



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Registros durante la perforación, en
tiempo real y sensores permanentes
en tubería**

MATERIAL DIDÁCTICO

Que para obtener el título de

Ingeniera Geofísica

P R E S E N T A

Daniela Rayo Malfavón

ASESOR DE MATERIAL DIDÁCTICO

Dr. Ambrosio Aquino López



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2025

AGRADECIMIENTOS

La realización de este material didáctico como método de titulación ha sido posible gracias al apoyo y orientación de diversas personas, a quienes deseo expresar mi más sincero agradecimiento.

En primer lugar, agradezco al Ingeniero José Luis Ortiz, cuyo conocimiento y guía fueron fundamentales para el desarrollo de este trabajo. También extendiendo mi gratitud al Doctor Ambrosio Aquino por su apoyo técnico y aportes significativos, que contribuyeron a mejorar el material aquí descrito. Asimismo, a la Doctora Iza Canales por permitirme ser parte del proyecto y tranquilizarme en los momentos de incertidumbre.

A mis primeros colegas, Alejandro, Maite y Fabiola que con su experiencia y motivación, me han impulsado a alcanzar y priorizar este logro académico.

A mis amigas Monse y Paola, porque desde los 16 años me brindaron su amistad, su casa y hombro para llorar.

A mis amigos Martin, Angie, Aldo y Arévalo quienes me abrieron su corazón, comprensión y apoyo. Amigos gracias por su compañía, por las risas, los viajes y por estar ahí en los momentos difíciles. Su amistad ha sido un refugio y una fuente de motivación a lo largo de este proceso.

A mi amiga Natalia quien siempre estuvo en los momentos de crisis y los momentos de mayor plenitud y felicidad, contigo aprendí el significado de la amistad, gracias por todo.

A mi primita Karen por llenar a mi familia de alegría y de amor.

A mi abuelita y mi tía Juanita por amarme con tanta devoción, sé que siempre contaré con un abrazo suyo ya sea aquí o en el cielo.

A Erick por su compañía, amor y paciencia a lo largo de este proceso. Gracias por hacerme ver lo valiosa e inteligente que soy.

A mi hermanita Katia, su confianza en mí ha sido el motor que me impulsa a seguir adelante.

Finalmente quiero expresar mi más profundo agradecimiento a mis padres, Rutilo Rayo Padilla y Maritza Malfavón Uscanga, gracias por siempre estar presentes en cada paso de mi formación.

Gracias por su amor incondicional, por su esfuerzo y sacrificio al brindarme la oportunidad de estudiar y por ser mi mayor inspiración. Sin ustedes, nada de esto hubiera sido posible. Este logro es completamente suyo.

Y a la vida por permitirme terminar este proyecto y ponerme en el trayecto a personas extraordinarias y le agradezco a Dios por todas las bendiciones que tengo en mi vida.

Con todo mi cariño y gratitud, **gracias por creer en mí.**

Capítulo 8

Registros durante la perforación en tiempo real y sensores permanentes en tubería

Daniela Rayo Malfavón, José Luis Ortiz López, Héctor Ricardo Castrejón Pineda

Sumario

8.1 Introducción

8.2 Mediciones durante la perforación (MWD)

8.2.1 Principio de medición de las herramientas MWD

8.2.2 Diseño de las herramientas MWD

8.2.3 Información obtenida de las herramientas MWD y LWD

8.2.4 Métodos de transmisión de las herramientas MWD

8.2.5 Principales herramientas MWD

8.3 Registros durante la perforación (LWD)

8.3.1 Principios de medición de los registros LWD

8.3.2 Diseño de las herramientas LWD

8.3.3 MWD Mediciones de resistividad durante la perforación.

8.3.3.1 Herramienta de resistividad de propagación de onda electromagnética

8.3.3.2 Herramientas eléctricas de imágenes LWD

8.3.4 Herramientas de rayos gamma naturales LWD

8.3.5 Herramientas de inducción LWD

8.3.6 Herramientas acústicas LWD

8.3.7 Herramientas de densidad LWD

8.3.7.1 Herramienta de imágenes de densidad-neutrón (ADN)

8.3.7.2 Principales aplicaciones de la herramienta ADN

8.3.8 Herramientas de neutrones LWD

8.3.9 Herramientas de resonancia magnética nuclear LWD

8.4 Comparaciones entre LWD y registros de cable

8.4.1 Cable y LWD, parámetros que miden y diferencias

8.4.2 Ventajas de LWD

8.4.3 Ventajas de los registros de cable

8.4.4 Comparación entre LWD y registros de cable

8.4.5 Estudio comparativo de un caso real de registros con tecnologías de cable y LWD

8.5 Ejemplos de registros de campo LWD

Referencia

8.1 Introducción

En este capítulo, se explora a detalle los registros durante la perforación, las herramientas que son utilizadas y sus diversas aplicaciones.

Las propiedades petrofísicas en los registros geofísicos recopilan información sobre las características geológicas del subsuelo. Estos registros en particular proporcionan información valiosa sobre la permeabilidad, la porosidad, la composición y la presión de la formación, entre otras propiedades, lo que ayuda a los ingenieros de perforación a tomar decisiones informadas sobre la dirección de la perforación del pozo, la elección de los fluidos durante la perforación y la evaluación de la productividad del pozo.

Las herramientas de registros durante la perforación comenzaron a diseñarse en la década de los 70 debido al auge y complejidad de las perforaciones petroleras, ya que una vez que los pozos excedían los 60° de desviación en su trayectoria y desarrollo, o fueran horizontales, las herramientas convencionales no lograban penetrar con facilidad el agujero y mucho menos las propiedades de las rocas perforadas. Con la llegada de esta tecnología, se tuvo una alternativa viable para la obtención de datos y evaluar de forma más rápida el potencial de las formaciones que contienen petróleo y gas en un ambiente complicado.

En los registros convencionales, la adquisición de las propiedades petrofísicas se realiza después de la perforación del pozo, lo que implica un mayor tiempo para la identificación de objetivos. Caso contrario a los registros LWD (logging while drilling/registros durante la perforación) donde los sensores al colocarse en la barrena reducen el tiempo de obtención e interpretación de los datos.

Ahora bien, en las herramientas MWD (measurement while drilling/mediciones durante la perforación) son guardadas dentro de un cartucho electrónico el cual se encuentra dentro de la herramienta para que sea llevado a superficie, o bien, los datos son transmitidos digitalmente en tiempo real utilizando telemetría de pulsos. Finalmente una vez que la información llega a la superficie, esta será monitoreada para ayudar al proceso de perforación y llegar a los objetivos sin percances.

Otra característica importante de la técnica es que la información obtenida de los fluidos en las formaciones son mucho mejores sin la invasión de los fluidos de perforación en la zona cercana a la pared del pozo y sin el paso del tiempo como ocurre con las herramientas operadas con cable.

Actualmente las herramientas LWD incluyen registros de resistividad, porosidad, rayos gamma, imágenes, densidad, integridad de la formación, entre otros.

8.2 Mediciones durante la perforación (MWD)

8.2.1 Principio de medición de las herramientas MWD

De acuerdo con Ricco (2012), las herramientas MWD (Mediciones durante la perforación) están instaladas internamente de un mandril sellado, ubicado en el drill collar de la sarta de perforación. Los drill collars son secciones de la tubería de perforación diseñadas para proporcionar estabilidad en la barrena. En la Figura 8.1 se representa los componentes de la sarta perforación.

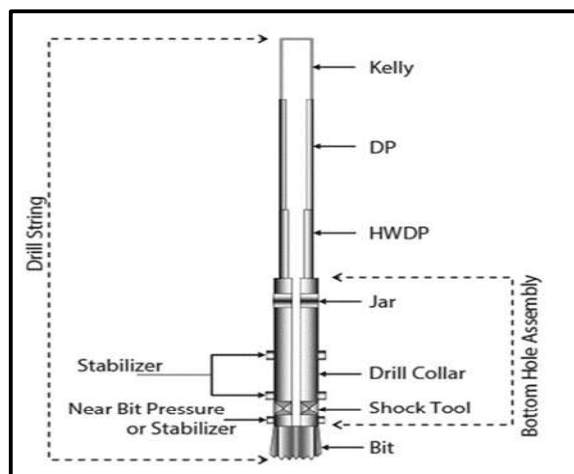


Figura 8.1. Sarta de perforación (Modificado de Pemex, [s./f.]).

Para conocer la posición del pozo, las condiciones y el direccionamiento de la perforación, las herramientas MWD utilizan giroscopios, magnetómetros y acelerómetros. Estos equipos permiten redireccionar las perforaciones de los pozos con base en las condiciones geológicas, aunque también, es posible visualizar las condiciones del ambiente en perforación con herramientas de video.

8.2.2 Diseño de las herramientas MWD y LWD

Según Ricco (2012) menciona que las herramientas MWD y LWD están constituidas por 4 secciones:

1. Secciones de sensores: Encargados de la recopilación de registros.
2. Sección de interfaces: Su función principal es codificar las mediciones registradas por los sensores y enviarlas directamente siguiente sección.
3. Sección de transmisión: Transmiten la información capturada a través de pulsos de lodo, frecuencias electromagnéticas o mediante la tubería cableada.
4. Equipo de superficie: Analizan e interpretan la información recolectada en tiempo real.

8.2.3 Información obtenida de las herramientas MWD y LWD

De acuerdo con lo expuesto anteriormente, ambas herramientas obtienen propiedades de las formaciones al momento de perforar un pozo.

La principal diferencia entre ellas es que las MWD son monitoreadas en superficie, en tiempo real, teniendo como objetivo la inclinación y azimut del pozo con el fin de direccionar la barrena a través de las formaciones, mientras que las LWD se encargan de mediciones de parámetros tales como: resistividad, porosidad, rayos gamma, entre otros. Cabe aclarar que existen algunas MWD que también obtienen algunos de estos parámetros.

Por lo tanto, las herramientas MWD se consideran parte de las LWD, sin embargo, las MWD se destacan en monitorear las condiciones internas del pozo, la trayectoria de perforación y las características de los fluidos presentes. En contraste, las LWD están diseñadas principalmente para analizar los parámetros de las formaciones geológicas. (Ricco, 2012).

8.2.4 Métodos de transmisión de datos de las herramientas MWD

De acuerdo con Ricco (2012), estas herramientas utilizan un cifrado digital para procesar y transmitir la información recopilada por el MWD. Dichas mediciones pueden ser resguardadas en el interior de un cartucho electrónico en el drill collar, posteriormente ser enviadas y recogidas en superficie. Una vez que la información es codificada es llevada a la superficie mediante los 3 métodos siguientes:

1. Telemetría de pulsos en el lodo de perforación.
2. Telemetría electromagnética.
3. Tuberías de perforación con cableados eléctricos.

Telemetría de pulsos en el lodo de perforación

De acuerdo con Ricco (2012), el presente método es el comúnmente utilizado en la industria y se basa en una válvula que se encuentran al fondo del pozo la cual se cierra y restringe el flujo del lodo de perforación de acuerdo con la información que quiera ser transmitida, creando fluctuaciones de presión en el lodo, las cuales reflejan las condiciones presentes en el pozo. Teniendo como objetivo evaluar las fluctuaciones de presión, las cuales serán recibidas en sensores de presión que procesarán las señales y reconstruir la información del pozo, Figura 8.2. Estas fluctuaciones se encuentran divididas en 3:

1. Pulsos positivos: Produce incrementos de presión.
2. Pulsos negativos: Produce decrementos de presión.
2. Ondas continuas: Fluctuaciones sinusoidales que se generan al abrir y cerrar gradualmente la válvula.

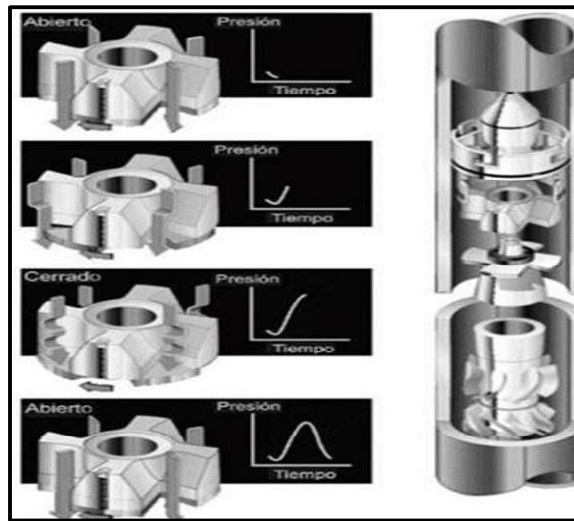


Figura 8.2. Transmisión de telemetría de pulsos en el lodo de perforación (S./a., 2010).

Telemetría electromagnética

Estas herramientas cuentan con un aislante eléctrico al interior de la sarta de perforación, lo que genera una diferencia de voltaje entre las secciones superior e inferior. En superficie, se conecta un cable a la cabeza del pozo y a la sarta, mientras que otro cable se enlaza a una varilla ubicada lejos de la torre de perforación. Esto hace que la cabeza del pozo y la varilla funcionen como los electrodos de una antena dipolo, captando la diferencia de potencial entre ambos puntos.

Este método es conveniente para pozos inclinados o con lodos aireados, sin embargo, si la profundidad de perforación supera los a 1 000 [m] o las resistividades sean inferiores a 1 [Ohm/m], la transmisión de la señal puede debilitarse en ciertas formaciones, (Ricco, 2012).

Telemetría de perforación cableada

Actualmente, estos sistemas están compuestos por cableado eléctrico integrado en cada uno de los elementos de las tuberías de perforación, lo que facilita la transmisión de señales eléctricas a la superficie de forma directa en comparación con métodos previos, (Ricco, 2012).

8.2.5 Principales herramientas MWD

Las herramientas enlistadas a continuación, pertenecen a la compañía de Schlumberger que de acuerdo con Ricco, (2012) son representativas de esta tecnología, debido a que esta empresa es la principal generadora de dispositivos MWD:

- Telescope: La información que recopila permite mejorar la ubicación del pozo.
- Powerpulse: Sistema telemétrico que monitorea el azimut y la inclinación del pozo, proporciona mediciones complementarias como rayos gamma, el análisis de vibraciones, entre otros. Cabe resaltar que utiliza el método de transmisión las ondas de lodo continuas.
- Impulse MWD: Dicha herramienta recopila información sobre rayos gamma, resistividad y la orientación del pozo en tiempo real y su medio de transmisión es mediante telemetría electromagnética,
- Slimpulse: Servicio diseñado para obtener mediciones constantes del rumbo e inclinación del pozo además de mediciones de rayos gamma de forma instantánea.
- E-pulse XR: Transmite en tiempo real la dirección y la colocación del pozo, ocupando telemetría electromagnética.
- Gyropulse MWD: Proporciona mediciones giro-orientadas de forma instantánea, además de lecturas magnéticas, todo en una misma lectura dentro del pozo.
- Pathfinder RADAR Ranging service: Permite conocer en forma instantánea las condiciones de perforación, facilita la obtención del azimut en áreas con interferencias magnéticas, además asegura un posicionamiento preciso en perforaciones paralelas, entre otros servicios.
- Pathfinder MWD: Provee datos continuos sobre la inclinación y el azimut, en pozos direccionales y horizontales.

- **Survivor HPHT MWD:** Ofrece mediciones direccionales y datos sobre la orientación de la herramienta en tiempo real para el geo-direccionamiento de la perforación. Su principal ventaja es su capacidad de operar en temperaturas superiores a 175 [°C] y presiones mayores a 25 000 [psi], lo que clasifica como HPHT (high pressure, high temperatura).

8.3 Registros durante la perforación (LWD)

De acuerdo con Ricco (2012) las compañías petroleras más importantes del mundo perforan pozos desviados de la vertical por diversas razones. Entre ellas, se encuentra la posibilidad de realizar múltiples perforaciones desde una misma ubicación en superficie, así como evitar ciertas formaciones geológicas complejas, como los domos salinos. Además, en el caso de los yacimientos, la perforación horizontal permite aumentar el contacto con la formación productiva, lo que contribuye a incrementar las reservas. Estos desafíos llevaron al desarrollo de las herramientas LWD y MWD a inicios de los años 80.

En un principio la tecnología LWD se desarrolló inicialmente como un complemento de las herramientas MWD, con el objetivo de sustituir parcial o totalmente los registros convencionales operados por cable (wireline). Ambas herramientas se emplean principalmente en pozos altamente desviados o perforaciones horizontales, donde facilitan el geo-direccionamiento y permiten obtener mediciones de parámetros de formación en condiciones donde los métodos tradicionales resultan ineficaces.

Como dato complementario, se tiene documentada la perforación de pozos inclinados en pozos del Campo Agua Fría, en Poza Rica, Veracruz en el año 1992. Estos fueron de los primeros pozos en México, que tenían este diseño con el fin de cortar el mayor espesor posible, de los cuerpos arenosos del paleocanal de Chicontepec. Para este momento, la tecnología MWD-LWD no estaba disponible y la perforación, así como la adquisición de los datos, se realizó con alta dificultad, impactando en la calidad de la información registrada.

Aunque los métodos de adquisición de MWD y LWD son similares, presentan diferencias clave. Los registros MWD se enfoca en parámetros relacionados con la

perforación, como desviación, inclinación y profundidad en tiempo real. En contraste, los registros LWD están orientados a la evaluación geológica del fondo de pozo, midiendo propiedades como resistividad, factor fotoeléctrico, tiempo de tránsito de ondas compresionales, densidad y emisiones de rayos gamma.

Cabe mencionar que una característica distintiva de las herramientas LWD es que suelen fabricarse en distintas familias de tamaños (4, 6 y 8 [pg]). Esto permite su adaptación a diversos diámetros de pozo, facilitando su integración con la tubería de perforación en distintas condiciones operativas.

Durante las últimas dos décadas, el uso de las tecnologías MWD y LWD se ha vuelto cada vez más usual en la perforación, proporcionando datos confiables para el geodireccionamiento y la comprensión de las formaciones en tiempo real. Por otro lado, la combinación de mediciones LWD con los registros convencionales ha mejorado significativamente la lectura y evaluación de las propiedades petrofísicas de las formaciones (Ricco, 2012).

8.31 Principios de medición de los registros LWD

Según Ricco (2012), la adquisición de datos en herramientas LWD se basa en la adaptación de los registros de pozo operados por cable a la sarta de perforación, específicamente en el drill collar. Su funcionamiento lo componen 3 partes principales:

1. Sistema de sensores: Integrados dentro del mandril al interior drill collar, estos sensores permanecen activos durante toda la perforación.
2. Sistema de transmisión de datos: Utiliza telemetría de pulso para enviar la información recopilada.
3. Interfaz superficial: Decodifica y grafica los datos obtenidos en un registro continuo, permitiendo su análisis durante la perforación.

Una característica esencial es que la información obtenida mediante herramientas LWD se registran en tiempo real, mientras la herramienta sigue en el pozo perforando, o posteriormente en superficie, tras remover la sarta de perforación. Al igual que en las herramientas MWD, los datos pueden almacenarse en una unidad de memoria interna, lo que permite su procesamiento con mayor precisión tras la perforación.

Se estima que, en el futuro, los registros LWD podrían reemplazar a los registros convencionales, especialmente en perforaciones horizontales o desviados dentro de la industria. Por otro lado, su interpretación aún enfrenta desafíos técnicos relacionados con el método y la herramienta utilizada. Aunque los registros obtenidos con LWD son similares a los convencionales, no son completamente idénticos. En particular, un registro LWD se asemeja al registro de resistividad somero, y sus mediciones se comparan a las obtenidas con herramientas convencionales. Sin embargo, aunque la interpretación de los datos sigue un enfoque parecido, las características de las mediciones y los desafíos en la veracidad de las respuestas pueden diferir respecto a los registros tradicionales.

Al día de hoy la mayoría de las mediciones realizadas con herramientas tradicionales están disponibles en LWD. Entre las principales mediciones que permiten estas herramientas se incluyen:

1. Registro continuo de inclinación y desviación del pozo.
2. Mediciones de resistividad.
3. Imágenes LWD.
4. Caliper ultrasónico.
5. Mediciones de rayos gamma.
6. Mediciones sínicas.
7. Resonancia magnética nuclear.
8. Porosidad mediante neutrones.
9. Porosidad y densidad.

Estas mediciones proporcionan información clave para la evaluación de formaciones y la optimización del proceso de perforación (Ricco, 2012).

8.3.2 Diseño de las herramientas LWD

En estas herramientas, su arquitectura es bastante parecido a las MWD, donde las mediciones se realizan mediante sondas integradas en la tubería de perforación, con exactitud en los drill collars, que proporcionan estabilidad en la barrena.

En el mercado, estas herramientas dependen de la compañía de servicios que opera la perforación. Por ejemplo, la compañía Schlumberger dispone de los sistemas Scope y Vision, por su parte Halliburton utiliza el sistema Insite mientras que Baker Hughes emplea el sistema Trak (Ricco, 2012).

8.3.3 M W D Mediciones de resistividad durante la perforación

De acuerdo con Ricco (2012), las primeras mediciones de resistividad con herramientas eléctricas y LWD se realizaron con un arreglo short normal, donde los electrodos de emisión y retorno estaban integrados en un recubrimiento aislante en el drill collar.

Posteriormente, se mejoró la precisión incorporando el arreglo Laterolog3 (LL3), que utilizaba 2 electrodos de guarda y un electrodo central para enfocar la electricidad hacia la formación, permitiendo obtener la resistividad verdadera (R_t).

El desarrollo más importante comenzó con Arp en 1976 con la herramienta de resistividad dual. Este innovador sistema, que utilizaba bobinas toroidales tanto transmisoras como receptoras, permitía medir la resistividad lateral y la de la barrena a través de la corriente axial que circulaba debajo del collar de perforación. De este modo, facilitaba la orientación de las perforaciones en pozos de alto ángulo y proporcionaba información en tiempo real para decidir cuándo detener la perforación al alcanzar el yacimiento.

Actualmente las herramientas de resistividad más empleadas en LWD se dividen en dos categorías: las basadas en la propagación de ondas electromagnéticas y las del tipo Laterolog. Las de tipo Laterolog permiten evaluar cuantitativamente la resistividad de la formación y los fluidos que contiene, además determina su resistividad verdadera, mientras que la técnica de propagación de ondas electromagnéticas opera en un rango de 0.5 a 4 [MHz] y, en el pasado, solo se aplicaba en herramientas con cable.

8.3.3.1 Herramientas de resistividad de propagación de onda electromagnética

Según Ricco (2012) dentro de la tecnología LWD, una de las herramientas de resistividad más utilizadas es la Electromagnetic Wave Resistivity (EWR), debido a su compatibilidad

con distintos tipos de lodo, su alta resolución en la identificación de capas y su construcción en drill collars de acero con menor uso de material conductivo. Además, permite obtener mediciones repetibles y correlacionables con registros de resistividad convencionales. En su versión inicial, la EWR contaba con dos antenas transmisoras y una receptora en la superficie externa del drill collar, operando a una frecuencia de 2 [MHz]. Su función principal era obtener las diferencias de fase y las relaciones de amplitud de las ondas electromagnéticas resultantes, convirtiéndolas en resistividad aparente.

En un inicio, la separación entre las bobinas receptoras era de 6 [pg], mientras que la distancia entre la bobina transmisora y la receptora más cercana se establecía en 24 [pg]. Estos valores fueron seleccionados para optimizar la precisión de las mediciones y la eficiencia de transmisión de las antenas. Posteriormente, se desarrolló un diseño mejorado con un sensor compuesto por cuatro bobinas transmisoras y dos bobinas receptoras, ubicadas en la superficie externa del drill collar. En este diseño, las bobinas transmisoras se encuentran localizadas a 6, 12, 24 y 36 [pg] desde la antena receptora más cercana, lo que permite obtener cuatro mediciones de resistividad aparente: extra-somera, somera, media y profunda. Las primeras tres mediciones operan con una frecuencia de 2 MHz, mientras que la medición profunda se obtiene a 1 MHz.

Físicamente la herramienta EWR funciona mediante la emisión de ondas electromagnéticas desde una antena transmisora, las cuales se propagan a través de la formación e inducen voltajes en las bobinas receptoras. La diferencia de potencial registrada en la antena receptora determina la resistividad de la zona. Por otro lado, la atenuación y el desfase de la onda están influenciados principalmente por la conductividad de la formación y, en menor medida, por el fluido presente en el pozo. De forma resumida estos registros de resistividad se obtienen mediante el análisis de las variaciones de fase y amplitud inducidas por la propagación de las ondas, utilizando modelos matemáticos que asumen una formación homogénea e isotrópica.

Entre los avances más destacadas en las herramientas de propagación electromagnética incluyen la capacidad de medir resistividades a distintas profundidades,

lo que permite generar perfiles de invasión y determinar la resistividad verdadera (R_t), la resistividad de la zona lavada (R_{xo}) y el diámetro de invasión (d_i).

Además, su alta resolución vertical, superior a la de las herramientas convencionales tradicionales, facilita la lectura precisa de la resistividad en capas delgadas, mientras que gracias a la disposición estratégica de las bobinas transmisoras y receptoras, es posible obtener lecturas directas de R_t y detectar indicios de invasión por filtrado de lodo.

En la actualidad la profundidad de investigación de estas herramientas es equivalente a la de un registro de inducción medio, aunque en muchos casos produce resultados comparables a un registro de inducción profundo, ya que la invasión del filtrado de lodo no es tomada en cuenta al momento de la medición. Sin embargo, la profundidad de invasión posterior varía según factores como la permeabilidad de la formación, la presión diferencial, las propiedades del lodo, el contenido de fluidos, así como la interacción entre la tubería de perforación y el pozo.

8.3.3.2 Herramientas eléctricas de imágenes

De acuerdo con Ricco (2012), la adquisición de imágenes mediante herramientas LWD es una de las técnicas más avanzadas para medir en tiempo real las propiedades geológicas y petrofísicas de las formaciones en pozos petroleros. Entre las herramientas que más destacan son las imágenes eléctricas RAB y geoVISION, ambas patentadas por Schlumberger.

La herramienta RAB (Resistivity at the Bit), junto con geoVISION y ARI (Azimuthal Resistivity Imaging), adapta las técnicas de imagen eléctrica de herramientas convencionales a las condiciones de perforación. Su diseño permite captar imágenes mientras la tubería de perforación rota, incluso sin un motor de fondo.

La RAB obtiene cinco mediciones de resistividad mediante distintos electrodos: uno ubicado en la barrena, un electrodo anular de alta resolución y tres electrodos azimutales, además de un sensor de rayos gamma. Esta configuración permite obtener datos detallados de la resistividad de la formación, facilitando la interpretación geológica en tiempo real. Asu vez, ofrece la ventaja al proporcionar perfiles de resistividad poco después de la filtración del lodo. Su diseño incluye un electrodo en la barrena acoplado a la tubería de perforación, permitiendo escanear las formaciones de manera azimutal mientras la herramienta gira, esto se logra ya que durante la perforación, el electrodo sigue el trayecto de la barrena en un patrón en espiral, capturando mediciones de resistividad sin necesidad de enfoque de corriente, ya que esta fluye desde la barrena y a lo largo de la tubería de perforación.

Físicamente la herramienta RAB mide la resistividad de las formaciones mediante la emisión de una corriente alterna de 1,500 [Hz] desde una bobina transmisora toroidal ubicada en la parte inferior de la herramienta. Esta corriente genera una diferencia de voltaje en el drill collar, tanto por encima como por debajo del transmisor. Como resultado, las líneas de corriente circulan a través del drill collar, atraviesan la barrena y penetran en las formaciones circundantes antes de regresar al drill collar en la parte superior de la tubería de perforación.

El comportamiento de dicha corriente depende principalmente de la distancia entre la barrena y el transmisor, optimizando así la cantidad de corriente que se dispersa en las formaciones en lugar de fluir por el agujero. Gracias a este principio de funcionamiento, la herramienta RAB logra una profundidad de investigación de aproximadamente 12 [pg] y una resolución vertical que varía entre 12 y 24 [pg].

Ahora bien en lodos base agua, la corriente fluye desde la barrena hacia el lodo de perforación, pasando por las formaciones y regresando a la sarta de perforación. En cambio, en lodos base aceite, los cuales son aislantes eléctricos, la corriente retorna mediante el contacto de los drill collars y los estabilizadores con las paredes del pozo, proporcionando mediciones de resistividad de carácter cualitativo.

Estas mediciones permiten analizar las características de las formaciones cercanas a la barrena en tiempo real, lo que ayuda a perforadores y geólogos a tomar decisiones rápidas en el proceso de geo-direccionamiento. Gracias a esta información, es posible definir con precisión los puntos adecuados para instalar tuberías de revestimiento o extraer núcleos de formación. Este procedimiento, denominado geo-detención (geostopping), es una de las principales aplicaciones de la herramienta RAB en el desarrollo de yacimientos (Ricco, 2012).

En la Figura 8.3 se encuentra representada la herramientas RAB donde se puede observar la disposición de sus diferentes electrodos

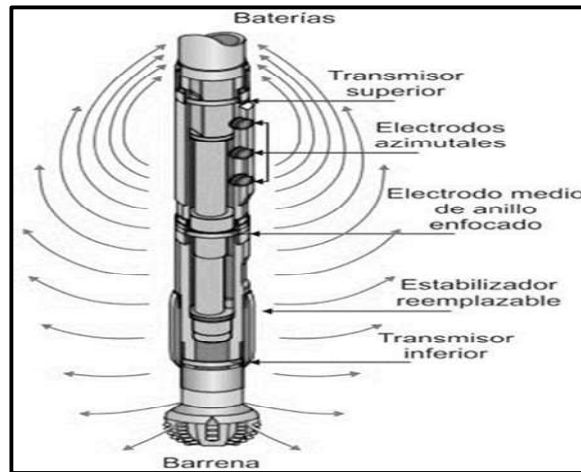


Figura 8.3. Esquema de las herramientas RAB (Schlumberger, [s./f.]).

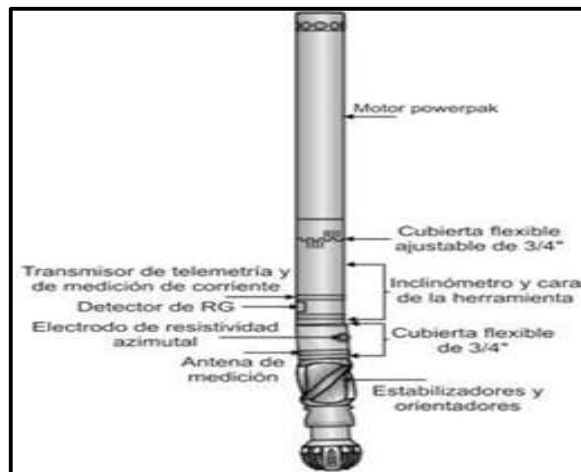


Figura 8.4. Esquema de las herramientas geoVISION (Schlumberger, 1993).

La Figura 8.4 representa la herramienta geoVISION, cuyo funcionamiento es parecido al de la RAB, aunque su uso está más enfocado en el geo-direccionamiento de los pozos.

Para conocer más a detalle de este tipo herramientas, la Figura 8.5 muestra un registro de resistividad por la herramienta RAB, donde se las resistividades sobrepasan el límite de resistividad diferentes motivos, ya sea porque entra de zonas gasíferas o bien en una zona de hidrocarburos, lo que trae como consecuencia parar la perforación.

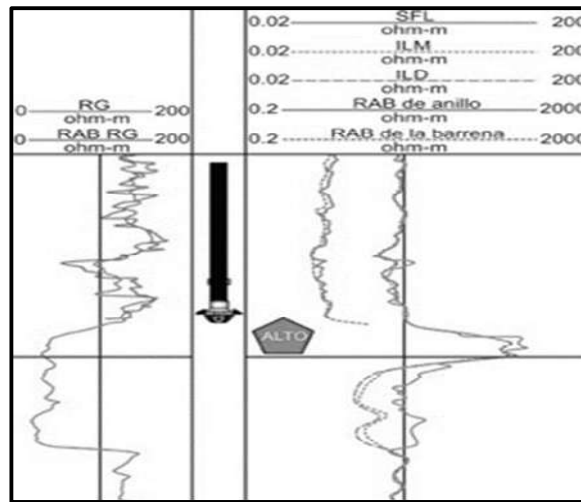


Figura 8.5. Registro de resistividad aplicando la herramienta RAB (Modificado de Riedel, 2008).

La RAB también puede realizar mediciones de resistividad horizontales a diferentes profundidades mediante un sistema de enfoque cilíndrico. Utiliza tres electrodos azimutales de 1 [pg] de diámetro, distribuidos a lo largo de su eje, junto con un electrodo de anillo de alta resolución, lo que permite obtener múltiples mediciones de resistividad. Todo esto mediante una corriente emitida desde la parte superior de la herramienta que se conduce a través del drill collar, atraviesa las formaciones en ángulo recto y luego regresa al collar en la parte superior. Este método ofrece alta resolución vertical y minimiza la influencia de capas adyacentes o variaciones significativas de resistividad.

La corriente que sale de la herramienta a través del electrodo central de anillo y los electrodos azimutales se mide mediante un circuito de baja impedancia. Al mismo tiempo, la corriente que circula hacia la parte inferior del drill collar es monitoreada en el electrodo de anillo (Ricco, 2012). El objetivo de medir resistividad a distintas profundidades radiales es obtener un perfil más preciso de la invasión del filtrado de lodo y determinar con mayor exactitud la resistividad de la zona virgen (R_t). Además, los electrodos azimutales pueden generar imágenes cuantitativas de resistividad al medir la corriente que emiten. Estas mediciones se realizan a tres profundidades diferentes (1, 3 y

5 [pg]), y junto con el electrodo de anillo, proporcionan un perfil detallado de la resistividad en el pozo. Figura 8.6.

En la Figura 8.6, la herramienta RAB, al igual que las herramientas con cable, utiliza un sistema con 2 transmisores de corriente (superior e inferior) y dos toroides monitores (central e inferior) que dirigen la corriente hacia el electrodo anular cilíndrico. Además, dispone de tres electrodos azimutales y un electrodo anular enfocado, lo que permite medir la resistividad y crear imágenes de las formaciones geológicas (Ellis y Singer, 2007).

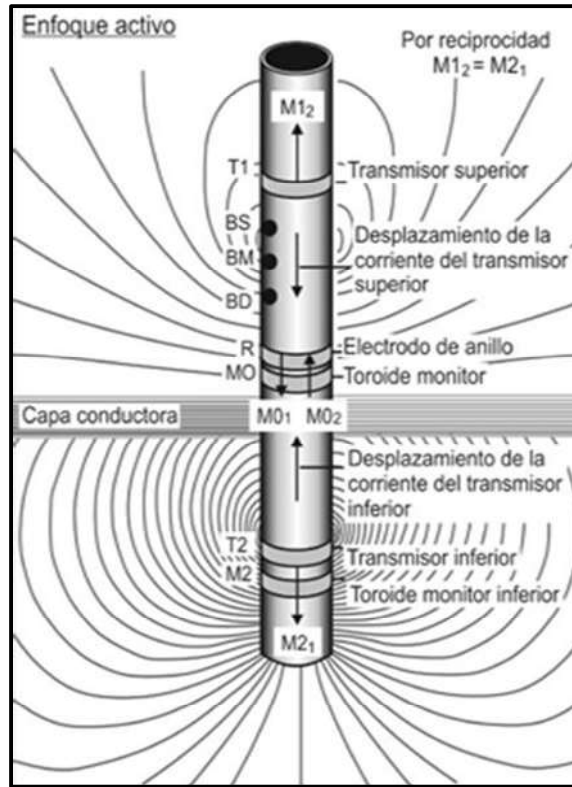


Figura 8.6. Arreglo de herramienta RAB (Schlumberger, [s.f.]).

La herramienta recopila datos azimutales cada 10 [s] y, en modo de imagen, realiza un escaneo completo del pozo a 30 [rotaciones por minuto], generando 56 puntos de muestreo en 4 cuadrantes (cima, base, lateral izquierda y lateral derecha), como se muestra en la Figura 8.7. Por otra parte la resolución vertical de las imágenes permite los 2.5 [cm], aunque lo común es 5 [cm] (2 [pg]), disminuyendo conforme la velocidad de perforación baja hasta 60 [ft/h].

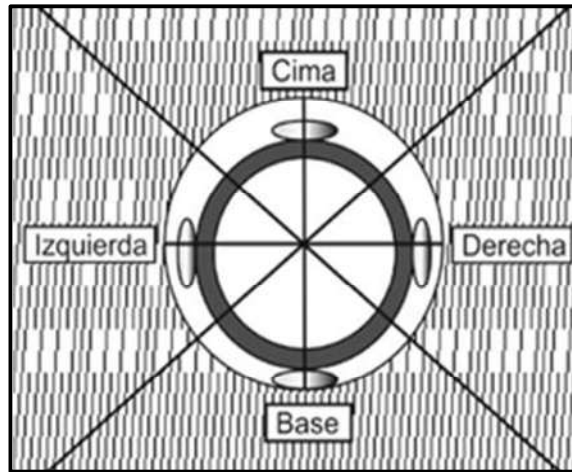


Figura 8.7. Ejemplo de las mediciones por cuadrantes (Modificado de Luthi, 2001).

Mientras la herramienta rota, los electrodos con mayor profundidad de investigación generan las imágenes de resistividad asociadas a la resistividad verdadera (R_t). Al mismo tiempo, los magnetómetros integrados en la RAB orientan el equipo y registra las desviaciones con base al campo magnético. Esto facilita la alineación de las imágenes de resistividad con el norte geográfico o, en perforaciones horizontales, con la parte superior del agujero.

En conclusión las herramientas RAB y geoVISION permiten obtener mediciones de resistividad y rayos gamma ocupando la barrena como electrodo y resistividades azimutales mediante electrodos de enfoque. Esto ayuda a los especialistas a detectar hidrocarburos de forma inmediata, correlacionar datos y ajustar la trayectoria del pozo para optimizar la exposición del yacimiento.

8.3.4 Herramientas de rayos gamma naturales LWD

“La herramienta de rayos gamma naturales LWD de las formaciones, registra la radiación natural que emana de los 3 isótopos emisores de rayos gamma más comunes que se encuentran en la corteza terrestre, que son el Potasio 40 (^{40}K), Torio 232 (^{232}Th) y Uranio

238 (^{238}U). Este registro de rayos gamma LWD permite medir la radiactividad de los 3 elementos combinados o bien, puede mostrar la cantidad de cada elemento individual que contribuye a dicha radiactividad. La herramienta se encuentra diseñada por 2 circuitos de detectores independientes con 2 grupos opuestos de tubos Geiger-Müller. Esta configuración proporciona 2 registros de rayos gamma naturales independientes, y en donde las tasas de conteo de los grupos de detectores se combinan para optimizar la precisión estadística, sin embargo, en caso de que uno de los detectores falle, el sistema puede corregir la medición utilizando el detector restante.” (Ricco, 2012, p. 355).

De acuerdo con Ricco (2012), para obtener el geo-direccionamiento en pozos horizontales con dicha herramienta, la herramienta de rayos gamma puede ajustarse para realizar mediciones azimutales. Esto es posible con dos grupos de detectores opuestos, ya que se obtiene registros autónomos de la parte superior e inferior del pozo, lo que permite a los perforadores a identificar si la barrena se ha desviado de la zona objetivo, ya sea por la cima o la base de la formación.

8.3.5 Herramientas de inducción LWD

De acuerdo con Ricco (2012), a partir de 1983, diversas compañías de servicios comenzaron a desarrollar herramientas de inducción utilizando tecnología LWD. Entre las más destacadas se encuentran la EWR, CDR, SCWR, ARC5 y MPR. Dichas herramientas estaban equipadas con transmisores y receptores y se encuentran ubicadas junto del drill collar en la sarta de perforación y pueden operar en lodos base agua y base aceite. Su principal ventaja radica en que las mediciones se obtienen casi en tiempo real durante la perforación, permitiendo una estimación más precisa de la resistividad verdadera de las formaciones (R_t).

Estas herramientas pueden alcanzar profundidades de 50 [pg] y ofrecer una resolución vertical de aproximadamente 6 [pg]. Asimismo, realiza mediciones en múltiples profundidades y en tres dimensiones lo que hace posible determinar las resistividades horizontales (R_h) y (R_v). Esto es importante en formaciones laminadas con variaciones en su composición o porosidad.

8.3.6 Herramientas acústicas LWD

De acuerdo con Ricco (2012), las compañías más importantes han desarrollado herramientas acústicas basadas en los mismos principios que las operadas por cable, adaptándolas a la tecnología LWD. Entre las más destacadas se encuentran *sonicVISION* (Schlumberger), *AcousTic BAT* (Halliburton) y *SoundTrak* (Baker Hughes). Estas herramientas pueden funcionar en modo rotatorio, estacionario o mientras se deslizan en el pozo.

De forma general las herramientas acústicas LWD está diseñada con dos transmisores, uno en la parte superior y otro en la inferior, además de cuatro receptores ubicados dentro de un drill collar en la sarta de perforación. Contar con dos transmisores garantiza que se pueda medir el tiempo de tránsito de las ondas acústicas " Δt_c ", incluso si uno falla. Asu vez, los transmisores y receptores operan en un rango de frecuencia de 10 a 20 [kHz], similar al de las herramientas acústicas convencionales que funcionan con cable. Sin embargo, a diferencia de estas, cuyos transmisores y receptores emiten en todas las direcciones, los de las herramientas sónicas LWD están alineados en una sola dirección a lo largo de la herramienta.

Cabe mencionar que estas herramientas emiten una señal acústica que se conduce a través de la formación hasta un receptor en la misma herramienta. Durante la perforación, los datos se procesan en el fondo del pozo para calcular el tiempo de tránsito de la onda compresional (Δt_c), que indica la velocidad a la que se propaga el sonido en la formación. Esta medición, expresada en $\pm$ [s/ft] ó $\pm$ [s/m], permite evaluar la compresibilidad acústica del material.

Un dato interesante es que se ha detectado es que frecuencias menores a 12 [kHz] es considerado ruido por lo que se deben filtrar.

8.3.7 Herramientas de densidad LWD

De acuerdo con Ricco (2012), las herramientas nucleares de densidad han mejorado considerablemente con el tiempo. Estas mejoras permitieron aumentar la resolución de las mediciones, reduciendo el estándar de 6 [pg] a solo 1.2 [pg], lo que facilitó una mejor

definición de las formaciones, especialmente en capas delgadas. Gracias a estos avances, se desarrolló la herramienta ADN (Azimuthal Density-Neutron Tool), utilizada para obtener imágenes de densidad con mayor precisión.

Estas herramientas LWD siguen principios similares a los de los registros por cable, con algunas modificaciones. Estas herramientas cuentan con detectores de diferente alcance instalados en el drill collar, cerca de la barrena, lo que les permite girar dentro del pozo. Sin embargo, debido a que las fuentes radiactivas no están en contacto directo con las formaciones, se implementaron estabilizadores que transportan las fuentes de medición alrededor del drill collar, junto con un análisis espectral para estabilizar las ganancias en las mediciones.

Las principales herramientas utilizados en el sector son las siguientes.

1. Schlumberger: Usa el servicio ADN Vision, que utiliza la herramienta ADN (azimuthal density-neutron tool), combinando mediciones de densidad y neutrón en una sola herramienta.
2. Halliburton/Sperry Sun: Emplea herramientas como la ALD (azimuthal lithodensity tool) y la SLD (stabilized lithodensity), especializadas en mediciones de litodensidad azimuthal y estabilizada.
3. Baker Hughes: Emplea el servicio LithoTrak, que funciona con la herramienta ORD (optimized rotational density).

Los valores de densidad y del factor fotoeléctrico se obtienen a partir de las tasas de conteo en diferentes ventanas de energía de los detectores. La densidad compensada se calcula con datos de detectores de espaciamiento corto y lejano mediante gráficos de columnas. Así mismo, las herramientas de densidad se calibran con bloques de aluminio, magnesio y mármol no poroso, logrando una precisión de aproximadamente $0.015 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ en un rango de 30 [s] en formaciones de $2.2 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ y resoluciones verticales de 18 [pg] para densidad y 6 [pg] para el factor fotoeléctrico.

8.3.7.1 Herramientas de imágenes de densidad-neutrón (ADN)

De acuerdo con Ricco (2012), las herramientas ADN operan bajo los mismos fundamentos que las de rayos gamma, densidad y factor fotoeléctrico (Pe). La herramienta ADN (Imágenes de Densidad-Neutrón), patentada por Schlumberger dentro de la gama LWD adnVISION, realiza lecturas azimutales de densidad de manera similar a las mediciones eléctricas de resistividad azimutal. Siendo su principal ventaja que funciona en lodos tanto conductores como no conductores. Estas lecturas se registran en 16 sectores azimutales por rotación y pueden almacenarse para un análisis detallado en superficie o transmitirse en tiempo real sin necesidad de retirar la sarta de perforación.

La herramienta ADN aloja sus fuentes y sensores dentro del drill collar en la sarta de perforación, ya sea encima de la barrena, o bien en los estabilizadores para mejorar el contacto con las paredes del pozo. Su diseño incluye un patín de densidad montado en un dispositivo excéntrico que, al girar con la tubería de perforación, permite a los sensores escanear continuamente las paredes del pozo. Esto posibilita la medición de variaciones azimutales en densidad y absorción fotoeléctrica, algo que las herramientas convencionales no pueden hacer.

La orientación de la herramienta se determina mediante dos magnetómetros que dividen el pozo en cuatro: inferior, superior, lateral izquierdo y lateral derecho. Esto permite que las lecturas de rayos gamma y neutrones de las formaciones se registren con referencia a estos cuadrantes, mejorando la precisión y el análisis direccional de los datos.

La herramienta ADN, al igual que muchas LWD tiene la capacidad de obtener mediciones azimutales mientras el drill collar rota en el pozo, mejorando la precisión en la densidad y el factor fotoeléctrico de las formaciones. Sin embargo, en las mediciones de porosidad-neutrón, el aumento de puntos azimutales no es posible. En comparación con herramientas convencionales, la ADN ofrece un muestreo azimutal ligeramente superior (12 puntos), aunque con menor resolución que las herramientas eléctricas de imágenes LWD (56 puntos). Adicionalmente, incorpora un standoff ultrasónico que permite corregir la

porosidad-neutrón afectada por el lodo de perforación y calcular el volumen de lodo alrededor de la herramienta.

Existen dos configuraciones principales para su operación:

1. Modo rotatorio: Captura mediciones azimutales en toda la circunferencia del pozo mientras la tubería gira de manera estable, manteniendo su posición con la ayuda de estabilizadores.
2. Modo estrecho: El giro de la herramienta se realiza mediante un motor de fondo (Geosteering), permitiendo que se deslice dentro del pozo, incluso en perforaciones direccionales con desviaciones pronunciadas. En la Figura 8.8 se observa de lado izquierdo la configuración estabilizada y de lado derecho la versión estrecha, además las fuentes de densidad y neutrones.

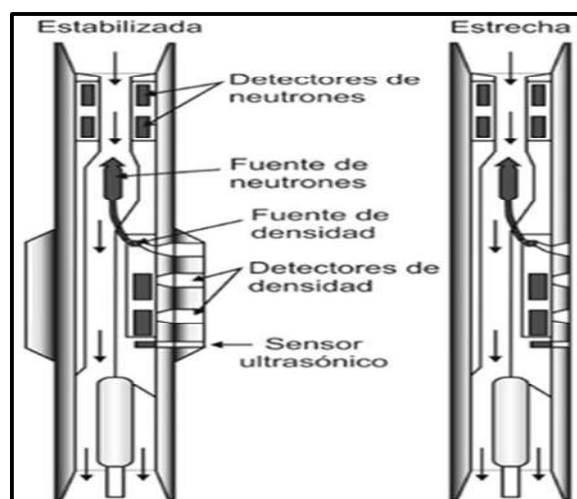


Figura 8.8. Herramienta ADN (Modificado de Luthi, 2001).

La herramienta ADN ofrece una precisión comparable a la de las herramientas operadas por cable, con resoluciones verticales de aproximadamente 6 [pg] (15 cm) para densidad, 2 [pg] (5 cm) para el factor fotoeléctrico y 12 [pg] (30 cm) para porosidad neutrón. Sin embargo, en formaciones con gran profundidad de penetración, la disminución en los conteos por unidad de intervalo afecta la precisión de las lecturas en el pozo. Finalmente en cuanto a la seguridad de la herramienta, cuenta con fuentes radiactivas que se pueden recuperar en caso de que se quede atascada la herramienta durante la perforación.

8.3.7.2 Principales aplicaciones de la herramienta ADN

De acuerdo con Ricco (2012), la herramienta ADN tiene múltiples aplicaciones petrofísicas, como la medición de densidad, factor fotoeléctrico y la generación de imágenes de densidad. Además, es útil para evaluar capas delgadas, calcular la porosidad de la formación, identificar variaciones litológicas, detectar invasiones irregulares del filtrado de lodo y analizar contactos de fluidos. Las aplicaciones principales se enlistan a continuación:

1. Reconstrucción estructural del yacimiento.
2. Detección de heterogeneidades en la formación.
3. Control geológico del pozo

8.3.8 Herramientas de neutrones LWD

Según Ricco (2012), las herramientas de registros de neutrones LWD funcionan de manera similar a las tradicionales, con fuentes radiactivas y sensores ubicados en los drill collars por encima de la barrena. Sin embargo, presentan algunas diferencias, como el uso de detectores cercanos y lejanos con distintos espaciamientos. Además, las mediciones pueden combinarse o ajustarse según las respuestas azimutales orientadas. En cuanto la profundidad de investigación que alcanzan es equivalente a la de las herramientas de porosidad neutrón operadas por cable.

Las herramientas de porosidad-neutrón más populares en LWD se enlistan a continuación.

1. Schlumberger: CDN y adnVISION
2. Halliburton: CNP (Compensated Neutron Porosity Tool) y CNT (Compensated Thermal Neutron Tool)
3. Baker Hughes: CCN y LithoTrak

Al igual que en las herramientas de neutrones por cable, las LWD acoplan dos detectores de Geiger-Müller para registrar los rayos gamma emitidos por los átomos de las formaciones al capturar neutrones. Dichos detectores están ubicados a dos espaciamentos simétricos con respecto a la fuente de neutrones, lo que garantiza la rotación excéntrica o centralizada en el agujero. Los detectores se colocan a distancias simétricas de la fuente, lo que asegura que ambos reciban la misma cantidad de radiación, incluso si la herramienta gira de manera excéntrica o está centralizada en el pozo. Esta configuración disminuye las variaciones estadísticas, mejora la confiabilidad del sistema al hacerlo más resistente a fallos y permite corregir los efectos del pozo en las mediciones de neutrones.

El sensor utilizado para estas mediciones nucleares es una fuente de Americio-Berilio (Am-Be). En cuanto la seguridad de los datos recolectados, la herramienta incluye medidas que, en caso de una falla mecánica, aseguran que ocurra en la conexión y no en el cartucho que aísla la fuente. Esto permite que la fuente permanezca protegida y pueda ser recuperada posteriormente con un cable de registros.

Las herramientas de porosidad-neutrón funcionan midiendo la cantidad de neutrones en la formación, la cual depende de la concentración de hidrógeno. Esta medición permite estimar la porosidad de la roca, ya sea que contenga agua o aceite. Además, al combinar estos datos con las mediciones de densidad LWD, es posible identificar la presencia de gas en la formación.

En un principio, las herramientas de porosidad-neutrón medían la población de neutrones de forma indirecta, detectando los rayos gamma generados por la captura de neutrones térmicos. Sin embargo, las versiones más modernas incorporan dos detectores que permiten mediciones directas tanto de neutrones térmicos como epitérmicos, además de compensar los efectos del pozo. Esta combinación mejora la precisión en la determinación de la porosidad de los yacimientos y, junto con las herramientas de densidad, permite una identificación segura de las zonas con gas.

Las herramientas neutrónicas LWD, al igual que las de porosidad-neutrón operadas por cable, requieren correcciones por diámetro de pozo, litología, salinidad y densidad del lodo. En general estas herramientas son considerablemente sensibles al standoff, teniendo como consecuencia que afecta la calidad de las mediciones según la diferencia de tamaño entre la herramienta y la barrena. Aunque si el drill collar es similar en tamaño a la barrena, las correcciones son mínimas, pero en pozos de gran diámetro, pueden ser necesarias para evitar pérdidas de precisión en la detección de rayos gamma.

Las ventajas de estas herramientas son las siguientes.

- La baja velocidad de registro en LWD permite mayor tiempo de integración en sus mediciones.
- Detección optimizada de rayos gamma: fabricada principalmente de hierro, un material con una alta longitud de retardo para neutrones rápidos, lo que genera una mayor cantidad de rayos gamma por captura.

Una de las herramientas de porosidad-neutrón más avanzadas utilizadas en registros LWD es la CNT (Compensated Neutron Tool) de Halliburton, diseñada específicamente para pozos de diámetro reducido.

8.3.9 Herramientas de resonancia magnética nuclear LWD

Según Ricco (2012), la primera herramienta de resonancia magnética nuclear (RMN) diseñada para registros durante la perforación (LWD) fue creada en 1999 por NUMAR, una filial de Halliburton, y comercializada como MRIL-WD en el año 2000. La herramienta

está alojada en un mandril, con baterías, electrónica de control y bobinas de radiofrecuencia en la parte superior, mientras que en la sección inferior se encuentran el sensor, compuesto por un imán permanente, la antena y la tubería.

La herramienta operaba en dos modos distintos:

1. Durante la perforación: Realiza mediciones para obtener experimentos de recuperación de saturación “T1” en un rango de 1 a 12 [ms], proporcionando información sobre la relajación térmica de los fluidos del yacimiento. Los tiempos “T1” rápidos indican agua ligada a arcillas, los tiempos medios reflejan agua irreducible, y los tiempos largos corresponden a fluidos libres o móviles.
2. Después de la perforación: Con la herramienta detenida, se ejecutan secuencias de pulsos spin-echo mediante la técnica CPMG, similar a las herramientas NML usadas en registros por cable.

Así, la herramienta permite caracterizar los fluidos tanto durante como después de la perforación.

Otra herramientas destacadas son las siguientes.

1. ProVISION (Schlumberger): Herramienta de resonancia magnética nuclear (RMN) para LWD, instalada sobre la barrena dentro del drill collar, similar a otras herramientas de densidad o neutrones. Permite medir los tiempos de relajación T1 y T2, durante la perforación como mientras la tubería se desliza en el pozo. Los datos se envían a superficie a través del sistema de telemetría PowerPulse MWD, reduciendo la pérdida de información.
2. MagTrak (Baker Hughes): Herramienta diseñada para realizar registros de RMN durante la perforación. Utiliza tecnología avanzada para analizar los fluidos y la porosidad de las formaciones en tiempo real, optimizando así la evaluación del yacimiento sin necesidad de interrumpir las operaciones.

8.4 Comparaciones entre LWD y registros de cable

Según Chagoya y Morones (2007), esta sección está enfocado a hacer una comparación de los registros obtenidos en tiempo real con los obtenidos con la técnica convencional de cable. Se encontrarán diferencias en las mediciones, algunas ventajas y desventajas de ambos tipos de registros, también se discutirá de forma somera, la aplicación del conjunto de datos producidos por esta herramienta (LWD) para la evaluación de:

- Litología y mineralogía.
- Porosidad.
- Saturación

8.4.1 Cable y LWD, parámetros que miden y diferencias

De acuerdo con Chagoya y Morones (2007), se presentan a continuación las diferencias de los siguientes parámetros.

Profundidad

En un registro convencional, la profundidad es determinada midiendo la profundidad del cable. La llamamos profundidad del cable para distinguirla de la otra profundidad asociada generalmente a un pozo llamada profundidad de la sarta o del perforador. La mayor parte de las mediciones de estas dos profundidades son raramente iguales, sin embargo, los registros LWD están presentados siempre en profundidad con la sarta.

Eso significa que antes de correlacionar o comparar interpretaciones tenemos que cerciorarnos de que todos nuestros registros estén referidos a la misma profundidad. A menudo, pero no siempre, la profundidad registrada por LWD, se ajusta a la profundidad del cable; es decir; la profundidad del cable se toma como referencia. El proceso de emparejar la profundidad se hace rutinariamente con datos de cable de diversas funciones o de diversos sensores en la misma herramienta. Para medir la profundidad de LWD se agregan dos sensores al montaje del aparato: el codificador de los trabajos de rotación para medir ciertamente la rotación y el indicador de la carga del gancho para decirnos cuanto la tubería está dentro del pozo, Figura 8.9.

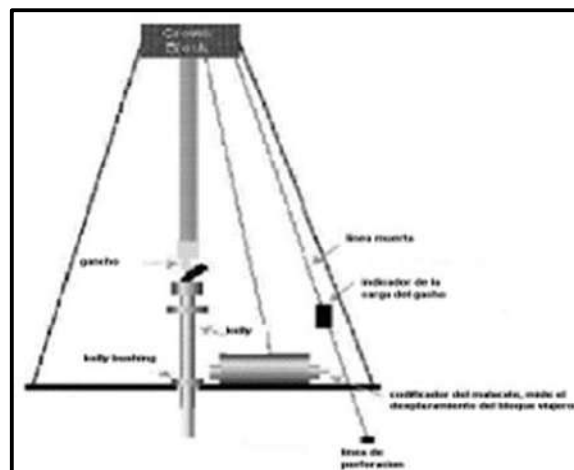


Figura 8.9. Mediciones básicas de profundidad

El codificador de los trabajos de rotación simplemente nos refiere al movimiento del gancho, así, utilizamos la información del sensor de la carga del gancho para decirnos cuando la tubería se está moviendo realmente, de esta forma medimos apenas el movimiento de los bloques. En la parte baja del Kelly comparamos nuestras medidas de profundidad con la cuenta de la sarta, en caso de que convenga o se justifique reajustamos a la punta de la sarta. Esto que ajustamos puede crear boquetes o traslapes en los datos en tiempo real.

Tiempo real vs memoria

Esto nos trae al punto siguiente donde divergen el registro de cable y los de LWD, los registros de LWD vienen en dos versiones de tiempo real o de memoria. Los de tiempo real solo contienen datos que se envían a la superficie durante la perforación. La mayor parte de las mediciones hechas con herramientas que almacenan en memoria no están disponibles hasta que llegan a la superficie. Los registros en tiempo real pueden parecer más útiles, que el registro de memoria, pero también son afectados por los reajustes de la profundidad que haya ocurrido durante la perforación. Los registros de memoria registran mejor que sus contrapartes de cable, generalmente muestran más datos y cualquier corrección de la profundidad que fuese hecha durante la perforación se habrá incorporado alargando o comprimiendo los datos sobre el intervalo relevante. Comparar el registro en tiempo real con el registro de memoria es un paso primario para confirmar que el proceso de la corrección de la profundidad es manejado correctamente. Generalmente los registros en tiempo real se utilizan durante la perforación para tomar decisiones relacionadas con esta, mientras que los registros de memoria se utilizan en procesos finales para la evaluación del pozo.

Índice de penetración

Las herramientas LWD realizan mediciones en intervalos constantes de tiempo, no de profundidad. Esto es una diferencia significativa a los datos de cable que muestran intervalos fijos de profundidad. Eso significa que cuando más rápidamente se perfora, los puntos fijos de profundidad se encuentran más separados. Por ejemplo, si hacemos una

medición de la densidad con ADN de 60 [s] y estamos perforando a 60 [ft/h] hacemos una medición de la densidad cada pie. Si la sarta perfora más rápido nuestros puntos de referencia, se mueven más lejos profundizando la separación, dando por resultado un

registro más completo. En todos los registros de LWD se debe ver la marca a lo largo del borde de cada columna. Estas señales se ponen en la profundidad real donde la medida fue tomada. Mientras que se aumenta el avance de perforación, las señales se mueven más lejos y el dispositivo de avance disminuye y el movimiento de las señales se junta. Esto es esencial para interpretar correctamente los datos del registro, aunque el carácter de avance puede ser mal interpretado como en los cambios en la formación.

Debido a que los sensores en la secuencia de la herramienta (BHA) están en diversas profundidades, las marcas de la señal de profundidad aparecen con respecto a uno de los sensores, puesto que se ponen en la profundidad real del sensor. Un cambio en el dispositivo de protección de derrumbes afectara las diversas herramientas del Cable en el mismo funcionamiento en diversos puntos de la profundidad, Figura 8.10.

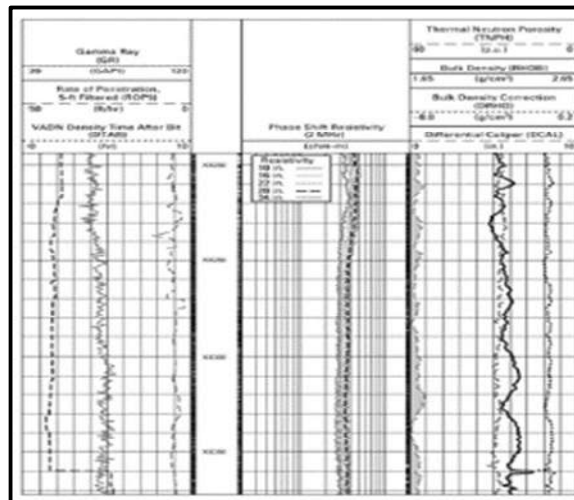


Figura 8.10. Registro de LWD con marcas y señales de ROP/TAP ([s./a.], 2010)).

Tiempo en dimensión 4

Los registros son una forma de guardar todo lo sucedido inmediatamente, en el sentido de que cada medición que hacemos de la formación se tiene en diversos lapsos con los

registros de cable se registra rápidamente en un lapso largo de tiempo después de la perforación del pozo. En el mundo de LWD el tiempo puede convertirse en un factor significativo en la interpretación de datos del registro. Puesto que se está midiendo la formación a corto plazo después de que se perforó, realmente muchos cambios ocurren con la perforación, pero no han tenido ocasión de suceder todavía. Esto es un punto a favor, puesto que las herramientas tienen la oportunidad de leer las características verdaderas de la formación, sin ser afectadas por las situaciones tales como derrumbes de la perforación, la alteración de las arcillas y particularmente la invasión.

Tiempo después de la barrena (TAB)

El tiempo después de la barrena nos dice cuántas horas han transcurrido entre perforar la formación y registrarla. Puesto que cada sensor de LWD se coloca en diversos puntos de la BHA, se puede tener una curva del registro para más de un sensor. En el caso extremo, cada vez que hay un funcionamiento de la barrena, hay una sección de la formación que se pudo haber registrado por un sensor resistividad, muchas horas o algunos días antes de ser registrado por otro sensor (nuclear). El efecto más obvio de tal panorama es que la parte de la formación que se deja abierta parcialmente, durante el funcionamiento de la barrena habrá tenido considerablemente horas de invasión. Esto se manifiesta en un perfil de mucha mayor invasión.

Invasión

Una gran cantidad de tiempo y de esfuerzo se invierte en diseñar herramientas de registros para superar efectos de la invasión de líquidos filtrados, y si no se puede superar se hace lo posible por cuantificarlos mejor, cualquier cosa que podamos hacer para eliminarlos o reducir los efectos de la invasión son noticias generalmente buenas para las interpretaciones de los registros. Aquí es donde las mediciones de LWD tienen una ventaja distinta sobre sus equivalentes en cable, puesto que podemos hacer las mediciones de la formación tan pronto después de perforar, hay a menudo poco o nada de invasión y podemos medir casi directamente la formación no invadida. También las herramientas LWD realizan su lectura generalmente mucho menos profunda que las herramientas de

cable. Por ejemplo, las herramientas nucleares ven la formación invadida y por lo tanto la herramienta de Cable generalmente está leyendo una formación con los espacios porosos parcialmente llenos del filtrado de lodo. Las herramientas de LWD por otra parte leerán a menudo virtualmente la formación no invadida. En una zona de hidrocarburos ligeros o gas, esto puede ser una diferencia significativa. Los dos registros, funcionan en la misma porción de formación y por lo tanto la misma cantidad de invasión es registrada. Los registros de cable muestran mucho menos efecto porque no ven el gas como lo hacen los registros de LWD, Figura 8.11.

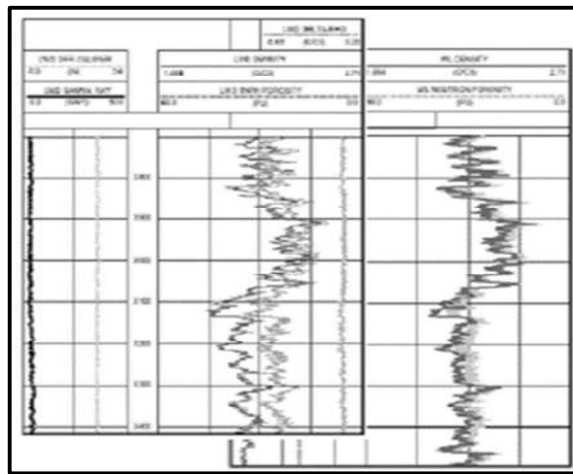


Figura 8.11. En el extremo izquierdo de muestran registros nucleares de LWD y en el extremo derecho los registros de cable en un yacimiento de gas ([s./a.], 2010)

Tiempos de llegada

Las herramientas rotatorias, los efectos de ángulo, los picos de polarización y las respuestas horizontales son algunos de los otros efectos que hacen que los registros de cable y los registros de LWD sean diferenciadores

Rotación

Las revoluciones por minuto es un término que comúnmente no asocia a las herramientas de cable. Excepto cuando se está observando FMI, ya que, al hacer girar la herramienta, el esfuerzo de torsión en el cable se dispara. Por otra parte, con LWD se

prefieren las herramientas que rotan mientras que se está registrando, eso da ventaja sobre los registros de cable.

La última tecnología de las herramientas LWD ofrece una medida azimutal. Estas herramientas se diseñan con la misma motivación que en la proyección de imagen de cable. Esta tecnología proporciona un cuadro mucho más completo y perceptible de la formación.

La mayoría de las herramientas de la proyección de imagen de cable adquieren una imagen de la perforación desplegando los cojinetes con sensores. Estos sensores examinan la pared del pozo en diversos puntos alrededor de la circunferencia, acumulando una imagen.

Con las herramientas de LWD, siendo parte de la sarta, no se puede desplegar claramente los cojinetes y los brazos. Aquí es donde la rotación entra, la herramienta utiliza una serie de sensores azimutales enfocados a registrar la formación en una sola dirección. Entonces cuando la herramienta rota completamente, los sensores registran una exploración circunferencial de la formación. Esto es similar a una imagen de la pared en el pozo con el UBI (ultrasonic borehole imager).

Existen dos tipos de herramientas que entran en esta categoría: las herramientas resistivas laterolog (RAB, GVR) y las herramientas de densidad (ADN, VDN). Se puede registrar una imagen de la formación en términos resistivos (Cable FMI) o en términos de densidad (no existe en Cable). La Figura 8.12 muestra datos de densidad de la formación adquiridos por la herramienta ADN, puesto que estas son imágenes orientadas, se puede capturar la característica estructural de la formación que estas imágenes muestran.

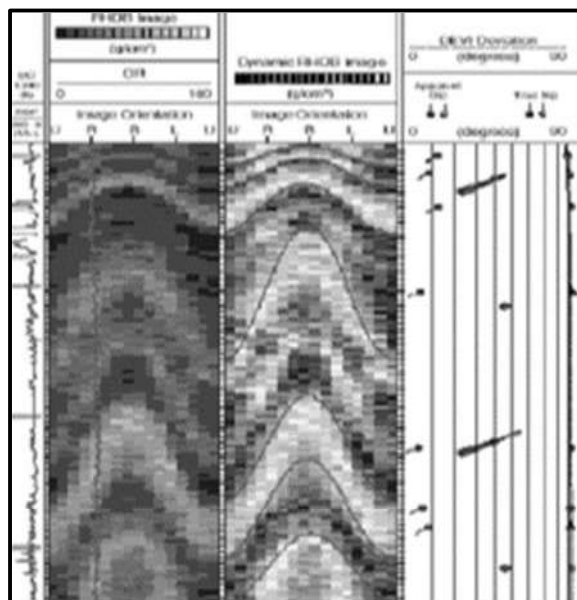


Figura 8.12. Imágenes de densidad y desviación del ADN ([s./a.], 2010).

Se pueden realizar las mismas cosas con las imágenes de resistividad y de hecho son mejores que las de densidad puesto que la resolución azimuthal es más alta, las imágenes de densidad dividen la circunferencia del pozo en 16 sectores (aproximado a 22°) mientras que las imágenes de resistividad tienen una resolución de 56 compartimentos (cada 6°), mientras que los registros de cable, que tienen también varios tipos de mediciones azimuthales, no tienen la capacidad de proyección de imágenes.

Picos en los registros LWD

Los picos de los que se habla aquí son de polarización. Aquí se habla de registros resistivos y principalmente los de propagación electromagnética. Con cable, se puede medir resistividad de la formación usando diversos métodos: laterolog e inducción. En vez de utilizar la inducción en LWD se utiliza la propagación, debido a la física de las mediciones de las frecuencias utilizadas (2 [MHz] a 400 [kHz]). Se puede pensar que las herramientas de propagación son similares en principio a las herramientas de inducción ya que trabajan bien en ambientes similares, fluidos de perforación de baja conductividad y formaciones con altas conductividades. Las herramientas de propagación proporcionan

dos tipos de medición de resistividad: el desplazamiento de fase de la resistividad y atenuación de la resistividad.

De forma simple estas mediciones son valores derivados de las mediciones del desfase y la atenuación de ondas electromagnéticas difundidas por la herramienta cuando viajan en la formación. Cuando la herramienta pasa a través de un límite de formación se sumerge donde hay un contraste significativo de la resistividad (de una arcilla de baja resistividad a una de alta resistividad) la respuesta de la resistividad del desfase muestra una respuesta evidente de alta resistividad, eso es un pico.

El pico es causado por una acumulación de la carga a lo largo del límite debido a la discontinuidad del campo eléctrico en el límite. El pico es un indicador de límites, sin embargo, el valor de la curva de la resistividad en el pico no es la resistividad verdadera de la formación, “Figura. 8.13”. El tamaño del pico es, sin embargo, una función del contraste de la resistividad de las 2 formaciones. El tamaño del pico es también función del ángulo relativo entre el pozo y la formación, así como el valor absoluto de la resistividad de las formaciones. Los picos también se pueden encontrar en registros de inducción de cable y alto ángulo en la formación.

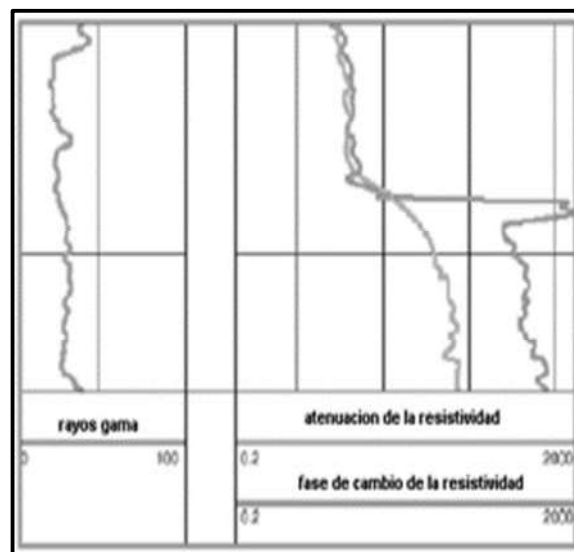


Figura 8.13. Ejemplo de registros que muestran el “pico” de polarización ([s./a.], 2010).

Anisotropía

Sucede que las formaciones pueden exhibir anisotropía (esta característica varía dependiendo de la dirección) en términos de otras características, particularmente la resistividad. De hecho, muchas formaciones sedimentarias son anisotrópicas desde cierto punto.

Debido al hecho de que las formaciones se depositan en capas, es poco frecuente que las características de la formación sean diferentes en dirección horizontal que en la vertical. La permeabilidad y la resistividad demuestran este fenómeno y están de hecho relacionadas. Generalmente se considera que las herramientas (LWD y cable) son afectadas hasta cierto punto por la resistividad de la anisotropía. Se demuestra que la resistividad para cable y las herramientas de resistividad de LWD varían en función de la inclinación (en función del ángulo relativo entre el pozo y la formación). Por ejemplo, una herramienta de inducción de cable leerá cerca de 3 veces la resistividad verdadera en dirección horizontal, mientras que el desplazamiento de la fase de LWD puede leer cerca de 30 veces la resistividad verdadera en la misma situación.

Existen cartas que son válidas para un cociente particular de anisotropía (R_v/R_h), pero la tendencia es lo mismo que el cociente. Cuanto más alto es el cociente de la resistividad vertical (R_v) a la resistividad horizontal (R_h) es mayor el efecto.

Las Figuras 8.14 y 8.15 ilustran como las herramientas de tipo inductivas, por cable o LWD, puede responder a una formación anisotrópica. Cuando el pozo es vertical, los datos actuales (por diseño son perpendiculares a la herramienta) son paralelos a las capas de la formación y responden a la resistividad horizontal. Es esta resistividad horizontal a la que nos referimos como resistividad verdadera, R_t .

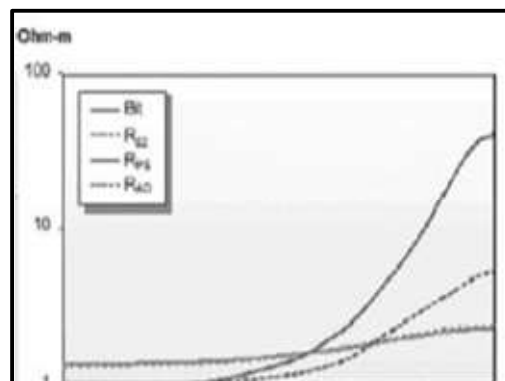
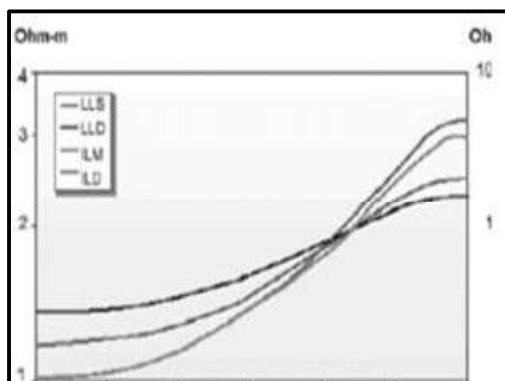


Figura 8.14. Efectos de la anisotropía en las mediciones de resistividad por cable ([s./a.], 2010).

Figura 8.15. Efectos de la anisotropía en las mediciones de resistividad por LWD ([s./a.], 2010).

Cuando la herramienta esta inclinada los lazos actuales comienzan la travesía en las capas, y la respuesta total es una respuesta de la combinación de la respuesta horizontal y vertical para las herramientas de laterolog, la trayectoria actual de las mediciones tiene componentes verticales y horizontales de la inclinación del agujero, Figuras 8.16 y 8.17.

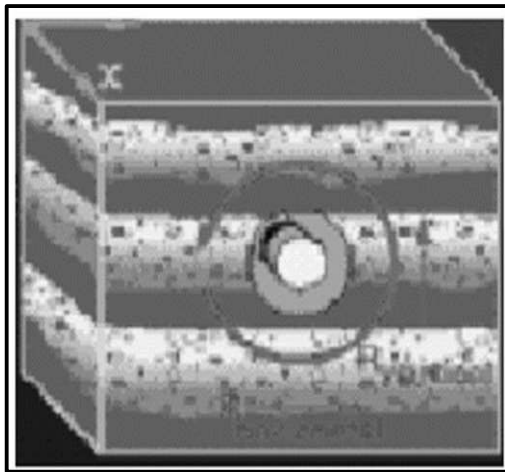


Figura 8.16. Efectos de la anisotropía en herramientas resistivas LWD ([s./a.], 2010).

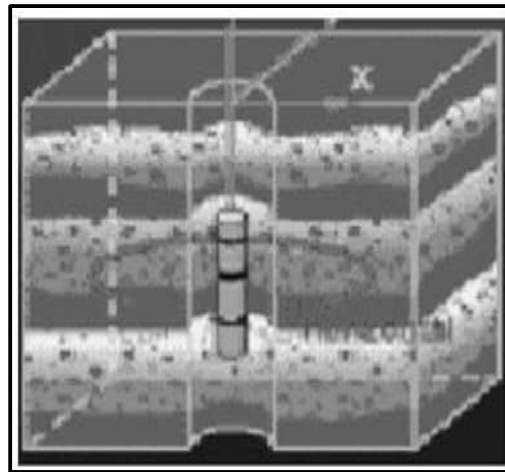


Figura 8.17. Efectos de la anisotropía en herramientas de cable ([s./a.], 2010)

Altos ángulos

Los efectos tales como polarización y anisotropía son más pronunciados cuando el ángulo del pozo aumenta y son más grandes en pozos horizontales, puesto que los pozos horizontales se registran a menudo usando LWD se podría esperar cada vez más ejemplos de los registros que muestran estos efectos. No hay que olvidar que las herramientas de cable también exhiben cambios en respuesta al aumento del ángulo en el pozo. Esto se refiere al ángulo relativo entre el pozo y la perforación.

¿Por qué los datos de LWD y cable pueden ser diferentes? Típicamente en condiciones complicadas de pozo, el usuario de registros usa LWD, y algunas veces correrá cable en el mismo trabajo para proveer otras mediciones que no provee la herramienta LWD. Ambos servicios tienen algunas limitaciones. Es importante entender esas limitaciones y como pueden afectar la calidad de los datos.

8.4.2 Ventajas de LWD

Según Chagoya y Morones (2007), las herramientas LWD tiene ciertas ventajas al ser parte de la sarta de perforación. Algunas ventajas son: datos en tiempo real, registros en pozos horizontales, datos disponibles poco tiempo después de la barrena:

- Datos en tiempo real: La perforación es una inversión muy cara para una empresa, particularmente en pozos costa fuera. Con LWD, los datos en tiempo real son adquiridos y pueden tomarse decisiones durante la perforación.
- Registros en pozos horizontales: Hoy en día, los pozos son altamente desviados, por lo tanto, es importante planear que registros se adquirirán en pozos horizontales. En LWD debido a que la herramienta es parte de la sarta de perforación, puede tomar registros fácilmente en pozos horizontales, por el contrario, si se usa cable se tiene la dificultad para tomar registros, para hacerlo el cable viaja a lo largo de la tubería de perforación, esto requiere demasiado tiempo y es muy complicado.

- Poco tiempo después de la barrena: Cuando el pozo es perforado, el lodo de perforación invade la formación. El tiempo entre la perforación de una sección y la medición es llamado “tiempo después de la barrena - TAB”. Para mejores registros, un tiempo corto después de la barrena es mejor, cuando la invasión de lodo es limitada. Para secciones altamente invadidas, las herramientas de registros tendrán que leer más profundo dentro de la formación para poder leer las propiedades reales de la formación. En general las herramientas de cable tienen mayores profundidades de investigación que las LWD.

LWD: Debido a la colocación de las herramientas LWD el tiempo después de la barrena es corto y las mediciones son muy poco afectadas por la invasión del lodo

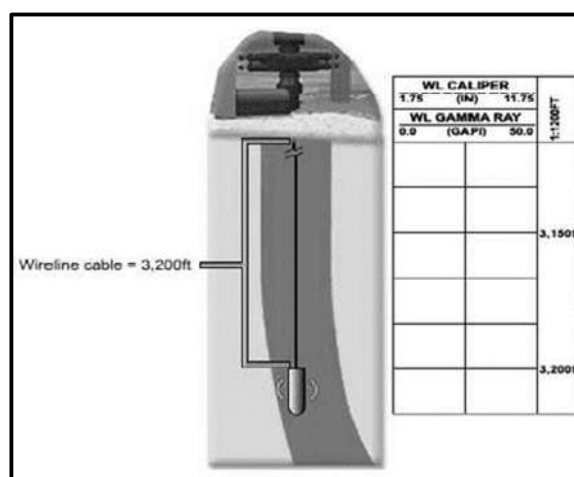
Cable: Las herramientas de cable hacen mediciones en diferentes horas o días después de que se detuvo la perforación. El tiempo después de que se ha introducido la barrena es mucho mayor y puede ocurrir una invasión del fluido, por lo tanto, las mediciones pueden resultar muy afectadas.

8.4.3 Ventajas de registros de cable

Según Chagoya y Morones (2007), el intérprete usara cable porque ofrece mediciones que la herramienta LWD no tiene. La calidad de los datos producidos por la herramienta de cable es alta, debido al siguiente control: medición de profundidad directa, velocidad de registro, transmisión de datos de alta densidad, ambiente operacional controlado.

- Medición de profundidad: La profundidad es una medición muy importante en los registros. Todos los registros de medición son sólo válidos si son colocados en la profundidad correcta. La medición de la profundidad con cable se puede medir directamente, Figura 8.18.
- Velocidad del registro: La velocidad de registro es el rango en el cual la herramienta se mueve a través del agujero mientras se hacen las grabaciones de la medición. Si se tiene un registro con una velocidad rápida mientras que los datos son grabados

Cable: Puede grabar datos tan rápido como vaya tomando las mediciones sin el riesgo de correrlos fuera de memoria mientras se mantiene una alta densidad en los datos.



- **Alta densidad en la transmisión de datos:** Algunos métodos de telemetría pueden transmitir más datos que otros. La herramienta MWD transmite los datos a LWD. Los datos de densidad de MWD en tiempo real es menor que los datos de cable, estos últimos se transmiten a alta densidad directamente a través del cable que se usa para bajar la herramienta al fondo del pozo.
- **Energía:** La energía pérdida puede ser un gran problema con la herramienta LWD, para prevenir la pérdida de datos, la vida de la batería de litio debe examinarse antes de que comience la perforación. A diferencia, las herramientas de cable se abastecen

de energía eléctrica por medio de este. Si la herramienta pierde energía puede ser fácilmente detectado antes de que se puedan perder los datos.

- Ambiente operacional: El ambiente operacional puede afectar a la herramienta y a la calidad de los datos. En LWD las severas condiciones pueden dañar fácilmente la herramienta. Esto también puede afectar la transmisión de datos en tiempo real, con las herramientas de cable el ambiente operacional es más sencillo debido a que la perforación ya se ha detenido.

8.4.4 Comparación entre LWD y registros de cable

Según Chagoya y Morones (2007), en la Figura 8.19 se puede observar la comparación de los registros tomados por la tecnología de cable y LWD (Rayos Gamma, Resistividad). Se observa que las curvas de resistividad son muy similares y sus variaciones pueden estar ocasionadas por la invasión de fluido de perforación. Las variaciones encontradas entre las curvas de rayos gamma pueden estar ocasionadas debido al tiempo entre las tomas de registros causadas por el filtrado de lodo muy arcilloso.

Por otro lado, en la Figura 8.20 se muestran registros resistivos de dos pozos diferentes pero cercanos, el primer pozo tiene registros con las dos tecnologías (LWD y cable), el pozo 2 tiene registro solamente de una (cable). Aquí se utilizaron los registros del pozo 1 para correlacionar el pozo 2 y ubicar alguna zona de interés donde la resistividad aumenta.

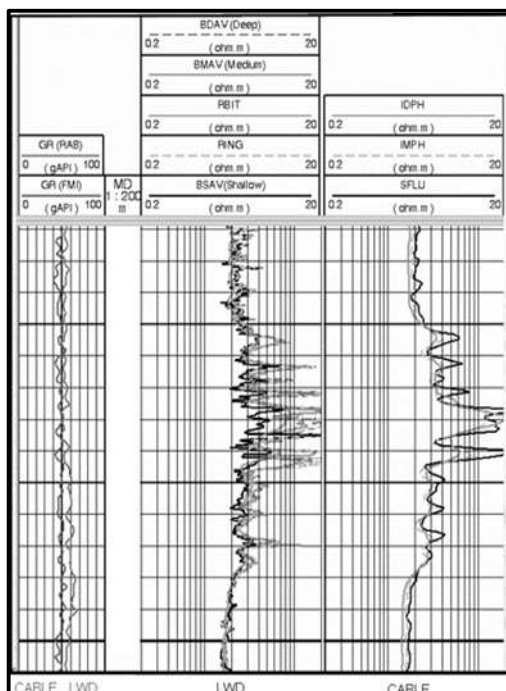


Figura 8.19. Comparación de registros LWD y cable ([s./a.], 2010).

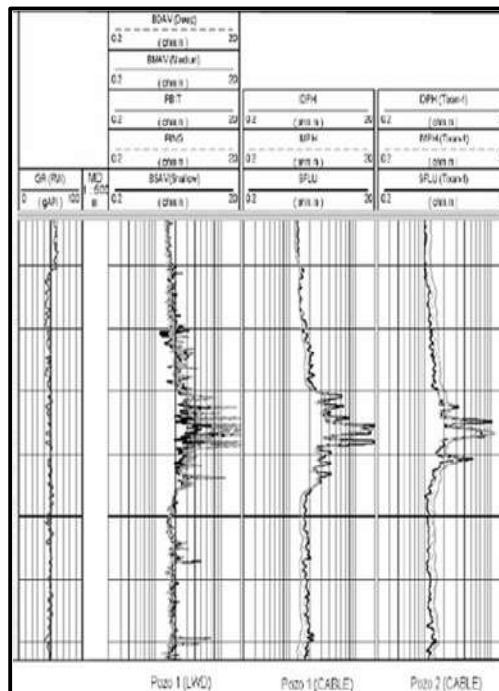


Figura 8.20. Comparación de registros de porosidad densidad y porosidad neutrón, LWD y cable ([s./a.], 2010).

La Figura 8.21 muestra registros de rayos gama y porosidad-densidad, de los cuales se puede observar separación en las curvas de rayo gama por la presencia de arcillas en el fluido y a su deposición en el transcurso de la toma del registro de cable. En las curvas de porosidad neutrón-densidad podemos ver que son similares, sin embargo, existe un desfaseamiento posiblemente por la invasión del lodo lo cual aumentaría la densidad y disminuiría la porosidad. En la misma figura se muestran registros de porosidad neutrón-densidad de dos pozos diferentes pero cercanos, el primer pozo tiene registros con las dos tecnologías (LWD y cable el pozo 2 tiene registro solamente de una (cable). Aquí se utilizaron los registros del pozo 1 para correlacionar el pozo 2 y ubicar alguna zona de interés donde la porosidad aumente.

Por otro lado, el registro de la Figura 8.22 se muestra una comparación de las 2 tecnologías al evaluar el tiempo de tránsito (“ Δt ”) en la formación. Se puede observar que en la parte profunda de la formación las dos tecnologías coinciden en su medición, sin embargo, en la parte somera del pozo existe un desfaseamiento en la respuesta, lo cual puede ser causado por la diferencia en tiempo de la toma de datos, también puede existir una mala medición de la herramienta debido al ruido que se genera mientras se perfora y debido a los choques que sufre.

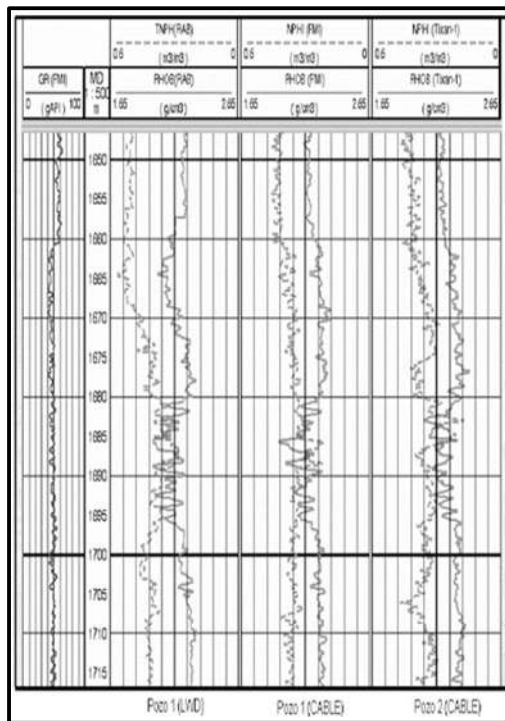


Figura 8.21. Correlación del pozo 2 basados en los registros del pozo 1 ([s./a.], 2010).

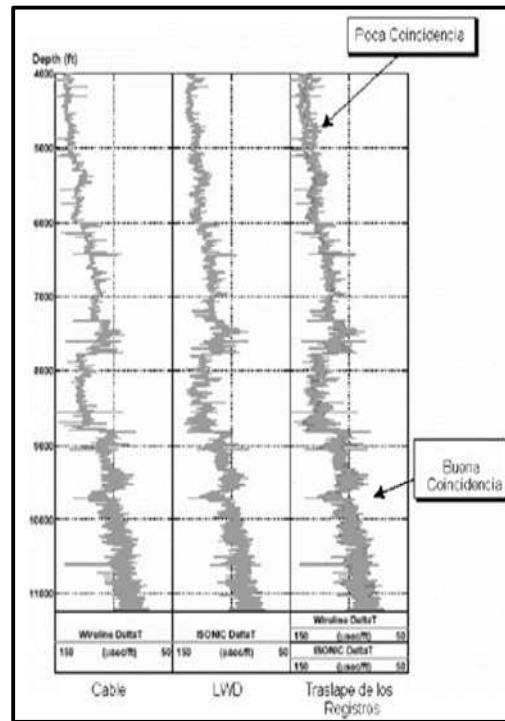


Figura 8.22. Comparación de registros de tiempo de tránsito ([s./a.], 2010).

En la Figura 8.23 se puede observar la comparación entre las dos tecnologías, se comprende que cuando las curvas de densidad y porosidad- neutrón se cruzan se tiene una zona de interés y existe una separación más grande en los registros de LWD lo que indica que los parámetros medidos pueden estar menos influenciados por aspectos de la perforación y el lodo mismo. Un factor importante es el tiempo de medición que transcurre después de que la barrena ha perforado la formación medida.

En la Figura 8.24 se puede observar que las tecnologías tienen una valoración similar en cuanto al tiempo de tránsito en la formación, esta medición puede ser afectada debido al filtrado y las partículas sólidas que se hayan incrustado en la pared y que se comporte como una formación más sólida que la medición en tiempo real o que se vea afectada por el ruido de la herramienta de perforación.

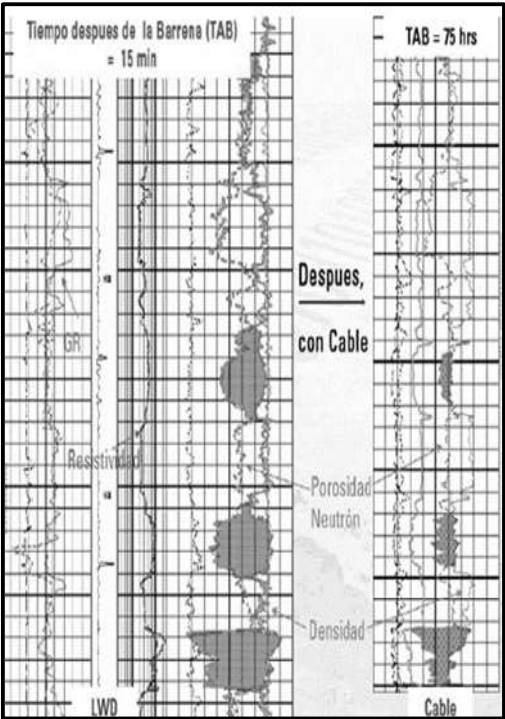


Figura 8.23. Comparación de registros, LWD y cable, porosidad neutrón y densidad ([s./a.], 2010).

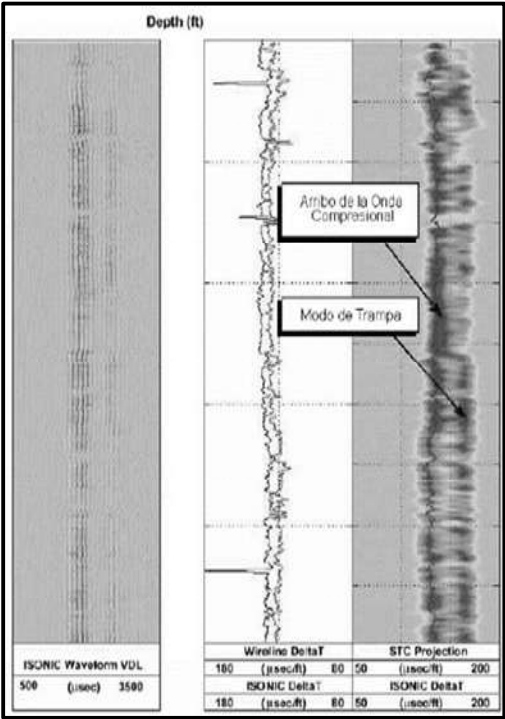


Figura 8.24. Comparación de herramientas sónicas de LWD y cable ([s./a.], 2010).

En la Figura 8.25 se observan las respuestas de las ondas de corte y compresional de los registros LWD y cable. Se puede también observar que las mediciones de las 2 tecnologías se muestran muy similares y remarcen las ondas compresionales y de corte.

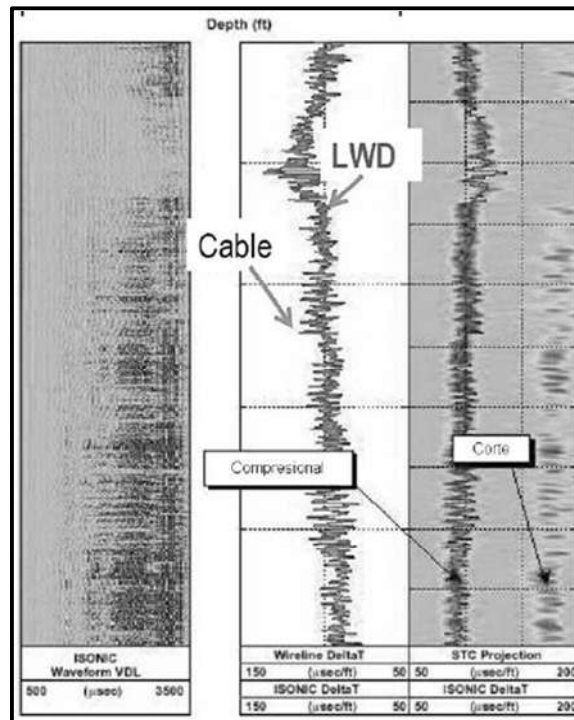


Figura 8.25. Ondas de corte y compresional de LWD y cable ([s./a.], 2010).

La Figura 8.26 muestra la calidad de información de las dos tecnologías, se observa que en tiempo real se tiene una menor densidad de datos pero que su visualización es buena para fines de toma de decisiones, por otro lado, el registro en memoria y de cable son muy similares en su medición.

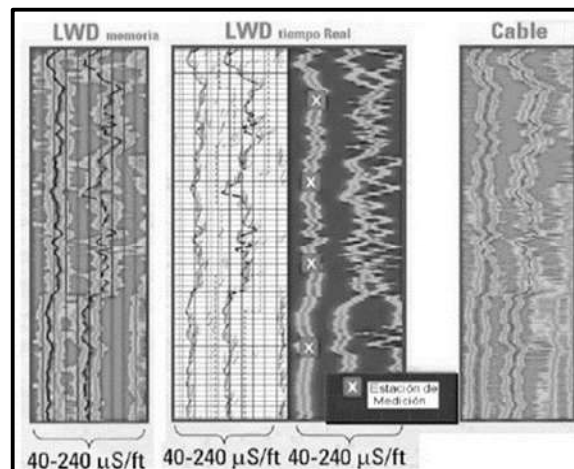


Figura 8.26. Respuestas LWD y cable en memoria y tiempo real ([s./a.], 2010).

En las Figuras 8.27 y 8.28 las imágenes tomadas por las 2 tecnologías se muestra una mejor resolución en la tecnología cable posiblemente por la poca invasión de filtrado de fluido de perforación en la formación

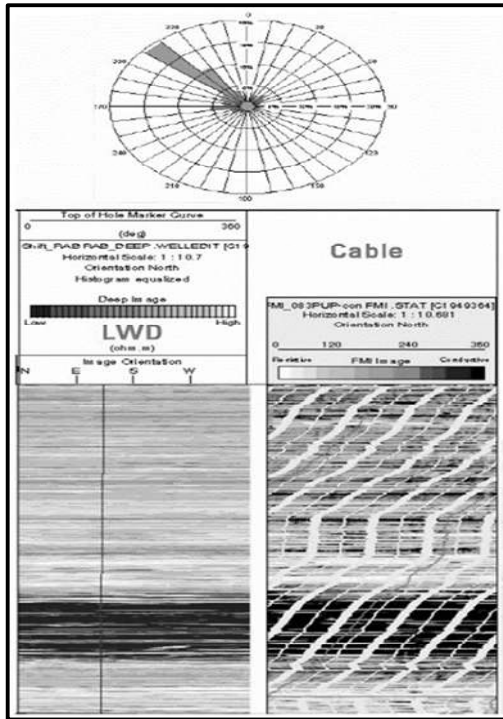


Figura 8.27. Ejemplo 1 comparativos de imágenes LWD y cable ([s./a.], 2010).

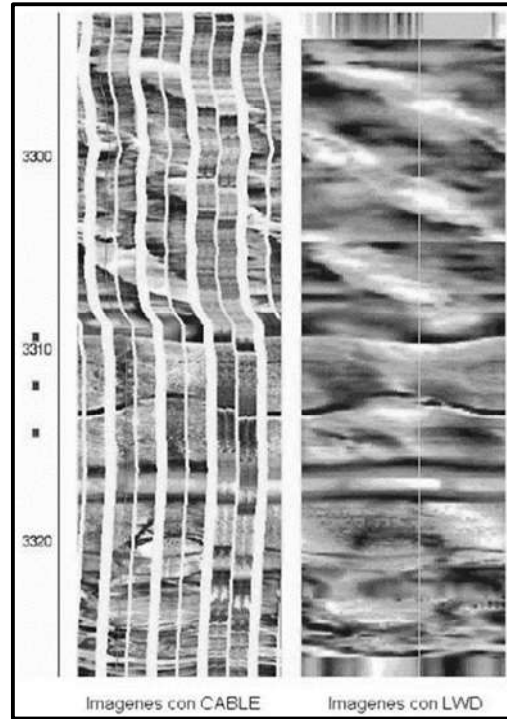


Figura 8.28. Ejemplo 2 comparativos de imágenes LWD y cable ([s./a.], 2010).

En la Figura 8.29 se muestra una comparación en cuanto al diámetro del pozo, existen variaciones porque las herramientas pueden ir pegadas a la pared del pozo y tomar una medición más exacta o porque exista un derrumbe posterior al paso de la sarta cuando se encuentra perforando o viajando para un asentamiento de TR o terminación del pozo.

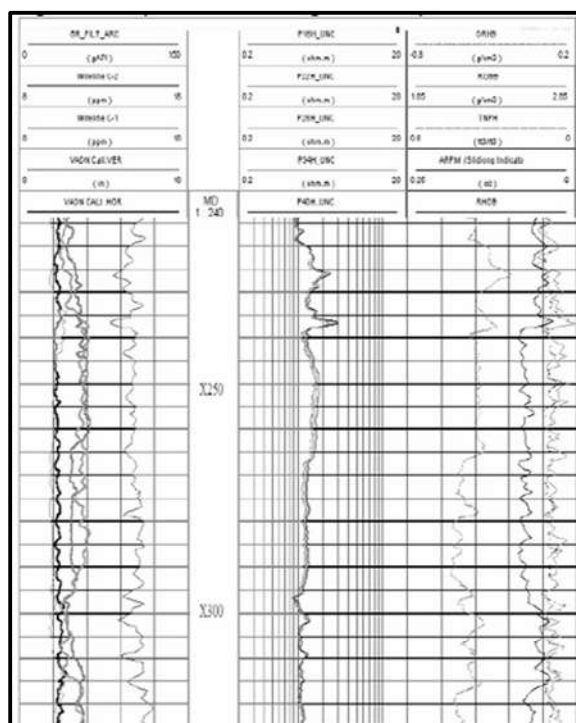


Figura 8.29. Comparación de diámetro del agujero (CALIPER), LWD y cable ([s./a.], 2010).

8.4.5 Estudio comparativo de un caso real de registros con tecnologías de cable y LWD

Litología y mineralogía

Para minimizar el uso de fuentes químicas en las herramientas se emplea un generador de neutrón (PNG) en lugar de una fuente de Americio-Berilio. El uso del PNG ha abierto la oportunidad de incorporar mediciones más avanzadas de neutrón dentro de la herramienta, como es la captura espectroscópica de neutrón. Este permite la medición directa de la composición química y, por consiguiente, la evaluación mineralógica.

Se mide la energía espectral de los rayos gama generados por la captura de neutrones térmicos mediante un núcleo atómico. El total de mediciones incluye contribuciones del núcleo de la herramienta por sí misma, alrededor del agujero, en los

espacios porosos y en la matriz de la roca. Los elementos medidos con esta herramienta son Sílice, Calcio, Hierro y Titanio. Ignorando el Oxígeno, el cual en ocasiones es el elemento más abundante en la formación, usualmente aparece en proporciones bien definidas que otros elementos, esos elementos representan el 70% aproximadamente del promedio total de la composición de la roca. Las omisiones más obvias de la lista anterior son el Aluminio, el mayor componente de las rocas siliciclásticas, y el Magnesio, un componente importante de algunos carbonatos.

Un estudio de la composición química y mineralógica de 400 muestras de núcleos de rocas sedimentarias permitió el desarrollo de correlaciones para estimar la concentración de aluminio en las concentraciones de Sílice, Calcio y Hierro. Esas correlaciones permiten estimar la concentración de aluminio en el Sílice, Calcio y Hierro medidas con la herramienta LWD.

La evaluación de Magnesio es de particular interés en carbonatos porque la presencia de Magnesio es el factor principal por el que se distingue la calcita de la dolomita. Desafortunadamente, la captura espectroscópica de neutrón tiene baja sensibilidad al Magnesio, sin embargo, es posible estimar la concentración de Magnesio a través de la combinación de datos de captura espectroscópica de neutrón con mediciones del factor fotoeléctrico de la formación. El factor fotoeléctrico es una propiedad nuclear única de las rocas en la que solo depende de los elementos presentes en una roca o en sus concentraciones, esto no depende del todo de los arreglos atómicos de esos elementos, sin embargo, de las concentraciones elementales medidas es posible calcular directamente un factor fotoeléctrico de formación teórico. Las discrepancias entre este factor fotoeléctrico teórico y el actual factor fotoeléctrico medido pueden ser atribuidas a la presencia de Magnesio, el cual influye en el factor fotoeléctrico medido, pero no es incluido en el cálculo del factor fotoeléctrico teórico. De esta comparación es posible determinar la concentración de Magnesio en la formación.

Porosidad

La medición de la densidad es una medición estándar densidad gamma-gamma que se hace usando una fuente química de cesio y dos detectores, todos montados en una sección estabilizadora. La configuración de la herramienta permite determinar la medición del promedio de la densidad total y el factor fotoeléctrico.

La Figura 8.30 compara la respuesta de la medición del índice de hidrógeno de la herramienta LWD de porosidad neutrón-térmico y la herramienta de cable porosidad neutrón-epitermal, esta última medición es también una medición directa del índice de hidrógeno, también se incluye en la gráfica la respuesta de las herramientas al Al 203, el cual es el indicador de la presencia de arcilla. La nueva medición del índice de Hidrógeno tiene un efecto reducido de litología comparada con la medición clásica de porosidad neutrón- térmico.

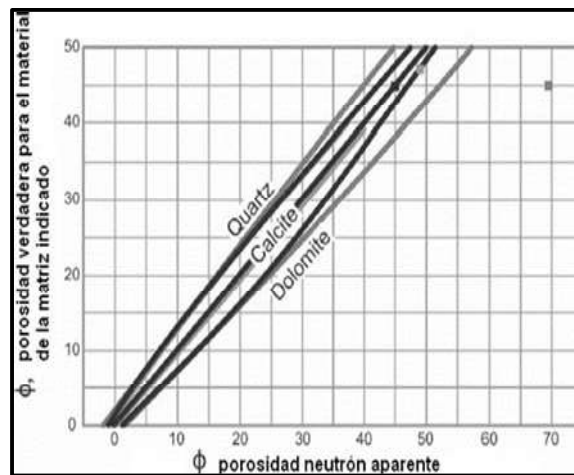


Figura 8.30. Comparación de porosidades verdaderas ([s./a.], 2010).

Saturación

La herramienta LWD provee mediciones de la propagación de la resistividad. Esta medición utiliza una configuración de dos receptores y cinco transmisores con espaciamiento de 16 a 40 [pg]. La herramienta opera en dos frecuencias; 2 [MHz] y 400 [kHz].

La resistividad real de la formación obtenida de esta herramienta puede ser utilizada con cualquier otra medición de resistividad para el cálculo de saturación de agua usando ecuaciones estándar. La disponibilidad de estimaciones exactas del volumen de arcillas en la formación de captura espectroscópica de neutrón mejora la evaluación de lutitas a través de la aplicación mejorada de correlaciones de saturación electroquímicas.

Bajo condiciones más difíciles, la disponibilidad de ambas estimaciones puede permitir interpretaciones más complicadas que pueden ser resueltas. En bajas resistividades, la herramienta nuclear estima la saturación de fluidos, siendo una medición puramente volumétrica, no se verá afectada en lo general por la complicada interpretación de la resistividad en ciertos ambientes. Bajo condiciones apropiadas, los datos de la medición de la propagación de la resistividad pueden ser usados para obtener estimaciones de resistividad horizontal y vertical, lo que puede ser interpretado usando métodos disponibles para la evaluación de yacimientos anisotrópicos.

La complejidad de la geometría de los poros significa que la relación simple entre resistividad y saturación que ha sido desarrollada para areniscas no puede ser aplicada y los parámetros utilizados en esas ecuaciones para describir la influencia de la textura de la roca no son tan buenos.

Evaluación en tiempo real

En ángulos grandes y pozos horizontales, entender las respuestas de los registros LWD con relación a la geometría de pozo es vital. La interpretación del software en tiempo real permite que la trayectoria del pozo puede ser visualizada en tres dimensiones con imágenes del agujero o interpretación de resultados a lo largo de la trayectoria.

Ejemplos

El primer ejemplo es de un pozo vertical perforado con lodo base aceite a través de una secuencia de arena-lutita en el golfo de México, Figura 8.31. Esta sección del pozo fue perforada por un ensamble de fondo de pozo que incluye la nueva generación de la

herramienta LWD. Después de la perforación, la sección fue registrada con un registro de cable que incluye inducción, densidad gamma- gamma, porosidad neutrón, sección transversal de captura de la formación y mediciones de captura espectroscópica de neutrón. Esto permite una excelente oportunidad de comparar las mediciones hechas con la herramienta LWD y registros de cable.

En este caso se muestra una comparación de rayos gama, resistividad, densidad gamma-gamma, índice de Hidrógeno y sección transversal de captura de la nueva generación de herramientas LWD y registros de cable. Se puede ver una excelente comparación entre las mediciones de LWD y cable en secciones de lutita. En secciones de arena, se pueden ver discrepancias entre registros de cable y LWD para densidad y mediciones de sección transversal de captura, aunque las mediciones de resistividad e índice de Hidrógeno lucen similares.

Los datos LWD fueron adquiridos durante la perforación y los datos de los registros de cable fueron adquiridos en diferentes días después de que la sección fue perforada. Las mediciones de cable de inducción indican claramente invasión de filtrado de lodo base aceite en las secciones de arena, mientras que no hay evidencia de invasión en las mediciones de la propagación de la resistividad de LWD. La discrepancia entre LWD y cable en las mediciones de densidad y sección trasversal de captura son atribuidas a la presencia de filtrado de lodo base aceite en los volúmenes de investigación de esas Mediciones.

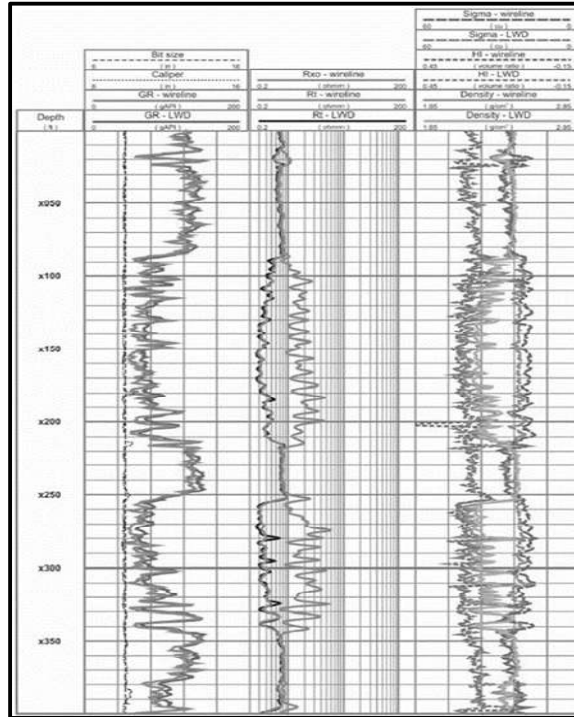


Figura 8.31. Ejemplo 1 comparación de rayos gamma, resistividad, densidad gamma-gamma, índice de Hidrógeno y sección transversal de captura para LWD y cable (Is/a., 2010).

Ejemplo 2

Este ejemplo es de un pozo perforador con poco ángulo de desviación con lodo base aceite sintético a través de una secuencia arena-lutita en el Mar del Norte. Este intervalo fue perforado con un ensamble de fondo del pozo que incluye la nueva generación de la herramienta LWD y la generación previa de densidad.

La Figura 8.32 presenta el resultado de una evaluación de datos obtenidos de la herramienta LWD. Los carriles 1 a 4 contienen los datos adquiridos por esta herramienta, rayos gamma y diámetro del agujero, captura espectroscópica de neutrones, propagación de resistividad, densidad gamma-gamma, índice de Hidrógeno y sección transversal de captura. El carril 6 contiene los volúmenes de fluidos obtenidos a partir de la resistividad. Los volúmenes de fluidos capturados en la pista 7 son producto de una combinación de mediciones de captura espectroscópica de neutrones, densidad, índice de Hidrógeno y

sección transversal de captura. El carril 5 compara saturaciones de agua de LWD y registro de cable.

La concordancia entre las dos saturaciones de agua estimadas es muy buena, como se muestra en la en el carril 5, donde ambas saturaciones de agua (saturación de agua de registro de resistividad y la saturación de agua de mediciones nucleares) es básicamente la misma.

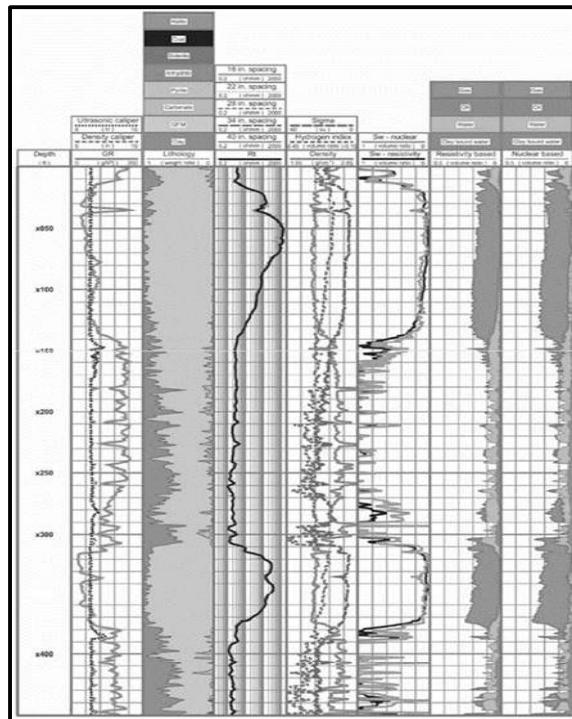


Figura 8.32. Comparativo entre cálculo de S_w entre registros de resistividad y mediciones nucleares de LWD (f.s./a.), 2010).

8.5 Ejemplos de registros de campo LWD

A continuación, se presentan dos ejemplos de registros LWD en cuencas sedimentarias diferentes, con ambientes de perforación de alto riesgo. Se identifican curvas y los nemotécnicos correspondientes.

Ejemplo en pozo vertical, evaluación en tiempo real, ejemplo 1

Este ejemplo, Figura 8.33, es de un pozo vertical en una cuenca de Australia. El objetivo era alcanzar una arena con alta saturación de hidrocarburos y realizar la evaluación de esta formación en tiempo real. Esto evaluó la perforación de un pozo horizontal que siguió la arena encontrada, descripción:

- Herramienta: Vision Resistivity – 400 [kHz].
- Código: ARC8.
- Método: MWD.
- Descripción: 8.25 [pg] “Array resistivity compensated tool assembly”.

La Tabla 8.1 contiene los nemotécnicos que se pueden encontrar en el ejemplo correspondiente.

Nemotécnicos Ejemplo 1			
ROP5_RM	Tasa de penetración promediada durante los últimos 5 [ft] (1.5 [m])	Tasa de penetración de la barrena	Tasa de penetración
GR_ARC	ARC Gamma Ray	APIGammaRay	Gamma Ray
TAB_ARC_RES	ARC Resistivity Time After Bit	Hora	Resistivity_Time_After_Bit
P40H_UNC	Uncorrected Phase Shift Resistivity 40 [pg] at 2 [MHz]	OHM.M	Phase_Shift_Resistivity
A40H_UNC	Uncorrected Attenuation Resistivity 40 [pg] at 2 [MHz]	OHM.M	Attenuation_Resistivity
P40L_UNC	Uncorrected Phase Shift Resistivity 40 [pg] at 400 [kHz]	OHM.M	Phase_Shift_Resistivity

Tabla 8.1. Nemotécnicos del ejemplo 1 (Schlumberger, 2010).

Ejemplo en pozo horizontal, seguimiento direccional y evaluación en tiempo real, ejemplo 2

Este ejemplo, Figura 8.34, se trata de registros LWD ARC9. El objetivo del pozo fue perforar de forma horizontal y sostenida, siguiendo la cima de la formación, una sección de casi 1 500 [m] de longitud de un cuerpo arenoso clasificado como yacimiento no convencional y al mismo tiempo, realizar la evaluación petrofísica en tiempo real.

- Código: ARC9.
- Tecnología: Resistividad.
- Método: MWD.
- Descripción: 9 [pg] “Array resistivity compensated tool assembly”.

La Tabla 8.2 contiene los nemotécnicos que se pueden encontrar en el ejemplo correspondiente.

Nemotécnicos Ejemplo 2			
Código	Registro	Unidad	Propiedad
GR	Gamma Ray	APIGammaRay	Gamma Ray
A22H	Attenuation resistivity 22 [pg] spacing at [mHz], environmentally corrected	OHM.M	Attenuation_Resistivity
A40H	Attenuation resistivity 40 [pg] spacing at [mHz], environmentally corrected	OHM.M	Attenuation_Resistivity
P22H	Attenuation Resistivity 22 inch Spacing at MHz, Enviromentally Corrected	OHM.M	Phase_Shift_Resistivity
ECD	Equivalent circulating density	g/cm ³	

Tabla 8.2. Nemotécnicos del ejemplo 2 (Schlumberger, 2010).

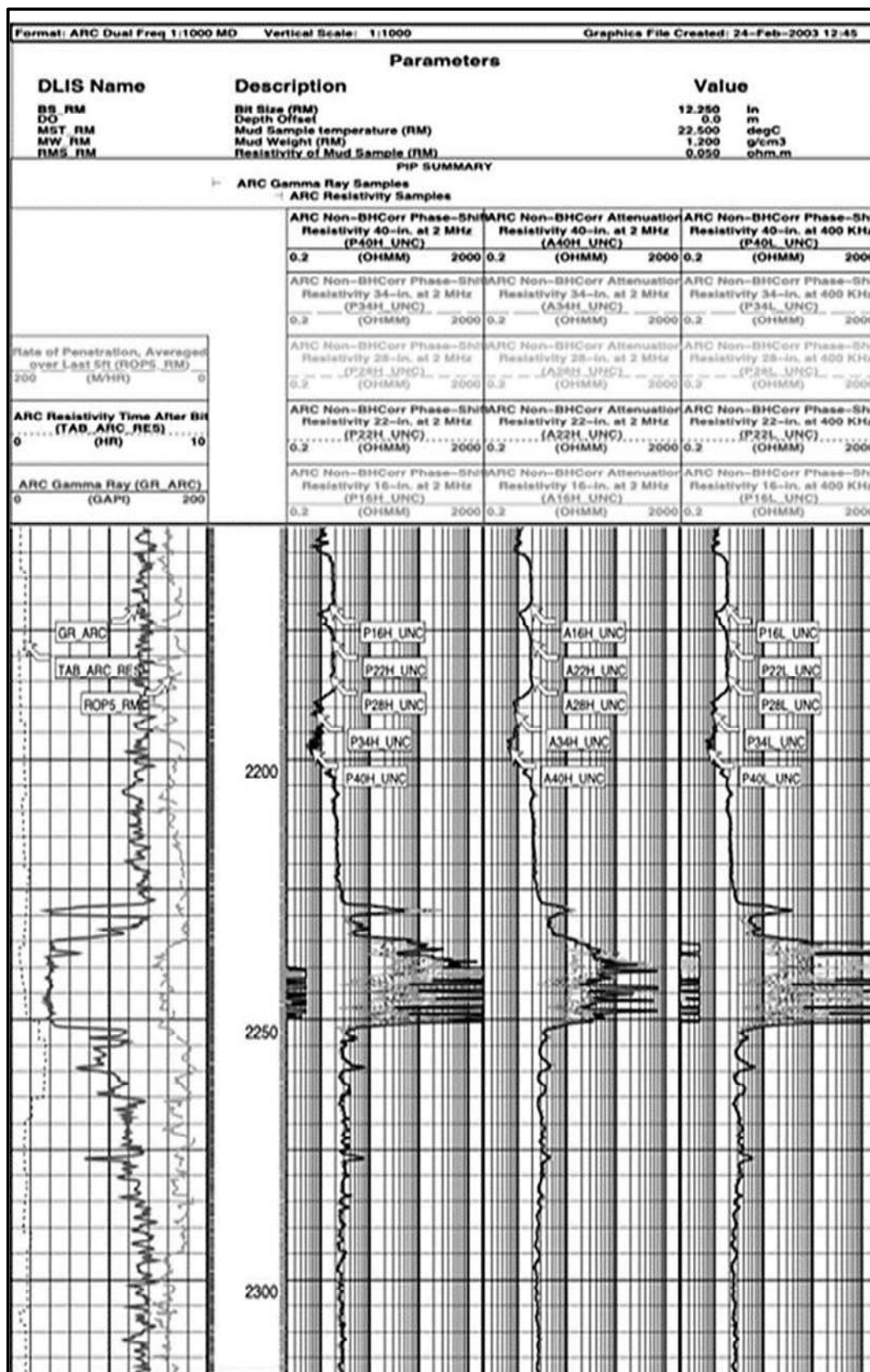


Figura 8.33. Registros LWD en pozo de Cuenca Australiana (National Offshore Petroleum, 2012).

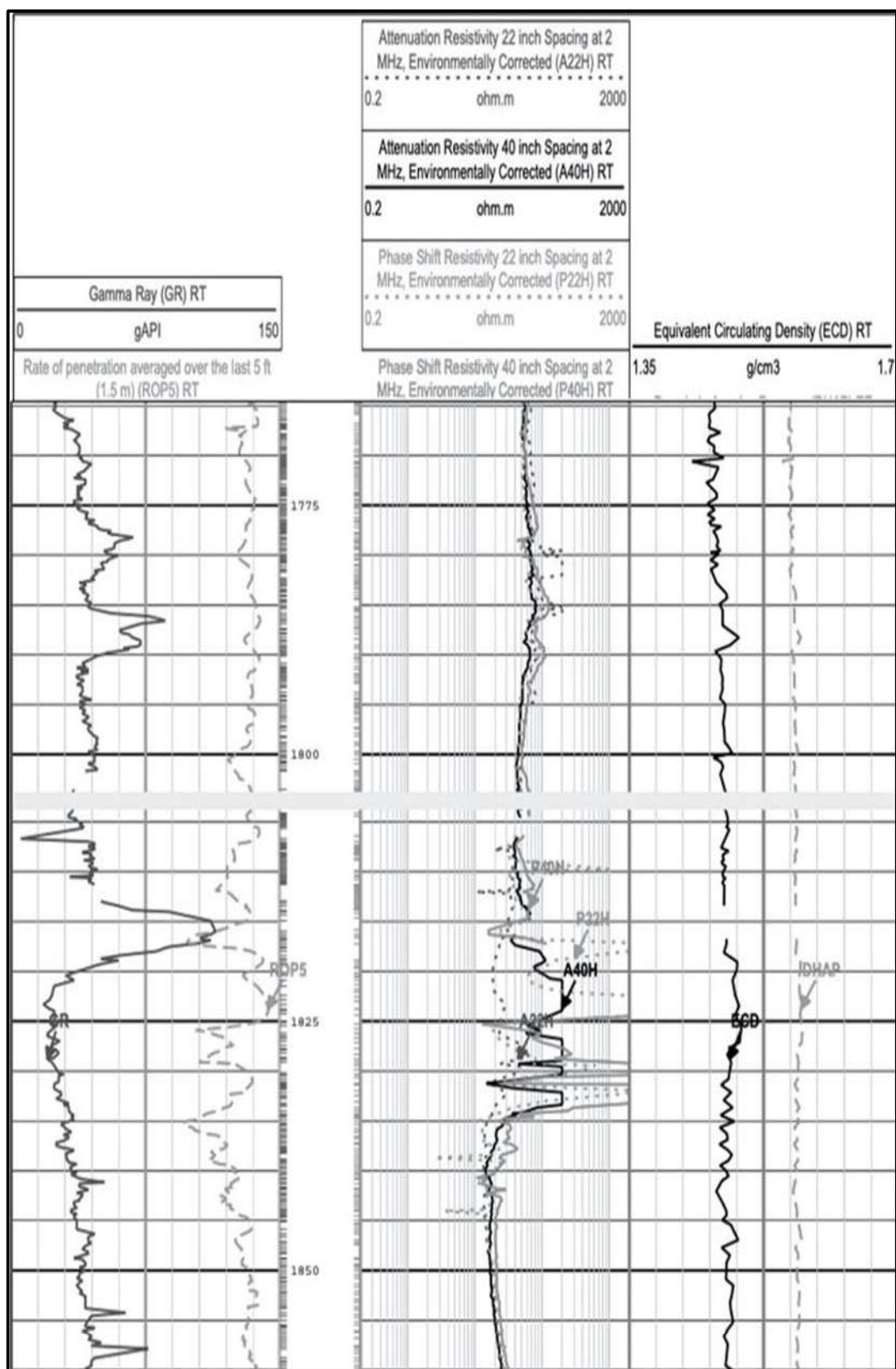


Figura 8.34. Registros LWD en pozo horizontal, yacimiento no convencional, cuenca de Burgos (PEMEX, 2012).

Referencias

Australian Government, Geoscience Australia, National Offshore Petroleum. (2012). En: <https://nopims.dmp.wa.gov.au/Nopims/Search/Wells>, el 08/03/2024, a las 11:29 a. m.

Changoya, R. (2007). Herramientas LWD/MWD: Características, aplicaciones y su comparación con registros de cable. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

Ricco, G. (2012). Principios de medición de los registros geofísicos de pozos. Tesis de licenciatura. Universidad Nacional Autónoma de México.

Schlumberger. (1989). Logging while drilling. Oilfield Review.

Schlumberger. (2019). Mnemonics, data channel. En: <https://www.apps.slb.com/cmd/ChannelItem.aspx?code=ECD>, el 08/03/2024, a las 11:35 a.