



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA**

**TECNOLOGÍAS DURANTE LA PERFORACIÓN
DE POZOS**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO GEOFÍSICO

P R E S E N T A :

NORBERTO LAUNIZAR MARTÍNEZ

DIRECTOR DE TESIS:
ING. HÉCTOR RICARDO CASTREJÓN PINEDA

CD. UNIVERSITARIA, MÉXICO D.F. A JUNIO DE 2009





Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

A mis padres y hermanos:

“Porque en los momentos de penumbra y claridad, de tristezas y alegrías, de duelo y reflexión, de sabiduría, esperanza y en la infinidad de las palabras...hoy y hasta la eternidad serán la estela que ilumine mi esencia”.

Agradecimientos

En agradecimiento muy especial al Ing. Héctor Ricardo Castrejón, cuyas enseñanzas como tutor y como director de tesis permitieron que la elaboración de este trabajo me brindara la oportunidad para reencontrarme como ingeniero, como geofísico y como persona.

Al Ing. Eduardo Amador por su gran apoyo desde mis inicios en la carrera y hasta el final de mi etapa como universitario.

Al Ing. Alejandro Arroyo por aportar en mi formación las bases y la conciencia del ingeniero en la hidrogeología y en sus comentarios en la tesis.

Ing. Bernardo Martell y al Dr. Héctor Sandoval por su paciencia, apoyo y comentarios para mejorar el contenido de este material

A la Universidad y a la Facultad de Ingeniería por brindarme la oportunidad de conocer a gente maravillosa y por reverdecer mis conocimientos y sobre todo mi cultura.

A la Unidad de Servicios de Cómputo Académico porque en la esencia de su nombre y en la grandeza de su gente me llevo una parte de todos aquellos que conocí y que me sería imposible mencionar.

Al Ing. Sergio Cruz Aguilar por su gran apoyo, pero sobre todo por la gran amistad en todo momento y por los maravillosos años de convivencia en la Facultad.

A Shelma Fernandez y los que forman parte de KUMON por enseñarme una forma diferente de ver las matemáticas: como una forma de vida y conocimiento de uno mismo.

A mis profesores, pero muy en especial a la Maestra Rosario Pressier, al Ing. Gustavo Rocha Beltrán y al Ing. Erik Castañeda que fueron muy importantes en cada faceta que tuve como estudiante y que les debo mi formación.

A mis amigos de la facultad con los que tuve la oportunidad de convivir y viajar, por los recuerdos aún presentes en mi memoria.

ÍNDICE

	RESUMEN.	1
Capítulo I.	INTRODUCCIÓN.	5
Capítulo II.	TECNOLOGÍAS Y OPERACIONES DURANTE LA PERFORACIÓN DE POZOS.	9
	Sección 1: Mediciones Durante la Perforación (MWD).	11
	1.1. Transmisión de datos.	16
	1.1.1. Telemetría pulso de lodo.	16
	1.1.2. Telemetría de pulso electromagnético.	19
	1.2. Pruebas de impacto y vibración.	21
	1.3. Peso en la barrena y torque.	25
	1.4. Temperatura.	30
	1.5. Presión (PWD).	32
	1.5.1. Presión anular (APWD).	35
	1.5.2. Presión de formación.	41
	1.6. Muestreos durante la perforación (TWD).	47
	1.7. Perforación direccional (GWD y GMWD).	51
	1.8. Geonavegación.	64
	Sección 2: Registros Durante la Perforación (LWD).	71
	2.1. Rayos gamma.	75
	2.2. Resistividad.	81
	2.2.1. Inducción.	82
	2.2.2. Propagación electromagnética.	87
	2.2.3. Resistividad en la barrena.	100
	2.2.4. Laterolog.	105
	2.3. Imágenes durante la perforación (IWD).	108
	2.4. Nucleares.	114
	2.4.1. Neutrón/porosidad.	115
	2.4.2. Densidad/porosidad.	117
	2.5. Resonancia magnética nuclear (NMR-WD).	129
	2.6. Acústicos.	137
	2.6.1. Sónicos.	137



	2.6.2. Caliper Ultrasónico.	155
	2.7. Sísmica durante la perforación (SMWD y SWD o DBSeis).	162
	Sección 3: Tecnologías complementarias.....	183
	3.1. Revestimiento durante la perforación (CWD).	185
	3.2. Revestimiento direccional durante la perforación (DCWD).	191
	3.3. Registros durante la extracción de núcleos (LWC).	197
	3.4. Conformación durante la perforación (CWD).	200
	3.5. Registros a través de la barrena (TBL).	208
	3.6. Mediciones ambientales durante la perforación (EMWD).	213
	Sección 4: Evaluación de formaciones durante la perforación (FEWD).	219
	4.1. Evaluación de formación.	221
	4.2. Registros de hidrocarburos.	234
	4.2.1. Cromatografía.	235
	4.2.2. Resonancia magnética.	238
Capítulo III.	DESCRIPCIÓN DE HERRAMIENTAS DURANTE LA PERFORACIÓN.	243
	III.1. Familia <i>Scope</i>	245
	III.2. Familia <i>Vision</i>	255
	III.3. Familia <i>Pulse</i>	273
	III.4. Herramientas de Halliburton.	284
	III.5. Familia <i>Insite</i>	303
	III.6. Sensores MWD.	307
	III.7. Servicios PWD.	318
	III.8. Sensores de otras compañías.	324
Capítulo IV.	CASOS DE APLICACIÓN DE TECNOLOGÍAS DURANTE LA PERFORACIÓN.	327
Capítulo V.	CONCLUSIONES.	365
	BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS ELECTRÓNICAS.	373
	ANEXOS.	379

Resumen

Las necesidades de reducir tiempos de operación, costos, mejorar la seguridad operativa y explorar zonas que antes eran imposibles de acceder, fueron un reto para diversas compañías dedicadas a la exploración y producción (E&P) de pozos.

La ingeniería como cualquier rama vinculada con la tecnología debe actualizarse y desarrollar nuevas formas de solucionar un mismo problema. La asociación de compañías de E&P fue clave para que los avances por mejorar la tecnología en campos petroleros haya sido muy rápida.

En esta tesis se tiene como objetivo principal que el geofísico y en general los profesionales de Ciencias de la Tierra, especialmente en el área petrolera, adquieran los conocimientos generales de las tecnologías aplicables durante la perforación existentes en la actualidad, los fundamentos de medición, campos de aplicación, ventajas y desventajas en los últimos 20 años.

El material se divide en 4 capítulos. El primer capítulo tiene como propósito dar un bosquejo histórico en el avance de las mediciones y registros geofísicos de pozos: desde los primeros sensores, pasando por las herramientas convencionales a través de cable (*wireline*), hasta las tecnologías más recientes, utilizadas por diversas compañías de exploración y producción de pozos.

El capítulo II tiene como propósito describir y explicar los fundamentos de medición de las tecnologías durante la perforación de pozos, agrupándose en cuatro áreas principales: mediciones durante la perforación (MWD), registros durante la perforación (LWD), tecnologías complementarias (TBL, CWD, LWC, etc.) y evaluación de formaciones durante la perforación (FEWD).

El capítulo III incluye las especificaciones técnicas de los sensores de medición en las herramientas y sondas, con base en información disponible de las principales compañías en la industria.

El capítulo IV abordará casos de aplicación de dichas tecnologías en varias partes del mundo y atendiendo diversos objetivos.

Finalmente, el capítulo V presenta las conclusiones del trabajo.

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

Con el avance de la tecnología, las innovaciones en la perforación y adquisición de registros en pozos, se han logrado diseñar nuevas tecnologías durante la perforación que ayuden a solucionar problemas como ahorro de tiempo, costos, mejoras en seguridad operativa y de las herramientas, que se presentaban en las herramientas convencionales.

La adquisición de datos en pozos de petróleo y gas se remonta a los hermanos Schlumberger quienes realizaron el primer estudio en 1927 y obtuvieron el primer perfil de un pozo, basados en mediciones eléctricas. Posteriormente se unieron las mediciones acústicas y nucleares.

Con el paso del tiempo se comenzaron a desarrollar equipos de registros de propiedades físicas mediante cable (*wireline*), donde después de perforar se bajaban los sensores de medición vía cable para realizar las mediciones en el pozo. La evolución de esta etapa se dio cuando comenzaron a probar los combos (arreglos de varios sensores).

Un aspecto importante surge a finales de los sesenta con la patente y pruebas de campo del sistema de telemetría con pulso de lodo (Arps, 1964). Al mismo tiempo la industria dedicada a exploración en mares profundos desarrolló una nueva serie de dispositivos que permitían realizar perforación direccional, aunque su implementación era muy costosa.

Fue hasta inicios de 1980 con los primeros estudios de medición durante la perforación (MWD, por sus siglas en inglés) en el Golfo de México. Las primeras mediciones se basaban en investigaciones de constantes dieléctricas de baja frecuencia en las rocas, determinación de dirección e inclinación del pozo mediante mediciones de gravedad y sistemas de telemetría pulso de lodo para enviar datos a la superficie en alrededor de 50 seg. (Gearhart, 1993).

Posteriormente, en 1983, MWD incluyó sensores de rayos gamma y resistividad de propagación electromagnética (Bittar, 1983) y detección de presión de poro.



Ante el éxito de sus resultados, pronto se diseñaron herramientas atendiendo necesidades como: uso en yacimientos más complejos, fracturados, para diámetros reducidos y poco estables. Las mediciones ya comprendían la detección de vibraciones, saltos o influjos de gas, monitoreo de la barrena (incluidos en el registro de hidrocarburos), mediciones de temperatura, diámetro de pozo, torque y peso en la barrena (WOB), entre otros.

Las capacidades de la tecnología MWD referentes a la evaluación de formación avanzaron muy rápidamente a finales de los años ochenta con el desarrollo de la tecnología LWD, que fue una alternativa a los registros obtenidos de cable (Bilby, 2003).

En 1988 se desarrollan los primeros sensores de resistividad, rayos gamma y densidad-neutrón en las mediciones LWD y en poco tiempo comienza la implementación de mediciones en tiempo real, llamada primera generación de sensores LWD (Bargach y Bonnerman, 2000).

Las primeras ventajas que surgieron con la tecnología LWD se basó en reducir los problemas comunes encontrados en las operaciones *wireline*: invasión, atascamiento de la herramienta e incertidumbre de la información obtenida haciendo más eficientes las operaciones e interpretaciones geológicas; además de que se redujeron los tiempos y costos, al no tener que sacar la sarta de perforación para introducir las herramientas con cable.

La segunda generación de la tecnología LWD ya en forma comercial fue a partir de 1993. Las innovaciones en las mediciones ya contaban con: lecturas azimutales (para detectar los bordes de las capas de arena y lutita), imágenes y arreglos de resistividad en el pozo, y programas de simulación para la geonavegación.

Schlumberger contaba con los siguientes sensores: ADN, Caliper Ultrasónico, ISONIC (para geonavegación), ARC (resistividad de propagación electromagnética) RAB, ImPulse (telemetría y mediciones MWD) y DrillBit Seismic (Bargach y Bonnerman, 2000).

En el mismo periodo, Halliburton contaba también con sensores para la evaluación de formación, llamados “los magníficos siete” los cuales eran: rayos gamma azimutales, resistividad de multi-frecuencia y de propagación electromagnética, lito-densidad, neutrón, mediciones acústicas, resonancia magnética y probadores de presión (Bilby, 2003).

Otro de los retos a resolver tenía que ver con la solución de los problemas por los riesgos en el pozo debido a la perforación en zonas poco estables o por efectos de vibraciones, impactos o rotación irregular de la herramienta. Fue entonces que en 1995 comienzan a desarrollar “sistemas químicos” que ayudan a la estabilidad del pozo durante la perforación, tecnología llamada *Conformance While Drilling* (Sweatman y Heatman, 1999) (*No confundir con Casing While Drilling (CWD)*).

Debido al interés en materia de la prevención y detección de áreas contaminadas por desechos de hidrocarburos, generados por empresas dedicadas a la E&P, en 1996 se desarrolla una nueva tecnología basada en espectrometría de rayos gamma, llamada Mediciones Ambientales Durante la Perforación (EMWD, por sus siglas en inglés), una aplicación de Ingeniería ambiental en pozos (Williams y Lockwood, 2001).

A finales de los 90 (de 1997 al 2000) inicia la tercera generación de la tecnología LWD, cuyas mejoras incluía: mejor exactitud en las mediciones, aplicación en un mayor rango de diámetros de pozo, implementación de fuentes no químicas para las mediciones de densidad-neutrón (Adolph y Archer, 2005), imágenes en tiempo real, y transmisión de datos a mayor velocidad (de 12 a 16 bps).

Los sensores desarrollados por Schlumberger en esta generación son: ImPulse, la familia VISION 475, 675 y 825, sensores APWD y SeismicWD. Mientras que para MWD se desarrolla SlimPulse (para pozos delgados), AIM (mediciones en la barrena de inclinación).



La técnica de revestimientos en los pozos también tuvo su evolución y a finales de los noventa tenía el reto de realizar mediciones en tiempo real para detectar los puntos de colocación de revestimiento, desarrollando la tecnología de Revestimiento Durante la Perforación (CWD) el cual mejora el proceso de producción y estabilidad del pozo (Sukup y Tarr, 1999).

La etapa más reciente de tecnologías durante la perforación inicia del 2000 hasta el día de hoy. Los sensores LWD/MWD desarrollados por Schlumberger de la familia SCOPE: PeriSCOPE, StethoSCOPE, EcoSCOPE y TeleSCOPE, cuya ventaja principal era incluir más de cinco sensores en una misma herramienta y mejorando las mediciones, imágenes y transmisión de datos (Bargach y Bonnerman, 2000).

En 2003 la tecnología de revestimiento direccional durante la perforación (DCWD) hace su aparición y tiene éxito gracias a la aplicación de los dispositivos de perforación direccional, horizontal y multilateral (Warren y Lesso, 2005).

Finalmente, las necesidades por realizar estudios mediante imágenes de resistividad en tiempo real y extraer núcleos para correlacionar información del pozo llevaron a estudios de Schlumberger y la Universidad de Texas A&M a desarrollar la tecnología LWC (Goldberg y Myers, 2004).

En ese mismo año, una implementación diferente y de buenos resultados dio como origen a los Registros a Través de la Barrena (TBL) cuya innovación se basa en aplicar MWD/LWD y la técnica de desplazamiento de sensores vía cable, durante la perforación de pozos de menor diámetro, que pasan a través de la barrena por un pequeño orificio (gracias a un dispositivo llamado *bit insert*), con lo que se puede extender la perforación en zonas de alto riesgo (Runia y Boyes, 2004).

La historia no termina aquí y la nueva evolución de estas tecnologías depende de los nuevos retos y problemáticas que se vayan presentando en los proyectos de exploración y perforación de pozos en los próximos años.

CAPÍTULO II

**TECNOLOGÍAS Y
OPERACIONES DURANTE LA
PERFORACIÓN**

Sección 1

Mediciones Durante la Perforación

El término de mediciones durante la perforación (MWD) se introduce hace más de 15 años y en sus inicios se limitaba en mediciones direccionales y registros de rayos gamma naturales y resistividad.

Esta base fue muy importante para la evolución de esta tecnología, gracias a la integración de herramientas de medición en las tuberías (*drill collars*) de perforación dando un importante apoyo al progreso de las herramientas LWD, que con el tiempo están sustituyendo a las herramientas *wireline*.

Sin embargo, su más grande desarrollo como tecnología ha sido su implementación para de pozos horizontales o con alto ángulo y multilaterales, cuyo costo y operación resulta muy complicado utilizando registros convencionales. Además la tecnología MWD permite minimizar daños en la formación y vida útil de las herramientas.

Otro aspecto importante para que las empresas opten por esta tecnología tiene que ver con la adquisición de datos en la superficie en tiempo real, que permite ahorrar tiempo en la toma de decisiones y la producción.

Información obtenida

La tecnología MWD proporciona información sobre las condiciones en las que se perfora, estas incluyen:

- Temperatura en el pozo.
- Presión (poro, anular y formación).
- Pruebas de impacto.
- Pruebas de fluidos, presión y temperatura.
- Torque y peso en la barrena (WOB)
- Volumen del flujo del lodo
- Geonavegación.
- Perforación direccional (profundidad, inclinación, dirección, azimut, *toolface*).



Esta información permite que el operador pueda perforar con mayor eficiencia y poder utilizar otros servicios en el pozo como motores de lodo, sistemas de rotación navegables y dispositivos de registros durante la perforación (LWD).

Cabe mencionar que diversos autores incluyen dentro de los estudios MWD a los rayos gamma, resistividad y densidad-neutrón, y caliper, esto es por que dichas mediciones son utilizadas para fines de correlación, direccionamiento y evaluación de formación para evitar rupturas o daños en el pozo o en las herramientas y seguir el intervalo de interés en pozos horizontales.

Descripción básica

La herramienta MWD consiste en tres secciones básicas (ver figura II.1.1).

- **Fuente de energía.** A base de baterías de litio o de turbinas.
- **Sección de sensores.** Para definir la trayectoria del pozo. Comúnmente acelerómetros (para mediciones de inclinación y azimut), magnetómetros (para medición de la dirección de referencia en un pozo) con base al norte magnético, y otros sensores: presión, rayos gamma y la resistividad son colocados en secciones separadas de la herramienta.
- **Transmisores.** De dos maneras: mediante ondas de presión a través de lodo (*mud pulse*) o mediante señales electromagnéticas a través de la formación (poco utilizado).

Aplicaciones

- Locaciones inaccesibles.
- Pozos desviados.
- Pozos múltiples.
- Control de fallas.
- Domos salinos.
- Perforación multi-direccional en mares profundos.
- Pozos horizontales y multilaterales.

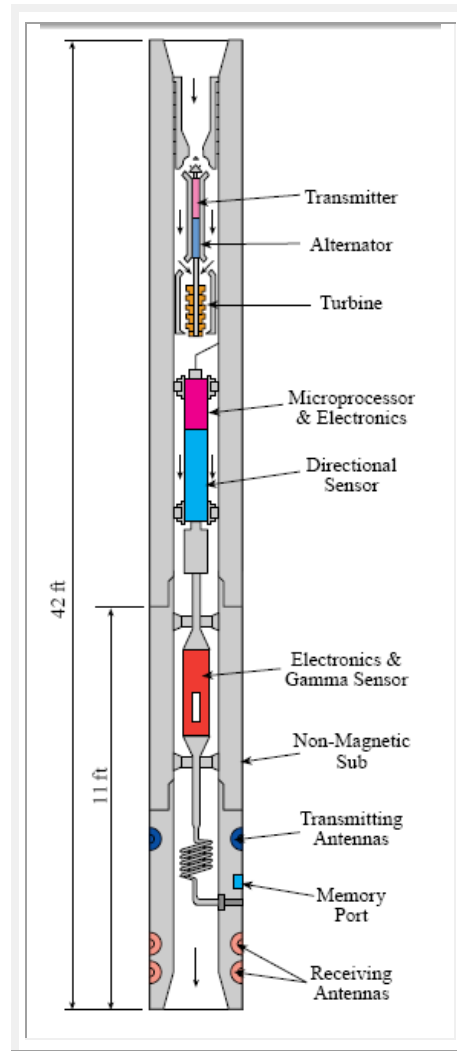


Figura II.1.1. Sección de una herramienta MWD (*referencia electrónica 2.1*).

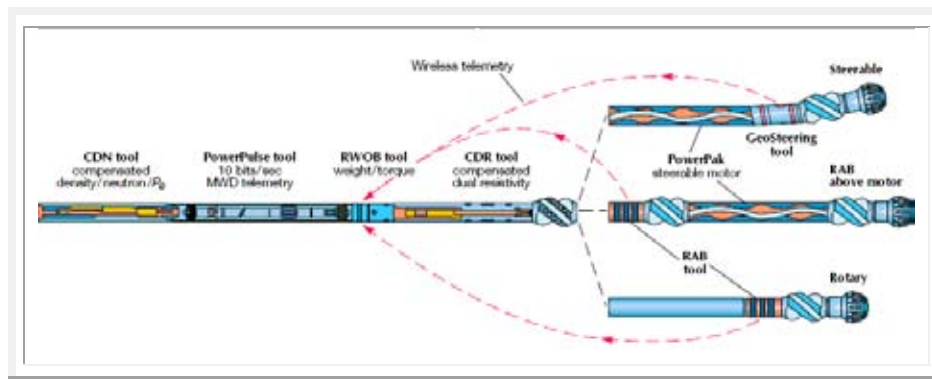


Figura II.1.2. Herramienta MWD/LWD de Schlumberger (*Bonner, et al, 1993a*).



1. Transmisión de datos

1.1. Telemetría pulso de lodo

La necesidad de adquirir información de la dirección de la perforación y propiedades físicas de las formaciones geológicas desde donde se perfora, es un elemento muy importante en las nuevas tecnologías durante la perforación.

Con el desarrollo de los servicios MWD, el sistema de telemetría (desarrollado en 1991), establece un método de transmisión de datos en las mediciones MWD/LWD hacia la superficie.

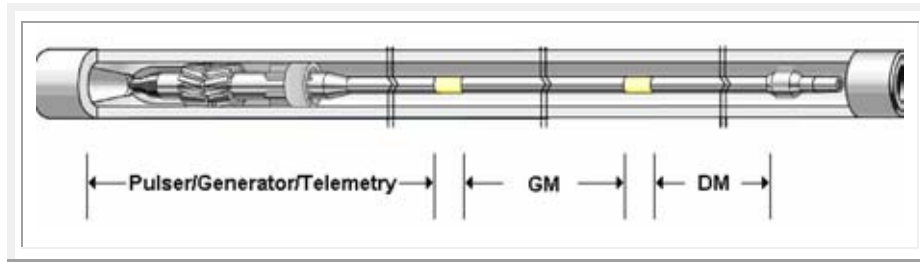


Figura II.1.3. Sección lateral de la herramienta MWD, se muestra la ubicación del modulador de telemetría de pulsos de lodo (*referencia electrónica 2.2*).

Funcionamiento

Los datos son adquiridos usando un modulador de pulsos (*pulser*) (figura II.1.3), también llamado M1 o M3 (M por MWD, 3 y 1 por la velocidad de bits/segundo), incluido en la herramienta MWD, crea variaciones de fase en el tubo de perforación como una secuencia analógica y convertida en una señal digital (datos en forma de unos y ceros) mediante un proceso que mide fluctuaciones de presión debido a la columna de lodo inyectada dentro del pozo. Actualmente las herramientas de medición alcanzan los 10 bits/segundo.

La figura II.1.4 muestra un esquema de operación para la transmisión de datos:

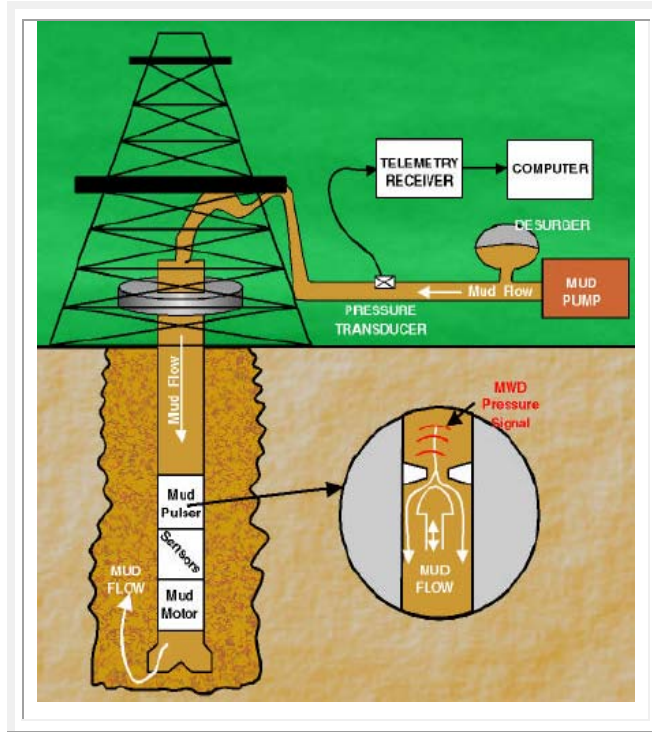


Figura II.1.4. Obtención de datos a través de telemetría de pulsos de lodo (Wallace, 1997).

Eso significa que cuando es más grande la presión a través del modulador, más fuerte es la señal. Por lo que para asegurarse que la señal llegue a la superficie, se debe tener una cantidad grande de presión. Cuando la señal viaja por la columna de lodo se ve afectada por factores como la fricción de la viscosidad del lodo, como en la figura II.1.5.

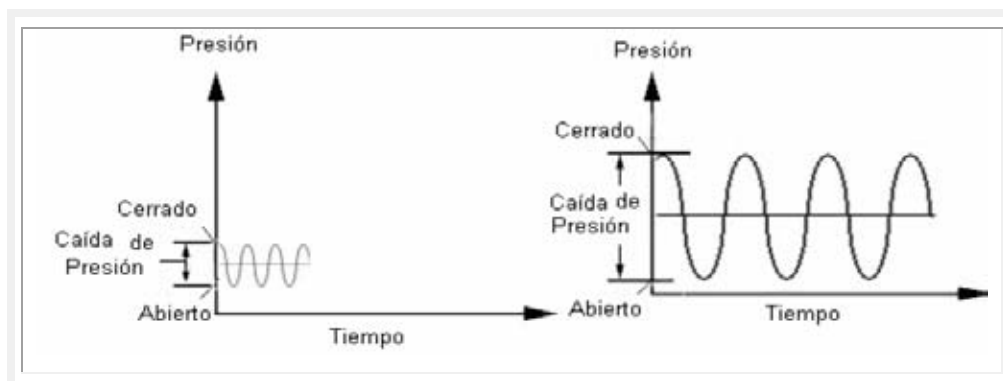


Figura II.1.5. Señal de pulso tiempo-presión cuando la caída de presión (Chagoya et al, 2007).



Categorías de los pulsos

- **Pulsos positivos.** Funciona mediante el bloqueo momentáneo del flujo de lodo dentro del tubo de perforación. Esto produce un aumento de la presión que puede ser vista en la superficie.
- **Pulsos negativos.** Funcionan mediante la reducción de la presión en el tubo de perforación, completándose cuando el lodo se libera desviándose por el espacio anular entre el pozo y la pared de formación. Generalmente las herramientas MWD no utilizan pulsos negativos para enviar datos.
- **Pulsos continuos.** Son un tipo de pulsos positivos y son generadas en la columna del lodo mediante el bloqueo y desbloqueo continuo del fluido (figura II.1.6).

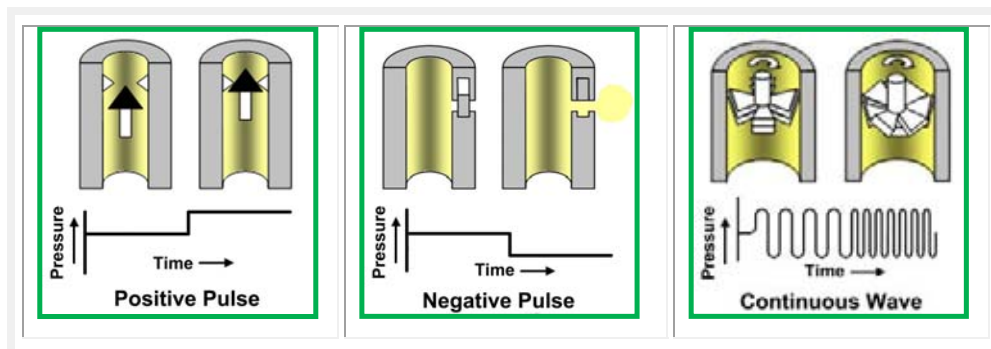


Figura II.1.6. Tipos de pulsos de lodo existentes en la transmisión de datos (*Referencia electrónica 4.2*).

Factores que afectan la señal

- **Profundidad**, tipo de lodo y flujo con el que se desplaza.
- **Componentes sólidos del lodo (barita o carbonatos)** aumentan la densidad.
- **Ruido** en las bombas de lodo y errores en la barrena durante la modulación.

Cuando se encuentra en perforación bajo balance (presión en el pozo menor a la presión de formación), la telemetría es inutilizable, ya que se reduce la densidad equivalente del lodo con un gas compresible inyectado en el lodo, disminuyendo drásticamente su capacidad de transmitir pulsos. En este caso es necesario usar un método diferente, como ondas electromagnéticas con sensores localizados en la superficie.

1.2. Telemetría de pulso electromagnético

Proporciona una alternativa para los sistemas de pulso de lodo negativo y positivo. Al utilizar ondas electromagnéticas de baja frecuencia, el sistema de telemetría electromagnética (EMT) facilita la transmisión de datos hacia la superficie a través de cualquier formación. El formato de datos se puede personalizar fácilmente para ajustar a las necesidades de perforación de un pozo determinado.

Es un medio de comunicación para la obtención de información direccional y mediciones durante la perforación obtenida en el pozo (figura II.1.7).

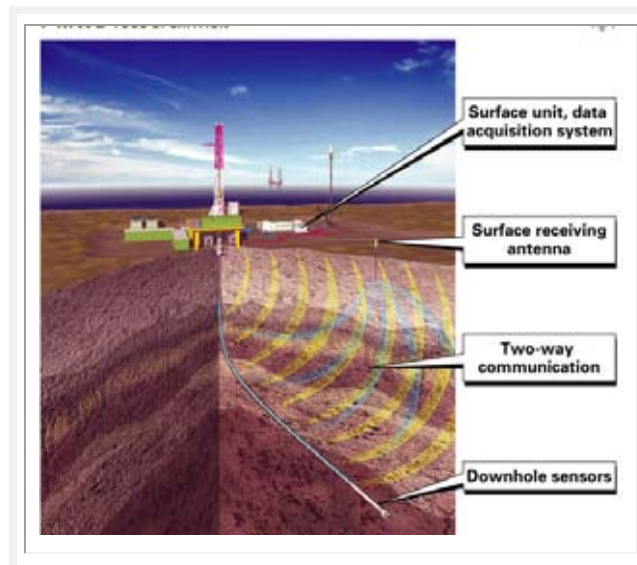


Figura II.1.7. Transmisión de datos de EMT (*Oil & Gas Journal*, 2002).

Funcionamiento

El sensor EMT se encuentra alojado en el *collar* de una herramienta MWD (ver figura II.1.8), las antenas receptoras se encuentran en la superficie, se codifican los datos en ondas electromagnéticas a frecuencias de 2 a 15 Hz.

La señal se transmite desde la herramienta en el fondo del pozo a través de la formación, recibándose en la superficie con un potencial de voltaje muy bajo entre la boca del pozo y un electrodo.

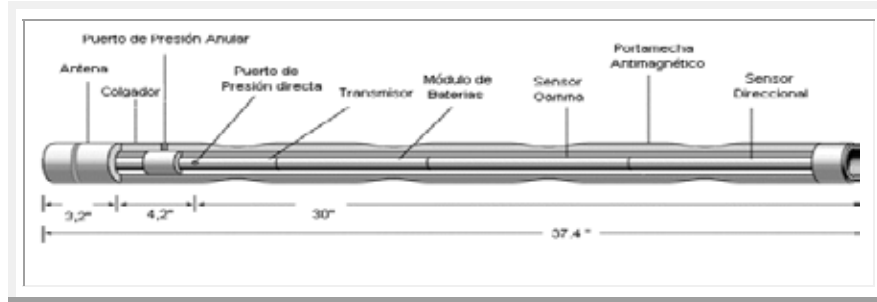


Figura 1.8. Ubicación del sensor EMT en una herramienta MWD (Referencia electrónica 2.3).

Rango de profundidad

La amplitud de la señal en el receptor está en función de las pérdidas en las antenas y la conductividad de la formación. La señal se propaga mejor en formaciones de baja resistividad (formaciones de alta conductividad).

En perforaciones profundas, marinas o en formaciones de muy alta resistividad el arreglo se modifica agregando un repetidor, como se muestra en la figura II.1.9.

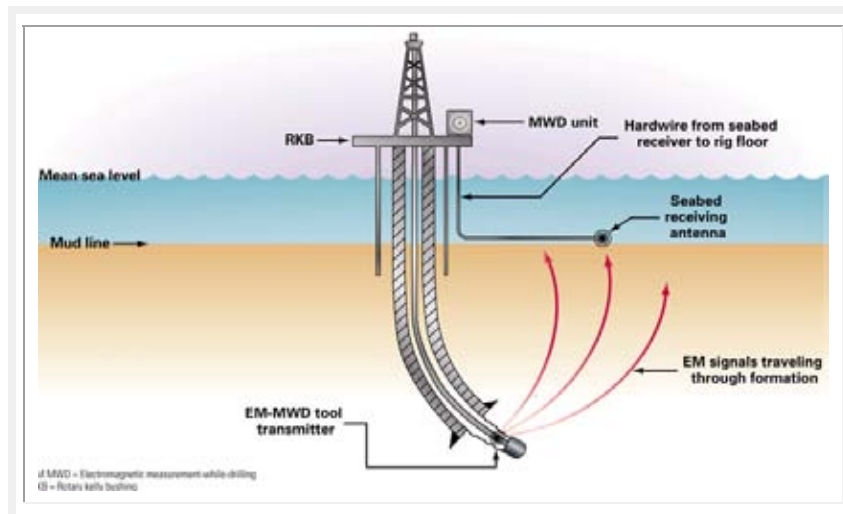


Figura II.1.9. Sistema EMT en aplicaciones de perforaciones profundas (Oil & Gas Journal, 2002).

Cuando se aplica en perforaciones bajo balance se requiere información direccional del pozo, como presión anular.

2. Pruebas de Impacto y vibración

Existen muchos problemas con MWD y el aparejo de perforación (BHA) como resultado de impactos y vibraciones producidas por el proceso de perforación. Una situación crítica se presenta cuando los impactos son de magnitud y frecuencia tal que generan un daño mecánico de la barrena o los componentes del BHA.

Entre los tipos más comunes se encuentran los siguientes:

- Por brinco de la barrena (*bit bounce*) debido a vibraciones axiales.
- Por doblamiento del tubo (*bending*), debido a vibraciones laterales.
- Por el fenómeno de atorar/resbalar (*stick-slip*), debido a movimientos torsionales.
- El producido por giros (torbellino) del BHA (*BHA Whirl*) debido a su excentricidad.

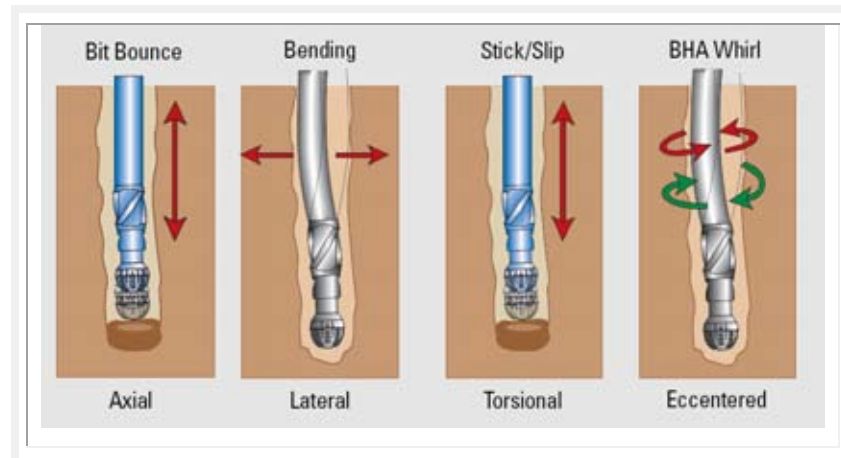


Figura II.1.10. Tipos de impactos en un pozo (Referencia electrónica 8.2).

Para mejorar la rentabilidad de las herramientas MWD, lo primero que se hace es la supervisión rutinaria de las vibraciones de torque superficial en un periodo de tiempo. La diferencia del máximo o mínimo torque da un mejor diagnóstico de los problemas de perforación. En particular, el *stick-slip* al ser detectado permite ajustar los parámetros de perforación.

El siguiente paso es realizar las mediciones de vibración en el pozo.



Los altos niveles de impactos son obtenidos de forma perpendicular al eje del pozo, lo que revela importante información sobre las condiciones del pozo y la energía que debe estar debajo de los 200 Hz.

Técnica de medición

Se utiliza un circuito diseñado para contar el número de impactos, mediante niveles **g**. El dispositivo es un acelerómetro piezoeléctrico, con un rango muy sensible y se encuentra muy cerca de los dispositivos de telemetría.

Los ejes del acelerómetro se alinean perpendiculares al eje de la herramienta para tener más sensibilidad a las vibraciones laterales. Las mediciones tienen una banda limitada de 1-1000 Hz y filtrados al pozo para minimizar la sensibilidad de los cambios de temperatura.

Los conteos de impactos son acumulados en un microprocesador durante un tiempo. El promedio de “ciclos por segundo” es transmitido en tiempo real vía MWD y graficado en el sitio. La adquisición normalmente se logra en 53 segundos, incluyendo superficies, resistividad, rayos gamma y torque.

Aplicaciones y beneficios

- Cambios en la velocidad rotatoria generan un efecto grande en los impactos del pozo.
- Los impactos en el pozo a menudo correlacionan pozos con litología como los indicados con las mediciones de rayos gamma.
- El daño de la barrena y de los sensores se puede evitar usando mediciones de impactos.

Interpretación

Una vez realizadas las pruebas de impacto, se determina el nivel de riesgo existente en la perforación, con base en la siguiente información:

Vibraciones axiales g_n-RMS (escalas de registro: 0 a 4)		
0 a 1	Bajo	Sin problemas con el tiempo
1 < 2	Medio	Más de 25 hr, riesgo medio de fractura
2 < 4	Alto	Más de 12 hr, riesgo alto de fractura
> de 4	Severo	Más de 1/2 hr, severo riesgo de fractura

Tabla II.1.1. Tabla de riesgos para vibraciones axiales (*Referencia electrónica 8.2*).

Vibraciones laterales g_n-RMS (escalas de registro: 0 a 6)		
0 a 1	Bajo	Sin problemas con el tiempo
1 < 3	Medio	Más de 25 hr, riesgo medio de fractura
3 < 6	Alto	Más de 12 hr, riesgo alto de fractura
> de 6	Severo	Más de 1/2 hr, severo riesgo de fractura

Tabla II.1.2. Tabla de riesgos para vibraciones laterales (*Referencia electrónica 8.2*).

Vibraciones torsionales ft-lbf RMS (escalas de registro: 0 a 3000)		
< 1500	Bajo	Sin problemas con el tiempo
1500 a 2500	Medio	Más de 25 hr, riesgo medio de fractura
2500 a 3000	Alto	Más de 12 hr, riesgo alto de fractura
> de 3000	Severo	Más de 1/2 hr, severo riesgo de fractura

Tabla II.1.3. Tabla de riesgos para vibraciones torsionales (*Referencia electrónica 8.2*).

Factor <i>stick/slip</i> $stick_{RT}/rpm$ (escalas de registro: 0 a 200 rpm)		
0 a 0.5 (< 50%)	Bajo	Sin problemas con el tiempo
0.5 a 1.0 (50% < 100%)	Medio	Más de 25 hr, riesgo medio de fractura
1 a 1.5 (100% < 150%)	Alto	Más de 12 hr, riesgo alto de fractura
> 1.5 (> 150%)	Severo	Más de 1/2 hr, severo riesgo de fractura

Tabla II.1.4. Tabla de riesgos para el fenómeno *stick-slip* (*Referencia electrónica 8.2*).



Por último, tanto el intérprete como el perforista, serán capaces de tomar decisiones y realizar ajustes en una perforación sin tener problemas con los impactos o golpes que puedan debilitar a las herramientas MWD, para ello se recurre al siguiente procedimiento:

Tipo de vibración	Diagnóstico en tiempo real	Ambiente típico	Solución potencial	Otra solución
Axial	El dispositivo que hace girar al tubo (topdrive) genera impactos dentro del pozo.	Formaciones difíciles, pozos verticales, barrenas con rodillos cónicos	Detenerse. Cambiar el WOB y rpm.	Cambiar a una barrena menos agresiva, usar un (shock sub)
Cabeceo de la barrena (bit whirl)	El caliper muestra sobre-medición del pozo, pero la barrena está debajo de la medición	Barrena agresiva con cortes laterales	Detenerse Incrementar WOB y decremento de rpm	Cambiar la barrena, Usar un estabilizador con medida NB
BHA whirl	Impactos de pozo largos, se incrementa el torque superficial (STOR)	Pozo cavernoso, BHA inestable	Detenerse Incrementar WOB y reducir rpm.	Usar un BHA más rígido.
Stick/slip	Torque superficial largo e incertidumbre de rpm.	Barrenas PDC agresivas, alta fricción del BHA.	Detenerse, Reducir WOB e incrementar rpm.	Incrementar lubricación del lodo, usar Una barrena menos agresiva, mejorar la limpieza del pozo

Tabla II.1.5. Diagnósticos y soluciones para los impactos presentes en un pozo (*Referencia electrónica 8.2*).

3. Peso en la barrena y Torque

Un complemento en las mediciones MWD, que incrementan la eficiencia en la perforación de pozos direccionales se lleva a cabo mediante sensores que proporcionan información sobre el peso de la barrena (WOB) y torque.

Optimización en la barrena de cristal de diamante policristalino (PDC)

Se requiere la medición de las fuerzas ejercidas en la barrena y conocer la formación. El torque en la barrena es medido en una herramienta MWD, está en función del **WOB**, la profundidad en el pozo (**D_b**) y coeficiente de fricción del deslizamiento específico de la barrena (*bit specific coefficient of sliding friction*) (**μ**), por la siguiente expresión (*Rashidi et al., 2008*):

$$T = \mu \frac{D_b \times WOB}{36}$$

Durante la perforación de lutitas, el peso óptimo en el pozo se realiza mediante pruebas de perforación, el torque máximo se almacena. Al mantener el peso y el torque sin exceder sus máximos valores, el factor de penetración (ROP) es optimizado, la vida útil de la barrena se incrementa y evita los problemas de la barrena al perforar. Los procedimientos son resumidos en la tabla II.1.6:

Mediciones	Formación de lutitas	Formación de areniscas	Formación de baja porosidad
WOB en el pozo (DWOB)	Realizar una prueba de perforación al inicio en la barrena para fijar el DWOB óptimo.	Reducir el peso de forma que el DTOR no exceda a su máximo.	No exceda el máximo peso para perforar más rápido.
Torque en el pozo (DTOR)	Registrar el máximo DTOR controlando el DWOB	Mantener el DTOR debajo del máximo mientras se perfora la lutita.	El torque se decrementa porque los dientes de la barrena no penetran.
T _D	Se establece una base a T _D ≈ 0.3	T _D se incrementa sustancialmente sobre la línea base de lutita.	T _D se decrementa con respecto a la línea base de lutita.

Tabla II.1.6. Mediciones de DWOB, DTOR y TD para distintos tipos de formaciones (*Belaskie et al, 1993*).



Análisis de fricción en el pozo

El coeficiente de fricción es un factor de fuerza requerida para mover un objeto, dividido por la fuerza lateral entre el objeto y la superficie en la que descansa.

La fuerza en una sección del cable en un pozo desviado es el peso boyante del elemento y la fuerza de tensión en un pequeño extremo. Estas fuerzas son resultado de una fuerza lateral que actúa perpendicular a la trayectoria del pozo (figura II.1.11).

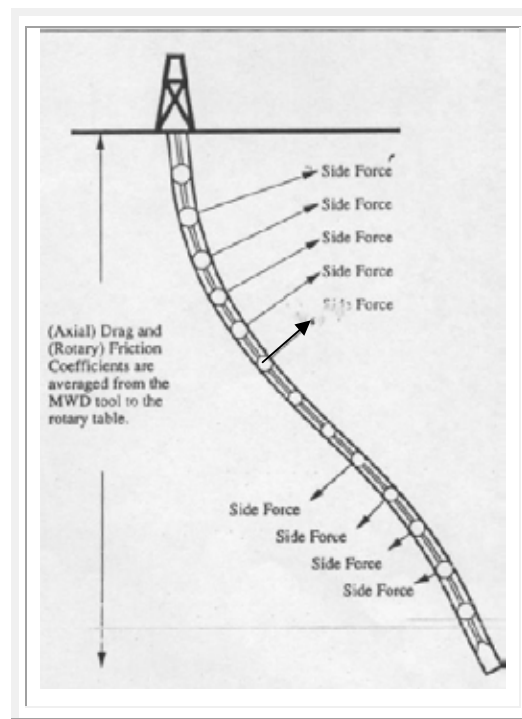


Figura II.1.11. Obtención de los coeficientes de arrastre y fricción (*Belaskie et al, 1993*).

Si las mediciones de pérdida de peso y torque a lo largo de un elemento simple son posibles, los coeficientes de arrastre (K_d) en función del peso de una sección de la tubería (F_w) y la fuerza de arrastre (F_s); mientras que el coeficiente de fricción (K_f) está en función a la componente tangencial (α_T) de la fuerza debida a la la sección de la tubería y la profundidad (r_p), donde se genera la fuerza de fricción (*Belaskie et al, 1993*):

$$K_d = F_w / F_s \text{ y } K_f = \frac{\alpha_T / r_p}{F_s}$$

Midiendo la pérdida de torque y peso entre la mesa rotatoria y la herramienta MWD se obtiene un promedio entre los coeficientes de arrastre y fricción para el pozo completo.

Modelo de la barrena de dientes molidos (*milled-tooth*)

Se realiza la gráfica del torque por WOB producido por la barrena en la formación contra la raíz cuadrada del ROP. Uno puede evaluar el estado actual de los dientes cuando la barrena es nueva.

La fuerza que actúa en la barrena se puede determinar mediante WOB. La cantidad de dientes que interactúa en la formación se estima mediante la velocidad rotatoria y mediciones ROP. La interpretación del grado de la dentadura en la barrena determina la fuerza de la formación (S_f).

En la tabla II.1.7 se muestra eventos que sirven para interpretar los cambios en la evaluación de formación y problemas de perforación. La eficiencia de la barrena (E_b) es independiente del tipo de formación. Cuando la lutita se perfora, E_b es proporcional al plano de la barrena; Plano de grado T:0 =100% E_b , plano de grado T:4 =50% E_b , y plano de grado T:8 =0% E_b . Considerando una variable x que representa la evaluación de formación: Si es positiva, indica una formación porosa, mientras que si es negativa indica una formación compacta.

Eficiencia mecánica para interpretación de registros			
	$E_b >$ Límite de lutita	E_b en el límite de lutitas	$E_b <$ Límite de lutita
$S_f >$ promedio de fuerza de lutitas	Exceso de torque debajo de la herramienta MWD $x=0.0$	(pendiente) $x=0$	Formación estrecha $x < 0.0$
$S_f <$ promedio de fuerza de lutitas	Formación del poro $x > 0.0$		Formación del poro $x > 0.0$

Tabla II.1.7. Tabla de eficiencia mecánica (*Belaskie et al, 1993*).



Consideraciones del ensamble de navegación

Lo primero que se debe considerar si está operando en modo desplazado o rotando. Cuando se encuentra en modo rotatorio y en una formación adherente, los estabilizadores de la herramienta MWD y la barrena generan torque, de mediciones altas con respecto al torque de la barrena.

De forma inversa, en el modo deslizante, los estabilizadores entre la herramienta MWD y la barrena absorben el torque, haciendo que las mediciones sean más pequeñas que el torque de la barrena. El cambio en el torque en MWD debe ser considerado cuando se analiza el funcionamiento de la barrena.

Aplicaciones

- Retroalimentación direccional (*feedback*) y optimización de la perforación.
- Análisis de fricción en la sarta de perforación.
- El factor de penetración (ROP) de la barrena PDC es maximizado para mantener la información de WOB y torque de forma óptima.
- Las barrenas de bajo calibre se pueden detectar rápidamente, previniendo perforaciones de pozos cortos.
- La detección de ejes fracturados del motor se detectan rápidamente mediante el torque, lo que minimiza el tiempo al momento de perforar.

Beneficios

- Optimización de las corridas en la barrena PDC.
- Mejora el funcionamiento y predicción del ensamble en la perforación direccional.
- Minimiza los torques direccionales.

Ejemplo

En el siguiente registro (figura II.1.12), el incremento de impactos con la velocidad rotatoria y del paso de estabilizadores marca cambios del diámetro de perforación. En la corrida 2, una ensamble pendular (con estabilizadores sólo en lo alto del BHA) fue supervisada con bajo WOB para controlar el ángulo, causando mayor vibración del BHA y fallas de transmisión MWD.

Los altos impactos debajo de los 340 m. correspondieron a los estabilizadores que pasan de las 24 in con respecto a las 17 1/2 in del pozo.

En este punto, el torque superficial aumentó, indicando un aumento de arrastre de los estabilizadores. Por lo que se redujo la velocidad rotatoria en aprox. 347 m en respuesta a los niveles de impacto, y 95 RPM manteniendo el mínimo de impacto. En 368 m, el perforista, obligado para mantenerlo verticalmente, incrementa la velocidad rotatoria a 120 RPM elevando los impactos a 120 seg.s-1.

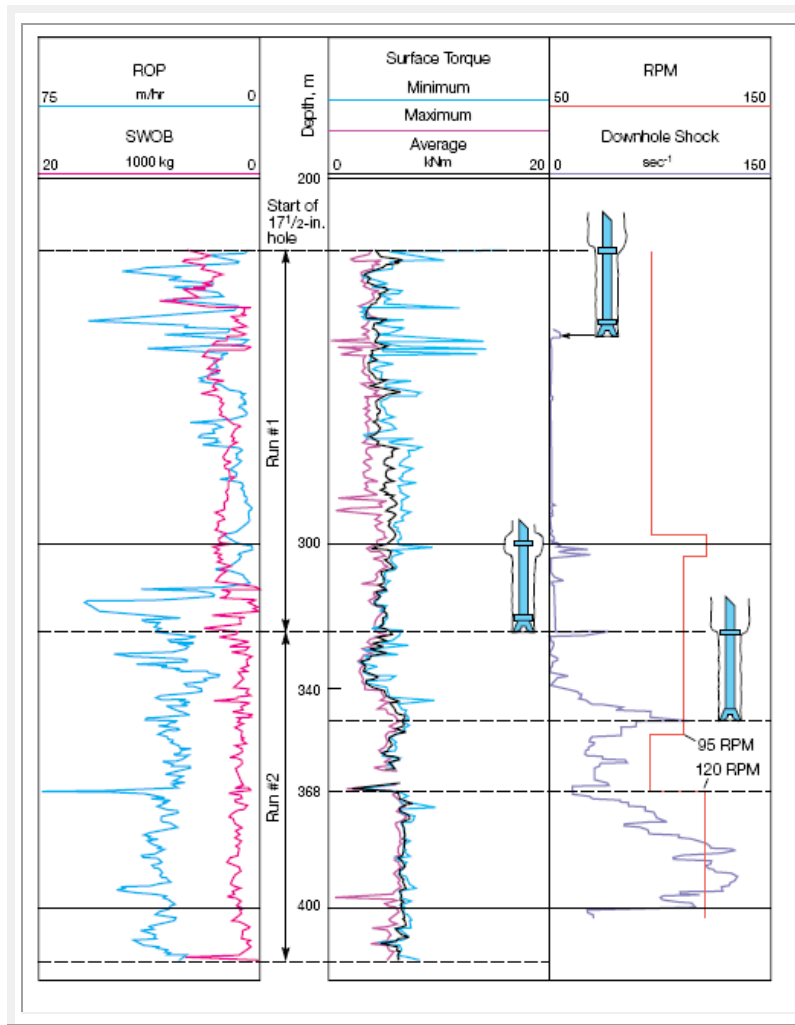


Figura II.1.12. Relación entre los niveles de impactos y la velocidad de rotación en un pozo del mar del norte, en Noruega (Bonner et al, 1993c).



4. Temperatura

El estudio de temperatura es un factor importante, ya que con el avance de las tecnologías de perforación y su aplicación en zonas de alta presión y temperatura, en aguas profundas, formaciones congeladas, ambientes hostiles donde la temperatura ambiental es extrema, o bien, cuando los fluidos de perforación se encuentran en condiciones estáticas y dinámicas, lo hace un factor a considerar en las mediciones durante la perforación.

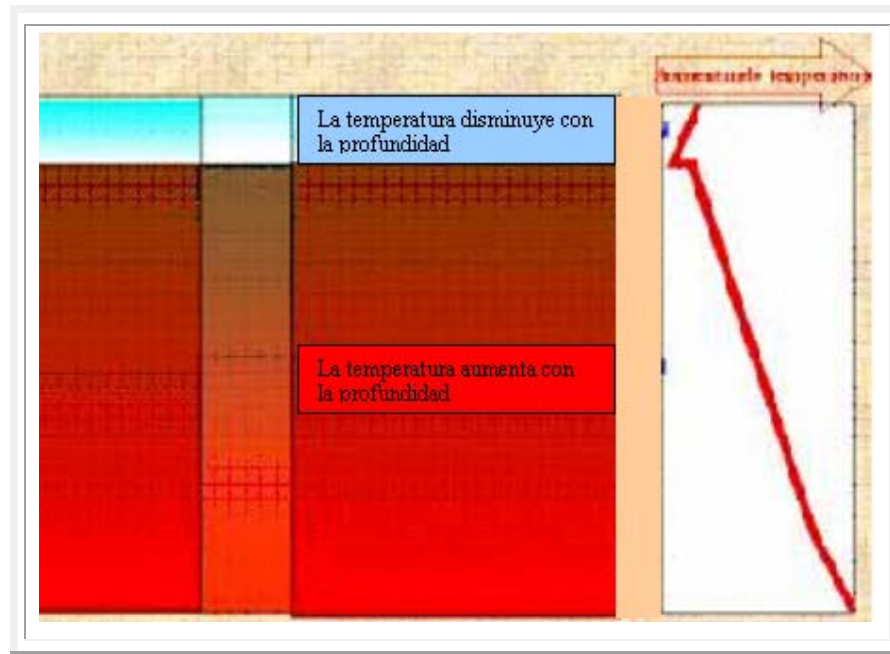


Figura II.1.13. Perfil de temperatura de un pozo marino (Ferreira, 2004).

El perfil de temperatura en un pozo con circulación (de lodo) es función de: gradiente geotérmico, flujo de bombeo, geometría del pozo, trayectoria y tiempo de bombeo.

Propiedades de los fluidos

Es necesario tomar en cuenta los efectos de Presión, Volumen y Temperatura “PVT” en la densidad, los cuales causan pérdidas de circulación en pozos donde se hicieron las pruebas de fluidos sintéticos. El volumen del lodo tiende a cambiar hacia arriba o hacia abajo a medida que el sistema de fluidos se sintoniza con las temperaturas del pozo o de superficie.

Estos cambios serán de valores considerables, cuando se usen lodos base aceites sintéticos. Cada medición de volumen debe hacerse referenciada a un valor de temperatura. Como en la figura II.1.14.

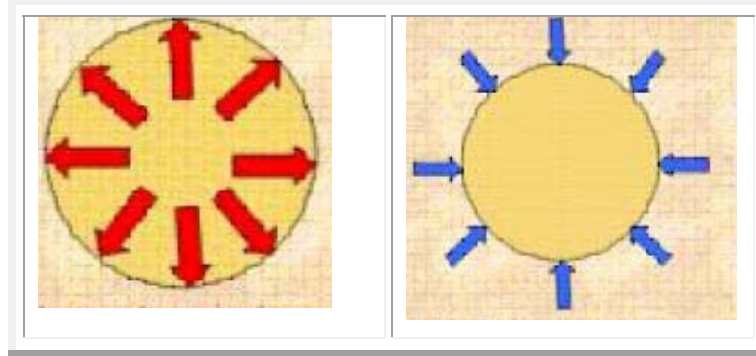


Figura II.1.14. Efecto de la temperatura al aumentarse, el volumen y la densidad disminuye. En el segundo caso al aumentarse la presión el volumen disminuye y la densidad aumenta. (Ferreira, 2004).

Procedimiento para medir la temperatura:

1. Medición de ganancia o pérdida de fluido de circulación.
2. Medición de temperatura del fluido circulante de arriba hacia abajo.
3. Medición de la cantidad de fluido circulante bombeado y la presión de las bombas.
4. Medir la temperatura cerca de la barrena mientras se perfora (mediante MWD).

Comúnmente se realizan las mediciones en conjunto con las realizadas con la presión, ya que utilizan el mismo sensor. En el siguiente apartado se abordarán ejemplos de las mediciones de presión (véase APWD y FPWD).



5. Presión

La tecnología de presión durante la perforación (PWD), es parte de una serie de sensores de MWD que registra la presiones anular y de la formación durante el proceso de perforación.

Así mismo, realiza gráficas de tiempo y profundidad para problemas como: pérdidas de circulación, “gelación” del fluido de perforación, entre otros. La información se envía mediante telemetría: de lodo o electromagnética.

Descripción

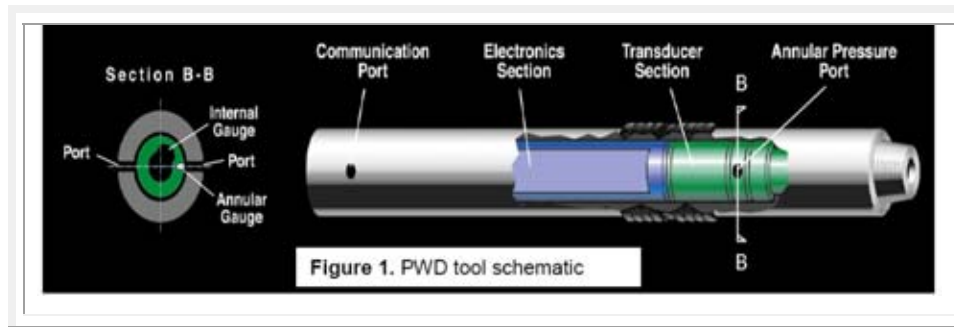


Figura II.1.15. Esquema de la herramienta PWD (Ward et al, 2000).

La herramienta Stethoscope (*Schlumberger) utiliza un sensor de cuarzo (figura II.1.15); cuando se le aplica presión se produce una variación sinusoidal, creando una carga eléctrica positiva en uno de los extremos del cristal y una carga negativa en el otro. Así mismo, los cambios de temperatura desarrollan cargas positivas y negativas dentro del cristal.

El esfuerzo inducido por la presión, aplicado al cristal, hace que la frecuencia de la onda senoidal varíe en forma predecible y precisa. Estas propiedades lo hace un elemento valioso para aplicaciones relacionadas a campos petroleros.

Los sensores de presión son sensibles a las variaciones de temperatura y presión y deben ser corregidos por las fluctuaciones de temperatura. Operan en forma eficaz a presiones de entre 14.5 y 15,000 psi [0.1 y 103.4 MPa] y en un rango de temperatura entre 25 y 150°C [77 y 300°F].

Produce un error pequeño, inducido por condiciones transitorias. Los errores transitorios se minimizan a través de la aplicación de un algoritmo de compensación de temperatura dinámico.



Figura II.1.16. Sensor de presión de Stethoscope (Barriol et al, 2005).

Las mediciones son tomadas continuamente y almacenadas en la memoria como un archivo en función del tiempo. También proporcionan el acceso en tiempo real de los datos mediante MWD y combinables con mediciones LWD.

Presión en el pozo

La presión tiene dos componentes. El primero es una presión hidrostática debido a los gradientes de densidad de los fluidos en la zona anular (el peso del lodo verticalmente encima del sensor de presión) y normalmente convertida a un equivalente de peso de lodo (EMW), y manejarla como un equivalente estático de densidad (ESD), la cual depende de la temperatura.

La segunda es una componente dinámica que es resultado friccional de pérdidas de presión como el fluido que sube por la sección anular, debido a efectos de aceleración o desaceleración, rotación, cambios en la geometría, presencia o no presencia de líquidos o sólidos en la zona anular, entre otros.

La densidad equivalente de circulación (ECD) se define como el peso efectivo del lodo dado por el total hidrostático (incluyendo cortes de presión) y presiones dinámicas, calculado mediante la expresión:

$$ECD = d + \frac{P}{0.052 \times D}$$



Donde d es el peso del lodo (ppg), P (psi) es la caída de presión en la zona anular entre la profundidad verdadera D (pies) y la superficie. Se ve afectado por las propiedades reológicas como el régimen de flujo, temperatura y presión.

El ECD es un parámetro importante para evitar pérdidas y saltos (*kicks*), en pozos que tienen una ventana pequeña entre el gradiente de fractura y el gradiente de presión de poro.

Otros factores que afectan al ECD se muestran en la tabla II.1.8:

Evento	Efecto en el Componente		ECD Total (ECD = ESD + Friccion)
	Hidrostática (ESD)	Friccion	
Incremento en el Gasto	Mejor Limpieza del Hoyo ↑	velocidad \propto friccion ↑	ECD incrementa
Incremento en RPM (recortes)	Lodo levanta a los recortes ↑	Particulas colisionan mas seguido ↓	ECD incrementa
Incremento en el peso de lodo	Hidrostática Incrementa ↑	Peso de Lodo \propto VP ↓	ECD Incrementa
Incremento en la VP del lodo	Lodo levanta mas recorte ↑	Friccion se Incrementa ↑	ECD Incrementa
Se perfora mas metros desarrollados, pero a la misma profundidad vertical (Pozo horizontal)	Nada	Friccion \propto Longitud del agujero ↓	ECD Incrementa
Perfora una profundidad vertical mas alta, (Pozo Vertical)	Mayor Profundidad Vertical (TVD) permite mayor suspension de recortes ↓	Friccion \propto Longitud del agujero ↓	ECD Incrementa
Tasa de Penetracion Aumenta	Mayor generacion de recorte ↑	Particulas colisionan mas seguido ↓	ECD Incrementa

Tabla II.1.8. Factores que afectan al ECD (*Schlumberger*).

Metodología para usar información de PWD

1. **Modelado.** Se realiza un modelo para el ECD y determinar cuanto debe ser removido en un intervalo del pozo. La predicción se actualiza periódicamente como propiedades de lodo y cambio de profundidad del pozo.
2. **Mediciones.** El ECD para sensores PWD se muestra en una consola y otras estaciones en el campamento de perforación. Las tendencias son modificadas para añadir una columna de ECD predicho y real.
3. **Análisis.** Mediante predicciones, mediciones y registro de tendencias ECD, el *staff* puede determinar si el pozo es limpiado, con la condición del lodo resultante después de un viaje, el impacto de la perforación, etc. El análisis es realizado por el personal de la empresa de servicio.

4. **Acción.** Basado en el análisis de datos, es clave para evitar problemas en una plataforma de perforación. Por ejemplo, si el equipo se preparaba para el revestimiento y el ECD disminuye después de 3 inferiores y dos barridos altos de viscosidad, la acción debe continuar hasta que el ECD sea estabilizado.

5.1. Presión Anular Durante la Perforación

Este apartado es complementario al anterior. Explica, los procesos físicos asociados con los sistemas hidráulicos y el uso de la presión anular para monitorear un ambiente de perforación, y eficiencia mejorada en la perforación.

Cuando la zona anular es grande o la tubería de perforación es de menor diámetro, se tiene como resultado mayores caídas de presión. Mientras que cuando la zona anular es pequeña o existe un mayor diámetro de la tubería, dan como resultado menores caídas de presión. Como se muestra en la figura II.1.17.

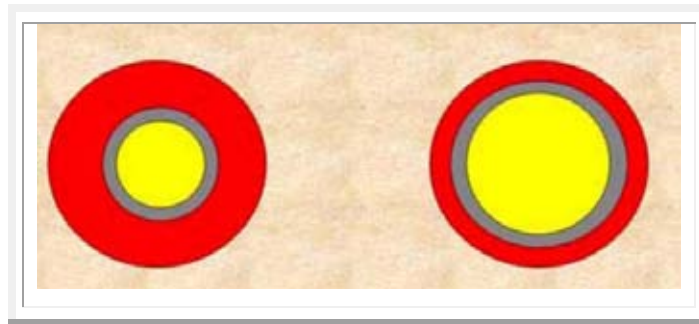


Figura II.1.17. Secciones anulares de mayor y menor diámetro (Ferreira, 2004).

Características

- APWD realiza mediciones en conjunto con LWD: GR y Resistividad.
- Para temperaturas de hasta 200°C y presiones de hasta 20000 psi, con precisión de 1 psi.
- Cuando se combinan las mediciones de torque y WOB, APWD evalúa la eficiencia en la limpieza del pozo y detectar problemas en la barrena.
- En operaciones bajo balance, la sarta de perforación realiza mediciones de presión anular y diferencial en tiempo real (llamado *VIPER system*).



- En pozos angostos como los de 5 3/4 in alcanzan presiones y temperaturas de operación de hasta 25000 psi y 350 °C.

Factores que se determinan con la medición:

Estabilidad del pozo

En algunos pozos, especialmente en desviados y de amplio alcance, los márgenes entre la presión de poro y el gradiente de fractura es pequeño 500 psi [3447 kPa] o menos, y la información de presión anular es esencial para mantener las operaciones dentro de límites seguros. Los requerimientos de control del pozo se realizan con un preventor (BOP) el cual implica una tolerancia de salto (*kick*) inferior, como en la figura II.1.18.

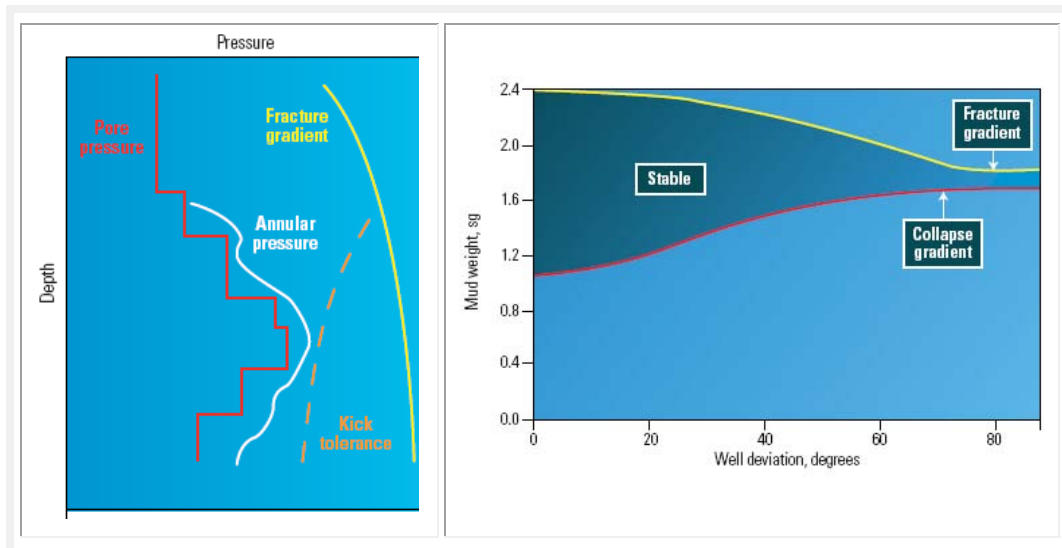


Figura II.1.18. a) Ventana de presión. b) Influencia de inclinación de un pozo en función del peso del lodo (Aldred et al., 1998).

De aquí se hacen las siguientes conclusiones:

- Si la presión del fluido de perforación es menor que la presión del poro, entonces el fluido de formación o gas puede fluir al pozo con el riesgo de reventón en la superficie.
- Si la presión del fluido de perforación excede al límite superior de presión (amarillo), entonces habrá un riesgo de fractura en la formación.

Presión de poro

Cuando el proceso de sedimentación de las capas es lento y hay un camino para la fuga del agua, la presión en los restos de fluido de poro es casi hidrostática. El contenido de agua disminuye y esta variación de porosidad con la profundidad es conocida como la tendencia de compactación normal.

Por otro lado, si la tasa de solidificación es rápida o el fluido no puede escaparse debido a la baja permeabilidad apoyado por la presión de poro creciente del fluido mismo, la presión de poro es mayor a la hidrostática. La lutita se sobrepresiona como consecuencia de la compactación, siendo zonas de preocupación, porque la afluencia de agua o de gas puede generar un descontrol del pozo.

Gradiente de fractura

Son determinados por la sobrecarga y esfuerzos laterales de la formación a profundidad y de propiedades locales de la roca. Los registros sínicos y de densidad proporcionan los módulos elásticos de las rocas.

Ejemplos

En un ejemplo (figura II.1.19), vemos la respuesta al aumento de ECD (curva roja), mostrado en la corrida 4, la zona anular está tapada (*packing-off*) y con ella la herramienta MWD). El torque superficial y el factor de rotación, mostradas en la corrida 2, empiezan a ser erráticos. La presión en la tubería, mostrada en la corrida 3, aumenta ligeramente. Al reducir temporalmente el flujo del lodo (curva verde), mostrado en la corrida 3, el trabajo en la tubería y la zona anular se hace claro otra vez.

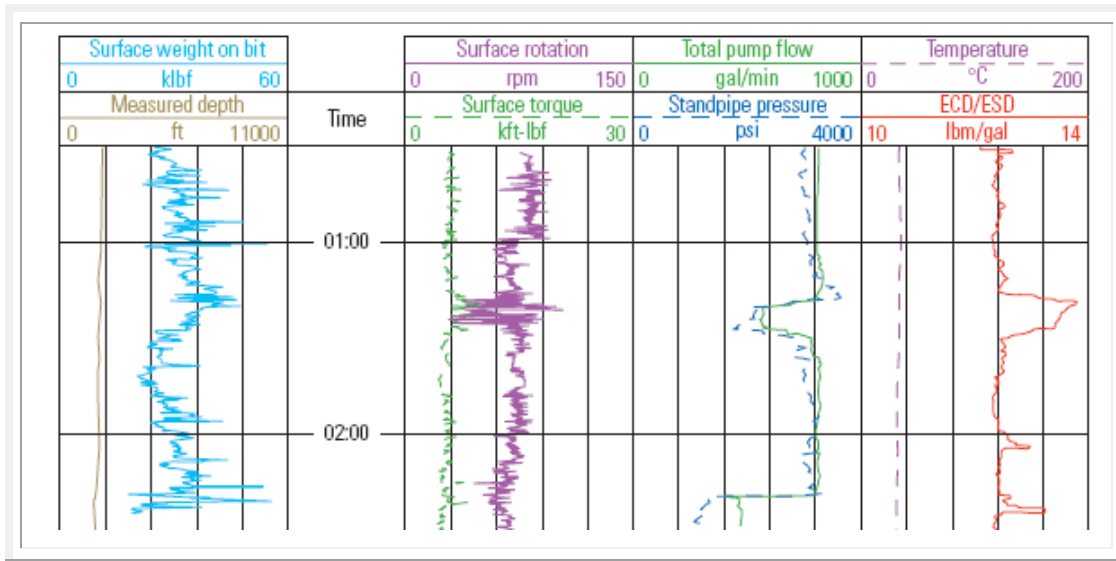


Figura II.1.19. Efecto de tapado de un pozo en la zona anular (Aldred et al., 1998).

Así mismo, en la figura II.1.20, el ECD (curva roja), mostrada en la corrida 6 se incrementa, la presencia de recortes que indican aumentos por lo que se suspende la actividad en el fluido de perforación; a las 16:15 hrs la rotación recomienza después de que el intervalo de perforación es completado:

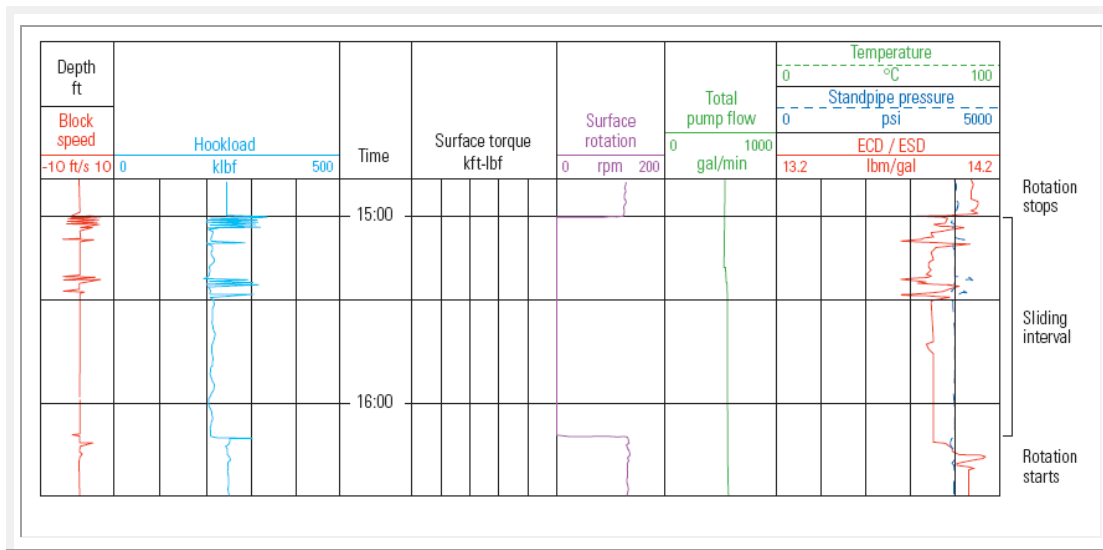


Figura II.1.20. Efecto de rotación del cable en un pozo limpio (Aldred et al., 1998).

En otro caso (figura II.1.21) vemos lo siguiente: El fluido de perforación bombea a las 19:05 hrs, mostrado en la corrida 5. La rotación del tubo comienza minutos más tarde, mostrado por el aumento de rotación superficial mostrada en la corrida 4. El aumento de la presión de tubo (curva verde) y el retraso en el ECD (curva negra) vista en la corrida 6. La perforación rotatoria se detiene e inicia el deslizamiento de perforación a las 19:27 hrs, mostrado por la rotación superficial (corrida 4) y el peso en la barrena (corrida 2). El efecto inmediato del deslizamiento en el ECD dentro del pozo (curva negra) puede ser visto en la corrida 6. Después de que el *Kelly* (sección de tubo que transmite la rotatoria) cae, mostrado por la posición de bloque en la corrida 1, el perforista comienza la limpieza del pozo en y hacia fuera del tubo. Una vez completada, el perforista hace una nueva conexión y comienza el siguiente ciclo de perforación a las 20:30 hrs.

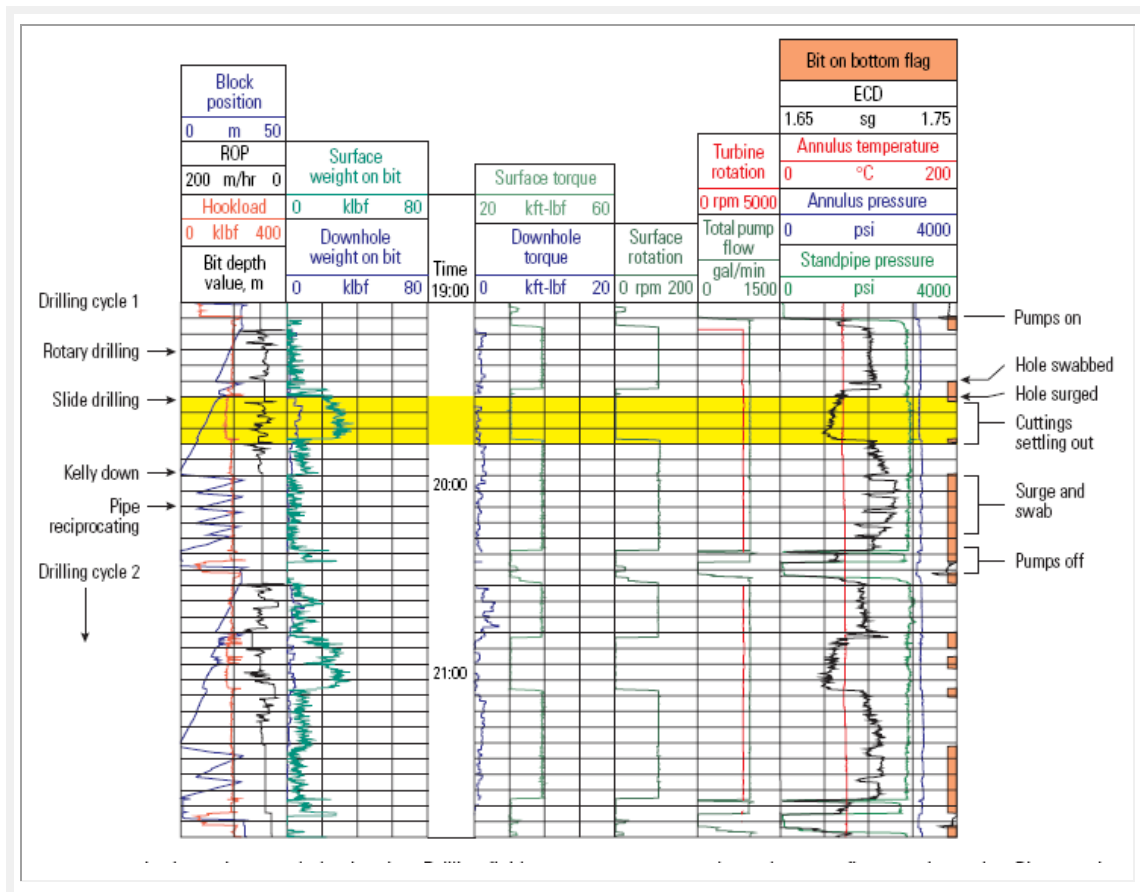


Figura II.1.21. Monitoreo para mejorar la limpieza del pozo (Aldred et al., 1998).



Detección de saltos

En una geometría típica de pozo (Fig. II.1.22 superior-izquierda), la presión anular disminuye con el desplazamiento de fluidos de perforación por la afluencia de gas que domina la respuesta de presión. Para la geometría de diámetro reducido, la presión anular puede aumentar al principio durante una afluencia de gas como inercia de la columna de lodo dominante.

Una ventaja principal de la presión anular en el pozo es la detección temprana de saltos. La ganancia de lodo en el pozo (curvas rojas en las gráficas inferiores), la presión de tubo (curvas verdes), y la pérdida de presión friccional (curvas amarillas) ayuda al perforista a identificar saltos de gas (*kick gas*).

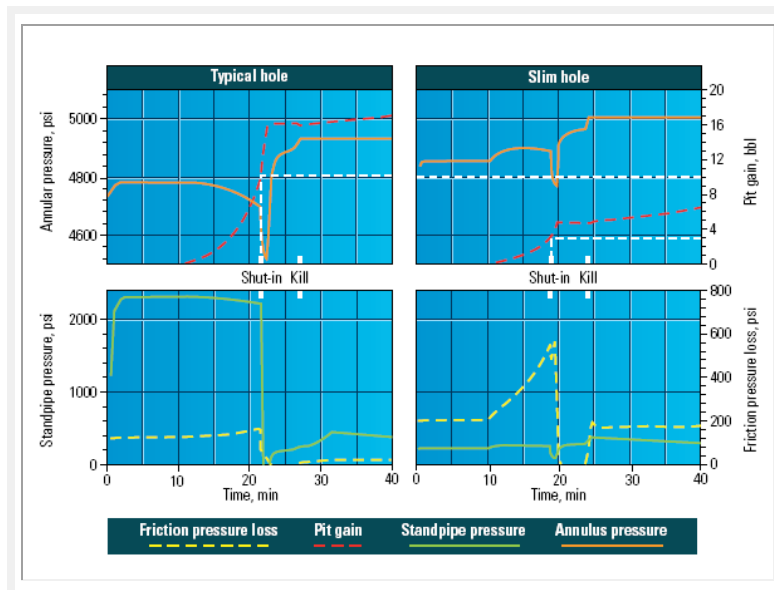


Figura II.1.22. Detección de saltos en las mediciones de presión (Aldred et al., 1998).

Por ejemplo (Figura II.1.23), cuando el gas se mezcla con el fluido de perforación, la densidad del fluido disminuye. Cincuenta minutos después de que el ECD es mostrado en la corrida 3, comienza a disminuir, el flujo confirmó una pequeña ocurrencia de afluencia de gas. Nótese el aumento de la temperatura anular, mostrada en la corrida 2, como el fluido de formación calentó el pozo:

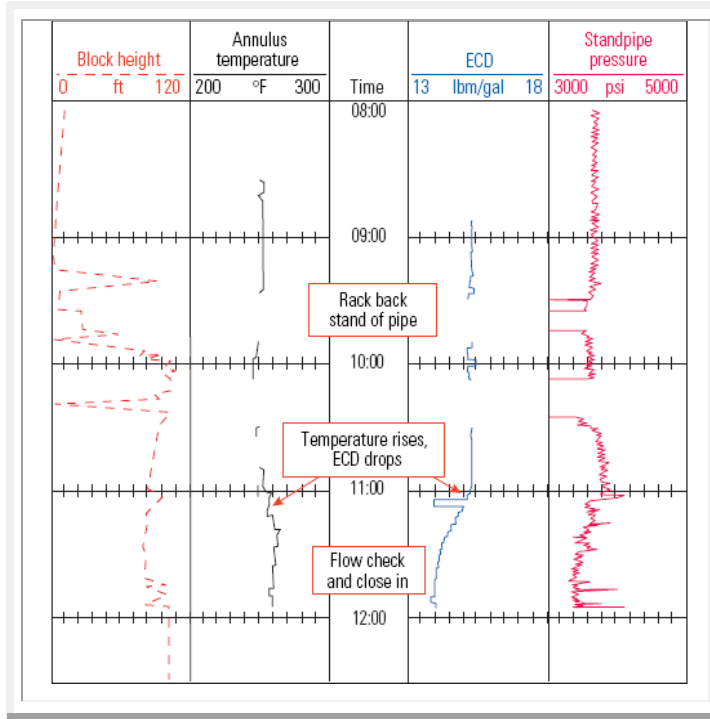


Figura II.1.23. Caso de detección de saltos en la presión anular (Aldred et al., 1998).

5.2. Presión de formación durante la perforación

La evaluación de formación durante la formación (FEWD) es esencial para el proceso de perforación, desde su fase de planeación, operaciones de monitoreo y análisis post-perforación. Evalúa los fluidos de formación y presiones de fracturas en la formación.

Reducción de incertidumbres asociadas a la presión del poro

El grado de incertidumbre asociado con un gradiente de presión de poro se ejemplifica (figura II.1.24) con el ancho y la baja resolución de las curvas de velocidad de ondas compresionales (V_p) y de gradiente de presión de poro (1). Los datos de V_p del sísmico, provenientes de los tiros de verificación de velocidad, se agregan al modelo, reduciendo de alguna manera la incertidumbre asociada con la presión de poro debido al tamaño reducido del conjunto de datos de tiros (2). Utilizando las densidades del lodo derivadas de los informes de perforación (3) y las mediciones físicas de presión de poro (4) refina las estimaciones y mejora la resolución de la presión de poro.

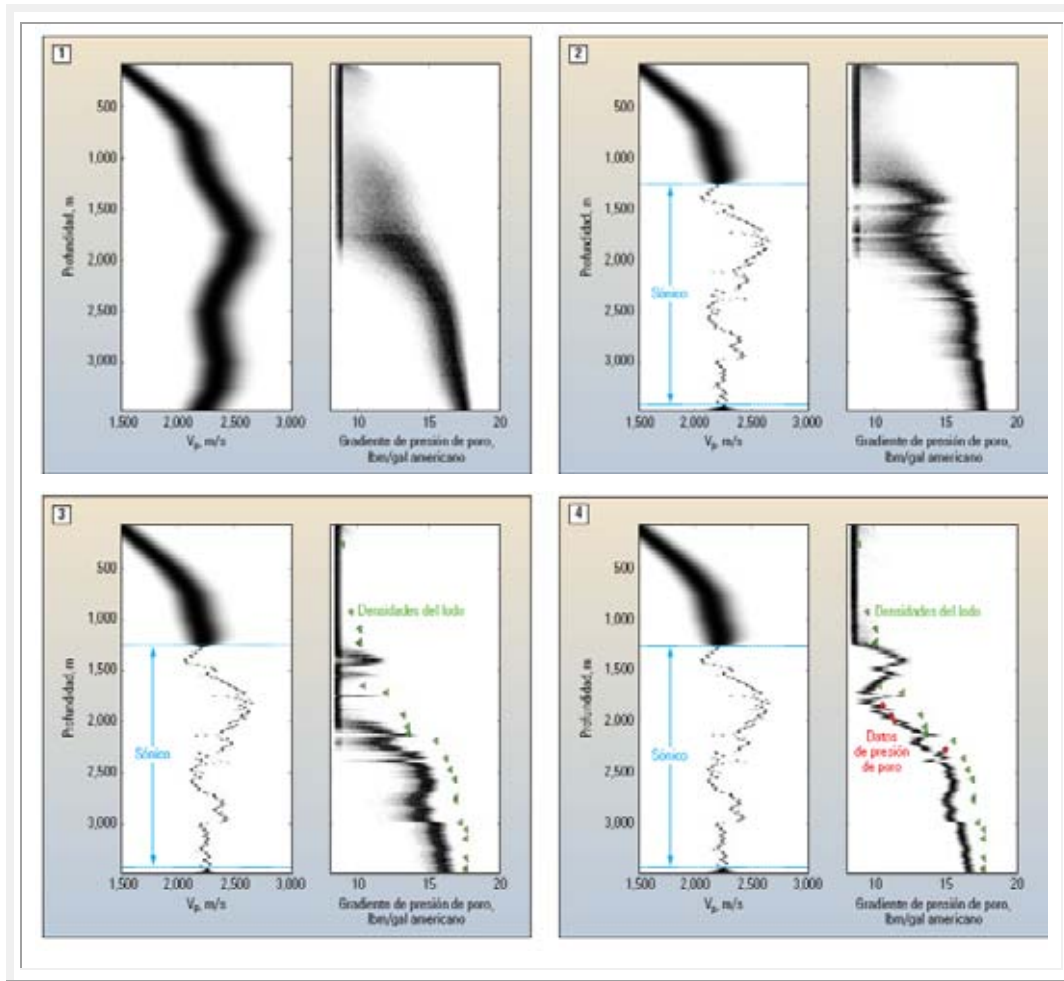


Figura II.1.24. Reducción de incertidumbre mediante estudios en pozo (Barriol et al., 2005).

Obtención de presiones en la formación

En la primera etapa la herramienta confirma a la superficie que el sensor está listo para las mediciones, todo mediante telemetría de pulsos de lodo (figura II.1.25 a).

En esta misma etapa se proporciona la alternativa de obtener mediciones con las bombas en marcha o detenidas. En los muestreos durante la circulación (con bombas en funcionamiento) si el atascamiento constituye una preocupación o existe la necesidad de monitorear los datos, la secuencia puede interrumpirse en cualquier momento para no perder tiempo en la ejecución de una prueba seca o en la pérdida del sellado.

En las mediciones en condiciones estáticas (con las bombas detenidas), se provee un ambiente libre de ruido y reduce el efecto de sobre-presión que se presenta en las formaciones compactas como resultado de la circulación. La disposición de los datos es en tiempo real durante la circulación o enviados a la superficie inmediatamente después de una medición estática.

En la etapa de medición, la probeta se sella contra la formación mediante un pistón de fijación mecánico. El pistón se extiende desde la herramienta en dirección opuesta a la probeta, garantizando la integridad del sello e impide que la herramienta se desplace mientras la probeta se fija y adquiere los datos de presión. Puede fijarse en cualquier orientación del pozo, ya sea vertical o desviado. El pistón de fijación resulta efectivo en agujeros de hasta 2 pulgadas más grandes que el diámetro externo de la herramienta (figura II.1.25 b).

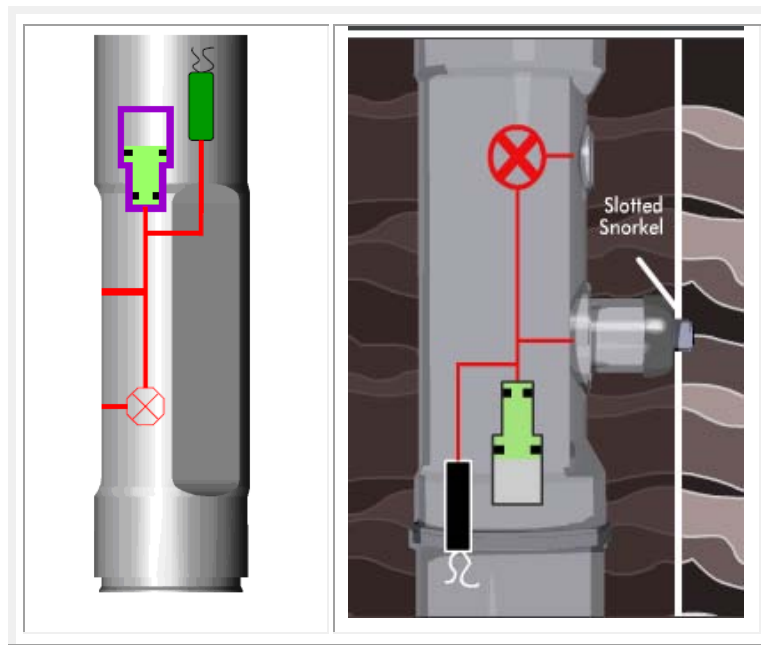


Figura II.1.25. a) Sección lateral del sensor PWD listo para la medición b) etapa de medición de la presión de formación (Halliburton, 2006).

Modos de operación

Como el BHA debe quedar fijo para efectuar las mediciones, el diseño de la herramienta incorpora funcionalidades de protección contra el despliegue accidental de la probeta mientras el BHA se encuentra en movimiento.



Es por ello que las herramientas de presión cuentan con tres modos de operación: latente, en espera y despliegue. En los modos latente y espera, la herramienta puede rotarse entre los puntos de medición de la presión. En el modo de despliegue, la herramienta se regula automáticamente, ejecuta la prueba de presión, se retrae una vez transcurrido el tiempo especificado y vuelve al modo en espera, lista para realizar el siguiente prueba. Esta secuencia insume aproximadamente 5 minutos, con un enlace de fondo de pozo corto para iniciar la siguiente medición, si es necesario. Cada paso de la secuencia envía realimentación a la superficie. El modo de despliegue se cancela sencillamente ciclando las bombas.

Ejemplo de obtención

En la figura II.1.26, los datos de presión presentados como triángulos abiertos, se muestran en la superficie, durante un pre-ensayo limitado a un tiempo de 5 minutos, realizado con las bombas de lodo en funcionamiento, a un gasto de 2,271 L/min [600 gal/min]. La velocidad de transmisión de telemetría fue de 6 bits/s. Los círculos en rojo representan los eventos principales identificados a medida que se adquieren los datos. Las presiones de formación son medidas con dos manómetros de presión y un sensor de cuarzo (ver PWD al inicio de esta parte 5).

El primer marcador (1) identifica la presión de pozo antes de la prueba, (2) indica el inicio del incremento de presión para la etapa de investigación; el tercero (3) muestra la estimación de la presión de formación de la etapa de investigación; el cuarto (4) el inicio del incremento de presión para la etapa de medición; y el quinto (5) representa la presión de formación, determinada durante la etapa de medición. Se determinó que la movilidad del fluido de formación era de aproximadamente 1.4 mD/cP.

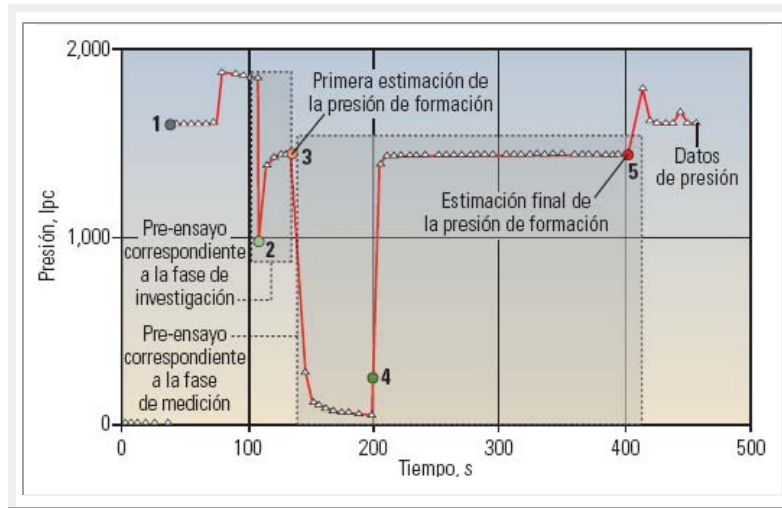


Figura II.1.26. Etapas en la obtención de presiones de formación (Barriol et al., 2005).

Ejemplo de pre-ensayos

Los parámetros se eligen de modo de cubrir un amplio rango de movilidad de los fluidos de formación. Los parámetros especifican los volúmenes empleados y la duración de los períodos de incremento de presión para el pre-ensayo 1 (correspondiente a la “investigación”) y el pre-ensayo 2 (correspondiente a la “medición”).

La gráfica (figura II.1.27, extremo inferior) demuestra la respuesta de la herramienta StethoScope (*Schlumberger) durante la prueba de una formación de caliza con 1.5 mD/cP, utilizando una secuencia de pre-ensayos similar a la de modo fijo. Durante esta prueba, se extendió el segundo período de incremento de presión, lo que permitió observar el tiempo de estabilización de la presión mediante una secuencia de prueba más larga que la normal.

Existe una variación en la medición de la presión de formación cuando se obtienen las mediciones con bombas en funcionamiento (rojo), a una velocidad de 1,363 L/min [360 gal/min], y con las bombas fuera de servicio (azul).

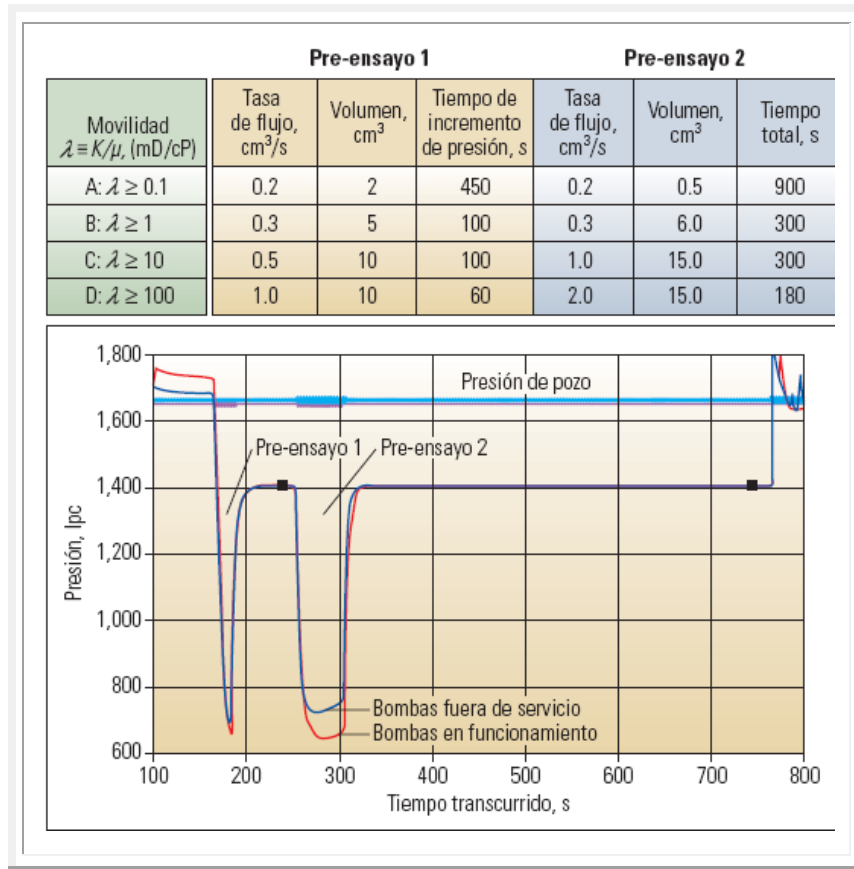


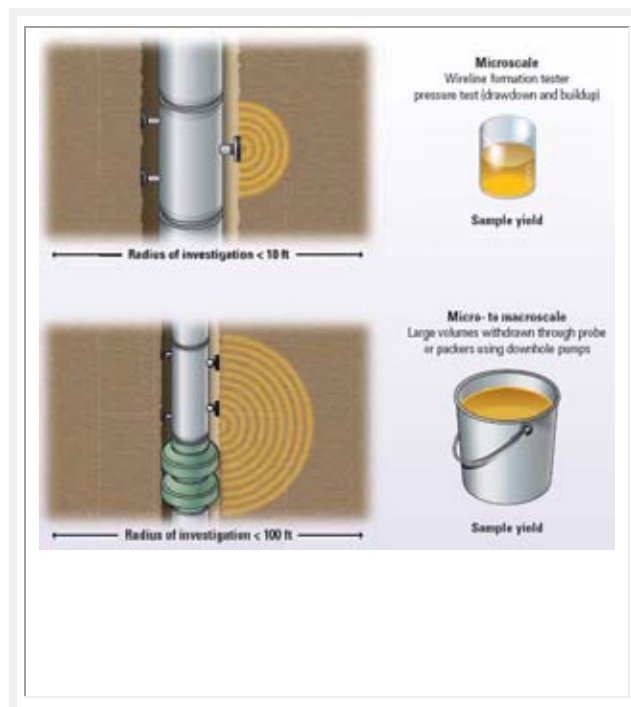
Figura II.1.27. Pre-ensayos de modo fijo, A a D, con dos pares de períodos de caída e incremento de la presión, en un ambiente estático y dinámico (Barriol et al., 2005).

6. Muestras durante la perforación

En todo estudio se necesita saber el tipo de fluidos que produce el pozo, el flujo que llega al pozo y el gasto óptimo de producción. Las pruebas en el pozo resuelven estas incógnitas.

Otro aspecto que hace importante estas mediciones es que existen parámetros que no es posible determinar con otras técnicas, como los registros de hidrocarburos o análisis de núcleos, adquiriendo información necesaria para el modelado del depósito.

Las pruebas comprenden propiedades como: presión, temperatura, flujo de agua, lodo, aceite, gas y muestras de fluidos. Dependiendo de la escala de las pruebas, existe una variedad de mediciones que se pueden obtener (figura II.1.28), dividiéndose en dos grupos: en el pozo y en la superficie.



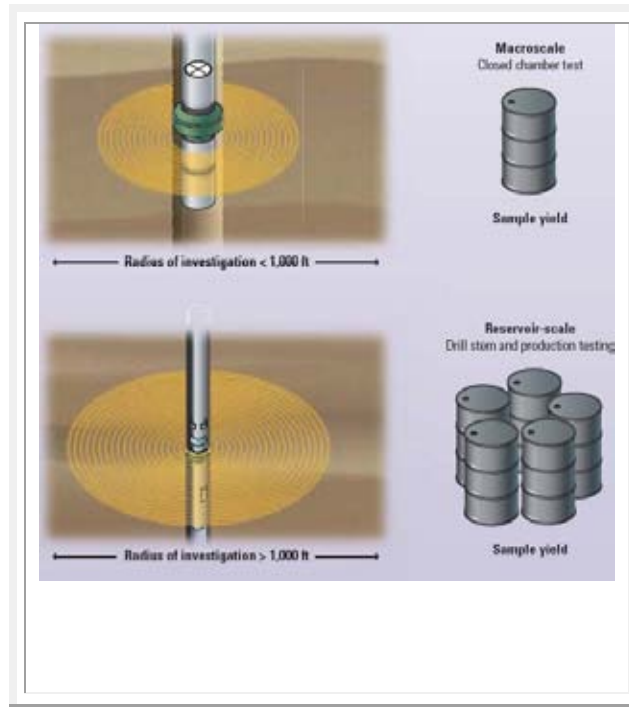


Figura II.1.28. Escalas disponibles para las pruebas durante la perforación (Aghar et al., 2007).

Adquisición en el pozo

Utiliza los siguientes dispositivos:

Adquisición en el fondo del pozo	
Registro en el fondo de pozo	Presión y temperatura DST; muestras de fluidos recuperadas cuando la sarta de pruebas es llevada a la superficie
Lectura de superficie	Datos de presión y temperatura de fondo de pozo almacenados en memoria
Herramientas operadas con cable	Presión, temperatura, tasas de flujo, muestras y otras varias mediciones, dependiendo de la serie de herramientas

Tabla II.1.9. Instrumentos utilizados para la adquisición de datos en el pozo (Aghar et al., 2007).

Muestreo de fluidos

Además de la presión, la temperatura y la tasa de flujo, el operador también necesita conocer la naturaleza precisa de los fluidos producidos por el yacimiento. Consideraciones económicas importantes, tales como el factor de recuperación del yacimiento, estimaciones de reservas y pronósticos de producción, están afectadas por las propiedades de los fluidos.

Extracción en el pie del pozo (*dril stem test*) DST. Se transmiten comandos desde la superficie para abrir una cámara para muestras, tal como un tomador de muestras de yacimientos monofásicos (*Single-phase reservoir sampler*: SRS), que se incorpora en una lastra barrenas especial en la sarta DST. Se pueden obtener hasta ocho muestras monofásicas. La extracción de muestras se lleva a cabo a la presión y temperatura del yacimiento, de modo que el fluido monofásico se recupera si la presión del yacimiento se encuentra por encima de su punto de burbujeo.

Muestreo con sensores PWD

Actualmente la información del manejo de presión del yacimiento, tipificación de fluidos y el control de la densidad del lodo se logra mediante los sensores de presión durante la perforación: Stethoscope (*Schlumberger) y Geotap (*Halliburton) por citar unos casos (figura II.1.29).

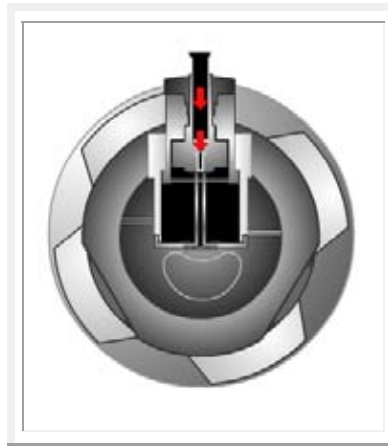


Figura II.1.29. Sección transversal de la herramienta Geotap (Halliburton, 2006).

Se ofrecen dos opciones de muestreos. En función de las necesidades específicas utilizando configuraciones definidas por el cliente o pueden adquirirse en el modo *Smart Pretest*, automatizado. El modo *Smart Pretest* se ajusta a las propiedades de las formaciones para optimizar la prueba en el tiempo prescrito.

Si bien las configuraciones definidas deben ser preestablecidas en la superficie, una vez que la herramienta está en el fondo del pozo se puede disponer de cualquiera de las dos opciones en cualquier momento. Además, la duración de las pruebas puede extenderse para cualquiera de las opciones.



El control y tipificación del fluido de formación generalmente se inicia en la etapa de caída de presión (*drawdown*), hasta la realización de la medición de la presión de formación, alojando el fluido extraído dentro del equipo de medición (figura II.1.30).

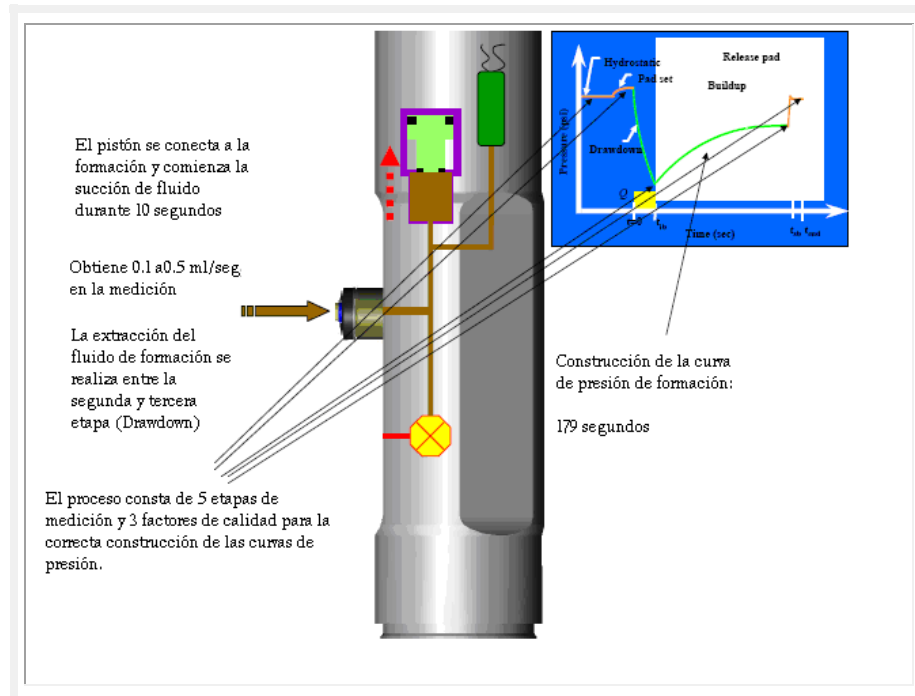


Figura II.1.30. Proceso de obtención del control de densidad de fluido (*Referencia electrónica*

2.6).

7. Perforación Direccional

Se requiere un modelado previo, que permite planear y diseñar la trayectoria del pozo (figura II.1.31).

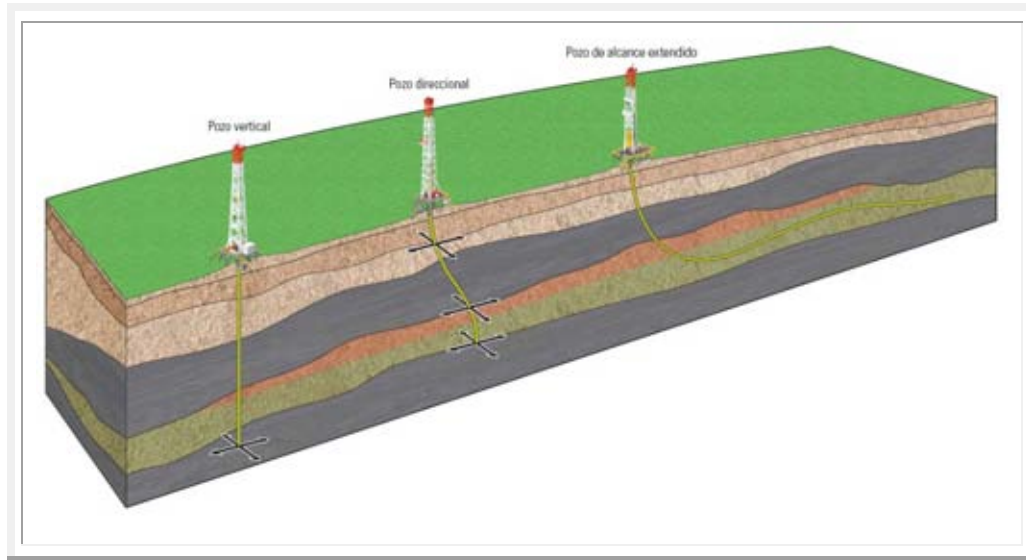


Figura II.1.31. Evolución de los objetivos de perforación (Chou et al., 2005).

Terminología (figura II.1.32):

- *Vertical wellbore*. Parte de la trayectoria del pozo, donde su inclinación es cero.
- *RKB (Rotary Kelly Bushing)*. Sección que transmite el giro a la tubería de perforación en la mesa rotatoria.
- *KOP (Kick Off Point)*. Punto en el cual el pozo se desvía de la vertical.
- *Build Section*. Trayectoria del pozo donde se incrementa la desviación.
- *Build-up rate*. Factor que es medido en grados por cada 30 m.
- *EOB (End of Build)*. Punto donde el incremento de inclinación termina.
- *Tangent o Hold*. Trayectoria donde la inclinación permanece constante.
- *Drop Section*. Trayectoria del pozo donde la inclinación decrementa.
- *TVD (True Vertical Depth)*. Profundidad vertical verdadera de un pozo.
- *Departure*. Desplazamiento del fondo del pozo medido desde en un plano horizontal.
- *Target*. Es el objetivo definido por los intérpretes.

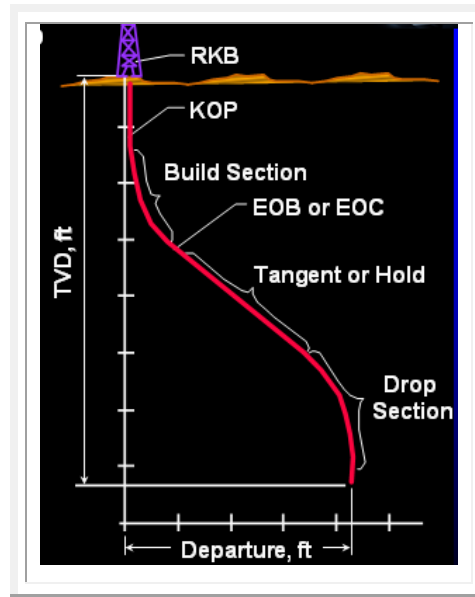


Figura II.1.32. Terminología usada en la perforación direccional (Referencia electrónica 4.2).

Tipos de trayectorias

Comúnmente se pueden diseñar tres tipos de trayectorias (figura II.1.33).

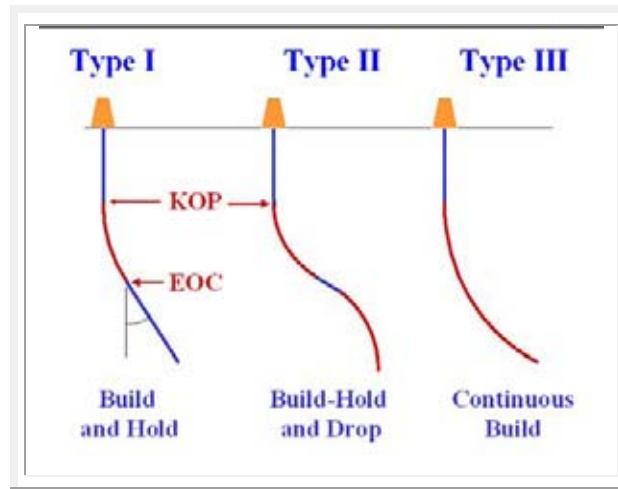


Figura II.1.33. Trayectorias de perforación. Tipo I: *Slant*; Tipo II: Forma de S; tipo III: Curvatura continua.

Parámetros de medición

- Profundidad del pozo.- Dado por la longitud actual del pozo desde la superficie al punto donde se encuentra el objetivo.
- Profundidad medida.- Longitud actual del pozo desde la superficie a cualquier punto.
- Inclinación.- Ángulo que el pozo se desvía con respecto a la vertical.

- Azimut.- Es el ángulo horizontal de dirección medido en el sentido de las manecillas del reloj, con respecto a la línea del norte magnético (ya sea verdadera, magnético o malla). Ver figura II.1.34.

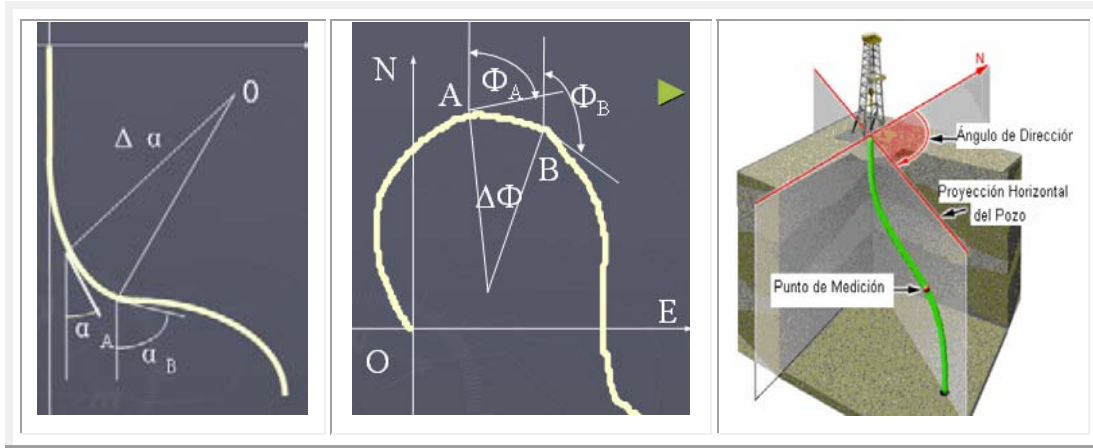


Figura II.1.34. Izq.) Obtención de la inclinación. Centro) Medición del azimut para definir la dirección horizontal. Der.) Vista en 3D de un pozo direccional (Chagoya et al., 2007).

Instrumentos Magnéticos

Utilizan el campo magnético de la Tierra para determinar la inclinación y dirección del pozo en uno o varios puntos. La declinación se obtiene de la diferencia entre el norte magnético y el geográfico. Cabe mencionar que para estos estudios, el BHA no debe tener dispositivos magnéticos.

Así mismo, los instrumentos utilizados deben ser colocados dentro del collar para reducir al mínimo la interferencia magnética; comúnmente cerca del centro de un tubo de perforación.

Los valores de declinación se basan en las cartas magnéticas mostradas en las figuras II.1.35 y II.1.36.

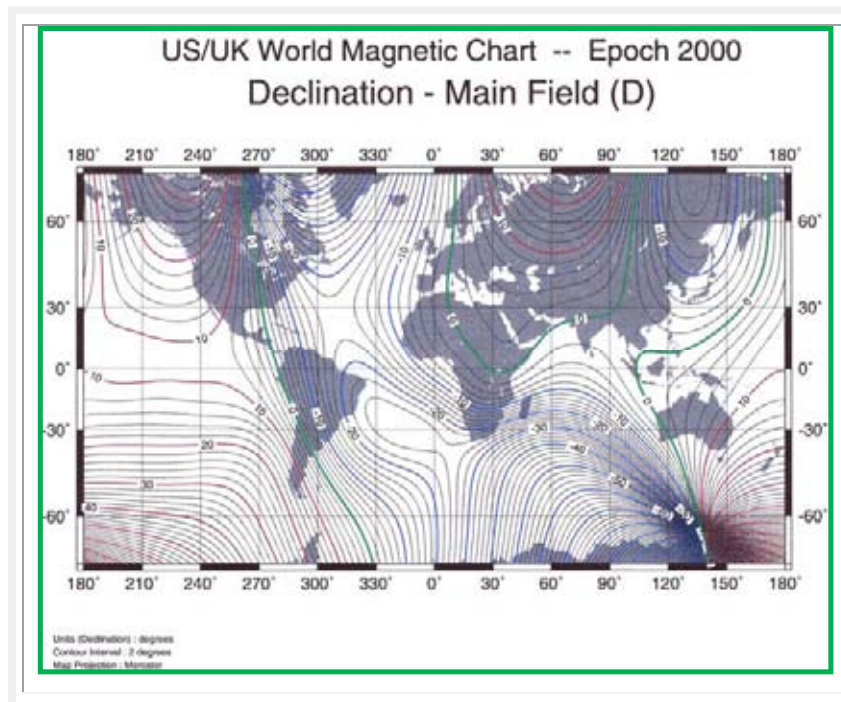


Figura II.1.35. Carta de campo magnético mundial. Declinación – campo principal (2000)
(Referencia electrónica 5).

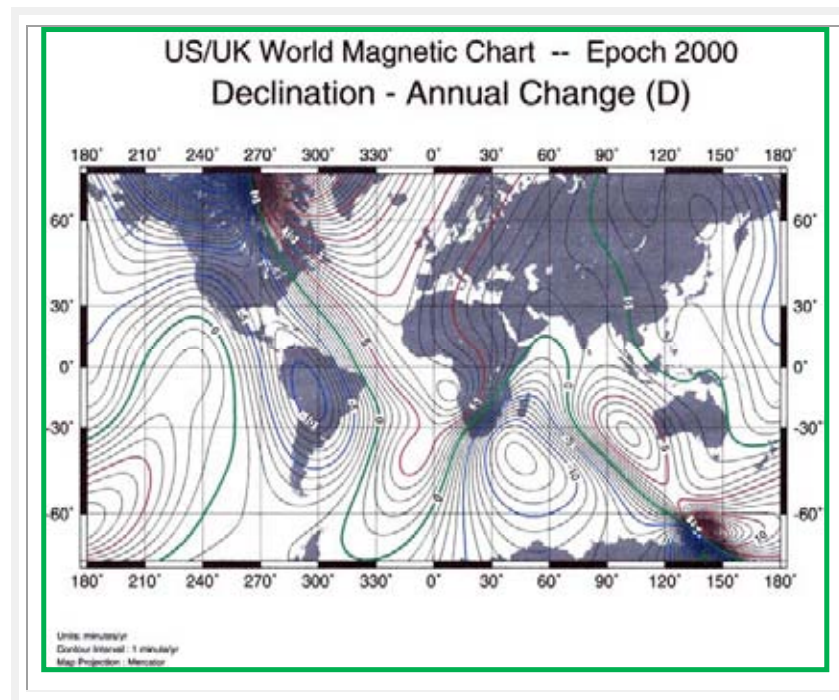


Figura II.1.36. Carta de campo magnético mundial. Declinación – Cambio anual (2000).
(Referencia electrónica 5).

Para obtener los estudios de inclinación y dirección de un pozo se pueden obtener mediante los siguientes dispositivos:

- **Brújula magnética de disparo simple.** Se obtienen registros continuos, cuenta con una cámara programable para 1, 2, 4 y 6 intervalos por minuto y registrarlos en una película de 8mm, cuya duración puede ser de hasta 48 horas. Puede trabajar en elevadas temperaturas.
- **Multi-disparador digital.** Mide el campo magnético y gravitacional para determinar la inclinación y azimut de un pozo. Reemplaza a la brújula convencional y logra una mejor precisión. Está cubierto con protección térmica (de 0 a 200 °C) y para diámetros de hasta 1.5 in figura II.1.37).



Figura II.1.37. Disparador simple vertical que cuenta con acelerómetros y magnetómetros integrados (Referencia electrónica 4.1).

- La posición de la brújula es dentro del BHA (figura II.1.38) y con tuberías no magnéticas.

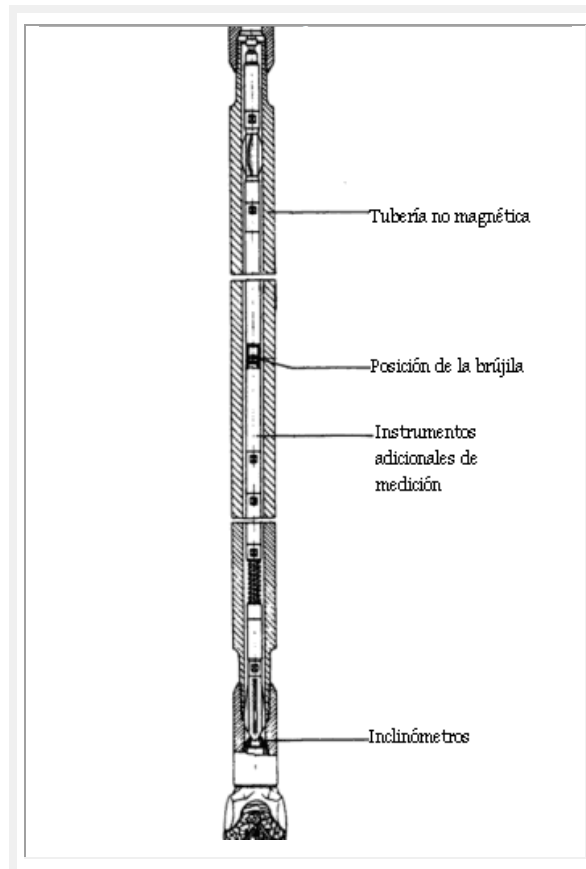


Figura II.1.38. Posición de las brújulas multi-disparo (Inglis, 1988).



- La medición del instrumento vector es una reflexión exacta de la dirección del pozo en cada posición. Por lo que es necesario para corregir las mediciones individuales para representar que el instrumento y el pozo no están paralelos. Este tipo de corrección, es aplicada sólo a la inclinación, es calculado en varios modos y es atribuido a la interacción de las propiedades elásticas del instrumento, la gravedad, y la forma del pozo. Esto es conocido como una corrección "de pandeo".

Instrumentos de gravedad (*Gravity MWD*)

Es una técnica que opera en áreas de alta interferencia magnética. Inclinación y el azimut son determinados mediante acelerómetros de tres ejes integrados en el aparejo de perforación (BHA). Esto es útil en situaciones donde los valores de magnetómetro son extraños e inadecuados (figura II.1.39).

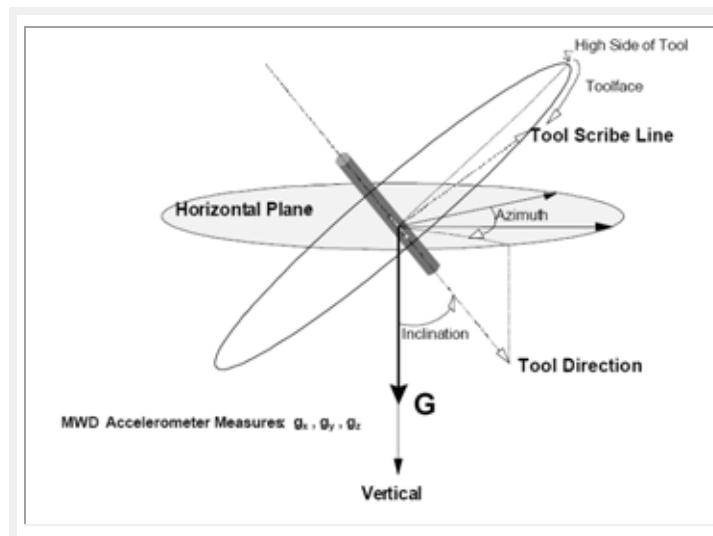


Figura II.1.39. Sensor MWD de perforación, midiendo campo gravitatorio (G) midiéndolo en tres ejes: x, y, z (Illfielder et al., 2005).

Las expresiones para obtener la inclinación y el ángulo entre la parte superior del pozo y su azimut (*toolface*) son (Illfielder et al., 2005):

$$\text{Inclinación} = \tan^{-1} \left(\frac{G_z}{\sqrt{G_x^2 + G_y^2}} \right)$$

$$Toolface = \tan^{-1} \left(\frac{G_x}{G_y} \right)$$

Donde G_x , G_y y G_z son las componentes de campo gravitacional en las direcciones x , y , z . Estos valores son importantes para determinar parámetros como: peso en la barrena, orientación en las operaciones de perforación, etc.

La cara de la herramienta (*Toolface*) es el ángulo de la orientación del BHA contra la cima del pozo. La variación para la cara de la herramienta es de 0° a 360° , en el sentido de las agujas del reloj (figura II.1.40).



Figura II.1.40. Cara de la herramienta por gravedad (Illfelder et al., 2005).

Cuando se encuentra la herramienta a una cierta profundidad y cuando no existen esfuerzos externos, las componentes X-Y del acelerómetro están perfectamente alineadas. Sin embargo, en la práctica no se cumple. Esta desalineación se puede medir y usar para corregir el *toolface diferencial* (figura II.1.41).

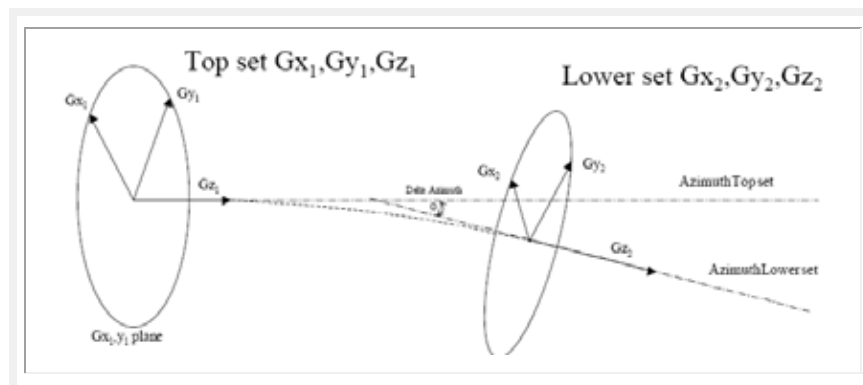


Figura II.1.41. Geometría de un acelerómetro dual en el BHA usado en un procedimiento de desalineación de Gravity MWD (Illfelder et al., 2005).



Limitaciones del método

1. **Errores de referencia del azimut.** Por la calidad original de los datos. Un error en la modelación ocasiona problemas en la planeación del pozo.
2. **Encadenamiento de errores en el azimut / errores de Inclinación.** Debido al uso previo de estudios de azimut como referencia, por lo que si los valores son erróneos tendría como consecuencia un encadenamiento de errores, por lo que sería un problema en secciones grandes de un pozo, es por ello que un límite práctico sea de 1000 ft. Los errores de inclinación a menudo piden la ocupación del mismo pozo con cada uno de los acelerómetros, la presencia de medidas independientes aumenta la confianza en los resultados.
3. **Configuración de la herramienta.** Requiere de una herramienta MWD para conectar los tres acelerómetros alineados perfectamente antes de aplicar la técnica, por lo que un error en su colocación llevaría a los errores de los puntos mencionados anteriormente.
4. **Error en el análisis de la planeación del pozo.** En inclinaciones debajo de los 5° puede tener errores grandes de azimut, hasta que sean traducidos a incertidumbres posicionales en un pozo. Cuando no hay interferencia magnética, el pozo por lo general tiene una inclinación más alta. En este punto el instrumento MWD miente más contra un lado de la pared del pozo dando una representación más exacta de la dirección y la inclinación.
5. **Errores aleatorios.** Se presentan durante la transmisión de datos a través del lodo (*mud pulse*). En ocasiones los estudios con acelerómetros son sacadas de incrementos de azimut donde el punto de partida es un vector de posición. Es por tanto útil reducir cualquier fuente de compensación como la alineación del instrumento.
6. **Correcciones por ondulación.** No considera la exactitud del instrumento. En cambio si se interesa en la colocación geométrica en el pozo y como se relaciona con la inclinación. Típicamente la estructura y rigidez del BHA son consideradas para calcular el efecto de estabilizadores en ángulos de inclinación diferentes. Ya que se aplica el uso de dos inclinómetros colocados en diferentes posiciones en el BHA, por lo que es posible entender como deben ser orientados los inclinómetros en la perforación.

Instrumentos Giroscópicos (*Gyro While Drilling - GWD*)

Utilizan una masa giratoria que apunta hacia una dirección conocida (figura II.1.42). El giroscopio mantiene su orientación para medir la inclinación y la dirección en estaciones específicas.

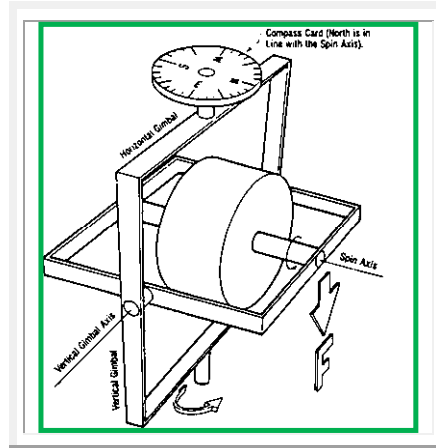


Figura II.1.42. Giroscópio convencional. Cuenta con una brújula para medir la dirección y un dispositivo giratorio para medir la inclinación (*Referencia electrónica 4.2*).

Métodos de desviación de un pozo

1. Rotación del dl aparato de perforación (BHA)

Mediante el emplazamiento de los estabilizadores y barrena permiten controlar el incremento o reducción angular sin un BHA direccional (figura II.1.43). Generalmente, el emplazamiento y el tamaño de los estabilizadores determinan si el conjunto favorecerá el incremento o reducción angular.

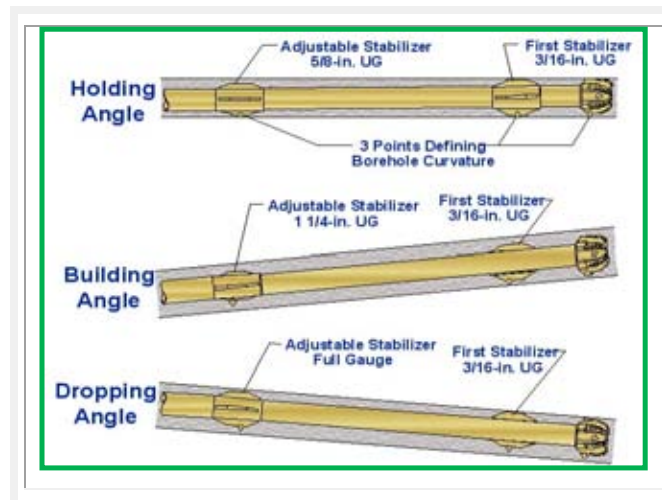


Figura II.1.43. Cambio de dirección sin un motor de fondo (*Referencia electrónica 4.2*).



2. Motor de navegación

Componentes de un motor direccional típico:

- Sección de potencia (*Positive Displacement Motor*: PDM)
- Sección curva o ajuste angular (0 a 3°)
- Eje propulsor
- Barrena



Figura II.1.44. Herramienta *Power Pak* de perforación direccional (Downton et al., 2000).

Perforación con motor direccional

Se logra de 2 modos (figura II.1.45):

- Rotación.- la totalidad del collar gira (igual que en la perforación convencional) y tiende a perforar hacia adelante.
- Desplazamiento.- Para iniciar un cambio en la dirección del pozo, se detiene la sarta de perforación en una posición tal que la sección curva del motor se encuentre ubicada en la dirección de la nueva trayectoria, por lo que la porción del *collar* que no rota se desliza por detrás del conjunto direccional.

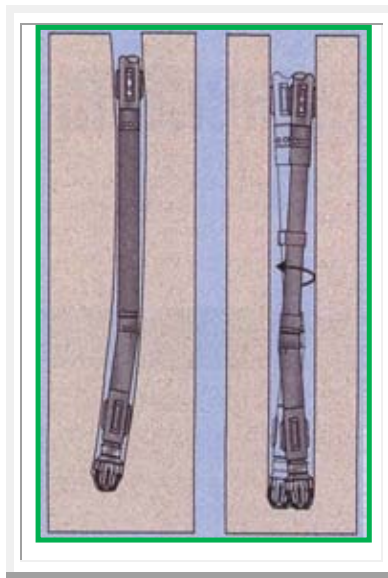


Figura II.1.45. Modos de operación. (izq.) Desplazamiento. (der.) Rotatorio (*Referencia electrónica 4.2*).

Desventajas

- Se requiere una extrema precisión para orientar correctamente la sección debido a la elasticidad torsional de la columna de perforación.
- El mayor problema es la tendencia de la columna no rotativa a sufrir aprisionamientos (la tubería principal se apoya sobre el lado inferior del pozo, produciendo velocidades dispares alrededor de la tubería).
- La falta de rotación de la tubería disminuye la capacidad de remover los cortes en el lado inferior del pozo.
- Menor potencia disponible para mover la barrena. Esto, junto con la fricción por el deslizamiento, reduce la tasa de penetración (ROP).



- Si se cambia de modo deslizamiento al modo rotación con herramientas direccionales, se obtiene una trayectoria más irregular (figura II.1.46).



Figura II.1.46. Optimización de la trayectoria. Las patas de perro pueden afectar la posibilidad de colocar el revestidor hasta la profundidad total. El uso de un sistema rotatorio direccional elimina el modo de deslizamiento y produce un pozo con trayectoria más suave (Downton et al., 2000).

- Las numerosas ondulaciones aumentan la tortuosidad, y la fricción durante la perforación (figura II.1.47), produciendo acumulación de gas en puntos altos y agua en los bajos.

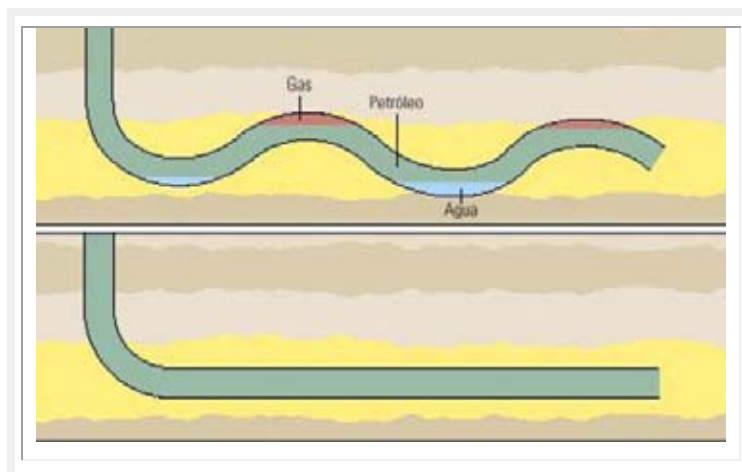


Figura II.1.47. Optimización de los flujos durante la perforación. Un perfil más suave (abajo) facilita el flujo del hidrocarburo hacia la superficie. Que con respecto a una perforación irregular (arriba) (Downton et al., 2000).

3. Sistema rotatorio direccional (RSS)

Comprende:

- Unidad sesgada (detrás de la barrena).- Aplica una fuerza sobre la barrena en una dirección controlada mientras toda la columna gira. El dispositivo posee 3 pistones externos activados por el flujo de lodo, controlado a través de una válvula que utiliza la diferencia de presión de lodo existente entre el interior y el exterior.

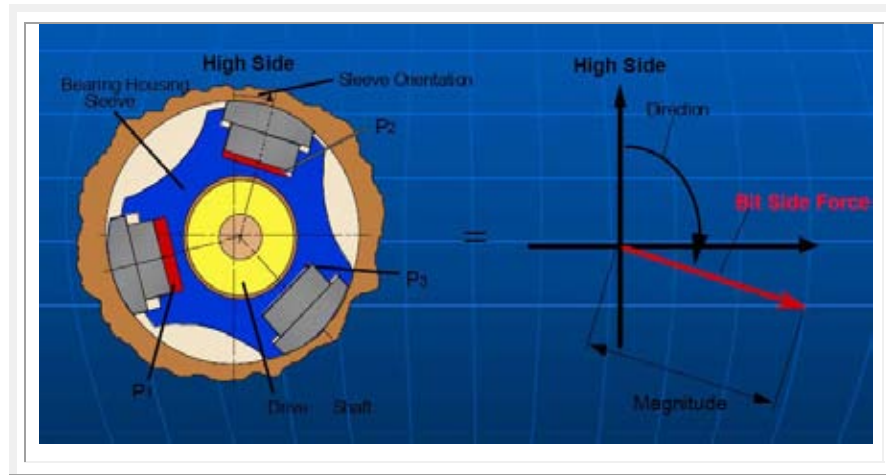


Figura 1.48. Dispositivo giroscópico que permite definir la dirección de un pozo (*Referencia electrónica 4.5*).

- Unidad de Control (detrás de la unidad sesgada).- Contiene dispositivos electrónicos, sensores y un mecanismo de control que proporcionan la magnitud y la dirección promedio de las cargas del lado de la barrena.

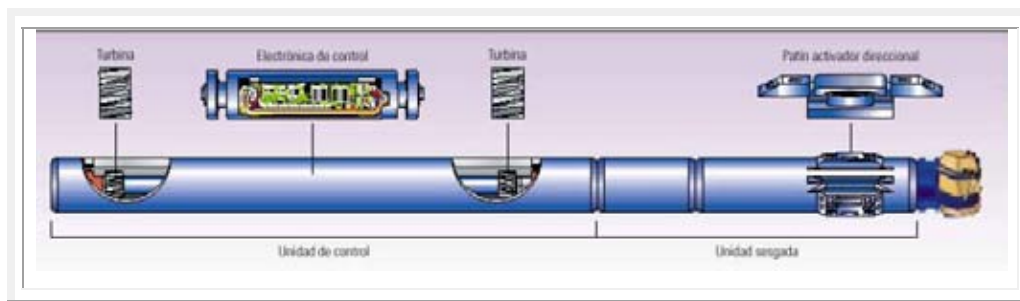


Figura II.1.49. Componentes de un RSS. PowerDrive (*Downton et al., 2000*).



8. Geonavegación

Comprende la navegación en tiempo real de pozos horizontales, multilaterales y de alto ángulo, trabajando en conjunto con la evaluación de formaciones durante la perforación (FEWD).

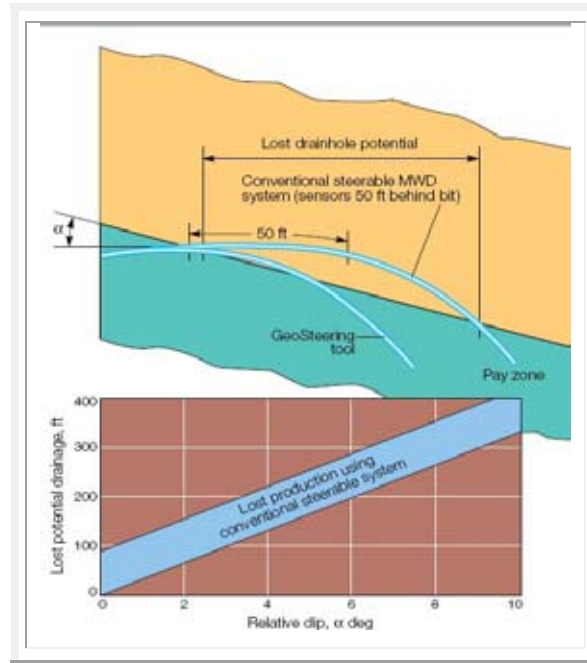


Figura II.1.50. Eficiencia de la geonavegación con respecto a otros dispositivos de perforación direccional. Si los echados relativos entre la formación y el pozo son menores a 3° , el sistema convencional MWD le toma el doble de tiempo para entrar de nuevo a la formación objetivo (Bonner et al., 1993a).

Incluye tres componentes fundamentales:

- Información azimutal que indica si el pozo está más alejado de la cima o de la base del yacimiento.
- Navegación en tiempo real y verificar los cambios ocurridos en las mediciones del fondo en cuanto a geometría y formación, con el propósito de tener idea de lo que se espera si se realiza una corrección del curso. Mediante planificación y modelado previo de la zona de interés.
- La coordinación de la geonavegación al pie del pozo que se encarga de los registros LWD.

Sensores de medición

La herramienta de geonavegación suministra mediciones de resistividad azimutal, GR a 2.5 pies de la barrena. También cuenta con sensores de inclinación, gravedad, RPM y estabilizadores que controlan la dirección del pozo. Como muestra la figura II.1.51.

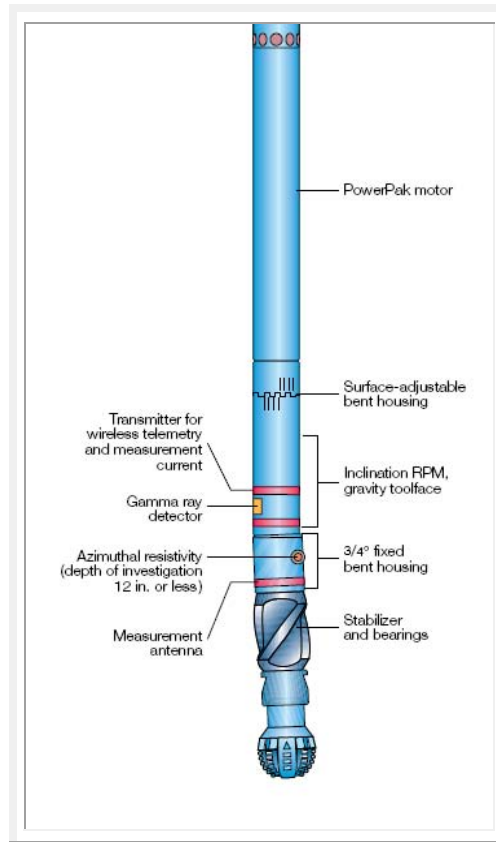


Figura II.1.51. Herramienta de geonavegación. Puede funcionar en modo rotación y desplazamiento (*Bonner et al., 1993a*).

Mediciones de cima y base

Las lecturas de estaciones de punto único se toman con el sensor orientado hacia arriba o hacia abajo. Las lecturas de rayos gamma se indican en un gráfico polar donde el cero se ubica en el centro y los valores aumentan hacia el perímetro. Por ejemplo, cuando el sensor está orientado hacia arriba, las lecturas son altas lo que indica presencia de arcillas, mientras que cuando está orientado hacia abajo las lecturas son bajas, lo cual indica existencia de areniscas. Como en la figura II.1.52 y II.1.53.

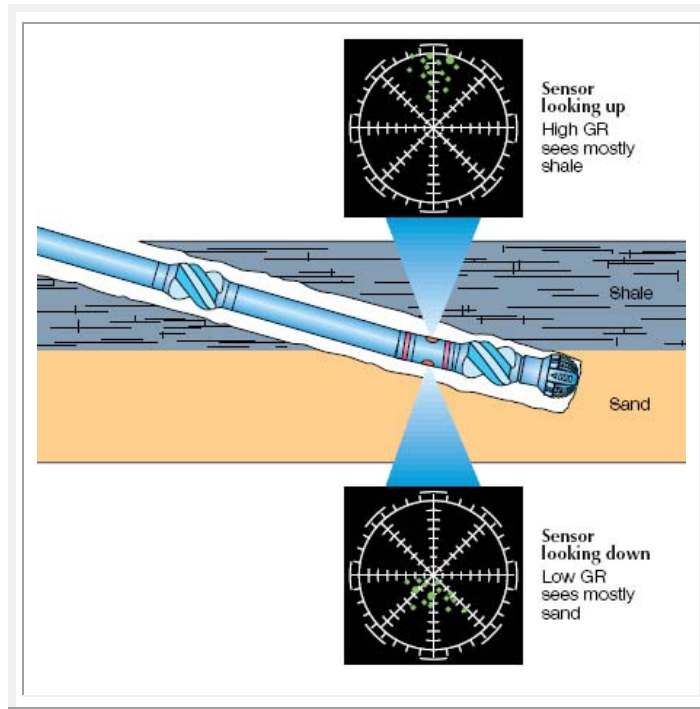


Figura II.1.52. Mediciones de cima y fondo en una perforación inclinada (Bonner et al., 1993a).



Figura II.1.53. Estación de datos para la geonavegación. En rojo los datos de resistividad; en verde los rayos gamma (Bonner et al., 1993a).

Comparaciones entre las herramientas de resistividad (RAB) y de geonavegación

Aunque ambas herramientas tengan muchos rasgos en común, se diferencian en ciertos aspectos. Como los mostrados en la tabla II.1.10.

Functionality	RAB Tool	GeoSteering Tool
Resistivity at the bit <ul style="list-style-type: none"> • Rotary BHA (replacing the near-bit stabilizer) • Motor BHA (run below the motor) 	✓	✓
Resistivity operates in oil-base mud	Qualitative	
Quantitative laterolog-type R_t	✓	
Gamma ray	✓	✓
Azimuthal gamma ray		✓
Real-time data	✓	✓
Wireless telemetry	✓	✓
Single-axis inclination	✓	
Triaxial inclination		✓
Downhole memory	✓	
Combinable with CDR/CDN tools	✓	✓
Three-button array	✓	
Qualitative single-button resistivity		✓

Tabla II.1.10. Comparación entre RAB y Geonavegación (Bonner et al., 1993a).

Planificación previa

Para poder determina cuales son los pozos que mejor representan la Geología esperada se puede proceder de la siguiente forma (ver figura II.1.54):

1. Se examinan cortes transversales geológicos, datos sísmicos, mapas de isopacas y registros de pozos vecinos, a lo largo del azimut de la trayectoria planificada del pozo.
2. Se corrigen los perfiles de pozos representativos de la Geología esperada y se los arregla en estratos con propiedades comunes de las formaciones vírgenes a atravesar por la trayectoria del pozo.
3. Se hace un corte transversal del modelo geológico (en Schlumberger se usa INFORM, Halliburton usa Insite), representado por una o más columnas de estratos con sus propiedades petrofísicas, asignadas como se definen en el punto anterior.
4. Se crea una base de datos con la respuesta de los perfiles para ese modelo geológico, en base a las herramientas que se correrán en el pozo planificado (especialmente las utilizadas para la geonavegación) con el conocimiento detallado de las respuestas a las distintas geometrías. Esta etapa genera las tablas de ángulo relativo (RANGDB).



5. Las trayectorias planificadas del pozo pueden combinarse con la base de datos de modelos de herramientas, con el objeto de simular posibles respuestas de perfiles para un pozo en particular, antes de su perforación. A dicha simulación se la conoce como simulación teórica.
6. Las RANGDB pueden transferirse a la Pantalla de Geonavegación, que permite la investigación en tiempo real, de nuevos escenarios geológicos, al comparar los datos con los perfiles simulados.

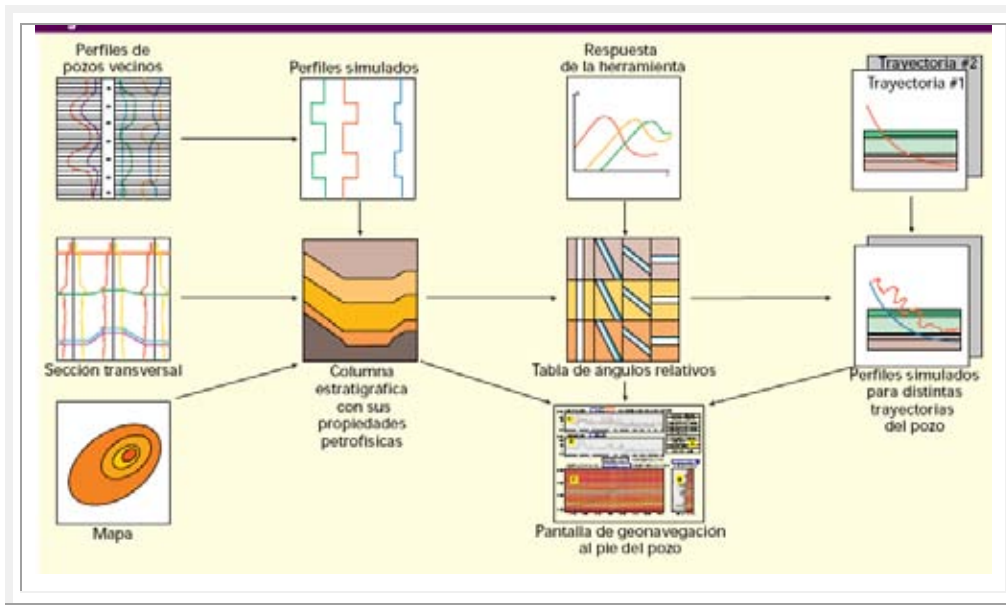


Figura II.1.54. Planificación de la geonavegación de un pozo (*Referencia electrónica 4.4*).

Operación

Los modelos realizados previamente se importan a la pantalla de geonavegación. En la figura II.1.55 se observa la pantalla de geonavegación en tiempo real durante la etapa de incremento angular. El despliegue comprende cinco subpaneles.

- Los valores digitales de correlación más reciente aparece en el panel A.
- En la pantalla B hay un registro llamado perfil de desviación; se utiliza para geonavegar con datos GR, resistividad o porosidad. Los datos aparecen comparados con la TVD de la formación proyectada sobre una línea vertical debajo de la barrena (importante cuando el buzamiento de la formación es pronunciado).

- El panel C muestra ambas trayectorias del pozo: la trayectoria planificada aparece como una línea azul punteada, y la trayectoria real medida está representada por una línea negra entera. La trayectoria medida se actualiza en tiempo real con MWD, y se extrapola con 150 pies de anticipación, utilizando los dos últimos estudios realizados
- Finalmente, el usuario realiza las correlaciones entre los perfiles simulados del Panel D y los perfiles medidos del Panel E.

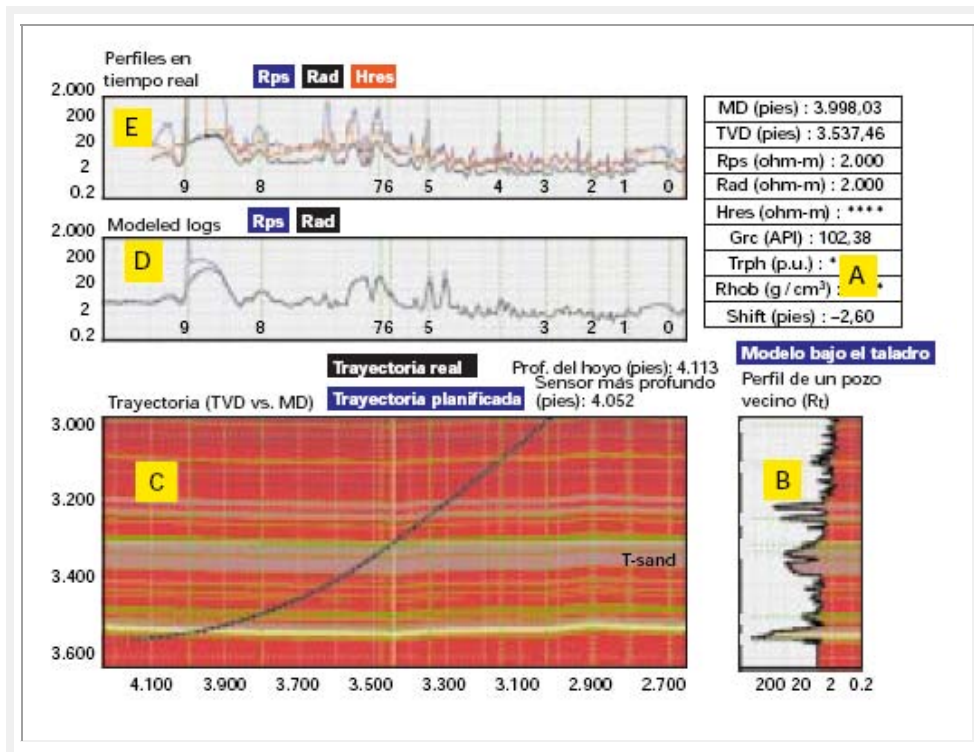


Figura II.1.55. Panel de geonavegación. Obteniéndose valores de Rps (resistividad fase somera) Rad (resistividad atenuación profunda) y Hres (resistividad horizontal) (Referencia electrónica 4.4).

El intérprete tiene la posibilidad de correlacionar dichos modelos o ajustarlos según lo esperado, de esta forma se tiene la posibilidad de investigar varios escenarios en tiempo real. Por lo que, cambios en los modelos geológicos trae como consecuencia cambios en los registros modelados. Posibilitando modificaciones iterativas hasta que se encuentre el modelo para la profundidad e inclinación deseada.



Comparaciones de geonavegación con registros wireline

En el siguiente ejemplo, (figura II.1.56) muestra un registro obtenido en el Golfo de México, se muestra la separación de las curvas de resistividad frente a la barrena (RAB) de LWD y de resistividad de botón (con cable), es debida a la naturaleza diferente de las mediciones y ubicaciones diferentes de los sensores. En las zonas A1 y A2 el RAB es capaz de obtener R_t en la capa gruesa, excepto las delgadas, resuelta sólo por registros SFL. La invasión no parece afectar la medida. La resistividad de botón, sin embargo, en X624 a pies X629 se empieza a aplanar porque la perforación fue detenida en el fondo de A1, aumentando el tiempo entre la perforación y los registros (5 a 18 minutos). La respuesta plana es de la invasión que enmascara R_t . En la zona B, la rápida perforación por cambios rápidos de resistividad extiende los puntos muestra en la medición.

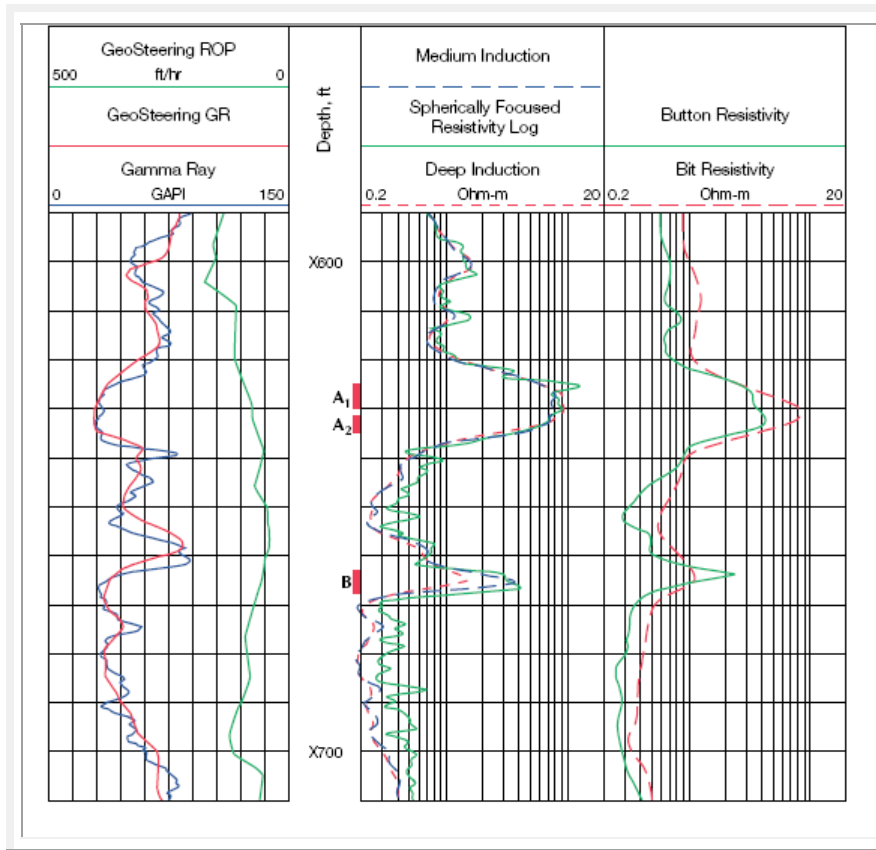


Figura II.1.56. Comparación de resistividades de inducción, geonavegación y RAB en el Golfo de México, para la detección de hidrocarburos y correcciones de litología (Bonner et al., 1993a).

El costo de una perforación direccional es de 120% en comparación con pozos verticales.

Sección 2

Registros Durante la Perforación

La tecnología LWD (*Logging While Drilling*), proporciona información petrofísica en tiempo real mientras se perfora. Tienen la ventaja de medir las propiedades de formación antes de que exista el efecto de invasión.

Así mismo, muchos pozos pueden ser difíciles o aún imposibles medir con instrumentos convencionales con cable, sobre todo en pozos desviados. En estas condiciones, LWD asegura que algunas mediciones en el pozo sean tomadas mientras que con los registros convencionales no es posible.

Los parámetros medidos por una herramienta LWD son:

- Rayos gamma
- Resistividad de formación
 - Inducción
 - Propagación electromagnética
 - Laterolog (RAB, Botón y lateral)
- Propiedades acústicas
 - Sónico
 - Caliper ultrasónico
- Sísmica
 - *Drill-Bit Seismic* (VSP-inverso)
 - Seismic MWD (SWD)
- Mediciones nucleares
 - Densidad/Porosidad
 - Neutrón/Porosidad
- Imágenes durante la perforación
- Resonancia Magnética

También trabaja en conjunto con sensores MWD para un mejor desempeño en la perforación de pozos (figura II.2.1).

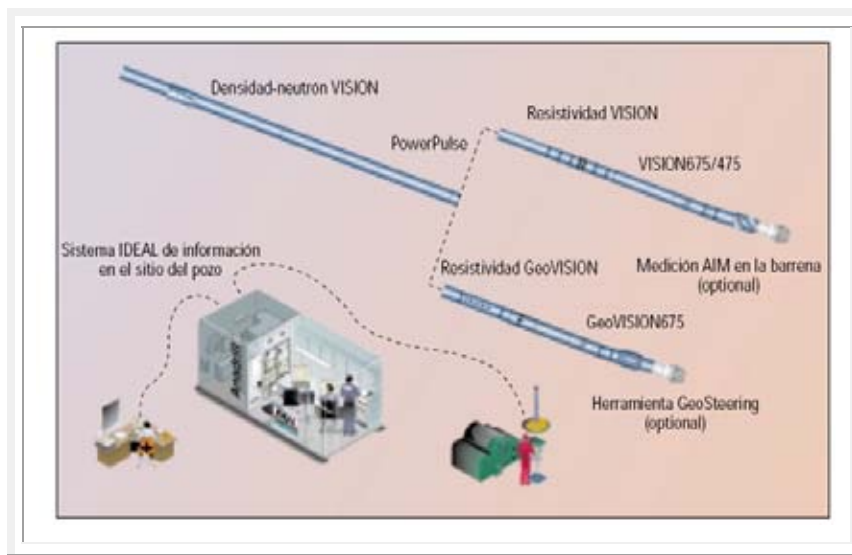


Figura II.2.1. Servicios LWD disponibles de Schlumberger, combinables con servicios MWD (Bargach et al., 2000).

Comparaciones LWD/Wireline

A lo largo del desarrollo en la tecnología LWD se han encontrado aplicaciones para las herramientas:

- Registros seguros, en el caso de que los pozos se pierdan, no pueden ser registrados con herramientas con cable mientras que con LWD si son recuperables.
- Ahorro de tiempo y toma de decisiones durante la perforación.
- Registros antes de la invasión. En algunas formaciones de alta permeabilidad, el fluido de perforación desplaza al hidrocarburo en la formación más cercana al pozo, haciendo que el pozo parezca no productor. Este efecto puede ser más común en pozos horizontales que con los verticales porque el dren está expuesto a la presión del lodo por un largo periodo requerido para perforar la sección lateral.
- Geonavegación y realce para la eficiencia de perforación.
- Ahorra el tiempo de operación en la puesta del sistema TLC (Registros de condiciones difíciles) y en pozos marinos.

2.1. Rayos gamma

Los rayos gamma son impulsos radioactivos de alta energía que son emitidos espontáneamente por algunos minerales en las rocas, principalmente las arcillas y recibidos mediante fotomultiplicadores de centelleo o tubo de Geiger-Muller (figura II.2.2).

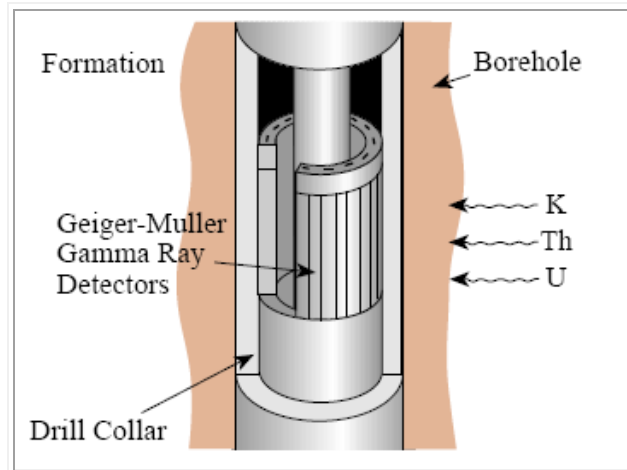


Figura II.2.2. Detectores de rayos gamma en una herramienta LWD (*Referencia electrónica 2.1*).

El isótopo de Potasio radioactivo con un peso atómico 40, y los elementos de las series del Uranio y Torio, emiten casi toda la radiación gamma que se encuentra en la Tierra. Estos elementos se encuentran en arcillas principalmente.

Cada uno de estos elementos emite un espectro de energía de rayos gamma; los conteos y energía de estos elementos es distintivo. La figura II.2.3, muestra las energías de los rayos gamma emitidos. El Potasio emite rayos gamma de una sola energía a 1.46 MeV, mientras que las series del Uranio y del Torio emiten rayos gamma de diferentes energías. Los picos característicos en la serie del Torio es a 2.62 MeV y en las series de Uranio a 1.76 MeV debido a la desintegración del Torio 208 y del Bismuto 214, respectivamente.

Al pasar a través de la materia, los rayos gamma experimentan colisiones de Compton sucesivas con los átomos del material de la formación y pierden energía en cada colisión. Después de que el rayo gamma ha perdido suficiente energía, un átomo de la formación lo absorbe por medio de un efecto fotoeléctrico.

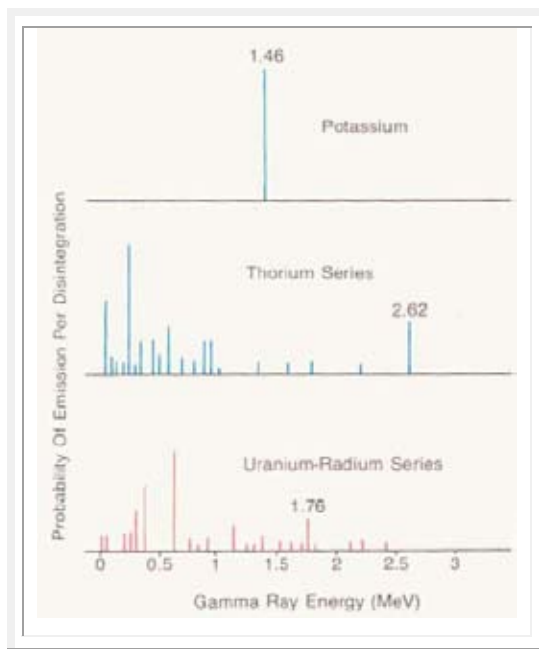


Figura II.2.3. Energía de rayos gamma emitidos (Arroyo, 1985).

Los rayos gamma naturales son absorbidos gradualmente y sus energías se degradan al pasar a través de la formación. La tasa de absorción varía con la densidad electrónica de la formación.

Tipos de arreglos en las mediciones

Presentan mediciones laterales y radiales. En el primer caso, las mediciones son adquiridas por sensores de modo que los rayos gama sean recibidos lateralmente (al operar en modo deslizante), reduciendo el conteo y aumentando la variación estadística. El otro método es con detectores colocados alrededor del *collar*, para adquirir datos en cuadrantes, como se muestra en la figura II.2.4.

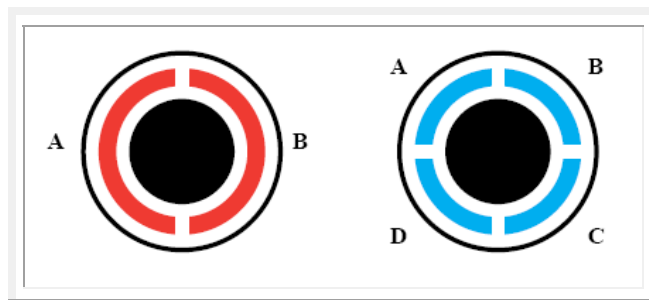


Figura II.2.4. Arreglos de sensores en las mediciones GR. (Izquierda) direccionales, (derecha) azimutales (Referencia electrónica 2.1).

Calibración de las unidades

Un factor a considerar es la atenuación de los rayos gamma (GR) debido al fluido en el pozo, diámetro del pozo y presión ejercida al sensor (*housing pressure*). Dicho estudio se realiza mediante la técnica de Monte Carlo, el cual obtiene la transmisión de radiación a través del collar mediante estudios en laboratorio.

En registros de cable, la información de Uranio (U) y Torio (Th) llega al pozo con un espectro similar en ambos, pero diferente con el del Potasio (K). El resultado del estudio determina la fracción de radiación del K, U y Th expresados en unidades API.

La herramienta lee en promedio 100 API en lutitas debido a que contiene 2% de K, 6.5 ppm U y 12 ppm Th y conociendo la radiación relativa (alrededor de 0.1 MeV) en cada constituyente, se asigna unidades API de K, U y Th, como en la tabla II.2.1.

	1% K	1 PPM U	1 PPM TH
Unidades API (<i>wireline</i>)	9.5	7.2	2.8
Unidades aparentes API (2" de acero)	17	5.8	2.3

Tabla II.2.1. Concentración de API y API aparente de K, U y Th (Coope, 1992).

Los sensores LWD difieren en los valores API de los de cable porque el U y Th se atenuan en el collar dos veces más que el K. Por lo que se tiene que obtener la respuesta como la planteada con las mediciones con cable.

Se utiliza un collar de acero con 2 in de espesor y asume detectores similares para herramientas *wireline* y LWD. Los resultados se proporcionan en el segundo renglón de la tabla II.2.1 como unidades aparentes API, que representa como el sensor de rayos gamma es calibrado para leer 100 API. La figura II.2.5 muestra observaciones de mediciones API para diferentes litologías.

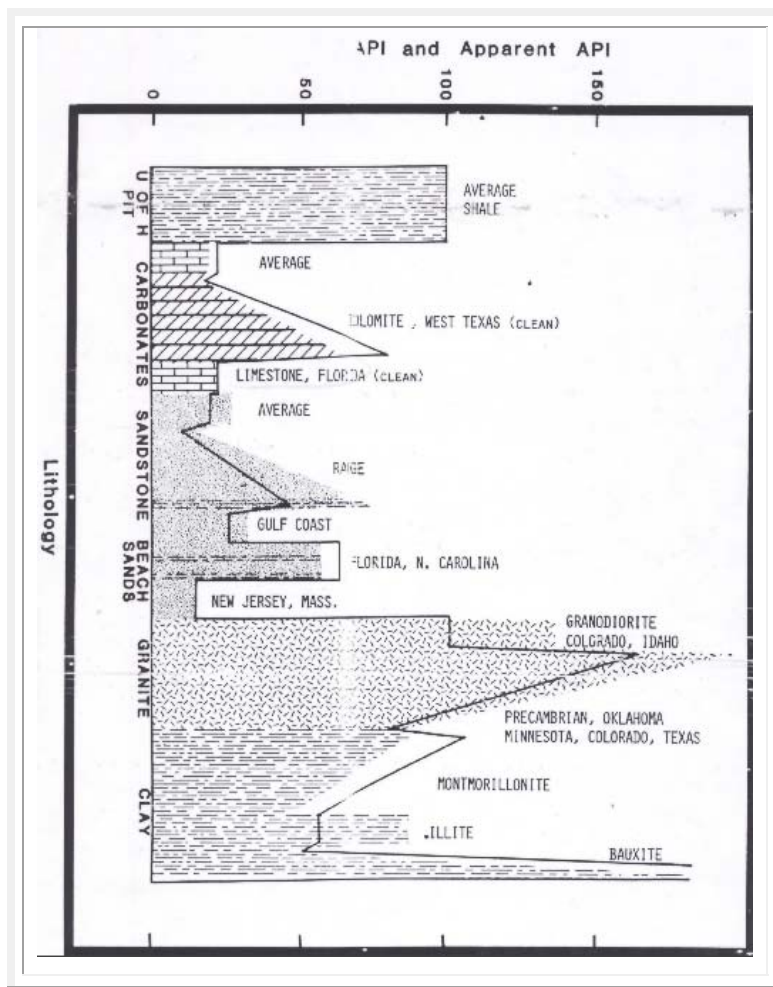


Figura II.2.5. Valores de API (línea sólida) y API aparentes (áreas sombreadas) para diferentes litologías (Coope, 1992).

Aplicaciones

- Indicador de lutitas, en geonavegación y correlación estratigráfica.
- Estima el contenido de arcilla y corrección de otros registros.
- Para registros de minerales (estimación de grado y volumen).
- Los rayos gamma trabajan junto con otras mediciones LWD.
- Identificación de zonas de revestimiento de presión anormal.

Corrección por efecto de tamaño de pozo y peso de lodo

Los valores de rayos gamma se tienen que normalizar cuando se trabajan diámetros distintos de herramientas (9.5, 8.25, 6.75 y 6.5 pulgadas). Las correcciones se ilustran en la figura II.2.6 para datos de LWD-GR; sin embargo, se debe tener cuidado de no duplicar las correcciones.

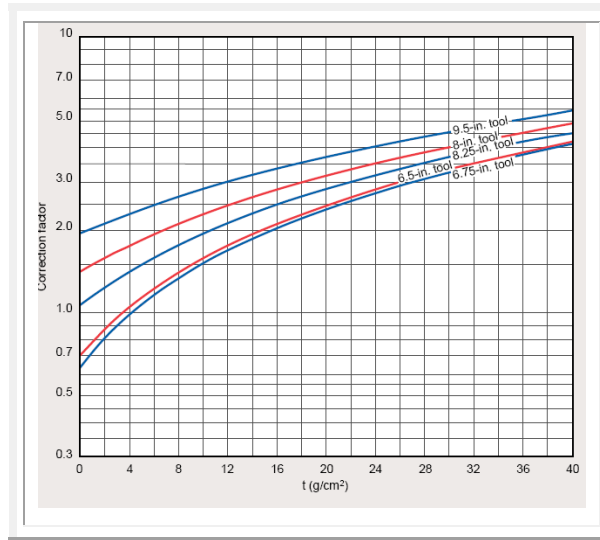


Figura II.2.6. Gráfica de correcciones de rayos gamma por efectos de diámetro de pozo y peso de lodo (Referencia electrónica 9.1).

El parámetro de entrada es t (en g/cm^2), se obtiene por la expresión:

$$t = \frac{W_m}{8.345} (d_{hole} - 3.5 - ST)$$

Donde W_m es el peso del lodo, d_{hole} es el diámetro del pozo y la separación del pozo y la pared (*standoff*) ST , que varía con el tamaño de la herramienta:

Tool size (in.)	ST
6.5	2.125
6.75	2.031
8.0	3.156
8.25	2.656
9.5	3.937



Diferencias con los registros convencionales

- La resolución y la delineación vertical de capas son superiores que los registros convencionales, mejorando la correlación estratigráfica.
- La tasa de penetración (ROP) ayuda a los GR a tener registros aceptables, determinados por parámetros de la herramienta: sensibilidad, resolución intrínseca y un factor de tiempo. Registros rápidos tendrán curvas más suaves, como en la figura II.2.7.

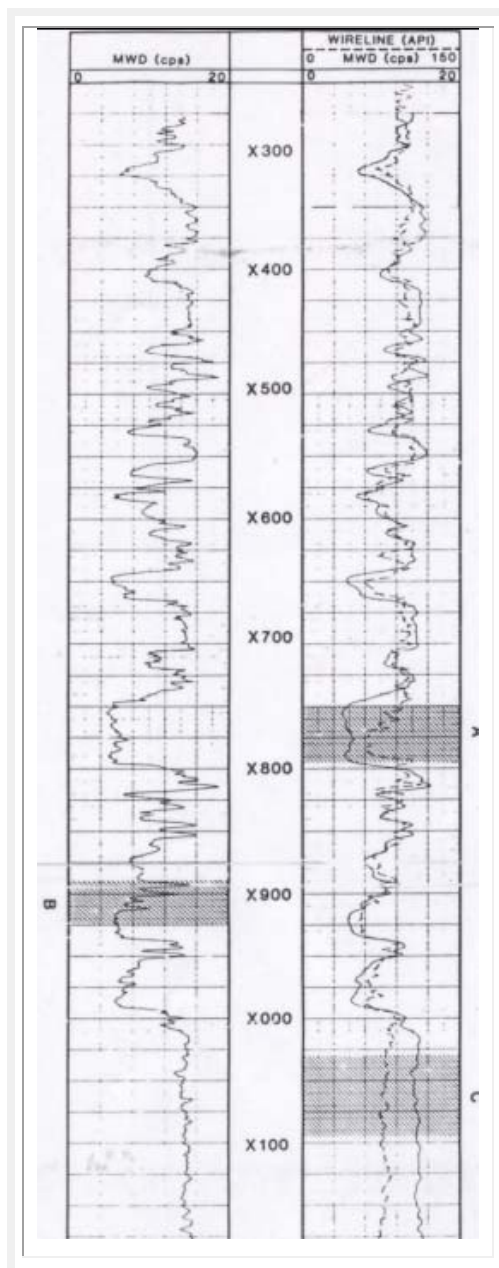


Figura II.2.7. Comparación de resolución vertical de un registro wireline y GR-LWD (Coope, 1992).

2.2. Resistividad

Gracias a las ventajas de la perforación direccional y pozos estrechos multilaterales, las mediciones LWD de resistividad proporcionan importantes resultados en evaluación de formaciones (figura II.2.8).

Clasificación

Las herramientas de resistividad LWD se dividen en tres categorías:

- Herramientas de inducción.
- Herramientas de propagación electromagnética, con emisión de ondas a través de la formación en forma atenuada y retrasada, que son transformadas en mediciones independientes de la resistividad.
- Herramientas laterolog, adecuados para lodo conductivo y formaciones altamente resistivas.

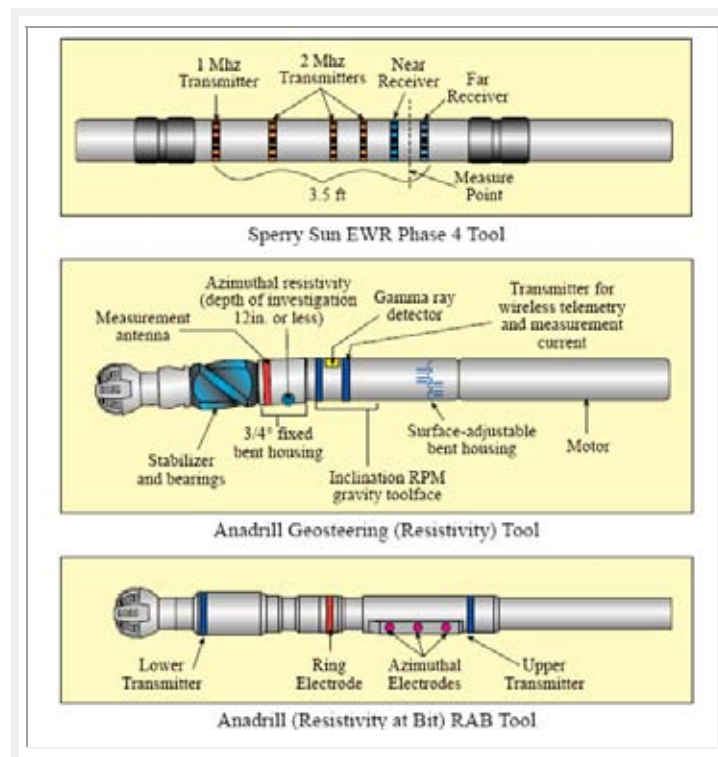


Figura II.2.8. Ejemplos de herramientas de resistividad LWD (*Referencia electrónica 2.1*).



2.2.1. Inducción

La herramienta LWD por inducción trabaja en formaciones altamente conductivas con la posibilidad de operar con lodos conductivos o no conductivos. Tiene la ventaja de operar en bajas frecuencias. Atendiendo las mismas necesidades que las herramientas laterolog y de propagación electromagnética.

Diseño y condiciones de operación

- Utiliza la técnica de arreglo balanceado, con medición azimuthal.
- Las bobinas se cubren con un material aislante (*epoxy glass*).
- Alcanza profundidades de investigación > 36" en 1.0 ohm*m. Con rangos de 0.1 a 2000 ohm*m. Resolución de 0.1 mmho/m
- Trabaja con una frecuencia nominal de 20 KHz.
- La resolución vertical es < 24 in.
- Para diámetros de 4.75 – 9.5 in.
- Tipos de lodo: base agua (WBM), base aceite (OBM) y lodos saturados de sal.
- Temperatura de 150°C. Presión: 15000 psi. Flujo: 150-1200 gpm.
- Es compatible con los sistemas MWD y rayos gamma (figura II.2.9).

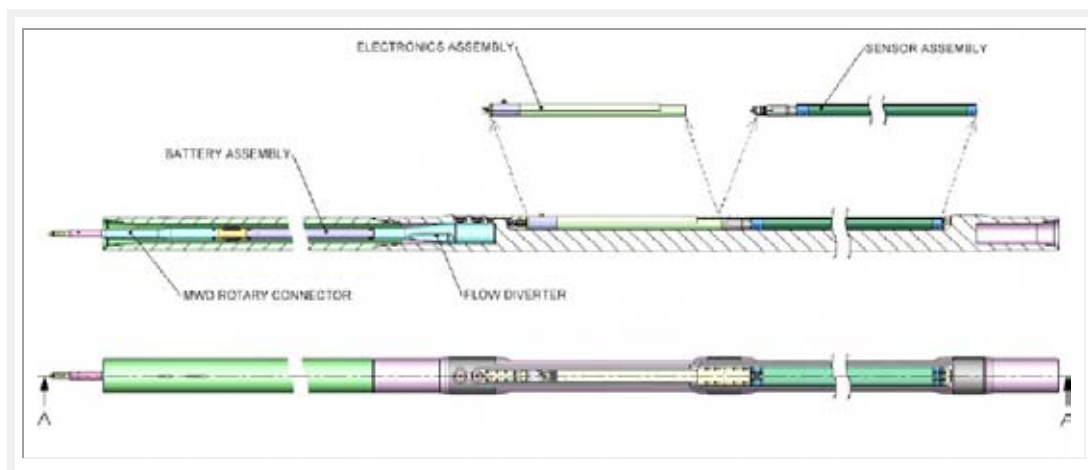


Figura II.2.9. Componentes generales de la herramienta de inducción LWD (Allan et al., 2004).

El arreglo cuenta con un transmisor-receptor (Tx-Rx) con espaciado de 41 in. y un espaciado de BRx-Rx (*Bucking receptor*) de 10.9 in. Su función es optimizar la profundidad de investigación, resolución vertical y azimuth (figura II.2.10).

Mantiene nulo el campo magnético primario desde el transmisor. Esta señal es insensible a cambios de conductividad y debe ser nulificada para prevenir la saturación electrónica, y maximizar la sensibilidad de las corrientes secundarias (*Focault*) en la formación.

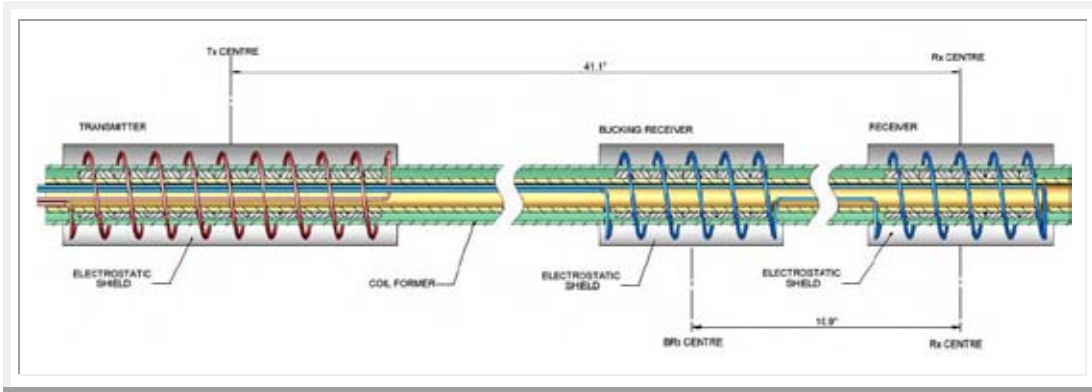


Figura II.2.10. Arreglo de bobinas mutuamente compensadas (*Allan et al., 2004*).

Consideraciones mecánicas

El sensor cilíndrico es localizado dentro de una cubierta no conductora, diseñada para soportar el impacto de la perforación y la fricción (figura II.2.11). Entre los sensores y el collar, se encuentra un reflector conductor intercalado, el cual tiene dos funciones: proporcionar el aislamiento electromagnético del material menos conductor del collar y darle forma a la respuesta azimutal.

Si el reflector no estuviera presente, las corrientes podrían fluir en la superficie del collar adyacente a las bobinas (que tienen una fase y atenuación significativa), introduciendo errores en las mediciones.

Debajo de la ranura del arreglo de sensores, dos agujeros de circulación optimizan el flujo de fluido y reduce la fuerza del collar. Además, la geometría exterior del cuello fue ajustada para comparar el momento de inercia en los dos ejes primarios (vertical y horizontal), reduciendo el riesgo de desgaste y esfuerzos.

La configuración del instrumento de Inducción permite a las piezas (sensores y electrónica) ser reemplazadas, o para su uso en tamaños de pozo alternativos, optimizando su utilización y reduciendo gastos (figura II.2.11).

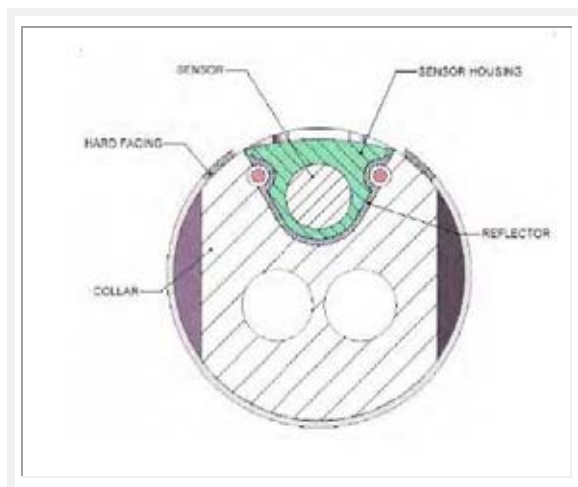


Figura II.2.11. Sección transversal del arreglo de sensores (Allan et al., 2004).

Factor Geométrico Radial Integrado

También es de un interés especial saber el Factor Geométrico Radial Integrado (IRGF). En la siguiente figura ilustra varias características de la herramienta. La curva punteada con valor de 0.5 para una distancia radial (medida desde los ejes del collar) de 41 in representa un 50% del total de respuesta, el cual es definido por convención como la profundidad de investigación de la herramienta (figura II.2.12). El valor es relativamente constante, excepto en formaciones conductivas donde el efecto pelicular (*skin-effect*) reduce el valor, ya sea por efectos de invasión o del pozo.

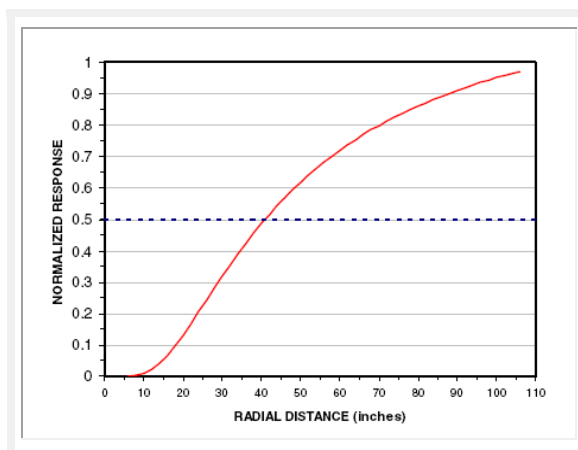


Figura II.2.12. Variación del Factor Geométrico Radial Integrado (Allan et al., 2004).

Métodos de deconvolución

Para lograr resultados iguales o superiores al de otras herramientas, se necesita un modelado aplicando filtros de deconvolución, para corregir el “*skin-effect*” y obtener la profundidad de investigación adecuada.

La herramienta adquiere las componentes de cuadratura y fase de una formación conductiva. La figura II.2.13 muestra el factor geométrico Z filtrado mediante este método.

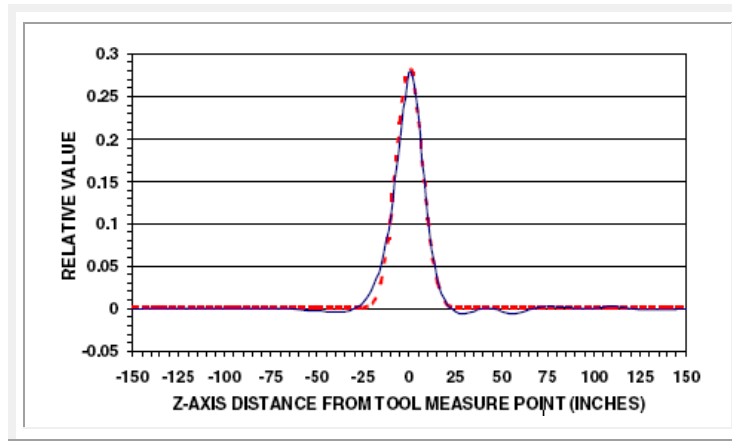


Figura II.2.13. Distribución Gaussiana objetivo (rojo) y función deconvolucionada ZGF (azul)
(Allan et al., 2004).

Ejemplo de campo

La figura II.2.14 muestra un registro de una formación compuesta de areniscas, lutitas y calizas. La arenisca *Booch* (1150-1200 ft), la arenisca *Burgess* (1205-1215 ft) y las lutitas *Fayetteville* (1245-1285 ft). Al fondo de estas se encuentra la secuencia de calizas *Mississippi* (debajo de los 1285 ft).

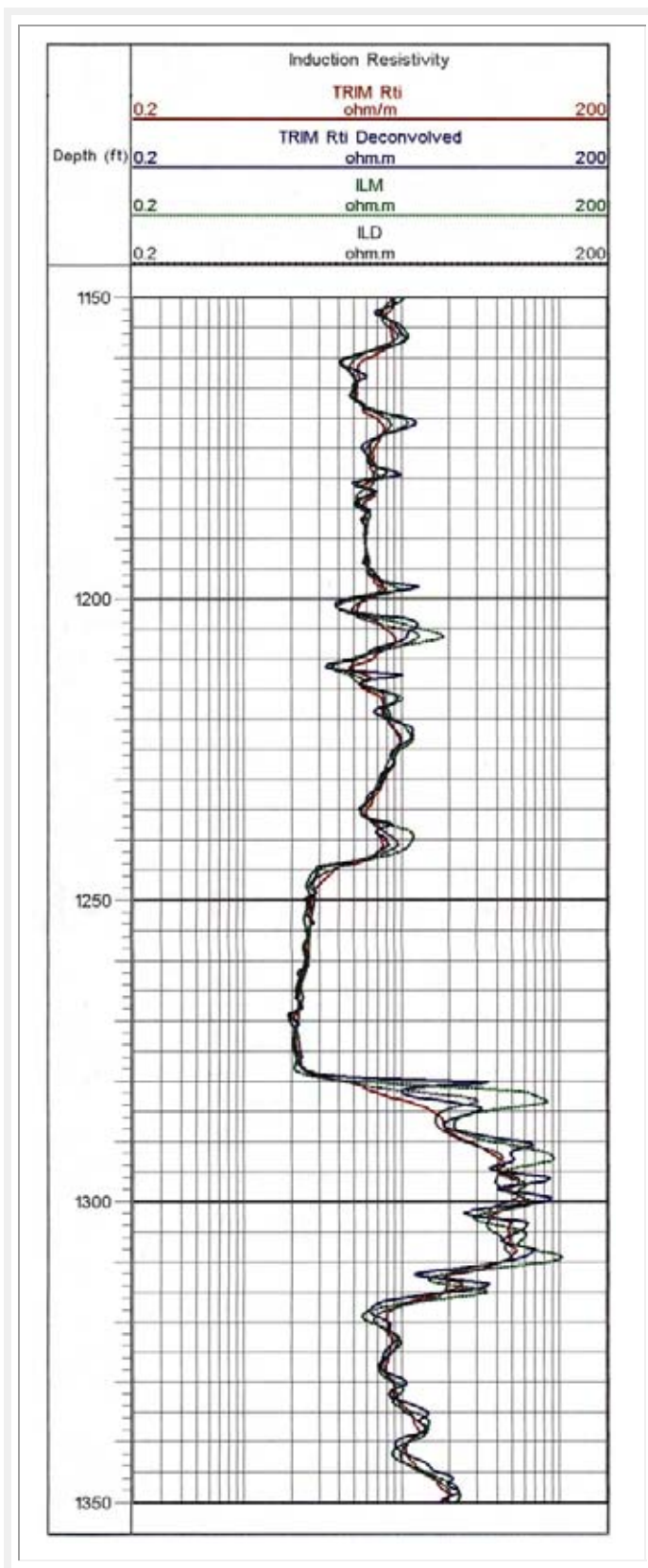


Figura II.2.14. Registro de inducción realizado en el pozo Catoosa Nelda 6, Oklahoma, USA (Allan et al., 2004).

2.2.2. Propagación electromagnética

La primera herramienta de propagación de 2 MHz fue desarrollada por *NL industries*, llamada resistividad de ondas electromagnéticas (EWR), consistía de un transmisor y dos receptores (antenas).

Posteriormente se desarrollaron las herramientas de pozo compensado (BHC) y Anadrill CDR. La herramienta CDR mide las amplitudes y cambio de fase de las resistividades mediante la difusión de ondas electromagnéticas.

El desarrollo de herramientas multiarreglo, como la herramienta *EWR-PHASE 4*, permitió el estudio de múltiples profundidades de investigación múltiples y la obtención del perfil de invasión. Una versión de pozos de diámetro reducido fue la versión de *SLIM PHASE 4*, introducido en 1994. Halliburton ofreció una herramienta de 4.75 in llamado SCWR (ondas de resistividad de compensación delgada).

Finalmente llegó la herramienta de arreglos compensados de resistividad (ARC) y también los de resistividad multi-frecuencia (MFR) (desarrollada por Computalog) la cual es una herramienta de resistividad multifrecuencia para pozos delgados (figura II.2.15), la cual se explicará más adelante.

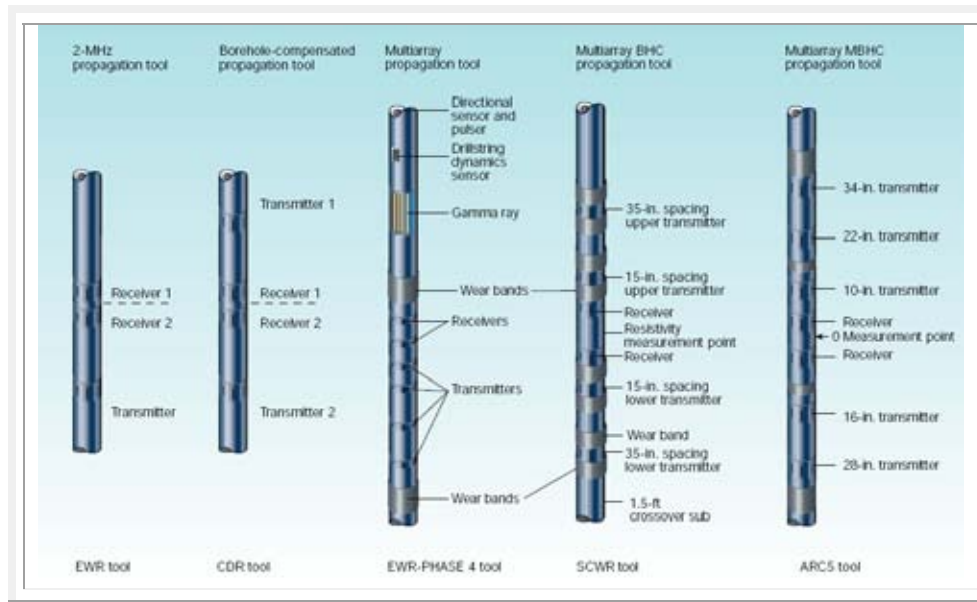


Figura II.2.15. Evolución de las herramientas de propagación electromagnética (Bonner et al., 1996b).



Descripción de los arreglos

- Cuenta con tres transmisores encima y dos debajo de los receptores que miden cinco atenuaciones y cambios de fase de resistividades (II.2.15 derecha).
- Cada medición de resistividad se promedia para compensar los efectos de rugosidad del pozo o el movimiento en los receptores electrónicos.
- La compensación se logra mediante el uso de una mezcla de tres transmisores para cada lectura (*Mixed Borehole Compensated*: MBHC) sin la necesidad de duplicar transmisores (arreglo asimétrico). Por ejemplo, para realizar un MBHC con un espaciamiento de 22 in. se debe realizar una combinación de 22, 16 y 28 in para las mediciones de resistividad, como muestra la figura II.2.16.

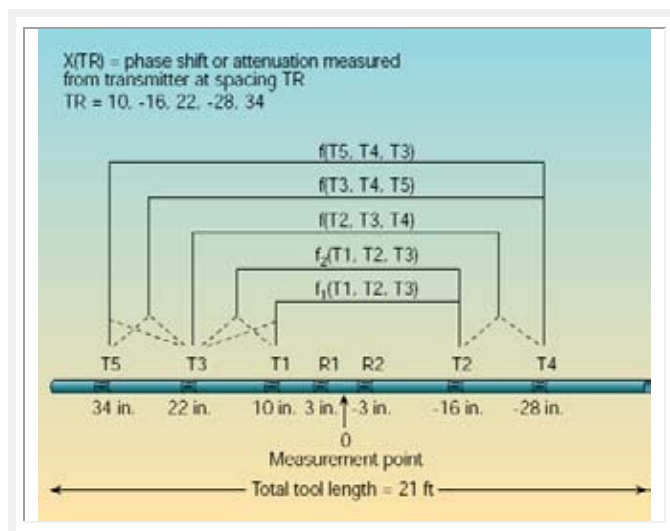


Figura II.2.16. Combinaciones asimétricas para las mediciones de resistividades (Bonner et al., 1996b).

Frecuencia utilizada

Para 2 MHz (figura II.2.17), los arreglos (como en el caso de las herramientas de inducción) no son útiles, porque el cambio de fase y la amplitud son medibles con un par de bobinas (cantidades que se incrementan rápidamente con la frecuencia). La compensación elimina los efectos de la presión, temperatura e impactos que pueden recibir las bobinas.

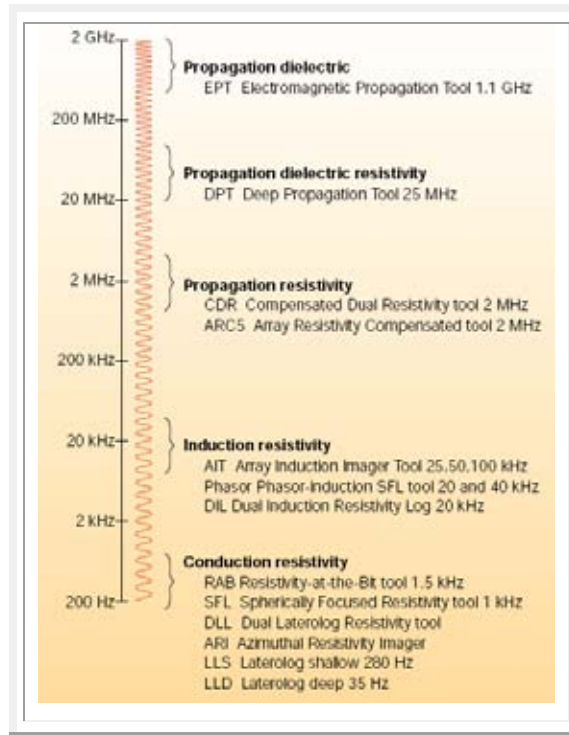


Figura II.2.17. Frecuencias de transmisión para herramientas de resistividad (*wireline* y LWD) (Bonner et al., 1996b).

Cambio de fase y amplitud

Aparte de la buena resolución, también tiene la habilidad de detectar la invasión. Es por ello que se utiliza el cambio de fase y amplitud, dado entre dos antenas receptoras (figura II.2.18).

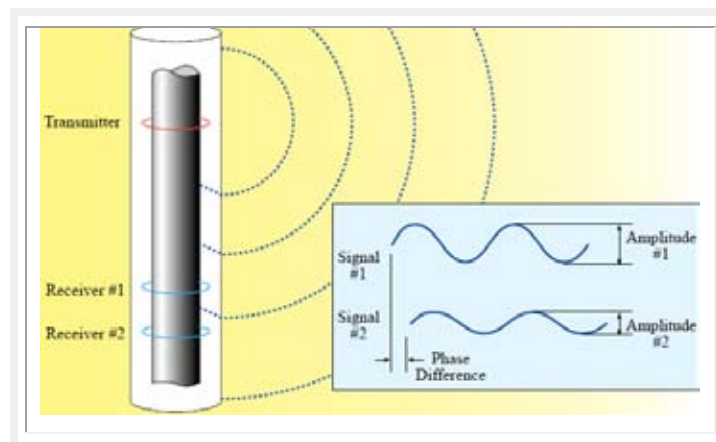


Figura II.2.18. Principio de cambio de fase y amplitud en propagación electromagnética (Referencia electrónica 2.1).



- Elimina la necesidad de asumir valores de la constante dieléctrica, con el método llamado Independencia de la Constante Dieléctrica (DCI).
- El proceso se realiza en dos partes: El primero es calcular la fase punto-dipolo y la atenuación. El segundo paso es convertir los valores de punto-dipolo a resistividades aparentes.
- La amplitud se ve más afectada por la zona invadida que la fase.
- Las dos mediciones responden diferente en heterogeneidades radiales, aunque no implica que no puedan determinar los valores de R_t y R_{xo} .
- Sólo pueden ser comparados en medios homogéneos.

Características de la respuesta radial

- Se utiliza una medición poco profunda (*Xshallow measurement*), además de proporcionar la invasión, mide la resistividad de formación en función de la distancia radial desde el pozo.
- Tiene su uso en pozos cuyos diámetros están por arriba de los 10 in.

Cartas de corrección

Las figuras II.2.19 a) y b) muestran las cartas de corrección para la fase y la amplitud de la medición *Xshallow* para un diámetro de pozo de 10 in.

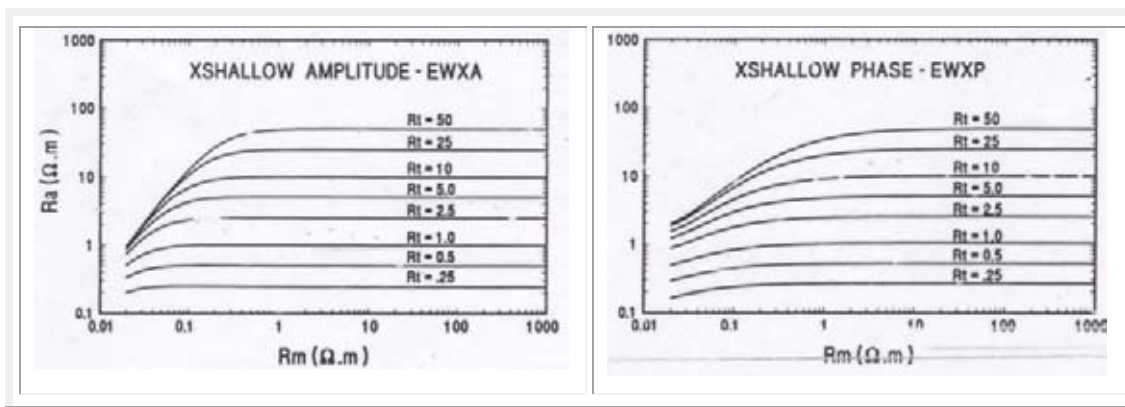


Figura II.2.19. Curvas de corrección de R_t : a) Amplitud b) Fase. Donde EWXA: Amplitude-derived Xshallow resistivity. EWXP: Phase-derived Xshallow resistivity (Bittar et al., 1993).

En las figuras II.2.20 a) y b) se muestran las respuestas de invasión para los cuatro sensores con $R_t=10.0$ ohm*m. Se consideró un diámetro de 8 1/2 in, $R_m=0.03$ ohm*m, $R_{xo}=0.30$ ohm*m. Se muestra la variación de R_a medido del sensor en un medio homogéneo infinito contra la variación radial de la invasión.

En la figura II.2.20a con $R_t=10.0 \text{ ohm}\cdot\text{m}$ se observa que la amplitud (R_a) se ve menos afectada por la invasión que con la fase. Sin embargo, en la figura II.2.20b al cambiar el valor de $R_t=50 \text{ ohm}\cdot\text{m}$, la fase profunda se ve menos afectada que la amplitud, para valores por arriba de los 12 in de invasión. Más allá de los 12 in los valores de R_a en la fase y amplitud tienen el mismo comportamiento.

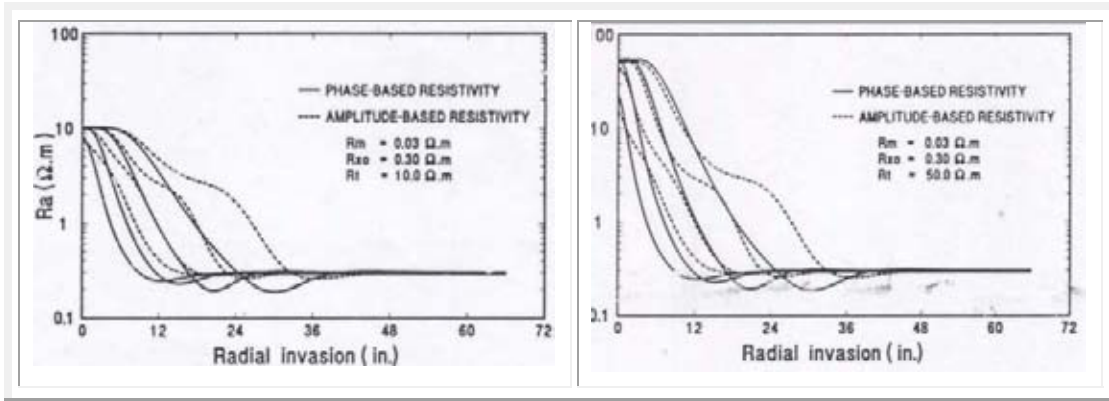


Figura II.2.20. Comparación de curvas de fase y amplitud con invasión en un pozo de 8 1/2 in a) $R_t= 10 \text{ ohm}\cdot\text{m}$. b) $R_t=50 \text{ ohm}\cdot\text{m}$ (Bittar et al., 1993).

Respuesta vertical

En la figura II.2.21a se observa una mejor resolución vertical con el sensor medio de fase que con el de amplitud (alcanzando un 30% del valor de R_t) teniendo presencia de efectos de pozo. En la figura II.2.21b con espesores de capas de 4 ft, se observa que el registro de fase ha logrado el 100% del valor de R_t y la amplitud un 65%. De aquí se deduce que los efectos de pozo son despreciables si $R_m > 0.1 \text{ ohm}\cdot\text{m}$ y en pozos por arriba de los 10 in.

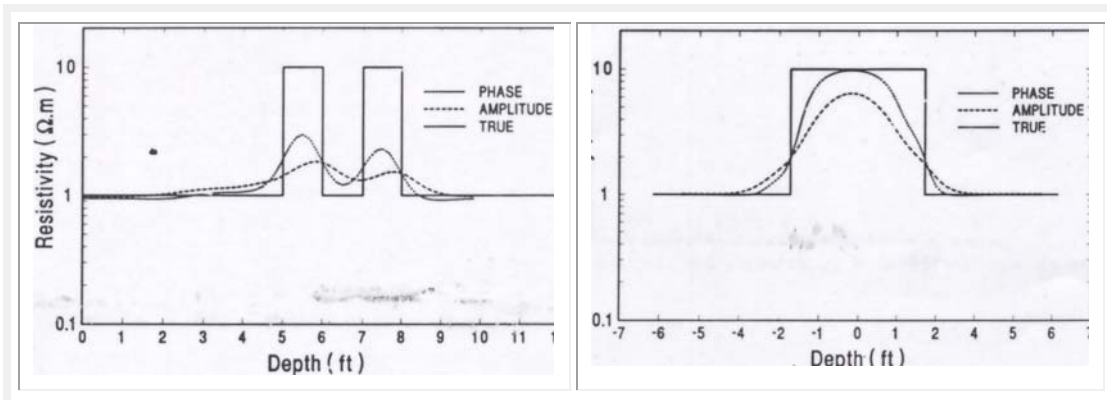


Figura II.2.21. Respuesta vertical de fase y amplitud, $R_m=0.1 \text{ ohm}\cdot\text{m}$. a) Pozo de 14 3/4 in, sensor medio y espesor de capas de 1ft. b) Pozo de 8 1/2 in, sensor Xshallow y espesor de capas de 4ft (Bittar et al., 1993).



Cuando existe un alto contraste de resistividades los sensores producen respuestas similares en capas conductoras adyacentes (1ft, 0.2 ohm*m), alcanzando un 65% del valor de R_t . Sin embargo en la capa resistiva (3ft, 10 ohm*m) la fase y amplitud tienen respuestas diferentes (figuras II.2.22 a y b)

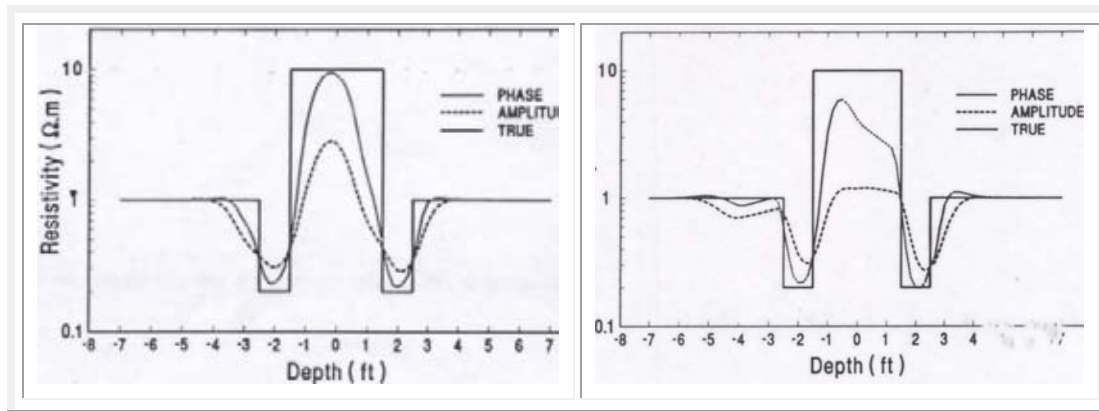


Figura II.2.22. Respuesta vertical de la fase y amplitud, $R_m=0.1$ ohm*m pozo de 81/2 in en capas de 4ft con alto contraste de resistividad. a) sensor Xshallow. b) sensor medio (Bittar et al., 1993).

Efecto dieléctrico

Cuando la constante dieléctrica es diferente que el valor asumido, las resistividades aparentes obtenidas serán equivocadas. Este error es llamado “efecto dieléctrico”. Si la constante dieléctrica es mayor que el valor asumido, la amplitud tendrá registros altos y la fase bajas lecturas e inversa. La figura II.2.23 es una carta de corrección dieléctrica que cuantifica este efecto.

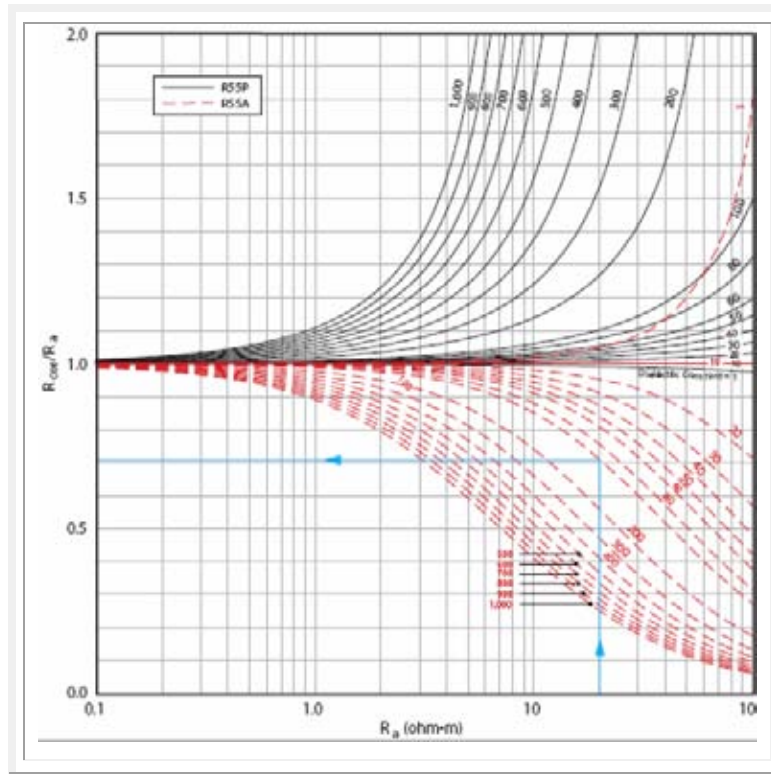


Figura II.2.23. Carta de corrección dieléctrica para resistividades de fase y amplitud (Herbert et al., 2008).

Ejemplo

En el ejemplo de la figura II.2.24, se muestra una comparación con mediciones de resistividad mediante LWD y las convencionales. La imagen superior muestra las curvas de fase usando la herramienta ARC 5 de 34 (PH34) y 28 (PH28) in se correlacionan con las lecturas hechas con el laterolog profundo (LLD) registrado con la herramienta ARI días después de la perforación. Las mediciones someras PH10 correlacionan con el registro LLS (*laterolog shallow*) pero tiene lecturas más altas que las curvas de MicroSFL. Esto implica la presencia de invasión después de la perforación.

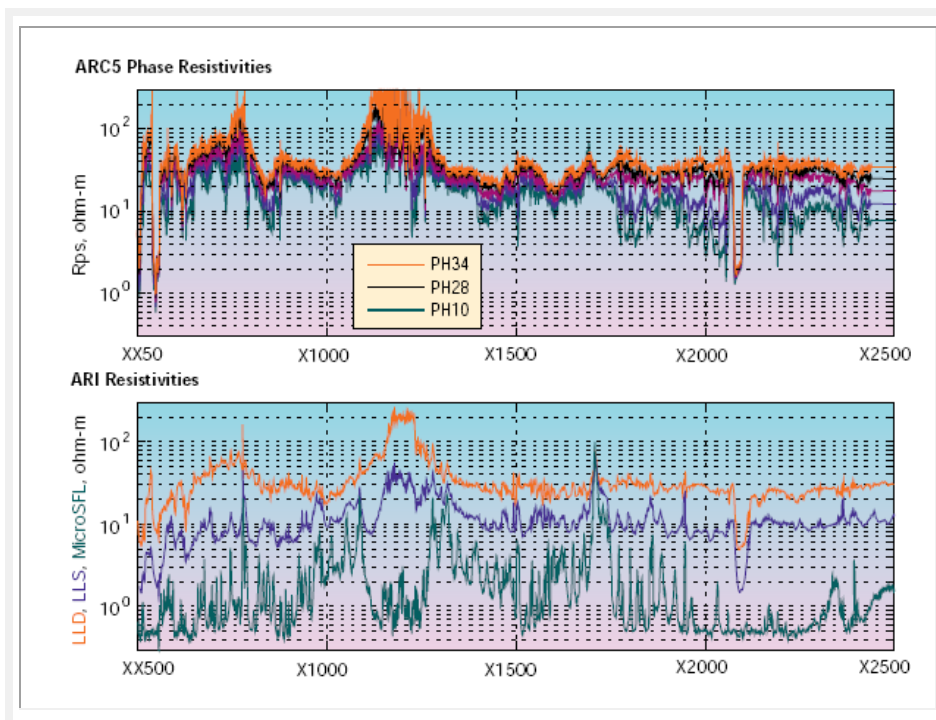


Figura II.2.24. Comparación de mediciones LWD de resistividad contra *wireline* (Bonner et al., 1996b).

2.2.2.1. Resistividad multi-frecuencia para pozos de diámetro reducido.

La herramienta MFR (*Multi-Frequency Resistivity*), diseñada por Computalog, tiene su principal aplicación en operaciones de aguas profundas y ultraprofundas (figura II.2.25).

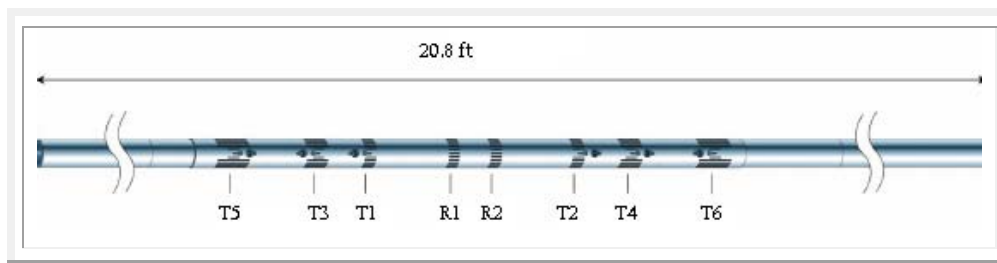


Figura II.2.25. Herramienta MFR (Mack et al., 2002).

Diseño y respuesta de la herramienta

- Opera a presiones por arriba de los 30000 psi y flujo de 400 gpm.
- Está protegido con un metal no-magnético (*Incoloy 925*).
- Tiene 3 transmisores-receptores, a frecuencias 2 MHz y 400 KHz.

- Cuenta con un dispositivo digital para ruido bajo, produce 48 mediciones (al ser combinadas producen 6 mediciones compensadas de fase y atenuación) en un periodo de 5 segundos.
- Minimiza los efectos del pozo y cancela los pequeños cambios de impedancias en las antenas causados por la presión y temperatura.
- Mediante un proceso de inversión se obtiene R_{xo} y R_t .
- Los diámetros se asumen con un 50% del factor geométrico sin el pozo.
- Alcanza resoluciones de 0.2 a 2000 $\text{ohm}\cdot\text{m}$. Con precisión de ± 0.25 mmhos en fase y ± 0.5 mmhos en atenuación. El efecto de compensación se muestra en la figura II.2.26.

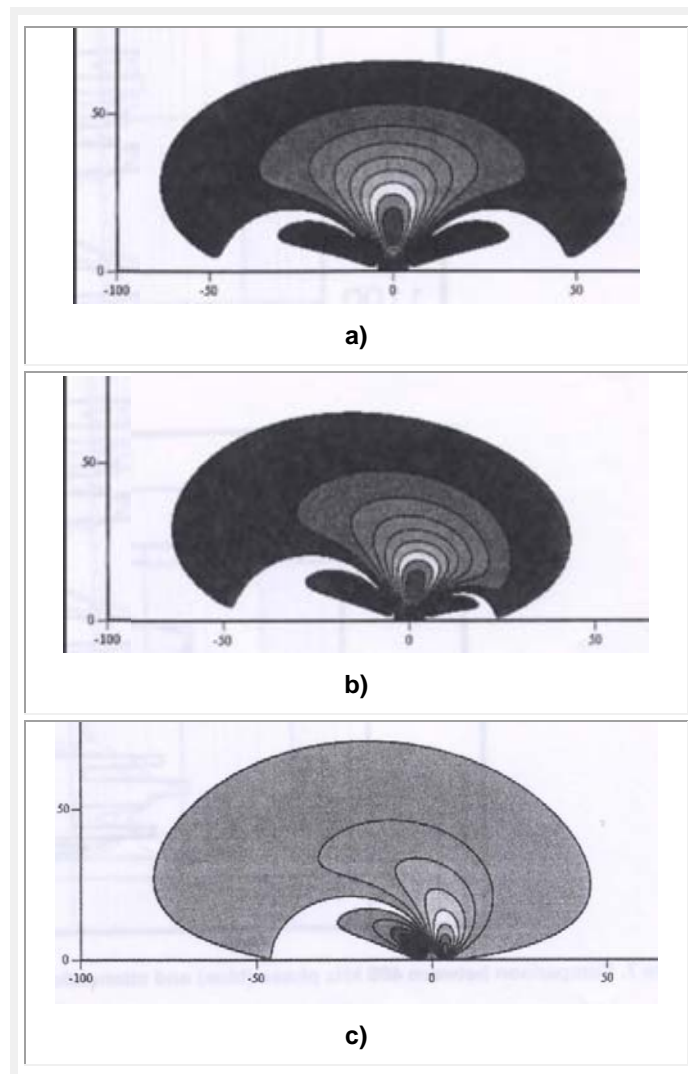


Figura II.2.26. Respuestas de modelos de contorno. a) compensado. b) parcialmente compensado. c) sin compensación (Mack et al., 2002).



Desventajas

- Las mediciones son robustas cuando existe presencia salina, pero no es muy adecuado cuando hay efectos de rugosidad, especialmente en pozos desviados donde existe un alto contraste entre R_m y R_a .
- Las mediciones profundas son susceptibles a los efectos dieléctricos en altas resistividades.
- Tienen una pobre resolución vertical y son limitados en alcance de formaciones debajo de los 100 $\text{ohm}\cdot\text{m}$.

Ejemplo de medición

La figura II.2.27 muestra contrastes de resistividad en capas delgadas. Se realizó para 2 MHz y 400 KHz en la que se muestra una mejor aproximación de resultados de R_t con el primer caso.

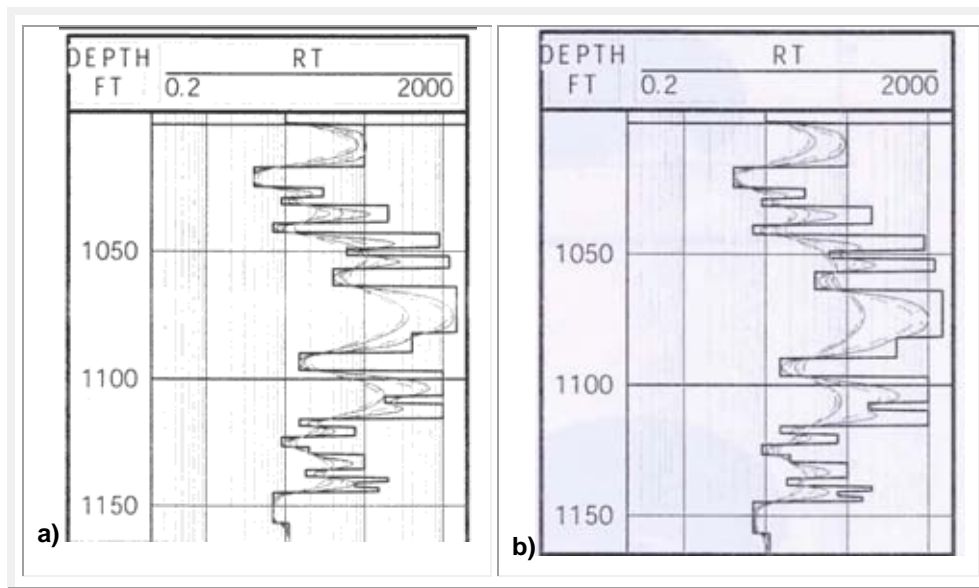


Figura II.2.27. Comparación de resistividades de fase y atenuación en secuencia en Oklahoma, para a) 2MHz y b) 400 KHz (Mack et al., 2002).

Inversión vertical

Los registros tomados en campo pueden ser complicados de interpretar si no se realiza una inversión vertical de la información.

En la figura II.2.28 se muestra la misma secuencia en Oklahoma. R pd30, representa la resistividad aparente derivada de la diferencia de fase en el espaciado del transmisor-receptor a 2MHz. La resistividad invertida se muestra como R_inv. Las mediciones no consideran efectos del pozo, excentricidad, ni error electrónico. La figura II.2.28b muestra el mismo caso, pero aplicándole ruido a la señal para simular los efectos ambientales y del pozo.

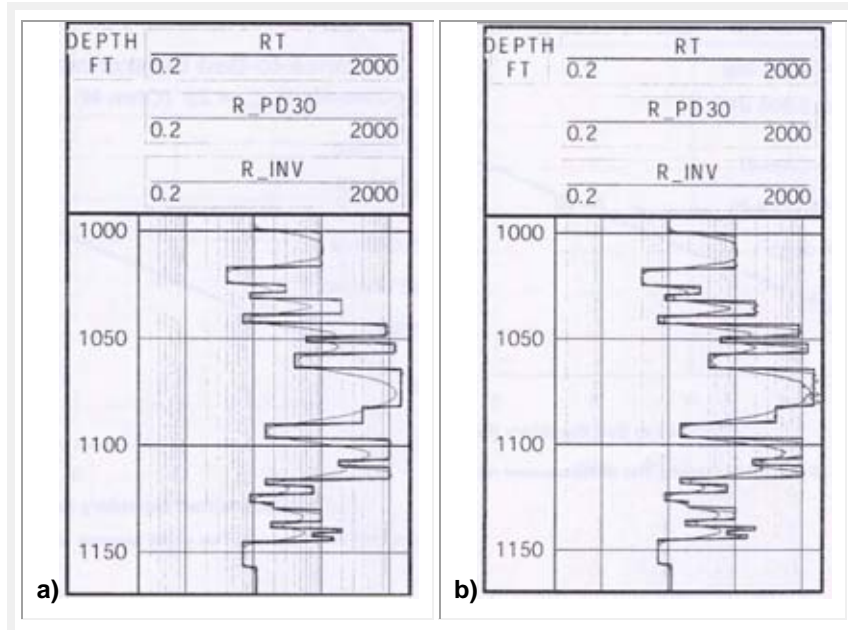


Figura II.2.28. Comparación de resistividades de fase para 30" de separación. a) Resistividad invertida. b) Inversión agregando ruido a la señal (Mack et al., 2002).

Aplicación en la geonavegación

Se utiliza un método para determinar la distancia de la herramienta hacia la frontera de las capas adyacentes. El modelo utiliza el echado aparente, las capas resistivas y la capa resistiva adyacente para calcular la profundidad medida de una capa adyacente. En la figura II.2.29 se muestran resultados de un proceso de geonavegación. Las lutitas y las areniscas tienen resistividades de 1 y 20 ohm*m y un echado aparente de 87 grados.

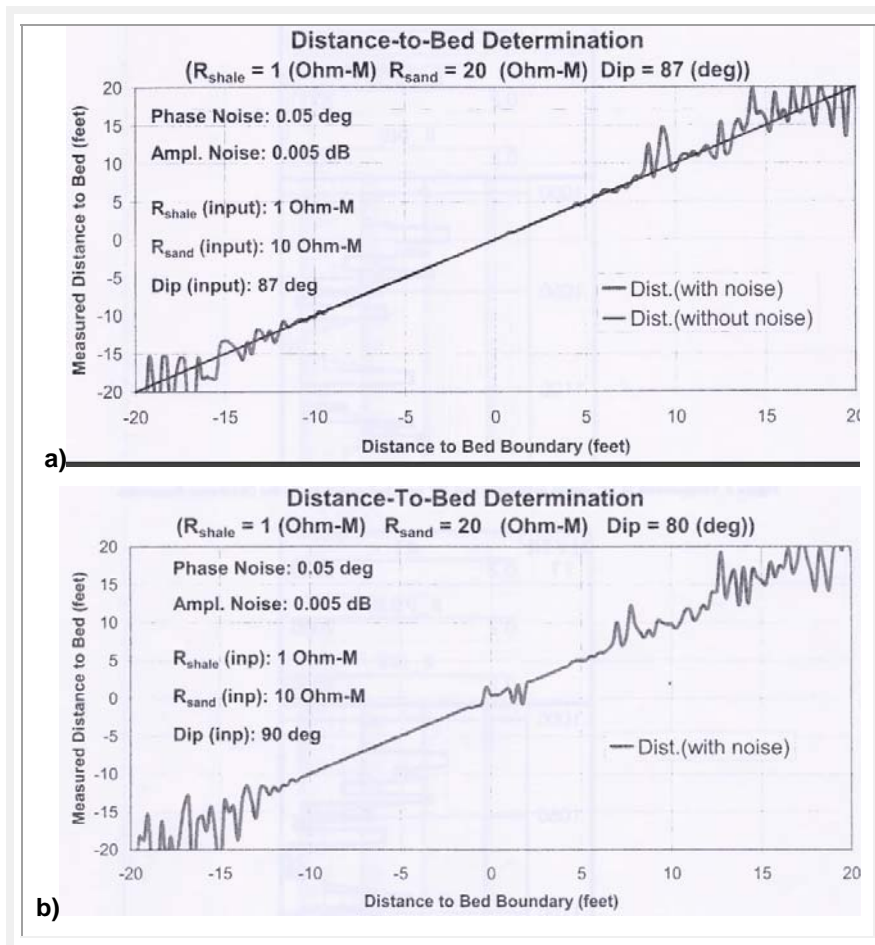


Figura II.2.29. Distancia a las capas obtenidas con mediciones MFR a) Conocida la resistividad de las capas y el echado aparente b) Con un error en el echado de 10 grados (Mack et al., 2002).

Ejemplo de campo

El registro de la figura II.2.30 se realizó en la formación Wilcox de la Cuenca de Burgos, México. En un pozo vertical de 6 in usando lodos base aceite (OBM). Se realizaron mediciones de rayos gamma, registros de inducción (ILD, ILM) y resistividades de fase a 2MHz y 400 KHz.

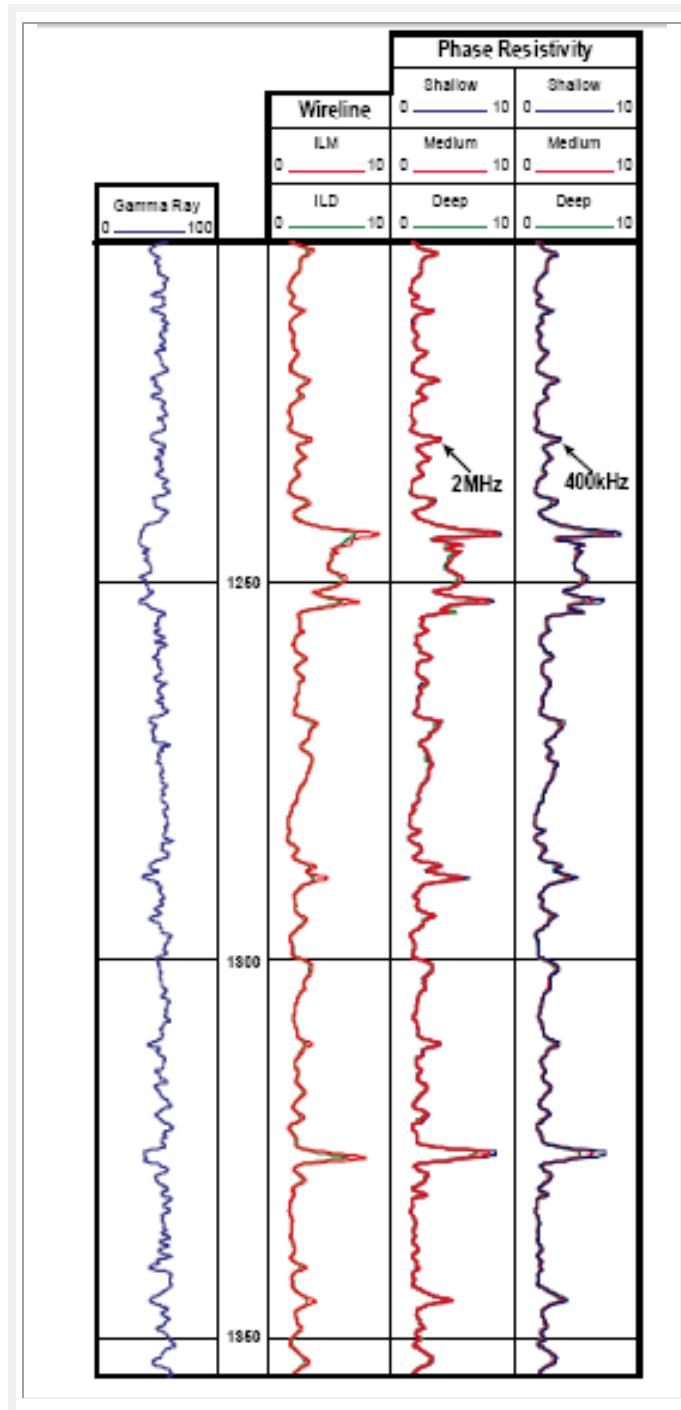


Figura II.2.30. Registro MFR realizado en la Cuenca de Burgos, México. Se muestra las comparaciones con los registros con cable (Mack et al., 2002).



2.2.3. Resistividad en la barrena

Características

- Produce 56 mediciones de resistividad por rotación desde sus botones (tres de 2.54 cm de diámetro).
- Transmite datos vía telemetría a un modulo receptor conectado al sensor *Power Pulse* por arriba de los 150 ft.
- Los datos se procesan y se almacenan en el pozo, posterior a la reparación, durante el cambio de barrena.
- Una vez descargados, las imágenes son interpretadas usando aplicaciones geológicas mediante el software *StrucView* o *GeoFrame*.
- Confirma la posición estructural del pozo durante la perforación, así como identificación de fracturas que ayudan a optimizar la dirección del pozo para una máxima producción.

Componentes de RAB

La herramienta de resistividad en la barrena (RAB) mide cinco valores de resistividad: frente a la barrena y de anillo (figura II.2.32), así como rayos gamma e impactos axial y transversal. Sus dimensiones son 10 ft de largo y 6.75 in de diámetro del *collar* de perforación (figura II.2.31).

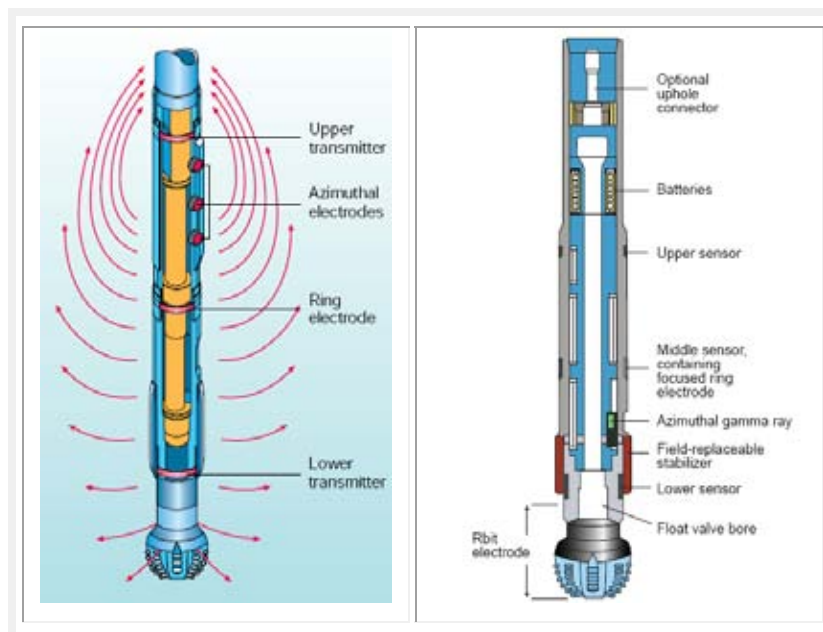


Figura II.2.31. Componentes de la herramienta RAB (Bonner et al., 1996b).

Aplicaciones y beneficios

- Envía 1500 Hz de corriente alterna a través de un transmisor toroidal de 1 ft desde el fondo de la herramienta generando corrientes axiales.

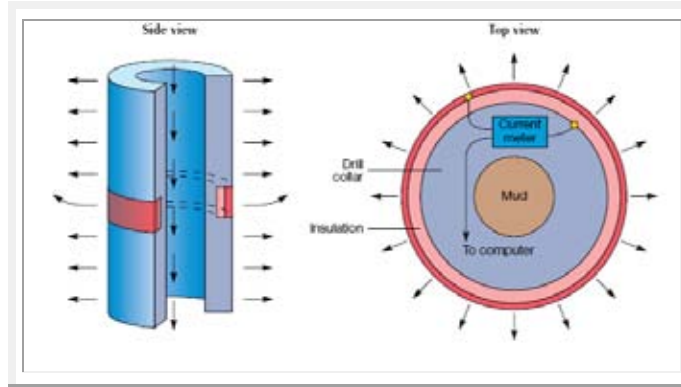


Figura II.2.32. Principio de medición de resistividad de anillo (Bonner et al., 1993a).

- La resolución de las mediciones depende de la distancia entre el transmisor y el frente de la barrena.
- Los electrodos azimutales producen una imagen de pozo durante la perforación rotatoria (figura II.2.35).
- Cuando las mediciones no están enfocadas, la corriente y el volumen de investigación se ven afectadas por capas cercanas.
- Cuando la inclinación del pozo incrementa, la longitud de los electrodos son cortas; en pozos horizontales es igual al diámetro del pozo.
- Es excelente para lodos base agua (WBM) y generalmente para lodos base aceite (OBM) (figura II.2.33).

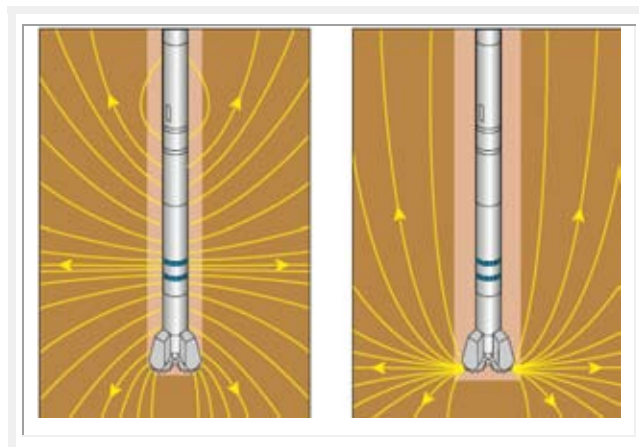


Figura II.2.33. Rutas que toma la corriente para WBM (izq.) y OBM (der.) (Referencia electrónica 2.1).



- La perforación se detiene (*geostopping*) cuando la resistividad se incrementa a 4 ohm-m indicando penetración del yacimiento (figura II.2.34).

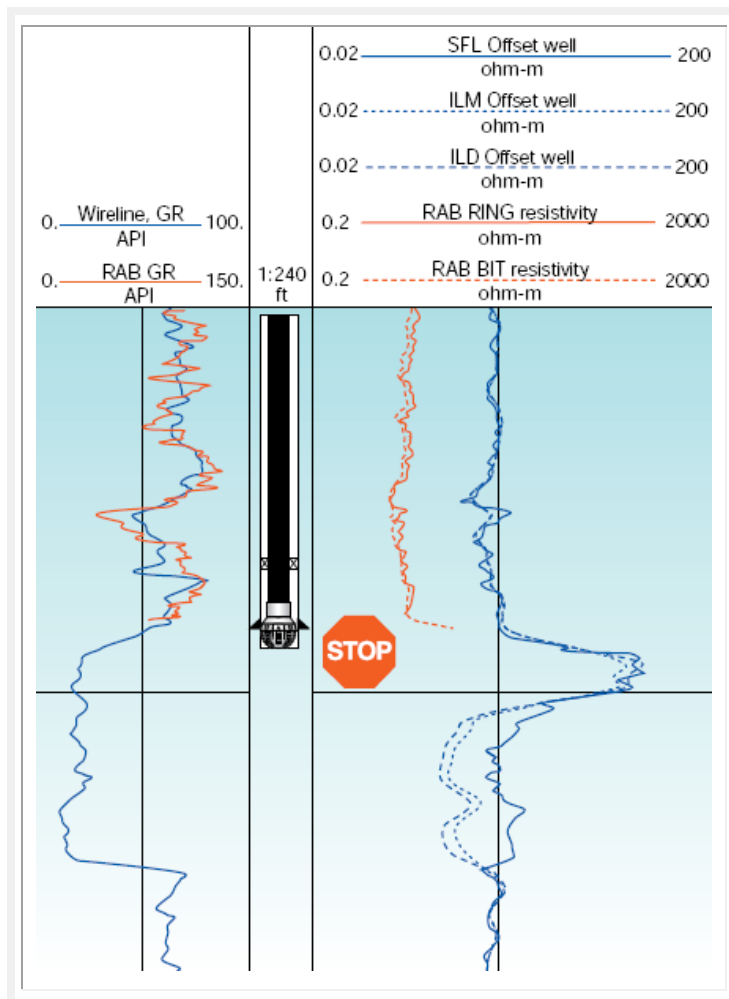


Figura II.2. 34. Ejemplo de *geostopping*. Reconoce capas antes de que penetre el yacimiento, logra que la perforación se detenga en puntos de casing/coring, penetrando 9 in en el yacimiento (Bonner et al., 1992c).

En la figura II.2.35, en una comparación con el RAB y el FMI (*Fullbore Formation Microloger Log*), a través de cable, nos muestra la buena resolución en la obtención de perfiles de resistividad de hasta 1 ft. de resolución, sin embargo, con el RAB no se perciben las capas delgadas:

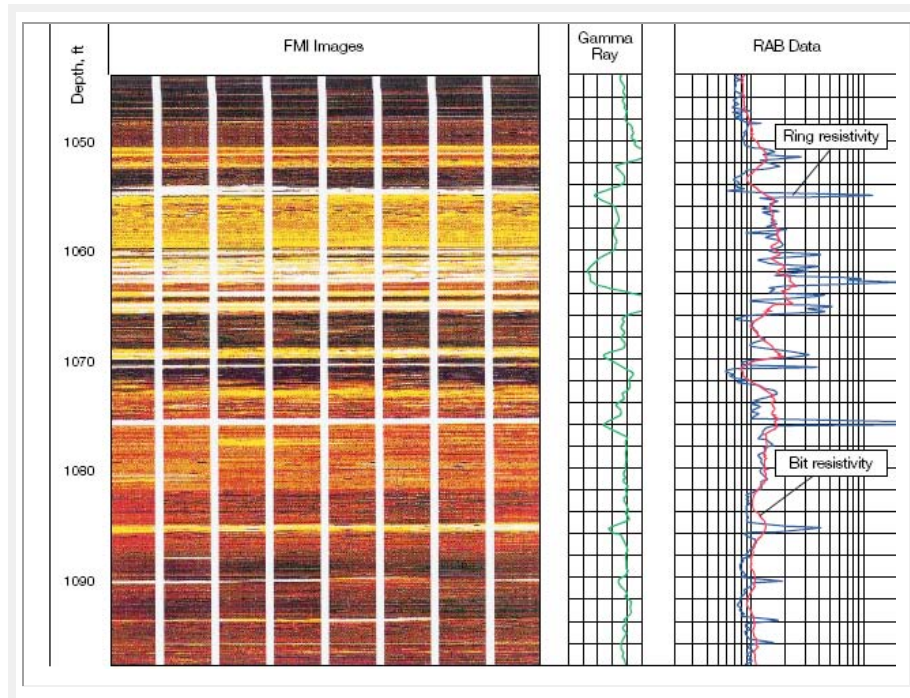


Figura II.2.35 Comparación de RAB con FMI que comparan la resolución de las herramientas (Bonner et al., 1993a).

Cálculo de los echados en tiempo real

- Se realiza mediante la crosscorrelación de trazas generadas por un sensor que mide los echados (*dipmeter*) que se mueve a lo largo del pozo.
- El cálculo es un proceso de dos partes que visualiza donde aparecen las capas en cada traza y entre las trazas (figura II.2.36).
- Su aparición depende del azimut con respecto al sensor RAB. Por ejemplo, la misma capa puede aparecer dos veces en la segunda y tercer traza, pero desplazada respecto al echado, dicha magnitud dependerá de la cantidad de eventos desplazados entre las trazas.
- Los tres pares de curvas, una por cada botón, puede ser usado independientemente para el cálculo de las magnitudes de los echados.
- Los echados, obtenidos por imágenes, determinan bloques de falla cruzados.
- Finalmente para obtener el echado aparente, la correlación se hace entre las tres trazas y como la distancia entre los sensores es fija, como consecuencia, conociendo la trayectoria del pozo se podrá determinar el echado verdadero. Como se muestra en la figura II.2.37.

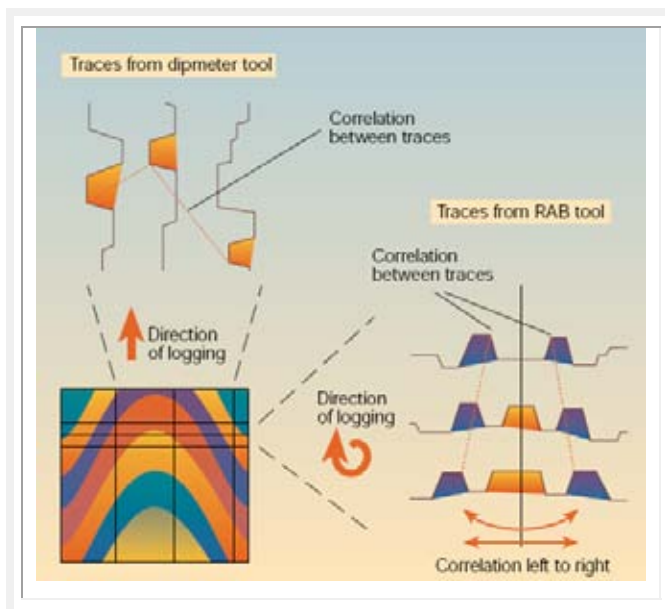


Figura II.2.36. Comparación del procesado de echados. Las herramientas convencionales producen trazas en dirección del movimiento a lo largo del pozo, mientras que RAB lo hace azimutalmente. (Bonner et al., 1996b).

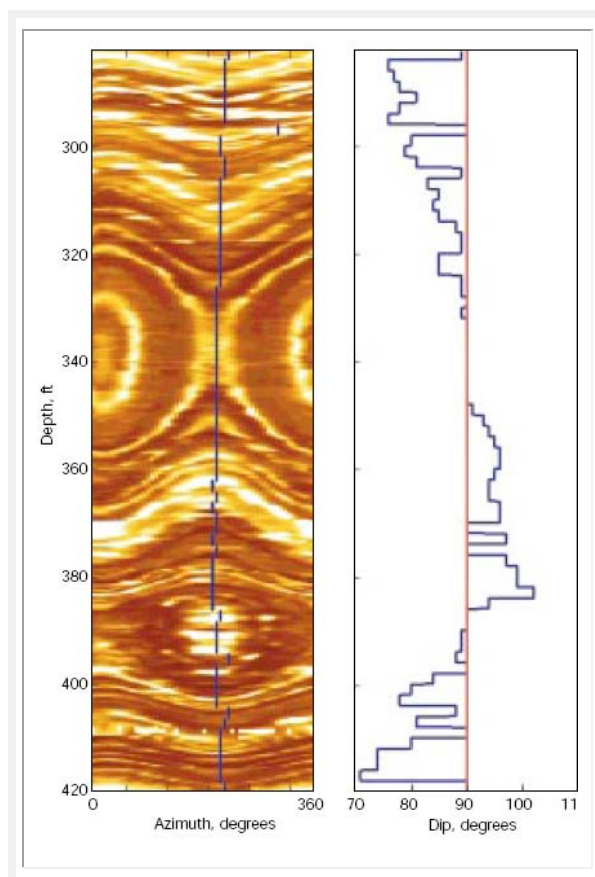


Figura II.2.37. Cálculo de echados en tiempo real. Puede ser obtenido a partir de imágenes de resistividad (izq.) usando un algoritmo en tiempo real (der.). El resultado indica echados aparentes altos (cerca de 90°) (Bonner et al., 1996b).

2.2.4. Laterolog

La primera herramienta de resistividad fue la normal corta (figura II.2.38 izquierda). La corriente es forzada desde un electrodo pasando a través de la formación y regresa a la herramienta en un segundo electrodo. La corriente enviada y voltaje medido en la ley de Ohm, son necesarios para obtener la resistividad de la formación.

Una mejora con la técnica laterolog (figura II.2.38 medio), es la corriente enfocada FCR (*Focused Current Resistivity*), que mediante electrodos adicionales de corriente, forzan las mediciones centrales a la formación para medir R_t . Esto ayuda a suprimir la distorsión en la ruta de la corriente si están presentes capas resistivas cercanas.

Finalmente, llega un método propuesto por J.J. Arps, utiliza una bobina toroidal que genera una corriente axial y radial del fondo de la barrena (figura II.2.38 derecha). La corriente radial en cualquier punto depende del voltaje inducido y de la resistividad local de la formación.

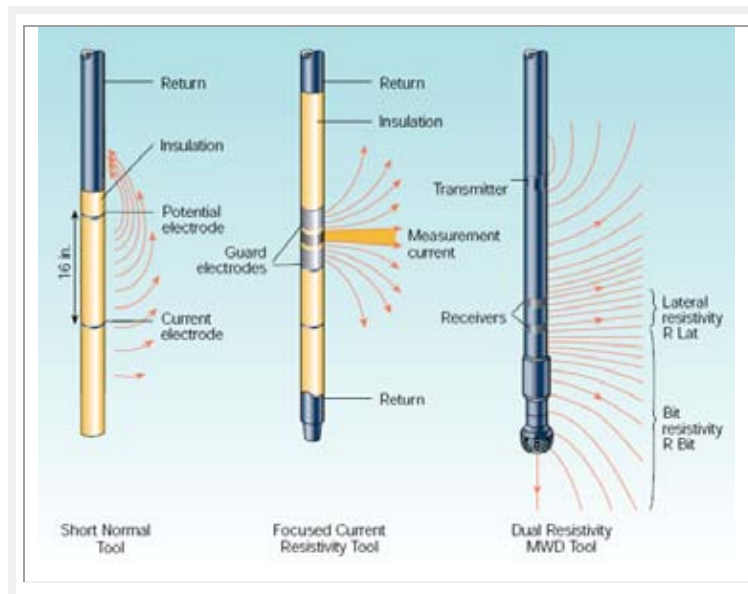


Figura II.2.38. Normal Corta (izquierda), Laterolog (medio) y resistividad dual LWD (derecha) (Bonner et al., 1996b).



Resistividad de multiprofundidad enfocada

- Utiliza una barrena de 8 1/2 in, el electrodo anillo tiene una profundidad de investigación de 9 in. Los tres sensores de 1 in tienen profundidades de 1 in, 3 in y 5 in desde la pared del pozo a la formación.
- Las mediciones de resistividad de botón son azimutales y logran perfiles de resistividad cuando tiene rotaciones de alrededor de 30 rpm.

Enfocado cilíndrico

- Mide y compensa la distorsión, restaura la geometría de las superficies equipotenciales enfrente de las mediciones de los electrodos.
- Impone una condición de flujo cero axial en el electrodo de anillo, garantizando que la corriente sea orientada a la formación y no exista corriente a lo largo del pozo.
- En formaciones homogéneas, las superficies equipotenciales cerca del sensor y los anillos son cilíndricos. En formaciones con capas, las corrientes se comprimen hacia capas conductoras distorsionando el campo eléctrico, llamados fenómenos de compresión y anticompresión.

Ejemplo

Se muestra una capa conductiva debajo del electrodo de anillo el cual causa corriente para distorsionar un sistema no enfocado (figura II.2.39 izquierda). Con enfoque activo, la corriente penetra a la formación radialmente en el electrodo y casi radialmente en los tres sensores de botón (figura II.2.39 derecha).

La corriente radial es medida en el electrodo de anillo R y en cada sensor, BS, BM, BD. También la corriente axial es medida en el electrodo de anillo por un toroide, M0, y el transmisor inferior también por un toroide, M2. Cabe mencionar que no existe un monitor en la parte superior debido a que la corriente axial en M1 se asume igual a M2 por simetría. El software traslada estas mediciones a ajustes de fuerza de transmisión, entonces la corriente axial en M0 se cancela.

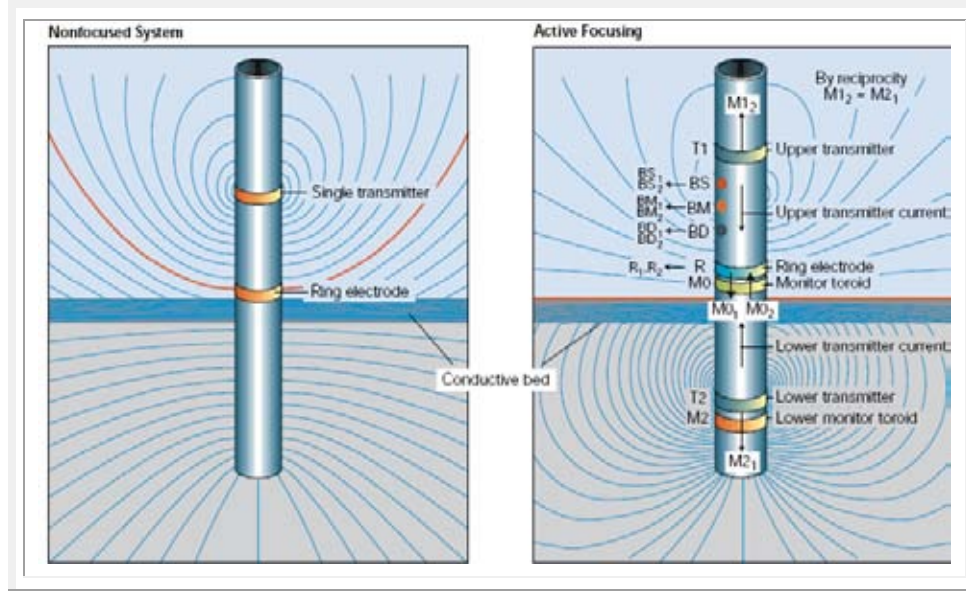


Figura II.2.39. Técnica de enfoque cilíndrico (Bonner et al., 1996b).



2.3. Imágenes durante la perforación

La más reciente generación de LWD incluye la obtención de imágenes. Se utilizan en la interpretación estructural, geonavegación, evaluación de la formación, y análisis de fallas del pozo, por mencionar algunas aplicaciones.

Interpretación de imágenes

Las imágenes muestran la sección de la pared del pozo. Por ejemplo, un corte a lo largo de la dirección Norte de un pozo vertical y en la cima de un pozo horizontal se realiza como en la figura II.2.40.

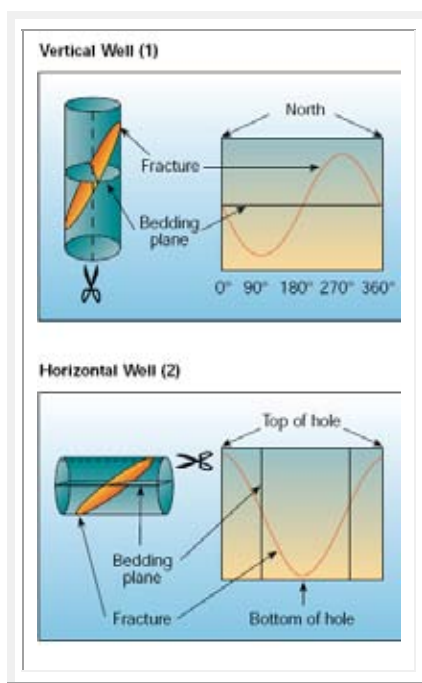


Figura II.2.40. (1) Pozo vertical con un corte con respecto al Norte. (2) Pozo horizontal con un corte en la cima del pozo (Bonner et al., 1996b).

Las imágenes se colorean artificialmente para mostrar contrastes de alguna propiedad física a medir; por ejemplo, colores café oscuro reflejarían bajas resistividades, mientras que colores claros de café mostrarán resistividades altas.

Otro aspecto que se logra son los planos que cruzan en un pozo inclinado cuya característica principal es que tienen forma sinusoidal (figura II.2.41).

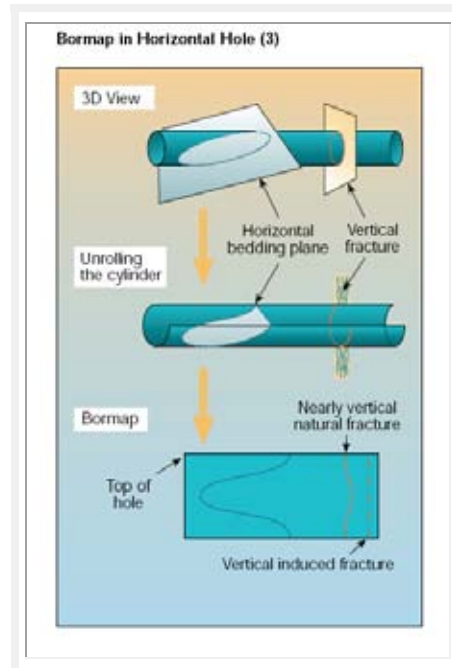


Figura II.2.41. Bormap en un pozo horizontal (Bonner et al., 1996b).

Las imágenes de capas con inclinación lejos del “kickoff point” en perforaciones direccionales producen una forma de punta de flecha que señala en la dirección de la perforación. Mientras que las imágenes de capas plegadas producen una forma de ojo, como se muestra en la figura II.2.42.

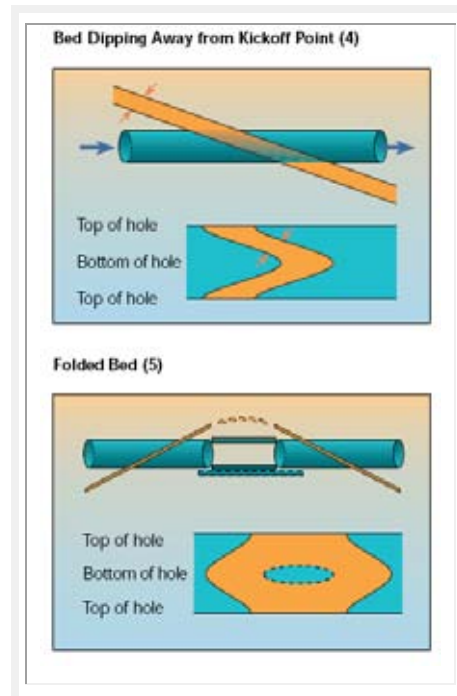


Figura II.2.42. (4) Capas inclinadas (5) Capas plegadas, efecto de “ojo de buey” (Bonner et al., 1996b).



Características

- Se aplican en mediciones de resistividad, rayos gamma y densidad.
- La resolución de las imágenes registradas incrementa la tasa máxima de corridas, a una vez cada 5 segundos.
- Las herramientas recientes incluye transmisión y visualización de imágenes de cobertura total y azimutal de 56 sectores.
- Cuando existe suficiente contraste de densidad, heterogeneidad, capas delgadas y características estratigráficas a gran escala se pueden identificar imágenes de resistividad de mayor resolución.
- Las imágenes tienen la resolución LWD más alta; sin embargo, ésta continúa siendo baja con respecto a la que genera el sensor de una imagen (FMI) obtenida con cable (factor cinco a uno) (figura II.2.43).

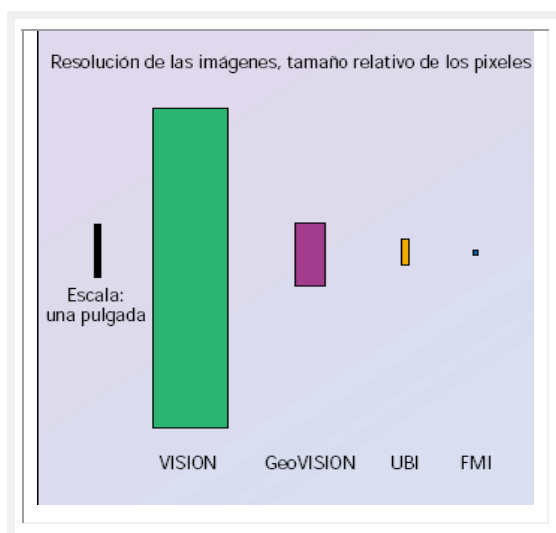


Figura II.2.43. Comparación de píxeles para imágenes LWD y las *wireline*. En un pozo de 6 in CDN-VISION (LWD), 16 sectores; GeoVISION (LWD), 56 sectores; imágenes ultrasónicas UBI (WL); imágenes microeléctricas de cobertura total FMI (WL) (Bargach et al., 2000).

Ventajas

- Los registros de imagen azimutal de alta resolución son valiosos en pozos con desviación.
- Pueden revelar características de la formación como: estratificación y echados cercanos al pozo que pueden ayudar a mantener los pozos paralelos a la estratificación, ayudando a la geonavegación.
- Proporcionan información valiosa sobre fracturas y fallas del pozo que reflejan el estado geomecánico del pozo.

Factores durante la interpretación de la imagen

Las imágenes LWD pueden obtenerse sólo mientras haya rotación. Por lo que la calidad de la imagen se ve afectada por un número de factores que a continuación se mencionan:

1. Ubicación relativa de los sensores usados para generar las imágenes. Con sensores ubicados cerca de la barrena, mientras que las imágenes de densidad se generan por sensores colocados entre 60 y 130 ft [18 y 40 m] detrás de la barrena. Las características que se manifiestan en las imágenes de densidad pueden señalar la necesidad de hacer correcciones en el proceso de perforación.
2. La discriminación de características estructurales y estratigráficas en las imágenes del registro de densidad, requiere un contraste de densidad mayor a 0.1 g/cm³.
3. La forma, tamaño y la posición del arreglo en el aparejo de perforación (BHA), pueden impedir que los sensores hagan contacto con la pared del pozo, lo que resulta en una imagen de menor calidad.
4. La resolución de las imágenes, se daña cuando la velocidad de rotación es baja (menos de 30 rpm) o la velocidad de penetración es alta (mayor a 200 pies/hr [61 m/hr]), ya que afecta el número de datos por pie adquiridos.

Ejemplos

La figura II.2.44, muestra datos obtenidos con lapsos de tiempo (*time-lapse*), registrados con GeoVISION (*Schlumberger). Se ilustra cómo la invasión y el incremento de rupturas del pozo con el tiempo afectan las mediciones de resistividad LWD (derecha). Las imágenes de la corrida de limpieza fueron obtenidas dos días después de la perforación. La separación entre las curvas de resistividad ocurre en dos intervalos (X080 y X090 ft, y X100 y X110 ft) donde se muestra la invasión conductiva.

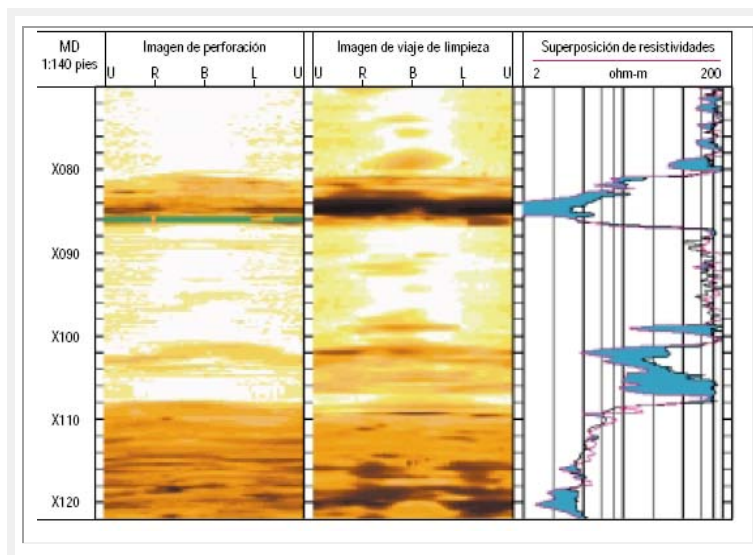


Figura II.2.44. Problemas de visualización cuando hay invasión y rupturas en el pozo (Bargach et al., 2000).

La figura II.2.45 muestra imágenes generadas a partir de datos de resistividad de botón para: lectura somera (carril 1), media (carril 2) y profunda (carril 3) de 56 sectores. Las rupturas del pozo (oscuro) observadas en carril 1 parecen desaparecer gradualmente en las imágenes de las lecturas media y profunda.

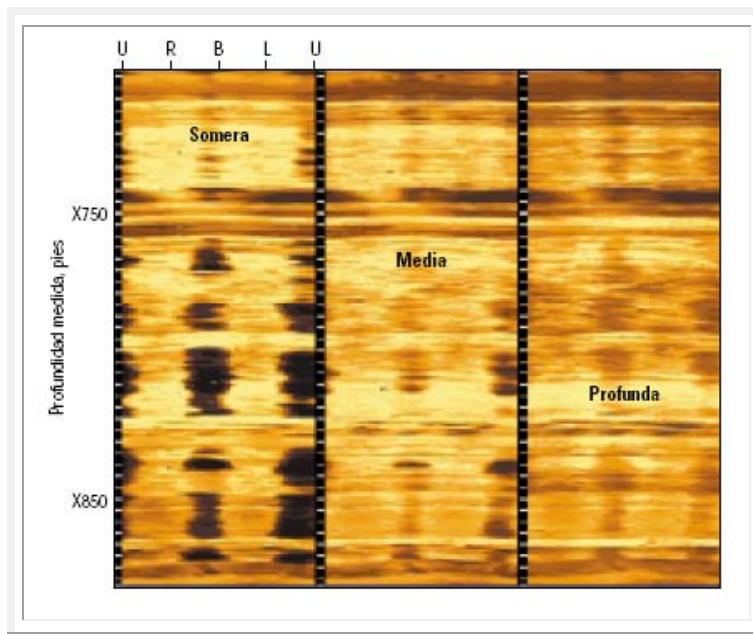


Figura II.2.45. Imágenes de resistividad: somera, media y profunda (Bargach et al., 2000).

La figura II.2.46 muestra un caso de un registro que presentó las siguientes anomalías:

- La separación entre las curvas de resistividad profunda (morado, carril 2) y somera (verde, carril 2) observadas en un pozo desviado, ocurre sólo en los intervalos de arena y no en los de lutitas (GR, carril 1), lo que implicaría una invasión de filtrado de lodo conductiva. Las imágenes obtenidas para este intervalo (carril 3) indican otra cosa. La estratificación en la arena a X750 sugiere que esta separación entre las curvas si se debe a una invasión. Sin embargo, en las arenas más bajas, el lodo conductor que llena las socavaciones aparentes es responsable de la separación entre las curvas.
- La información azimuthal muestra que las rupturas se encuentran a lo largo de la parte superior e inferior del pozo, que por su distribución en un plano de 180° se presenta como una ovalización (*break out*) indicando la dirección de mínimo esfuerzo.
- Las rupturas mostradas indican que los datos de densidad del lado inferior del pozo estarían afectados en forma adversa y no deberían utilizarse. La disponibilidad de la imagen evitó una interpretación incorrecta.

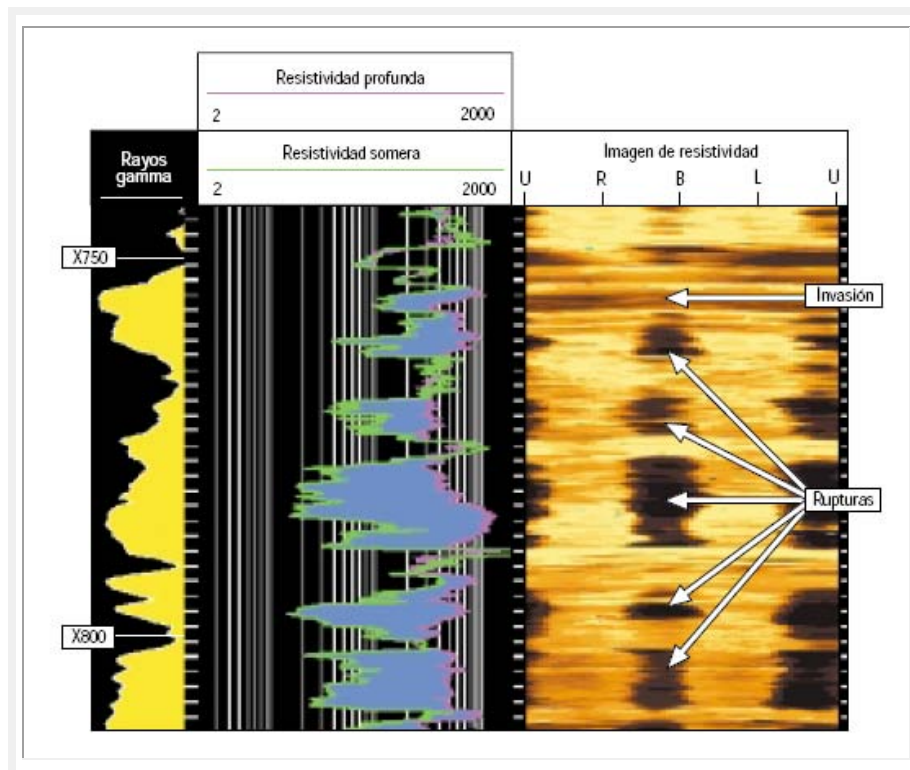


Figura II.2.46. Análisis de invasión y *break out* en imagen (Bargach et al., 2000).



2.4. Nucleares

Las mediciones de la densidad de formación y la porosidad neutrón son muy importantes para la evaluación cuantitativa de un yacimiento de hidrocarburos. Complementan a otras mediciones para hacer una determinación precisa de la porosidad de formación, junto con la identificación de litología y gas.

Otra aplicación de estas mediciones radica en su aplicación como herramienta MWD, para lograr condiciones óptimas del pozo y minimizar el efecto de invasión (de lodo y contenido de barita).

Descripción de las herramientas

La figura II.2.47 muestra las componentes de la herramienta CDN de Anadrill (*Schlumberger). Es diseñado con medidas de seguridad para permitir que las fuentes sean removidas si la herramienta se fuese a atascar. La fuente de neutrón es una fuente de AmBe y la de densidad es de Cesio 137. Utiliza un detector de He-3 (neutrones), junto con los detectores Geiger-Muller (rayos gamma).

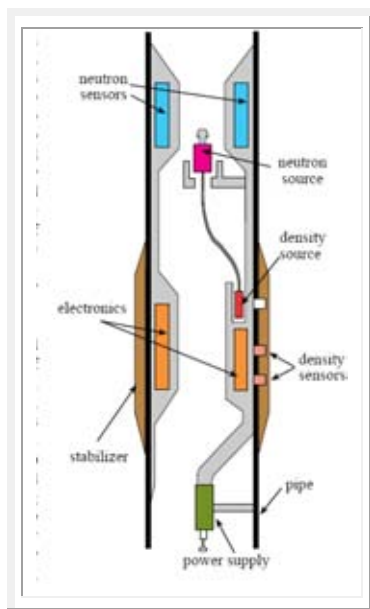


Figura II.2.47. Componentes de la herramienta CDN (*Referencia electrónica 2.1*).

La figura II.2.48 muestra la herramienta ALD (*Halliburton). Ambas herramientas se basan en la misma física de medición de las herramientas convencionales.

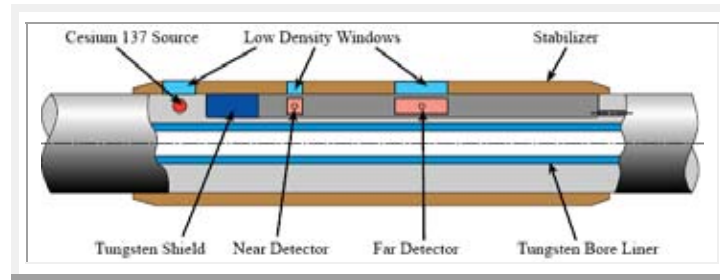


Figura II.2.48. Componentes de la herramienta ALD (Halliburton) (Referencia electrónica 2.1).

2.4.1. Neutrón/porosidad

Los neutrones rápidos son detenidos por núcleos de Hidrógeno a niveles de energía termales y epitermales durante la captura, con emisión de rayos gamma. La emisión es muestreada por detectores cercanos y lejanos para obtener el factor *Ratio* "near/far", compensado parcialmente por la influencia de Hidrógeno en el pozo. La cantidad de Hidrógeno en la formación es relacionado con la porosidad.

La figura II.2.49 muestra la transformación del factor neutrón-porosidad (comparado con mediciones de cable) con matriz de una caliza en un pozo de 8 in. La medición del CDN se normaliza para tener el mismo rango de medición (0 a 100 p.u), muestran un comportamiento idéntico debajo de los 40 p.u.

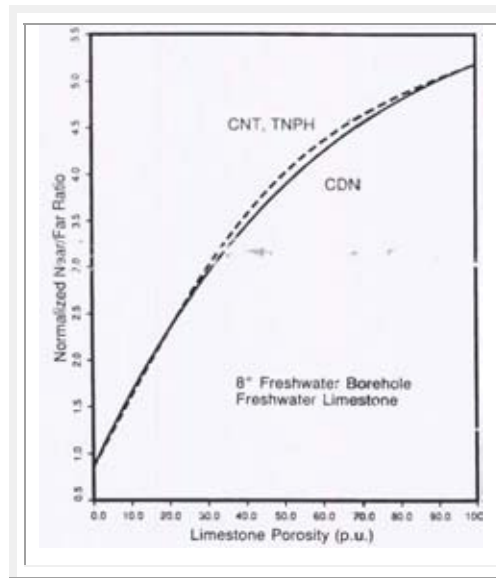


Figura II.2.49. Comparación del factor neutrón-porosidad con los sensores CDN y CNT, TNPH (Wraight et al., 1993).



Respuesta salina

El cambio en la captura de conteo de rayos gamma se genera cuando los neutrones termales son capturados por átomos de Cloro, indicando valores de salinidad desde los sensores Geiger-Muller (GM) a los detectores de He-3 (figura II.2.50).

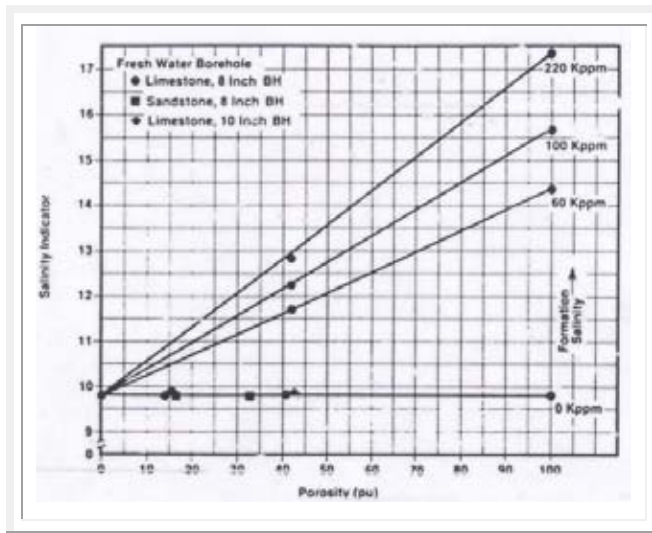


Figura II.2.50. Respuesta de indicador de salinidad para la herramienta CDN (Allen et al., 1993).

Correcciones

La primera se hace considerando los efectos ambientales que afectan a las mediciones. La figura II.2.51 muestra que la respuesta de litología (en dolomías, calizas y areniscas) es similar para las herramientas de cable y LWD. Sin embargo, difieren poco en el valor de 0.0 p.u., aunque no está fuera de los errores estimados por la herramienta.

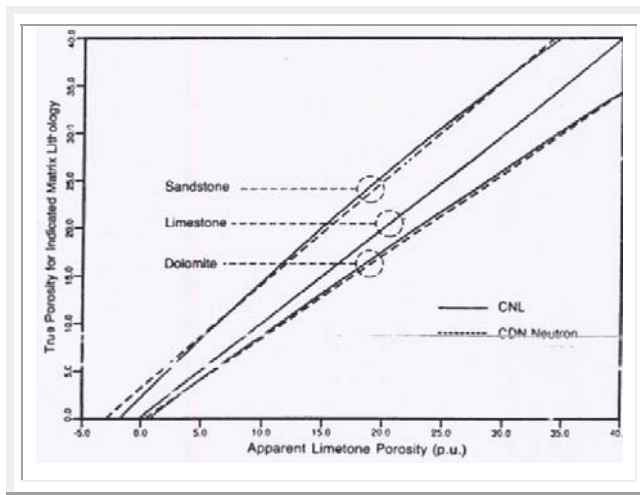


Figura II. 2.51. Comparación de efectos ambientales en la litología de un pozo de 6.5 in (Wright et al., 1993).

La segunda corrección es debido a: diámetro de pozo, Hidrógeno en el lodo y salinidad en el pozo y en la formación (figura II.2.52). Por ejemplo, en 40 p.u. para un diámetro de pozo de 8 in con 250,000 ppm de lodo salino; requiere una corrección de 2.6 p.u.

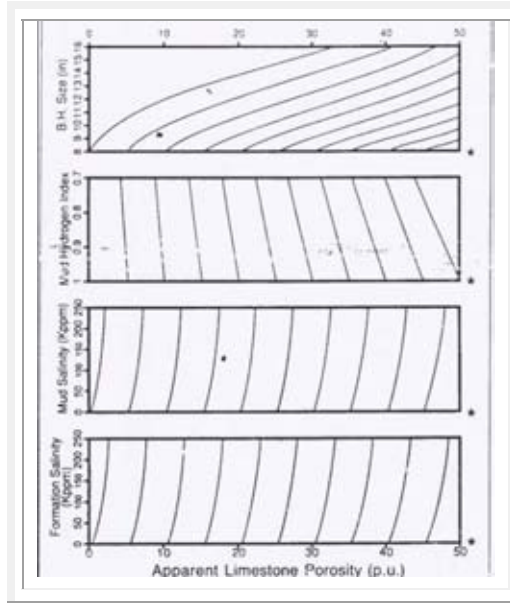


Figura II.2.52. Nomograma de corrección de la herramienta CDN (Allen et al., 1993).

2.4.2. Densidad/porosidad

La herramienta de densidad emplea una fuente de rayos gamma (Cesio 137), montado detrás de una ventana de baja densidad, en conjunto con dos estabilizadores. También se ofrecen las mediciones de Pe (el factor fotoeléctrico), en los cuales los rayos gamma son discriminados por el nivel de energía principalmente por la dispersión de Compton. El flujo recibido por los rayos gamma es inversamente proporcional a la densidad del electrón en la formación. Como se muestra en la ecuación (Wraight et al., 1993):

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

Donde:

ρ_e , Índice de densidad de electrones;

(Z/A) , es el valor promedio que relaciona el número y peso atómico de la formación;

ρ_b , densidad real de la formación.



Las tablas II.2.2 y II.2.3 muestran los valores de número y peso atómico de elementos, así como valores de densidad para compuestos comunes.

Elemento	A	Z	$\frac{2Z}{A}$
H	1.008	1	1.9841
C	12.011	6	0.9991
O	16.000	8	1.0000
Na	22.990	11	0.9569
Mg	24.320	12	0.9868
Al	26.980	13	0.9637
Si	28.090	14	0.9968
S	32.070	16	0.9978
Cl	35.460	17	0.9588
K	39.100	19	0.9719
Ca	40.080	20	0.9980

Tabla II.2.2. Peso y números atómicos de elementos comunes en la Tierra (Arroyo, 1985).

Compuesto	Fórmula	Densidad Real ρ_b	$\frac{2\sum Z_i}{A}$ Peso Molec.
Cuarzo	SiO_2	2.654	0.9985
Calcita	$CaCO_3$	2.710	0.9991
Dolomita	$CaCO_3MgCO_3$	2.870	0.9977
Anhidrita	$CaSO_4$	2.960	0.9990
Silvita	KCl	1.984	0.9657
Halita	NaCl	2.165	0.9581
Yeso	$CaSO_4 \cdot 2H_2O$	2.320	1.0222
Carbón		1.400	1.0300
Antracita		1.800	1.0300
Carbón		1.200	1.0600
Bituminoso		1.500	1.0600
Agua Dulce	H_2O	1.000	1.1101
Agua Salada	200,000 ppm	1.146	1.0797
Aceite	$n(CH_2)$	0.850	1.1407
Metano	CH_4	ρ_{meth}	1.2470
Gas	$C_{1.1}H_{4.2}$	ρ_g	1.238

Tabla II.2.3. Densidad y peso molecular de compuestos comunes (Arroyo, 1985).

Análisis de espectroscopía y ganancia de estabilización

Para obtener la curva del factor fotoeléctrico (Pe) es necesario medir los rayos gamma en la región de menor energía, ya que el corte transversal fotoeléctrico aumenta rápidamente en energías por debajo de los 100 KeV. Se utilizan tres ventanas para minimizar la emisión de los rayos gamma (alojados en el *collar*).

Las figuras II.2.53 a) y b) muestran la ubicación de las mediciones de espectroscopía con espaciamiento largo (LS) y corto (SS). El detector LS se estabiliza con una fuente de Am-241 de 60 KeV. Mientras que el detector SS utiliza una fuente de Cs-137 de 662 KeV.

El pico de referencia usado en el detector LS se debe a que los conteos en la ventana de densidad son demasiado bajos y se utiliza para identificar la referencia de baja energía. Por lo que es preferible reducir cualquier conteo en esta ventana. Las mediciones de Pe se determinan sólo con el detector SS.

Se monitorea continuamente para asegurar que la energía para las mediciones de densidad y litología sean precisa. El bajo corte de energía de los rayos gamma usado para la determinación de las densidades LS y SS es para garantizar que la absorción fotoeléctrica tenga un efecto pequeño de conteos detectados en formaciones como: calizas, dolomitas, areniscas y lutitas.

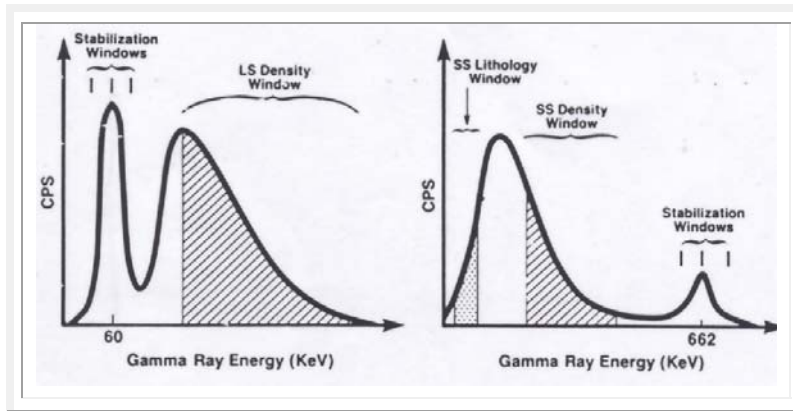
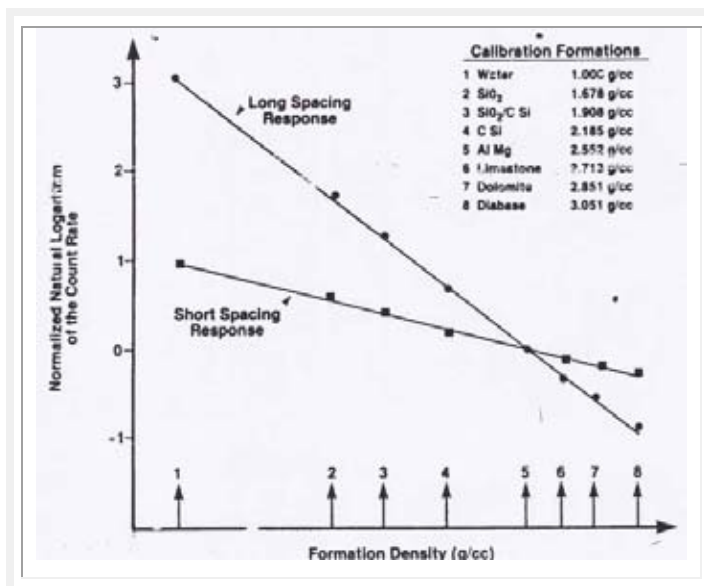


Figura II.2.53 a) Ubicación de la ventana lejana LS b) ubicación de la ventana cercana SS (Wraight et al., 1993).

Calibración maestra de la densidad

La calibración de las mediciones se hace mediante el uso de bloques colocados sobre los detectores lejano y cercano, obteniéndose gráficas de calibración de la densidad (figura II.2.54).



Figuras II.2.54. Calibración de los valores de densidad (Wraight et al., 1993).

Los valores de densidad de los bloques de calibración han sido modificados por una función que asegura que los registros de densidad medidos sean coincidentes con la densidad verdadera para formaciones de calcita con contenido de agua (Wraight et al., 1993):

$$\rho_b = 1.0704\rho_e - 0.1883$$

Calibración en campo de Pe

Se utilizan bloques de Aluminio (con densidad de 2.59 g/cc) y de Magnesio (con densidad de 1.69 g/cc). Finalmente un bloque de Al+Fe es colocado entre la herramienta y el bloque de aluminio, incrementando la medición de Pe en aproximadamente 4.5 Barns/electrón. La figura II.2.55 muestra la gráfica de calibración para otros bloques.

La precisión estadística de densidad de un pozo compensado es de +/- 0.01 g/cc en una formación de 2.5 g/cc con un factor de perforación de 50 ft/hr. La precisión depende de las condiciones del pozo.

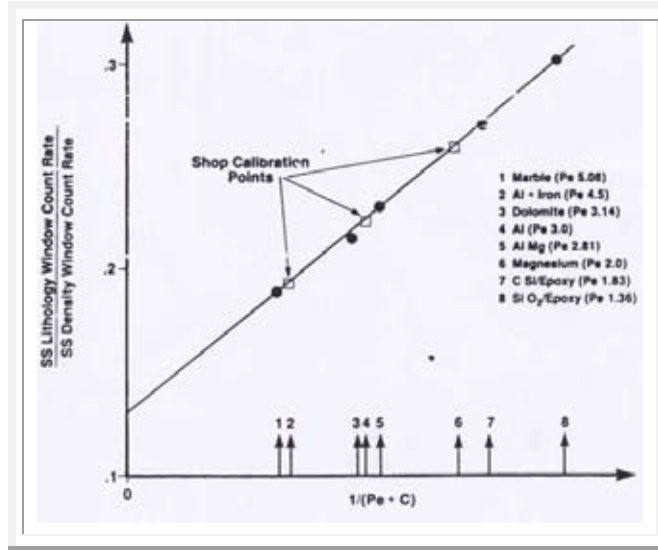


Figura II.2.55. Respuesta de Pe para bloques de calibración. Está en función de los conteos de SS y LS descritos por la forma $1/(Pe+C)$, donde C es una constante referida a el promedio de energía de la ventana SS (Wraight et al., 1993).

Compensación de mediciones en el pozo

El uso de estabilizadores (figura II.2.56) ayuda a mejorar las mediciones de densidad, eliminando presencia de paredes de lodo (*mud standoff*) y mejora la profundidad de investigación con un 80% de flujo recibido por rayos gamma.



Figura II.2.56. Estabilizadores en la herramienta CDN (Bonner et al., 1992c).

Principio de Monte Carlo para modelar los efectos del estabilizador

La figura II.2.57 muestra las respuestas de mediciones cuando la herramienta tiene y no tiene estabilizadores. Con un lodo sin barita y en una formación de caliza con un incremento de pozo de 8 a 18.5 in. En el primer caso, la separación de la herramienta (*standoff*) es 2 in. Cuando no existe estabilizador el mínimo permitido es 1 in.

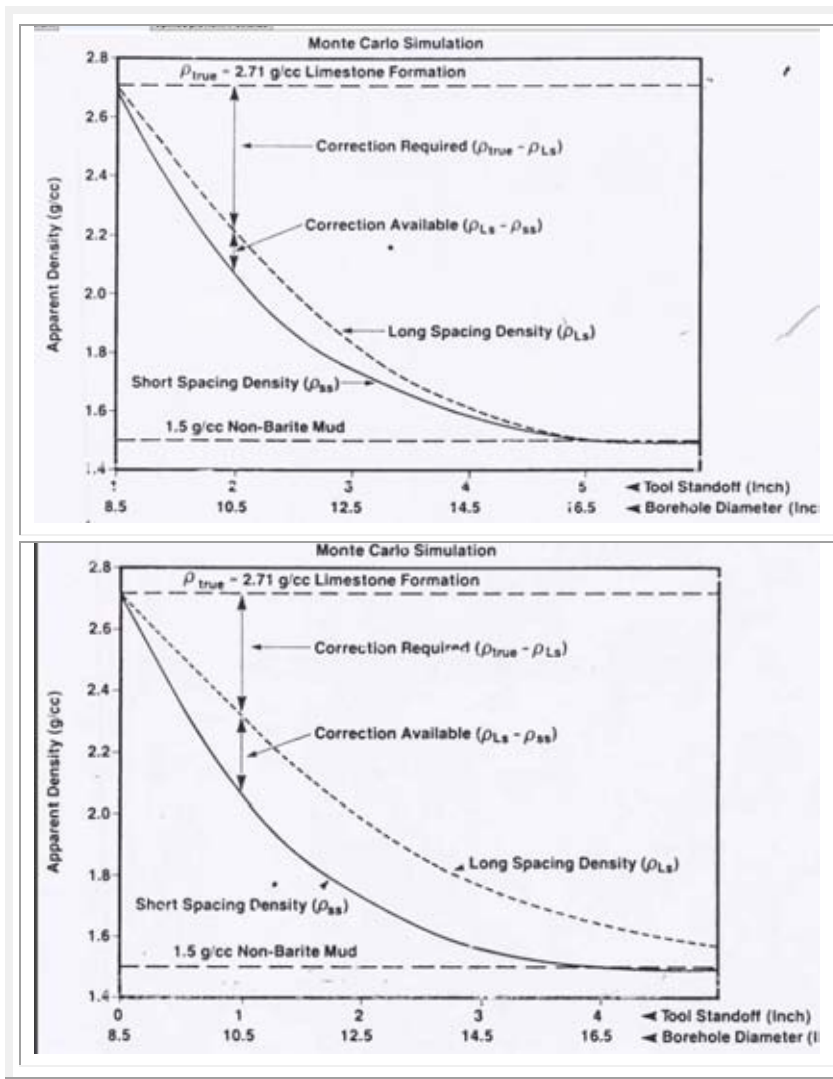


Figura II.2.57. a) Respuesta de la herramienta cuando no dispone de estabilizador. b) cuando dispone de un estabilizador, en un pozo de 8.5 in (Wraight et al., 1993).

Para obtener la densidad corregida, se realiza mediante la siguiente expresión (Wraight et al., 1993):

$$\rho_{corr} = \rho_{LS} + \Delta\rho$$
$$\Delta\rho = \rho_{LS} - \rho_{SS}$$

La situación es diferente cuando existe estabilizador como lo muestra la figura II.2.57 b, se observa que la separación cuando se encuentra en 1 in, el diámetro es de 10.5 in. Pruebas de campo han demostrado que la cantidad de correcciones para $\Delta\rho$ aplicados a los registros es pequeña (correspondiente a menos de 1 in. de la separación de la herramienta con la formación).

Efectos de separación de lodo

Las respuestas de la herramienta por efectos de separación de lodo por arriba de los 0.5 in en formaciones de 2.2 g/cc se muestran en la figura II.2.58. En ella se observan distintas variedades de lodos (los que contienen barita se identifican por su valor de Pe alto).

Obsérvese la respuesta de la herramienta al lodo con contenido de barita. Aunque no suele suceder que la densidad verdadera del lodo sea mayor que la densidad de formación hay que realizar una corrección negativa, porque el contenido de barita hace en apariencia al lodo más denso que la densidad real.

Tanto los detectores LS como los SS tienen estas respuestas fotoeléctricas, el "efecto barita" es eliminado cuando la densidad larga y corta son combinadas para lograr la densidad compensada.

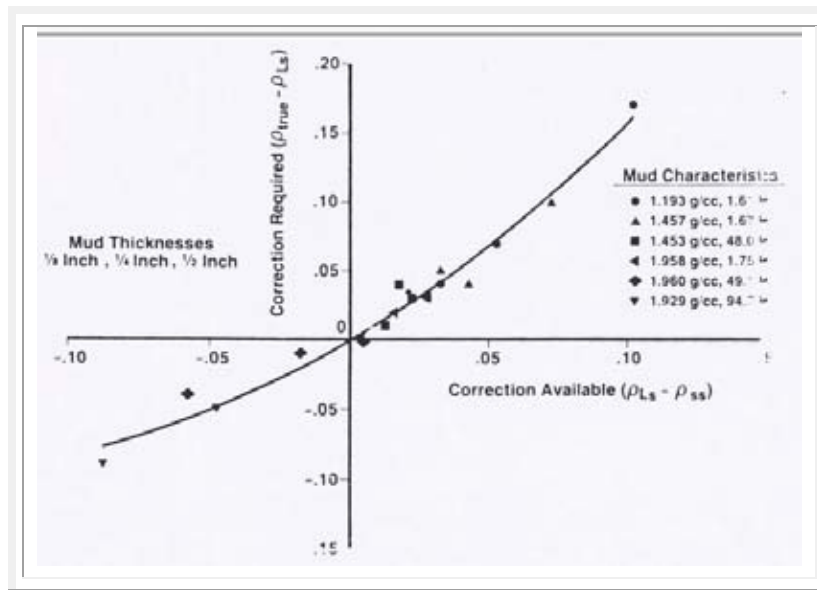


Figura II.2.58. Respuesta en la densidad por efectos de separación de lodo (Wright et al., 1993).

Condiciones del pozo

En pozos ligeramente ovalados (que los datos se adquirieron en más de un período de muestreo en modo rotativo) se hace un promedio alrededor del pozo como se muestra en la figura II.2.59. Cerca del pozo no es un problema, pero la señal se hace más inexacta como cuando el tamaño del pozo aumenta.

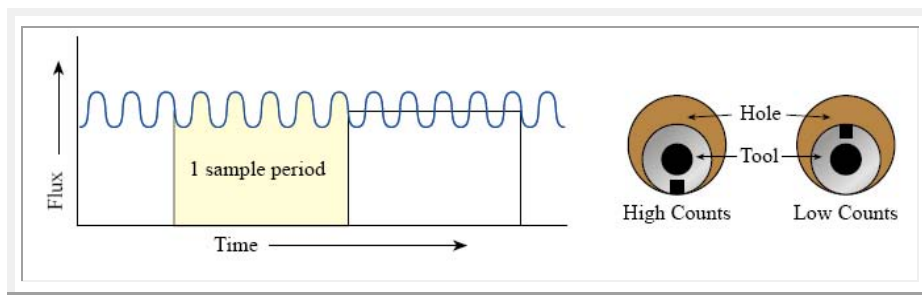


Figura II.2.59. Respuesta a detectores de compensación (*Referencia electrónica 2.1*).

La figura II.2.60 es una comparación de cómo los efectos del pozo afectan a las mediciones de densidad:

Wireline Hole Condition \ CDN Hole Condition	Good	Enlarged	Enlarged with mudcake	Enlarged and rugose	Enlarged, rugose and altered formation density
Smooth and in-gauge	Excellent agreement	Rotational processing required	Time-lapse density interpretation possible	CDN density preferred	Sonic porosity preferred
Smooth, in-gauge with mudcake	Excellent agreement	Rotational processing required	Time-lapse density interpretation possible	CDN density preferred	Sonic porosity preferred
Smooth and enlarged	Excellent agreement	Rotational processing required	Time-lapse density interpretation possible	CDN density preferred	Sonic porosity preferred
Smooth, enlarged with mudcake	Excellent agreement	Rotational processing required	Time-lapse density interpretation possible	CDN density preferred	Sonic porosity preferred
Smooth and altered formation density	Excellent agreement	Rotational processing required	Time-lapse density interpretation possible	CDN density preferred	Sonic porosity preferred
Enlarged and rugose	Excellent agreement	Rotational processing required	Time-lapse density interpretation possible	CDN density preferred	Sonic porosity preferred
Enlarged, rugose and altered formation density	Excellent agreement	Rotational processing required	Time-lapse density interpretation possible	CDN density preferred	Sonic porosity preferred

Figura II.2.60. Comparación de las condiciones de pozo y como afectan a las mediciones de densidad (*Bonner et al., 1992c*).

Por último, se muestra en la figura II.2.61 el *crossplot* de las respuestas de densidad contra porosidad de la herramienta CDN, para determinar la porosidad total real y litología.

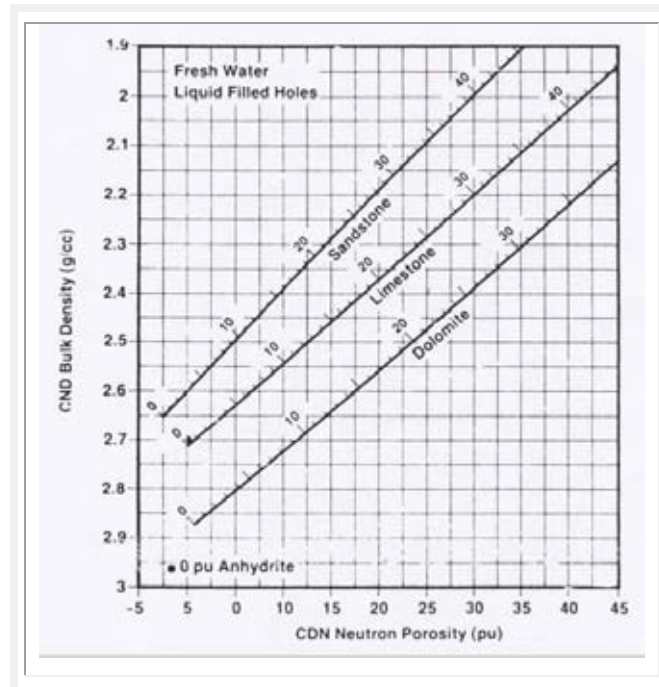


Figura II.2.61. Determinación de porosidad verdadera y litología con CDN (Wraight et al., 1993).

Ejemplos

En la figura II.2.62 se muestra una comparación de mediciones con LWD y herramientas convencionales, el registro fue realizado al sur de Texas en un pozo vertical.

Encima y debajo del intervalo de interés (barra azul), el pozo era liso y con el diámetro requerido durante el registro de CDN. La zona marcada por la barra fue registrada con CDN en un corto viaje después de ser abierto horas después. Aquí, el $\Delta\rho$ CDN es alto, comparable con las 9 [lbm/gal] del peso de lodo y el calibre de densidad (DCAL) es cercano a cero. Esta combinación de lecturas indica que el pozo fue ampliado lo suficiente para impedir a la herramienta CDN mantener el contacto con la formación. La combinación de un BHA estabilizado y carencia de desviación del pozo produjo esta separación.

En el caso de los sensores de cable, el calibrador indica que se había formado enjarre. Las flechas en el registro marcan intervalos rugosos donde la densidad *wireline* tiene lecturas altas. En estos intervalos, la medición CDN es preferible, mientras en la zona marcada por la barra, la densidad con *wireline* es preferida.

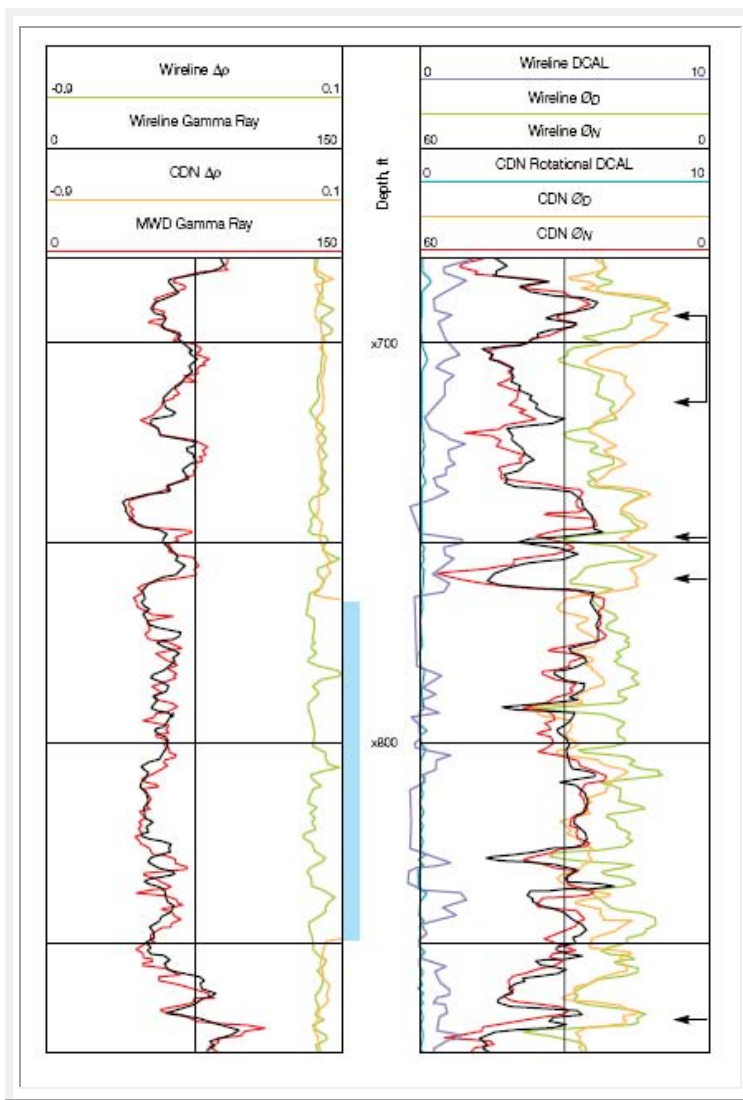


Figura II.2.62. Comparaciones de mediciones CDN y convencionales (Bonner et al., 1992c).

En el siguiente ejemplo (figura II.2.63), se logra reconocer y prevenir problemas. La imagen de densidad muestra un pozo casi horizontal, perforado en areniscas no consolidadas. Recordemos que el agrandamiento del pozo surge debido a una perforación demasiado rápida; WOB alto, o presión circulante demasiado alta. Las imágenes del registro de densidad pueden representar distintos comportamientos.

El color oscuro uniforme a través del intervalo que se extiende entre X512 y X542 pies en la imagen (carril 2), indica un buen contacto con el pozo, y el calibre de densidad (carril 4) muestra un pozo de diámetro nominal (*in-gauge*) en donde la columna de perforación se operaba en modo de deslizamiento con propósitos de geonavegación.

El agrandamiento del pozo ocurrió cuando la columna de perforación se estaba operando en modo rotativo (carril 4). Cuando el ROP era bajo (carril 4), el pozo se agrandó aún más debido al efecto agresivo del fluido de perforación. Obsérvese que la curva de densidad del cuadrante inferior es de buena calidad a lo largo de gran parte de la sección, excepto desde X502 hasta X513 pies, donde el BHA sube por el lado derecho del pozo.

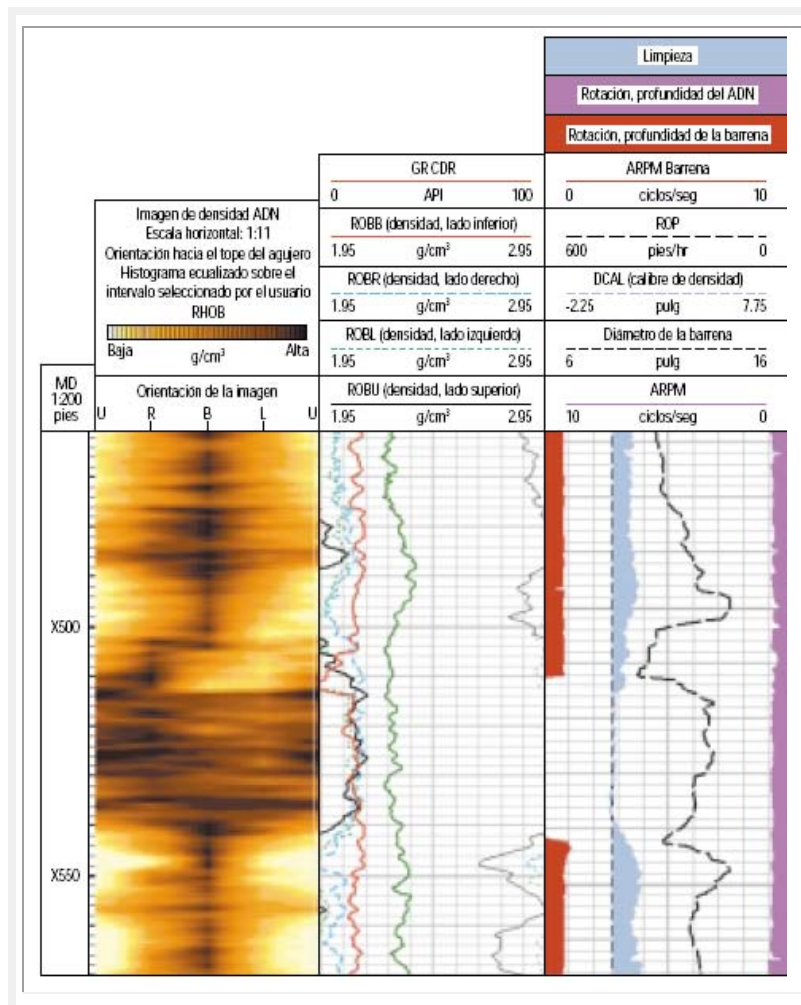


Figura II.2.63. Prevención de riesgos en el pozo con información de imágenes y registro de densidad (Bargach et al., 2000).



Finalmente, en el ejemplo de la figura II.2.64, se muestra una imagen del registro de densidad del daño de un pozo en el Mar del Norte. Las formas paralelas brillantes que se observan entre 11,030 y 12,010 pies, representan la forma en espiral del pozo. En el siguiente viaje, se agregó un estabilizador cercano a la barrena, por debajo de 12,010 pies muestra claramente el cambio en la condición del pozo, de un pozo en espiral a un pozo cilíndrico uniforme. Nótese el patrón cíclico de las curvas de densidad de cuadrante (ROBU, ROBL, ROBR, ROBB) y la curva de la porosidad neutrón (TNP) en el intervalo del agujero con forma de espiral.



Figura II.2.64. Efecto de un pozo en forma de espiral debido al movimiento del BHA en el primer viaje (Bargach et al., 2000).

2.5. Resonancia Magnética Nuclear

La tecnología de resonancia magnética nuclear (NMR-LWD) representa un avance significativo en la geonavegación y evaluación de formación en operaciones en tiempo real, proporcionando parámetros petrofísicos como la permeabilidad y estimación de productividad; utiliza telemetría para la transmisión de datos.

Los esfuerzos de investigación en el desarrollo en las mediciones de NMR *wireline* conduce a la introducción de las herramientas durante la perforación, Schlumberger mediante proVision y Halliburton mediante MRIL-WD (por citar algunas) en 2001, capaces de proporcionar mediciones exactas NMR de alta resolución en condiciones hostiles. En forma similar a las herramientas con cable, realizan mediciones de porosidad independiente de la mineralogía, el volumen de fluido (BFV), el volumen de fluido-libre (FFV), la permeabilidad, la detección de hidrocarburo y distribuciones T1 y T2 (tiempo de relajación longitudinal y transversal respectivamente) mediante inversión de datos.

Descripción de la tecnología

Puede trabajar en tres modos: rotatorio, deslizante o estacionario. Así mismo, puede ser programado manual o automáticamente dependiendo de las condiciones de perforación (figura II.2.65).

Anticipated productivity	Wait time, sec	Repetitions	Number of echoes
Oil	6.00	2	500
	0.60	2	300
	0.04	40	20
Oil and gas	13.00	2	500
	0.60	2	300
	0.04	40	20

Figura II.2.65. Parámetros de secuencia de pulso. Usado para evaluar intervalos de aceite (superior) y aceite-gas (inferior) en aguas profundas del Golfo de México, EE.UU (Alvarado et al., 2003).



Las mediciones T1 y T2 capturan el decaimiento completo de una medición simple de *Carr-Purcell-Meiboom-Gill* (CPMG), causando un número mayor de ecos por medida. Así, la medida T2 puede tomarse rápidamente dando un valor alto de muestras y una mejor calidad de datos.

Diseño de la herramienta

Está alojado en una sección de 37 ft de largo, 6 3/4 in de diámetro interior y el diámetro exterior de 7 3/4 in. Cuando es configurado sin dispositivos externos, el instrumento es controlado en diámetros de pozo de 8 3/8 in a 10 5/8 in. Se puede adjuntar un estabilizador para reducir el movimiento lateral.

Las conexiones de telemetría permiten la configuración en cualquier sección del aparejo. El instrumento es impulsado por una turbina, y mantiene flujos en los límites de 300 a 800 gal/min [1136 a 3028 L/min] (figura II.2.66).

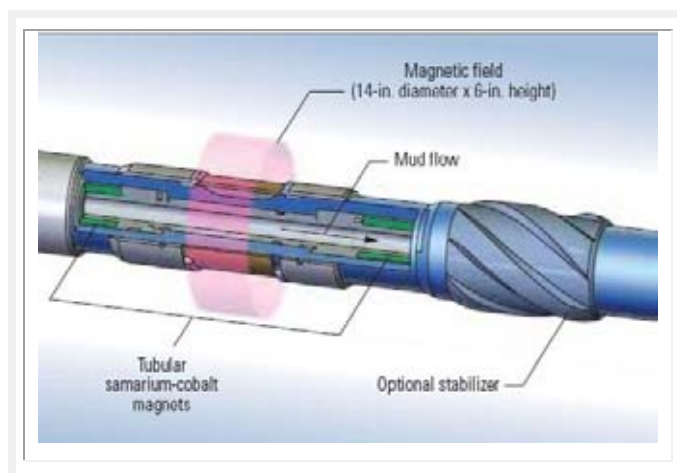


Figura II.2.66. Diseño de instrumento de Provisión (*Schlumberger) (Alvarado et al., 2003).

En una sección axial a través de la antena se puede mostrar el diseño simétrico de la herramienta (figura II.2.67). Las barras azules son imanes cilíndricos anulares. Las líneas de campo constante (azul) indican un gradiente del campo magnético que decae lejos del instrumento. La sección de la antena coaxial se muestra en negro. La interacción de la antena y los imanes produce una corteza cilíndrica resonante (rojo) de 6 in [15 cm] de longitud 0.4 in [10 mm] de espesor y 14 in [36 cm] de diámetro de investigación.

La sección transversal de la antena (figura II.2.67 derecha) ilustra la corteza resonante (rojo). Éste es el único lugar donde la medida se realiza (evitando mediciones entre el instrumento y la superficie resonante o más lejos de la superficie resonante). La profundidad de investigación en un diámetro de pozo de 8 1/2 in alcanza 2 3/4 in. Con un campo magnético de 50 gauss y un gradiente de 3 gauss por centímetro.

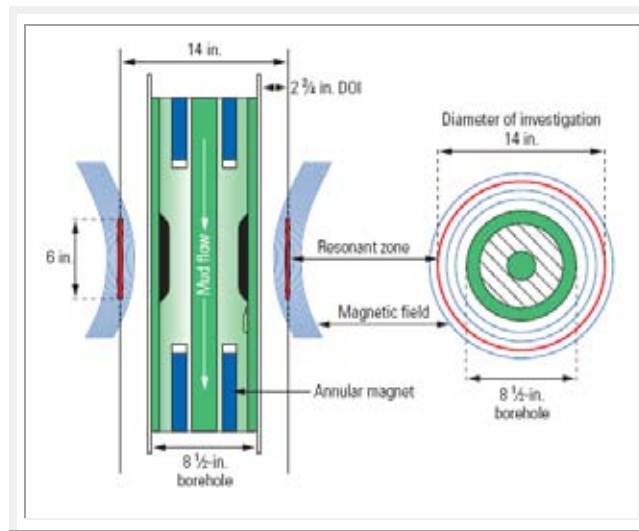


Figura II.2.67. Sección axial y transversal de la herramienta NMR-LWD (Alvarado et al., 2003).

La existencia de imanes dentro del aparejo puede afectar a instrumentos de revisión magnética azimutal, para determinar las coordenadas espaciales de la perforación en la herramienta de giroscopía. Sin embargo, mediante modelado y la experimentación del campo, ha hecho que la herramienta tenga poca influencia sobre la medición azimutal magnética. Como la interferencia magnética es pequeña y directamente proporcional a la intensidad del campo magnético producido por la herramienta, los errores son significativos sólo cuando la herramienta es colocada directamente encima del instrumento direccional. Basados en modelos numéricos y medidas físicas, Schlumberger ha desarrollado algoritmos de corrección de revisión para la interferencia NMR magnética. Estos algoritmos son incluidos en el software IDEAL (*Integrated Drilling Evaluation and Logging*).



Mediciones

La herramienta opera en modo cíclico más que en modo continuo. El ciclo consiste en una polarización inicial de tiempo de espera, seguido de la transmisión del pulso de radio de alta frecuencia y luego la recepción de la señal de eco coherente, o el tren de ecos. El ciclo de impulsos y la recepción de eco son repetidos hasta que el número de ecos haya sido obtenido (figura II.2.68).

La adquisición es definida por la secuencia CPMG. Un pulso inicial de 90° seguido de una serie larga de pulsos de 180° caracteriza la secuencia CPMG. El intervalo de tiempo entre los pulsos de 180° es del orden de cientos de microsegundos (figura II.2.68).

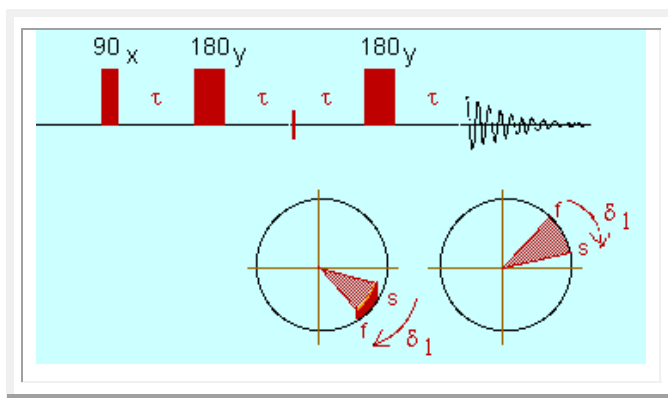


Figura II.2.68. Secuencia de Carl-Purcell-Meiboom-Gill (CPMG) (*Referencia electrónica 2.5*).

Para cancelar el ruido intrínseco en una secuencia CPMG, se recogen en pares. El primero del par es una señal con fase positiva. El segundo del par es recogido con 180° de cambio de fase (fase negativa). Las dos secuencias CPMG son combinadas para dar un par alternado de fase. Comparado con la secuencia individual CPMG, el apilado CPMG la secuencia tiene una S/N mejorada.

Efecto del movimiento de la sarta en las mediciones

Inicialmente la herramienta es centrada en el pozo para las mediciones cíclicas (figura II.2.69 izquierda). Si de la sarta de perforación hace que el instrumento descanse contra la pared del pozo, parcialmente fuera de la región polarizada (figura II.2.69 derecha) causando errores de distribución. En teoría, el instrumento no debe moverse durante el curso de una secuencia CPMG.

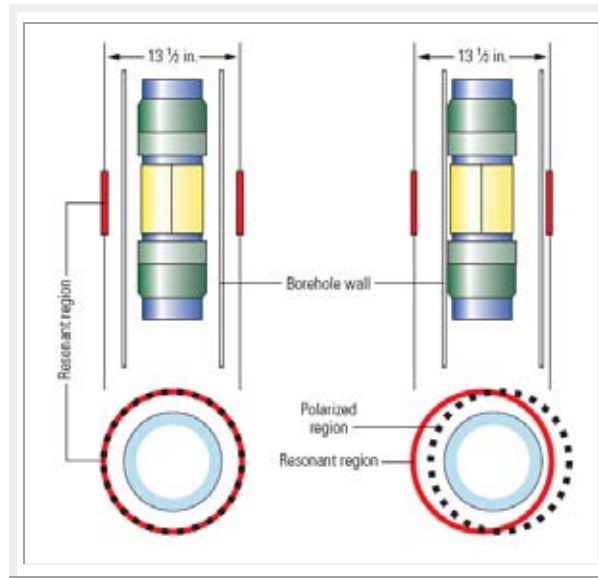


Figura II.2.69. Efecto de movimiento lateral en la herramienta (Alvarado *et al.*, 2003).

En la figura II.2.70, durante el intervalo de 20s, se muestran movimientos benignos y severos registrados dependiendo de las revoluciones por minuto (RPM) de la barrena. Los intervalos de amplitud de movimiento menor a 1 mm (figura II.2.70 inferior-izquierda) corresponden a intervalos con bajas RPM (figura II.2.70 arriba) representando una condición casi inmóvil. El movimiento violento ocurre en intervalos de tiempo restante, cuando el instrumento gira libremente y con amplitud lateral de hasta 5 mm.

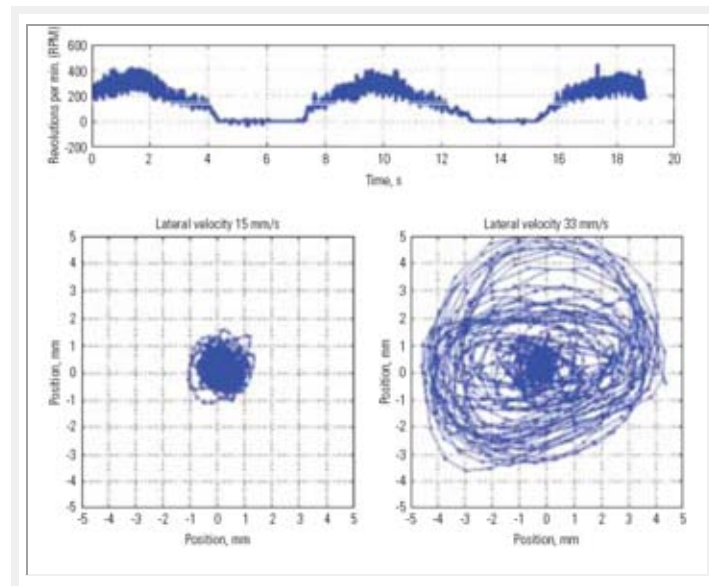


Figura II.2.70. Gráficas de movimiento lateral (Alvarado *et al.*, 2003).



Finalmente, cuando se tiene el efecto de atorar/resbalar (*stick-slip*), en la figura II.2.71 (superior) se muestra la rotación instantánea a los 8s, la sarta se pega por 7s hasta que la acumulación continua de torque libera la barrena y la energía almacenada acelera a más de 300 RPM, después del cual el aparejo se pega otra vez.

La figura II.2.71 (inferior) muestra el número de rotaciones acumulativas. El número de incrementos en las que el aparejo se pega, en el cual la rotaria sigue dando vuelta y construye siete giros a la tubería antes de que el aparejo se libere, generando alta energía, y la inercia hace que sobregire y avancen seis giros delante de la rotaria (*topdrive*).

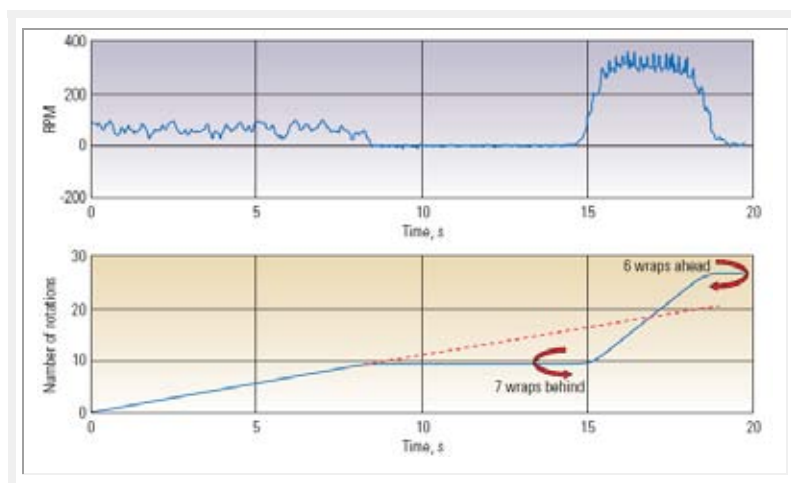


Figura II.2.71. Efecto de *stick-slip* en las mediciones (Alvarado et al., 2003).

Registro NMR-LWD

Cuando se combina con otras medidas LWD, los datos de resonancia magnética nuclear (NMR) pueden ser usados para generar estimaciones de producción potenciales en tiempo real. En el siguiente registro (figura II.2.72) realizado en el Golfo de México, usando lodos base aceite (OBM), los registros NMR fueron obtenidos en tres diámetros separados 8 1/2 in:

- La secuencia de pulso consistió en un solo tiempo de espera y secuencia de exposición.
- Un tiempo de espera de 12 s se usó para asegurar la polarización adecuada de los hidrocarburos ligeros esperados en este depósito.

- Fueron obtenidos 600 ecos después del tiempo de espera. La secuencia de exposición consistió en 20 ecos después de 0.08s de tiempo de espera. Con un espaciado de 0.8 y 1.2 ms.
- El tiempo del ciclo es de 30 s, con una tasa de perforación de 70 ft/h.
- La combinación del tiempo de ciclo y la tasa de penetración (ROP) dió un factor de profundidad de aproximadamente 0.75 ft por cada par de fase alternado.
- Para determinar el volumen de fluido (BFV), se eligió un corte de T2 de 90 msec. El valor de T2 se basó en la experiencia con mediciones NMR *wireline* de campo.
- La evaluación indicó que el neutrón, densidad y la porosidad NMR coincidían en la arenisca (de porosidad de aproximadamente 28 p.u).
- Además de la información de NMR, se proporcionó movimiento lateral y RPM para descubrir posibles condiciones de perforación erráticas, para mejorar la vida de la sarta de perforación y optimización del ROP.
- Los cambios en los registros de distribución T2 (corrida 5) confirman el contacto hidrocarburo/agua. Las señales de picos en la corrida de profundidad son puntos de muestra de datos brutos NMR.

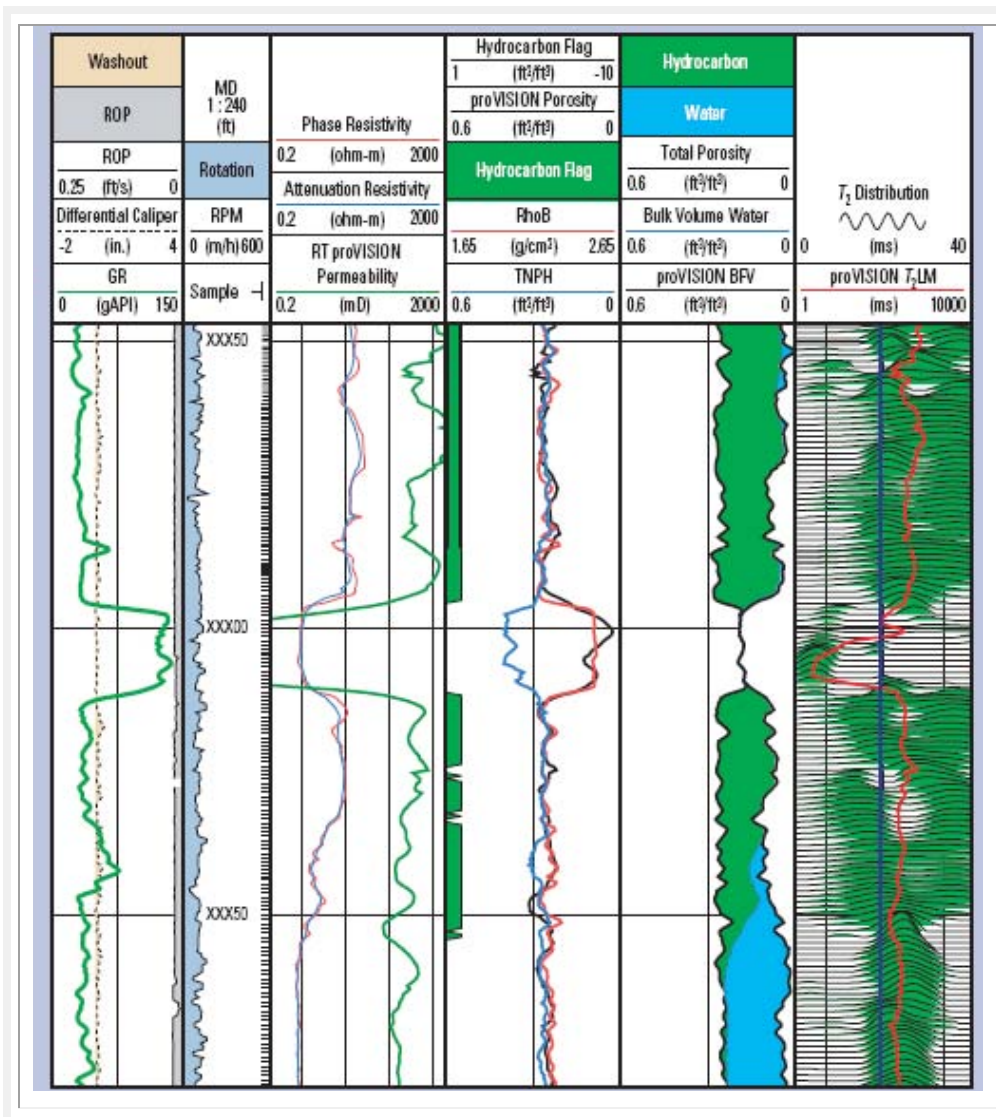


Figura II.2.72. Análisis de formación en el Golfo de México. Integrado con información *wireline* de saturación de agua para estimar la productividad mientras se perfora (Alvarado et al., 2003).

2.6. Acústicos

2.6.1. Sónicos

Los registros sónicos se hacen en forma rutinaria para desarrollar la estrategia en la localización de pozos y mejorar la producción del yacimiento. Las propiedades mecánicas de las rocas a partir de mediciones acústicas ayudan a predecir la compactación de la formación y problemas potenciales de sedimentación, tanto en pozos verticales como en horizontales. La magnitud de los esfuerzos obtenida de registros sónicos ayuda a pronosticar caídas de presiones.

Propagación de ondas por fuentes monopolares

Las ondas acústicas registradas dependen de la fuente de energía, trayectoria, propiedades de la formación y del pozo. En la adquisición, existen dos tipos de fuentes principales: monopolares y dipolares. Un transmisor monopolar emite energía desde de su centro hacia todas las direcciones por igual, mientras que un transmisor dipolar emite energía en una dirección.

En un modelo 2D, cuando el frente de onda (P) generado en el lodo de perforación se encuentra con la pared del pozo, produce tres nuevos frentes de onda (figura II.2.73). Un frente de onda reflejado con una velocidad V_m . Las ondas compresionales (P) y las ondas de corte (S) son refractadas a través de la interfaz existente entre el lodo y la pared del pozo y viajan en la formación con velocidades V_p y V_s , respectivamente. Siendo el caso más simple una formación dura o rápida, donde $V_p > V_s > V_m$.

Una vez que la onda P refractada se vuelve paralela a la pared del pozo, se propaga a lo largo de la interfaz existente entre el pozo y la formación a una velocidad V_p , más rápida que la onda reflejada presente en el fluido del pozo.

De acuerdo con el principio de Huygens, cada punto de una interfaz excitada por una onda P actúa como una fuente secundaria de ondas P en el pozo, y de ondas P y S en la formación.



La combinación de estas ondas secundarias en el pozo crea un nuevo frente de onda lineal denominado onda cónica (*head wave*). Esta onda generada en el lodo se conoce como onda cónica compresional y su arribo a los receptores se registra como el arribo de las ondas P.

La onda P requiere más tiempo para llegar a los receptores que se encuentran más alejados de la fuente. La diferencia de tiempo que existe entre los arribos de las ondas P, dividida por la distancia recorrida, se conoce como Δt (tiempo de tránsito o lentitud), y es el inverso de la velocidad. Se trata de la medición más básica obtenida de los registros sínicos.

Otra forma de visualizar las ondas cónicas y las ondas volumétricas P y S cerca del pozo es a través de la técnica de trazado de rayos. Estrictamente hablando, ésta técnica es válida solamente cuando la longitud de onda es mucho menor que el diámetro del pozo, o cuando los frentes de onda pueden representarse como planos en lugar de esferas o conos.

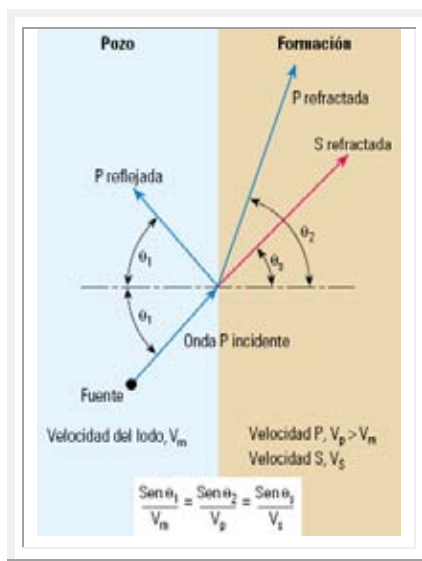


Figura II.2.73. Técnica de trazado de rayos. Reflexión y refracción de los frentes de onda en las interfaces y ley de Snell. Cuando el ángulo de refracción es de 90° , se crea una onda cónica (Haldorsen et al., 2006).

Un rayo es simplemente una línea perpendicular a un frente de onda, que muestra la dirección de viaje en un tiempo mínimo (siguiendo el principio de Fermat).

Los cambios de la trayectoria de rayos se producen en las interfaces y sigue la ley de Snell (figura II.2.74), que explica las condiciones bajo las cuales se forman las ondas cónicas y la razón por la cual no se forma ninguna de estas ondas en las formaciones lentas.

La técnica de trazado de rayos tiene sus aplicaciones en:

- Diseño de las herramientas sónicas, tales como la determinación del espaciamiento entre transmisores y receptores (TR).
- Asegurar que la trayectoria en la formación sea más rápida que la trayectoria directa en el lodo.
- Para los tamaños de pozos y las velocidades de ondas P y S de formaciones habituales.
- Asegurar que la herramienta mida las propiedades de la formación en vez de medir las propiedades del lodo del pozo.
- Describir la relación entre el espaciamiento TR y el espesor de la formación en la región vecina al pozo y el contraste de velocidad.
- Se utiliza en técnicas de inversión, tales como la reconstrucción tomográfica que resuelve los modelos de lentitud (tiempo de transito).

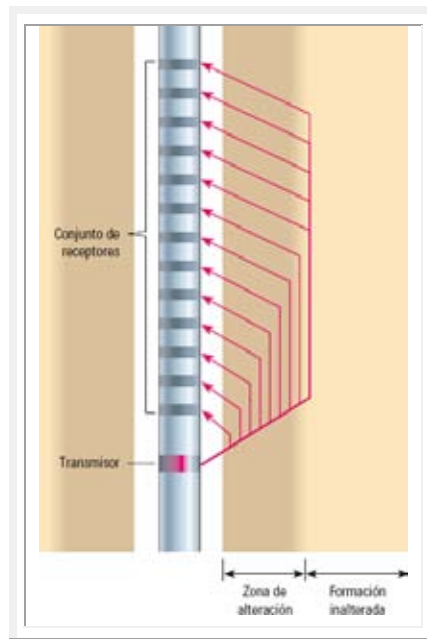


Figura II.2.74. Aplicación de la técnica de trazados para determinar el arreglo TR de la herramienta (Haldorsen et al., 2006).



Ondas Stoneley

Son los últimos arribos provenientes de una fuente monopolar, llamados ondas de interfaz o de superficie. La onda de Stoneley viaja en la interfaz existente entre el pozo y la formación. Es dispersiva y el movimiento de sus partículas es simétrico en torno al eje del pozo. En bajas frecuencias, la onda de Stoneley es sensible a la permeabilidad de la formación. En las ondas que viajan más allá de las fracturas y formaciones permeables la disipación viscosa produce la atenuación de la amplitud de las ondas y un incremento de su lentitud. En fracturas abiertas, las ondas Stoneley son tanto reflejadas como atenuadas. En la figura II.2.75 las flechas rojas en el centro del pozo simbolizan la amplitud de las ondas de Stoneley.

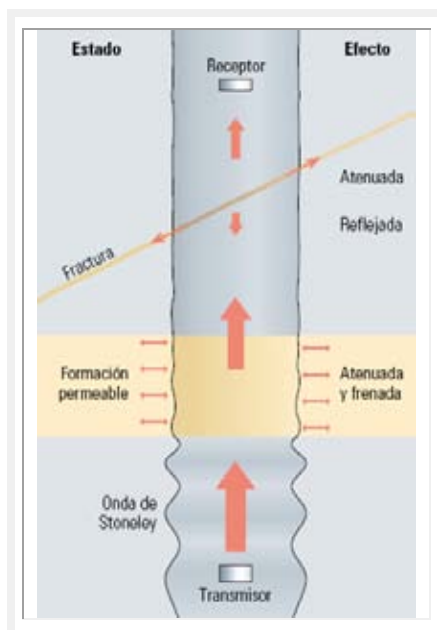


Figura II.2.75. Propagación de las ondas Stoneley (Haldorsen et al., 2006).

Dentro de sus aplicaciones podemos mencionar:

- Los datos de dispersión de las ondas a lo largo de un ancho de banda de frecuencias grande pueden invertirse para estimar la permeabilidad de la formación.
- La relación entre la energía reflejada y la energía incidente puede ayudar a correlacionar la detección y apertura de fracturas.

Frecuencia de operación

La potente señal en barrido de frecuencia crea una respuesta de banda ancha que es plana entre aproximadamente 300 Hz y 4 kHz (figura II.2.76).

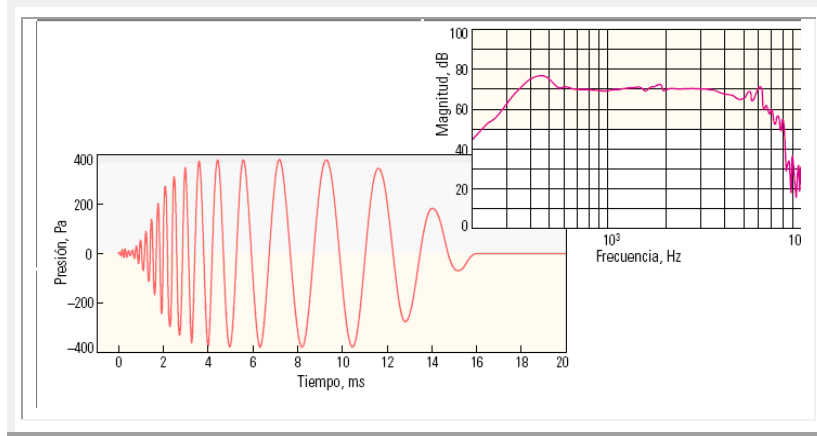


Figura II.2.76. Frecuencia de operación de los sensores sónicos (Haldorsen et al., 2006).

Las ondas registradas se presentan en una domocrónica (figura II.2.77) que muestra los arribos de las ondas P, S y Stoneley. A menudo se utilizan técnicas de procesamiento para seleccionar los tiempos con precisión, la experiencia del intérprete es importante en este proceso. No hay que olvidar que en muchos registros pueden presentar altos niveles de ruido, malas condiciones del pozo u otros factores que pueden alterar el comportamiento, por lo que en ocasiones se tiene que realizar un método de filtrado.

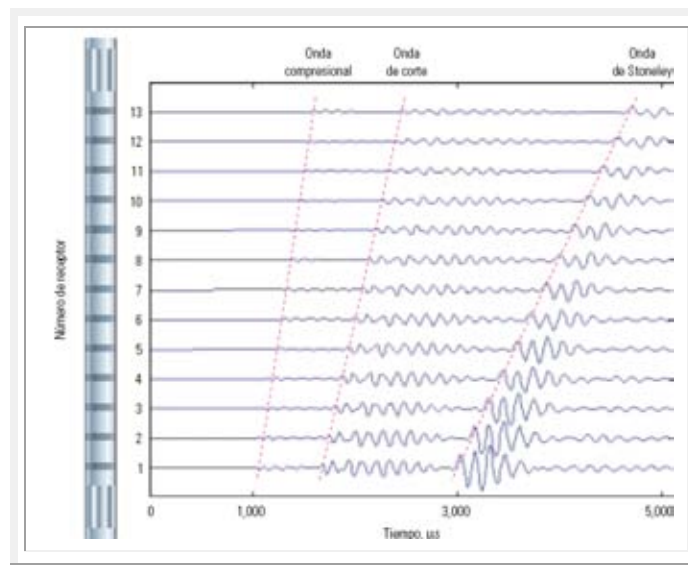


Figura II.2.77. Forma de onda en una formación rápida, donde se muestran las ondas P, S y Stoneley. A la izquierda, receptores de la herramienta sónicaVISION (Haldorsen et al., 2006).



Obtención de Δt

Se utiliza una técnica de procesamiento llamada coherencia. Las formas de onda en una profundidad dada (figura II.2.78 superior-izquierda), se exploran dentro de ventanas de tiempo y a lo largo de un rango de ángulos; conocidos como curvaturas, que se relacionan con la lentitud. Cuando las señales sobre las formas de ondas que se encuentran dentro de la ventana exhiben la mejor correlación, el valor de coherencia es el más alto.

Una gráfica de coherencia (*Slowness time coherence: STC*) correspondiente a esa profundidad (figura II.2.78 inferior-izquierda) muestra la coherencia codificada en color en el plano tiempo-lentitud, destacándose el valor de coherencia máximo en rojo.

Los valores de coherencia se proyectan sobre una faja vertical, a lo largo del eje de lentitud, y luego se muestran como una faja horizontal delgada, a la profundidad correcta, en el registro de proyección STC (figura II.2.78 derecha). Uniendo los valores de coherencia más altos en todas las profundidades se genera un registro de lentitud para cada onda.

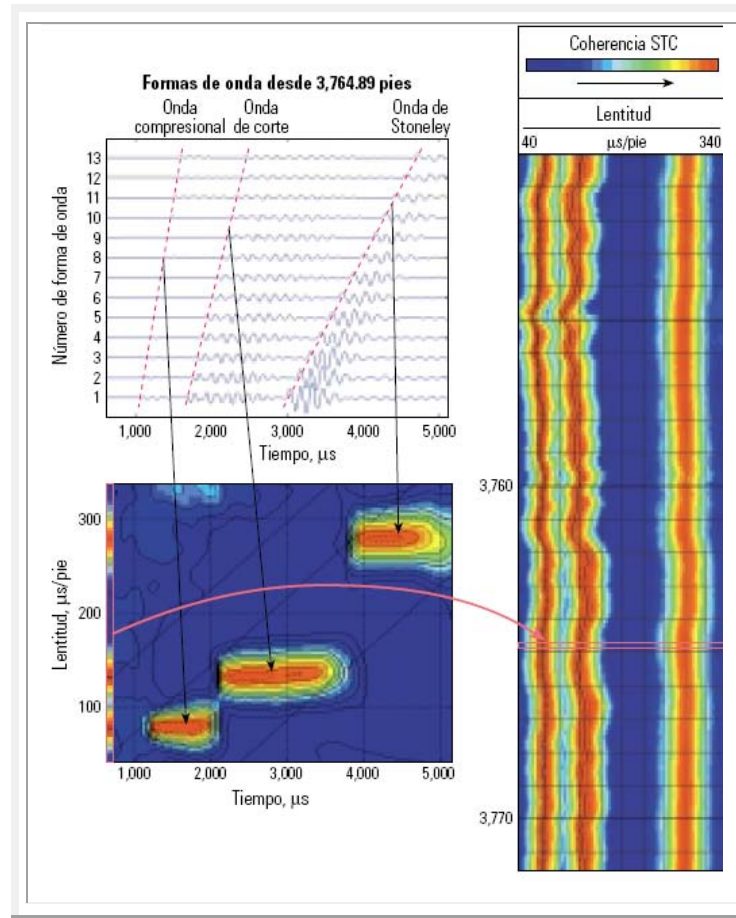


Figura II.2.78. Procesamiento STC. Para arribos desde fuentes monopolares (Haldorsen et al., 2006).

Fuentes dipolares

En estudios sísmicos de formaciones lentas donde las fuentes monopolares no pueden excitar las ondas de corte, así como en el fluido en el pozo, se necesita de una fuente dipolar. Las características de esta fuente y de las ondas flexurales son:

- Tiene la función de excitar a las ondas flexurales, además de las ondas cónicas compresionales y de corte.
- Contiene dos fuentes dipolares orientadas en forma perpendicular entre si a lo largo de los ejes XY de la herramienta (figura II.2.79).

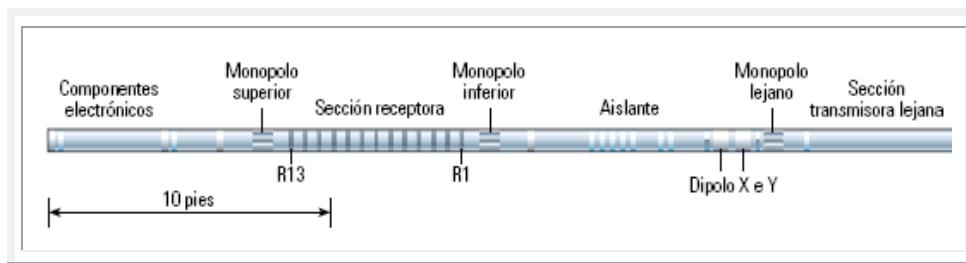


Figura II.2.79. Esquema de la herramienta SonicScanner (Haldorsen et al., 2006).

- Primero se dispara el dipolo X y se registra una forma de onda flexural, luego se dispara el dipolo Y obteniéndose otra onda flexural perpendicular.
- El movimiento de las partículas de la onda flexural es perpendicular a la dirección de la onda.
- La lentitud de las ondas flexurales se relaciona con la lentitud de las ondas de cizalla (ondas S).
- Las ondas flexurales son dispersivas (su lentitud varía con la frecuencia).
- La fuente monopolar de alta frecuencia no genera ondas de corte y las ondas de Stoneley que genera son más pequeñas que en una formación rápida. En la baja frecuencia, la fuente monopolar genera ondas Stoneley.
- Los transmisores dipolares X e Y generan ondas flexurales de baja frecuencia, en comparación con la formación rápida.
- La anisotropía existente en una formación produce la división de las ondas flexurales, creando una onda flexural rápida y otra lenta. Los datos de dispersión de baja frecuencia incluyen el modo de Stoneley y dos modos flexurales. El análisis de dispersión de frecuencia más alta de los datos de ondas P revela la existencia de dispersión (compresional con fugas) en las frecuencias más altas (figura II.2.80)

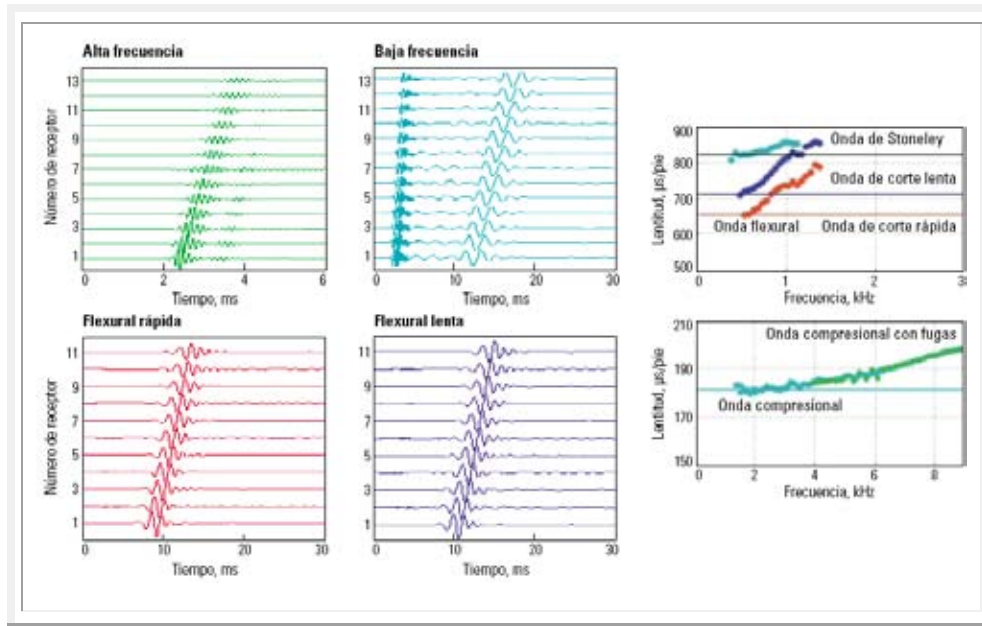


Figura II.2.80. Análisis de ondas flexurales en altas y bajas frecuencias (Haldorsen et al., 2006).

Las formas de onda flexurales dipolares en cada profundidad (figura II.2.81 superior izquierda) se analiza para estimar su lentitud en frecuencias variables. Los datos resultantes se marcan en una gráfica de lentitud-frecuencia (figura II.2.81 inferior izquierda), en la que el tamaño del círculo indica la cantidad de energía.

Las energías se codifican en color y se proyectan sobre el eje de lentitud. La banda cromática se representa gráficamente en la profundidad adecuada para crear un registro (figura II.2.81 derecha). La estimación de la lentitud derivada del procesamiento STC dispersivo se representa gráficamente como una curva negra. La estimación de la lentitud es buena si coincide con el límite de frecuencia cero de la proyección del análisis de lentitud en frecuencias (SFA).

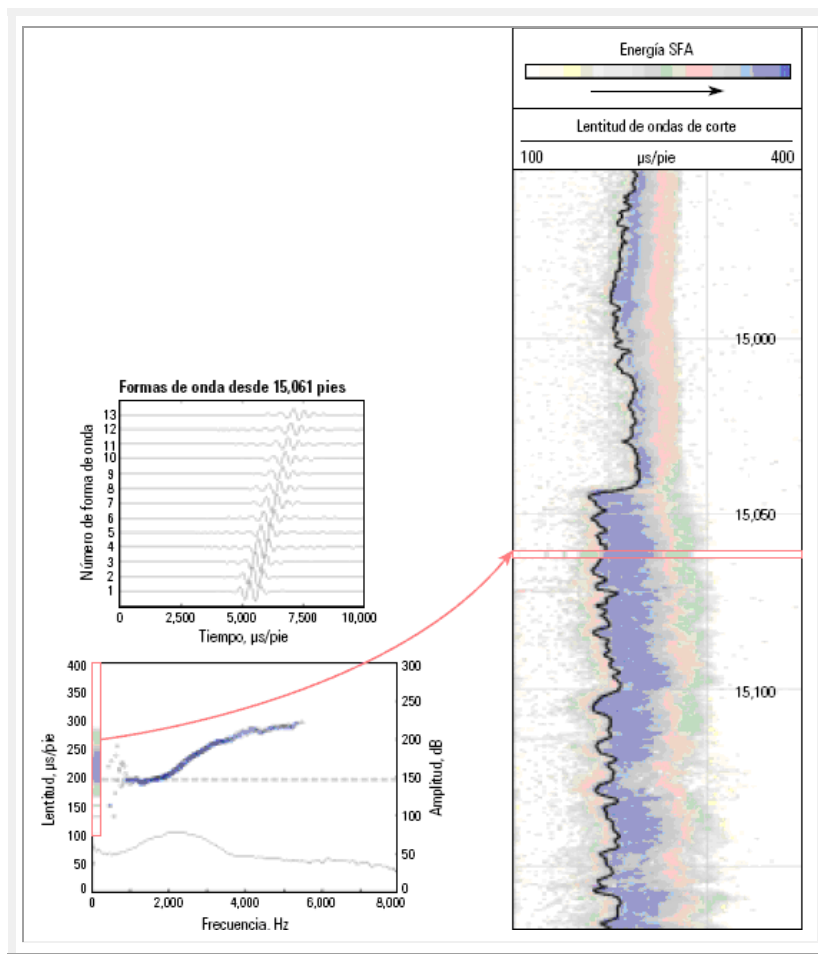


Figura II.2.81. Construcción de un registro de análisis de lentitud-frecuencia de ondas flexurales (Haldorsen et al., 2006).

Del análisis se tienen las siguientes observaciones:

- La profundidad de investigación radial de las ondas flexurales equivale aproximadamente a una longitud de onda.
- Las ondas flexurales de baja frecuencia poseen profundidades de investigación grandes y las ondas flexurales de alta frecuencia poseen profundidades de investigación más someras.
- En la frecuencia cero, la lentitud de las ondas flexurales es la lentitud verdadera de las ondas de corte de la formación.
- La representación gráfica de la lentitud de las ondas flexurales en función de la frecuencia y la identificación del límite de frecuencia cero de la curva permiten la estimación de la lentitud de las ondas de corte generadas en las formaciones (figura II.2.82).

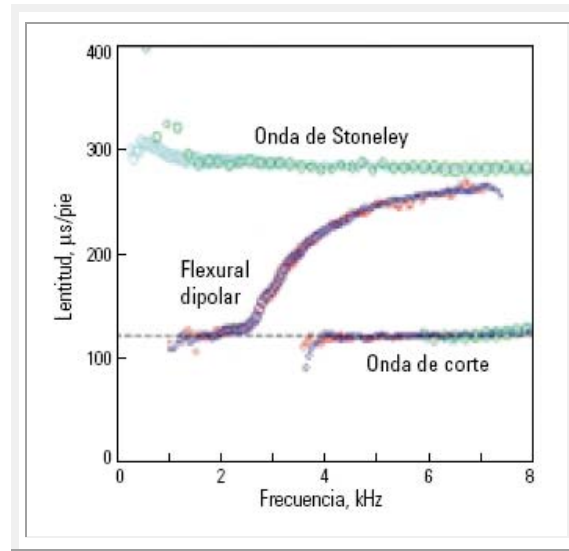


Figura II.2.82. Gráfica de dispersión para ondas flexurales. Las ondas de corte no son dispersivas; todas las frecuencias viajan con la misma lentitud. Las ondas Stoneley son levemente dispersivas (Haldorsen et al., 2006).

Efecto de anisotropía

La información sobre la anisotropía también es necesaria para conocer la mecánica de las rocas. La perforación direccional, en áreas tectónicamente activas, operaciones de fracturamiento hidráulico, entre otros, requieren un conocimiento adecuado de la anisotropía elástica.

Posee dos orientaciones principales: horizontal y vertical. Con una primera aproximación, las capas horizontales crean un medio anisotrópico que puede considerarse isotrópico en todas las direcciones horizontales, pero anisotrópico verticalmente, este tipo de medio se le conoce como transversalmente isotrópico con eje de simetría vertical (TIV).

De modo similar, las fracturas verticales crean un medio anisotrópico que puede ser considerado isotrópico en cualquier dirección alineada con los planos de fracturas, y anisotrópico en la dirección ortogonal a los planos de fracturas. Este medio se conoce como transversalmente isotrópico con un eje de simetría horizontal (TIH) (figura II.2.83).

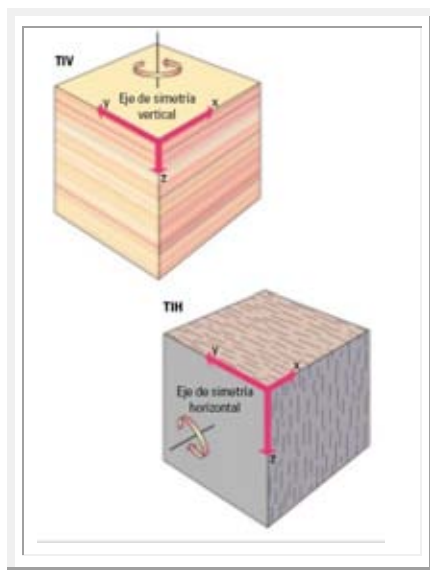


Figura II.2.83. Geometrías simplificadas en la anisotropía elástica. Arriba) por capas horizontales. Abajo) Por fracturas verticales (*Haldorsen et al., 2006*).

Las ondas viajan más rápido cuando la dirección del movimiento de las partículas es paralela a la dirección de mayor rigidez. Las ondas P poseen un movimiento de partículas en la dirección de propagación, de modo que viajan más rápido en las direcciones paralelas a la estratificación y a las fracturas, y se propagan más lento en dirección perpendicular.

Las ondas S poseen un movimiento perpendicular a la dirección de propagación. En medios isotrópicos, el movimiento de las ondas S está contenido en el plano que contiene las ondas P y S. En medios anisotrópicos, una onda S se separará en dos ondas de corte con diferentes polarizaciones y diferentes velocidades. La onda S paralela a la estratificación o a las fracturas es más rápida que la onda S ortogonal con respecto a la estratificación o a las fracturas (figura II.2.84).

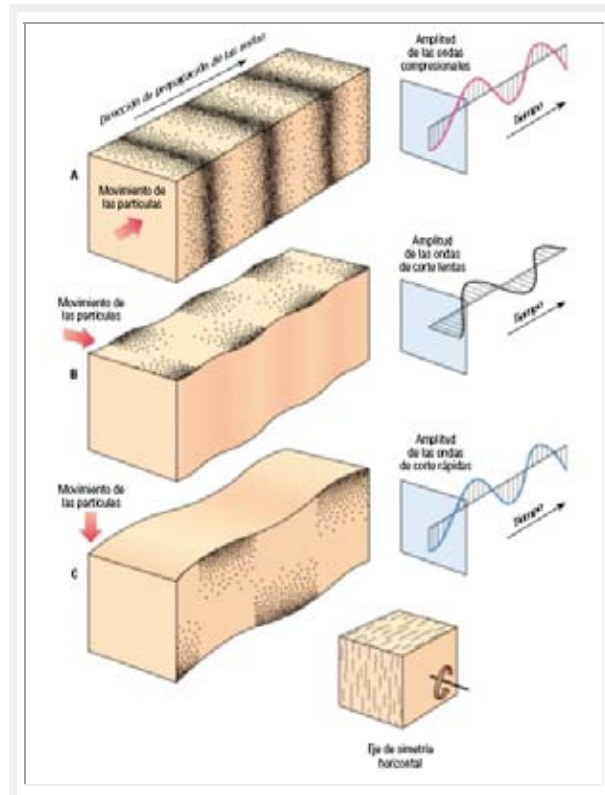


Figura II.2.84. Dirección y movimiento de las ondas P y S en un medio anisotrópico (Haldorsen et al., 2006).

En ocasiones, las ondas S y las ondas flexurales son utilizadas en forma indistinta, ya que se comportan de manera similar. En un pozo, sin importar la orientación de la fuente dipolar respecto de las direcciones rápida y lenta del medio, la onda S se dividirá en una componente rápida (alineada en forma paralela al plano de las fracturas) y una componente lenta (perpendicular al plano de fracturas) (figura II.2.85).

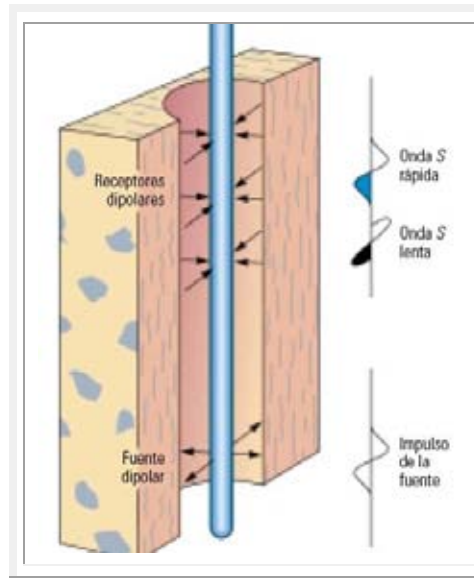


Figura II.2.85. División de las ondas S en un pozo vertical en un medio TIH de fracturas verticales (Haldorsen et al., 2006).

Para determinar la polarización de las ondas S divididas por la anisotropía se requiere de receptores direccionales, sustituyendo los receptores monopolares por dos o más pares de estos receptores. Cada receptor se alinea con cada transmisor bipolar y cada disparo de la fuente dipolar hace que se registren señales por el receptor en línea (*inline*) con la fuente y por el receptor dipolar fuera de línea (*offline*) (figura II.2.86).

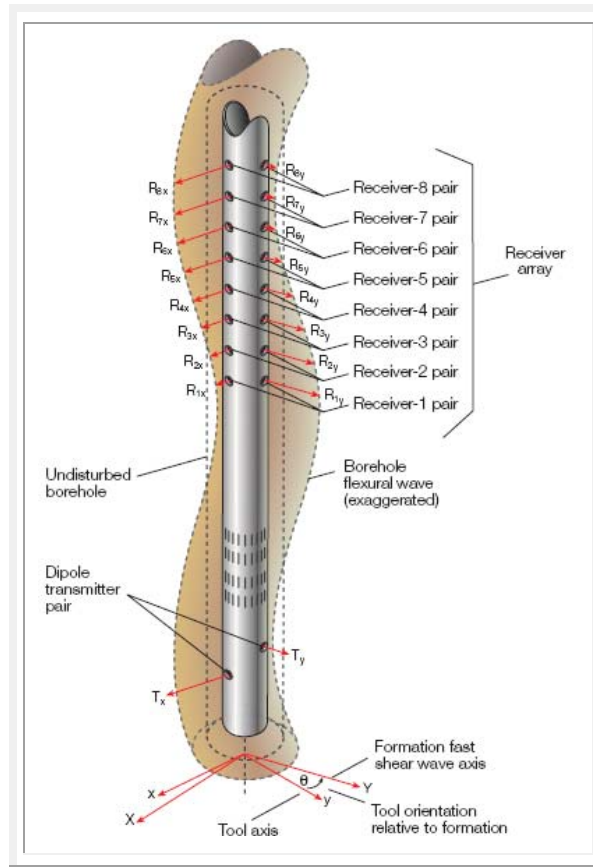


Figura II.2.86. Respuesta en línea y fuera de línea en receptores distribuidos en forma azimutal de una onda flexural de pozo en una formación anisotrópica (Haldorsen et al., 2006).

Las lentitudes de las ondas S rápidas y lentas, ondas P y las ondas de Stoneley (mediante los registros sísmicos en un medio anisotrópico) se transforman en cuatro módulos anisotrópicos. Con estos cuatro módulos es posible caracterizar el medio anisotrópico. Los medios TIV y TIH requieren cinco módulos para ser caracterizados.

En lo que respecta a los tipos de anisotropía más complejos, se requieren más mediciones, tales como las ondas P que se propagan en diferentes inclinaciones, o las ondas S que viajan en sentido vertical y horizontal. Los levantamientos sísmicos de superficie y de pozo a menudo pueden proveer esta información.



Problema de heterogeneidad

Uno de los problemas en la evaluación de la perforación se presenta con la variación de propiedades lejos del pozo o a lo largo del eje radial.

- La remoción de la roca genera una redistribución de esfuerzos, o bien, la concentración de esfuerzos alrededor del pozo.
- Los daños mecánicos en la formación ocasionan problemas para cuantificar el volumen de roca alrededor del pozo.
- El fluido de perforación (si es base agua), al reaccionar con las arcillas causa dilatación y altera las velocidades cerca del pozo.
- El fenómeno de invasión al moverse en el espacio poroso, desplaza al fluido de perforación alterando las velocidades sónicas.

Normalmente, el daño inducido por la perforación reduce la rigidez de la formación, haciendo que las velocidades se reduzcan cerca del pozo. No obstante, cuando el fluido de perforación reemplaza al gas como fluido que rellena los poros, la formación resultante es más rígida, de manera que la velocidad compresional aumenta cerca del pozo.

La alteración radial de las rocas y de los fluidos afecta las velocidades compresionales y de corte de diferentes maneras. El fisuramiento o el debilitamiento inducido por la perforación, hace que tanto la velocidad P y ondas S disminuyan.

Prospección de reflexión acústica en pozo

La generación de imágenes sónicas, conocida como prospección de reflexión acústica de pozo, provee una imagen direccional de alta resolución de los reflectores a una distancia de varias decenas de pies del pozo. Esta técnica posee un potencial de aplicación significativo en pozos horizontales (figura II.2.87).

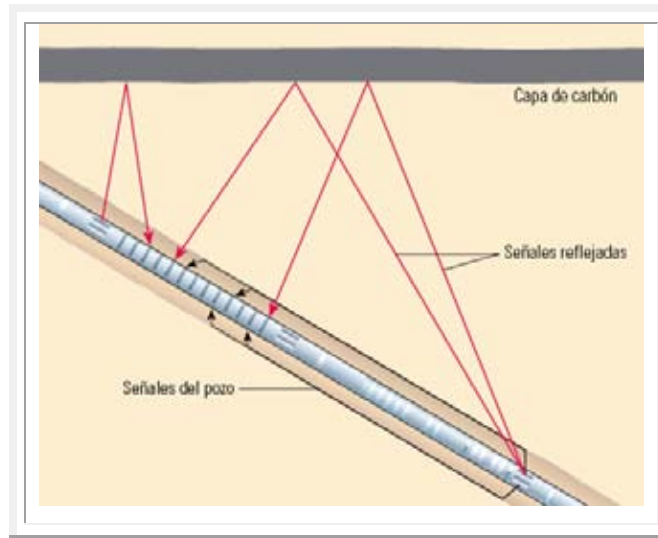


Figura II.2.87. Prospección de reflexión acústica en pozo. Geometría para la generación de imágenes sísmicas. Registra las señales reflejadas (rayos rojos), provenientes de interfaces que se encuentran a pies de distancia. Las señales del pozo (rayos negros) deben filtrarse (Haldorsen *et al.*, 2006).

Para crear una imagen, la herramienta registra las formas de onda de duración larga provenientes de los transmisores monopolares. Los receptores deben estar distribuidos alrededor de la herramienta para permitir la distinción de los azimuts de las reflexiones. El procesamiento de datos complejos, similar al diseñado para los levantamientos sísmicos de superficie, se aplica en un proceso que consta de múltiples pasos:

1. Se crea un modelo de velocidad compresional de la región vecina al pozo, utilizando las ondas cónicas P .
2. Para extraer la energía reflejada, se deben filtrar los arribos sísmicos tradicionales, incluyendo las ondas cónicas P y S y las ondas de Stoneley, a partir de las formas de onda para cada disparo.
3. Las trazas filtradas constituyen los datos de entrada del proceso de migración en profundidad, que posiciona las reflexiones en su localización espacial correcta utilizando un modelo de velocidad.
4. El proceso de migración convierte formalmente una serie de mediciones de amplitud y tiempo de tránsito en una imagen espacial de la formación. Esto puede concebirse como un proceso de triangulación en el que la distancia y el echado de un reflector con respecto al pozo son determinados por las señales registradas en los receptores con diferentes espaciamientos TR.



5. Los receptores, con diferentes azimuts alrededor del pozo, miden diferentes distancias con respecto a un reflector, dependiendo del azimut y del echado del reflector respecto del pozo.

En la figura II.2.88, el evento de alta resolución detectado mediante las imágenes sónicas puede verse por encima y a la derecha del pozo, cerca del centro de la imagen. El reflector se correlaciona con una capa de carbón ubicada en la misma profundidad indicada por los registros petrofísicos.

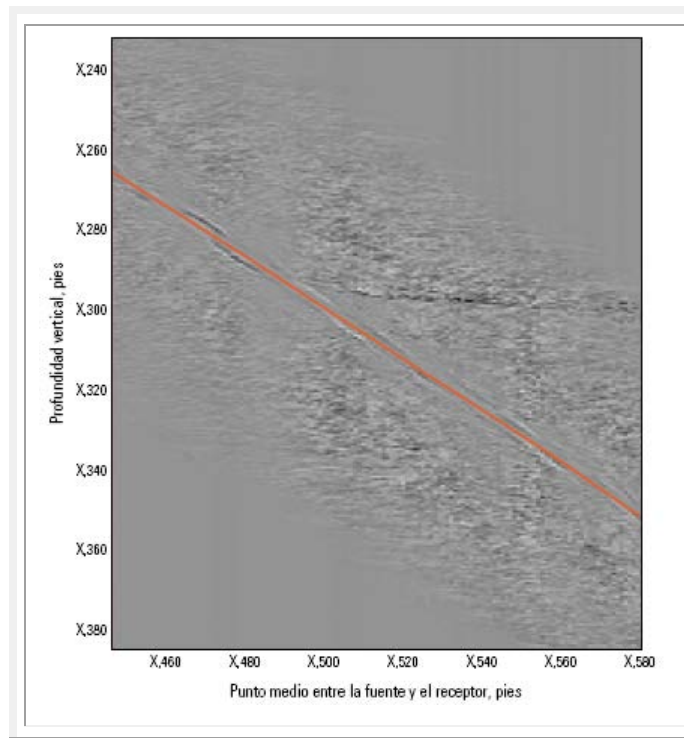


Figura II.2.88. Reflector con echado suave del que se generó una imagen lejos del pozo. Trayectoria del pozo en rojo (Haldorsen et al., 2006).

2.6.2. Caliper Ultrasónico

En la perforación de pozos es importante indicar los cambios locales en la forma o diámetro del pozo, especialmente en pozos desviados. El uso de la herramienta caliper durante la perforación detecta los siguientes aspectos:

1. Monitoreo del tamaño y discontinuidades geométricas.
2. Ubicación de inestabilidades del pozo, cambiando el factor de flujo.
3. Reducción de la erosión del pozo.
4. Modificar los RPM del collar para reducir los impactos en la formación.
5. Detección de influencia de gas.

La detección de gas contribuye a la seguridad operacional siendo beneficioso en las siguientes situaciones:

- El tiempo de perforación en formaciones superficiales de gas es crítica.
- Cuando los métodos de detección en la perforación de plataformas flotantes como el volumen delta del pozo (*delta pit volume*) o el delta de flujo sufren de precisión, debido al movimiento de la plataforma.
- Cuando el margen de seguridad de la densidad del lodo en la perforación en aguas profundas es pequeña, debido al bajo gradiente de fracturas y una alta presión del poro.

Componentes y funcionamiento del sensor

La componente principal es un sensor piezoeléctrico hecho de cerámica. Durante la excitación eléctrica, el sensor envía una onda acústica en forma de pulso que viaja a través del lodo, se refleja en la interfase lodo/formación, regresando al sensor piezoeléctrico. Cuando el pulso hace contacto con la cerámica se genera una señal eléctrica, el sensor amplifica la señal y mide el tiempo entre la emisión y la recepción de la onda acústica, así como su amplitud (llamado eco/pulso).

El tiempo medido determina la distancia entre el sensor y la formación. Así mismo, la señal de amplitud determinar el cálculo de la atenuación acústica y la impedancia sónica del lodo de perforación.



Detecta una gran cantidad de ecos con el sensor incluyendo los debidos al retraso de la interfase tubería/lodo, así como de lodo/formación (figura II.2.89). La señal es procesada con una detección exacta del eco debido a la formación.

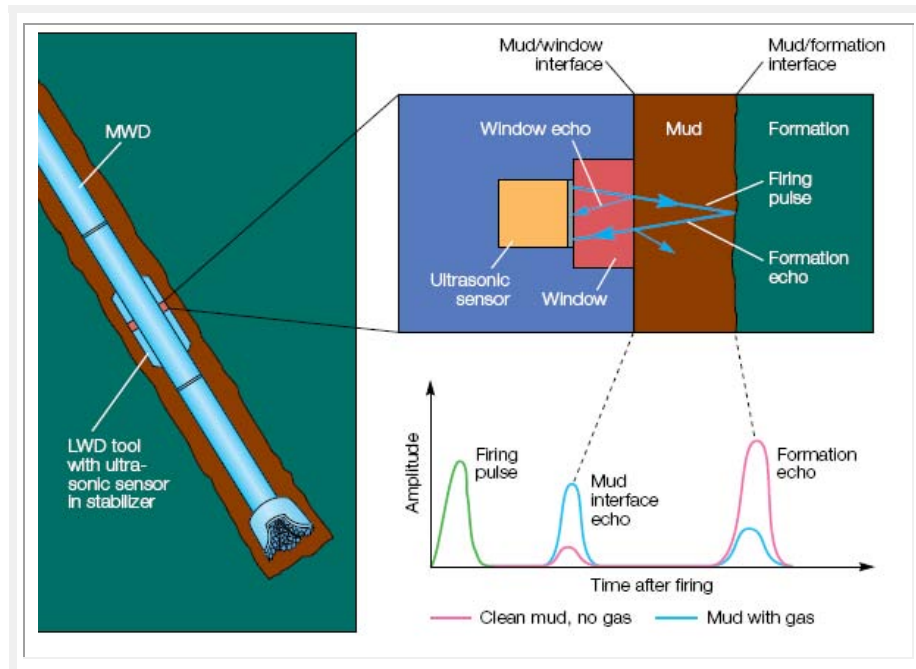


Figura II.2.89. Operación típica ultrasónica (Bonner et al., 1992c).

Una ventana (*delay-line*) se monta al frente del sensor como el que se encuentra entre el sensor de cerámica y la formación. Esta ventana protege al sensor, enfoca el pulso, permite cerrar la detección de eco y proporciona funciones referidas al monitoreo de gas en el lodo.

Implementación

El sistema ultrasónico se conecta a una herramienta MWD. Contiene un estabilizador de cuatro láminas y dos sensores ultrasónicos idénticos con una separación de 180 grados y con la misma posición vertical, como se muestra en la figura II.2.90.

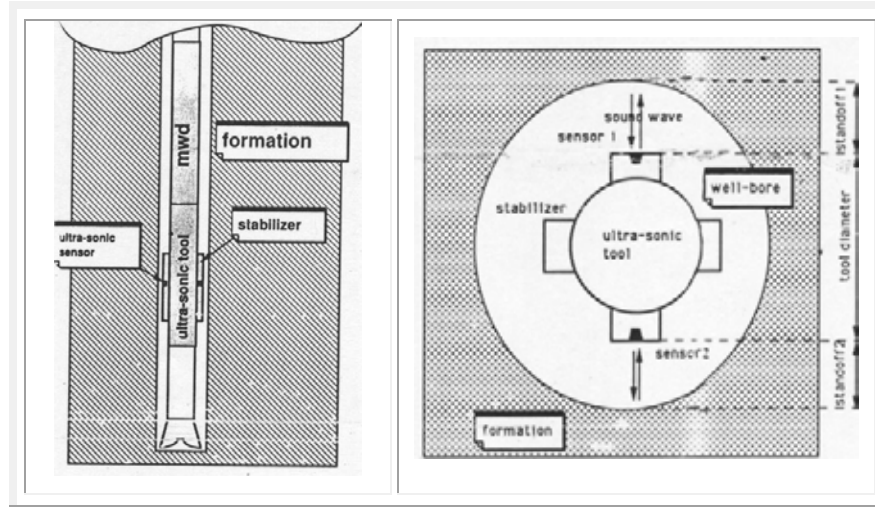


Figura II.2.90. a) Herramienta ultrasónica en el BHA. b) Medición ultrasónica del diámetro del pozo (Onnan et al., 1991).

Los estabilizadores mejoran el rango del caliper debido a que ubican de los sensores lo más cerca posible a la formación. Su tamaño varía y la elección depende del diseño en el fondo del BHA.

Los datos medidos son transferidos vía telemetría de pulso de lodo. También son almacenados en la herramienta generando los registros caliper de alta resolución, justo cuando la herramienta se encuentra en la superficie. Cuando la herramienta viene equipada con baterías, no hay la necesidad de MWD.

Obtención del diámetro de pozo

El sistema mide la distancia entre los sensores y la formación. Cuando se excitan los sensores en sucesión rápida, los dos *standoffs* (uno de cada lado del collar) son usados para calcular el diámetro (Onnan et al., 1991):

$$\text{Diámetro pozo} = \text{Standoff 1} + \text{Standoff 2} + \text{diámetro de la herramienta}$$

Donde:

Standoff 1 = distancia entre la cara del sensor 1 y la formación

Standoff 2 = distancia entre la cara del sensor 2 y la formación

Diámetro de la herramienta = distancia entre ambas caras de los sensores

El uso de dos sensores, minimiza el efecto de posición del sensor en el pozo, así mismo, se estabiliza para minimizar el efecto de excentricidad de la herramienta.



Su alto factor de repetición, cubre completamente al pozo mientras la herramienta gira. Como se muestra en la figura II.2.91.

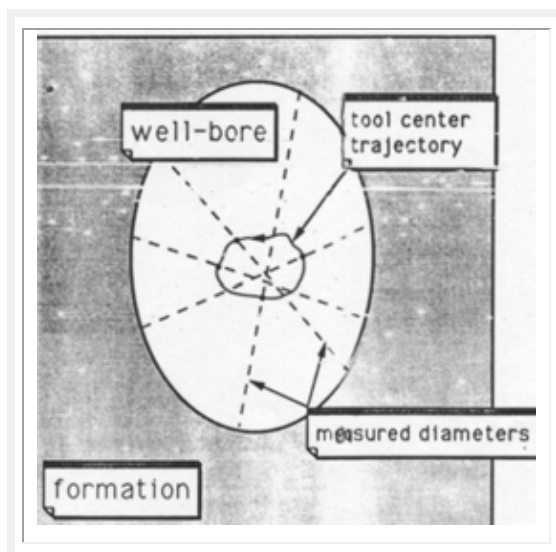


Figura II.2.91. Medición de diámetro durante la perforación (Onnan et al., 1991).

El procesador apila las mediciones de diámetro en un histograma y mantiene una suma de *standoffs* promedio. Los intervalos periódicos de tiempo del procesado estadístico son útiles para determinar el diámetro más pequeño del pozo, el diámetro más grande y el *standoff* promedio, integrando el volumen del pozo que debe ser menor a 1 ft (usualmente 6 in).

Detección de gas

Cada sensor ultrasónico presenta continuamente dos tipos de mediciones para detecciones de gas (de un total de cuatro lecturas individuales); estas mediciones se comprimen en un sólo parámetro llamado “parámetro de gas” el cual es enviado a la superficie mediante MWD:

1. Monitoreo de la impedancia acústica para el desajuste entre la ventana del sensor (*delay-line*) y el lodo de perforación. La amplitud de la reflexión se incrementa, tanto como la concentración del gas en el lodo.
2. Monitoreo de atenuación acústica en el lodo de perforación, afectando directamente la fuerza del pulso en la formación (si hay presencia de gas la atenuación aumenta considerablemente).

Uso óptimo de la herramienta

La operación del caliper puede ser usado con la memoria o en tiempo real dependiendo de la necesidad. El caliper en tiempo real puede indicar los siguientes problemas:

1. Detección de zonas lavadas (*wash-out*).
2. Diámetros de pozo reducidos que requieren agrandarse.
3. Uso de una barra de uso rudo (*under-gage bit*).
4. Remoción de recortes en pozos horizontales.
5. Ojos de llave (*key-seats*).
6. Diferenciación de pozos con diámetros reducidos y aparición de pegadura diferencial.

Calidad de las mediciones

Se logran gracias a funciones basados en procesos estadísticos que validan las mediciones:

- Monitoreos para detección de ecos en la formación.
- Comparaciones entre los *standoffs* promedio, cuando la herramienta es usada en modo rotatorio.
- Comparaciones entre diámetros pequeños, medianos y largos. Para obtener el diámetro promedio se puede utilizar el siguiente algoritmo (*Onnan et al., 1991*):

$$\text{Diámetro promedio} = (\text{SDIA} \times \text{LDIA})^{0.5}$$

$$\text{SDIA} = \text{Diámetro pequeño}$$

$$\text{LDIA} = \text{Diámetro largo}$$

Correcciones para la velocidad sónica en el lodo de perforación

Los *standoffs* y los diámetros de pozo son dependientes de la velocidad sónica del lodo, es por ello que se debe realizar la siguiente corrección (*Onnan et al., 1991*):

$$\text{Standoff} = \text{"TDV"} \times \text{VSL}$$

$$\text{TDV} = \text{tiempo de viaje de la onda acústica en el lodo}$$



La velocidad sónica depende de: tipo de lodo, contenido de sal, presión y temperatura, estos datos se obtienen de la compañía fabricante del lodo. La precisión de la velocidad sónica mejora en un 5%, generando un error menor a 0.05 in.

Ejemplos

En el siguiente registro (figura II.2.92) se muestra una comparación con el caliper ultrasónico con el *wireline* (5 días después de la perforación). En la zona A, el pozo se ha hecho más grande con el tiempo debido al cambio de lutitas. En la zona B, la discrepancia entre LWD y medidas wireline es debido a la acumulación de enjarre enfrente de la zona permeable.

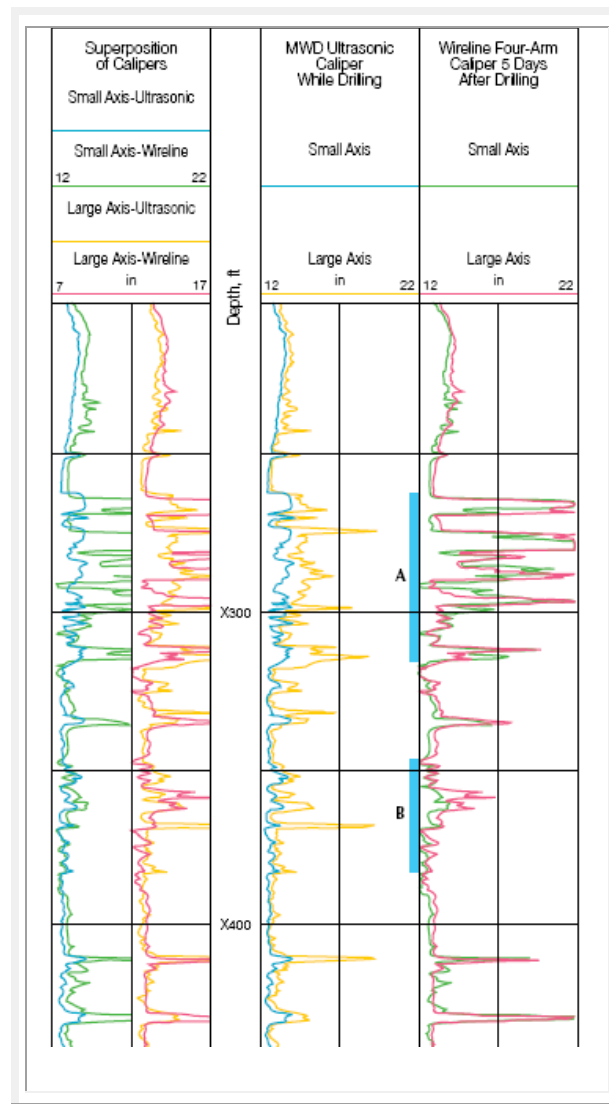


Figura II.2.92. Comparación de mediciones caliper LWD y wireline (Bonner et al., 1992c).

Finalmente, en un registro de detección de gas realizado en condiciones bajo balance, el sensor ultrasónico es montado en un estabilizador de una herramienta LWD. Transmite un pulso que pasa a través de la ventana de impedancia acústica similar a la del lodo.

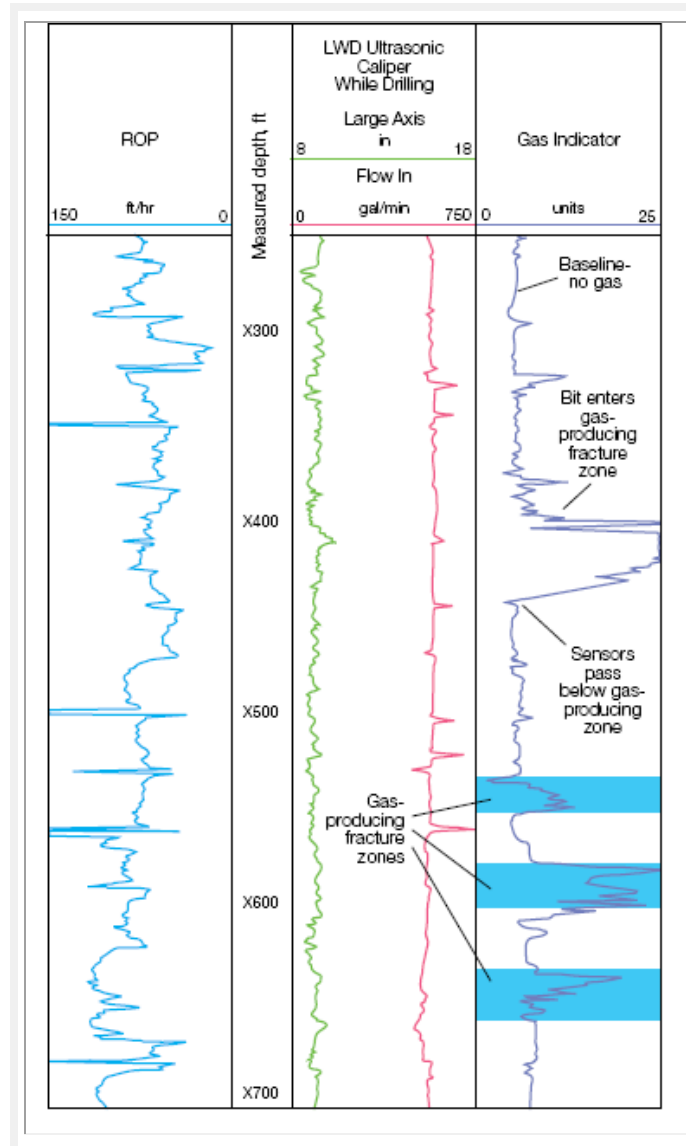


Figura II.2.93. Detección de gas con la herramienta caliper LWD (Bonner et al., 1992c).



2.7. Sísmica durante la perforación

Las necesidades actuales de compañías de exploración y producción han ido en el camino de obtener información oportuna y de alta calidad, para optimizar la colocación del pozo, evitar riesgos y ahorrar costos de producción. A esto se le agrega su ubicación, en ambientes difíciles y muy profundos.

Durante años, las imágenes sísmicas de superficie constituyeron formas útiles de obtener información, sin embargo las incertidumbres asociadas a las conversiones a profundidad y el tiempo de obtención de datos resultaban un problema.

La sísmica durante la perforación (SWD) es una metodología con la capacidad de producir un modelo geológico en tiempo real, con información de tiempo-profundidad y actualizando los modelos de velocidad. Entre sus aplicaciones están: determinar los límites salinos y planos de falla. Los principios y técnicas de obtención de la información se verán a continuación.

Tipos de ondas

En los levantamientos de sísmica de pozos las ondas volumétricas emitidas por fuentes impulsivas o de barrido de frecuencia, constan de ondas **P** y **S**.

Las ondas **SV** y **SH** están polarizadas en el plano vertical y horizontal respectivamente. Las ondas **SV** y **SH** incidentes son generadas por fuentes de ondas de corte, y obtenidas por geófonos de 3 componentes (figura II.2.94).

Otro tipo de ondas se presentan cuando las ondas de cuerpo llegan a la superficie, se generan las ondas **Love** (superficiales), su amplitud disminuye con la profundidad, y por sus características son importantes debido a que interfieren en la información del subsuelo. Las ondas **Rayleigh** son ondas que producen un movimiento elíptico en una superficie libre (las constantes elásticas y densidad del aire son muy bajas).

Son de baja velocidad y baja frecuencia (de espectro sin picos pronunciados) e importantes en sismología debido a que se propagan en la parte superior de las formaciones que afloran y están intemperizadas.

Las ondas **Love**, son parecidas a las ondas Rayleigh (de movimiento transversal, como el SH). Las ondas se propagan rápidamente en superficies consolidadas. La amplitud decrece con la profundidad y con la distancia.

Finalmente se encuentran las ondas **Stoneley** (ondas Rayleigh generalizadas) que se propagan en la interfase entre dos medios comúnmente en tierra-aire y tierra-agua (incluyéndose pozo-formación). Se conocen como ondas de tubo, en la pared del pozo.

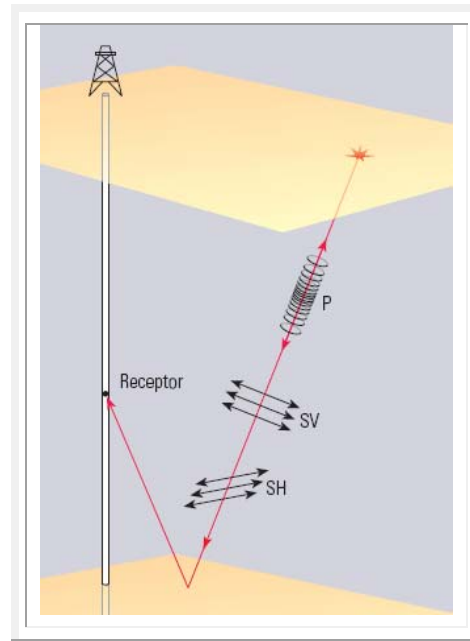


Figura II.2.94. Propagación y reflexión de ondas compresionales y de corte (Blackburn et al., 2007).

La señal directa viaja hacia abajo hasta los receptores, llamada señal descendente. Las ondas que se reflejan en las interfaces más profundas y luego viajan hacia arriba hasta un receptor de pozo, se registran como señales ascendentes y contienen información de reflexión para generar imágenes sísmicas de los reflectores del subsuelo (figura II.2.95).



Tanto las señales ascendentes y como las descendentes pueden contener energía que se ha reflejado múltiples veces, interfiriendo con la señal deseada. Las señales sin múltiples se denominan primarias. Las señales descendentes se utilizan para distinguir las multiplicidades de los arribos primarios y posibilita un procesamiento más confiable de las ondas sísmicas ascendentes.

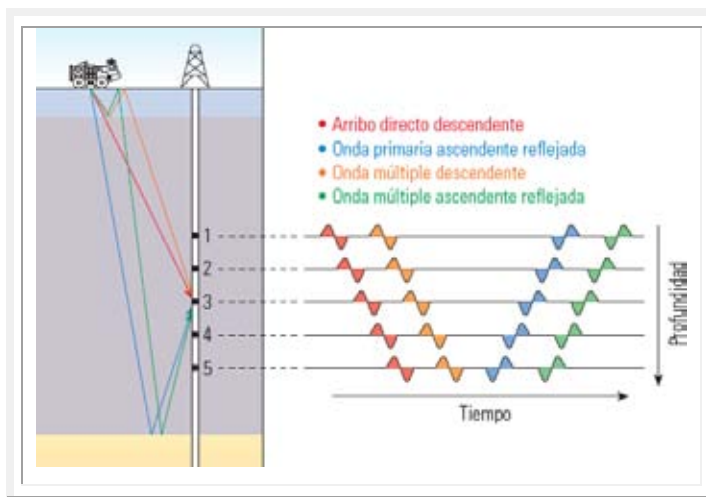


Figura II.2.95. Arribos ascendentes, descendentes, primarios y múltiples (Blackburn et al., 2007).

Junto con las ondas P y S, surgen diferentes tipos de ruidos generados por la fuente. Las **ondas tubulares** se forman cuando las ondas de superficie transfieren energía al fluido del pozo. La onda resultante guiada por el fluido se propaga por el pozo en forma ascendente y descendente, haciendo que la pared del pozo se flexione en forma radial. Los receptores en el pozo registran la energía de las ondas tubulares en los componentes de los geófonos horizontales, también son sensibles a los cambios producidos en la dimensión del pozo, lo que puede hacer que se reflejen. Otra forma de ruido que a veces contamina los registros es la resonancia de la tubería de revestimiento.

Fuentes

Se utilizan como fuentes cañones de aire, camiones vibradores o dinamita, para generar imágenes de los reflectores; sin embargo, es posible registrar y procesar la energía de otras fuentes, por ejemplo, la barrena de perforación puede actuar como una fuente, generando vibraciones que son detectadas por los sensores desplegados en la superficie o en los cables marinos.

Tipos de levantamientos

Los levantamientos se clasifican usualmente por la geometría del arreglo, que es determinada por la ubicación de la fuente, trayectoria del pozo y profundidad del arreglo de receptores (figura II.2.96). En realidad el Perfil Sísmico Vertical (VSP) es una técnica a través de cable (*wireline*) y no durante la perforación, pero se incluye las principales metodologías de VSP a continuación, para comprender las variantes en sísmica durante la perforación (SWD).

1. **Zero-offset VSP.** La geometría de adquisición original crea un VSP sin desplazamiento entre la fuente y el pozo. Las ondas sísmicas viajan en sentido vertical, en forma descendente hasta un reflector y en forma ascendente hasta el arreglo de receptores. La salida estándar es una serie de apilamientos creados mediante la suma de las señales VSP que siguen de inmediato los primeros arribos para formar una sola traza sísmica. El procesado arroja velocidades de las formaciones en diferentes profundidades vinculadas.
2. **Walkabove VSP.** Sin desplazamiento de la fuente, de incidencia vertical que registra en los pozos desviados con una fuente ubicada siempre verticalmente por encima de cada grupo de receptores. Se adquiere una imagen en 2D de la región que se encuentra por debajo del pozo. Tienen una buena cobertura lateral e identificación de fallas y echados.
3. **Walkaway VSP.** Con desplazamiento de la fuente, un arreglo de receptores sísmicos se introduce en el pozo y una fuente sísmica se coloca a cierta distancia de la boca del mismo. Produce una imagen 2D y los arreglos de receptores son desplegados en el pozo en un amplio rango de profundidades. El volumen de iluminación agregado mejora la imagen para su correlación, para identificar fallas y echados alejados lateralmente del pozo. La conversión de ondas P y S se incrementa con el desplazamiento, por lo que un VSP con desplazamiento de la fuente permite el análisis de las ondas de corte, de la variación de amplitud con el *offset* (AVO) y anisotropía.
4. **Walkaway VSP sucesivo.** Con desplazamiento sucesivo de la fuente, se activa una fuente sísmica en numerosas posiciones, a lo largo de una línea en la superficie.



El arreglo de receptores permanece fijo, mientras que la fuente se separa. El levantamiento es útil para el estudio de los efectos de las ondas de corte, variaciones AVO y anisotropía.

Todos estos tipos de levantamientos pueden ejecutarse en tierra firme o en áreas marinas.

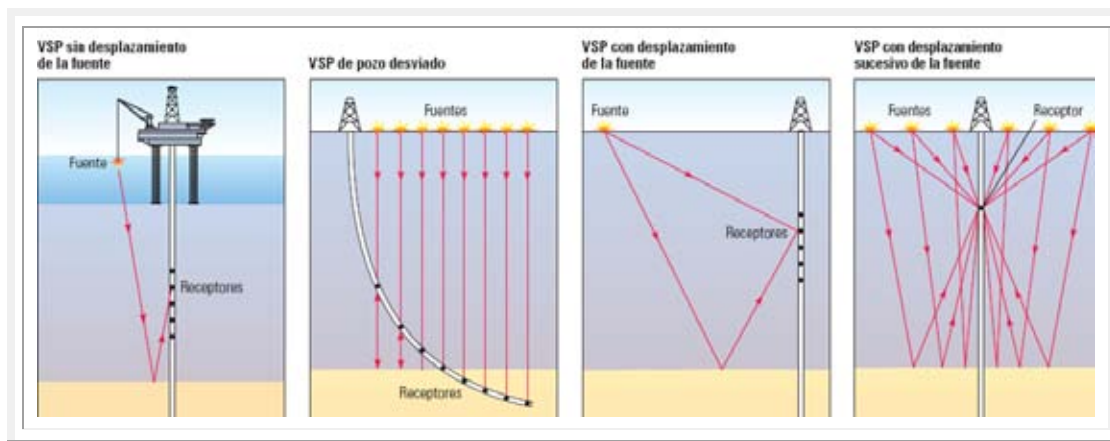


Figura II.2.96. Tipos de levantamientos VSP (Blackburn et al., 2007).

5. **VSP-3D.** Este método requiere de operaciones de adquisición y procesamientos 3D. Se pueden adquirir en tierra o áreas marinas, puede seguir un esquema de líneas paralelas o círculos concéntricos alrededor del pozo. Pueden rellenar áreas evitando interferencias de la infraestructura de la superficie o las condiciones complicadas (ejem.: presencia de gas somero que perturba a las ondas P) (figura II.2.97).

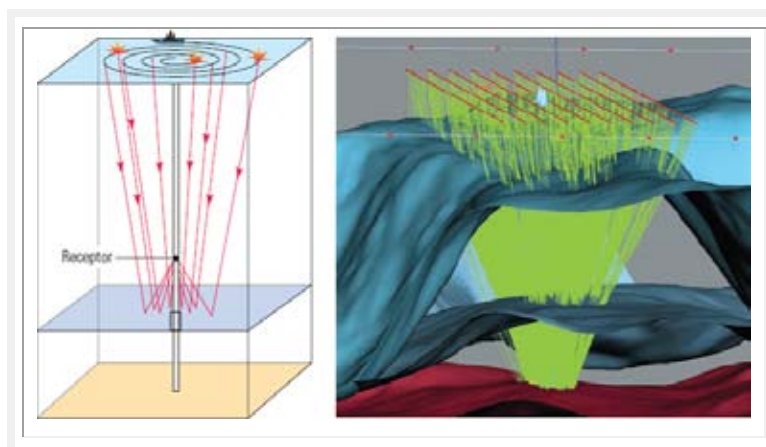


Figura II.2.97. Sísmica de VSP 3D. Las líneas verdes son los rayos trazados desde la fuente hasta el receptor. El pozo es la línea azul. El cuerpo salino está delimitado por las superficies azules. El horizonte objetivo es la superficie en rojo (Blackburn et al., 2007).

6. **Microsismos.** Se instalan sensores sensibles de componentes múltiples en un pozo de observación, registrando los eventos microsísmicos causados por los tratamientos de fracturamiento hidráulico (figura II.2.98). El procesado de datos determina la localización de eventos y la visualización permite monitorear el avance de las operaciones de estimulación. Los sistemas necesitan registrar por periodos largos.

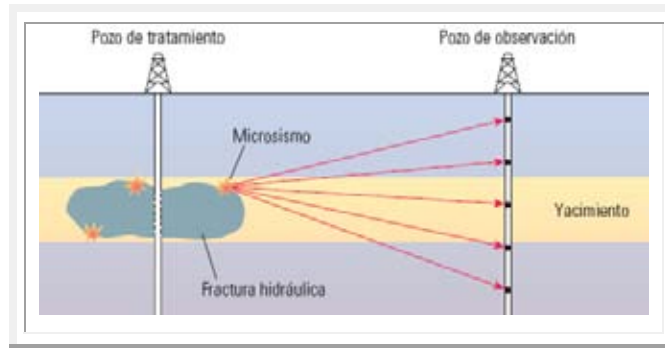


Figura II.2.98. Técnica de los microsismos para monitorear fracturas hidráulicas (*Blackburn et al., 2007*).

7. **VSP de proximidad de sal.** Utiliza una fuente colocada sobre un domo salino y un receptor ubicado en distintas posiciones en un pozo adyacente al domo salino (figura II.2.99). El procesamiento requiere conocer la ubicación exacta de la fuente y el receptor durante el levantamiento, la velocidad de la sal, el tope salino y de los estratos circundantes.

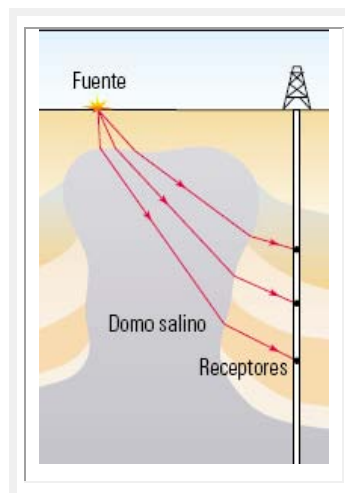


Figura II.2.99. VSP de proximidad de sal (*Breton et al., 2002*).



El método de Sísmica de Barrena SWD (*Drill Bit Seismic= DB Seis*) (VSP inverso)

Al penetrar la formación, la barrena tricónica actúa como una fuente bipolar y envía energía sísmica hacia la formación. Por otra parte, las vibraciones axiales que se propagan por el pozo son detectadas por un acelerómetro instalado en la mesa rotativa superior, ubicada en la superficie (figura II.2.100). Estos datos se utilizan para construir una imagen de la columna perforada.

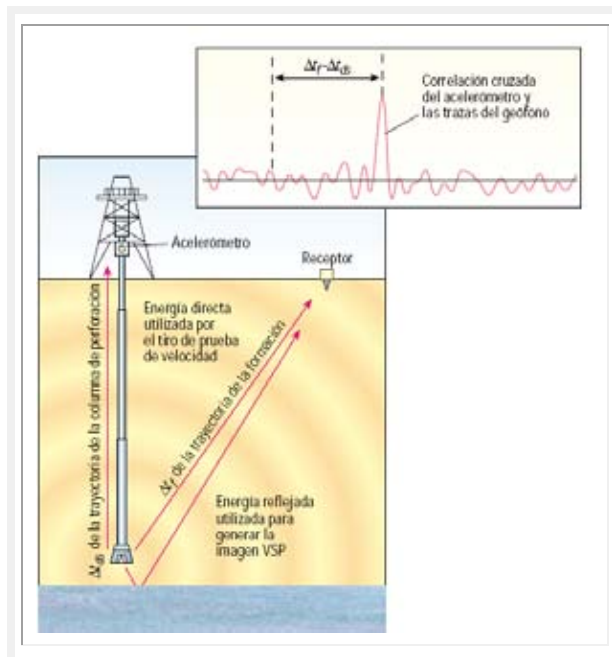


Figura II.2.100. Componentes de la técnica *Drill-Bit Seismic*® (Breton et al., 2002).

La energía transmitida genera ondas sísmicas que se propagan directamente o por reflexión hasta los receptores (geófonos o hidrófonos) ubicados en la superficie. Para extraer información de relación tiempo-profundidad, se debe hacer un procesamiento que conozca el carácter y la sincronización de la señal generada en la barrena.

Técnicas de adquisición

Schlumberger desarrolló dos técnicas para la adquisición de la sísmica en el pozo: la primera son los tiros de chequeo (*check shot*) para proporcionar la conversión de tiempo-profundidad. El segundo comprende las imágenes durante la perforación (equiparadas con la técnica *walkaway VSP*). Estas metodologías son a través de cable.

Tiro de prueba continuo. Emplea 12 o menos geófonos, desplegados radialmente en el pozo comenzando sobre 200 m. sobre la plataforma. Se colocan dos acelerómetros sobre la unión giratoria (*swivel*). La información se envía vía cable hasta la superficie.

La correlación del ruido se reduce al sumar las respuestas de un número grande de receptores independientes, en un proceso irreversible. Al ser más grande el conjunto de trazas, mejora la entrada de la señal y reduce el ruido. El ruido *ground-roll* es más difícil de procesar, pero se puede atenuar si se despliegan suficientes geófonos en direcciones elegidas.

La efectividad de la técnica se limita cuando hay pocos geófonos, sin embargo, para facilitar la remoción del ruido, el sistema conserva geófonos de datos individuales en lugar de sumarlos instantáneamente.

La primera fase del método es quitar el ruido *ground-roll* desde el geófono individual (desarrollando filtros adaptables). El filtro hace diferencias en el movimiento hacia fuera de la componente con el de las trazas. Cuando se aproxima el ruido *ground-roll* a los geófonos exhibe movimientos hacia fuera a través de los arreglos. Sin embargo, la onda de la señal sísmica se aproxima al arreglo por debajo y no tiene movimientos hacia fuera en esta fase. El cambio de impedancia muestra efectos considerable en la parte superficial alterando la eficiencia de la señal (figura II.2.101).

Al utilizar estas diferencias en los movimientos para distinguir entre las partes de las trazas, el filtro atenúa el ruido *ground-roll*, permitiendo a la señal sísmica pasar sin problema (figura II.2.102).

El ruido aleatorio se remueve mediante crosscorrelación cruzada de las trazas de los geófonos individuales con el promedio de las dos trazas medidas por los acelerómetros en la sarta de perforación, obteniendo el tiempo de cambio entre el acelerómetro y el geófono de la señal a través del *collar* y la formación. Este cambio de tiempo se usa para calcular la velocidad de la señal a través de la formación.

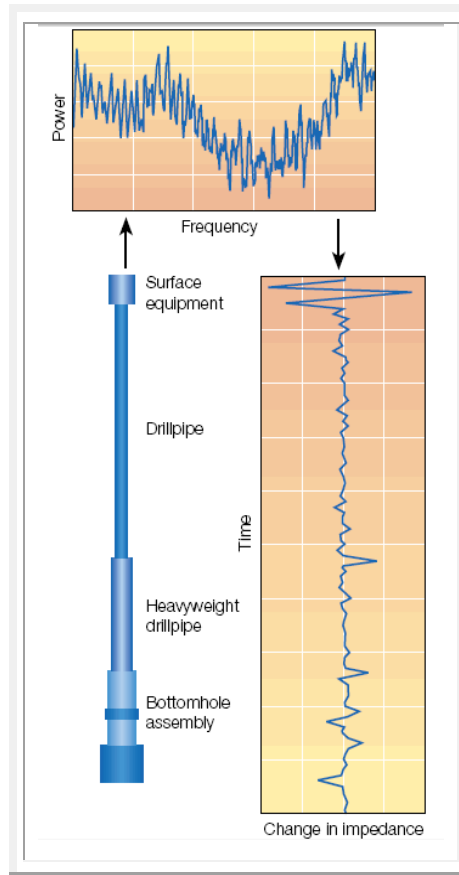


Figura 2.101. Perturbación de la geometría al movimiento saliente de la señal. El *ground-roll* se acerca lateralmente a geófono y exhibe el movimiento a través del BHA (Meehan et al., 1993).

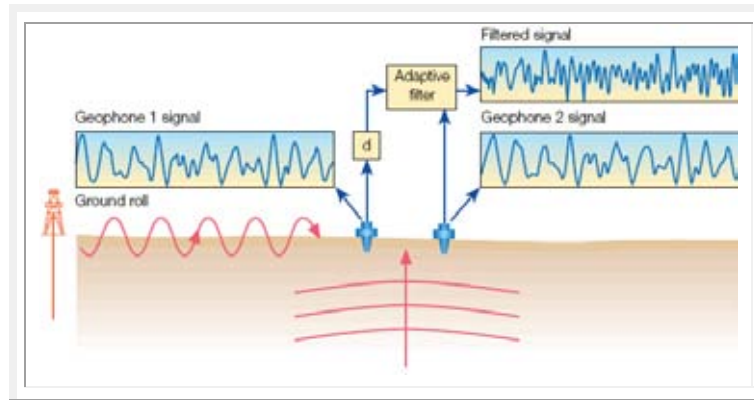


Figura 2.102. Aplicación de filtros adaptables en las señales con efectos de ground-roll. Para quitar el efecto en el primer geófono la señal se retarda un tiempo d (Meehan et al., 1993).

Para determinar la velocidad de formación es necesario conocer el tiempo de viaje del *collar* de perforación, tomando en cuenta que todos los componentes en el *collar* complican el cálculo, para ello se puede utilizar el proceso de correlación cruzada doble (propuesto por la compañía Elf). Todo lo mencionado se resume en el esquema siguiente (figura II.2.103)

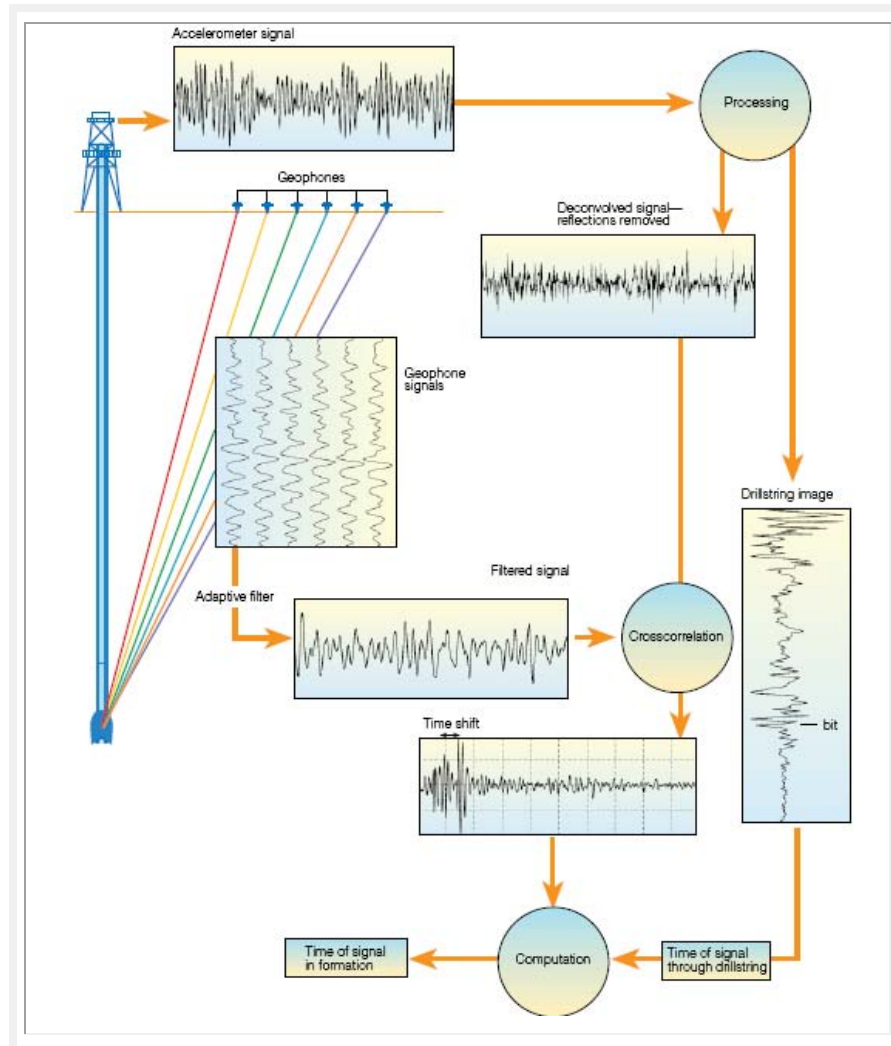


Figura II.2.103. Obtención y procesado de información en el pozo mediante *Drill-Bit Seismic*® (Meehan et al., 1993).

Imágenes sísmicas durante la perforación. Técnica basada en investigaciones realizadas por *Schlumberger–Doll Research*, se aplica en grandes extensiones (utilizando una gran cantidad de geófonos de 20 hasta 220 estaciones) de hasta 48 geófonos por estación.

Se aprovecha la abundancia de los datos obtenidos, proporcionando una completa investigación del frente de onda que viaja a través de la formación estimando la señal de la barrena y la respuesta de la formación, sin usar datos de un acelerómetro. Sin embargo, al emplear la entrada del acelerómetro, los datos deben ser comprimidos, para almacenar el volumen grande de información.



Cada traza contiene una firma de la barrena y el ruido varía en cada traza. Mediante el retraso, empaquetamiento y deconvolución de las curvas se puede crear una nueva. Esta forma convertida es migrada para crear la imagen.

Un estudio en Alemania (1991) mostró un experimento obteniendo información de sísmica con la técnica *walkaway* VSP y con imágenes SWD (figura II.2.104). Los resultados muestran que el reflector sobre 4,700 m representa la formación de sal “Zechstein”. El depósito está visible en las arenas de capas delgadas que las mediciones de rayos gamma obtienen (sobre los 5,000 m), éste descubrimiento se puede ver en los dos métodos empleados. Sin embargo, el reflector que se encuentra encima de la formación *Zechstein* se muestra mejor con SWD, aunque puede ser parcialmente una función diferente del conjunto de la fuente del arreglo empleado por el estudio.

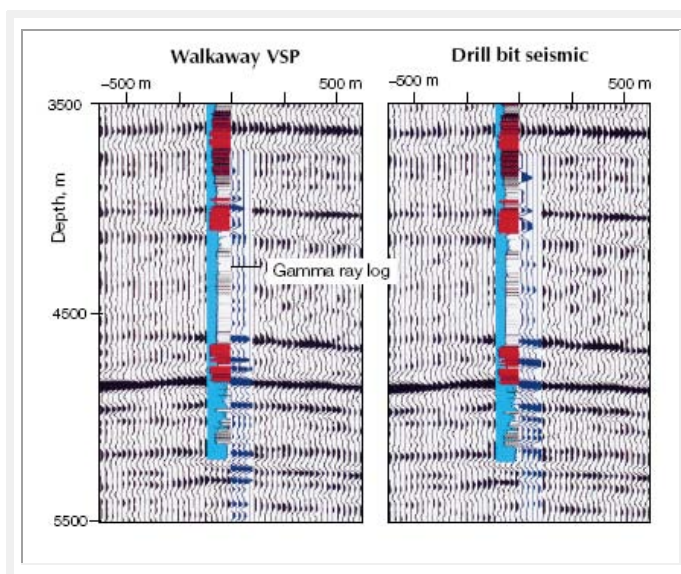


Figura II.2.104. Comparación de imágenes *walkaway* VSP contra SWD en un pozo de Alemania (Meehan et al., 1993).

En el siguiente ejemplo (figura II.2.105), se muestra la comparación de cuatro imágenes sísmicas. En los estudios se evalúa de manera rigurosa la resolución de las imágenes cuya distribución de la señal maneja un rango de 0 a 100 Hz. El espectro en las imágenes *walkaway* VSP y SWD muestran diferencias en frecuencias altas, aunque las imágenes son aceptables.

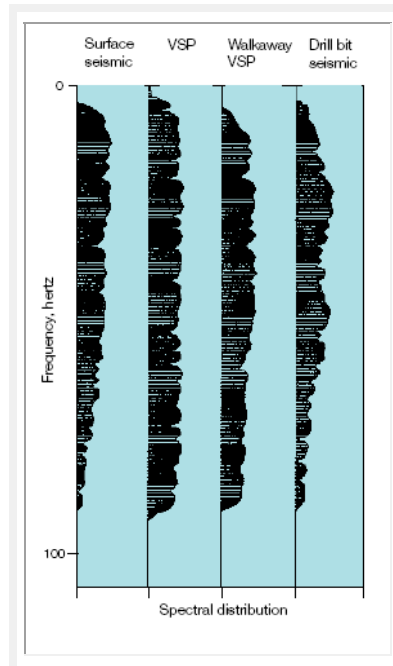


Figura II.2.105. Comparación de imágenes con cuatro técnicas diferentes (Meehan et al., 1993).

Metodología de procesamiento

Estimación de la señal fuente. Como son dimensiones grandes de estudio, la señal no llega a cada geófono al mismo tiempo. Cada medición de traza contiene una réplica de la señal fuente que debe ser cambiada con el tiempo para hacerlos aparecer simultáneamente al llegar a la superficie. Estos cambios de trazas pueden juntarse para crear una traza única, que representa una estimación de la señal fuente.

Al encontrar los retrasos en el tiempo se asume que la señal de la barrena viaja a la superficie como una onda esférica y recibida por el conjunto de geófonos. Pero, si los datos del geófono son correlacionados con los del acelerómetro, el factor de la señal a ruido será mejor que la curva de retraso de tiempo, haciendo que exista un mejor ajuste en los análisis.

Deconvolución y filtrado. Una vez cambiadas y apiladas las trazas se realiza el proceso de deconvolución (similar al filtro *Wiener* para reducir el ruido convencional), cuya función es remover la firma de la fuente y reducir la llegada de cada señal a un impulso (figura II.2.106).

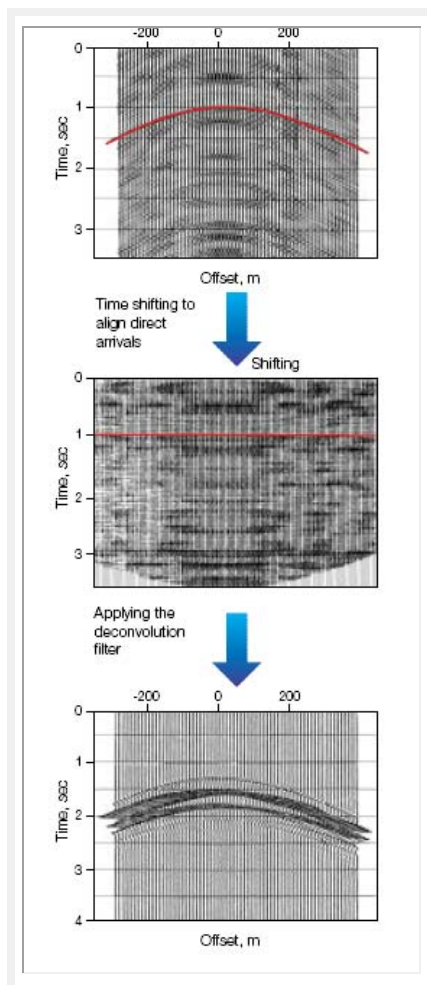


Figura II.2.106. Proceso de apilamiento y deconvolución (Meehan et al., 1993).

Se presentan copias de la firma de la señal fuente en la firma de la señal fuente debido a las reflexiones generadas en la Tierra. Se aplican los filtros a todas las trazas para convertirlas a impulsos con amplitud y tiempo de retraso relativo a los primeros arribos.

Otro factor a considerar en la deconvolución es realizar un estimado de ruido, con esto el filtro es optimizado para trabajar uniformemente en todas las trazas; se obtiene implícitamente considerando el factor de energía coherente (señal alineada a través del arreglo) y el total de energía en cada frecuencia.

El filtro mejora todo aquello referente a la señal (como los reflejos) y suprime el ruido incoherente, preservando los tiempos de llegada relativos, mediante un supresor de ruido (construido dentro del filtro).

Una vez que las trazas han sido pasadas a picos, el filtro revierte automáticamente el cambio para crear la respuesta de impulso en la tierra (figura II.2.107).

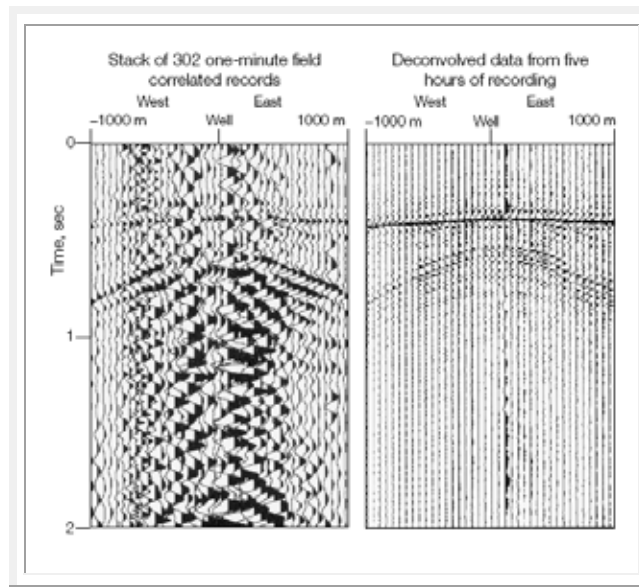


Figura II.2.107. Imágenes antes y después de la deconvolución (Meehan et al., 1993).

Depurando los resultados. La respuesta de impulso en la Tierra se depura mediante una curva mejorada de retraso de tiempo, obtenida al recoger los tiempos mayores en los datos deconvolucionados. El almacenamiento y deconvolucionado se repite utilizando una nueva curva de retraso de tiempo.

Procesado. En esta etapa las trazas se procesan como los VSP *walkaway* que utilizan migración convencional.

Limitaciones del método *Drill-Bit Seismic*

La técnica sólo funciona con barrenas tricónicas que generan vibraciones axiales en la formación y a través del *collar*. Las barrenas PDC no transmiten tanta energía, ya que pulverizan a la roca.

La atenuación de la señal de la columna de perforación debido a la fricción que se ejerce sobre las paredes también impide su utilización en pozos cuya desviación es mayor a 65° .



Otro inconveniente se da cuando se utiliza en áreas marinas, la ubicación precisa de los receptores se dificulta a medida que aumenta la profundidad del agua y las corrientes oceánicas, a pesar de que se han obtenido datos de buena calidad en profundidades de hasta 3,940 ft. (1,200 m) con equipos especiales y mayor complejidad operativa.

La atenuación de la señal de la columna de perforación debido a la fricción que se ejerce sobre las paredes, también impide su utilización en pozos cuya desviación es mayor a 65°.

En formaciones no consolidadas también deteriora la calidad de los datos, sobre todo cuando el peso en la barrena es menor a 10,000 lbm (4,540 kg).

El método Seismic MWD

Surge ante la necesidad de ver más allá de la barrena, por lo cual, especialistas examinaron la factibilidad de realizar mediciones sísmicas con receptores en el collar y una fuente en la superficie. Las compañías *BP* y *Schlumberger* trabajaron en conjunto para desarrollar la herramienta de Seismic MWD (su nombre comercial es SeismicVISION).

Componentes

La técnica emplea sensores MWD y telemetría para enviar información en tiempo real (figura II.2.108). La energía sísmica se produce en la superficie mediante fuentes sísmicas convencionales. En mares profundos utiliza un arreglo de tres cañones de 250 cm³ y se despliega alejado del equipo de perforación.

Se dispara en intervalos de 10 a 15 segundos (2.5 minutos para un nivel de 10 disparos). Al tener levantamientos con desplazamiento de la fuente requieren el uso de los sistemas de posicionamiento, ya sea el sistema SWING o mediante GPS (figura II.2.108 superior central).

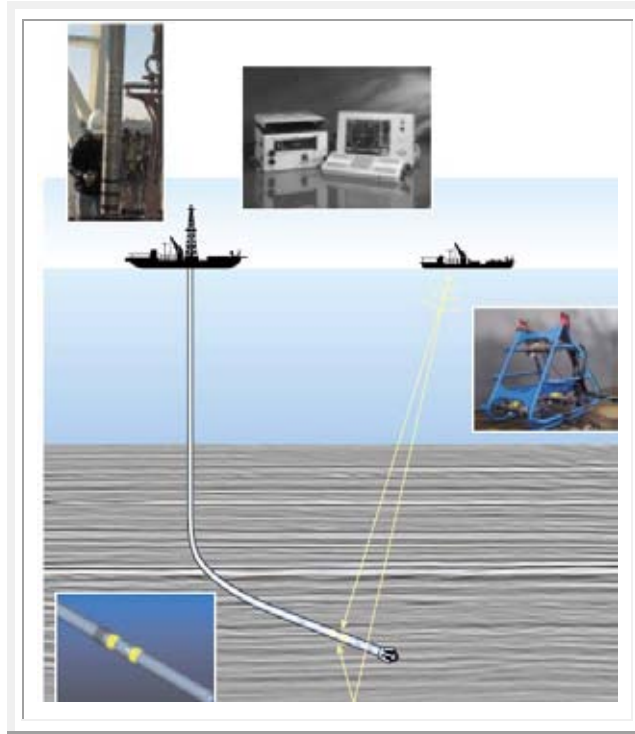


Figura 2.108. Mediciones de sismica durante la perforación (SMWD) (Breton et al., 2002).

Sensores

Una herramienta *Seismic MWD* cuenta con 8 acelerómetros, 4 geófonos y 4 hidrófonos (cuando se encuentran en mares profundos). Trabaja en temperaturas de 0 a 150 °C, vibraciones de 20 g @ 5-500 Hz (figura II.2.109)

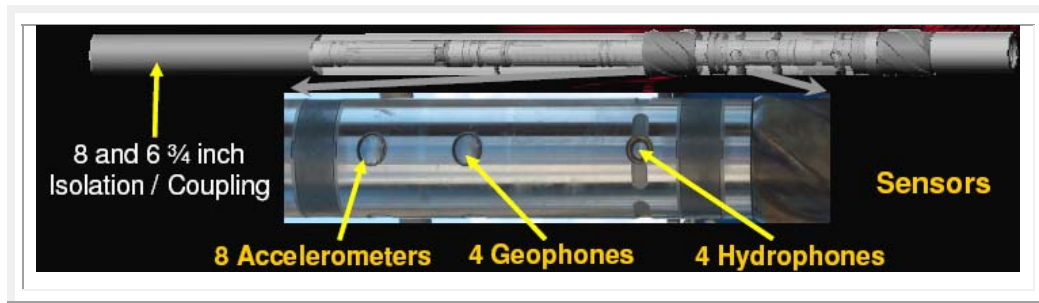


Figura II.2.109. Elementos del sensor Seismic MWD (Cornish et al., 2006).

Adquisición

Las mediciones plantean algunas complejidades: como la barrena que genera ruido en el pozo y en la formación, deteriorando la calidad de los datos. Para evitar esto se activa la fuente y se registran las señales sísmicas en momentos de relativa calma (al detener la perforación).



Otro buen momento para realizar las mediciones es cuando se interrumpe la circulación del lodo y las barras de sondeo permanecen fijas.

En pozos desviados, los geófonos reforzados e instalados cerca de la barrena generan una señal de buena calidad. Sin embargo, el acoplamiento con la formación se dificulta en pozos verticales y entubados.

Por este motivo, se hicieron pruebas con hidrófonos ya que estos no necesitan estar acoplados al pozo para garantizar la obtención de la medición, independientemente de la calidad del acople entre los geófonos y la formación.

Un ejemplo de esto es en un estudio realizado en el Golfo de México (figura II.2.110). Los resultados de las trazas muestran la claridad de los primeros arribos y demuestra cómo arriban más tarde a medida que el pozo se profundiza. Los datos se adquirieron exitosamente en un pozo casi vertical y en tramos entubados mediante hidrófonos. Otro detalle es que los datos muestran eventos ascendentes reflejados a 18,500 ft, que se detectan a tiempos que disminuyen a medida que se profundiza.

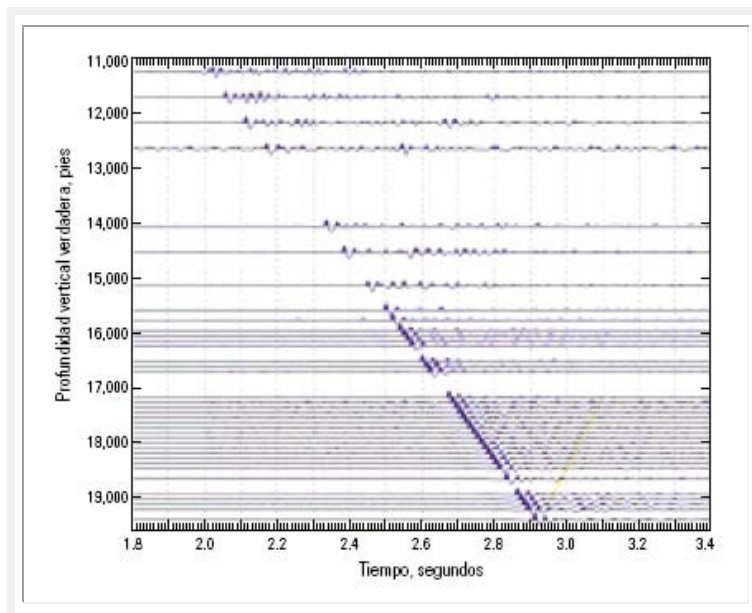


Figura II.2.110. Apilamiento de datos obtenidos con la herramienta SeismicMWD (Breton *et al.*, 2002).

Logística de operación

Se divide en tres etapas: antes, durante y después de las corridas de la barrena (figura II.2.111). La herramienta se configura antes de bajarse al pozo para ser colocada en el BHA con: el programa de adquisición, en función del tiempo y parámetros de adquisición.

Durante la bajada de la barrena y la perforación se adquieren y almacenan los datos en formas de onda, se procesan en el fondo del pozo y los datos de los tiros de prueba de velocidad se transmiten a la superficie.

La información de la relación tiempo-profundidad puede utilizarse en tiempo real para posicionar la barrena en las secciones sísmicas de superficie mientras las operaciones de perforación continúan sin interrupción. Cuando se extrae la herramienta, se descargan los datos en la memoria para el procesamiento de las imágenes VSP.

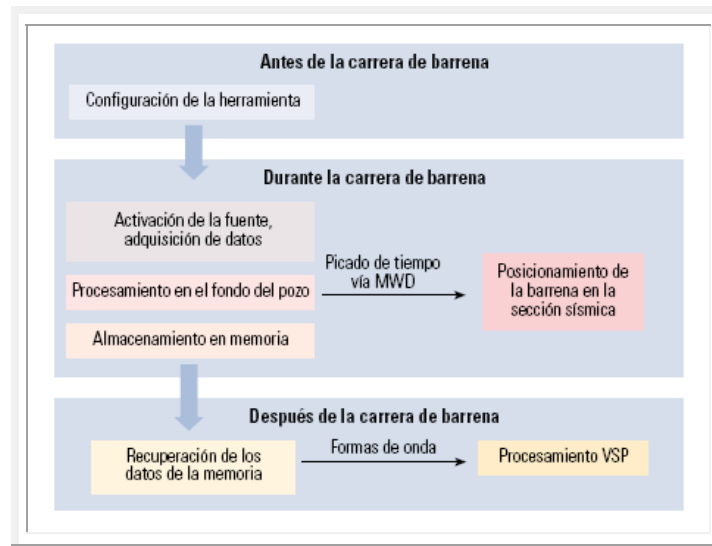


Figura II.2.111. Procedimiento para los levantamientos de Seismic MWD (Breton et al., 2002).

Aplicaciones

Picado de los tiros de prueba en el fondo del pozo. Estudios (figura II.2.112), han mostrado que el procesado en el fondo del pozo se correlaciona muy bien con los datos de trazas descargados posteriormente de la memoria de la herramienta (arrojando un error de 4 ms).

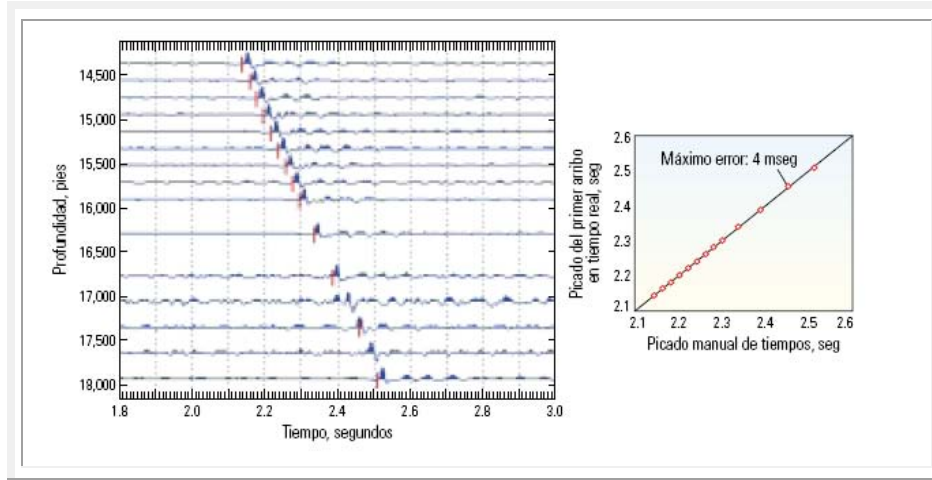


Figura II.2.112. Procesado en el fondo del pozo comparado con el realizado manualmente (Breton et al., 2002).

Reducción de incertidumbre. En un estudio realizado en Brasil (figura II.2.113), trataban de reducir los efectos de un campo de velocidades poco conocido, una gráfica de tiempo-profundidad muestra un error promedio de 3 metros, entre mediciones de Seismic MWD y VSP adquiridos con cable, lo que se traduce en una diferencia de profundidad de 10 m.

Con las mediciones de *Seismic MWD* la incertidumbre respecto a la profundidad objetivo en la formación Fasila, fue sólo de 10m contra los 700m de las imágenes sísmicas de superficie.

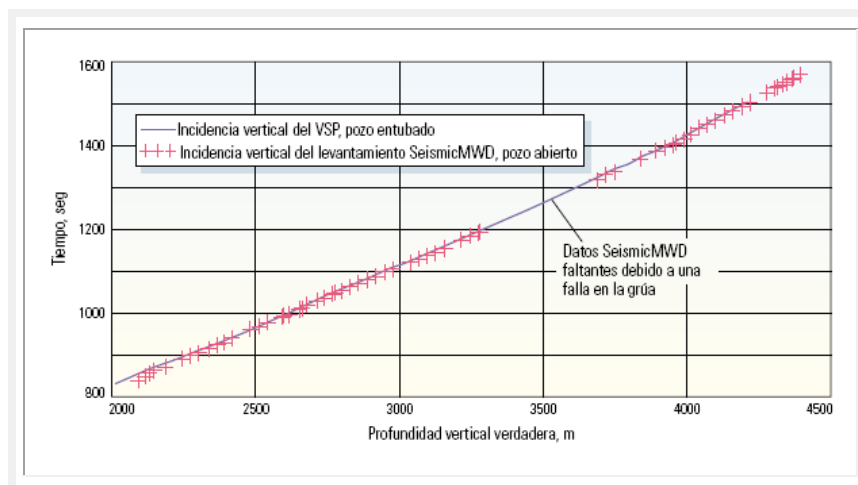


Figura II.2.113. Reducción de incertidumbre del objetivo en un pozo en la costa de Brasil (Breton et al., 2002).

Prevención de riesgos. Unido al punto anterior, se encuentra como consecuencia que la reducción de incertidumbres puede evitar problemas en la perforación, como por ejemplo el colocar un revestimiento cerca de una falla y el objetivo buscado (figura II.2.113). Mientras que un error de 10% obtenido con mediciones convencionales arrojaría un margen de error correspondiente a la superposición de profundidades para ubicar al objetivo y la falla; en el caso en *Seismic MWD* el error asociado es de 1%, definiendo con certeza el punto donde se colocará el revestimiento.

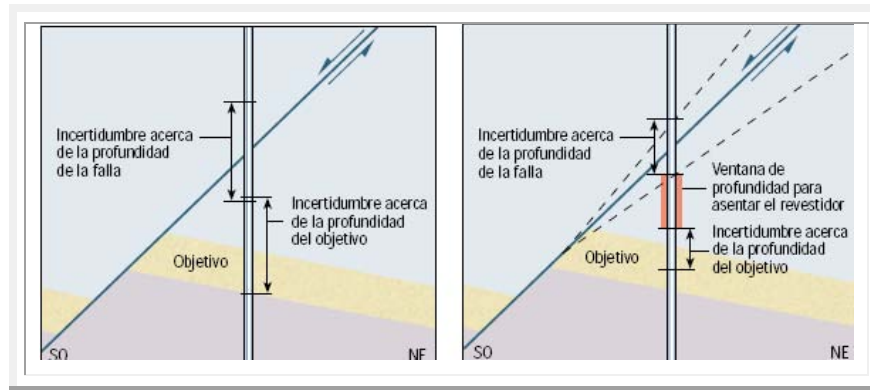


Figura II.2.114. Reducción de riesgos en la operación utilizando VSP convencional (izquierda) y SeismicWD (derecha) (Breton et al., 2002).

Sección 3

Tecnologías complementarias

1. Revestimiento Durante la Perforación

El revestimiento durante la perforación (*Casing While Drilling: CWD*) aparece como una tecnología auxiliar e introducida en diferentes áreas. Este proceso permite perforar evaluar y ademar el pozo con la misma sarta, con la posibilidad de que las herramientas sean recuperadas después de que el revestimiento alcanza la profundidad requerida (figura III.3.1).

Mejora la eficiencia operacional, reduce costos de operación, seguridad y minimiza el impacto ambiental. Una de sus aplicaciones principales se encuentra en pozos marinos, donde se requieren revestimientos de pozos múltiples.

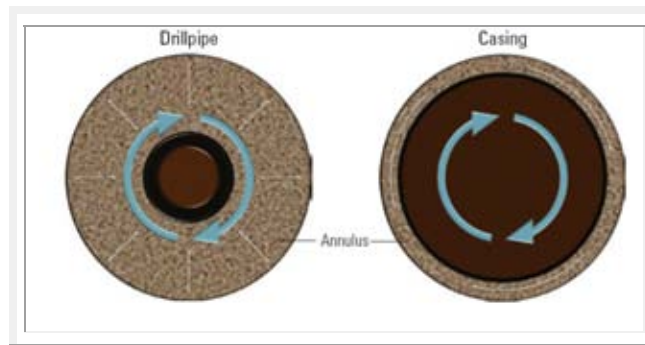


Figura II.3.1. Vista de planta de un pozo. a) con un cable de perforación. b) con revestimiento. La rotación del revestimiento causa un efecto de emplastar la pared del pozo (*Referencia electrónica 10.1*).

Desarrollo de la tecnología:

- Durante mucho tiempo se realizó mediante una técnica realizando corridas con herramientas de cable (*wireline*) a pozo abierto para la evaluación de formaciones.
- El método siguiente implicó ademar un diámetro superior hasta la zapata, durante la perforación (CWD); continuar perforando y posteriormente tomar registros en pozo abierto a través de la tubería de revestimiento y de perforación, como si se tratara de una perforación convencional. Finalmente se baja la tubería de revestimiento hasta la profundidad total (figura II.3.2).

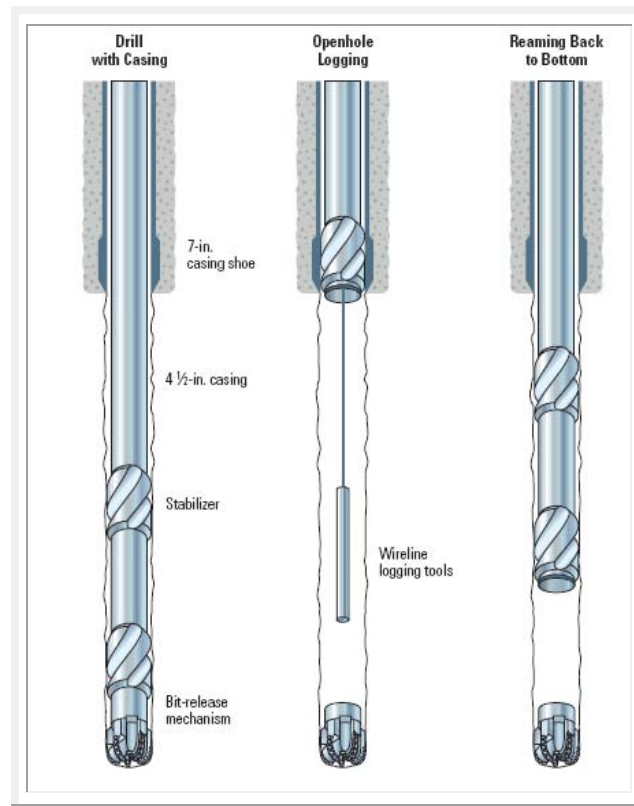


Figura II.3.2. Proceso de perforación con revestimiento *wireline* (Fontenot et al., 2005).

- Se introducen motores de lodo en el aparejo de perforación (BHA) que facilitan la perforación sin rotación.
- Las operaciones tradicionales empleaban barrenas tricónicas en el extremo de la tubería de perforación rotaria (figura II.3.3 izquierda).
- Como alternativas, se desarrollaron diversos sistemas para perforar pozos con tuberías de revestimiento cortas (*liner*) y tuberías de revestimiento estándar. En el revestimiento corto, un colgador o empacador conecta la columna de perforación con la tubería de revestimiento corta, cuya función es recuperar el BHA una vez finalizado el pozo. La posición del colgador limita la profundidad de perforación máxima (figura III.3.3 centro izq.).
- Una tubería de revestimiento (de producción) completa con una barrena de perforación no recuperable (figura II.3.3 centro, derecha) o un BHA recuperable (figura II.3.3 derecha) provee funcionalidad y flexibilidad adicionales. El BHA puede desplegarse con tubería más pequeña, flexible o cable de acero sin necesidad de bajar y extraer la tubería de revestimiento en el pozo.

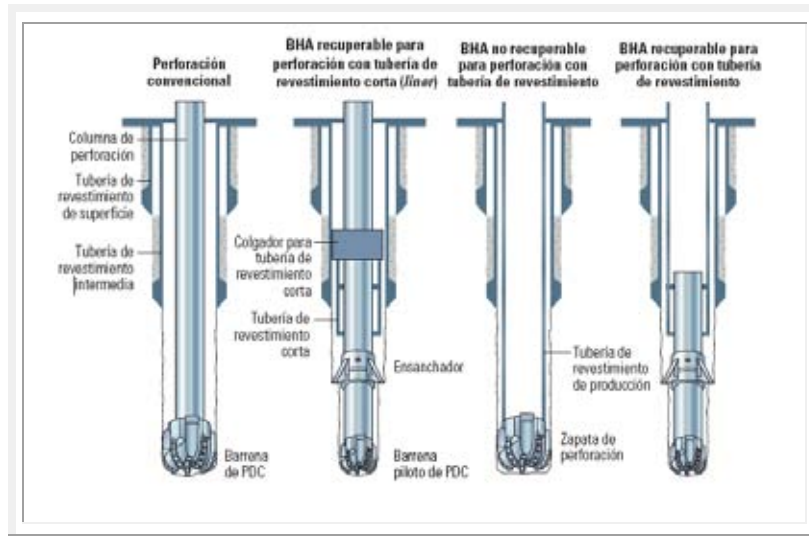


Figura II.3.3. Perforación y entubado simultáneos con revestimiento corto (*liner*) o completo (Fontenot et al., 2005).

- Los sistemas recuperables (figura II.3.4) son la única alternativa práctica a los pozos direccionales debido a la necesidad de recuperar los costosos componentes del BHA: motores de fondo, sistemas rotativos direccionales o las herramientas de adquisición de mediciones MWD y LWD.

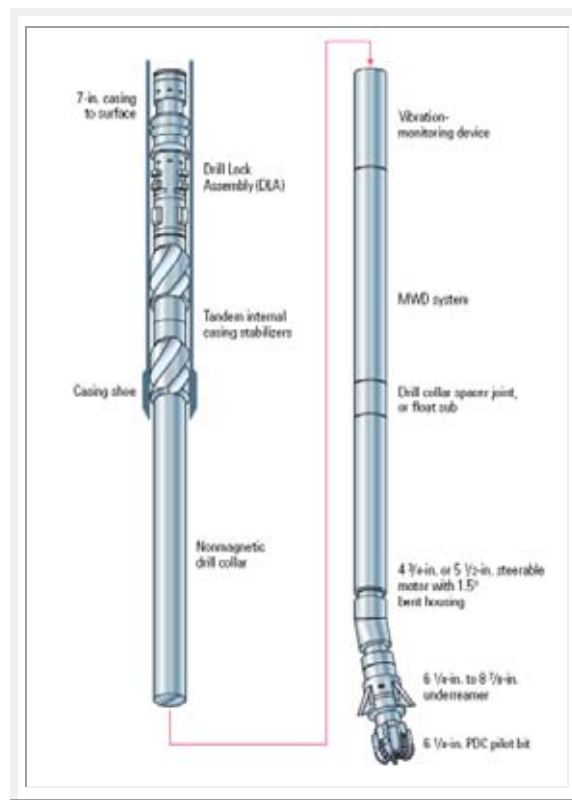


Figura II.3.4. Componentes de la herramienta CWD usando sensores MWD (Fontenot et al., 2005).



- El empleo de estabilizadores especiales (figura II.3.5), mantiene estable la tubería, soportando períodos largos de tiempo en el proceso de perforación. Los centralizadores tipo fleje (*bowspring*) o con soldadura (*welded-body*) no son recomendados.

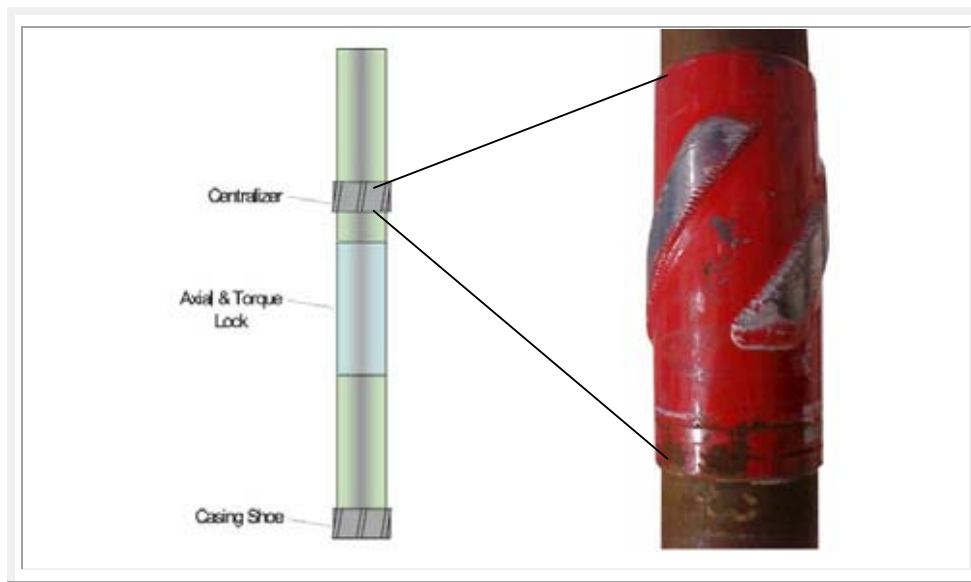


Figura II.3.5. Estabilizador de 7 in (Gaurina, 2005).

- El equipo superficial para CWD comprende un ensamble que se sujeta al exterior (figura II.3.6 izq.) o interior (figura II.3.6 medio) de la tubería de revestimiento.
- El sistema para controlar el *casing* (*Casing Drive System*) es operado por un sistema de impulsión superior (*topdrive*) suspendido desde el aparejo de la torre de perforación, de manera que todo el mecanismo rotativo queda libre para desplazarse en dirección ascendente y descendente (figura II.3.6 derecha).
- Permite que se conecten rápidamente los sistemas de bombeo de los equipos de perforación o el mecanismo de impulsión rotaria mientras se manipula la tubería, minimizando la frecuencia de atascamiento de las tuberías, así como el costo por incidente.
- El factor de exceso de cemento se verifica mediante los registros CBL (*Cement Bond Logging*) o mediante Caliper.

Para revestimientos superficiales o intermedios, el factor se define con la operación de perforación DP (*dynamic positioning*).

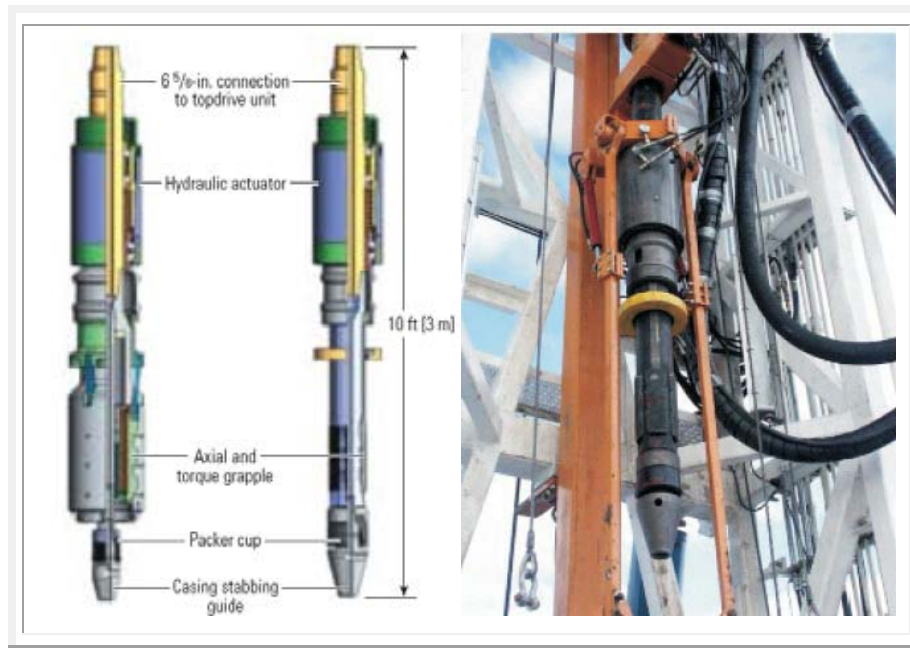


Figura II.3.6. Equipo superficial para CWD (*Tesco) (Fontenot et al., 2005).

Aplicaciones:

- Reduce problemas de mano de obra y seguridad del viaje.
- Reduce la cantidad de tiempo estático del lodo en la zona anular, debido a que el revestimiento está presente cuando la TD es alcanzada.
- Aplicación en zonas difíciles (flujo de agua, zonas de pérdida de fluido, zonas de cizalla).
- Extensión de secciones del pozo más allá de los límites.
- El uso de centralizadores de barras helicoidales mejoran la limpieza del pozo y remueven el lodo, generando menor cantidad de torque durante la perforación.
- El uso de lodos base aceite, mejora la geometría del pozo, cuya zona lavada se observa al mínimo.
- Reduce los caballos de fuerza, gastos de combustible, y mejora la hidráulica de la barrena.



Beneficios:

- Logra una eficiencia mayor a 20-30% de tiempo sobre los métodos tradicionales de construcción de pozos.
- Minimiza el número de viajes en la perforación.
- Se ha refinado para perforar a través de transiciones de presión en depósitos secos o delgados.
- Elimina gastos de alquiler por herramientas de cable, la perforación de pozos (incluyendo el tiempo que generan los problemas de viaje), costos de lodo y cementante utilizado.

Clasificación de las configuraciones CWD

Existe una propuesta desarrollada por *Mobil, para una configuración y aplicación apropiada de la tecnología CWD, se divide en dos clases (*Sukup et al., 1999*):

- Las que no requieren de rotación.
- Las que si requieren rotación.

En cada una de estas clases, se cuenta con una gran cantidad de equipos y opciones a ser consideradas en su configuración y uso. Para revisar la clasificación vea el **Anexo A**.

2. Revestimiento Direccional Durante la Perforación

La tecnología referida al revestimiento direccional durante la perforación (*Directional Casing While Drilling: DCWD*) utiliza un aparejo de perforación (BHA) navegable y recuperable (a diferencia de CWD), siendo una alternativa de la perforación direccional en campos maduros con pérdidas de circulación y estabilidad del pozo. Se dividen en dos grupos:

1. DCWD con motor de navegación.
2. DCWD mediante un sistema de navegación rotatoria (*Rotary Steerable System: RSS*).

Características para el revestimiento direccional

- Para perforaciones de 7 in y 9 $\frac{5}{8}$ in e inclinaciones por arriba de los 80°.
- Para que los DCWD sean exitosos se requiere de un diseño del BHA especial: contando con mediciones de torque y arrastre; estabilización, propiedades de lodo y prácticas operacionales en el sitio.

Consideraciones del motor de navegación

Al perforar con un motor de navegación se deben tomar en cuenta tres consideraciones:

1. Geometría de ensamble.

El caso típico de DCWD cuenta con un dispositivo que amplía el pozo previamente perforado (*underreamer*) colocado debajo del motor (figura II.3.7).

Dicho arreglo requiere un motor que permita perforar sin rotación. Así mismo, requiere de un estabilizador que logre un control direccional suave. La respuesta direccional depende del ángulo en que se encuentra el motor.

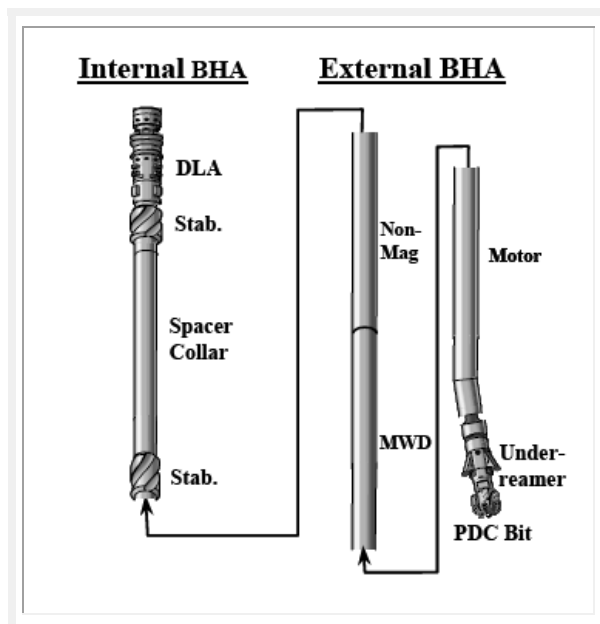


Figura II.3.7. Ensamble de perforación direccional con motor de navegación (Warren et al., 2005).

La geometría del pozo la definen tres puntos de control y está en función de la selección de los diámetros de los estabilizadores (figura II.3.8), y el ángulo para una longitud particular del motor.

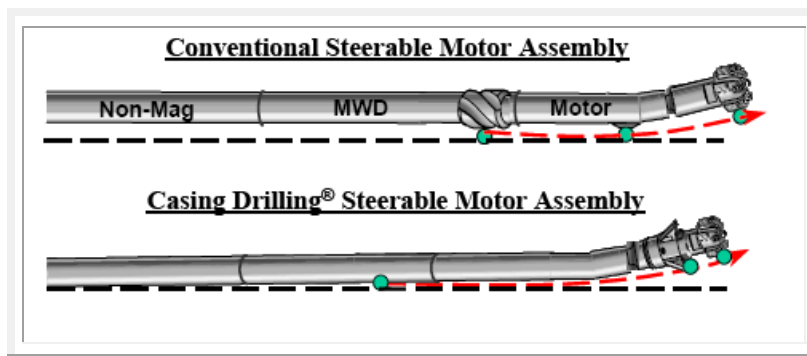


Figura II.3.8. Puntos de control para un ensamble direccional para un caso convencional y con una perforación con revestimiento (Warren et al., 2005).

Otra diferencia entre la perforación direccional convencional y la realizada por DCWD es la inclinación del motor, que tiene la limitante de pasar a través de un cierto diámetro definido por el perforista.

Una opción viable es ajustar el diámetro alrededor del motor con respecto a un ángulo de construcción del pozo (*dogleg*) en grados/100 ft (figura II.3.9).

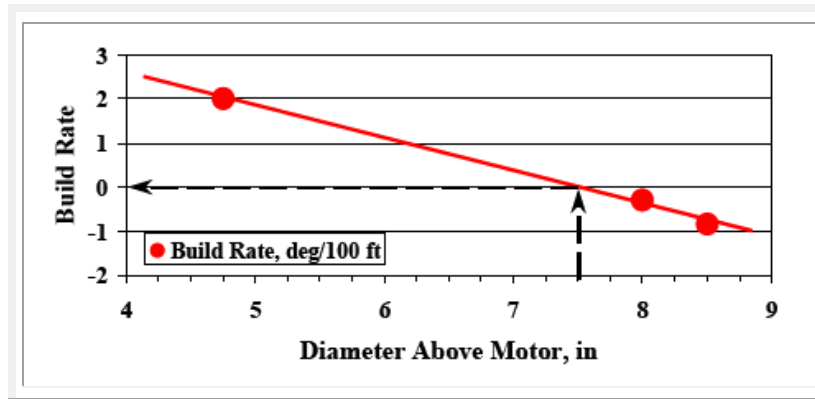


Figura II.3.9. Ajustando el diámetro de los estabilizadores encima del motor, pueden alterar la construcción del pozo (Warren et al., 2005).

2. Selección del motor

Es necesaria la selección de un motor óptimo para un revestimiento con perforación direccional, ya que la interacción de presiones internas y efectos del peso en la barrena (WOB) alteran en las dimensiones de la columna de perforación y la carga del motor, modificando las dimensiones de la cubierta.

El efecto de elongación tiene pocas consecuencias al perforar, mientras el WOB sea débil; la operación es con la mitad de su presión diferencial nominal.

Las operaciones de DCWD son más críticas que en la perforación convencional, en especial para tamaños de cubiertas de 7 in y más pequeños, ya que al aplicarse un motor con velocidad baja, lograría una respuesta menos agresiva de presión y un aumento en el torque, haciéndolo más difícil de operar.

En algunos casos es más ventajoso usar un motor diseñado especialmente para DCWD, como el motor de 6 in (para revestimientos de 7 in), que proporcionan alto torque y baja presión.

3. Prácticas operacionales

El proceso para orientar un motor con tuberías de perforación convencionales debe considerar los siguientes factores:



- Que la tubería permita una posición neutral y que el torque no cause cambios en la orientación del motor mientras se desplaza.
- Si existe una pequeña torsión entre la superficie y el motor, la orientación requerirá de menor tiempo al perforar con revestimiento.
- El arrastre friccional puede causar muchas dificultades con el WOB sobre el motor. La aplicación de una moderada cantidad de peso puede ser suficiente cuando se aplica con un revestimiento con efecto de alargamiento, haciendo un fenómeno más pronunciado.
- En situaciones donde la tubería tiende a colgarse, el control del WOB se alcanza balanceando la cubierta en todas direcciones de la cara del instrumento. La cantidad de balanceo es determinada por la torsión en la tubería que ocurriría cuando gira (por lo regular es mayor o menor que 90 grados); esto no afecta la trayectoria direccional. La figura II.3.10 muestra una comparación sobre el funcionamiento del motor con deslizamiento y con balanceo.

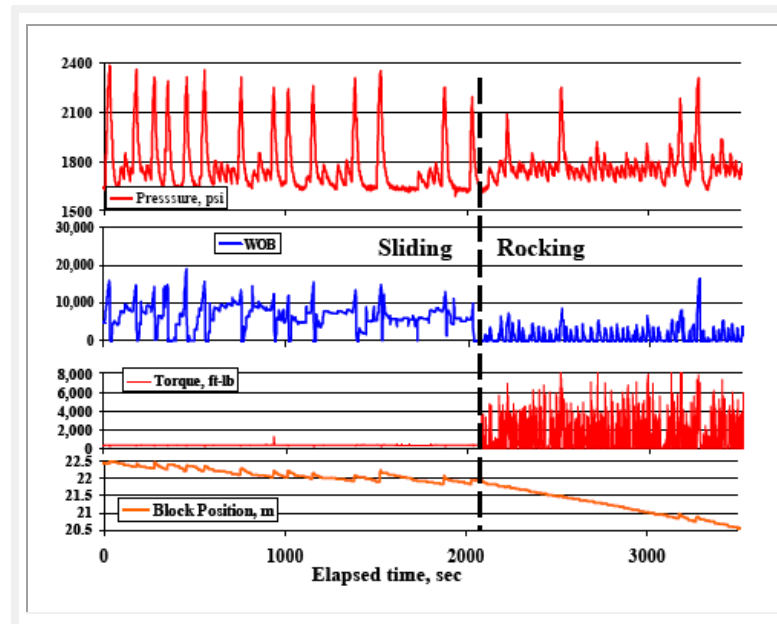


Figura II.3.10. Control de WOB y factor de penetración, mejorado mediante balanceo de la cubierta. La detención del motor decrece considerablemente (Warren et al., 2005).

- El revestimiento se realiza manualmente rotando en sentido horario y antihorario mediante el giro del *topdrive*, por lo que el WOB estaría debajo de las 5,000 lbf para cada intervalo perforado.

Revestimiento con navegación rotatoria:

Es el método más eficiente en muchas situaciones. La tasa de penetración (ROP) decrece cuando se usan motores y el desgaste de los instrumentos aumenta, por lo que se busca una alternativa mediante sistemas rotatorios.

Diseño

Los elementos de la herramienta se muestran en la figura II.3.11.

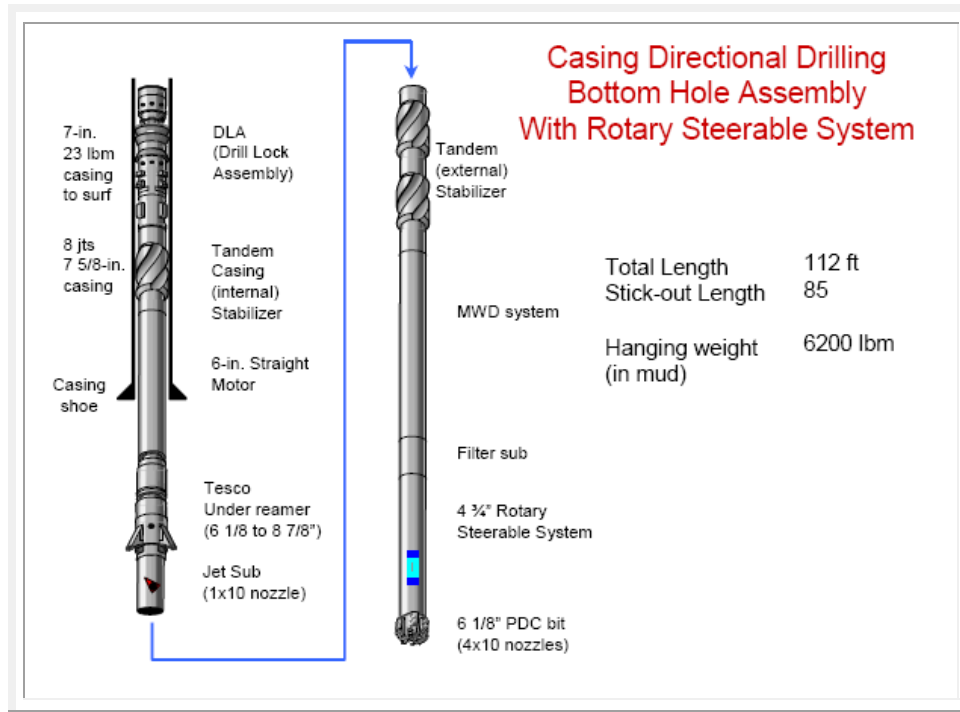


Figura II.3.11. BHA para DCWD con RSS (Warren et al., 2005).

Análisis de torque y arrastre

Las consideraciones de torque y arrastre afectan en la determinación de un pozo para esta configuración. En general, el torque requerido para rotar la cubierta viene afectado por la fuerza normal de contacto (aumentando cuando la cubierta es más larga), el factor de fricción y el diámetro efectivo de rotación. Cuando el pozo es tortuoso, la rigidez de la cubierta puede contribuir con el torque.

Los cálculos de torque y arrastre pueden ser usados efectivamente para modelar el torque, para una trayectoria planeada y una tortuosidad esperada.



La figura II.3.12 muestra un modelo de torque contra los obtenidos en la perforación con 7 in de cubierta en un pozo direccional, cuyo factor de fricción rotatoria es de 33% más alto que los usados en perforaciones convencionales.

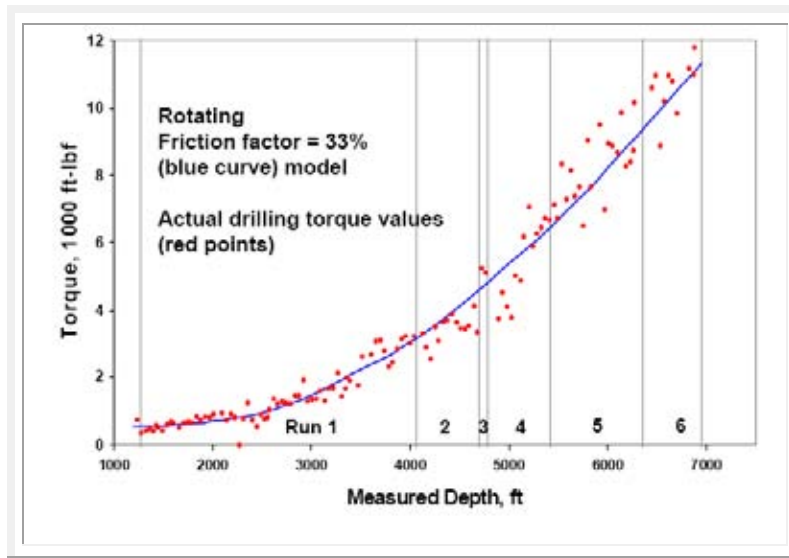


Figura II.3.12. Mediciones de torque obtenidos (rojo) contra un modelo esperado (azul) con un factor de rotación de 33% en una sección de cubierta de 7 in (Warren et al., 2005).

Aplicaciones

- Reducción de pérdida de circulación cuando hay problemas de tiempo.
- Manejo de revestimientos en altas profundidades para formaciones complejas como en zonas reducidas (*depleted zones*).
- Perforación a través de formaciones no consolidadas.
- Reduce el tiempo de viaje en operaciones costosas.
- Usa equipo de perforación pequeño.

Beneficios

- Minimización de pérdida de circulación y control de eventos en el pozo.
- Control de ECD (Densidad de circulación equivalente) con un gradiente alto de lodo anular.
- Eliminación en la dificultad de las corridas con revestimiento.
- Reducción en el número de cubiertas.
- La posibilidad de ahorro económico en el pozo cuando ocurre un problema.

3. Registros durante la extracción de núcleos

Los registros durante la extracción de núcleos (*Logging While Coring: LWC*) surgen como una tecnología de los registros durante la perforación.

Desarrollado en conjunto por el Grupo de Investigación de Pozos (*Borehole Research Group*), de *Schlumberger D&M y la universidad de Texas A&M. La tecnología de perforación y extracción de núcleos, sintetiza los métodos de exploración, logrando calibraciones precisas de profundidad núcleo-registro y orientación de núcleos dentro de un pozo.

La unión de estas dos tecnologías tiene dos objetivos primordiales:

- Reduce el tiempo requerido para los registros después de la perforación y extracción de núcleos en el pozo.
- Realizar mediciones *in situ* usando LWD sobre el mismo intervalo de extracción de núcleos para un pozo en particular. Logrando seleccionar en forma óptima los intervalos nucleados en las formaciones de interés.

Diseño del sistema

Utiliza una versión modificada de la herramienta de LWD de Resistividad frente a la Barrena (RAB-8) diseñada por *Schlumberger y un sistema MDCB (*Motor Driven Core Barrel*) de la Universidad de Texas, como se muestra en la figura II.3.13.

- El sistema de extracción de núcleos es lo suficientemente estrecho para mantener un espacio anular libre de aprox. 3.45 in.
- La batería (con duración de 60 hrs.) se rediseñó en la zona anular, permitiendo al MDCB pasar a través de ésta.
- Necesita de una barrena de $9\frac{7}{8}$ in.
- El factor de penetración alcanza los 50 m/hr.
- Máx. temperatura: 150 °C, máx. presión 15,000 psi y resolución vertical de 2 in.



- El sensor de resistividad de botón y el uso de un estabilizador liso fueron diseñados para acomodar la barrena.

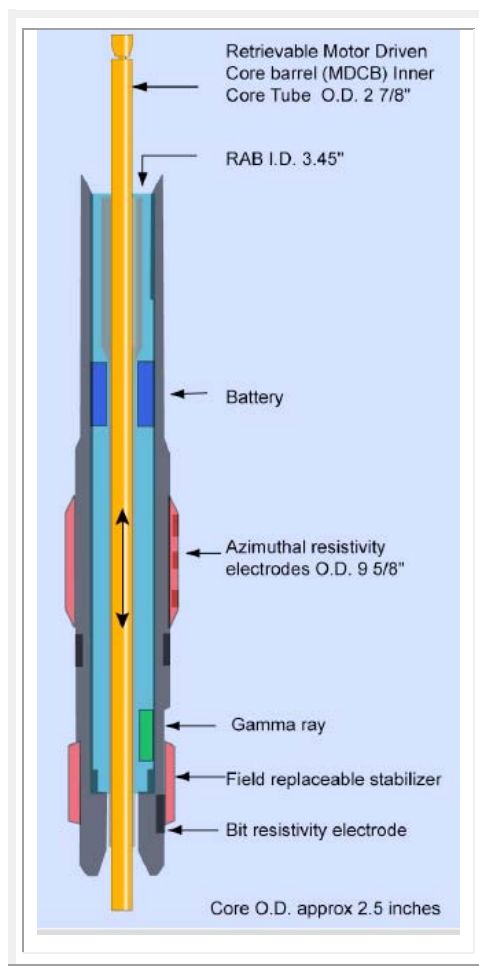


Figura II.3.13. Representación de la herramienta RAB Coring tool (RAB-C) (Goldberg et al., 2004).

- El *standoff* de la herramienta en la pared de pozo y el instrumento de RAB es de 0.185 in.
- El sistema MDCB y las partes de RAB-8 son ensambladas y ajustadas en una plataforma de perforación de *Schlumberger. Se realiza una prueba de núcleo con ayuda de un cemento de bajo grado y es conducida para recuperar satisfactoriamente el núcleo por el RAB-8 (figura II.3.14).



Figura II.3.14. a) Pruebas y registros durante la extracción de núcleos en una torre de *Schlumberger. b) Prueba exitosa de una muestra de núcleo con RAB-8 (Goldberg et al., 2004).

Características:

- Capacidad de integración de registros de núcleos.
- Evaluación de puntos en la perforación para el análisis de tensión local y regional.
- Detección de heterogeneidades de formación usando imágenes de resistividad azimutal.
- Caracterización litológica.
- Se limita en intervalos claves debido a cuestiones de costo y el tiempo.
- Las perforaciones ODP (*Ocean Drilling Program*) alcanzan hasta 2000 m de profundidad, para tirantes de agua mayores a 300 m.
- El agua de mar es utilizada con alta presión para limpiar el pozo de recortes.
- En casos donde es complicada la perforación y la calidad de registros es pobre, se recurre a los registros durante la perforación (LWD).



4. Conformación durante la perforación

Usualmente se presentan condiciones adversas como presencia no deseada de presiones altas de gas/agua, flujo cruzado, sensibilidad química, fuerza mecánica baja, baja presión de poro y pérdida de circulación. Afectando sustancialmente los costos y tiempos de la perforación. Muchos de estos problemas se pueden solucionar mediante la tecnología de conformación (restauración) del yacimiento (*reservoir conformance technology*).

Por otro lado, la Conformación (restauración) Durante la Perforación (*Conformance While Drilling: C WD*) es un proceso que sirve para controlar el flujo en formaciones de gas/agua y en zonas ladronas (formación encontrada durante la perforación en la que circulan fluidos que se pierden durante la perforación), utilizando sistemas mecánicos y químicos.

Otros nombres para éste mismo proceso: *Formation Control While Drilling* (FCWD), *Consolidation While Drilling* (C WD), *Pressure Profile Control While Drilling* (PPCWD), *Hole Stabilization While Drilling* (HSWD) y *Profile Control Technology*.

Beneficios:

- Decrece el tiempo desde el inicio de la perforación a la producción.
- Reduce el riesgo y costos en perforación y producción.
- Mejora y protege el pozo activo, eliminando la migración de presión que causa la sobrepresión en la cabeza de la cubierta.
- Previene el flujo superficial de agua (*Shallow Water Flow: SWF*) en el pozo antes de unirse con el cemento, resolviendo problemas de perforación en aguas profundas y de producción.
- Esta tecnología ha sido usada en pozos terrestres en operaciones de perforación bajo balance.
- Llena formaciones permeables y porosas con sistemas químicos que bloquean los espacios, aísla la presión de poro y aumenta la fuerza mecánica de la formación.

- Previene la pérdida de producción reduciendo los siguientes aspectos:
 - Producción de agua y gas no deseados.
 - Sellar depósitos con fallas o fracturas.
 - Control de perfiles de flujo alterados.
 - Modificación de permeabilidad relativa.

Proceso de sellado

Las figuras II.3.15 y II.3.16 muestran el sellado mediante un gel monómero colocado antes de que el cemento (*kickoff plug cement*) haya fraguado; entonces el pozo es llevado a su ruta lateral. Si una capa de gas existe debajo del punto de desvío (*kickoff point*), el gel sellador protegerá el radio del pozo donde haya presencia de gas no deseado.

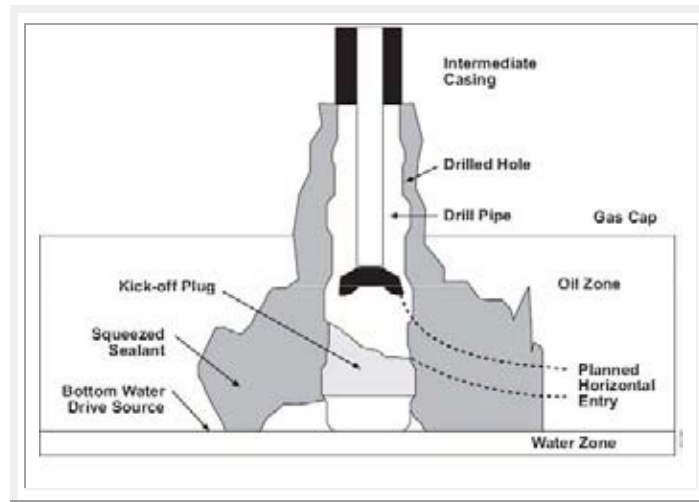


Figura II.3.15. Colocación de un monómero polimerizado *in situ* para un pozo horizontal (Swatman et al., 1999).

Técnica y proceso:

- **Conversión química.** Bombeando compuestos mezclados hacia la formación, o complementando el lodo con las resinas que penetren el enjarre y sellen la formación, los operadores químicos pueden convertir zonas cerca del pozo de modo que posean las propiedades siguientes:



1. Pozo totalmente bloqueado al movimiento de fluidos de la formación o fluidos de perforación bloqueados desde el pozo a la formación.
2. Creación del sellado con presión positiva alta que permite pesos de lodo altos y densidad equivalente circulante (ECD) para perforaciones profundas en zonas de alta presión.
3. Sellados de presión negativa que previenen colapsos en el pozo que permiten un peso de lodo bajo y perforaciones bajo balance sin presencia de fluido o gas en la formación.
4. Esfuerzos mecánicos de formación incrementados, dando como resultado presiones diferenciales positivas o negativas.

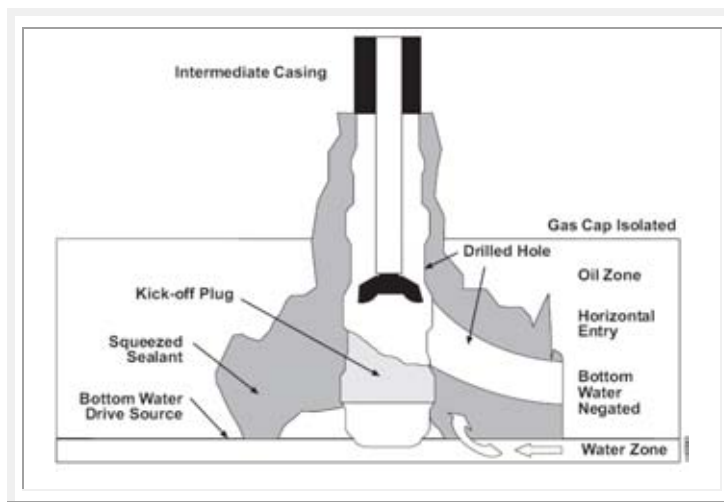


Figura II.3.16. Colocación de un monómero polimerizado *in situ* para un pozo horizontal con una capa de gas aislada (Swatman et al., 1999).

- **Restauración de la medida de diámetro en el pozo.** Mediante una herramienta de inyección hidráulica (chorro) en el BHA que abre los puertos de motor lateral y forzando el sellado estructural como cemento (mediante resinas u otro material) en secciones de pozo blandos o en zona lavada, mejorando la integridad, restaurando el pozo de perforación (figura II.3.17).

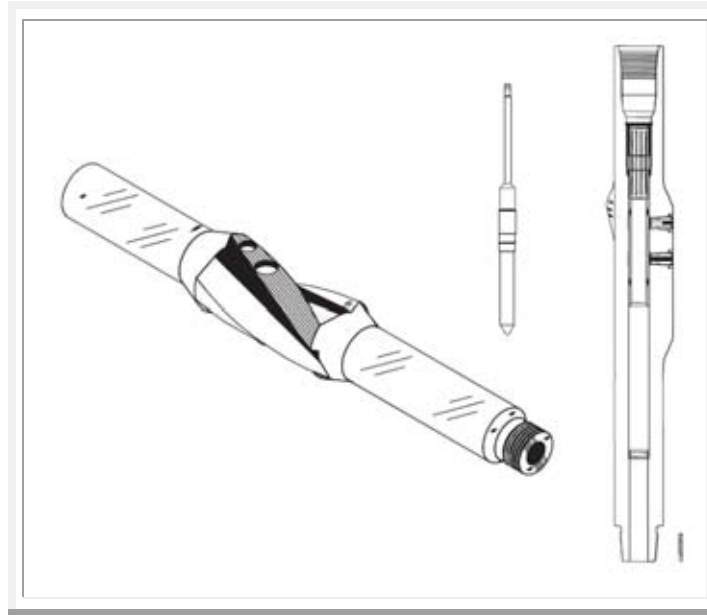


Figura II.3.17. Herramienta de inyección a chorro (Swatman et al., 1999).

La figura II.3.18 ilustra el proceso de funcionamiento:

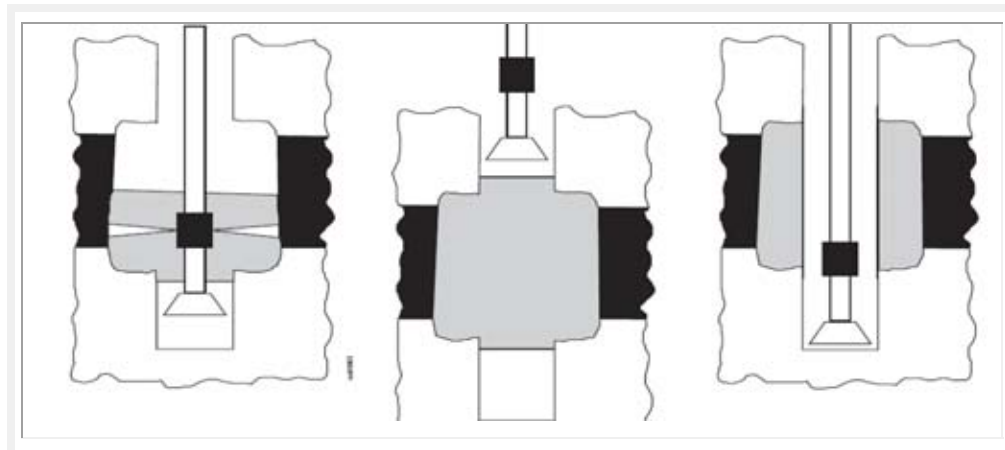


Figura II.3.18. (Izq.) Colocando el compuesto estabilizador. (cen.) esperando a que el sistema reaccione (der.) perforación a través del sistema. (Swatman et al., 1999).

- **Estabilización mecánica selectiva para zonas problemáticas.** Agregando compuestos de aislamiento en el agujero que se amplían para estabilizar zonas problemáticas y permiten una perforación más profunda con el tamaño de barrena original.
- **Sellado.** De formaciones con presencia de fisuras, fracturas, fallas y zonas con alta permeabilidad.



Sistemas químicos disponibles:

- Silicatos catalizadores externos o internos en agua como matriz o gel bloqueador de fracturas.
- Activador de Acrilato (Ión de ácido acrílico) en agua para polimerizar *in situ*, como matriz o gel bloqueador de fracturas y un sistema mitigador en agua profunda de SWF.
- Poliacrilamide, parcialmente hidrolizado, y otros polímeros en agua, así como matriz o gel bloqueador de fracturas.
- Resinas base agua o base aceite como el fenol y urea formaldehídos, melamines y epoxies, usados en sistemas estructurales de bloqueo, sellos de presión negativos o positivos y sellos de fracturas o fallas.
- Cemento molido ultra fino y otro tipo de cemento, que llene huecos, pozos de zonas lavadas u otros problemas.
- Geles en forma de espuma, para sellado de fallas o fracturas.
- Reactivos de polímeros o minerales activos por mezcla con lodos o fluidos de formación, para reaccionar en fracturas inducidas, detener severas pérdidas de lodo y crear sellos altos de presión positiva.
- Modificación de los sistemas para aplicaciones especiales.
- Fluidos de ubicación que ayudan a controlar el SWF durante la perforación, la corrida del *string* de perforación, y otros procedimientos.
- Mezclas de bentonita base aceite y barita, para otros tipos de pérdida de circulación material y sistemas de control de pozos.

Información complementaria para C WD

La selección de alguna técnica depende de parámetros como la litología, permeabilidad, porosidad, sensibilidad del fluido, esfuerzo mecánico, presión de poro, tipos de fluido de formación y zonas de barrera.

Por lo que es necesario utilizar información con que mida esos parámetros como: registros de resonancia magnética nuclear, densidad-porosidad, neutrón-porosidad; perfiles sísmicos verticales (VSP), herramientas de muestreo de formación, modelado del yacimiento, MWD en especial las referidas a presión, temperatura, análisis de fluidos, entre otros.

Características de C WD

La tecnología C WD presenta las siguientes características:

- Software C WD para la colocación química.
- Tubo expandible y ranurado y sistemas de aislamiento mecánico para el revestimiento.
- Herramienta estabilizadora de motor.
- Activador de monómeros que impida/aminore el flujo de agua superficial (SWF) y que forme un gel con la fuerza de un millón de centipoise ($cp = .01 \text{ poise} = 10^{-3} \text{ kg/ms}$) hasta un equivalente 10 millones de cp.
- La viscosidad de colocación a 1 cp penetra el enjarre para entrar en la formación de arena SWF desarrollando la fuerza requerida en horas para temperaturas tan bajas como 32°F. El sistema de 1 cp puede ser disuelto en lodos de 15 a 17 lb/gal para un funcionamiento bajo balance en la zona de SWF.
- Utilización en fluidos de perforación base agua, para prevenir la desestabilización de arcillas plásticas en las lutitas.
- Estabilización de formación con resina base agua (WBR) en mezcla en lodos como aditivos, aplicados cerca de la zona.
- La WBR es diseñada para temperaturas de circulación en el pozo entre 50 a 250 °F y se formulan para incrementos altos o bajos en formaciones duras y con presiones positivas/negativas altas en la formación.
- La tabla II.3.1 muestra las propiedades de algunos materiales antes de que el WBR penetre con la arenisca La figura II.3.19 ilustra el desplazamiento de estos materiales.

Material probado	Esfuerzo compresional (psi) ^a	Esfuerzo tensorial (psi)	Módulo de Young (x10 ⁶ psi)	Relación de Poisson	Perm a H ₂ O (md)
Arenisca	10,434	417	1.556	.357377	908.6
WBR activado	11,743	2,980	0.418	.481125	<0.001
Arenisca endurecida con WBR	23,791	2,770 (5,940) ^b	2.092	.110611	<0.001

a - Presión hidráulica confinante, 1000 psi*g

b - Esfuerzo después de 2 semanas.

Tabla II.3.1. Propiedades mecánicas de materiales (realizados por 3 días a 140°F), (Swatman et al., 1999).

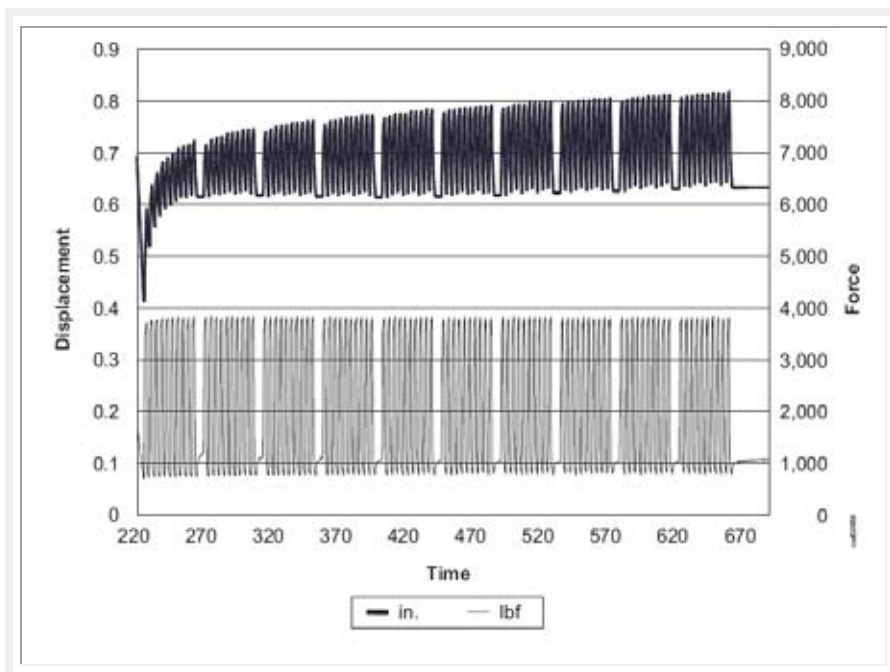


Figura II.3.19. Esfuerzo cíclico con contenido de WBR y 150% de micro arenas , (Swatman *et al.*, 1999).

- La WBR penetra fácilmente en la zona de enjarre de baja permeabilidad y consolida formaciones permeables, como lo muestran las figuras II.3.20 y II.3.21.



Figura 3.20. a) Enjarre con tratamiento de WBR. b) corte radial de núcleo tratado con WBR , (Swatman *et al.*, 1999).

La figura II.3.21 muestra una sección del núcleo relleno de WBR. El exceso de WBR en el pozo logra que pueda ser fácilmente perforado o desviado, previniendo la pérdida de integridad de la formación.

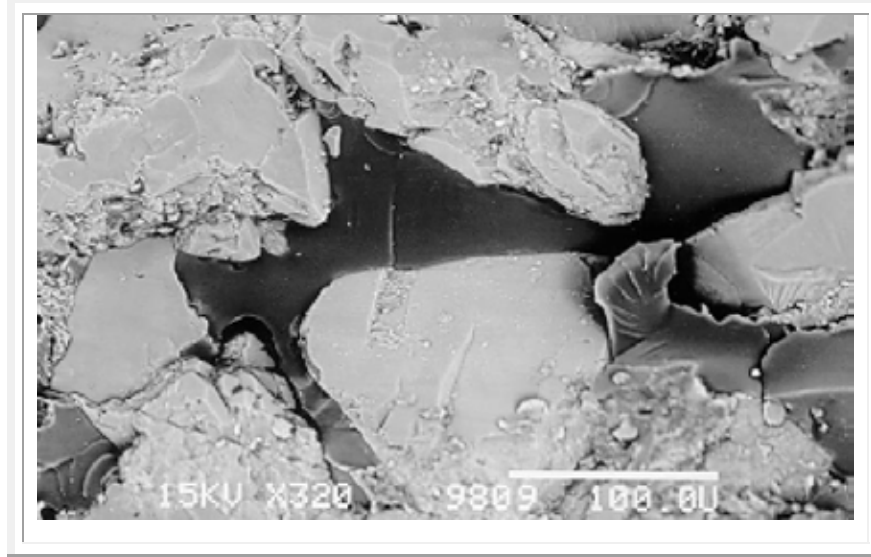


Figura II.3.21. WBR en un núcleo con magnificación de 320x, (Swatman et al., 1999).

Desarrollos propuestos a futuro:

- Sistemas con registros en tiempo real para predecir presiones de poro y profundidad en zonas SWF.
- Sistemas que reactiven la estabilización de lutitas con los fluidos de perforación y sistemas de estabilización mecánico y químico.
- Estabilización de zonas con contenido de sal.
- La colocación química 3-D en tiempo real y mediciones de dirección del fluido.
- Estabilización del pozo y diseño/aplicación de software para sistemas químicos CWD.
- Utilizar la resina base agua (WBR) en el lodo del pozo para reparar/prevenir pérdidas de integridad en la formación.
- Sellado de cavernas en las zonas ladronas para detener la pérdida de lodo masiva.
- Sistemas que controlen ocurrencias naturales de hidratos en formaciones de aguas profundas.



5. Registros a través de la barrena (TBL-WD)

Los registros a través de la barrena (*Through Bit Logging: TBL*) es una tecnología, en el cual los sensores son desplazados a través de cable y pasando por un agujero que se encuentra en el centro de una barrena especial, puede realizar mediciones MWD/LWD y colocar el revestimiento del pozo, utilizando perforación direccional.

Funcionamiento

Las herramientas de registro son colocadas dentro del collar de perforación y pasa a través de la barrena y continua al agujero del pozo recién perforado con un diámetro menor al realizado por la barrena inicial (de 2.25 in) (figura II.3.22).

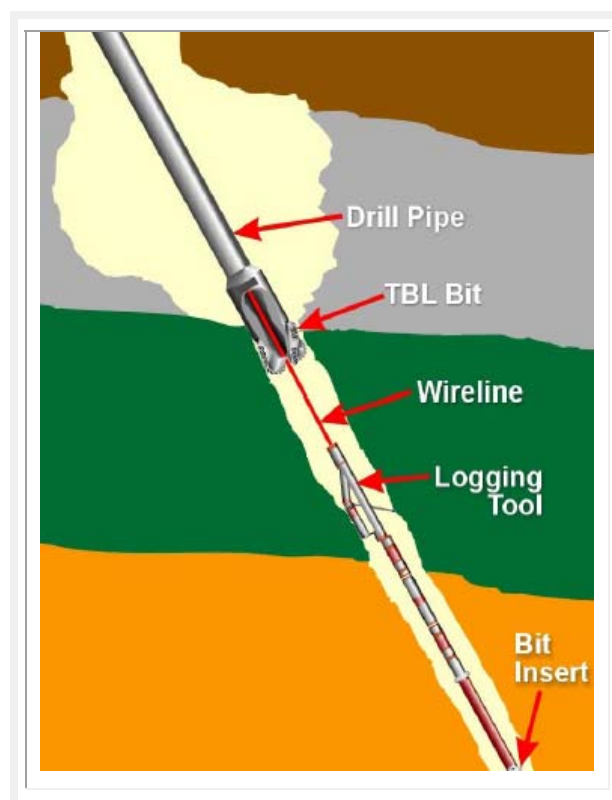


Figura II.3.22. Componentes de TBL. Cuando se desplaza, la barrena del TBL se posiciona una zona segura del pozo. La herramienta de registro se desplaza con un inserto de la barrena y la formación es registrada vía *wireline*. (Runia et al., 2004).

Descripción

- La barrena TBL es una barrena PDC convencional con la modificación de una sección central removible (figura II.3.23).



Figura II.3.23. Diseño de la barrena TBL (Runia et al., 2004).

- La sección central adjunta una parte de la barrena (*bit insert*), liberándose por acción del cable (figura II.3.24).

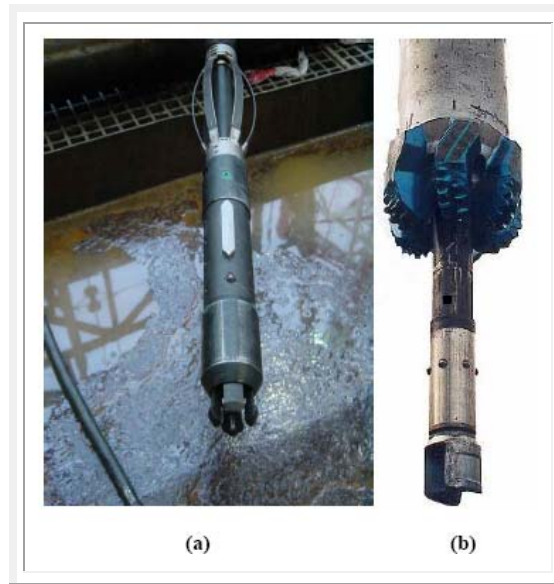


Figura II.3.24. a) Herramienta TBL, b) inserto en la barrena (Runia et al., 2004).

- Los tamaños de las barrenas TBL van desde 12 $\frac{1}{4}$ in hasta 5 $\frac{7}{8}$ in.
- En el modo inalámbrico, el módulo triple combo (inducción, rayos gama, Pe-densidad y porosidad-neutrón) trabaja durante 20 horas. Los paquetes de batería ampliados son usados para operaciones de duración largas o para los *strings* de instrumentos más complejos.



- El módulo de memoria realiza la misma captura de datos que el sistema *wireline*, excepto que los datos son solicitados de las herramientas en incrementos de tiempo en lugar de incrementos de profundidad.
- Los datos son registrados en la memoria permanente. Cada módulo tiene la capacidad para registrar 20 horas en un muestreo de 500 ms.

Modo de empleo:

Existen dos formas de correr la herramienta:

- Insertado y enfundado semi-permanente, en el cual la barrena insertada puede desprenderse de la barrena después de un intervalo perforado, el cable de registro vuelve a la superficie por el tubo estancado registrando durante el recorrido.
- Reversible, que permite a la herramienta de registro ser retráctil dentro del pozo y volver a integrarse a la barrena para futuras perforaciones.

La herramienta cuenta con dos modos de operación: **wireline** y **memoria**.

Modos de despliegue:

- **Viaje limpio, controlada por un pozo limpio.** La barrena es detenida debajo del intervalo de interés, siendo una buena solución para condiciones de perforación difíciles.
- **Después de que se perfora,** la barrena es usada para perforar una sección o todo el pozo. El BHA es adaptado a través del pozo, permitiendo registros después de la perforación sin necesitar de un viaje fuera del pozo. Sin embargo, a lo largo del BHA debe ser compatible con los requerimientos de perforación.

Registros disponibles:

Las mediciones primarias de estudio comprenden:

- Inducción, doble laterolog, resistividad de alta resolución.
- Densidad de formación con curvas fotoeléctricas (Pe) y caliper.
- rayos gamma naturales.
- Neutrón porosidad y tiempo de tránsito sísmico.

- Mediciones auxiliares: caliper de dos brazos, navegación y temperatura.
- El modo *wireline* cuenta con un medidor de presión de formación (figura II.3.25).
- Sónico dipolar (para velocidades de cizalla).
- Imágenes de resistividad.

Todas operan continuamente en 257 °F (125 °C) y 12.5 kpsi (86Mpa).



Figura II.3.25. Probador de presión de formación (MFT) y la barrena TBL de 8½ in (*Runia et al., 2004*).

Ventajas y aplicaciones:

- **Reduce el riesgo operacional**, en zonas de difícil acceso y protegiendo las partes costosas de la herramienta.
- **Seguridad** en los datos.
- **Ahorro** en el tiempo de operación.
- **Registros de reconocimiento**, para determinar o confirmar cimas de formaciones, propiedades o presiones, entre otras propiedades.
- **Soporte para tuberías sencilla y remota**, debido a que todas las componentes a través de la barrena se pueden remover.
- **Calidad de datos continuos vía *wireline***, mediante registros ininterrumpidos.



Componentes requeridas a futuro

La herramienta TBL requiere de dos componentes adicionales para la optimización de la perforación:

1. Un dispositivo de navegación rotatorio 3D con 2 ½ in a través del agujero.
2. Una herramienta MWD re-insertable, de 2 ½ in a través del pozo después de la perforación. Se planea que también cuente con: mediciones de presión anular y comunicación en el pozo.

6. Mediciones Ambientales Durante la Perforación

Los estudios de mediciones ambientales durante la perforación (EMWD) representan una innovación de las tecnologías existentes, para obtener información en la barrena y en tiempo real. Su objetivo es distinguir áreas contaminadas y no contaminadas, realizando mediciones debajo de la zona afectada mediante perforación direccional.

Utiliza sensores de espectrometría de rayos gamma colocados en el *string* de perforación y cerca de la barrena (figura II.3.26), con las siguientes ventajas:

- Naturaleza de los contaminantes en minutos.
- Ahorro en costo de operación, con el número mínimo de muestras requeridas para hacer el análisis.
- Seguridad operacional minimizando los desperdicios generados durante la perforación y avisos oportunos al personal de operación, sobre un riesgo potencial en las condiciones en el área de estudio.

Técnicas de perforación

1. Sistemas de empuje que usan el mínimo de fluido de perforación.
2. Uso de motores de lodo.
3. Uso de sensores cerca de la barrena y en el *collar* de perforación.

Componentes de la herramienta:

- El espectrómetro de rayos gamma (GRS), que se compone de cristales de yoduro de Sodio y Talio en un tubo fotomultiplicador a 900 V.
- La salida del GRS se alimenta de un analizador multicanal de 256 canales de espectro de rayos gamma (0.1-1.6 MeV) registrando cada 20 s.
- Incluye un magnetómetro de tres ejes para determinar la posición de los contaminantes, con mediciones cada 2 s.
- La transmisión es vía telemetría *mud pulse*, con canales análogos de 100 kHz.
- La ubicación de la barrena se determina con un gravímetro: *Gravity MWD*.



- Usa batería recargable con duración de 18 horas (figura II.3.26)

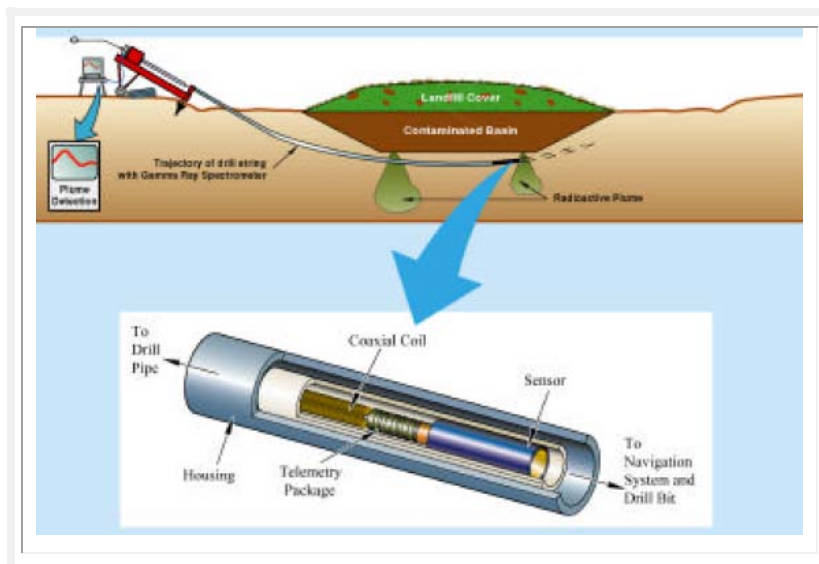


Figura II.3.26. Esquema de operación (arriba) y elementos del sensor EMWD (abajo) (Referencia electrónica 3).

Procedimientos de medición

La calibración del GRS es lo primero que hay que realizar. Lo primero es la correlación lineal de la energía gamma contra la ubicación de los canales. Esto se determina mediante un proceso experimental de laboratorio mediante emisión de partículas gamma en diferentes niveles de energía (Williams et al., 2001).

$$La\ energía\ gamma\ medida = a * (número\ de\ canal) + b$$

La exposición continúa hasta que se forman picos en la señal como conteos medidos. La tabla II.3.2 muestra los resultados de calibración:

Source Element	Peak Energy (MeV)	Peak Channel Number	% Difference From Calc.
Cs 137	0.662	92	1.1
Co 60	1.173, 1.332	163, 186	0.7, 0
Mn 54	0.835	115	1.7
Na 22	0.511, 1.275	74,178	2.9, 0

Tabla 3.2. Resultados de la calibración lineal (Williams et al., 2001).

Cuyo resultado de regresión lineal es:

$$y [MeV] = 7.18 \times 10^{-3} [MeV] * (num_canal) - 4.9 \times 10^{-3} [MeV]$$

La temperatura, dispersión de voltaje y un tubo multiplicador de rayos gamma pueden afectar el valor de la pendiente.

Densidad de flujo contra niveles de contaminación

Los conteos gamma son mediciones relativas de flujo gamma y depende de factores como el tamaño del detector, cubierta y las condiciones de las rocas. El flujo es proporcional a la cantidad de material hijo de isótopos radioactivo que se encuentra en la Tierra y se convierte a unidades de radiación (pCi/g).

La calibración se realiza con elementos presentes en la Tierra (K-40, Ra-226, Th-232, isótopos de las series radioactivas). La tabla II.3.3 muestra los resultados obtenidos de los espectros de energía.

Element	Unique Gamma Ray (MeV)	Energy Window (MeV)
Potassium (K40)	1.46	1.320-1.575
Uranium (Ra-226)	1.76 & 2.20	1.650-2.390
Thorium (Th-232)	2.61	2.475-2.765

Tabla II.3.3. Ventanas de energía para KRT extendidos (Williams et al., 2001).

Recordando lo que se hacía con las ventanas de medición de densidad LWD (ver capítulo II sección 2), el problema de las mediciones de rayos gamma son los valores de energía emitidos por los elementos. La ventana de 2.61 MeV emitida por el Torio resuelve el problema para el Potasio y el Uranio porque ambos elementos no tienen rayos gama por encima de 2.39 MeV. Con base en esto, se obtiene la solución para el Uranio, porque el Potasio está por debajo de 1.65 MeV. Este proceso recibe el nombre de relevamiento. La tabla II.3.4 muestra los modelos utilizando el proceso antes mencionado.

Model	Concentration Th (Pci/g)	Concentration Ra (Pci/g)	Concentration K (Pci/g)
BT Upper	58.78 ± 1.53	10.46 ± 0.51	10.13 ± 1.34
BU Upper	0.65 ± 0.06	194.59 ± 5.94	10.63 ± 1.00
BK Lower	0.10 ± 0.02	1.03 ± 1.67	54.00 ± 1.67

Tabla II.3.4. Modelo de concentraciones de los elementos TUK de ventanas superior e inferior (Williams et al., 2001).



Colocando el espectrómetro en cada uno de los tres modelos y sustrayendo el ruido de la tabla II.3.3 se obtiene una matriz R. Y usando las concentraciones de la tabla II.3.4 se obtiene una ecuación matricial (*Williams et al., 2001*):

$$A = CR^{-1}$$

Donde:

A, es una matriz de 3x3 que contiene los coeficientes de calibración.

R, es una matriz de 3x3 con las lecturas de conteo en cada una de las tres ventanas.

C, es una matriz de 3x3 de concentraciones modeladas (tabla II.3.4).

Al resolver la ecuación (despejando C), obtenemos la cantidad de concentraciones (como mediciones de densidad) en la perforación (*Williams et al., 2001*):

$$C = A R$$

Ejemplo

El proceso de investigación se divide principalmente de cuatro etapas, mostradas en la figura II.3.27.

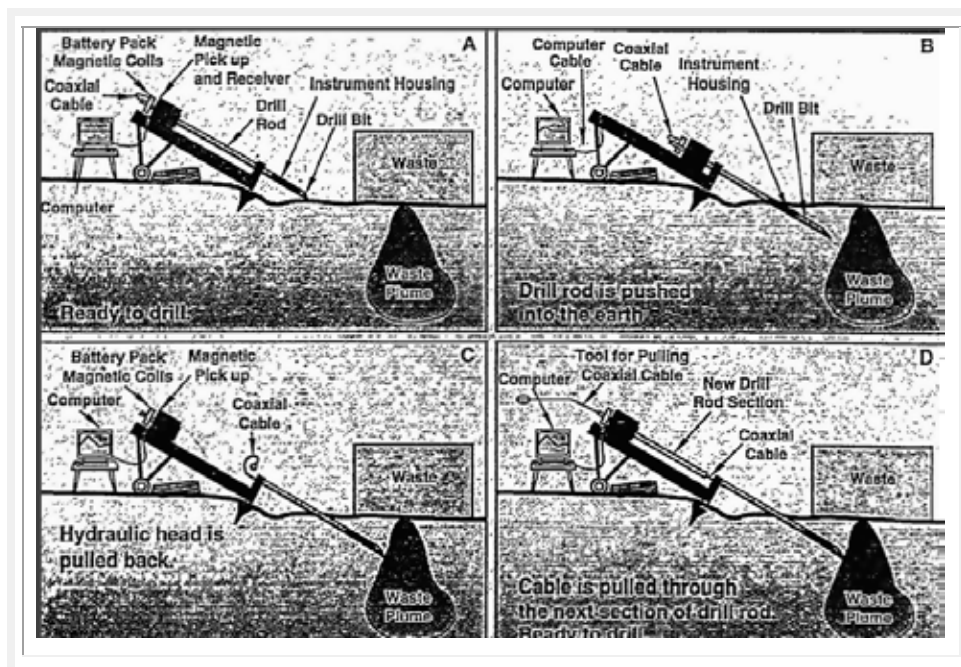


Figura II.3.27. Proceso de EMWD (*Williams et al., 2001*).

En ese mismo estudio se puede realizar la planeación de la trayectoria del pozo mediante dispositivos que determinen posición e inclinación y determinar si se está siguiendo la trayectoria deseada de la zona a estudiar (figura II.3.28).

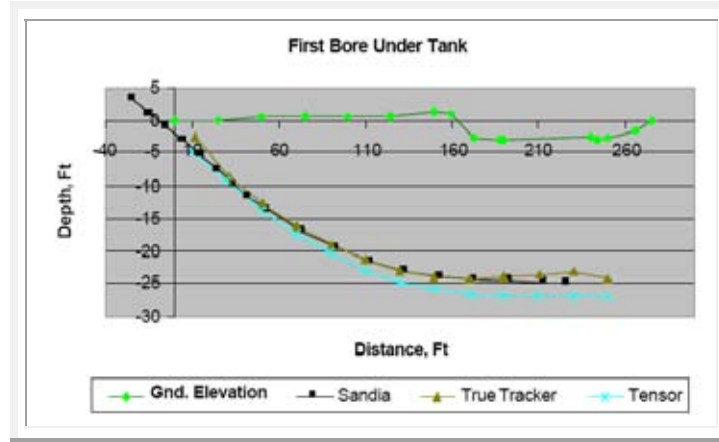


Figura II.3.28. Trayectoria del pozo esperada y obtenida con EMWD (Williams et al., 2001).

Finalmente (figura II.3.29), se muestran los resultados de concentraciones de Cs-137.

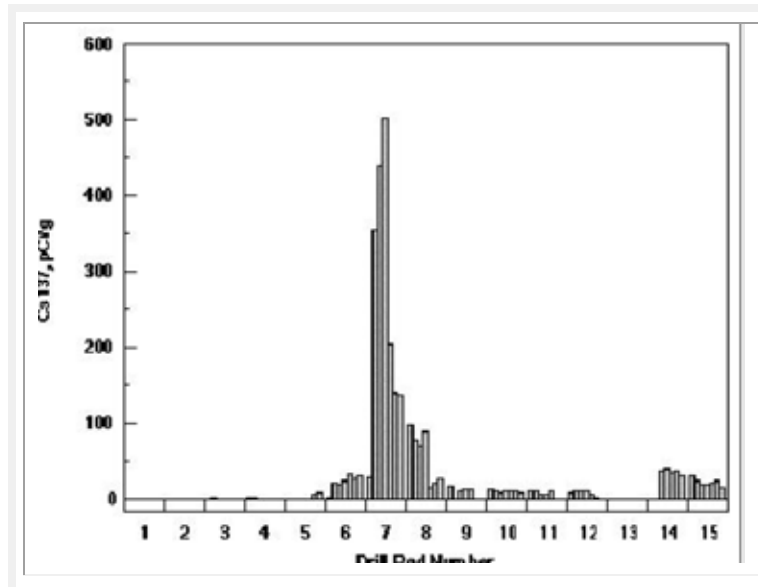


Figura II.3.29. Resultado de medición de concentraciones de Cs-137 (Williams et al., 2001).

Sección 4

Evaluación de Formaciones Durante la Perforación

4.1. Evaluación de Formaciones Durante la Perforación (FEWD)

Hablar de una tecnología en esta sección no sería correcto, debido a su área de aplicación principal. Como dice su nombre realiza una evaluación de formaciones en el área de estudio en una etapa de interpretación de registros e información en tiempo real, con base en las tecnologías LWD y MWD y/o complementarias. Entendiendo como formación un paquete de roca con las mismas características, que se formó en el mismo ambiente de depósito.

La definición SPWLA de Evaluación de Formación es: "El análisis e interpretación de datos de registros de pozos, pruebas de perforación, etc., en términos de la naturaleza de las formaciones y el contenido de fluido".

Los objetivos de evaluación de formaciones son:

- Averiguar si hay presencia de hidrocarburos (u otras formas de energía y minerales) comercialmente producibles.
- Determinar el mejor medio para su recuperación.
- Obtener la litología y otra información de las características de la formación, para su empleo en exploración y producción.

Actualmente las herramientas de evaluación de formación cuentan con sensores de densidad-neutrón-gamma, espectroscopía, sección transversal de captura (sigma), impactos, vibración, inclinación y presión anular; también se agregan las mediciones de resistividad. Por ejemplo, la herramienta *Ecoscope* (*Schlumberger) (figura II.4.1) que aloja una turbina que genera potencia, transmite datos vía telemetría y elimina la necesidad de las baterías de Litio.

Valor Sigma

- La obtención de sigma calcula la saturación de agua, S_w , ofreciendo lecturas de contraste entre el hidrocarburo y agua de formación.
- La medición es relativamente somera, comparada con las de resistividad profunda, de manera que la invasión de lodo con frecuencia reduce la efectividad.

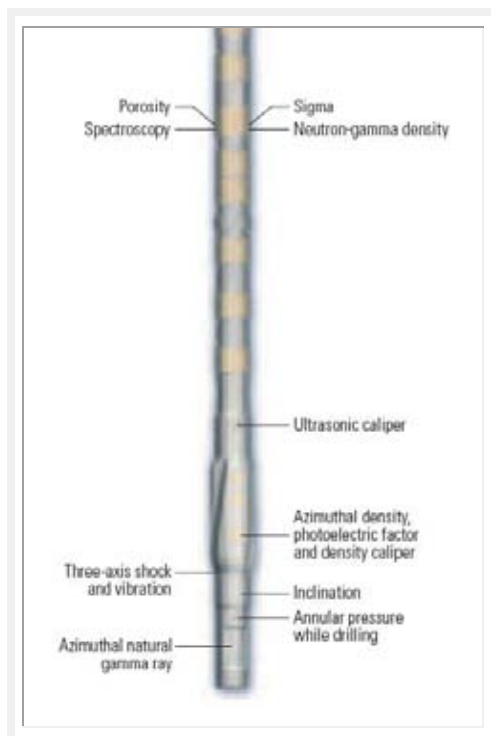


Figura II.4.1. Herramienta *Ecoscope para FEWD (Adolph et al., 2005).

- La ecuación de sigma es lineal. Σ_{bulk} se mide y Σ_{water} se obtiene de concentraciones de **Cl** en el agua de formación; Σ_{HC} , se estima o se toma de análisis de hidrocarburos, Σ_{grain} , se determina si se conocen diversas fracciones de mineral. La porosidad, se obtiene de registros; y mediante uso de espectroscopía se proporciona información sobre la fracción de minerales (figura II.4.2).

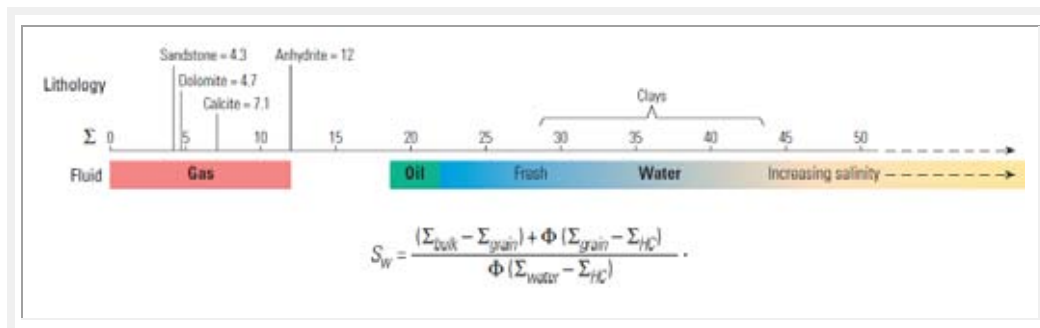


Figura II.4.2. Obtención de sigma y fluidos al incrementarse la salinidad en la formación (Adolph et al., 2005).

- El valor de sigma es útil en zonas productivas de baja resistividad, donde las mediciones probablemente omitan la zona productiva.

- Los registros de densidad neutrón son importantes para evaluar los fluidos de formación (mediante el índice de Hidrógeno).

Evaluación de riesgos

En casos excepcionales, las herramientas con una fuente radioactiva deben ser abandonadas en el pozo. Cuando sucede esto, la fuente (isótopo radiactivo), se convierte en una preocupación ambiental cuando la vida media de la fuente excede la resistencia a la corrosión y el deterioro a largo plazo del BHA.

Entre las dos fuentes de adquisición de registros más comunes, como el Americio-Berilio (AmBe) que emite neutrones y la fuente de Cesio (^{137}Cs) que emite rayos gamma, la fuente AmBe plantea un riesgo mayor durante las operaciones (figura II.4.3). La vida media del Americio [^{241}Am] es de 432 años, comparados con los 30.2 años del ^{137}Cs . Además, el ^{241}Am decae en Neptunio (Np), que continúa emitiendo partículas alfa de alta energía y posee una vida media de más de 2 millones de años.

Los neutrones emitidos por el AmBe son más difíciles de proteger y más perjudiciales que los rayos gamma y las partículas beta de baja energía emitidas por ^{137}Cs . Por lo que presenta un gran riesgo al medio ambiente en las operaciones LWD en comparación con la fuente de rayos gamma de ^{137}Cs .

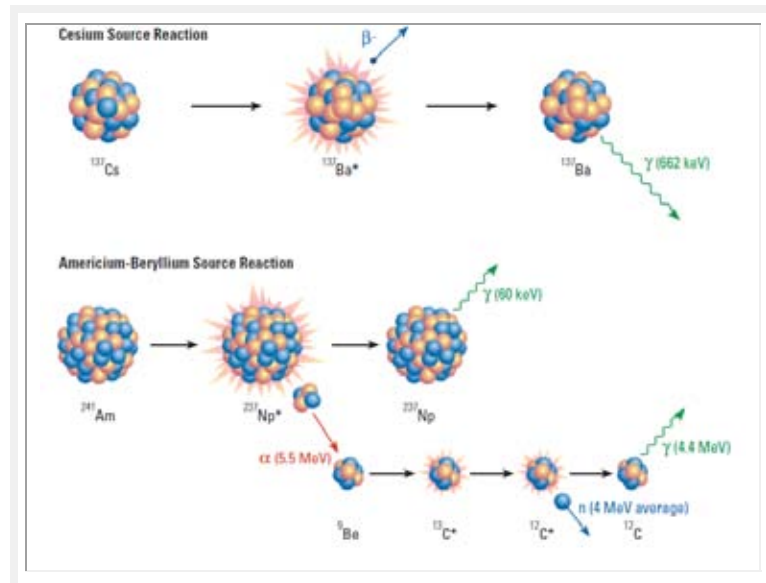


Figura II.4.3. Decaimiento de fuentes radioactivas usadas en los registros de pozos (Adolph et al., 2005).



El riesgo anterior se elimina utilizando una fuente electrónica, que sólo radía cuando está encendida, mediante un acelerador de partículas de tamaño reducido (minitrón) para introducirse en el pozo; este es un generador de neutrón en pulsos (PNG) o neutrón pulsado. Además, la densidad de formación ahora es medida usando sólo una fuente PNG.

Sensor PNG

Diseñado por *Schlumberger y *Japan Oil, Gas and Metals National Corp. Desarrollaron una medición de neutrones por pulsos, eliminando una fuente química de adquisición de registros nucleares.

- En lugar de una fuente de AmBe, se utiliza un generador de neutrones por pulsos (PNG) para generar neutrones de alta energía.
- El generador de neutrones (figura II.4.4) cuenta con un depósito de Deuterio, una fuente de iones, una columna de aceleración y un objetivo.
- El depósito libera gas de Deuterio al ser calentado. La fuente de iones utiliza una fuente de electrones catódicos de alta energía y una retícula pulsada para ionizar y disociar en forma parcial el Deuterio y el Tritio (isótopos del H).
- El alto voltaje acelera los iones, obligándolos a colisionar con un objetivo impregnado con Tritio. Cuando el Deuterio bombardea el Tritio, la reacción de fusión resultante produce neutrones de 14 MeV. El alto voltaje, del orden de 100 kV, requiere técnicas especiales para proteger al PNG de los arcos eléctricos destructivos y los choques mecánicos.
- Para evitar la formación de arcos eléctricos (corto circuito por el alto voltaje), el espacio que rodea al dispositivo Minitrón en el arreglo PNG se llena con hexafluoruro de azufre.

Es importante mencionar que, a diferencia de la mayoría de las herramientas *wireline* o algunos LWD que utilizan un método consistente en dos detectores para la corrección por los efectos del pozo, el revestimiento y la cementación, el PNG emplea un solo detector, ya que el *collar* llena el pozo y desplaza el fluido de perforación, reduciendo los efectos del pozo.

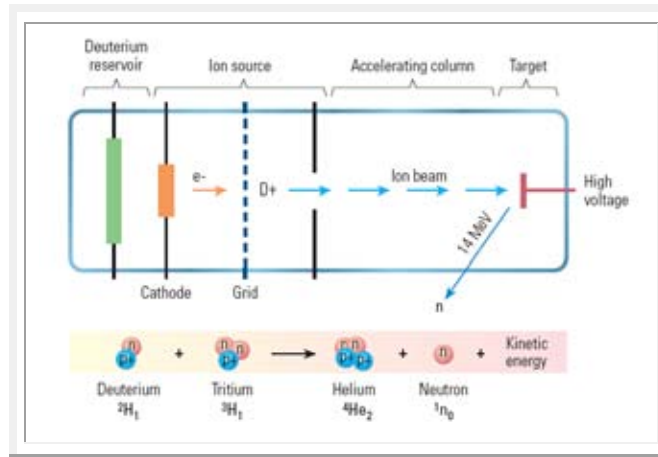


Figura II.4.4. Generador de pulsos de neutrones (Adolph et al., 2005).

La física de mediciones de rayos gamma, densidad y neutrón es similar a las realizadas con herramientas (ADN o CDN). En el caso de estas mediciones, los neutrones de alta energía emitidos desde el PNG crean una fuente secundaria de rayos gamma a partir de las reacciones inelásticas producidas en la formación que rodea a la fuente. Esto sirve como fuente para una medición convencional de rayos gamma-densidad.

Efectos en la medición

Dos efectos dominantes, inciden en la medición de rayos gamma observada en el detector lejano de rayos gamma (figura II.4.5).

1. Se relaciona con el transporte de los neutrones rápidos desde la fuente hasta los puntos de generación de rayos gamma en la formación. En consecuencia, el alcance de la fuente varía como una función del tamaño de la nube de neutrones rápidos en torno a la fuente de neutrones. El tamaño de esta nube se determina por el contenido de Hidrógeno de la formación. Por lo tanto, es necesario corregir las cantidades de conteo observadas en el detector de rayos gamma por el alcance variable de la nube de neutrones. Esto se realiza midiendo el flujo de neutrones epitermales a una distancia comparable a la longitud de moderación de los neutrones provenientes del PNG.



2. El segundo efecto se asocia con el transporte de los rayos gamma en la formación. Una vez que los rayos gamma han sido generados en la formación, son atenuados a medida que viajan hacia el detector lejano a través de la difusión Compton, que determina la respuesta en las mediciones de los registros gamma-densidad. Como consecuencia, esta respuesta es afectada fundamentalmente por la densidad de la formación.

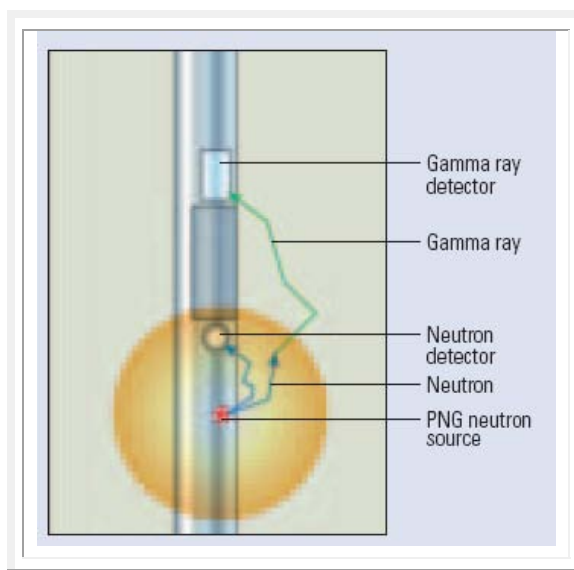


Figura II.4.5. Mediciones neutrón-gamma-densidad con el sensor PNG (Adolph et al., 2005).

Ejemplo:

La investigación realizó una serie de pruebas en pozo abierto para verificar el modelado y explorar sus capacidades (ver figura II.4.6). Así mismo se desarrolló un prototipo experimental LWD llamado xPET (*experimental Porosity Evaluation Tool*) usando una fuente de neutrones PNG. Ésta herramienta generó 100,000,000 de neutrones por segundo con energías de 14 MeV y energías de tres veces más grandes que las fuentes de AmBe. Las comparaciones de hacen con respecto a registros *wireline*.

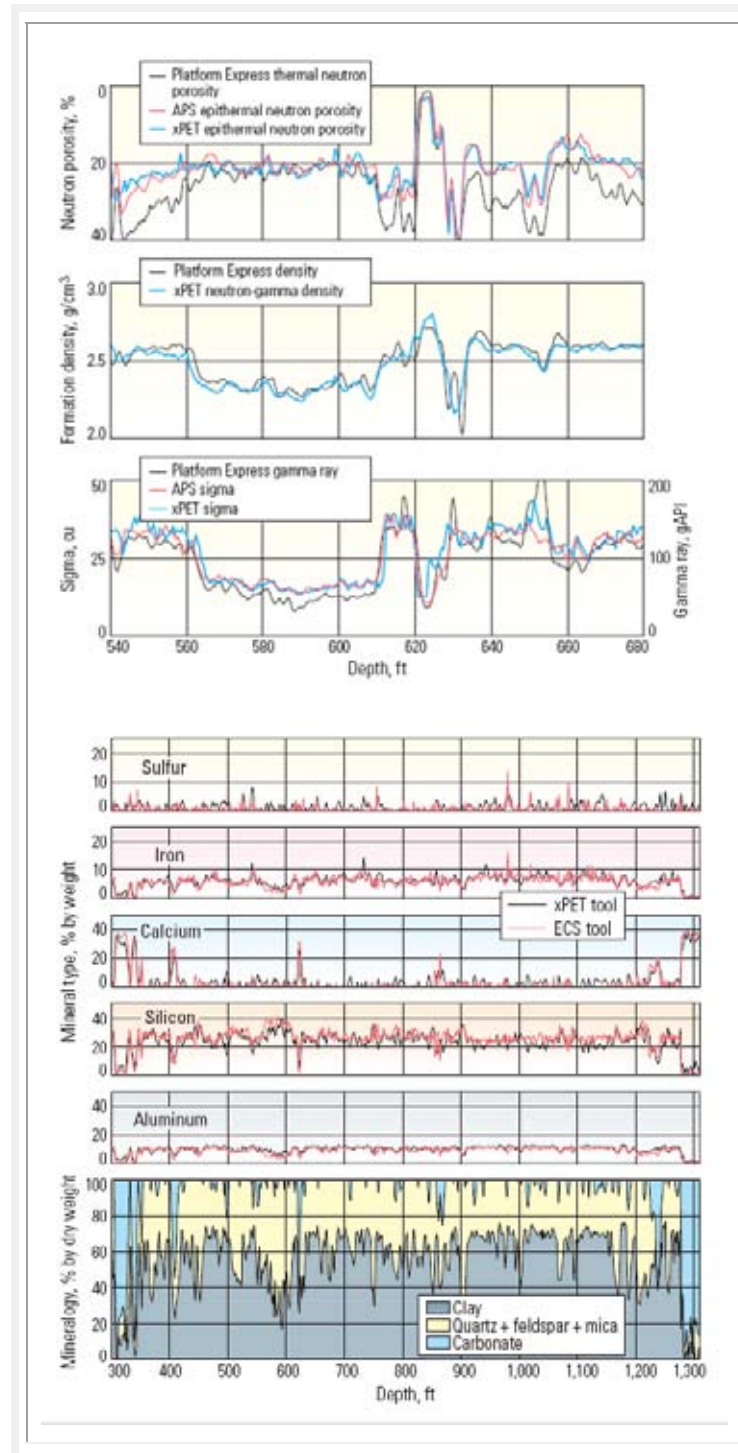


Figura II.4.6. Mediciones de espectroscopía xPET son comparadas con las mediciones de *Platform Express* (*Schlumberger) y con la Sonda Aceleradora de Porosidad (APS) a través de una arenisca y una caliza de baja porosidad. En la misma prueba, los datos de xPET son comparados con salidas del registro de Espectroscopía de Captura Elemental (ECS) (*Adolph et al., 2005*).



Efecto de anisotropía e invasión

La anisotropía (propiedades físicas que varían con la dirección) de resistividad puede ser causada por la litología de la formación o contenido de fluido, expresado como la razón vertical y horizontal de resistividad R_v/R_h (figura II.4.7).

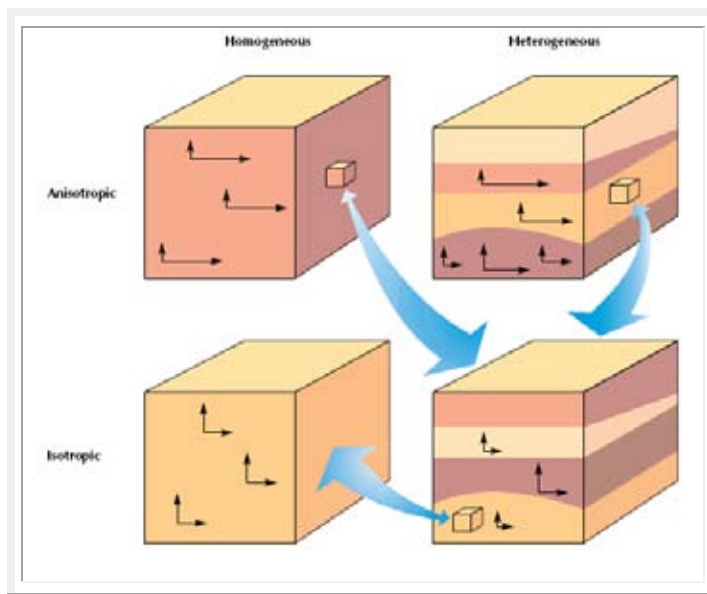


Figura II.4.7. Cuatro posibles condiciones para medios isotrópicos-anisotrópicos (Anderson et al., 1994).

Por ejemplo, en capas de lutitas (con valor de anisotropía de 6.7), al incrementar el ángulo entre las capas y la herramienta, se incrementa el valor de resistividad.

Las curvas de anisotropía se parecen a las generadas por la invasión. Para distinguir ambos fenómenos se debe realizar lo siguiente:

1. Comparación de cambio de fase con las medidas de atenuación: Si la invasión conductora causara la separación de curvas de cambio de fase, los valores de atenuación más profundas medirían una resistividad aparente más alta que las curvas de cambio de fase. Esto es un empleo importante de medidas de atenuación.
2. Las curvas se separan uniformemente por una escala logarítmica (figura II.4.8 derecha). El comportamiento es menos común con la presencia de invasión (figura II.4.8 izquierda).

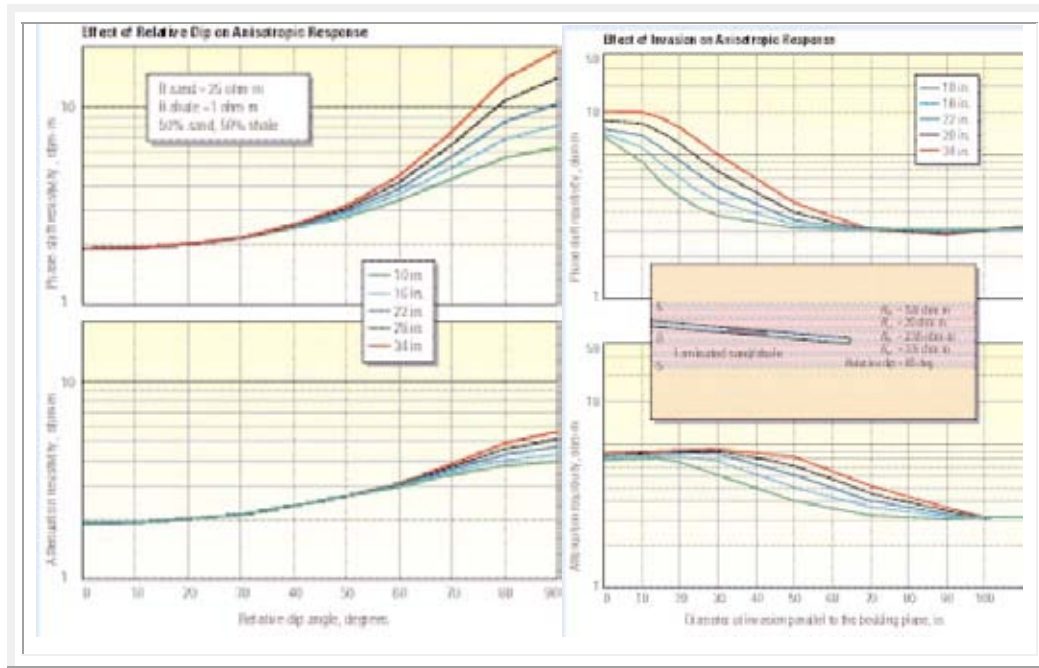


Figura II.4.8. Derecha) Efectos de anisotropía en cambios de fase y atenuaciones en resistividades. Izquierda) Efectos de invasión en una formación anisotrópica (Anderson et al., 1994).

Si la anisotropía es identificada en arenas, puede indicar la presencia de hidrocarburos. Sin embargo, la invasión profunda puede ocultar la respuesta (si R_{mf} y R_w son similares).

Las respuestas de resistividades se modelan en formación anisotrópica con su efecto de invasión (figura II.4.8). La anisotropía en la formación virgen es de 6.8. Una vez invadida, la anisotropía cae a 1.25. Esta caída tendrá efectos diferentes en el cambio de fase y la atenuación, dependiendo de su profundidad de investigación. Para diámetros de invasión menores de 15 in, el efecto de anisotropía es dominante. En diámetros de invasión mayor que 50 in, los efectos de invasión gobiernan la separación de las curvas.

Efecto de echados y contenido de gas

En pozos verticales, la profundidad de invasión de filtrado de lodo filtrado en una formación depende de: diferencia presión, propiedades del lodo, litología, porosidad y la permeabilidad absoluta y relativa de la formación.



En el caso más simple de un pozo vertical en una formación homogénea permeable, el perfil de invasión es radialmente simétrico. Pero cuando es impermeable o los echados de las capas se unen, el volumen invadido por el fluido de perforación toma otras formas (figura II.4.9).

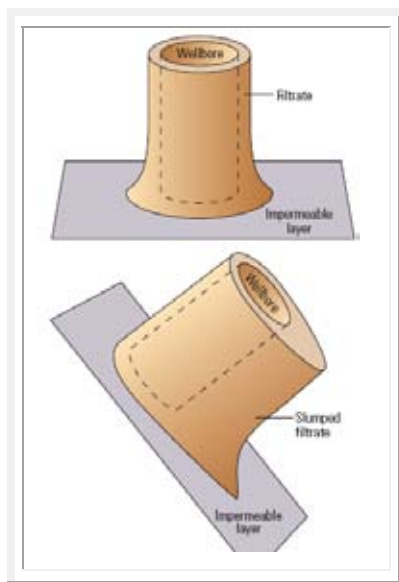


Figura II.4.9. Invasión y disminución de filtración por invasión. Una invasión radial se deforma en la presencia de una capa horizontal (arriba) o con el echado de la capa impermeable (abajo) (Anderson et al., 1994).

El frente de invasión se vuelve más distorsionado en zonas de gas; inicia radialmente, pero con el tiempo comienza a viajar en la dirección de la inclinación de las capas.

Los problemas surgen cuando se comienza la interpretación cualitativa de la formación con herramientas nucleares en zonas de gas. Por lo que se requiere que se remuevan los efectos del gas en las mediciones.

La cuantificación radial y azimutal de gas se puede hacer mediante análisis de resistividad por cuadrante con la herramienta RAB en modo rotatorio, arrojando mediciones azimutales en 56 segmentos. De las tres mediciones (Profunda, media y somera) resuelven tres cantidades: diámetro de invasión (D_i), Resistividad en la zona invadida (R_{xo}) y la resistividad verdadera (R_t). R_{xo} y R_t se consideran constantes a lo largo del pozo; el valor de R_t es más robusto con mínimo D_i y el R_{xo} es más robusto con un máximo D_i .

En el siguiente registro (figura II.4.10), muestra mediciones de resistividad y densidad con caída de filtración. La corrida 1 muestra las resistividades medidas: tres de RAB y resistividad de atenuación con CDR. Una filtración adicional es detectada por la resistividad. En forma similar con las curvas de resistividad en la corrida 2, la curva izquierda se encuentra en los cuadrantes superior e inferior de la herramienta de densidad. La corrida 3 es una imagen RAB, y la corrida 4 muestra la imagen de densidad.

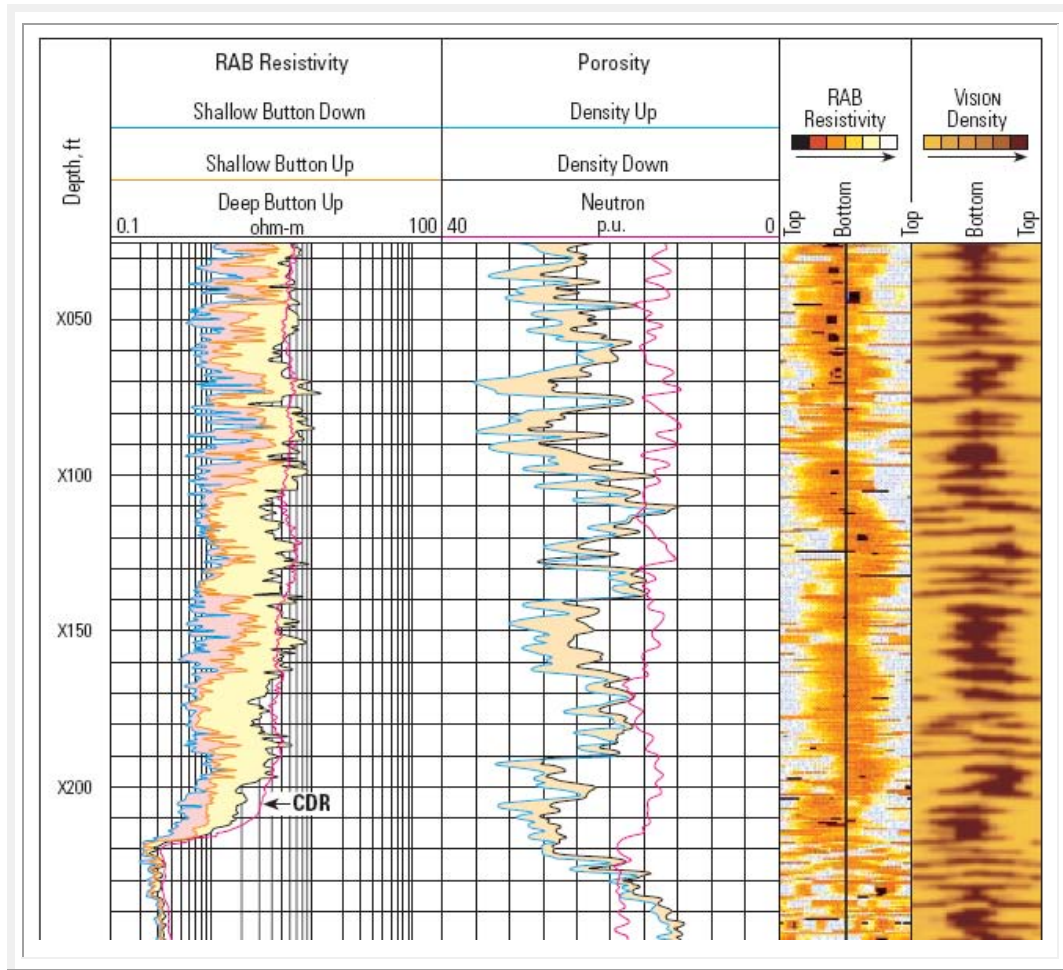


Figura II.4.10. Imagen de un registro de caída de invasión (Anderson et al., 1994).



El siguiente registro (figura II.4.11) muestra un registro de porosidad obtenido de datos de neutrón y densidad corregidos. La corrida 1 muestra el Di usado para obtener las correcciones. El área entre el Di obtenido de las mediciones RAB superior e inferior aparece sombreada. La corrida 2 contiene la porosidad a partir de mediciones en el cuadrante superior e inferior, mediciones neutrón y análisis de núcleos. La porosidad efectiva obtenida después de las correcciones (en naranja) compara favorablemente las mediciones con núcleos.

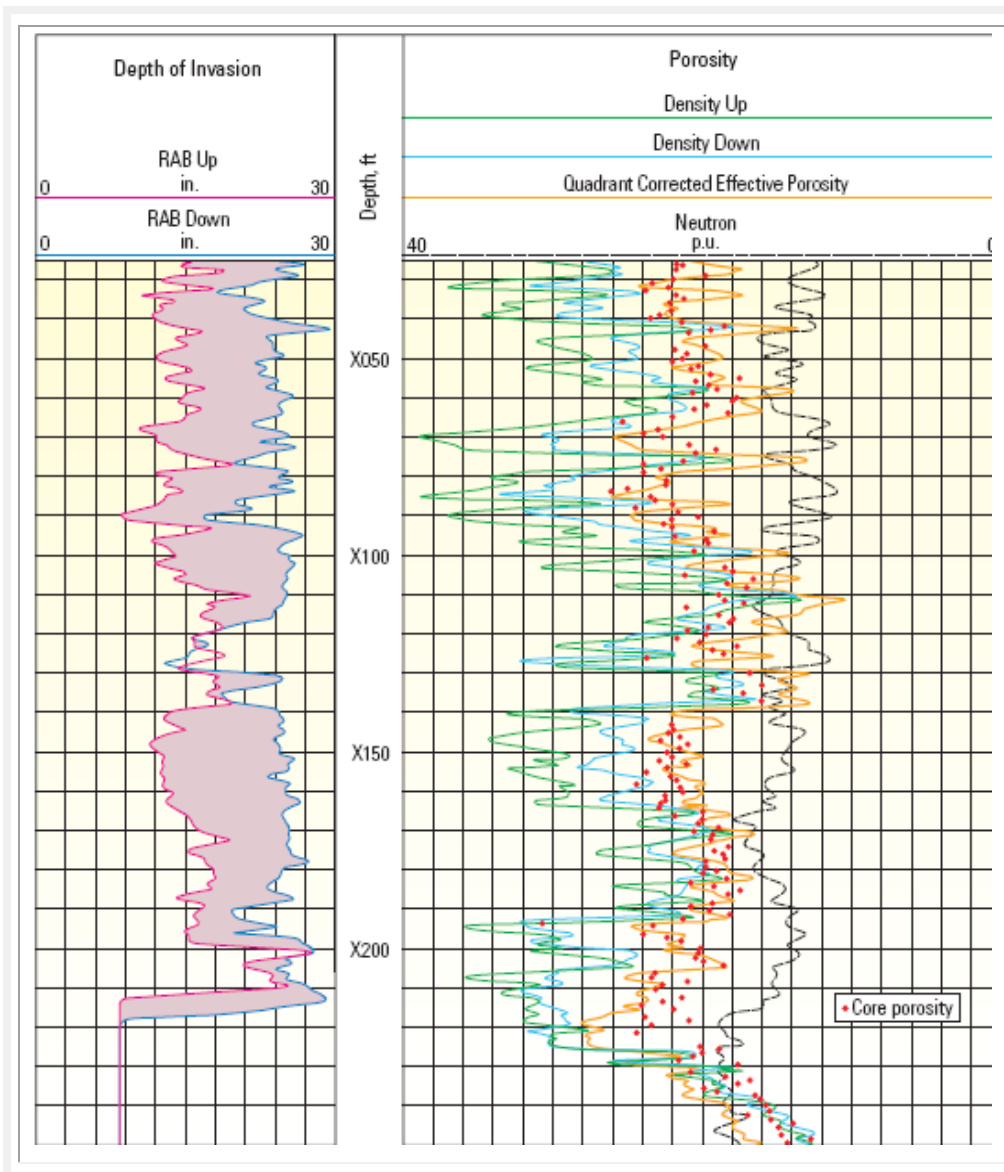


Figura II.4.11. Determinación de la porosidad, con información de densidad-neutrón corregida (Anderson et al., 1994).

Una de las aplicaciones de las imágenes y mediciones de densidad en la evaluación de formación es la determinación de estructuras en una formación. En el siguiente ejemplo (figura II.4.12) la corrida 1 muestra las densidades medidas y mostradas con más detalle con RHOB dinámico en la corrida 2. Finalmente, la corrida 3 muestra la información referida a los echados aparentes y reales en la formación.

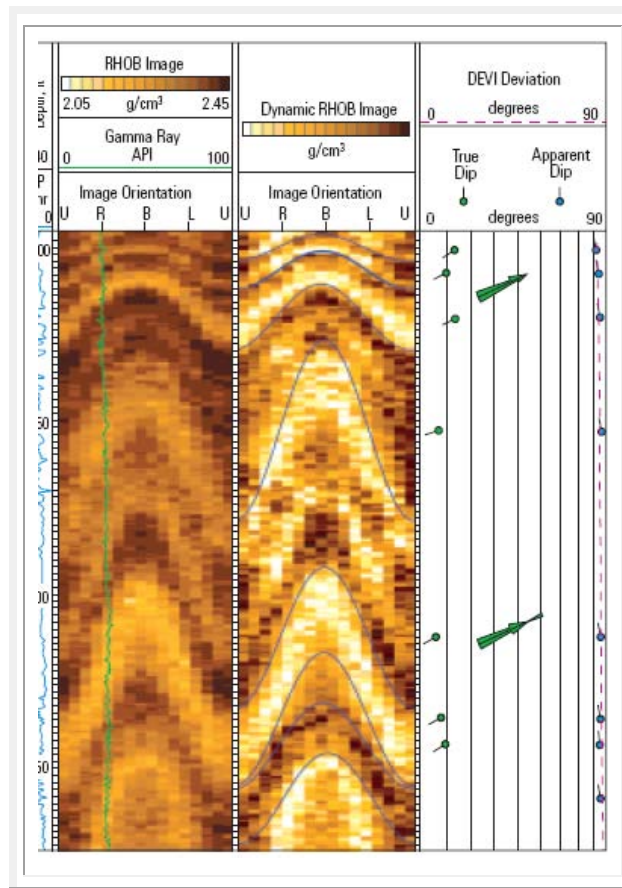


Figura II.4.12. Determinación de información geológica y estructural en una formación mediante mediciones de densidad. (Anderson et al., 1994).



4.2. Registros de hidrocarburos (*Mud logging*)

Proporcionan información en tiempo real relacionada con la litología, factor de penetración, presión de bombeo, peso en la barrena, torque, volumen, peso y viscosidad del lodo, propiedades de roca y fluidos en poro (mediante cortes de perforación), mediante parámetros mecánicos y químicos.

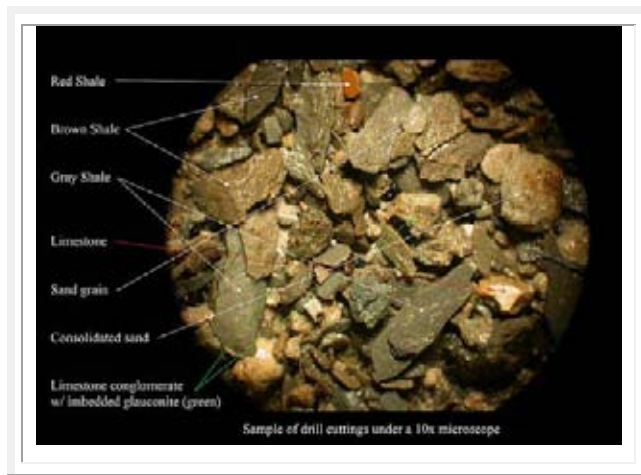


Figura II.4.13. Muestra de un corte de perforación de una lutita en un pozo de Louisiana. Para referencia, el grano de arena y la lutita roja son de aprox. 2mm (*Referencia electrónica 6*).

El número de técnicas para la caracterización cuantitativa de cortes en el pozo tiene algunas desventajas:

- Es difícil usar un tipo de mediciones para determinar los parámetros petrofísicos (la porosidad y la permeabilidad), p. ej. la determinación cuantitativa de filtración (FCP) el cual requiere herramientas diferentes.
- Toma mucho tiempo para proporcionar la información cuantitativa en línea durante la perforación del pozo.

Así mismo, diferentes compañías de registros de hidrocarburos usan una variedad de técnicas para medir el movimiento de viajes para los datos obtenidos en plataforma, para calcular el factor de penetración y la profundidad. Se dividen en dos clases:

4.2.1. Cromatografía.

Desarrollado por *Intertek, realiza mediciones de isótopos para Carbono y Deuterio en metano en el flujo de lodo-gas del pozo. Las aplicaciones incluyen datos de concentración de metano y etano, determinación de asociación de gas con líquidos, correlación de pozos, y comunicación con el yacimiento.

En la figura II.4.14 se muestra un registro con composición de Isótopos de Carbono en un pozo. Los valores de isótopos de metano similares dentro de los intervalos individuales A, B, C, D y E, indican la presencia de conectividad del yacimiento (verticalmente continuo). Las diferencias compositivas entre estos intervalos sugieren la ausencia de continuidad vertical. Nótese que la estabilidad de los datos MDT (*Modular Formation Dynamics Tester*) isotópicos son compatibles con los obtenidos durante los registros de lodo-gas.

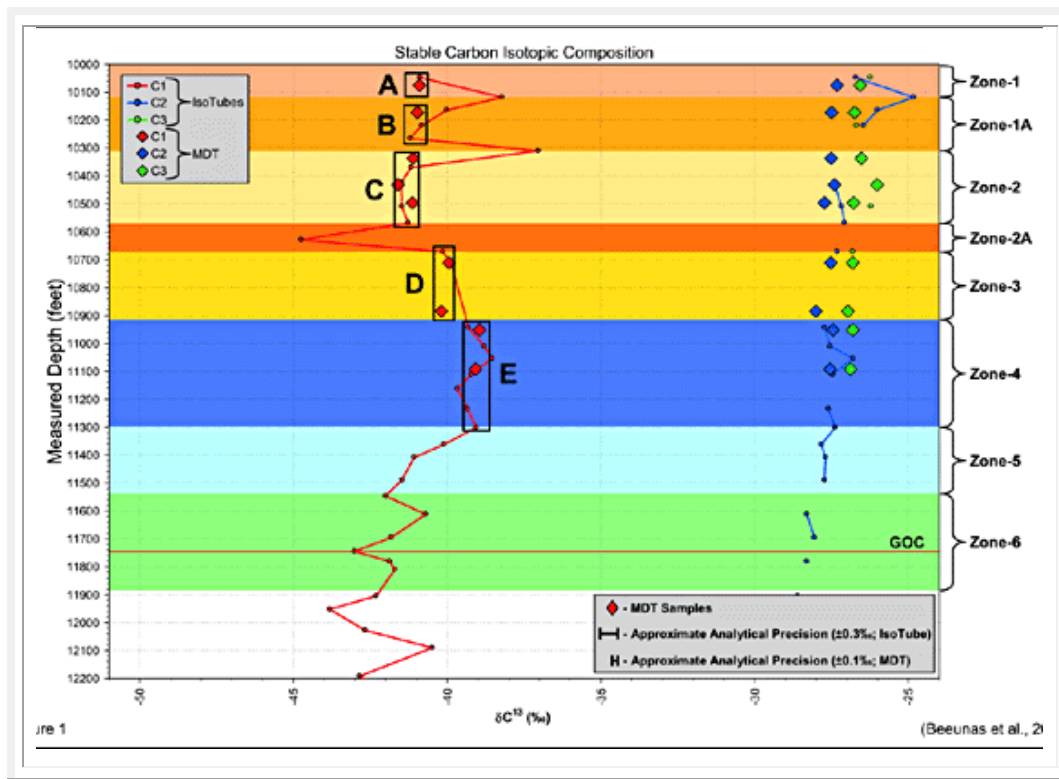


Figura II.4.14. Composición de isótopos de Carbono en un pozo (referencia electrónica 7.1).

Evaluación de hidrocarburos

*ARMIS proporciona una base para la evaluación de hidrocarburos:

- Origen biogénico contra origen termogénico.



- Profundidad de la fuente termogénica.
- Proporción de gas termogénico en mezclas.
- Asociación de gas con líquidos de hidrocarburos.

Evaluación de gas extendido:

- Intervalo de penetración del objetivo.
- Correlación estratigráfica entre los pozos (figura II.4.15).
- Evaluación preliminar y continua del yacimiento.
- Posición de la perforación horizontal en tiempo real.

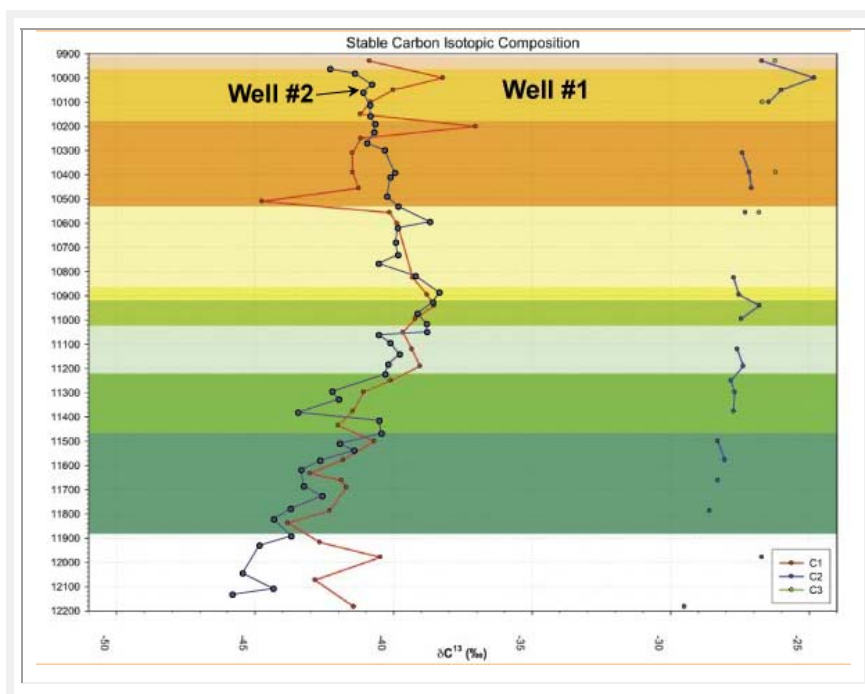


Figura II.4.15. Registros de isótopos de Carbono de dos pozos. La presencia de valores similares para ciertas zonas en ambos pozos indica la presencia de conectividad lateral. Por el contrario de los valores diferentes en ambos pozos, indican la ausencia de conectividad lateral del yacimiento (referencia electrónica 7.1).

Muestreo en el pozo

- *ARMIS puede ser integrado con el sistema de muestreo automatizado lodo-gas de *Westport inteligente basado en los criterios pedidos.
- El sistema hace una revisión geoquímica del lodo-gas y reconoce que el gas es muestreado mientras se brinca un evento sin importancia, como el gas biogénico (figura II.4.16).

- Los contenedores con muestras son transportados (mediante bolsas o en un cilindro metálico no presurizadas) y analizados en la superficie. El análisis del gas muestreado (lodo-gas, gas producido, o pérdida de gas) es un proceso largo.

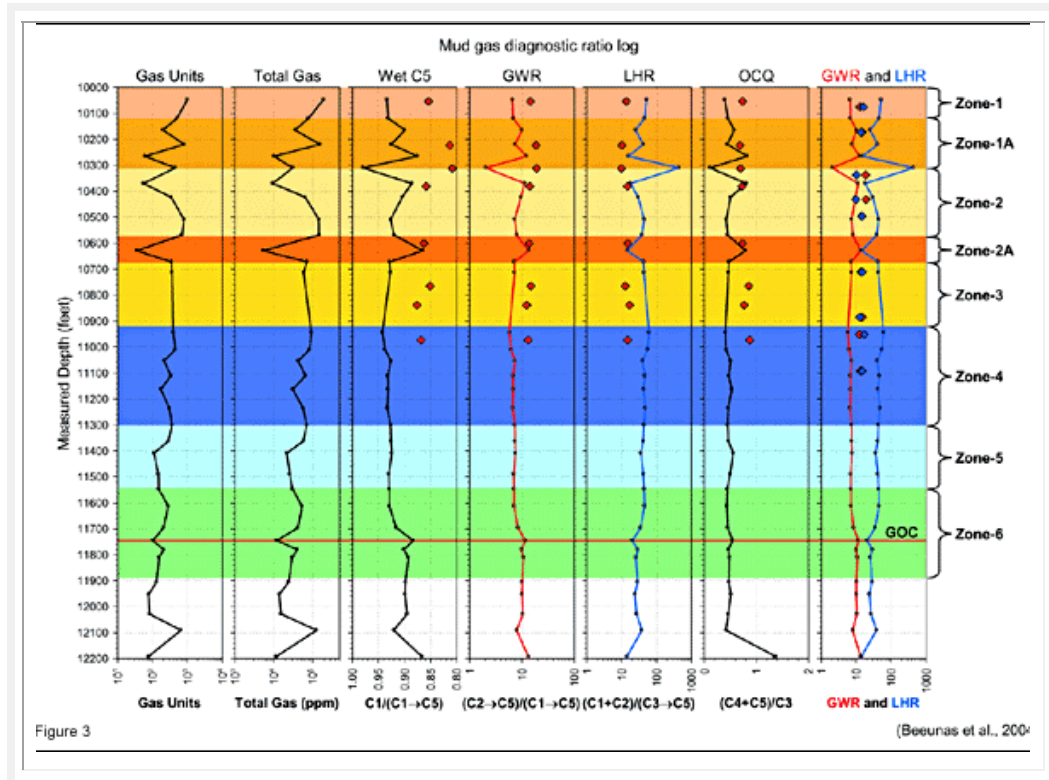


Figura II.4.16. Registro del factor de lodo-gas. Combina el lodo de un registro de hidrocarburos con análisis de muestras del pozo y de resultados de lodo-gas. Donde: GWR (tasa de gas condensado), LHR (*Factor ligero a pesado*) y OCQ (hidrocarburo característico) (referencia 7.1).

Operación en el pozo

- Se emplea la espectroscopia de láser en una unidad para funcionar en las condiciones del pozo.
- El sistema automatizado cabe en un chasis electrónico y requiere de corriente eléctrica y flujo de hidrocarburo para analizar.
- Los datos están disponibles en tiempo real con la interpretación básica realizada por el *software*. La interpretación más compleja está disponible vía evaluación de datos remota.



4.2.2. Resonancia Magnética (MR-ML)

Desarrollado por *KMS Technologies y *NMR Plus en Canadá, es una nueva tecnología para evaluar las propiedades de la roca y el fluido en los recortes y el lodo durante la perforación en tiempo real para los registros de hidrocarburos.

Es usada para rocas clásticas, carbonatos y rocas con porosidad secundaria, proporciona:

- Inversión avanzada para distribución T2.
- Porosidad total y efectiva.
- Permeabilidad absoluta, permeabilidad probable (min. y max.).
- Saturación de agua irreducible (Swirr).
- Rápida evaluación de formación (mediante parámetros petrofísicos) durante la perforación.
- Rápida determinación de hidrocarburos.
- Bajo costo en la sustitución de registros de resonancia magnética nuclear (NMR).
- Parámetros de calibración en registros de NMR.

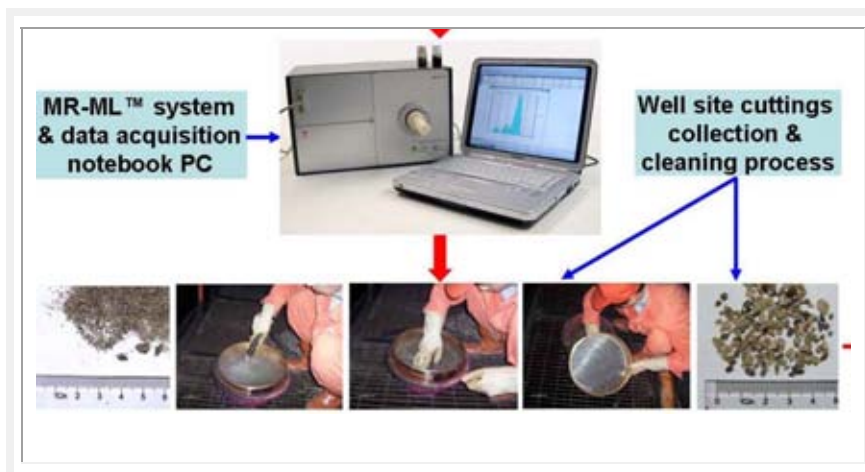


Figura II.4.17. Sistema MR-ML y recortes del pozo (referencia electrónica 7.3).

Metodología de medición

A manera de diagrama (figura II.4.18) a continuación se muestra la metodología a seguir:

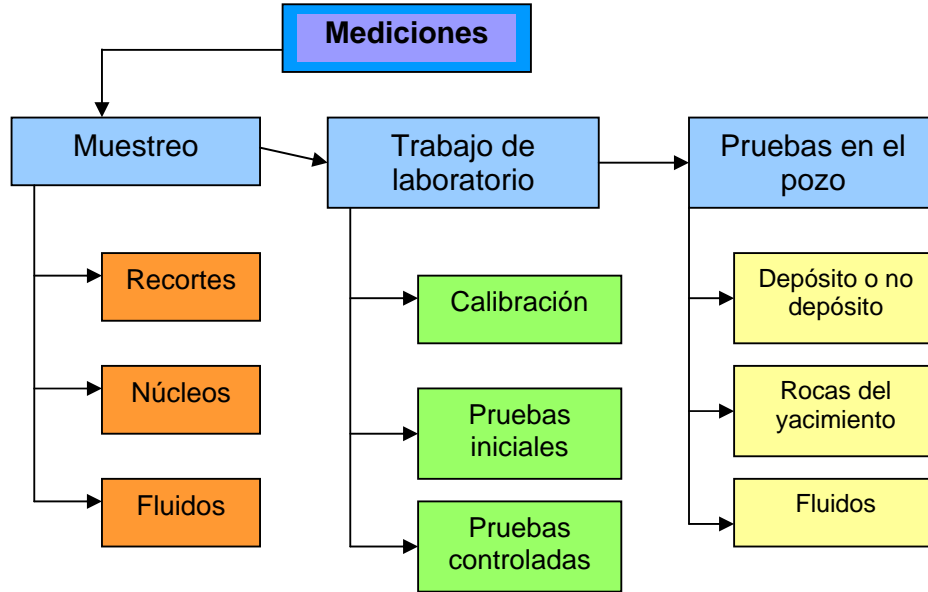


Figura II.4.18. Esquema de mediciones de MR-ML (Yu et al, 2004).

Relación entre T_2 y la viscosidad del hidrocarburo

La viscosidad del hidrocarburo está inversamente correlacionada con el tiempo de relajación. Hidrocarburos más pesados significa un tiempo de relajación más corto y viceversa. Después de que el instrumento es calibrado, se calcula la viscosidad del hidrocarburo cediendo más tiempo de relajación a una caracterización cuantitativa de propiedades de los hidrocarburos (figura II.4.19).

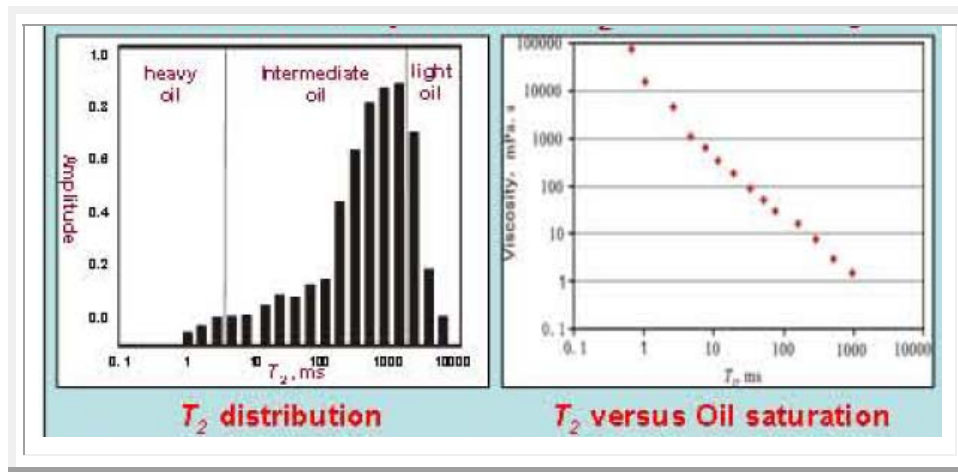


Figura II.4.19. Gráficas de relación entre T_2 y viscosidad (Yu et al, 2004).



Mediciones NMR para evaluación de saturación de hidrocarburos

La diferencia entre el NMR de saturación de hidrocarburo medido y la saturación convencional es menor al 10%. Esta diferencia puede estar relacionada a volúmenes de hidrocarburos representados por 2 diferentes condiciones de saturación: saturación inicial/final de hidrocarburo y la saturación residual en un medio poroso (figura II.4.20).

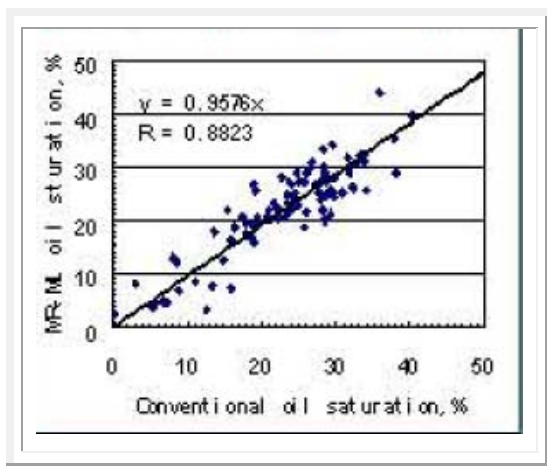


Figura II.4.20. Comparación de saturación de hidrocarburo (Yu et al, 2004).

Porosidad de Arquímedes vs. Porosidad NMR

La porosidad de recortes en sedimentos clásticos son medidos usando el método de Arquímedes y con el MR-ML. Los valores de porosidad en los recortes tienen una gran similitud (con coeficiente de correlación de 0.9984), lo que le da una gran confiabilidad a la herramienta (figura II.4.21).

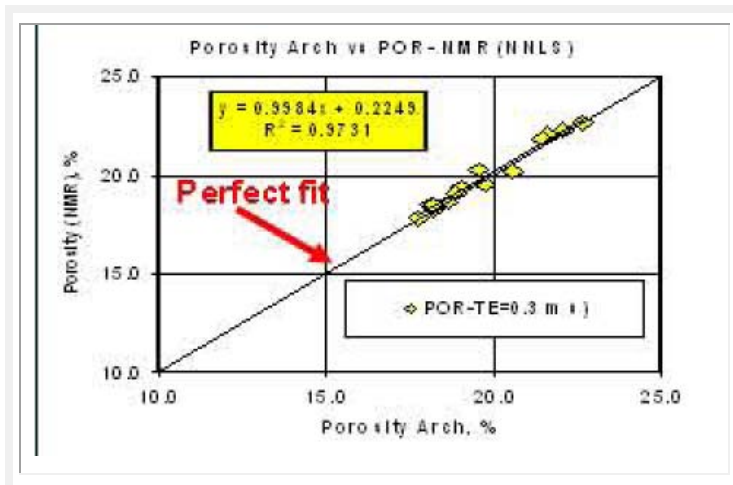


Figura II.4.21. Porosidad de Arquímedes vs. MR-ML (Yu et al, 2004).

Comparación entre la porosidad convencional y MR-ML

Los valores de porosidad de 379 recortes y núcleos de areniscas y carbonatos del mismo pozo. Ambos valores de porosidad tienen una buena correlación (figura II.4.22).

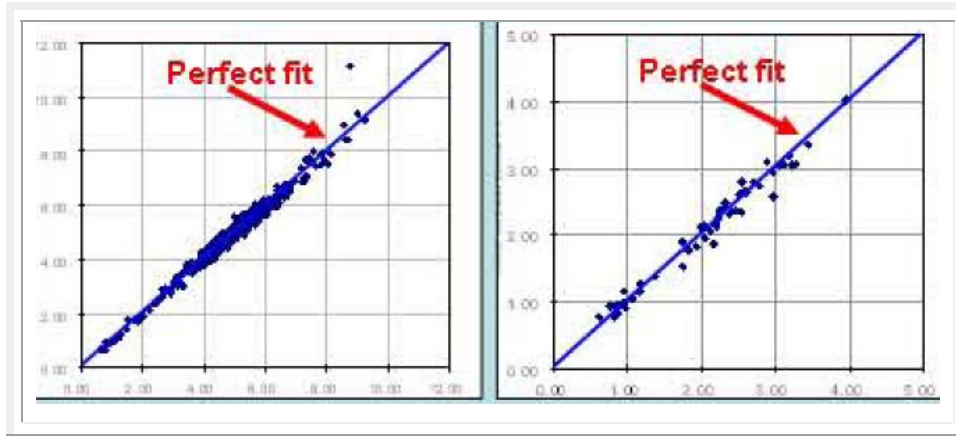


Figura 4.22. Porosidad convencional y MR-ML para: izq.) areniscas. der) carbonatos (Yu et al, 2004).

Distribución T₂ para fluidos en mezclas de lodo/aceite y fluidos

La curva acumulativa T₂ de diferentes fluidos: lodo, agua, aceite pesado y ligero (figura II.4.23 izq.) se tiene una buena separación. En mezclas de lodo/aceite (figura II.4.23 der.), la curva de aceite ligero se observa separada, mientras que para aceite pesado está superpuesta.

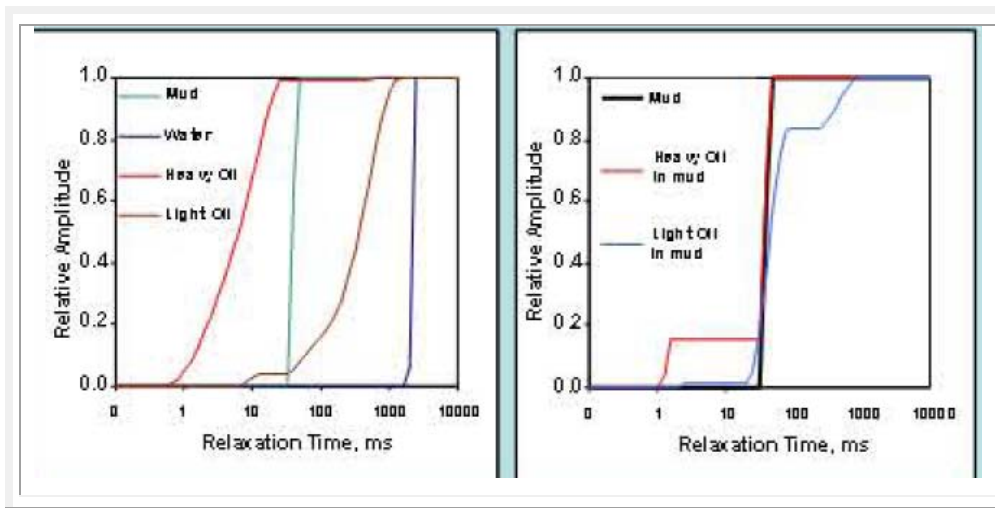


Figura II.4.23. Distribución T₂ para fluidos (izq.) y para mezclas lodo/aceite (der.) (Yu et al, 2004).



Interpretación de los datos

Las propiedades de fluido estimadas y parámetros petrofísicos se evalúan efectivamente en la zona de interés. El factor de coincidencia de hidrocarburo/agua en la zona de interés alcanza el 90% de efectividad (figura II.4.24).

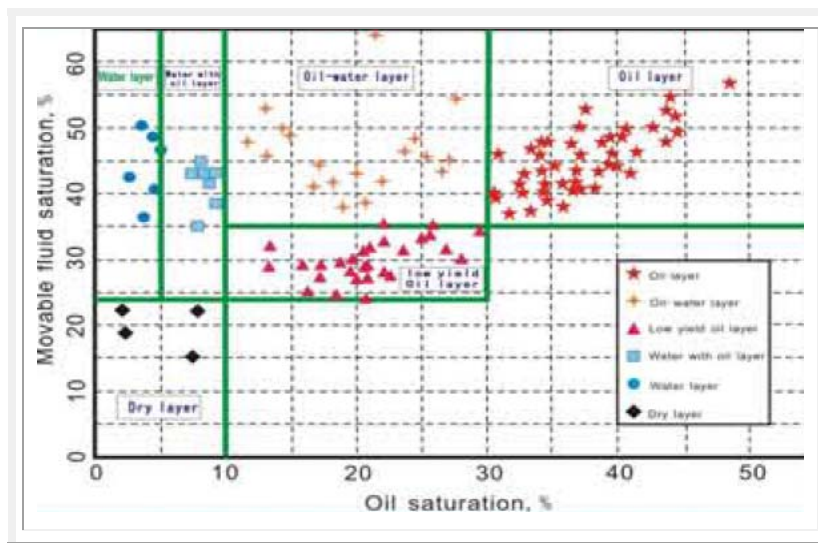


Figura II.4.24. Interpretación de datos en MR-ML (Yu et al, 2004).

CAPÍTULO III
DESCRIPCIÓN DE
HERRAMIENTAS DURANTE
LA PERFORACIÓN

III.1. Familia Scope (Schlumberger)

a) Herramienta Ecoscope®

Tecnologías asociadas: **LWD:** Resistividad, rayos gamma, densidad-porosidad-neutrón, imágenes, densidad y caliper. **MWD:** Impactos (3 ejes), RPM, inclinación, presión anular y telemetría.

Objetivo

- Incrementar la eficiencia operacional, reducir el riesgo, aumentar la confiabilidad asociada con la interpretación de los datos, cálculos de producción y reservas, posicionamiento de pozos y optimización en las operaciones de perforación (figura III.1).

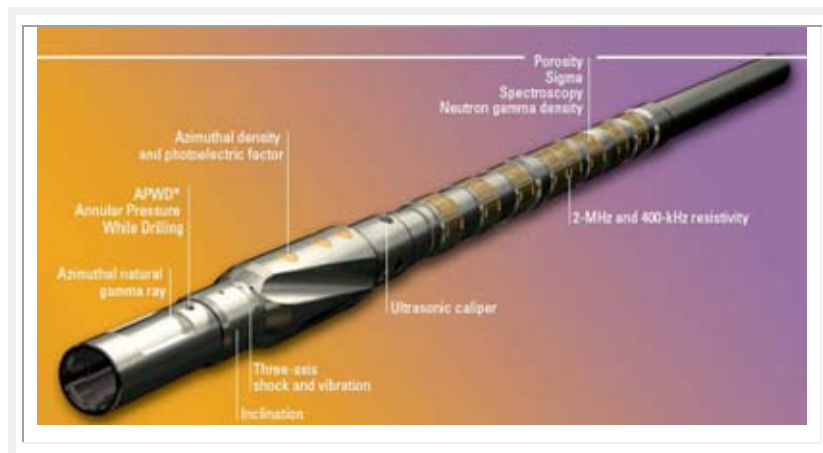


Figura III.1. Componentes de la herramienta Ecoscope® (Schlumberger, 2006).

Especificaciones técnicas

- Tamaño de Agujero: 8 ½ in.
- Tipo de Lodo: OBM/WBM
- Temperatura: 150 °C
- Diámetro Nominal: 6.75 in.
- Longitud Total: 25.2 ft [7.7 m]



Características

- Las mediciones de densidad-porosidad-neutrón se realizan con el sensor generador de neutrones por pulsos (PNG). Elimina fuentes radioactivas químicas.
- Reduce los efectos de invasión.
- El arreglo de resistividad multifrecuencia obtiene 10 mediciones de fase y de atenuación a diversas profundidades de investigación.
- Proporciona imágenes de rayos gamma, densidad y factor fotoeléctrico, mejorando el posicionamiento de los pozos.
- Reduce el tiempo inactivo asociado con la conexión y desconexión en el aparejo de perforación (BHA).
- Cuenta con chips de diagnóstico incorporados para proveer información con fines de mantenimiento preventivo.
- Registra 2 lecturas cada pie a velocidades de 450 pies/h.
- La telemetría permite que los datos sean en tiempo real.
- La integración e interpretación de datos se realiza con *EcoView®*.

Resultados

1. Evaluación de formaciones (mineralogía, litología y matriz).
2. Indicadores de la salinidad en el agua de formación.
3. Buzamiento estructural.
4. Medición de sección transversal de captura (sigma).
5. Menor cantidad de correcciones ambientales.

Beneficios

1. **La seguridad.** Integra todos los sensores en un solo collarín. Elimina los riesgos con fuentes químicas ni radioactivas tradicionales.
2. **Ahorra tiempo**, mediante la adquisición de mediciones de calidad con tasas de penetración (ROP) y tiempos no productivos (NPT) elevados.
3. **Reduce la incertidumbre** asociada con la profundidad mediante la utilización de sensores colocados cerca de la barrena.
4. **Aumenta la confiabilidad en las interpretaciones**, eficiencia operacional, confidencialidad, producción, reservas, monitoreo de estabilidad del pozo y optimización de parámetros de perforación.

b) Herramienta Stethoscope®

Tecnologías asociadas: MWD: PWD, APWD, FPWD, telemetría y pruebas de pozo.

Objetivo: Proporcionar datos de presión de poro, de formación y movilidad para la tipificación de los fluidos y el manejo de la presión del yacimiento, control y la optimización de la densidad del lodo (figura III.2).



Figura III.2. Imagen de la herramienta Stethoscope® (Schlumberger, 2006).

Especificación de las mediciones de pruebas

- Dimensión del diámetro de la probeta: 2.25 in [57.15 mm] externo × 0.56 in [14.22 mm] interno.
- Volumen: 0 a 25 cm³, ajustable.
- Velocidad de caída de presión 0.1 a 2.0 cm³/s.
- Variación de presión: >5,000 psi [>34 MPa].
- Alcance del diámetro del pistón de fijación: 2.00 in [50.8 mm] más que el diámetro externo.
- Capacidad de memoria: 80 pruebas de 5 minutos de duración.
- Capacidad de la batería: 150 pruebas (1 cm³/s con una caída de presión de 3,200 psi [22 MPa] a 125°C [275°F]).



Especificaciones generales

- Diámetro nominal de la herramienta: 6.75 in [171.5mm]
- Diámetro externo máximo de la herramienta: 8.25 in [209.6 mm], 9.25 in [234.95 mm] con portabarrenas opcional.
- Longitud de la herramienta: 31 ft [9.4 m].
- Temperatura de operación: 300 °F [150 °C].
- Presión externa máxima (lpc [MPa]): 20,000 [138], 25,000 opcional.
- Rango de flujo: 0 a 800 gal/min [3,028 L/min] (estándar) 1,000 gal/min [3,785 lt/min] (condiciones limitadas).

Especificaciones mecánicas

- Modo rotativo: 8/100 °/ft [8/30 °/m].
- Modo de deslizamiento: 16/100 °/ft [16/30 °/m].
- Choque máximo: 30 minutos a nivel de choque 3 (50 g) 200,000 choques acumulados por encima de 50 g.

Dispositivos

1. **Pruebas de probeta:** sellada con un pistón de fijación mecánico. El pistón se desplaza en dirección opuesta a la probeta, garantizando la integridad del sello (mientras la probeta se fija y adquiere los datos de presión).
2. **Medidores de presión:** Hecho de cristal de cuarzo (ACQG), un medidor de deformación y un medidor de presión anular que monitorea los cambios producidos en la columna de lodo.
3. **Suministro de potencia:** Mediante la turbina MWD. Bajo condiciones normales, el paquete de baterías puede suministrar energía para un total de hasta 150 pruebas.

Características

- Los componentes mecánicos ahorran tiempo en las mediciones y costo.
- Mide la presión de formación, y obtiene indicadores referidos al análisis de velocidad de incremento de presión y varianza del medidor.
- Provee datos de presión de poro y movilidad directos para la tipificación de los fluidos y la optimización de la densidad del lodo.

Descripción de herramientas durante la perforación

- Funciona en cualquier orientación del pozo (vertical o desviado). El pistón mecánico resulta efectivo en pozos de hasta 2 in más grandes que el diámetro externo de la herramienta.
- Ofrece dos opciones de pruebas: las definidas por el usuario o en el modo *Smart Pretest*® (ajustando las propiedades a la formación).
- Provee mediciones de pruebas de bombeo en tiempo real o durante la circulación de lodo. Son enviados a la superficie después de una medición estática (bombas detenidas), proporcionando un ambiente libre de ruido y reduce el efecto de sobrecarga que se presenta en formaciones compactas.

Resultados

1. Optimización de la densidad del lodo y refinación de los modelos de yacimientos.
2. Selección de las profundidades óptimas para asentar la tubería de revestimiento.
3. Identificación de los fluidos y sus contactos.
4. Localización de pozos.

Beneficios

1. Mitiga el riesgo mediante el manejo de la presión del yacimiento.
2. Mejora la predicción de las reservas mediante la utilización de procesos de tipificación de fluidos.
3. Optimización del desempeño de la perforación mediante la densidad óptima del lodo.



c) Herramienta Periscope®

Tecnologías asociadas: LWD: IWD, resistividad y rayos gamma. MWD: APWD, geonavegación y telemetría.

Objetivos

- Proporcionar las mediciones necesarias para colocar la mayor porción posible del pozo (delgada, inclinada o arqueada, o de una cobertura sísmica pobre) llegando a la zona objetivo (que sería imposible de acceder con tecnología convencional).
- Lograr que los objetivos de producción se logren con menos perforaciones elaborando imágenes del pozo mientras se perfora (figura III.3).

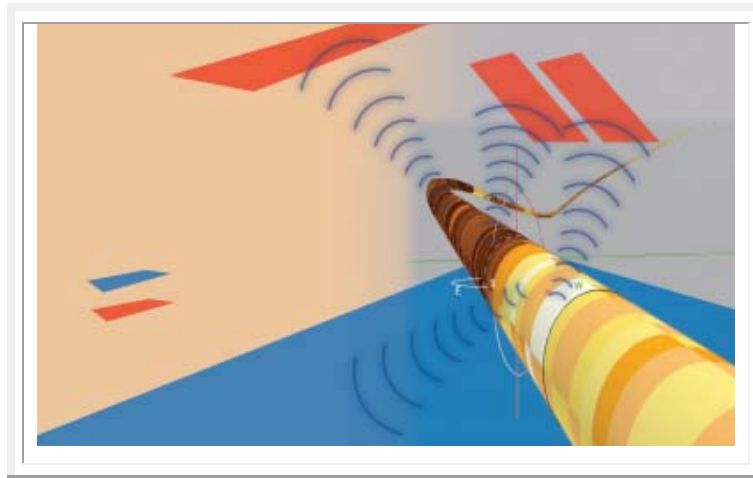


Figura III.3. Alcances de la herramienta Periscope® (Schlumberger, 2005).

Especificaciones

- Tamaño de Agujero: 6 in - 8 ½ in.
- Tipo de Lodo: OBM/WBM.
- Temperatura: 150 °C.
- Puede ver a 15 ft por delante de la barrena.
- Longitud Total: 23.5 ft [7.2 m]
- Provee energía a otras herramientas SCOPE.

Descripción de herramientas durante la perforación

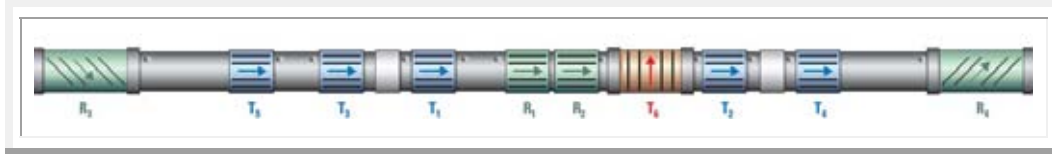


Figura III.4 Diseño de Periscope. Incorpora un transmisor transversal (T_6) y antenas receptoras (R_3 y R_4) para la sensibilidad direccional y sistemas axiales (T_1 a T_5 y R_1 y R_2) (Chou, 2005).

Características

- Genera imágenes de 360° durante la perforación, refinando los modelos del yacimiento y maximizando la producción.
- Con mediciones direccionales, sensibles a los límites de fluidos y de capas.
- Elimina incertidumbres asociadas con la geometría y propiedades de formación, optimizando la producción.
- Evade las zonas de agua y de alto riesgo estructural, minimizando costos en la construcción de pozos.

Beneficios

1. Acceso a reservas consideradas económicamente marginales.
2. Menos producción de agua.
3. Logro de los objetivos de producción con menos perforación (figura III.5).
4. Realiza cálculos de reservas más precisos.

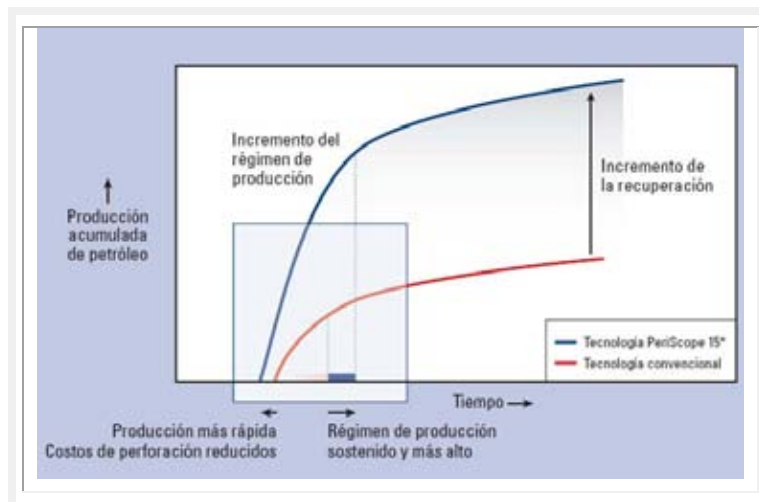


Figura III.5. Incremento de la producción, reducción de costos y construcción de pozos con Periscope® (Schlumberger, 2005).



d) Herramienta TeleScope®

Tecnologías asociadas: MWD: Telemetría, Dirección e Inclinación, RPM, rayos gamma, WOB, Torque, Impactos/Vibraciones, cara de la herramienta (*toolface*) (magnético y gravitacional).

Objetivo: Su función principal es la calidad de los datos y la transmisión rápida en tiempo real. Así mismo, realizar mediciones de parámetros físicos que pueden afectar a la herramienta durante la perforación (figura III.6).



Figura III.6. Componentes de fondo de pozo del servicio TeleScope® (Schlumberger, 2006).

Características

- La plataforma *Orion*® aplica la telemetría de pulso de lodo para mejorar las señales y las velocidades de transmisión, e incrementa la cantidad de información disponible a mayores profundidades.
- Tiene la capacidad para transmitir datos desde múltiples herramientas en el fondo del pozo y también para suministrarles potencia.
- Posibilita el registro de secciones de pozo con mayor detalle.
- Se alimenta mediante una turbina y cuenta con memoria de registro integrada. Con tipo de onda continua.
- Las mediciones de dirección e inclinación estáticas son continuas.

Descripción de herramientas durante la perforación

- Ofrece actualizaciones en tiempo real sobre impactos, vibraciones y flujo en el fondo del pozo.

Aplicaciones

- Localización de pozos.
- Optimización de las operaciones de perforación.
- Ambientes de perforación profundos de alta temperatura y presión.
- Combinable otros servicios SLB-LWD.

Beneficios

- Las decisiones se basan en información obtenida en tiempo real.
- La información general de fondo del pozo puede reducir los riesgos y mejorar los tiempos de perforación.
- La disponibilidad de una memoria de datos posibilita el análisis posterior a la perforación para la planeación a futuro.

Especificaciones generales

Telescope	675	825	900	950
OD nominal de la hta. (in [mm])	6.75 [171.45]	8.25 [209.55]	9.0 [228.60]	9.5 [241.30]
Longitud (ft [m])	24.7 [7.53]	24.6 [7.50]	24.7 [7.53]	24.8 [7.56]
Temperatura (°F)	300 [150°C]			
Curvatura				
Rotando (°/100 ft [°/30 m])	4.5 [4.5]	4.0 [4.0]	3.5 [3.5]	
Desplazando (°/100 ft [°/30 m])	15 [15]	12 [12]	10 [10]	
Max. impactos	30 min en nivel 3 de impactos (>10 Hz encima de 50 gn), 200,000 shocks acumulados sobre 50 gn			
Max. presión externa (psi [MPa])	20,000 [138]			
Rango de flujo (gal/min [lt/min])	275 a 800 [1,041 a 3,028]	400 a 1,200 [1,514 a 4,542]		400 a 1,600 [1,514 a 6,057]



Especificaciones de medición

Desviación	
Rango	0° to 180°, estacionario y continuo
Precisión	±0.1° [1 σ] estacionario y ±0.2° [1 σ] continuo
Resolución	0.03° estacionario y 0.1° continuo
Azimuth	
Rango	0° to 360° estacionario y continuo
Precisión	±1° [1 σ], a 5° inclinación estacionaria y ±2° [1 σ] continua
Resolución	0.5° estacionario y 1° continuo
Toolface	
Min. periodo de actualización	3 s
Rango	0° to 360°
Precisión	±2° [1 σ]
Switcheo magnético a gravimétrico de <i>toolface</i>	5° or 2.5°
Rayos gamma	
Rango	0 cps to 163 cps [0 API to 300 API]
Precisión	2.5 cps
Resolución estadística	0.64 cps [3.5 API]
Distancia del fondo a la herramienta	9.2 ft [2.8 m]

Comparativa de transmisión

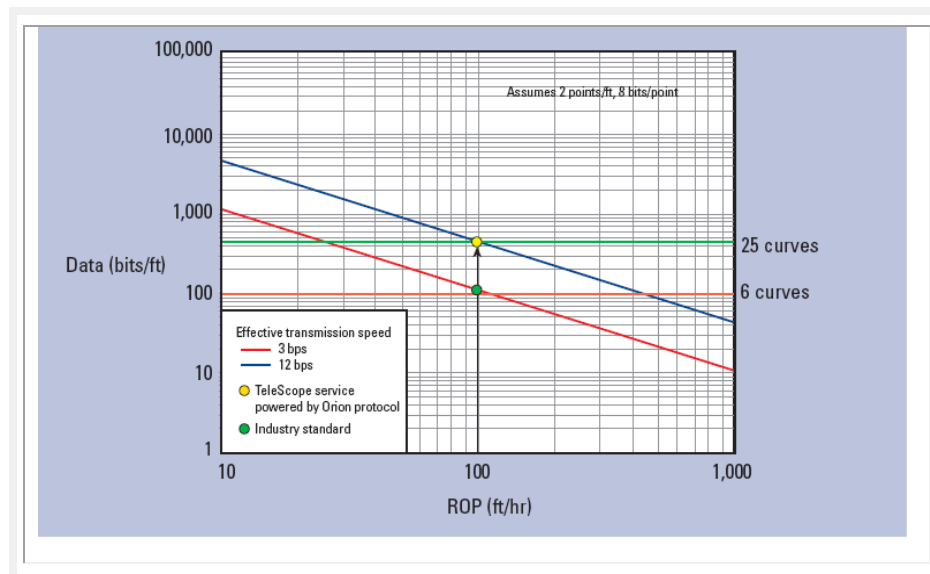


Figura III.7. Efectividad de transmisión de datos contra ROP. En 100 ft/hr de penetración, la herramienta TeleScope® transmite 4 veces más rápido que los estándares de la industria (Schlumberger, 2006).

III.2. Familia Vision (Schlumberger)

Esta tecnología es anterior a la familia de herramientas LWD Scope.

a) Herramienta arcVISION®

Tecnologías asociadas: LWD: Resistividad, Rayos gamma y Caliper. MWD: APWD, Geonavegación y FEWD.

Objetivos

- Proporcionar mediciones durante la perforación de resistividad, rayos gamma, desviación y presión anular de la formación que son de gran utilidad para evaluar yacimientos.
- Extender las capacidades en evaluación de formación y geonavegación mediante correlaciones pozo a pozo, localización, perfiles de invasión e identificación de fracturas durante la perforación.

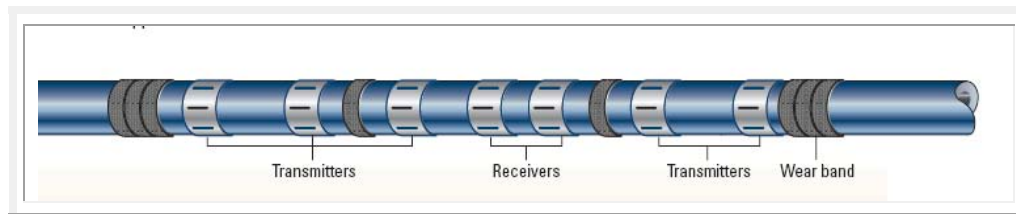


Figura III.8. Componentes de la herramienta arcVISION® (Schlumberger, 2003).

Características

- Combinable con *SlimPulse®* para transmisión de datos en tiempo real.
- Conexiones de alto torque, sin limitaciones de velocidad de rotación.
- Mediciones de atenuación y cambio de fase de 2 MHz y 400 kHz compensado (quitando los efectos de rugosidad).
- Múltiples profundidades de investigación para la detección de invasión y formaciones de alta resistividad.
- Realiza mediciones de inclinación continua cerca de la barrena.
- Soporta condiciones de perforación difíciles, incluyendo un alto contenido de arena en el fluido de perforación.



Aplicaciones

- Optimizar la posición de los pozos en geonavegación (figura III.9).
- Operaciones de perforación de diámetros reducidos (*slimhole*) de 3 3/4" a 5 3/4".
- Requiere de 1°/ft para realizar disparos lo suficientemente pequeños.

Beneficios

- Pozos lisos que minimizan los riesgos de construcción y maximiza la presentación del pozo.
- Control de presión (detectando saltos y pérdidas) y limpieza del pozo.

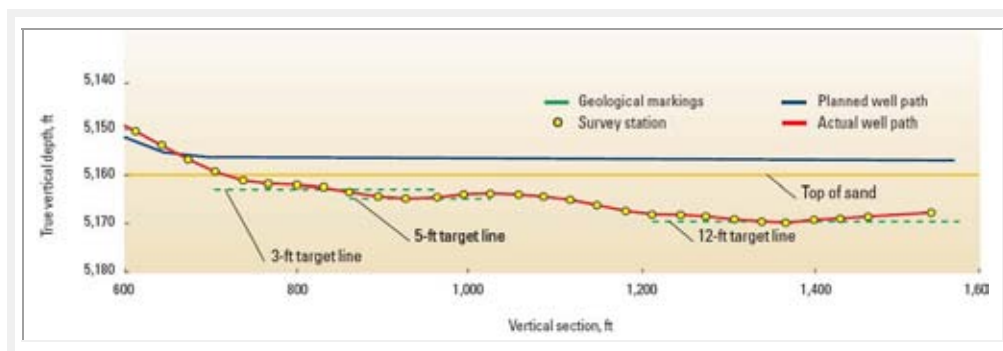


Figura III.9. Perfil de un pozo horizontal utilizando arcVISION® (Schlumberger, 2003).

Especificaciones generales

Tipo de lodo	OBM/WBM
Máx. temperatura	300°F [150°C]
Máx. presión	20,000 psi [137.9 MPa]
Máx. flujo con 3% de arena	120 gal/min [0.4548 m ³ /min]
Diámetro nominal	OD 3.125 in
Máx. torque	2400 ft-lbf [3253.92 N.m]
Máx. WOB	22,000/L* lbf [97.9 N]
Máx. rotación	200 rpm
Max. impactos	30 min en nivel 3, 200,000 shocks acumulados sobre 50 gn
Max. curvatura	
Rotando	30°/100 ft
Desplazando	100°/100 ft

* L es la distancia en pies entre lo que está encima y debajo del estabilizador

Descripción de herramientas durante la perforación

Especificaciones de medición

Medición	Rango	Precisión	Resolución
Rayos gamma	0–250 gAPI	±7%	6 in. con ±2.5-gAPI repetición estadística
Presión anular	0–25,000 psi	±1 psi	1 psi
Inclinación continua	0–180°	0.07° at 90° 0.1° at 45°	0.040° at 90° 0.057° at 45°

Mediciones de resistividad

Medición	Rango	Precisión
2-MHz phase shift (ohm*m)	0.2–60 60–3,000	±2% ±0.3 mS/m
400-kHz phase shift (ohm*m)	0.1–10 10–100	±2% ±2 mS/m
2-MHz atenuación (ohm*m)	0.2–25 25–50	±3% ±1.5 mS/m
400-kHz atenuación (ohm*m)	0.1–3 3–10	±3% ±10 mS/m

Profundidades de investigación y resoluciones verticales

MEDICIÓN	ESPACIAMIENTO (IN.)					RESOLUCIÓN
	10	16	22	28	34	
						Para los 5 espaciamientos
<i>R</i> = 1.0 ohm-m (la PI en pulg. y rad)						
2-MHz phase shift	12	13	14	15	17	0.7 ft [0.21 m]
400-kHz phase shift	15	17	19	22	25	1.0 ft [0.30 m]
2-MHz atenuación	16	19	22	24	26	1.8 ft [0.55 m]
400-kHz atenuación	24	27	30	33	36	4.0 ft [1.22 m]
<i>R</i> = 10.0 ohm-m (la PI en pulg. y rad)						
2-MHz phase shift	14	18	22	25	28	1.0 ft [0.30 m]
2-MHz atenuación	27	31	34	36	38	4.0 ft [1.22 m]



b) Herramienta geoVISION®

Tecnologías asociadas: LWD: Resistividad, rayos gamma azimutal e IWD.
MWD: Impacto y Temperatura.

Objetivos

- Detectar y mostrar imágenes que proporcionen modelos geológicos de resistividad detallados y requeridos para la precisión de geonavegación en perforaciones tan pequeñas como de 8_{1/2} in.
- Realizar estudios a múltiples profundidades de investigación y cuantificar los perfiles de invasión en una formación.

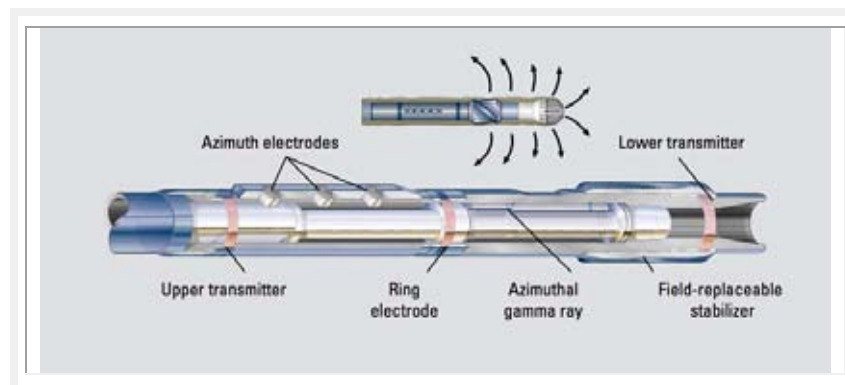


Figura III.10. Componentes de la herramienta geoVISION® (Schlumberger, 2006).

Características y aplicaciones

- Las mediciones de resistividad se realizan de tres formas: mediante tres electrodos de botón enfocados azimutalmente, electrodos cilíndricos realizando mediciones de anillo enfocado y resistividad en la barrena (RAB), mejorando la geonavegación.
- En adición, se realizan mediciones de rayos gamma azimutales, impactos laterales y torsionales, así como mediciones de temperatura.
- Genera imágenes de alta resolución a múltiples profundidades.
- Combinable con otros servicios de medición de Schlumberger.
- Cálculo de echados, determinación de estructuras geológicas y mejor localización de pozos.
- Determinación (*Geostopping*) en tiempo real para puntos de selección de núcleos y revestimientos, mediante RAB.

Descripción de herramientas durante la perforación

Beneficios

- Elimina costos y ahorra tiempo de operación mediante la información obtenida en tiempo real de la perforación.
- Identifica zonas con capas delgadas (en ambientes de lodo conductivo).
- Facilita el diseño de pozos horizontales visualizando la ubicación relativa de la perforación en la formación objetivo.

Especificaciones generales

GeoVISION	825	675
Tamaño del pozo	10 _{5/8} in–14 _{3/4} in	8 in–9 _{7/8} in
Tipo de lodo (ambientes resistivos)	WBM ($R_{mf} < R_w$) Alta resolución de resistividades. WBM ($R_{mf} > R_w$) Imágenes cualitativas e interpretación de echados. OBM – Correlación sólo con la RAB.	
Temperatura	150 °C [300 °F]	
Máx. WOB	71,000,000/L lbf	
Máx Torque	16,000 ft lbf	
Máx. Curvatura		
Rotando	7°/100 ft	8°/100 ft
Desplazando	13°/100 ft	16°/100 ft
Factor de flujo	1,200 gpm	800 gpm
Máx. Presión	15,000 psi	15,000 psi

Mediciones de rayos gamma

Rango	Precisión	Resolución
0–250 gAPI	±7%	±3 gAPI a 100 gAPI y 100 ft/h

Mediciones de resistividad

Medición	Rango	Precisión
RAB y anillo	0.2 a 20,000 ohm*m	±5 % (debajo del rango) ±20 % (sobre el rango)
Azimutal	0.2 a 1,000 ohm*m	±5 % (debajo del rango) ±20 % (sobre el rango)

Respuesta de las mediciones

	RAB	Anillo	Profunda	Media	Somera
Vertical (in)	12 a 24	2 a 3	2 a 3	2 a 3	2 a 3
Prof.In. (in)	12	7	5	3	1



c) Herramienta mcrVISION®

Tecnología asociada: LWD: Resistividad

Objetivos

- Proporcionar mediciones de propagación de resistividades para identificación de hidrocarburos en formaciones de alta y baja resistividad (figura III.11).
- Utilizar los resultados para correlacionar información en tiempo real, mientras se limpia, amplia o realiza el viaje la herramienta.

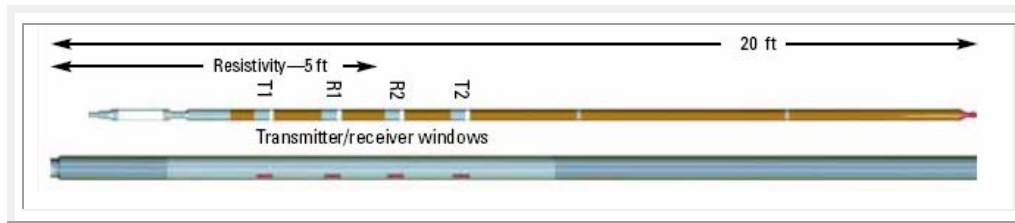


Figura III.11. Herramienta mcrVISION® (Schlumberger, 2006).

Características

- Medición de resistividad de cambio de fase y atenuación compensadas.
- Equipo multifrecuencia: 400 kHz y 2 MHz, para formaciones de baja resistividad y alta resistividad respectivamente.
- Duración de la batería: 300 horas, con alta capacidad de memoria
- Combinable con herramientas MWD de telemetría: *SlimPulse* y *PowerPulse*.
- Puede ser utilizado con el dispositivo de análisis detrás del revestimiento (*Analysis Behind Casing: ABC*).

Beneficios

- Reduce la posición de pérdida en pozo.
- Incrementa el éxito en los registros de formaciones de baja y alta resistividad.
- Ahorro del tiempo de operación e incrementa la precisión en las mediciones.

Descripción de herramientas durante la perforación

Especificaciones generales

	4 _{3/4} in	6 _{3/4} in	8 _{1/4} in
Tamaño de pozo	: 5 _{3/4} in–6 _{3/4} in	8 _{1/4} in–9 _{7/8} in	10 _{1/2} in–14 _{3/4} in
Máx. temperatura	150 °C [300 °F]		
Max. presión	20,000 psi [137.9 MPa]		
Max. curvatura			
Rotando	15°/100 ft	8°/100 ft	7°/100 ft
Desplazando	30°/100 ft	16°/100 ft	14°/100 ft
Máx. factor de flujo	400 gpm	800 gpm	800 gpm

Especificaciones de medición

Medición	Rango	Precisión
2 MHz <i>phase shift</i>	0.5 a 60 ohm*m 60 a 2000 ohm*m	±3% ±0.5 mS/m
400 kHz <i>phase shift</i>	0.1 a 15 ohm*m 15 a 500 ohm*m	±3% ±2 mS/m
2 MHz atenuación	0.5 a 25 ohm*m 25 a 60 ohm*m	±5% ±2 mS/m
400 kHz atenuación	0.1 a 6 ohm*m 6 a 20 ohm*m	±5% ±8 mS/m

Resolución vertical y profundidad de investigación

	1 ohm*m	1 ohm*m	10 ohm*m	10 ohm*m
Medición	R.V. (in)	P.I. (in)	R.V. (in)	P.I. (in)
2 MHz <i>phase shift</i>	13	17	21	27
400 kHz <i>phase shift</i>	18	23	29	36
2 MHz atenuación	22	27	40	48
400 kHz atenuación	33	39	59	75

P.I. – Profundidad de investigación

R.V. – Respuesta vertical



d) Herramienta proVISION®

Tecnologías asociadas: LWD: resonancia magnética nuclear (NMR), MWD: telemetría y FEWD.

Objetivos

- Realizar mediciones de resonancia magnética con la transmisión de datos en tiempo real para elevar la productividad en el pozo.
- Proporcionar la porosidad, mineralogía, permeabilidad, tamaño del poro e identificación de fluidos de la formación.
- Proporcionar información en pozos multilaterales, altamente desviados o perforaciones inestables, para reducir los riesgos en la evaluación de la formación (figura III.12).

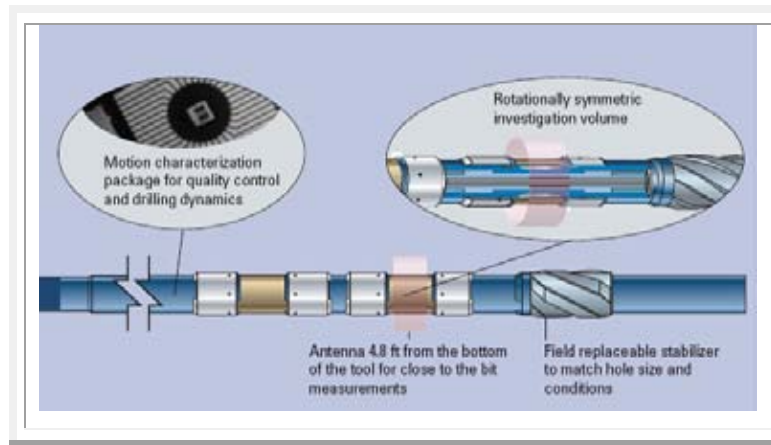


Figura III.12. Sección longitudinal de la herramienta proVISION® (Schlumberger, 2003).

Características

- Cuenta con turbinas de alta potencia para mejorar la proporción de señal a ruido, eliminando viajes para sustituir baterías.
- Funciona con y sin estabilizador. El diseño del imán es simétrico.
- Las respuestas de NMR se puede aplicar en diversos ambientes como roca estable, poco consolidada y con contenido de gas, aceite o agua.
- Puede colocarse en cualquier parte en el aparejo de perforación (BHA).
- Minimiza interferencias por mediciones de inclinación y dirección.

Descripción de herramientas durante la perforación

Aplicaciones

- Geonavegación y geodetención (*stopping*) basados en permeabilidad en tiempo real y mediciones para volumen de fluido libre y ligado.
- Aplicable en pozos horizontales extendidos.
- Evaluación de formación sin fuentes radioactivas.
- Predicción del corte de agua y de indicadores de productividad.
- Operación independiente de las mediciones de resistividad.

Beneficios

- Optimización de la trayectoria del pozo.
- Indicador confiable de calidad de roca y fluido durante la perforación.
- Reducción de núcleos y pruebas de pozos.
- Adquisición de tiempos de relajación longitudinal o transversal: T1 y T2.

Especificaciones generales

Diámetro del <i>collar</i>	6 _{3/4} in
Tamaño del pozo	8 _{3/8} in–10 _{5/8} in
Tipo de lodo	OBM / WBM / SOBM
Máx. temperatura	300°F [150°C]
Máx. presión	20,000 psi [137.9 MPa]
Máx. flujo con 3% de arena	300-800 gal/min
Máx. torque	46,000 ft-lbf [62,400 N.m]
Máx. WOB	74,000,000/d ^{2*} (ft) lbm d – distancia entre estabilizadores
Max. curvatura Rotando Desplazando	8°/100 ft 16°/100 ft

Especificaciones de medición

Diámetro del armazón	14 in
Altura del armazón	6 in
Resolución vertical estática	6 in
Resolución vertical	3.9 ft a 100 ft/hr
Precisión de porosidad	± 1 pu o ± 5%
Máx. número de ecos	2000



e) Herramienta adnVISION®

Tecnologías asociadas: LWD: Densidad-Porosidad Neutrón, Rayos Gamma y Caliper Ultrasonico. MWD: Telemetría, Impactos, RPM y FEWD.

Objetivo

- Proporcionar información de neutrones, módulo de densidad y factor fotoeléctrico, para caracterizar la porosidad de la formación y litología durante la perforación (figura III.13).

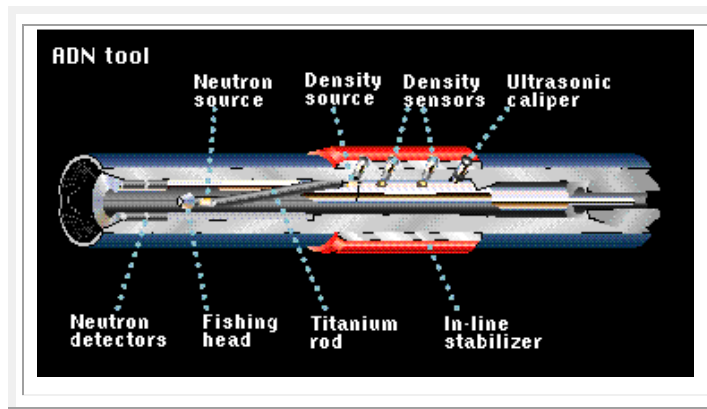


Figura III.13. Componentes de las herramientas AdnVISION® (Schlumberger, 2003).

Características y beneficios

- Las mediciones nucleares son compensadas.
- Las mediciones azimutales de propiedades por cuadrantes, proporciona mayor precisión, mejor identificación de reservas y mejores diagnósticos en la evaluación de formación.
- Detección de contacto petróleo-gas y otros fluidos en tiempo real.
- Los influjos de gas dentro del pozo son detectados mediante el sensor caliper ultrasónico.
- Los potenciales zonas de interés se detectan en menor tiempo.
- Las fuentes radioactivas son protegidas con un *collar* y conectados a otros por un cable de Titanio el cual puede ser tomado fácilmente por tubería convencional de perforación.

Descripción de herramientas durante la perforación

Aplicaciones

- Evaluación de formaciones.
- Determinación de capas delgadas, echados y fallas.
- Mediciones de caliper para la detección de gas.

Especificaciones generales

Tamaño del <i>collar</i>	4	6.75	8.25
Tamaño del pozo	5 ³ / ₄ – 6 ³ / ₄ in	8 ¹ / ₄ – 9 ⁷ / ₈ in	10 ¹ / ₂ – 17 ¹ / ₂ in
Tipo de lodo	OBM / WBM		
Máx. temperatura	175°C (350°F)		
Máx. curvatura:			
Rotando	15°/100ft	4.5°/100ft	7°/100ft
Desplazando	30°/100ft	16°/100ft	13°/100ft
Máx. factor de flujo	400 gpm	800 gpm	1,600 gpm
Máx. presión	20,000psi	20,000psi	16,000psi
Características opcionales	Datos en tiempo real usando imágenes en el pozo mediante <i>PowerPulse®</i> (densidad y PEF). Imágenes derivadas de la porosidad y densidad.		Datos en tiempo real usando <i>PowerPulse®</i> Porosidad invariante en el pozo.



f) Herramienta SonicVISION®

Tecnología asociada: LWD: Sónico (Acústico).

Objetivo

- Realizar mediciones sónicas en tiempo real de lentitud de ondas compresionales, tangenciales y Stoneley con sensores monopoles y dipolares con la finalidad de obtener información de la mecánica de las rocas, porosidad, coherencia en las proyecciones de tiempo, identificación de la cima de cemento e identificación de hidrocarburos en la formación (figura III.14).



Figura III.14. Herramienta SonicVISION® (Referencia electrónica 8.6).

Características

- Cuenta con un transmisor monopolar y uno dipolar. Dos monópolos (superior e inferior) y una sección de 13 receptores.
- Los receptores de frecuencia son de banda ancha (de 3 KHz a 8 KHz).
- Alta Velocidad de Adquisición: 1,800 ft/hr con un muestreo de 6"
- Puede integrar otros sistemas LWD.
- Tiene batería con alta capacidad de memoria (140 hr con adquisición cada 10 s), y rápida velocidad de respaldos.
- El software optimiza la configuración para el pozo que será perforado.

Descripción de herramientas durante la perforación

Beneficios

- Mejor nivel de confianza gracias al control de calidad en tiempo real.
- Disminuye el costo y riesgo de la perforación.
- Mejor manejo del peso de lodo.

Aplicaciones

- Tendencia de la presión de poro.
- Evaluación de estabilidad del aparejo del pozo (BHA).
- Posicionamiento de la barrena (*Bit On Seismic®*).
- Determina el modelo mecánico del yacimiento.
- Detección de formaciones y afluencia de gas.
- Optimización en la perforación.
- Determinación de la porosidad.
- Identificación de la cima de cemento.

Especificaciones

Diámetro Herramienta (in.)	6 ^{3/4} (nominal 6.9)	8 ^{1/4} (nominal 8.4)	9 (nominal 9.187)
D de pozo (in.)	8 ^{1/2} -10 ^{5/8}	10 ^{5/8} -22	12 ^{1/4} -30
Curvatura max.			
Rotando (°/100 ft)	8	7	6
Desplazando (°/100 ft)	16	14	12
Temp. °C [°F]	150 [300]		
Presión (psi)	25,000		
Factor de flujo (gpm)	800	1200	1400
Máx. impactos (g)	250 por 100,000 ciclos		
Tipo de lodo	OBM/WBM		
Mediciones	Δt_c , Δt_s y $\Delta t_{stoneley}$		
Precisión (μs / ft)	± 1		
Rango (μs / ft)	40-230 dependiendo del tipo de lodo		
Eficiencia atenuadora	60 dB		



g) Herramienta seismicVISION®

Tecnología asociada: SWD.

Objetivos

- Proporcionar información de tiempo-profundidad/velocidad durante el proceso de perforación mediante mediciones de sísmica en la barrena y perfiles verticales.
- Ofrecer mediciones que reduzcan la incertidumbre en la perforación en ambientes de zonas profundas, de alto costo y alto riesgo.

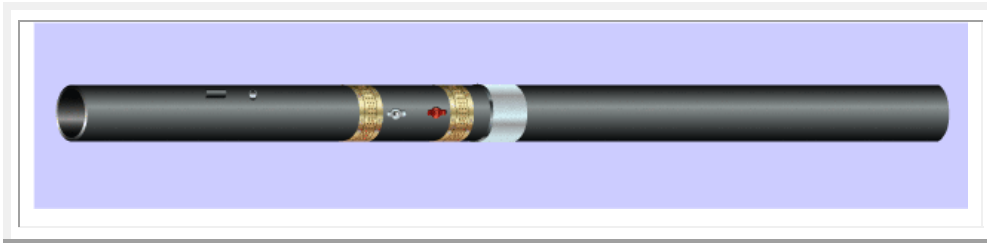


Figura III.15. Herramienta SeismicVISION® (Schlumberger, 2003).

Características

- Datos en tiempo real para la comprobación de disparos y ubicar la barrena en el yacimiento mediante *Bit On-Seismic®*, actualizando los mapas sísmicos en tiempo real.
- Ondas procesadas y almacenadas para perfiles sísmicos verticales.
- Tecnología LWD para superficies rugosas.
- Mediciones multi-componente y de alta presión.

Aplicaciones

- Predecir la presión de poro y riesgos en disparos profundos.
- Optimizar la selección en puntos de extracción de núcleos y cubiertas.
- Identificar la proximidad de sal, presión de poro y peso de lodo.

Beneficios

- Reducir la incertidumbre de profundidad y corridas de los revestimientos. (figura III.16).

Descripción de herramientas durante la perforación

- Ahorrar costos y tiempo de perforación, principalmente en zonas profundas.
- Reducir perforaciones de pozos secundarios y pozos pilotos.

Especificaciones generales

SeismicVISION	675	825	900
Tamaño de pozo	8 1/2 a 17 1/2 in	10 5/8 a 30 in.	
Tipo de lodo	WBM / OBM / SOBМ		
Temperatura	150 °C [300 °F]		
Máx. curvatura			
Rotando	8°/100 ft	7°/100 ft	4°/100 ft
Desplazando	16°/100 ft	14°/100 ft	12°/100 ft
Máx. factor de flujo	1000 gpm	2000 gpm	
Máx. presión	25000 psi	23000 psi	23000 psi
Máx. WOB	74,000,000 lbf/d ²	164,000,000 lbf/d ²	261,400,000 lbf/d ²
Máx. torque	16,000 lbf-ft	23,000 lbf-ft	35,000 lbf-ft
Máx. RPM	200		

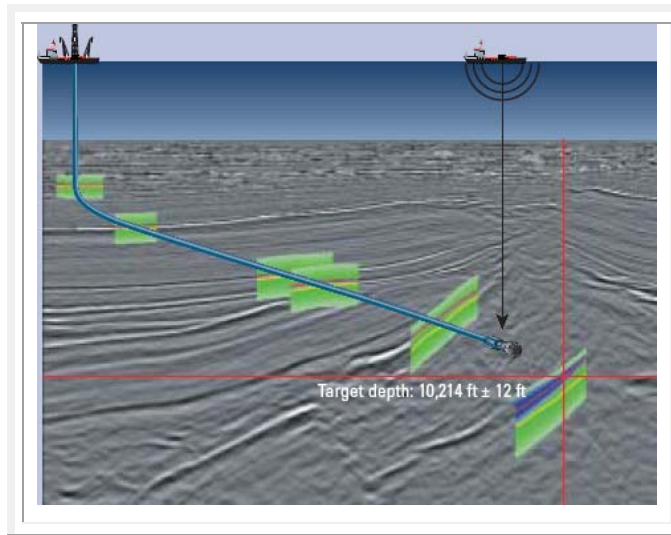


Figura III.16. Reducción de la incertidumbre en la posición del pozo SeismicVISION (Schlumberger, 2003).



h) Versiones anteriores de herramientas

Herramienta CDR®

Tecnologías asociadas: **LWD:** Resistividad y Rayos Gamma. **MWD:** APWD, Temperatura e Impactos/Vibraciones.

Objetivo

- Realizar mediciones compensadas de resistividad dual profunda y somera, para correlacionar y definir de capas frontera, así como la detección de hidrocarburos (figura III.17).

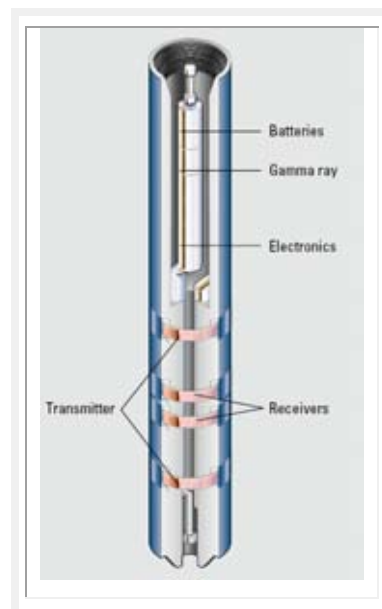


Figura III.17. Componentes de la herramienta CDR® (Schlumberger, 2003).

Características y beneficios

- Maneja frecuencias de 2MHz en las mediciones de propagación electromagnética.
- Para todo tipo de lodos.
- Maneja dos tipos de profundidad de investigación: para el cambio de fase (de 10 a 35 in) y atenuación (de 20 a 65 in).
- Las dos medidas proporcionan un medio para evaluar depósitos con capas muy finas y con respuestas complejas.

Descripción de herramientas durante la perforación

- Identifica zonas de invasión, zonas permeables y determinación de resistividad verdadera.
- Las mediciones son calibradas y corregidas por efectos ambientales.
- Compensación por efectos de pozo y movimiento electrónico debido a variaciones de presión y temperatura.
- Mediante inversión se logra evaluar depósitos anisotrópicos, convirtiendo las mediciones de resistividad en registros de resistividad vertical y horizontal.
- Cuando hay perfiles de invasión pequeña, las dos mediciones proporcionan la resistividad de formación verdadera.

Herramienta CDN®

Tecnologías asociadas: LWD: Densidad-Porosidad Neutrón, Rayos Gamma y FEWD.

Objetivo

- Proporcionar mediciones de neutrón, densidad y factor fotoeléctrico que son usadas para determinar la porosidad de formación y litología (figura III, 18).

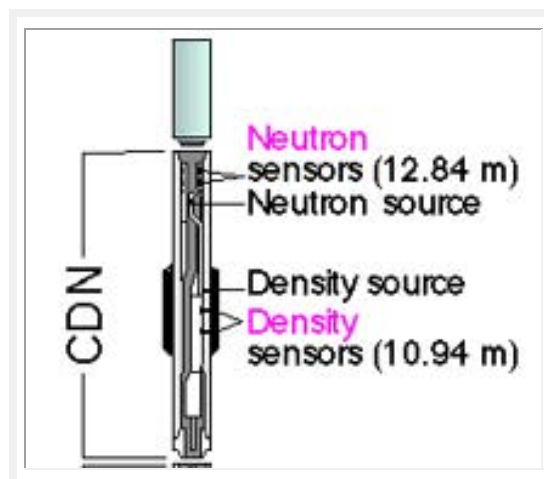


Figura III.18. Descripción de la herramienta CDN® (Referencia electrónica 8.7).



Características y beneficios

- El uso de estabilizador reduce la oposición y efectos de perforación sobre los registros de densidad.
- Usa cuatro detectores de centelleo (He3) con espaciamiento largo y corto cuya función es remover la incertidumbre asociada a los conteos de rayos gamma referidos a la porosidad.
- Proporciona correcciones en los factores fotoeléctricos y densidad para efectos del tamaño de pozo, temperatura, índice de Hidrógeno, salinidad y excentricidad, para una correcta identificación de litología.
- Las fuentes radioactivas son contenidas dentro del *collar* y conectados por una barra de Titanio que es sujeta al BHA.
- Puede ser colocado por arriba de cualquier arreglo MWD.
- La herramienta de 8 in contiene sensores caliper ultrasónicos para el tamaño del pozo.

Especificaciones

Longitud	30.6 ft (9.3 m)
Min. y max. temperatura	-13° - 300°F (-25° - 150°C)
Máx. WOB	F = 63,000,000/d ² lbm
Máx. factor de flujo	600 gal/min
Máx. presión	18,000 psi (12.4 kPa)
Diámetro nominal	6.75 in., 8.25 in.
Diámetro estabilizadores	8.50 in., 9.75 in.

III.3. Familia Pulse (Schlumberger)

a) Herramienta PowerPulse®

Tecnologías asociadas: MWD: Telemetría, *Toolface*, Dirección e Inclinación, WOB, Torque, RPM, Rayos Gamma e Impactos.

Objetivos

- Incorporar las características mecánicas y electrónicas para el almacenamiento y transmisión de datos en tiempo real por medio de telemetría pulso de lodo.
- Mejorar la calidad de transmisión, minimizando los efectos de bombeo, motores y otros asentamientos asociados a fuentes de ruido.
- Mejorar la capacidad en la geonavegación, trabajando en conjunto con mediciones nucleares y de resistividad (figura III.19).

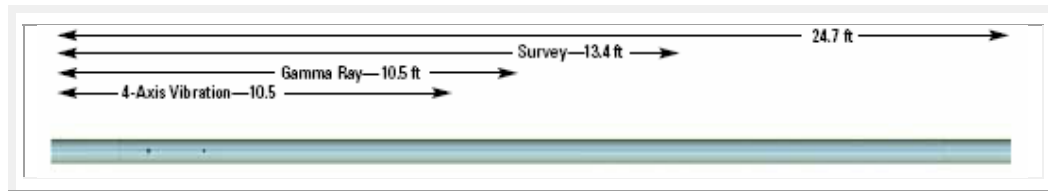


Figura III.19. Dimensiones de la herramienta PowerPulse® (*Referencia electrónica 8.2*).

Características y beneficios

- Transmisión robusta para todo tipo de lodos (0.5–16 bps).
- Alcanza altas profundidades de transmisión.
- Simple de operar bajo un amplio rango de flujo arriba de los 2000 gpm.
- Operable en concentraciones de material de pérdida de circulación (LCM) que excedan 50 lbm/gal.
- Medición de vibración de cuatro ejes para prevenir el daño en el BHA.
- El tablero interno electrónico es montado en un chasis capaz de soportar impactos extremos y vibraciones.
- La frecuencia de la señal varía en cada aparejo.
- Puede ser configurado en el fondo del pozo lo que permite al sistema MWD ser flexible.

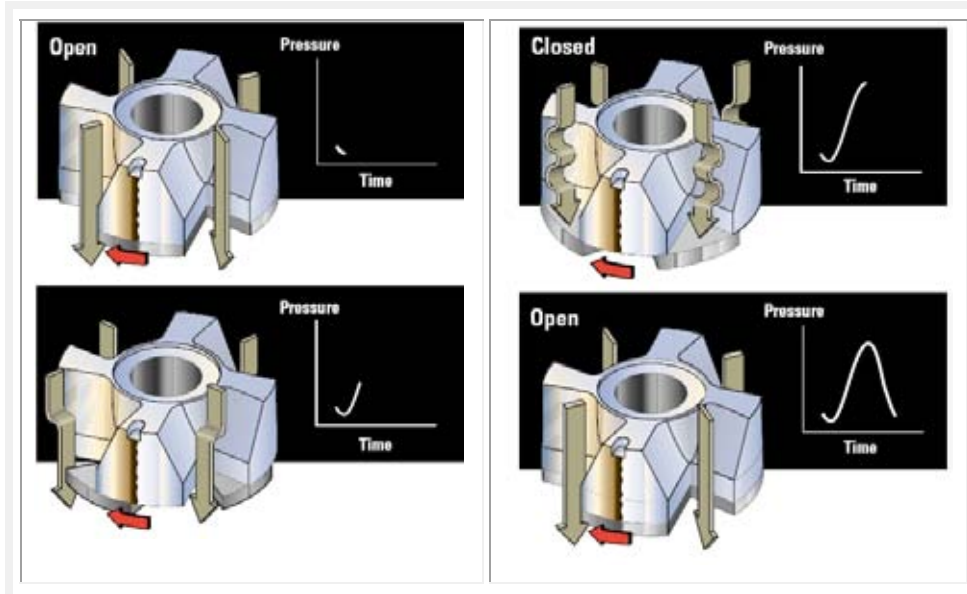


Figura III.20. Configuración para la modulación del pulso en la herramienta PowerPulse®. Las técnicas de compresión de datos logran una transmisión de hasta 16 bps (Schlumberger, 2003).

Especificaciones

PowerPulse	950/900	825	675
Máx. temperatura		150 °C [300 °F] 175 °C [347 °F]	
Máx. curvatura: Rotando Desplazando	6°/100 ft 10°/100 ft	7°/100 ft 12°/100 ft	8°/100 ft 16°/100 ft
Factor de flujo	400–1,600 gpm	400–1,200 gpm	275–800 gpm
Máx. presión	25,000 psi	25,000 psi	25,000 psi 30,000 psi

b) Herramienta ImPulse®

Tecnologías asociadas: MWD: Telemetría, *Toolface*, Dirección e Inclinación, Resistividad, Rayos Gamma azimutal y Caliper en WBM.

Objetivos

- Realizar mediciones *slimhole* donde la evaluación de formación es requerida en tiempo real.
- Proporcionar mediciones de resistividad y rayos gama para pozos de 5³/₄ in y mayores con el propósito de mejorar la perforación direccional (figura III.21).

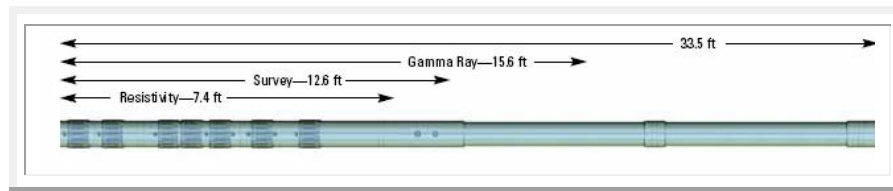


Figura III. 21. Vista y dimensiones de la herramienta ImPulse® (Referencia electrónica 8.2).

Características y beneficios

- Transmisiones de profundidades de hasta 35,763 ft (10.9 km aprox.)
- El rango de transmisión va de 0.5–12 bps.
- El generador de poder se alimenta con una turbina para lodo.
- Tolerancia de material de pérdida de circulación (LCM): 50 lb/gal.
- Diseño integrado con sensores cerca de la barrena.
- Resistividades compensadas para todo tipo de lodos.
- El arreglo cuenta con cinco transmisores y dos receptores.
- Es capaz de medir resistividades de hasta 3,000 ohm*m.
- El control de calidad de la herramienta es dentro del pozo y transmitido a la superficie inmediatamente.
- Combinable con herramientas VISION 475 para la evaluación de formación, mediciones azimutales de inclinación (AIM) para un control direccional preciso y transmitiéndose por telemetría Stethoscope® proporciona la presión anular e interna.

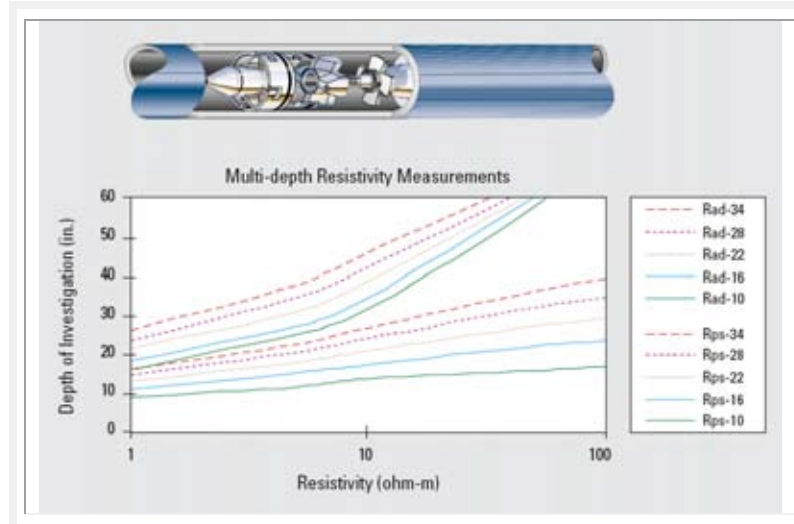


Figura III.22. Vista de la herramienta ImPulse®. La técnica de modulación zero-gap (inferior) a 2MHz, satisfacen las exigencias de la perforación direccional 4 3/4 in (Schlumberger, 2003).

Especificaciones

Tamaño de pozo	5 _{3/4} in–6 _{3/4} in
Max. temperatura	347°F (175°C)
Tipo de lodo	OBM / WBM / SOBM
Máx. factor de flujo	400 gal/min
Máx. presión	25,000 psi
Máx. curvatura	
Rotando	5°/100 ft
Desplazando	30°/100 ft
Configuraciones	Flujo: bajo, medio y alto

c) Herramienta EPulse XR®

Tecnologías asociadas: MWD: Telemetría (electromagnética), *Toolface*, Dirección e Inclinación, Rayos Gamma, Impactos y Vibraciones.

Objetivos

- Mejorar la eficiencia de la perforación proporcionando información en tiempo real mediante telemetría de ondas electromagnéticas.
- Aplicarse en condiciones de perforación bajo balance.
- Que la transmisión de datos no sea afectada por el fluido de perforación, ni material de circulación perdido.

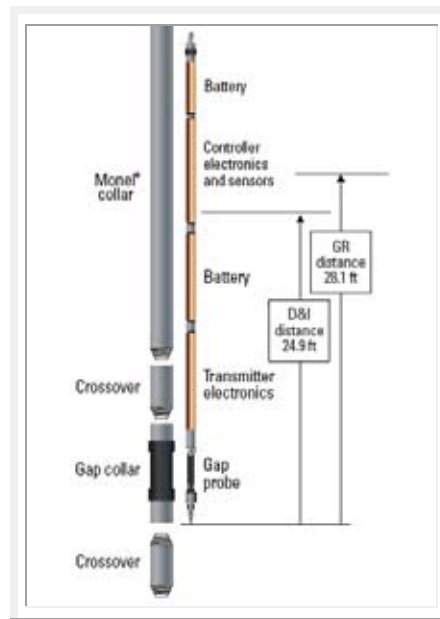


Figura III.23. Componentes de la herramienta E-Pulse® XR de 6.5 in (Schlumberger, 2006).

Características

- La transmisión de datos es por arriba de los 12 bps. También es posible mientras se detiene la perforación y se realizan las conexiones.
- Funciona a base de baterías de Litio, logrando un largo funcionamiento.
- Las mediciones de rayos gamma se pueden usar en combinación con las de resistividad, proporcionando información en tiempo real de la resistividad de formación registrada.
- Cuenta con la opción de: *Survey-on-downlink* y *auto-survey*.



Beneficios y aplicaciones

- Severa pérdida de circulación.
- Perforación bajo balance con gas, aire o espuma.
- Puede trabajar a baja presión, reduciendo el esfuerzo de bombeo y el consumo de combustible del generador y utilizando un equipo de perforación pequeño.
- Las señales pueden ser transmitidas directo de la cubierta, proporcionando mediciones toolface antes de limpiar el fondo del revestimiento (*casing shoe*) (figura III.24 b).
- Cuando el *collar* se atasca, el módulo electrónico puede ser removido junto con el cable, reduciendo la pérdida en el pozo (figura III.24 a).
- Las mediciones en tiempo real mejoran el control y precisión direccional en pozos altamente desviados.

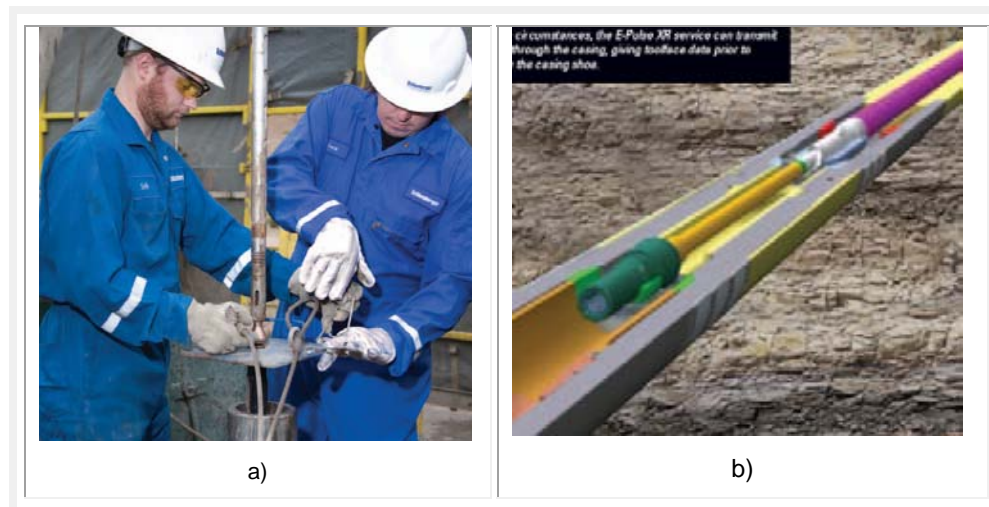


Figura III.24. a) Módulo electrónico removible, que reduce las pérdidas en el pozo. b) posibilidad de transmitir señal directo de la cubierta (*Schlumberger, 2006*).

Descripción de herramientas durante la perforación

Especificaciones generales

E-Pulse XR	650	475
Frec. operacional [Hz]	0.1875 to 12	0.1875 to 12
Diametro nominal in. [mm]	6.50 [165.1]	4.75 [120.7]
Máx. temperatura °F [°C]	257 [125]	257 [125]
Max. curvatura		
Rotando, °/ft	8/100	15/100
Desplazando, °/ft	15/100	30/100
Max. impactos	200,000 impactos acumulados sobre 50 g	
Máx. presión [psi]	12,000	12,000
Factor de flujo [gal/min]	0 to 600	0 to 400
Tipo de lodo	OBM / WBM / SOBM	

Especificaciones de medición

Dirección e Inclinación		
Inclinación	Estacionario	Continuo [†]
Rango, °	0 a 180	0 a 180
Precisión, °	±0.1 (1σ)	±0.2 (1σ)
Resolución, °	0.03	0.1
Azimut	Estacionario	Continuo [‡]
Rango, °	0 a 360	0 a 360
Precisión, °	±1.0 sobre 5° inclinación	±2.0 (1σ)
Resolución, °	0.1 sobre 5° inclinación	0.5
Toolface	0 to 360	
Rango, °	±1.5 (1σ)	
Gamma ray		
Rango, conteo/s	0 to 250	
Precisión, %	±6	
Resolución, conteo/s	0.5	

† Los datos de inclinación continuos son eventuales en inclinaciones > 20°.

‡ Los datos de acimut continuos son eventuales en inclinaciones (de 20 ° donde 20 ° < acimut <160 o la inclinación de > 20 ° donde 200 ° < acimut <340 °).



d) Herramienta GyroPulse®

Tecnologías asociadas: MWD: Dirección e Inclinación, *Toolface*, Rayos Gamma.

Objetivos

- Ofrecer la orientación de la perforación y mediciones MWD en tiempo real para reducir costos, en especial en aguas profundas.
- Realizar estudios precisos de dirección en ambientes donde exista interferencia magnética (figura III.25).

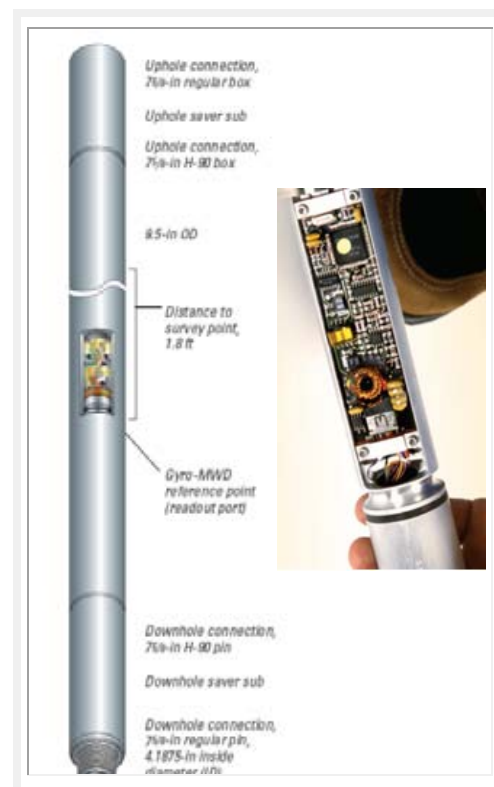


Figura III.25. Imagen de la herramienta GyroPulse® (Schlumberger, 2006).

Características y beneficios

- La turbina del sistema *PowerPulse®* da poder a los giros en todas las fases de la operación excepto giros al compás.
- Empuja suavemente a las herramientas en plataformas multipozo.
- La perforación puede profundizar una sección total sin interrupción, reduciendo costos de perforación.

Descripción de herramientas durante la perforación

- Puede trabajar con altas frecuencias, en los estudios de corridas múltiples , o bien con las herramientas de giro-navegación.
- Cuenta con estudios *toolface* de gravedad e inercia en tiempo real.
- Combinable con servicios LWD para evaluación de la formación e imágenes durante la perforación.
- Ahorro de tiempos de operación, especialmente en mares profundos.
- Realiza estudios del elipsoide de incertidumbre (EOU) para espaciamientos reducidos de pozos superficiales.

Especificaciones generales

Diámetro nominal	9 ½ in	Especificaciones del sensor	
Tipo de lodo	OBM / WBM		
Máx. temperatura	150°C / 302°F	Precisión de inclinación	0.1°
Máx. curvatura: Rotando Desplazando	10.5°/100 ft 7.5°/100 ft	Precisión de azimut (debajo de 20° de inclinación)	1°
Factor de flujo	400-1200 gal/min	Punto de medición direccional desde la referencia del sensor	1.80 ft
Máx. presión	20000 psi	Toolface	
Máx. torque	35000 lbf-ft	Periodo de actualización	5 s
Máx. WOB	340000/d ²	Precisión (1s)	1°

Especificaciones de medición

Inclinación	Estacionario	Continuo _‡
Rango, °	0 a 180	0 a 180
Precisión, °	±0.1 (1σ)	±0.2 (1σ)
Azimut	Estacionario	Continuo _‡
Rango, °	0 a 360	20 a 340
Precisión, °	±1.0° a 1 s	±2.0° a 1 s
Toolface	0 a 360°	0 a 360°
Rango, °	±1.0° a 1 s	1.0° a 1 s
Gamma ray		
Rango, conteo/s	0 to 250	
Precisión, %	±7	



e) Herramienta SlimPulse®

Tecnologías asociadas: MWD: Dirección e Inclinación, Temperatura, *Toolface*, Rayos Gamma, Telemetría, Impactos y Vibración, Torque.

Objetivos

- Proporcionar mediciones en pozos angostos para mejorar la eficiencia y rentabilidad durante la perforación.
- Realizar mediciones de dirección, inclinación *toolface* y rayos gamma, etc., en tiempo real utilizando la transmisión de datos pulso de lodo.

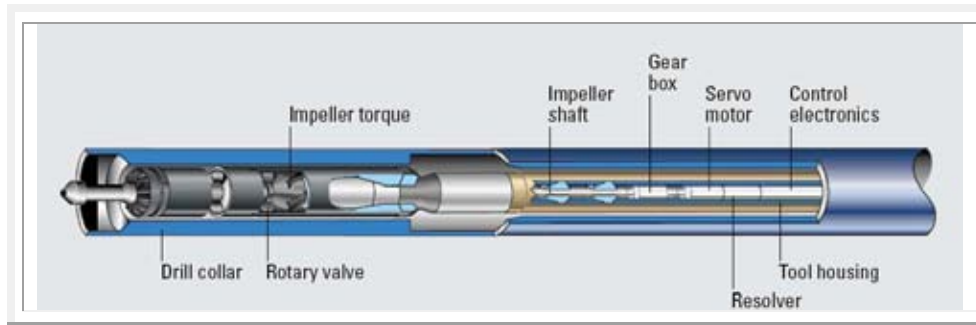


Figura III.26. Componentes de la herramienta *SlimPulse®* (Schlumberger, 2003).

Características

- Rápida clasificación de datos y capacidades antiperturbación en condiciones de perforación difícil.
- Tiene la opción de transmitir datos vía telemetría electromagnética mediante un receptor integrado encima del motor del aparejo.
- El receptor mencionado en el punto anterior contiene un sensor de presión opcional para monitorear el equivalente circulante de densidad (ECD) en el proceso de perforación.

Aplicaciones y beneficios

- Dirección e inclinación continuos para facilitar el control de trayectoria.
- Combinable con otras herramientas: ARC 43/4 in., AIM® *at-the-bit*, el servicio APWD y el sistema de dirección rotatorio *PowerDrive®*.
- Remplazable y reparable. Eficiencia operativa mejorada.
- Detección de rotación automática que maximiza la actualización de la información.

Descripción de herramientas durante la perforación

Especificaciones generales

Diámetro nominal	3 ¹ / ₄ -in	4 ³ / ₄ -in	6- o 6 ³ / ₄	8 ¹ / ₄ -in
Tamaño de pozo	4 ³ / ₄ in	5 ⁷ / ₈ in	8 ¹ / ₂ in	9 ⁷ / ₈ in
Tipo de lodo	WBM / OBM / SOBM			
Max. curvatura	145°/100 ft			
Factor de flujo	8–150 gpm	150–300 gpm	300–800 gpm	Por arriba de 1,100 gpm
Máx. temperatura	350°F (177°C)			
Máx. presión	20,000 psi			

Especificaciones de mediciones

Rayos gamma	
Rango	0 a 250 API
Precisión	±6%
Resolución estadística	0.5 cps
Distancia desde el fondo al pozo	18.0 ft o 8.5 ft

Dirección e inclinación		
	Estacionario	Continuo
Inclination		
Rango	0 a 180°	(sobre 20°)
Precisión	± 0.1°	± 0.2°
Resolución	0.03°	0.10°
Azimuth		
Rango	0 to 360°	30 a 330°
Precisión	(sobre 5°) ±1°	±2°
Resolución	0.03°	0.5°
Toolface		
Periodo actualización	14 a 50 sec	
Rango	0 a 360°	
Precisión	±3°	
Resolución	6°	
<i>Magnetic to gravity switching</i>	3.5° o 8°	



III.4. Herramientas de Halliburton

a) Sensor ALD™

Tecnologías asociadas: **LWD:** Densidad-Pe-Porosidad azimutal e IWD.
MWD: RPM.

Objetivos

- Proporcionar mediciones de densidad, factor fotoeléctrico (Pe) e imágenes de alta calidad, combinando tres características: secciones azimutales, centralización acústica y detectores electrónicos de centelleo.
- Proporcionar información de buzamiento en la formación, excentricidad y calidad del pozo para mejorar la geonavegación.

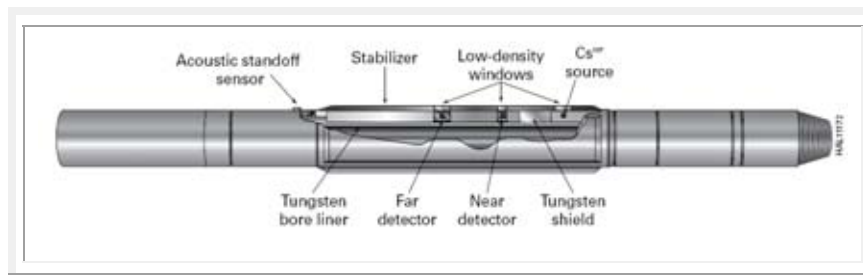


Figura III.27. Componentes de la herramienta ALD® (Halliburton, 2007).

Características

- Proporciona registros azimutales (16 secciones radiales referenciados respecto al norte magnético).
- Los datos en tiempo real y de memoria se presentan como imagen o registro, aplicable para lodos base aceite y base agua.
- Cuenta con un sensor fuente, alineado con los detectores de centelleo, para monitorear y optimizar la calidad del registro y del pozo.
- Cuenta con la técnica de optimización estadística de muestreo rápido para optimizar la calidad de los datos de densidad y Pe.
- Esta técnica identifica y separa las muestras adquiridas con una mínima centralización.
- Opera en pozos verticales donde el seccionamiento azimutal es muy complicado o imposible.

Descripción de herramientas durante la perforación

Aplicaciones

- Porosidad, litología, presión de poro y geonavegación.
- Buzamiento estructural en pozos de alto ángulo.
- Correlación con propiedades mecánicas y sísmicas de la formación (con la herramienta BAT™ sónico).
- Las imágenes pueden revelar características como: espiralamiento y derrumbes por esfuerzo inducido en el pozo.

Especificaciones generales

Diámetro nominal [in]	4 _{3/4}	6 _{3/4}	8
Diámetros de estabilizadores (in)	5 _{1/2} , 5 _{3/4} , 6, 6 _{1/2}	8, 8 _{1/4} , 8 _{1/2} , 9 _{5/8} , 9 _{7/8} , 10 _{5/8}	11 _{3/4} , 12, 12 _{1/4}
Torque (lbs-ft)	9500-10500	30000-33000	53000-58000
RPM máx.	250	180	180
Temperatura °F [°C]	302 [150]		
Max. curvatura			
Rotando, °/ft	14/100	10/100	8/100
Desplazando, °/ft	30/100	21/100	14/100
Vibración:			
Lateral	10 min. a un nivel de impacto máximo de 90g		
Axial	10 min. a un nivel de impacto máximo de 40g		
Presión [psi]	18,000		
Factor de flujo [lbm/min]	5000	10000	20000
Tipo de detector de centralización acústico	N / A	Piezoeléctrico	
Rango	N / A	0-3 in	
Precisión	N / A	±0.05 in	
Punto de medida de ALD desde la parte inferior de la herramienta	6.90 in	8.20 in	8.91 in

Especificaciones de medición

Mediciones	Densidad Bulk, Pe, centralización, RPM
Rango de densidad	1.50-3.10 g/cc
Precisión	±0.025 g/cc
Repetición estadística	±0.015 g/cc a 1s
Rango de Pe	1-20 B/e-
Precisión de Pe	±0.25 B/e-
Repetibilidad estadística	±3%



b) Sensor CTN™

Tecnologías asociadas: LWD: Neutrón-Porosidad y caliper.

Objetivos

- Proporcionar información de porosidad, tipo de fluido y gas para tomar decisiones en tiempo real mediante mediciones nucleares.



Figura III.28. Componentes del sensor Neutrón Térmico Compensado, CTN™ (Halliburton, 2007).

Características

- Emplea detectores de neutrón He³ con espaciamiento cercano y lejano.
- La porosidad es calculada por el contenido de Hidrógeno en la formación con los sensores (cercano/lejano), aplicable en formaciones con agua o hidrocarburos.
- Realiza correcciones ambientales: diámetro de pozo, centrado, peso, salinidad del lodo y de la formación, presión y temperatura.
- Cuando es combinado con el sensor ALD™ o el sensor sónico BAT™, los registros se utilizan para detectar y evaluar formaciones de gas, litología y porosidad de formaciones mineralógicamente complejas.

Aplicaciones

- Medidas de porosidad, detección de gas, tipificación del fluido del yacimiento y evaluación de la litología.
- Puede combinarse con rayos gamma, resistividad, densidad y sónico para una evaluación completa de la formación en pozos *slimhole*.
- Los sensores de 6 ¾ y 8 in. incorporan un sensor triaxial (*AcoustiCaliper™*), proporcionando medidas de diámetro de pozo y centrado de la herramienta, y facilitar las correcciones.
- Monitorea la estabilidad del pozo, evaluando los rendimientos de la barrena y ampliadores de pozo (*reamers*).

Descripción de herramientas durante la perforación

Especificaciones generales

Diámetro nominal [in]	4 _{3/4}	6 _{3/4}	8
Torque (lbs-ft)	9500-10500	30000-33000	53000-58000
RPM máx.	250	180	180
Presión [psi]	18,000		
Temperatura °F [°C]	302 [150]		
Max. curvatura			
Rotando, °/ft	14/100	10/100	8/100
Desplazando, °/ft	30/100	21/100	14/100
Vibración:			
Lateral	10 min. a un nivel de impacto máximo de 90g		
Axial	10 min. a un nivel de impacto máximo de 40g		
Máx. contenido arena	2%		
Factor de flujo† [lbm/min]	5000	10000	20000

Especificaciones de medición

Tipo de detección	Tubos de CTN		
Tipo de detector caliper	N / A	3 <i>transcievers</i> ultrasónicos	
Medida de CTN	Porosidad		
Medida de caliper	N / A	Diámetro de pozo y centrado	
Punto de medida del CTN desde el "Pin End"	6 ft	2.2 ft	4.4 ft
Punto de medida del caliper desde el "Pin End"	N / A	5.6 ft	8.5 ft
Precisión CTN (30s de muestreo)	0.5 p.u. desde 0-10 p.u. t 5% desde 10-50 p.u.		
Repetibilidad estadística	1.2 pu @ 30 pu (1sigma)		
Precisión caliper	N / A	±0.1 in	

† Alto flujo (20.000 lb masa/min) es un estándar para las herramientas de 8 in



c) Sensor Acoustic Caliper™

Tecnologías asociadas: MWD: Caliper.

Objetivos

- Realizar mediciones en el pozo, mejorando la eficiencia de la perforación, calidad e interpretación de los registros mediante ec-pulsos.
- Operar con pulsos negativos cuando es parte del servicio ADT®.

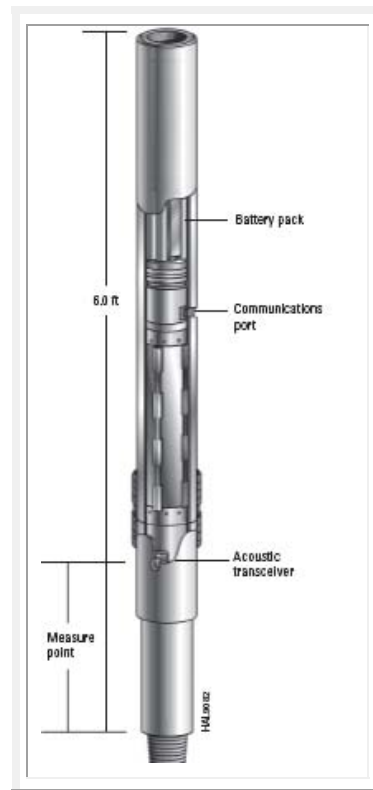


Figura III.29. Componentes del sensor *Acoustic Caliper™* (Halliburton, 2007).

Características

- Proporcionar información sobre la forma del pozo, vibración, administración hidráulica y análisis de integridad del pozo.
- El sensor cuenta con su propio procesador, memoria, soporte de potencia y puertos de comunicaciones superficiales, y funciona de forma independiente o en combinación con otros sensores MWD/LWD.

Descripción de herramientas durante la perforación

- Los tres transceptores (*transceivers*) (espaciados 120 grados) para transmiten y reciben señales acústicas entre la herramienta y el muro del pozo para medir el diámetro del pozo mientras gira.
- Incorpora un magnetómetro y un acelerómetro el cual es usado para orientar la dirección de los datos caliper.
- Bajo ciertas condiciones, calcula la forma elíptica de los pozos, la dirección relativa de los ejes de la elipse y los movimientos del aparejo.

Aplicaciones

- Corrección ambiental de rayos gamma, resistividad y neutrón.
- Estabilidad del pozo, evaluación de hidráulica y limpieza de pozo.
- Aproximación de realce para tendencias direccionales de perforación
- Cálculo de volumen de cementante.
- Corridas sobre tuberías múltiples.

Especificaciones generales

Diámetro nominal [in]	6 _{3/4}	8
Torque (lbs-ft)	30000-32000	54000-56000
Temperatura °F [°C]	302 [150]	
Presión [psi]	18000	
Max. curvatura Rotando, °/ft Desplazando, °/ft	10/100 21/100	8/100 14/100
Factor de flujo [lbm/min]	10000	
Vibración: Lateral Axial	10 min. con impactos máximos de 90g 10 min. con impactos máximos de 40g	
Máx. contenido arena	2%	
Tipo de sensores	3 transceptores ultrasónicos	
Mediciones	Diámetro de pozo / dinámica del BHA	
Precisión	±0.1 in	
Punto de medición	15 in. desde el "pin end"	30 in. desde el "pin end"
Tipo de batería	Litio	Litio



d) Sensor DGR™

Tecnologías asociadas: LWD: Rayos Gamma.

Objetivo

- Proporcionar mediciones de rayos gamma naturales para mejorar la sensibilidad operacional, geonavegación determinar el volumen de arcilla y correlacionarlo con otras mediciones LWD.

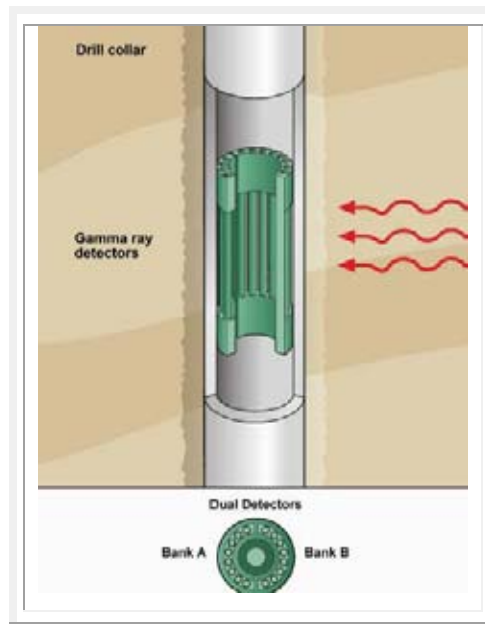


Figura III.30. Vista lateral del sensor *Dual Gamma Ray™* (Halliburton, 2007).

Características

- Detectores duales para redundancia y rentabilidad. Mediciones azimutales para aplicaciones de geonavegación.
- Calibración API y correcciones ambientales para el diámetro del pozo, peso y contenido de potasio en el lodo.
- Excelente resolución vertical.
- Combinable con mediciones de resistividad, caliper, neutrón, densidad, sónico, estudios direccionales y eficiencia: PWD y DDS (*drillstring dynamics sensors*).
- Selección de puntos de extracción de núcleos y revestimiento.
- El sensor es incluido en la herramienta EWR-4 (para 4_{3/4} in.).

Descripción de herramientas durante la perforación

Especificaciones

Diámetro nominal [in]	4 _{3/4}	6 _{3/4}	8	9 _{1/2}
Torque (lbs-ft)	9900-10900	30000-33000	53000-58000	
Max. curvatura Rotando, °/ft Desplazando, °/ft	14/100 30/100	10/100 21/100	8/100 14/100	
Temperatura °F [°C]	302 [150]			
Presión [psi]	18,000			13,500
Factor de flujo [lbm/min]	3750	10000	10000	20000
Máx. contenido arena	2%	1%	1%	5%
Punto de medición	14.85 ft desde el fondo del DGR	1.74 ft desde el fondo del DGR	1.78 ft desde el fondo del DGR	1.9 ft desde el fondo del DGR
Máx. RPM	250	180	180	180
Máx. WOB	25000 lbs	45000 lbs	45000 lbs	45000 lbs
Vibración: Lateral Axial	10 min. a un nivel de impacto máximo de 90g 10 min. a un nivel de impacto máximo de 40g			
Tipo de detector	Geiger-Muller Dual			
Precisión	5%			



e) Sensor EWR-PHASE 4™

Tecnologías asociadas: MWD: Resistividad.

Objetivos

- Realizar una evaluación completa de resistividad de la formación mediante sensores de inducción electromagnética de alta frecuencia.
- Realizar estudios en pozos angostos (*slimhole*) y hasta 30 in de diámetro.
- Facilitar el uso de modelos de interpretación para evaluar formaciones invadidas, anisótropicas y aplicaciones a la geonavegación (mediante el proceso VRE “mejoramiento de resolución vertical” corrigiendo los efectos de capas adyacentes y de buzamiento).

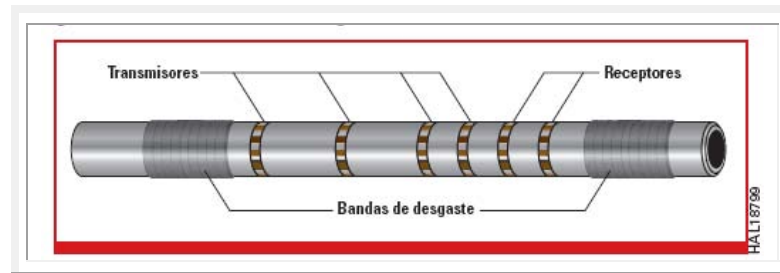


Figura III.31. El sensor de EWR®-PHASE 4MR de 4 espaciamentos T-R (Halliburton, 2007).

Características y aplicaciones

- Consta de cuatro transmisores y dos receptores. Al medir el cambio de fase y la atenuación para cada espaciamento de los T-R, se obtienen ocho curvas de resistividad a diferentes profundidades de investigación.
- Para todo tipo de lodos.
- Aumenta la profundidad de investigación, y minimiza los efectos del pozo en zonas lavadas o derrumbadas.
- Excelente resolución vertical en formaciones de baja resistividad y capas delgadas
- Cálculo de R_t , R_{xo} y D_i en formaciones invadidas con el programa *INVAMOD*®.
- Cálculo de R_v y R_h en formaciones anisótropicas con *ANIMOD*®.
- Cálculo de R_t en pozos desviados con buzamiento y previa a la invasión y al ensanchamiento de formaciones no consolidadas.

Descripción de herramientas durante la perforación

Especificaciones

Diámetro nominal [in]	3 _{1/8}	4 _{3/4}	6 _{3/4}	8	9 _{1/2}
Torque (klbs-ft)	1.95-2.15	9.9-10.9	30-33	53-58	89-91
Max. curvatura Rotando, °/ft Desplazando, °/ft	14/100 30/100		10/100 21/100	8/100 14/100	
Temperatura °F [°C]	302 [150]				
Presión [kpsi]	16	18			13.5
Factor de flujo [lbm/min]	1800	3750	10000	10000	20000
Máx. contenido arena	1%	2%	1%	1%	5%
Punto de medición	4.2 ft desde el fondo del EWR	7.8 ft desde el fondo del EWR	4.9 ft desde el fondo del EWR	5 ft desde el fondo del EWR	5 ft desde el fondo del EWR
Máx. RPM	60	250	180	180	180
Máx. WOB (lbs)	1500	25000	45000	45000	45000
Vibración‡: Lateral Axial	10 min. a un nivel de impacto máximo de 90g 10 min. a un nivel de impacto máximo de 40g				

‡ Datos empíricos de perforación muestran que la vibración aumenta significativamente cuando la velocidad de rotación excede 60 RPM.



Especificaciones de medición

Sensor	Frec.	Espacio del transmisor* (in)	Prof.Inv. † @ 1 ohm*m (in)		Prof.Inv. @ 20 ohm*m (in)	
			Aten.	P.S.	Aten.	P.S.
3 _{1/8}	2 MHz	12	19	31	32	76
	2 MHz	20	24	39	43	88
	2 MHz	28	29	46	52	100
	500 kHz	44	49	79	88	172
4 _{3/4} , 6 _{3/4} y 8	2 MHz	9	20	31	29	74
	2 MHz	15	24	37	39	84
	2 MHz	27	31	48	54	100
	1 MHz	39	42	66	75	141
	500 kHz		48	76	84	168
9 _{1/2}	2 MHz	18	24	36	40	86
	2 MHz	24	27	43	48	93
	2 MHz	30	30	47	55	102
	1 MHz	42	42	66	76	142

* El espaciado del transmisor es la distancia axial entre el transmisor y el punto central entre los dos receptores.

† La profundidad de investigación se define como el diámetro de un cilindro, medida desde el centro de la herramienta, correspondiente al 50% del valor del factor pseudo geométrico radial integrado.

f) Servicio LWD M5™

Tecnologías asociadas: LWD: Resistividad, Rayos Gamma azimutal. MWD: Temperatura, Presión, Impactos, Torque, RPM, Telemetría.

Objetivos

- Integrar los servicios LWD/MWD para mejorar evaluación de formación y la perforación utilizando sensores de presión y vibración.
- Reducir el número de conexiones del aparejo.

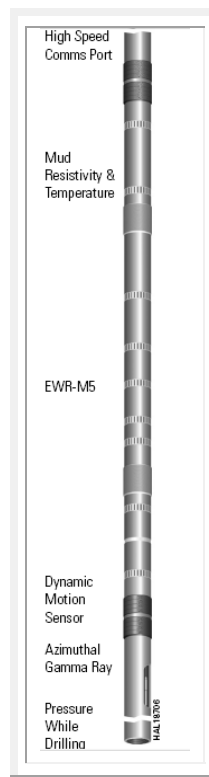


Figura III.32. Elementos de la herramienta M5™ (Halliburton, 2007).

En la herramienta contiene los sensores:

- **EWR-M5.**
- **Rayos gamma azimutal.**
- **Rm y temperatura.** Para realizar correcciones ambientales.
- **Sensor de presión.** Para el monitoreo de las condiciones del pozo.
- **Sensor de movimiento dinámico.** Para incrementar el ROP, la rentabilidad, la vida útil de la barrena y reducir riesgos en la perforación.



- Acelerómetros triaxiales y magnetómetros para mediciones precisas atora/resbala (*stick-slip*).

Beneficios

- Reduce los efectos de invasión y mejora la calidad de las mediciones.
- Proporciona un análisis petrofísico avanzado.
- Lecturas de rayos gamma naturales para indicar echados y aproximaciones de capas fronteras.
- El peso del lodo puede ser optimizado para manejar la presión de perforación y el ECD para maximizar el ROP.
- Ejercicios de limpieza del pozo con base a análisis de presión
- Reducción de daño de formación y pérdida de lodo.
- Ideal para geonavegación con capacidades de lectura profunda.

Especificaciones

Diámetro nominal [in]	6_{3/4}	8	9_{1/2}
Torque (klbs-ft)	30-33	53-58	89-91
Presión [psi]	25,000		
Temperatura °F [°C]	302 [150]		
Máxima	329 [165]		
Max. curvatura			
Rotando, °/ft	10/100	8/100	8/100
Desplazando, °/ft	21/100	14/100	14/100
Vibración:			
Lateral	10 min. a un nivel de impacto máximo de 90g		
Axial	10 min. a un nivel de impacto máximo de 40g		
Máx. contenido arena	1%		
Factor de flujo [lbm/min]	10000	20000	20000
Precisión / resolución	Para 48 in. 2MHz de lecturas < 2000 ohm*m- P.R.±1% Para 48 in. 2MHz de lecturas < 1000 ohm*m- P.R.±2%		
Rango	0.05-2000 ohm*m		
Puntos de Medición (desde el fondo de la herramienta)			
Sensor PWD	1.18 ft	1.14 ft	1.18 ft
Sensor AGR	1.82 ft	1.85 ft	1.89 ft
Sensor mov. dinámico	3.79 ft	3.69 ft	3.73 ft
EWR	9.95 ft	11.02 ft	11.06 ft
Sensor R _m	13.62 ft	14.59 ft	14.63 ft
Temperatura del lodo	N / A	15 ft	15.04 ft

g) Sensor MRIL®-WD™

Tecnologías asociadas: LWD: Resonancia Magnética Nuclear.

Objetivos

- Proporcionar mediciones directas de porosidad total del yacimiento mediante resonancia magnética.
- Realizar mediciones T_1 y T_2 para determinar la permeabilidad del yacimiento: fluidos movibles en el poro, capilaridad y agua asociada con arcillas.
- Combinarse con la medición R_t del sensor EWR-PHASE 4™, para proporcionar información necesaria para la evaluación de los fluidos del yacimiento y porosidad.

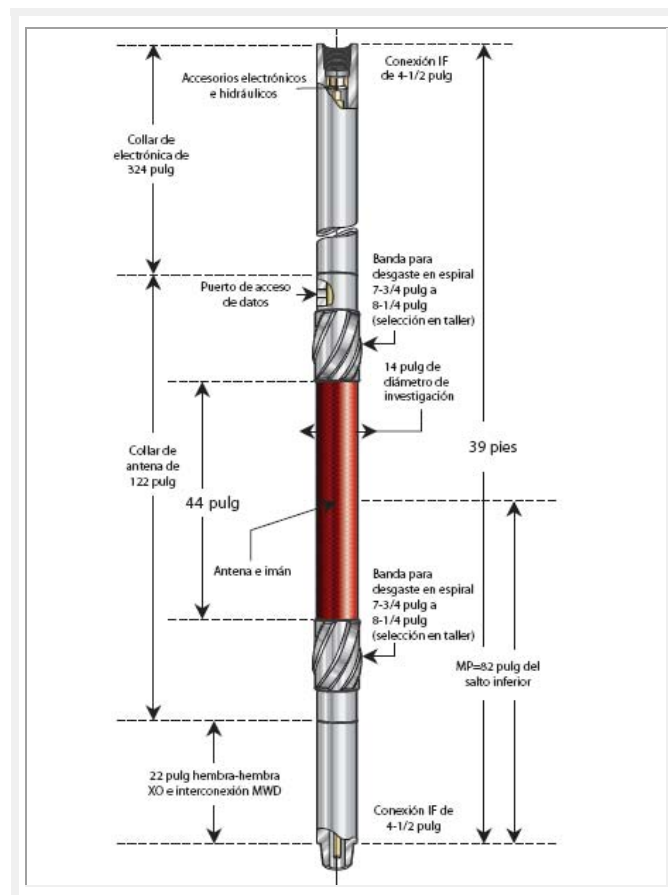


Figura III.33. Componentes de la herramienta MRIL-WD® (Halliburton, 2007).



Características

- Las mediciones de T1 son insensibles al movimiento lateral, rotación o vibración de perforación.
- Combinable con otros sensores MWD/LWD: rayos gama, resistividad, porosidad-neutrón, densidad, sónico y presión del pozo/anular.
- Capaz de realizar mediciones T2.
- Proporciona la misma información de calidad que los servicios *MRIL Prime* y *MRIL-XL* de cable.

Aplicaciones

- Identificación en tiempo real de volúmenes de fluido irreducible y libre (aceite, gas o agua) antes de la invasión, evaluación de arenas arcillosas. (figura III.34).
- Determinación de la porosidad independiente de la mineralogía (cuando la litología es compleja).
- Evaluación de pozos exploratorios en aguas profundas y de alto costo.
- Determinación el volumen y tipo de hidrocarburos.
- Evaluación completa del yacimiento en pozos horizontales.

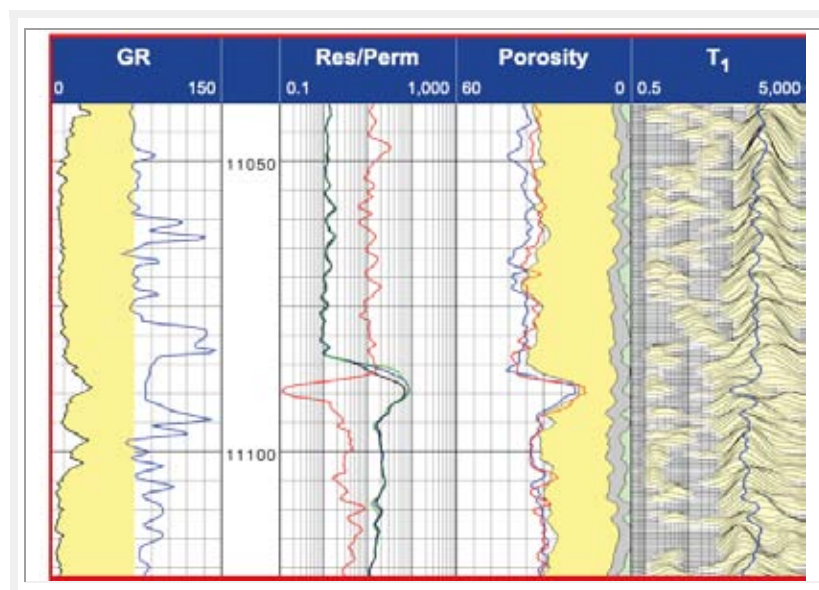


Figura III.34. Determinación de porosidad y saturación de agua en una formación de yeso. La porosidad de MRIL-WD se compara favorablemente con las mediciones de densidad-porosidad (curvas roja y azul). La parte sombreada representa fluidos móviles (amarillo), agua inmóvil capilar (gris) y micro porosidad (verde), que se asocia con arcillas. (Halliburton, 2007).

Descripción de herramientas durante la perforación

Especificaciones

Diámetro nominal	6-3/4 pulg (con estabilizador)
Diámetro del pozo	8-1/2 pulg –10-5/8 pulg
Máx curvatura: Rotando Desplazando	8°/100 pies 16°/100 pies
Tipo de lodo	Todos, 0.025 Ω •m mínimo
Temperatura estándar	302°F (150°C)
Presión estándar	18.000 psi
Factor de flujo	10.0000 lb masa/mín
Exactitud de porosidad	$\pm 5\%$ ó ± 1 PU (cualquiera que sea mayor)
Capacidad de repetición	$\pm 5\%$ ó ± 1 PU (cualquiera que sea mayor)
Resolución vertical	5 pies
Velocidad máx. de registro: Modo T ₁ Modo T ₂	180 pies/hora 120 pies/hora
Frecuencia nominal	500 kHz
Máx. duración de viaje	200 horas (0,05 Ω -lodo y orificio de 10 pulg)
Velocidad de acceso de memoria	3 MB/seg
Máx. RPM	0 RPM – 180 RPM



h) Sensor BAT™

Tecnologías asociadas: LWD: Sónico.

Objetivos

- Proporcionar registros (Δt) tangenciales y compresionales de lentitud, para formaciones de velocidades rápidas y lentas.
- Determinar la porosidad, propiedades mecánicas, detección de gas mediante la relación (V_p/V_s) y presión del poro.
- Determinar la litología apoyándose con mediciones de densidad-porosidad.
- Realizar estudios de peso del lodo y estabilidad del pozo.
- Realizar correlación sísmica mediante datos de tiempo/distancia y obtener sismogramas sintéticos.

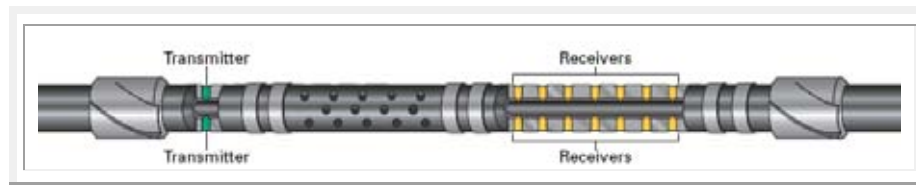


Figura III.35. Componentes de la herramienta *Bi-Modal Acoustic Tool™* (Halliburton, 2007).

Características

- Dos transmisores de frecuencia dual radialmente opuestos con control programable de disparo en modo monopolo, o en modo dipolo.
- Dos arreglos de siete receptores radialmente opuestos con espaciado de 6 in de separación, proporcionan resolución vertical para las mediciones de lentitud.
- Las mediciones son obtenidas durante la perforación, antes de la colocación, derrumbe o alteraciones en el pozo.
- Combinable con otras herramientas LWD ahorrando tiempo de operación y mejorando la calidad de información.
- Opera en frecuencias de 12 a 15 Hz, mientras que los pseudodipolos de menor frecuencia (de 6 a 8 KHz) realzan las mediciones de lentitud tangenciales cuando la velocidad de formación es menor que la velocidad del fluido en el pozo.

Descripción de herramientas durante la perforación

Especificaciones

Diámetro nominal [in]	4 _{3/4}	6 _{3/4}	8	8 (flujo alto)	9 _{1/2}
Tamaño de pozo (in)	5 _{3/4} -8 _{1/2}	8-10 _{5/8}	10 _{5/8} -12 _{1/4}	10 _{5/8} -12 _{1/4}	12 _{1/4} -36
Torque (klbs-ft)	9.5-10.5	30-33	53-58	46-49	87-91
Max. curvatura Rotando, °/ft Desplazando, °/ft	14/100 30/100	10/100 21/100	8/100 14/100		
Temperatura °F [°C]	302 [150]				
Presión [kpsi]	25	20		25	
Factor de flujo [lbm/min]	5000	10000	10000	20000	20000
Máx. contenido arena	1%	1%	1%	2%	2%
Punto de medición (desde el fondo del sensor BAT) (ft)	11	9	9	9	9
Tipo de transductor	Piezoeléctrico				
Mediciones	Δt compresional Δt tangencial (refractado y más lento que el fluido)				
Rango operacional Δt compresional Δt tangencial	40-180+ $\mu\text{s}/\text{ft}$ 60-450+ $\mu\text{s}/\text{ft}$ (standard tools) 60-550+ $\mu\text{s}/\text{ft}$ (premium tools)				
Precisión	+/- 1 $\mu\text{s}/\text{ft}$ para Δt compresional and tangencial refractado +/- 2.5 $\mu\text{s}/\text{ft}$ para Δt tangencial lenta				



i) Sensor Sónico Multipolo Q-BAT™

Tecnologías asociadas: LWD: Sónico.

Objetivos

- Realizar mediciones acústicas para determinar la porosidad y las propiedades mecánicas de la formación.
- Mejorar las mediciones reduciendo el ruido generado por la perforación y factores ambientales, trabajando en un rango de frecuencia amplia.
- Realizar mediciones monopolo, dipolo y tetrapolo, incorporando dos transmisores en el arreglo, mejorando la resolución de los datos.
- Operar en formaciones de velocidad lenta.



Figura III.36. Componentes de la herramienta QBAT™ (Halliburton, 2008).

Aplicaciones y beneficios

- Mejora las mediciones de lentitud tangenciales (a 600 $\mu\text{s}/\text{ft}$).
- Mediciones en condiciones ambientales de alto ruido y pobres condiciones del pozo.
- Modelación de presión de poro e interpretación en tiempo real.
- Realización de sismogramas sintéticos.
- Determinación de porosidad, detección de gas, propiedades mecánicas de las rocas, estabilidad del pozo, identificación de fracturas e indicadores de cima y fondo de cementante.

III.5. Familia InSite™

a) Sensor InSite ADR™

Tecnologías asociadas: **LWD:** Resistividad e Imágenes durante la perforación. **MWD:** Geonavegación.

Objetivos

- Optimizar la colocación del pozo y maximizar la producción.
- Mejorar la geonavegación mediante mediciones e imágenes de resistividad azimutal.



Figura III.37. Vista de la herramienta InSite Azimutal Deep Resistivity™ (Halliburton, 2007).

Aplicaciones y beneficios

- Detección zonas de agua evitando contactos.
- Adquisición de datos en 32 secciones y a 14 profundidades de investigación, por arriba de los 18 ft. en la formación.
- Avisos previos de cambio de litología y geología estructural. Si el echado de la capa cambia a lo largo de la sección horizontal, la trayectoria puede ser corregida en el momento.
- Mejora el tiempo de reacción, incrementando la velocidad de perforación sin el menor riesgo.
- Las lecturas azimutales permiten hacer análisis de anisotropía con los valores de R_h , R_v y echado.



Especificaciones

InSite ADR	4	6
Diámetro nominal (in)	4.75	6.75
Tamaño de pozo (in)	5 _{7/8} a 7	8 _{3/8} a 10 _{5/8}
Temperatura °F (°C)	302 (150)	
Presión (psi)	25000	
Tipo de medición	inducción	
Frecuencias de operación	125 kHz, 500 kHz, 2MHz	
Profundidad de investigación	16 in a 18 ft	
Secciones azimutales	De 4 a 32	
Resolución vertical	8 in	
Resolución azimutal	11.25°	
Rango de mediciones de resistividad	0.2 a 2000 ohm*m	
Precisión	0-200 Ω•m, ± 2% 500 Ω•m ± 3% 1,000 Ω•m ± 10% 2,000 Ω•m ± 20%	

b) Sensor AFR™

Tecnologías asociadas: LWD: Resistividad e Imágenes durante la perforación. MWD: Geonavegación.

Objetivos

- Realizar mediciones de resistividad laterolog (en conjunto con EWR), en cualquier dirección y mediciones de resistividad en la barrena (RAB).
- Proporcionar imágenes de resistividad de alta resolución del pozo para una producción mejorada, estimaciones de reservas y mejor comprensión de la estructura del yacimiento.



Figura III.38. Imagen de la herramienta *Azimutal Focused Resistivity™* (Halliburton, 2007).

Aplicaciones

- Obtención de datos en 64 sectores azimutales discretizados. Esta delineación precisa la pared de la formación en el pozo, trasladándose a imágenes de alta resolución con el modelo de geonavegación en 3D.
- Detección fracturas y derrumbes para evaluar el rendimiento del pozo y análisis de esfuerzos.
- Operación en modo *geostopping* para puntos de extracción de núcleos/revestimiento, también para obtener valores de resistividades en donde las herramientas tienen dificultades (cuando R_t/R_m es alto).
- Con una buena resolución vertical en yacimientos de arcilla/arena de capas delgadas y estudio de echados en la formación con tres profundidades de investigación.

Beneficios

- Mejora la interpretación con valores de resistividad exactos en lodos de alta conductividad y formaciones de alta resistividad.
- Toma de decisiones en tiempo real, con mediciones en la barrena que detecta el tipo de fluido y cambios en la litología.



Especificaciones

Diámetro nominal (in)	4.75	6.75
Tamaño de pozo (in)	5 _{7/8} a 7	8 _{3/8} a 9 _{7/8}
Temperatura °F (°C)	302 (150)	
Presión (psi)	25000	22500
Torque (klbf-ft)	9.5-10.5	30-33
Máx. curvatura:		
Rotando	14°/100ft	10°/100ft
Desplazando	30°/100ft	21°/100ft
Máx. factor de flujo (lbm/min)	5000	10000
Máx. RPM	250	180
Máx. WOB (lbm)	25000	100000
Vibración		
Axial	10 min. a un nivel de 40g	
Lateral	10 min. a un nivel de 90g	
Tipo de medición	Laterolog, RAB	
Frecuencias de operación	4 kHz, 36 kHz	
Profundidad de investigación	3 / 7 / 10 in desde la pared del pozo	
Secciones azimutales	16 a 128	
Resolución vertical	1 in	
Resolución azimutal	1 in	
Rango de mediciones de resistividad	0.2 a 2000 ohm*m 0.05 a 5000 ohm*m	
Exactitud de mediciones	0-200 Ω•m, ± 2% 500 Ω•m ± 3% 1,000 Ω•m ± 10% 2,000 Ω•m ± 20%	
Resistividad del lodo	0.1 – 100 S/m	
Exactitud de R _m	5% conductividad > 1 S/m 10% entre 0.1 - 1 S/m 20% conductividad < 1 S/m	

III.6. Sensores MWD

a) Interfaz *InSite IXO™*

Tecnologías asociadas: **LWD:** Imágenes durante la perforación. **MWD:** Telemetría.

Objetivos

- Proporcionar una comunicación entre los sensores LWD y la superficie, mediante telemetría y permitir que los datos se transmitan a 57,000 bps.
- Mejorar la resolución de las imágenes con datos proporcionados por los sensores *InSite AFR* y *ADR*, maximizando la comprensión de la estructura geológica y la producción.
- Monitorear la condición del pozo, detectando fracturas, pérdida de fluido u otro cambio, con información obtenida en milisegundos y evaluar el problema inmediatamente.
- Mejorar las mediciones de sísmica durante la perforación para la verificación de velocidades, obtención de datos en la barrena, modelar, optimizar y evaluar posibles riesgos y situaciones de seguridad.

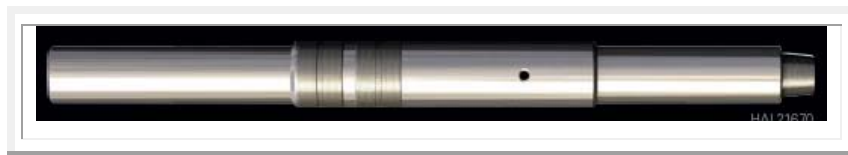


Figura III.39. Imagen de *InSite IXO™* (Halliburton, 2007).

Beneficios

- Realiza la correlación más rápida y exacta.
- Perforación ajustado al modelo geológico (*Earth Model™*).
- Mejora el tiempo al recibir más datos en tiempo real y de memoria en la geonavegación (figura III.40).
- Los datos de alta velocidad de los sensores de presión durante la perforación y dinámica de la perforación proporcionan nuevos niveles de comprensión del proceso total de perforación, aumentando la seguridad y la eficiencia operacional.



Especificaciones

Diámetro nominal	6-3/4 pulg
Diámetro del pozo	8 _{3/8} pulg – 9 _{7/8} pulg
Máx curvatura: Rotando	10°/100 pies
Desplazando	21°/100 pies
Torque	30100-43900 lbs-ft
Temperatura estándar	302°F (150°C)
Presión estándar	18.000 psi
Factor de flujo	10.0000 lb masa/mín
Máx. contenido de arena	2%
Máx. RPM	180
Factor de telemetría	56,000 bits/second 1 Mbit/second en pruebas



Figura III.40. Visualización de la interfaz *InSite IXO™* (Halliburton, 2007).

b) Sensor EMT™

Tecnologías asociadas: MWD: Telemetría electromagnética.

Objetivos

- Permitir la transmisión de datos de dos vías, sin una columna de fluido continua, siendo una alternativa para los sistemas de pulso negativo y positivo.
- Codificar los datos en ondas electromagnéticas en el rango de 2 a 5 Hz y lograr su aplicación en perforaciones sobre y bajo balance.
- Proporcionar el servicio a otras mediciones LWD/MWD.

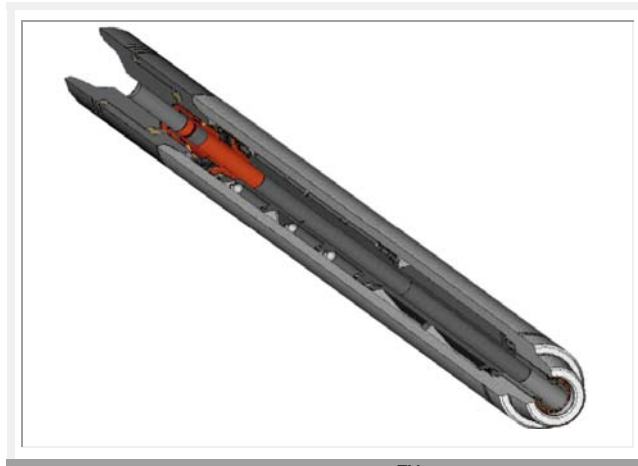


Figura III.41. El “repetidor” electromagnético de EMT™ optimiza la fuerza de la señal (Halliburton, 2007).

Características

- No necesita de una columna de lodo continuo para enviar información.
- No hay restricciones por pérdida por circulación.
- Funciona por medio de baterías de Litio (con velocidades de 10bps) y a través del pozo mediante un sistema repetidor, aumentando la profundidad y fuerza de la señal en tiempo real (figura III.42).
- El formato de la información se pueden personalizar fácilmente para adecuarse a las necesidades de perforación de un pozo determinado.



Aplicaciones bajo balance ($P_{\text{fluido_perforación}} < P_{\text{formación}}$)

- Aplicable cuando los sistemas de telemetría de pulso de lodo no funcionan (utilizando fluidos de perforación aireados o gasificados).
- Formaciones de baja presión.
- Formaciones donde los cortes de perforación pueden ocasionar daños.
- Ambientes donde el ROP aumenta por la perforación bajo balance.

Aplicaciones sobre balance ($P_{\text{fluido_perforación}} > P_{\text{formación}}$)

- En pozos donde el bombeo de material de pérdida circulación (LCM) puede ocasionar problemas con la telemetría de pulso de lodo.
- Pozos donde es necesario una reducción del tiempo en la toma de información.
- Aplicaciones de geonavegación, perforación SAGD (pérdida asistida de drenaje de gravedad).
- Profundidad real poco profunda y en pozos horizontales de alcance extendido.
- Sistemas de lodo encapsulados de aire, donde los sistemas de pulso de lodo convencionales funcionan deficientemente.

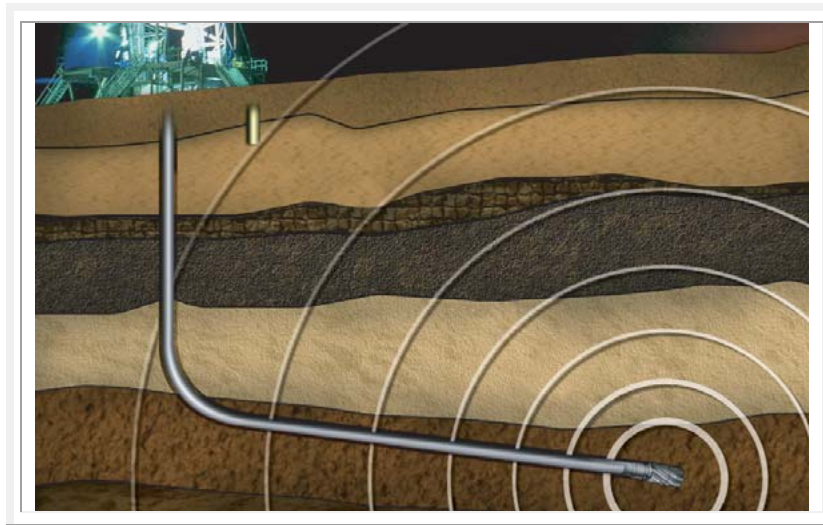


Figura III.42. La transmisión se logra por medio de ondas electromagnéticas transmitidas a través de la formación y la tubería. Cuando la fuerza de la señal está atenuada en aplicaciones más profundas, un "repetidor" se puede emplear para reforzar la señal (Halliburton, 2007).

Descripción de herramientas durante la perforación

Beneficios

- Las comunicaciones de dos vías permiten que el sistema se configure alrededor de la operación para una mejor optimización.
- Si no hay partes móviles se obtiene una mayor confiabilidad: menos viajes y menor cantidad de tiempo no productivo (NPT).
- Independiente del flujo de lodo, logrando la toma de datos durante las conexiones, logrando la reducción del tiempo de perforación.

Especificaciones

Diámetro nominal [in]	3 _{1/2}	4 _{3/4}	6 _{1/2}	8	9 _{1/2}
Max. curvatura Rotando, °/ft Desplazando, °/ft	14/100 30/100		10/100 21/100	8/100 14/100	
Temperatura °F [°C]	302 [150]				
Presión [kpsi]	18				
Factor de flujo [gal/min]	250	350	650	950	1200
Vibración Lateral Axial	10 min. a un nivel de 90g 10 min. a un nivel de 90g				
Máx. cantidad de bits por seg.	10				
Máx. capacidad de profundidad de transmisión	15000 ft con repetidor				



c) Sensor *Drillstring Dynamic*TM

Tecnologías asociadas: MWD: Impactos, Vibraciones, Torque, WOB, RPM,
Gravity MWD: Inclinación y Dirección.

Objetivos

- Realizar mediciones MWD en tiempo real para evitar o minimizar los daños causados por esfuerzos en los motores, barrenas y otras componentes del BHA.
- Mejorar la eficiencia y reducir el tiempo de operación para disminuir los costos de perforación.

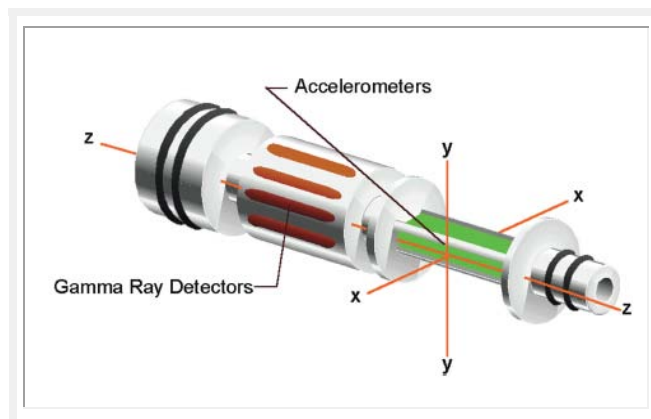


Figura III.43. Sensor DDSTM incorporado a un sensor DGRTM (Halliburton, 2007).

Características

- Cuenta con tres acelerómetros ortogonales (orientados en los ejes x, y, z) y rotados con $\pm 200g$. Tienen una frecuencia de respuesta de 5,000 Hz con resolución de 0.2g.
- El eje x mide aceleración lateral y radial, el eje y mide la aceleración lateral y tangencial y el eje z se mide la aceleración axial.
- La aceleración rotacional (*stick-slip*) son medidos por los acelerómetros x-y.
- Las máximas frecuencias de giro pueden ser calculadas mediante análisis espectral de los datos de los acelerómetros x-y.
- El sensor se puede equipar con un sensor DGR, disponible para los siguientes diámetros: $4\frac{3}{4}$ in, $6\frac{3}{4}$ in, 8 in y $9\frac{1}{2}$ in.

Descripción de herramientas durante la perforación

Aplicaciones

- Ambientes de perforación de alto costo: direccional y aguas profundas.
- Secciones de pozo con diámetro grande.
- Áreas de formaciones con derrumbes.
- Áreas de bajo ROP e inexplicable daño de tubería o de los sensores MWD.

Beneficios

- Mejora las prácticas de perforación, planeación y diseño.
- Calidad superior del pozo.
- Incrementa la rentabilidad y vida útil de la herramienta y la barrena.

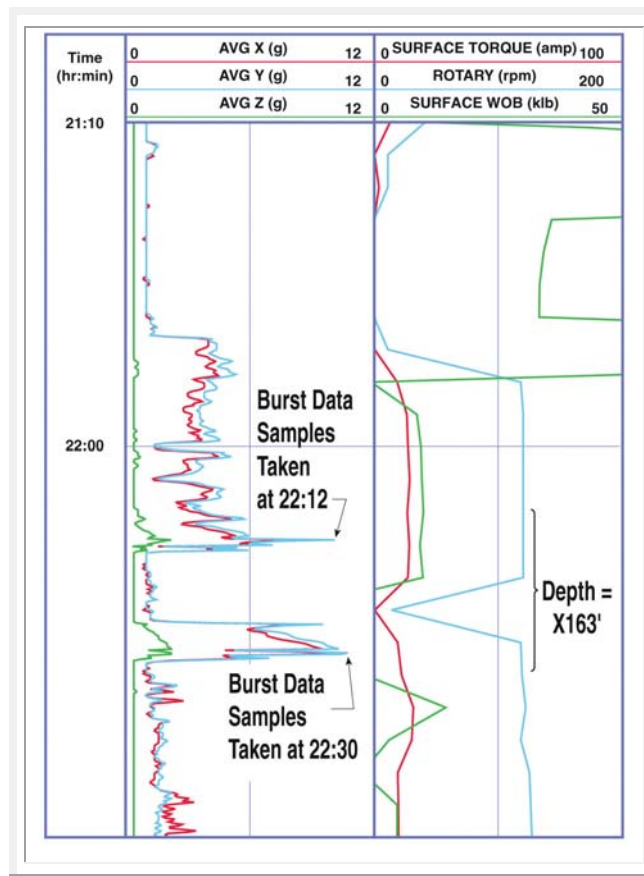


Figura III.44. Registros del sensor DDS™, vibración promedio en el pozo y parámetros de superficie contra tiempo, indican como la barrena gira en la cima de la formación de caliza (Halliburton, 2007).



d) Sensor GABI™

Tecnologías asociadas: MWD: Rayos gamma e Inclinación.

Objetivos

- Proporcionar mediciones de rayos gamma e inclinación en tiempo real para mejorar la geonavegación y tener una óptima colocación de pozos horizontales o inclinados.



Figura III.45. Mediciones del sensor *Gamma Ray At-the-Bit Inclination™* (Halliburton, 2008).

Aplicaciones

- Geonavegación de pozos horizontales.
- Detección de capas frontera con alto contraste de rayos gamma.
- Mantiene la trayectoria de perforación en formaciones con dificultad de navegación.
- Perforación en yacimientos de gas donde las trayectorias horizontales pueden mejorar la producción.
- Determinar la dirección de buzamiento y detección de fracturas mediante imágenes del pozo.
- Detención en puntos de extracción de núcleos y revestimiento.

Descripción de herramientas durante la perforación

Especificaciones

Diámetro nominal	4-3/4 pulg
Diámetro del pozo	5 _{7/8} pulg – 7 _{7/8} pulg
Máx curvatura: Rotando	14°/100 pies
Desplazando	30°/100 pies
Temperatura estándar	302°F (150°C)
Presión estándar	20.000 psi
Máx. contenido de arena	2%

Especificaciones de medición

Tipo de detector	Centelleo de Ioduro de Sodio
Número de detectores	4 @ 90° de separación
Precisión	3%
Resolución vertical	4 in
Resolución azimutal	60°
Secciones azimutales	16
Precisión del inclinómetro	±0.1° @ 2σ, 0-180°
Telemetría	Pulso positivo, negativo o EM
Punto de medición (desde el fondo del sensor)	10 ft



e) Servicio de Giroscopio Evader™

Tecnologías asociadas: MWD: Perforación direccional: Inclinación y Dirección, *Toolface*.

Objetivos

- Lograr una perforación más rápida, segura y exacta a partir de plataformas *offshore* de pozos múltiples.
- Realizar un registro giroscópico, orientar el tubo y mapear el pozo más rápido, eficiente y seguro.

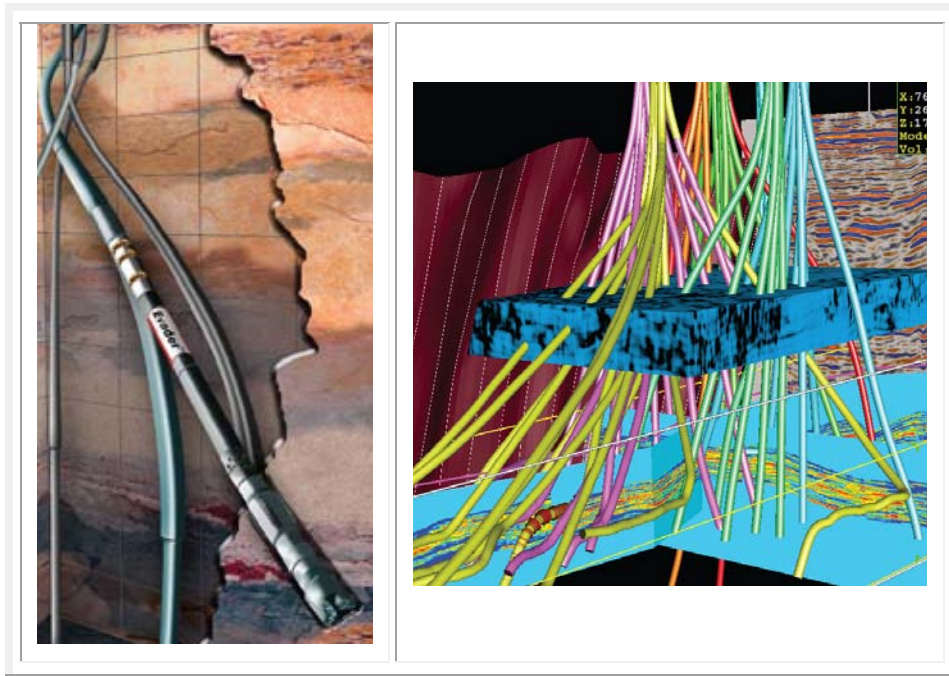


Figura III.46. a) Herramienta *Evader MWD Gyro™*. b) Estudio de pozos múltiples (Halliburton, 2007).

Características

- Cuenta con un sistema de orientación integrado en la herramienta MWD, proporcionando una navegación giroscópica de alta precisión.
- El arreglo de acelerómetros giroscópicos se ha reforzado, realizando más de 200 operaciones en campo en el modo “*wireline steering*”.
- Proporciona datos giroscópicos de *toolface* continuos: de gravedad y magnéticos cuando son requeridos.
- Comunicación en tiempo real por telemetría de pulso de lodo.

Descripción de herramientas durante la perforación

- Compatible con las herramientas LWD que realizan una evaluación geológica y análisis direccional completo para perforar en secciones de pozos múltiples (figura III.46 b).

Beneficios

- Elimina la necesidad de utilizar giroscopios *wireline* para orientar o direccionar las herramientas deflectoras.
- Un rango amplio de orientación del giroscopio evita colisiones y precisa una mejor trayectoria en el pozo.
- Los sensores pueden ser colocados cerca de la barrena, eliminando la necesidad de espaciamentos no magnéticos para el giroscopio.

Especificaciones

Diámetro nominal (in)	6 _{3/4} ,	8	9 _{1/2}
Máx curvatura:			
Rotando	10°/100 ft	8°/100 ft	
Desplazando	21°/100 ft	14°/100 ft	
Vibración			
Lateral	10 min. en un nivel de 90 g		
Axial	10 min. en un nivel de 40 g		
Temperatura estándar	302°F (150°C)		
Presión estándar	18.000 psi		
Material de pérdida de circulación	Depende del sistema de pulsos		
Precisión	0 – 26° de inclinación		
Azimut	±1		
Inclinación	±0.1		
<i>Toolface</i>	±1		



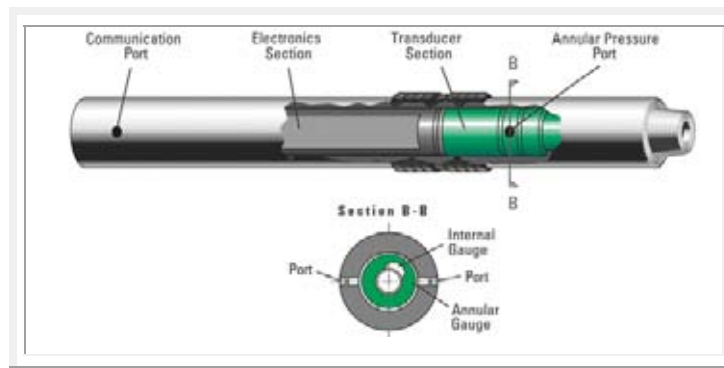
III.7. Servicios PWD

a) Sensor PWD

Tecnologías asociadas: MWD: Presión Anular e Interna, Temperatura y Telemetría.

Objetivos

- Mejorar la eficiencia de la perforación mediante información de la presión en tiempo real.



III.47. Componentes del sensor PWD (Halliburton, 2007).

Características y beneficios

- El sensor cuenta con un dispositivo de cuarzo de alta precisión capaz de registrar información.
- Aplicable en ambientes de perforación como: alta presión, temperatura y aguas profundas.
- Proporciona la presión anular, interna y mediciones de temperatura.
- Utilizando telemetría: pulso de lodo y/o electromagnético para transmitir datos en tiempo real y almacenarlos en la memoria en el aparejo.
- Cuando se combina con los sensores *InSite®* las mediciones de superficie y en el pozo para ser comparadas con mayor precisión.
- Anticipa caídas de presión, reduce el riesgo de colapsos o fracturas inesperadas.
- Evita la pérdida de circulación y saltos en las mediciones de flujo, el cual puede generar retrasos costosos en la perforación.

Descripción de herramientas durante la perforación

- Con el servicio *Geo-Span*® se envían instrucciones, para que los datos de alta densidad anular sean alojados durante las pruebas LOT (*leak-off test*) u operaciones de bombeo.

Especificaciones

Diámetro nominal [in]	4 _{3/4}	6 _{3/4}	8	8 (flujo alto)	9 _{1/2}
Torque (klbs-ft)	9.9-10	30-32	52-56	43-48	87-89
Max. curvatura Rotando, °/ft Desplazando, °/ft	14/100 30/100	10/100 21/100	8/100 14/100		
Temperatura °F [°C]	302 [150]				
Presión [kpsi]	18			13.5	
Factor de flujo [lbm/min]	5000	10000		20000	
Máx. contenido arena	1%			2%	
Punto de medición (desde el fondo del sensor) (in)	66.24	13.51	13.01	13.01	12.02
Vibración Axial lateral	10 min. a un nivel de 90g 10 min. a un nivel de 40g				
Tipo de detector	Cuarzo				
Mediciones	Presión anular / interna (psi)				
Precisión (psi)	+/- 12				
Repetición (psi)	+/- 4				
Rango de calibración del transductor (psi)	0-18000				



b) Sensor GeoTap®

Tecnologías asociadas: MWD: Presión de Formación y Anular, Temperatura y Telemetría.

Objetivos

- Proporcionar mediciones de presión de formación en tiempo real.
- Proporcionar seguridad en la perforación y optimizar las mediciones referentes a las propiedades del yacimiento.
- Al combinarse con la telemetría de dos vías permita la interrupción de una prueba y se vuelva a configurar con diferentes parámetros.



Figura III.48. Imagen de la herramienta GeoTap® (Halliburton, 2007).

Características

- Proporciona información de presión hidrostática exacta y continua en tiempo real, así como el ECD.
- Realiza pruebas de presión de formación en tiempo real, con opción de interrupción y reconfiguración.
- Obtiene valores de incremento de presión y abatimiento (de 1cc a 50cc) para determinar la permeabilidad y movilidad en la formación.

Descripción de herramientas durante la perforación

- Las pruebas se pueden realizar con bombas encendidas o apagadas, facilitando la transmisión de presión, mientras reduce el riesgo de impacto o control en la herramienta.
- Las pruebas se transmiten utilizando el servicio en tiempo real Replay® logrando hasta más de 100 pruebas.
- El sensor *GeoTap* extiende un pistón para pegarse contra la pared del pozo y realizar las mediciones.
- Combinable con sensores MWD/LWD, incluso MRIL-WD™ y BAT™.

Beneficios de GeoTap

- Mejora la evaluación de formación: obtiene gradientes, movilidad y puntos de contacto de fluido, conectividad del yacimiento y agotamiento.
- Determina el peso de lodo óptimo y administra el ECD, reduce el daño de formación, aumenta el ROP (determinando casos de presión sobre balance) y aumenta la seguridad operativa.
- Supervisa continuamente la limpieza del pozo.
- Ahorro de tiempo y dinero en la colocación del equipo y reduce el tiempo de inactividad del equipo, asociado con las pruebas de cable.

Especificaciones de medición

Diámetro nominal [in]	4 _{3/4}	6 _{3/4}	8	9 _{1/2}
Punto de medición (desde el fondo del sensor) (in)	7.12	7	7.12	
Frecuencia de muestreo durante las pruebas	Medidor de deformación y cuarzo: 5 Hz			
Rango de mediciones de presión	200-20000 psi			
Exactitud	+/- 1psi			
Abatimiento estándar (presión diferencial debajo de la presión hidrostática) (kpsi)	5 a 6	Standar- 7 a 8.5 Más – 5 a 6	Camara 30 cc – 5 a 6 Camara 50 cc – 2 a 2.5	
Las otras características se pueden ver en el cuadro del sensor PWD				



c) Sistema rotatorio *Geo-Pilot*TM

Tecnologías asociadas: MWD: Perforación direccional

Objetivos

- Proporciona una solución completa para la perforación y evaluación de la formación en los pozos de diámetros pequeños e inclinados.



Figura III.49. El sistema *Geo-Pilot*[®], se basa en el concepto de doblar un eje de transmisión fuera del centro para ocasionar la inclinación, apuntando así la barrena a la dirección deseada (Halliburton, 2007).

Características

- Más de 12.000 posibles configuraciones, de recto a flexionado en incrementos de 1 por ciento y configuraciones de *toolface* de 3°.
- El diseño de apuntando la barrena permite el uso de barrenas de calibre extendido (*FullDrift*[®]) para mayor ROP, vida útil y menor vibración.
- El sistema de telemetría proporciona control de alta velocidad.
- Reconfiguración de la herramienta para diferentes tamaños de pozo.
- Integrado perfectamente para uso con sensores MWD/LWD.

Aplicaciones

- Secciones horizontales largas, con tolerancias de profundidad vertical real (TVD) exactas.
- Perforación de alcance extendido.
- Geonavegación a través de una geología compleja para máximo contacto con zonas de hidrocarburos.
- Perforación de re-entrada a través de revestimientos de 7 a 7-5/8 in.

Descripción de herramientas durante la perforación

- Contingencia para presión del poro inesperada o formaciones inestables que requieren la colocación del revestimiento antes de lo planeado y la subsiguiente reducción en el tamaño final del pozo (6 a 6-3/4 in)

Beneficios

- Mayor eficiencia de perforación con una rotación de la columna de perforación de 100 por ciento, eliminando la perforación orientada con motores dirigibles y mejorando la limpieza del pozo.
- Máxima producción del yacimiento con una colocación precisa del pozo.
- Mejora la calidad de los datos de registros, en el trabajo de cementación, reduce el riesgo de tuberías pegadas, y el tiempo de circulación.
- Reduce costos en relación al revestimiento, fluidos de perforación, cementación, etc.

Especificaciones

Diámetro nominal (in)	5 _{1/4}
Tamaño del pozo (in)	6, 6 _{1/8} , 6 _{1/4} , 6 _{1/2} , 6 _{3/4}
Mín. ángulo de dirigibilidad	15°
Máx. curvatura durante el repaso	14° / 100 ft
Máx. curvatura durante la construcción	25° / 100 ft
Máx. torque (lbs-ft)	8000
Máx. RPM	60-180
Factor de flujo (lbm/min)	5000
Máx. WOB (lb)	25000
Tipo de lodo	WBM / OBM / SBM
Máx. presión (psi)	20000



III.8. Sensores de otras compañías

a) Sensor *Gravity MWD*

Tecnologías asociadas: **MWD:** Inclinación, Dirección, Rayos Gamma, *Toolface*, Vibración, Temperatura y Telemetría.

Compañía: Pathfinder

Objetivos

- Realizar mediciones MWD sin interferencia magnética para detectar saltos en la perforación, colisiones, reducir costos y tiempo de operación, colisiones y mejorar la vida útil de los sensores y colocación del pozo.

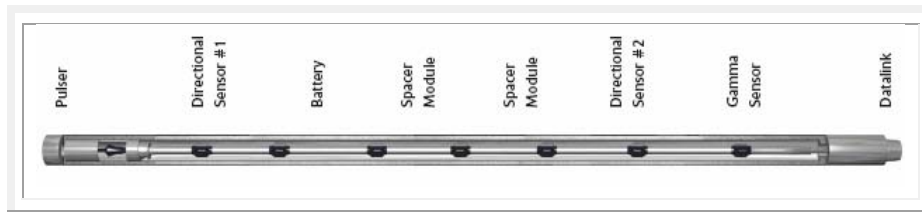


Figura III.50. Sensor HDS-1G *MWD Gravity* (Pathfinder, 2008)

Características

- Precisión direccional (tres ejes) del sensor.
- Cuenta con un sensor lateral de vibración.
- Compatible con sensores LWD.
- Detección de saltos en la perforación, presencia de revestimientos y colisiones.

Descripción de herramientas durante la perforación

Especificaciones

Diámetro nominal [in]	4 _{3/4}	6 _{3/4}	8
Factor de flujo (gal /min)	1125	750	375
Máx. vibración	20 g, 5 a 1000 Hz		
Máx. presión (psi)	20000 a 1% de contenido de arena		
Máx. temperatura °F (°C)	32 a 302 (0 a 150)		

Especificaciones de medición

Azimuth	Precisión	Resolución
Rango 0° a 360°		
Inclinación >6°	±1.0°	0.1°
Inclinación de 3°	±2.0°	0.1°
Inclinación Rango 0° a 180°	±0.15°	0.1°
Tool Face Rango 0° a 360°		
Inclinación >6°	±1.5°	1.5°
Inclinación de 3°	±3.0°	1.5°
Fuerza de Campo Magnético Rango es 0.1 a 65 µT	±2.0 mGauss (±0.2 µT)	1.0 mGauss (0.1 µT)
Dip Angle Rango -90.0° a +90.0°	±0.3°	0.1°

Sensores

Temperatura	
Rango	32 a 302 °F (0 a 150 °F)
Precisión	±5°F (±2.5°C)
Resolución	4°F (2 °C)
Rayos Gamma	
Tipo de detector	Centelleo de 4.25 in.
Rango	0 a 508 AAPI



b) Magnetic Resonance-Mud Logging

Tecnologías asociadas: FEWD: Registro de hidrocarburos (*Mud Logging*).

Compañía: *KMS Technologies, Northwest University, NMR Plus Inc. Calgary.*

Objetivo

- o Mediante interpretación petrofísica en recortes de perforación durante los registros de hidrocarburos, se determinan las propiedades de formación como: porosidad (total y efectiva), permeabilidad absoluta, permeabilidad probable (min. y max.) saturación de agua irreducible (S_{wirr}) y saturación de agua libre.

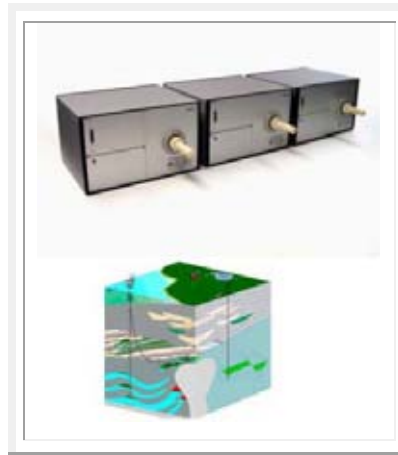


Figura III.51. Sensor MR-ML (*KMS Technologies, 2006*)

Especificaciones

Tiempo mínimo para el primer muestreo en la curva NMR	0.16 ms
Máximo número de muestreos en la curva NMR	5000
Máximo factor de trabajo del transmisor RF	10%
Frecuencia NMR	50 – 40000
Tamaño máximo de muestras	1.5 in
Máximo tiempo de calentamiento	< 20 min
Fuente de poder	120 V, 6 A

CAPÍTULO IV

**CASOS DE APLICACIÓN DE
TECNOLOGÍAS DURANTE LA
PERFORACIÓN**

1. Caso: Pozo Bolontiku, Litoral de Tabasco, México

El objetivo era mejorar la estabilidad del pozo y aprovechar el viaje de reconocimiento en modo deslizante mientras se acondicionaba el pozo para colocar la tubería de revestimiento. Así mismo, definir las zonas productivas (formación desde el Paleoceno Superior hasta la entrada del Jurásico Superior) y cuantificar la producción.

Mediciones realizadas: resistividad (arcVISION), densidad-neutrón (ADN) y sónico (sonicVISION).

Descripción de la zona de interés

La perforación se realizó con un lodo de emulsión inversa y una trayectoria tipo “J” con inclinación máxima de 28° (figura IV.1)

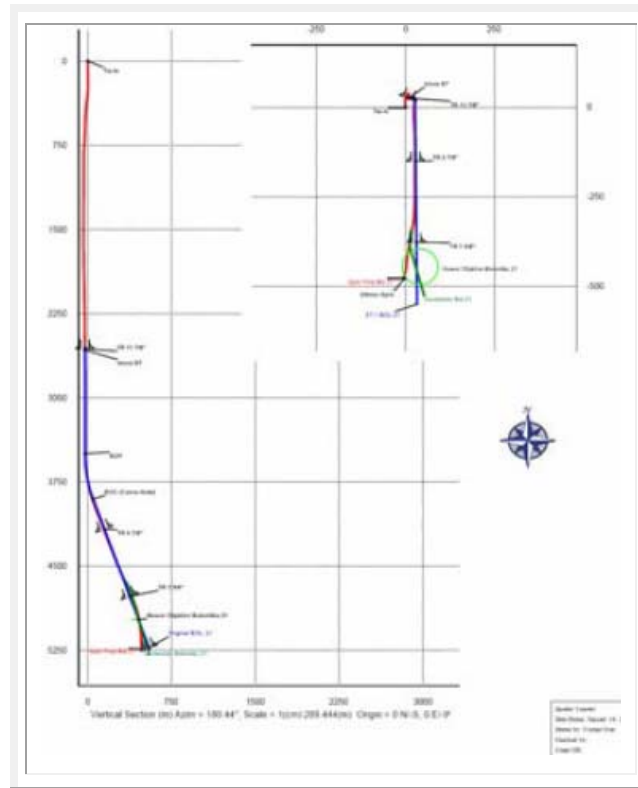


Figura IV.1. Trayectoria del pozo Bolontiku (Galleti et al., 2004).



La perforación registró pérdidas parciales de fluido de alrededor de los 4,200 metros, también existió resistencia durante la perforación en toda la sección.

El yacimiento se compone de carbonatos fracturados, cuya permeabilidad es debida a la interconexión de las fracturas.

Resultados

La información obtenida se correlacionó con los registros obtenidos de herramientas de cable en el pozo (BOLONTIKU-1), localizado a poca distancia utilizando sensores LWD (figura IV.2).

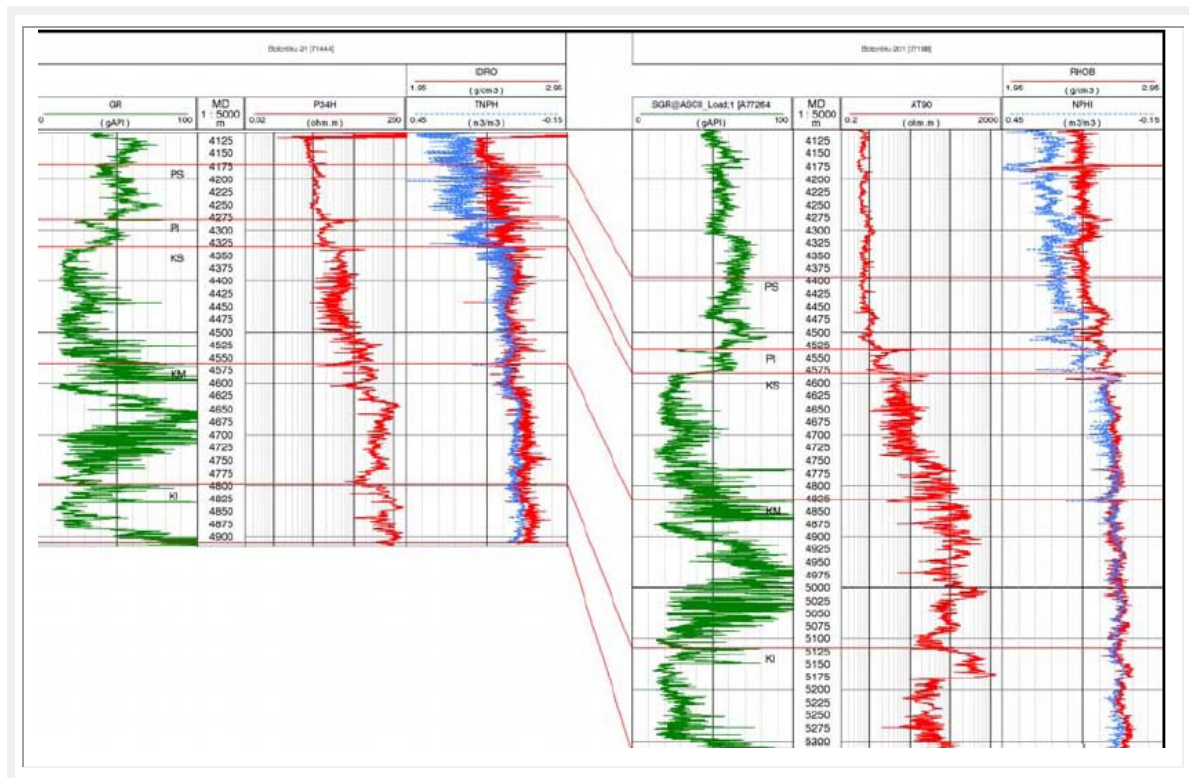


Figura IV.2. Correlación de información obtenida con LWD (Bolonktu 21, izq) y *wireline* (BOLONTIKU-1, der) (Galleti et al., 2004).

Los registros sísmicos (figura IV.3) lograron realizar una evaluación de esfuerzos compresionales y de cizalla (en las formaciones del Cretácico), por lo que en esta zona se pudo derivar el VP/VS y relación de Poisson para la mecánica de las rocas.

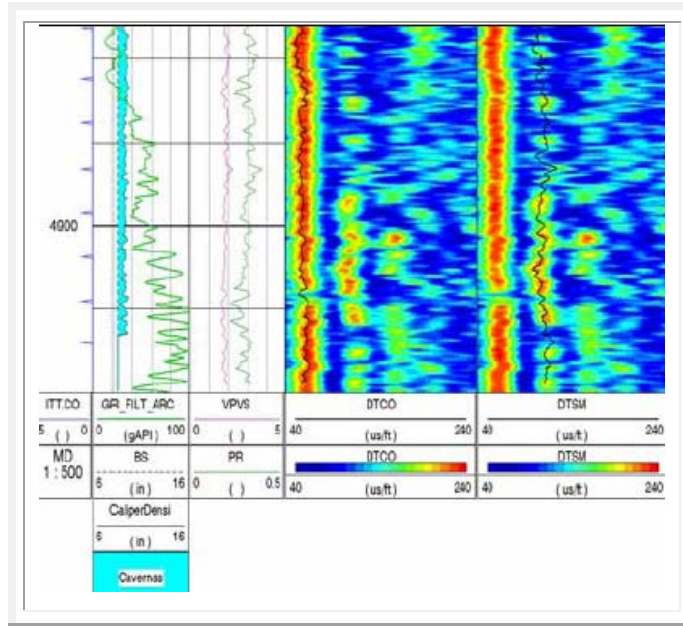


Figura IV.3. Registro sónico LWD para determinar propiedades mecánicas en las rocas (Galleti et al., 2004).

Información del Paleoceno Superior

En los registros mostrados en la figura IV.4 se observan altos volúmenes de arcillosidad (separación de curvas considerable): mediciones altas de rayos gamma, baja resistividad y altas mediciones de porosidad.

En la información de densidad también se proporcionó el calibre del agujero de 9_{1/2} in. Esto ayuda a explicar el nivel de compensación que se tuvo que aplicar a la densidad.

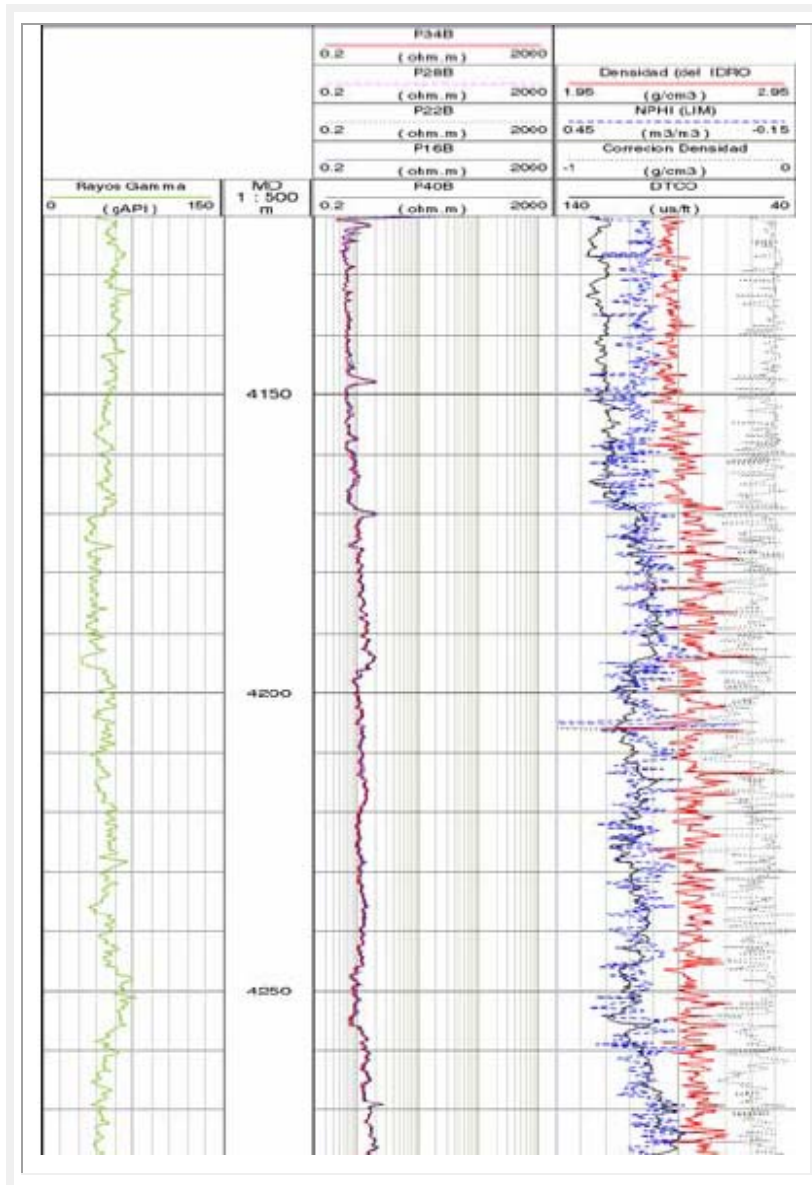


Figura IV.4. Mediciones de rayos gamma, resistividad y curvas de porosidad en la formación del Paleoceno Superior (Galleti et al., 2004).

Paleoceno Inferior

El Paleoceno Inferior muestra la zona de transición de terrígenos a carbonatos (figura IV.5). La resistividad, densidad-neutrón y sónico marcan claramente la entrada al Cretácico Superior.

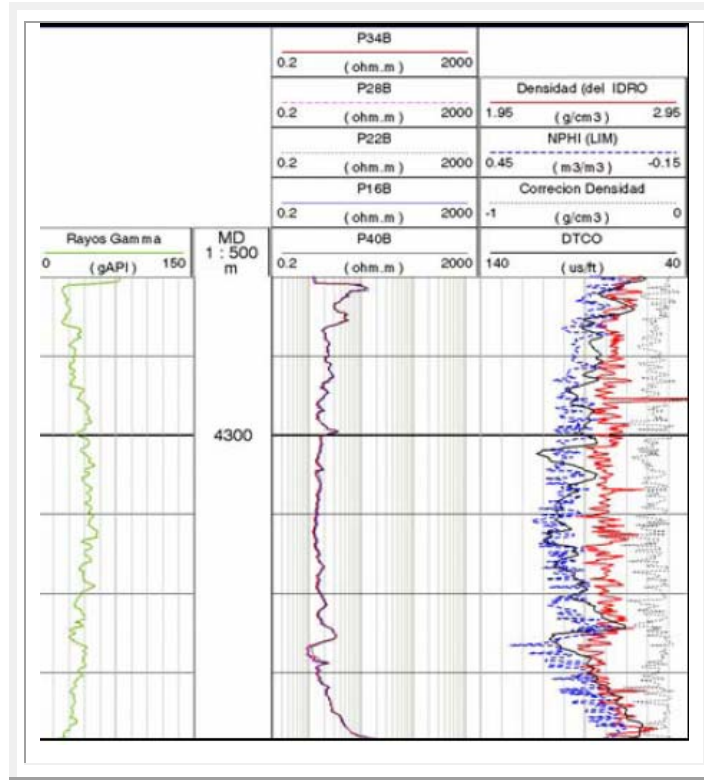


Figura IV.5. Información del Paleoceno Inferior (Galleti et al., 2004).

Cretácico (KS, KM, KI)

El Cretácico denota a través de los registros de rocas carbonatadas (calizas), (figuras IV.6 y IV.7). Los rayos gamma apuntan las zonas más limpias y junto con los registros de densidad-neutrón marcan claramente las zonas de mayor arcillosidad. También se denotan los intervalos de mayor porosidad y junto con los registros de resistividad ayudaron a la selección de futuros intervalos para terminación.

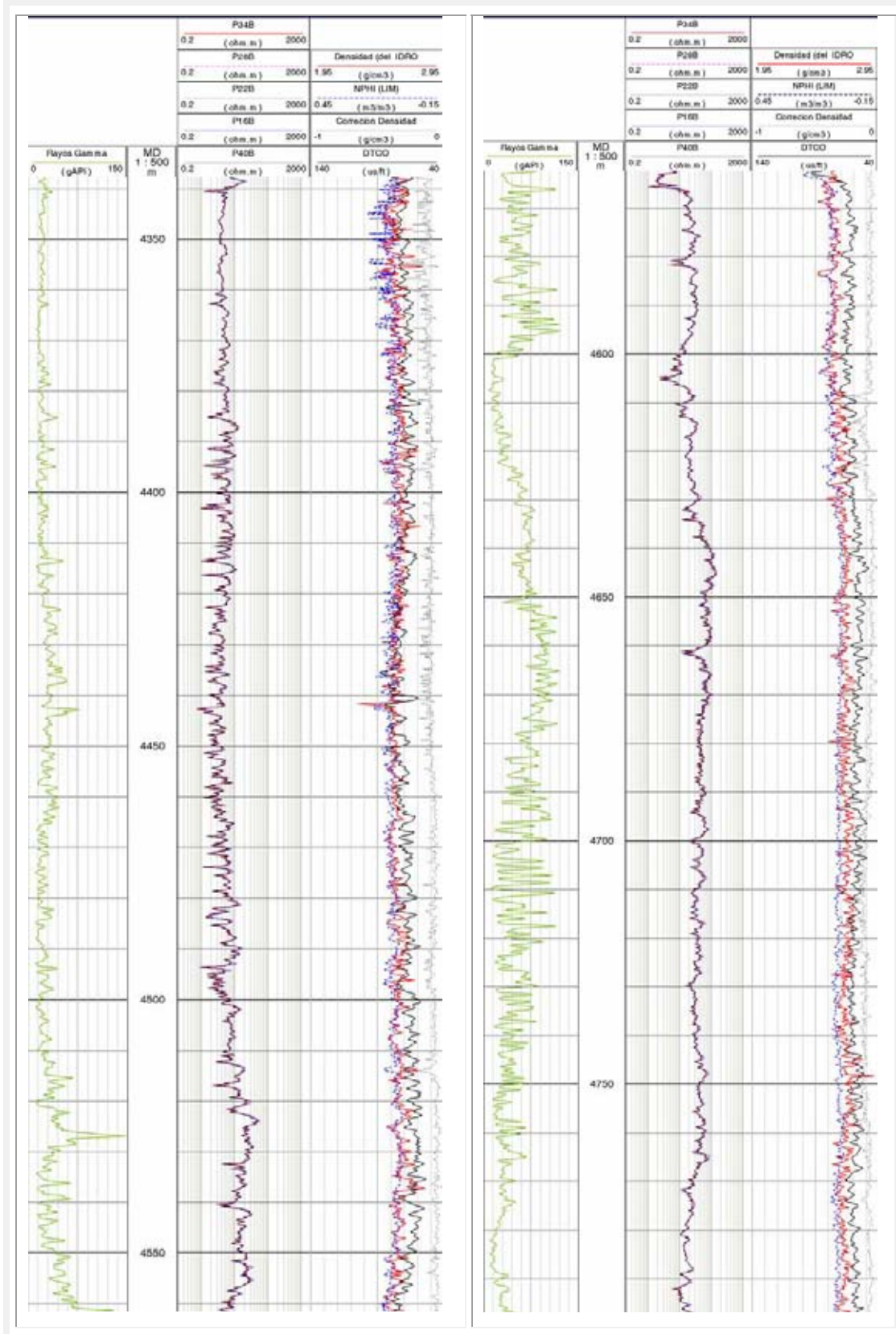


Figura IV.6. Registros LWD en: Cretácico Superior (izq) y Cretácico Medio (der) (Galleti et al., 2004).

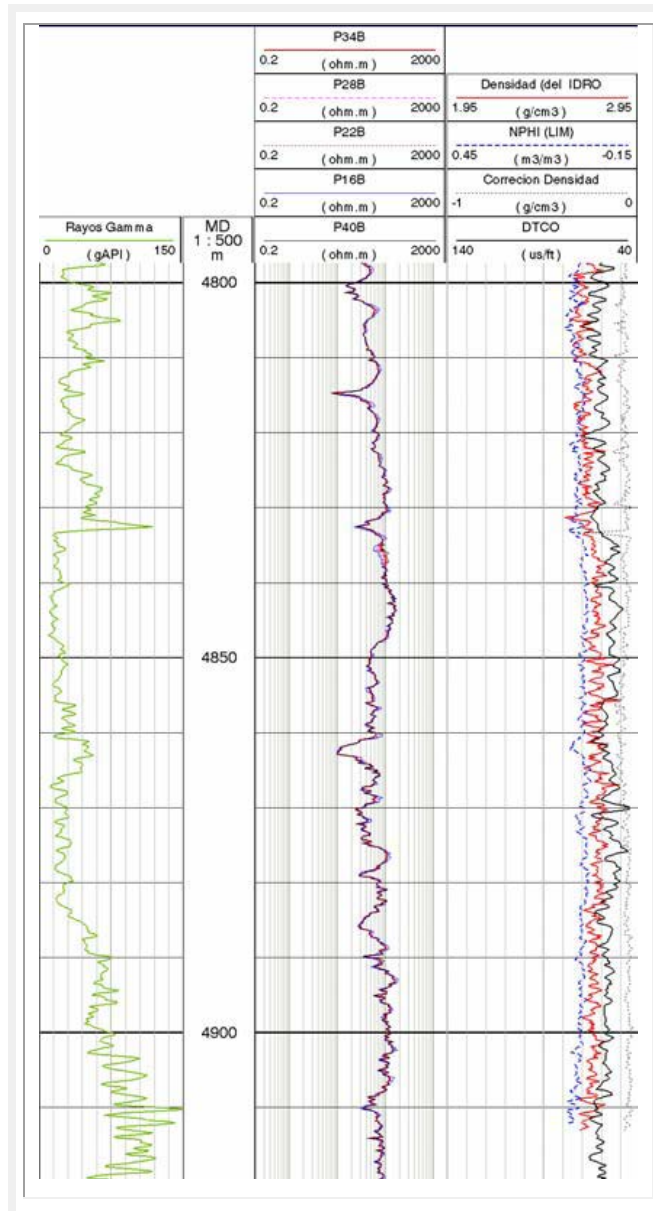


Figura IV.7. Información LWD del Cretácico Inferior (Galleti et al., 2004).

Factor Fotoeléctrico

Los resultados muestran un lodo de alta densidad (con alto contenido de barita) de 1.99 g/cc (figura IV.8). Por lo que, las mediciones de factor fotoeléctrico (Pe) no se utilizaron en la identificación de litologías, sin embargo si fueron muy importantes en el estudio de la interpretación. Típicamente cuando se perfora con un peso de lodo muy alto, la imagen muestra una línea de color claro rodeado por un color oscuro.

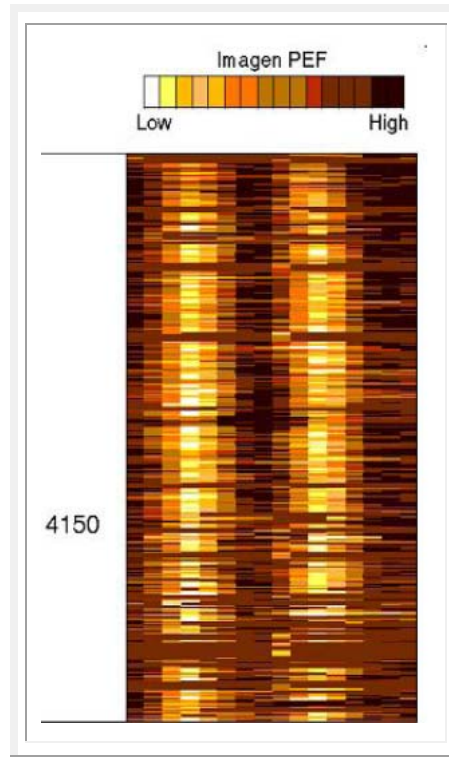


Figura IV.8. Imagen de factor fotoeléctrico que muestra el mejor contacto de la herramienta en los lodos del agujero (Galleti et al., 2004).

La imagen también indica un comportamiento del pozo diferente de lo esperado. Lo que sugiere es que la herramienta hizo mejor contacto con la formación en los sectores 6 y 13 (lado derecho e izquierdo del pozo). Para que una herramienta de $6\frac{3}{4}$ in haga contacto con el lado derecho e izquierdo en un pozo de $8\frac{1}{2}$ in el pozo tiene que estar ovalizado (figura IV.9).

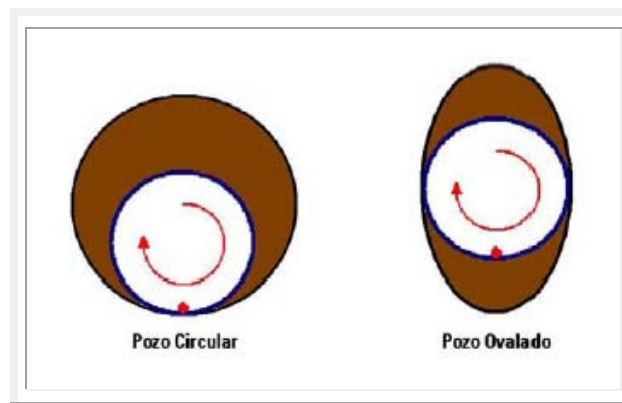


Figura IV.8. Posición de la herramienta LWD con respecto a la geometría del pozo (Galleti et al., 2004).

Estos resultados observados se visualizaron en 3D (figura IV.9) con un calibrador azimutal derivado de la densidad, el cual muestra una ovalización en dirección NW-SE.

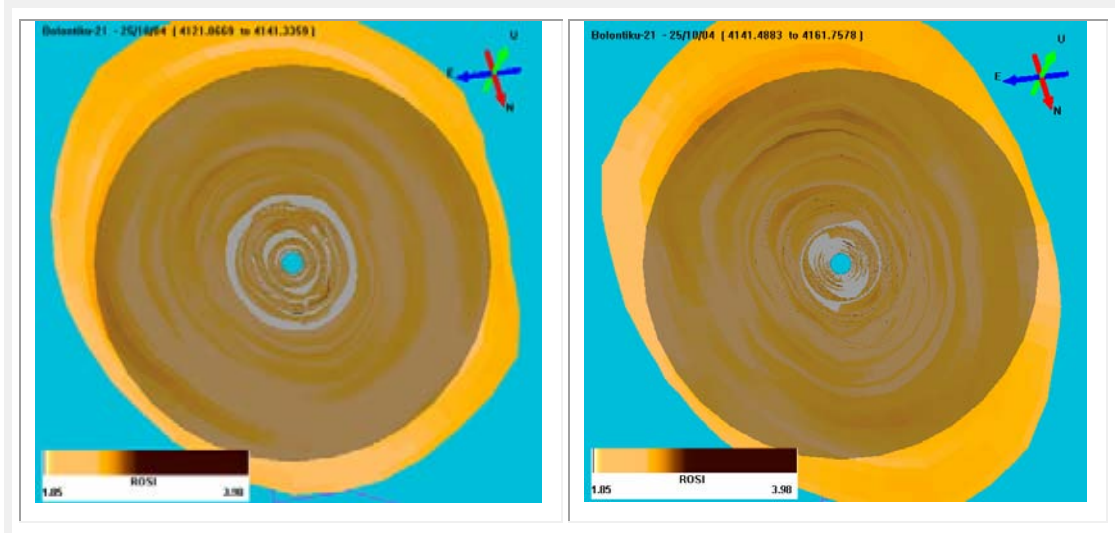


Figura IV.9. Visualización en 3D del pozo ovalizado con el software ADN CD Viewer (Galleti et al., 2004).

Posteriormente, utilizando el programa *Borview*®, diseñado por *Geoframe* (*Schlumberger), se realizó la interpretación obteniéndose los valores de rumbo en la zona de ovalización, azimut y echado mostrado en las figuras IV.10 y IV.11.

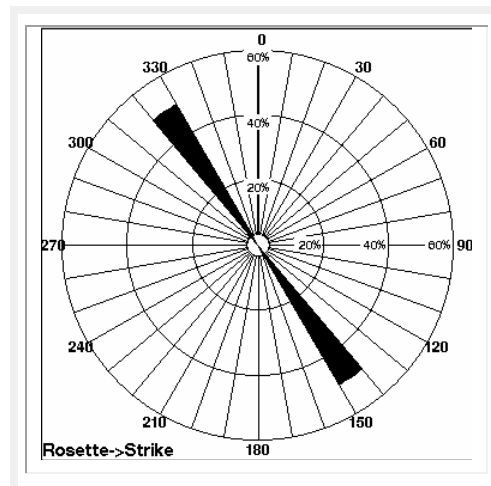


Figura IV.10. Obtención del rumbo en la zona de ovalización (Galleti et al., 2004).

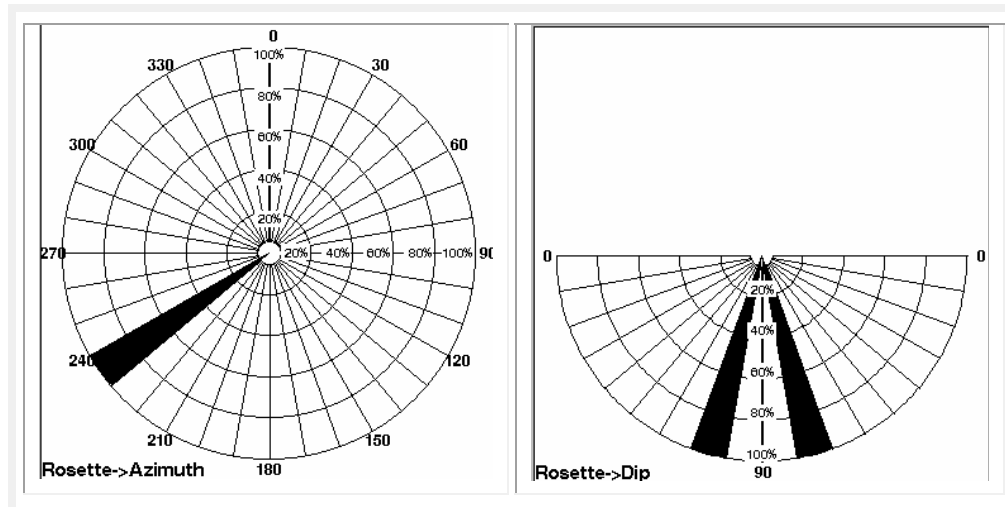


Figura IV.11. Obtención del azimut (de 230°) y echado (de 80°) en la zona de ovalización (Galleti et al., 2004).

Conclusiones

Lo obtenido por el calibrador azimutal mostró que entre los 4,121 y 4,161 m. que presenta la sección ovalizada se debe a esfuerzos horizontales máximos con dirección perpendiculares a la dirección de la ovalización.

El evento asociado al fenómeno antes mostrado es la presencia en la vecindad de una falla inversa como se muestra en la figura IV.12.

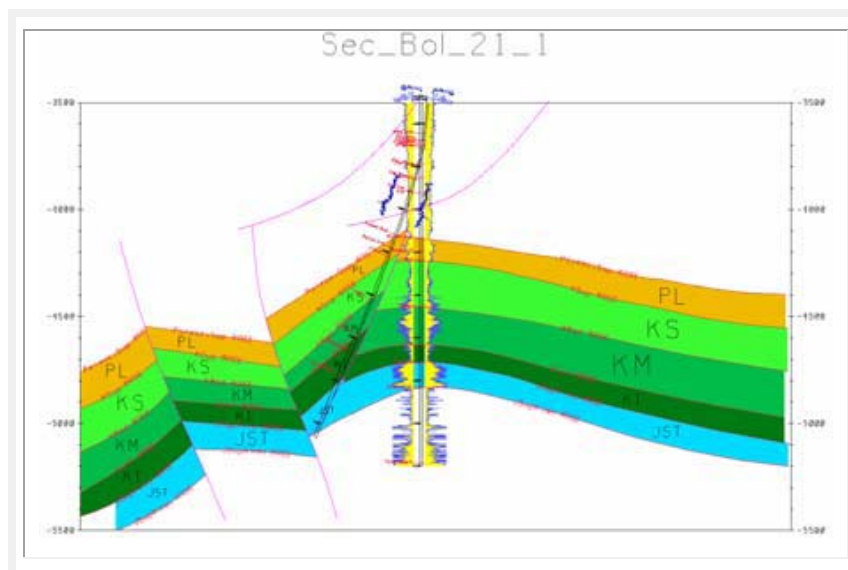


Figura IV.12. Perfil geológico del pozo BOLONTIKU-21. Muestra la presencia de una falla inversa causante de la ovalización del pozo (Galleti et al., 2004).

2. Caso: Imágenes en tiempo real, pozo Shell GE-03 en el Mar del Norte

Su objetivo era colocar un pozo horizontal en el complejo *Gannet*, en el sector del mar del Norte, Reino Unido. El pozo Shell GE-03 fue diseñado para producir el flanco Sur de la falla anticlinal en el campo *Gannet E*.

El pozo identificó las arenas *Pink* y *Orange* (subdivisión de las turbiditas *Forties* del Terciario). Tiene una alta proporción de arena depositada con respecto al cuerpo de roca en la formación, con intervalos de 30% de porosidad y 1 darcy de permeabilidad horizontal.

Se utilizó un empaque de grava para minimizar la producción de arena desde las areniscas pobremente consolidadas. También es necesario contar con un drenaje óptimo para posicionar las secciones de pozos horizontales y estar lo más cerca posible del yacimiento *Forties* mientras se penetran las formaciones *Pink* y *Orange*. La planeación del pozo se muestra en la figura IV.13.

Las marcas de 1 a la 3 se usaron para monitorear el progreso de la perforación del pozo y las imágenes de resistividad son utilizadas para determinar la respuesta geológica a lo largo de la trayectoria del pozo.

Mediciones realizadas: resistividad y rayos gamma (geoVISION), sensores de presión (para controlar el ECD) inclinación y dirección (*PowerPulse*) e imágenes durante la perforación (con WBM).

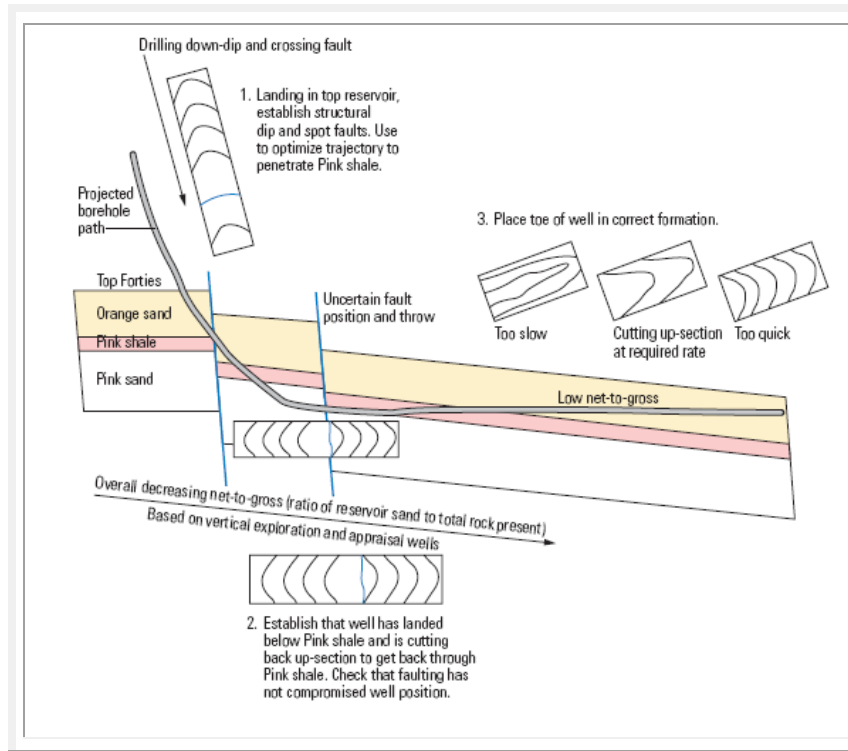


Figura IV.13. Planeación de la perforación del pozo de Shell: GE-03 (Inaba et al., 2003).

Resultados

La perforación debía ser realizada en la cima del yacimiento, colocándose al principio en la arena *Pink* y luego la perforación regresaría donde se encuentra la lutita *Pink* hasta llegar a la arena *Orange*. Al final de la sección horizontal, se encontró una secuencia de arenas *Orange* (figura IV.14).

La colocación del pozo en la secuencia de arena *Orange* fue crucial. Durante la perforación a través de la capa lutita-arena, las imágenes de resistividad verificaron la penetración de arenas asociadas con petróleo.

La construcción del ángulo muy lenta pudo causar la perforación paralela a lo largo de un horizonte de arena o de lutita. Una perforación realizada muy rápidamente podría causar que la lutita perdiera su estabilidad, generando una pérdida de producción del pozo y un derrumbe potencial que comprometería la colocación del equipo de terminación.

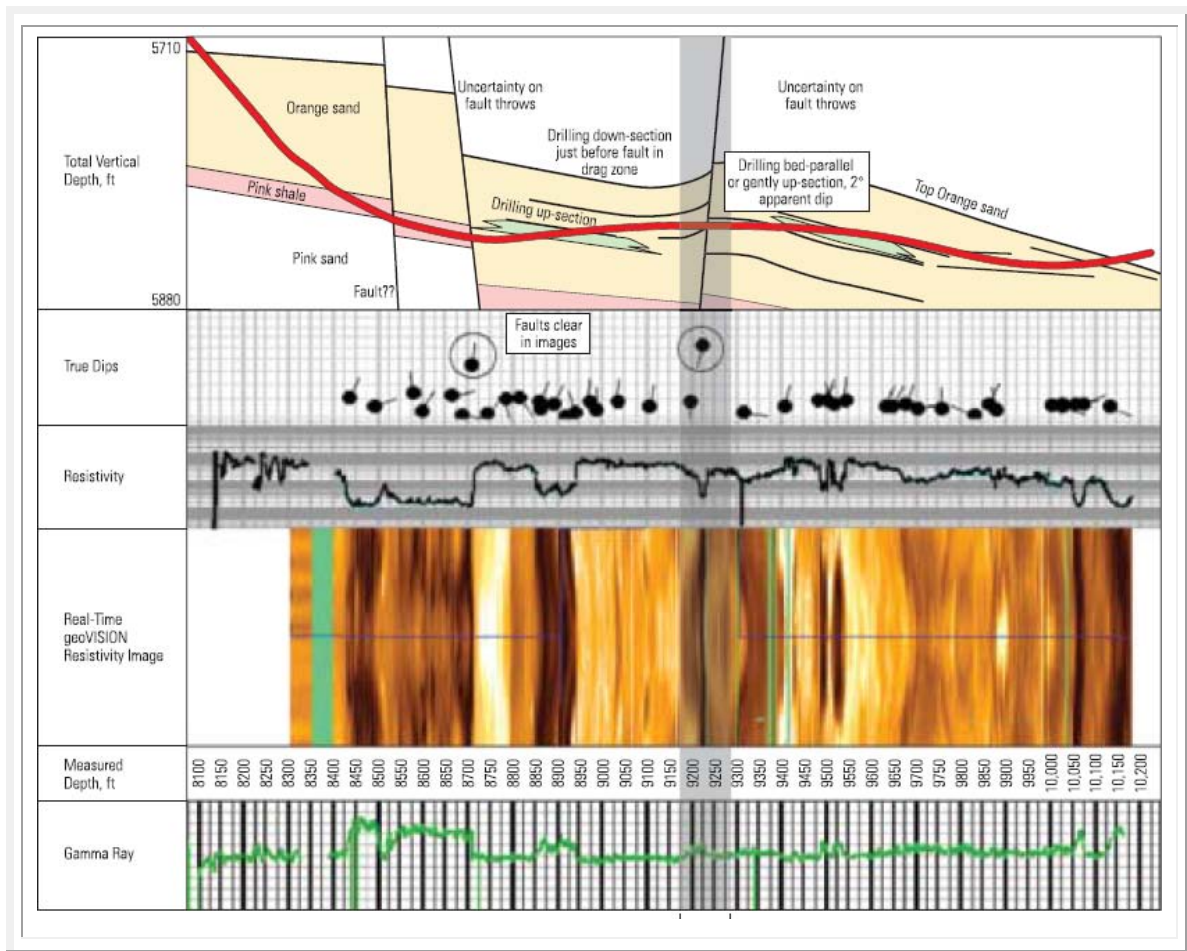


Figura IV.14. Sección transversal del pozo GE-03 y la interpretación de imágenes durante la perforación (Inaba et al., 2003).

La figura IV.15 muestra una comparación de resultados de un análisis estructural del pozo GE-03. La primera imagen muestra la información en tiempo real de imágenes de resistividad y rayos gamma; la segunda imagen utilizando los datos en memoria una vez terminada la operación. Es importante mencionar que la información en tiempo real muestra claramente las estructuras asociadas a la formación y mencionadas anteriormente.

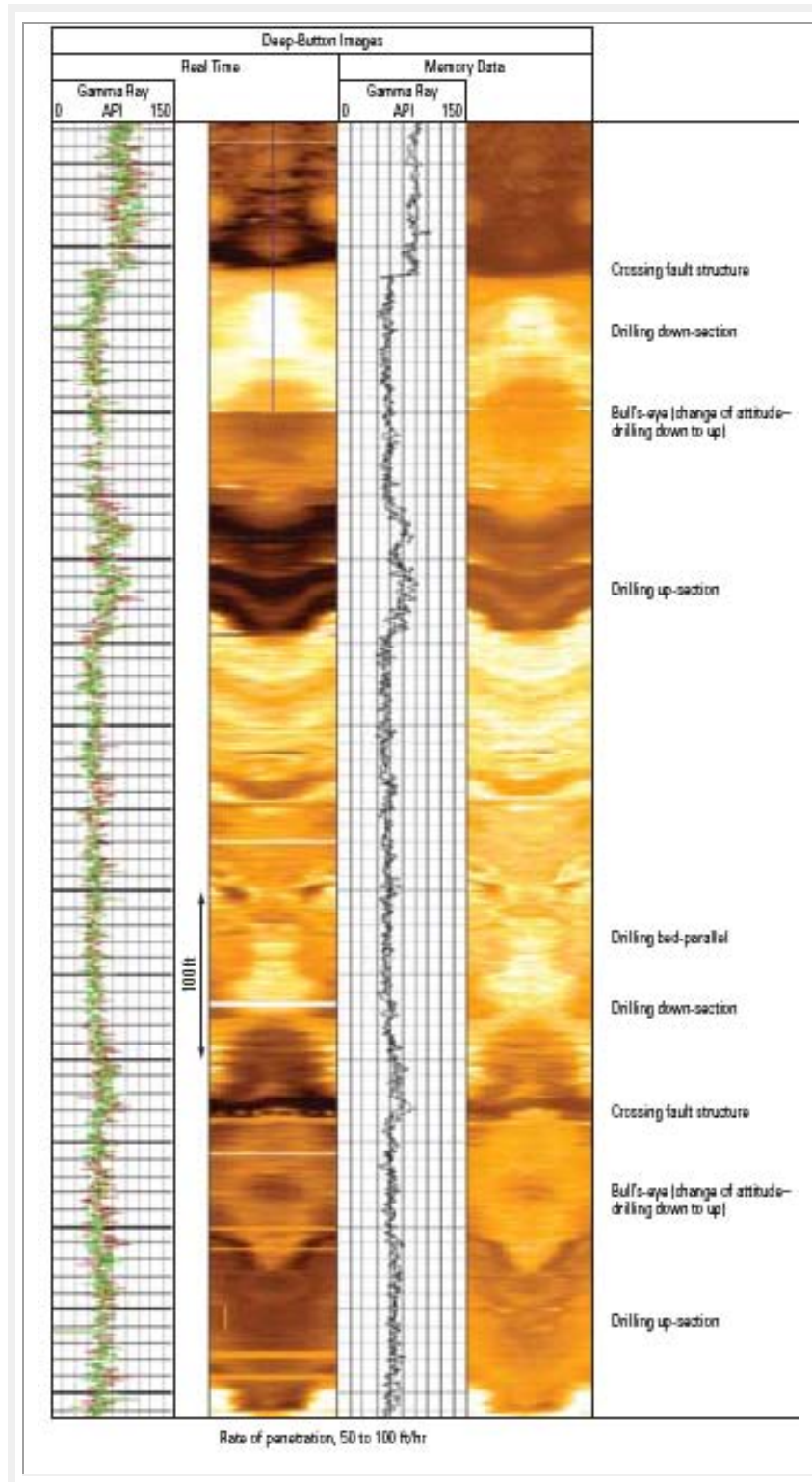


Figura IV.15. Análisis estructural del pozo GE-03 con datos en tiempo real y con los obtenidos en memoria (Inaba et al., 2003).

3. Caso: Evaluación de carbonatos en el campo Al Shaheen, Qatar

Los hidrocarburos en el campo Al Shareen en Qatar son producidos en tres formaciones del Cretácico: *Kharaib*, *Shuaiba* (ambos carbonatos) y *Nahr Umr* (areniscas). Se diseñaron pozos horizontales de alcance extendido de profundidad medida de 30,000 ft (9,144 m), mientras que sólo 3,000 ft (914 m) en profundidad vertical (figura IV.16).

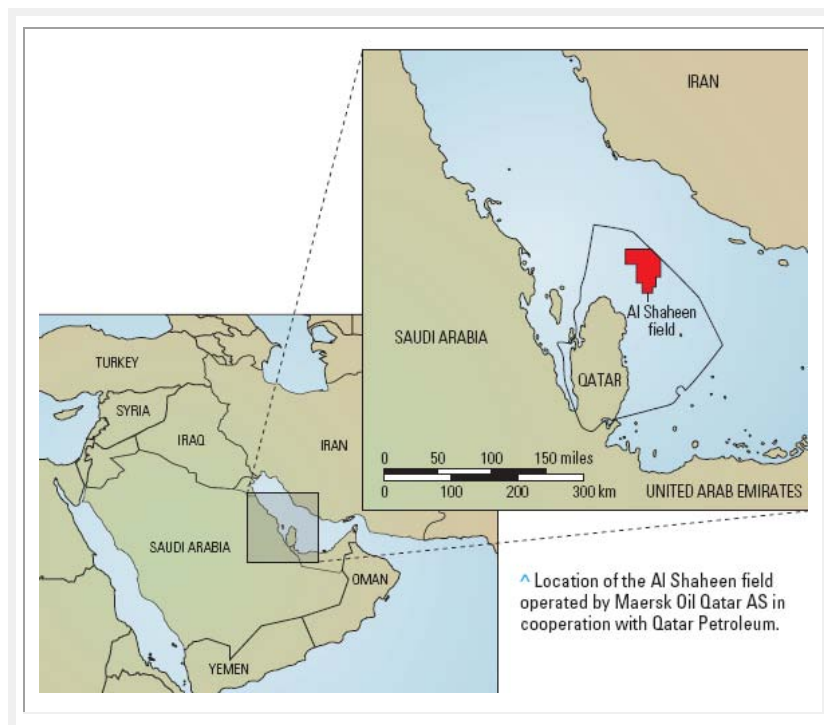


Figura IV.16. Ubicación del campo Al Shareen, Qatar (Alvarado et al., 2003).

En dichos pozos, la tubería no puede ser rotada en el pozo con el cable del registro conectado. Los efectos friccionales limitan el deslizamiento en aproximadamente 13,000 pies [3,962 m]. Es por ello que las herramientas LWD son transportados alrededor de la longitud del pozo y proporcionar información de geonavegación y evaluación de formación.

Tecnologías empleadas: NMRWD (proVISION), GR, densidad-neutrón (ADNVISION) e imágenes de resistividad.



Resultados

Las mediciones de resonancia magnética determinaron el yacimiento y características particulares de permeabilidad que se traducen en cambios de facies geológicas.

La figura IV.17 muestra información de resonancia magnética nuclear (NMR) en el que se observa un largo decremento de fluido libre, y un incremento de los límites del fluido (corrida 3, en amarillo) y el decremento de la permeabilidad en el registro NMR (corrida 2) en XN010 a XN070. Sería muy complicado identificar estos cambios utilizando porosidad estándar (corrida 3, porosidad neutrón en azul, densidad en rojo) y rayos gamma (corrida 1, en verde).

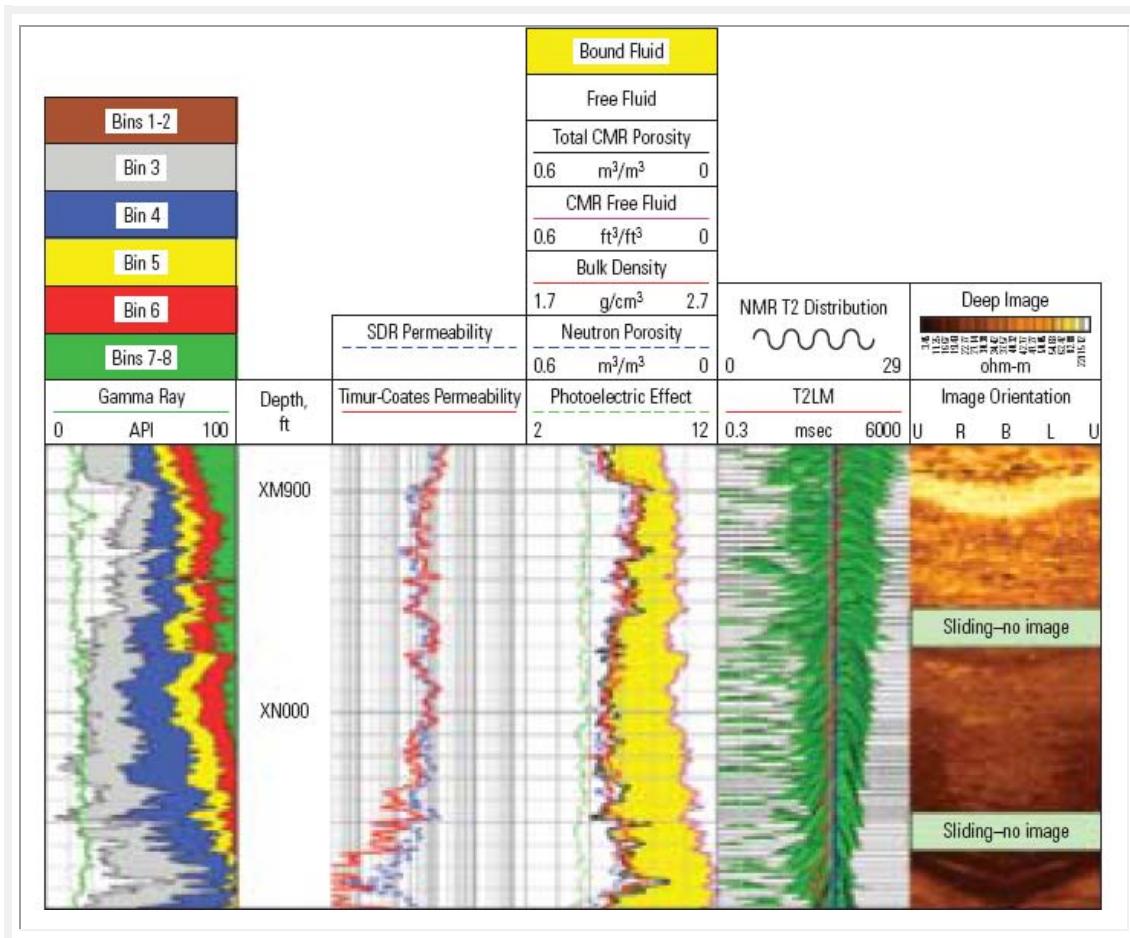


Figura IV.17. Identificación de cambios en el depósito de caliza *Shuaiba* con registros convencionales (Alvarado et al., 2003).

La perforación horizontal presentó dos inconvenientes:

1. La calidad de los datos NMR mostró una caída en los valores T₂ resultado de altos niveles de impactos y movimientos de *stick-slip* y vibraciones del BHA, durante la rotación.
2. Los carbonatos presentan valores bajos de T₂, por lo que se requieren secuencias más largas de adquisición y un mayor número de ecos que en las formaciones clásticas.

La figura IV.18 muestra imágenes de resistividad (corrida 5) de la trayectoria del pozo la presencia de margas. Los datos de NMR muestran una baja en la distribución T₂ (corrida 4) en 6 ms, que viene de sedimentos argiláceos (rocas con cantidades menores de arcilla en 10-40%) alrededor del pozo entre XX329 a XX429, y a lo largo de T₂ centrado a 200 ms, que viene de la caliza que está debajo del pozo. El cambio de facies (que refiere a las características litológicas y biológicas de un depósito sedimentario) ocurre de XX460 a XX474 ft y XX448 a XX500 ft, caracterizados por su bajo valor de T₂LM.

Análisis de facies

De este estudio se derivó mediante los cambios en la distribución T₂, la identificación de facies en el depósito. La figura IV.19 muestra la facie 1 utilizando NMR. Los datos muestran un intervalo de carbonato limpio donde la distribución T₂ (corrida 4) contiene un porcentaje significativo de valores. La línea azul en la corrida 4 es un valor empírico de corte de T₂. La distribución obtenida (en rojo) generalmente indica la cantidad del fluido que se encuentra en los poros como fluido libre. La porosidad obtenida de datos de NMR (línea negra en la corrida 3) tiene una gran similitud con la matriz de caliza (medición de porosidad-neutrón en azul) y con la densidad mostrada en rojo.

El área amarilla representa el volumen de fluido adherido y el área verde representa la porción de porosidad total con fluidos libres.

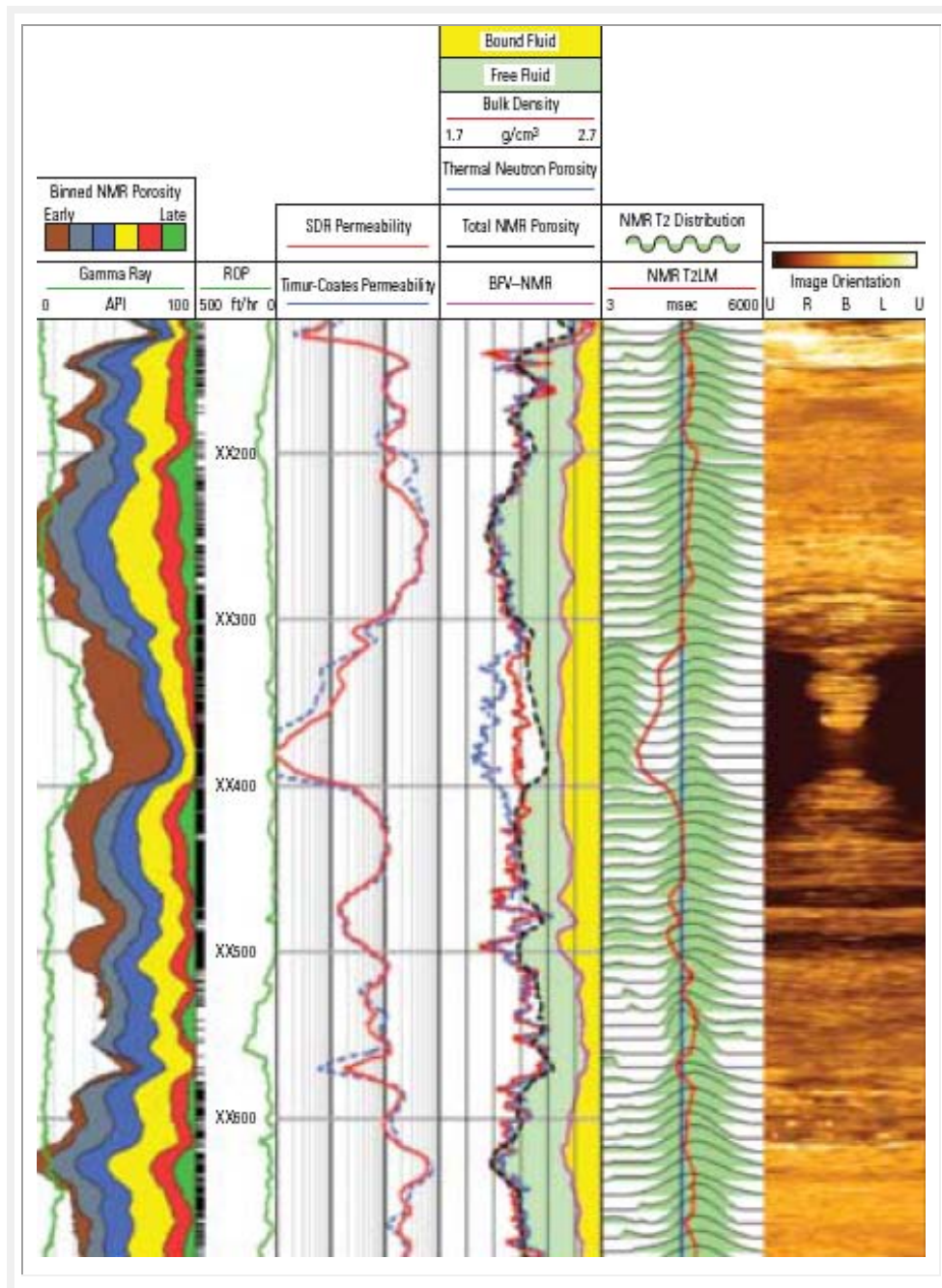
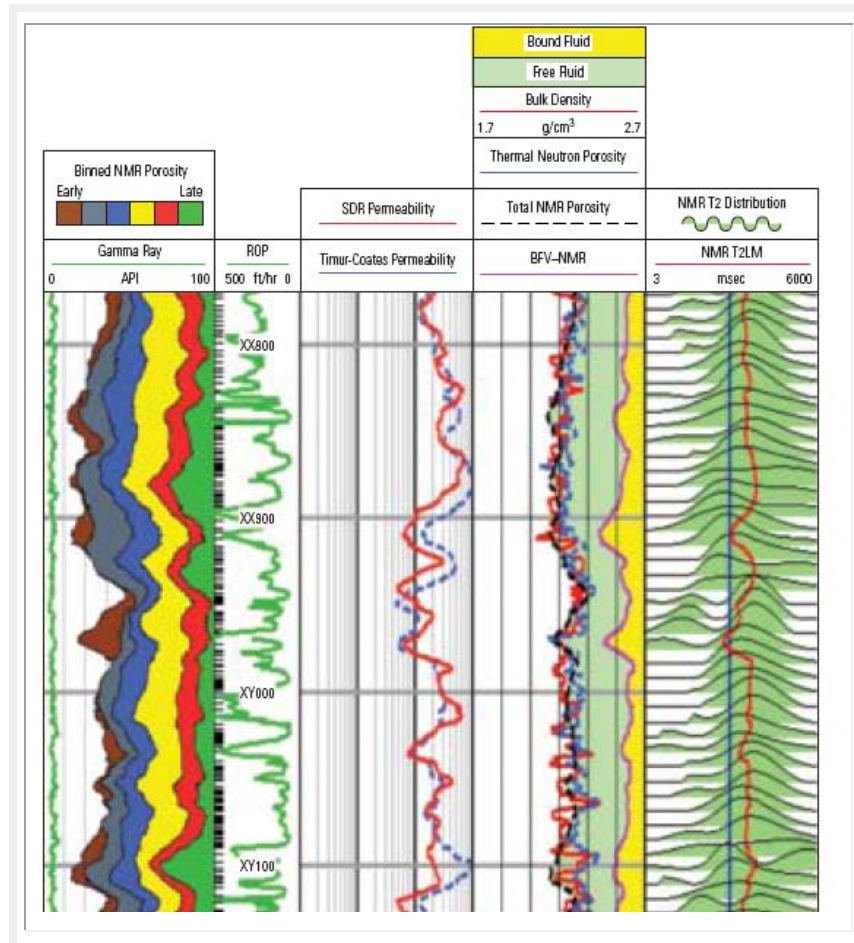


Figura IV.18. Trayectoria del pozo con sensores LWD (Alvarado et al., 2003).



IV.19. Facie 1 de información obtenida con sensores LWD (Alvarado et al., 2003).

La figura IV.20 muestra imágenes de resistividad y mediciones de NMR (corrida 5) que muestran un cambio significativo en la resistividad de formación mientras que la porosidad permanece más o menos constante, implicando un posible cambio de textura. Los registros NMR sobre el intervalo identificado como facie 2 indican poros grandes. Los valores de T₂LM están encima de los valores de corte, pero con una amplia distribución de tamaños de poro que causan un porcentaje significativo de la porosidad total ocupada por el fluido adherido.

La permeabilidad estimada de la facie 2 es menor que la obtenida de la facie 1. El registro NMR sobre el intervalo identificado como facie 3 indica pocos y algunos poros grandes. Parte de la porosidad total es ocupado por el fluido. La permeabilidad de la facie 3 es menor que las dos anteriores.

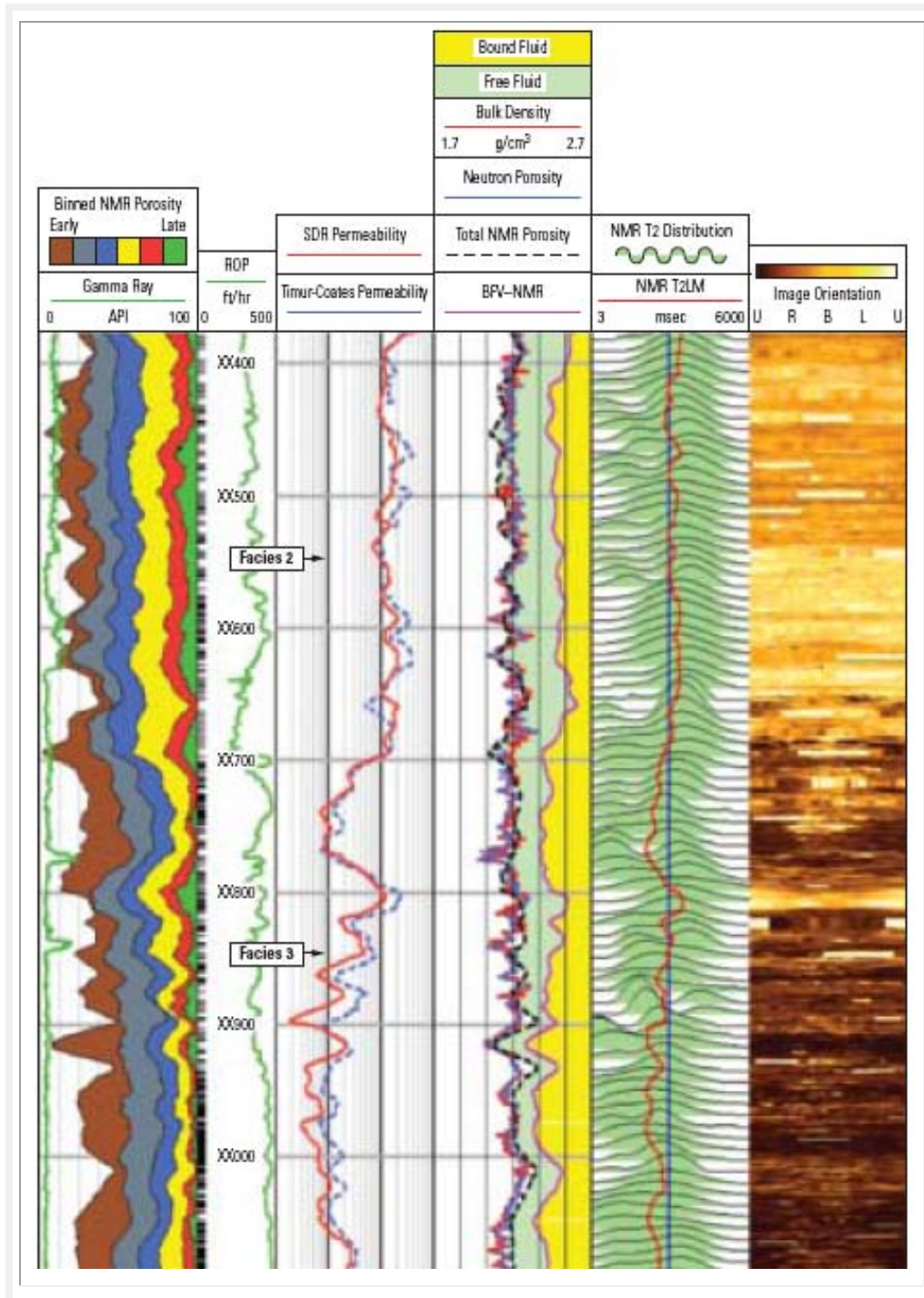


Figura IV.20. Contraste de información de NMR con imágenes de resistividad (Alvarado et al., 2003).

4. Caso: Sistemas de canales en área marina de África Occidental usando SeismicMWD multicomponente.

La perforación en aguas profundas en un área marina de África Occidental se concentra en los yacimientos de areniscas turbidíticas del Terciario. Estas areniscas fueron depositadas en una serie de canales sinuosos de aguas profundas, a medida que grandes volúmenes de sedimentos provenientes del cratón africano ingresaron en el margen de Angola (figura IV.21).

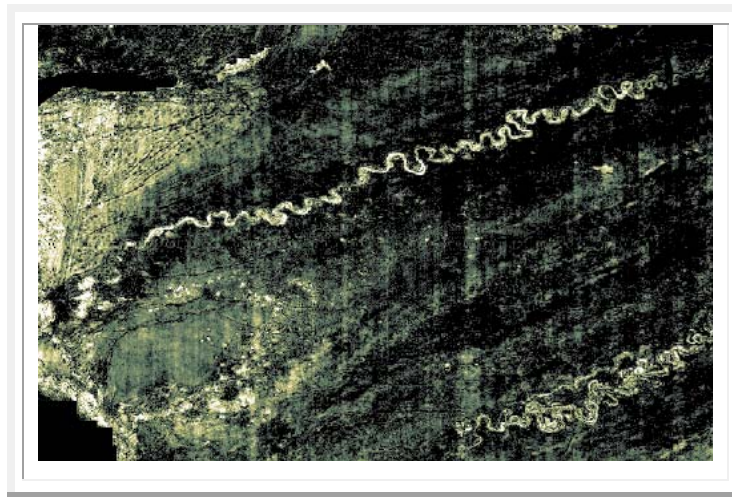


Figura IV.21. Canales profundos del Terciario de un área marina de África Central visto (Breton et al., 2002).

Para definir el yacimiento utilizando imágenes sísmicas se reduce su aplicación a medida de que aumenta la complejidad de los sistemas de canales, por ejemplo, en secciones de canales apilados de 200 a 260 ft (60 a 80 m) puede ser muy complicado el uso de imágenes (figura IV.22).

Inicialmente, los costos de perforación de pozos en aguas profundas superan los 20 millones de dólares por cada pozo perforado y los niveles de producción mínimos requeridos para que el pozo resulte económicamente viable asciende a 1,590 m³/d (utilizando técnicas de VSP convencionales). Es por ello que se decidió examinar el uso de *SeismicMWD* para mejorar la colocación del pozo, reducir riesgos y costos.

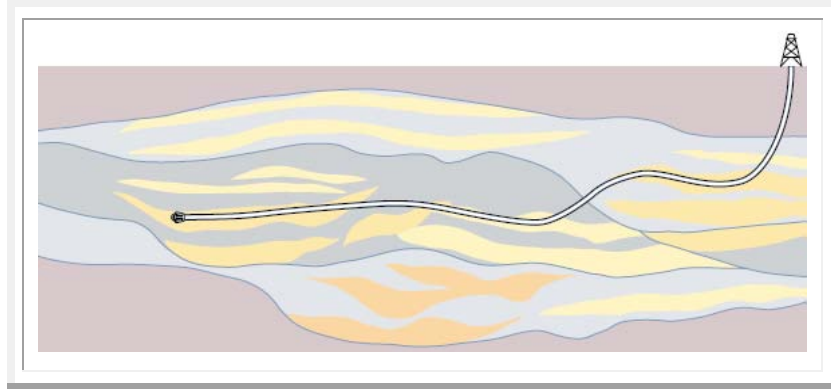


Figura IV.22. Corte que muestra la compleja secuencia de canales apilados. Para atravesar mayor superficie del yacimiento (horizontal) y reducir la frecuencia de desvíos se necesita entender estas secuencias (Breton et al., 2002).

Previamente, se realizó un registro VSP con cable desde un pozo piloto para poder determinar la posición exacta del objetivo a utilizar en el diseño del pozo productor. La prueba de campo de la técnica *SeismicMWD* fue en aguas profundas de Angola, con tirante de agua de 1,350 m.

Se corrió la herramienta *SeismicMWD* multicomponente (3 geófonos ortogonales y un hidrófono) en combinación con: ADN, ARC y sensores MWD.

Los datos sísmicos de cuatro componentes obtenidos en el pozo, muestran los primeros quiebres y revelan ondas reflejadas ascendentes de buena calidad en la componente Z (orientada a lo largo del eje del BHA) de los geófonos (figura IV.23 izq). Los arribos directos se ven claramente en las cuatro componentes. Los eventos ascendentes en los tiempos tardíos de los datos de los hidrófonos muestran ondas de tubo generadas por el arribo directo en el fondo del revestidor de 95/8 pulgadas (figura IV.23 der).

La calidad de los datos se realizó comparando los datos obtenidos con *SeismicMWD* y con VSP convencionales:

- El pozo perforado estaba cerca del pozo original.
- Ambos levantamientos investigaron el mismo volumen de estratos.

- o Los dos conjuntos de datos fueron adquiridos de la misma manera: con desplazamiento de fuente y receptores usando la misma fuente sísmica.

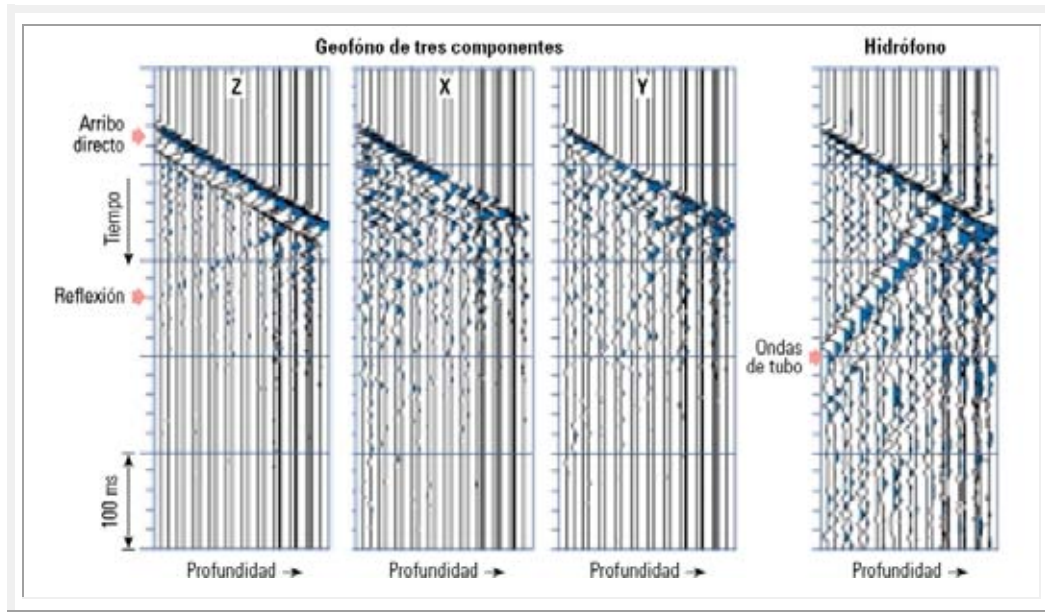


Figura IV.23. Datos sísmicos apilados de cuatro componentes (Breton et al., 2002).

Los datos de tiempo convertidos a profundidad de la herramienta *SeismicMWD* y los de un VSP obtenidos con cable, se superponen hasta donde divergen el pozo de drenaje y el original (figura IV.24). La comparación nuevamente convalida la capacidad de la herramienta *SeismicMWD* para adquirir información de la relación tiempo-profundidad.

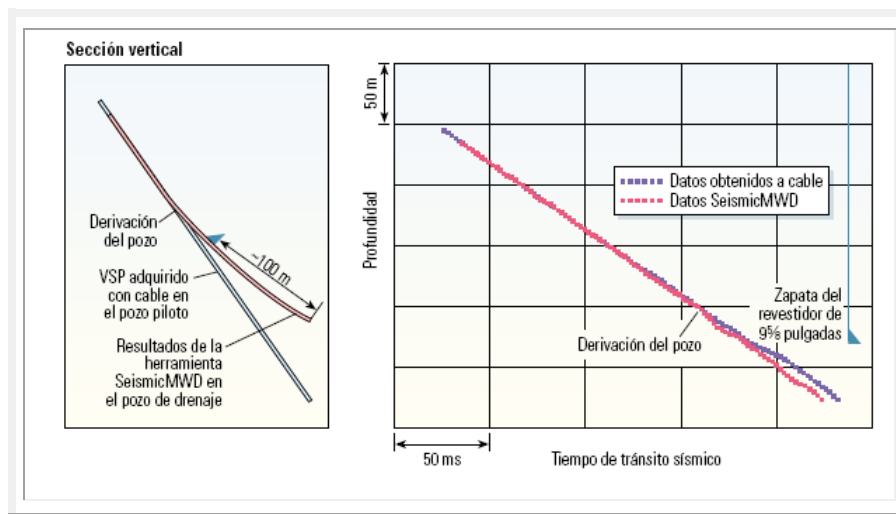


Figura IV.24. Similitud de calidad de datos con dos técnicas diferentes (Breton et al., 2002).



Resultados

Los datos obtenidos de geófonos e hidrófonos, mostraron buenos ajustes de la relación tiempo-profundidad (figura IV.25). En esta prueba de campo, los hidrófonos, si bien se ven afectados por las ondas de tubo, producen datos válidos de tiros de prueba de velocidad y aportan redundancia en caso de fallas de los geófonos.

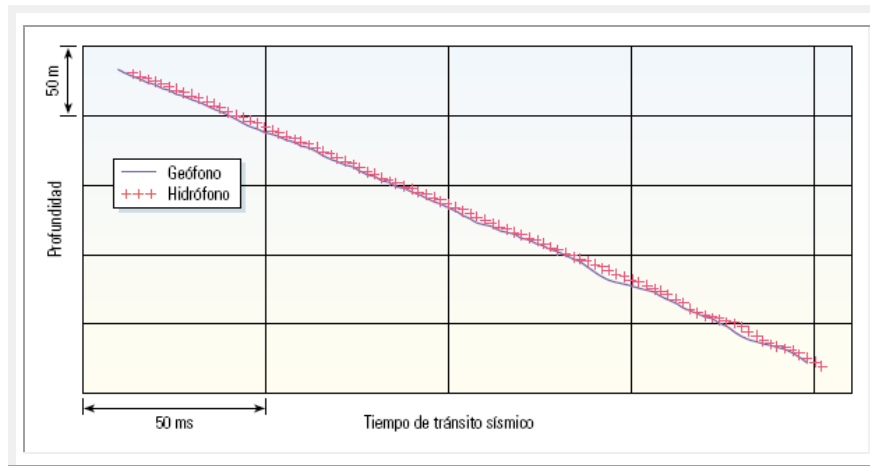


Figura IV.25. Comportamiento de los hidrófonos respecto de los tiempos de tiros de prueba de velocidad (*Breton et al., 2002*).

Los datos de geófonos permitieron determinar la dirección de propagación de las ondas sísmicas (crucial en el procesamiento de los VSP). Los geófonos son mejores que los hidrófonos en cuanto a la generación de datos sísmicos, que se utilizan para generar imágenes de lo que está delante de la barrena, porque el campo de ondas ascendentes no está contaminado por ondas de tubo proporcionado por los hidrófonos (aunque si pueden ofrecer datos consistentes). La prueba mostró que el geófono de tres componentes provee datos de buena calidad y en mediciones de pozos desviados.

La figura IV.26 muestra la evaluación y comparación de la calidad de imagen *SeismicMWD* con imágenes sísmicas 3D de superficie. Dentro de la sección sísmica (figura IV. 26 izq), se removió y desplazó hacia la derecha una porción representativa de la imagen de superficie. La imagen de *SeismicMWD* se ha colocado sobre la imagen sísmica de superficie con fines comparativos (recuadro izquierdo).

Las imágenes de SeismicMWD muestran el adelgazamiento y empresamiento de diversas capas.

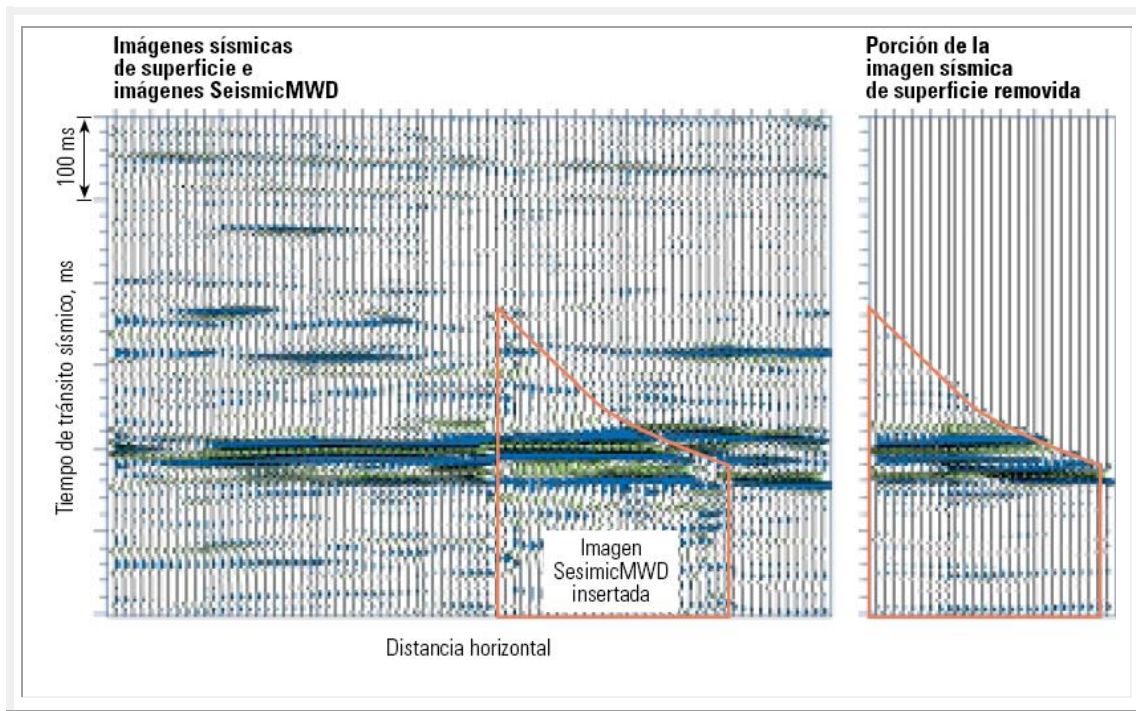


Figura IV.26. Comparación entre imágenes sísmicas 3D y VSP generadas con SeismicMWD (Breton et al., 2002).

Las conclusiones obtenidas de este trabajo es que gracias a los datos de cuatro componentes es posible realizar levantamientos de proximidad de sal en tiempo real cerca de domos salinos, para determinar la posición de la barrena respecto a los flancos de sal.

Así mismo, la generación de imágenes sísmicas en tiempo real logró definir canales de areniscas complejos, ayudando a los perforadores a contactar más extensión de yacimiento con la barrena, logrando mejorar la producción y recuperación de pozos piloto y productor.



5. Caso: Registrando a través de la barrena con TBL en el Mar del Norte, Holanda

El estudio se desarrolló al sur del Mar del Norte de Holanda en un pozo de exploración vertical. Fue perforado a través de un largo intervalo de sal abierto en una sección de 8 1/2 in.

En este punto, los problemas inesperados del pozo hicieron que la herramienta TBL fuera utilizada, después de la modificación de la herramienta y un segundo descenso después de pasar el fondo del revestimiento.

La barrena TBL fue bajada por delante de la sección de sal (encima del yacimiento). El cable de registro fue bajado por la tubería de perforación y hacia fuera a través de la barrena (figura IV.27).

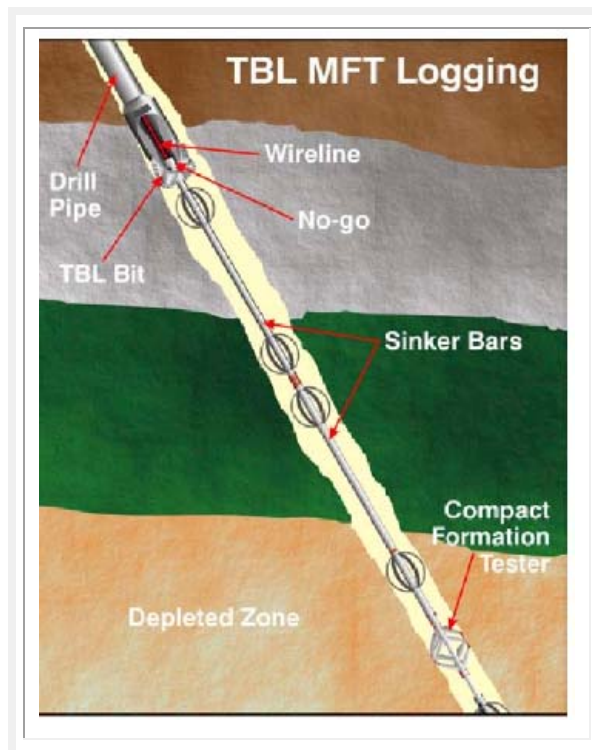


Figura IV. 27. Componentes utilizado para la perforación con TBL (Runia et al., 2004).

Después de registrar la sección, el cable fue retirado (cerrando el *bit insert*) y posteriormente se realizó una segunda corrida con OD de 2.4 in utilizando un probador de presión de formación MFT, obteniéndose 5 pruebas (figuras IV.28 y IV.29 a y b).

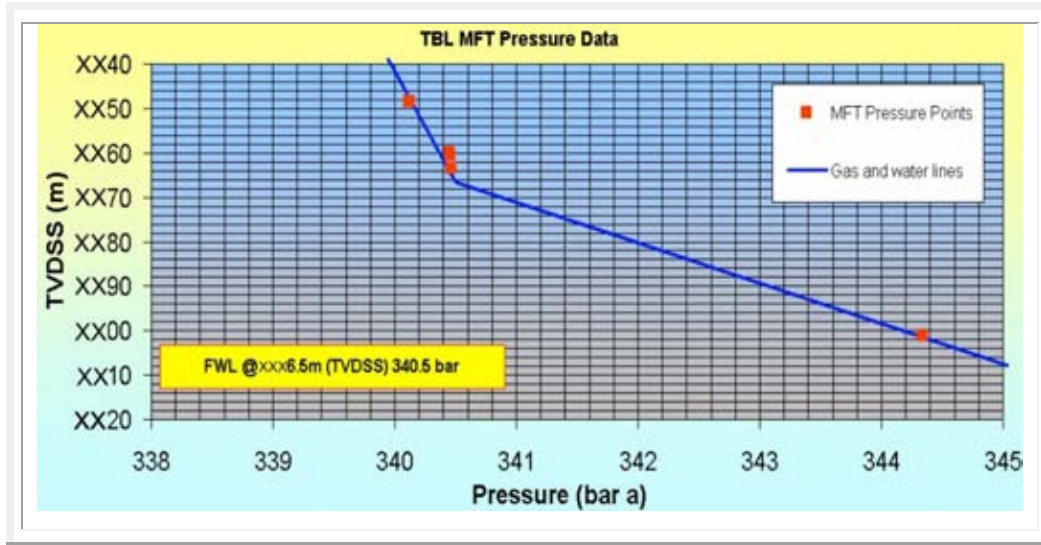


Figura IV.28. Información de presión con MFT obtenidos a través de la barrena (Runia et al., 2004).

En una etapa posterior, después de haber tomado la decisión de abandonar el pozo y después del éxito de las mediciones con TBL, se decidió la operación de cementación con un diámetro de 3 1/2 in.

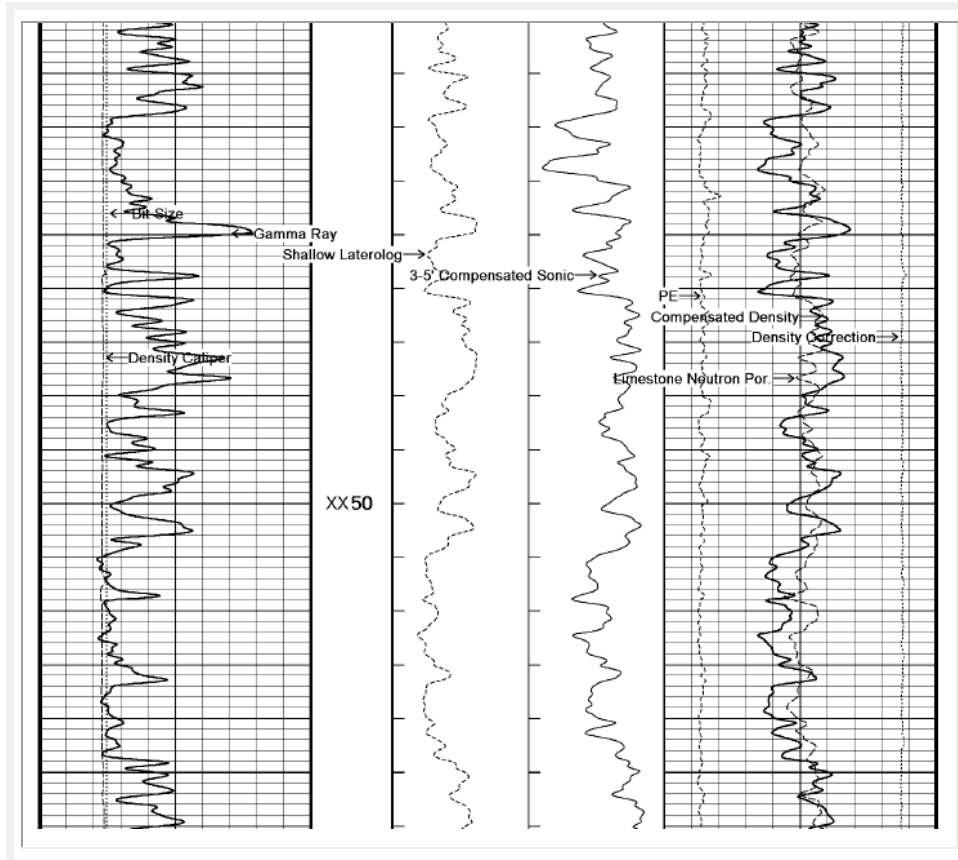


Figura IV.29 a. Primera parte del registro obtenido con mediciones TBL (Runia et al., 2004).

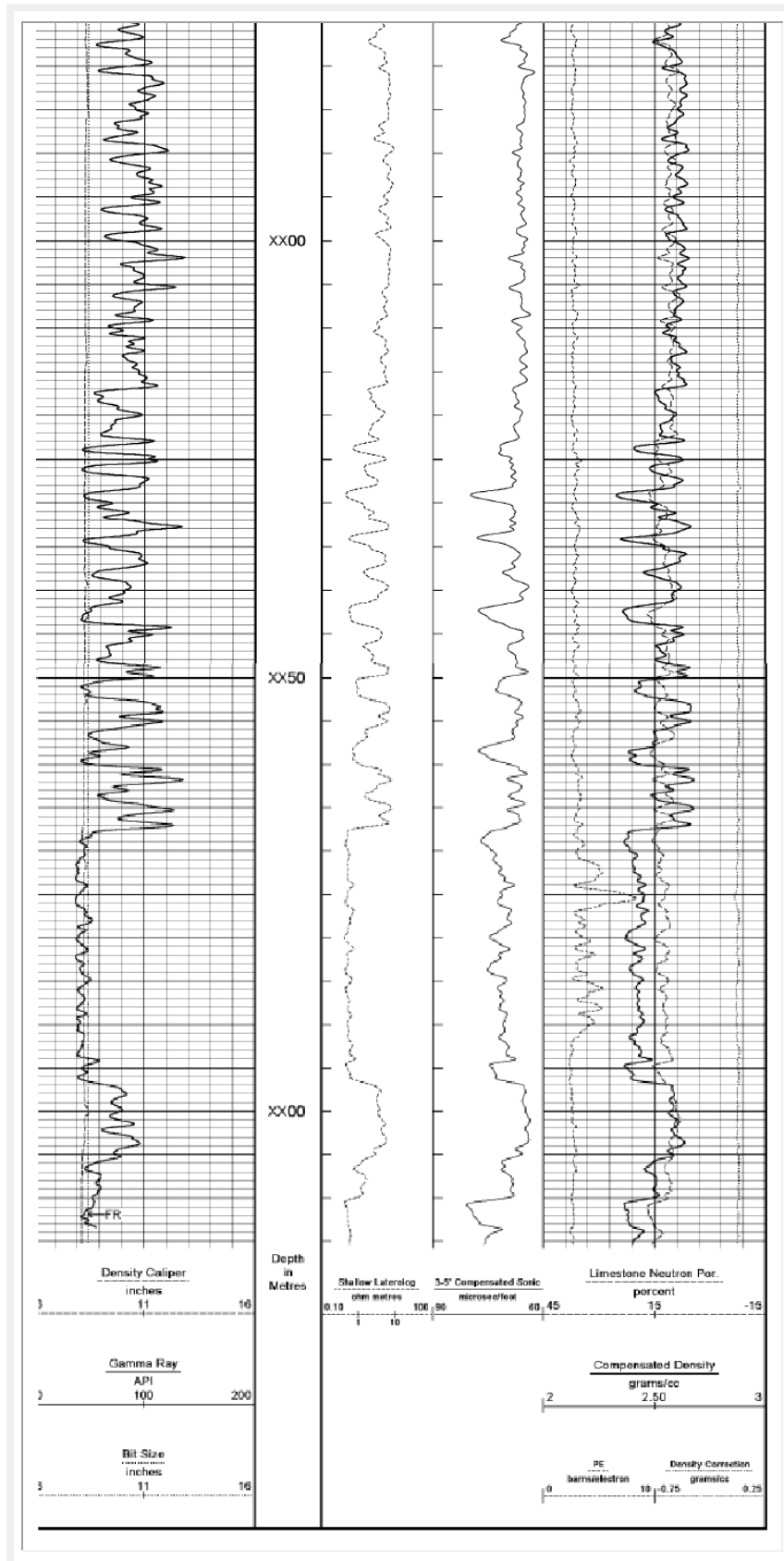


Figura IV.29 b. Segunda parte del registro obtenido con mediciones TBL (Runia et al., 2004).



6. Caso: Implementación de LWC en mares profundos de Oregon, Estados Unidos

La prueba se realizó a una profundidad de 788.5 m en la cresta del Sur de *Hydrate Ridge* (zona de mares profundos) en el sitio ODP 1249 (figura IV.30). Se perforó 30 m por debajo del fondo oceánico, donde se extrajeron muestras de núcleos (ver tabla IV.1) a través de sedimentos de arcilla con contenido de gas a 74.9 m.

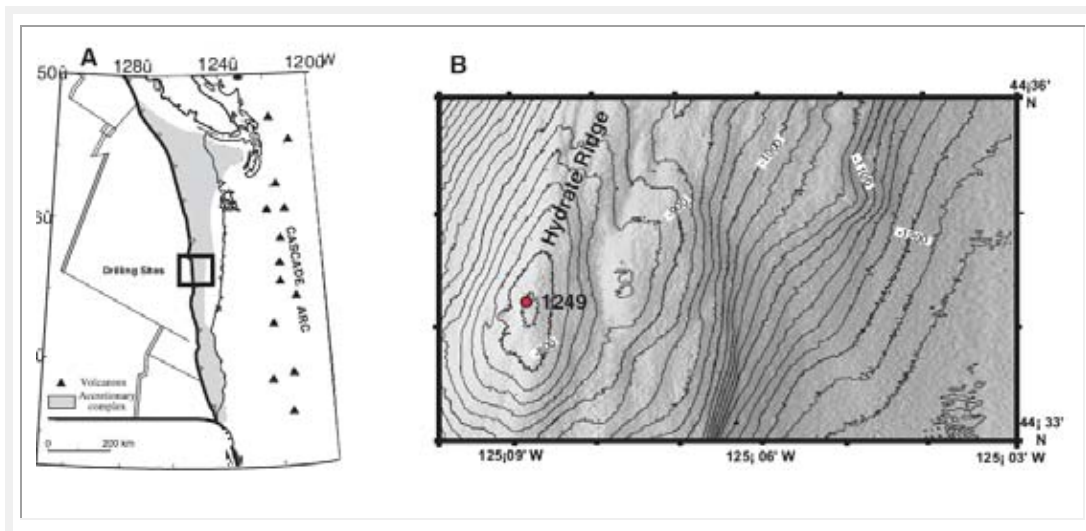


Figura IV.30. Ubicación y batimetría del pozo 1249 en la costa de Oregon (Goldberg et al., 2004).

Core #	Advance	Recovery (m)	% recovered
1W	29.9 m	-	-
2A	4.5	3.05	67.78
3A	4.5	1.92	42.67
4A	4.5	1.15	25.55
5A	4.5	0.93	20.67
6A	4.5	2.06	45.78
7A	4.5	0.57	12.67
8A	9.0	3.81	42.33
9A	9.0	0.52	05.78
total	45m	14.01m	average 32.9%

Tabla IV.1. Resumen de extracción de núcleos en el pozo 1249 (Goldberg et al., 2004).

La figura IV.31 muestra la recuperación de un núcleo previo a las mediciones, la presencia de hidratos de gas en el núcleo y su rápida disociación es excluida de las mediciones de rayos gamma en los núcleos.



Figura IV.31. Recuperación de un núcleo previo a las mediciones en el pozo (Goldberg et al., 2004).

Resultados

Al obtener fotografías de núcleos (5-A) indica la presencia de hidratos de gas (moléculas de gas envueltas por una “jaula” de moléculas de agua) mostrados en las áreas reflectivas (figura IV.32). Sin embargo, el núcleo 6-A indica un cambio en la composición (arcillas oscuras verdes).

Las mediciones LWD se realizaron usando la herramienta GeoVision-6 (en un pozo paralelo 1249A) y con las realizadas con RAB-8. La figura IV.33 muestra similitudes y diferencias. El largo incremento en resistividad en el intervalo superior de ambos pozos, corresponde a la presencia de gas e hidratos de gas. Algunas variaciones en la calidad de la imagen entre los pozos puede ser asociado por el tiempo de mediciones.

Las mediciones de rayos gamma muestran una tendencia lineal que puede ser atribuida a la diferencia entre la separación del RAB-8 y el GVR-6.

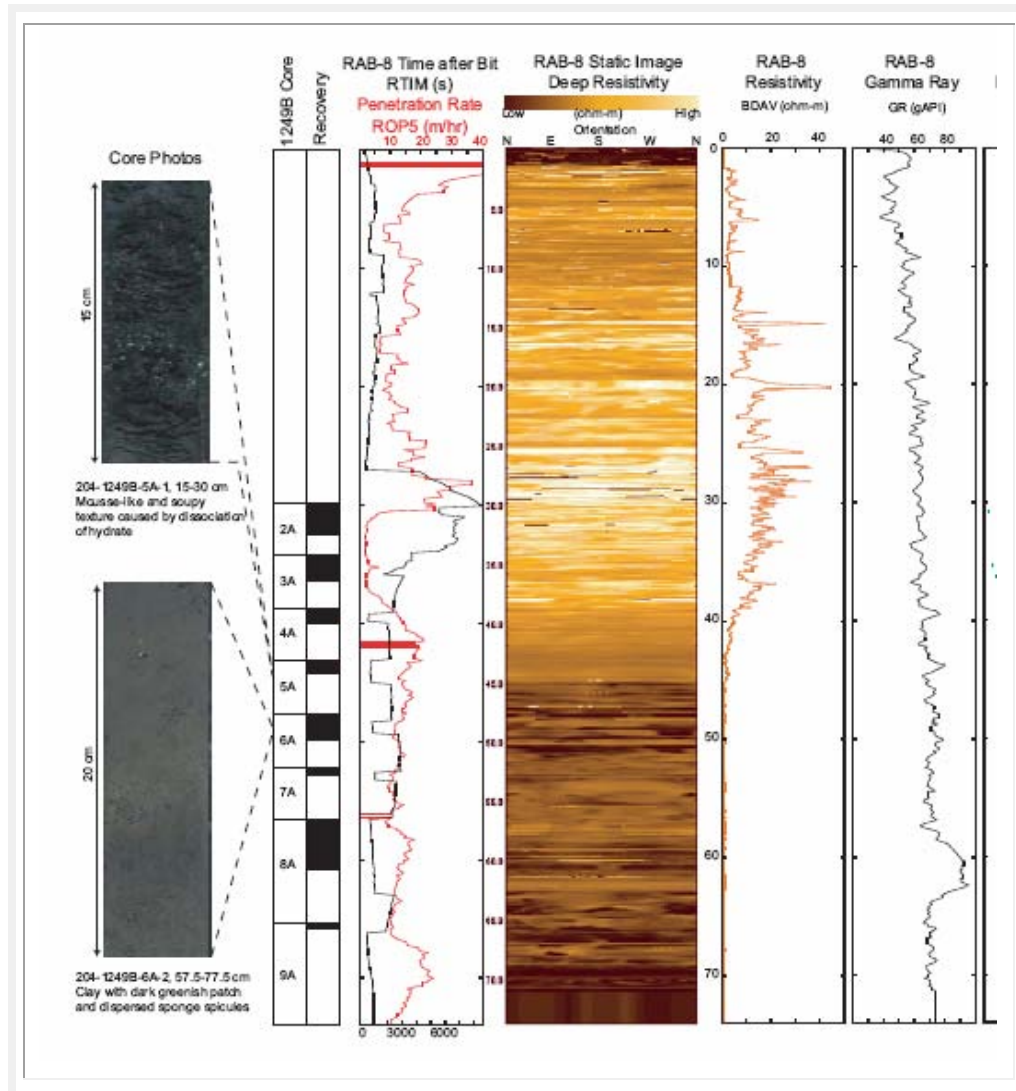


Figura IV.32. Registros de resistividad y GR en el pozo 1249 en Oregon (Goldberg et al., 2004).

En general, la imagen en el pozo 1249A (RAB) y en el 1249 (GVR), muestra diferencias debido a las condiciones ambientales y variaciones laterales en heterogeneidades entre los dos sitios.

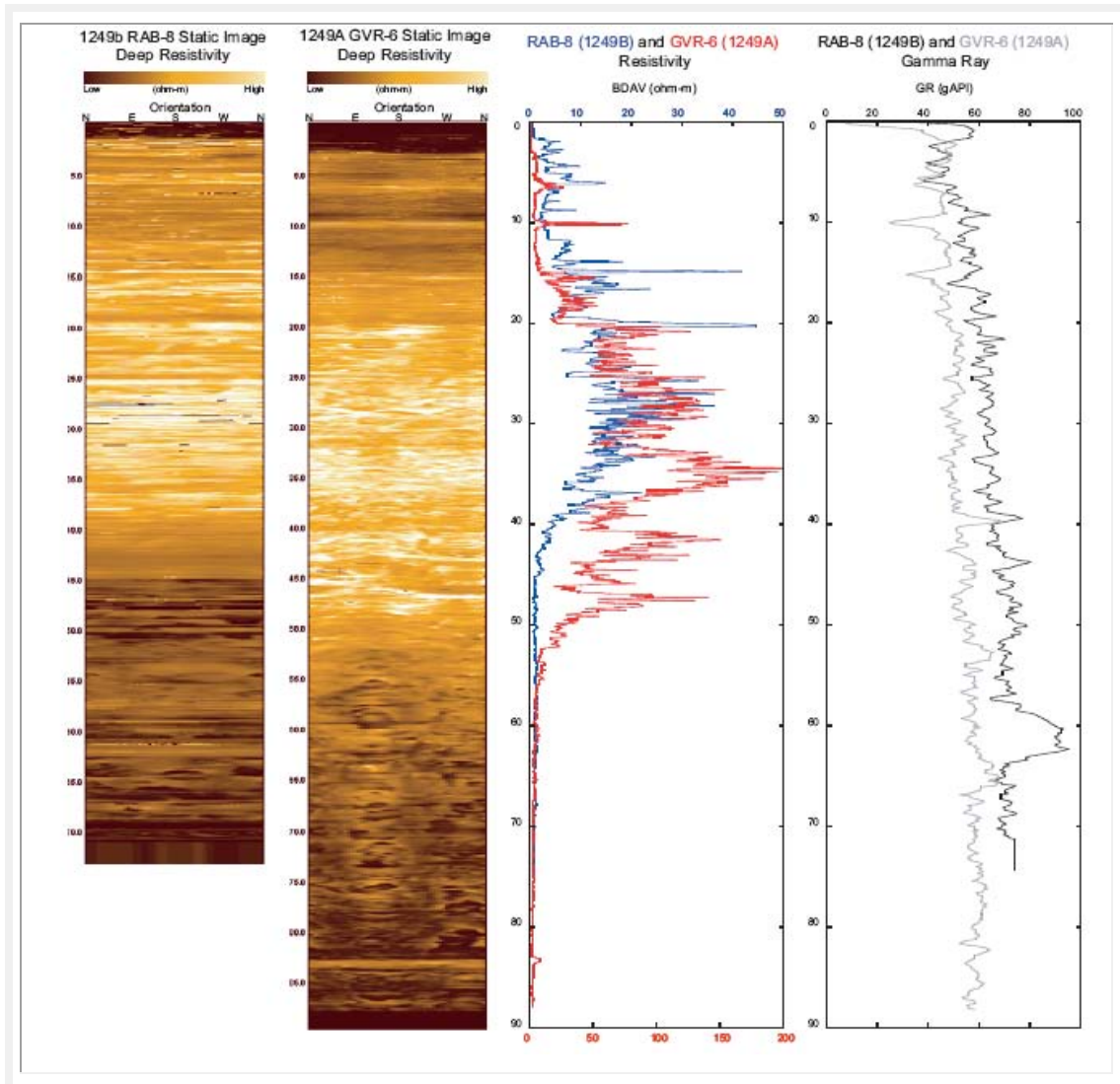


Figura IV.33. Comparaciones entre mediciones de RAB-8 y GVR-6 (Goldberg et al., 2004).



7. Caso: Evaluación de Formación en mares profundos en el campo Ram Powell, Golfo de México.

En el siguiente ejemplo (figura IV.34), realizado en aguas profundas del Golfo de México se perforó un pozo horizontal en un yacimiento de arenas paralelo a las capas. Durante la perforación se detectaron algunas características:

- La caída de la tasa de perforación (ROP), el incremento de la resistividad y la densidad, mientras que la porosidad-neutrón se aproxima a cero. La información obtenida fue sorprendente debido a que en dos pozos verticales perforados no se detectó tal anomalía.
- La primera conclusión asumió que los rasgos deposicionales mentían al ser paralelos a la estratificación.
- Sin embargo, al examinar las mediciones de densidad y neutrón revela que estos son interfaces verticales. Si las caídas de curvas fueran paralelas a los planos de estratificación, la herramienta encontraría cambios graduales en las fronteras y la transición de medida del depósito a las líneas ajustadas, ocurriría en ciertas distancias. Las transiciones al ser bastante abruptas, indican un límite de alto ángulo.

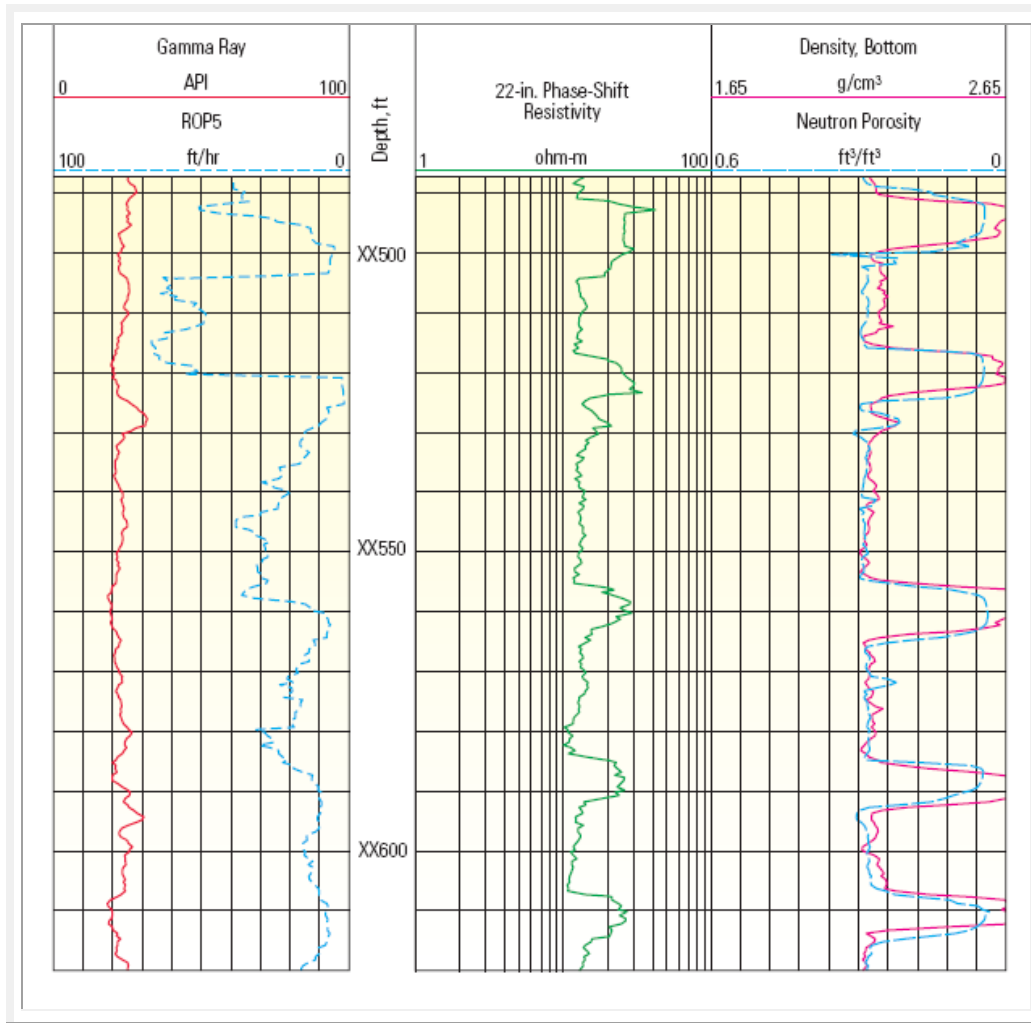


Figura IV.34. Interpretación de anomalías en un pozo horizontal en el campo Ram Powell, Golfo de México (Burgeois et al., 1998).

La interpretación de fronteras verticales creó nuevas preocupaciones para el operador: ¿Fue categorizado el depósito? ¿Las curvas eran planos de fallas mineralizados? ¿Cuál es la extensión vertical de estos rasgos? ¿Debe ser cambiada la trayectoria del pozo?. Muchas de estas cuestiones se resolvió con la herramienta de interpretación *VISIÓN First Look Log®*.

Las imágenes de densidad mostradas (figura IV.35), revelan la naturaleza verdadera de las curvas ajustadas. Las fronteras de los rasgos no son planos, más bien son nódulos de calcita. Estos rasgos no son eventos verticales planares continuos y no tienen un impacto en gran escala sobre la producción.



Las lecturas de atenuación de resistividad profunda confirman la interpretación, ya que no se ven influenciadas por las caídas abruptas de resistividad que con las mediciones de fase, lo que también indica que los eventos no se extienden más allá del pozo.

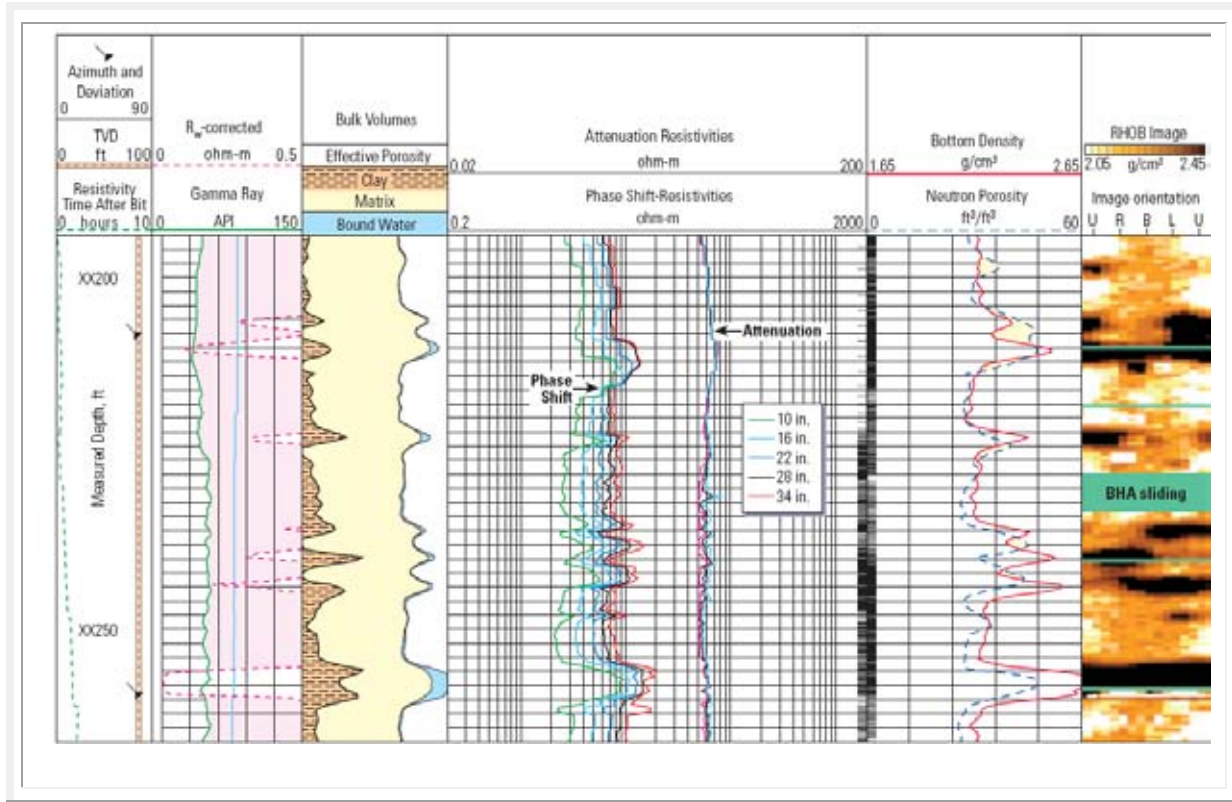


Figura IV.35. Proceso de interpretación mediante *VISIÓN First Look Log®* (Burgeois et al., 1998).

CONCLUSIONES

El desarrollo de nuevas tecnologías para la exploración y producción en los pozos ha tenido un rápido crecimiento, logrando con ello atender a las necesidades actuales de perforaciones direccionales y mediciones durante la perforación con lo cual se ahorra tiempo y costos de operación.

La ayuda de dispositivos que envían información del pozo a la superficie han sido muy importantes para el éxito de las tecnologías recientes en cualquiera de sus dos formas: telemetría de pulso electromagnético y pulso de lodo, tal que su implementación posibilita a obtener resultados en tiempo real y poder tomar decisiones operativas en el momento.

En perforación bajo balance (presión en el pozo menor a la presión de formación) no se puede utilizar telemetría de pulso de presión de lodo, por que se utiliza gas compresible en el lodo.

Previo a la obtención de parámetros de formación es necesario conocer información acerca del desarrollo de la perforación, seguridad de los sensores y de las operaciones; es por ello que las mediciones durante la perforación (MWD) son una tecnología fundamental.

Otro punto importante es realizar las interpretaciones en el momento de perforación, por ejemplo, el monitoreo de los impactos y el peso en la barrena (WOB) el collar de perforación posibilita al intérprete a clasificar la perforación de bajo o alto riesgo, con base en la vida útil de los sensores, barrena y tubería.

Las pruebas de presión y fluidos con herramientas durante la perforación se han visto como una parte que puede ayudar a evitar errores en las mediciones finales de MWD, como lo son las mediciones de temperatura, presión y muestras de fluidos.

El empleo de mediciones sónicas como una aplicación para la reducción de incertidumbres en las mediciones de presión de formación mejora los resultados obtenidos en tiempo real.



La tecnología MWD es indispensable cuando se tienen pozos direccionales, en aguas profundas, pozos horizontales y pozos multilaterales.

La tecnología de registros durante la perforación (LWD) es indispensable en trampas estratigráficas, roca almacenadora con espesor reducido, trampas cercanas a cuerpos de sal y arcilla.

Respecto a los registros LWD, la medición del Potencial Espontáneo (SP) presenta dificultades técnicas; sin embargo algunos de sus resultados los pueden obtener otras mediciones y en ocasiones con mucho mayor certeza, por ejemplo: para la correlación de formaciones pozo a pozo se puede hacer con registros sínicos, la identificación cualitativa del yacimiento se puede realizar con resistividad y rayos gamma, la estimación de permeabilidad con registros de resonancia magnética, por mencionar algunas aplicaciones.

Diversos autores incluyen a las mediciones de rayos gamma en los sensores MWD y otros como LWD. Uno de los factores a considerar es su alcance y lo que se desea obtener de dichas mediciones; por ejemplo: cuando se requiere determinar la dirección del pozo mientras se perfora entonces es MWD y cuando se utiliza para evaluar la formación, entonces es LWD.

Una problemática en LWD es definir una adecuada clasificación con respecto a las herramientas de resistividad, ya las herramientas de inducción y las de propagación electromagnética en esencia son lo mismo, sin embargo diversos autores las dividen en función de la frecuencia o profundidades de operación.

Algunos estudios de resistividad deben considerar los efectos de la constante dieléctrica en la medición, esto es que existen sensores que asumen un valor (CDR), mientras que en otros ya no lo consideran necesario como en el método DCI (Illfelder, 2008).

La contribución de las imágenes durante la perforación para la evaluación de riesgos, formaciones y correlaciones, junto con otras mediciones, es un avance en los procesos de interpretación y geonavegación, desafortunadamente su resolución sigue siendo menor con respecto a las proporcionadas a través de cable en pozo abierto.

Los registros sínicos generalmente se incluyen dentro de la clasificación de mediciones de porosidad, lo cual es acertado. En este material se incluyó como mediciones acústicas para asociarlo con la descripción de los sensores.

El campo de aplicación de las mediciones sínicas va desde análisis de isotropía (con fuentes monopolares), anisotropía (con fuentes dipolares) y mecánica de rocas, hasta la aplicación de las ondas Stoneley para definir estructuras como fallas o fracturas en la formación, e imágenes para mostrar heterogeneidades, aunque su limitante es que no se aplica a grandes escalas.

Hacer una clasificación en los estudios de sísmica durante la perforación resultó algo confusa al consultar información, sin embargo un aspecto a considerar es el origen de la fuente, por lo que al final se logró definir en dos principalmente: con barrena como fuente (*Drillbit-Seismic*) y con fuente convencional (SeismicMWD) como un perfil sísmico vertical (VSP) durante la perforación.

El desarrollo de tecnologías complementarias a MWD y LWD presentó una innovación y a la vez un enfoque diferente a las mediciones en el pozo, como: en la extracción de núcleos, colocación de revestimientos, protección y prevención de problemas en un pozo con sistemas químicos, en la prevención de contaminación por hidrocarburos, entre otros. Todas estas tecnologías inciden en el concepto de tiempo real, Petrofísica dinámica y vigilancia del yacimiento.

Una herramienta que complementa a las herramientas de cable, junto con las MWD/LWD, es la de los registros a través de la barrena (TBL), que permite llegar más lejos en zonas de alto riesgo de colapso o poca estabilidad en la formación.



La evaluación de formaciones durante la formación (FEWD) concluye todo el proceso en los registros de pozos WD y su importancia radica en la correcta lectura de información; realizar correcciones oportunas debidas a diversas condiciones en el pozo y la formación, análisis de anisotropía en los casos que se presente y el empleo de registros de hidrocarburos para poder realizar una mejor interpretación de la formación o de la dirección de un pozo en periodos muy cortos de tiempo. FEWD constituye la parte de Petrofísica dinámica durante la etapa de perforación.

En la descripción de algunas herramientas se presentó dificultad y fue debido a lo escaso de la información; por lo que en ocasiones sólo se resumió a presentar la tecnología correspondiente.

Una conclusión final referente a las reiteradas comparaciones entre herramientas durante la perforación con las convencionales a través de cable (*wireline*) en pozo abierto, está en función de lo que desea probar, ya que hay ocasiones que los sensores de cable tienen mejores resultados (por ejemplo, las imágenes FMI en botones pegados a la pared del pozo) y en ocasiones son mejores los sensores LWD/MWD (información en tiempo real, pozos direccionales, sin efecto de invasión de filtrado de lodo etc.).

En general, escuchando la opinión de especialistas en Exploración y Producción en la industria petrolera, que trabajan con registros LWD y *wireline*, a diferencia de la opinión comercial de las compañías de servicio, respecto a la calidad de las mediciones durante la perforación; los registros LWD tienen una menor calidad y resolución respecto a los registros *wireline*. De tal forma que aún después de tomar un set completo de mediciones LWD en un pozo, se solicita el servicio de toma de registros con *wireline*, para estudios petrofísicos a detalle y para la caracterización del yacimiento.

En el futuro cercano, cuando los acuíferos sean caracterizados por la importancia vital de recursos hidráulicos y se requiera el equilibrio con su explotación del balance hidrológico de las cuencas, cuando los recursos energéticos naturales tengan que reemplazar a los hidrocarburos, en la explotación de yacimientos de minerales pequeños a profundidad, en la localización de riesgos geotécnicos en forma no vertical (cavidades, fallas, chimeneas de gas, etc.), en la remediación de sitios contaminados en el subsuelo y búsqueda intensiva para depositar contaminantes a profundidad en el subsuelo, se utilizarán las tecnologías MWD y LWD y en general todas las tecnologías WD tratadas en este compendio, en pozos en las áreas de Hidrogeología, Geotermia, Minería, Geotecnia y Ambiental.

Bibliografía

Tecnologías durante la perforación

1. **Adolph, B., Stoller, C., Archer, M., Codazzi, D., Halawani, T., Perciot, P., Weller, G., Evans, M., Grant, J., Griffiths, R. y Hartman, D. (2005)**, No More Waiting: Formation Evaluation While Drilling, *Oilfield Review*, 17(3), 4-21.
2. **Aghar, H., Carie, M., Elshahawi, H., Gómez JR., Saeedi, J. y Young, C. (2007)**, Nuevos alcances en las pruebas de pozos, *Oilfield Review*, 19(1), 44-59.
3. **Aldred, W., Coock, J., Bern, P., Carpenter, B., Hutchinson, M., Lovell, J., Cooper, I. y Leder, P. (1998)**, Using Downhole Annular Pressure Measurements to Improve Drilling Performance, *Oilfield Review*, 10(4), 41-55.
4. **Alvarado, R., Damgaard, A., Hansen, P., Raven, M., Heidler, R., Hoshun, R., Kovats, J., Morriss, C., Rose, D. y Wendt, W. (2003)**, Nuclear Magnetic Resonance Logging While Drilling, *Oilfield Review*, 15(2), 40-51.
5. **Allan, V., Sinclair, P., Prain, K y Page S. (2004)**, Design, Development and Field Introduction of a Unique Low-frequency (20khz) Induction Resistivity Logging-While-Drilling Tool, *45th Annual Logging Symposium, SPWLA*, Noordwijk, Netherlands, 1-14.
6. **Allen, D., Best, D., Evans, M. y Holenka, J. (1993)**, The Effect of Wellbore Condition on Wireline and MWD Neutrón Density Logs. *Measurement While Drilling Reprint No.40, SPE*, 194-200.
7. **Anderson, B., Bryant, I., Lüling, M., Spies, B. y Helbig, K. (1994)**, Oilfield Anisotropy: Its Origins and Electrical Characteristics, *Oilfield Review*, 6(4), 29-39.
8. **Arps, J. (1964)**, The Subsurface Telemetry Problem: A Practical Solution, *JPT* (edición de mayo), 487.
9. **Arroyo, F. (1985)**, Bases Teóricas de la Interpretación de Registros Geofísicos de Pozos, México, Facultad de Ingeniería, UNAM, 17-27.
10. **Arroyo, JL., Mercado, MA., Gopa, S., Renlie, L. y Williams, S. (2006)**, Imágenes de la pared del pozo y sus inmediaciones, *Oilfield Review*, 18(1), 16-35.
11. **Ásgrímur, G. (2005)**, Geothermal Data Collection and Consultancy at Drill Site, *Proceedings World Geothermal Congress*, Turkey, 1-6.
12. **Bargach, S. Falconer, I., Maeso, C., Rasmus, J., Bornemann, T. Plumb, R., Codazzi, D., Hodenfield, K. y Ford, G. (2000)**, LWD en Tiempo Real: Registros para la Perforación, *Oilfield Review*, 12(3), 64-84.
13. **Barriol, Y., Glaser, K., Pop, J., Bartman, B., Corbiell, R., Eriksen, K., Laastad, H., Laidlaw, J. y Manin, Y. (2005)**, Las presiones de las operaciones de perforación y producción, *Oilfield review*, 17(3), 26-47.
14. **Belaskie, J., Dunn, M. y Choo, D. (1993)**, Distinct Applications of MWD, Weight on Bit, and Torque, *Measurement While Drilling Reprint No.40, SPE*, 67-73.



15. **Bilby, C (2003)**, New LWD Technologies Open up More Options for Reservoir Characterization, *FUEL Magazine*, 1-5.
16. **Bittar, M., Rodney, P., Mack, S. y Bartel, R. (1993)**, A Multiple-Depth-of-Investigation Electromagnetic Wave Resistivity Sensor: Theory, Experiment and Field Test Results, *Measurement While Drilling Reprint No.40, SPE*, 155-160.
17. **Blackburn, J., Daniels, J., Dingwall, S., Hampden-Smith, G., Leaney, S., Calvez, J., Nutt, L., Menkiti, H., Sánchez, A. y Schinelli, M. (2007)**, Levantamientos de Sísmica de Pozos: Más allá del perfil vertical, *Oilfield Review*, 19(3), 20-37.
18. **Bonner, S., Burgess, T., Clarck, B., Decker, D., Orban, J., Prevedel, B., Lüling, M. y White, J. (1993a)**, Measurements at the Bit, *Oilfield Review*, 5 (2), 45-54.
19. **Bonner, S., Fradette, M., Lovell, J., Montaron, B., Rosthal, R., Tabanou, J., Wu, P., Clark, B., Mills, R. y Williams, R. (1996b)**, Resistivity While Drilling: Images From the String, *Oilfield Review*, 8(1), 4-19.
20. **Bonner, S., Clark, B., Holenka, J., Voising, B., Dusang, J., Hansen, R., White, J. y Walsgrove, T (1992c)**, Logging While Drilling: A Three-Year Perspective, *Oilfield Review*, 4(3), 4-21.
21. **Bourgeois, T. Bramlett, K. Craig, P., Cannon, D., Hodenfield, K., Lovell, J., Harkins, R. y Pigram, I. (1998)**, Pushing the Limits of Formation Evaluation While Drilling. *Oilfield Review*, 10(4), 29-39.
22. **Breton, P. Esmersoy, C. et al. (2002)**, Well-Positioned Seismic Measurements *Oilfield Review*, 14(1), 32-45.
23. **Chagoya, R. y Morones, M. (2007)**, Herramientas LWD/MWD: Características, Aplicaciones y su Comparación con Registros de Cable, *tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM*, 23-47, 82-136 p.
24. **Chou, L., Li, Q., Darquin, A., Denichou, JM., Griffiths, R., Hart, N., McInalli, A., Templeton, G., Omeragic, D. y Tribe, I. (2005)**, Hacia un Mejoramiento de la Producción, *Oilfield Review*, 17 (3), 60-71.
25. **Coope, D. (1983)**, Gamma Ray: Measurement While Drilling, *Measurement While Drilling Reprint No.40, SPE*, 139-145.
26. **Cornish, B., Deady, R., y Dethloff, H. (2006)**, Seismic While Drilling, *IADC/SPE 99042*, 1-20.
27. **Correa, R. (2006)**, Interpretación de Registros Geofísicos en Condiciones de Perforación Bajo Balance, *tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM*, 7-32 pp.
28. **Dethloff, M. y Petersen, S. (2007)**, Seismic While Drilling: Operation and Applications, *SPE-109893*, 1.
29. **Downton, G., Klausen, T., Hendricks, A. y Pafitis, D. (2000)**, Nuevos Rumbos en la Perforación Rotativa Direccional, *Oilfield Review*, 12(1), 20-31.
30. **Ferreira, C. y Serrano, M. (2004)**, Hidráulica Avanzada de Perforacion, *SPE*, 1-22.
31. **Fontenot, K. Lesso, B., Strickler, R y Warren, T. (2005)**, Using Casing to Drill Directional Wells, *Oilfield Review*, 17(2), 44-61.

32. **Galleti, P., Xochipa, O., Caballero, J., Peternell, A., Sánchez, R. y Buitrago, O. (2004)**, Utilidad de los Registros LWD en Modo Repaso, Pozo Bolontiku 21, *Revista Pemex*, 3(16), 28-34.
33. **Gardner, W. (1997)**, High Data Rate MWD Mud Pulse Telemetry, **U.S. Department of Energy Natural Gas Conference, Houston, Texas**, 1-27.
34. **Gaurina, N. (2005)**, Casing Drilling Technology, **University of Zagreb, Faculty of Mining, Geology and Petroleum Engineering**, vol 17, 1-8.
35. **Gearhart, M. (1993)**, *Measurement While Drilling Reprint No.40*, SPE, 5-8.
36. **Goldberg, D., Myers, G., Iturrino, G., Grigar, K., Pettigrew, T. y Mrozewsky, S. (2004)**, Logging While Coring - First Test of a New Technology for Scientific Drilling, *45th Annual Logging Symposium*, SPWLA, 1-10.
37. **Gutiérrez, F. (2005)**, Sísmica Mientras se Perfora, *tesis de licenciatura, Facultad de Ingeniería, UNAM*, 1-29, 30-82, 108-154 pp.
38. **Haldorsen, J., Johnson, D., Plona, T., Sinha, B., Valero, H. y Winkler, K. (2006)**, Acústica de Pozo, *Oilfield Review*, 18(1), 36-45.
39. **Illfelder, H., Badea, E., Boonen, P. y Liu, Z. (2008)**, Identification of Formation Fluids Using the Dielectric Constant Determined From LWD Wave Propagation Measurements, *48th Annual Logging Symposium*, SPWLA, Edinburgh, Scotland, 1-10.
40. **Illfelder, H., Hamlin, K. y McElhinney, G. (2005)**, A Gravity-Based Measurement-While-Drilling Technique Determines Borehole Azimuth from Toolface and Inclination Measurements, **AADE-05-NTCE-67**, 1-10.
41. **Inaba, M., McCormick, D., Mikalsen, T., Nishi, M., Rasmus, J., Rohler, H. y Tribe, I. (2003)**, Wellbore Imaging Goes Live, *Oilfield Review*, 15(1), 24-37.
42. **Inglis, T. (1988)**, Petroleum Engineering and Development Studies Volume 2: Directional Drilling, **Landmark Ltd.**, 103-114.
43. **Krygowski, D. (2003)**, Guide to Petrophysical Interpretation, Austin Texas, USA.
44. **Mack, S., Wisler, J. y Wu, JQ. (2002)**, The Design Response, and Field Test Results of a New Slim Hole LWD Multiple Frequency Resistivity Propagation Tool, **SPE-77483**, 1-11.
45. **Mallary, C., Varco, M. y Quinn, D. (1999)**, Using Pressure-While-Drilling Measurements to Solve Extended-Reach Drilling Problems on Alaska's North Slope, **SPE-54592**, 1-11.
46. **Meehan, R., Miller, D., Haldorsen, J., Kamata, M. y Underhill, B. (1993)**, Rekindling Interest in Seismic While Drilling, *Oilfield Review*, 5(1), 4-13.
47. **Mirotnik, K., Kryuchkov, S. y Strack, K. (2004)**, A Novel Method to Determine NMR Petrophysical Parameters From Drill Cuttings. *45th Annual Logging Symposium*, SPWLA, 1-15.
48. **Oil & Gas Journal (2002)**, Electromagnetic MWD Telemetry System Sets Depth Record Offshore, 100(36).
49. **Onnan, J., Dennison, M., Jorion, B. y Mayes, JC. (1991)**, New Ultrasonic Caliper for MWD Operations, *Measurement While Drilling Reprint No.40*, SPE, 184-193.



50. **Rashidi, B., Hareland, G. y Nygaard, R. (2008)**, Real-Time Drill Bit Wear Prediction by Combining Rock Energy and Drilling Strength Concepts, **SPE 117109-PP**, 1-9.
51. **Rewcastle, S. y Burgess, T. (1992)**, Real-Time Downhole Shock Measurements increase Drilling Efficiency and Improve MWD Reliability, **Measurement While Drilling Reprint No.40, SPE**, 85-94.
52. **Runia, J., Boyes, J. y Elkington, P. (2004)**, Through Bit Logging: A New Method to Acquire Log Data, and a First Step on the Road to Through Bore Drilling, **45th Annual Logging Symposium, SPWLA**, Noordwijk, Netherlands, 1-8.
53. **Steiner, I. (1996)**, Electromagnetic MWD/LWD – Where and Why?, **Geology and Petroleum Engineering of the University of Zagreb**, 123-128.
54. **Strickler, R. y Solano, P. (2007)**, Cementing Considerations for Casing While Drilling: Case History, **SPE/IADC 105413**, 1-4.
55. **Sukup, R. y Tarr, B. (1999)**, Casing While Drilling: The Next Step Change in Well Construction, **World Oil**, October, 1-10.
56. **Sweatman, R., Heatman, J., Faul, R. y Gazi, N. (1999)**, Conformance-While-Drilling Technology Proposed to Optimize Drilling and Production. **SPE-53312**, 1-10.
57. **Tubel, P. y Bergeron C. (1992)**, Mud Pulser Telemetry System for Downhole Measurement-While-Drilling, **IEEE**, 219-223.
58. **Wallace, G. (1997)**, High Rate MWD Mud Pulse Telemetry, **U.S. Department of Energy's Natural Gas Conference**, 1-22.
59. **Ward, C. y Beique, M. (2000)**, Pore and Fracture Pressure Information from PWD Data. **Drilling Technology Forum, AADE**, 1-11.
60. **Warren, T. y Lesso, B. (2005)**, Casing Directional Drilling, **AADE-05-NTCE-48**, 1-10.
61. **Warren, T., Houtchens, B. y Madell, G. (2003)**, Directional Drilling with Casing, **SPE/IADC-79914**, 1-10.
62. **Williams, C., Lockwood, G., Selph, M., Norman, R. y Lindsay, T. (2001)**, Characterization of Under-Building Contamination at Rocky Flats Implementing Environmental Measurement-While-Drilling Process with Horizontal-Directional Drilling. **SAND2001-1809 Unlimited Release**, 8-14, 53-60.
63. **Wraight, P., Evans, E., Marienbach, E., Rhein-Knudsen, E. y Best, D. (1993)**, Combination Formation Density and Neutrón Porosity Measurements While Drilling. **Measurement While Drilling Reprint No.40, SPE**, 161-182.
64. **Yu, G., Wang, Z., Mirotnik, K y Zhou, L. (2004)**, MR-ML: For Rapid Reservoir Evaluation, **KMS Technologies-NMR**, 1-2.

Referencias electrónicas:

1. Historia de los registros de pozos:

www.spwla.org/about/Logging-history.pdf

2. Información sobre sensores y tecnologías LWD/MWD:

- 2.1. www.tracs.com/Graphics/Products/LWD%20p1-17.pdf
- 2.2. <http://www.osti.gov/bridge/servlets/purl/840106-dTuh50/native/840106.pdf>
- 2.3. <http://biblioteca.iapg.org.ar/iapg/ArchivosAdjuntos/VIIIJornaper/MWDELECTROMA GEXPARG.pdf>
- 2.4. <http://www.cathedralenergyservices.com/Content/Services/MWD/>
- 2.5. <http://www.chem.queensu.ca/FACILITIES/NMR/nmr/webcourse/t2.htm>
- 2.6. http://www.spe.no/bergen/doc/one_day_seminar_04/pdf_disc/klokkeklang/11%20Successful%20introduction%20of%20LWD%20formation%20pressure%20test.pdf

3. Consulta de la tecnología EMWD en Sandia National Laboratories:

<http://www.sandia.gov/>

4. Información de Perforación direccional:

- 4.1. http://www.multi-shotllc.com/survey_magnetic.html
- 4.2. www.ogs.ou.edu/highlightsfiles/HDRILLChap4DirDrill.ppt
- 4.3. http://materias.fi.uba.ar/6756/Perforacion_direccional_1C_07.pdf
- 4.4. www.gc.usb.ve/GeoPetroleo/WEC_VENEZUELA_97/SPANISH/CAP_3.PDF
- 4.5. <http://biblioteca.iapg.org.ar/iapg/ArchivosAdjuntos/VIIIJornadasPerforacion2003/Lunes%20Sala%20A%20Ma%C3%B1ana/LM2/ATK/ATK%20pres.pdf>

5. Cartas magnéticas consultadas:

<http://www.ngdc.noaa.gov>

6. Información sobre registros de hidrocarburos:

http://www.worldoil.com/magazine/MAGAZINE_DETAIL.asp?ART_ID=2311&MONTH_YEAR=May-2004

7. Información sobre las herramientas ARMIS y MR-ML:

- 7.1. <http://www.gaschem.com/mud.html>
- 7.2. <http://www.intertek-cb.com/westport/speed-of-light.shtml>
- 7.3. http://www.kmstechnologies.com/KMS_Entry/KMS_Tech_Overview_New/mr_ml.htm



8. Información de herramientas:

- 8.1. Schlumberger: <http://www.slb.com>
- 8.2. http://www.slb.com/media/services/drilling/drillingtools_quickref.pdf
- 8.3. Halliburton: <http://www.halliburton.com>
- 8.4. Pathfinder: <http://www.pathfinderlwd.com/services/>
- 8.5. Baker-Hughes: <http://www.bakerhughesdirect.com>
- 8.6. http://www.netl.doe.gov/technologies/oil-gas/FutureSupply/MethaneHydrates/2009GOMJIP/GOMJIP_LWD.html
- 8.7. www.ideo.columbia.edu

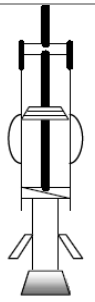
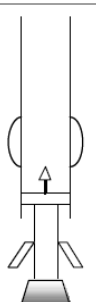
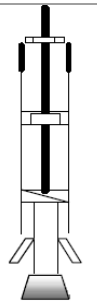
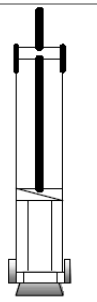
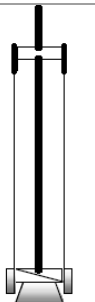

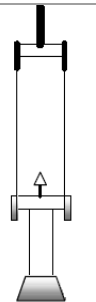
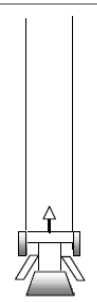
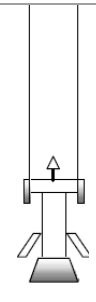
9. Consulta de cartas de interpretación:

http://www.slb.com/content/services/resources/books/log_charts/index.asp

10. Consulta de revestimiento direccional:

www.slb.com/media/services/drilling/engineering/directional_casing.pdf

ANEXO A. Clasificación de las configuraciones de CWD

Sin rotación del revestimiento (NCR)		Con rotación del revestimiento (CR)						
								
NCR1	NCR2	CR1	CR2	CR3	CR4	CR5	CR6	CR7
(A)	(B)	Travesía de cubrimiento a la corrida de la herramienta, cable (DP) a la superficie. (A)					Cubrimiento a la superficie (B)	
Tamaño csg: 20" Tipo de pozo: Fondo del oceano, verical. Herramientas: Torque, swab cup para cementante, estabilizadores, motor de lodo, URM.	Tamaño csg: 13-3/8" Tipo de pozo: superficial BOP, vertical Herramientas: Centralizadores, MWD, motores de lodo, URM.	Tamaño csg: 11-3/4" Tipo de pozo: desviado Herramientas: Dispositivos de bombeo, arpón de csg. interno, motor de lodo al fondo, URM.	Tamaño csg: 7 a 9-5/8" Tipo de pozo: desviado Herramientas: Sensor de torque, liner, bombeador, motor, barrena de núcleos.	Tamaño csg: superior a 7" Tipo de pozo: vertical, desviado Herramientas: Sensor de torque, liner de prod., motor, barrena de núcleos, URM.	Tamaño csg: superior a 16" Tipo de pozo: vertical Herramientas: Boquilla con flujo by-pass, torque, liner, conexiones de csg. barrena de núcleos	Tamaño csg: superior a 16" Tipo de pozo: vertical Herramientas: Boquilla con flujo by-pass, torque, liner, conexiones de csg. barrena de núcleos	Tamaño csg: (4-5)-1/2, (7-9)-5/8" Tipo de pozo: vertical Herramientas: Csg. Rotatorio y bombas para correr el cable. barrena de núcleos, URM.	Tamaño csg: 5-1/2, 7" Tipo de pozo: vertical, desviado Herramientas: Csg. Rotatorio y bombas. barrena de núcleos, MWD, URM.
C	Cementante posible sólo antes (C) o después de POH con bit (D).							
Aplicación: direccionar el flujo sup. de agua. visto en mares profundos, los csg. y cementante	Aplicación: Ahorro de tiempo de viaje, colocar el csg. En lo profundo y en ambientes inestables	Aplicación: liner de gancho para perforar a corta distancia en un depósito expuesto a pérdida de circulación. Perforar lejos en un depósito para interfaces fuertes.	Aplicación: Lo mismo que CR1 y CR2. Perforar y redimensionar para instalar un liner de prod.	Aplicación: Lo mismo que CR1 y CR2. Ahorro de tiempo de perforación. Empujar el pto. de csg. al fondo en un ambiente inestable.	Aplicación: Ahorro de tiempo de viaje. Empujar el pto. de csg. al fondo en perforaciones inestables.	Aplicación: Ahorro de tiempo de viaje		

Simbología: Bit: Barrena, URM: *Under Reamer*, CSG: Revestimiento, ASSY: arreglo, POH: *Pull Out of Hole*.

ANEXO B. Glosario de mnemónicos durante la perforación

Mnemónico	Significado	Traducción	Descripción	Capítulo	Sección	Página
APWD	<i>Annular Pressure While Drilling</i>	Presión anular durante la perforación	Tecnología que realiza mediciones de presión en la zona anular de un pozo.	II	1	35
CWD	<i>Casing While Drilling</i>	Revestimiento durante la perforación	Tecnología que sirve para perforar, evaluar y ademar el pozo con la misma sarta.	II	3	185
C WD	<i>Conformance While Drilling</i>	Conformación durante la perforación	Tecnología que sirve para controlar el flujo en formaciones de gas/agua y zonas en donde hay pérdidas de fluido durante la perforación mediante sistemas químicos y mecánicos.	II	3	200
DCWD	<i>Directional Casing While Drilling</i>	Revestimiento direccional durante la perforación	Tecnología que sirve para perforar, evaluar y ademar el pozo con la misma sarta en pozos inclinados.	II	3	191
EMWD	<i>Enviromental Measurements While Drilling</i>	Mediciones ambientales durante la perforación	Tecnología que sirve para distinguir áreas contaminadas y no contaminadas, realizando mediciones debajo de la zona afectada mediante perforación direccional.	II	3	213
FEWD	<i>Formation Evaluation While Drilling</i>	Evaluación de formación durante la perforación	Análisis e interpretación de datos de registros de pozos, pruebas de perforación, etc. en términos de la naturaleza de las formaciones y el contenido de fluido.	II	4	221
FPWD	<i>Formation</i>	Presión de formación	Tecnología que evalúa los fluidos	II	1	41

	<i>Pressure While Drilling</i>	durante la perforación	de formación y presiones de fracturas en la formación.			
GWD	<i>Gyro While Drilling</i>	Giroscopio durante la perforación	Tecnología utilizada para definir la dirección e inclinación de la perforación en estaciones específicas en el fondo del pozo.	II	1	59
GMWD	<i>Gravity MWD</i>	Mediciones de gravedad durante la perforación	Técnica que opera en áreas de alta interferencia magnética para determinar la inclinación, azimut y <i>toolface</i> mediante acelerómetros de tres ejes integrados en el BHA.	II	1	56
IWD	<i>Imaging While Drilling</i>	Imágenes durante la perforación	Tecnología para la obtención de imágenes que se utilizan en la interpretación estructural, geonavegación, evaluación de la formación y análisis de fallas del pozo.	II	2	108
LWC	<i>Logging While Coring</i>	Registros durante la extracción de núcleos	Tecnología de perforación y extracción de núcleos que sintetiza los métodos de exploración, con calibraciones precisas de profundidad núcleo-registro en un pozo.	II	3	197
LWD	<i>Logging While Drilling</i>	Registros durante la perforación	Proporciona información petrofísica en tiempo real mientras se perfora con la ventaja de medir las propiedades de formación antes de que exista el efecto de invasión.	II	2	73
MWD	<i>Measurements While Drilling</i>	Mediciones durante la perforación	Tecnología que hace la evaluación de propiedades físicas como: presión temperatura, trayectoria, etc. en el pozo	II	1	13

			mientras se perfora. De ayuda a la perforación.			
NMRWD	<i>Nuclear Magnetic Resonance While Drilling</i>	Resonancia magnética nuclear durante la perforación	Tecnología que proporciona parámetros petrofísicos como la permeabilidad y estimación de productividad.	II	2	129
PWD	<i>Pressure While Drilling</i>	Presión durante la perforación	Tecnología MWD que registra las presiones anulares y de la formación durante el proceso de perforación	II	1	32
SWD	<i>Seismic While Drilling</i>	Sísmica durante la perforación	Tecnología con la capacidad de producir un modelo geológico, con información de tiempo-profundidad, actualizando los modelos de velocidad.	II	2	162
TBL	<i>Through Bit Logging</i>	Registros a través de la barrena	Tecnología en el que los sensores se desplazan a través de cable y pasando por un agujero que se encuentra en el centro de una barrena especial. Puede realizar mediciones MWD/LWD y colocar el revestimiento del pozo, utilizando perforación direccional.	II	4	208

ANEXO B. Glosario de mnemónicos técnicos

Mnemónico	Significado	Traducción	Descripción	Capítulo
ABC	<i>Analysis Behing Casing</i>	Análisis detrás del revestimiento	Servicio <i>wireline</i> que evalúa y monitorea el yacimiento a través del revestimiento.	III
ACQG	<i>Advanced Crystal Quartz gauge</i>	Medidor avanzado de cristal de cuarzo	Sensor de cuarzo de alta tecnología que mide la presión, flujo y densidad de lodo en el pozo.	II.1,4, III
ADN	<i>Azimuthal Density Neutron</i>	Neutrón-Densidad Azimutal	Herramienta LWD de Schlumberger de segunda generación que realiza mediciones de densidad y neutrón azimutal.	II.2, III
AIM	<i>Azimuthal Inclination Measurement</i>	Medición Azimutal de Inclinación	Módulo diseñado por Schlumberger colocado cerca de la barrena para mediciones azimutales de inclinación.	III.1
API	<i>American Petroleum Institute</i>	Instituto Americano del Petróleo	Unidades que definen la emisión radioactiva en una medición de rayos gamma.	II.2
APS	<i>Accelerated Porosity Sonde</i>	Sonda de Acelerador de Porosidad	Herramienta de cable que realiza medición de neutrones en yacimientos.	II.2
ARC	<i>Array Resistivity Compensated</i>	Arreglo de resistividad compensado	Arreglo de sensores de propagación electromagnética, diseñado por *Schlumberger, que elimina los efectos de rugosidad del pozo y derivas electrónicas en las mediciones.	II, III
ARMIS	<i>Automated Real-time Methane Isotope System</i>	Sistema automatizado en tiempo real de isótopos de Metano	Herramienta diseñada por *Intertek que realiza mediciones en tiempo real de isótopos de Carbón y Deuterio en el Metano y las zonas con presencia de gas en el pozo.	II.4
BFV	<i>Bound Fluid Volume</i>	Volumen de agua ligada	Cantidad de fluido (agua, petróleo o gas) en la zona porosa que no fluye en condiciones normales en un yacimiento por adhesión a arcillas.	II.2

BHA	<i>Bottomhole Assembly</i>	Aparejo de perforación	Parte inferior de la tubería de perforación que consta de: barrena, motores de lodo (en algunos casos), estabilizadores y sensores de medición.	todos
BHC	<i>Borehole Compensated</i>	Pozo compensado	Técnica usada en las mediciones de propagación de ondas (sónicos, resistividad, electromagnéticos) para compensar cambios falsos causados por variaciones en el diámetro del pozo o la inclinación de la sonda.	II.2
BOP	<i>Blow Out Preventer</i>	Preventor	Válvula situada en la cima de un pozo para controlar los fluidos de perforación.	III
CBL	<i>Cement Bond Logging</i>	Registro de adherencia de cemento	Registro que usa las variaciones en amplitud de una señal acústica que viaja por debajo del revestimiento para determinar la calidad de adherencia del cemento en el exterior de la pared revestida.	II.4
CDN	<i>Compensated Density Neutron</i>	Densidad-Neutrón compensada	Herramienta LWD de *Schlumberger que realiza mediciones de densidad y neutrón compensados.	II.2,III,IV
CDR	<i>Compensated Dual Resistivity</i>	Resistividad Dual Compensada	Herramienta LWD de *Schlumberger que realiza mediciones de resistividad compensada, rayos gamma.	II.2, III
CPMG	<i>Carr-Purcell-Meiboom-Gill</i>	Carr-Purcell-Meiboom-Gill	Secuencia de pulsos en imágenes de resonancia magnética para la caracterización de porosidad.	II.2
CR	<i>Casing Rotating</i>	Rotación del revestimiento	Configuración de los revestimientos en el que se requiere rotación durante la perforación.	II.3
DCAL	<i>Density Caliper</i>	Calibre de densidad	Indicador de la condición del diámetro del pozo obtenido con la herramienta CDN o ADN.	II.2
DCI	<i>Dielectric Constraint Independent</i>	Independencia de la constante dieléctrica.	Método para determinar la resistividad aparente sin asumir ningún valor de la constante dieléctrica.	II.2

DLA	<i>Drill Lock Assembly</i>	Montaje de seguro de perforación	Dispositivo que sirve para anclar y sellar el BHA dentro de la tubería de revestimiento.	II.3
DP	<i>Dynamic Positioning</i>	Posicionamiento dinámico	Sistema computarizado que sirve para mantener la posición estable en una perforación o colocación de un revestimiento.	II.3
DST	<i>Drillstem test</i>	Prueba al pie de la perforación	Procedimiento para muestrear la capacidad productiva (presión y/o permeabilidad) alrededor de la formación o yacimiento.	II.1
ECD	<i>Equivalent Circulating Density</i>	Densidad de circulación equivalente	Parámetro que define la densidad cuando el lodo está circulando en el pozo y está en función de la presión medida y la profundidad real.	II.1
ECS	<i>Elemental Capture Spectroscopy</i>	Espectroscopía de captura elemental	Sensor <i>wireline</i> con una fuente de Americio-Berilio (Am-Be) y un detector de bismuto germanato (BGO) para realizar mediciones de espectroscopía de rayos gamma.	II.4
EMT	<i>Electromagnetic Telemetry</i>	Telemetría electromagnética	Método de transmisión de datos del pozo a la superficie mediante ondas electromagnéticas	II.2
EMW	<i>Equivalent Mud Weight</i>	Peso de lodo equivalente	Término derivado de la presión hidrostática y que proporciona la misma presión en un sistema estático sin presiones superficiales.	II.1
EOB	<i>End Of Build</i>	Fin de la construcción	Término de la perforación direccional de un punto donde el incremento de inclinación termina.	II.1
EOU	<i>Ellipsoid Of Uncertainty</i>	Elipsoide de incertidumbre	Estudio de giroscopio para pozos superficiales.	III
ESD	<i>Equivalent Static Density</i>	Densidad estática equivalente	Parámetro que define al lodo no circulante en las mediciones de presión anular en el pozo.	II.1, III, IV
EWR	<i>Electromagnetic Wave Resistivity</i>	Resistividad de ondas electromagnéticas	Sensor de inducción electromagnética de *Halliburton que realiza mediciones de resistividad a diferentes profundidades	II.2, III
FCR	<i>Focused Current</i>	Resistividad de	Primer sensor enfocado de resistividad durante	II.2

	<i>Resistivity</i>	corriente enfocada	la perforación.	
FFV	<i>Free Fluid Volume</i>	Volumen de fluido libre	Cantidad de fluido en la zona porosa que puede fluir normalmente en el yacimiento.	II.2, IV
GM	<i>Geiger-Mueller</i>	Geiger-Mueller	Tubo detector utilizado en las mediciones rayos gamma para medir pulsos radioactivos de alta energía.	II.2, III, IV
GR	<i>Gamma ray</i>	Rayos gamma	Abreviación que hace referencia a los registros de rayos gamma.	todos
GRS	<i>Gamma ray Spectrometer</i>	Espectrómetro de rayos gamma	Dispositivo para medir los espectros, o número y energía, de rayos gamma emitidos con radiación natural en la formación.	II.2, II.4, III y IV
GWR	<i>Gas Wetness Rate</i>	Tasa de gas húmedo	Cantidad de gas con contenido de líquido (usualmente agua o aceite) por arriba del 10% por volumen.	II.4
IRGF	<i>Integrated Radial Geometrical Factor</i>	Factor geométrico radial integrado.	Porcentaje de señal originado desde el volumen que existe entre el sensor y un cilindro concéntrico medido desde el eje.	II.2
KOP	<i>Kickoff Point</i>	Punto de inicio	Término utilizado en perforación direccional para definir el punto en el cual el pozo se desvía de la vertical.	II.2
LHR	<i>Light to Heavy Rate</i>	Tasa de ligereza-pesadez	Razón que determina la ligereza o pesadez en el diagnóstico del gas en el lodo en los registros de hidrocarburos.	II.4
LOT	<i>Leakoff Test</i>	Prueba de goteo	Pruebas que determinan la presión de las fracturas en una formación abierta, usualmente conducida inmediatamente después de perforar debajo de una nueva zapata.	III
LLS	<i>Laterolog Shallow</i>	Laterolog somero	Sensor <i>wireline</i> que realiza mediciones de resistividad lateral para obtener R_i (resistividad en la zona de transición).	II.2
MHBC	<i>Mixed Borehole Compensated</i>	Compensación en el pozo mezclado	Técnica utilizada en los arreglos de resistividad que evita la necesidad de duplicar transmisores	II.2

			y elimina los efectos de rugosidad y deriva electrónica.	
MDBC	<i>Motor Driven Core Barrel</i>	Barril nucleador controlado con motor	Sistema <i>wireline</i> recuperable para la extracción de núcleos durante la perforación y compatible con el sensor RAB.	II.3, IV
MFR	<i>Multi Frequency resistivity</i>	Resistividad multi-frecuencia	Sensor LWD diseñado por *Computalog que realiza mediciones de resistividad para pozos de diámetro reducido a múltiples frecuencias.	II.2
MRIL	<i>Magnetic Resonance Imaging Log</i>	Registros de imágenes de resonancia magnética	Registros, diseñado por *Halliburton, que realizan mediciones directas de la porosidad total del yacimiento en condiciones hostiles mediante imágenes de resonancia magnética.	II.2, IV
NCR	<i>Non Casing Rotating</i>	Sin rotación del revestimiento	Configuración de los revestimientos en el que se no requiere rotación durante la perforación.	II.3
NPT	<i>Non Productive Time</i>	Tiempo no productivo	Término que representa los tiempos en el que la planeación, operación y costos de perforación no son los óptimos.	III
OCQ	<i>Oil Character Qualifier</i>	Calificador del carácter del aceite	Modelo utilizado en cromatografía para determinar el tipo de hidrocarburo característico.	II.4
ODP	<i>Ocean Drill Program</i>	Programa de perforación en el océano	Organización internacional que realiza investigaciones en el mar para estudiar los eventos históricos en la tierra registrados en sedimentos y rocas bajo el fondo marino.	II.3
PDC	<i>polycrystalline diamond compact</i>	Diamante policristalino compacto	Barrena de perforación que tiene pequeños diamantes en los cortadores para perforar la roca raspándola continuamente.	II, III y IV
PDM	<i>Positive Displacement Motor</i>	Motor de desplazamiento positivo	Motor direccional que utiliza una turbina como fuente de potencia en el BHA.	II.1
Pe (PEF)	<i>Photoelectric Factor</i>	Factor fotoeléctrico	Registro con propiedades de absorción fotoeléctrica, definida como $(Z/10)^{3.6}$, donde Z	II.2,II.4, IV

			es el número atómico de la formación.	
PMT	<i>Photo Multiplier Tube</i>	Tubo fotomultiplicador	Detector de centelleo de radioactividad.	II.4
PNG	<i>Pulser Neutron Generator</i>	Generador de neutrones por pulsos	Sensor LWD, diseñado por Schlumberger que realiza mediciones de densidad-neutrón mediante una fuente de iones, un depósito de Deuterio y una columna de aceleración.	II.4, III
RAB	<i>Resistivity at the Bit</i>	Resistividad en la barrena	Mediciones de resistividad lateral cerca de la barrena para aplicaciones LWD/MWD y LWC.	II.2, III y IV
RPM	<i>Revolutions per minute</i>	Revoluciones por minuto	Parámetro mecánico que sirve para determinar el número de veces por minuto que la tubería de perforación gira.	todos
ROP	<i>Rate of penetration</i>	Tasa de penetración	Tiempo en minutos que tarda la barrena en perforar un metro.	todos
ST	<i>Standoff</i>	Distancia	Separación entre la cara del sensor y la pared del pozo.	II.2
SFA	<i>Slowness Frequency Analysis</i>	Análisis de frecuencia de lentitud	Método para controlar la calidad de la estimación de la lentitud-frecuencia de las ondas S, P y Stoneley derivadas de ondas flexurales dipolares.	II.2
STC	<i>Slowness Time Coherency</i>	Coherencia tiempo-lentitud	Gráfica lentitud-tiempo para identificar los valores máximos locales correspondientes a ondas S, P y Stoneley de fuentes monopolares.	II.2
TVD	<i>True Vertical Depth</i>	Profundidad vertical verdadera	Término utilizado en perforación direccional para definir la profundidad vertical real de un pozo.	II.2
WOB	<i>Weight On Bit</i>	Peso en la barrena	Término que define a las fuerzas ejercidas en la barrena.	II.2, IV

ANEXO C. Tecnologías y herramientas durante la perforación.

Tecnología: LWD

Tecnología Asociada	Mediciones	Compañía	Herramienta
GR-WD	Rayos gamma	Schlumberger	Ecoscope, Periscope, ArcVision, GeoVision, adnVision, CDR y CDN, PowerPulse, ImPulse, E-Pulse XR, GyroPulse, SlimPulse.
		Halliburton	ALD, DGR, M5, GABI
		Pathfinder	HDS-1G, PZIG, HDS-1L, HDS-1R, HDS-1S
		Baker-Hughes	INTEQ: Directional Gamma, Resistivity-Gamma Ray
	Resistividad / Inducción	Schlumberger	ImPulse, CDR, mcrVision, arcVision, PeriScope, Ecoscope
		Halliburton	ADR, EWR-4,
		Pathfinder	Array Wave Resistivity
		Baker-Hughes	INTEQ: Multiple Propagation Resistivity, Dual Propagation Resistivity, Slim Compensated Wave Resistivity (SCWR), CWR
	Resistividad / Laterolog	Schlumberger	GeoVision
		Halliburton	AFR
		Pathfinder	Desconocido
		Baker-Hughes	Desconocido
IWD	Imágenes	Schlumberger	EcoScope, PeriScope, GeoVision, CDN
		Halliburton	ALD, M5, Q-BAT, ADR, AFR, InSite IXO, GABI
		Pathfinder	iFinder (Density Imaging Service)
		Baker-Hughes	Circumferential Borehole Imaging, INTEQ-StarTrak
	Densidad	Schlumberger	CDN, adnVision, EcoScope
		Halliburton	ALD
		Pathfinder	DNNSC, SlimDNNSC, Survivor SDNSC
		Baker-Hughes	LithoTrak-ORD
	Neutrón	Schlumberger	CDN, adnVision, EcoScope
		Halliburton	CTN
		Pathfinder	DNNSC, SlimDNNSC, Survivor SDNSC
		Baker-Hughes	LithoTrak-CCN

	Factor Fotoeléctrico	Schlumberger	CDN, adnVision, EcoScope
		Halliburton	ALD
		Pathfinder	DNSC, SlimDNSC
		Baker-Hughes	LithoTrak-ORD
	Caliper	Schlumberger	ImPulse, adnVision, arcVision, EcoScope
		Halliburton	AcousticCaliper, CTN
		Pathfinder	DNSC, SlimDNSC, Survivor SDNSC
		Baker-Hughes	LithoTrak-CCN
NMR-WD	Resonancia Magnética	Schlumberger	proVision
		Halliburton	MRIL-WD
		Pathfinder	Winner
		Baker-Hughes	Mag-Trak
	Sónico	Schlumberger	SonicVision
		Halliburton	BAT, Q-BAT
		Pathfinder	e-Sonic, Compensated Long-Spaced Sonic
		Baker-Hughes	SoundTrak
SWD	Sísmica	Schlumberger	SeismicVision
		Halliburton	Desconocido
		Pathfinder	Desconocido
		Baker-Hughes	SoundTrak

Tecnología: MWD

Tecnología Asociada	Mediciones	Compañía	Herramienta
	Telemetría / Pulso de Lodo	Schlumberger	EcoScope, StethoScope, PeriScope, TeleScope, proVision, adnVision, CDR, PowerPulse, ImPulse, SlimPulse
		Halliburton	M5, InSite IXO, GeoTap
		Pathfinder	HDS-1L, HDS-1G
		Baker-Hughes	aXcelerate
	Telemetría / EM	Schlumberger	PeriScope, Epulse-XR
		Halliburton	EMT
		Pathfinder	Desconocido
		Baker-Hughes	EMTrak
	Temperatura	Schlumberger	GeoVision, CDR, SlimPulse
		Halliburton	M5, PWD Sensor, GeoTap
		Pathfinder	HDS-1G, HDS-1L, HDS-1R
		Baker-Hughes	NaviTrak
PWD: APWD /	Presión	Schlumberger	EcoScope, StethoScope,

FPWD			PeriScope, arcVision
		Halliburton	M5, PWD Sensor, GeoTap
		Pathfinder	DPM
		Baker-Hughes	TesTrak, OnTrak
	Impactos / RPM	Schlumberger	EcoScope, TeleScope, GeoVision, adnVision, CDR, PowerPulse, Epulse-XR, SlimPulse
		Halliburton	ALD, M5, DDS
		Pathfinder	HDS-1G
		Baker-Hughes	Vibration / Stick Slip Monitoring (VSS), DrillString Dynamic
	Torque y WOB	Schlumberger	TeleScope, PowerPulse, SlimPulse
		Halliburton	M5, DDS
		Pathfinder	Desconocido
		Baker-Hughes	VSS
	Inclinación, azimut y <i>toolface</i>	Schlumberger	EcoScope, TeleScope, PowerPulse, ImPulse, Epulse-XR, GyroPulse, SlimPulse
		Halliburton	GABI, DDS
		Pathfinder	HDS-1L, HDS-1R, HDS-1G, PZIG
		Baker-Hughes	NaviTrak
GWD	Giroscopio	Schlumberger	GyroPulse
		Halliburton	Evader MWD Gyro
		Pathfinder	Gyro HDS-1
		Baker-Hughes	GyroTrak
	Geonavegacion	Schlumberger	PeriScope
		Halliburton	M5, ADR, AFR
		Pathfinder	PayZone Steering
		Baker-Hughes	Autotrak
TWD	Pruebas de pozo	Schlumberger	StethoScope, arcVision
		Halliburton	GeoTap
		Pathfinder	DFT
		Baker-Hughes	TesTrak

Otras tecnologías

Tecnología	Compañía	Dispositivos utilizados
Conformance While Drilling	Halliburton, SPE	Uso de sistemas químicos y mecánicos en el pozo
Casing While Drilling (CWD / DCWD)	Tesco, Schlumberger, Halliburton	Revestimiento y cementante en el pozo. MWD: D&I
Logging While Coring (LWC)	Schlumberger, Texas A&M University, Borehole Research Group	Sensores LWD: RAB, GR. Dispositivo Extractor de Núcleos.
Through Bit Logging (TBL)	Shell, Reeves Oilfield Services	Sensores MWD/LWD
Environmental Measurements While Drilling (EMWD)	Sandia National Lab.	Sensor GR-WD

Tecnología: FEWD

Tecnología Asociada	Mediciones	Compañía	Herramienta
ML-WD	Resonancia magnética	KMS Tech., Northwest University, NMR Plus Inc.	MR-ML
	Cromatografía	Intertek	ARMIS