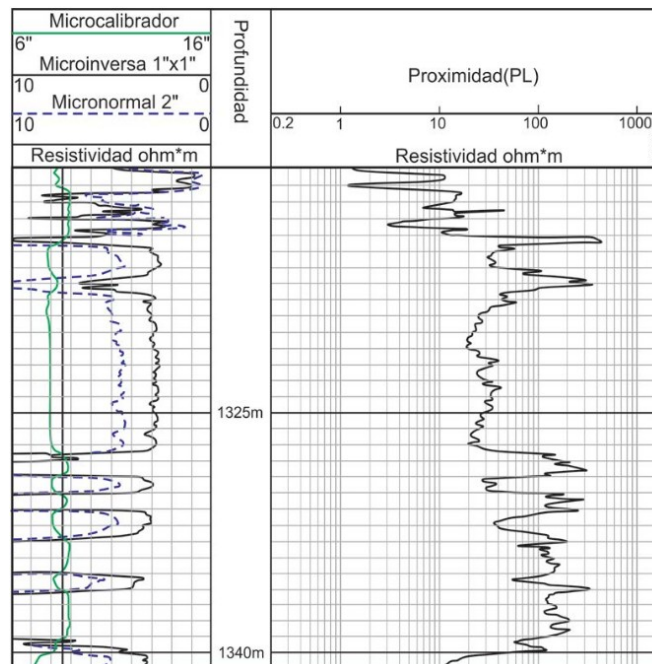


Fig. 75 – Ejemplo de un registro de proximidad en combinación con un microlog (ML) tomado en una caliza del Cretácico (Gómez, 1975).

El registro microlaterolog es muy similar al que se muestra en la Figura 75, con el registro de proximidad, sin embargo, el registro que se obtiene con la herramienta de microenfoco esférico (MSFL) es diferente en el sentido en que esta se toma generalmente en combinación con una herramienta DLL- R_{xo} , o

bien en combinación con los registros de inducción. La escala es igualmente logarítmica de 4 ciclos y se muestra un ejemplo de ello en la Figura 76.

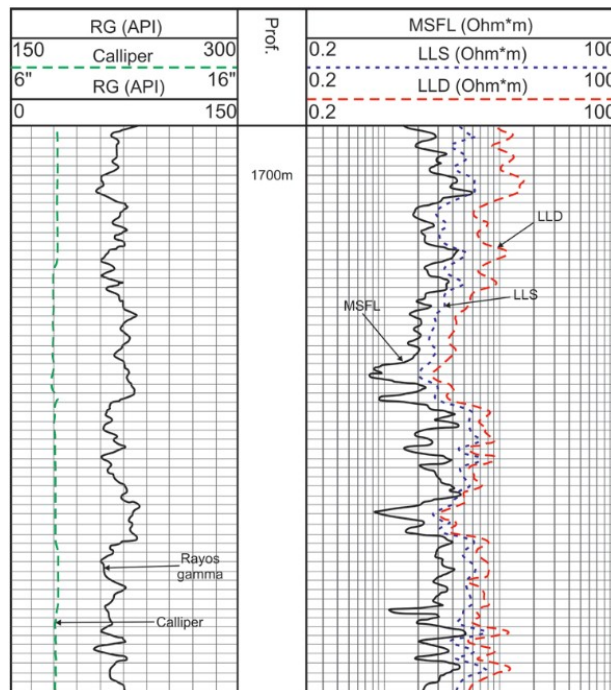


Fig. 76 – Ejemplo de un registro doble laterolog utilizando un lodo conductor (Dewan, 1983).

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 alterarse la respuesta del registro en 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}) en caso de que se llegara a necesitar.

- Correcciones a la herramienta microesférica enfocada (MSFL): La herramienta MSFL no sólo 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 del contraste de resistividad entre R_{xo}/R_{mc} .

Aplicaciones de los registros 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.

Registros de resistividad a través de la tubería

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. Esta idea se remonta al comienzo de los registros, entre 1930 y 1940, período 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 sólo 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} más 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 en la resistencia de contacto del electrodo y las variaciones con el espesor del revestimiento, el 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) diseñó 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 llevó a que, a finales de los noventa, Schlumberger desarrollara 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 (aproximadamente 25 cm), lo que le permite tener una mejor 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 sólo 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.

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:

$$R_t = \frac{KV}{I}$$

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 co-

corriente fluiría 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 fluiría 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 fluiría 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 (Fig. 77).

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 el 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 dos 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 cuatro electrodos separados 2 pies, de los cuales, 3 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 y las pérdidas resistivas en el revestimiento, que es donde se utiliza ahora la segunda etapa llamada “de calibración” para determinar dichas pérdidas (Fig. 78).

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 33 pies en donde la fuga es poco significativa ya que la corriente no pasa a través de la formación para completar el circuito. 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 dos pasos mencionados. El voltaje se mide dos 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 más 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.

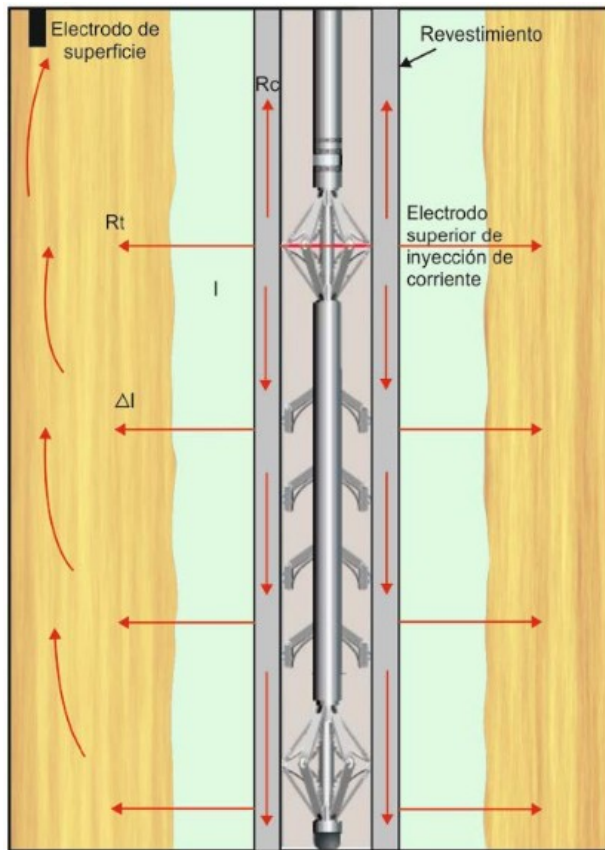


Fig. 77 – Primera etapa de medición de la herramienta CHFR. En ella la corriente alterna de baja frecuencia asciende por la tubería de revestimiento hacia la superficie del terreno y desciende por el revestimiento a través de la formación hacia un electrodo remoto emplazado en superficie. La herramienta mide la diferencia de voltaje ΔI entre pares de electrodos (Ricco, 2012).

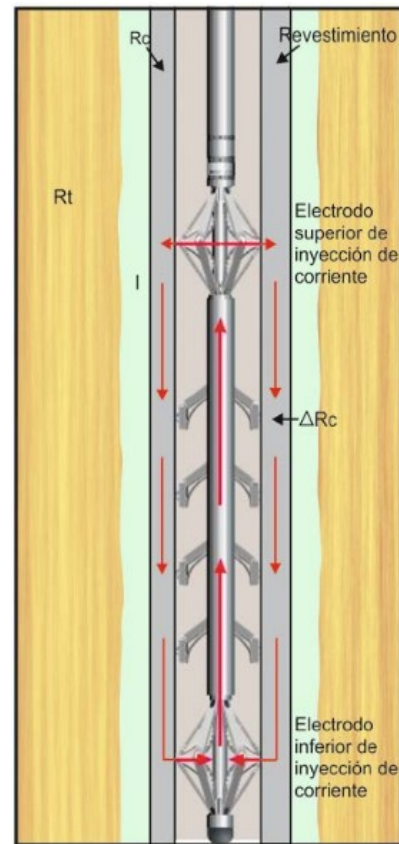


Fig. 78 – Etapa de calibración de la herramienta CHFR. La corriente solo fluye desde el electrodo superior hacia el inferior permitiendo el cómputo de ΔR_c , como la diferencia en la resistencia del revestimiento entre dos puntos de medición (Ricco, 2012).

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-aceite, aceite-gas, estos con una resolución vertical de 1 pie y determinar con

ello los contrastes de resistividad del orden de 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 está 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 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, cuatro juegos de electrodos que constan de tres 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 (Fig. 79). 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 tres electrodos por nivel le proporciona a la herramienta redundancia, de tal forma que pocas mediciones se han perdido por fallas en un electrodo.

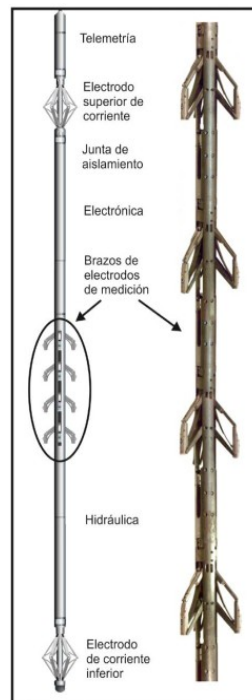


Fig. 79 – Diseño de la herramienta CHFR de la compañía Schlumberger para obtener la resistividad de las formaciones detrás del revestimiento y diseño de los electrodos en la herramienta (Schlumberger, 2001).

La frecuencia con la que opera puede variar entre los 0.25 a 10 Hz, pero normalmente se trata de mantener 1 Hz, ya que se necesitan bajas frecuencias para evitar la polarización y la deriva que acompañan el uso de corriente continua y el efecto piel del revestimiento, que dependiendo del espesor que tenga la TR, en algunos casos podría ser una preocupación. En cambio, si se llegase a utilizar alta frecuencia, la corriente no descende 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 haya una medición.

Las mediciones se efectúan siempre con la herramienta estacionaria principalmente por dos razones: 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 ocasiona que los tiempos en cada esta-

ción, incluyendo la etapa de calibración en el fondo del pozo varíen entre 2 y 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.

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 entre 7 y 37 pies, 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 azimuthal (HALS), como se puede apreciar en las figuras 80 y 81.

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_f/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 ohm*m.

Además de estas variantes, hay dos 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 sólo repetibles sino incluso comparables con aquellos registros que se obtuvieron, hace más de 30 años, a pozo abierto. 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 ohm*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 ohm*m. Por estas razones, 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.

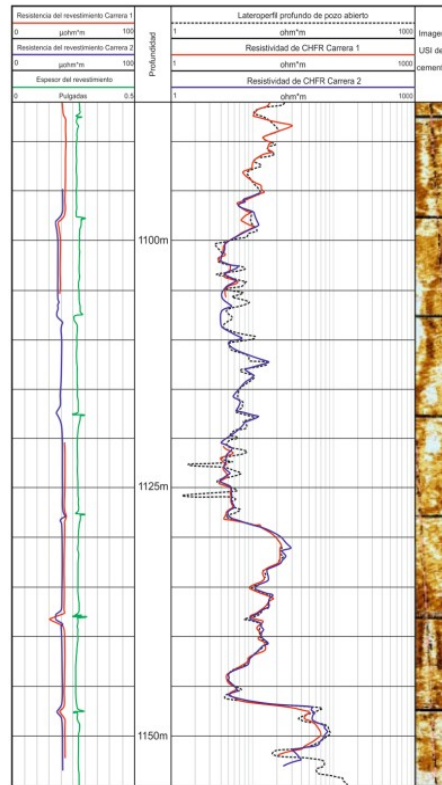


Fig. 80 – Registro CHFR tomado en el pozo de prueba en Villejust, Francia en donde se aprecia la gran repetibilidad entre las dos carreras tomadas de la herramienta CHFR y el registro lateroperfil profundo tomado 30 años antes, además se logra observar la baja calidad de la cementación gracias a la herramienta USI (Schlumberger, 2001).

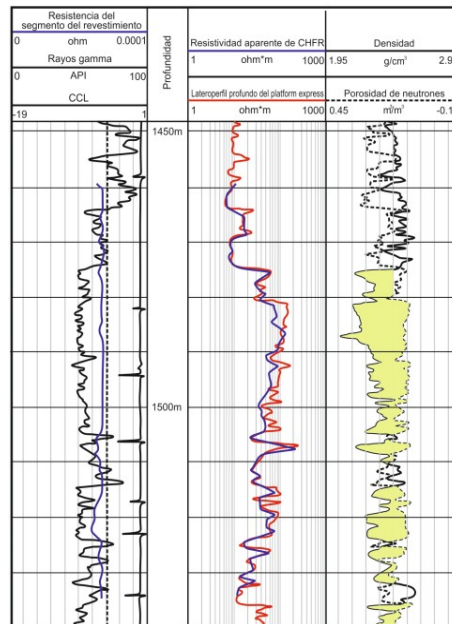


Fig. 81 – Presentación de un registro CHFR en conjunto con un registro lateroperfil profundo de la sonda Platform Express adquirido en un pozo de gas en Austria en donde se observa la gran coincidencia entre ambos registros proporcionando un alto grado de confianza en las mediciones, además de mostrar en el carril 3 el cruce típico de las curvas densidad-neutrón frente a aquellas zonas con contenido de gas (Schlumberger, 2001).

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 continuidad, la identificación de zonas productivas previamente inadvertidas y el monitoreo de yacimientos.

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 por inestabilidades existentes en los pozos, o por que puedan presentarse malas condiciones que no permitan llevar a cabo las mediciones pertinentes; así como también para mejorar los aspectos económicos.

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

Identificación de zonas productivas previamente 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 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.

Monitoreo del yacimiento. El monitoreo del yacimiento 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 entre 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.

3.4 Registros de Inducción

Tanto los registros convencionales de resistividad, como los registros laterolog, tienen la gran limitante de poder ser adquiridos solo en pozos cuyos lodos de perforación sean relativamente conductores ya que, sólo 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 por el mismo pozo, y en donde no existía un medio conductor que permitiera inyectar la corriente en las formaciones.

Hoy en día, esto permite 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 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 obtener mejores respuestas en capas delgadas eliminando la necesidad de la corrección 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.

Principio de medición. En la actualidad las herramientas de inducción están compuestas por multibobinas transmisoras y receptoras, las cuales tienen como finalidad, 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 la 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 de intensidad constante (I) y con una frecuencia de 20,000 Hz, generándose con ello un campo magnético (H_t), que induce a su vez, corrientes eléctricas hacia la formación que rodea al 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_b) 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.

Como la corriente alterna en la bobina transmisora es de frecuencia e intensidad constantes, 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.

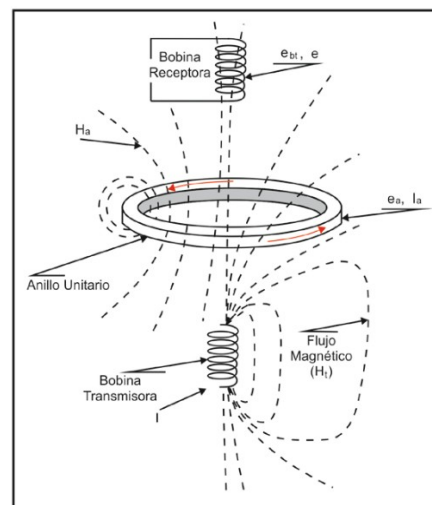


Fig. 82 – Esquema que muestra la generación de las corrientes inducidas y el funcionamiento de las bobinas transmisoras y receptoras (Ricco, 2012).

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). Las sondas actuales tienen espaciamientos de 40 pulgadas, 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 16 pulgadas, siendo estos registros los llamados registros eléctrico/inducción (IES).

Una de las grandes ventajas que tiene el arreglo de inducción es que se registra en escala de 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*m. Por ello los registros de inducción son tan precisos como para poder obtener resistividades que van de unos cuantos ohm*m hasta los 200 ohm*m, donde se podría considerar que la precisión es aún buena. Más allá de los 200 ohm*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. Esto no limita a los registros de inducción a no poder funcionar en agujeros cuyo lodo de perforación sea conductivo, a menos que este sea muy salado, las formaciones muy resistivas, o bien que el diámetro del agujero en el pozo sea demasiado grande. Por ello 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.

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_{xo} , R_i y R_t).

En los registros eléctricos convencionales de resistividad, el flujo de la corriente es 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_{xo} , 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 esta se encuentre centralizada. El porcentaje de contribución de la señal de un volumen de formación determinado será entonces función del espaciamiento que exista entre bobinas, del radio de la espira de formación y de la ubicación de la espira (Figura 82) teniendo como expresión de la señal total:

$$C_a = G_m C_m + C_{xo} C_{xo} + G_t C_t + G_s C_s$$

Siendo $G_m + G_{xo} + G_t + G_s = 1$ y donde G es el factor geométrico para una región definida y C_a la conductividad aparente del ese medio (Fig. 83). 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.

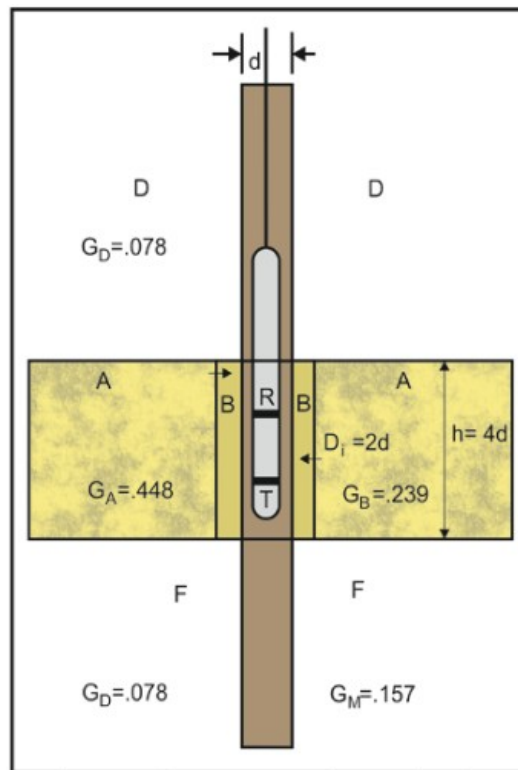


Fig. 83 – Manifestación de los factores geométricos relativos de cada zona en un pozo utilizando una sonda de una bobina transmisora y una receptora (Ricco, 2012).

Efecto pelicular o efecto piel (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 con 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.

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 espaciado nominal de 40 pulgadas entre ellas (de ahí los números 6 y 40 del 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 dotar a la herramienta de seis de bobinas, fue para permitirle enfocar más 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 penetrar en la formación con mucha mayor eficacia y obtener con ello las lecturas de la zona virgen (R_t) y la zona lavada (R_{xo}), al mejorar la respuesta de la señal obteniéndose una mejor resolución vertical de las capas minimizando los efectos de capas adyacentes, una supresión de señales no deseadas o 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 arreglos de más o menos bobinas, o bien el espaciado entre los electrodos era menor. Su uso ya no es tan frecuente por la diferencia en la calidad de respuesta que brindaban al ser más afectadas por el factor geométrico en las formaciones (Fig. 84).

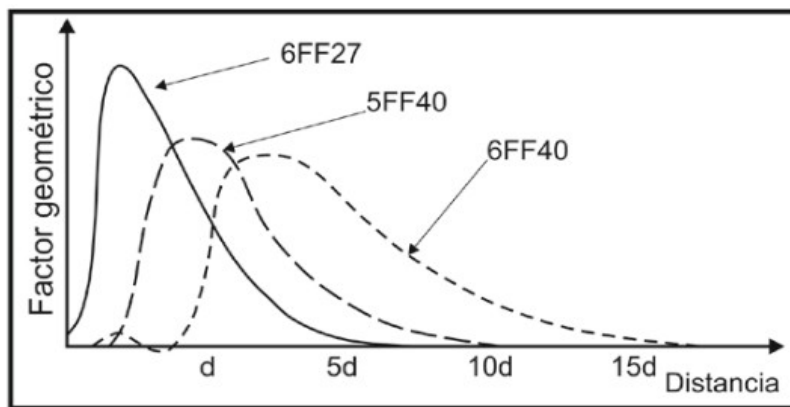


Fig. 84 – Factor geométrico radial que se obtiene de las distintas herramientas de inducción (Ricco, 2012).

Hoy en día, 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 se constituyen por 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, que con los avances informáticos, finalmente se pudo procesar eficazmente toda la información que brindaba.

Dispositivos de doble inducción (DIL). El registro doble inducción es un registro que fue diseñado para obtener un valor más exacto de la resistividad de la zona virgen en las formaciones (R_t), reducir el efecto que tiene el diámetro del agujero sobre la sonda, así como para 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_t 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 diferencia entre las herramientas DIL-LL8 y la DIL-SFL radica en que es mejor la respuesta que se obtiene con la DIL-SFL para R_{xo} , además de que el efecto del agujero sobre la misma será menor.

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 microrregistro LL8 o un SFL en combinación con la herramienta doble inducción en la medición.

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 obtenidas 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 "inversión de datos", consiste 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 procesamiento 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), es que la DIT 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 procesamiento 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) que 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 de doble inducción, se utiliza un microrregistro 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.

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 que 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 cuyo espaciamiento entre bobinas es de 28", un electrodo SP y una curva normal estándar de 16". Generalmente se utiliza solo 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 rompieron 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 las mediciones resistivas-conductivas a profundidades de investigación medias y profundas, conocidas como las curvas 5FF75 Y 5FF35.

La idea detrás de esta herramienta 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 el tiempo de viaje y la atenuación de una onda electromagnética de 1.1 GHz enviada a través de la zona invadida. La 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}).

Calibración de los registros de inducción. Existen dos 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 mmhos/m.

Presentación del registro de inducción

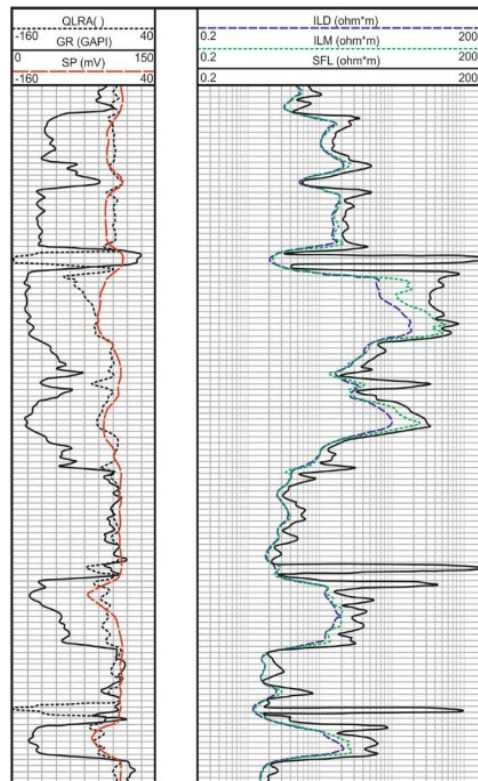


Fig. 85 – Ejemplo de un registro doble inducción-SFL (Asquith, 1982).

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, generalmente 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.

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 sus gráficas de corrección, y en este caso sería la Rcor-4 con la que se obtienen las correcciones para 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 dos 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 cambiar la resistividad del lodo, lo cual, si se observa en el gráfico 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 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.

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

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

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 gráficas de corrección aplicables por este efecto se encuentran en las gráficas de corrección por parte de la compañía Schlumberger y son la Rcor-5, Rcor-6, Rcor-7 y Rcor-9. Las primeras dos 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 gráfica de corrección Rcor-9, que 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 gráficas 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 excedan los 5 ohm*m, casi no es necesario realizar la corrección por espesor de capa.

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 gráficas para poder realizar las pertinentes correcciones por efecto de la invasión del filtrado de lodo (d_i) las cuales en algunos se conocen 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 tres 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:

$$\begin{aligned} R_{xoa} &= R_{xo} * G_{xo} * d_i \\ R_{ia} &= R_{xo} * G_{xo} * d_i + R_i * G_i * d_i \\ R_{ta} &= R_{xo} * G_{xo} * d_i + R_i * G_i * d_i + R_t * G_t * d_i \end{aligned}$$

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 (Figuras 86 y 87), y todos referidos al mismo diámetro de invasión d_i para las diferentes herramientas de inducción.

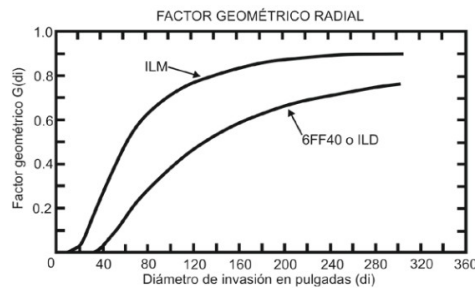


Fig. 86 – Factor geométrico que se obtiene de las herramientas de inducción (Ricco, 2012).

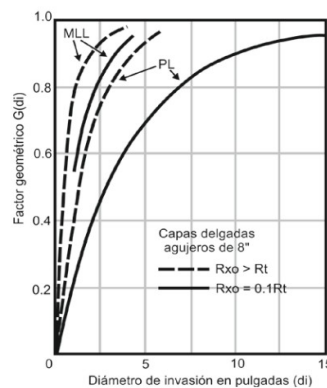


Fig. 87 – Factor geométrico que se obtiene de las herramientas microrresistivas (Ricco, 2012).

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

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 los desarrollos informáticos 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 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.

Error atribuido a la sonda. El error que proviene de la herramienta es un valor que puede ser determinado y corregido considerando dos factores que pueden provocar 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.

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 conductivas. 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, y que pueden ahora obtener mediciones de resistividad de hasta $1500 \text{ ohm} \cdot \text{m}$ 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 de espesor.

3.5 Arreglos de Inducción

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 al poder manejar una mayor cantidad de datos consecutivamente la herramienta brinde una mayor información radial del pozo y por ende una mayor 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 la posibilidad de 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 es autocalibrable, proporcionando con ello información veraz independientemente de las condiciones existentes en las formaciones.

Diseño de la herramienta AIT. La herramienta de inducción de arreglos de imágenes está constituida por un transmisor y ocho 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 distinta profundidad media de investigación en las formaciones, las variaciones de la resistividad que se generen entre ellas, permitirán identificar la heterogeneidad lateral cerca del agujero. Esto nos da un panorama 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 aparente de agua. 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).

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" (Fig. 88).

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. Están cons-

tituidas de ocho receptores con tres bobinas cada una tal como se mencionó anteriormente, pero de esas ocho bobinas, seis operan simultáneamente a dos frecuencias para poder incrementar la resolución radial en formaciones que tengan resistividades relativamente bajas, mientras que la herramienta AIT-H se diferencia de las dos anteriores por 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 sólo 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).

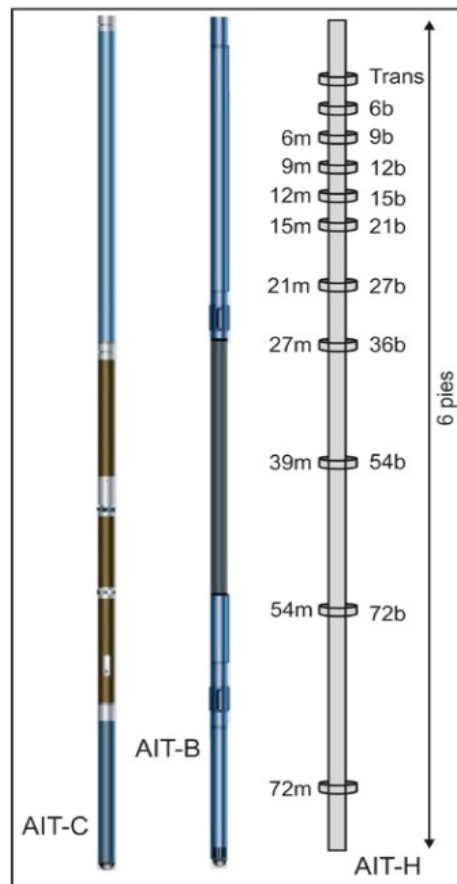


Fig. 88 – Figuras ilustrativas de las herramientas AIT estándar (AIT-B y AIT-C), y configuración de la herramienta AIT-H utilizada en la Plataforma Express. (Schlumberger, 2004).

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, que tiende a atenuar la señal de la herramienta debido a una inductancia mutua entre las corrientes a medida que penetra la zona de estudio. 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 realiza la medición de las formaciones en forma perpendicular a la posición de la herramienta.

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 forma en que el personal de las compañías maneja 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 ocasiona 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 permitir que funcione aún sin tener movimiento uniforme.

Aparte de la corrección por velocidad, también existe una corrección por efecto de pozo para las herramientas AIT, sin embargo, esta 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 tomando en cuenta la excentricidad.

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 calcular 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.

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 labora, 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 obtendrá con las herramientas convencionales se complicará 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 contrastes de resistividad entre las arenas que constituyen 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 depósitos turbidíticos, que bien pueden llegar a almacenar cantidades considerables de hidrocarburos, como 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 un par de centímetros, 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, 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). 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.

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 los casos en que 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 encuentren falladas.

El diseño de la herramienta consta de tener un transmisor con tres bobinas ortogonales superpuestas (T_x , T_y , T_z) que se acoplan a través de la formación con sus correspondientes bobinas receptoras orto-

gonales 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 con tres arreglos de receptores axiales cortos y seis receptores triaxiales largos entre el transmisor y receptor principal, cada uno con tres 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 azimuth de la formación proveniente de la interpretación incluso en pozos direccionales (Figura 89).

El principio de medición con el que opera es muy similar al de las herramientas convencionales de inducción, pero la herramienta Rt Scanner tiene la ventaja de transmitir corrientes principales en tres 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 tres dimensiones y a tres diferentes profundidades (Figura 90). 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 tres dimensiones es asegurar que las tres resistividades sean efectivamente mediciones en 3D o seguras en sus tres 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 microrresistividad y las mediciones del Rt Scanner.

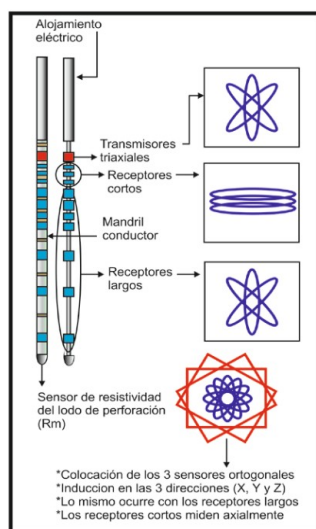


Fig. 89 – Esquema que muestra como está configurada la herramienta Rt Scanner y la forma en que realizan la medición los receptores (Córdova, 2008).

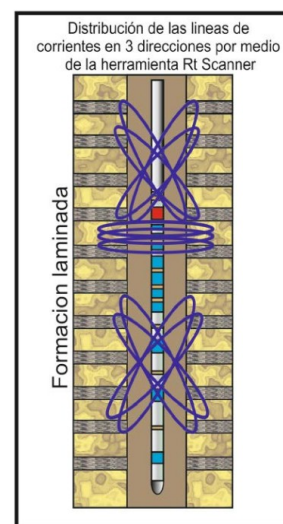


Fig. 90 – Esquema que muestra cómo se distribuyen las corrientes inducidas en todas direcciones a las formaciones laminadas (Córdova, 2008).

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.

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 pueden presentar muchas dificultades en la adquisición de las mediciones, haciendo que su uso no sea práctico para estos casos. Además, con la herramienta Rt Scanner se puede 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 a la anisotropía de resistividad en formaciones laminadas de baja resistividad y bajo contraste).
- Análisis estructural de las capas por medio del echado y azimuth 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.

4. Registros de porosidad³

Objetivo: El alumno conocerá los principios de medición, correcciones, presentación y aplicaciones de los registros de porosidad.

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 del subsuelo. En la actualidad, dichas mediciones son realizadas principalmente por 4 tipos de registros para la determinación de la porosidad, mejor conocidos como registros de índice de porosidad. Estos se encuentran conformados por los registros sínicos, los registros de densidad, los registros de neutrones y los registros de resonancia magnética nuclear. 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.

3 El presente tema se desarrolla con base en la tesis de licenciatura *Principios De Medición De Los Registros Geofísicos De Pozos*, de Gustavo Alberto Ricco Macedo, presentada para la Facultad de Ingeniería de la UNAM, en 2012, retomando su capítulo “5.- Registros de Porosidad”.

4.1 Registro sónico de porosidad

El registro sónico o acústico utiliza 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 abiertos y su principio de medición se basa en la propagación de trenes de ondas acústicas que viajan 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 P y 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, además de ayudar en las 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. Adicionalmente, la medición de la amplitud de las ondas reflejadas es de utilidad para la identificación de fracturas, localización de vórgulos, determinación de la orientación de las fracturas y para labores de inspección de las tuberías de revestimiento.

Desde mitades de la década de los 30's Conrad Schlumberger especificó cómo es que se podría utilizar un transmisor y dos 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). Históricamente se tienen antecedentes de que el registro sónico fue desarrollado originalmente como un método complementario para la evaluación de tendidos sísmicos, gracias a los grandes avances tecnológicos que se han generado en los últimos 30 años el registro sónico es 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 (Fig. 91).

Cuantitativamente el registro sónico permite realizar evaluaciones de porosidad en agujeros y formaciones con algún contenido de fluidos, así como ser de 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, la identificación de zonas compactadas o con presiones anormales, así como posibles fracturamientos presentes en las rocas.

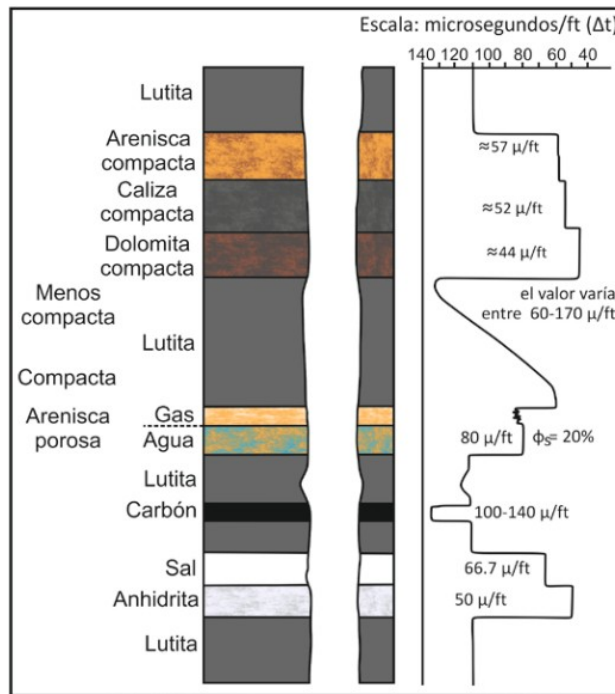


Fig. 91 – Respuesta típica que se puede generar en el tiempo de tránsito medido por medio del registro sísmico de porosidad (Rider, 2000).

Principios de medición. Para poder entender el principio de medición con el cual operan todas las herramientas acústicas de porosidad, es necesario definir a continuación algunas propiedades de las rocas y/o formaciones. Para el resto de ellas, se debe consultar el Capítulo 1 de este manual.

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. 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 (Fig. 92).

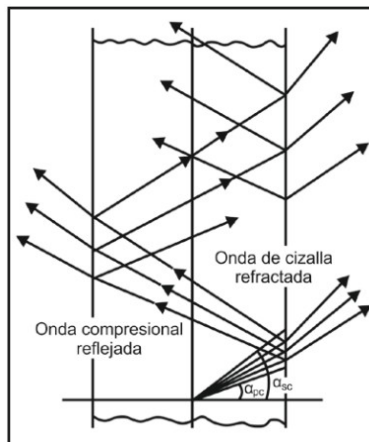


Fig. 92 – Propagación de las ondas híbridas en el agujero (Ricco, 2012).

En un pozo, entre cuyas características destaca ser un medio finito y heterogéneo, se pueden presentar también varios tipos de ondas, denominadas ondas secundarias u ondas de superficie, entre las cuales destacan las Ondas Rayleigh y las Stoneley (Fig. 93).

- **Ondas Rayleigh.** Se encuentran formadas por dos 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 pozo con 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 dos 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. 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.

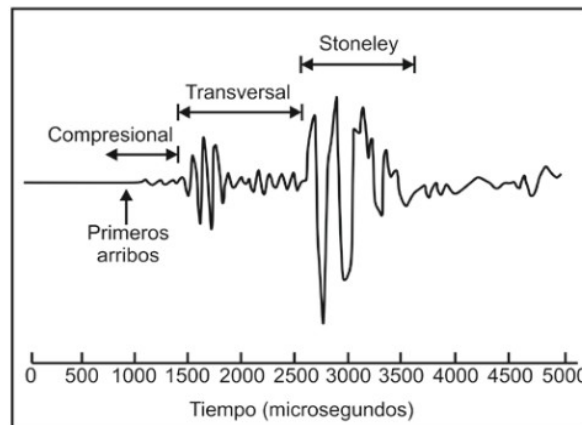


Fig. 93 – Representación de un tren de onda que puede ser registrado por medio de las herramientas sónicas de porosidad. Estas generalmente registran solo los primeros arribos correspondientes a la onda compresional (P), mientras que herramientas sónicas más modernas permiten registrar la onda completa (Ricco, 2012).

- **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. 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 trans-

versales 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 meticuloso 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 tienen 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 de las ondas híbridas, en caso de que puedan presentarse en el tren de ondas (Fig. 94). 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. De esta manera se puede decir que es posible obtener 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 la velocidad de las ondas de cizalla de la formación son menores a la velocidad del lodo (es decir, $V_s < V_m$), sólo serán captadas las ondas compresionales y las ondas Stoneley.

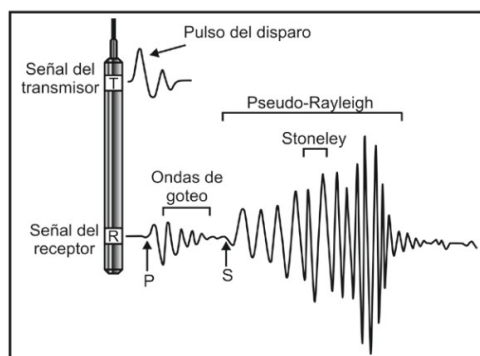


Fig. 94 – Esquema que representa el tren de ondas completo que puede ser recibido en el receptor en las herramientas acústicas de porosidad (Ricco, 2012).

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 se pueden tomar de 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. 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 período de la señal (T en seg) por medio de la siguiente ecuación:

$$\lambda = V * T$$

Particularmente la longitud de onda y la geometría que tengan los sensores de las diferentes herramientas acústicas que existen, será lo que controle la resolución vertical de las mediciones realizadas por las

herramientas (Fig. 95). Las ondas acústicas se propagan en el pozo como vibraciones en un medio elástico compuesto por el agujero o pozo y las formaciones que lo rodean. 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.

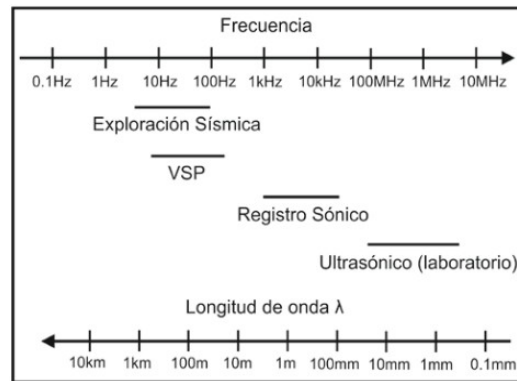


Fig. 95 – Rangos de frecuencia y longitudes de onda típicas de las distintas mediciones acústicas (Ricco, 2012).

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 esta se propaga (ρ) de acuerdo con la siguiente ecuación.

$$Z = V * \rho$$

Sean, por ejemplo, dos 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 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} (Fig. 96). 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. 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.

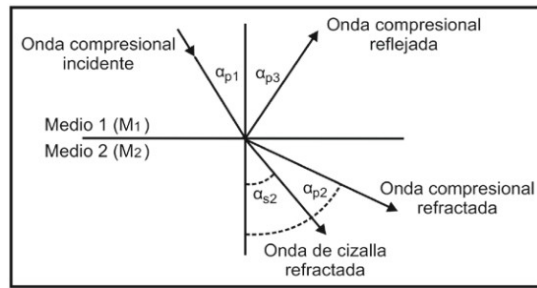


Fig. 96 – Geometría que se obtiene de las ondas acústicas propagadas en un pozo.

Para los registros sónicos se utilizan principalmente las propiedades de los rayos acústicos refractados. Existe un valor para el ángulo de incidencia “i” conforme este aumenta, correspondiente a un valor de 90° del ángulo de refracción. A este ángulo se le llama ángulo crítico de incidencia i_c . El ángulo crítico se alcanza cuando el ángulo de refracción es mayor que el ángulo de incidencia (Fig. 97). Mediante la Ley de Snell se establece la relación entre el ángulo de incidencia y el ángulo de refracción mediante la siguiente ecuación.

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

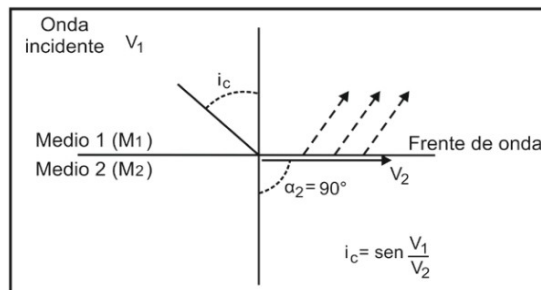


Fig. 97 – Generación de frentes de ondas en la interfase de los medios M_1 y M_2 a partir de la onda acústica que incide en ángulo crítico de refracción.

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 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 el medio 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 (Fig. 98). 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}).

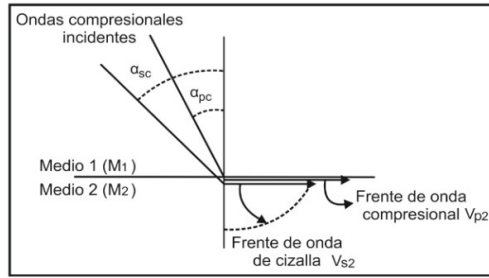


Fig. 98 – Ángulos críticos de refracción de las ondas compresionales incidentes, que dan como resultado la formación de los frentes de onda compresionales y transversales (Ricco, 2012).

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 que mostrara 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 ($\mu\text{seg/ft}$).

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 ($\emptyset$) de aquellas formaciones que se encuentren consolidadas, así como también de las formaciones no consolidadas por medio de las Ecuaciones de Wyllie mostradas a continuación. 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:

$$\emptyset = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_m - \Delta t_{ma}}$$

$$\emptyset = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_m - \Delta t_{ma}} \cdot \frac{1}{B_{cp}}; B_{cp} = \frac{\Delta t_{sh}}{100}$$

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 sónicos 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 siguiente ecuación, la cual 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 en 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 sónico 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.

$$\Delta t = A + B\emptyset$$

En caso de que se tenga presencia de porosidad secundaria en las rocas (tales como fracturamiento, 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 siguiente ecuación.

$$\emptyset_2 = \emptyset_{TOTAL} - \emptyset_{SÓNICO}$$

En el caso de intervalos constituidos de arenas no consolidadas y mal compactadas, el uso directo de la ecuación 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 $\mu\text{seg/ft}$, de tal manera que se utiliza el factor de corrección por compactación de las lutitas (B_{cp}), siendo ΔT_{sh} el tiempo de tránsito registrado en las lutitas adyacentes.

Velocidades acústicas en los diferentes materiales. En el Capítulo 1 de este manual se pueden consultar los conceptos y tablas de las velocidades para diferentes materiales.

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, 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.

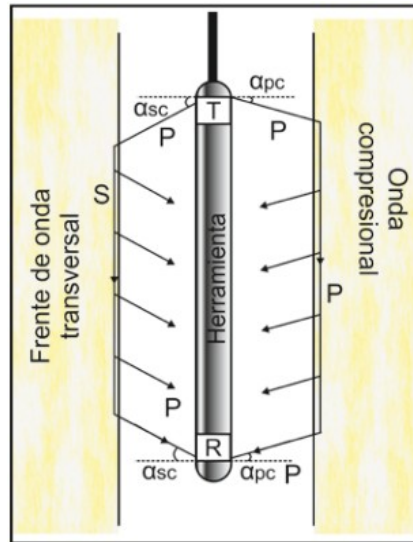


Fig. 99 – Representación de los caminos que siguen los frentes de onda compresionales y transversales en el agujero (Ricco, 2012).

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 dos 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 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 níquel, hierro y cobalto, que permiten 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 es comúnmente 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.

Herramientas acústicas de porosidad. Para el año de 1957, 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 está constituida por un transmisor y un receptor. Funciona bajo el principio acústico de producir un pulso de presión desde 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 velocidad de la formación V . La medición del tiempo de tránsito o retardo de las ondas acústicas quedará expresada de la siguiente manera.

$$\Delta t = \frac{A}{V_m} + \frac{B}{V} + \frac{C}{V_m}$$

Posteriormente se introdujo una nueva herramienta sónica de porosidad que utiliza un sistema de receptores duales con la finalidad de eliminar el efecto que tiene el tiempo de tránsito del lodo de perforación en las mediciones realizadas (Fig. 100). La herramienta se encuentra constituida de un transductor transmisor y dos o tres transductores receptores, alojados a 3, 4 y 6 pies de distancia del transmisor. El transmisor emite ondas acústicas a 10 ciclos/segundo, y los primeros arribos de las ondas acústicas a los detectores, permitirán la determinación 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 en las siguientes ecuaciones, de manera que pueda ser cancelado el tiempo de tránsito del lodo.

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

$$t_2 - t_1 = \frac{D}{V}; \Delta t = \frac{t_2 - t_1}{L_s}$$

y dado que $L_s = D$, tenemos que

$$\Delta t = \frac{1}{V}$$

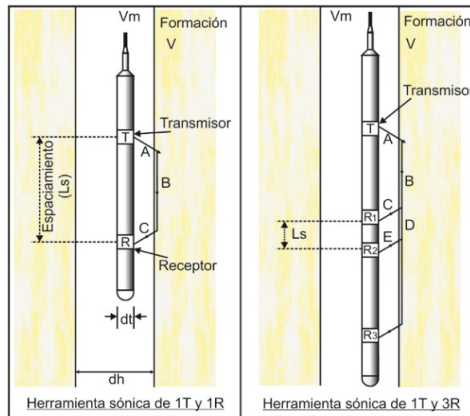


Fig. 100 – Esquema que muestra la configuración de las herramienta acústicas que operan con un sistema de un transmisor - un receptor, y la que opera con receptores duales (Bassiouni, 1994).

Herramienta sónica compensada por efecto del agujero (BHC). En muchos casos es común que puedan presentarse irregularidades en los agujeros perforados para la búsqueda de hidrocarburos, ya sea debido a ensanchamientos, derrumbes, presencia de cavernas, o bien posibles bamboleos de las herramientas 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 por 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 mediados de los 60's, y se utilizó ampliamente por 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 dos transmisores electroacústicos, uno en la porción superior de la herramienta y otro en la porción inferior de la misma, así como cuatro receptores electroacústicos alojados a la misma distancia entre los transmisores. Estos permiten convertir la energía eléctrica en energía acústica o viceversa. La distancia existente entre cada uno de los transmisores al receptor más cercano es de 3 pies, mientras que la distancia entre los arreglos 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. La herramienta medirá el tiempo 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 sónicos (Fig. 101).

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. Los transmisores son activados eléctricamente emitiendo una sucesión de ondas acústicas compresionales en todas direcciones de forma alterna, y los valores del tiempo de tránsito Δt son leídos en los pares de receptores igualmente de forma alterna, permitiendo así 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 ($\mu\text{seg/pie}$).

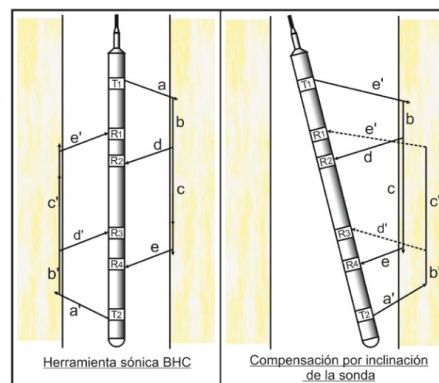


Fig. 101 – Esquema que muestra la configuración del sistema de transmisores y receptores duales con los que opera la herramienta sónica BHC, así como el principio de medición que rige la geometría de las ondas acústicas en situaciones normales y cuando existe bamboleo en la herramienta (Schlumberger, 2008).

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

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 siguiente ecuación.

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

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.

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 dos transmisores monopolares con un espaciamiento de 2 pies entre ellos en la porción inferior de la herramienta, y dos 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 alteraciones 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 en que 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 (Fig. 102). 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 dos diferentes profundidades dentro del pozo. De esta manera el valor del tiempo de tránsito compensado puede ser calculado de la siguiente manera.

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

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.

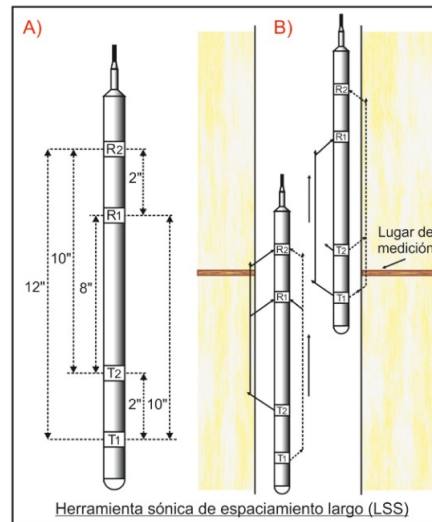


Fig. 102 – Esquema que muestra la configuración de la herramienta LSS de la compañía Schlumberger, así como la manera en que esta realiza la compensación dinámica derivada de profundidad por medio del método DDBHC. (Rider, 2000).

Primero, se realiza una medición en modo "receptor", de donde se obtiene un Δt_R de la resta de los tiempos de arribo entre los dos receptores para un pulso emitido por un transmisor común lejano (Figura 102-A). 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 102-B). Esto implica que la herramienta se tenga que mover a un ritmo razonablemente uniforme para poder asegurar una buena medición, lo cual es equivalente a medir la diferencia en tiempos de arribo entre dos receptores frente a la zona que se quiere medir, y un transmisor común ubicado por encima de estos.

Herramienta de velocidad sónica de forma de onda completa (Array-Sonic Service). Para finales de los años 70 y principios de los años 80, gracias a los enormes avances tecnológicos que se comenzaron a generar de forma continua en materia de equipos de cómputo y la tecnología de procesamiento de 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 dos transmisores monopolares y dos receptores con una disposición muy similar a la que utiliza la herramienta LSS (de 2"), pero con un espaciamiento 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 ocho receptores colocados 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 (Fig. 103).

La herramienta ASS permitía obtener mediante técnicas convencionales de detección del primer arribo, Δt 's con espaciamientos 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 entre 10 y 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 monopoles 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.

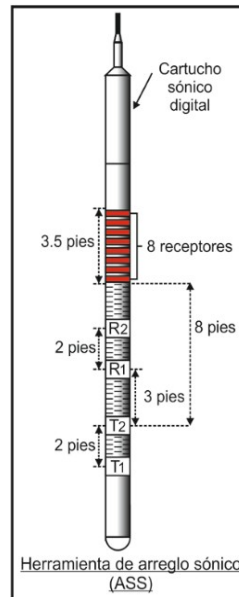


Fig. 103 – Esquema que muestra la configuración de la herramienta ASS de Schlumberger (Schlumberger, 2008).

Fue principalmente debido a las limitantes que tenían las herramientas anteriores, que a principios de la década de los 90's surgió una nueva generación de herramientas sónicas de porosidad conocidas como herramientas digitales de segunda generación o herramientas multipolares. Estas nuevas herramientas tienen la capacidad de combinar mediciones monopoles 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 monopoles y dipolares, esto para poder medir la velocidad de cizallamiento en formaciones lentas.

Herramienta sónica dipolar generadora de imágenes (DSI). Todas las herramientas anteriores a la DSI utilizan fuentes de transmisión monopoles, 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 104-a). 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.

Si se tienen fuentes de dos puntos o polos, ubicadas en forma contigua y vibrando con una fase opuesta, constituyen una fuente de transmisión dipolar. Dichas fuentes pueden ser dos transductores monopoles 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 cómo funciona un pistón mecánico (Figura 104-b). Un transductor dipolar puede ser construido

como una especie de altavoz, 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 105).

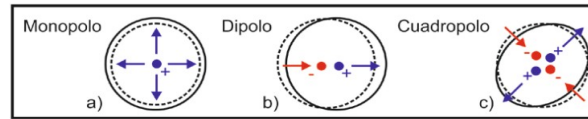


Fig. 104 – Esquema que muestra los distintos tipos de transductores que pueden ser empleados en las herramientas sónicas de porosidad (Schlumberger, 2008).

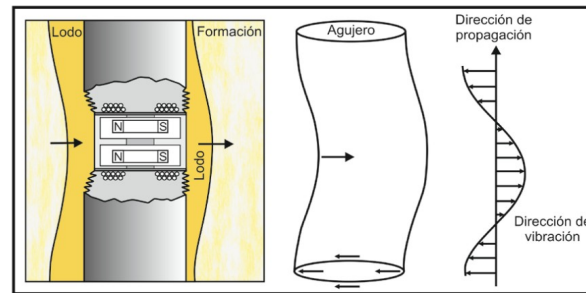


Fig. 105 – Esquema que muestra el cómo opera un transductor dipolar en la herramienta DSI así como la propagación flexural de las ondas en el agujero (Serra, 2008).

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). Estas emplean una fuente de cuatro polos centrales, dos en fase sobre una diagonal y dos fuera de fase en otra diagonal, constituyendo un cuadripolo (Figura 104-c). 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 dos transductores dipolares electrodinámicos orientados en direcciones perpendiculares entre sí.

El principio de medición con el que opera la herramienta DSI es muy similar al de 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 aún más bajas que las normales en caso de formaciones extremadamente lentas, para poder obtener la velocidad de cizallamiento.

La sección que aloja a los receptores de la herramienta DSI tiene un arreglo de ocho 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 ocho 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 ocho 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. Esta 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 cuatro disparos (dos para cada transmisor dipolar). Normalmente antes de efectuar la evaluación del tiempo de tránsito interválico de todos los trenes de ondas adquiridos, 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.

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 igual que 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 $\mu\text{seg/ft}$. Esta 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 barriando 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 (Fig. 106).

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. 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.

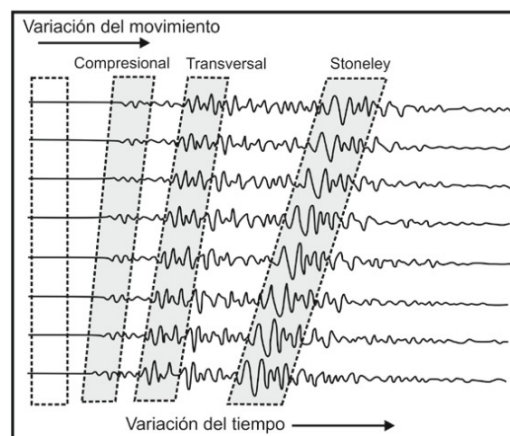


Fig. 106 – Esquema que representa el funcionamiento del algoritmo de semblanza para la evaluación del tiempo de tránsito interválico (Ricco, 2012).

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*.

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.

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 monopulares, 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 tres 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, y optimiza el fracturamiento hidráulico.
- Integridad del pozo: evalúa la calidad de la cementación.

Presentación de los registros sónicos de porosidad. Las velocidades sónicas en las litologías comunes de las formaciones varían comúnmente entre los 6,000 y 23,000 pies/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 ($\mu\text{seg/ft}$), donde 1 microsegundo 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 sónicos de porosidad.

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 calíper 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 (Fig. 107).

Es común que los registros de porosidad no se tomen de forma aislada, sino que son combinados casi siempre junto 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 (Fig. 108). Junto con esto, un tiempo de tránsito integrado (Integrated Transit Time TTI) es registrado simultáneamente en los registros sónicos 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 dos profundidades solo se necesita contar las marcas.

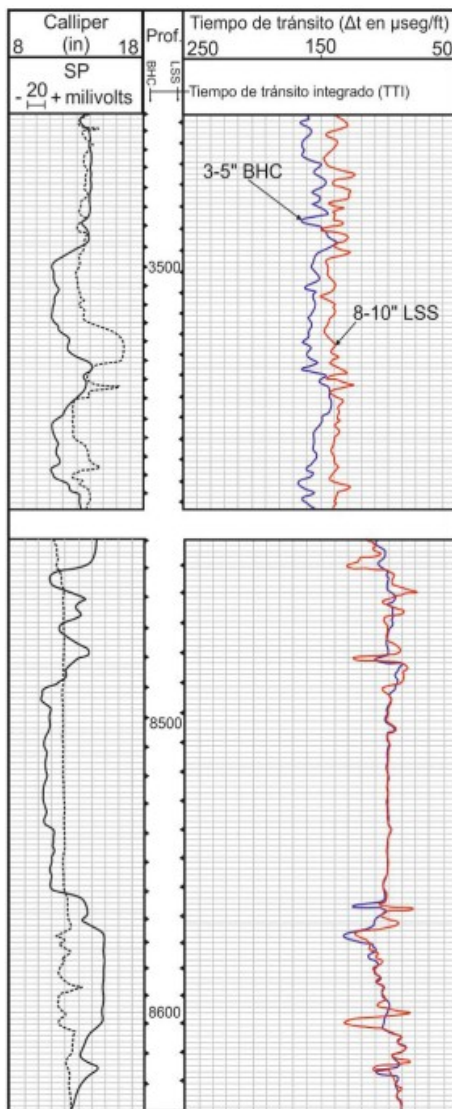


Fig. 107 – Ejemplo de un registro sónico de porosidad donde se comparan las respuestas del tiempo de tránsito obtenido por medio de una herramienta BHC con un espaciamiento de 3 a 5" y una LSS con un espaciamiento de 8 a 10" en una secuencia de arenas/lutitas en un pozo en Lousiana en el Golfo de México (Bassiouni, 1994).

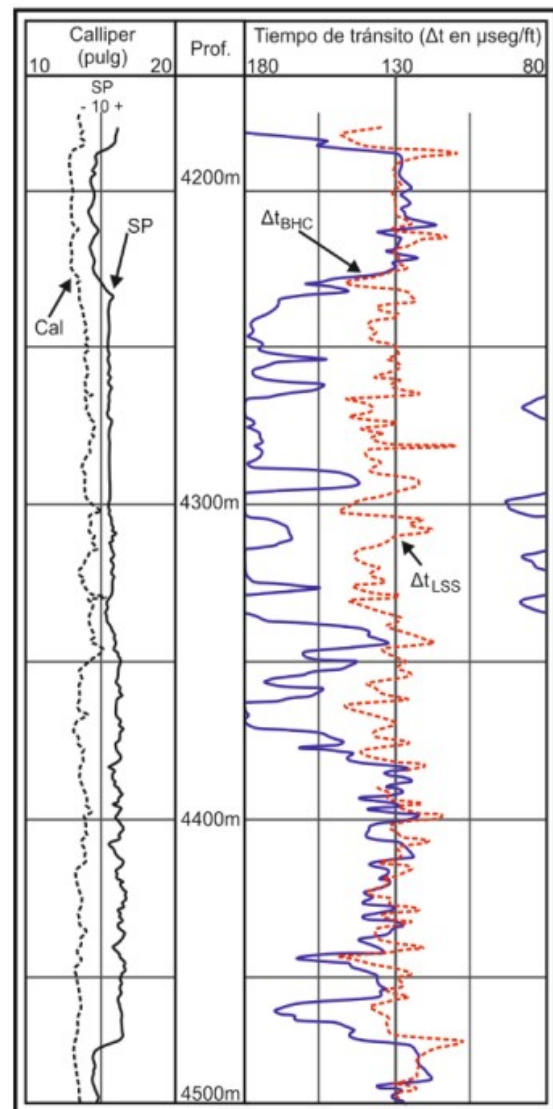


Fig. 108 – Ejemplo de un registro sónico de porosidad donde se comparan las respuestas del tiempo de tránsito obtenido por medio de una herramienta BHC y una LSS para la detección de zonas arcillosas alteradas (Bassiouni, 1994).

Correcciones a los registros sónicos. En cuanto a las correcciones que se 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, obtenido por medio de la ecuación 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 $\mu\text{seg/ft}$, tal como se mostró en dicha ecuación.

- Corrección por contenido de lutita: el efecto que tienen las lutitas sobre el registro sónico depende principalmente de cómo estas se encuentren 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 para obtener la porosidad corregida por efecto de lutita.

$$\phi = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_m - \Delta t_{ma}} * \frac{1}{2 - \alpha} \quad ; \quad \alpha = \frac{PSP}{1 - V_{sh}}$$

Donde:

PSP = potencial pseudo estático de la formación que es 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.

A = 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 de Wyllie, 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 anterior 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, y por lo tanto el de valor de α .

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 un gran número de 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 el tipo de lodo, tamaño del agujero, efectos de invasión y alteraciones que puedan tener las formaciones.

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 fluidos que pueda albergar, así como la presión y la tempe-

ratura. 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. Estos parámetros no son siempre bien conocidos, sin embargo, existen ciertos tipos de minerales para los cuales su tiempo de tránsito ya es bien conocido desde hace varias décadas (Capítulo 1, Tabla 2), 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.

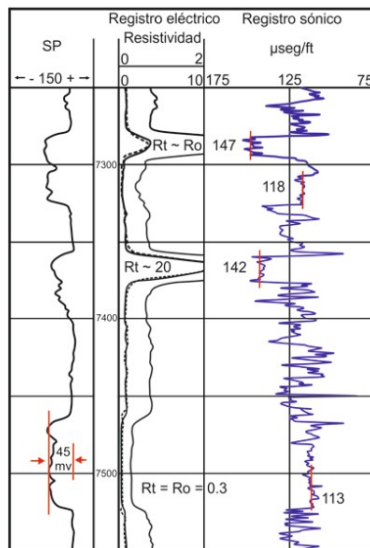


Fig. 109 – Ejemplo de un registro sísmico de porosidad adquirido en una secuencia de areniscas-lutitas junto con las respuestas resistivas realizadas por herramienta eléctrica, así como un potencial natural junto con el registro sísmico. En este registro se observan tres intervalos relativamente limpios de arenas con contenido de agua en su porción inferior y con contenidos de gas en las secciones superiores (Bassiouni, 1994).

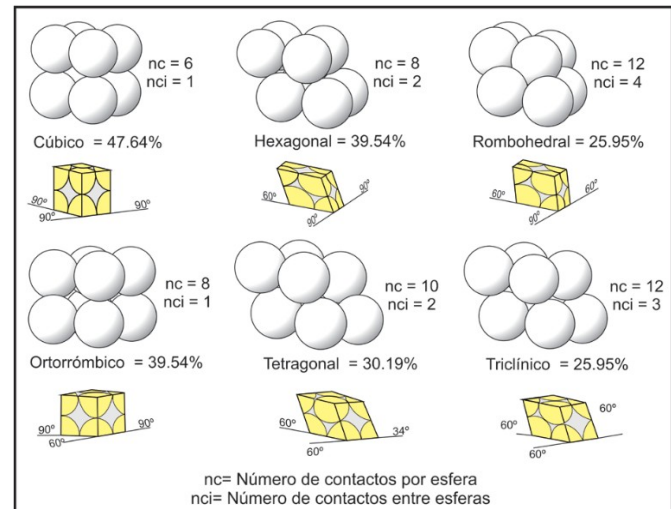


Fig. 110 – Tipos de arreglos geométricos de acuerdo con Fraser y Graton, 1935 (Ricco, 2012).

Por otro lado, la porosidad es uno de los parámetros más importantes que pueden ser medidos por los registros sísmicos, el cual depende principalmente de la distribución que tengan los granos en las rocas por medio de los arreglos de Fraser y Graton (1935) (Fig. 110). 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 depende, 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.

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 lógicamente permite notar 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 porosi-

dades 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, fracturamiento 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.

Factores ambientales que afectan las mediciones de Δt . El tamaño que tenga el agujero y el tipo de fluido que se esté utilizando en este, puede afectar las mediciones de las velocidades acústicas en las herramientas sónicas 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, 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.

El salto de ciclo (cycle skipping) es un efecto que 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.

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:

-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.

-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.

4.2 Registros de densidad

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 estas 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 llamó FDL (Formation Density Log) o herramienta de porosidad-densidad, aunque en ocasiones es denominada como herramienta gamma-gamma por la manera en 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 pozo, 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, Compesated 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.

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.

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, pudiendo esta ser de Cobalto (^{60}Co) o bien de Cesio (^{137}Cs), así como la incorporación de dos 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 una fuente radiactiva de Cesio, que una de Cobalto por la gran estabilidad del 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, en cambio, decae con una vida media de 5.2 años y emite rayos gamma con una energía que oscila entre 1.17 y 1.33 MeV.

Los rayos gamma, son considerados como impulsos de ondas electromagnéticas de altas velocidades emitidas por las fuentes radiactivas, que como se mencionó en la sección 2.4 de este manual, 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 continúan su trayectoria con menor energía. Dado el nivel de energía con el que son emitidas dichas ondas (normalmente por encima de 200 KeV y debajo de 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 30 de la sección 2.4). 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 .

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 detectores, 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 regresarán 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 0.2 y 2 MeV), el mecanismo de absorción de rayos gamma por producción de pares se encuentra ausente en las mediciones obtenidas por las herramientas.

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 (Fig. 111). 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.

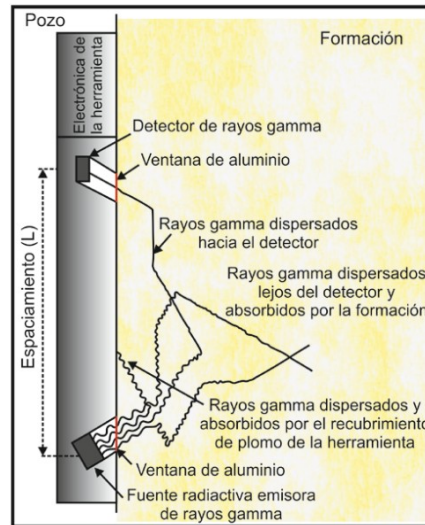


Fig. 111 – Esquema que representa el principio de medición con el que operan las herramientas de densidad, tomando como ejemplo la herramienta que consta de una fuente radiactiva y un detector de rayos gamma (Bassiouni, 1994).

La primera herramienta de densidad que fue utilizada comercialmente se encontraba constituida por una fuente radiactiva de rayos gamma de Cesio o Cobalto y un solo detector de rayos gamma. 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 las 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 a mitades de los años 60's se desarrolló una nueva herramienta de densidad, la cual cuenta ahora con dos detectores de rayos gamma, y se le conoce como FDC (Formation Density Compesated) o registro de densidad compensada.

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 in situ 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 dos 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 (Fig. 112).

El principio de medición que utiliza es el mismo con el que funciona la herramienta que cuenta con un solo detector, pero la FDC con dos detectores 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 calíper del pozo.

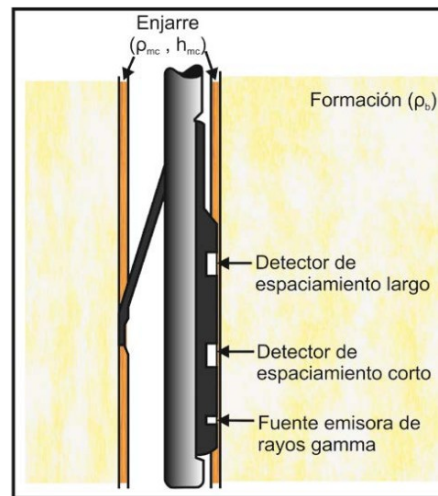


Fig. 112 – Diseño de la herramienta de densidad compensada (FDC) de la compañía Schlumberger (Bassiouni, 1994).

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. Esto da como resultado que la combinación de las señales de ambos detectores genere una corrección ($\Delta\rho_b$) en función de la diferencia de las dos densidades medidas, la cual se suma algebraicamente a la señal de densidad no compensada del detector más alejado, pudiendo así obtener la densidad verdadera de la formación (ρ_b).

$$\Delta\rho_b = f(\rho_{LS} - \rho_{SS})$$

$$\rho_{bc} = \rho_{LS} + \Delta\rho_b$$

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 con base en 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.

Profundidad de investigación y resolución vertical de las capas. La profundidad de investigación de las mediciones con la herramienta FDC se vuelve mucho menor mientras más densas sean las formaciones que se estén estudiando. Numerosas pruebas de laboratorio se han realizado a la herramienta FDC, y en ellas se ha observado que el 90% de las respuestas obtenidas por parte de los detectores, provienen de las primeras 5 pulgadas 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, lo que mide la herramienta de densidad 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.

Por otro lado, la resolución vertical de las capas, es muy buena incluso cuando la herramienta se esté corriendo con una velocidad cercana a 1,300 ft/h, de donde se puede obtener la densidad de formaciones que tengan espesores de menos de 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 6 pulgadas.

Calibración de las herramientas de densidad. Las calibraciones primarias o iniciales que se le hacen 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 de 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 esté 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.

Las unidades de medición que se utilizaban originalmente 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 dos detectores y una 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.

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 (Fig. 113). 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 sintéticos de diferentes composiciones, densidades y espesores. Una costilla es prácticamente independiente del espesor del enjarre, densidad o de la composición que corresponde a 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. 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).

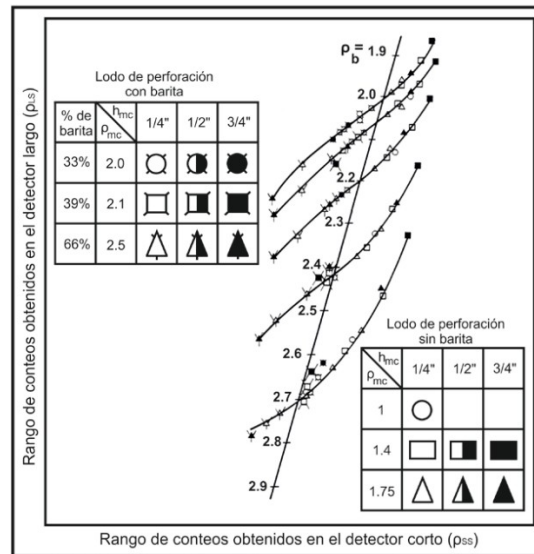


Fig. 113 – Gráfico de columnas y costillas utilizado para la herramienta FDC de la compañía Schlumberger para la compensación por efecto de enjarre (Bassiouni, 1994).

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 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 para ver cómo se realiza dicha corrección en agujeros vacíos (con presencia de gas) o en agujeros que estén utilizando lodos de perforación (lodos con barita), como se muestra en la figura (114).

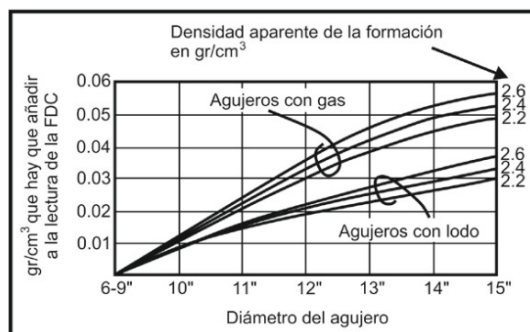


Fig. 114 – Gráfico de corrección por efecto de diámetro de agujero con contenido de gas o lodos de perforación para la herramienta FDC (Bassiouni, 1994).

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 (I) con la que llegan los rayos gamma a los detectores, será una función exponencial de la densidad electrónica de la formación, que bien puede ser expresada por medio de la ecuación de Beer-Lambert de la siguiente manera.

$$I = I_0 e^{-\mu \rho_e L}$$

Donde,

- I = intensidad de los rayos gamma contados por el detector de centelleo.
- I_0 = 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.

$$\ln I = \ln I_0 - \mu \rho_e L$$

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 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 con base en 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 siguiente ecuación para una sustancia que contiene un solo elemento.

$$\rho_e = \rho_b \left(\frac{2Z}{A} \right)$$

Donde,

- Z = número atómico del elemento.
- A = peso atómico del elemento.
- ρ_b y ρ_e = densidad verdadera y densidad electrónica del material.

Para la mayoría de los elementos y constituyentes que forman a las rocas sedimentarias, la relación $2(Z/A)$ (Tabla 6) 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,

$$\rho_{ei} = 2\rho_b \left(\frac{\sum Z's}{W_{mol}} \right)$$

Donde,

$\sum Z's$ = 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 esta 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 de la siguiente manera.

$$\rho_a = 1.0704 \rho_{ei} - 0.1883$$

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.

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 6 – 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_{ei})	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		1.442	1.355
Antracita		1.800	1.030	1.852	1.796
Carbón		1.200		1.272	1.173
Bituminoso		1.500	1.060	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	$1.247 \rho_{metano}$	$1.355 \rho_{metano} - 0.188$

Tabla 7 – 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 7, 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 con esto, se puede decir que la densidad de la roca es proporcional a la densidad electrónica ($\rho_a \approx \rho_e$).

Presentación del registro de densidad.

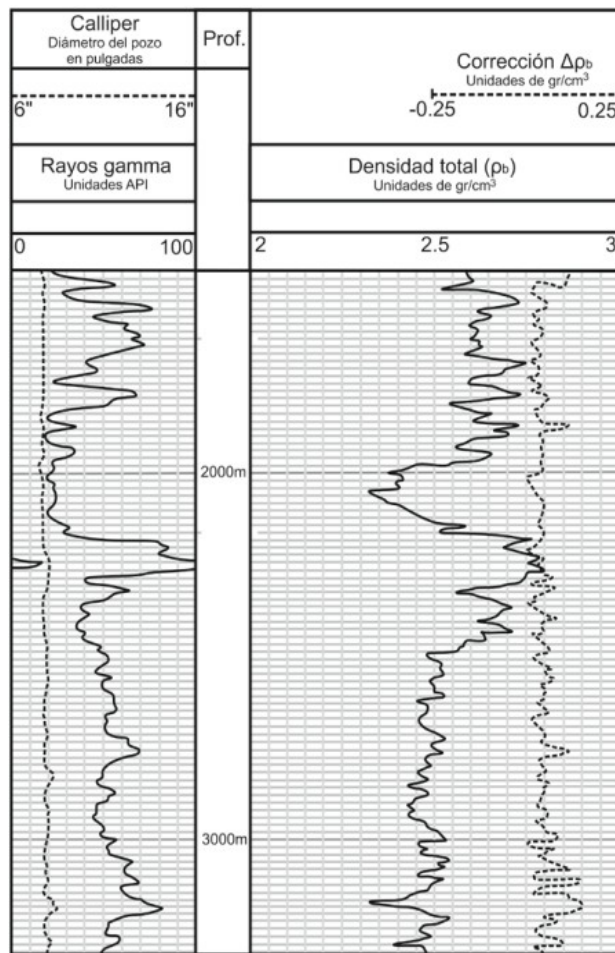


Fig. 115 – Ejemplo de un registro de densidad adquirido con la herramienta FDC de Schlumberger, en donde se logran apreciar graficadas la curva ρ_b y $\Delta\rho_b$, además de contar también con una curva de calíper y una de rayos gamma (Bassiouni, 1994).

Comúnmente, la información proporcionada por la curva de densidad total compensada de la formación (ρ_b) obtenida de los dos detectores de la sonda, queda registrada en las pistas 2 y 3 del registro en una escala lineal de densidad, que normalmente puede ir de 2 a 3, o de 1.95 a 2.95 gr/cm^3 , y adicionalmente se pueden tener graficadas una curva de rayos gamma y una curva de calíper en el primer carril del registro (Figura 115). 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 con las condiciones que se presenten como en la Figura 116. 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. Opcionalmente si se corre un CNL junto con el registro de densidad FDC, dicha curva quedará también grabada en las pistas 2 y 3 del registro.

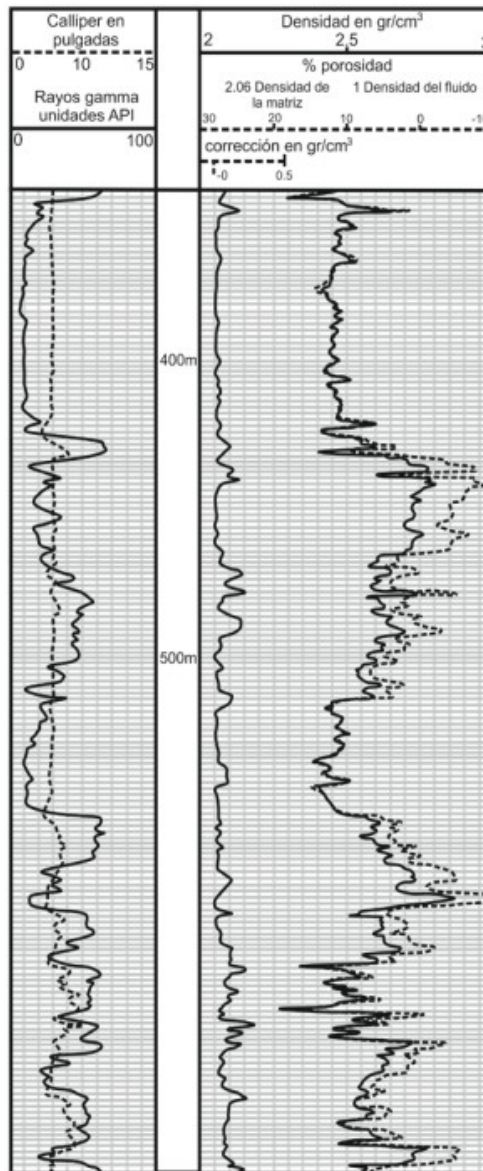


Fig. 116 – Ejemplo de un registro de densidad con la curva de porosidad (Bassiouni, 1994).

Correcciones realizadas al registro de densidad

Los dos 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.

Corrección por efectos de invasión y densidad del lodo de perforación. El fluido que comúnmente se encuentra contenido en los poros de las formaciones que se están estudiando, es filtrado de lodo. Estos pueden tener una densidad (ρ_f) que varía desde valores menores a 1 a más de 1.1 dependiendo de su salinidad, temperatura y presión a la que estén sometidos los fluidos. A 65°C y 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 implemen-

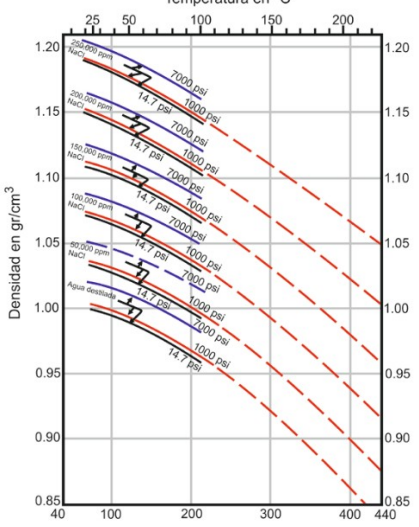


Fig. 117 – Densidades de agua y soluciones de NaCl a diferentes temperaturas y presiones (Schlumberger, 2008).

[illegible]

$$\rho_{bc} = \rho_b + V_{sh} (\rho_{ma} - \rho_{sh})$$

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.

Corrección por efecto de hidrocarburos. Como ya se mencionó con anterioridad, lo que mide el registro de densidad 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, esta 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. Esta queda expresada por medio de la siguiente ecuación, de tal forma que $\Delta\rho_{bh}$ será la corrección aplicable a la densidad real de la formación por efecto de hidrocarburos.

$$\rho_{bc} = \rho_b + \Delta\rho_{bh}$$

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.

Se puede demostrar que la corrección por efecto de hidrocarburos está dada según esta ecuación.

$$\Delta\rho_{bh} = -1.07 \phi S_{hr} (C_{mf} \rho_{mf} - C_h \rho_h)$$

y posteriormente se tiene que,

$$\rho_{bc} = \rho_b + 1.07 \phi S_{hr} (C_{mf} \rho_{mf} - C_h \rho_h)$$

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.

Aplicaciones del registro de densidad

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 al momento de cruzarse las curvas de ambos registros por efecto de excavación.

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 de la siguiente manera en la que llamaremos Ecuación A.

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

Despejando la porosidad que es la incógnita que se está buscando, queda reordenada la ecuación de la siguiente forma.

$$\phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f}$$

Esta última ecuación, es la expresión general para calcular la porosidad efectiva por medio del registro de densidad en una roca cuando en esta no hay presencia de arcillas. En general, para la 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 (Tabla 8). 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/cm ³)
Arenas, Areniscas, Cuarcitas	2.65
Caliza	2.71
Lutita	2.12 a 2.66
Dolomita	2.87
Anhidrita	2.98

Tabla 8 – 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 siguiente expresión.

$$\rho_f = S_{xo} \rho_{mf} + (1 - S_{xo}) \rho_h$$

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 anterior quedaría de la siguiente manera:

$$\rho_f = \rho_{mf}$$

Asumiendo que el filtrado de lodo es predominantemente agua de formación con contenido de cloruro de sodio (NaCl), Ya sea pura o salada, la densidad del fluido (ρ_f) que satura la roca en general puede ser

obtenida por medio del gráfico de la figura 117, 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 $\times 10^{-6}$, mientras que ρ_{mf} en la práctica puede ser aproximado de acuerdo al tipo de lodo de perforación que se esté utilizando (Tabla 9).

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 9 – 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 siguiente ecuación.

$$\rho_{reg} = -1.0704\phi [C_{ma} \rho_{ma} - S_{hr} C_h \rho_h - S_{xo} C_{mf} \rho_{mf}] + \rho_{ma}$$

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 A puede quedar expresada en términos de la porosidad de la siguiente manera para zonas en donde exista presencia de gas o hidrocarburos en las formaciones.

$$\Phi_D = \Phi \left(\frac{C_{ma} \rho_{ma} - S_{hr} C_h \rho_h - S_{xo} C_{mf} \rho_{mf}}{C_{ma} \rho_{mf} - C_{mf} \rho_{mf}} \right)$$

Donde,

- Φ_D = porosidad de la formación en función de su densidad.

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).

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).

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 grado de absorción o índice de absorción fotoeléctrica (P_e) de las formaciones es, en gran medida, dependiente del número atómico (Z) de los elementos que se encuentren constituyendo a las formaciones 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 de 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 sean las formaciones, mayor será su habilidad de absorber los rayos gamma emitidos por la herramienta de litodensidad. Del mismo modo, mientras menos compactas sean las formaciones, menor será su capacidad de absorber los rayos gamma.

Herramienta de litodensidad de las formaciones (LDT). La herramienta LDT de Schlumberger se encuentra constituida de una fuente radiactiva, principalmente de ^{137}Cs , ya que esta trabaja a una energía constante de 662 KeV y tiene una vida media de 33 años, así como también dos 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 en 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 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 (un barn es una unidad de área, expresada en diezmilésimas partes de 1 cm^2). La FDC en cambio, obtiene la densidad real de las formaciones en gr/cm^3 con base en el Efecto Compton de dispersión.

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.

Presentación del registro

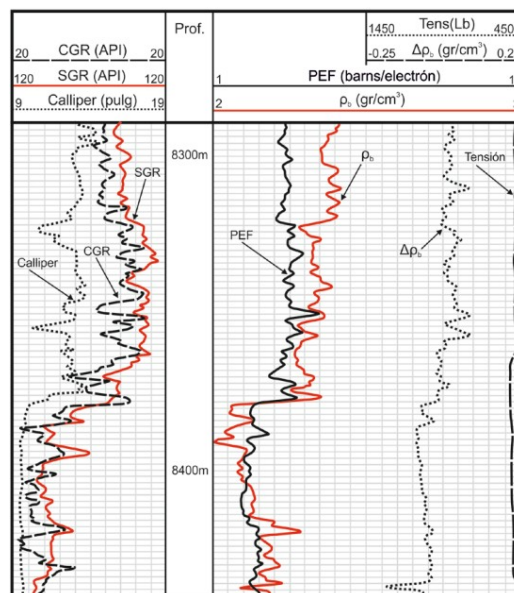


Fig. 118 – Ejemplo de un registro de porosidad en donde se encuentran plasmadas las curvas de densidad, el factor de corrección de densidad, la curva de efecto fotoeléctrico, así como una curva de espectroscopía de rayos gamma y un rayos gamma corregido junto la medición del diámetro del agujero por parte de un calíper (Bassiouni, 1994).

La curva de factor fotoeléctrico es comúnmente plasmada como PEF en los carriles 3 y 4 de los registros de litodensidad, 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 (Fig. 118). 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 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.

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.

Factores geológicos. Los minerales que constituyen a las formaciones sedimentarias influyen en gran medida en 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 cuáles se puede realizar la corrección por salinidad del mismo modo en que se realiza 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.

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 contra la formación del mismo modo que 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.

Aplicaciones del registro de litodensidad. Las principales aplicaciones que tiene el registro de litodensidad LDT, son las siguientes:

- 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.

4.3 Registros de neutrones

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, 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 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 con la riqueza de hidrógeno contenido en los fluidos alojados en los poros de las formaciones, o a lo que también se le denomina 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 siguiente ecuación.

$$IH = \frac{\text{Concentración de H en el material}}{\text{Concentración de H en agua pura a } 75^\circ F}$$

En otras palabras, el IH se puede definir como la fracción de agua dulce que pudiera contener la misma cantidad de hidrógeno.

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 en algunos otros casos junto 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 uno 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.

Principio de medición. Este tipo de registros basa 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 Neutrón-Gamma (GNT, Gamma Neutron Tool) y al segundo como registro Neutrón-Neutrón Epitérmico (SNP, Sidewall Neutron Porosity Tool).

Principios básicos de medición del registro de neutrones. Para entender con detalle cómo es que funcionan las herramientas de neutrones, es necesario conocer algunos conceptos básicos que rigen las mediciones con las que operan las herramientas 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 de todos los átomos, cuya masa atómica es casi idéntica a la del átomo de hidrógeno (1.00866 la masa del neutrón contra 1.00797 la masa del hidrógeno). En relación a su estructura, los neutrones tienen un momento magnético muy similar al que tienen los protones del hidrógeno. 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 Figura 119. Dichos valores serán representativos de acuerdo con el rango de energías en el que se encuen-

tren ya sea al inicio o al final del proceso de interacciones que tengan con los núcleos atómicos de las formaciones.

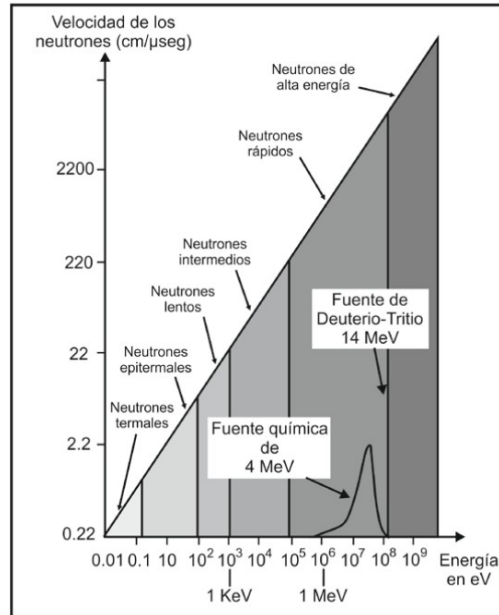


Fig. 119 – Clasificación que pueden tener los neutrones con base en su energía y velocidad con la que son emitidos (Serra, 2008).

La manera en que pueden relacionarse la velocidad y la energía de los neutrones se expresa de la siguiente manera, 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.

$$E = \frac{1}{2} m V^2$$

Si se despeja la velocidad, se tendrá que la velocidad de los neutrones queda expresada de la siguiente manera.

$$V = \sqrt{2 E / m} \quad (\text{Ecuación de velocidad de los neutrones})$$

Si esta ecuación de velocidad se evalúa para neutrones térmicos cuyas energías están 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 en unidades de cm/μseg por medio de la siguiente ecuación.

$$V = 0.22 \sqrt{E / 0.025}$$

Ya que los neutrones son partículas sin carga eléctrica, se puede decir que interactúan de diferentes formas con el núcleo de los átomos con los cuales colisionan, de acuerdo con la energía con la que son emitidos desde la fuente en las herramientas de neutrones. Las interacciones que se pueden generar entre los neutrones y las formaciones con las cuáles colisionan, son mucho más variadas y complejas que las de los rayos gamma, y de entre ellas destacan 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 energía, mientras que la absorción y captura de los neutrones se generan a bajas ener-

gías (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.

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 cuál estarán interactuando los neutrones y la sección transversal por donde estos fluyen. Así será posible obtener la densidad de la partícula con la cual interactúan los neutrones por medio de la siguiente ecuación.

$$N_i = \frac{N_{AV} \rho}{M}$$

Dónde,

- 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 de forma elástica como de forma inelástica, ya sea con los núcleos atómicos de las formaciones o bien con los alrededores del agujero. 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 primero desacelerados por dispersión inelástica, la cual tiene lugar a niveles altos 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, estos serán desacelera-

dos 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 en 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".

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 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 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 impactado por los neutrones.

La medición del efecto de desexcitación de los rayos gamma por dispersión inelástica es usada con frecuencia para conocer las concentraciones relativas de carbono y oxígeno que contienen las formaciones, las cuáles son utilizadas para determinar saturaciones de agua de formación (S_w) en las rocas.

Fase lenta de neutrones (dispersión elástica). La pérdida gradual de energía de los neutrones desde que tienen niveles de energía correspondientes a neutrones rápidos, a través del límite de ser neutrones epitérmicos hasta llegar a ser neutrones térmicos, ocurre generalmente por 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 dos 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, irá disminuyendo gradualmente la energía del neutrón hasta que éste sea capturado por las formaciones (volviéndose de esta manera 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. Así, se puede afirmar que si la masa del núcleo de los elementos con el cuál 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 re-

salta 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 sólo un 12% al ser el núcleo de oxígeno más pesado que el núcleo de carbono.

Lo anterior permite señalar que la probabilidad de que ocurra 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 cm^3 . Sin embargo, otro parámetro que se debe tomar en cuenta es la 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 a continuación.

$$\text{SDP} = N\sigma_c\xi$$

Dónde,

- N = concentración de átomos por cm^3 .
- 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, calculada por medio de la que anteriormente llamamos *Ecuación de velocidad de los neutrones*, será de 2,200 m/s, o de 0.22 cm/ μseg . De la Tabla 10, se puede observar que son necesarias por lo menos 18 colisiones contra los núcleos de hidrógeno, para poder desacelerar la energía de un neutrón desde los 2 MeV hasta los 0.025 eV, rango que corresponde 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 10 – 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 epitermales a termales se dará entre los 10 y los 100 primeros microsegundos, dependiendo en gran medida, del tipo de condiciones que se puedan tener en las formaciones. El término 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).

Tanto la dispersión elástica, como la dispersión inelástica, son los parámetros dominantes que controlarán la pérdida de energía de los neutrones a través de una trayectoria denominada longitud de desaceleración. Dicha 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 estos 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 11).

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 11 – 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 alejarán 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 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 120-A). 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 (Figura 120-B). Bajo esta última condición, una mayor cantidad de neutrones alcanzarán su nivel térmico en las vecindades del detector, puesto que sufren un menor número de colisiones en su trayectoria.

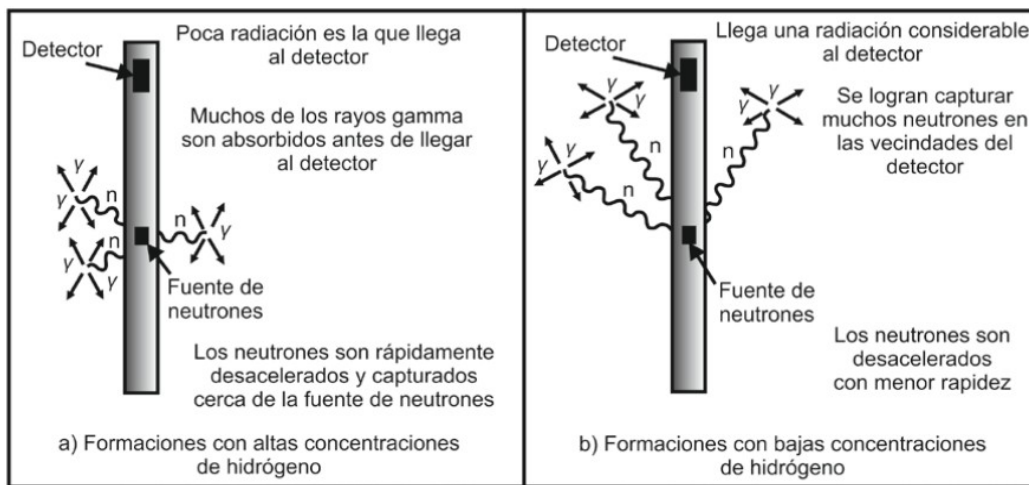


Fig. 120 – Esquema que ejemplifica la relación que existe entre la concentración de hidrógeno que puedan tener las formaciones y el número de conteos obtenido por el o los detectores (Bassiouni, 1994).

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).

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.

Herramientas de Neutrones

Históricamente, las herramientas de porosidad neutrón fueron las primeras herramientas que comenzaron a utilizar propiedades nucleares de las formaciones. Las primeras herramientas de neutrones se encontraban constituidas por medio de una fuente de neutrones de alto rendimiento de energía y un 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, 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 una fuente radiactiva emisora de neutrones de altas energías y dos 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 unas 12 pulgadas. Por lo que la principal finalidad de las herramientas de neutrones será medir la concentración aparente de átomos de hidrógeno contenidos por unidad de volumen de roca (su IH o índice de hidrógeno).

Existe una gran variedad de herramientas de neutrones patentadas por las distintas compañías de servicios dentro de la industria petrolera. Sin embargo, lo que diferenciará 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 cuánta energía pierden estos 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.

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.

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, que puede ser cierto isótopo radiactivo, como el radio (^{226}Ra), el plutonio (^{239}Pu) o el americio (^{241}Am), esto para que dichos elementos cedan sus neutrones espontáneamente cuando el berilio sea bombardeado por rayos alfa. Mientras más grandes sean las emisiones de rayos alfa hacia las fuentes de neutrones, mayor será el número de interacciones generadas 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 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

continua de neutrones desde las fuentes radiactivas sucede comúnmente a niveles altos de energías, que varían entre los 4 y los 6 MeV, o bien pueden ser generados mediante pulsos a través de aceleradores de partículas, estos últimos generan neutrones con altas energías de hasta 14.1 MeV en fuentes de deuterio-tritio (D-T). Esto se logra acelerando iones de deuterio a través de un objetivo impregnado de tritio, por medio de un generador de alto voltaje (125 kV).

Detectores de neutrones. Los detectores utilizados en las herramientas de neutrones para la detección de los rayos gamma de captura miden 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, primero 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.

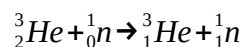
Con ello se puede decir que los detectores de neutrones deben satisfacer tres criterios principales:

- 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 tres condiciones anteriores son el boro, el litio y el helio (^{10}B , ^6Li , y ^3He). Con los primeros dos 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 dos pasos:

1. Los neutrones interactúan con el material del cual está constituido el detector, generándose partículas cargadas energéticamente. El material se adapta de acuerdo con el nivel de energía de los neutrones que uno querrá obtener.
2. Las partículas cargadas energéticamente son detectadas por de su capacidad de ionización, o bien, 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 siguiente ecuación para la producción de los neutrones.



El helio (^3He) es un gas que se utiliza tanto como objetivo con el cuál 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 los detectores. Por lo tanto, los detectores en las herramientas

de neutrones podrán ser prácticamente los mismos que aquellos utilizados en la detección de los rayos gamma naturales, es decir, cámaras de ionización, contador Geiger-Müller y contadores de centelleo.

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, como 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 llegara a darse el caso de que se junten los rayos gamma naturales y los rayos gamma de captura, la intensidad con la que llegan los rayos gamma naturales al detector es muy baja en comparación con los rayos gamma de captura, y esto permite que sean 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 un elemento con una sección transversal de captura muy grande), lo cual puede llegar a afectar las lecturas del registro porosidad neutrón.

Detectores de neutrones termale. 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 termale y detectores de neutrones epitermale. Un detector termal, como lo dice su nombre, es un detector predominantemente sensible a los neutrones termale de bajas energías después de haber colisionado con las formaciones, aunque también será sensible por igual a los rayos gamma de captura. Por ello se puede decir que de este tipo de detectores se obtendrán lecturas híbridas. Normalmente las herramientas que utilizan este tipo de detectores se denominan herramientas termale neutrón-neutrón, o simplemente como herramientas de neutrones termale.

En la detección de los neutrones termale 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 del 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, como el cloro en el agua de formación y el boro en las arcillas, 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 termale, 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 termale alrededor de la fuente, es decir, el número de rayos gamma emitidos por captura de los neutrones rápidos es proporcional al número de neutrones termale que son capturados. De esta manera se puede decir que las lecturas obtenidas por medio de las herramientas GNT y herramientas de neutrón termale 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 termale en estas zonas es considerablemente menor por la presencia de cloro y boro, sin embargo, el conteo de rayos gamma se incrementará.

Detectores de neutrones epitermales. El principio de funcionamiento de los detectores de neutrones epitermales se basa en ignorar las señales provenientes de los neutrones termales y de los rayos gamma de captura de las formaciones. A diferencia de los dos 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 mayoría de los detectores de neutrones epitermales 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 epitermales 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 epitermales al detector. Este tipo de configuración en el diseño de los detectores epitermales 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 un conteo global bajo.

Para poder mejorar la eficiencia en los conteos obtenidos por los detectores epitermales 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 epitermales, se acorta para lograr una mayor profundidad de investigación.

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 poco después de que surgiera la Ley de Archie (1950), se mostró 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.

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 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 (Fig. 121); 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 en tres 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. 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 esta se le ha realizado la calibración principal, y para simular condiciones de 100% de porosidad.

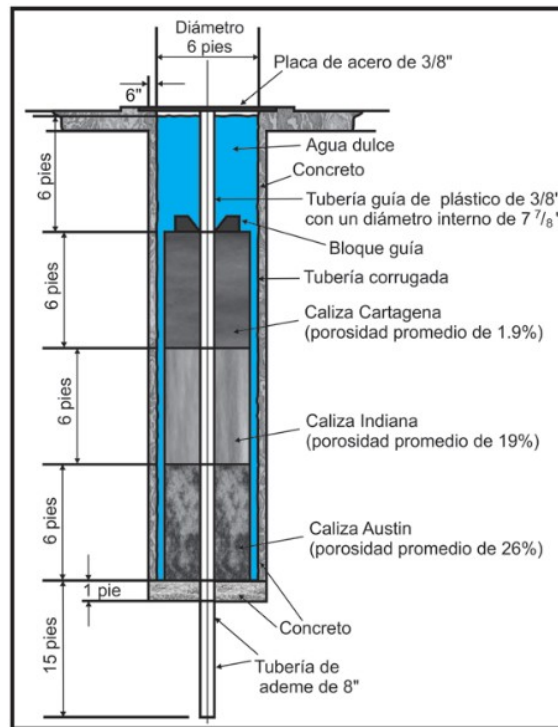


Fig. 121 – Esquema del pozo de calibración que se encuentra en la Universidad de Houston, Texas para las herramientas de neutrones (Gómez, 1975).

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 cuando se estén empleando otros tipos de fluidos de perforación. Mientras que, para obtener la porosidad verdadera en otras 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 no exista 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 la-

boratorio 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 pueda respaldarse, prevé que existe una relación lineal entre la respuesta obtenida por la herramienta y la porosidad gráfica por medio de la ecuación a continuación.

$$\phi \text{ del registro} = a - bN$$

Dónde 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.

Herramientas de porosidad neutrón. De acuerdo con todos los principios mencionados con anterioridad, y con base en la nomenclatura de los registros de porosidad neutrón, los registros neutrónicos se clasifican principalmente de acuerdo con el nivel de energía que tienen los neutrones que son detectados por las herramientas. Dicho esto, son tres 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 la mediciones de la herramienta para obtener el índice de hidrógeno de las formaciones.

Hoy en día, 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 dos o más detectores a distintos espaciamientos desde 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.

Herramientas de neutrones-rayos gamma (GNT, Gamma Neutron Tools). Las herramientas GNT 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 adomados. 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 consta de una fuente de neutrones (comúnmente de berilio-plutonio) y un solo detector de rayos gamma con un espaciamiento relativamente amplio (de 40 a 50 cm) con respecto a la fuente, lo cual le permite tener una resolución vertical de 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.

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 en las formaciones, y suelen ser llamadas herramientas neutrón-neutrón (Fig. 122). 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, 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).

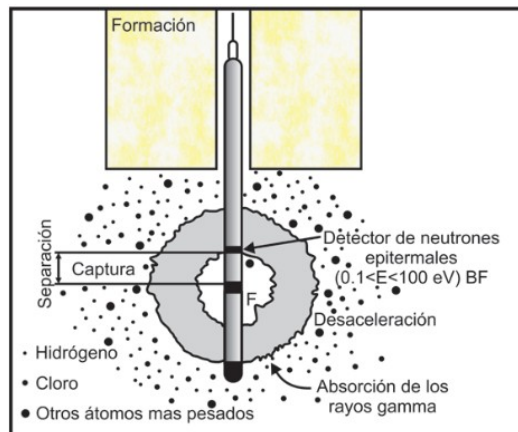


Fig. 122 – Esquema que muestra el principio de medición con el que operan las herramientas de neutrones epitermales (Serra, 2008).

Entre las principales herramientas de neutrones epitermales que existen por parte de las compañías de servicios, son dos 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.

Herramienta de neutrones de pared (SNP, Sidewall Neutron Porosity Tool). La herramienta SNP, fue diseñada por la compañía Schlumberger en los años 60's, específicamente para la detección de neutrones epitermales en las formaciones. La herramienta está constituida por una fuente emisora de neutrones (comúnmente de americio-berilio) y un detector de neutrones epitermales (un contador 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" (Fig. 123). Ambos dispositivos se encuentran alojados sobre un patín en el diseño de la herramienta. El patín se mantiene presionado contra la pared del agujero por medio de un brazo mecánico 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 excentrada en el agujero, además de que solo puede ser utilizada en agujeros descubiertos, agujeros vacíos o agujeros llenos de fluido. La finalidad de correr ex-

centrado el registro tiene como principal objetivo 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 cáliber del agujero.

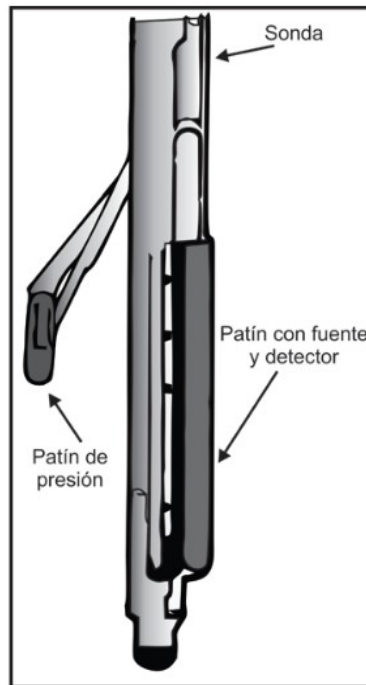


Fig. 123 – Esquema del diseño que tiene la herramienta SNP (Gómez, 1986).

La gran ventaja de medir solo los neutrones epitermales de las formaciones radica en que se logra 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 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.

Herramienta de neutrón compensada (CNT-G, Compensated Neutron Tool). Las herramientas de neutrón compensado, 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, la cual realiza mediciones de porosidad basadas en las respuestas obtenidas por medio de un sistema de dos detectores epitermales y dos detectores termales que miden en esencia, los neutrones térmicos y epitérmicos en las formaciones.

En un registro de neutrón CNT-G se obtienen comúnmente dos 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.

Herramientas de neutrones termale. Las herramientas de neutrones termale, 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 dos 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 termale cerca de la fuente de neutrones, y menor será el conteo de neutrones termale 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 termale obtenidos por los detectores dependerá 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 termale 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 termale 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 termale 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. Esta herramienta se encuentra constituida por una fuente de neutrones rápidos de americio-berilio y dos detectores de neutrones (comúnmente 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). Esta configuración permite que la herramienta pueda minimizar en gran medida varios efectos presentes en las formaciones, tales como la arcillosidad y los cambios bruscos de salinidad en los fluidos.

Herramienta de porosidad neutrón compensada (CNT, CNT-A). El registro de porosidad 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 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, 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 dos detectores de neutrones termale a distancias de 15" y 24.7", con respecto a la fuente. 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 (Fig. 124).

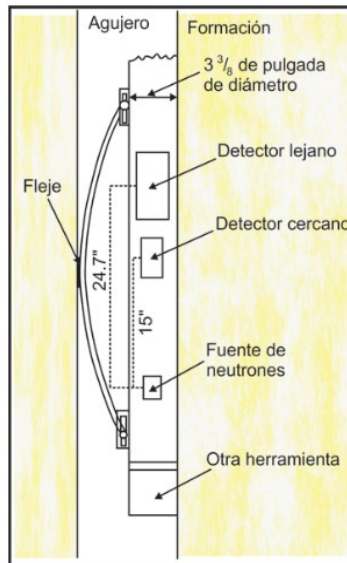


Fig. 124 – Esquema del diseño que tiene la herramienta CNT (Bassiouni, 1994).

Las herramientas CNT se corren comúnmente de forma excentrada tanto en agujeros descubiertos, agujeros llenos de fluidos o en agujeros ademados. 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 estas se basan principalmente en realizar un promedio de los ritmos de conteos obtenidos por medio de los dos 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 por el detector lejano son más susceptibles de 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 sínicos 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 se debe 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.

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, existe 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 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.

Herramientas de neutrones pulsadas (PNT). Las herramientas de neutrones pulsadas están constituidas por aceleradores de partículas de deuterio-tritio como fuentes de neutrones de alta energía, y cuentan, además, dentro de su diseño, con dos 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.

$$n = n_0 e^{-\frac{t}{\tau}}$$

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 dos 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, estos 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 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 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 de 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 siguiente.

$$\Sigma = 4.55/\tau$$

La herramienta APS por otro lado, al igual que la TDT, es una herramienta de pulsos de neutrones. Esta se encuentra constituida por medio de una 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, y cuatro detectores de neutrones epitermales que permiten realizar mediciones de tipo epitermal 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.

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 (epitermales, 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 porosidad cero, 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.

Presentación del registro. El registro de porosidad neutrón se grafica comúnmente en escalas lineales de porosidad neutrón junto con la respuesta del registro de densidad FDC, en los carriles 2 y 3 del re-

gistro, o bien, puede tomarse en combinación junto con el registro sónico de porosidad o el registro TDT. También pueden ser graficados simultáneamente un registro de rayos gamma y un registro de diámetro del agujero en el carril 1, 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 (Fig. 126). 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.

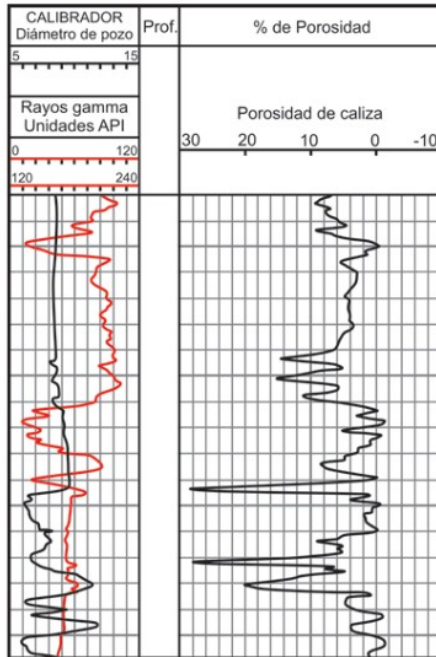


Fig. 125 – Ejemplo de un registro de neutrón epitérmico SNP (Gómez, 1975).

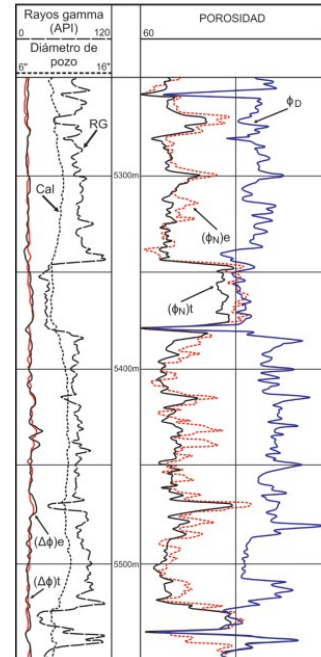


Fig. 126 – Ejemplo de un registro de neutrón compensado o doble neutrón CNL (Bassiouni, 1994).

Correcciones aplicadas al registro de neutrones

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 con el 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 cuentan 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.

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.

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 pozo 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 la 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 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 excéntrica 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 adorados, 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.

Aplicaciones de los registros de porosidad neutrón. Como ya se mencionó, los registros de neutrones 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:

- Efecto de las arcillas e hidrocarburos.
- Análisis del contenido de arcilla.
- Detección de gas o hidrocarburos ligeros.
- Evaluación de la densidad de los hidrocarburos.
- Correlación entre pozos.

4.4 Resonancia magnética nuclear

Los principios físicos que rigen al registro magnético nuclear (RMN), 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, esta se ha convertido en una herramienta de gran utilidad en ramas de la ciencia como la física, la química, la biología, así como en importantes aplicaciones dentro de la medicina para diagnósticos 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 .

Por otro lado, su aplicación dentro de la industria petrolera 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 además beneficia 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, también la saturación de agua. Sin embargo, al igual que con las herramientas eléctricas, ninguna de las dos proporciona una indicación directa aceptable de que los fluidos que contienen las formaciones sean movibles si solo son utilizadas individualmente, mientras que utilizando un NML sí es posible. Además, el NML basa su principio básico en no requerir de una fuente emisora radiactiva, ni de un detector de partículas ya que esta aprovecha ciertas propiedades magneto-mecánicas, que se ha descubierto que poseen los núcleos de los átomos de algunos de los

elementos más importantes que constituyen a la corteza terrestre y a las formaciones sedimentarias, entre los que podemos mencionar al ^1H , ^{13}C , ^{19}F , ^{23}Na , ^{29}Si y el ^{31}P .

Principios básicos de medición (Spin nuclear, momento magnético, precesión). La herramienta NML tuvo sus orígenes en 1945 cuando Felix Bloch y 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 desaparejos formando el núcleo atómico del Hidrógeno (^1H), tienen la particularidad de estar girando continuamente sobre si mismos en presencia de un campo magnético externo y en la dirección de este, dicho movimiento 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.

La 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 Fósforo (^{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 debido a su momento magnético característico (spin), al girar su protón 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 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.

El hidrógeno es un elemento que se encuentra constituido de un solo protón en el 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 radiofrecuencia (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 que se comenzaron a desarrollar las primeras herramientas que utilizaban la resonancia magnética nuclear como principio de medición para aplicaciones en la industria petrolera y la geotermia, en empresas como Schlumberger, Socony Mobil Oil Company y la California Research Corporation. En 1950, Chevron fue la primera compañía 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.

Herramientas que utilizan la resonancia magnética nuclear como principio de medición. En la actualidad, la 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 imanes permanentes, y un sistema que provee pulsos magnéticos controlables de radiofrecuencias, el cuál 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 (Fig. 127a), por Schlumberger con el diseño de las herramientas CMR (Fig. 127b) 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).

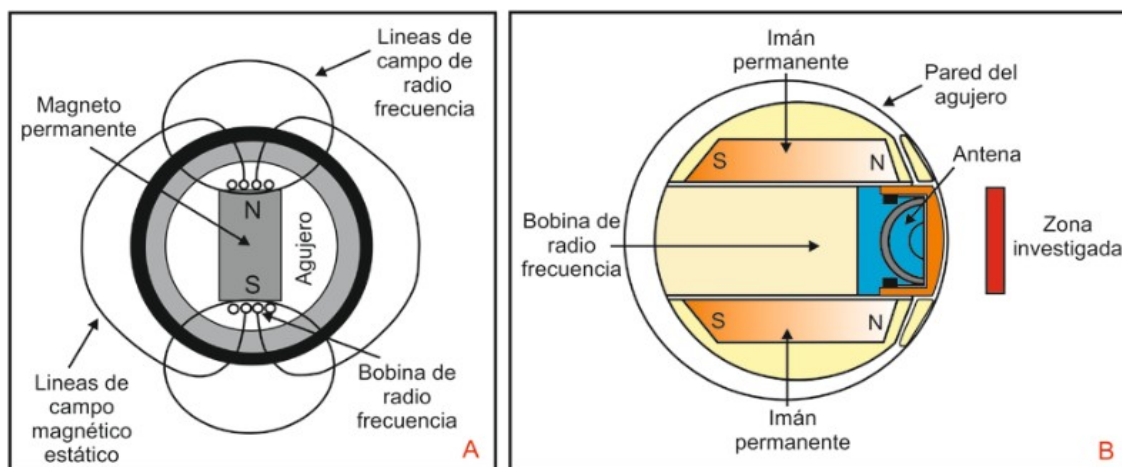


Fig. 127 – Herramientas que utilizan resonancia magnética nuclear como principio de medición de los fluidos movibles en las formaciones. A) Configuración de la herramienta MRIL de la compañía Halliburton, B) Configuración de la CMR de Schlumberger (Ricco, 2012).

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 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 radica 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 dos 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 hidrógeno 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 además se puede determinar la presencia de minerales accesorios pesados que puedan cambiar la evaluación de la zona de interés.

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 esta depende de cómo se adquiriera.

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 el 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 este (también denominado 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 del campo 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.

Una vez que los protones se han alineado en la dirección del campo magnético estático, se dice que estos se encuentran polarizados (Fig. 128). 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 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 tres veces el tiempo de relajación térmica longitudinal T_1 representará el tiempo en que se logra un 95% de la polarización de los protones.

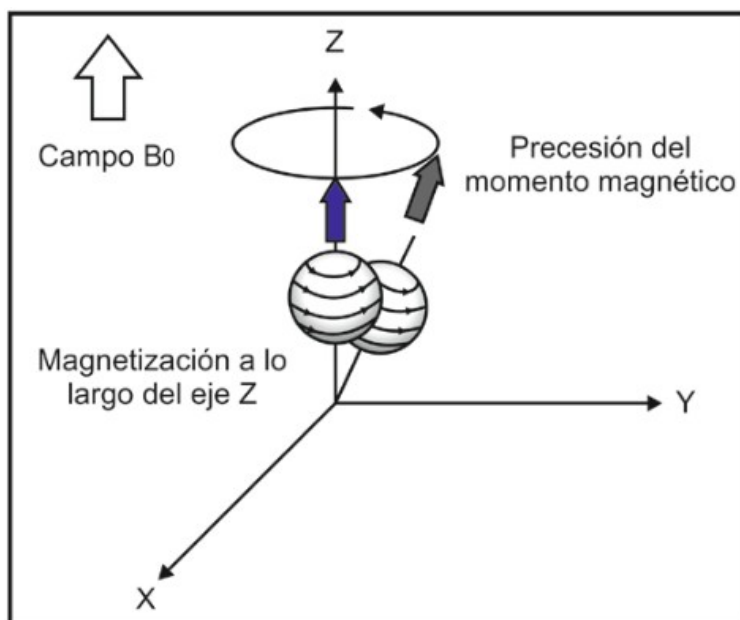


Fig. 128 – Esquema que muestra cómo se realiza la polarización de los núcleos de hidrógeno al inducir sobre ellos un campo magnético externo B_0 (Ricco, 2012).

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. 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 (Fig. 129).

Se puede decir que el medio en el que se encuentren contenidos los fluidos en las formaciones será lo que modifica los tiempos 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.

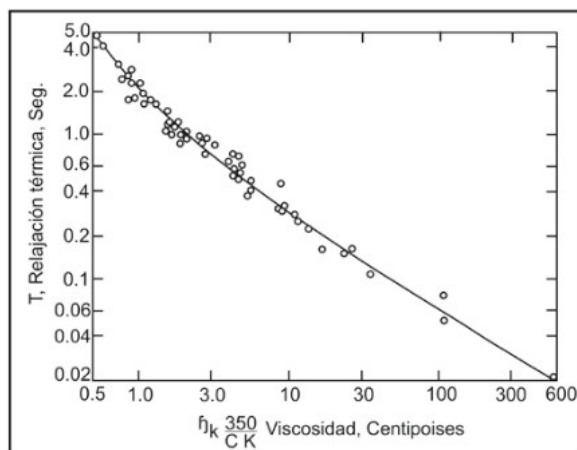


Fig. 129 – Relación entre tiempo de relajación térmica y viscosidad para aceites crudos (Ricco, 2012).

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 perpendicular al primero. Este 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 (Fig. 130).

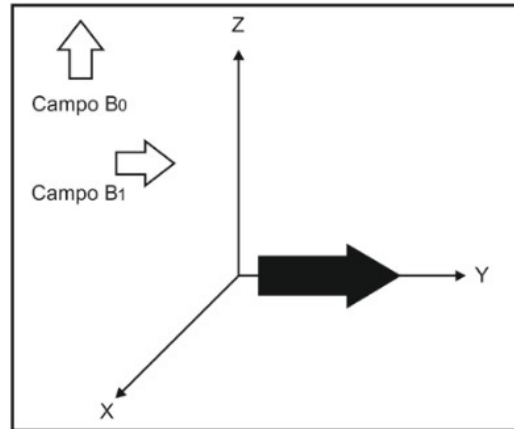


Fig. 130 – Reorientación de los protones mediante la aplicación de un campo oscilante B_1 (Ricco, 2012).

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 saltará 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,

$$f = \frac{\gamma B_0}{2\pi}$$

Dónde f es la frecuencia del campo B_1 llamada frecuencia de Larmor, y “ γ ” es una constante llamada radio giromagnético de los núcleos, que es una medición de la fuerza del magnetismo nuclear (para el hidrógeno es de 42.58 MHz y para el carbono de 10.71 MHz). 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 es aplicado un campo magnético B_1 perpendicular 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. 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 hidrógeno 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 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, a la frecuencia de precesión, que puede ser medida en la bobina de la herramienta, usualmente como una ondícula de sinusoidad, decayendo exponencialmente. Dicho fenómeno es conocido como caída de inducción libre (FID, Free Induction Decay por sus siglas en inglés). Dicha caída de inducción (Fig. 131) está caracterizada por la amplitud al inicio de la precesión y la frecuencia de cada señal, mientras que a la constante de tiempo (de pocos microsegundos) del decaimiento que regirá dicho proceso de relajación, se le conoce como tiempo de relajación spin-spin (T_2^*).

La transición entre un estado de equilibrio y el otro no será instantánea (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 toma 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.

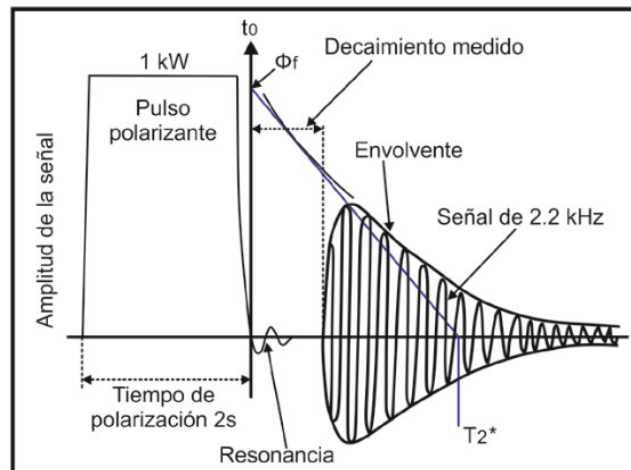


Fig. 131 – Señal típica de resonancia magnética nuclear y estimación de índice de fluido libre por medio de la curva de decaimiento de inducción (Serra, 2008).

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 así 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 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 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 varía de acuerdo con 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.

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 perpendicular con respecto a B_0 , seguida por una serie de pulsos de 180° para reenfocar los spins desfasados, se le conoce como secuencia CPMG debido a sus inventores, Carr, Purcell, Meiboom y Gill. El espaciamiento 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 (Fig. 132). 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 perpendicular al campo magnético inicial B_0 , 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.

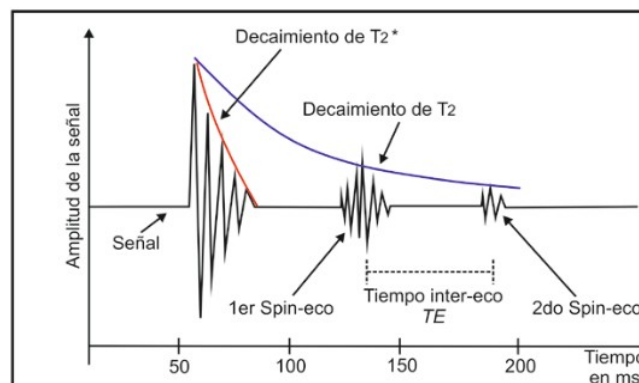


Fig. 132 – Decaimiento de T_2 Y T_2^* después de una secuencia de pulsos CPMG (Rodríguez, 2004).

Después de un período varias veces mayor que el 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 que se puedan reenfocar. 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 en una cantidad 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 .

Mecanismos de relajación térmica en rocas saturadas. Existen tres tipos de mecanismos de relajación que influyen en la respuesta de los tiempos T_1 y T_2 . Estos se mencionan brevemente a continuación.

- Relajación por 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 dos 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 capacidad que tiene la superficie de los poros para relajar los protones es denominada relaxividad superficial “ ρ ” (que es la capacidad que tienen las paredes del poro de 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 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 siguiente.

$$\frac{1}{T_2} = \rho_2 \cdot \frac{S}{V}$$

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.
- Relajación por 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 hidrógeno 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.

Presentación del registro NML. La representación gráfica del registro NML no está del todo definida, ya que dicha herramienta puede ser combinable casi con cualquiera de las herramientas de registros que existen actualmente en la industria. Algunas de las curvas que pueden ir acompañadas de un registro de NML pueden ser una de cáliber, 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 ello se dice 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 obtienen 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).

Factores que repercuten en la señal del registro NML. Uno de los principales problemas que se tuvieron con las primeras herramientas NML era que estas 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 agregando 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.

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 hidrógeno 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 estos 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 a su gran viscosidad, su bajo contenido de hidrógeno, o bien, 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), y una posible difusión de las partículas medidas.

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.

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 con el hecho de que el hidrógeno presente en los sólidos y en el agua ligada a las arcillas, tiene 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 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 (Fig. 133). 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.

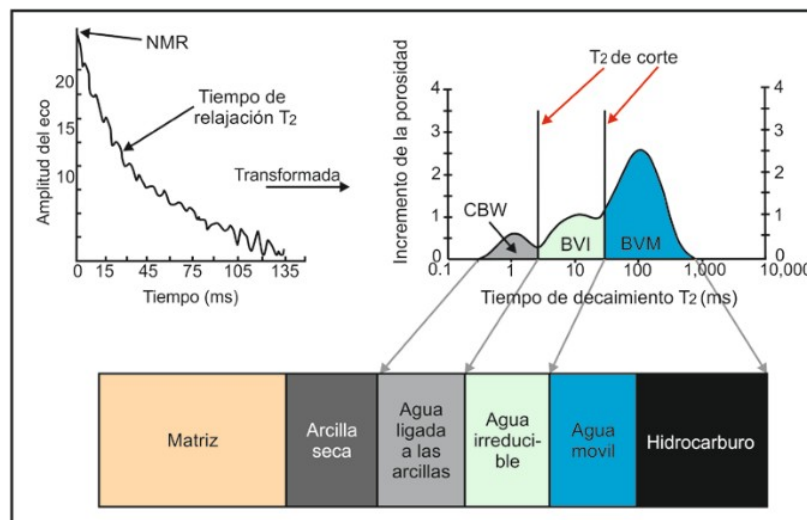


Fig. 133 – Distribución volumétrica asociada a la distribución del tamaño de poro y del área bajo la curva que corresponde a la porosidad total del registro NML (Serra, 2008).

Determinación del índice de fluido libre o FFI (Free Fluid Index) y el volumen de fluido ligado o BFV (Bulk Fluid Volume). En campo y en experimentos de laboratorio se ha visualizado que el índice de fluido libre que detecta la herramienta NML, corresponde sólo a aquellos fluidos movibles 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 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% saturadas 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 conoce como curva de distribución de fluido ligado (Fig. 134). La integración de ambas produce la denominada porosidad de agua irreducible Φ_{BFV} , que es comparable con la S_{WIRR} calculada por la centrifugación de las muestras.

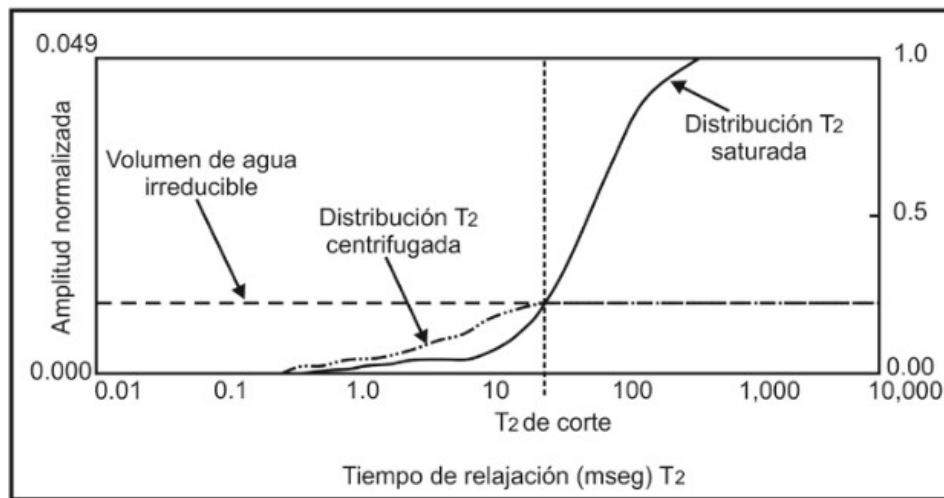


Fig. 134 – Esquema que representa las porosidades acumuladas y el tiempo de corte T_2 para muestras saturadas al 100% con agua, y su comparación con otra distribución después de la centrifugación (Rodríguez, 2004).

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).

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 estas 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 el Modelo Kenyon, el Modelo Timur-Coates y el Modelo Intevep, mostrados a continuación.

- El Modelo de Kenyon:

$$K_{NML} = C (\phi_{NML})^a \cdot (T_2, \log)^b$$

- El Modelo Timur-Coates:

$$K_{NML} = \left(\frac{\phi_{NML}}{C} \right)^a \cdot \left(\frac{\phi_{FFI}}{\phi_{BFV}} \right)^b$$

- El Modelo de Intevep:

$$K_{NML} = C (\phi_{NML})^a \cdot (\phi_{FFI})^b$$

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.

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 hidrocarburos.
- 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).

5. Registros complementarios

Objetivo: El alumno conocerá los principios de medición, correcciones, presentación y aplicaciones de los registros calíper y de echados.

5.1 Registro Calíper o Calliper⁴

Un pozo exploratorio de hidrocarburos, o bien un pozo perforado para la búsqueda de agua o minerales, generalmente tiende 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 sólo por aire en su interior.

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 sí 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.

Principio de medición. El registro calíper es uno de los registros más importantes que existen en la industria, ya que tiene la finalidad de medir con precisión las variaciones que pudiesen existir o presentarse en la forma y tamaño del agujero a medida que este se va perforando, con la finalidad de poder identificar posibles derrumbes, acortamientos, cavernas y zonas permeables en las formaciones. Las mediciones básicas son realizadas por medio de dos 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 dos calipers 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 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. Estas variaciones en el diámetro o la forma del pozo provocan que los brazos se abran o cierren más de lo “normal” en la herramienta (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.

Principales herramientas con calíper integrado. Son muchas las herramientas de toma de registros que permiten obtener el diámetro y la forma del agujero por medio de un calíper. Entre ellas destacan

4 El presente subtema se desarrolla con base en la tesis de licenciatura *Principios De Medición De Los Registros Geofísicos De Pozos*, de Gustavo Alberto Ricco Macedo, presentada para la Facultad de Ingeniería de la UNAM, en 2012, retomando su capítulo “6.1.- Registro Calliper”.

las herramientas de microrresistividad (Fig. 135), las herramientas densidad-neutrón (Fig. 136), las sónicas de porosidad (Fig. 137), la herramienta de geometría de pozo (BGT) (Fig. 138), 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 más someras sean sólo afectadas por el efecto del enjarre o en algunos casos por baches de lodo adheridos a las formaciones, lo cual se puede corregir de manera oportuna por medio de ciertas tablas de corrección.

Las herramientas que contienen los dispositivos de microrresistividad cuentan con dos brazos mecánicos articulados con patines en sus extremos (de 6" de longitud), que 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 microrresistividad que tienen un radio de investigación muy pequeño. Mientras que el diámetro del agujero estará en función de la medición del diámetro de perforación menos dos veces el espesor del enjarre.

Las herramientas densidad-neutrón (D-N) en cambio, constan de un solo patín integrado en la sonda, el cuál 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. Mientras que la forma y diámetro del agujero serán función de la medición del diámetro de perforación menos solo una vez el espesor del enjarre ya que la misma presión que se ejerce sobre la sonda en el extremo donde va soportado el patín, provoca que se arranque el enjarre de ese intervalo a medida que la herramienta recorre el pozo.

Por otro lado, las herramientas sónicas son ligeramente diferentes a las anteriores ya que estas no contienen patines como las microrresistivas o las de densidad-neutrón. En su lugar, estas herramientas van centralizadas por medio de tres 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. Al igual que estas, también existen otras herramientas con calípers integrados, las cuáles son más modernas y actuales porque no solo cuentan con dos o tres brazos, sino que cuentan con cuatro 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 cuatro 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 dos planos verticalmente perpendiculares y en pozos más amplios en comparación con las anteriores herramientas; y que además, la herramienta cuenta con un inclinómetro que permite tener mediciones continuas sobre la orientación del agujero (el ángulo), la desviación que se vaya generando en este, así como su azimut, permitiendo con ello que los calípers estén perfectamente definidos y que puedan ser acoplables junto con otras herramientas de registros en el proceso.

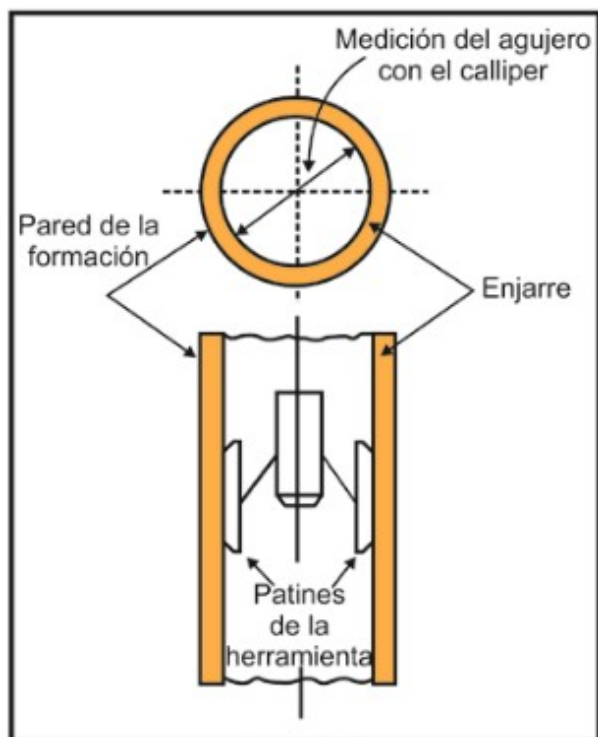


Fig. 135 – Esquema del calíper en herramientas microrresistivas (Ricco, 2012).

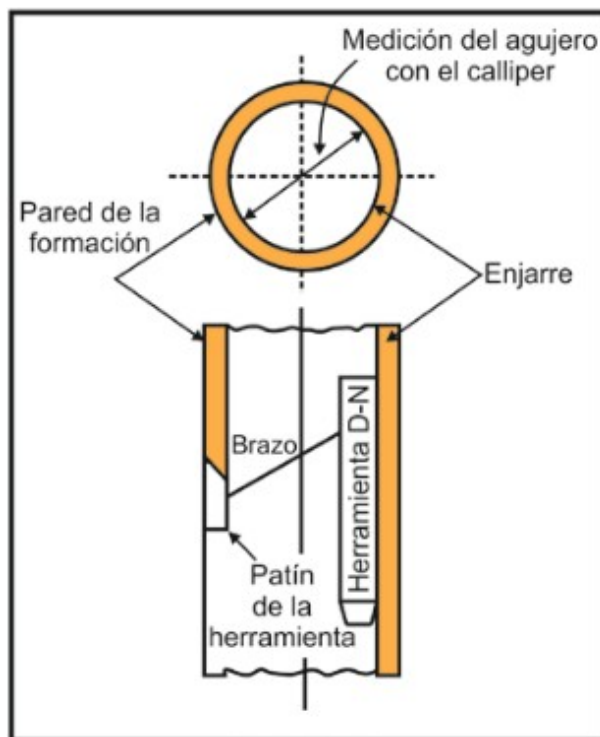


Fig. 136 – Esquema del calíper en herramientas D-N (Ricco, 2012).

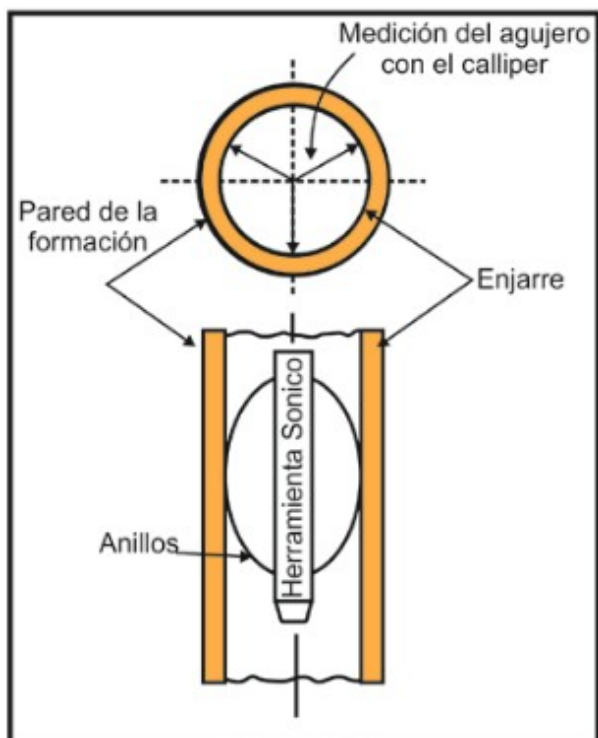


Fig. 137 – Esquema del calíper en herramientas sónicas (Ricco, 2012).

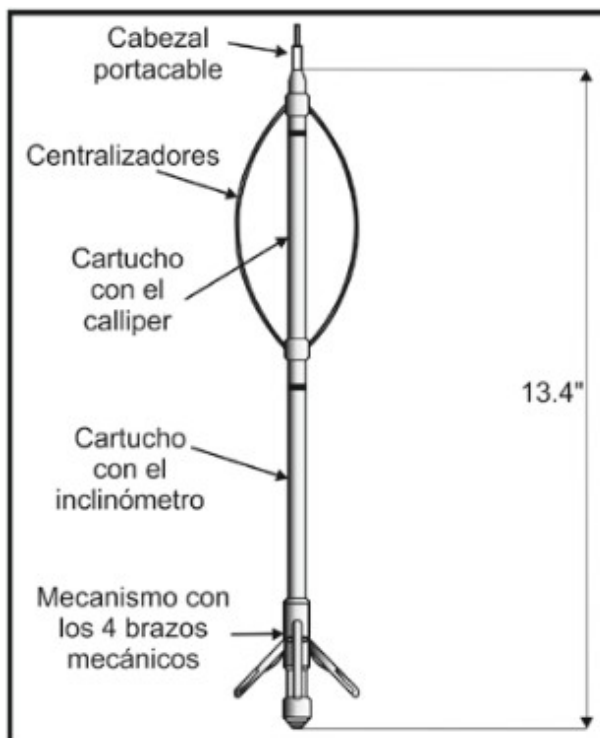


Fig. 138 – Esquema del calíper de cuatro brazos en herramientas BGT (Ricco, 2012).

Funcionamiento de la herramienta calíper. El registro calíper 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 del agujero en pozos que van desde las 6” hasta 18”, siendo este último valor la máxima apertura que pueden tener los brazos de la herramienta (a excepción de las herramientas de cuatro brazos mecánicos).
- Comúnmente, la presión que es ejercida por los brazos sobre los patines es baja (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, y como consecuencia la respuesta que se tendrá en el registro será la del diámetro original del agujero menos dos veces el espesor del enjarre, pudiendo así conocer el espesor de este (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.

$$h_{mc} = \frac{D_{barrena} - R_{cáliper}}{2}$$

dónde,

h_{mc} = Espesor del enjarre.

$D_{barrena}$ = Diámetro de la barrena utilizada para la perforación.

$R_{cáliper}$ = Respuesta del registro calíper.

- 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 calíper.
- En las herramientas D-N la presión en el patín de apoyo es muy grande, lo que permite mantener la herramienta pegada 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.

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 calíper 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 fluidos presentes 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, brindando con ello, información cuantitativa y cualitativa de la geología en los registros.

El primer efecto que se puede presentar en los pozos durante las labores de perforación, y tal vez uno de los más importantes, es un pozo de tipo no derrumbado (gauge holes) (Fig. 139a). Entre sus características principales destaca que son de las mismas dimensiones que la barrena con la que se perforaron, 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. Es fácil poder reconocerlos en los registros impresos ya que la respuesta del calíper 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 es un pozo derrumbado (caved holes) (Fig. 139b), 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 también algunos horizontes salinos (domos salinos o capas de sal) 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 (wash 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 microrresistivas, sónicas y D-N no brinden buenos valores de la zona lavada.

En las lutitas este efecto se da principalmente debido a las características electroquímicas de las arcillas, haciendo que esta litología tenga una gran capacidad de absorber de agua e hincharse, principalmente cuando se utilizan lodos base agua, o bien, a quebrarse y a derrumbarse, dependiendo del tipo de arcilla y de sus características mecánicas (la esmectita es una de las arcillas con esta característica). Esto puede provocar que se queden atrapadas las herramientas mientras se realiza la adquisición de los registros. En cambio, si se utilizan lodos base aceite, los efectos serán nulos y por lo tanto no se verá un cambio significativo en la curva del registro calíper.

Este efecto en particular afecta las mediciones de las herramientas microrresistivas, 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 D-N. 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 es 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 del lodo a la formación, o bien, cuando también se forman baches o paquetes de lodo en las mismas si es que estas 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. 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) (Fig. 139c).

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.

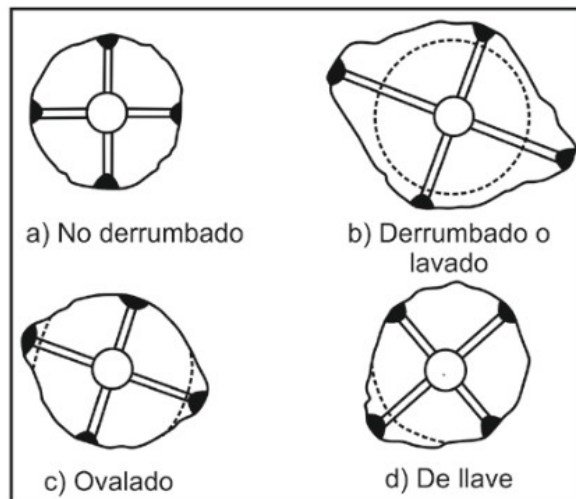


Fig. 139 – Esquema de las distintas geometrías que se pueden dar en las formaciones por efecto principalmente del tipo de litología y de los fluidos interviniendo en el agujero (Ricco, 2012).

Geometría de los agujeros y control de calidad del cáliper. Cuando son utilizadas las herramientas de dos 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 significativamente 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 estas hayan sido muy lavadas por el fluido de perforación, provocando que se ensanche el agujero. Esto influye en una disminución del contacto entre la herramienta y 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 anisotrópicas. 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 u ovalizada. Cuando esto ocurre, la presión que se ejerce 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 microrresistivas y D-D. Mientras que para las herramientas sónicas de tres brazos, la posición de la herramienta no quedará en su totalidad centralizada, provocando que no se obtengan mediciones del todo correctas. 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 139-d). Esto provoca que no exista un buen contacto con las formaciones y que por lo tanto deban ser corregidos, ya que los cálipers siempre realizan las mediciones en la dirección del eje mayor, provocando que se obtengan en ocasiones mediciones no tan precisas de la verdadera geometría que tiene el agujero (Figuras 140 y 141).

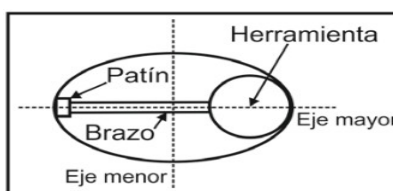


Fig. 140 – Esquema que representa la posición preferencial de las herramientas en agujeros ovalados (Ricco, 2012).

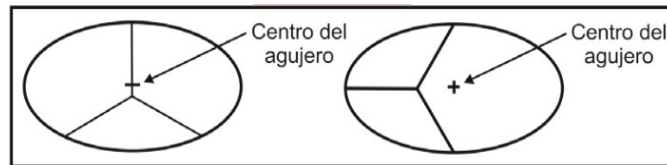


Fig. 141 – Esquema que representa la posición de las herramientas sónicas en agujeros ovalados (Ricco, 2012).

Es recomendable por ello, que las mediciones sean realizadas por medio de las herramientas que cuentan con cuatro brazos, como la BGT o la HDT y la SHDT. Esto debido a que gracias a la obtención de los dos calípers verticalmente perpendiculares, se logran obtener mediciones de una geometría del agujero mucho mejor definida, aún cuando se presenten algunos de los efectos descritos con anterioridad (Figuras 142 y 143).

Presentación del registro.

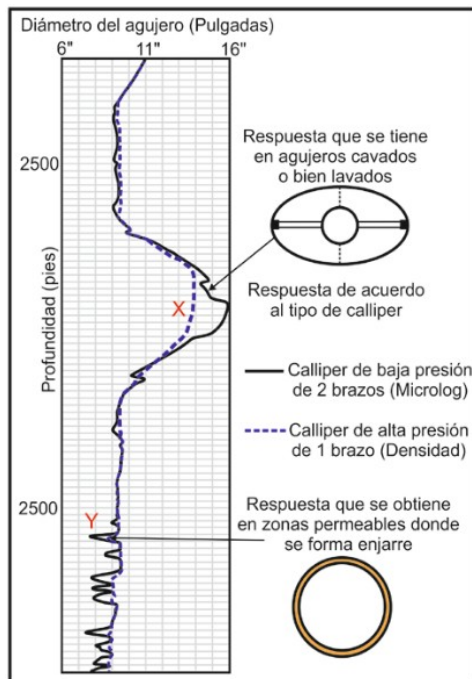


Fig. 142 – Muestra de un registro calíper utilizando herramientas de uno y dos brazos en donde se puede apreciar la diferencia entre las mediciones de ambas, siendo la sección X un intervalo cavado o bien lavado en donde la herramienta de densidad tiene problemas para realizar las mediciones, a diferencia 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 (Bassiouni, 1994).

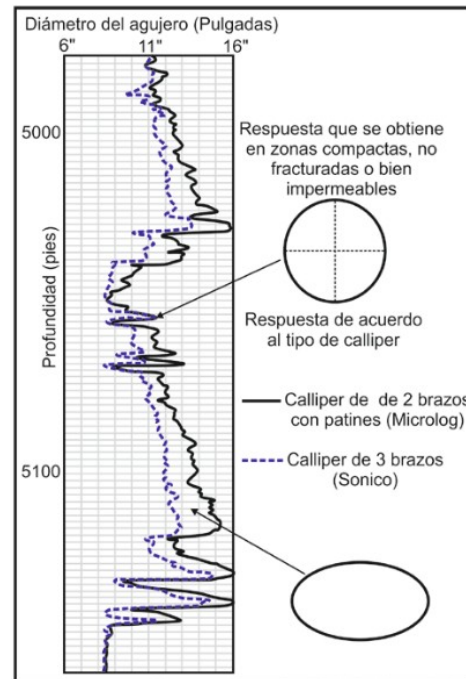


Fig. 143 – Muestra de un registro calíper, utilizando herramientas de dos y tres brazos en donde se logran apreciar variaciones muy grandes entre las mediciones por ambas herramientas debido a muchas irregularidades en el pozo, presentando casi en su totalidad una geometría ovalizada. La curva del microlog estará leyendo el eje mayor de la elipse mientras la herramienta sónica estará midiendo el eje menor reflejándose esto en el registro (Bassiouni, 1994).

Correcciones. No es muy común que se le haga alguna corrección al registro calíper, 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 puede provocar que se generen 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 cáliper es revisar que la calibración de la herramienta concuerde con la calibración maestra antes de tomar el registro.

Aplicaciones. La principal aplicación que tiene el registro cáliper como registro geofísico dentro de la industria es 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 cáliper es un excelente registro para deducir la litología de las formaciones, sin embargo, para tener certidumbre en las interpretaciones debe correlacionarse 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 mencionan en seguida:

- 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 cáliper 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.

5.2 Registro de echados (Dipmeter log)⁵

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 azimuth), tomando como referencia el norte magnético y el norte geográfico del echado de los planos que son cortados por el pozo. Estos planos bien pueden ser límites entre capas, fracturas, fallas 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.

Entonces un plano 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.

Esto es posible realizarlo por medio de dos 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 tres a cuatro curvas de resistividad a partir de posiciones ortogonales en el agujero por medio de cuatro 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 microrresistividad 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 azimuth de las capas.

5 El presente subtema se desarrolla con base en la tesis de licenciatura *Principios De Medición De Los Registros Geofísicos De Pozos*, de Gustavo Alberto Ricco Macedo, presentada para la Facultad de Ingeniería de la UNAM, en 2012, retomando su capítulo “6.2 Registros de medición de echados”.

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 microrresistividad 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.

Principio de medición. El principio de medición que rige a las herramientas de medición de echados se centra en poder estar constituidas de tres electrodos montados en patines dentro de un plano perpendicular al eje de las herramientas (siendo tres el número mínimo de puntos o electrodos necesarios para poder definir la superficie de un plano) y los cuales se encuentran situados a 120° uno respecto al otro (para las herramientas de tres brazos) o bien a 90° (para las herramientas de cuatro brazos como la HDT y SHDT) entre ellos (Fig. 144). Lo más común es que se realicen las mediciones por medio de herramientas que cuentan con cuatro brazos y sus respectivos patines, aunque también existen otras herramientas que utilizan hasta seis brazos obteniéndose con ello mucha más información de las condiciones geológicas en el pozo a diferencia de aquellas que solo cuentan con cuatro brazos. Esto permite que se mejoren considerablemente las mediciones incluso en agujeros ovalizados.

El propósito de dotar a las herramientas con tres 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 genera 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 microrresistividad, permitiendo con ello obtener la información necesaria para evaluar el echado y el azimuth de las capas o estratos. Como las mediciones realizadas por medio de los electrodos a las formaciones son microrresistivas 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. Del mismo modo, 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 azimuth, y el diámetro del agujero.

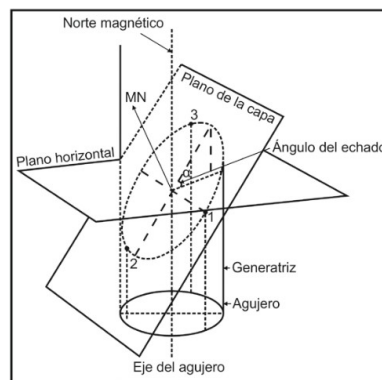


Fig. 144 – Esquema que muestra el principio de medición de la herramienta. En ella se aprecia que las resistividades son obtenidas por medio de electrodos colocados ortogonalmente alrededor del agujero y luego correlacionados para determinar el echado y dirección de los planos de estratificación (Ricco, 2012).

La orientación de la sonda estará definida por el azimut que exista en uno de los patines (el patín 1), siendo el ángulo formado entre la proyección horizontal de las líneas perpendiculares al eje de la sonda y que pasen a través del patín 1, y el norte magnético. Por otro lado, la desviación del agujero se medirá utilizando 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 calíper en ángulos rectos unos de otros.

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 cuatro electrodos situados 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 compás de inducción.

Poco después surgió una herramienta de medición de echados la cual basaba 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 tres patines con tres electrodos pegados a la pared del agujero, registrándose con ello tres curvas distintas y correlacionables de SP. 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 reemplazada por herramientas con un diseño eléctrico, las cuáles 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 Measurement), la cual permitía obtener un registro continuo sobre la desviación y el azimut del agujero, así como también la orientación de un 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 microlog y posteriormente las de un microlaterolog para obtener 3 curvas de resistividad de alta resolución vertical en agujeros que tuvieran variaciones de 4" a 19" en sus diámetros.

Finalmente, para obtener los cálculos de los echados por medio de la CDM, se hacía una correlación entre las tres 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 cuatro patines con electrodos colocados entre sí, 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 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 uno de los patines 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 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 seis brazos mecánicos, o bien de dos 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.

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 12 – Tipos de herramientas de medición de echados patentadas por las distintas compañías de servicios (Rider, 2000).

Como se podrá observar en la Tabla 12, 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.

Herramienta de medición de echados de alta resolución (HDT). Esta herramienta surgió en el año 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 (Fig. 145) se basa en cuatro brazos mecánicos con patines acoplados ortogonalmente entre ellos y con un solo electrodo elongado por cada patín, siendo en total cuatro las mediciones microrresistivas o microconductivas simultáneas las que se pueden realizar para calcular la dirección e inclinación de las capas. Su configuración por otro lado, mejora notablemente el contacto 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 prevenir que si se da el caso de que un patín no haga buen contacto con la pared del agujero, los tres patines restantes sí lo tengan, obteniéndose con ello la información suficiente para poder definir los planos de estratificación, y posteriormente el echado de las capas. Con ello se logran obtener 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 opera 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), y consiste en la emisión de una corriente alterna de baja frecuencia proveniente de una fuente en la parte más baja de la

sonda, la cuál es conductiva, 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 (Fig. 146). Estos se encuentran separados por medio de una sección aislante del resto de toda la herramienta que es igualmente conductiva permitiendo con ello que la mayor parte de la corriente esté sólo enfocada a través de los electrodos, los cuáles obligan a fluir a la corriente de forma perpendicular en las formaciones.

A este tipo de arreglo se le denomina de “enfoco 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 que la pared del agujero que está en contacto con los patines esté 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 frente a los electrodos. Del mismo modo, un dispositivo que mide la desviación del agujero también es registrado simultáneamente junto con la herramienta.

Esta medición, junto con las mediciones de las capas, permite calcular el echado de la formación, buscar las trampas estratigráficas, obtener información sobre el patrón de las estructuras internas, la 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 microrresistividad 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.

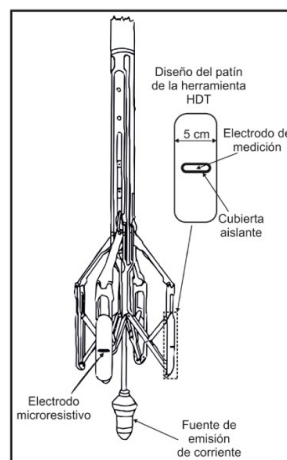


Fig. 145 – Esquema que muestra el diseño de la herramienta de medición de echados de alta resolución (HDT) de la compañía Schlumberger así como también el diseño de los patines que realizan las mediciones resistivas sobre la pared del agujero para obtener con ello el echado y azimut de las formaciones (Rider, 2000).

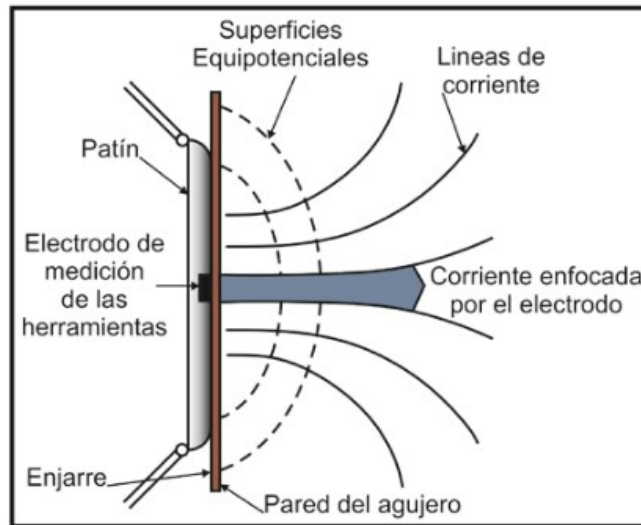


Fig. 146 – Esquema que muestra el principio de medición de la mayoría de las herramientas de medición de echados donde se aprecia cómo enfoca la corriente el electrodo a la formación a partir de la corriente emitida por la fuente en la parte inferior de la sonda (Ricco, 2012).

Actualmente las mediciones más modernas se centran en obtener la corriente que fluye a través de cada electrodo en función de la profundidad. 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 quien ajuste el voltaje y la corriente total emitida para adecuar las mediciones a las condiciones presentes en el agujero.

Características de las curvas de microresistividad. De las herramientas de medición de echados, independientemente de la compañía y/o de la herramienta que se esté 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 dichas curvas, será 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 obtienen 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 sólo 0.1”, lográndose con ello un notable aumento de información de los echados de las capas permitiéndonos al final, poder conocer con más precisión la configuración de las formaciones a profundidad.

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 (Fig. 147). 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 las formaciones. Al igual que la HDT, la herramienta SHDT cuenta en su diseño con cuatro patines, sin embargo, los patines se modificaron para hacerlos mucho más pequeños que los de su antecesora, permitiéndole de esta manera, mejorar el contacto 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, lo constituye el hecho de que esta herramienta no solo cuenta con un electrodo de medición por patín, sino que ahora cuenta con dos electrodos circulares de 1 cm acoplados por patín, permitiéndole a la herramienta tener una mayor redundancia en las medicio-

nes de los echados, y que a su vez también sea posible 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.

En cuanto al principio de medición, en la SHDT al igual que con la HDT, tanto los electrodos como el cuerpo mismo de la sonda se mantendrán con el mismo potencial, mientras que la corriente enfocada por los electrodos variará con los cambios en la resistividad y/o conductividad de las formaciones que se encuentren frente a ellos. Como la corriente emitida irá variando constantemente, dependiendo de estas variaciones, estas se graficarán tanto en bajas 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 forma que siempre se tengan altos contraste de resistividad en el registro.

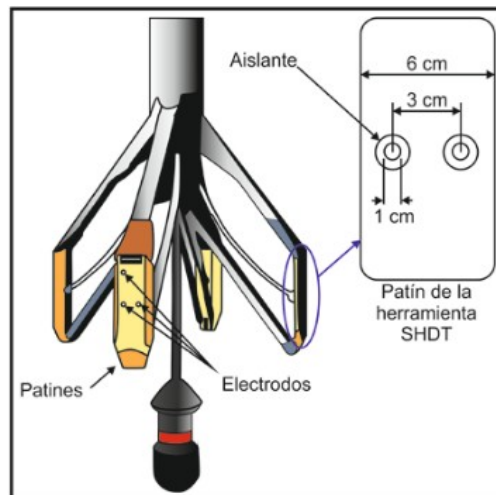


Fig. 147 – Esquema que ilustra el diseño de la herramienta y de los patines en la SHDT (Ricco, 2012).

Herramienta de medición de echados en lodos base aceite (OBDT). Esta herramienta, como las dos anteriores, fue patentada por la compañía Schlumberger debido a 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 (Fig. 148) de la herramienta OBDT se basa en estar constituida por cuatro brazos mecánicos, al igual que las herramientas HDT y SHDT, sin embargo, el principio de funcionamiento con el que opera esta herramienta es diferente ya que el lodo de perforación utilizado ahora será no conductor, por lo tanto, no existirá un medio que permita inyectar la corriente a las formaciones provocando que aque-

llas herramientas que realizaban las mediciones por medio de métodos eléctricos tipo laterolog (la HDT y SHDT), no funcionen bajo esta limitante. En ocasiones el uso 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.

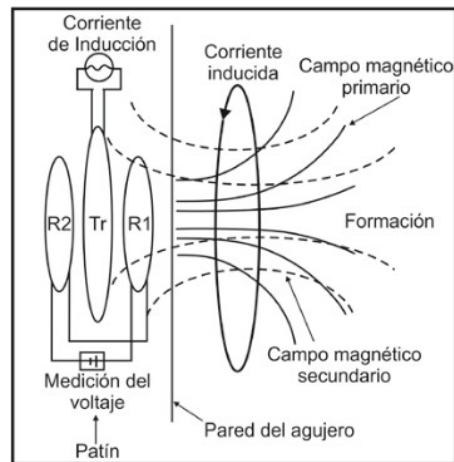


Fig. 148 – Esquema que ilustra el principio de medición con el que opera la herramienta OBDT (Ricco, 2012).

La herramienta OBDT emplea entonces en sus mediciones, el mismo “principio de inducción” con el que operan las herramientas de inducción, que 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 dos microbobinas receptoras por patín. Esto permite que cada microbobina transmisora sea alimentada por una corriente “alterna” oscilatoria de alta frecuencia e intensidad constante, generándose con ello un campo magnético que induce a su vez, corrientes eléctricas conductoras hacia la formación que rodea el agujero. Estas corrientes generan a su vez su propio campo magnético, el cuál es proporcional a la conductividad de la formación y por lo tanto, lo que hará la herramienta OBDT será medir las diferencias de voltaje que se produzcan entre las bobinas receptoras siendo esto al final, proporcional a la conductividad de la formación.

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 1”, mientras que su resolución vertical, será de entre 2 y 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.

Presentación del registro. Hay dos 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 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 tres curvas siendo estas, el azimuth del electrodo 1 respecto al norte magnético (AZ), la orientación de este electrodo en relación con la dirección del agujero (su inclinación relativa o DAZ), que es el ángulo que existe entre la desviación del agujero y la posición en la que se encuentra el electrodo, 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 tres curvas de resistividad en el caso de aquellas herramientas de tres brazos, o bien, cuatro curvas de resistividad en el caso de las herramientas HDT, SHDT y la OBDT, además de poder obtenerse también dos calípers 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 corregir automáticamente por computadora las diferencias de velocidad que se puedan generar en la adquisición o bien en la herramienta si esta se llegase a atorar o atascar dentro del pozo.

El formato en el cual se pueden presentar todos estos valores o mediciones variará en gran medida, dependiendo del tipo de herramienta que se utilice, así como de la compañía que lo esté registrando, sin embargo, las escalas más comunes en las que pueden ser presentados los registros son de 1/1000, 1/500 o 1/200, siendo esta última la más 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 muy delgadas (desde los 2 a los 10 pies).

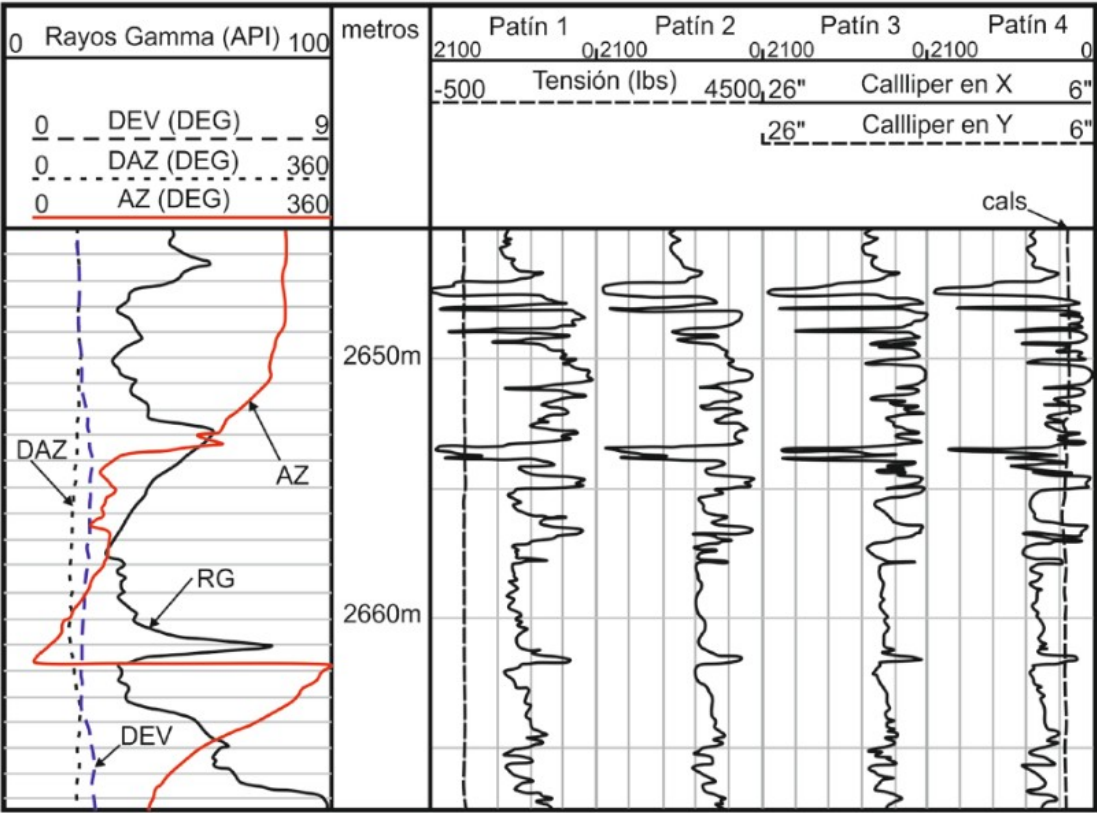


Fig. 149 – Ejemplo de un registro de medición de echados tomado con la herramienta Diplog de la compañía Western Atlas en el que se ilustran las distintas curvas obtenidas por los patines en distintas posiciones en el pozo, así como también los calípers y una curva de tensión (Rider, 2000).

Representación gráfica de los registros de medición de echados. Como se logra apreciar en la Figura 149, los registros de medición de echados consisten en una variable dependiente (la profundidad) y dos variables independientes (el echado y el azimut de las formaciones), lo que complica en algunos casos una buena interpretación gráfica de los registros. Por ello, la forma más común o estándar, desarrollada para poder interpretar los datos brindados por las herramientas, es por medio de gráficos tapdole, también conocidos como gráficos de flechas o de renacuajo. Estos están 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.

El uso de este tipo de simbología para los echados y azimuts de las formaciones dependerá, 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 vacío indicará que la calidad de las mediciones es incierta, y por ende no tan confiables. Por otro lado, la presencia de un asterisco en el registro 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 estos se deben detallar en el encabezado del registro.

Este tipo de representación gráfica contiene, además de los puntos tapdole en el segundo carril, las curvas calíper, 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 sirve para graficar los echados y azimuts de las capas a profundidad, existen del mismo modo otras numerosas maneras de 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 con los requerimientos que se necesiten para estudiar las formaciones en los pozos, particularmente en aquellos 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, realizar mapeos estructurales, interpretaciones tectónicas y sedimentológicas, entre otras.

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 analiza gráficamente la geometría de las capas de forma analítica dibujando sus trazas en la red (tanto los planos como sus polos), y su utilización e interpretación se realiza solo para cierto tipo de intervalos de interés, pero especialmente para zonas donde se necesiten datos estructurales de las formaciones de forma muy cuidadosa (Fig. 150).

Representación FAST (Traza de simulación anómala de la formación). Esta representación gráfica (Fig. 151) 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 centrará, principalmente, en brindar datos de interés sobre fenómenos tectónicos o bien discontinuidades sedimentarias.

Representación tipo Stick Plot. Este tipo de representación gráfica (Fig. 152) 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 azimuth, aunque el azimuth no se representa en este tipo de gráfico. Estos se presentan usualmente por medio de dos secciones ortogonales (a 90° una de la otra) típicamente en Norte-Sur y Este-Oeste siendo estas, la representación de los echados aparentes en la orientación indicada, permitiendo a los geólogos encargados de estos tipos de registros, trazar los echados en secciones geológicas correlacionables entre pozos que no se encuentren desviados. Esto resulta particularmente útil 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.

Representación SODA (Separación entre echados y azimuths). 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 azimuths de las formaciones, se grafican de forma separada, permitiendo con ello que se pueda notar con mucho mejor detalle la dirección preferencial del azimuth y su valor para fines estructurales o bien sedimentológicos (Fig. 152).

Representación de frecuencia azimuthal. Esta representación gráfica permite que los azimuths calculados en un intervalo de profundidad dado sean dibujados o representados en forma de un histograma circular. En ello, el valor del azimuth 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 azimuths caigan en ese rango.

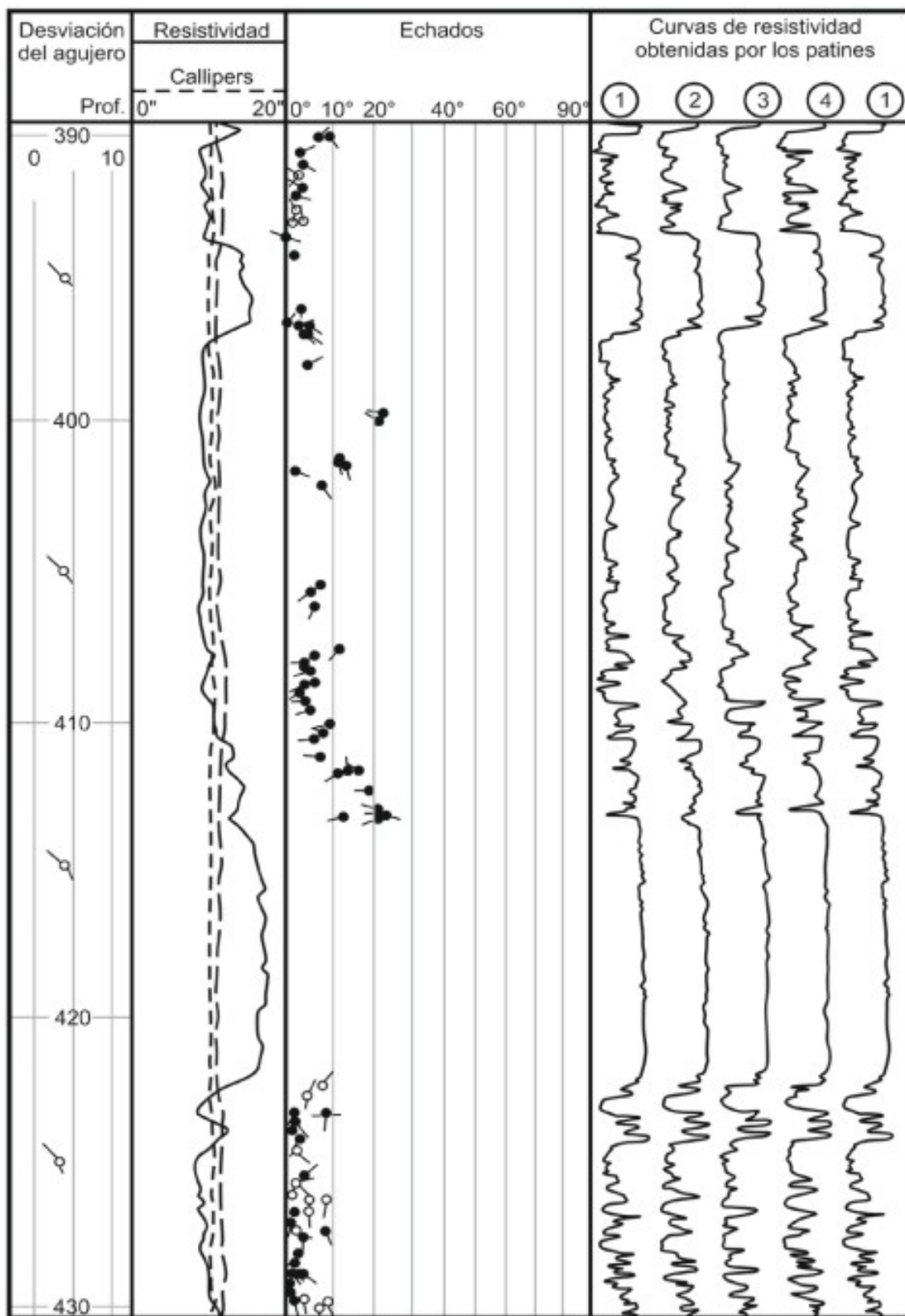


Fig. 150 – Ejemplo de un registro de medición de echados, representado como un gráfico tapdole en el que se logran observar las curvas de resistividad adquiridas ya sea por medio de una HDT, una SHDT, o bien una OBDT, obtenido en un pozo con intervalos de arenas (Luthi, 2001).

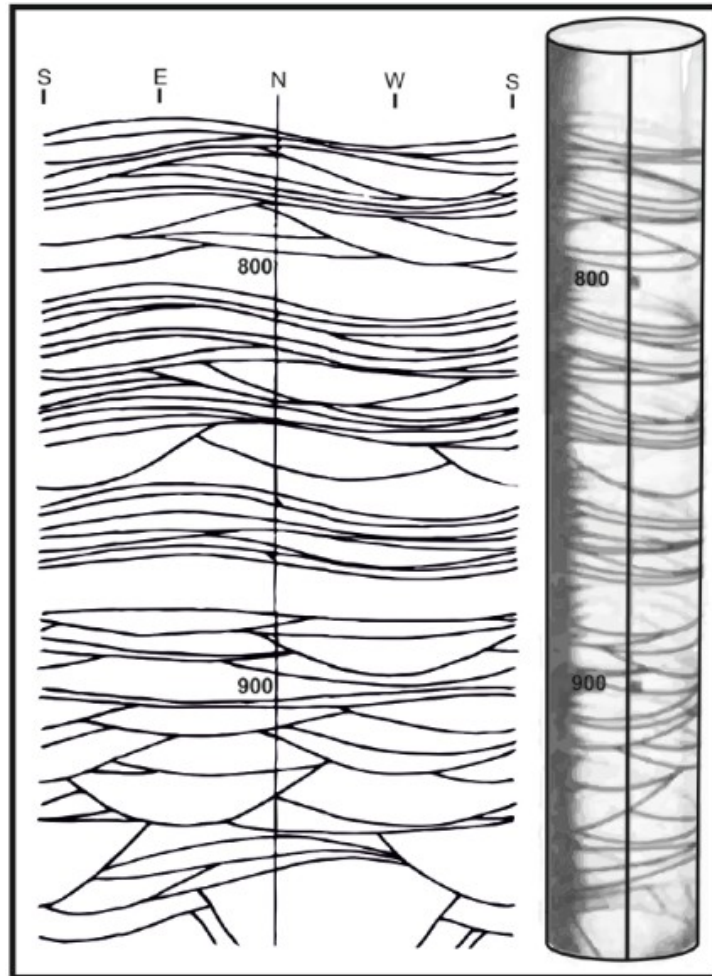


Fig. 151 – Ejemplo de una representación FAST de los echados de las formaciones, visualizándose estos como si fuese una sección cilíndrica enrollada (Luthi, 2000).

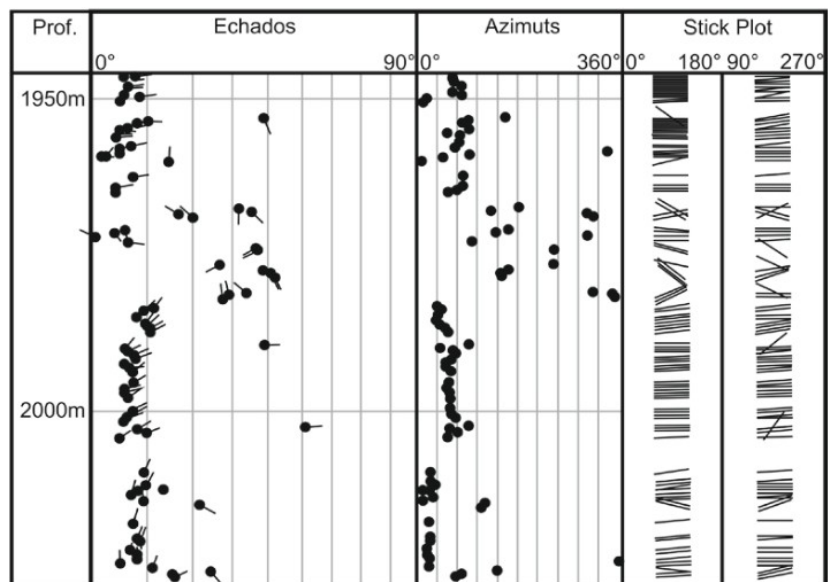


Fig. 152 – Ejemplo de una representación SODA en conjunto con una tipo STICK PLOT, lográndose apreciar en columnas distintas los echados de los azimuts, así como una representación en líneas o varas de los echados en las formaciones (Luthi, 2000).

Correcciones

No hay un efecto en particular por el cuál haya que corregir las lecturas brindadas por las herramientas, sino que el posterior procesamiento 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 coradas, etc.), la calidad con la que se lleva a cabo el proceso de adquisición y la calidad en el tipo de procesamiento llevado a cabo para obtener los datos finales.

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 está atravesando y debido a que esta se encuentra fracturada, colapsada, o bien sus características mecánicas y texturales no favorecen una buena estabilidad en los pozos, por lo tanto, esto repercute en que no se logren obtener con una buena precisión los marcadores estratigráficos necesarios para realizar las reconstrucciones estructurales.

Tipo de lodo de perforación utilizado. Si en lodos conductores, 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 incrementará demasiado, provocando 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 atenuen o desaparezcan pequeños detalles en las curvas. En lodos no conductores, por otro lado, es necesario utilizar un patín guía o un “cuchillo” para desprender las capas no conductoras de lodo de las formaciones.

Adquisición y procesamiento de los datos. Estos dos 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 poder realizar las mediciones en condiciones que sean las óptimas para las herramientas, con la finalidad de poder evitar dificultades técnicas que se pudiesen presentar, como la rotación de la herramienta en el agujero, o que se pueda atascar o atorar en algunos intervalos dentro del pozo. Para ello, tanto la calibración previa como 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 no corresponder a los intervalos de interés. Para la etapa de procesamiento, por otro lado, habiéndose realizado una buena adquisición en donde se asegure la confiabilidad y la calidad de las mediciones realizadas, se procede 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 sólo aquellos datos que se repitan de un nivel al otro, logrando 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, esta es también su desventaja ya que, en algunos casos puede considerarse 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.

Aplicaciones

Son tres las principales aplicaciones que se le pueden dar a los registros de medición de echados. Su utilidad o aplicación 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 su geometría. 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.

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 esta lenticular, paralela, ondulada, gradada, de tipo flysch, cruzada u otra, en las capas y el ambiente de depósito en el cual ocurrió (Fig. 153). Adicionalmente con ello también es posible obtener 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.

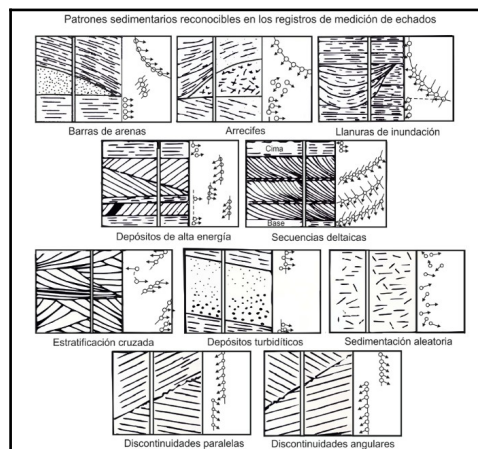


Fig. 153 – Ilustración que muestra los patrones sedimentarios que son posibles reconocer por medio de los registros de medición de echados HDT, SHDT, OBDT (Pirson, 1977).

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 adquisi-

ción 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 planteado en los registros, permitiendo 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 (Fig. 154).

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 hechas 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.

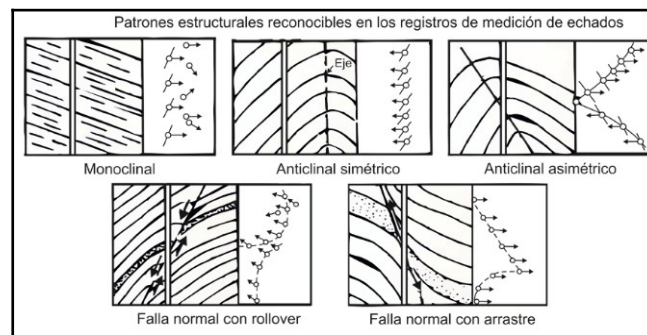


Fig. 154 – Ilustración que muestra los patrones estructurales que pueden ser interpretados por medio de los registros de medición de echados HDT, SHDT, OBDT (Pirson, 1977).

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.

Como fuente de información tectónica. Un buen entendimiento de la tectónica global, 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 las lutitas, las margas, las arcillas etc. Dependiendo en gran medida de la intensidad con la cual se den las 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 (Fig. 155).

El cuarzo, por ejemplo, en rocas 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 radicarán en que con ello, se podrá definir cómo se encuentra constituida la fábrica secundaria adquirida en las cuencas sedimentarias de depósito.

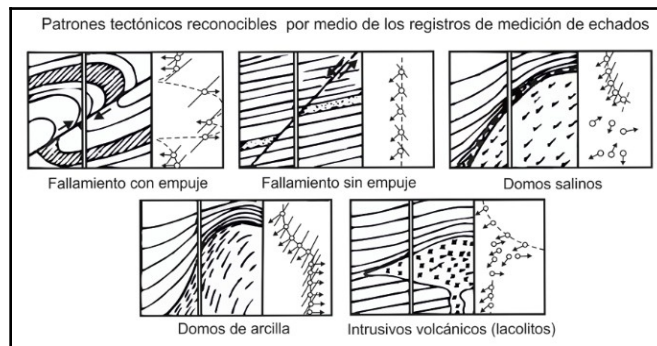


Fig. 155 – Ilustración que muestra los patrones tectónicos que pueden ser interpretados por medio de los registros de medición de echados HDT, SHDT, OBDT (Pirson, 1977).

6. Nuevas tecnologías de registros en pozo

Objetivo: El alumno conocerá los principios de medición, presentación y aplicaciones de las nuevas tecnologías de registros geofísicos de pozo.

6.1 Registros de imágenes⁶

Antecedentes. 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, 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 sólo 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. Los primeros 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 logró 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 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 hubo un desarrollo explosivo en las 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 analizar con más precisión la información obtenida al pasar de analógica a digital. Por lo tanto, esto permitió a las herramientas de imágenes, tener varias ventajas sobresalientes comparadas con las herramientas de echados, ya que mientras las herramientas estándar obtienen puntos de medición cada 6”, las herramientas de imágenes obtienen los mismos puntos de medición, pero cada 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 con respecto a su echado y su azimut, sino que ahora se logra obtener imágenes computarizadas 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 proveen además a los ingenieros encargados de la adquisición de los registros, de observaciones continuas detalladas sobre las variaciones verticales y late-

6 El presente subtema se desarrolla con base en la tesis de licenciatura *Principios De Medición De Los Registros Geofísicos De Pozos*, de Gustavo Alberto Ricco Macedo, presentada para la Facultad de Ingeniería de la UNAM, en 2012, retomando su capítulo “7- Imágenes de Pozo”.

rales 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.

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”.

Se podría decir que estas herramientas son muy similares a las herramientas de medición de echados, siendo incluso consideradas como de “súper” 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 generar 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, a la gran cantidad de información y al 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 (HDT, SHDT, y OBDT). Provee además de una identificación casi directa sobre cambios en la estratificación de las formaciones, identificación de fracturas, fallas, laminaciones, vórgulos, 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 cuál es modulada directamente en los cambios de resistividad y/o conductividad en las formaciones, y es usada para enfocar los cambios rápidamente a señales de frecuencias altas. 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, comprendidos desde 0.1 ohm*m, hasta más de 10,000 ohm*m.
- Tiene una sensibilidad sumamente alta permitiendo observar detalles tan pequeños en las formaciones como pequeñas fracturas, y hasta eventos contrastantes de bajas resistividades como lo son cristales de pirita en las formaciones.
- Su sensibilidad puede disminuir con ciertas condiciones de agujero, como con la rugosidad del mismo, lodos muy pesados y formación de enjarre, así como también con la posición que pueda tener la herramienta en el agujero.

- Permite tener una observación detallada de las formaciones y las variaciones que se pudiesen presentar tanto vertical como lateralmente.

Tipos de herramienta utilizadas en la adquisición de imágenes. Actualmente son dos los principales tipos 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, y la UBI de la compañía Schlumberger. De estas dos se obtienen imágenes acústicas de altas frecuencias de las formaciones. El segundo tipo de herramientas de imágenes las constituyen aquellas que utilizan los mismos principios eléctricos con los cuales funcionan las herramientas de echados, pero con estas se obtienen muchas más lecturas resistivas por metro de formación (hasta 192 mediciones en la FMI), permitiendo que se generen en consecuencia, imágenes eléctricas correspondientes a la respuesta de las formaciones.

Cabe mencionar que desde que se dio la aparición de la primera herramienta de adquisición de imágenes (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 13 y 14, de acuerdo con el principio de medición con el que operan y del tipo de imágenes que se generan por parte de las herramientas.

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 13 – Principales herramientas de imágenes eléctricas (Rider, 2000).

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 14 – Principales herramientas de imágenes acústicas (Rider, 2000).

Herramientas eléctricas de imágenes. Como su nombre lo indica, las herramientas eléctricas de imágenes utilizan como fuente o principio de medición los principios eléctricos en los que se basan las herramientas de medición de echados, pero con la variante de que en ellas, en lugar de tener un 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 procesamiento 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 sí 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 puede dividir entonces a las herramientas de imágenes, cuyo principio de funcionamiento sea eléctrico, en tres grupos principales dependiendo 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 centran su función 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.

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 del mismo modo 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 marcó el parteaguas en la adquisición de imágenes. En 1986, 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 (Fig. 156) está constituida de dos patines de imágenes (con 27 electrodos de 5 mm de diámetro cada uno y un espaciado lateral de 0.25 cm entre ellos) y dos patines de medición de echados efectuando las mismas funciones de la SHDT. Con ello se lograba obtener una cobertura de tan solo un 20% de imágenes de las formaciones en bandas ortogonales de 7 cm y en agujeros de hasta $7\frac{7}{8}$ ", o en agujeros estándar de 8.5" en una sola corrida. Esto hacía necesario tener 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.

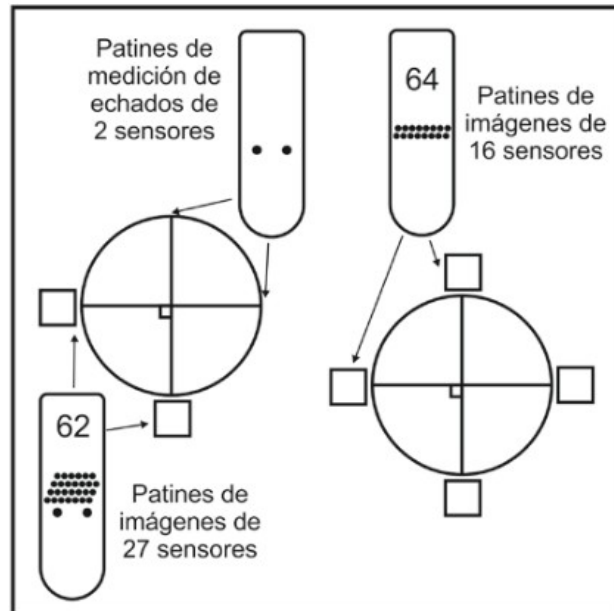


Fig. 156 – Configuración de las versiones de dos y cuatro patines de imágenes en la herramienta FMS para la adquisición de imágenes microeléctricas de las formaciones (Ricco, 2012).

Fue en 1988 que, debido a esta limitante en la herramienta, que Schlumberger modificó el diseño original sustituyendo ahora los patines de echados por dos 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. Sin embargo, a medida que los años transcurrían, la necesidad de las compañías petroleras por obtener más y mejores coberturas 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.

Herramienta de generación de imágenes microeléctricas de cobertura total (FMI). La herramienta FMI (Formation Microimager tool) 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 (una comparación se puede ver en la figura 159). Su diseño consta de cuatro patines de imágenes con 24 electrodos cada uno, acoplados a la herramienta por medio de dos brazos ortogonales (a 90°) del mismo modo en que se encuentran constituidas las herramientas de medición de echados. Sin embargo, la variante fundamental en el diseño de la FMI se centra en que dos de esos patines se encuentran articulados a los patines principales de manera como si fueran lengüetas igualmente con 24 electrodos para lograr extender el área de investigación o el contacto eléctrico de la herramienta con las formaciones (Fig. 157). Con ello se logra que sean finalmente ocho los patines de imágenes con los que cuenta la herramienta FMI. 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.

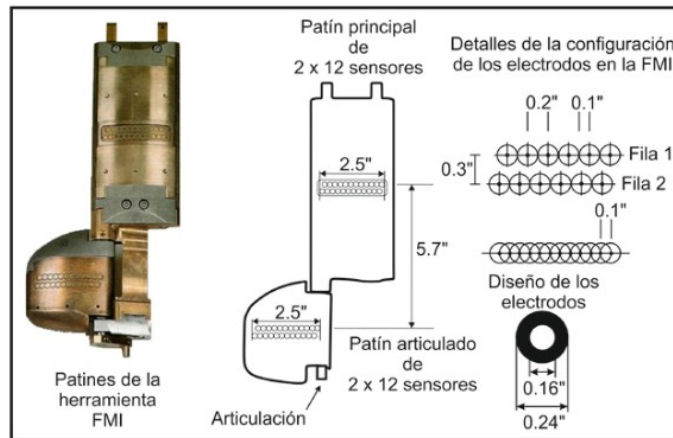


Fig. 157 – Diseño de los patines que integran la herramienta FMI, así como el diseño y las dimensiones de los electrodos que se encuentran acoplados los patines de la FMI (Ricco, 2012).

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 microelétricas, es el diseño de los patines de imágenes con los que cuenta. Estos patines se encuentran constituidos por un patín principal con dimensiones de 3.2" de ancho por 7" de largo, y un patín articulado adyunto al patín principal 15 cm por debajo de este con dimensiones de 3.2" de ancho por 2.5" de largo, por cada brazo de la herramienta FMI. Destaca también en su diseño, que sus caras no son rectas como ocurre con otras herramientas, sino más bien curvas para que exista un mejor contacto con las paredes del pozo.

Así, como se incrementó el número de patines en el diseño de la FMI 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 estudiadas. 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 diferencia 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" si se considera solamente el electrodo, y de 0.24" si se considera también la sección aislante 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.

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". 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, 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".

Esta configuración (Fig. 158) le permite a la herramienta generar datos cada 0.1", 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 tengan un ángulo de desviación muy grande o bien, en perforaciones horizontales (mientras que el caliper, 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 generar ade-

cuadramente las imágenes resistivas de las formaciones incluso en aquellas perforaciones sean muy complicadas.

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 un sistema telemétrico muy avanzado para procesar toda la información obtenida de las formaciones. Por otro lado la porción superior de la herramienta se diseñó 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 está constituida en su totalidad por 192 electrodos funcionando todos en conjunto cuando la herramienta despliega los patines articulados en los patines principales. Sin embargo, también es posible que solo se requieran las mediciones provenientes de los cuatro patines principales sin desplegar los patines articulados (Tabla 15), obteniéndose con ello imágenes resistivas de las formaciones provenientes de solo la mitad de los electrodos con los que cuenta la FMI (96 electrodos). El utilizar una u otra configuración dependerá en gran medida de las habilidades y del juicio del encargado de la toma del registro.

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 15 – Cobertura de imágenes que se pueden obtener en distintos tamaños de pozos utilizando las distintas configuraciones de herramientas microeléctricas (Rider, 2000).

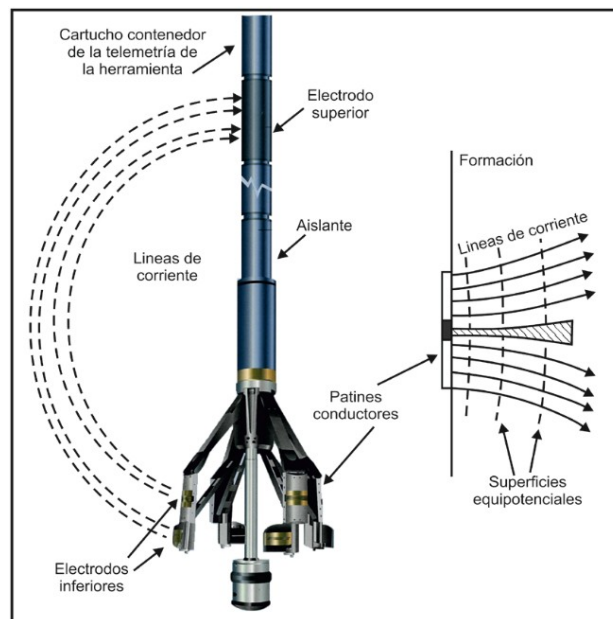


Fig. 158 – Diseño de la herramienta de imágenes microeléctricas FMI en donde se puede apreciar el diseño de los patines y los brazos de las herramientas, el electrodo de retorno y la porción aislante de la misma, así como también el principio de medición que utiliza para la obtención de las imágenes resistivas (Schlumberger, 2002).

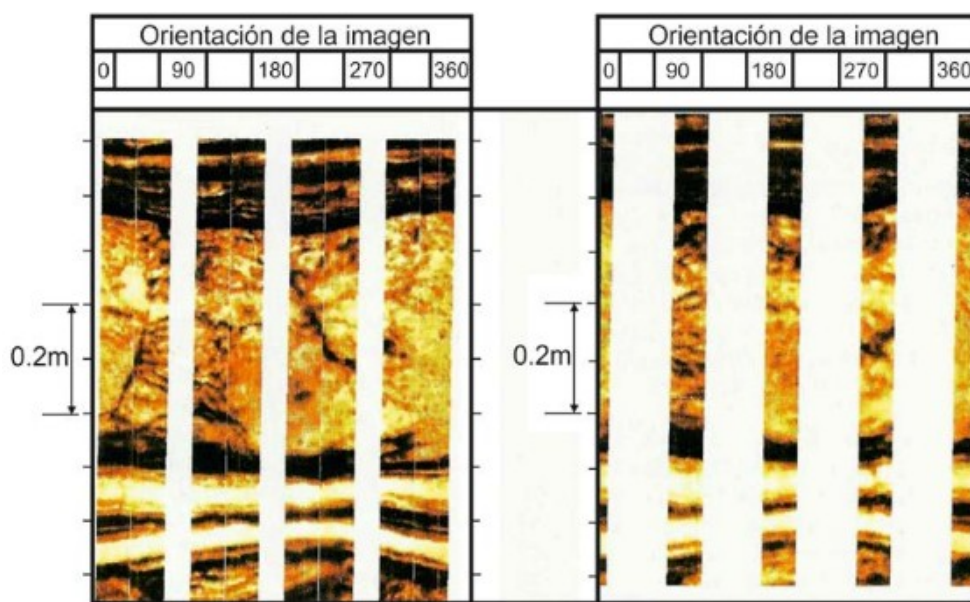


Fig. 159 – Ejemplo de dos registros de imágenes correspondientes al mismo intervalo en un pozo, donde se logra observar la distinta calidad y cantidad de información si se utilizan distintas versiones de las herramientas microeléctricas. De lado izquierdo se tiene un registro FMI donde se aprecia un mayor cubrimiento en comparación con un registro FMS del lado derecho (Ricco, 2012).

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 en este caso, cantidad de patines y sensores acoplados tanto a la FMS como la FMI, permiten 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 cuál 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.

Otras herramientas de generación de imágenes microeléctricas. Para principios de la década de los 90's, poco después de que apareciera la herramienta FMI de Schlumberger, tanto Halliburton como Western Atlas, 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. Consta de seis brazos, y por ende seis patines de imágenes y 150 sensores o electrodos en total, con lo que se lograba cubrir el 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 seis brazos y patines de imágenes al igual que la EMI de Halliburton, pero con 144 electrodos de medición en total, y con la diferencia de que la herramienta STAR (Fig. 160), además de emplear los mismos principios eléctricos que utilizan las demás herramientas, cuenta con un sensor acústico de imágenes con el cuál se pueden obtener imágenes tanto eléctricas como acústicas de las formaciones, logrando una cobertura del 56% del agujero.



Fig. 160 – Herramienta STAR de la compañía Baker Hughes (Ricco, 2012).

Creación de las imágenes microeléctricas. La creación y presentación de las imágenes microeléctricas a partir de los datos brindados por las herramientas FMI, FMS, EMI y STAR, se puede lograr al asignar colores particulares a los rangos de valores de resistividad. 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". Cuando estas mediciones se zonifican horizontal y verticalmente en el agujero, se irán generando consecutivamente mosaicos representativos de estos valores o matrices de "píxeles" de resistividad. Cada uno de estos tendrá un valor específico y su respectivo color asociado de acuerdo con el 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.

En cuanto a su presentación, estas imágenes se grafican de la misma forma tradicional con la que se grafican las mediciones de las demás herramientas de registros, siendo la coordenada *X* representativa de 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 de un cilindro de desdoblado (Fig. 161).

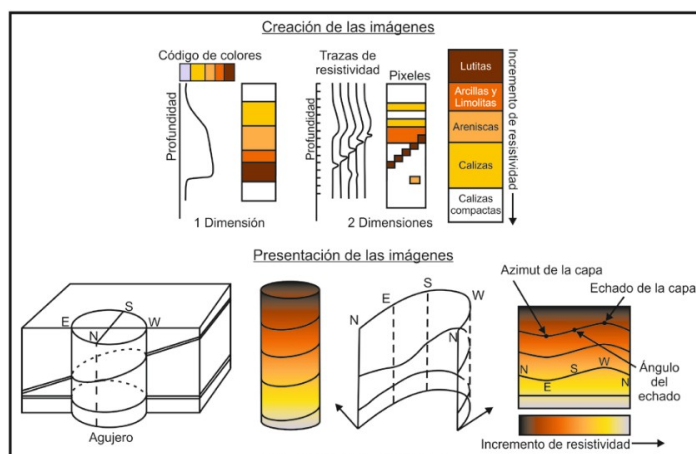


Fig. 161 – Esquema que ejemplifica como es que se crean las imágenes resistivas por medio de las herramientas de microrresistividad, así como también la presentación de las mismas definiendo el rumbo y echado de las capas (Ricco, 2012).

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 sinuosi-

dades 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 las capas, mientras que los puntos más bajos de las sinuosidades que cruzan el plano representarán el azimuth o dirección del echado.

Herramienta de imágenes microelectricas en lodos base aceite (OBMI). La herramienta de generación de imágenes microelétricas 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 diésel o lodos sintéticos.

Esta herramienta, al igual que las otras herramientas de imágenes microelétricas que existen (FMI, FMS, STAR, etc.), está constituida por cuatro patines de imágenes con cinco pares de electrodos o sensores de 0.4" al centro de cada uno de los patines en dos filas de electrodos (Fig. 162). Esto permite que la OBMI adquiera cinco mediciones de resistividad o "píxeles" 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", y con un espaciado entre píxeles 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.

El principio de medición con el que opera la OBMI es diferente al de 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. Con la OBMI una corriente alterna es inyectada a las formaciones por medio de dos 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.

$$R_{xo} = K \frac{dV}{I}$$

dónde,

- K = factor geométrico de la capa.
- I = corriente alterna emitida por el electrodo.
- dV = diferencia de potencial medida por la herramienta.

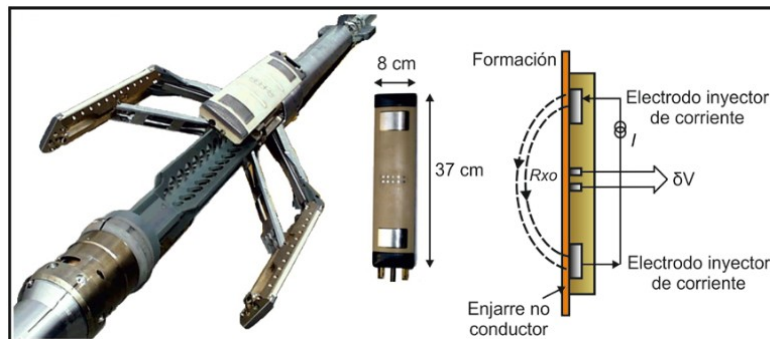


Fig. 162 – Diseño y principio de medición de la herramienta OBMI de la compañía Schlumberger, para la adquisición de imágenes en lodos base aceite (Schlumberger, 2001).

A partir de ello se podría decir que la herramienta OBMI proporciona datos de alta resolución de R_{xo} de forma cuantitativa con un error máximo del 20% y rangos que pueden variar entre 1 y 10,000 ohm*m. Además es 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 posibles de observar con registros convencionales, detección de fracturas inducidas por la perforación, etc. Sin embargo, todas o la 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 OBMI se puede combinar con herramientas de otros tipos, tales como la UBI, la OBDT, la FMI, la AIT, etc., para tener una mejor y mayor confiabilidad en las mediciones, así como también para hacer comparaciones de los datos adquiridos.

Herramientas macroeléctricas de imágenes (resistivas azimutales). Este tipo de herramienta es otra variante que existe dentro de la gama de herramientas eléctricas de adquisición de imágenes, pero con la diferencia de que en estas se utilizan mediciones híbridas tipo microeléctricas y doble laterolog. La principal y la más representativa es la herramienta de imágenes resistivas azimutales o ARI (Azimuthal Resistivity Imager) que hace este tipo de mediciones, siendo incluso considerada como una nueva generación de herramienta laterolog, al acoplar dentro de la herramienta DLL, un arreglo de doce segmentos de electrodos azimutales emplazados al centro del electrodo A_2 (Fig. 163). 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 doce mediciones resistivas direccionales alrededor del agujero tomadas cada 0.5" en sectores de 30° y con una resolución vertical de 8".

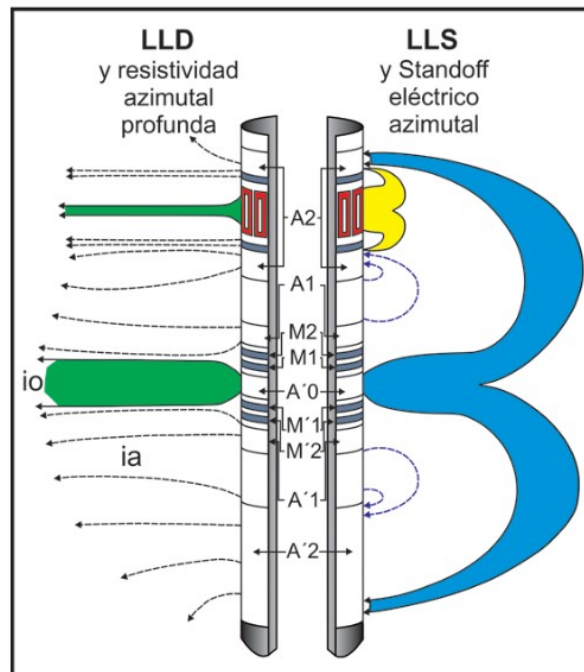


Fig. 163 – Esquema que muestra cómo se encuentra constituido el arreglo de electrodos azimutales de la herramienta ARI dentro de la herramienta DLL, así como las líneas de corriente que se generan de los distintos electrodos (Ricco, 2012).

La herramienta DLL opera simultáneamente a dos frecuencias, una de 35 Hz para las mediciones laterologs profundas (LL_d) y otra de 280 Hz para las mediciones laterologs someras (LL_s). 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 doce 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 . Se agregó además un electrodo monitor a cada electrodo azimutal para controlar las corrientes 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 de este, 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 interferencias en la los haces de corriente de 35 Hz.

Esta medición auxiliar es muy somera y con las líneas de corriente muy próximas a la sonda de donde la mayor parte regresa a través del electrodo A_2 , muy cerca de los electrodos azimutales. Y ya que el agujero es generalmente más conductor que las formaciones, las líneas de corriente que se generen en él, tenderán a quedarse en el lodo, el cuál 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 cuál 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 doce imágenes azimutales del agujero al medir las diferencias de potencial (dV_i) entre los electrodos anulares M_3 y M_4 ubicados dentro del electrodo A_2 y los electrodos azimutales alojados en A_2 .

El principal propósito de haber dotado a la herramienta DLL de este arreglo relativamente pequeño de doce electrodos azimutales acoplados al centro del electrodo A_2 (Fig. 164), tiene su fundamento en querer obtener una docena de mediciones orientadas de resistividad profunda sin afectar las mediciones realizadas por la DLL a distintas profundidades de investigación por la LL_d y la LL_s .

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 no tan buena como las imágenes que se obtienen de la FMI o la UBI (Ultrasonic Borehole Imager), pero con resultados tres o cuatro veces mejores 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 ft/h cuando se requieren hacer mediciones de los echados de las formaciones, o bien puede disminuir a 1800 ft/h cuando se desea conocer más a detalle 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.

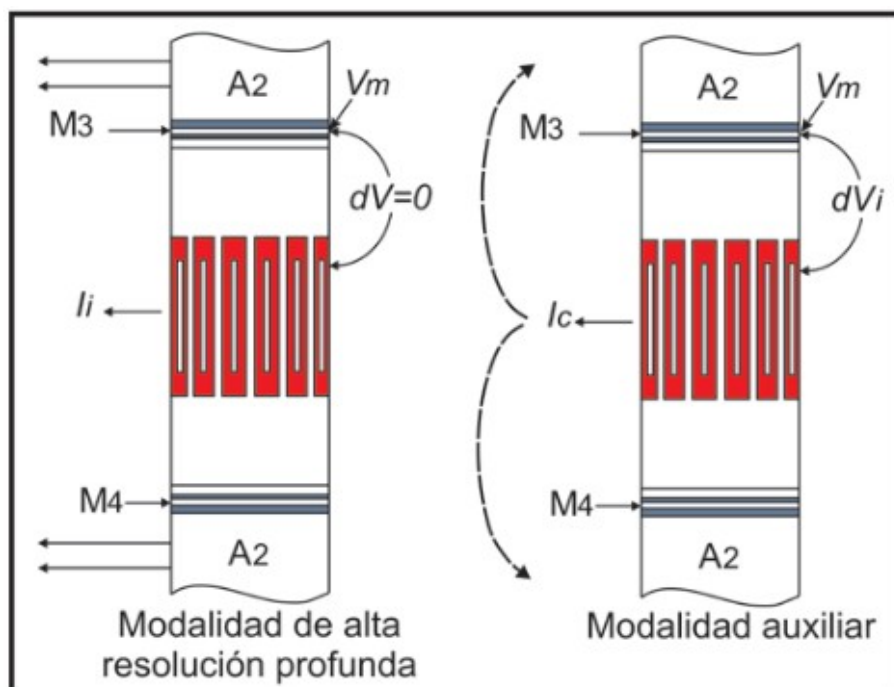


Fig. 164 – Esquema que muestra el arreglo de electrodos azimutales dentro del electrodo A₂ de la DLL y los patrones de corrientes que se pueden obtener dependiendo de la modalidad de medición que se utilice, ya sea bien con los electrodos de monitoreo o en modo auxiliar (Ricco, 2012).

Otras herramientas de macroresistividad. Similar a la herramienta ARI (Azimuthal Resistivity Imaging), en 1989 el Buró 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 pozo, especialmente en agujeros cuyos diámetros son muy pequeños ya que la herramienta tiene un diámetro de tan solo 2". Esta 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.

Presentación de los registros eléctricos de imágenes. La representación básica de los registros eléctricos de imágenes es la misma que se utiliza para la representación de las imágenes acústicas, pero con la 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 más resistivos (Fig. 165).

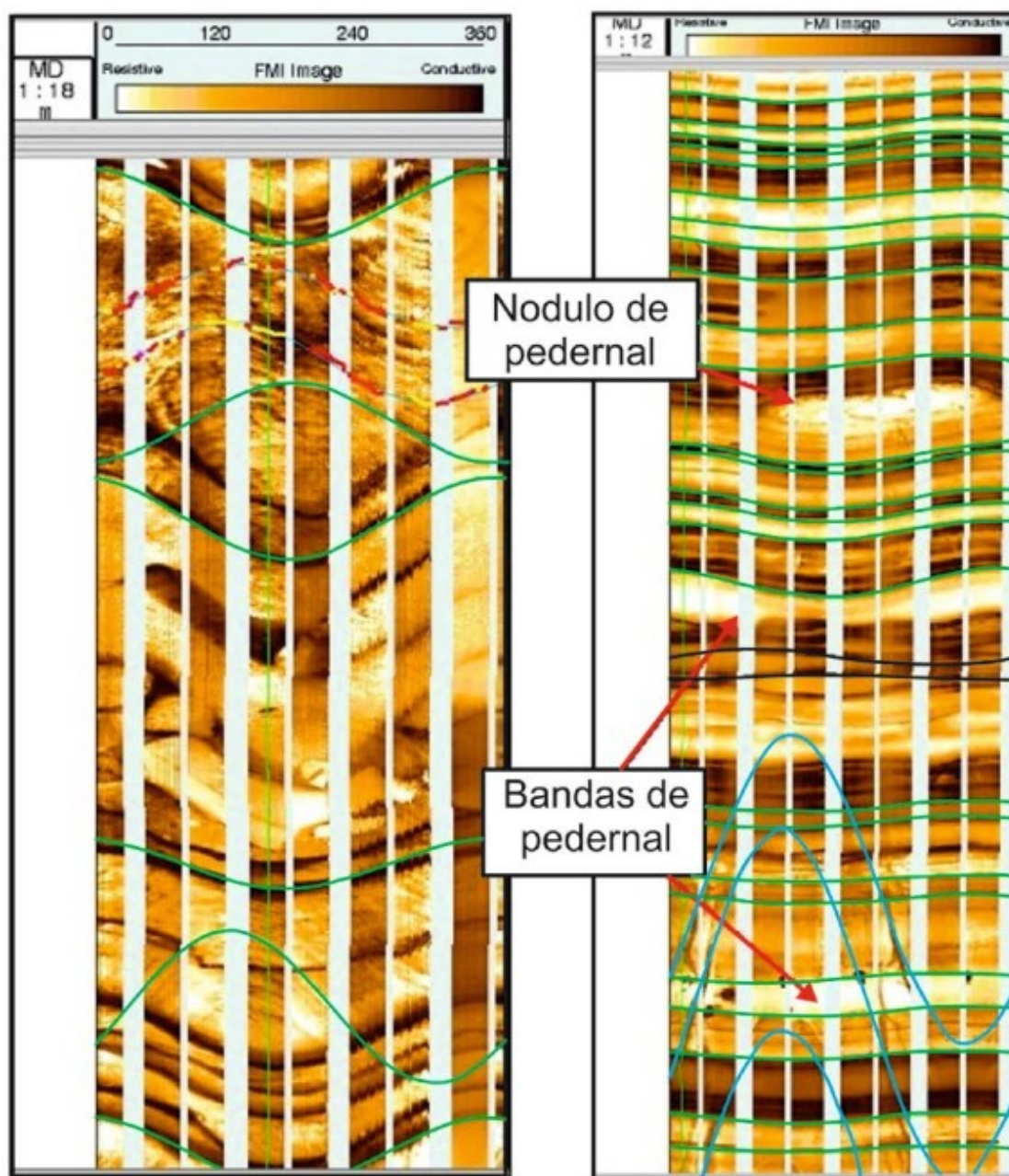


Fig. 165 – Ejemplos de registro de imágenes obtenidos por medio de la herramienta FMI en donde se logra observar del lado derecho una brecha de colapso de 4253 a 4254 m mientras que, del lado izquierdo, se puede visualizar cómo la formación está estratificada por litologías muy resistivas y otras muy conductoras, siendo las capas más oscuras las conductoras y las zonas más claras las menos conductoras (Apuntes de clase de registros geofísicos de pozos, 2011).

Aplicaciones de los registros eléctricos de imágenes. Se podría decir que antes de que aparecieran las herramientas de imágenes eléctricas, nunca se había podido conseguir el detalle y la calidad que estas ofrecen en la determinación de rasgos geológicos de las formaciones. Además, se logró observar por primera vez rasgos de tipo estructural tales como fallas, fracturas, estratificaciones, cavidades, etc., y todos y cada uno de estos rasgos sin tener que interpretar los datos y las curvas generadas 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 dos grandes grupos: el análisis estratigráfico de las formaciones, y el análisis estructural.

- **Análisis estratigráfico:** 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. Este análisis comprende dos ramas principales dentro del análisis de las imágenes, teniendo implicaciones, primero para la evaluación del tipo de estratificación, la cual se encuentra expresada con los atributos de las imágenes en cuanto al brillo, color, tamaño y resolución de las imágenes, dependiendo del tipo de textura en las imágenes, en donde se pueden distinguir fácilmente los plegamientos y deformaciones. 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 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 más allá de estos rasgos, comprendiendo múltiples aplicaciones, tales como la identificación de fallas y discontinuidades, análisis de plegamientos, análisis y cuantificación de fracturas (ya sean que estas sean abiertas, 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 la erosión provocada 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.

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), 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 estas, 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.

Herramienta BHTV (Borehole Televiewer). El concepto de esta herramienta fue introducido a finales de la década de los 60's 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 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 afirmar 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 pozo, produciéndose con ello imágenes acústicas de altas resoluciones de las paredes del pozo. Hoy en día, la 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 alojados en la BHTV permitirán 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 ft/h.

Diseño y principio de medición de la BHTV. La herramienta BHTV tiene un diámetro de $3\frac{3}{8}$, con una longitud máxima de 12 ft, un magnetómetro, un acelerómetro y la electrónica asociada (Fig. 166). Su principal componente es un transductor piezoeléctrico ultrasónico, que actúa como fuente emisora de la señal acústica, y como receptor de la misma. Dicha señal está generada por un motor rotatorio que gira rápidamente alrededor del eje de la herramienta varias veces por segundo. Esto permite que se generen ráfagas de pulsos ultrasónicos de altas frecuencias (2 MHz), en rangos de 1500 pulsos por 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 dos mediciones cuantitativas producto de los cambios en la amplitud de la señal (Fig. 168).

- **El tiempo de tránsito:** El tiempo de tránsito se encuentra definido como el tiempo que le toma a los pulsos ultrasónicos emitidos por el transductor, 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 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 siguiente ecuación, 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= 1kg/m²*S).

$$R = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1}$$

Este coeficiente de reflexión (R) será directamente dependiente del contraste que se genere por 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 esta 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 pérdida de la señal. 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 cuáles aumentan cuando la impedancia acústica de las formaciones aumenta, y disminuye con las rugosidades que se puedan presentar el agujero. Estas 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 (Fig. 167).

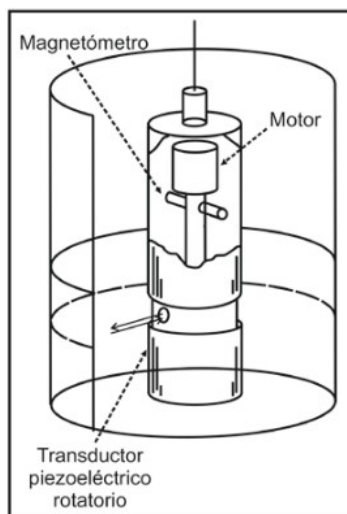


Fig. 166 – Diseño de la herramienta BHTV y su transductor piezoeléctrico (Ricco, 2012).

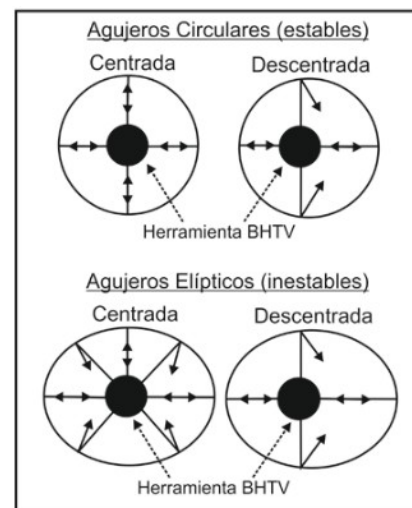


Fig. 167 – Dirección que siguen las señales acústicas en diferentes geometrías de pozo (Ricco, 2012).

En general se podrá decir que la BHTV es una herramienta sumamente útil tanto para la identificación de fracturas y laminaciones en las formaciones, como para identificar la orientación que estas tengan, ya que estas se observaran como líneas negras, manchas o puntos negros en las imágenes ya procesadas, 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.

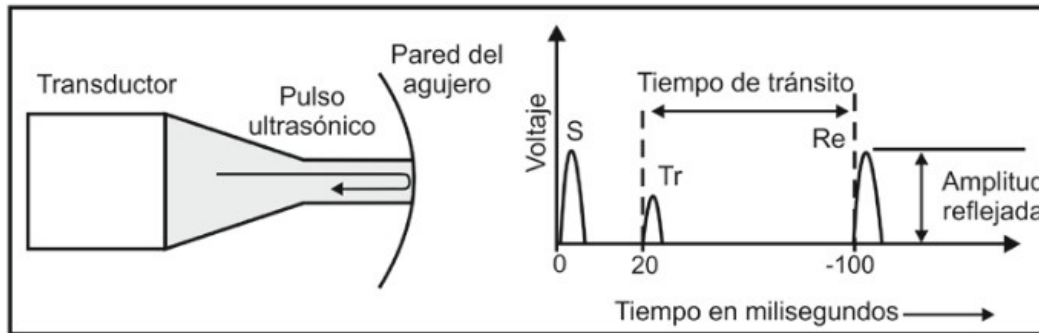


Fig. 168 – Esquema que ilustra el principio de medición que rige a las herramientas acústicas de donde se realizan las dos mediciones básicas por medio del transductor ultrasónico que son: el tiempo de tránsito y la amplitud reflejada de la señal por parte de las formaciones (Ricco, 2012).

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 es igual al de la BHTV.

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 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. En la CBIL, el transductor piezoeléctrico es semiesférico 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 más chicas que el mismo transductor, cuya resolución es igual al radio del pulso original, permitiendo obtener 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 una 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 dos versiones de transductores de distintos tamaños y distinta penetración focal para realizar las mediciones, dependiendo en gran medida del diámetro del agujero sobre el cuál 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; el segundo tiene 2” y tiene un enfoque muy similar al primero, pero se utiliza principalmente para tamaños de agujero de entre 8 a 12”.

Su principio de medición 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”. 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 el 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 útiles 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.

Factores que afectan las mediciones de la CBIL. Existen muchos factores que pueden llegar a afectar las mediciones de las herramientas acústicas, los cuales perjudicarán en mayor o menor medida la calidad de las imágenes obtenidas debido a la atenuación de las señales por las condiciones del pozo, afectando, entonces, la calidad en las interpretaciones (Fig. 169). 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 por efecto de deslaves o bien cavernas, y una posición descentrada de la herramienta provocarán que no se tengan suficientes puntos de muestreo para realizar un óptimo procesamiento de las imágenes, además de que la herramienta detectaría dichas anomalías por los cambios en los tiempos de tránsito de las señales.
- La densidad del fluido de perforación: Las herramientas acústicas necesitan forzosamente un fluido de perforación en los pozos para poder funcionar adecuadamente, incluso cuando dicho lodo atenúe 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 esta entre las partículas del lodo, y que por lo tanto no lleguen adecuadamente al receptor. Por ello se recomienda que los lodos tengan una densidad de entre 1.7 y 1.9 gr/cm³.
- La impedancia acústica de las formaciones: El contraste existente entre el lodo de perforación y las formaciones es de suma importancia al momento de emplear 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. Por ello se podría decir que las herramientas acústicas 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 en que ocurre con la geometría del agujero y descentralización de la herramienta en el agujero, la superficie de la pared de pozo perjudicará o permitirá una adecuada reflectancia de las señales acústicas, de acuerdo con el 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 difícil de observar o bien, se atenuarán del mismo modo como ocurre cuando se utilizan lodos muy densos.

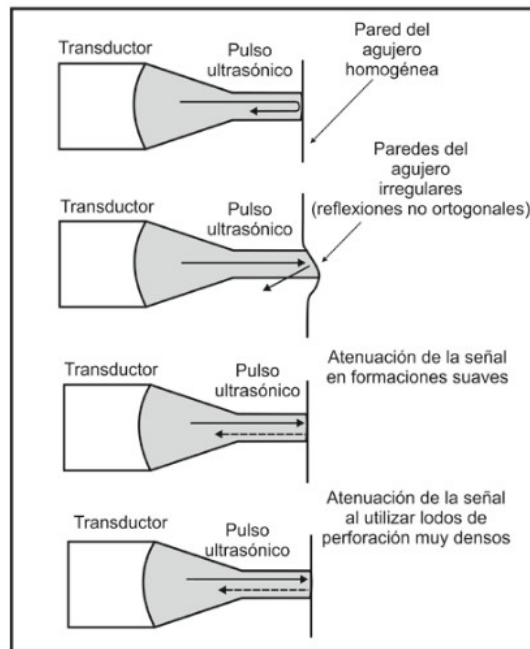


Fig. 169 – Factores que afectan negativamente la calidad de las imágenes ultrasónicas: la geometría e irregularidades de las paredes del agujero, presencia de formaciones suaves y lodos de perforación muy densos (Ricco, 2012).

Herramienta UBI (Ultrasonic Borehole Imager). Fue a mitades de la década de los 90's que Schlumberger desarrolló y patentó la herramienta UBI, Actualmente considerada como la principal representante de 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, siendo incluso superior a 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 para evitar que se generen bamboleos o descentralización de la herramienta, incluso en pozos horizontales, o en aquellos que tengan altos ángulos de desviación. Así se eliminan o disminuyen considerablemente las afectaciones que se pudiesen generar por tales fenómenos, permitiendo obtener imágenes más claras de las formaciones.

Diseño y principio de medición de la herramienta UBI. 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 (Fig. 170). 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 un área de investigación de 5 mm, 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") para poder obtener mediciones viables en distintos tamaños de agujeros, minimizar el efecto de atenuación por efecto de la densidad del lodo de perforación, y poder minimizar el ruido que se genere en las mediciones al ser 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.

En cuanto al principio de medición con el que opera la UBI, es prácticamente el mismo con el cuál 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 (Fig. 171). Cuando el sentido de giro del transductor es anti-horario, 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. 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.



Fig. 170 – Diseño de la herramienta UBI propiedad de la compañía Schlumberger (Ricco, 2012).

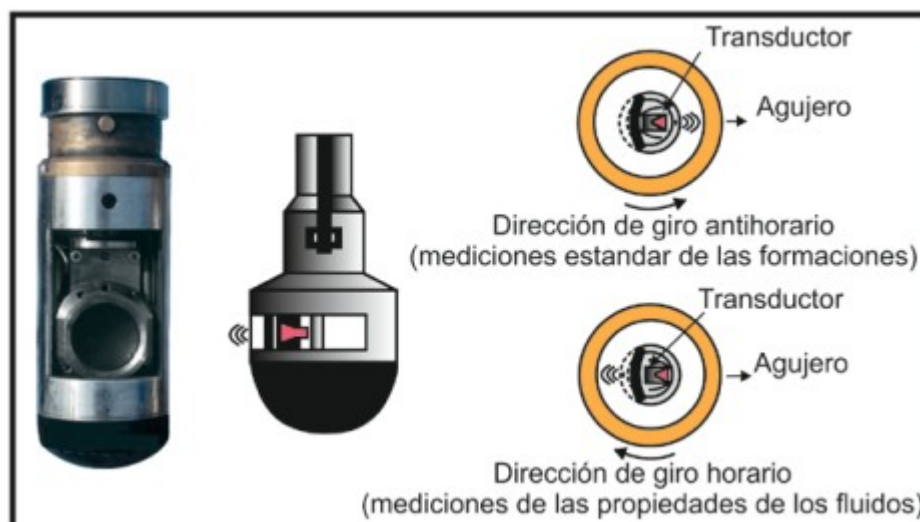


Fig. 171 – Diseño de la herramienta UBI y principio de medición del transductor con el cual opera la herramienta dependiendo del sentido de rotación (Ricco, 2012).

Esto permite medir el tiempo de tránsito y la amplitud reflejada de las señales provenientes de las formaciones, para generar posteriormente las imágenes acústicas en escalas de colores. Estas imágenes tendrán resoluciones que dependerán mucho del tipo de lodo que se esté utilizando en la perforación, de los efectos de del agujero, y de 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 imágenes con resoluciones mucho mejores. Mientras que, si se están utilizando frecuencias bajas de 250 kHz, se obtendrán mediciones ‘buenas’ lo cuál es común cuando los lodos de perforación presentes son muy densos, debido a que la señal se dispersa mucho en el lodo.

Factores que afectan las mediciones en la UBI. Los factores que afectan a la herramienta UBI son exactamente iguales a los que afectan a las herramientas acústicas mencionadas con anterioridad, como la BHTV, la CBIL y la CAST. Esto permite tomar las decisiones más adecuadas al estar tomando el registro de acuerdo con las condiciones que se tengan en el pozo, así como también de acuerdo con la geometría, forma y tamaño que se tenga, y la velocidad óptima del registro para poder tener imágenes claras de las formaciones.

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 obtener imágenes acústicas como alternativas a las que se obtienen por medio de las 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 poder brindar cierta información de utilidad sobre cambios litológicos o contactos entre capas, y rasgos sedimentarios y texturales de las formaciones. 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, como para la geotermia y la hidrogeología, y tienen la ventaja de poder reconocer por medio de las imágenes el tipo de fractura en las formaciones, su orientación, tamaño, y si se encuentran abiertas, cerradas o mineralizadas.

Por otro lado, la experiencia adquirida en campo a lo largo de los años ha permitido reconocer otras nuevas aplicaciones para la UBI como 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 que las tuberías se atoren o que no puedan ser acopladas adecuadamente durante la etapa de perforación o bien en la etapa de revestimiento de una sección del pozo.

Herramientas acústicas para evaluación de la cementación

Herramienta USI (Ultrasonic Imaging Tool). Así como existen herramientas acústicas de imágenes cuya finalidad radica en la visualización de fracturas, ovalizaciones de los pozos, rasgos texturales e identificación de las direcciones de máximo estrés en los pozos, existen también 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 se analiza el tren de ondas reflejadas de cada

fase. El efecto consiste en generar una resonancia en la tubería de revestimiento a una frecuencia que 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 (Fig. 172). 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 de unos 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.

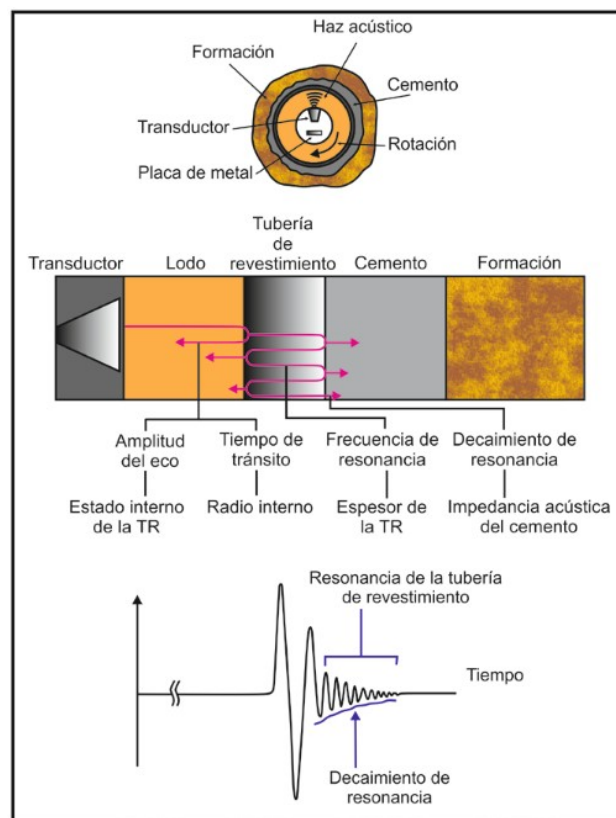


Fig. 172 – Fundamentos del principio de medición con el cual opera la herramienta USI. Un transductor de la herramienta envía un haz ligeramente divergente hacia la tubería de revestimiento para generar en dicha tubería un modo de resonancia que dependerá de su espesor (Ricco, 2012).

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 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

ca entre el lodo y el cemento debe ser típicamente mayor a 0.5 mRayl para que la técnica de eco de pulsos lo distinga.

La herramienta USI permite la evaluación de la tubería de revestimiento a razón de 7.5 revoluciones/segundo, permitiendo que se generen en consecuencia 36 ó 72 formas de onda independientes en cada profundidad, las cuáles 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. 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 prolongando.

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 (Fig. 173), han sido durante muchos años la principal forma de evaluar la calidad de los trabajos de cementación. Estos se adquieren utilizando una herramienta de adquisición de registros sónicos con un transductor monopolar y dos receptores monopolares colocados a 3 y 5 pies de separación con respecto al transductor, y cuyo principio se basa en medir la amplitud de una señal sónica emitida desde el transductor. Este 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 dos receptores. La amplitud registrada del primer pico positivo (E1) de la forma de la onda sónica 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.

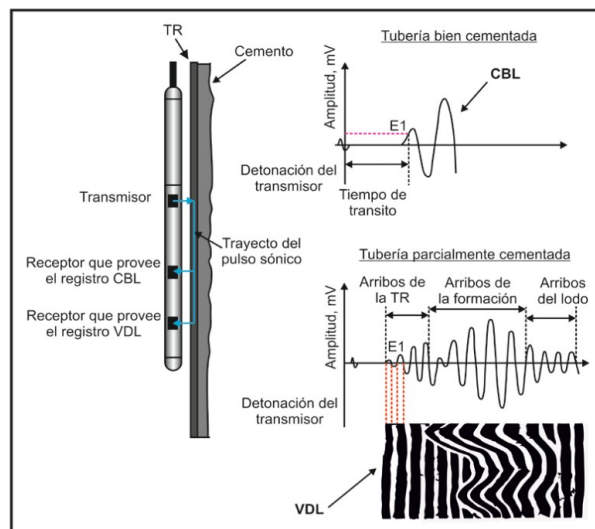


Fig. 173 – Herramientas de adquisición de registros sónicos. Los registros de evaluación de adherencia del cemento (CBL) y los registros de densidad variable (VDL) mostrándose de ambos la manera por la cual se llega a interpretar la calidad de los trabajos de cementación (Schlumberger, 2008).

En una tubería bien cementada, se incrementa considerablemente la atenuación de la señal sónica y la amplitud o nivel de E1 del registro CBL, 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 se presenten 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. Aquí 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. Estos se mostrarán como franjas claras y oscuras donde el contraste dependerá de la amplitud de los picos positivos. 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 cuáles 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 (Fig. 174), 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:

- 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), provocará que en el VDL se generen franjas muy regulares y bien contrastadas. Por otro lado, los golpes 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 observará 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 debilitará 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.

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 dos receptores oblicuos, que provee imágenes más efectivas del relleno del espacio anular. Esta herramienta se denomina Isolation Scanner y utiliza una técnica denominada pitch-catch por la cual, el procesamiento de las señales resultantes proveerá 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 del mismo.

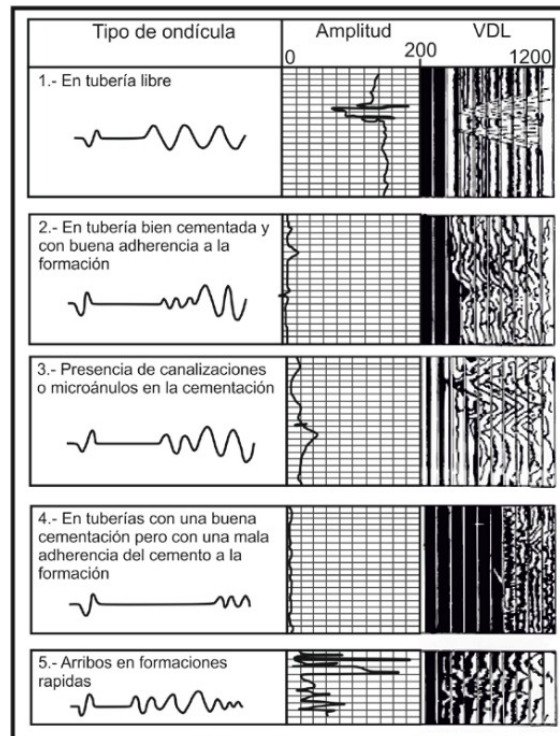


Fig. 174 – Respuesta típica de los registros CBL-VDL en distintas condiciones de cementación en pozos petroleros (Rasso, 2000).

Presentación de los registros acústicos de imágenes. La representación básica de los registros acústicos se realiza, en esencia, del mismo modo en que se hace con las imágenes de los registros eléctricos de imágenes (Fig. 175), 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 que aquellos de los registros eléctricos, teniendo los colores más claros en aquellas zonas donde se dan las mayores amplitudes de las reflexiones y radios pequeños, y los colores oscuros en 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. Es por ello que los registros acústicos de imágenes son sumamente útiles para la identificación de este tipo de detalles de tipo estructural, permitiendo a los geólogos encargados de la interpretación de las imágenes acústicas, 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 (Fig. 176), 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.

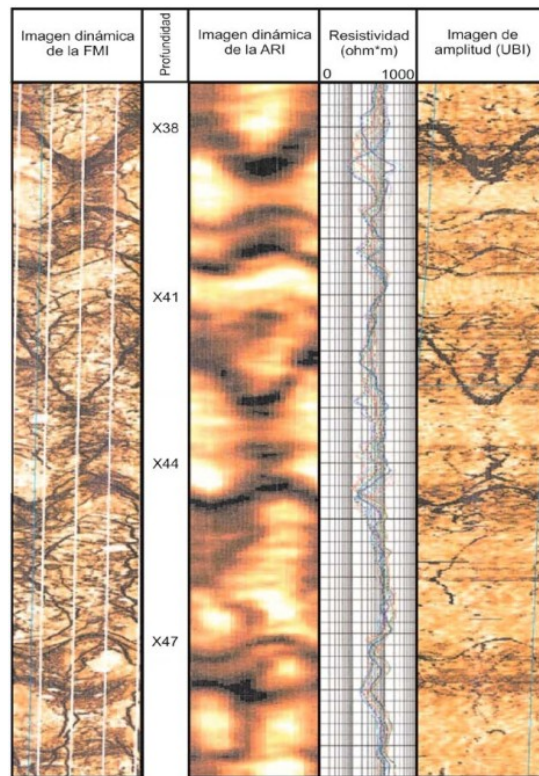


Fig. 175 – Presentación de imágenes eléctricas y acústicas utilizando las herramientas FMI, ARI y la USI. Se aprecia cómo en las imágenes eléctricas de la FMI se detallan con mayor claridad los fracturamientos en la formación, mientras que las imágenes de la ARI solo se visualizan los rasgos más sobresalientes de dichos 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 lo suficientemente altas como para ser detectadas por la UBI, y no lo suficientemente profundas para ser vistas por la ARI. Muy probablemente podrían ser fracturas inducidas por el lodo de perforación (Schlumberger, 2002).

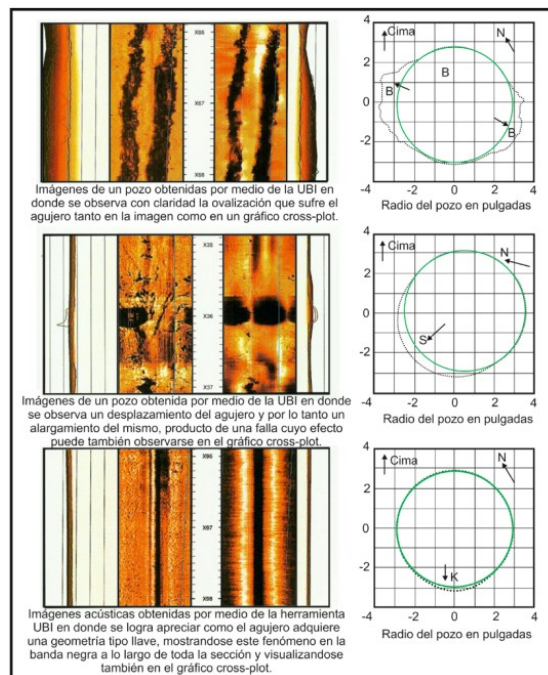


Fig. 176 – Fenómenos comunes que suelen presentarse en ciertas perforaciones y que pueden ser detectables utilizando las herramientas acústicas de imágenes (Schlumberger, 2002).

Aplicaciones. Al igual que con los registros de imágenes eléctricas, se enlistarán las principales aplicaciones de los registros acústicos, en especial para los casos en que se toman los registros en pozos descubiertos (sin TR), y las aplicaciones de tipo estructural que se les da. Como ya se mencionó, 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, etcétera. 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 ventaja de que con ello se puede identificar también el tipo de fractura, su orientación, si esta se encuentra rellena, cementada o 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 del pozo. Por ello, 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 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 las condiciones del pozo: El tiempo de tránsito y 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 generar 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 el apoyo de las herramientas de registros en las paredes del agujero, efectos anisotrópicos en las propiedades de las rocas, lo que determina las direcciones regionales de estrés, así como los efectos de fallas que corten el agujero de forma oblicua, posiblemente reduciendo 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 son muy pequeños. Por lo tanto, el uso de imágenes acústicas para análisis estratigráficos no es tan común en comparación con las imágenes eléctricas que si pueden brindar imágenes detalladas sobre cambios litológicos y estructurales. Sin embargo, en casos en los que el pozo sea muy homogéneo en toda su extensión, existan cambios litológicos notables y de gran espesor, el lodo de perforación sea de una densidad baja y base agua, se podrían obtener imágenes de buena ca-

lidad, con información de las intercalaciones entre capas, de otro modo dichos análisis serán muy complicados debido a las bajas relaciones señal/ruido.

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 medios acústicos (sónicos y ultrasónicos). Sin embargo, hay dos enormes diferencias que permiten la diferenciación entre ambas herramientas. La primera es que no todas las herramientas de imágenes eléctricas pueden trabajar en cualquier tipo de lodo de perforación, en contraste con las herramientas acústicas que sí pueden; y la segunda 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 sumo logran obtener un 90%.

Las imágenes acústicas son particularmente útiles, principalmente para la identificación de fracturamientos, variaciones o cambios en las condiciones de pozo (ovalizaciones, alargamientos, desplazamientos) y para estudios tectónicos, todos con una cobertura del 100%. Por otro lado, para la identificación de rasgos litológicos y sedimentarios en las formaciones generalmente se tendrá una resolución de 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 la identificación de rasgos estructurales, el análisis de facies, los análisis litológicos, los rasgos sedimentarios, etc. Por ello, escoger sabiamente entre una u otra dependerá, en gran medida, de las condiciones de pozo y de la experiencia y el juicio del encargado de los registros.

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 la necesidad del uso de lodos translúcidos, 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, provocando 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, 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 dentro de la gama de servicios con los que cuenta la compañía por medio de su línea "downhole services (DHV)" o servicios de video de fondo de pozo. La herramienta DHV se encuentra constituida por una cámara de video de 1¹¹/₁₆ de pulgada, con una lente especialmente diseñada con un recubrimiento que impide que se opaque o empañe, incluso en situaciones donde haya gas o hidrocarburo condensado en el agujero; y un cable de video de fibra óptica de ⁷/₃₂ de pulgada, donde se alojan también anillos colectores y la telemetría de su-

perficie. 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, 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, estarán en función de la claridad del tipo de lodo que se esté utilizando en el agujero. La finalidad y utilidad principal que tendrá entonces la DHV como servicio de pozos, será para realizar caracterizaciones de los fluidos contenidos en las formaciones (etapa de producción), o bien para revisiones mecánicas en el agujero. Esto permite tener imágenes claras de las condiciones internas de los agujeros en gran variedad de ambientes, para diagnosticar y prevenir posibles problemas que se pudiesen generar en sus 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 adermados se mencionan a continuación:

- Permite obtener imágenes claras para los servicios de “pesca”.
- Detecta posibles fugas que existan, ya sea en la tubería de revestimiento o en las uniones entre estas.
- Permite identificar corrosión o crecimiento de bacterias en las tuberías.
- Examina las condiciones del agujero en toda su extensión.
- Inspecciona las labores de fondo de pozo.

Existe también 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 Hawkeye, y funciona de forma muy similar a la cámara tradicional de la DHV (Fig. 178), pero la diferencia entre ambas radica en que esta 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 en temperaturas de casi 180°C si se utiliza un recubrimiento especial que enfríe el sistema. Esto permite obtener imágenes de altas resoluciones, monitoreos en tiempo real de las condiciones del agujero, y caracterización de los fluidos de las formaciones en rangos de presiones muy amplios y en profundidades más allá de los 16,000 pies, independientemente del tipo de perforación que se esté realizando (ya sean horizontales, verticales o pozos desviados).

Muchos de los videos de pozo 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 (Fig. 177). En general, entre las aplicaciones más importantes que se pueden obtener de los videos de pozo en agujeros descubiertos sobresalen las siguientes:

- Identificación de fallas y fracturas en las formaciones.
- 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.

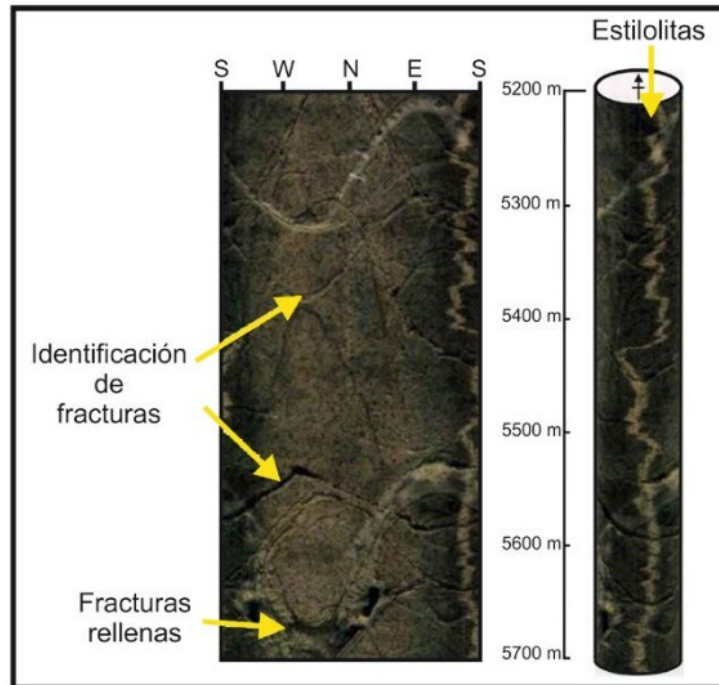


Fig. 177 – Rasgos que pueden ser apreciados por medio de la adquisición de videos de pozo ya sea en pozos adormados o en pozos descubiertos (Apuntes de la clase de Registros Geofísicos de Pozos, 2010).

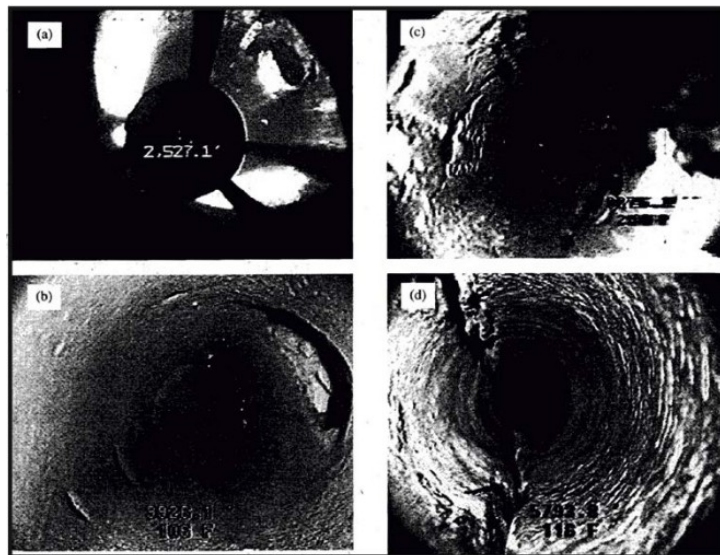


Fig. 178 – Algunos ejemplos de videos de pozo que pueden ser obtenidos por medio del servicio DHV de Halliburton (Apuntes de la clase de Registros Geofísicos de Pozos, 2010).

6.2 Registros durante la perforación y en tiempo real⁷

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. 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 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 se da principalmente en agujeros que tienen altos ángulos de desviación (Fig. 179) o en perforaciones de tipo horizontal donde auxilian en las labores de geodireccionamiento, así como para obtener mediciones de los parámetros de las formaciones en aquellas situaciones donde las herramientas convencionales no lo consiguen.

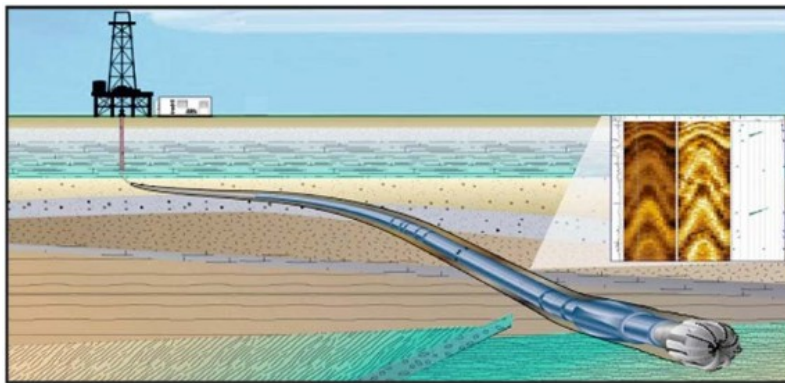


Fig. 179 – Esquema que muestra cómo son realizadas las operaciones llevadas a cabo por las herramientas LWD, y el tipo de información que se puede obtener de ellas (Ricco, 2012).

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 dos 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.

⁷ El presente subtema se desarrolla con base en la tesis de licenciatura *Principios De Medición De Los Registros Geofísicos De Pozos*, de Gustavo Alberto Ricco Macedo, presentada para la Facultad de Ingeniería de la UNAM, en 2012, retomando su capítulo “8.3.1 Registros durante la perforación”.

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 pozo dentro de la sarta de perforación (en los drill-collars) 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 tres elementos esenciales, que son: un sistema de sensores incorporados a las tuberías de perforación en un mandril dentro de los drill-collars 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, 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, sin embargo, 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, tomando en cuenta que las características de las lecturas y los problemas en la calidad de la respuesta de estos son diferentes comparados con los registros adquiridos en pozos descubiertos.

Algunas de las principales mediciones realizadas por este tipo de herramientas son la obtención de un registro de rayos gamma, resistividad, porosidad-densidad y porosidad-neutrón, calíper ultrasónico, mediciones sísmicas, imágenes LWD, mediciones de resonancia magnética nuclear, etc. así como también mediciones continuas referentes a la inclinación y desviación del agujero.

Diseño de las herramientas LWD

El diseño de las herramientas LWD es 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.

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 dos electrodos del arreglo mediante la Ley de Ohm. Años más tarde, estas mediciones se mejoraron al acoplar ahora un arreglo de dos 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 una bobina transmisora toroidal y dos 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 dos 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.

De cualquier modo, hoy en día, las herramientas de resistividad más utilizadas con la tecnología de los registros LWD son de dos 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, y adicionalmente la determinación de la resistividad verdadera de la formación. La técnica de propagación por onda electromagnética se aplica en un 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 dos 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.

Herramienta de resistividad de propagación de onda electromagnética. En la actualidad, una de las más usadas dentro de la tecnología LWD, es la 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 en dos 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 las bobinas receptoras es de 6" y el espaciamiento entre la bobina transmisora y la bobina receptora más cercana es de 24". El espaciamiento entre las bobinas receptoras se eligió así porque genera una diferencia de fase cercana a los 90° con respecto 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 más 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 con cuatro bobinas transmisoras y dos 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 cuatro mediciones de resistividad aparente 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 que opera la herramienta EWR, si se entiende 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 de la formación circundante. La relación de las amplitudes de estos voltajes y la diferencia de sus fases se utilizan 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.

De este modo, tenemos que 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_v), 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 cinco bobinas transmisores de corriente, tres arriba y dos debajo de los receptores; y dos receptores que disparan las ondas electromagnéticas en secuencia para suministrar cinco medidas de fase y cinco de atenuación.

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 dos herramientas eléctricas de imágenes patentadas por la compañía Schlumberger que son la RAB y la geoVISION (Fig. 180), así como también por medio de una herramienta de imágenes densidad-neutrón.

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 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, 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 cuando no se esté utilizando un motor de fondo que le haga rotar. Esta herramienta se basa en la obtención de cinco mediciones de resistividad por medio de un electrodo en la barrena, un electrodo cilíndrico (de anillo) enfocado de alta resolución y de tres 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 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 conse-

cuencia 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. Las respuestas de resistividad correspondientes a las formaciones estarán dadas por 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 monitorea 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".

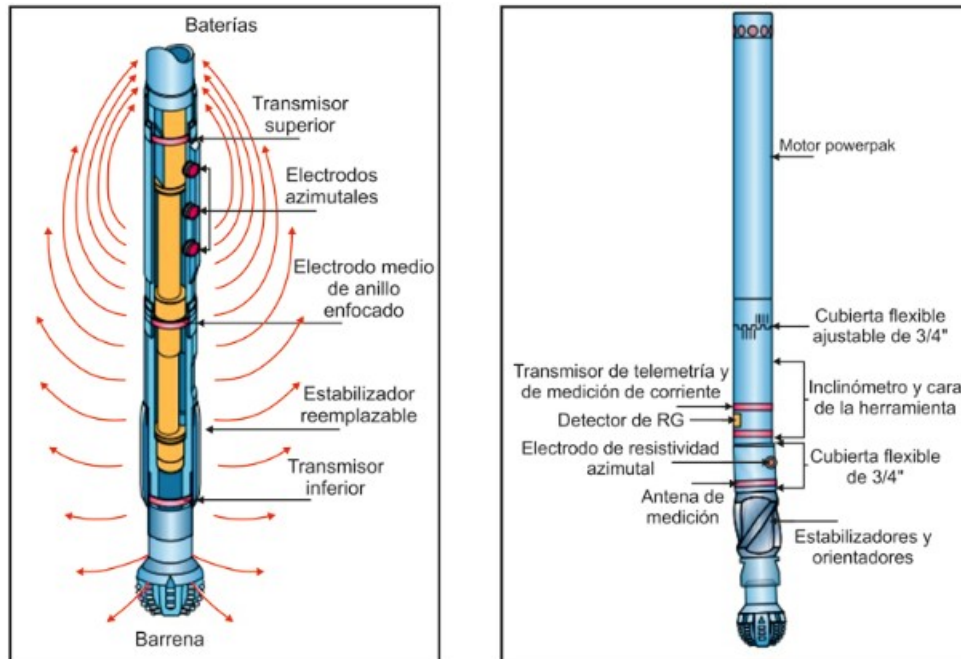


Fig. 180 – Esquemas que muestran la configuración de las herramientas RAB y geoVISION de la compañía Schlumberger. Del lado izquierdo se muestra el arreglo de los distintos tipos de electrodos con los que cuenta la herramienta RAB. Del lado derecho se aprecia la herramienta geoVISION que funciona de una forma muy similar a la RAB, pero se utiliza más en las labores de geodirecccionamiento de los pozos (Schlumberger, 1993).

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 aislantes, 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 geodirecccionamiento, tomar rápidas decisiones sobre donde es necesario bajar una tubería de revestimiento, o donde es necesario tomar 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.

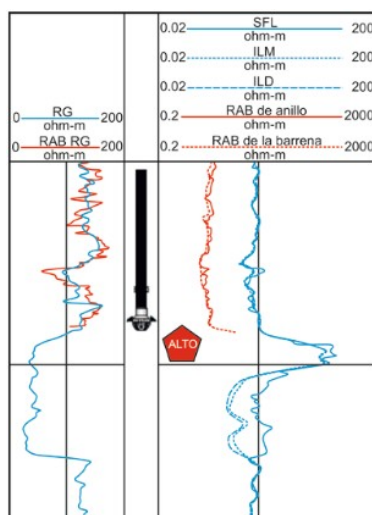


Fig. 181 – Ejemplo de registro de resistividad utilizando la herramienta RAB. Se puede observar que si las resistividades sobrepasan un límite de resistividad puede ser debido a la presencia de zonas potencialmente gasíferas o la entrada a una zona potencial de hidrocarburos, de tal manera que se detiene la perforación para la evaluación del intervalo (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 cuatro mediciones de resistividad horizontales (o radiales) a varias profundidades de investigación utilizando una técnica de enfoque cilíndrico por medio de tres 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 (Fig. 181). Las cuatro 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 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 $M0_1$ y $M0_2$ (Fig. 182). 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. 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 tres 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, respectivamente), y que, en conjunto con el electrodo de anillo, producen un perfilaje de resistividad de las formaciones que se están atravesando en el agujero.

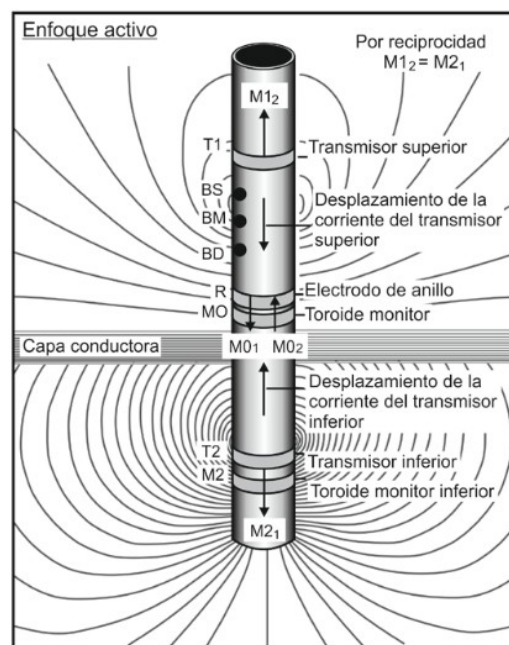


Fig. 182 – Al igual que con las herramientas operadas por cable, en la herramienta RAB se utiliza un arreglo que consiste de dos transmisores de corriente (inferior y superior) y dos toroides monitores (inferior y central) para lograr un enfoque radial de la corriente en el electrodo de anillo cilíndrico. La herramienta cuenta además con tres electrodos azimutales y un electrodo central de anillo enfocado para las mediciones de resistividad y para la obtención de las imágenes de las formaciones (Ellis y Singer, 2007).

Típicamente la herramienta responde a las mediciones de resistividad que se obtienen con 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 cuatro cuadrantes del pozo (cima, base, lateral izquierda y lateral derecha) para la construcción de las imágenes. 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 (Fig. 183).

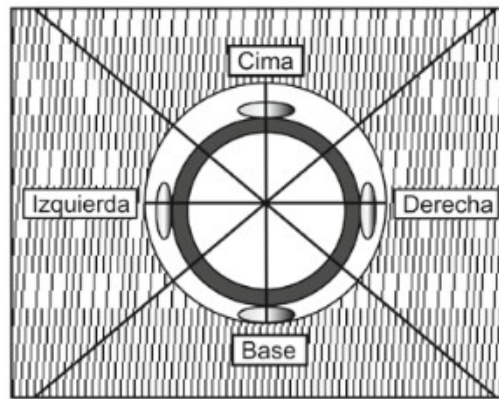


Fig. 183 – División de las mediciones que realizan las herramientas LWD en cuadrantes con respecto a la cara de gravedad de la herramienta (Luthi, 2001).

Tanto las mediciones azimutales provenientes de uno o varios electrodos de medición, como las mediciones azimutales de rayos gamma provenientes de un sensor excéntrico 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 anteriormente.

Herramientas de rayos gamma naturales LWD. La herramienta de rayos gamma naturales LWD de las formaciones, registra la radiación natural que emana de los tres 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 tres elementos combinados o bien, puede mostrar la cantidad de cada elemento individual que contribuye a dicha radiactividad. La herramienta está conformada por dos circuitos de detectores independientes con dos grupos opuestos de tubos Geiger-Mueller. Esta configuración redundante proporciona dos 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 dos 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.

Herramientas de inducción LWD. Desde el año de 1983, las distintas compañías de servicios comenzaron a desarrollar 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 puede tener este tipo de herramientas puede ser hasta de 50" y su resolución vertical puede ser de 6". La realización de las mediciones a múltiples profundidades de investigación y en tres 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.

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 dos transmisores localizados por arriba y por debajo de un conjunto de cuatro receptores, alojados en un drill collar liso en la cadena de perforación. El uso de dos 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 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 hacia 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 cuál 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 $\pm \text{seg/ft}$ ó $\pm \text{seg/m}$.

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.

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. 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 Litho-Density 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).

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".

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 (Fig. 184) 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 azimuthales de densidad en una forma muy similar a como se realizan las mediciones eléctricas de imágenes en sus mediciones de resistividad azi-

mutal, pero con la mejora considerable de poder trabajar tanto en lodos conductores como en lodos no conductores. Estas mediciones se realizan en dieciseis 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 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 excentrado cerca de la pared del agujero, de manera que conforme 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 dos magnetómetros que generan en el agujero cuatro 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 cuatro 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 (doce 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 cuatro 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 dos 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” con respecto al agujero incluso en perforaciones direccionales que tengan desviaciones muy grandes. 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”, la resolución vertical de las mediciones del factor fotoeléctrico de las formaciones de cerca de 2”, y la resolución verti-

cal de las mediciones de porosidad neutrón, de cerca de 12". 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.

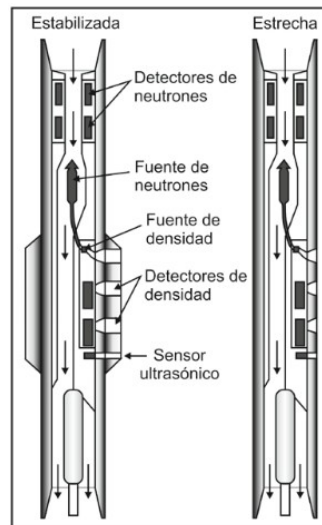


Fig. 184 – Esquema de las configuraciones de la herramienta ADN, mostrando las fuentes de densidad y de neutrones. Del lado derecho se muestra la configuración estabilizada de la herramienta. Del lado izquierdo se muestra la versión estrecha (Luthi, 2001).

En cuanto a seguridad, la herramienta ADN cuenta con un sistema de precaución operacional que permite recuperar las fuentes radiactivas en el caso de que llegase a quedar atascada la herramienta en el pozo. Esto evita que se quede la fuente radiactiva en el agujero, considerándose una gran ventaja en el ámbito de la seguridad de la perforación.

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 que tienen las herramientas eléctricas y acústicas de imágenes, pero no son idénticas. Entre estas destacan 3 principalmente:

- 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 cuatro curvas de densidad o las curvas del factor fotoeléctrico, de una manera muy similar a la interpretación las formaciones a través de las curvas de la herramienta de echados SHDT (Stratigraphic High Dipmeter Tool), y ya que las mediciones realizadas por 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 realiza-

ción de apropiadas interpretaciones para definir cambios litoestratigráficos, mientras que las imágenes pueden ayudar a los geólogos y a los perforadores en la toma de decisiones sobre dónde dirigir el pozo.

Herramientas de neutrones LWD. Las herramientas de registros de neutrones de la gama de registros LWD, operan prácticamente de la misma manera en que lo hacen las herramientas de registros operadas por cable (wireline). Las fuentes radiactivas y los sensores se colocan generalmente en el 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 dos 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 dos 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 en espaciamientos 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 esta 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 hidrógeno 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 cuentan con dos detectores y realizan mediciones directas de las poblaciones de neutrones térmicos y neutrones epitérmicos, además de permitir la compensación por efectos de pozo. La combinación de estas mediciones de neutrones térmicos y epitérmicos en las herramientas permite que en las

herramientas más modernas se puedan tener mejores determinaciones de porosidad de los reservorios, de tal manera que se puede tener una evaluación más precisa de los mismos, 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 stand-off, 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 uno o dos órdenes 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 está hecha 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 dos grupos de detectores de neutrones de He^3 ubicados a dos espaciamentos, 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 drill collars, suministrando así una respuesta de porosidad-neutrón y efectos de litología similares a los que proporcionan las herramientas operadas por cable (wireline).

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 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 dos 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 a 12 ms (milisegundos), lo que permite proveer de información completa sobre la relajación térmica de los fluidos en un reservorio, en donde los tiempos rápidos

de relajación T_1 provienen del agua ligada a las arcillas, tiempos medios provienen del agua irreducible y tiempos cortos a los fluidos libres o movibles del reservorio. Mientras que, en una segunda modalidad desarrollada luego de 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 por Schlumberger con el mismo propósito fue la proVISION. Esta 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 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 la 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.

7. Interpretación cualitativa y cuantitativa de registros en pozo⁸

Objetivo: El alumno identificará los métodos de interpretación cualitativa y cuantitativa de registros geofísicos de pozos y los aplicará en casos reales para obtener el modelo petrofísico.

7.1 Técnicas rápidas de interpretación cualitativa

De acuerdo con Asquith y Krygowski (2004), las técnicas rápidas de interpretación son de utilidad para los geólogos porque proveen de indicadores que pueden señalar zonas de hidrocarburos que requieren de una investigación un poco más profunda.

El diagrama básico de flujo (Fig. 185) para revisar registros de pozo para identificar zonas de interés funciona de los siguientes criterios:

- Se deben separar las secciones de lutitas y seleccionar secciones limpias.
- Si se registran rocas clásticas, se debe analizar primero la resistividad (en zona profunda), si es alta, es posible que se tenga la presencia de hidrocarburos; entonces se debe analizar la porosidad (solo en caso de porosidad extremadamente baja, las rocas de resistividad alta son compactas y sin reservorio).
- Si se el registro se detectaron carbonatos, se debe analizar primero la porosidad, si es suficiente, se analiza la resistividad, y si es alta, puede haber presencia de hidrocarburos.

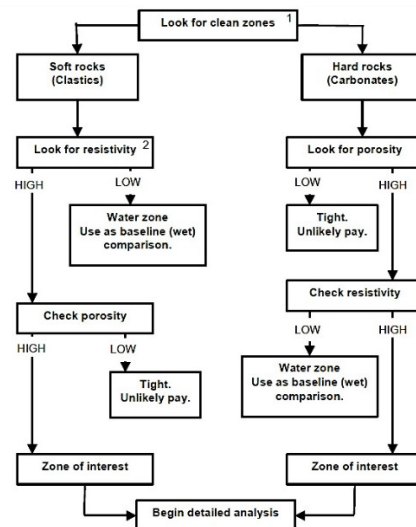


Fig. 185 – Diagrama de flujo para revisar registros para identificar zonas de interés (Asquith y Krygowsky, 2004).

Identificación de capas permeables. Para que una formación sea productora, debe ser permeable. Si una formación es permeable, por fuerza debe tener cierta porosidad.

Las capas permeables pueden identificarse rápidamente si se utilizan los siguientes indicadores:

- Potencial Espontáneo (SP); el Potencial de Difusión indica directamente que se trata de una formación permeable.
- La detección de filtrado de lodo a través de diferentes mediciones de resistividad.
- Presencia de enjarre indicada en el registro Cáliper.

⁸ El presente tema se desarrolla con base en la obra escrita *Basic Well Logging and Formation Evaluation*, de Jürgen Schön en su primera edición, del año 2015, retomando su capítulo “5. Log Interpretation - Introduction”.

Nota: El registro Gamma da un indicador relativo a la composición mineralógica, pero no directamente de las zonas permeables y no permeables.

En la figura 186 se muestra una sección de un perfil de lutitas y areniscas con $R_{mf} > R_w$. Las tres curvas de resistividad se ajustan bien en la zona de capas no permeables de lutitas (sin invasión), y se separan en la zona permeable de la arenisca. Ahí mismo, la curva del Microlaterolog (MLL) – controlada por R_{XO} – se puede ver una baja resistividad comparada con las del Laterolog Profundo (DLL) y del Laterolog Somero (SLL), las cuales están fuertemente influenciadas por la zona no invadida (R_i). Debido a que $R_{MLL} < R_{DLL}$ y R_{SLL} , se puede concluir que la arenisca es productora de hidrocarburos.

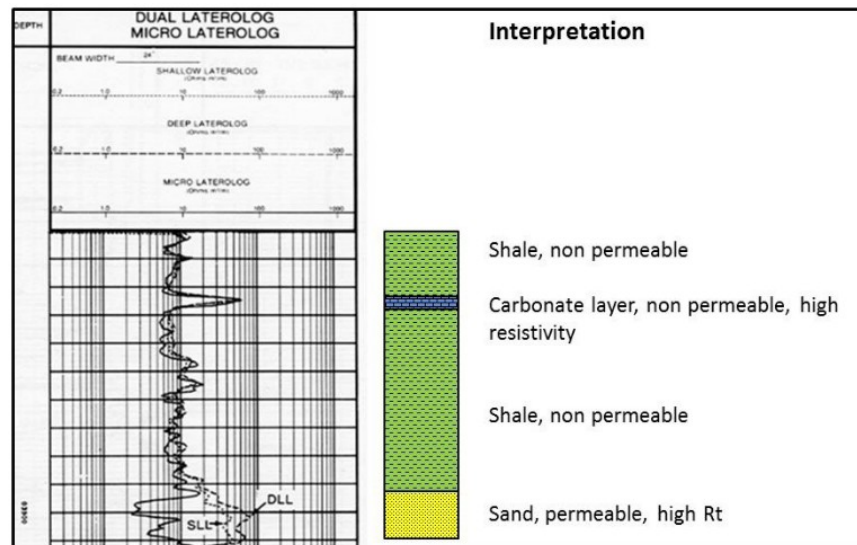


Fig. 186 – Identificación de capas permeables (Baker Atlas, 2002).

7.2 Interpretación cuantitativa

Contenido de arcillas. Los métodos estándar para estimar el contenido de arcillas son el registro SP, Rayos Gamma, y una combinación de registros de Neutrón-Densidad.

El primer paso para la interpretación cuantitativa es el cálculo del volumen de arcillas (V_{sh}). El contenido de arcillas calculado se utiliza para:

- Descripción general del reservorio.
- Modelo volumétrico de la roca.
- Varias correcciones a arcillas (ecuaciones de areniscas arcillosas).

Porosidad de un solo registro. La porosidad, como propiedad fundamental de un reservorio, se puede determinar indirectamente de un registro Gamma-Gamma-Densidad, de un registro de neutrones, o de un registro Acústico/Sónico.

El cálculo de la porosidad requiere las propiedades de la matriz y de los fluidos como se encuentran expresadas en las siguientes ecuaciones como entrada adicional.

$$\phi = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_{fl}}$$

$$\phi = \frac{\phi_N - \phi_{N,ma}}{\phi_{N,fl} - \phi_{N,ma}}$$

$$\phi = \frac{\Delta t_{ma} - \Delta t}{\Delta t_{ma} - \Delta t_{fl}}$$

$\rho_b, \phi_N, \Delta t$ son los datos medidos en el registro.

Las propiedades de la matriz se pueden determinar a partir de:

- La composición litológica y mineralógica conocida; en este caso, los valores representativos se recomiendan en la tabla 16.
- Mediciones de núcleos en laboratorio (por ejemplo, densidad de grano).
- Técnicas Cross-Plot.

Component	ρ_{ma}, ρ_{fl} in g/cm ³	$\phi_{N,ma}, \phi_{N,fl}$	$\Delta t_{ma}, \Delta t_{fl}$ in μ s/m
Quartz	2.65	- 0.02 ... - 0.04	180
Calcite	2.71	0	156
Dolomite	2.87	0.02 ... 0.04	143
Water	1.00	1.00	620

Tabla 16 – Propiedades recomendadas para matriz y fluido (Schön, 2015).

De acuerdo con Asquith y Krygowski, (2004), cuando existe invasión de fluido del pozo hacia un reservorio productor de gas, se deben considerar algunas condiciones específicas:

La invasión tiende a forzar el desplazamiento del gas, reemplazándolo en la formación con el fluido de perforación. Para calcular la porosidad a partir de registros de Neutrón y Gamma-Gamma-Densidad, se deben tener en consideración las propiedades del fluido. La influencia sobre los dos registros de porosidad depende de sus sensibilidades radiales y sus profundidades de investigación.

Si el frente de invasión del fluido es profunda en el reservorio, las medidas de los registros neutrón y densidad-porosidad se aproximan a la porosidad verdadera con que se hizo la suposición de la densidad del filtrado de lodo y la respuesta del registro de neutrones como propiedades del fluido.

Para una invasión somera (con respecto a la profundidad de investigación) las respuestas de las herramientas son promedios ponderados espacialmente de las zonas invadida y no invadida de la formación. El problema de inferir la porosidad en presencia de invasión somera proviene del hecho de que los dispositivos de registros de neutrón y densidad tienen diferente respuesta radial.

Por lo tanto, se recomiendan las siguientes reglas:

- Cuando el frente de invasión es mayor a 12 pulgadas, ambas herramientas detectan las formaciones invadidas solo con agua (filtrado de lodo) y los dos estimados de porosidad coinciden leyendo la porosidad verdadera.
- Cuando el frente de invasión está entre 6 y 12 pulgadas, la herramienta de densidad detecta solo la formación invadida, mientras la herramienta neutrón es sensible tanto a la zona invadida

como a la no invadida. Bajo estas condiciones, la estimación de densidad-porosidad es el valor verdadero, mientras que el estimado de la porosidad neutrón sigue siendo bajo.

- Debajo de 6 pulgadas de invasión, ambas herramientas son sensibles a ambas zonas, la invadida y la no invadida. Por lo tanto, para cierto rango de profundidades de invasión, la determinación precisa de la porosidad de la formación se torna complicada. Se recomienda el uso de una ecuación de valor cuadrático medio para reservorios de gas:

$$\phi_{ND, gas} = \sqrt{\frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2}} \approx \frac{\phi_N}{3} + 2 \cdot \frac{\phi_D}{3}$$

Saturación de agua a partir de registros. La determinación de la saturación de agua S_w es (después del contenido de arcillas y la porosidad), el tercer parámetro clave de los reservorios. La diferencia ($1 - S_w$) da como resultado la saturación de hidrocarburos.

Debido a que el agua de formación es un conductor electrolítico y a que los hidrocarburos son aislantes, el cálculo de la saturación de agua aplica métodos eléctricos. Los métodos eléctricos no pueden distinguir entre aceite y gas, sin embargo, el registro de neutrones sí.

Las herramientas con distinta profundidad de investigación evalúan la saturación de agua en la zona virgen (no invadida) S_w y la saturación con filtrado de lodo S_{xo} en la zona invadida. Esta técnica da como resultado un perfil de saturación y una determinación de hidrocarburos móviles y no móviles.

En rocas limpias, el agua de formación (y filtrado de lodo base agua) es el único componente conductor y sus propiedades eléctricas se pueden describir a través de las ecuaciones de Archie (Archie, 1942). En presencia de arcillas, se tiene un segundo componente eléctrico conductor y las ecuaciones de Archie se deben reemplazar con la ecuación para una arenisca arcillosa. Las dos principales formas en que se puede encontrar la arcilla en una roca son, ya sea en laminaciones o bien dispersas.

Rocas limpias. En un reservorio limpio, la invasión del filtrado de lodo. Crea un perfil radial de resistividad que de manera simplificada se muestra en la figura 187. Las ecuaciones de Archie pueden aplicarse a ambas regiones.

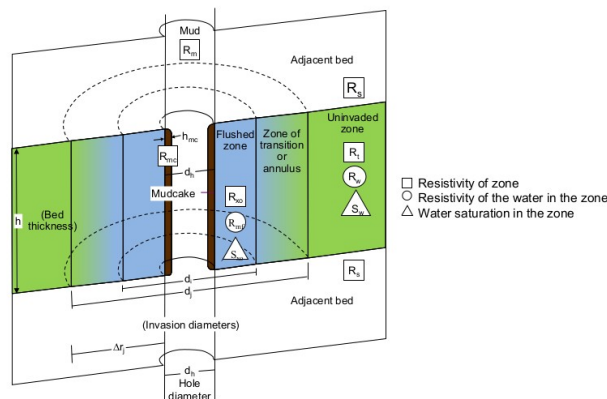


Fig. 187 – Símbolos utilizados en la interpretación de registros (Schlumberger, 2000).

Zona no invadida con agua de formación conductiva (R_w):

$$S_w = \left(\frac{R_0}{R_t} \right)^{\frac{1}{n}} = \left(\frac{R_w}{R_t} \frac{1}{\phi^m} \right)^{\frac{1}{n}}$$

Zona invadida con filtrado de lodo conductivo (R_{mf}):

$$S_{xo} \left(\frac{R_{mf}}{R_{xo}} \frac{1}{\phi^m} \right)^{\frac{1}{n}}$$

Para el cálculo de S_w y S_{xo} se necesitan las siguientes entradas:

- Porosidad ϕ : del registro de porosidad.
- Parámetros m y n de Archie: de estudio de núcleos en laboratorio o valores recomendados en literatura (*frecuentemente $m=n \approx 2$*).
- Resistividad de agua de formación R_w : obtenida en una zona donde $S_w=1$ de un registro SP o medida de una muestra de agua de formación en laboratorio.
- Resistividad del filtrado de lodo R_{mf} : medida en una muestra de fluido a temperatura corregida por profundidad de formación.

7.3 Formaciones arcillosas

La presencia de arcilla en un reservorio:

- Disminuye la calidad del reservorio (porosidad, permeabilidad).
- Da lugar a una conductividad eléctrica adicional; en la mayoría de las ecuaciones de areniscas arcillosas, ambas conductividades se conjuntan (sistema paralelo conductor).
- “Perturba” los algoritmos y técnicas tradicionales de interpretación; la aplicación de la ecuación de Archie resulta en una sobre estimación de la saturación de agua.

Para calcular correctamente la S_w a partir de un registro de resistividad, se debe eliminar este efecto de conductividad adicional.

La contribución de conductividad depende de:

- El contenido de arcilla (fracción de volumen), determinado e.g., de un registro de rayos Gamma.
- El tipo de arcilla (composición mineralógica de la arcilla) que controla la conductividad.
- La distribución de la arcilla en la formación (laminar o dispersa).

Arenisca arcillosa laminada (La ecuación de Poupon). Para el caso particular de una arenisca arcillosa laminada, Poupon et al. (1954) propusieron una ecuación. La arenisca arcillosa laminada representa una estratificación alternada de arenisca y lutita con un espesor de capas individuales del rango de milímetros (Fig. 188). Las herramientas de resistividad no pueden distinguir cada capa, sin embargo, pueden medir el efecto de un conductor paralelo asumiendo que las líneas de corriente son paralelas a la estratificación.



Fig. 188 – Modelo de Arenisca arcillosa laminar (Schön, 2015).

La conductividad de este modelo de conductor paralelo es:

$$\frac{1}{R_t} = \frac{1 - V_{sh-lam}}{R_{sd}} + \frac{V_{sh-lam}}{R_{sh}}$$

dónde:

V_{sh-lam} = Contenido de arcilla,
 R_{sh} = Resistividad de la arcilla, y
 R_{sd} = Resistividad de la arenisca.

La aplicación de la ecuación consta de dos pasos:

1. el cálculo de la resistividad de la fracción de arena,

$$R_{sd} = (1 - V_{sh-lam}) \cdot \left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh-lam}}{R_{sh}} \right)^{-1}$$

2. el cálculo de la saturación de agua para la fracción de arena usando la ecuación de Archie,

$$S_w = \left[\frac{R_w}{R_{sd}} \cdot \frac{1}{\phi^m} \right]^{\frac{1}{n}}$$

Por lo tanto, los siguientes parámetros serán necesarios como entrada.

R_t - del registro,
 V_{sh} - de un registro gamma,
 R_w - resistividad del agua de formación,
 R_{sh} - de una capa adyacente de arcillas,
 ϕ - de un registro de porosidad,
 m, n - de la ecuación de Archie,

y se necesita tener la certeza de que la lutita está laminada.

La figura 189 muestra el resultado de un cálculo de la resistividad verdadera como función de la saturación de agua S_w para diferentes contenidos de arcilla V_{sh} . Muestra que el efecto de la arcilla es muy fuerte a saturación baja de agua y aumenta conforme lo hace la resistividad del agua.

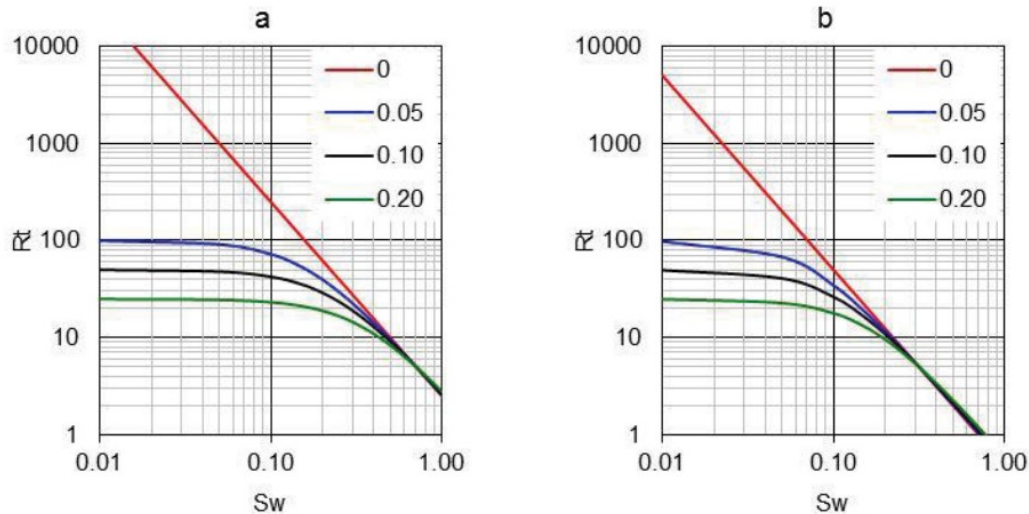


Fig. 189 – Resistividad verdadera R_t como función de la saturación de agua S_w para cuatro diferentes contenidos de arcilla laminar V_{sh} . Porosidad $\phi=0.2$, $m=n=2$, $R_{sh}=5$ Ohm m, a) $R_w=0.10$ Ohm m, b) $R_w=0.02$ Ohm m (Schön, 2015).

Un ejemplo puede demostrar el efecto de la arcilla laminar sobre la saturación de agua S_w .

Datos de entrada: $R_t=4$ Ohm m $R_{sh}=1.5$ Ohm m $V_{sh}=0.20$
 $R_w=0.02$ Ohm m $m=n=2$ $\phi=0.018$
 $F=31$

Cálculo incorrecto, se omite V_{sh} y se aplica directamente la ecuación de Archie,

$$S_w = \left(\frac{R_w}{R_t} \cdot \frac{1}{\phi^m} \right)^{\frac{1}{n}} = \sqrt{\left(\frac{0.02}{4} \right) \cdot (31)} = 0.39$$

Cálculo correcto, tomamos en cuenta V_{sh} y aplicamos la ecuación de Poupon,

$$S_w = \left[R_w \cdot \left(\frac{1}{R_t} - \frac{V_{sh}}{R_{sh}} \right) \cdot \frac{1}{\phi^m} \cdot \frac{1}{1-V_{sh}} \right]^{\frac{1}{n}} = \left[0.02 \cdot \left(\frac{1}{4} - \frac{0.2}{1.5} \right) \cdot 31 \cdot \frac{1}{1-0.2} \right]^{\frac{1}{2}} = 0.3$$

Se puede concluir que la arcilla contribuye con un incremento en la conductividad de la roca. Por lo tanto, la arcilla tiene un efecto que actúa en el mismo sentido que el agua (para efectos de este ejemplo, como un 9% de agua). Omitir el contenido de arcilla, resulta en una no-realista alta saturación de agua (o baja saturación de hidrocarburos).

7.4 Aplicaciones a hidrología

En general, las mediciones en pozo en exploración de agua requieren un pequeño número de herramientas y registros, además de que la profundidad de los pozos es mucho menor si la comparamos con

los pozos de exploración de hidrocarburos. La meta de estos estudios en muchas aplicaciones prácticas es:

1. investigar el perfil litológico,
2. la detección de acuíferos (porosos y/o fracturados) con la profundidad exacta de sus límites, y
3. controlar la terminación y producción del pozo.

Por lo tanto, un proyecto de este tipo es significativamente menos costoso que cualquier exploración de hidrocarburos. Sin embargo, las condiciones de las formaciones que se investigan también son diferentes:

- En muchos casos el perfil consiste de rocas sin consolidar (arenas y arcillas), pero también, el objetivo son rocas duras fracturadas especialmente cuando se busca agua termal o mineral.
- El fluido contenido en las fracturas o los poros es agua principalmente con baja salinidad (Salvo las aguas minerales). Por lo tanto, los acuíferos tienen resistividad relativamente alta comparada con la que tienen los estratos arcillosos. Esta resistividad alta del agua resulta en una alta sensibilidad a la resistividad de las rocas con respecto al contenido de arcillas. En un reservorio saturado de agua dulce, una pequeña cantidad de arcilla hace que disminuya la resistividad de la roca mucho más fuertemente que en un reservorio profundo cuya agua de formación es salina.

Pozo de agua en una formación no consolidada. Los dos carriles del lado izquierdo de la Fig. 190 muestran una selección estándar de registros tomados a pozo abierto en una formación no consolidada. El registro de rayos gamma combinado con registros convencionales de resistividad de cuatro electrodos (normal corta y larga) arroja un perfil litológico detallado de acuerdo con las siguientes reglas de interpretación:

- arenas (acuífero) - Rayos gamma bajo y resistividad alta, y
- arcillas - Rayos gamma alto y resistividad baja.

Se marcan las capas de arenas (acuífero) y se determina el diseño de terminado.

Luego de la terminación del pozo, se tomó una serie de registros secundarios (mostrados en el lado derecho de la Fig. 190): Un registro de temperatura y diferentes modos de medición de flujo.

Los medidores de flujo miden la velocidad vertical del agua en el pozo. En la exploración de acuíferos, frecuentemente se utiliza un impelente. Las rotaciones por segundo de un impelente son una medida de la velocidad del fluido (agua) con relación a la herramienta. En caso de una medición continua (es decir, que la herramienta esté moviéndose con una velocidad constante), la tasa de flujo medida es la suma de ambas velocidades (flujo de agua y velocidad de la herramienta), por lo tanto, se necesita un registro de velocidad de la herramienta para poder aplicar la corrección pertinente a la medida del flujo.

El segundo carril del lado derecho (Fig. 190), muestra el resultado del control hidráulico de la terminación de pozo. Todas las ventanas están en la posición correcta de profundidad y tienen una función hidráulica completa, indicada por una alta permeabilidad. La curva de temperatura, en el primer carril, indica cambios agudos a los 78 y 127 metros, lo que indica que están fluyendo tres diferentes tipos de agua desde los acuíferos individuales.

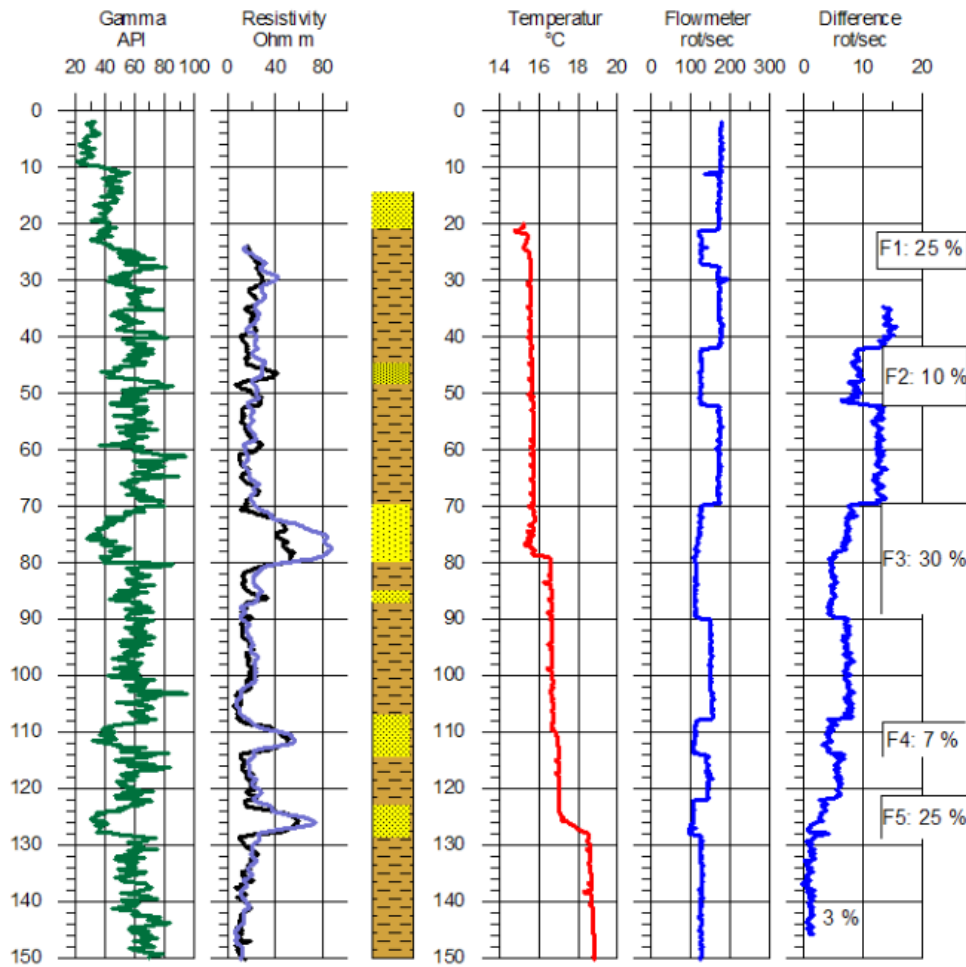


Fig. 190 – Registro en pozo de agua. Formación no consolidada (Schön, 2015).

Pozo de aguas minerales en una formación fracturada de carbonatos. Se perforó un pozo de exploración de aguas minerales en una formación de carbonatos. La figura 191 muestra los registros de rayos gamma, de resistividad, acústico, y de medición de flujo durante el bombeo. Los recortes de perforación muestran marga/brecha, dolomita y caliza.

Interpretación:

- Rayos gamma ubica la marga/brecha entre 600 y 620 m, y los carbonatos a 680m.
- Resistividad ubica una sección porosa/fracturada de carbonatos desde los 621 a los 645 m, seguida de una sección densa.
- El registro acústico confirma una sección fracturada entre 621 y 445 m con $vp \approx 4000 \text{ m/s}$ seguida de una sección densa con $vp \approx 7000 \text{ m/s}$.

En consecuencia, la zona hidráulicamente activa es la dolomita de 621 a 645 m. Una medición de flujo (la bomba se colocó a una profundidad de 600 m) confirma la afluencia en esta sección; los picos en el registro se deben a las irregularidades de calibre en el pozo abierto.

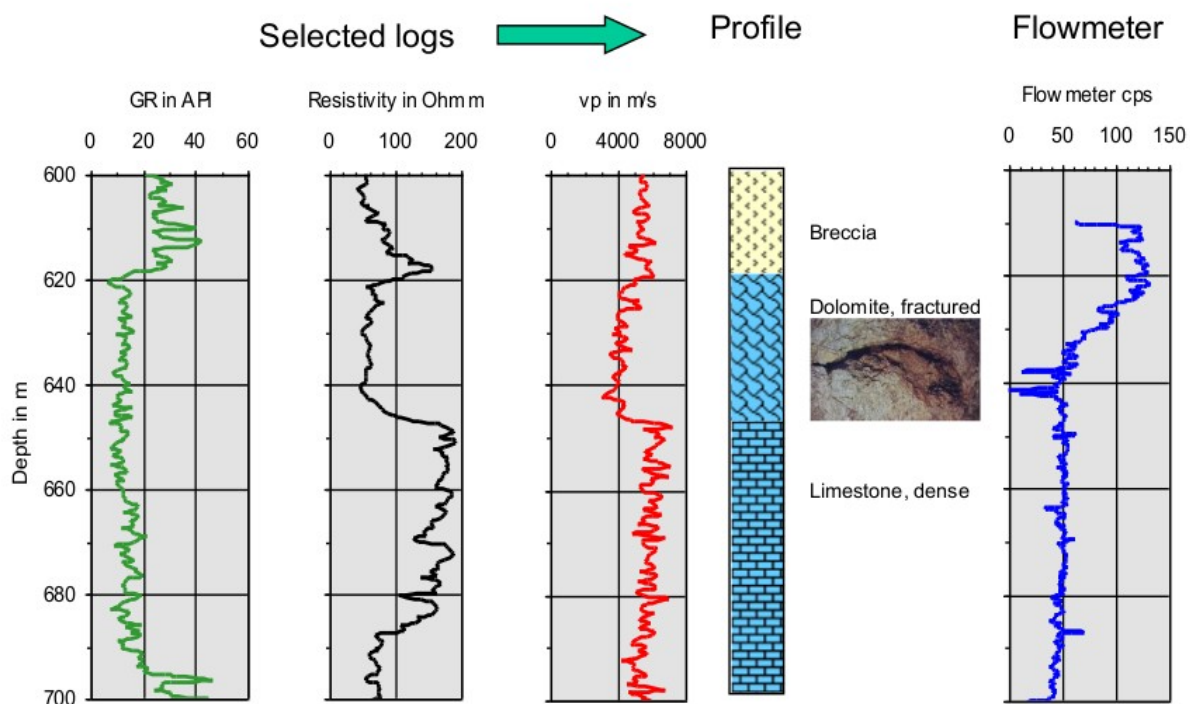


Fig. 191 – Detección de secciones hidráulicamente activas de un pozo de aguas minerales en una formación carbonatada. Carril 1: Rayos Gamma; Carril 2: Resistividad; Carril 3: Registro acústico; Carril 4: Litología inferida; Carril 5: Medidor de flujo con una bomba a 600 m de profundidad. La foto de la pared de pozo en la dolomita es una imagen del borehole-televiwer óptico (un escaneo óptico fue posible gracias a la claridad del agua en el pozo) (Schön, 2015)

8. Resultados de probadores de formación y pruebas de presión-producción

Objetivo: El alumno comprenderá los principios de medición, presentación y aplicaciones de los probadores de formación.

El riesgo económico que supone perforar un pozo exploratorio es grande si no se conoce su capacidad de producción. Es por ello que los esfuerzos de las técnicas e investigaciones de la industria petrolera, se enfocan en conocer a fondo tantas características de un yacimiento como sea posible a través de un método sencillo que proporciona una gran cantidad de datos. Este método se conoce como prueba de formación y resulta muy eficaz y económico si lo comparamos con el costo de las etapas posteriores de exploración y/o producción.

Este método es ideal si se tiene un pozo abierto, aunque también se puede efectuar dicha prueba en pozos adermados.

Durante mucho tiempo, se cuestionaba la utilidad de esta prueba, ya que los resultados no tienen el detalle que arrojan otros análisis más meticulosos, sin embargo, las aproximaciones que se obtienen son suficientemente buenas para tomar la decisión de desarrollar o no un campo. Su aplicación para aumentar las reservas es satisfactoria, dando elementos para hacer frente a los problemas que surgen en la toma de decisiones para la terminación de un pozo.

Las pruebas de pozos y de formación, que consisten en la obtención de mediciones mientras se hacen fluir fluidos del yacimiento, se efectúan en todas las etapas de la vida productiva de los campos de petróleo y gas; desde la fase de exploración hasta las fases de desarrollo, producción e inyección.

Los resultados de la prueba se grafican y se interpretan por especialistas, luego se comparan con resultados obtenidos a través de otros registros geofísicos para poder obtener parámetros mucho más confiables del yacimiento.

Un análisis cualitativo de las gráficas dirá mucho acerca de cómo se comporta el yacimiento. Un análisis cuantitativo determina el valor de los parámetros necesarios y por consiguiente se deducirá si el yacimiento resultará económicamente productivo o no.

Finalmente, con las pruebas de formación se pueden predecir con precisión aceptable las propiedades del yacimiento que se obtendrían al aplicar las pruebas de producción, que además de costosas requieren mucho tiempo de ejecución. Obteniendo como resultado la posibilidad de tomar una decisión del desarrollo del campo más rápido, reduciendo la duración del ciclo desde el descubrimiento hasta la primera producción.

Para entender mejor las características del yacimiento y, por lo tanto, para tomar las mejores decisiones financieras, las compañías petroleras generalmente recurren a las pruebas de producción. Una prueba de producción puede proporcionar la información sobre la extensión del yacimiento, el gasto que entregan los pozos, las propiedades de los fluidos y la permeabilidad del yacimiento. Las desventajas de ejecutar una prueba de producción incluyen el alto costo, las limitaciones ambientales de quemar el gas producido, el largo período de flujo requerido para estimar la extensión del yacimiento y la incertidumbre con respecto a la permeabilidad de las unidades individuales de flujo dentro de un yacimiento (solamente se puede calcular la permeabilidad promedio).

Los parámetros más importantes para predecir los gastos de producción para pozos son las propiedades PVT (presión-volumen-temperatura) de los fluidos del yacimiento y la permeabilidad de la formación.

En un principio, los análisis fueron manuales, sin embargo, la dificultad para obtener resultados a través de la implementación de técnicas matemáticas como la función de Green, ocasionó que se desarrollaran nuevas tecnologías a partir de los 70's.

En ese momento, el análisis lineal se sustituyó por un análisis de presiones de tipo logarítmico, en el que la presión durante un tiempo de flujo era graficada, en papel log-log, contra el tiempo transcurrido. Con este método se determinaban las características de los yacimientos mediante el análisis de los puntos graficados y sus desviaciones, pero la falta de resolución en las mediciones de los cambios de presión se convirtió en su mayor desventaja.

Hacia los años 80, los equipos de cómputo permitieron visualizar, entre otros aspectos, las heterogeneidades de los yacimientos, pozos horizontales y los límites del yacimiento; además, se propició que las pruebas de formación se estudiaran mediante un análisis diferencial en donde se mostraba la variación del tiempo transcurrido y el cambio de presión con respecto a éste. Su mayor desventaja era la baja capacidad de identificación de las características del yacimiento.

Así, a través de la implementación de mejor tecnología de medición y nuevas técnicas de análisis, desde 1950, la industria petrolera cada vez cuenta con más y mejores herramientas que faciliten y ayuden a la caracterización de yacimientos para poder diseñar un mejor plan de explotación.

La importancia de efectuar pruebas de formación radica en la necesidad de las compañías petroleras por conocer qué tipos de fluidos producirá el pozo, qué gasto tendrá, su velocidad de flujo, por cuánto tiempo podrá mantenerse la producción, entre otra información.

Los objetivos de las pruebas de formación cambian dependiendo de la etapa en la que se encuentre el yacimiento, debido a que la información que se puede obtener es diferente en las etapas de exploración, desarrollo, explotación y recuperación mejorada.

Durante las fases de exploración y evaluación, las pruebas de formación ayudan a determinar el tamaño del yacimiento, la permeabilidad y las características de los fluidos; después, es necesario conocer las presiones y los regímenes de producción. Todo lo anterior, en conjunto, es utilizado para evaluar la capacidad de producción y si el yacimiento es rentable o no.

Durante la fase de producción, las pruebas de formación son útiles para conocer la eficiencia de la terminación del pozo, también ayudan a determinar las causas de las declinaciones de la producción, es decir, si son ocasionadas por el propio yacimiento o por una mala terminación.

Toda esta información será necesaria para la evaluación de estrategias de recuperación durante la vida productiva del pozo, es por esta razón que las interpretaciones de las pruebas de formación deben ser realizadas de manera correcta por ingenieros expertos en estas áreas.

Los resultados de las pruebas de formación también son importantes para las estimaciones de reservas; en muchas ocasiones se requiere de estas pruebas de formación, con los fluidos llevados a la superficie, para poder clasificar las reservas como probadas, además de detectar los límites de los yacimientos.

Finalmente, las pruebas de formación aportan datos para el modelado de los yacimientos, el diseño de las operaciones de terminación de pozos, el desarrollo de estrategias de producción de los campos pe-

troleros e incluso el diseño de las instalaciones para producción. Además, ayudan a la evaluación de la capacidad de transmisión de fluidos de los yacimientos a través de la estimación de la permeabilidad.

Probadores de formación⁹

Los probadores de formación se corren en los pozos petroleros para poder obtener parámetros de los intervalos de interés, como presión de la formación y permeabilidad, así como para recuperar muestras de fluidos de la formación.

Este tipo de herramientas cuentan con un bloque que contiene un empaque sellador, opuesto a un brazo que abre a la profundidad de interés, forzando al bloque y al empaque sellador para que entren en contacto firme con la formación (Fig. 192). Se obtiene información de la pre-prueba y de la presión tomada correspondientes a un decremento e incremento de presión en la formación en el intervalo de interés.

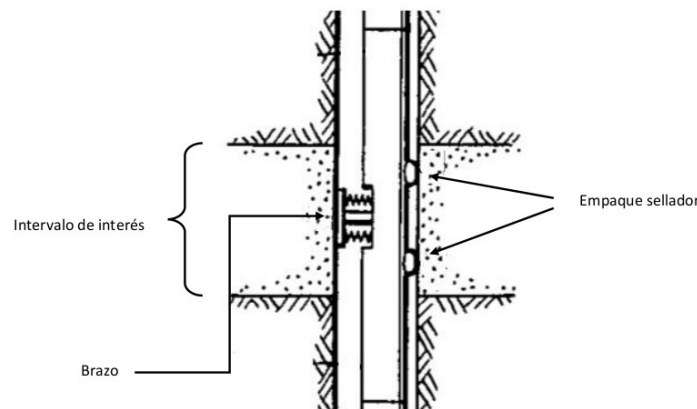


Fig. 192 – Representación general de un probador de formación (Flores y Ruiz, 2012).

Cada compañía, dependiendo de sus objetivos, opera con diferentes herramientas que poseen características únicas para trabajar con ciertas condiciones que el pozo requiera.

8.1 Prueba Convencional (Drill Stem Test, DST)

Una prueba DST se define como una terminación temporal del pozo que se realiza después de identificar algún intervalo con presencia de hidrocarburos de donde se obtienen y se analizan muestras de los fluidos de la formación, presión y gastos de flujo. Los datos obtenidos se registran en función del tiempo y con ayuda de otras herramientas es posible calcular parámetros de la formación, que determinarán si la terminación será definitiva o si se decide abandonar el intervalo que en principio fue de interés.

La herramienta DST es un arreglo de empacadores y de válvulas colocadas al final de la tubería de perforación (Fig. 193). La función principal de los empacadores es aislar las zonas de interés del lodo de perforación y permitir la entrada de fluidos dentro de la cámara muestreadora y la tubería de perforación. Los empacadores juegan un papel muy importante en este tipo de pruebas ya que ayudan a reducir los efectos de almacenamiento.

⁹ El presente tema se desarrolla con base en la tesis de licenciatura *Caracterización De Yacimientos Petroleros Con Base En Probadores De Formación*, de Miguel Flores Jiménez y Samantha Ruiz González, presentada para la Facultad de Ingeniería de la UNAM, en 2012, retomando su capítulo “3. Probadores de Formación”.

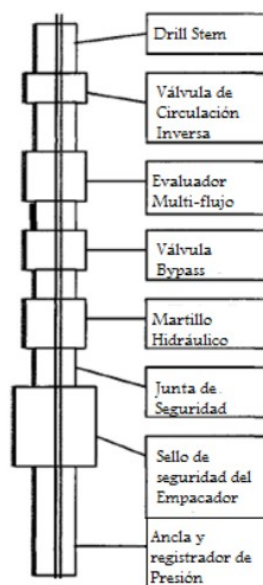


Fig. 193 – Esquema de la herramienta operativa DST (Flores y Ruiz, 2012).

La prueba llevada a cabo con esta herramienta DST es actualmente una de las más utilizadas en la industria petrolera desde sus inicios. Hoy en día muchas empresas optan por esta herramienta debido a la información que se puede obtener de ella y a que la respuesta del yacimiento es más rápida de observar.

Diseño de la DST

La herramienta DST está integrada por los accesorios que se describen a continuación:

- Válvula de prueba (Tester Valve).** Este dispositivo controla el fluido entrante a la T.P. que proviene desde el ancla que está por debajo del empacador, normalmente está cerrada y es abierta sólo cuando se tiene el suficiente peso proporcionado por la T.P. Cuando se completa la prueba, la herramienta es extraída y el peso de la T.P. es retirado de la válvula de prueba, esta se cierra automáticamente y al mismo tiempo la válvula igualadora de presión se abre automáticamente. Su función principal es prevenir la entrada del lodo a la sarta de perforación mientras se baja la herramienta, y de igual manera retiene la muestra de fluido cuando se saca la herramienta.
- Estrangulador (Choke).** El estrangulador es una pequeña restricción localizada sobre la línea de flujo cerca de la válvula de prueba (válvula de control), y como su nombre lo dice, su función es controlar la cantidad de flujo de la zona de la prueba. La función principal es proteger el empacador y los registradores de presión, ya que debido a la apertura de la válvula de prueba (válvula de control) se tiene una presión de choque, que puede dañar los componentes mencionados.
- Registradores de Presión (Pressure Recorder).** Los registradores de presión pueden ser del tipo Resorte-Pistón (Spring-Piston) o del tipo Bourdon. La presión se graba sobre una carta cilíndrica por medio de una aguja conectada a un elemento sensible a las fluctuaciones de la presión. Se incluye un reloj de precisión dentro de la herramienta registradora, el resultado de esto se obtiene en un registro de presión vs tiempo. Los registradores de presión proporcionan resultados con una gran precisión, lo cual mejoró, ya que en sus inicios estos registradores arrojaban datos

con un 0.25% de exactitud en las mediciones. Los datos obtenidos de los registradores son utilizados para cálculos cuantitativos.

Este componente proporciona un registro completo de lo que pasa dentro del pozo. Normalmente se utilizan dos registradores de presión para realizar la prueba, los cuales son colocados uno sobre la línea de flujo así que el fluido debe pasar por el ancla. El otro se localiza en la sección llamada “blanked –off” en el ancla, el cuál siempre estará abierto directamente a los fluidos del pozo.

Ambos deben registrar la misma lectura de presión siempre. Se llegan a utilizar tres registradores de presión en las pruebas de presión doble cierre (shut-in), de igual forma se utilizan tres registradores en las pruebas “straddle test”, donde el tercer registrador es colocado en la parte inferior del empacador.

- **Martillo Hidráulico (Jars).** Es de gran utilidad ya que se puede presentar un atascamiento de la herramienta dentro del pozo, su función es liberar la herramienta si eso llegara a pasar gracias a la tensión que genera.
- **Empacador (Packer).** Se le puede considerar como el corazón de la herramienta. En operaciones en agujero abierto es el principal responsable del éxito o fracaso de la prueba. Cuando se desea colocar el empacador en su lugar, parte del peso de la T.P. es recargado sobre la parte superior del mismo, mientras que la parte inferior está soportada sobre una posición fija, esto provoca que el empacador se expanda y origine una compresión sobre la pared del agujero. Cuando se abre la válvula de prueba, el peso de la columna del lodo crea una presión diferencial a través del empacador. En algunas ocasiones se puede provocar daño al empacador debido un flujo frío alrededor del empacador, esto debido a la presión diferencial. Para evitar este tipo de problemas, se procura que el espaciamiento entre el agujero y el empacador sea lo menor posible, aunque si el espaciamiento es muy reducido también puede ocasionar problemas, ya que será difícil correr la herramienta dentro del pozo. Esto puede generar lo que se conoce como manifestación brusca de los fluidos del pozo (blowout o reventón). Para evitarlo, se coloca una zapata de expansión junto a la parte inferior del empacador, que está hecha ya sea de metal o de caucho duro. Con este arreglo se pueden usar empacadores que están entre 1 y 1½ de pulgada menores al tamaño del agujero. La prueba en pozo revestido presenta mayores dificultades debido a fallas del empacador, esta se corre por arriba del fondo del agujero. Se utilizan dos empacadores, uno por encima y otro por debajo del intervalo deseado. En este caso la prueba se conoce como prueba con empacador múltiple (Straddle test).
- **Ancla (Anchor Pipe).** Para colocar el empacador es necesario mantener estático el fondo de la herramienta cuando el peso es aplicado en la parte superior del empacador, es decir sostiene el empacador en el lugar correcto. El ancla debe ser lo suficientemente fuerte para soportar el peso necesario para colocar el empacador además del peso de la columna del lodo que descansa sobre el empacador cuando la válvula de prueba está abierta. En caso de que el ancla falle, el empacador resbala y como consecuencia se obtienen malos resultados de la prueba, además de que el empacador puede sufrir daños, por lo que se debe tener la seguridad de que está colocada sobre el fondo del agujero y no sobre recortes que se encuentren en el fondo.
- **Válvula Igualadora de Presión (Equalizing Valve).** Esta es una de las partes más complejas de la herramienta. Normalmente está abierta y se cierra solo cuando la válvula de prueba (tester valve) está abierta.

Tiene como propósito desviar el flujo del lodo del empacador hacia el interior de la T.P. Una de las principales funciones es igualar o equilibrar la presión tanto por encima como por debajo del empacador cuando la prueba es completada.

- **Válvula de cierre (Shut-In Valve).** Sirve para tomar una presión de cierre al final de la prueba. Para lograrlo es necesario tener una válvula sobre la línea de flujo que pueda ser cerrada por la rotación de la tubería. Esta válvula se localiza por arriba de la válvula principal de prueba y en ocasiones se combina como una sola unidad con la válvula de circulación (Circulating Valve).
- **Válvula de disco (Disk Valve).** Anteriormente, para impedir la entrada del lodo en la T.P. debida a la apertura accidental de la válvula principal cuando se está corriendo la herramienta dentro del pozo, un disco metálico podía ser colocado por encima de las demás herramientas de la sarta, que se rompe y es arrojado a la superficie cuando el empacador es colocado en posición y la válvula principal es abierta.
Esta válvula de disco se eliminó y ha sido remplazada por los probadores hidráulicos que combinan las funciones de la válvula de disco, la válvula principal y la válvula igualadora de presión en una sola unidad.
- **Válvula de circulación (Circulating Valve).** Esta válvula ayuda a remover los fluidos inflamables de la prueba antes de ser retirada la herramienta del pozo, esta válvula provee un medio para abrir la tubería de perforación a cierta distancia por arriba del probador. El lodo se bombea al espacio anular que después atraviesa el interior de la tubería de perforación y acarrea los fluidos de prueba que se quedan en la tubería.
Esta válvula se puede usar con la válvula de cierre. Con tal arreglo es posible cerrar la válvula de prueba y al mismo tiempo abrir la válvula de circulación solamente con rotar la tubería de perforación al final del período de flujo.
- **Junta de seguridad (Safety Joint).** Se coloca por arriba del empacador. En caso de que los martillos hidráulicos no liberen el empacador, si es que llega a atascarse en el pozo, se podrán recuperar las herramientas por arriba de esta junta de seguridad ya que estará libre.
- **Cabezal de producción (Surface Control Head).** Debido a que es necesario tener el control sobre los fluidos producidos, se coloca el cabezal de producción, además de que es ensamblado para cumplir con los requerimientos de operación de la compañía.

En la prueba DST, hay una parte esencial que es el equipo superficial, y es de suma importancia para poder realizarla de forma segura. Dicho equipo superficial está diseñado para medir los gastos y poder manejar los fluidos en superficie durante la prueba, los componentes principales son:

- **Cabezal de control (Christmas Tree).** Este se localiza en la parte superior de la sarta, es una combinación de junta giratoria (swivel), y la válvula de control. La válvula permite tener control superficial sobre el flujo de los fluidos, mientras que la junta permite la rotación de la sarta en caso de que sea necesario asentar los empacadores o para operar alguna herramienta en particular.
En caso de tener altas presiones se utiliza un cabezal de control dual, mientras que, en pozos marinos, dicha válvula se activa mediante la presión con líneas de nitrógeno. Contiene un receptáculo para incorporar y soltar barras para activar los puertos de los substitutos de circulación inversa.

- **Manifold.** Es un conjunto de válvulas de control (ver figura 3.12) colocadas en el piso del equipo para operar las siguientes funciones:
 - Tomar muestras de los fluidos
 - Colocar estranguladores
 - Medir la presión en superficie
 - Control adicional de la presión

Resultados obtenidos de la prueba DST

La primera evaluación que se realiza a una formación es comúnmente la toma de registros en los intervalos de interés, con la interpretación resultante de estos se puede determinar aproximadamente el potencial productivo y la profundidad exacta de la formación. Después de identificar los intervalos, por lo general, se realizan pruebas DST; se aísla temporalmente cada intervalo de interés identificado para evaluar las características más importantes del yacimiento, tales como permeabilidad, daño a la formación, presiones y propiedades del fluido.

La información que se obtiene durante una prueba DST se puede agrupar en tres categorías:

1. **Información en superficie.** Desde superficie, utilizando los estranguladores apropiados, se obtiene información acerca de la producción que se tiene, además de eso si se tienen las instalaciones adecuadas, como los tanques de almacenamiento y separadores, se puede obtener con gran precisión la relación gas/aceite (RGA) y la producción de agua.
2. **Información de la tubería de perforación.** Debido a que los fluidos de algunas de las pruebas no llegan a superficie a causa de la presión del yacimiento, el análisis de los fluidos obtenidos se realiza en la tubería de perforación, o bien se hace la evaluación de los fluidos cuando se recupera la sarta de perforación.
3. **Muestra recuperada.** Este tipo de herramienta cuenta con muestreadores que guardan los fluidos obtenidos del flujo de la formación hacia el probador. Dicho muestreador se mantiene bajo presión y se lleva a la superficie, donde se analiza la muestra obtenida y de la cual se puede obtener información no solo de presiones sino también puede ser: la relación gas aceite (RGA) y relación gas agua, la gravedad específica del aceite (obtenida con conversión de los grados API), la temperatura de yacimiento, la presión del yacimiento, la resistividad del agua de formación, entre otras.

Además de obtener y determinar esta información, relacionada con las propiedades de los fluidos y propiedades del yacimiento, en varios reservorios existen discontinuidades (dentro del radio de investigación) que pueden detectarse utilizando el método de Horner (build up - incremento), con el cuál se puede determinar la distancia existente del pozo hacia dichas discontinuidades.

Con la ayuda de ciertas ecuaciones aplicadas a la interpretación, se pueden hacer estimaciones de parámetros como permeabilidad, daño, presión media del yacimiento, etcétera. Además de tales ecuaciones, se tienen métodos para realizar los análisis correspondientes. Los que pueden ser utilizados son los siguientes:

- Método de Horner. Este método se usa cuando se conocen el espesor de la capa y la viscosidad del fluido.
- Método de análisis con curvas tipo. Estas curvas consideran el efecto de daño y se utilizan para analizar el período de flujo del fluido en una prueba DST, el cual no alcanza a llegar a la superficie.
- Ajuste mediante programas de computación. Este método solo se utiliza si las técnicas convencionales no se pueden aplicar, en este caso se recurre a un simulador numérico de yacimientos, y se utiliza un historial de la producción.

8.2 Probador de Formación Operado con Línea de Acero (Wireline Formation Tester, WFT)

Una herramienta WFT es aquella que se baja y se opera dentro del pozo por medio de un cable eléctrico. Cuenta con una o varias cámaras que se utilizan para obtener muestras de fluido del yacimiento.

Cabe mencionar que el WFT es el nombre genérico que le dio inicio a una era de probadores operados con línea de acero.

En términos generales, este probador consistía de una cámara muestreadora que se encontraba conectada a una almohadilla que abría para crear un sello con la pared del agujero, con esto se establecía la comunicación entre la cámara y la formación (Fig. 194). Las válvulas en superficie controlaban el abrir y cerrar de la cámara muestreadora. La herramienta se bajaba con cable y se posicionaba en el intervalo de interés.

Después de que la cámara se llenaba con los fluidos de la formación se cerraba y la almohadilla se contraía para que la herramienta pudiera ser retirada del pozo.

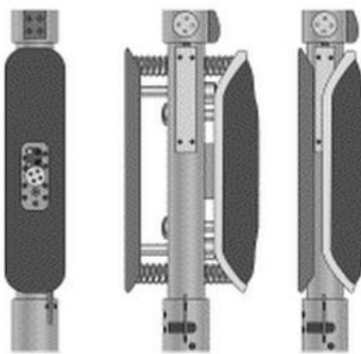


Fig. 194 – Ejemplo de una herramienta WFT (Flores y Ruiz, 2012).

Esta herramienta puede ser una alternativa menos costosa y más rápida que una prueba DST. La herramienta se baja en el agujero descubierto mediante un cable que va desde la superficie en una unidad registradora (camión registrador). La herramienta cuenta con un mecanismo de apertura, el cual provoca que la herramienta genere presión sobre la pared de la formación, y pueda establecer comunicación para permitir el flujo de los fluidos desde la formación hasta la cámara muestreadora; y con la ayuda de un transductor se registra la presión en la superficie.

La interpretación que se obtiene de una prueba utilizando la herramienta WFT puede llegar a ser de menor calidad, es decir que se pueden hacer estimaciones erróneas en comparación con las de una prueba DST, sin embargo, se continuó con su uso debido a factores económicos y a las mejoras que más adelante se le harían con la introducción de nuevas herramientas que funcionaban con el mismo principio, utilizando línea de acero.

Diseño del WFT

A pesar de que la herramienta únicamente recuperaba una muestra de fluidos y más adelante determinaba la presión de la formación, su diseño era complejo.

La herramienta generalmente consta de tres secciones: la superior, la de la prueba (Fig. 195) y la inferior. Estas secciones se encuentran conectadas entre sí y las secciones superior e inferior se encuentran longitudinalmente espaciadas con respecto a la sección de prueba. En el pozo debe haber un fluido que proporcione un control hidrostático de la presión de la formación.

Para obtener información sobre las indicaciones del sistema hidráulico se cuenta con un transductor que produce señales eléctricas en respuesta a los cambios de presión. La señal pasa a través de un dispositivo indicador (manómetro) y después pasa a un registrador convencional que marca las presiones del sistema hidráulico.

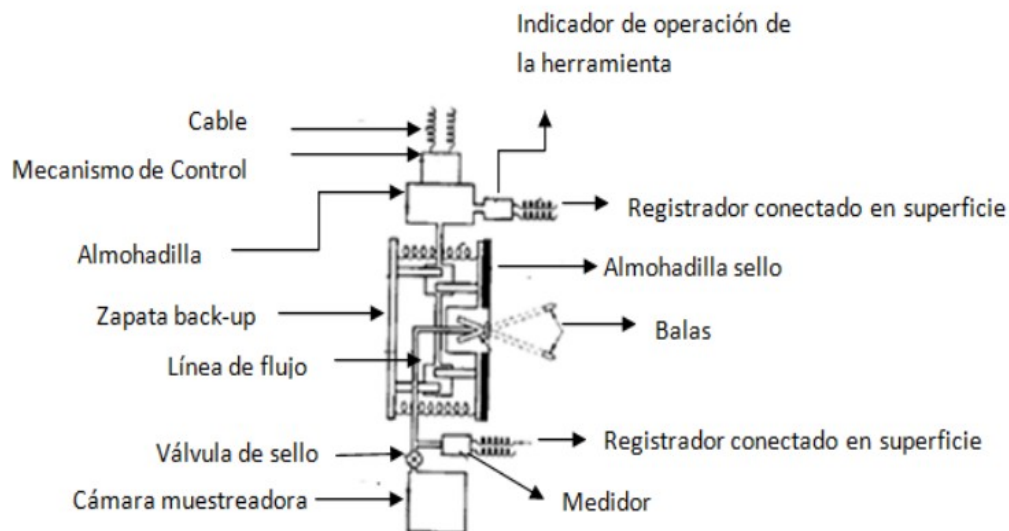


Fig. 195 – Sección de prueba de la WFT (Flores y Ruiz, 2012).

Resultados Obtenidos de la Prueba WFT

Lo que se obtiene de la prueba es un registro (Fig. 196). En la siguiente figura, la curva 1 muestra la apertura y cierre de la herramienta (con una escala de 0 a 11,000 psi hacia la izquierda). La curva 2 muestra el registro de la presión durante la prueba; ambas curvas en unidades psi.

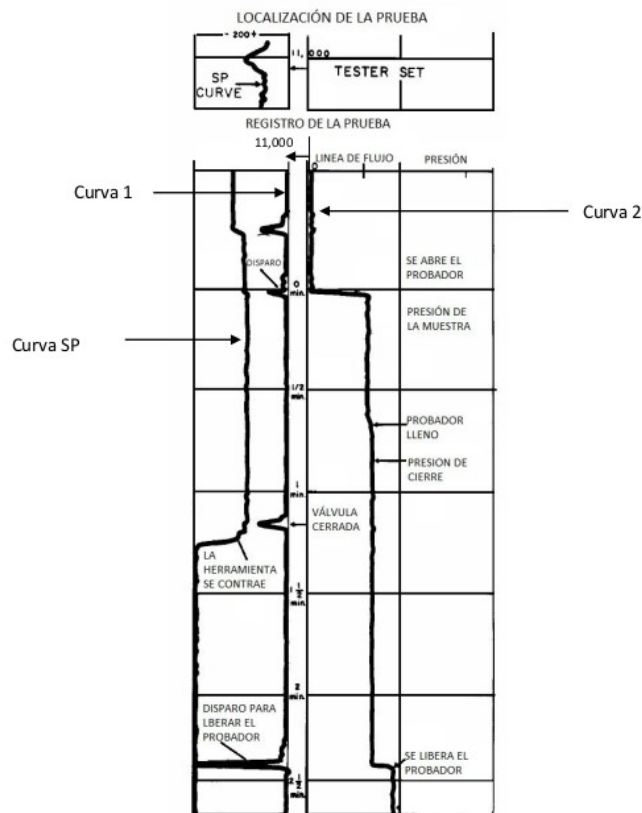


Fig. 196 – Registro típico de una prueba de formación efectuada con un equipo WFT (Flores y Ruiz, 2012).

Finalmente se recupera la cámara muestreadora de la herramienta y con la ayuda del equipo superficial, que incluye un separador de gas y un medidor de gas de laboratorio, se pueden preservar las muestras tanto de aceite como de gas para posteriormente realizar los análisis correspondientes.

Con este probador, lo que se puede determinar u obtener es esencialmente:

- El tipo de fluido (aceite o gas).
- La presión del yacimiento.
- La relación gas aceite mínima (RGA).
- La localización de los contactos gas/aceite o aceite/agua.
- La recuperación de muestras para examinarlas y realizar análisis con el fin de determinar propiedades de los fluidos (densidad del aceite, composición del gas y la salinidad del agua de formación).

Implícitamente, la herramienta WFT estimaba cualitativamente la permeabilidad. Cuando se introducía la herramienta y se abría la cámara para que los fluidos entraran se tomaba un registro del tiempo que tardaba la cámara en llenarse; entonces, si en una formación la herramienta tardaba demasiado tiempo en llenarse indicaba que la permeabilidad de esa zona era muy baja, por el contrario, si la cámara se llenaba en un tiempo corto indicaba una permeabilidad alta.

Por otra parte, los volúmenes de aceite y gas que se recuperaban eran indicadores excelentes para predecir la producción inicial que se esperaría en ese intervalo probado.

El agua que se obtenía, como resultado de la prueba, se podía analizar para conocer su salinidad, el aceite podía ser analizado para conocer su gravedad y el gas para conocer su contenido de hidrocarburos.

Las mediciones de presión que arrojaba la herramienta eran utilizadas para determinar la máxima presión de la formación y cuando se requería de más detalles para el análisis de los fluidos obtenidos se utilizaban equipos y programas de cómputo con los cuales se podían obtener valores exactos de permeabilidad, factor de daño, índice de productividad específico y estimados de producción diaria.

8.3 Probador de Formación de Repetición (Repeat Formation Tester, RFT)

La herramienta RFT es un dispositivo operado con línea de acero y es considerado como el sucesor de la herramienta WFT, debido a que operan con el mismo principio.

Este probador de formación tiene la ventaja de proporcionar datos de presión con mínimos requerimientos de tiempo de perforación; además de que puede ser colocado las veces que se requiera en un sólo viaje dentro del pozo.

Es importante introducir el término “pre-prueba” (pretest), ya que cuando la herramienta RFT se coloca a una profundidad determinada, se realiza una pre-prueba en la que se toman pequeñas muestras de fluido de la formación. Durante este periodo se monitorea la presión de los fluidos de la formación adyacente hasta que se alcanza un equilibrio en la presión de la formación. Estos datos de presión son registrados en superficie en forma analógica y en escalas de alta resolución.

Después que se realizan las pre-pruebas en el intervalo de interés, se puede tomar una muestra más grande y representativa de fluido, con la posibilidad de recuperar dos muestras de fluido por viaje, ya que las muestras de fluidos tomadas en la pre-prueba no se conservan.

Al trabajar con esta herramienta se debe tener especial cuidado de recolectar muestras representativas de los fluidos de la formación y no del filtrado del fluido de perforación, para evitar esto, el filtrado se retira durante la “pre-prueba”.

El propósito original de estas cámaras de pre-prueba era hacer un estudio preliminar para saber si se tenía un buen sello hidráulico y también para hacer mediciones de permeabilidad. Durante este período se monitoreaba la presión en superficie, utilizando registradores digitales.

Diseño del RFT

El diseño del probador RFT tiene un aspecto muy parecido al de su antecesor, el llamado FIT o WFT, que son operados mediante cable de acero (Fig. 197). Solo ciertas diferencias se pueden encontrar en el probador de repetición (RFT). Dentro del diseño, la herramienta cuenta con ciertas características específicas, por ejemplo:

- Cámaras de pre-prueba (pretest chambers).
- Cámaras muestreadora (sample chambers).
- Manómetros de alta resolución.

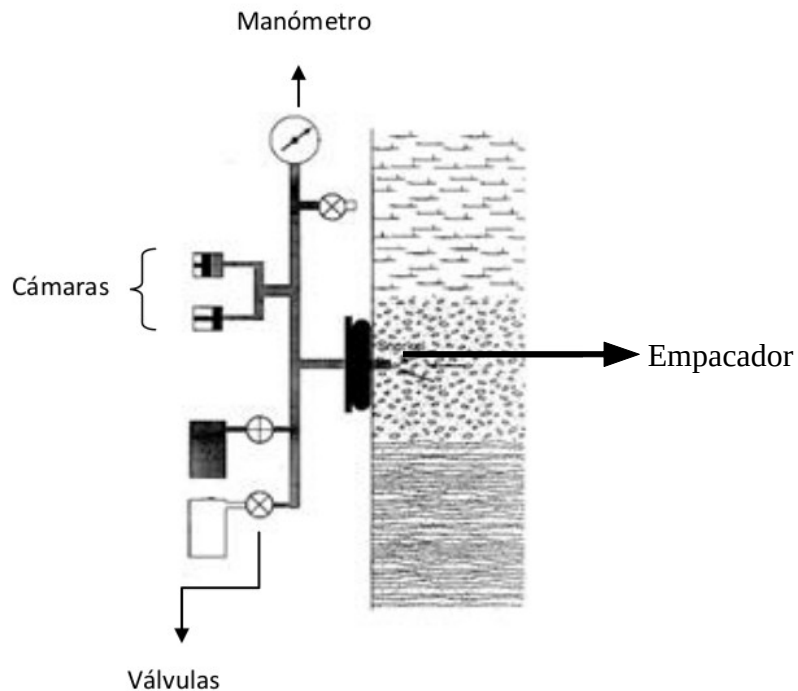


Fig. 197 – Herramienta RFT y su posición dentro del agujero (Flores y Ruiz, 2012).

La herramienta tiene un brazo mecánico que inicialmente se encuentra cerrado, posteriormente se abre a la profundidad de interés para poder pegar la herramienta a la pared del pozo y así tener una conexión entre la formación y el probador (Fig. 198).

Se cuenta de igual manera con un empacador en la almohadilla que sirve para pegarse a la formación, este empacador aísla la zona de interés a probar.

Debido a los problemas que se pueden generar al terminar la prueba se cuenta con un mecanismo llamado “anti stick pad”, que se utiliza solo cuando se va a liberar la herramienta.

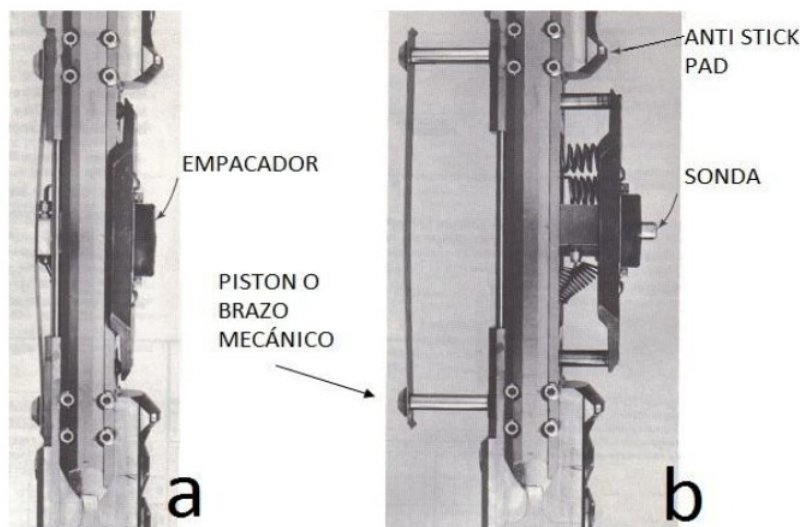


Fig. 198 – Brazo mecánico en posición cerrada (a) y abierta (b) (Flores y Ruiz, 2012).

Resultados Obtenidos de la Prueba RFT

El resultado que se obtiene del registro de esta herramienta (Fig. 199) contiene datos muy útiles en la interpretación de la formación debido a que se pueden realizar tantas pre-pruebas como se requiera durante un solo viaje al pozo.

Las mediciones de las pre-pruebas pueden ser utilizadas para determinar intervalos de interés, de los cuales es necesario tomar una muestra. La lectura final de la presión arroja una buena estimación de la presión de la formación, ya que los factores que pueden llegar a alterar las lecturas (así como el incremento de la presión debido a la expansión del empacador o el decremento de presión debido a la prueba o a la presión del enjarre durante el incremento), se eliminan durante los dos períodos de flujo.

Otros parámetros que se pueden obtener son datos de presión, y además se recuperan muestras de fluidos que varían en volumen dependiendo de la herramienta (pueden ser desde 1 hasta 12 galones). Estas muestras son utilizadas para realizar los análisis correspondientes, dependiendo del tipo de fluido recuperado; además, de estas muestras de fluido se obtienen registros de presión con los cuáles, mediante análisis cuantitativos, se pueden hacer estimaciones de parámetros como la presión del yacimiento y también de las permeabilidades.

Smolen (1977) sugiere que las mediciones de permeabilidad durante el análisis de la prueba de decremento podrían ser erróneas y propone el análisis de las curvas donde se encuentran las lecturas de la presión final durante la prueba de incremento.

Steward (1981) recomienda el análisis de incremento de presión (build-up) para mediciones de permeabilidad en formaciones naturalmente fracturadas.

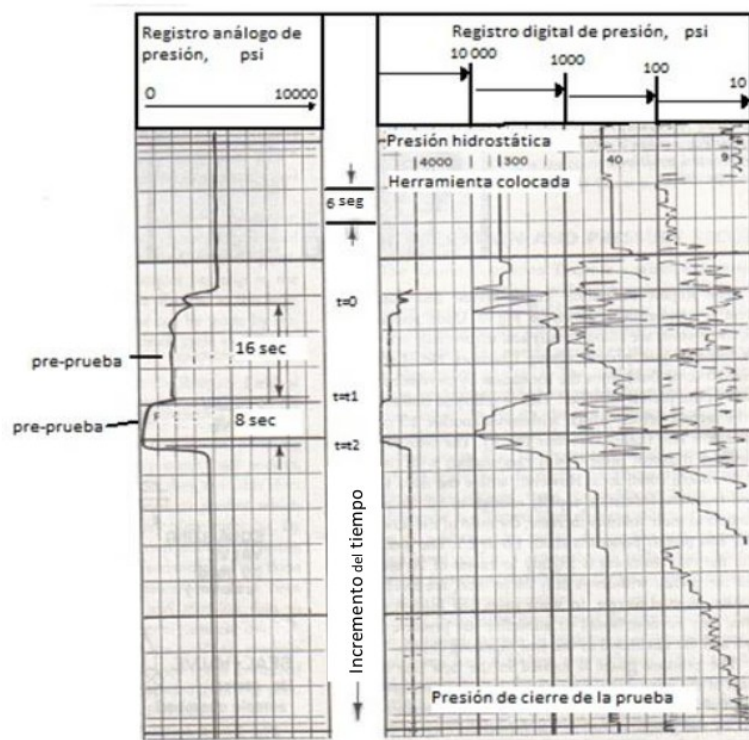


Fig. 199 – Ejemplo de registro obtenido con la herramienta RFT (Flores y Ruiz, 2012).

8.4 Probador de Formación Modular Dinámico (Modular Formation Dynamics Tester, MDT)

El MDT es una herramienta que en la actualidad aporta conocimientos acerca de la dinámica de los yacimientos, así como sus antecesores; es por esta razón que es una de las herramientas más utilizadas en la caracterización de yacimientos dentro de la industria petrolera.

A través de múltiples pruebas de variación de presión, este probador permite evaluar las permeabilidades vertical y horizontal.

En términos generales, con esta herramienta el fluido que no se requiera es expulsado utilizando un módulo de bombeo. Durante el tiempo que dure la prueba el operador puede monitorear la resistividad y la temperatura de los fluidos en la línea de flujo. Cuando se va a determinar si el fluido es de calidad o no, el bombeo se detiene y el fluido proveniente de la formación puede desviarse a la cámara muestreadora o, si no se requieren muestras (por lo general cuando se indica presencia de agua o gas), otra se puede probar otra zona.

Diseño del MDT

El diseño de la herramienta MDT consiste principalmente en una configuración básica de cuatro módulos que se muestran en las figuras 200 y 201.

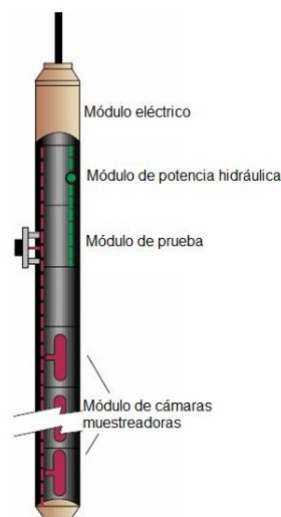


Fig. 200 – Esquema de la configuración básica del MDT (Flores y Ruiz, 2012).

- **Módulo Eléctrico (Electrical Module).** Este módulo proporciona la potencia eléctrica requerida para los componentes electrónicos de la herramienta cuando se encuentra en el fondo del pozo, adicionalmente proporciona 1 kilowatt al sistema electro-hidráulico. Es decir, este módulo convierte la corriente alterna proveniente de la superficie a corriente directa hasta la herramienta, que se utiliza para los otros módulos en la herramienta, este modulo eléctrico está situado en la parte superior de la herramienta MDT.
- **Módulo de Potencia Hidráulica (Hydraulic Power Module).** Es de los más importantes ya que proporciona la potencia hidráulica requerida para que los módulos de las sondas trabajen adecuadamente. Contiene un motor eléctrico y una bomba hidráulica, la cual es utilizada para colocar y retirar los módulos de la sonda de prueba (simple o doble).

- Módulo de prueba con probeta simple (Single-Probe Module).** Este módulo, el cual se opera hidráulicamente, crea un medio de comunicación entre la formación y la herramienta, y registra las presiones de la formación. Para crear un sello, se utiliza un empacador circular que se fuerza para atravesar el enjarre de la pared del pozo con el fin de establecer un sello con la formación. Cuenta con unos pistones en la parte posterior que sirven para mantener centrada la herramienta en el pozo, o para reducir el riesgo de pegaduras debido a la presión diferencial. Además de contar con estos pistones, en este módulo de prueba se tienen registradores de presión, temperatura y resistividad.
 Como cuenta con un sistema electrohidráulico avanzado, puede ser colocado hasta tres veces más rápido que los probadores anteriores.
- Módulo de la cámara muestreadora (Sample Chamber Modules).** Dentro de este módulo se cuenta con combinaciones de cámaras muestreadoras con capacidades que van desde 1 a 2.5 galones. El flujo hacia las cámaras siempre es monitoreado desde la superficie. Una cámara de 6 galones se coloca al fondo de la herramienta, en teoría en la herramienta se pueden colocar hasta 12 cámaras de 2.75 galones cada una, pero debido a limitaciones de peso y longitud, normalmente se utiliza un arreglo de 6 cámaras muestreadoras que se encuentran colocadas a 0.53 m del fondo del pozo.
 Aunque el diseño básico de la herramienta considera estos cuatro módulos, se puede ampliar la capacidad de la herramienta añadiendo otros módulos, como los que se muestran a continuación.



Fig. 201 – Representación de los módulos que se pueden añadir a la herramienta MDT (Flores y Ruiz, 2012).

- Módulo de prueba doble o dual (Dual Probe Module).** Este módulo se añade al diseño básico con el que, en conjunto, se tendrá un arreglo de dos sondas de prueba (probetas), de las cuales se tiene una para admitir la entrada de los fluidos a la herramienta y la otra actúa como sonda de observación. Normalmente este módulo se utiliza en conjunto con el módulo de control de flujo para tener 1 litro de fluido de la formación a través de la sonda de entrada y lograr una variación en la presión de la formación.

- **Módulo multiprueba (Multiprobe Module).** La configuración de este módulo consta del módulo de prueba dual y de una o dos sondas (probetas) verticales; una se localiza en la parte posterior y la otra a una distancia vertical de 28 in de la sonda por donde entrará el fluido. Realizando un análisis de las variaciones de la presión indicadas en las sondas de observación, se pueden hacer estimaciones de permeabilidad, tanto de forma horizontal como vertical.
- **Módulo de empacador doble (Dual packer module).** Este módulo utiliza dos empacadores inflables de aproximadamente 34 ft y logran aislar la pared de la formación de la columna de lodo, el intervalo aislado es de 3 a 11 ft. Se pueden utilizar para realizar pruebas DST y pruebas de interferencia, si se tiene un módulo con la sonda apropiada.
Este módulo es de gran ayuda para hacer mediciones de presión y recolectar muestra de fluidos en formaciones no consolidadas, fracturadas, con porosidad vugular y estratificación laminar. Se debe instalar en conjunto con el módulo de bombeo, ya que con la ayuda de dicho módulo se podrán inflar los empacadores para poder crear el sello y aislar la zona de interés.
- **Módulo de control de flujo (Flow control module).** Este módulo proporciona 1 litro en una prueba de caída de presión con un flujo que varía entre 1 ml/seg a 200 ml/seg. De esta manera, una prueba de caída de presión en un período lo suficientemente largo, proporcionará mediciones de la presión de formación y se podrá determinar de igual manera la permeabilidad.
- **Módulo de análisis de fluidos (LFA Live Fluid Analyzer Module).** Con este módulo se puede hacer un análisis de los fluidos con la ayuda de un espectrómetro de absorción. Se utiliza para determinar la cantidad de fluidos que se encuentran en la línea de flujo (fluidos de perforación y fluidos del yacimiento), con esto se puede determinar la relación gas aceite (RGA) in situ.
- **Módulo de análisis composicional de fluidos (CFA Composition Fluid Analyzer Module).** Se utiliza este módulo para analizar los fluidos en el fondo del pozo, utilizando un espectrómetro de absorción se puede determinar la concentración de metano, etano, propano, butano, pentano, agua y dióxido de carbono (CO₂).
- **Módulo de muestra múltiple (Multisample Module).** Cada uno de estos módulos puede recolectar 0.12 galones de una muestra que puede ser utilizada para realizar análisis PVT, esto es de gran ayuda debido al hecho de que puede recolectar una muestra en más de una profundidad durante un solo viaje dentro del pozo.
Cada muestra se almacena en un contenedor individual y puede ser llevada hasta la superficie de manera intacta, es decir manteniendo las condiciones de presión y temperatura originales.
- **Módulo de bombeo (Pump Up Module).** Este módulo es de gran ayuda ya que elimina o, como su nombre lo dice, bombea fuera de la herramienta el fluido contaminado. Este bombeo tiene que ser con una presión mayor a la diferencia de presión entre la correspondiente a la formación y la presión hidrostática en el pozo. (Para una diferencial de 800 psi, el módulo puede bombear 0.6 gal/min).

Resultados Obtenidos de la Prueba MDT

Una vez que la prueba se ha realizado, se pueden obtener los resultados siguientes:

- Presión de formación.
- Gradientes de Presión.

- Muestras y análisis de fluidos.
- Permeabilidad.
- Anisotropía de la permeabilidad.
- Evaluación de la productividad.
- Pruebas en mini-fracturas.

9. Integración de resultados del registro de hidrocarburos, núcleos y láminas delgadas

Objetivo: El alumno conocerá los resultados del registro de hidrocarburos, láminas delgadas y los análisis de núcleos, para integrar sus resultados en el modelo petrofísico.

9.1 Registros de hidrocarburos¹⁰

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, permitiría asignarle un valor económico a la sección que se estuviera atravesando y por ende al pozo en sí, esto con la finalidad de realizar en dichas secciones los procedimientos más adecuados para poder probar su potencial productor de hidrocarburos.

Desde los comienzos de la industria petrolera a nivel mundial y hasta hace apenas algunos años, dentro de los trabajos que se realizaban en pozos exploratorios, la 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 paso de los años se han vuelto cada vez más complejas las labores de exploración en mar y en tierra, y ahora se llevan a cabo 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, y otras extremadamente sutiles, engañosas y con alto grado de dificultad en su interpretación.

Debido a estas limitantes, es que surgen los registros de hidrocarburos junto con los registros de parámetros de perforación en tiempo real, los cuáles constituyen una de las principales técnicas de registros aplicables dentro de la industria petrolera para la realización de mediciones en tiempo real de 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 le da un mayor peso e importancia, particularmente en aquellas perforaciones que son de carácter “exploratorio”, ya que en tales 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 re-

10 El presente tema se desarrolla con base en la tesis de licenciatura *Principios De Medición De Los Registros Geofísicos De Pozos*, de Gustavo Alberto Ricco Macedo, presentada para la Facultad de Ingeniería de la UNAM, en 2012, retomando su capítulo “8.1.- Registros de hidrocarburos”.

sultados, 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, 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 México 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, y su origen se dio en Austin Texas, siendo The Mudlogging Company México su filial en el territorio nacional al servicio de PEMEX Exploración y Producción. Un ejemplo de registro se muestra en la figura 202.

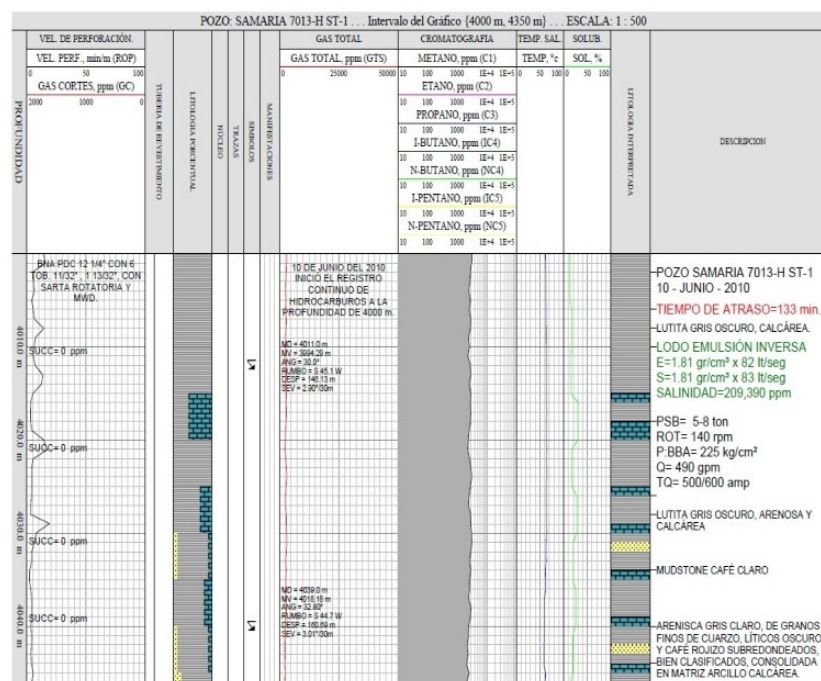


Fig. 202 – Ejemplo de un registro de hidrocarburos tomado en el pozo Samaria 7013H ST-1 en Villahermosa, Tabasco (The Mudlogging Company Mexico, 2010).

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 del pozo al momento de la perforación, 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, 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 pozo mismo).
- 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.

Parámetros de perforación involucrados en los registros de hidrocarburos. Al momento en que se está 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.), es monitoreado en tiempo real, y al mismo tiempo es registrado 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 la siguiente información, a partir de los recortes recuperados del lodo de perforación:

- Variaciones en la velocidad de penetración.
- Detección de gas en el lodo de perforación.
- Análisis cromatográfico del lodo de perforación.
- Detección de gas y/o aceite 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.

Ventajas y aplicaciones del registro de hidrocarburos. El registro de hidrocarburos como se ha mencionado ya, tiene funciones esenciales dentro de las labores de perforación exploratoria 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, identificación de zonas potencialmente productoras de hidrocarburos, y brindar seguridad para todo los equipos, maquinaria y personal que labora en las torres y plataformas petroleras.

Para poder tener una mejor comprensión de las ventajas que brinda el registro de hidrocarburos, podemos dividir sus funciones dentro de tres 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 monitorear constantemente los niveles del lodo de perforación en las presas de lodo, 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 el registro de hidrocarburos permitirá 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, y como fuente de correlación junto con los registros eléctricos de pozos, optimizando así los costos de perforación.
- **Ecología:** Durante la perforación, puede 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 H_2S , 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.

9.2 Análisis de núcleos¹¹

Un núcleo es una muestra de roca representativa de la formación, tomada a una determinada profundidad. Las mediciones directas sobre los núcleos proporcionan datos indispensables sobre yacimientos de petróleo y gas para exploración, evaluación y producción.

Brindan evidencias directas de la presencia, distribución y capacidad de producción de hidrocarburos además de permitir la revelación de variaciones en los rasgos del yacimiento, que podrían no haberse detectado a través de las mediciones derivadas de los registros de fondo de pozo.

En la industria del petróleo y el gas, los operadores utilizan dos métodos principales para obtener muestras de rocas del subsuelo:

11 El presente subtema se desarrolla con información del artículo *Los núcleos en la evaluación de formaciones*, de Andersen, M. A., Duncan, B., y McLin, R. Publicado en el *Oilfield Review* de Schlumberger, Vol. 5, no. 2., en 201.

- La extracción de núcleos enteros con el arreglo de perforación. Los núcleos enteros, también denominados núcleos convencionales/de fondo, son secciones continuas de roca yacimiento.
- La toma de muestras de la pared del pozo. Los núcleos laterales o testigos laterales, también conocidos como muestras de pared, pueden dividirse a su vez en núcleos obtenidos a percusión o en forma rotativa.

La muestra de roca se corta en la dirección en que se van atravesando las formaciones en el pozo, al momento de irlo perforando. Para esta técnica de muestreo, se pueden encontrar las siguientes variaciones:

- Núcleo convencional
- Núcleo con mangas de hule
- Núcleo orientado
- Núcleo a presión
- Núcleo con esponja
- Núcleo con gel
- Núcleo con línea de acero
- Núcleo con motor de fondo

Los tamaños de las muestras son muy variados. La información extraída de un núcleo depende en parte del tamaño y del volumen del mismo, y controlan los tipos de análisis que pueden efectuarse (Fig. 203).

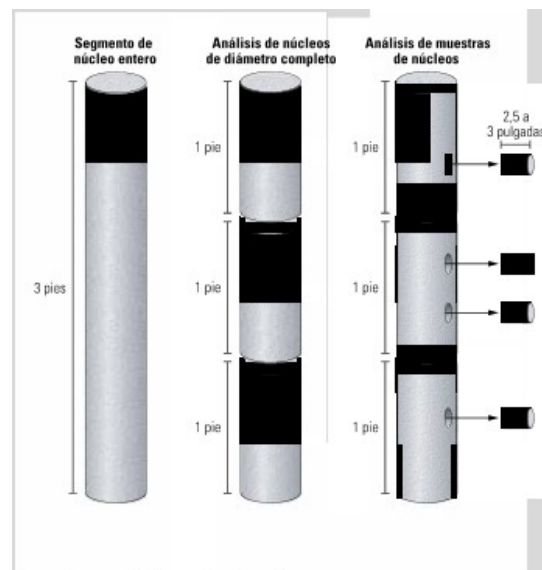


Fig. 203 – Los núcleos se pueden seccionar dependiendo de lo que se requiera y se pueden submuestrear (Andersen, Duncan y McLin, 2013).

Los núcleos se obtienen durante el proceso de perforación utilizando una barrena especial de extracción de núcleos. Habitualmente, el diámetro de los núcleos oscila entre 1,75 y 5,25 pulgadas, y en general se perforan en incrementos de 30 pies, que corresponden a la longitud del tubo extractor de núcleos o de su camisa.

La barrena de extracción de núcleos, con forma de anillo toroidal (Fig. 204), genera un cilindro de roca que atraviesa el centro de la barrena.

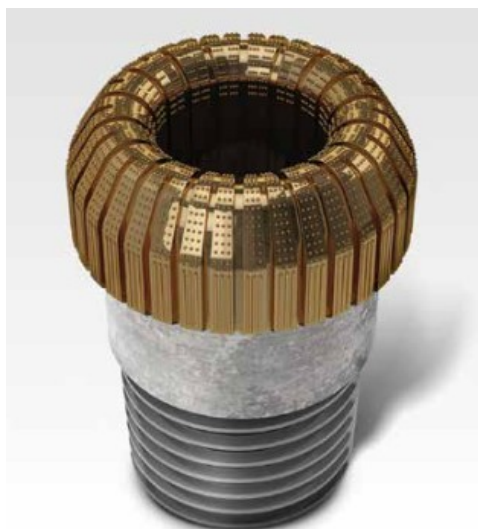


Fig. 204 – Barrena de extracción de núcleos. Fabricada de un compuesto policristalino de diamante (PDC), emplea un diseño de cortadores finos que no toca el centro del pozo y genera un núcleo cilíndrico de la formación que se está atravesando y lo retiene dentro del arreglo de fondo de pozo (Andersen, Duncan y McLin, 2013).

La barrena penetra en los estratos y una sección cilíndrica de la roca pasa a través de la herramienta, la cuál permanece dentro de un tubo extractor de núcleos, que forma parte del arreglo de perforación de fondo de pozo. Los núcleos enteros se cortan normalmente en múltiplos de secciones de 30 pies de largo.

El análisis de núcleos convencionales comienza con la recepción y la generación de imágenes preliminares y luego pasa a la preparación y el análisis. En el laboratorio, los núcleos son recibidos e inventariados. Los núcleos enteros pasan por un registrador de rayos gamma de núcleos, que mide los rayos gamma emitidos naturalmente por los núcleos.

Mediante la comparación de las mediciones de los rayos gamma de los núcleos con los registros que son adquiridos con herramientas operadas con cable, los encargados del pozo pueden correlacionar la profundidad del núcleo con la profundidad del registro e incluso identificar los intervalos de los cuales puede haberse perdido o dañado el núcleo.

Las secciones del núcleo son digitalizadas con una cámara conectada a una computadora que despliega y transmite las imágenes a color y en luz ultravioleta.

Las imágenes a color proporcionan un riesgo de la litología, las características de la estratificación, los contactos, las fracturas, los fósiles, la porosidad y las variaciones sedimentológicas.

Las imágenes bajo luz ultravioleta (UV), resaltan ciertos tipos de minerales, y realzan el contraste entre zonas no prospectivas y zonas petrolíferas.

Además de la matriz de la roca, las muestras de núcleos contienen fluidos de formación. Si el núcleo se extrae de una zona productiva, estos fluidos de formación contendrán generalmente una mezcla de hidrocarburos y agua salada, o salmuera.

La limpieza de estos núcleos y la extracción de dichos fluidos se combinan en un proceso delicado, que remueve las fracciones pesadas y ligeras de petróleo crudo, para impedir daños a los componentes de la roca (figuras 205 y 206).

Esquemas de limpieza de núcleos y extracción de fluidos.

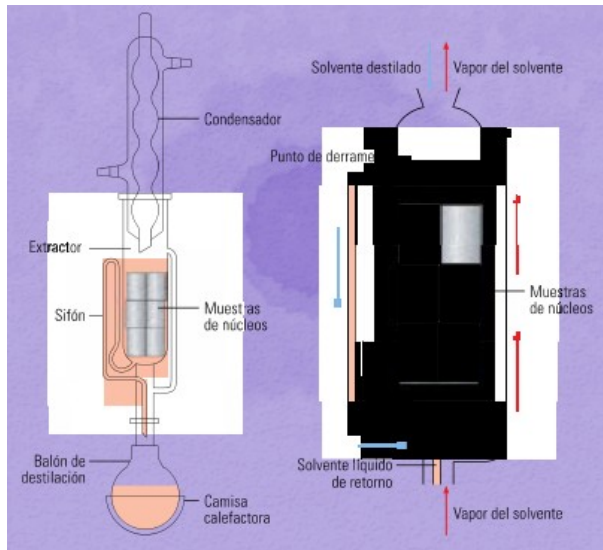


Fig. 205 – Extracción de Soxhlet (Andersen, Duncan y McLin, 2013).

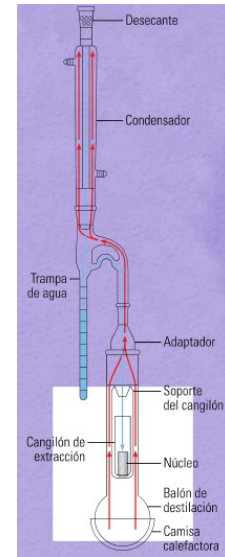


Fig. 206 – Extracción de Dean-Stark (Andersen, Duncan y McLin, 2013).

Mediciones Clave. Los científicos han desarrollado varios métodos de medición de estos volúmenes de núcleos, la mayoría de los cuales se basa en mediciones físicas de peso, longitud, volumen o presión. Algunas de estas mediciones se obtienen directamente a partir de la muestra; otras se basan en el desplazamiento de los fluidos (principio de Arquímedes).

- Volumen aparente.

$$\phi = V_p / V_b$$

$$\phi = (V_b - V_g) / V_b$$

$$\phi = V_p / (V_p - V_g)$$

dónde: ϕ	=	porosidad
V_p	=	volumen poroso
V_b	=	volumen aparente
V_g	=	volumen de granos

- Volumen poroso.

$$P_i V_i = P_f (V_i + V_l + V_p)$$

dónde: P_i	=	presión inicial
P_f	=	presión final
V_i	=	volumen inicial de la cámara de referencia
V_l	=	volumen de las líneas de conexión
V_p	=	volumen poroso de la muestra

9.3 Análisis de láminas delgadas¹²

Para realizar estudios petrográficos y sedimentológicos es necesario preparar láminas delgadas, por lo cual se requiere equipo especial, como cortadoras y pulidoras, para obtener el material apropiado para su estudio en el microscopio petrográfico (Fig. 207). Estos estudios también pueden llevarse a cabo en las esquirlas o recortes de perforación utilizando microscopios estereoscópicos.

Se han logrado desarrollar técnicas para la evaluación tanto cualitativa como cuantitativa, de porosidad y permeabilidad, observando láminas delgadas con impregnación de resina.

Un método para la identificación de porosidad corresponde, como se ha dicho, al análisis de láminas delgadas impregnadas. Para identificar la porosidad en las muestras, es necesario impregnar con azul de metileno las láminas delgadas o su caso con tinta fluorescente. Esta técnica consiste en cortar una tableta de roca, preparar la resina epóxica combinándola con un catalizador y con azul de metileno o tinta fluorescente. La resina preparada se vacía a un pequeño envase de plástico, se sumerge la tableta de roca y se mete en una bomba de vacío. De esta forma, al exponerse nuevamente a la presión atmosférica se logra que los poros de la roca se rellenen por la resina entintada, para luego dar tiempo a que esta solidifique. Lo siguiente es elaborar, una lámina delgada de la muestra con la resina. Entonces es cuando al observar al microscopio petrográfico, la lámina presentará zonas fluorescentes o en color azul si cuenta con porosidad, ayudando esto a cuantificarla de manera aproximada y a facilitar la identificación del tipo de porosidad.

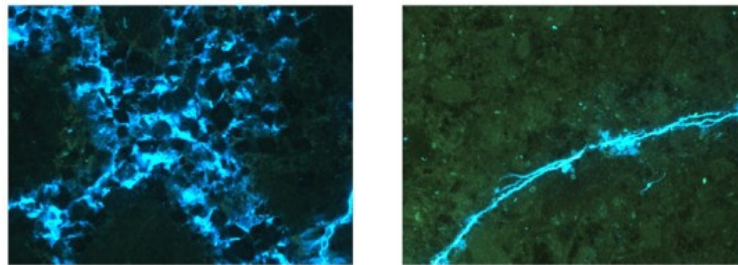


Fig. 207 – Ejemplos de láminas delgadas vistas al microscopio petrográfico (Martell, 2008).

Como se ha comentado ya, la porosidad de una roca se refiere al volumen ocupado por fluidos en relación con el volumen total. La justificación para hablar de porosidad, en este caso, de el volumen de poro a partir del área de una lámina delgada, está basada en que si se toma una roca y se fabrican en forma paralela tantas láminas delgadas como sea posible, tendríamos con ellas una vista tridimensional de esta roca, y al obtener un promedio de las áreas obtenidas para la porosidad en cada lámina, tendríamos un valor bastante aproximado a la porosidad real. Cabe señalar que en esta forma de cálculo puede existir un error en el cálculo, pero que el resultado se aproxime al verdadero dependerá de la homogeneidad de la roca, para que esta pueda ser representada por un área tan pequeña como la observada a través de un microscopio, también debe tenerse un número considerable de muestras tomadas de la misma capa de la formación, estadísticamente es recomendable que el número de muestras sea igual o mayor a treinta.

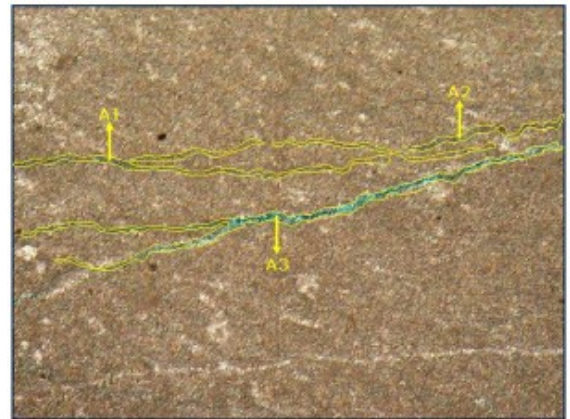
Para el cálculo de porosidad se utiliza una imagen digital de una lámina delgada ya impregnada. Empleando un software de diseño, se determina el área total de la imagen y a continuación se delimitan con una curva cerrada todas las zonas porosas encontradas (Fig. 208). El programa tiene la capacidad

12 El presente subtema se desarrolla con información de la tesis *Desarrollo De La Evaluación Petrofísica En México Y Su Futuro A Través De La UNAM*, de José Bernardo Martell Andrade, presentada para la Facultad de Ingeniería de la UNAM, en 2008.

de calcular el área de las curvas trazadas, y con esto se puede calcular el porcentaje de área correspondiente en este caso a la porosidad de la roca.



Dimensiones de la imagen: 720 x 540 [u]
Área total: 388800 [u²]



A1 = 3995.8355 [u²]
A2 = 3070.0172 [u²]
A3 = 7361.5566 [u²]
Suma = 14427.41 [u²]

Fig. 208 – ejemplo de una imagen de una lámina delgada impregnada de resina epóxica con azul de metileno y la determinación de áreas (Martell, 2008).

Cabe señalar que los valores se manejan en unidades lineales y cuadradas. El resultado invariablemente es obtenido en porcentaje, así que no es necesario asignar unidades específicas de longitud o de área, ya sea en metros o bien, las unidades de las imágenes digitales, los píxeles.

Dado el resultado del cálculo gráfico y la determinación de dichas superficies para este ejemplo, tenemos que la suma de las áreas de porosidad, de 14,427.41 [u²], corresponde a un 3.71% del total de 388,800 [u²].

Bibliografía y referencias

- ANDERSEN, M. A., DUNCAN, B., MCLIN, R., (2013). Los núcleos en la evaluación de formaciones. Oilfield Review, Vol. 5, no. 2. Schlumberger. Houston, Texas.
- ARROYO CARRASCO, A. (1996). Bases Teóricas E Interpretación De Registros Geofísicos De Pozos. México: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- ARROYO CARRASCO, A. y ROIG SAMPEDRO F.. (1984). Apuntes De La Asignatura De Registros Geofísicos De Pozos. México: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- ASQUITH, G.B. AND GIBSON, C.R. (1982) Basic Well Log Analysis for Geologists. The American Association of Petroleum Geologists (AAPG), Tulsa.
- Baker Atlas. (1992, 2000, 2002). Introduction to wireline log analysis. Houston TX.
- BASSIOUNI, Z. (1994). Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs. Tulsa, OK: SPE Textbook Series 4.
- BISBE, E. (2007). Curso Básico De Evaluación de Formaciones Para Operadores de Perforación y Producción. Cuba, pp 16-19.
- CÓRDOVA HERNÁNDEZ, R. (2008). Registro Geofísico Moderno de Inducción Triaxial para la Caracterización de Formaciones Laminadas. Tesis de Licenciatura. UNAM. México.
- DESBRANDES, R (1968). Théorie et Interpretation des Diagraphies. Editions Technip. Paris.
- DEWAN T. JOHN. (1983). Modern Openhole Log Interpretation. Oklahoma.
- ELLIS V. D., SINGER M. J. (2008). Well Logging for Earth Scientists. Second Edition, The Netherlands.
- FARMER, I. W.. Engineering Properties of Rocks. (1968). E & F.N. SPON Ltd. Londres.
- FLORES JIMÉNEZ, M. y RUIZ GONZÁLEZ, S. (2012). Caracterización De Yacimientos Petroleros Con Base En Probadores De Formación. México, DF: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- GÓMEZ RIVERO, O. (1975). Registros de Pozos 1era Parte: Teoría e Interpretación. México.
- HEARST, J.R. y NELSON, P.H. y PAILLET, F.T. (1985). Well Logging for Physical Properties. New York: McGraw Hill Book Company.
- LUTHI M. S. (2001). Geological Well Logs. Their use in reservoir modeling 2nd Part. Geological Measurements. Springer.
- MARÍN BLANCO, C. A. (2003). Caracterización Petrofísica del Área Zuata-Faja Petrolífera del Orinoco. Caracas, Venezuela: Universidad Central de Venezuela.

- MARTELL ANDRADE, B. (2008). Apuntes de la asignatura de petrofísica y registros de pozos. México: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- Martell Andrade, B. (2008). Desarrollo de la Evaluación Petrofísica en México y su Futuro a través de la UNAM. México. Facultad de Ingeniería, UNAM.
- MONDRAGÓN PÉREZ, M. A. (2003). Aplicación De Probadores De Formación Para Predecir Resultados Obtenidos Por Las Pruebas De Producción. México, DF: Facultad de Ingeniería, UNAM.
- PIRSON J. S. (1977). Geologic Well Log Analysis, Second Edition. Austin, Texas.
- RASSO ZAMORA, C. (2000). Un siglo de la Perforación en México. Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, PEMEX.
- RICCO MACEDO, G. A. (2012). Principios De Medición De Los Registros Geofísicos De Pozos. México, DF: UNAM.
- RIDER, M. (2000). The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition. Scotland.
- RIEDEL, M. (2008). Electrical resistivity imaging – RAB and FMS. Borehole Geophysics Lecture. Slide S8-23.
- RODRÍGUEZ SALAZAR J. P. (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.
- SCHLUMBERGER. (1989). Principios/Aplicaciones de la Interpretación de Registros. México: Schlumberger.
- SCHLUMBERGER. (1972, 1979, 1985, 1989, 2000). Log Interpretation Charts: Schlumberger Educational Services.
- SCHLUMBERGER. (2001). Medición de la resistividad detrás del revestimiento. Oilfield Review.
- SCHLUMBERGER. (2004). AIT Array Induction Imager Tools. Oilfield Review.
- SCHLUMBERGER. (2008). Aseguramiento del aislamiento zonal más allá de la vida de la vida productiva del pozo. Oilfield Review.
- SCHÖN, J. (2015). Basic Well Logging and Formation Evaluation, 1st edition.
- SERRA, O. (2008). Well Logging Handbook. Paris, Francia.
- SPWLA. (1990). Borehole Imaging: SPWLA Reprint Series.
- SPWLA. (1993). Measurement While Drilling: SPWLA Reprint Series.

Anexos

Nomenclatura común de los registros que ofrecen las principales compañías de servicios.

Company Name	Tool Code	Tool Description
BAKER ATLAS WIRELINE	3DEX	3D Induction Logging Service
BAKER ATLAS WIRELINE	AC	BHC Acoustilog
BAKER ATLAS WIRELINE	CAL	Caliper
BAKER ATLAS WIRELINE	CBIL	Circumferential Borehole Imaging Log
BAKER ATLAS WIRELINE	CDL	Compensated Density Log
BAKER ATLAS WIRELINE	CN	Compensated Neutron Log
BAKER ATLAS WIRELINE	DAC	Digital Array Acoustilog
BAKER ATLAS WIRELINE	DAL	Digital Acoustilog
BAKER ATLAS WIRELINE	DEL2	Dielectric Log - 200 Mhz
BAKER ATLAS WIRELINE	DEL4	Dielectric Log - 47 Mhz
BAKER ATLAS WIRELINE	DIFL	Dual Induction Focused Log
BAKER ATLAS WIRELINE	DIP	High Resolution 4-Arm Diplog
BAKER ATLAS WIRELINE	DLL	Dual Laterolog
BAKER ATLAS WIRELINE	DPIL	Dual Phase Induction Log
BAKER ATLAS WIRELINE	EI	Earth Imager
BAKER ATLAS WIRELINE	FMT	Formation Multi-Tester
BAKER ATLAS WIRELINE	GR	Gamma Ray
BAKER ATLAS WIRELINE	HDIL_BA	High-Definition Induction Log
BAKER ATLAS WIRELINE	HDIP	Hexagonol Diplog
BAKER ATLAS WIRELINE	HDLL	High-Definition Lateral Log
BAKER ATLAS WIRELINE	ICAL	Imaging Caliper
BAKER ATLAS WIRELINE	IEL	Induction Electrolog
BAKER ATLAS WIRELINE	ISSB	Isolation Sub - Spontaneous Potential
BAKER ATLAS WIRELINE	MAC	Multipole Array Acoustilog
BAKER ATLAS WIRELINE	MAC2	Multipole Array Acoustilog
BAKER ATLAS WIRELINE	MFC	Multi-Finger Caliper
BAKER ATLAS WIRELINE	ML	Minilog
BAKER ATLAS WIRELINE	MLL	Micro Laterolog
BAKER ATLAS WIRELINE	MREX	Magnetic Resonance Explorer Imaging Log
BAKER ATLAS WIRELINE	MRIL	Magnetic Resonance Imaging Log
BAKER ATLAS WIRELINE	MSL	Micro Spherical Laterolog
BAKER ATLAS WIRELINE	PDK	PDK-100
BAKER ATLAS WIRELINE	PROX	Proximity Log
BAKER ATLAS WIRELINE	RCI	Reservoir Characterization Instrument
BAKER ATLAS WIRELINE	RCOR	Rotary Sidewall Coring Tool
BAKER ATLAS WIRELINE	RPM	Reservoir Performance Monitor
BAKER ATLAS WIRELINE	SBT	Segmented Bond Tool
BAKER ATLAS WIRELINE	SL	Spectralog
BAKER ATLAS WIRELINE	SP	Spontaneous Potential
BAKER ATLAS WIRELINE	STAR	Simultaneous Acoustic and Resistivity Imager
BAKER ATLAS WIRELINE	SWC	Sidewall Coregun
BAKER ATLAS WIRELINE	SYST	Surface System
BAKER ATLAS WIRELINE	TBRT	Thin-Bed Resistivity
BAKER ATLAS WIRELINE	TTRM	Temperature/Tension/Mud Resistivity Sub
BAKER ATLAS WIRELINE	VS	Velocity Survey
BAKER ATLAS WIRELINE	VSP	Vertical Seismic Profile

BAKER ATLAS WIRELINE	WTS	ECLIPS WTS Downhole Common Remote
BAKER ATLAS WIRELINE	XMAC	Cross-Multipole Array Acoustilog
BAKER ATLAS WIRELINE	XMAC-E	XMAC Elite (Next generation XMAC)
BAKER ATLAS WIRELINE	ZDL	Compensated Z-Densilog
BAKER INTEQ	AP	Annular Pressure
BAKER INTEQ	CCN	Caliper Corrected Neutron
BAKER INTEQ	DIR	Directional
BAKER INTEQ	DPRT	Deep Propagation Resistivity
BAKER INTEQ	GR	Gamma Ray
BAKER INTEQ	MPR	Multiple Propagation Resistivity
BAKER INTEQ	MTK	Magnetic Resonance
BAKER INTEQ	ORD	Compensated Bulk Density (LithoTrak)
BAKER INTEQ	SDTK	Acoustic Porosity Explorer
BAKER INTEQ	STK	Resistivity Imaging (StarTrak)
BAKER INTEQ	TTK	Formation Multi-Tester (TesTrak)
BAKER INTEQ	VSS	Vibration and Stick Slip
HALLIBURTON	BCS	Borehole Compensated Sonic
HALLIBURTON	BHPT	Borehole Properties Tool
HALLIBURTON	CAST	Circumferential Acoustic Scanning
HALLIBURTON	CDL	Compensated Density Log
HALLIBURTON	CSNG	Compensated Spectral Natural Gamma Ray
HALLIBURTON	DHT	Down Hole Tension
HALLIBURTON	DIL	Dual Induction Log
HALLIBURTON	DLLT	Dual Laterolog
HALLIBURTON	DSN	Dual Spaced Neutron
HALLIBURTON	EMI	Electrical Micro Imaging
HALLIBURTON	FIAC	Four Independent Arm Caliper
HALLIBURTON	FWS	Full Wave Sonic (FWST)
HALLIBURTON	GR	Gamma Ray
HALLIBURTON	HDIL_HAL	Hostile Dual Induction
HALLIBURTON	HDTD	Hostile Downhole Tension
HALLIBURTON	HFDT	High Frequency Dielectric
HALLIBURTON	HRI	High Resolution Induction (includes HRAI)
HALLIBURTON	HSN	Hostile Short Normal
HALLIBURTON	LL3	Laterolog 3
HALLIBURTON	LSS	Long Spaced Sonic
HALLIBURTON	MACT	Multi-Arm Caliper Tool
HALLIBURTON	MICLOG	Microlog
HALLIBURTON	MRIL	Magnetic Resonance Imaging Log
HALLIBURTON	MSFL	Micro-Spherically Focused Log
HALLIBURTON	NGRT	Gamma Ray Tool
HALLIBURTON	OMRI	Oil Mud Reservoir Imaging Tool
HALLIBURTON	RDT	Reservoir Description Tool
HALLIBURTON	RSCT	Rotary Sidewall Coring (HRSCT)
HALLIBURTON	SDL	Spectral Density Log
HALLIBURTON	SED	Six Arm Dipmeter
HALLIBURTON	SFT	Sequential Formation Tester
HALLIBURTON	SGR	Spectral Gamma Ray
HALLIBURTON	SP	Spontaneous Potential
HALLIBURTON	SWC	Sidewall Cores
HALLIBURTON	TMD-L	Thermal Multigate Decay-Lithology
HALLIBURTON	WSCD	Wave Sonic Cross Dipole
HALLIBURTON	WSD	WaveSonic Dipole (WSST)

HALLIBURTON	XMRI	Extended Range Micro Imager
HALLIBURTON	XYC	XY Caliper Log
HALLIBURTON SPERRY SUN	ACAL	AcoustiCaliper
HALLIBURTON SPERRY SUN	AGR	Azimuthal Gamma Ray
HALLIBURTON SPERRY SUN	ALD	Azimuthal Litho Density
HALLIBURTON SPERRY SUN	ASLD	Azimuthal Stabilized Litho Density
HALLIBURTON SPERRY SUN	BAT	Bi-Modal Acoustic Tool
HALLIBURTON SPERRY SUN	CNP	Compensated Neutron Porosity
HALLIBURTON SPERRY SUN	CTN	Compensated Thermal Neutron
HALLIBURTON SPERRY SUN	DDS	Drilling Dynamics Sensor
HALLIBURTON SPERRY SUN	DGR	Dual Gamma Ray
HALLIBURTON SPERRY SUN	DIR	Directional
HALLIBURTON SPERRY SUN	EWP4	EWR - Phase 4
HALLIBURTON SPERRY SUN	EWR-M5	EWR-M5 Resistivity
HALLIBURTON SPERRY SUN	EWR-P4	EWR-Phase 4 Resistivity
HALLIBURTON SPERRY SUN	EWR-P4D	EWR-Phase 4D Resistivity
HALLIBURTON SPERRY SUN	EWRS	Electromagnetic Wave Resistivity (Shielded)
HALLIBURTON SPERRY SUN	GeoTap	GeoTap Formation Tester
HALLIBURTON SPERRY SUN	GM	Gamma Module
HALLIBURTON SPERRY SUN	GPGR	Geo-Pilot Azimuthal Gamma Ray
HALLIBURTON SPERRY SUN	IVSS	Insert Vibration Severity Sensor
HALLIBURTON SPERRY SUN	MRIL-WD	Magnetic Resonance Image Logging
HALLIBURTON SPERRY SUN	NGP	Natural Gamma Probe
HALLIBURTON SPERRY SUN	NUCP	Smoothed Neutron Porosity
HALLIBURTON SPERRY SUN	PCG	Pressure Case Gamma
HALLIBURTON SPERRY SUN	PPFG	Pore Pressure/Fracture Gradient
HALLIBURTON SPERRY SUN	PWD	Pressure While Drilling
HALLIBURTON SPERRY SUN	S175	Solar 175
HALLIBURTON SPERRY SUN	SFD	Simultaneous Formation Density
HALLIBURTON SPERRY SUN	SLD	Stabilized Litho Density
HALLIBURTON SPERRY SUN	SSEWR-P4	SuperSlim EWR-Phase 4
HALLIBURTON SPERRY SUN	SVSS	Sonde Vibration Severity Sensor
PATHFINDER LOGGING	AWR	Array Wave Resistivity/Gamma Ray
PATHFINDER LOGGING	CLSSM	Compensated Long Spaced Sonic MultiLink
PATHFINDER LOGGING	CWRGM	Compensated Wave Resistivity Gamma MultiLink
PATHFINDER LOGGING	DFT	Dynamic Formation Tester
PATHFINDER LOGGING	DIR	Directional
PATHFINDER LOGGING	DNSCM	Density Neutron Standoff Caliper MultiLink
PATHFINDER LOGGING	DPM	Dynamic Pressure Module
PATHFINDER LOGGING	GAM	Gamma Ray Sonde
PATHFINDER LOGGING	GyroHDS1	Gyro High-Speed Directional Survey
PATHFINDER LOGGING	HDS1L	High-Speed Directional Survey
PATHFINDER LOGGING	HDS1R	High-Speed Directional Survey Retrievable
PATHFINDER LOGGING	HDSM	High-Speed Directional Survey MultiLink
PATHFINDER LOGGING	PZIG	At-Bit Inclination and Gamma Ray
PATHFINDER LOGGING	QPM	Survivor Dynamic Pressure Module
PATHFINDER LOGGING	SAWR	Slim Array Wave Resistivity/Gamma Ray
PATHFINDER LOGGING	SCLSS	Slim Compensated Long Spaced Sonic
PATHFINDER LOGGING	SCWR	Slim Compensated Wave Resistivity
PATHFINDER LOGGING	SDNSC	Slim Density Neutron Standoff Caliper
PROTECHNICS	SpectraS	SpectraScan - spectral gamma ray
SCHLUMBERGER	AACT	Aluminium Activation Clay Tool
SCHLUMBERGER	ACT	Geochemical Logging Tool

SCHLUMBERGER	ADN	Azimuthal Density Neutron (MWD)
SCHLUMBERGER	AGS	Aluminium Gamma Ray Spectroscopy Sonde
SCHLUMBERGER	AIT	Array Induction Imager
SCHLUMBERGER	ALAT	Azimuthal Laterolog
SCHLUMBERGER	AMS	Auxiliary Measurement Sonde
SCHLUMBERGER	APS	Accelerator Porosity Sonde
SCHLUMBERGER	APWD	Annular Pressure While Drilling (MWD)
SCHLUMBERGER	ARC	Array Compensated Resistivity (MWD)
SCHLUMBERGER	BHTV	Borehole Televier
SCHLUMBERGER	BSP	Bridle Spontaneous Potential
SCHLUMBERGER	CALI	Generalized Caliper
SCHLUMBERGER	CBTT	Combinable Borehole Televier Tool
SCHLUMBERGER	CDN	Compensated Density Neutron (MWD)
SCHLUMBERGER	CDR	Compensated Dual Resistivity (MWD)
SCHLUMBERGER	CHFR	Cased Hole Formation Resistivity
SCHLUMBERGER	CHFT	Cased Hole Dynamics Tester
SCHLUMBERGER	CMR	Combinable Magnetic Resonance
SCHLUMBERGER	CNL	Compensated Neutron Log
SCHLUMBERGER	CNT	Compensated Neutron Tool
SCHLUMBERGER	CNTS	Slim Compensated Neutron Tool
SCHLUMBERGER	CST	Core Sample Taker; Chronological Sample Taker
SCHLUMBERGER	DGR	Dual Gamma Ray
SCHLUMBERGER	DIR	Directional
SCHLUMBERGER	DIT	Dual Induction
SCHLUMBERGER	DLT	Dual Laterolog
SCHLUMBERGER	DPT	Deep Propagation Tool
SCHLUMBERGER	DSI	Dipole Shear Sonic Imager
SCHLUMBERGER	DSLIT	Digitizing Sonic Logging
SCHLUMBERGER	DSST	Dipole Shear Sonic Imager
SCHLUMBERGER	DST	Dual Laterolog with SRT
SCHLUMBERGER	DWST	Digital Waterform Sonic
SCHLUMBERGER	ECO	Ecoscope (MWD)
SCHLUMBERGER	ECS	Elemental Capture Spectroscopy Sonde
SCHLUMBERGER	EMS	Environmental Measurement Sonde
SCHLUMBERGER	EPT	Electromagnetic Propagation (ADEPT)
SCHLUMBERGER	ES	Electrical Survey Tool
SCHLUMBERGER	FBST	Fullbore Formation Micro Imager
SCHLUMBERGER	FGT	Formation Gamma Gamma
SCHLUMBERGER	FMI	Fullbore Formation Micro Imager
SCHLUMBERGER	FMS	Formation Micro Scanner
SCHLUMBERGER	FPWD	Formation Pressure While Drilling (MWD)
SCHLUMBERGER	GFA	Formation Tester Gamma Ray Detector
SCHLUMBERGER	GFT	Formation Tester Gamma Ray
SCHLUMBERGER	GNT	Gamma Neutron Tool
SCHLUMBERGER	GPIT	General Purpose Inclination Tool
SCHLUMBERGER	GR	Gamma Ray
SCHLUMBERGER	GRA	Geochemical Reservoir Analyzer
SCHLUMBERGER	GRST	Gamma Ray Spectrometry Tool
SCHLUMBERGER	GRT	Gamma Ray Tool
SCHLUMBERGER	GST	Geo-Steering Tool
SCHLUMBERGER	HALS	High Resolution Azimuthal Laterlog Sonde
SCHLUMBERGER	HAPS	HPHT Accelerator Porosity Sonde (aka XAPS)
SCHLUMBERGER	HDT	High Resolution Dipmeter

SCHLUMBERGER	HGNS	HILT Gamma Ray Neutron Sonde
SCHLUMBERGER	HILT	High Integrated Logging Tool
SCHLUMBERGER	HIT	Hostile Array Induction Tool (aka XAIT)
SCHLUMBERGER	HLDS	Hostile Litho-Density Sonde
SCHLUMBERGER	HLDT	Hostile Environment Litho-Density
SCHLUMBERGER	HNGS	Hostile Gamma Ray Neutron Sonde
SCHLUMBERGER	HNGT	Hostile Natural Gamma Ray Spectrometry
SCHLUMBERGER	HRCC	High Resolution Control Cartridge
SCHLUMBERGER	HRDD	HILT High Resolution Density Device
SCHLUMBERGER	HRGD	HILT High Resolution Resistivity Gamma Ray Density Device
SCHLUMBERGER	HRLT	High-Resolution Laterolog Array Tool
SCHLUMBERGER	HRMS	High Resolution Measurement Sonde
SCHLUMBERGER	HSGT	Hostile Environment Gamma Ray
SCHLUMBERGER	HSLT	HPHT Digital Sonic Logging Tool (aka XSLT)
SCHLUMBERGER	HTGC	Hostile Environment Intergrated Telemetry & GR Cartridge
SCHLUMBERGER	IMPA	IMPulse Array Compensated Resistivity (MWD)
SCHLUMBERGER	IPL	Integrated Porosity Lithology
SCHLUMBERGER	IRT	Induction Resistivity Tool
SCHLUMBERGER	ISONIC	LWD Sonic (MWD)
SCHLUMBERGER	LDS	Litho Density Sonde
SCHLUMBERGER	LDT	Litho Density
SCHLUMBERGER	LSS	Long Spaced Sonic
SCHLUMBERGER	MAXS	MAX Sonic
SCHLUMBERGER	MCFL	Micro-Cylindrically Focused Log
SCHLUMBERGER	MDLT	Medium Dual Laterolog
SCHLUMBERGER	MDT	Modular Formation Dynamics Tester
SCHLUMBERGER	MLT	Microlog
SCHLUMBERGER	MRCT	Modular Reservoir Coring Tool
SCHLUMBERGER	MRPS	Modular Formation Dynamics Tester Single-Probe
SCHLUMBERGER	MRSC	Modular Formation Dynamics Tester Sample Chamber
SCHLUMBERGER	MRSCAN	MR Scanner
SCHLUMBERGER	MRWD	Magnetic Resonance While Drilling
SCHLUMBERGER	MSCT	Mechanical Sidewall Coring Tool
SCHLUMBERGER	MSIP	Modular Sonic Imaging Platform
SCHLUMBERGER	MWD	Measurement While Drilling (MWD)
SCHLUMBERGER	NGS	Natural Gamma Ray Sonde
SCHLUMBERGER	NGT	Natural Gamma Ray Spectrometry
SCHLUMBERGER	NMT	Nuclear Magnetism
SCHLUMBERGER	NPLC	Nuclear Porosity Lithology
SCHLUMBERGER	NPLT	Nuclear Porosity Lithology
SCHLUMBERGER	OBDT	Oil Base Mud Dipmeter
SCHLUMBERGER	OBMI	Oil Base Micro Imager
SCHLUMBERGER	OBMT	Oil Base Mud Formation Imager
SCHLUMBERGER	PERI	Periscope (MWD)
SCHLUMBERGER	PGT	Compensated Density
SCHLUMBERGER	PMIT	PS Platform Multifinger Imaging Tool
SCHLUMBERGER	PNT	Sidewall Neutron Tool
SCHLUMBERGER	QAIT	Slim Hostile Array Induction Tool
SCHLUMBERGER	QCNT	Slim Hot Compensated Neutron Tool
SCHLUMBERGER	QLDT	Slim Xtreme Litho-Density Tool
SCHLUMBERGER	QSCS	Slimhole Power Caliper Sonde
SCHLUMBERGER	QSLT	Slim Xtreme Sonic Logging Tool
SCHLUMBERGER	QTGC	SlimXtreme Telemetry and Gamma Ray

SCHLUMBERGER	RAB	Resistivity at Bit;Azimuthal Laterolog - Gamma Ray (aka GVR)
SCHLUMBERGER	RFT	Repeat Formation Tester
SCHLUMBERGER	RST	Reservoir Saturation Tool
SCHLUMBERGER	RTSCAN	Rt Scanner
SCHLUMBERGER	SAIT	Slimhole Array Induction
SCHLUMBERGER	SDT	Sonic Digital
SCHLUMBERGER	SGT	Scintillation Gamma Ray
SCHLUMBERGER	SHARP	Slim Hole Retrievable MWD Tool (MWD)
SCHLUMBERGER	SHDT	Stratigraphic High Resolution Dipmeter Tool
SCHLUMBERGER	SLDT	Slimhole Litho-Density
SCHLUMBERGER	SLIM1	Slim Hole Retrievable MWD Tool (MWD)
SCHLUMBERGER	SLT	Borehole Compensated Sonic Logging Tool
SCHLUMBERGER	SMRT	Slim Micro Resistivity Tool
SCHLUMBERGER	SNPD	Sidewall Neutron Tool
SCHLUMBERGER	SONSCAN	Sonic Scanner
SCHLUMBERGER	SONVIS	SonicVISION (MWD)
SCHLUMBERGER	SP	Spontaneous Potential
SCHLUMBERGER	SPE	SP Extender
SCHLUMBERGER	SRT	Microspherically Focused Resistivity
SCHLUMBERGER	SSLT	Slim Array Sonic Logging Tool
SCHLUMBERGER	STETHO	Stethoscope (MWD)
SCHLUMBERGER	SVWD	Seismic Vision While Drilling (MWD)
SCHLUMBERGER	TDT	Thermal Decay Time
SCHLUMBERGER	TELE	Telescope (MWD)
SCHLUMBERGER	TLD	Three-Detector Lithology Density
SCHLUMBERGER	UBI	Ultrasonic Borehole Imager
SCHLUMBERGER	USIT	Ultrasonic Imager Tool
SCHLUMBERGER	VIPER	VIPER Slimhole Coiled Tubing MWD Tool
SCHLUMBERGER	VISP	Vertical Incident Seismic Profile
SCHLUMBERGER	VSI	Borehole Seismic Acquisition Tool
SCHLUMBERGER	VSP	Vertical Seismic Profile
SCHLUMBERGER	WAVSP	Walk Away Vertical Seismic Profile
SCHLUMBERGER	XPT	Express Pressure Tester
SCHLUMBERGER	ZAIT	Array Induction Tool
SCIENTIFIC DRILLING	DIR	Directional
SCIENTIFIC DRILLING	GR	Gamma Ray
SCIENTIFIC DRILLING	PRT	Propagation Resistivity Tool
WEATHERFORD	AZD	Azimuthal Density
WEATHERFORD	BAP	Bore/Annular Pressure
WEATHERFORD	BCS	Borehole Compensated Sonic
WEATHERFORD	CAL	Caliper
WEATHERFORD	CALI	General Caliper
WEATHERFORD	CDT	Compensated Density
WEATHERFORD	CNS	Compensated Neutron Service
WEATHERFORD	CNT	Compensated Neutron Tool
WEATHERFORD	DAR	Digital Acoustic Tool
WEATHERFORD	DLL	Dual Laterolog
WEATHERFORD	DTD	Tension Compression
WEATHERFORD	ESM	Environmental Severity Measurement
WEATHERFORD	FCAL	Single Axis Caliper
WEATHERFORD	FED	Four Electrode Dipmeter
WEATHERFORD	FRT	Flow Rate Tester
WEATHERFORD	GR	Gamma Ray

WEATHERFORD	GRN	Gamma Ray Neutron
WEATHERFORD	HAGR	High Temperature Azimuthal Gamma Ray
WEATHERFORD	HBC	High Resolution Borehole Sonic
WEATHERFORD	HMI	High Resolution Micro Imager
WEATHERFORD	IDS	Integrated Directional Sonde
WEATHERFORD	IEL	Induction Electric Log
WEATHERFORD	MAI	Compact Array Induction
WEATHERFORD	MAN	Multi Array Neutron
WEATHERFORD	MBN	Compact Borehole Navigator
WEATHERFORD	MCG	Compact Gamma
WEATHERFORD	MDA	Monopole Dipole Array
WEATHERFORD	MDL_R	Compact Dual Laterolog Sonde
WEATHERFORD	MDN	Compact Dual Neutron Sonde
WEATHERFORD	MEL	Micro Electric Log
WEATHERFORD	MFE	High Resolution Shallow Focused Electric
WEATHERFORD	MFR	Multi-Frequency Resistivity
WEATHERFORD	MFT	Compact Repeat Formation Pressure Tester
WEATHERFORD	MGS	Auxiliary Gamma Sub
WEATHERFORD	MMR	Compact Microlaterolog
WEATHERFORD	MPD	Compact PhotoDensity Sonde
WEATHERFORD	MRT	Micro Resistivity Tool
WEATHERFORD	MRT400	Micro Resistivity Tool
WEATHERFORD	MSFL	Micro Spherically Focused Log
WEATHERFORD	MSS	Compact Sonic Sonde
WEATHERFORD	MTC	Compact Two Arm Caliper
WEATHERFORD	NMRT	Nuclear Magnetic Resonance Tool
WEATHERFORD	NTT	Single Detector Neutron
WEATHERFORD	PND	Pulsed Neutron Decay
WEATHERFORD	RSCT	Rotary Sidewall Coring Tool
WEATHERFORD	SAGR	Spectral Azimuthal Gamma Ray
WEATHERFORD	SED	Six Electrode Dipmeter
WEATHERFORD	SFT	Selective Formation Tester
WEATHERFORD	SGR	Spectral Gamma Ray
WEATHERFORD	SGS-C	Spectral Gamma Sonde
WEATHERFORD	SP	Spontaneous Potential
WEATHERFORD	SPeD	Spectral Pe Density
WEATHERFORD	STI	Simultaneous Triple Induction
WEATHERFORD	SWC	Sidewall Coring Gun
WEATHERFORD	TEN	Tension
WEATHERFORD	TNP	Thermal Neutron Porosity
WEATHERFORD	UGR	Universal Gamma Ray
WEATHERFORD	VSP	Vertical Seismic Profile