UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA
DIVISION DE INGENIERIA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

“HERRAMIENTAS LWD/MWD: CARACTERÍSTICAS, APLICACIONES Y SU COMPARACIÓN CON REGISTROS DE CABLE”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N :

CHAGOYA MORALES RICARDO RAFAEL
MORONES MENDOZA MYRNA

DIRECTOR: Ing. Manuel Juan Villamar Vigueras
CO-DIRECTOR: Ing. Ulises Neri Flores

CD. UNIVERSITARIA 2007

Universidad Nacional Autónoma de México
UNAM
Biblioteca Central
Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

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.

Agradecimientos

El apoyo de nuestros padres y seres queridos.

A los profesores que nos trasmitieron sus conocimientos y sus vivencias.

A la **Facultad de Ingeniería** y a la **Universidad Nacional Autónoma de México** por prestarnos un lugar en esta nuestra casa.

A todos nuestros amigos que siempre estuvieron ahí para apoyarnos y a todas aquellas personas que fueron parte importante en nuestro desarrollo.

Gracias.
Myrna Morones Mendoza
Ricardo Chagoya Morales

Índice

ANTECEDENTES Pag

Introducción I

CAPITULO 1 HERRAMIENTAS MWD: Sistemas de Medición
Introducción 1
1.1 PowerDrive vorteX 2
1.2 PowerDrive X5 3
1.3 E-Pulse 5
1.4 E-Pulse XR 6
1.5 IMPulse 8
1.6 SlimPulse 9
1.7 PowerPulse 10
1.8 TeleScope 17
1.9 Aplicaciones, Beneficios y Características de las Herramientas 19

CAPITULO 2 Fundamentos y Parámetros de Medición
Introducción 23
2.1 Dirección 24
2.2 Inclinación 31
2.3 Cara de la Herramienta 35
2.4 Telemetría 36
2.5 Aplicaciones de MWD 43

CAPITULO 3 HERRAMIENTAS LWD: Sistemas de Registros
Introducción 48
3.1 CDR (Resistividad Dual Compensada) 49
3.2 CDN (Densidad Netrón Compensado) 50
3.3 ARC (Arreglo de Resistividad Compensado) 51
3.4 arcVISION 312 52
3.5 SlimAccess 55
3.6 RAB (Resistividad Cerca de la Barrena) 57
3.7 proVISION 62
3.8 mcrVISION 63
3.9 SonicVISION 64
3.10 geoVISION 67
3.11 ADN (Densidad Neutrón Azimutal) 68
3.12 StethoScope 71
3.13 PeriScope 73
` 3.14EcoScope 74
3.15 Aplicaciones, Beneficios y Características de las Herramientas 76

CAPITULO 4 Fundamentos y Parámetros de Medición LWD
Introducción 82
4.1 Proceso LWD 83
4.2 Medición Nuclear 86
4.3 Densidad 88
4.4 Determinación de la Porosidad con Neutrones 91
4.5 Rayos Gama 96
4.6 Resistividad 98
4.7 Medición de la Resistividad con Herramientas Laterolog 124
4.8 Otras Aplicaciones 133

CAPITULO 5 Comparaciones de Registros LWD y CABLE
Introducción 136
5.1 Comparaciones entre los registros convencionales CABLE y LWD parámetros que miden, diferencias existentes y el por que usarlos 137
5.2 Ventajas de LWD 145
5.3 Ventajas de Cable 147
5.4 Comparación de Registros de las herramientas LWD y CABLE 150
5.5 Estudio comparativo de un caso real de registro con tecnología de CABLE y LWD 164
5.6 Tablas comparativas de servicios de LWD y CABLE 170

CONCLUSIONES 171

APÉNDICE 174

BIBLIOGRAFÍA 185

Índice de Figuras

Capítulo 1

1.1 Herramienta PowerDrive vorteX 3
1.2 Herramienta PowerDrive X5 5
1.3 Herramienta E-Pulse 6
1.4 Herramienta E-Pulse XR 7
1.5 Herramienta IMPulse 8
1.6 Componentes de la Herramienta SlimPulse 9
1.7 Telemetría Continua del PowerPulse 15
1.8 Módulos y Componentes de la Herramienta TeleScope 18

Capítulo 2

2.1 Convergencia de Líneas Longitudinales 24
2.2 Polos Magnéticos 24
2.3 Ubicación del Norte verdadero y Norte Magnético 25
2.4 Referencia de Dirección 26
2.5 Visualización de la Teoría 1 26
2.6 Visualización de la Teoría 2 27
2.7 Ejes de Referencia 27
2.8 Vector Total del Campo Magnético 28
2.9 Diagrama del Magnetómetro 29
2.10 Componentes Vertical y Horizontal 29
2.11 Declinación Magnética 30
2.12 Ángulo de Inclinación 31
2.13 Fuerza Gravitacional 31
2.14 Variaciones de la Fuerza Gravitacional de la Tierra 32
2.15 Ubicación del vector “g” 32
2.16 Funcionamiento del Acelerómetro 33
2.17 Diagrama del Acelerómetro 33
2.18 Sistema Ortogonal 34
2.19 FGT 34
2.20 Cara de la Herramienta 35
2.21 Cara Magnética de la Herramienta 35
2.22 Inclinación 35
2.23 Cara de la Herramienta por Gravedad 36
2.24 Dobleces de la Herramienta 36
2.25 Mediciones en el Fondo del Pozo 36
2.26 Generación de la Señal 37
2.27 Propagación de la Señal 37
2.28 Sensor de Adquisición de Datos en Superficie 37
2.29 Demodulación de la Señal 37
2.30 Ondas Electromagnéticas 38
2.31 Grafico de Tipos de Telemetría 39
2.32 Fuerza de la Señal 39

2.33 Tamaño de la onda 40
2.34 Efecto del Gasto 41
2.35 Efectos de LCM 41
2.36 Efectos de Profundidad 42
2.37 Efectos por el Tipo de Lodo 42
2.38 Efectos por Sólidos en el Fluido de Perforación 43
2.39 Locaciones Inaccesibles 43
2.40 Locaciones que van Costa Adentro a Costa Fuera 44
2.41 Pozos Desviados 44
2.42 Exploración de Pozos Múltiples 44
2.43 Domos Salinos 45
2.44 Control de Fallas 45
2.45 Perforación Costa Fuera Multidirrecional 45
2.46 Pozos Horizontales 46
2.47 Pozos Multilaterales 46
2.48 Control del BHA 46
2.49 Anticolisión 47
2.50 Puntos de Medición 47

Capítulo 3

3.1 Componentes de la Herramienta CDR 49
3.2 Herramienta CDN 50
3.3 Componentes de la Herramienta ARC 51
3.4 Componentes de la Herramienta arcVISION 312 52
3.5 Componentes de la Herramienta SlimAccess 53
3.6 Ejemplo de Registro Slim Array-Sonic 54
3.7 Ejemplo de Registro con Slim Array Lito-Densidad 55
3.8 Ejemplo de Registro con Slim Array Lito-Densidad 55
3.9 Ejemplo de Registro en Tiempo Real SlimAccess 56
3.10 Componentes de la herramienta RAB 57
3.11 Correlación para la Herramienta RAB 58
3.12 Diagrama de Tornado 59
3.13 Registro RAB 60
3.14 Imágenes Adquiridas con RAB (Izquierda) y FMI (derecha) 61
3.15 Escaneo de la Herramienta RAB 61
3.16 Componentes de la Herramienta proVISION 62
3.17 herramienta mcrVISION 63
3.18 Componentes de la Herramienta sonicVISION 66
3.19 Herramienta geoVISION 68
3.20 Componentes de la Herramienta ADN 69
3.21 Usos del ADN en Pozos Desviados con Estabilizador o Deslizando 70
3.22 Componentes de la Herramienta ADN 70
3.23 Herramienta StethoScope 72
3.24 Componentes de la Herramienta PeriScope 73
3.25 Componentes de la Herramienta EcoScope 74
3.26 Interpretaciòn de los Parámetros Capturados con EcoScope 75

Capítulo 4

4.1 Extensiones	83
4.2 Sensor de Superficie	84
4.3 Propiedades de la Formación	86
4.4 Mediciones de Porosidad y Densidad	87
4.5 Ejemplo de Registro (radiación natural, Resistividad, Densidad, Neutron)	88
4.6 Determinación de la Densidad	88
4.7 Identificación de la Densidad Aparente y Verdadera	89
4.8 Porosidad	92
4.9 Mediciones de Hidrogeno	93
4.10 Detector de Helio	94
4.11 Registro de Resistividad	99
4.12 Identificación de Agua	99
4.13 Posibles Hidrocarburos	100
4.14 Saturación de Agua	100
4.15 Correlación de Registros	101
4.16 Tendencia de Datos	102
4.17 cambios en Área y Longitud afectan la Resistencia	102
4.18 Resistividad Afectada por las Dimensiones	103
4.19Tipos de Propagación en Herramientas Resistivas	104
4.20 Zonas de Invasión	105
4.21 Identificación de Zonas de Invasión	106
4.22 Zona Lavada	106
4.23 Zona de Transición	107
4.24 Zona Virgen	107
4.25 Litología	108
4.26 Porosidad	108
4.27 Pozo Horizontal	109
4.28 Propiedades del Fluido de Perforación	109
4.29 Presión Diferencial	110
4.30 Profundidades de Investigación	110
4.31 Profundidad de Investigación	111
4.32 Fluido Conductivo/Formación Resistiva	112
4.33 Fluido Conductivo/Formación Conductiva	113
4.34 Fluido Resistivo/Formación Resistiva	114
4.35 Fluido Resistivo/Formación Conductiva	115
4.36 Ejemplo de Carta de Corrección por Invasión	116
4.37 Volumen de Investigación	117
4.38 Celdas	117
4.39 Área 1	118
4.40 Área 2	118
4.41 Área 3	119
4.42 Área 4	119
4.43 Factor Geométrico Radial	120

4.44 Factor Geométrico Radial Integrado 120
4.45 Profundidad de Investigación 121
4.46 Profundidad de Investigación 121
4.47 Resistividad para Diferentes Espesores 122
4.48 Resistividad en Capas de Diversos Espesores 123
4.49 Tipos de Herramientas para Medir Resistividad 124
4.50 Transmisor y Aplicación de Corriente 125
4.51 Ubicación de los Electrodos 126
4.52 Ubicación y Tipos de Electrodos 127
4.53 Transmisor Electromagnético 129
4.54 Campo Magnético 129
4.55 P1-P2= Cambio de Fase entre los Receptores 130
4.56 Atenuación 130
4.57 Respuesta en 2 Dimensiones 131
4.58 Volumen de aceite en el yacimiento 133

Capítulo 5

5.1 Mediciones Básicas de Profundidad 137
5.2 Registro de LWD con Marcas y Señales de ROP/TAB 139
5.3 Registros Nucleares de LWD y Cable en Yacimientos de Gas 140
5.4 Imágenes y Profundidades de Densidad de ADN 142
5.5 Ejemplo de Registros que Muestran el Pico de Polarización 143
5.6 Efectos de la Anisotropía en Mediciones de Resistividad con Cable y LWD 144
5.7 Efectos de la Anisotropía en Herramientas Resistivas 144
5.8 Visualización de las Herramientas 145
5.9 Registros en Pozos Horizontales 146
5.10 Profundidades de Medición 147
5.11 Comparación de Registros Resistivos 150
5.12 Correlación del Pozo 2 Basados en los Registros del Pozo 1 151
5.13 Comparación de los Registros de Porosidad Densidad 152
5.14 Correlación del Pozo 2 Basados en los Registros del Pozo 1 153
5.15 Comparación de Registros de Δt (Tiempo de Transito) 154
5.16 Grafica de Presión de Poro para Registros de Cable y LWD 155
5.17 Porosidad y Densidad en Registros de Cable y Densidad 156
5.18 Comparación de Registros LWD y Cable 157
5.19 Comparación de Herramientas Sónicas de LWD y Cable 158
5.20 Observando las Respuestas de las Ondas de Corte y Compresional de Registros LWD y Cale 159
5.21 Respuestas de las Herramientas LWD y Cable 160
5.22 Imágenes de LWD y Cable 161
5.23 Comparaciones de Imágenes LWD y Cable 162
5.24 Comparaciòn del Diámetro del Agujero (Caliper) LWD y Cable 163
5.25 Comparación de Porosidades Verdaderas contra Mediciones 165
5.26 Registro del Ejemplo 1 168
5.27 Registro del Ejemplo 2 169

INTRODUCCIÓN

Las interpretaciones petrofísicas comprenden como mínimo la determinación de la porosidad y la saturación de agua, así mismo son esenciales para la toma de decisiones relacionadas con la adquisición de datos de presión y recolección de muestras de fluidos.

Las compañías de exploración y producción han estado anticipando una forma más rápida, más segura y más global de evaluar el potencial productivo de los yacimientos de petróleo y gas y posicionar correctamente los pozos productivos mediante la utilización de herramientas de adquisición de registros durante la perforación.

Hasta no hace mucho, las propiedades básicas de las formaciones, tales como la resistividad y la porosidad, además de las mediciones relacionadas con las operaciones de perforación, tales como la inclinación, la vibración y la presión anular, se adquirían apilando las herramientas de medición individuales en largos arreglos de fondo de pozo.

La conexión y desconexión de estos arreglos pueden implicar un tiempo considerable durante los viajes de entrada y salida de un pozo. Quizá más importante es el hecho de que las distancias más largas existentes entre la barrena y los sensores provocan demoras con las mediciones y obligan a los ingenieros y geocientíficos a esperar la información que, en muchos casos, podría incidir en forma inmediata en los procedimientos de perforación y en la identificación de objetivos. Entre las prioridades de la técnica de adquisición de registros durante la perforación, se encuentra justamente la reducción de la distancia existente entre la barrena y los sensores LWD (Logging While Drilling/registros durante la perforación). La reducción de esta distancia mitiga los efectos ambientales sobre las mediciones y reduce el tiempo de espera para la adquisición e interpretación de los datos necesarios para la toma de decisiones clave.

En los últimos 20 años, las nuevas mediciones obtenidas de los registros han mejorado la interpretación. Estas mejoras pueden dividirse en dos tipos; las que se concentran en una mejor definición de los fluidos y las enfocadas en una mejor definición de los sólidos.

Las primeras herramientas MWD (Measurement While Drilling/mediciones durante la perforación) fueron desarrolladas a comienzos de la década de los 70 para medir las propiedades relacionadas con la perforación, tales como la inclinación y el azimut, que son esenciales en las operaciones de perforación direccional.

En general, las mediciones MWD obtenidas en tiempo real son monitoreadas para ayudar a optimizar el proceso de perforación, evitar problemas de perforación y monitorear la trayectoria del pozo para asegurar que se alcance el objetivo.

Estas primeras mediciones mejoraron el conocimiento de los procesos de perforación dinámica que poseía la industria. Como resultado, las operaciones de perforación se volvieron más eficaces, menos riesgosas y, a menudo, menos costosas.

La calidad de los pozos ha mejorado, reduciéndose los costos y los problemas asociados con la cementación. La reducción de la rugosidad del pozo también mejora la calidad de la evaluación de formaciones tanto con dispositivos operados con cable como con herramientas LWD.

Las primeras mediciones LWD fueron desarrolladas a comienzos de la década de los 80 para identificar los estratos penetrados y, en muchos casos, para confirmar la posición de la barrena con respecto a la formación, en lugar de basarse únicamente en la profundidad medida. Esta capacidad facilitó la implementación de cambios en la trayectoria del pozo para sortear peligros y penetrar el yacimiento objetivo. La tecnología LWD servía además como forma alternativa de adquirir datos de formaciones básicos en zonas en las que la adquisición de registros con herramientas operadas con cable resultaba dificultosa, tales como en pozos altamente desviados y horizontales, o en pozos con agujeros problemáticos.

La segunda fase de desarrollo de las técnicas de LWD, ocurrida a mediados de la década de los 90, reflejó esta evolución con la introducción de mediciones azimutales, imágenes del agujero, motores direccionales instrumentados y programas de simulación para lograr una colocación exacta del pozo mediante la geonavegación (geosteering). En un principio, el direccionamiento en tiempo real utilizaba la velocidad de penetración (ROP), y posteriormente la resistividad para detectar los bordes de la capa de arena y lutita.

Otro objetivo importante de la técnica de registrar el pozo durante la perforación era medir las propiedades de los fluidos de formación antes de que el proceso de perforación (particularmente la invasión de los fluidos de perforación) perturbara significativamente el yacimiento, en la zona vecina al pozo.

Las técnicas de generación de imágenes de la pared del pozo han sido desplegadas con herramientas operadas con cable desde la década de los 60. Con el mejoramiento de las velocidades de transmisión de datos durante la perforación, que tuvo lugar durante la última década, técnicas similares se han convertido en una parte importante de las operaciones LWD. Por ejemplo, las imágenes en tiempo real provenientes de las herramientas LWD, tales como la herramienta de Resistividad frente a la Barrena RAB y la herramienta de resistividad geoVISION GVR, se utilizan para evaluar la estratificación de las formaciones, identificar fracturas, asistir en la evaluación de formaciones.
Además, la tecnología LWD está desempeñando un rol importante tanto en el diseño de las operaciones de terminación como en el diseño de los tratamientos de estimulación de pozos.

Los cambios producidos en el ambiente de la zona vecina al pozo desde el momento en que se inicia la perforación hasta el momento de la adquisición de

registros con herramientas operadas con cable, y las diferencias propias de los diseños de las herramientas, deben tomarse en cuenta cuando se comparan las mediciones LWD con las de los registros adquiridos con herramientas operadas con cable.

No obstante, existe comúnmente un hecho indiscutido: la región vecina al pozo es menos perturbada inmediatamente después de la penetración de la barrena que luego de transcurridos varios días o semanas, cuando tiene lugar la adquisición de registros con herramientas operadas con cable.

El número de mediciones LWD continúa creciendo, pero en muchas áreas aún se prefieren los registros adquiridos con herramientas operadas con cable, especialmente cuando los costos de los equipos de perforación son moderados, la inclinación del pozo es baja y las condiciones de pozo son satisfactorias. Además, el rango y la versatilidad de las capacidades de medición y muestreo de las herramientas operadas con cable constituyen razones imperiosas para su utilización.

En la actualidad, la eficiencia de la perforación, el manejo adecuado del riesgo y la colocación exacta del pozo son los puntos clave para disminuir los costos de exploración y desarrollo. La eficiencia de la perforación significa minimizar el tiempo perdido o improductivo al evitar problemas como las fallas de la sarta de perforación, atascamientos y pérdidas o entradas de fluidos; así como también manejar los riesgos inherentes al proceso de la perforación, tal como la inestabilidad del agujero. Se utilizan modelos mecánicos terrestres (MEM) para integrar todos los datos disponibles. Los registros para perforar proporcionan los datos necesarios para definir el ambiente geológico y el proceso de perforación, así como también la información en tiempo real para confirmar, o actualizar, durante la perforación las predicciones de los modelos MEM. Las inconsistencias entre la predicción y la realidad indican la necesidad de tomar medidas preventivas o correctivas.

En resumen, una colocación de pozos óptima conduce a una perforación más exacta, eficiente y segura, y a un mayor número de pozos productivos, lo que genera importantes ahorros en costos. Para lograr estos objetivos, los datos deben estar disponibles y enviarse a las personas que han de tomar decisiones dentro del periodo apropiado para la selección de opciones operativas. El tiempo real “apropiado” puede variar de segundos a 12 horas, dependiendo del tipo de problema que se anticipa o enfrenta, así como del tiempo y la velocidad de respuesta requeridos. Los rápidos avances en la tecnología de la comunicación, particularmente en soluciones que se basan en las herramientas y el potencial de Internet, hacen posible el envío oportuno de datos hacia los equipos de evaluación de activos ubicados en cualquier parte del mundo.

Los productos de LWD en tiempo real hoy en día incluyen registros optimizados de resistividad, porosidad, tiempo de tránsito acústico, imágenes del agujero, buzamientos, presión anular, pérdidas de fluidos y datos relativos a la integridad de la formación.

CAPÍTULO 1

Herramientas MWD: Sistemas de Medición

Introducción

En este capítulo se presentan algunas herramientas MWD que son utilizadas en los campos petroleros de México. Estas herramientas otorgan algunos beneficios, con diferentes características para diversas aplicaciones. Las herramientas que aquí se presentan aparecen de acuerdo al grado de aplicación en México.

1.1 PowerDrive vorteX

Sistema rotatorio direccional para operaciones de perforación con sobrecarga.

Potencia para perforar más rápido.

El sistema rotativo direccional (RSS) de alto rendimiento PowerDrive vorteX* posee una sección de potencia con alto esfuerzo de torsión, totalmente integrada, que transforma la potencia hidráulica del fluido de perforación en potencia mecánica. Esta energía, combinada con el esfuerzo de torsión y la rotación de la sarta de perforación proporcionada por la cabeza rotativa superior del equipo de perforación, incrementa significativamente el esfuerzo de torsión útil y la velocidad de rotación en la barrena. La capacidad de esfuerzo de torsión adicional posibilita un mayor peso sobre la barrena, lo que se traduce en mayor velocidad de penetración y conduce a una operación de perforación más eficaz desde el punto de vista de sus costos.

Rendimiento que incrementa la eficiencia de perforación.

El paquete de rumbos y la sección de transmisión del sistema PowerDrive vorteX están diseñados específicamente para cargas operacionales altas, lo que asegura un rendimiento consistente y confiable durante carreras prolongadas. Comparado con los sistemas rotativos direccionales (RSS) convencionales, el sistema PowerDrive vorteX provee esfuerzo de torsión adicional y más revoluciones por minuto, lo que se traduce en mayor velocidad de penetración, operaciones de perforación más eficaces y carreras más largas. En un equipo de perforación que carece de la potencia para rotar la sarta de perforación durante las operaciones de perforación convencionales, el sistema PowerDrive vorteX incrementa la envolvente operativa del equipo de perforación, lo que permite la utilización de técnicas RSS comprobadas para mejorar el rendimiento direccional y la eficiencia de la perforación. La sección de potencia integrada del sistema PowerDrive vorteX rota rápidamente la barrena y, como opción, permite que se reduzca la velocidad de rotación de la sarta de perforación. Además se reducen el atascamiento/deslizamiento y otros modos de vibración perjudiciales, que son comunes en los sistemas rotativos direccionales convencionales. Toda la energía disponible se utiliza para perforar el agujero en forma eficaz y maximizar la velocidad de penetración. El desgaste de la tubería de revestimiento y la fatiga de la sarta de perforación en secciones con alta severidad de pata de perro se reducen, lo que a su vez reduce la posibilidad de falla de la sarta de perforación y de la tubería de revestimiento. Todas las piezas externas del sistema PowerDrive vorteX rotan a la velocidad de la sarta de perforación, lo que reduce el arrastre y mejora la velocidad de penetración. La rotación ayuda además a limpiar y acondicionar el agujero, lo que mitiga el riesgo de atascamiento diferencial o mecánico. Para optimizar su rendimiento, el sistema PowerDrive vorteX puede estabilizarse en cualquiera de cuatro localizaciones a lo largo de su extensión. Esta elección de localizaciones facilita la adaptación del sistema para responder a todas las necesidades de perforación direccional.

Control automático de fondo de pozo para una mayor precisión.

El sistema PowerDrive vorteX posee una función de mantenimiento de la inclinación que permite la perforación automática de una sección tangencial u horizontal sin la intervención del perforador direccional. Este control automático en fondo de pozo hace posible la perforación de una sección de mantenimiento, a mayor velocidad de penetración y con más precisión que las que puede lograr un arreglo de control convencional operado desde la superficie.

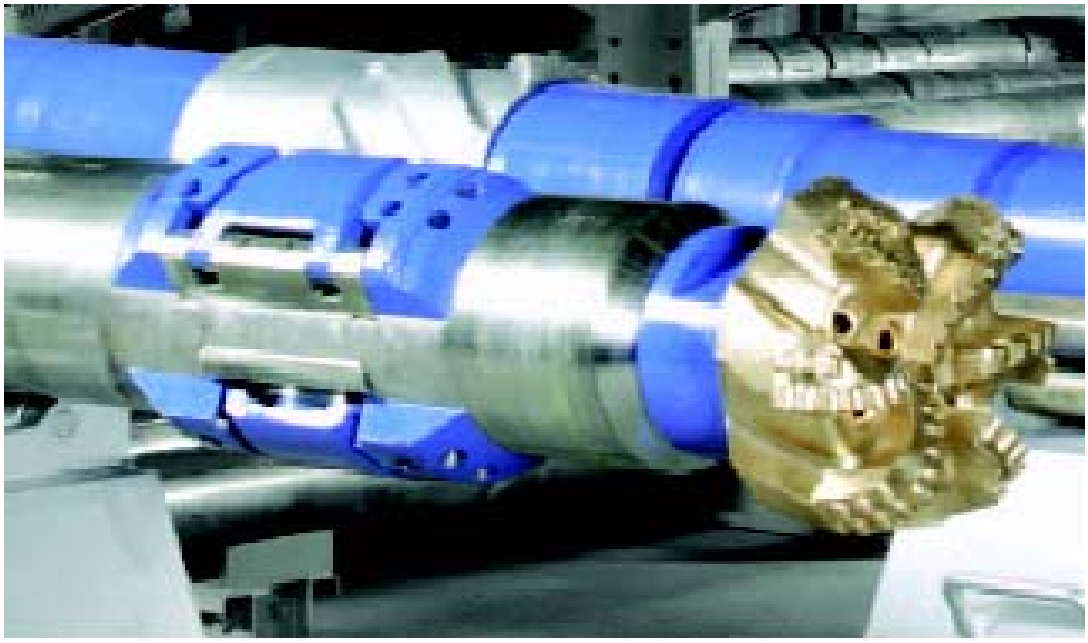


Figura 1.1 Herramienta PowerDrive VorteX

1.2 PowerDrive X5

Sistema de rotación orientado para una buena perforación.

Desarrollo para realizar perforaciones direccionales.

El objetivo es proporcionar servicios de perforación direccional desde la zapata hasta la profundidad total a máximo ritmo de penetración (ROP). El sistema de rotación orientado PowerDrive X5 fue desarrollado con ese objetivo en mente. Este sistema representa un cambio en confiabilidad y eficiencia, facilita la perforación en longitudes largas, optimiza la colocación del pozo y reduce el tiempo de perforación. El resultado de los ahorros en los costos puede ser directo y substancial. Una captura automática de la inclinación y un funcionamiento eficiente del acoplamiento bajo, reducen al mínimo la interpretación que la dirección de la barrena necesita para mantener el control en la dirección mientras se continúa perforando. Menos horas invertidas en interacciones superficiales, indica más tiempo perforando, aumenta hasta en un 15% el funcionamiento de perforar y el tiempo productivo por día. Todas las piezas externas del PowerDrive X5 rotan. La rotación reduce la fricción, mejorando el ROP, se disminuye el riesgo por pegaduras diferenciales o mecánicas, mejor limpieza del pozo y mejores condiciones en el agujero. Como

se trabaja conjuntamente, el sistema automático de trayectoria aumenta la suavidad de rotación del pozo y se disminuye la tortuosidad. Esto reduce los esfuerzos de torsión al perforar, mejora la eficiencia de perforación y elimina los viajes de limpieza. La suavidad del pozo facilita la corrida de la TR y simplifica actividades durante la vida del pozo por ejemplo intervenciones o instalaciones de bombas sumergibles.

Diseñado para la confiabilidad.

El sistema de PowerDrive X5 esta diseñado para mejorar la confiabilidad. Una sección robusta en dirección y los materiales avanzados en la superficie, atenúan el desgaste asegurando un funcionamiento confiable y constante en una amplia gama de ambientes de perforación. Los flujos optimizados reducen el riesgo por pegaduras, limitan efectos por sólidos en el lodo y reducen la erosión en los componentes internos y externos. La electrónica del sistema se encuentra montada en un chasis para durabilidad y confiabilidad, funciona en temperaturas de hasta 302° F en el fondo del pozo.

Diseñado para perforar y colocar exactamente el pozo.

La disponibilidad de datos cerca de la barrena en tiempo real asegura la perforación y la colocación exacta del pozo. Los sistemas eficientes de acoplamiento y el control automático de la inclinación proporcionan una suave sección tangente y mejora la profundidad vertical en una sección horizontal crítica para maximizar reservas recuperables y la potencialidad de producción del pozo. Un paquete típico tri-axial de sensores de MWD cerca de la barrena proporciona un azimut exacto y la información de inclinación direccional que permite un rápido control direccional en operación manual o automática. Una vez penetrada la formación de interés, la trayectoria puede ser asegurada usando la funcionalidad de mantenimiento de la inclinación. No requiere una nueva entrada de la barrena direccional. Las decisiones de dirección son apoyadas por mediciones azimutales de rayos gama en el fondo y una proyección de imagen en tiempo real del pozo que proporciona información del echado de la formación o fronteras de falla. Un sensor azimutal de rayos gama de 6 1/2 ft. de la barrena permite a los perforadores y geólogos identificar límites de estratos rápidamente, lo cual permite una respuesta rápida a los cambios de formación y a la optimización de la colocación del pozo. La detección de puntos de nucleo es óptima y las oportunidades de perforar una sección potencialmente valiosa ó perder tiempo al nuclear la zona o la formación sin interés se reduce.

Figura 1.2 Herramienta PowerDrive X5

1.3 E-Pulse

La herramienta E-PULSE representa la última generación de mediciones electromagnéticas durante la perforación. Desarrollada usando la experiencia ganada de más de 2 millones de horas operacionales. La herramienta está construida para soportar ambientes difíciles de perforación bajo balance usando gas o aire.

Diseñada para mejorar la eficiencia de las aplicaciones de la perforación direccional, la herramienta E-PULSE provee dirección, inclinación, orientación, rayos gama y medición de presión en el fondo. La herramienta puede grabar y enviar datos durante todas las fases de las operaciones de perforación incluyendo las conexiones y en condiciones difíciles como puede ser la pérdida de circulación.

Con la herramienta E-PULSE, las mediciones exactas pueden ser reunidas y transmitidas en las mayores profundidades posibles. Las mediciones son transmitidas a la superficie usando ondas electromagnéticas de baja frecuencia. Estas señales son recibidas y decodificadas usando un sistema apropiado que provee una señal superior que detecta la relación de ruido. En algunas circunstancias, la señal puede ser transmitida a través de la tubería de revestimiento.

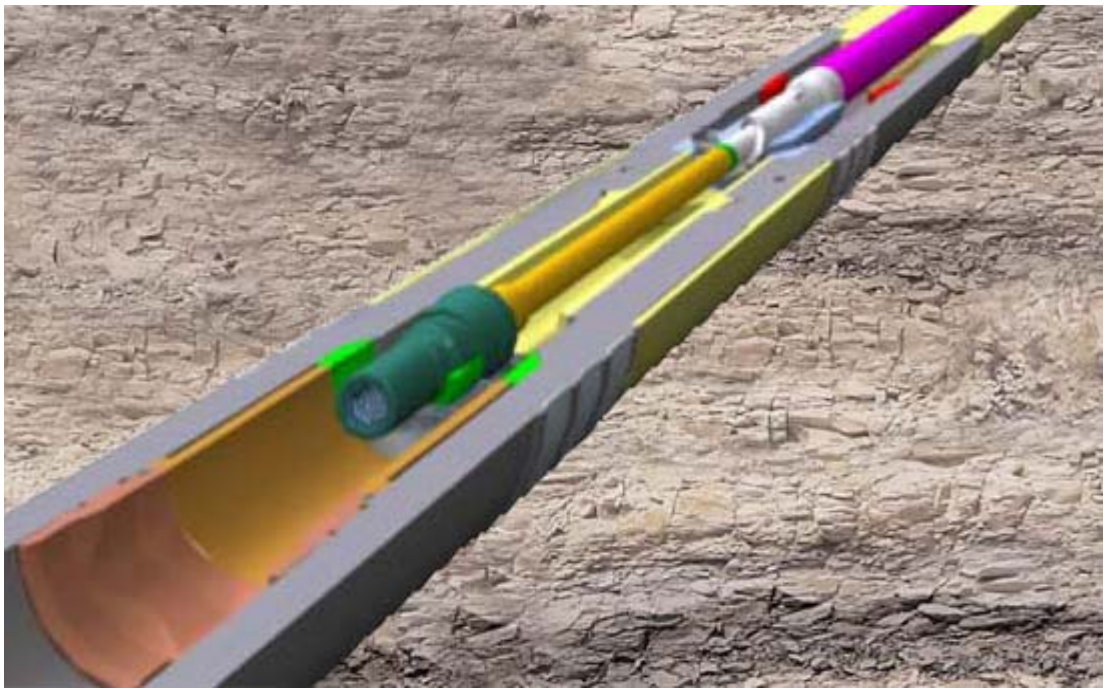


Figura 1.3 Herramienta E-Pulse

1.4 E-Pulse XR

Rápida transmisión de datos.

La herramienta E-Pulse XR del servicio MWD mejora la eficiencia de la perforación proporcionando datos en tiempo real sin la telemetría del pulso de lodo. En su lugar, las ondas electromagnéticas trasmiten los datos a la superficie a través de la formación. En la superficie, estas transmisiones son decodificadas con un sistema apropiado de señales superiores para detectar la relación de ruido.

La transmisión de datos no es afectada por el fluido de perforación que se empezó a usar, la presencia de pérdida de circulación, si el fluido está empezando a circular o bajo balance del pozo. Como resultado, las pruebas pueden ser transmitidas a superficie durante una conexión procesada, y estar disponibles para una perforación direccional mediante el tiempo de bombeo. Esto corta los costos de la perforación mediante la reducción del tiempo no productivo.

Rápida reprogramación de la herramienta.

El servicio E -Pulse XR puede enviar el control de la información de la superficie a la herramienta que esta en el agujero en tan solo 30 segundos.

Esta capacidad de reprogramación puede ser utilizada para cambiar el poder de transmisión, la frecuencia y la velocidad. Esto también permite dar vuelta a la herramienta y apagarla para tomar mediciones cuando se necesitan y optimizar la vida de la batería. La alta capacidad de las baterías de litio combinadas con la flexibilidad de la herramienta permite largas corridas.

Funcionamiento confiable.

La herramienta E-Pulse XR provee mediciones confiables de dirección e inclinación continua y estacionaria, orientación de la cara de la herramienta, rayos gama, revoluciones del lastrabarrena y choques en cualquier fluido de perforación. Esta herramienta está diseñada para manejar el alto contenido de sólidos contenidos típicamente en fluidos usados para la perforación.

Flexibilidad de Medición.

Si se requiere, las mediciones de rayos gama pueden ser grabadas en memoria y enviados a superficie en tiempo real. Combinando las mediciones de rayos gama con mediciones de resistividad provee información de la resistividad de la formación en tiempo real y grabado.

Fuerte Señal.

El servicio de E-Pulse XR puede transmitir su señal a la superficie sin usar repetidores. En algunas circunstancias, las señales pueden ser transmitidas a través de la tubería de revestimiento. La habilidad de este servicio para transmitir toda la información requerida en tiempo real a la superficie permite mejorar el control direccional y tener una mayor exactitud en la colocación de pozos altamente desviados y verticales.

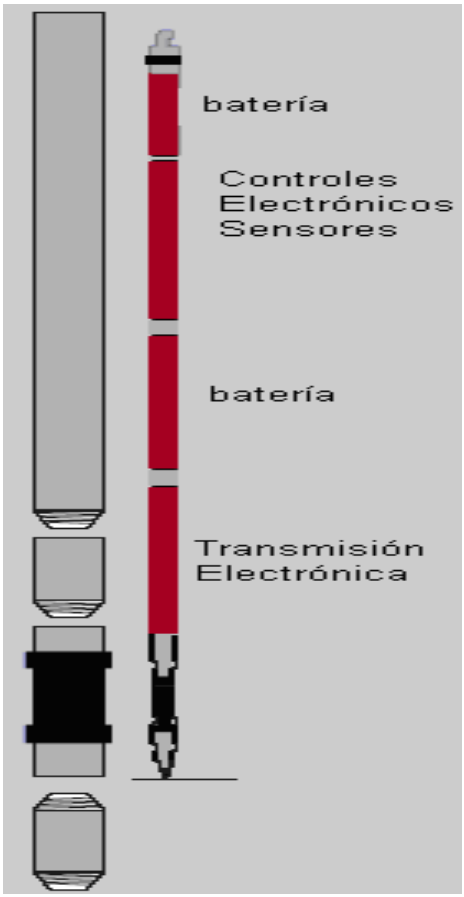


Figura 1.4 E-Pulse XR

1.5 IMPulse

Fue diseñada para satisfacer las demandas de medición en agujeros de poco espesor donde se necesita una evaluación de la formación en tiempo real. La herramienta estándar provee mediciones de rayos gama y resistividad en agujeros de 5 ¾ in y más grandes. Los datos medidos son transmitidos en rangos de seis pies por segundo con un sistema de telemetría que se ajusta a los estándares de la industria.
Los paquetes de inclinación y dirección del IMPulse son sólo de 11.3 ft de la base a la herramienta. La herramienta provee datos contínuos de inclinación y dirección durante la perforación. Las pruebas de control de calidad están grabadas en la herramienta.
Para un control preciso direccional, las mediciones AIM (mediciones de inclinación en la barrena) son transmitidas vía telemetría inductiva alrededor del motor PowerPak mediante una antena receptora colocada sobre el IMPulse. Los datos proveen información instantánea para el control absoluto de la trayectoria del pozo y la dirección de la barrena.

La herramienta IMPulse mide resistividades de la formación en múltiples profundidades de investigación usando una antena electromagnética de cinco transmisores y dos receptores. Los receptores están estratégicamente colocados y debajo de los transmisores para archivar la resistividad verdadera compensada de la formación. La tecnología es capaz de medir las resistividades de la formación por arriba de 3000 ohm.

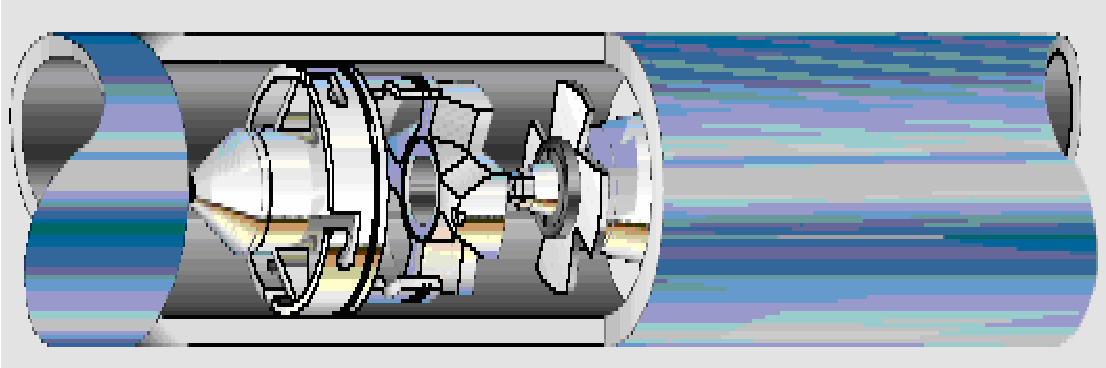


Figura 1.5 Herramienta IMPulse

1.6 SlimPulse

Los componentes de SlimPulse usan la misma tecnología desarrollada por las herramientas existentes de MWD PowerPulse e IMPulse.
Usando diferente tecnología para la telemetría del pulso de fluido de perforación, la herramienta SlimPulse provee mediciones en tiempo real de dirección, inclinación y rayos gama en la cara de la herramienta. Los beneficios de esta tecnología incluyen un rápido rango de datos y una señal fuerte para la transmisión de datos confiables en condiciones difíciles de perforación. Mediciones continuas de dirección e inclinación se hacen durante la perforación para facilitar el control de la trayectoria y reducir las mediciones estacionarias.
La herramienta es operable en una amplia variedad de ambientes y ajustes en el tamaño del lastrabarrena de 2 ½ a 9 ½ in. Los rangos de flujo de operación varían de 35 a 1200 gal/min. La herramienta por completo es recuperable y reemplazable, lo cual ahorra tiempo mediante la eliminación de viajes de la tubería para equipos direccionales.
Las herramientas SlimPulse pueden ser aumentadas para operar en temperaturas tan grandes como 350° F. Los diseñadores capitalizaron la experiencia obtenida de previas generaciones de herramientas operando 15,000 horas en temperaturas de 300° F.
El sistema puede ser combinado con la herramienta ARC475, AIM, APWD y con el motor de fondo PowerDrive. Combinando los servicios de SlimPulse y AIM se tiene un control preciso de la trayectoria del agujero tan pequeño como 5 7/8 in y datos de inclinación a 1 ft de la barrena. Esta información es transmitida vía telemetría electromagnética a un receptor integrado sub posicionado sobre el motor. Los receptores integrados contienen un sensor opcional de presión para monitorear la densidad equivalente de circulación y así mejorar el proceso de perforación.

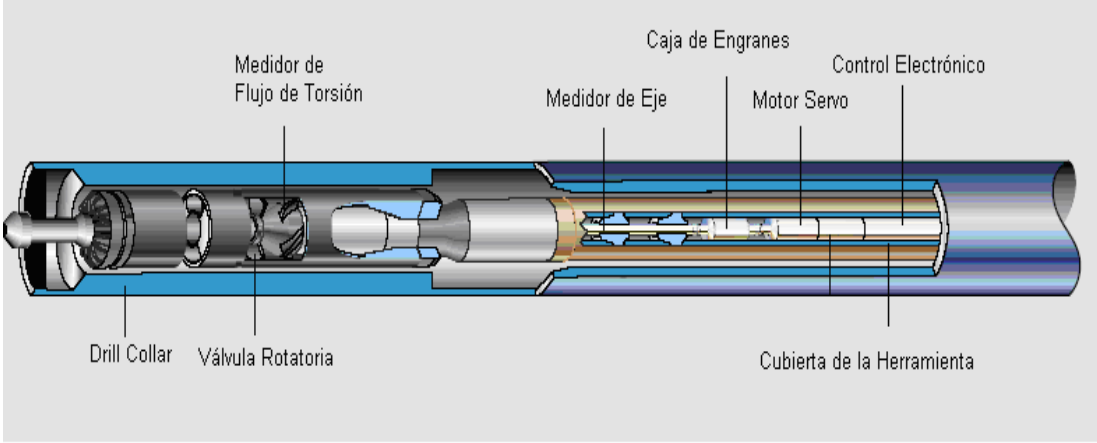


Figura 1.6 Componentes de la Herramienta SlimPulse

1.7 PowerPulse

La herramienta Power Pulse de MWD provee la telemetría del pulso de lodo para la transmisión de datos. La telemetría de las ondas continuas de lodo incorpora características mecánicas para archivar la transmisión de datos de 6 a 16 bits por segundo. El mejoramiento de la calidad de transmisión minimiza los efectos de perforación, motores y otros riesgos asociados a las fuentes de ruido.

La flexibilidad está archivada con una función de reprogramación la cual permite que el sistema MWD sea configurado en el agujero. Los datos son seleccionados para conocer los cambios que se necesitan en la perforación y en los programas de registros.

La frecuencia de señal es variada en el agujero para mejorar el trabajo de la herramienta en todas las profundidades. Las mediciones direccionales incluyen continuos monitoreos de inclinación y azimut. Las mediciones adicionales incluyen un sensor de rayos gama, sensor de torque y peso sobre la barrena y un medidor de vibración en cuatro ejes.

La herramienta Power Pulse puede ser combinada con herramientas LWD que proveen evaluación de la formación en tiempo real. La herramienta estándar es específica para 150º C pero puede ser configurada para operar en temperaturas hasta de 175º C.

Descripción y aplicaciones.

El desarrollo de la herramienta PowerPulse está enfocado en la necesidad de una herramienta de telemetría del pulso del lodo para proporcionar mejor confiabilidad, costos de mantenimiento reducidos, rango de datos incrementado. Otros beneficios de este diseño incluyen:

- Reducción en la longitud del lastrabarrena, lo cual permite mayor flexibilidad
- Toda la instalación eléctrica está completamente interna
- La capacidad de reprogramar permite flexibilidad de frecuencias de operación
- Continúas ondas de telemetría de lodo con tecnología que incorpora características mecánicas y software para incrementar el rango de transmisión de datos.
- Bordes electrónicos internos que son montados sobre un chasis. Estas mejoras han sido hechas para resistencia de choques y vibración.
- Largo rango de flujo y máximo rango de flujo para cualquier tamaño de lastrabarrena dado.
- Extensiones (extenders) removibles
- La herramienta puede ser usada en combinación con servicios LWD para proveer evaluación de la formación en tiempo real.
- Habilidad para operar en ambientes con altas presiones y temperaturas.

La principal utilidad del PowerPulse es proporcionar mediciones de dirección continua y estacionaria (azimut e inclinación). La siguiente tabla ilustra ejemplos de mediciones básicas del PowerPulse disponibles en tiempo real.

Descripción del PowerPulse.

La herramienta PowerPulse consiste de un lastrabarrena (MDC) que contiene un cartucho electrónico. Los cartuchos electrónicos consisten de tres componentes internos:

- MMA (M10 Montaje del modulador)
- MEA (M10 Montaje electrónico – MEC MDI, MGR/MGD/MVC, MEH)
  - MEC (M10 Chasis electrónico)
  - MDI (M10 Chasis de dirección e inclinación)
  - MGR/MGD (M10 Rayos Gama)
  - MEH (M10 sección de electrónica)
  - MVC (Chasis de vibración modular)
- MTA (M10 Montaje de la turbina)

Estos componentes son comunes para todos los tamaños de la herramienta y son combinados con un MTK (M10 Kits) y un MDC (M10 Lastrabarrena) para crear el MNS básico (M10 Navigational Sub). El MNS es la herramienta básica, en adición al MSS (M10 Saber Sub) y las extensiones.

- MEXM (Extender superior)
- MEXD (Extender inferior)
- MXLD (Extender extra largo inferior)

La herramienta PowerPulse puede ser corrida sola o en combinación con una variedad de otras herramientas. Es esencial que un lastrabarrena tenga un conjunto de cartuchos electrónicos internos configurados de acuerdo a los requerimientos operacionales.

- PowerPulse = MNS + MSS (2) +/- MEXM +/- MEXD ó MXLD

Finalmente, los sensores del Peso Integrado sobre la Barrena (IWOB) son una característica opcional para la herramienta PowerPulse. La utilización de estos sensores permite obtener mediciones en tiempo real del agujero como peso sobre la barrena (DWOB) y torque (DTORQ) para ayudar a optimizar la perforación.
El IWOB es una parte integrada de la herramienta PowerPulse. Su diseño elimina la instalación eléctrica en el lastrabarrena y las instalaciones eléctricas sub superficiales.

Configuración separación cero.

La herramienta PowerPulse utiliza la modulación separación-cero (zero-gap) y técnicas de compresión para archivar la transmisión de datos en rangos por arriba de 16 bits por segundo.

Especificaciones del torque en el lastrabarrena.

Antes de que el torque sea aplicado a alguna conexión, es esencial iniciar una inspección visual para asegurarse de que no hay roturas, cortes y picaduras en los sellos. También validar que el torque esté calibrado y en buenas condiciones de trabajo.
Para determinar un apropiado torque para una conexión específica, es necesario verificar la siguiente información:

- Diámetro exterior
- Diámetro interior
- Tipo de conexión
- Material del lastrabarrena

Una vez que el valor del torque ha sido determinado para cada conexión, el torque actual a aplicar es determinado mediante lo obtenido del torque más bajo de los dos. Finalmente es importante saber que los valores determinados de las cartas están basados en que se asume que las conexiones están lubricadas apropiadamente.

Peso integrado sobre la barrena (IWOB).

Los sensores IWOB proveen mediciones del peso sobre la barrena y torque. Estas mediciones se hacen usando medidores que están montados sobre celdas de carga. Dos celdas de carga idénticas están localizadas en el pin final del lastrabarrena IWOB.

Drill Lastrabarrena del PowerPulse.

El propósito del lastrabarrena es alojar la herramienta PowerPulse y por lo tanto puede ser colocada dentro de la sarta de perforación. Entonces la herramienta puede ser físicamente cargada dentro del lastrabarrena y requiere de una herramienta hidráulica. El lugar de la herramienta en el interior del lastrabarrena es identificado mediante un dispositivo de ubicación, el cual puede ser encontrado en el final del lastrabarrena en el MTA.

Montaje del modulador (MMA) del PowerPulse.

La energía para el MMA es generada por el MTA (montaje de la turbina) y provee el manejo de señales mediante el manejo del motor electrónico y el microprocesador. El MMA está construído alrededor de un DC servomotor. Este es un motor muy eficiente y es capaz de producir alto torque y cambios en velocidad muy rápido.

Montaje de la turbina (MTA) del PowerPulse.

El MTA provee energía eléctrica al PowerPulse, la cual es generada mediante un alternador manejado por una turbina expuesta al flujo de fluido de perforación. El alternador produce energía eléctrica de 3 fases la cual es rectificada para la distribución a la herramienta. Este alternador tiene una

configuración híbrida y por eso usa un campo magnético generado magnética y eléctricamente para producir energía.

Montaje eléctrico (MEA) del PowerPulse.

El MEA es el principal componente electrónico del sistema PowerPulse. Este puede contener una versión de alta temperatura ó baja temperatura y también puede contener un MGR, MGD ó MVC.

Extensiones.

El propósito de las extensiones es proveer de un camino electrónico para el agujero y la comunicación superficial entre las herramientas. El ingeniero de campo debe considerar:

- Identificar varios tipos de extensiones disponibles para cada herramienta.
- Remover e instalar extensiones usando el equipo apropiado para dicha tarea.

Verificar y ajustar las longitudes de los extensiones.

Teoría de operación del PowerPulse.

Rayos Gama.

Los rayos gama son una radiación electromagnética emitida de un núcleo atómico durante la descomposición radioactiva. Esta radiación es caracterizada mediante longitudes de onda en el rango de 10^{-9} a 10^{-11}cm, equivalente a rangos de frecuencias de 10^{19} a 10^{21} Hz.

Alguna radiación de rayos gama en la Tierra se origina de la descomposición de tres isótopos radioactivos: potasio 40, con una vida media de $1.3x10^{9}$ años, uranio 238, con una vida media de $4.4x10^{9}$ años y torio 232, con una vida media de $1.4x10^{10}$ años.

Dos tipos de mediciones de rayos gama están disponibles. Un tipo es una medición espectral, la cual determina el número de rayos gama y el nivel de energía de cada uno. Los registros espectrales permiten la determinación de la concentración de potasio, torio y uranio radioactivo en las formaciones.

El otro es el rayo gama estabilizado, el cual graba el total de radiación natural gama. Esta radiación es en efecto emitida por esos tres tipos de elementos: potasio 40, uranio 238 y torio 232.

Teoría del peso integrado sobre la barrena.

Los principios básicos operacionales del peso integrado sobre la barrena (IWOB) son:

- Esfuerzo

Todas las fuerzas y medición de torque, incluyendo el IWOB operan sobre ideas fundamentales del esfuerzo mecánico. El stress mecánico es una carga, o fuerza distribuida sobre un área y tiene unidades de $N.m^{-2}$ ó $Lbf.in^{-2}$. Esto es importante para distinguir entre fuerza y stress. Fuerza tiene unidades de Newtons (N) o libras (lbs).

Montaje de la turbina del PowerPulse.

PowerPulse fue diseñado para proveer energía adecuada bajo un amplio rango de condiciones de operación. Esto fue llevado a cabo usando un alternador conectado a la turbina vía 1:2. Este mecanismo permite que la velocidad de la turbina permanezca baja mientras se incrementa la velocidad del alternador.

El PowerPulse usa un alternador híbrido homopolar. Este dispositivo usa magnetos permanentes y campos de espirales para generar campos magnéticos. El campo de espirales está energizado mediante un alternador que regula la corriente al campo para también complementar o cancelar el campo magnético generado mediante los magnetos permanentes. Con el control del campo, el voltaje de salida del alternador es controlado por un rango pequeño.

El MTA tiene un sistema de compensación de presión para prevenir la invasión de lodo a la herramienta. Este sistema incluye el aceite del contenedor y un resorte. El aceite también es usado para lubricar la caja del mecanismo. La presión del lodo y el resorte crean una presión positiva dentro del MTA.

Montaje del modulador del PowerPulse.

Un motor Brushless DC es usado para manejar el modulador (generador de señal) en la herramienta PowerPulse. Una aceleración controlada y una desaceleración del motor producen una onda de presión modulada, la cual trae la información codificada digitalmente de la herramienta, arriba de la columna de lodo.

El mecanismo del MMA es usado para marcar las características del motor Brushless DC a la aplicación del modulador. Un resolvente consiste de un estator con un rotor montado sobre el motor.

El MMA tiene un sistema de compensación de presión para prevenir la invasión de lodo a la herramienta. Este sistema incluye el aceite del contendor y un resorte. El aceite también es usado para lubricar la caja del mecanismo. La presión del lodo y el resorte crean una presión positiva dentro del MMA.

Montaje de electrónicos del PowerPulse.

El montaje de electrónicos del PowerPulse está compuesto de cuatro diferentes códigos:

- MEC –Chasis electrónico: esta es la sección más larga del MEA. Esta contiene las fuentes de poder, el microcontrolador, el sistema de control y manejo de la telemetría y los sensores de adquisición electrónicos.
- MDI – paquete de dirección e inclinación: esta sección contiene los acelerómetros, magnetómetros, sensores de temperatura usados para calibración y corrección y una tabla de dirección e inclinación, la cual genera el suministro y las referencias que necesitan los sensores.
- MGR – rayos gama: esta sección almacena al detector de rayos gama y los circuitos necesarios para su uso. También contiene los sensores del peso sobre la barrena.

MEH- aloja los electrónicos: esta sección almacena la presión para el MEC, MDI y MGR.

Turbina.

La turbina es colocada en la parte baja de la sección de MTA y es manejada mediante el bombeo del flujo del lodo a través de la herramienta. Esta crea el movimiento necesario para que el alternador genere electricidad. Varios conjuntos de estatores y rotores de turbina existen para contabilizar los rangos de flujos para que la herramienta pueda correr.

Como el flujo del lodo incrementa, el alabe en el rotor tendrán ángulos pequeños al flujo para guardar similares revoluciones por minuto para obtener el menor rango de flujo. La turbina rota la flecha, la cual maneja el alternador a través de un clutch. Este método de generación de energía ofrece más energía y largas horas de operación que las baterías, pero sólo provee energía mientras el fluido de perforación esté circulando.

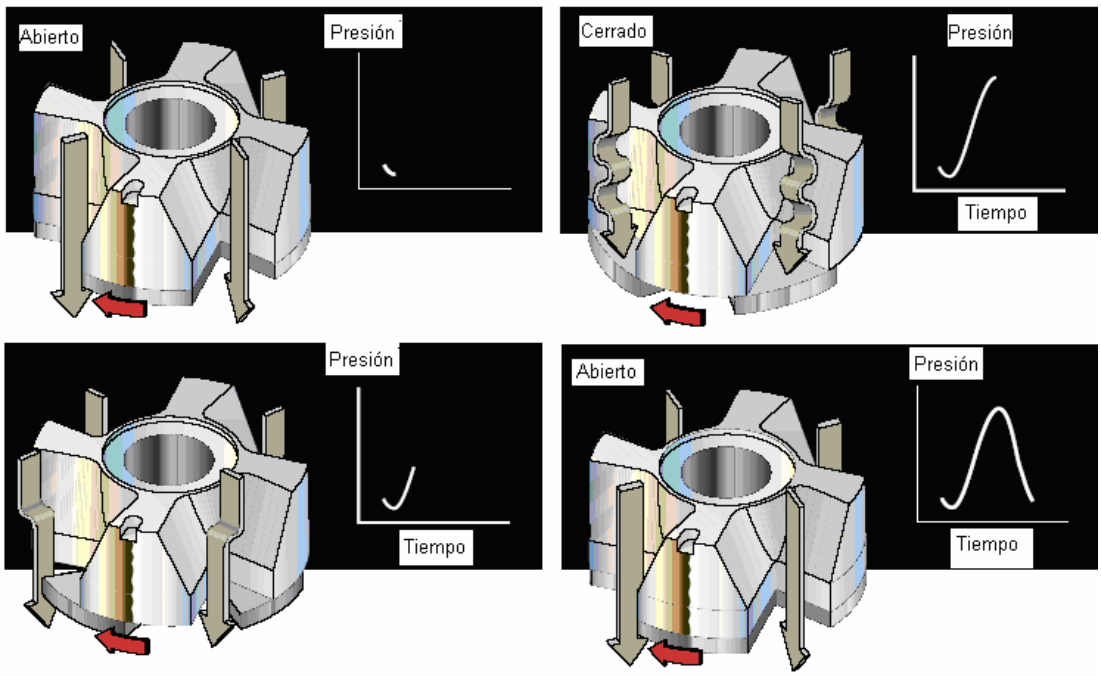


Figura 1.7 Telemetría continua del PowerPulse

Alternador.

El alternador genera energía eléctrica y está manejado por la turbina. El alternador produce tres fases de energía eléctrica, la cual es rectificada para la distribución a la herramienta. El PowerPulse usa un alternador unipolar híbrido en el cual, la sección unipolar agrega o sustrae voltaje producido mediante la sección magnética permanente.

La corriente dentro del campo de espirales es bi direccional permitiendo a la sección unipolar incrementar o decrecer el voltaje de salida de la sección permanente cuando hay cambios en la carga y velocidad sobre el alternador.

Modulador.

El modulador consiste de un estator y un rotor que están posicionados en la parte alta de la herramienta. El lodo bombeado a través de la herramienta envía un flujo a través del estator y el área de flujo a través de ésta puede ser alterada como la rotación relativa del rotor al estator.

El modulador permite a la herramienta PowerPulse transmitir datos obtenidos de las mediciones hechas cerca de la barrena a la superficie en forma de pulsos de fluido. Las mediciones del agujero son convertidas a señales digitales y después a pulsos de presión. Esto es terminado mediante ondas continuas de telemetría, creadas mediante el modulador restringiendo el flujo de fluido de perforación cíclicamente.

Esto crea una onda de presión que actúa como una señal. La información es entonces encajada dentro de esta onda de presión mediante el cambio de su fase o de frecuencia. En superficie, los pulsos son convertidos a voltajes mediante transductores de presión y después demodulados para proporcionar las mediciones originales y permitir los ajustes posibles a la perforación.

Motor.

Este crea el movimiento necesario para que el modulador abra - cierre y este produce la telemetría de pulsos de fluido. Eso genera la frecuencia y el cambio de frecuencia o fase necesario para decodificar la información.

Un resolvente es conectado a la flecha del motor para marcar una posición exacta. Un magneto también es usado para almacenar al modulador en la posición abierta cuando la telemetría de pulso de lodo no está siendo usada.

NOTA:

Todas las tablas de especificaciones de la herramienta PowerPulse se encuentran en el Apéndice.

1.8 TeleScope

Nuevos estándares.

El Telescope –telemetría de alta velocidad durante la perforación, es uno de la siguiente generación de los servicios SCOPE que están poniendo nuevos estándares en la calidad de datos y rápida transmisión en tiempo real de información durante la perforación.

Optimización de la Perforación.

El servicio de Telescope puede transmitir mediciones y datos de múltiples herramientas, dando información comprehensiva que pueda reducir los riesgos de la perforación y mejorar las eficiencias de tiempo durante la perforación. Esta información incluye valuaciones en tiempo real de vibraciones y flujo. En pozos donde el conocimiento de la presión de poro es crucial, el servicio de TeleScope puede ser combinado con otra herramienta de la familia SCOPE. El servicio del StethoScope (presión de formación durante la perforación) provee información en tiempo real para una selección óptima de la densidad del fluido de perforación.

Evaluación de la formación.

El servicio de Telescope provee potencia eléctrica para transmitir datos de otros servicios de medición de fondo del pozo. Su diseño maximiza la cantidad de información disponible en tiempo real y hace esto posible registrar secciones a mayor detalle. Combinando el servicio de TeleScope y el EcoScope, por ejemplo, ambos proveen información de la evaluación de la formación tradicional y avanzada en tiempo real para una caracterización óptima del yacimiento. Todos los datos de medición pueden ser almacenados en memoria integrada para la recuperación en superficie después de la corrida.

Más datos, deliberados más rápido durante la perforación.

El Telescope (telemetría altamente rápida durante la perforación) trasmite datos en rangos arriba de cuatro veces más rápido que la industria estándar. Usando el Orión para incrementar la transmisión del rango de datos, el servicio de TeleScope proporciona la información que puede optimizar la colocación del pozo, mejorar la eficiencia de perforación, reducir el riesgo y últimamente incrementar la producción.

Las mediciones provenientes de la herramienta TeleScope proporcionan información sobre la dinámica de perforación, lo cual es importante para análisis en tiempo real y está disponible en memoria para análisis post perforación. Estas mediciones incluyen peso y torque sobre la barrena, tres vibraciones axiales, torsión, dirección continua e inclinación. Las mediciones de rayos gama de formación para correlaciones adicionales pueden también ser obtenidas cuando el servicio de TeleScope está corriendo solo.

Combinables con herramientas LWD y sistemas rotarios.

El servicio de TeleScope puede ser corrido en combinación con todas las herramientas LWD y sistemas rotarios, proveyendo evaluación de la formación en tiempo real. El servicio de TeleScope fue recientemente usado en Texas (USA) para proveer información en tiempo real de 9 herramientas ensambladas.

Designado para ambientes difíciles.

Los componentes del servicio estándar del TeleScope pueden soportar temperaturas hasta de 300°F (150°C) y presiones de 20,000 psi. Las configuraciones del servicio especial pueden soportar temperaturas hasta de 350°F (175°C) y presiones de 30,000 psi.
El servicio de TeleScope usa moduladores que han sido probados en operaciones de campo a profundidades mayores que 37,000 ft.

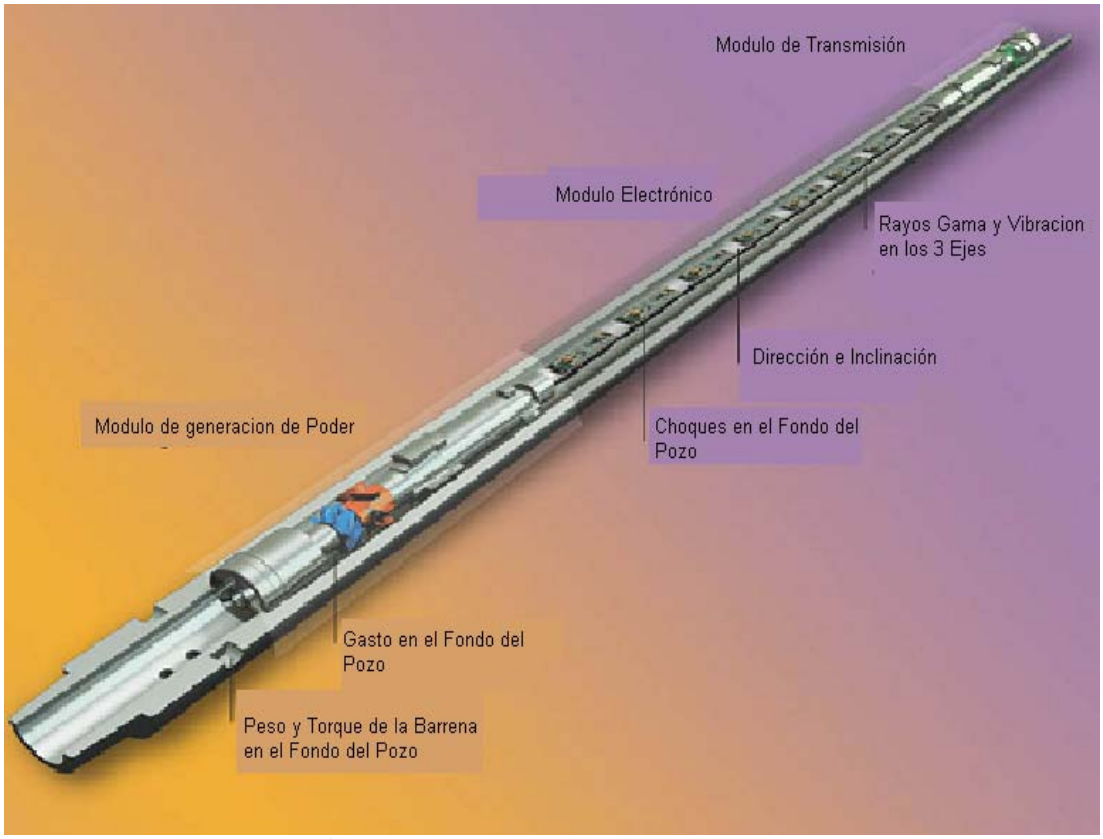


Figura 1.8 Módulos y componentes de la herramienta TeleScope

1.9 Aplicaciones, Beneficios y Características de las Herramientas

Power Drive VorteX

Aplicaciones

- Perforación direccional de alto rendimiento, desde el inicio de la perforación hasta la profundidad total.
- Alta velocidad de penetración (ROP) en aplicaciones de perforación a través de rocas duras.
- Equipos de perforación con baja capacidad de esfuerzo de torsión.

Beneficios

- Ahorros de tiempo de equipo de perforación y costos de perforación, a través del rendimiento optimizado de la barrena y del subsiguiente incremento de la velocidad de penetración.
- Velocidades de penetración optimizadas para barrenas de un compuesto policristalino de diamante.
- Menos riesgo de daño del arreglo de fondo de pozo a través de la eliminación de los modos de vibración
- Menos riesgo de desgaste de la tubería de revestimiento y de fatiga de la sarta de perforación en secciones con alta severidad de pata de perro.
- Menor riesgo de atascamiento, menor esfuerzo de torsión y velocidad de penetración optimizada debido a la construcción de pozos limpios y de alta calidad.
- Minimización del atrapamiento/deslizamiento en ambientes de perforación accidentados.

Características

- Sección de potencia integrada que transforma la potencia hidráulica del fluido en potencia mecánica adicional en la barrena.
- Rotación rápida de la barrena.
- Componentes externos que rotan en su totalidad a la velocidad de la sarta de perforación.
- Compatible con una amplia gama de velocidades de rotación de la sarta de perforación.
- Opciones de estabilización múltiples.
- Función automática opcional de mantenimiento de la inclinación y de la sección tangencial.

PowerDrive X5

Aplicación.

- Buena perforación que suma profundidad.

Beneficios.

- Buen funcionamiento en pozos con altas temperaturas.

- Proporciona información estructural en tiempo real cerca de la barrena, de los límites de inmersión y de avería.
- Optimiza el índice de perforación.
- Disminuyen los riesgos por pegaduras.
- Calidad de perforación y limpieza del agujero al reducir los esfuerzos de torsión durante la perforación y facilita el funcionamiento de la TR.
- Maximiza la longitud del espacio anular para un control direccional exacto, control sobre la profundidad vertical verdadera y datos para la evaluación de la formación cerca de la barrena.
- Optimiza la selección de puntos de nucleo.

Características.

- Realiza operaciones a temperaturas por arriba de los 302°F o 150°C.
- Opcional, medición de rayo gamma azimutal e imagen.
- Inclinación automática en secciones tangenciales y horizontales.
- Sistema completamente rotatorio.
- Características buenas en flujo de recortes.
- Mejora del bajo acoplamiento mientras se perfora.
- Escareo, escareo posterior, la zapata de la barrena usada como práctica estándar en la perforación.
- Electrónica basada en PowerPulse, mediciones (MWD) en sistemas tecnológicos de telemetría.
- La sección rugosa diseñada para el manejo simple y confiable.

E-Pulse

Aplicación

- Perforación bajo balance con gas o aire
- Aplicable en donde existen severas pérdidas de circulación
- Transmisión de datos haciendo conexiones
- Alta velocidad de perforación con lo cual el ahorro de tiempo es dinero

Beneficios

- Provisto en el campo con flexibilidad y confiabilidad para gas, aire y espuma de condiciones de perforación bajo balance.
- Capaz de trabajar en grandes profundidades sin la necesidad de cable
- Operaciones más rápidas transmisión de datos independiente del flujo de lodo.

Características

- Registros de rayos gama en tiempo real y datos de presión interna y anular
- Densidad de datos de 12 bites por segundo (bps)
- Sistema de detección de señal propia, que permite la detección de señales pequeñas en alta densidad de datos y más profundizado que otras herramientas similares.
- Disponibilidad de un acoplamiento para la conservación de la batería y una operación más segura.

E-Pulse XR

Aplicación

- Alta velocidad de perforación con lo cual el ahorro de tiempo es dinero
- Aplicable en donde existen severas pérdidas de circulación
- Perforación bajo balance con gas o aire

Beneficios

- Baja presión del flujo, reduciendo el esfuerzo de la bomba y el consumo de combustible del generador.
- No hay pérdida de señal, solo cuando hay pérdida de circulación.
- No necesita de cables conforme la profundidad vaya en aumento
- Confiable y flexible (puede usarse con todos los fluidos de perforación)
- Recuperable con línea de acero

Características

- Ninguna de las piezas móviles se puede atorar.
- Rango de transmisión de datos arriba de 12 bites por segundo (bps), independiente del flujo de lodo.
- Transmisión de datos mientras se viaja o se hacen conexiones.
- Disponible para la conservación de la batería y operaciones de seguridad.
- Mediciones en tiempo real y grabaciones de rayos gama.
- Dirección e inclinación continua (D&I)

IMPulse

Características y Beneficios

- Continúas mediciones de dirección e inclinación ahorrando tiempo.
- Récord mundial de transmisiones de profundidad (35,763 ft)
- Rango de transmisión de datos arriba de 6 bits por segundo
- Diseñada con sensores cerrados en la barrena
- Resistividades compensadas en todo tipo de lodos
- Hasta 20 profundidades de investigación dependiendo del rango de resistividad.
- Sensor de rayos gama azimutal
- Temperatura estándar de 300°F
- Presión estándar de 20 psi con opción a 25 psi.
- Combinable con otras herramientas (VISION 475, AIM, VPWD)

SlimPulse

Aplicaciones

- Pruebas continuas durante la rotación

Beneficios

- Recuperable y reemplazable para reducir la exposición del agujero y mejora la eficiencia de operación.
- Detección automática de la rotación para maximizar la salida de datos

Características
- Opción de alta temperatura 350º C
- Simple operación
- Operable en pérdidas de circulación
- Señal fuerte y capacidad para la confiabilidad de la transmisión de datos en condiciones difíciles de perforación.

PowerPulse

Características y Beneficios:
- Transmisión confiable en todo tipo de lodos
- Record mundial en profundidades de transmisión
- Mediciones continuas de dirección e inclinación para ahorrar tiempo
- Rangos de transmisión de datos por arriba de 16 bits por segundo proporcionando alta resolución
- Operación simple
- Sensor opcional de rayos gama
- Mediciones opcionales de torque y peso para optimizar la perforación
- Mediciones opcionales de vibración para cuatro ejes
- Opción para altas temperaturas de 175º C

TeleScope

Aplicaciones:
- Transmisión de múltiples mediciones en tiempo real durante la perforación.
- Localización del pozo
- Optimización de la perforación
- Ambientes de perforación ásperos y complejos, incluyendo altas temperaturas, altas presiones y pozos profundos.

Beneficios
- Las decisiones están basadas en información que es proporcionada en tiempo real.
- Mediciones de múltiples combinaciones de herramientas son disponibles en tiempo real.
- Análisis de memoria de datos habilitados post perforación se utilizan para la planeación de futuros pozos.

Características
- Datos de transmisión de alta efectividad.
- Habilidad de poder y transmisión de datos de múltiples herramientas de pozo descubierto.
- Memoria integrada
- Mediciones estáticas precisas, direccionales continuas y de inclinación
- Actualizaciones en tiempo real de vibraciones y flujo.

CAPÍTULO 2

Fundamentos y Parámetros de Medición

Introducción

Los avances tecnológicos en la perforación tienen como resultado procedimientos con costos más efectivos y mejoramiento de las técnicas de perforación. Un área que ha sido beneficiada por el mejoramiento de la tecnología han sido las mediciones durante la perforación. MWD provee datos en tiempo real de mediciones hechas cerca de la barrena durante la perforación de un pozo a la superficie, permitiendo que se hagan ajustes mientras que la perforación está en proceso.
Las herramientas MWD proveen datos de una variedad de mediciones como son:

- Datos de mediciones de la formación en tiempo real para correlaciones y análisis de presión de poro, incluyendo mediciones de resistividad, densidad y porosidad de la formación.
- Pruebas en tiempo real, incluyendo inclinación, azimut y cara de la herramienta, permitiendo al perforador el control de la dirección del pozo.
- Datos en tiempo real de la mecánica de la perforación para la eficiencia de la misma, incluyendo peso, vibración y torque sobre la barrena dentro del agujero.

2.1 Dirección

Declinación magnética y malla de convergencia.

Norte de referencia.

El norte verdadero se refiere al norte geométrico del polo. El norte geométrico del polo es el punto donde las líneas de longitud convergen. El norte verdadero es el polo rotacional de la tierra.

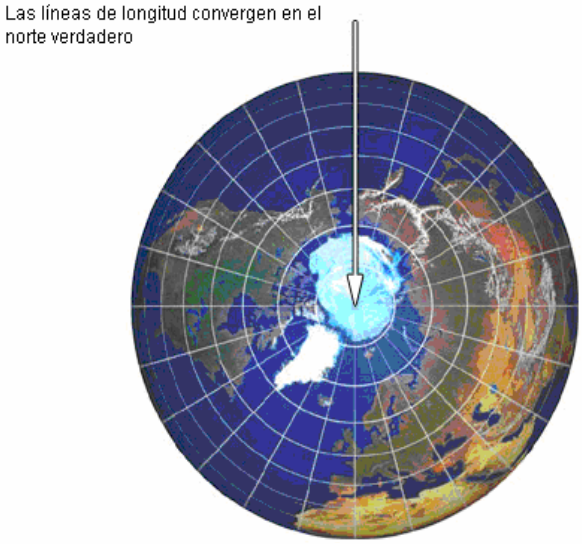


Figura 2.1 Convergencia de Líneas Longitudinales

Norte magnético.

La tierra está rodeada por un campo magnético. El norte magnético es el punto donde las líneas del campo magnético de la tierra se concentran verticalmente dentro de la tierra en un ángulo de 90°.

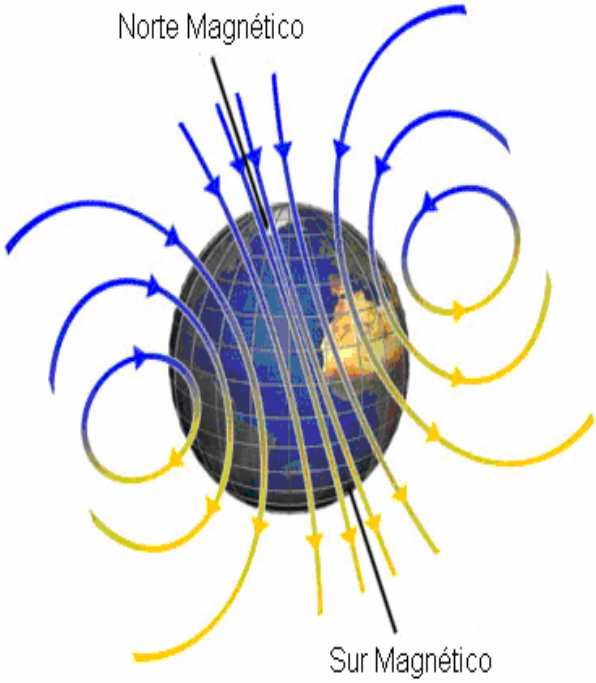


Figura 2.2 Polos Magnéticos

Norte de malla.

El norte de malla es la dirección del eje Y en un sistema de coordenadas y es considerado ser 0° norte. Las líneas del norte de malla son paralelas. No convergen en un punto.

Para perforar con precisión, todas las coordenadas de un plano de un pozo deben estar referenciadas sólo a una dirección de norte: norte verdadero, norte magnético o norte de malla.

Para prevenir confusión durante la planeación de un pozo y el proceso de perforación, el plano del pozo no debe referenciarse a más de una dirección de norte. El norte de malla es el sistema más comúnmente usado.

Azimut magnético del agujero.

Durante la perforación, la mayoría de las herramientas miden la fuerza del campo magnético en la ubicación del pozo. Estas mediciones son usadas para

calcular el azimut de la posición del fondo del agujero. Todas esas mediciones están referenciadas al norte magnético.

Declinación magnética.

La declinación magnética es el ángulo entre el norte verdadero y el norte magnético. La declinación magnética es siempre medida del norte verdadero al norte magnético. Cuando el norte verdadero y el norte magnético están alineados, el ángulo de declinación es igual a 0°.

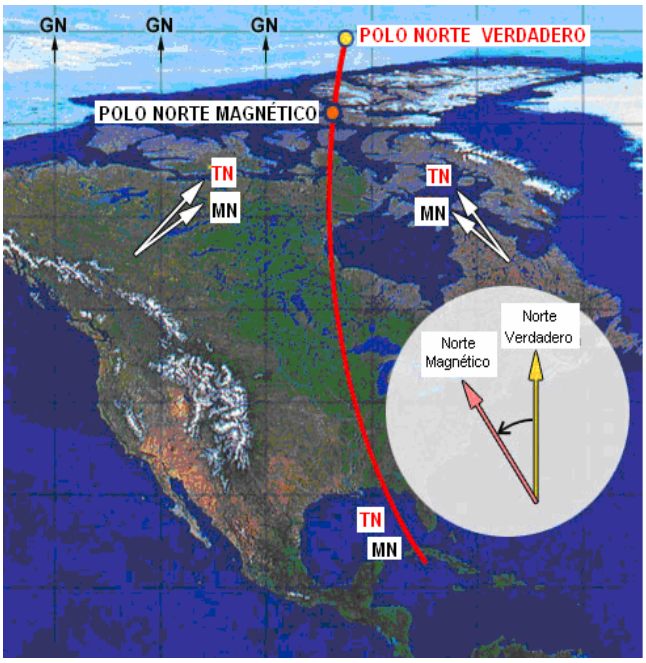


Figura 2.3 Ubicación del Norte Verdadero y Norte Magnético

- Declinación este

Si el ángulo del norte verdadero al norte magnético gira en sentido de las manecillas del reloj, entonces el norte magnético se encuentra al este del norte verdadero y la declinación magnética es considerada positiva.

- Declinación oeste

Si el ángulo del norte verdadero al norte magnético rota en sentido contrario a las manecillas del reloj, entonces el norte magnético está al oeste de norte verdadero, y la declinación magnética es considerada negativa.

Corrección al norte verdadero.

Para corregir el azimut del norte verdadero al azimut del norte de malla, el ángulo entre el norte verdadero y el norte de malla es medido. Este ángulo es referido como una malla de convergencia. La malla de convergencia siempre es medida del norte verdadero al norte de malla.

Líneas de malla de convergencia.

La dirección del norte verdadero sigue las líneas de longitud. Los puntos del norte verdadero están en el interior del hemisferio norte y fuera en el hemisferio sur.

- Convergencia este

Si el ángulo del norte verdadero al norte de malla rota en sentido de las manecillas del reloj, entonces el norte de malla está al este del norte verdadero, y la malla de convergencia es considerada positiva.

- Convergencia oeste

Si el ángulo del norte verdadero al norte de malla rota en sentido contrario a las manecillas del reloj, el norte de malla está al oeste del norte verdadero, y la malla de convergencia es considerada negativa.

Corrección del norte de malla.

Para hacer correcciones al norte de malla, la perforación direccional debe considerar los siguientes factores:

- El signo de la convergencia (+/-)
- El ángulo de la convergencia
- El azimut del norte verdadero

Medición de la dirección.

Para determinar la dirección o el azimut de un punto, la herramienta MWD mide el campo magnético. Esta medición es parte de la información en bruto que la herramienta transmite a la superficie. El software calcula la dirección a partir de la información.

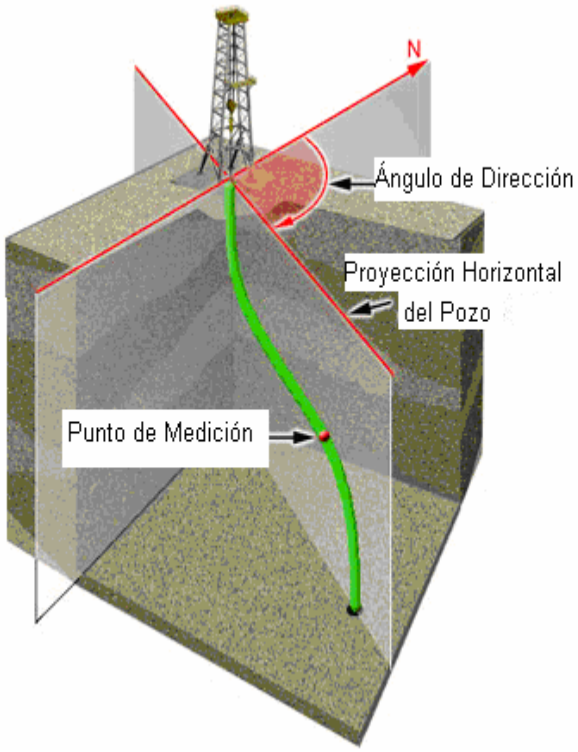


Figura 2.4 Referencia de Dirección

Campo magnético de la tierra.

La Tierra actúa como un imán, generando una gran cantidad de líneas de flujo alrededor de sí misma. A lo largo de cualquier línea dada de flujo, la fuerza es considerada igual en todos lo puntos. La fuerza total del campo es determinada por el número de las líneas de flujo que pasan por una localización en la superficie de la Tierra. El número de líneas de flujo que pasa por los polos es mucho mayor que el que pasa por el ecuador, y también se encuentran más cercanas unas de otras; por lo tanto, la fuerza del campo en los polos es mayor que en el ecuador, estas se extienden del sur magnético al norte magnético. Existen 2 teorías que explican el campo magnético de la Tierra.

Teoría 1.

Sostiene que la rotación de la capa sólida externa (manto) de la tierra, concerniente a su núcleo de hierro líquido induce una rotación lenta del núcleo. Un campo magnético resulta de las corrientes eléctricas generadas por el movimiento relativo entre el núcleo líquido y el manto. Conclusión, hay una porción liquida del núcleo compatible con los datos disponibles.

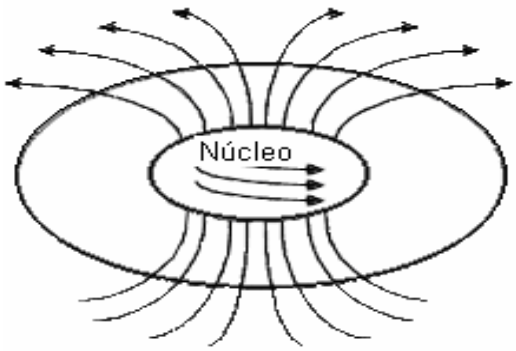
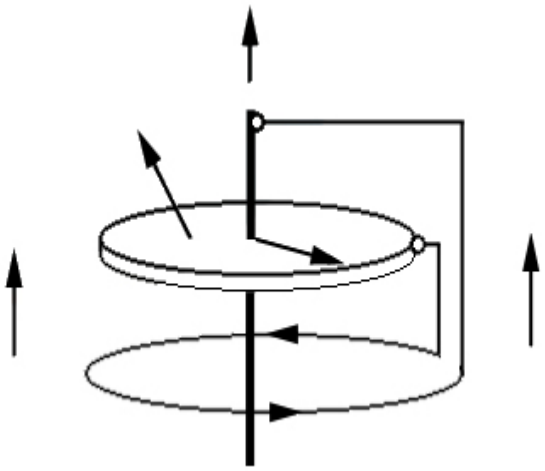


Figura 2.5 Visualización de la Teoría 1



Teoría 2.

Similar a la teoría 1, ésta sostiene que el centro de la Tierra está compuesto en gran parte por hierro y tiene las características mecánicas de un líquido. Estos fluidos están sujetos a corrientes internas de circulación similares a los observados en la periferia del sol. La circulación interna de estos fluidos actúa como fuente del campo magnético de la tierra.

Figura 2.6 Visualización de la teoría 2

Fuerza del campo magnético.

La fuerza del campo magnético de la Tierra varía en un cierto lapso de tiempo (cambio pequeño) y la localización (muy importante). El campo magnético en una localización dada tiene una fuerza y una dirección específicas, la fuerza del campo se refiere como el valor de H, o vector del campo magnético y se mide en gammas.

H es más fuerte en los polos y más débil en el ecuador magnético, estas mediciones son convertidas a herramienta H por software.

1 herramienta H = 50 gammas

1 gamma = 1 nanotesla

Tesla es la unidad de medición en el SI para la densidad de flujo magnético.

Mediciones tri-axiales.

Para medir H en un punto, la herramienta MWD mide el efecto del campo magnético de la tierra a lo largo de 3 ejes (X, Y, Z) del espacio de 3 dimensiones que son los ejes de referencia. El eje X yace a lo largo del eje de la herramienta, los ejes Y y Z son perpendiculares el uno del otro en un plano perpendicular al eje X.

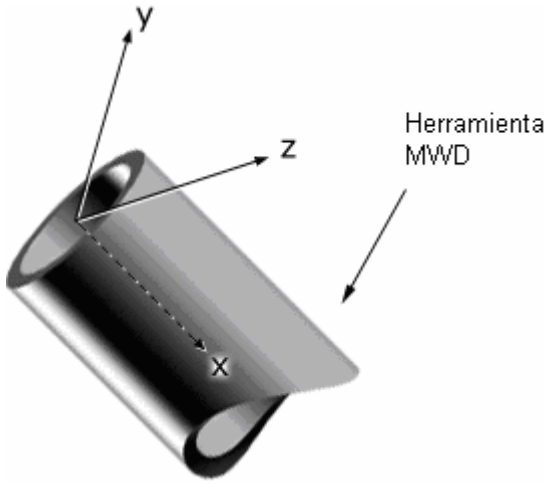


Figura 2.7 Ejes de Referencia

VCTM (Vector Total del Campo Magnético).

Las mediciones a lo largo de los ejes X, Y, Z se refieren como H_x, H_y, y H_z respectivamente. Juntas las 3 mediciones componen el sistema ortogonal y la suma de las mismas es el vector total VTCM del campo magnético.

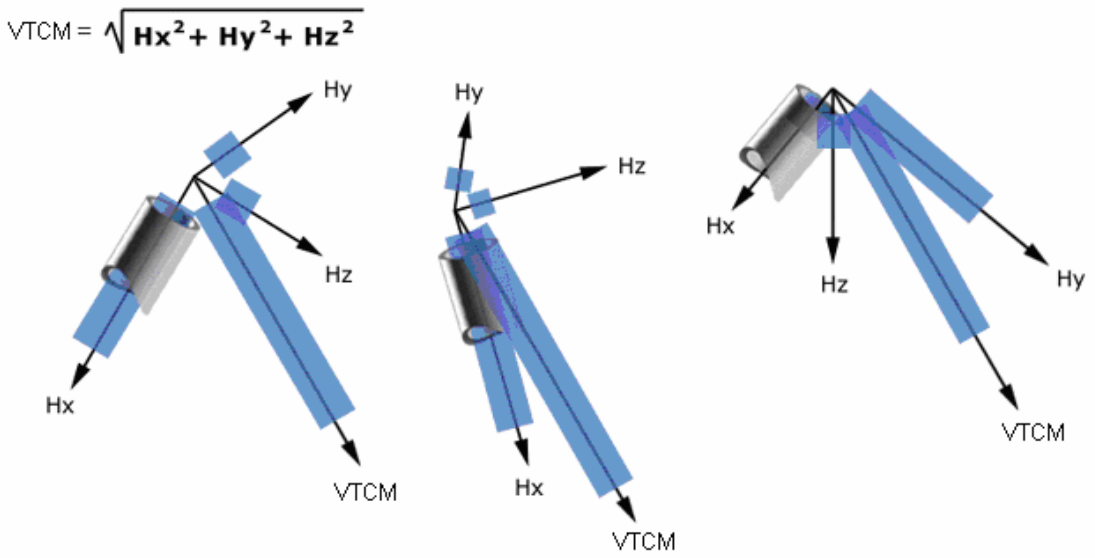


Figura 2.8 Vector Total del Campo Magnético

El Magnetómetro.

Para medir el campo magnético de la tierra, se utilizan 3 magnetómetros, uno para cada eje de referencia. Un magnetómetro básico utiliza un material de centro magnético para bloquear las líneas de flujo del campo magnético dentro y fuera de la bobina de recolección. La bobina de recolección se adhiere a una bobina primaria, que a su vez se encuentra adherida al núcleo. El diseño esta basado en el fenómeno de la histéresis y de la saturación magnética. Esto es la capacidad del cuerpo magnetizado de volver a su valor original cuando es reducido el valor externo. Pasando una corriente a través de la bobina primaria, un campo es generado que conduce al núcleo a través del lazo de la histéresis, mientras que las líneas de flujo de la bobina de recolección cambian y un voltaje inducido aparece a través de las terminales de la bobina. En la práctica el núcleo se compone de un material altamente magnético permeable y se pone dentro de un par de bobinas primarias (Impulsión). Estas bobinas de impulso toroidal se unen en serie y son balanceadas por un resistor, una bobina secundaria (recolección) rodea las bobinas primarias.

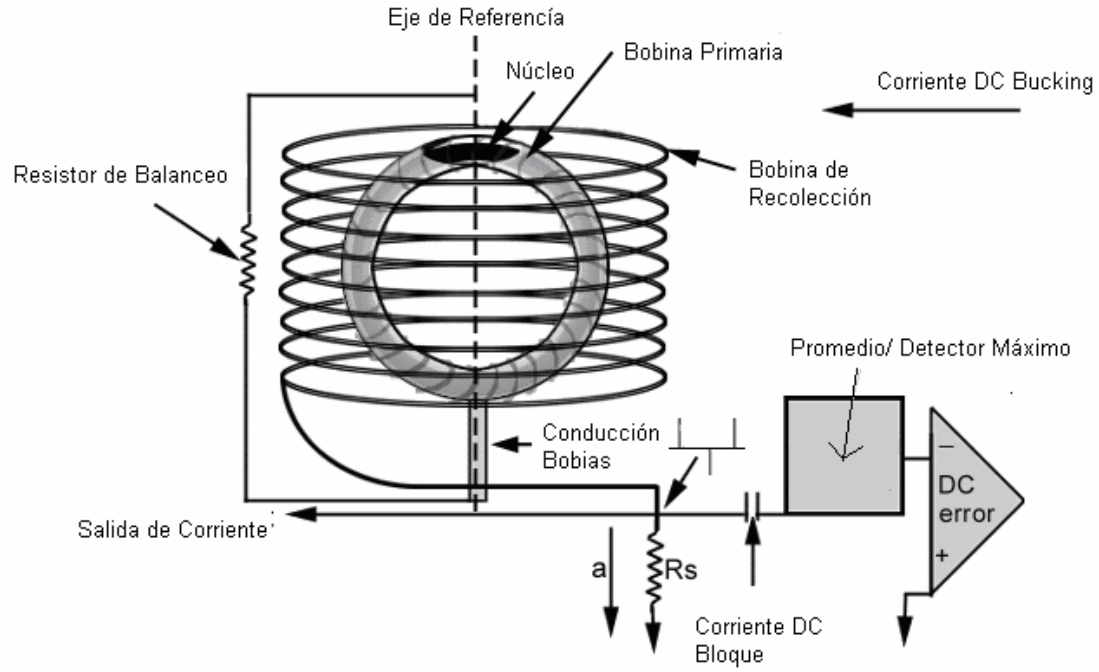


Figura 2.9 Diagrama del Magnetómetro

VTCM e interferencia magnética.

VTCM debe de ser constante en cada punto del pozo sin importar la orientación de la herramienta MWD.

Dirección del campo magnético.

Para determinar la dirección del campo magnético, la medición de H es partida en 2 componentes, vertical y horizontal.

Componente Vertical.

Es perpendicular a una línea tangente (componente horizontal) dibujada en la superficie de la tierra y por lo tanto no contribuye a la determinación de la dirección del norte magnético, contribuye solamente a la magnitud de la fuerza del campo magnético.

Componente Horizontal (HC).

Es el componente deseado, es la proyección del campo magnético sobre un plano de la tangente dibujado en la superficie de la tierra y se orienta al norte magnético, es quien influencia en el azimut.

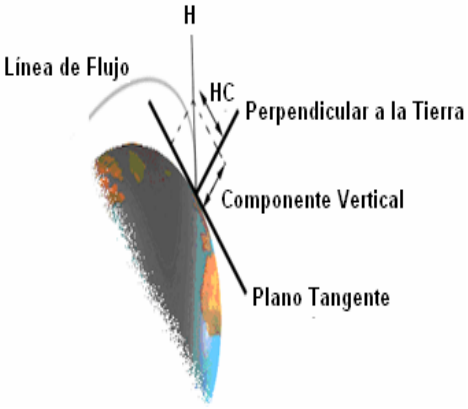


Figura 2.10 Componentes Vertical y Horizontal

Ángulo magnético de echado.

El componente horizontal (HC) es una función del vector del campo magnético (H) y del ángulo magnético del echado, este último es igual al ángulo entre la componente horizontal y el vector del campo magnético (H).

HC puede ser calculado por HC = H x cos (ángulo magnético de echado)

El ángulo de echado varía de 90° cerca del Polo Norte a casi 0° en el Ecuador. En algunos lugares el ángulo de echado es igual a 90º debido a las anormalidades en la Tierra, estos son llamados agujeros de echado.
Ángulos típicos: Golfo de México 59º, Este de Canadá 70º Mar del Norte 70º.

Declinación magnética.

Si se desea corregir el azimut magnético, al norte verdadero, la declinación magnética se agrega al azimut magnético. La declinación magnética es la desviación del norte magnético respecto al norte verdadero. Si se desea corregir el azimut magnético, al norte verdadero, la declinación magnética se agrega al azimut magnético. La declinación magnética es la desviación del norte magnético respecto al norte verdadero.

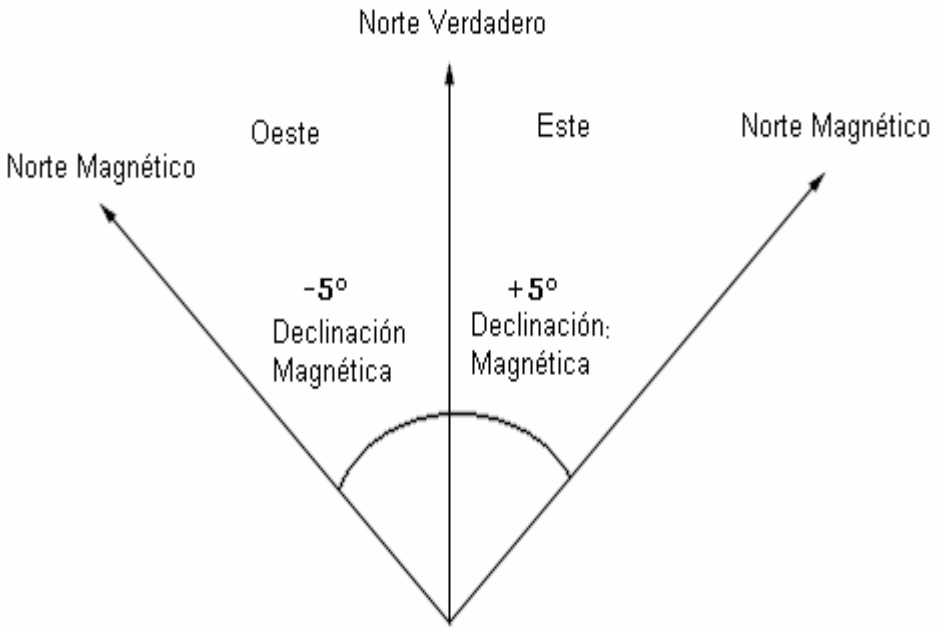


Figura 2.11 Declinación Magnética

2.2 Inclinación

Inclinación MWD.

Para determinar la inclinación de un punto en específico, la herramienta MWD mide su orientación con respecto a la fuerza gravitacional. Esta medición es parte de la información en bruto que la herramienta transmite al software superficial.

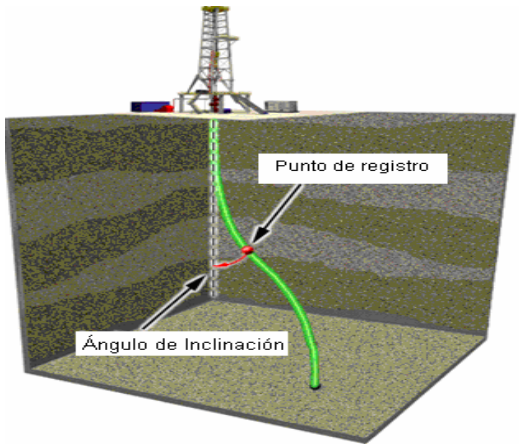


Figura 2.12 Ángulo de inclinación

La fuerza gravitacional de la tierra.

Se refiere a la fuerza gravitacional de la tierra como “G” o “g” y describe la fuerza de atracción ejercida por la masa de la Tierra sobre cada partícula de materia. Según la Ley de Newton sobre la gravitación, cada partícula de la materia del universo atrae a otra partícula con una fuerza que es directamente proporcional al producto de las masas e inversamente proporcional al cuadrado de la distancia entre ellas.

$$F = \frac{G m_1 m_2}{R^2} \ldots(1)$$

Donde:
G= Constante Universal Gravitacional
R= Distancia entre los centros de los 2 cuerpos
G= 6.67 x 10^{-11} Nm^2/kg^2

$$mg = \frac{G m_1 m_2}{R^2} \ldots(2) \qquad g = \frac{GM_e}{R_e^2} \ldots(3)$$

Donde:
g= aceleración de la gravedad 9.8 m/s^2

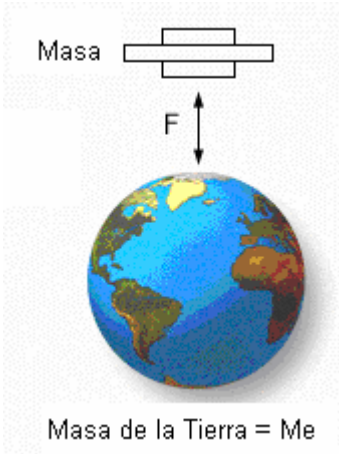


Figura 2.13 Fuerza Gravitacional

Variaciones en la fuerza gravitacional de la tierra (g).

“g” es una función de la latitud, profundidad /altitud (referida a nivel del mar) y de las fluctuaciones regionales de la densidad de la corteza terrestre, estas diferencias son tan pequeñas que las mediciones de “g” deben permanecer constantes en cada punto de un pozo. Si se observa una variación en la medición de “g” en el fondo del pozo es una indicación de error en la herramienta o de un procedimiento incorrecto de la medición.

- Variaciones debido a la Latitud: La rotación de la tierra da una forma levemente aplanada, consecuentemente “g” variara de 0.997 en la latitud 0º (ecuador) a aproximadamente 1.003 en la latitud 90º.

- Variaciones debido a la Profundidad:"g" varia conforme la profundidad del pozo aumenta. El índice del cambio es aproximado a 0.0005 por 10,000 ft. Tales variaciones son demasiado pequeñas para afectar la herramienta MWD.
- Variaciones debido a las Fluctuaciones Regionales: son causadas por la variación de la densidad y la masa de la corteza terrestre en áreas regionales.

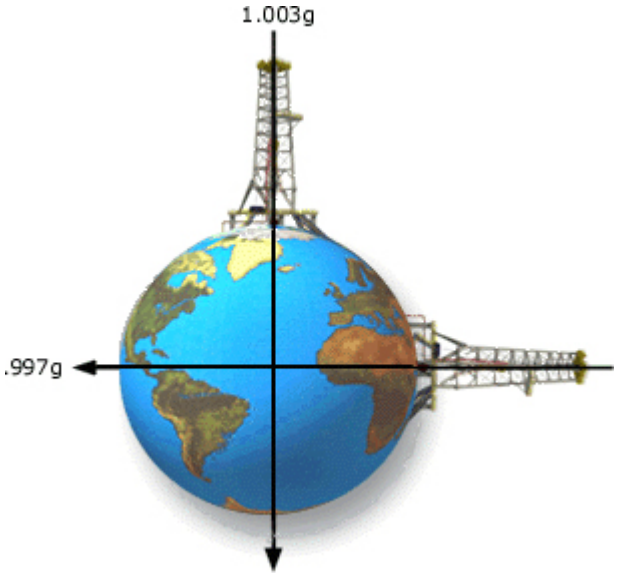


Figura 2.14 Variaciones de la Fuerza Gravitacional de la Tierra

Mediciones tri-axiales.

La inclinación en un punto a lo largo del pozo, es una medición del ángulo de la desviación respecto del vector "g". El vector "g" apunta hacia el centro de la tierra. Para medir la inclinación en un punto en específico, la herramienta MWD mide su propia orientación en el espacio en relación con "g". Para hacer esto la herramienta MWD mide a lo largo de 3 ejes del espacio de 3 dimensiones, que se llaman ejes de referencia. El eje X es la medición axial a lo largo de la herramienta, el eje Y define la posición radial y el eje Z es perpendicular al eje Y. El plano Y-Z es perpendicular al eje X, cada medición axial lee solamente ese componente del vector total "g", la suma de mediciones es igual a "g".

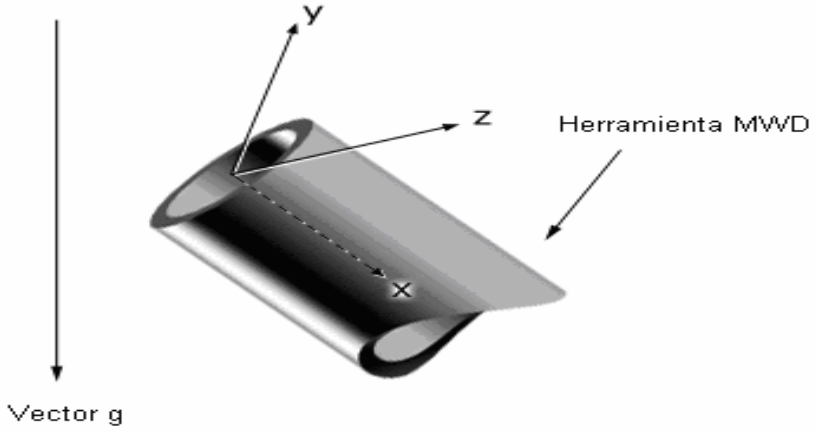


Figura 2.15 Ubicación del vector "g"

Acelerómetro.

Para medir su orientación respecto al vector “g”, la herramienta MWD utiliza 3 acelerómetros, uno para cada eje de referencia X, Y, Z. Un acelerómetro es un transductor que es capaz de responder a la aceleración gravitacional, lee cambios en su orientación con respecto al vector “g”. Cuenta con un péndulo libre que se mueve para mantener su orientación relativa a la gravedad, y es solamente sensible a las fuerzas a lo largo de su eje de referencia.

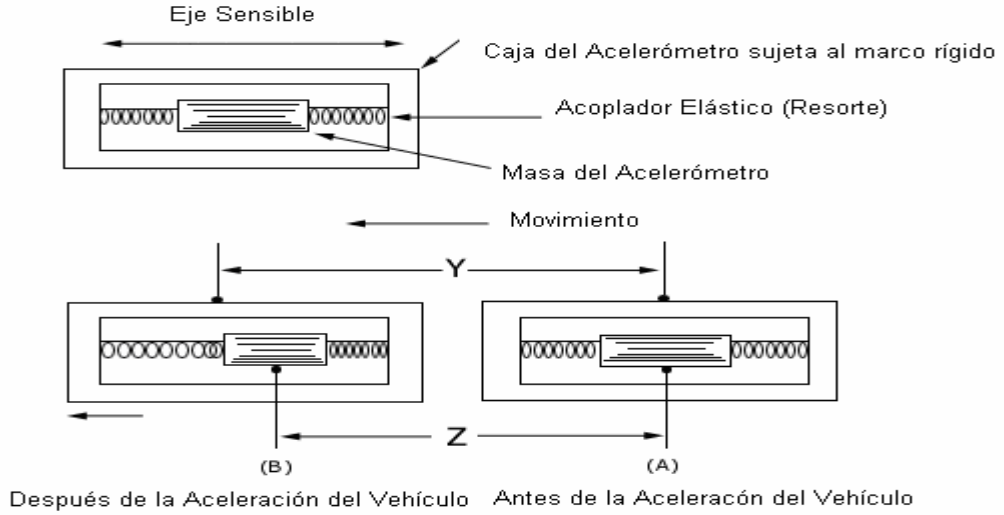


Figura 2.16 Funcionamiento del Acelerómetro

Medición de los efectos de la fuerza de gravedad.

El acelerómetro aplica una corriente eléctrica controlada a una bobina que rodea la masa de la prueba, la masa de la prueba se abisagra y actúa como péndulo. La corriente crea un campo magnético que rodea el péndulo. A medida que la orientación de la herramienta MWD cambia, la cantidad de corriente requerida para restaurar el péndulo a su posición original (horizontal a la caja del péndulo) también cambia. La cantidad requerida para restaurar el péndulo horizontal a la caja es la medición del efecto de la fuerza de la gravedad.

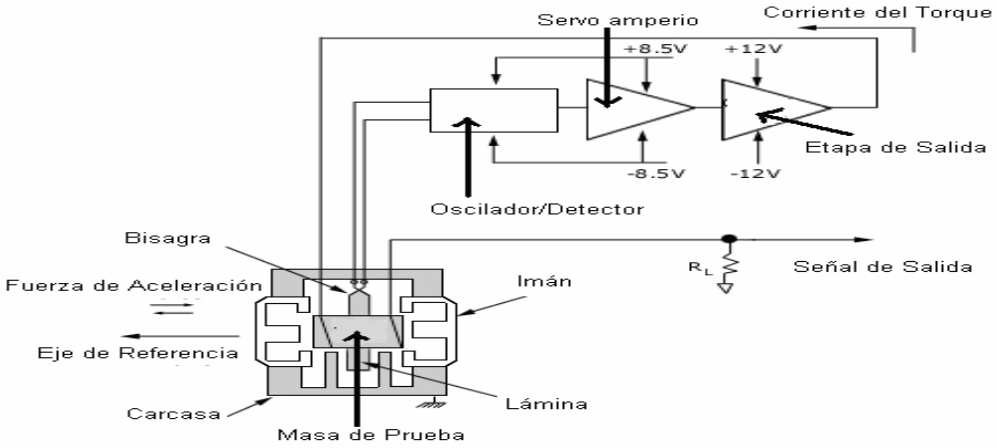


Figura 2.17 Diagrama del Acelerómetro

El sistema ortogonal.

Las mediciones a lo largo de los ejes X, Y, Z se refieren como G_x, G_y, G_z, respectivamente, juntas conforman el sistema ortogonal. La inclinación es el ángulo de la desviación de G_x del vector "g". G_y y G_z se utilizan para otros cálculos, tales como la Cara de la Herramienta por Gravedad. Las mediciones de cada acelerómetro varían de 1.0g a -1.0g. El acelerómetro lee 1g cuando su eje de referencia se alinea con la fuerza gravitacional en la misma dirección y no se esta moviendo, lee 0g cuando su eje de referencia es perpendicular a la fuerza. Cuando su eje de referencia está en una inclinación mayor de 90º la medición del acelerómetro es negativa. Estas mediciones son convertidas a la herramienta G por un software. La herramienta G es una medición de "g" en conteos, por ejemplo 1g = 1000 conteos.

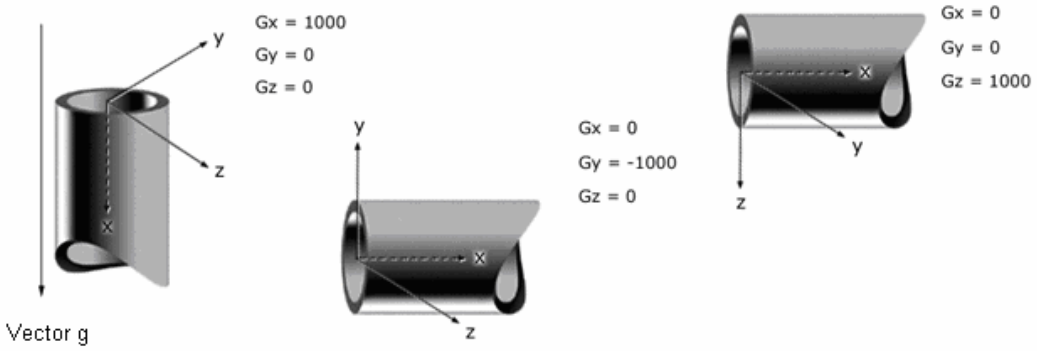


Figura 2.18 Sistema Ortogonal

Fuerza Gravitacional de la Tierra FGT (vector total "g").

La suma de las 3 mediciones de G_x, G_y, G_z, es igual al vector total "g".

Los acelerómetros son sensibles a la temperatura, problemas de los circuitos electrónicos, y al movimiento de la herramienta durante el proceso de medición.

$$FGT = \sqrt{Gx^2 + Gy^2 + Gz^2}$$

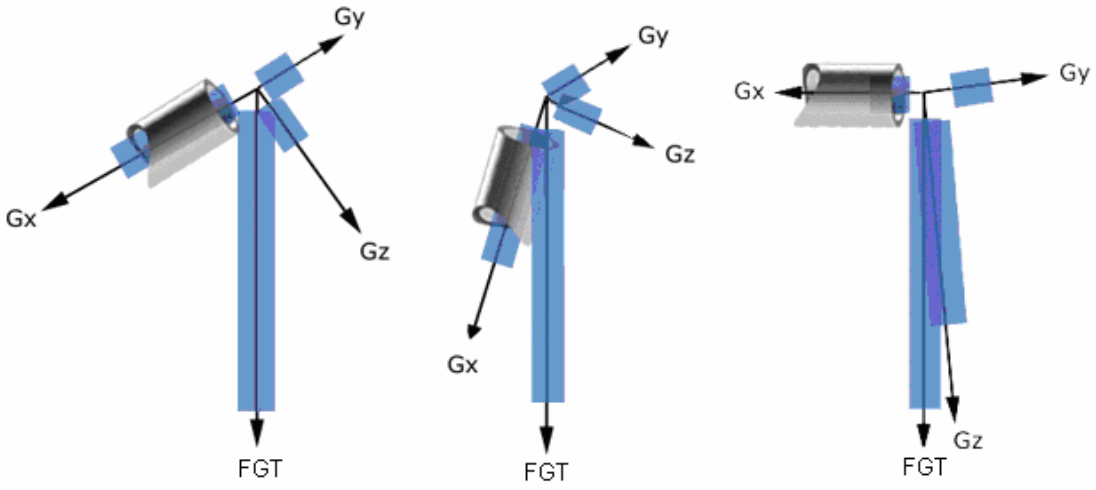


Figura 2.19 FGT

2.3 Cara de la Herramienta

Cara de la Herramienta (Tool Face).

Para perforar un pozo direccional, se requiere de BHA específicos, para alcanzar la inclinación y la dirección requerida. Estos BHA incluyen la barrena, motor de fluido de perforación, estabilizador, un lastrabarrena no magnético, una herramienta MWD, tubería Hevy Weight, etc. La trayectoria prevista del pozo es alcanzada dirigiendo el motor en la dirección especificada, que se llama el ángulo de la cara de la herramienta, La cara de la herramienta es una medición angular tomada por la herramienta MWD. El ángulo de la cara de la herramienta define la orientación del motor de fluido de perforación en el pozo.

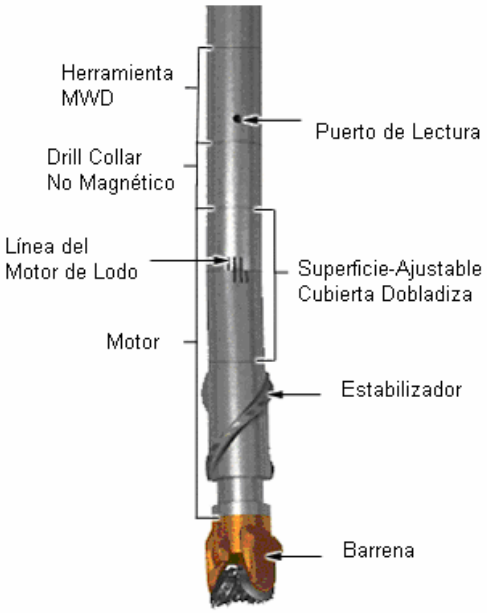


Figura 2.20 Cara de la Herramienta

Tipo de medición de la cara de la herramienta.

La herramienta MWD mide la orientación de la cubierta doblada, concerniente al norte magnético (cara magnética de la herramienta) o a la gravedad (cara de la herramienta de gravedad). Las mediciones de la cara de la herramienta son continuamente actualizadas mientras se está perforando, estos valores son útiles cuando la orientación del ensamble del fondo del pozo es fija.

Cara Magnética de la Herramienta (MTF).

Mirando el fondo del pozo, el ángulo de la cara magnética de la herramienta (MTF) describe la orientación de la línea del motor de lodo con relación al norte. MTF es utilizado normalmente para dirigir el pozo en inclinaciones bajas (menores de 4º), MTF varía de 0º a 360º

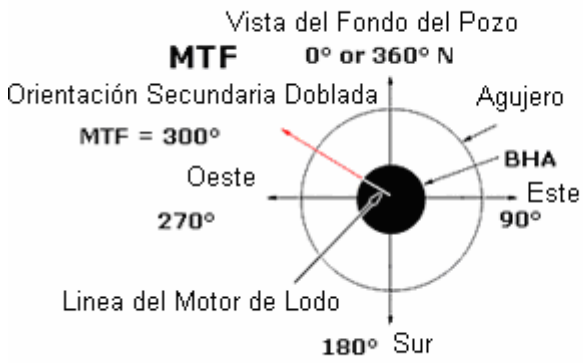


Figura 2.21 Cara Magnética de la Herramienta

Figura 2.22 Inclinación

Cara de la Herramienta por Gravedad (GTF).

Observando el fondo del pozo, el ángulo de la Cara de la Herramienta por Gravedad (GTF) describe la orientación de la línea del motor de lodo concerniente al lado alto del pozo. Referente a la herramienta MWD el ángulo GTF iguala la dirección del acelerómetro del eje Y con respecto al lado alto del pozo. GTF puede variar de 0º a +/- 180º. Arriba de una la inclinación de 4º, es recomendable utilizar GTF para dirigir el pozo porque es más exacto.

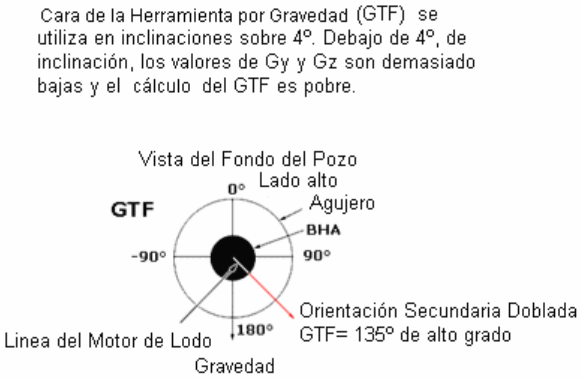


Figura 2.23 Cara de la Herramienta por Gravedad

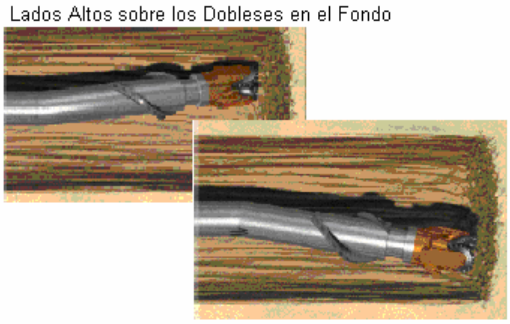


Figura 2.24 Dobleces de la Herramienta

2.4 Telemetría

Telemetría.

El propósito de las señales de MWD es transmitir los datos medidos en el fondo del pozo a la superficie para procesarlos. La telemetría es el proceso que permite transmitir datos de un lugar a otro.

Mediciones en el fondo del pozo.

Durante la perforación utilizamos las herramientas MWD y LWD para hacer mediciones en tiempo real del fondo del pozo, estas mediciones son una parte importante, ya que permite la evaluación de la formación, colocación del pozo y su dirección.

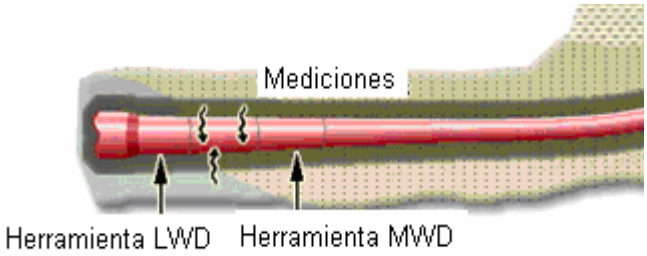
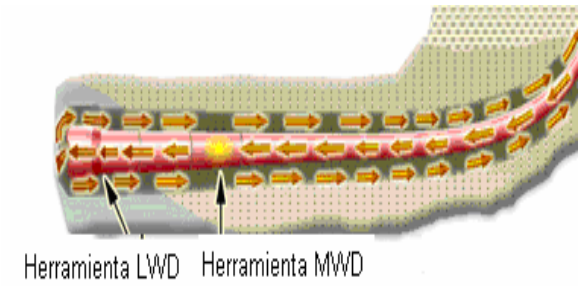


Figura 2.25 Mediciones en el Fondo del Pozo

Conversión de datos.

Antes de enviar los datos a superficie, las herramientas LWD y MWD convierten las mediciones del fondo a datos binarios, entonces la herramienta MWD combina las palabras en estructuras.

Generación de señal.



Durante la perforación, el fluido es bombeado por la tubería de perforación, a través de la herramienta MWD y hacia el espacio anular por la barrena. Para mandar los datos hacia la superficie, la herramienta MWD genera una señal creando pulsos de presión en el fluido, la herramienta codifica los datos binarios dentro de la señal.

Figura 2.26 Generación de la Señal

Propagación de la señal.

Los pulsos de la señal de la herramienta MWD se propagan en la columna de fluido dentro de la tubería de perforación.

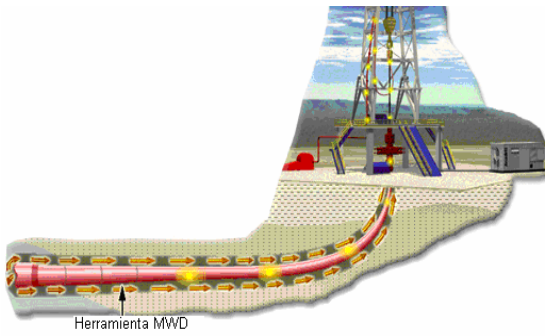
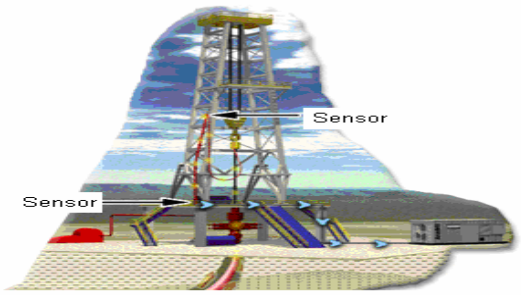


Figura 2.27 Propagación de la Señal

Sensor de adquisición superficial.



En la superficie los sensores detectan los pulsos en el lodo y los convierten en una señal eléctrica. Posteriormente son enviados a la computadora superficial, la cual se encarga de descifrar y procesar los datos.

Figura 2.28 Sensor de Adquisición de Datos en Superficie

Demodulación de la señal.

Consiste en 2 procesos recibir y descifrar la estructura. La computadora de superficie recibe los datos binarios de la señal. Estos son enviados a un decodificador, el cual, a su vez extrae las palabras de datos y se almacenan en una base de datos. El software superficial utiliza esta base de datos para generar la salida de registros o coordenadas del pozo.

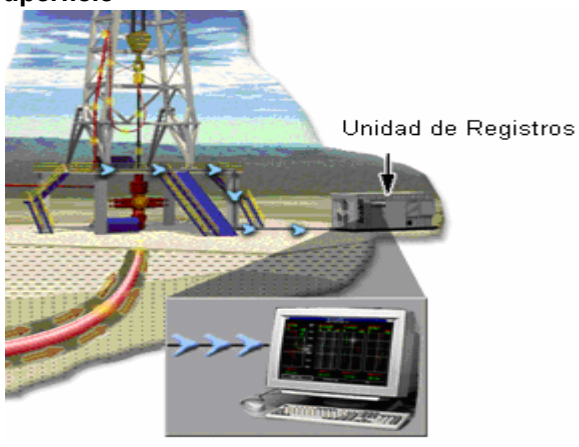


Figura 2.29 Demodulación de la Señal

Generación de señales.

Tipos de señales.

Se utiliza una variedad de tipos de señales para transmisión de datos, ondas electromagnéticas, pulsos de presión del lodo, es decir pulsos negativos, pulsos positivos y ondas contínuas.

Ondas electromagnéticas.

Algunas herramientas de LWD utilizan este tipo de ondas para enviar su información a la herramienta MWD, sobre todo cuando están demasiado lejos sobre el BHA para utilizar los suplementos en tiempo real para la comunicación. Estas ondas no son lo bastante fuertes como para distancias grandes tales como la transmisión a la superficie.

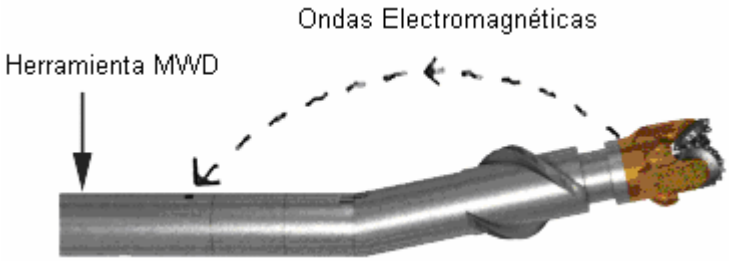


Figura 2.30 Ondas Electromagnéticas

Telemetría actual.

Las herramientas LWD (GST y GVR) utilizan la telemetría electromagnética que consiste en enviar una corriente a la formación por medio de la sarta con trayectoria de regreso. Los datos enviados se remodulan en la corriente.

Pulsos negativos.

Las herramientas de MWD no utilizan pulsos negativos para enviar datos a la superficie. Estos pulsos son generados momentáneamente reduciendo la presión en la columna de alimentación. Esto se completa cuando el fluido dentro de la sarta se desvía al espacio anular con una válvula de descarga. Abrir esta válvula reduce la presión en la columna de alimentación en 100 psi aproximadamente, el cierre de la válvula vuelve la presión en la columna de alimentación a su estado original.

Pulsos positivos.

Las herramientas más viejas utilizan este tipo de pulsos de presión para transmitir los datos a superficie. Estos se generan en la columna del fluido por bloqueo momentáneo y parcial del flujo del lodo a través de la sarta. Cuando se bloquea el fluido, la presión dentro del aparejo aumenta y al desbloquearse vuelve a su estado original.

Pulsos contínuos.

Las nuevas herramientas ocupan este tipo de transmisión para enviar los datos a la superficie. Son un tipo de pulso positivo. Son generadas en la columna de fluido por un bloqueo y desbloqueo continuo del flujo de fluido a través del

aparejo. La presión del fluido aumenta dentro del aparejo y al desbloquearse regresa a su estado original.

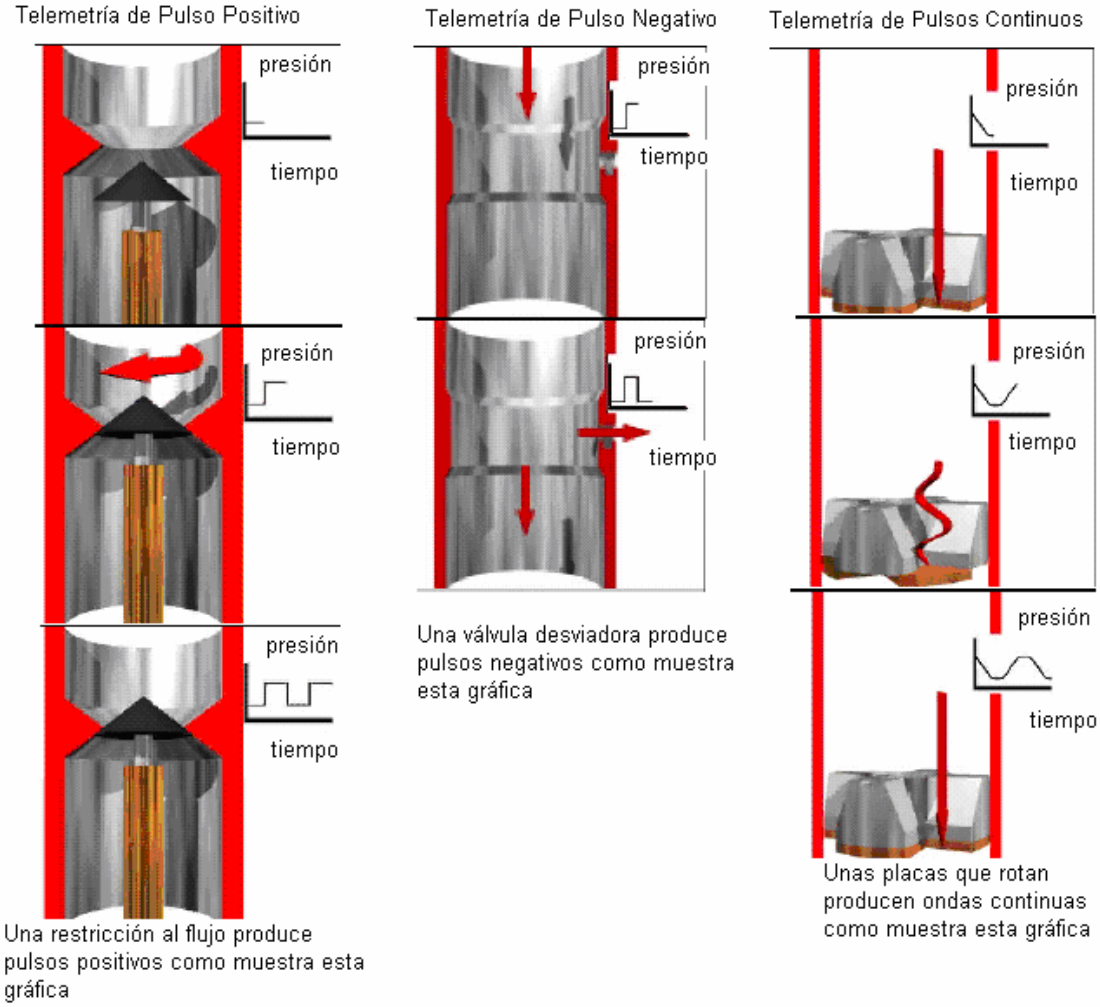


Figura 2.31 Gráfico de tipos de telemetría

Fuerza de la señal.

Cuando más grande es la caída de presión a través del modulador, mas fuerte es la señal. Para asegurarse de que alcance la superficie, la señal necesita ser más fuerte. Mientras la señal viaja por la columna de lodo pierde energía, esto es causado por varios factores como la fricción de la viscosidad del lodo.

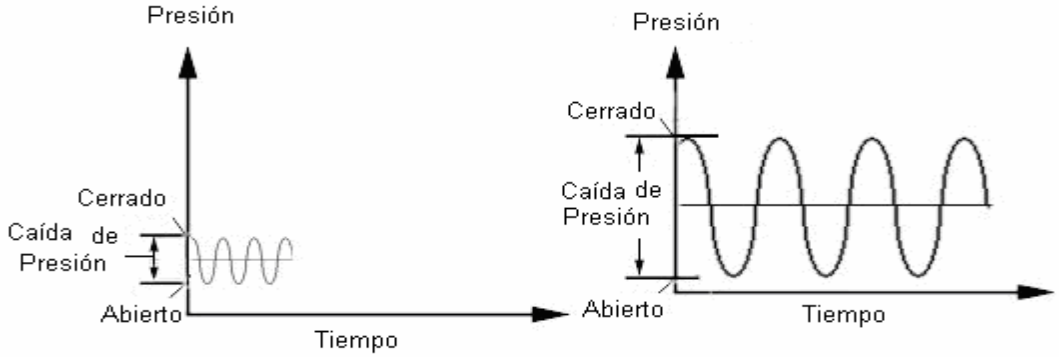


Figura 2.32 Fuerza de la Señal

Tamaño del desfase.

Podemos controlar la fuerza de la señal ajustando el tamaño del desfase entre el rotor / restrictor y el estator. El boquete permite que el fluido de perforación fluya aun cuando el modulador está en la posición cerrada. El tamaño del desfase determina la caída de presión que se puede crear a través del modulador, cuando mas pequeño es el desfase la caída de presión es mayor y mas grande la amplitud de señal producida.

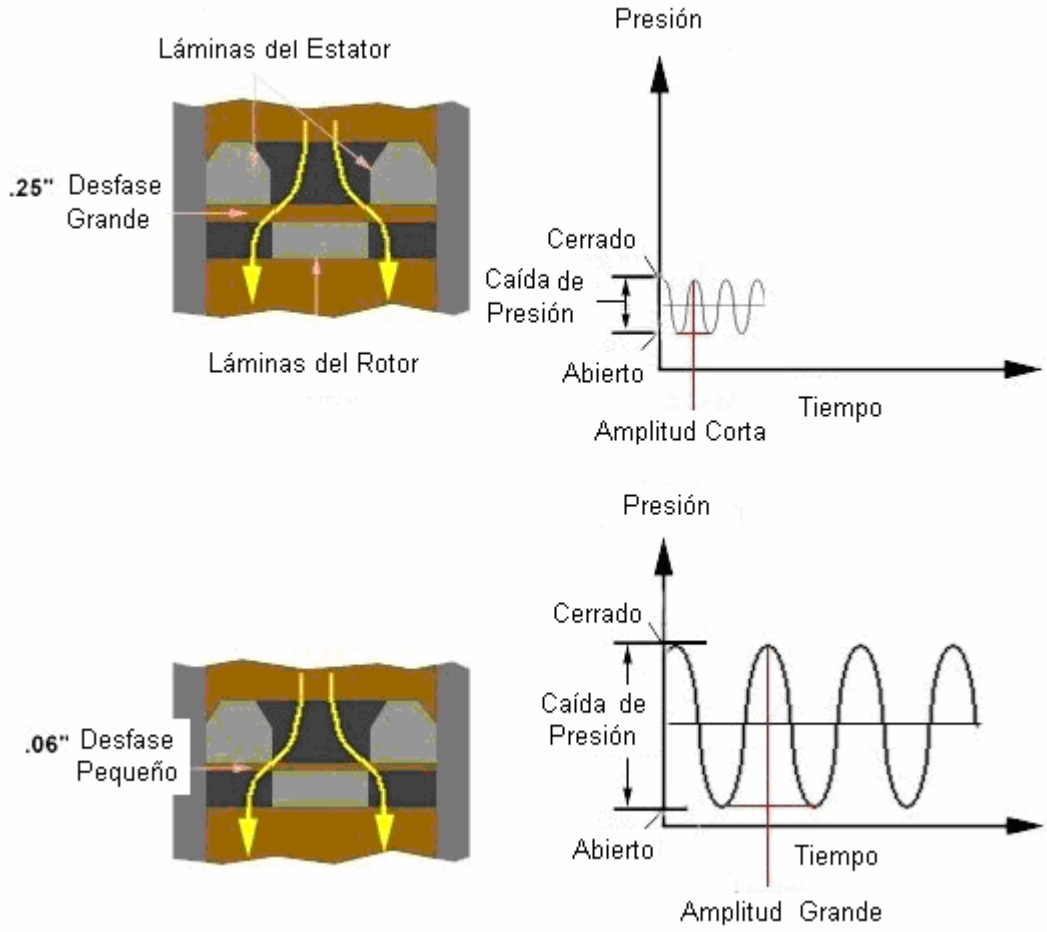


Figura 2.33 Tamaño de la onda

Factores a considerar para fijar el desfasamiento.

El desfasamiento es fijado antes de introducir la herramienta MWD al fondo del pozo, y se deben de considerar ciertos factores. La finalidad es lograr un equilibrio razonable entre la necesidad de la fuerza de señal y los problemas mecánicos que pueden resultar cuando no se fija bien el desfase.

Gasto.

Es la consideración principal al fijar el desfasamiento. Si este es demasiado pequeño para el gasto, el rotor y el estator se puede erosionar y si es demasiado grande la caída de presión puede no ser suficiente para llegar a la superficie.

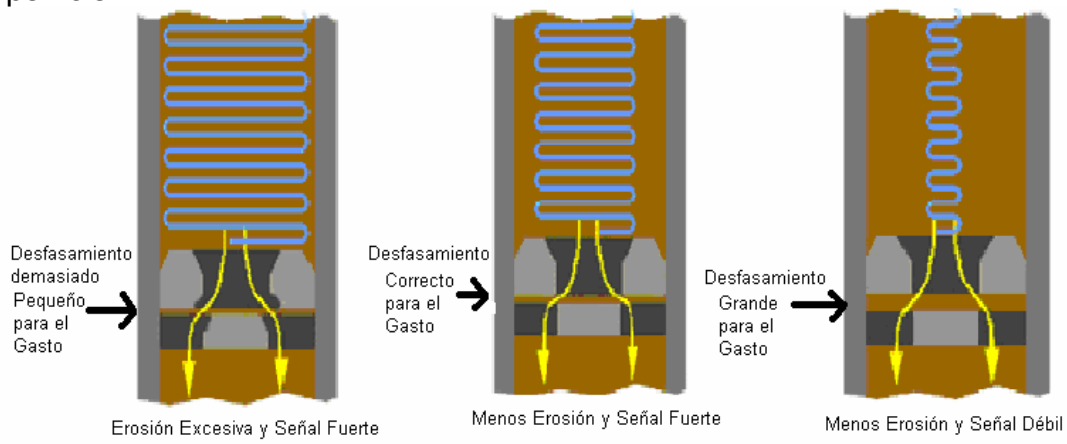


Figura 2.34 Efectos del gasto

Materiales para la pérdida de circulación.

LCM (Lost Control Material).

LCM es material agregado al lodo para evitar la perdida de lodo en la formación. Este material circula en el lodo y puede erosionar o atascar el rotor y el estator, si estas partículas se atoran la herramienta dejara de enviar datos a superficie.

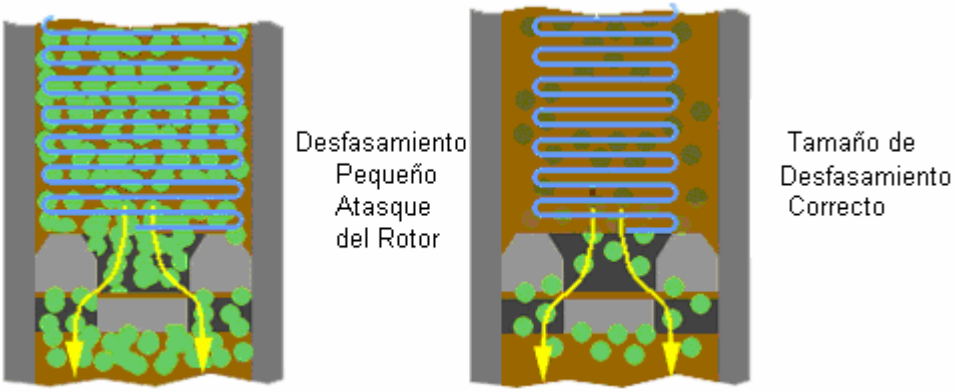


Figura 2.35 Efectos de LCM

Profundidad.

Una señal pierde energía mientras viaja a la superficie. En profundidades someras la señal necesita menos energía para llegar a la superficie, y cuando más profundo está la herramienta MWD deberá llevar un desfasamiento más pequeño para que la señal tenga la fuerza para llegar a la superficie.

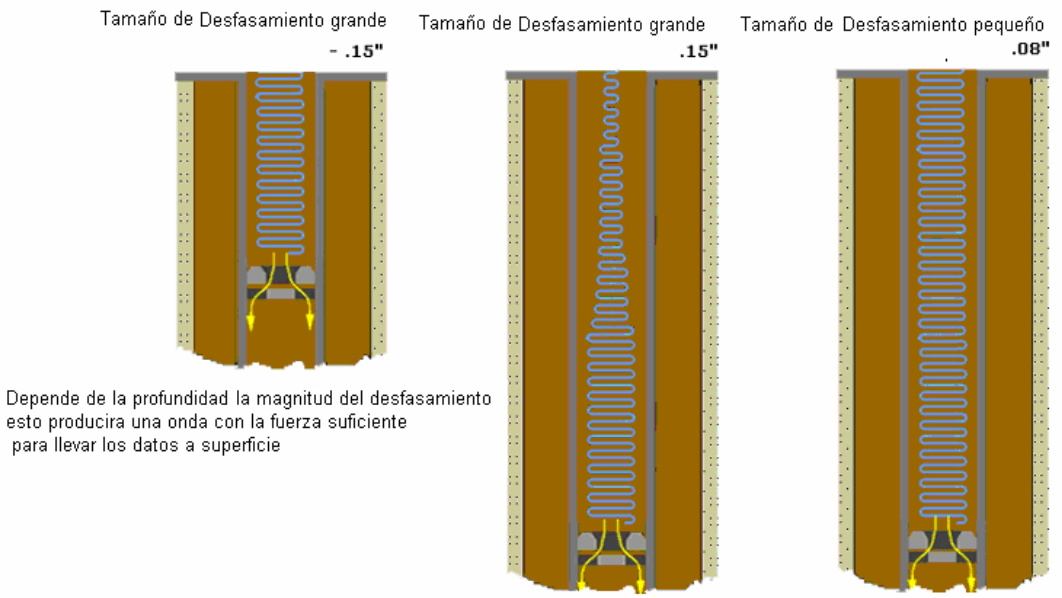


Figura 2.36 Efectos de la Profundidad

Tipo de lodo..

Cuando mas viscoso es el lodo, la señal se atenúa más en su viaje a la superficie.

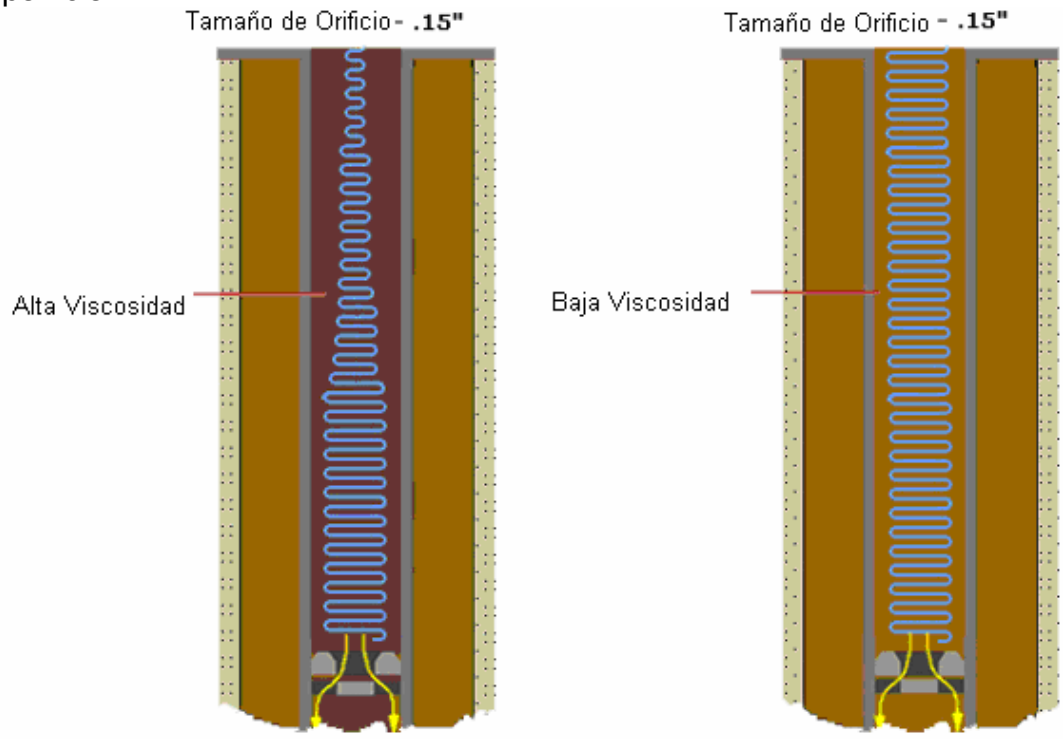


Figura 2.37 Efectos por el Tipo de Lodo

Sólidos en el lodo.

Los sólidos tales como barita y carbonatos se agregan al lodo y la densidad del mismo aumenta. Estos sólidos pueden erosionar el modulador dependiendo del tamaño del desfasamiento. Entre más sólidos grandes estén presentes el desfasamiento tendrá que ser mayor.

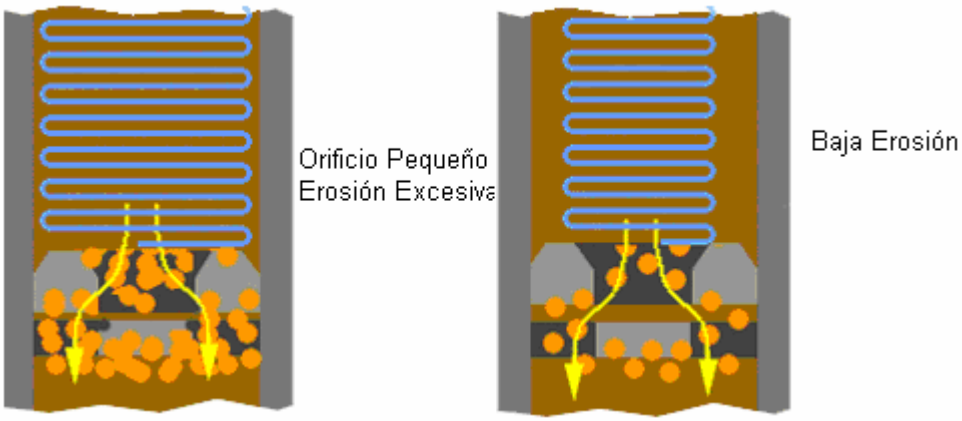


Figura 2.38 Efectos por Sólidos en el Lodo

Ruido y errores en la barrena.

Otro equipo en el aparejo, por ejemplo, las bombas de lodo, puede generar frecuencias que caen en la anchura de banda del receptor. La energía dentro de la anchura de banda de fuentes que no son de la herramienta MWD se refiere a ruidos. El ruido puede causar errores en la barrena durante la demodulación, estos son resultado del software que usa toda la energía dentro del ancho de banda, sin importar la fuente para la demodulación.

Problemas de señal.

Durante la demodulación de la señal de MWD, la prioridad del ingeniero es mantener un alto cociente de señal a ruido (SNR), que es cociente de la energía de la señal a la energía del ruido dentro del ancho de banda de la telemetría.

Tipos de problemas de la señal.

Las condiciones de perforación puede causar baja fuerza de señal en la superficie y es causada por los siguientes aspectos: la profundidad del pozo, alta viscosidad del lodo, el gasto de lodo, condiciones del lodo, la frecuencia de la señal, el diámetro interno de la tubería, etc.

2.5 Aplicaciones de MWD

Locaciones inaccesibles.

Las locaciones inaccesibles son los objetivos localizados debajo de ciudades, ríos o áreas ambientalmente sensibles. Esto hace necesario ubicar la perforación lejos del objetivo.

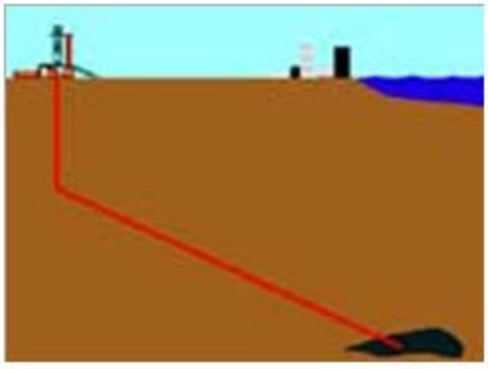


Figura 2.39 Locaciones Inaccesibles

Locaciones que van de costa adentro a costa fuera.

La perforación costa adentro toma lugar cuando un yacimiento esta localizado debajo de grandes cuerpos de agua. La cabeza del pozo es colocada en tierra, y el agujero es perforado direccionalmente por debajo del agua para alcanzar el yacimiento.

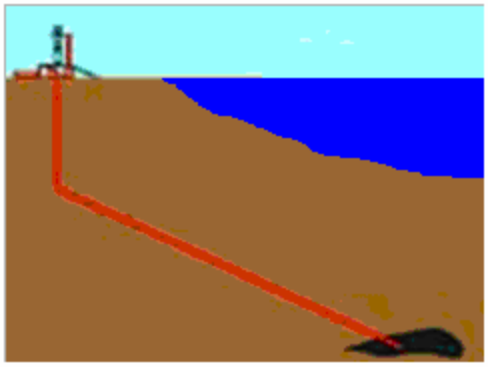


Figura 2.40 Locaciones que Van Costa Adentro a Costa Afuera

Pozos desviados.

Se realizan cuando hay cambios inesperados dentro de la geología y obstrucciones en la trayectoria del pozo.

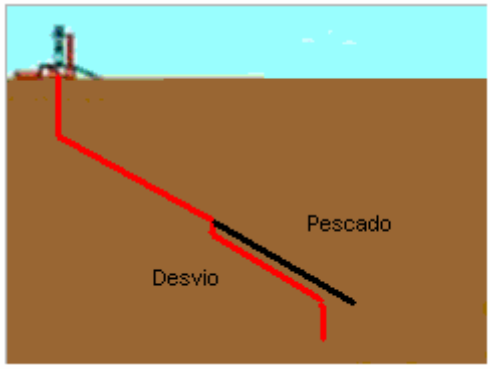


Figura 2.41 Pozos Desviados

Exploraciones de pozos múltiples.

La exploración múltiple de un pozo usa un simple agujero para perforar múltiples pozos nuevos mediante la desviación del pozo original a cierta profundidad. Esto permite la exploración de locaciones sin la necesidad de perforar por completo otro pozo.

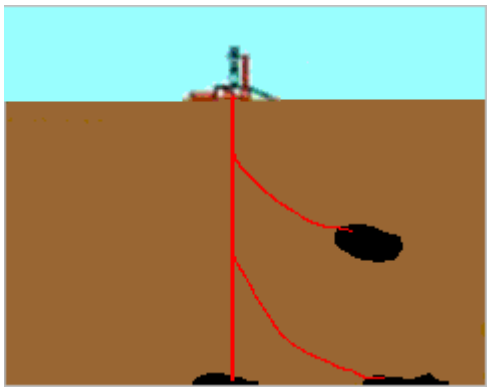


Figura 2.42 Exploración de Pozos Múltiples

Domos salinos.

Los domos salinos son trampas naturales de hidrocarburos, un pozo direccional se utiliza para alcanzar el yacimiento atrapado, para prevenir problemas asociados con la perforación de un pozo a través de la formación de sal.

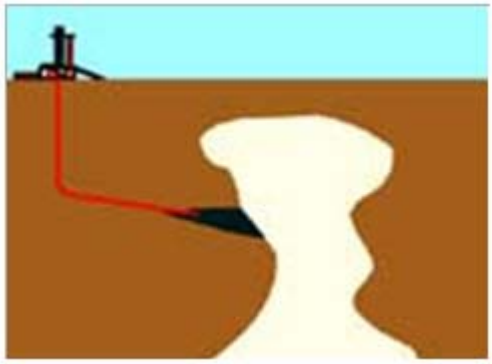


Figura 2.43 Domos Salinos

Control de fallas.

El control de fallas es una aplicación usada para perforar un pozo direccional dentro de formaciones afalladas sin cruzar la línea de falla.

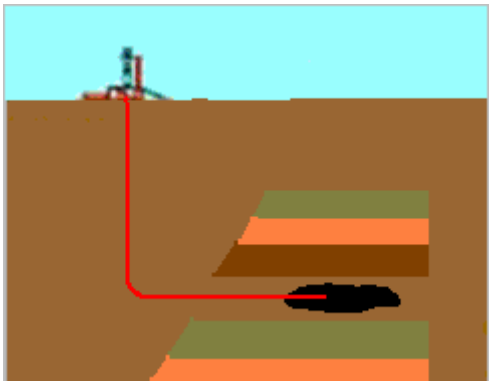


Figura 2.44 Control de Fallas

Perforación costa fuera multidireccional.

La perforación costa fuera multidireccional es la manera más económica de desarrollar campos costa afuera. Varios pozos direccionales son perforados en “racimos” en una plataforma costa fuera.

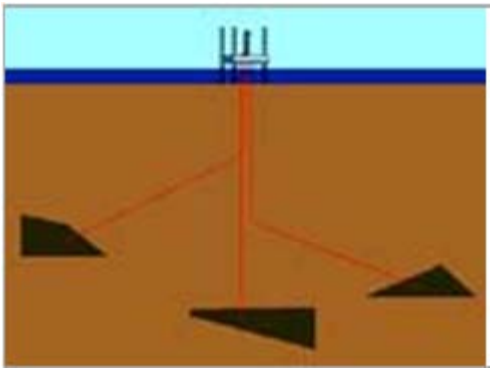


Figura 2.45 Perforación Costa Fuera Multidireccional

Pozos Horizontales.

Los pozos horizontales son usados para intersecar una formación productora horizontalmente para mejorar la producción del yacimiento. Los pozos horizontales incrementan el área productora.

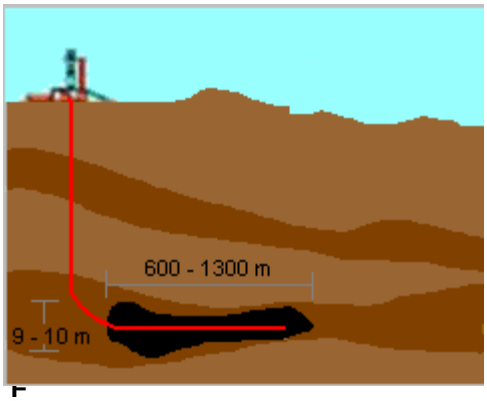
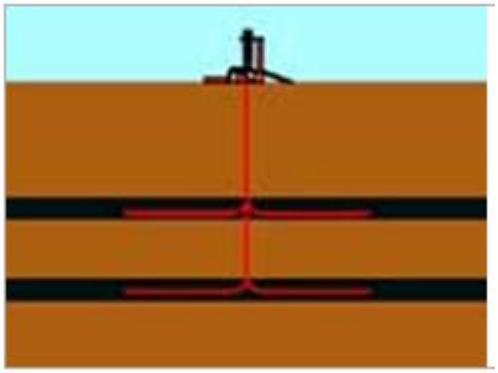


Figura 2.46 Pozos Horizontales

Pozos Multilaterales.

Los pozos multilaterales tienen diferentes pozos corriendo lateralmente originados de un solo agujero.



Figuras 2.47 Pozos Multilaterales

Control del ensamble del fondo del pozo (BHA).

Esto nos permite controlar de manera adecuada la dirección e inclinación del pozo.

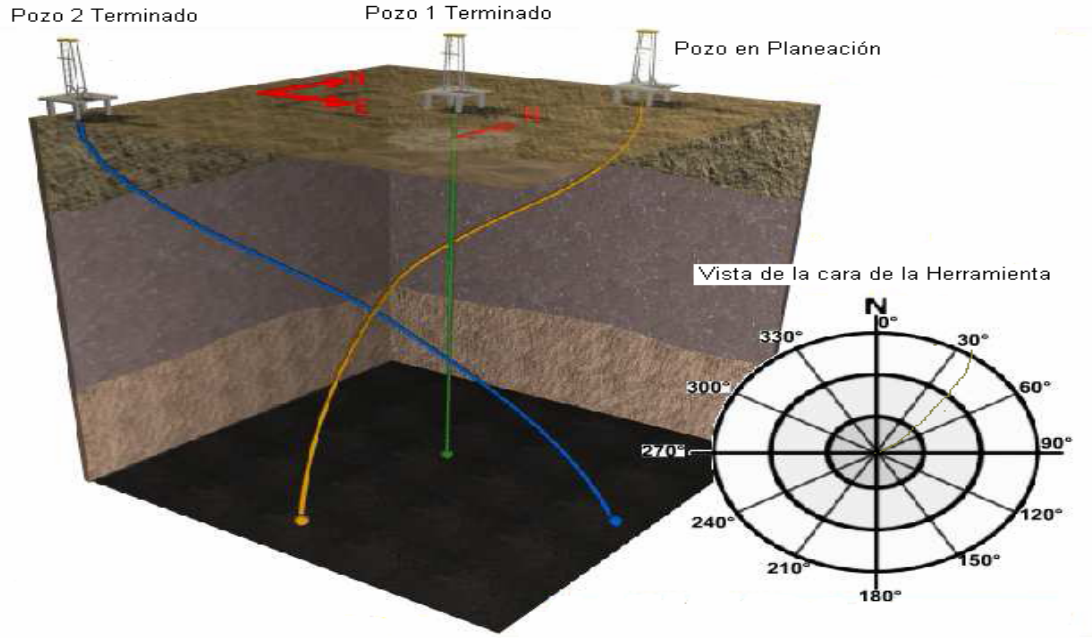


Figura 2.48 Control del BHA

Anticolisiones.

Nos permite viajar a través de las diferentes formaciones y evitar otros pozos, evita tocarlos o afectarlos en su producción.

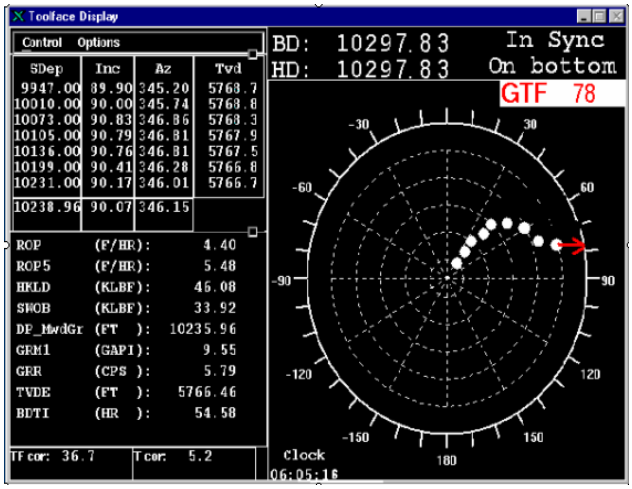


Figura 2.49 Anticolisión

Puntos de medición.

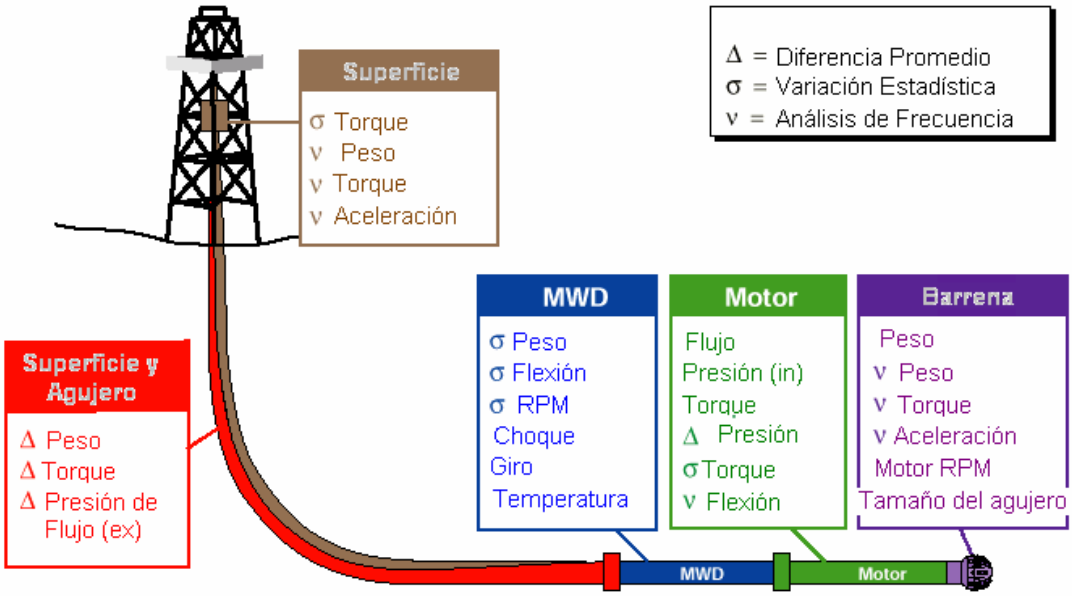


Figura 2.50 Puntos de Medición

CAPÍTULO 3

Herramientas LWD: Sistemas de Registros

Introducción

En este capítulo se presentan algunas herramientas que son utilizadas en los campos petroleros de México. Estas herramientas otorgan algunos beneficios, con diferentes características para diversas aplicaciones. Las herramientas que aquí se presentan aparecen de acuerdo al grado de aplicación en México.

3.1 CDR (Resistividad Dual Compensada)

La herramienta CDR hace mediciones de resistividad compensada por efectos de agujero. El hecho de que la medición incluye resistividades somera y profunda permite obtener correlaciones precisas, definición de los límites del estrato y detección de hidrocarburos en cualquier tipo de lodo de perforación.
La herramienta CDR provee una resistividad compensada por efecto del agujero con dos profundidades de investigación, fase de cambio de resistividad (10 a 35in.) y atenuación de la resistividad (20 a 65 in.).
Las mediciones a dos profundidades permiten la detección de la invasión del filtrado, zonas permeables y la determinación de la resistividad verdadera.
Los medidores están calibrados y corregidos para efectos ambientales. Las mediciones reales son posibles en perforaciones rugosas debido a la compensación por efectos de agujero.
Una inversión algorítmica está disponible para evaluar yacimientos anisotrópicos. El algoritmo convierte la resistividad del registro de mediciones de resistividad horizontal y vertical.
Las dos mediciones proveen los medios para evaluar yacimientos de espesor delgado con registros complejos.
En adición a la información de resistividad, el CDR proporciona mediciones auxiliares, incluyendo datos de rayos gama, presión anular y temperatura anular. Algunas herramientas CDR incluyen una opción para el espectro de rayos gama. El detector de espectro de rayos gama contiene nueve ventanas de energía para producir registros de torio, potasio y uranio.

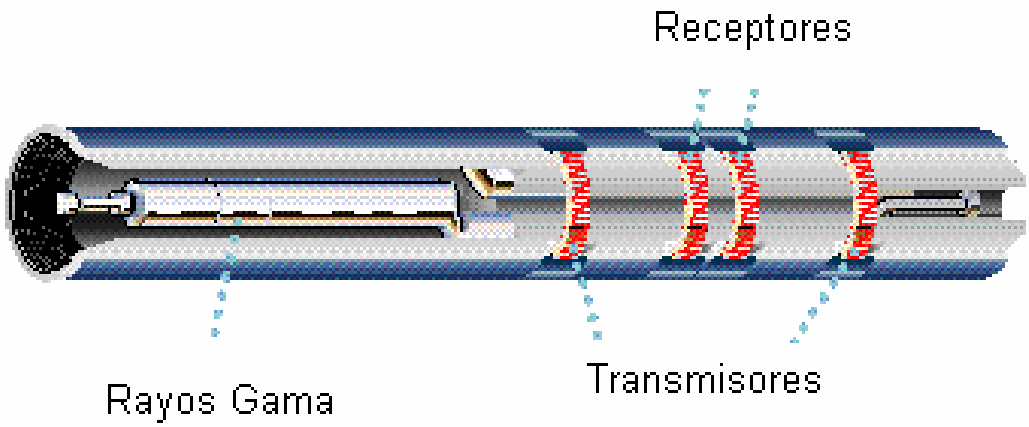


Figura 3.1 Componentes de la Herramienta CDR

3.2 CDN (Densidad Neutrón Compensado)

La herramienta CDN provee medición de la densidad neutrón, densidad de la formación y factor fotoeléctrico. Las mediciones son usadas para determinar la porosidad de la formación y la litología.

Las mediciones neutrón están basadas en la tecnología CNL (compensated neutron log). Cuatro bancos detectores de He miden directamente los neutrones para reducir la incertidumbre asociada con la relación de rayos gama en la porosidad de la formación. Los resultados de las mediciones son ambientalmente corregidas al tamaño del agujero, temperatura, índice de hidrógeno en el lodo. En adición las correcciones de salinidad de la formación pueden ser aplicadas si se solicita.

Las mediciones de densidad con CDN son similares a las de la herramienta de lito densidad. Utilizando detectores de centelleo un detector corto y espaciado provee la densidad correcta y los factores fotoeléctricos para la identificación de la litología. Se usan estabilizadores con ventanas para la fuente y detectores para eliminar los efectos de pilar en la columna de lodo.

Las herramientas CDN incorporan un método estadístico desarrollado para medir la variación de la densidad alrededor del agujero.

Las fuentes radiactivas son seguras contenidas dentro del collar y están conectadas por una barra de titanio de modo que sean pescados fácilmente por cable. El CDN debe ser colocado en la parte alta de algún MWD.

El CDN contiene un par de sensores ultrasónicos. Los sensores son usados para obtener información en múltiples ejes del tamaño del agujero.

Figura 3.2 Herramienta CDN

3.3 ARC (Arreglo de Resistividad Compensado)

El ARC475 de diámetro de 4 ¾ in. provee mediciones de resistividad para los registros durante la perforación en agujeros delgados. El ARC475 permite a los operadores tomar ventaja de costos más bajos en la perforación y terminación asociados con agujeros pequeños. La herramienta es una batería y puede ser operada en modo de memoria.

El ARC475 no tiene la capacidad completa de las herramientas VISION 475 de resistividad pero es de bajo costo para ciertas aplicaciones. Para aplicaciones en tiempo real el ARC475 puede ser combinado con SlimPulse para la capacidad de transmisión de datos en tiempo real.

Las múltiples mediciones de la resistividad son archivadas con propagación electromagnética de alta frecuencia. Tres trasmisores son colocados sobre el par de receptores y dos trasmisores son colocados abajo de los receptores para un total de cinco transmisores. Cada transmisor difunde secuencialmente una onda electromagnética de 2MHz dentro de la formación.

El desplazamiento de fase y la diferencia de atenuación es medida entre el par de receptores. El resultado son cinco profundidades de investigación de resistividades compensadas del agujero. La compensación del agujero es importante porque reduce significativamente los efectos de rugosidad y precisamente cancela errores de medición causados por diferencias en cada receptor electrónico que cambia con la temperatura. Múltiples profundidades de investigación son útiles para diferenciar entre los efectos de invasión y anisotropía.

El proceso de inversión de la resistividad esta disponible para corregir los efectos de invasión, para conocer la resistividad verdadera de la formación (Rt) y diámetro de la invasión (di). El proceso de inversión también puede resolver resistividad horizontal (Rh) y resistividad vertical (Rv) en formaciones anisotrópicas.

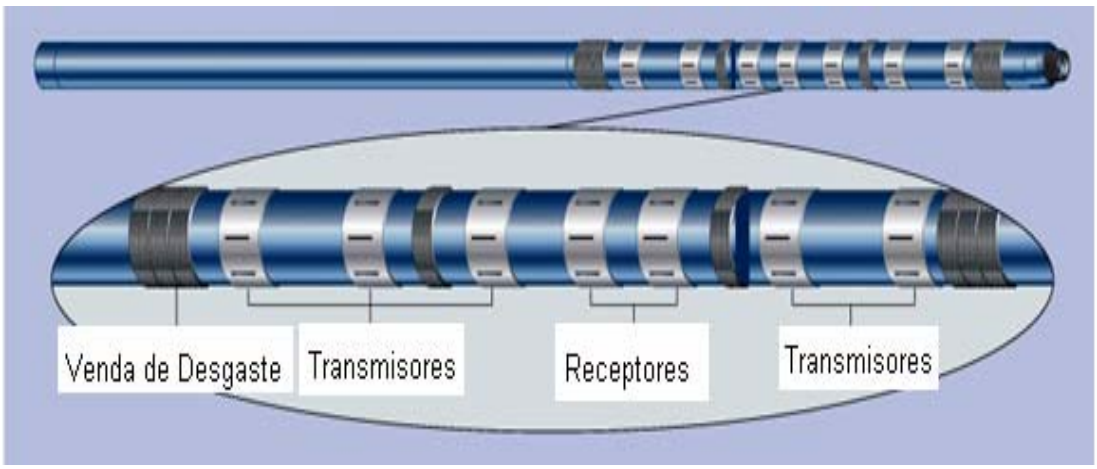


Figura 3.3 Componentes de la Herramienta ARC

3.4 arcVISION 312

Gran capacidad en un paquete pequeño.

La herramienta arcVISION 312 provee mediciones de resistividad durante la perforación, rayos gama, inclinación y presión anular, todo esto para ayudar a evaluar yacimientos.
Esta herramienta es la más pequeña de cinco arcVSION de resistividad compensada y se extiende a la evaluación de la formación durante la perforación.

Reduce el riesgo de la perforación en agujeros de diámetro pequeño.

La herramienta arcVISION 312 puede operar en condiciones difíciles de perforación, incluyendo alto contenido de arena en el lodo de perforación. Las conexiones de alto torque substancialmente reducen el riesgo inherente en la perforación de agujeros de poco diámetro y no se limita la velocidad de rotación. El peso máximo de la herramienta sobre la barrena es 22,000 lbf que permite la transferencia de peso necesaria para una perforación rápida.

Control preciso de la trayectoria del pozo.

Las mediciones de resistividad de la herramienta arcVISION 312 en múltiples profundidades de investigación y presión anular son transmitidas simultáneamente a la superficie en tiempo real junto con las mediciones de la inclinación cerca de la barrena. Eso no solo reduce el riesgo de la construcción del pozo sino también incrementa la producción.

Múltiples profundidades de investigación.

La herramienta arcVISION 312 hace las mismas mediciones bien conocidas y completamente caracterizadas que otras herramientas arcVISION. Cinco mediciones compensadas por cambio de fase proporcionan valores cuantitativos de resistividad que permiten a la herramienta detectar los perfiles de invasión y otros efectos adversos del agujero o de la formación, aún en formaciones con alta resistividad.

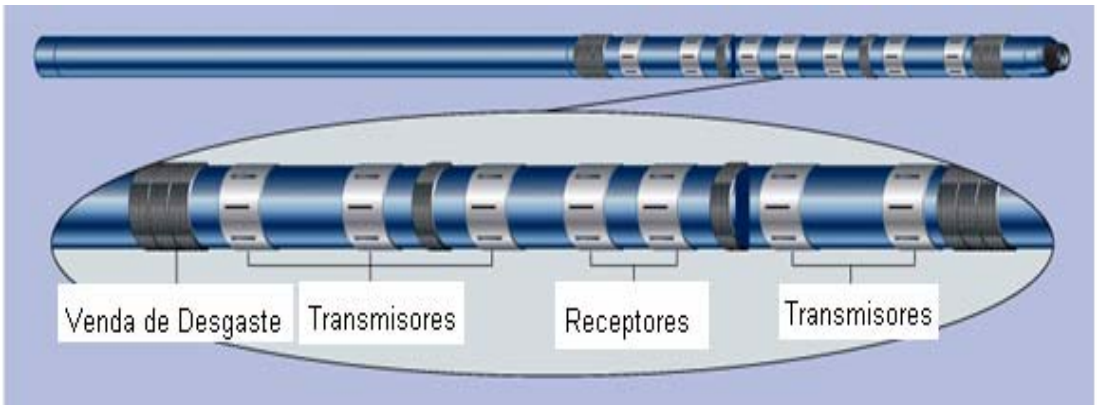


Figura 3.4 Componentes de la Herramienta arcVISION 312

Fácil correlación para geodirección.

La herramienta arcVISION 312 facilita las correlaciones porque sus mediciones son las mismas que aquellas hechas por herramientas más grandes. La herramienta adicionalmente ofrece atenuación y mediciones a 400 KHz para lecturas más profundas.

Mediciones compensadas.

Las mediciones del arcVISION son compensadas para remover los efectos de la rugosidad y cambios electrónicos que pueden causar malas interpretaciones y dar paso a decisiones erróneas. Mediciones más exactas dan como resultado decisiones mejores y mejoran el comportamiento del pozo.

3.5 SlimAccess (Evaluación de la formación en agujeros de poco diámetro con geometría compleja)

En el sistema SlimAccess se han integrado las últimas tecnologías dentro de sensores sofisticados y empacados en plataformas de poco diámetro y flexibles diseñados con componentes individuales de longitud mínima.
La herramienta SlimAccess complementa avances en perforaciones con diámetros pequeños, mediciones durante la perforación (MWD) y de registro durante la perforación (LWD).

El nuevo diámetro de la herramienta SlimAccess provee mediciones de resistividad, sónico, densidad, neutrón compensado y rayos gama en agujeros tan pequeños como 3 ½ in., y en pozos con “pata de perro” de media a alta severidad, dando los mismos resultados exactos y confiables de las herramientas estándar.

Todos los datos grabados están corregidos tanto por movimiento irregular de la herramienta como por efectos ambientales.

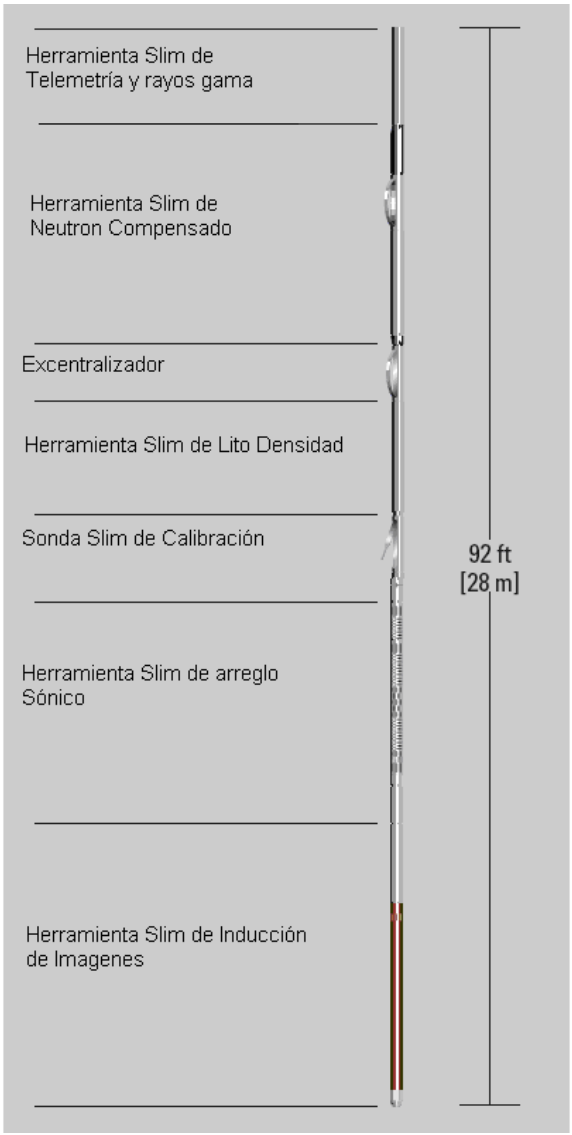


Figura 3.5 Componentes de la Herramienta SlimAccess

Cartucho Slim de telemetría y rayos Gama.

La telemetría integrada, los rayos gama y el acelerómetro soportan correcciónes rápidas para las mediciones de la herramienta SlimAccess.

Herramienta Slim Array-Sonic.

También se puede disponer de una extensión de la herramienta adicional para proveer mediciones sónicas de espaciamiento grande para formaciones no consolidadas y alteradas.

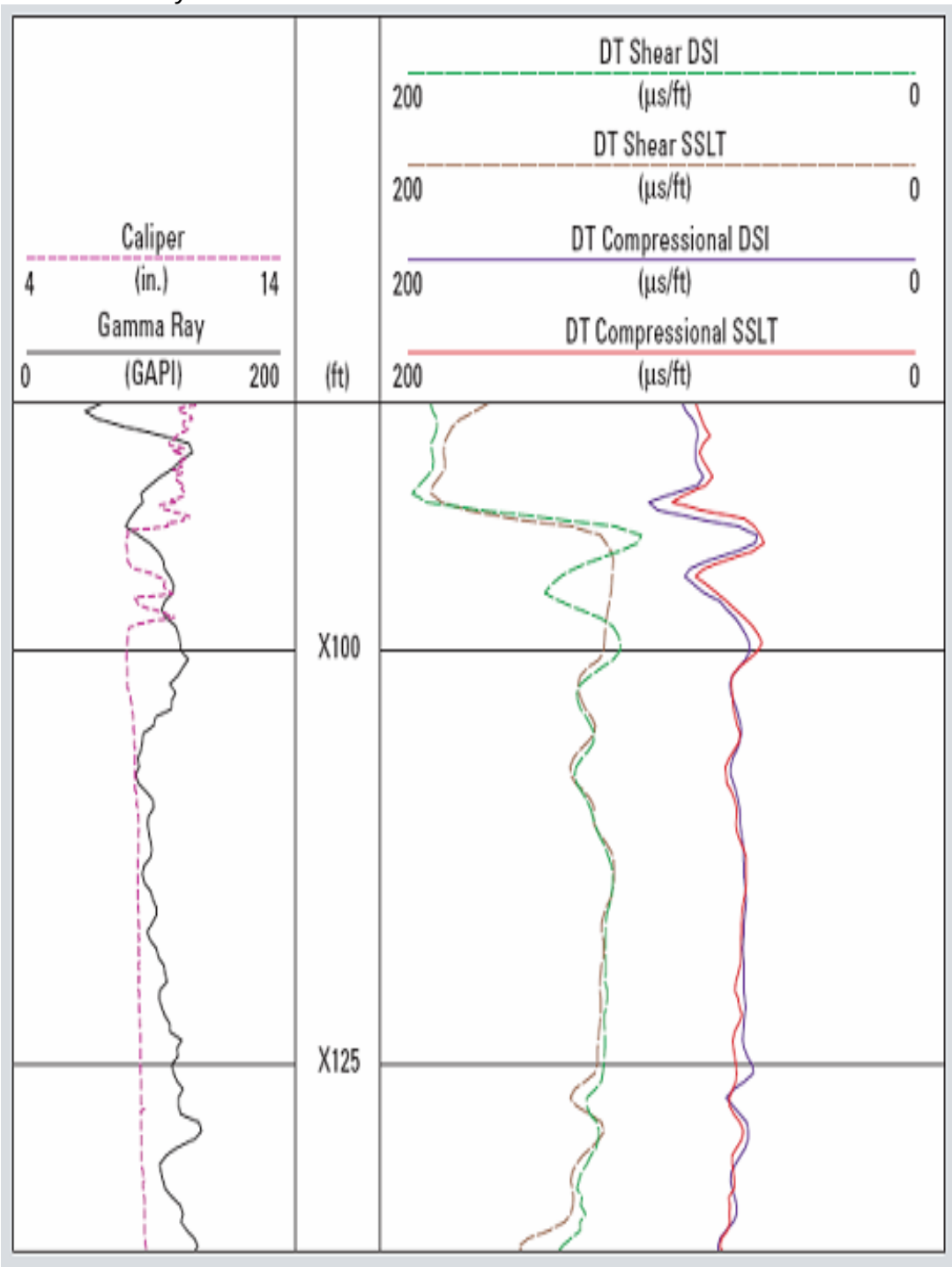


Figura 3.6Ejemplo de resgistro Slim Array-Sonic

Herramienta de Lito-Densidad.

La herramienta de Lito – densidad está equipada con un descentralizador y una sonda caliper energizada. Un arreglo de tres detectores obtiene las mediciones de la densidad de la formación con precisión mejorada, exactitud y control de calidad. La mediciones están compensadas en perforaciones con rugosidades hasta de 0.75 in. La respuesta de la densidad es derivada de los tres detectores. El factor fotoeléctrico es medido por el detector de en medio y ofrece precisión y exactitud mejorada.

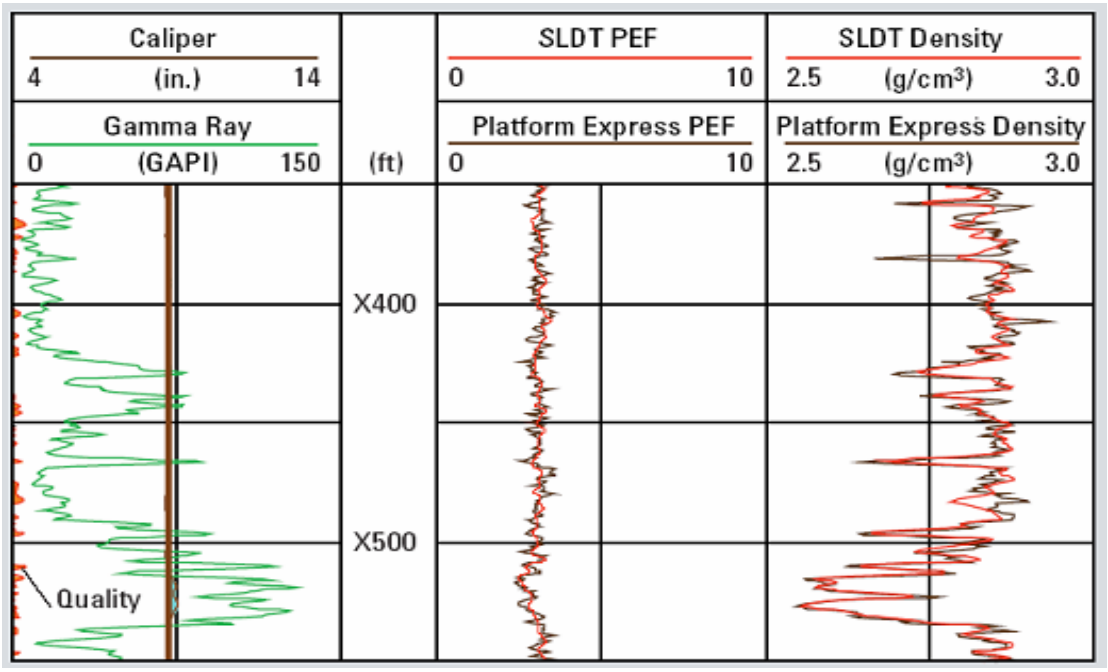


Figura 3.7 Ejemplo de registro con Slim Array Lito-Densidad

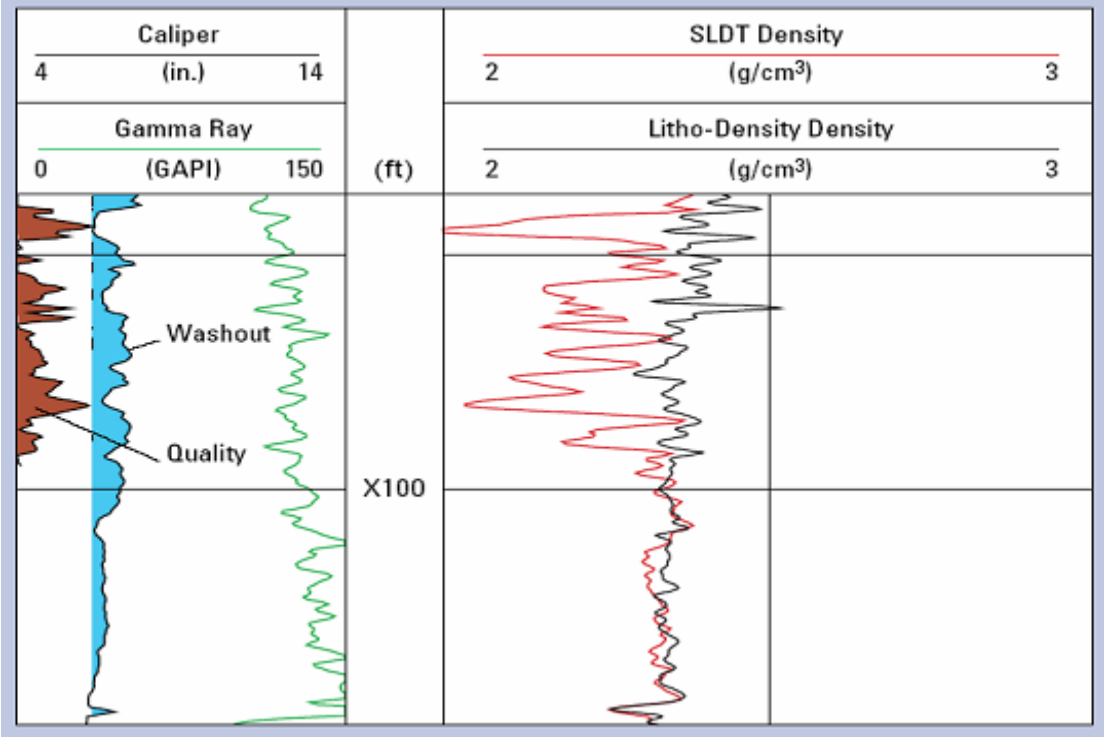


Figura 3.8 Ejemplo de registro con Slim Array Lito-Densidad

Herramienta Slim AIT (Array Induction Imagen Tool).

La herramienta Slim AIT provee la misma alta calidad de medición, profundidades de investigación y resoluciones verticales al igual que todas las herramientas de la familia AIT, completamente corregidas para agujero y efectos ambientales. El potencial espontáneo en tiempo real y la resistividad del lodo complementan las mediciones de la formación. La resistividad del lodo también es usada para calcular en forma precisa las correcciones por agujero y efectos ambientales.

Respuesta de SlimAccess en el Pozo.

Este SlimAccess proporciona resistividad, porosidad y curvas de correlación con un mapa de litología derivado de una identificación de la matriz y una saturación de agua corregida por arcilla. En tiempo real se hace una corrección rápida de los datos, haciendo una interpretación más exacta de los registros en el pozo.

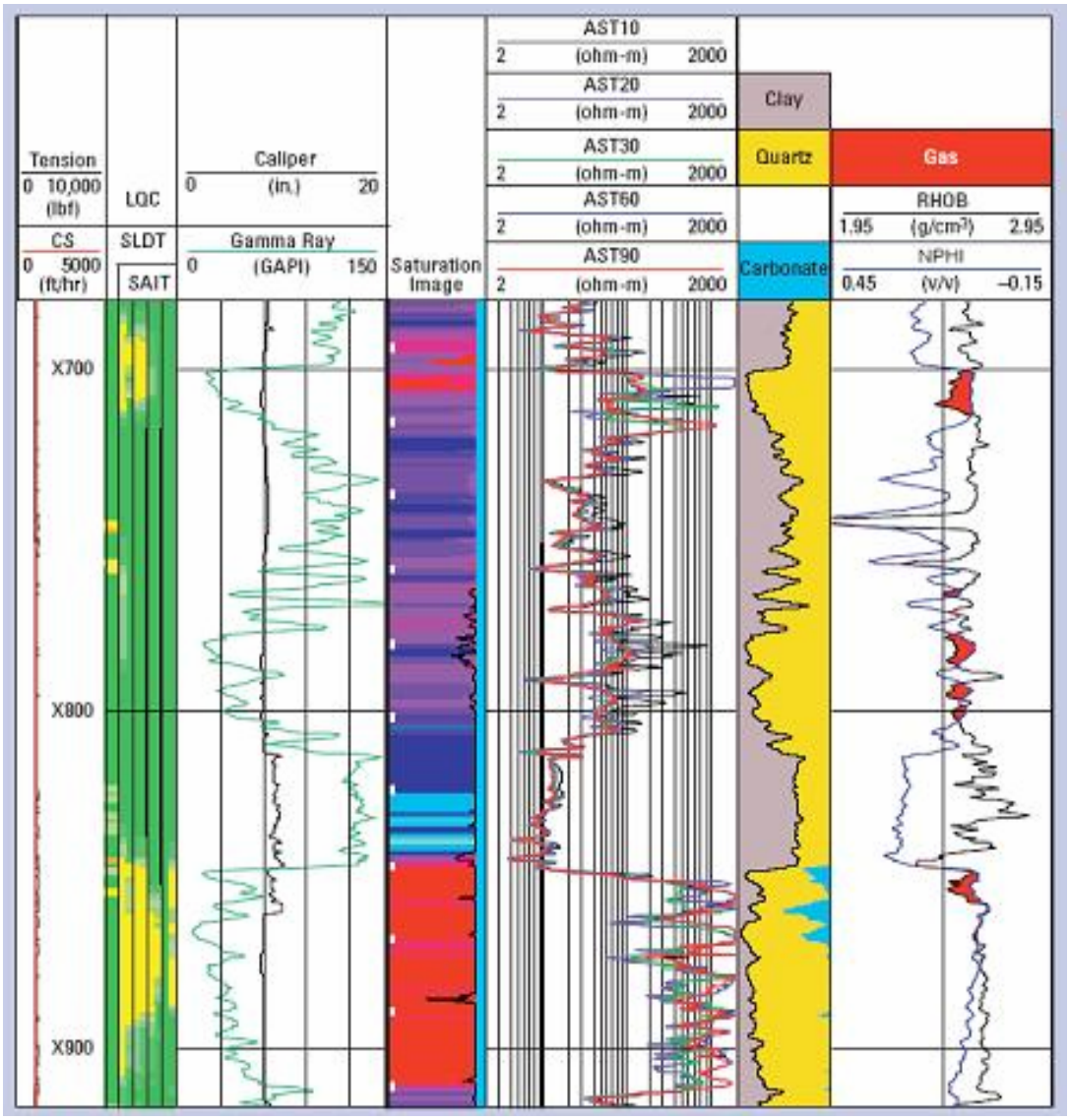


Figura 3.9 Ejemplo de registro en Tiempo Real SlimAccess

3.6 RAB (Resistividad Cerca de la Barrena)

La herramienta RAB es una nueva generación de herramientas de resistividad LWD diseñada para operar en ambientes laterolog. La herramienta puede ser acoplada a la barrena o también colocada arriba del motor de lodo.

Se adquieren cinco mediciones de resistividad y una medición de rayo gama. Cuatro de las mediciones de resistividad son enfocadas y tienen diferentes profundidades de investigación, las cuales permiten medir las propiedades de la formación al inicio del proceso de invasión.

Tres de estas cuatro mediciones enfocadas son hechas mediante electrodos montados sobre el lastrabarrena. Como el lastrabarrena gira, esos electrodos barren azimutalmente para proporcionar imágenes de resistividad de toda la pared del agujero. Los datos azimutales pueden ser promediados por cuadrantes y trasmitidos a superficie en tiempo real con las otras mediciones de rayos gama y resistividad.

Las múltiples profundidades de investigación son usadas para demostrar los perfiles de invasión después de varios periodos de exposición al lodo de perforación. Los datos de RAB pueden ser combinados con otras mediciones LWD para una completa evaluación de la formación. Las imágenes RAB muestran una variedad de características geológicas y son usadas para hacer interpretaciones estructurales.

Herramienta física.

La herramienta RAB maneja baja frecuencia en ejes de corriente a lo largo de la tubería y dentro de la formación. La figura muestra un esquema de la herramienta RAB. Un voltaje es inducido en el lastrabarrena, el cual causa corriente flujo abajo del lastrabarrena, la cual entra a la formación y luego regresa al lastrabarrena. Un receptor toroidal mide la corriente axial viajando a lo largo del collar mientras que una combinación de anillo y electrodos mide la corriente que deja la herramienta. Las magnitudes de todas estas corrientes están determinadas por la resistividad de la formación.

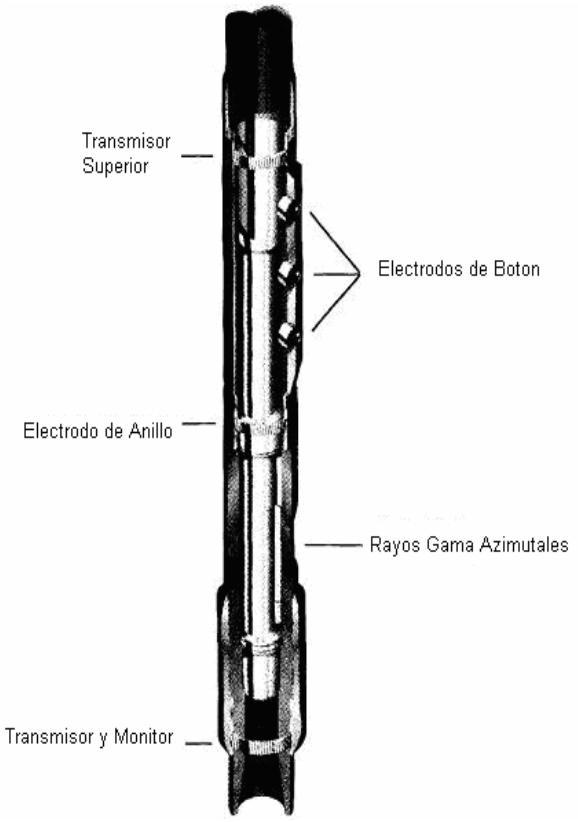


Figura 3.10 Componentes de la Herramienta RAB

Las mediciones de la herramienta RAB son muy similares a las de los registros laterolog de cable convencional y tienen características similares. Por ejemplo, la figura siguiente muestra la corrección para la herramienta RAB. Esta corrección es pequeña y estable para fluidos conductivos (esto es altos valores de R_{app}/R_{mud}). Contrariamente para fluidos más resistivos que la formación (esto es $R_{app}/R_{mud} < 1$) las correcciones son más grandes. Esto es justo lo opuesto del tipo de comportamiento visto en herramientas de inducción o propagación. La herramienta RAB por sí misma es usada como parte del electrodo de medición. Esta indica cambios en la resistividad de la formación para fundamentar las decisiones en tiempo crítico como lo es la selección del punto de la tubería de revetimiento y el de nucleo. Un ejemplo muestra un pozo donde las mediciones de la barrena fueron usadas para parar la perforación después de la penetración sólo 9 pulgadas dentro del yacimiento.

Las otras cuatro mediciones de resistividad están enfocadas mediante la "técnica de enfocamiento cilíndrico" la cual posee alta resolución vertical.

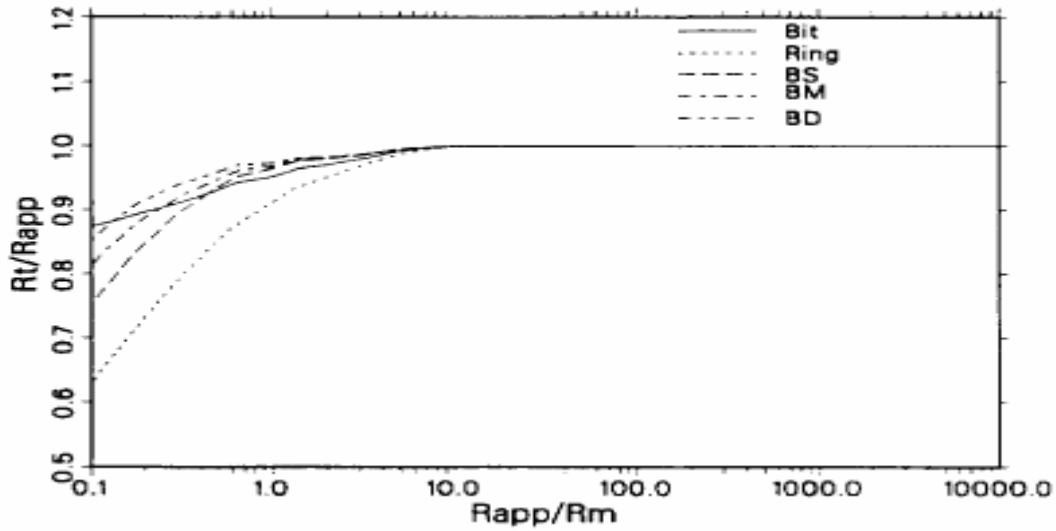


Figura 3.11 Correlación para la Herramienta RAB

En aplicaciones típicas, la herramienta RAB graba datos cada 10 segundos y a rangos de penetración de 60 ft/hr. Las otras tres mediciones enfocadas son hechas midiendo la corriente que deja una pulgada de diámetro. Estas tres mediciones tienen diferentes profundidades de investigación. Además los electrodos de botón son usados para producir imágenes cuantitativas de resistividad de la formación. Como la herramienta rota, los magnetómetros miden la orientación de la herramienta relativa al campo magnético de la tierra. Combinando la fuente de datos y el conocimiento del campo magnético de la Tierra, se pueden orientar las imágenes de resistividad con respecto al norte o a la cima del agujero.

Velocidades normales de rotación de 30 rpm o mayores son adecuadas para asegurar que sea grabada una muestra cada 10 segundos. Un análisis de la respuesta azimutal muestra que esos escaneos pueden detectar eventos azimutales en ángulos menores que 5 – 10 grados.

En adición a la resisitividad, la herramienta RAB mide rayos gama. Los rayos gama medidos son grabados en cuadrantes correspondientes a arriba, abajo, lado derecho e izquierdo del agujero conforme la herramienta vaya rotando y se puede disponer de esos datos en tiempo real en registradores.

Evaluación de la formación en tiempo real.

Las tres mediciones de botón tienen diferentes profundidades de investigación, entonces las combinaciones de esas mediciones pueden ser usadas en un diagrama de tornado de manera similar que los registros convencionales. La figura siguiente muestra un ejemplo típico cuando la herramienta RAB fue regresada de la barrena detrás de un motor de lodo. Esto significa que cuando la barrena es cambiada, la siguiente corrida de registro incluirá una sección más arriba perforada por la barrena previa la cual fue expuesta a la invasión de lodo de perforación por un largo periodo de tiempo y la sección baja perforada en esta corrida y expuesta a la invasión de lodo por un corto tiempo. La sección de arriba es profundamente invadida. La figura RAB 3 muestra estos datos graficados en un diagrama de tornado.

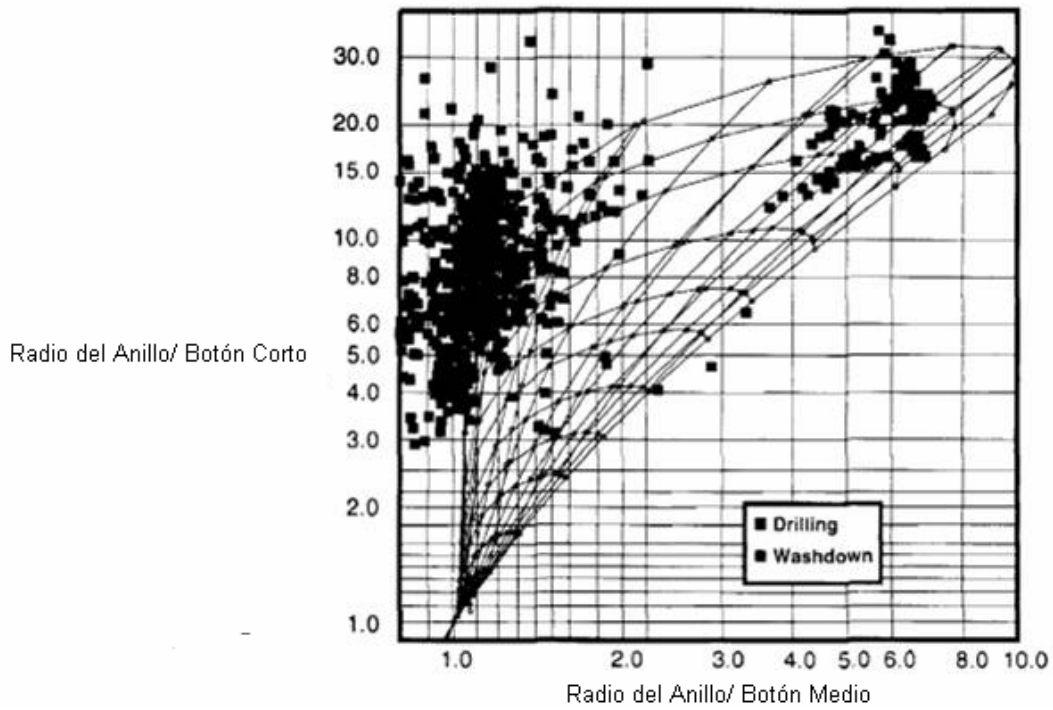


Figura 3.12 Diagrama de Tornado

La interpretación mediante esta grafica puede resultar en valores muy similares de R_t y R_{xo} con la única diferencia en el diámetro de invasión.

La figura siguiente muestra una evaluación de formación hecha mediante la combinación de datos de diferentes mediciones LWD. El carril 5 contiene el análisis mineral el cual muestra una zona rica en cuarzo con alta porosidad relativamente. El color café indica la diferencia entre el volumen de gas de los registros CDR corrido mientras se perforó y el registro RAB corrido siete días después. Esta diferencia es un indicador del que el gas es movible. El carril 3 muestra que la permeabilidad al agua es muy baja, indicando que no habrá producción de agua. El carril 4 contiene una imagen de resistividad producida

de datos del RAB lo cual indica que la arena ha sido rota en tres principales secciones con barreras de permeabilidad de lutita.

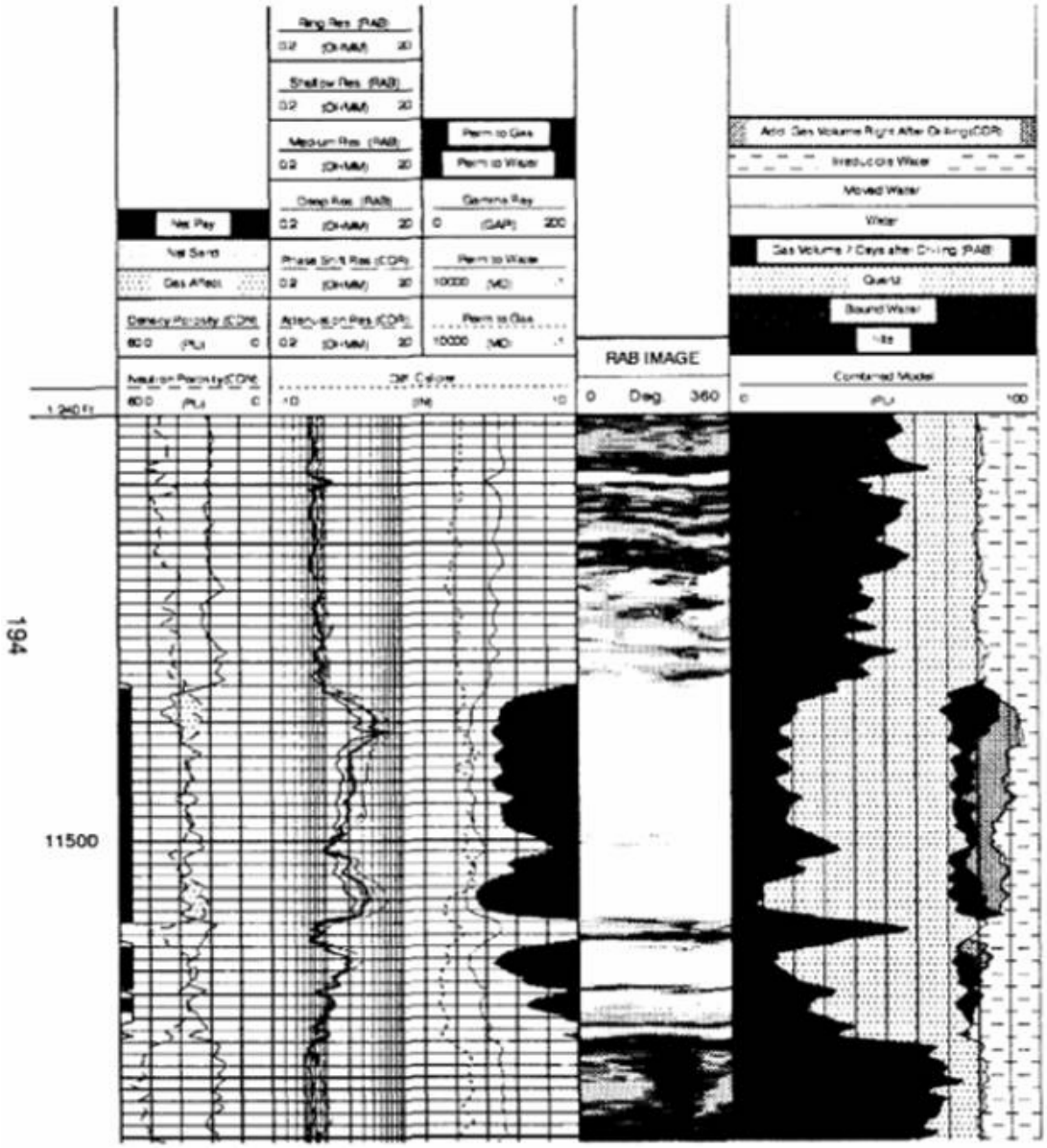


Figura 3.13 Registro RAB

Características geológicas y evaluación del echado a partir de registros RAB.

La figura siguiente muestra una comparación entre una imagen RAB y una imagen de registro de cable FMI. Este ejemplo es de un pozo en un ambiente deposicional pelágico que ha sido sujeto a muchos plegamientos y afallamientos. La concordancia entre RAB y FMI es excelente, sin embargo hay una falla claramente visible en ambas imágenes.

Las imágenes RAB adquiridas durante la perforación presentan una oportunidad de usar datos geológicos para dirección del pozo y propósitos de evaluación estructural.

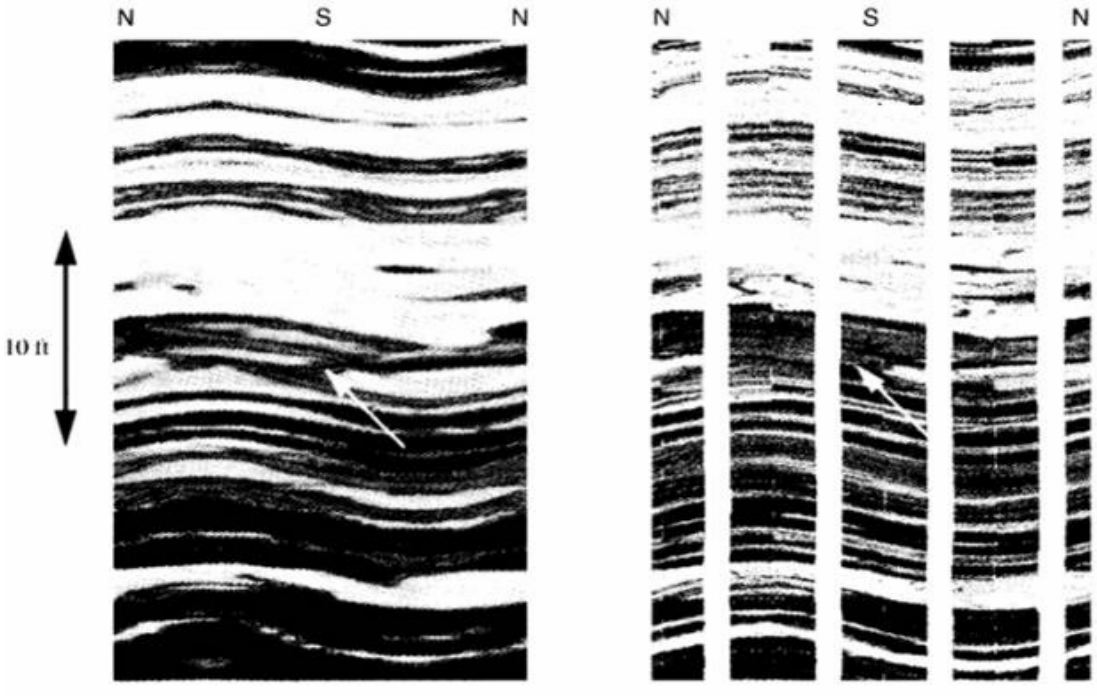
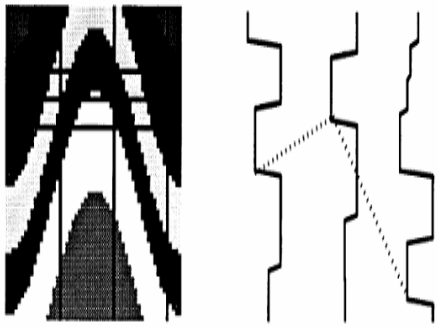


Figura 3.14 Imágenes adquiridas con RAB (izquierda) y FMI (derecha)

Computación en tiempo real de profundidad alta aparente.

La mayor parte de los procesamientos convencionales de echados yacen sobre correlaciones hechas entre trazos de resistividad de la formación conforme la herramienta sea movida a través del agujero. Este tipo de proceso trabaja mejor cuando los echados aparentes son menores a 70 grados.



Para eso se utiliza una técnica de correlación de escaneo azimutal de la herramienta RAB. Esta técnica se ilustra en la siguiente figura.

La parte más alta a la izquierda de la figura es una imagen del pozo. Los trazos verticales de la resistividad se muestran en la parte superior derecha. Esta técnica está limitada generalmente a echados aparentes entre 70 grados. El nuevo método usa escaneo azimutales de la formación que se ilustran en la parte inferior izquierda de la figura.

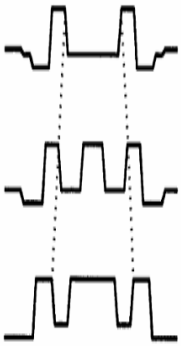


Figura 3.15 Escaneo de la Herramienta RAB

3.7 proVISION

Maximiza el buen funcionamiento de yacimientos en tiempo real. proVISION combina las medidas de la resonancia magnética (MR) con la transmisión de datos en tiempo real para mejorar la productividad del pozo. Representa un paso en el cambio de la aplicación de la tecnología MR para la caracterización de formaciones, la herramienta proVISION proporciona la evaluación en tiempo real de la productividad del yacimiento. Determina confiablemente la porosidad independiente de la mineralogía, los volúmenes de fluido ligado y libre, permeabilidad, tamaño de poro e identifica fluidos. Operando independientemente de las mediciones de resistividad, la herramienta es ideal para localizar capas con bajo contraste de resistividad.

Manejo del yacimiento para la optimización de la producción.

La resonancia magnética proporciona parámetros críticos del yacimiento tales como la permeabilidad y el volumen de fluido ligado, que herramientas tradicionales de LWD no mide. La herramienta proVISION permite la optimización de la trayectoria del pozo en tiempo real para maximizar la producción, así mismo permite manejar el yacimiento en tiempo real.
La herramienta maximiza la producción perforando las zonas altamente permeables evitando el corte de agua, conociendo la saturación irreductible de agua.

Datos seguros y decisiones tempranas que puedan ahorrar tiempo de perforación.

Este servicio entrega datos cuando otros métodos fallan, por ejemplo en pozos horizontales donde los registros convencionales no pueden alcanzar el fondo. Este sistema entrega datos en pozos multilaterales, pozos altamente desviados o perforaciones inestables, reduciendo el riesgo de la evaluación de la formación. Combinado estos datos con información que se tiene en el pozo permiten la toma de decisiones oportunas.

Las mediciones hechas con proVISION mientras se perfora reducen costos de nucleo, de toma de registros y pruebas en pozos, optimiza la terminación e incrementa el conocimiento de la productividad del yacimiento.

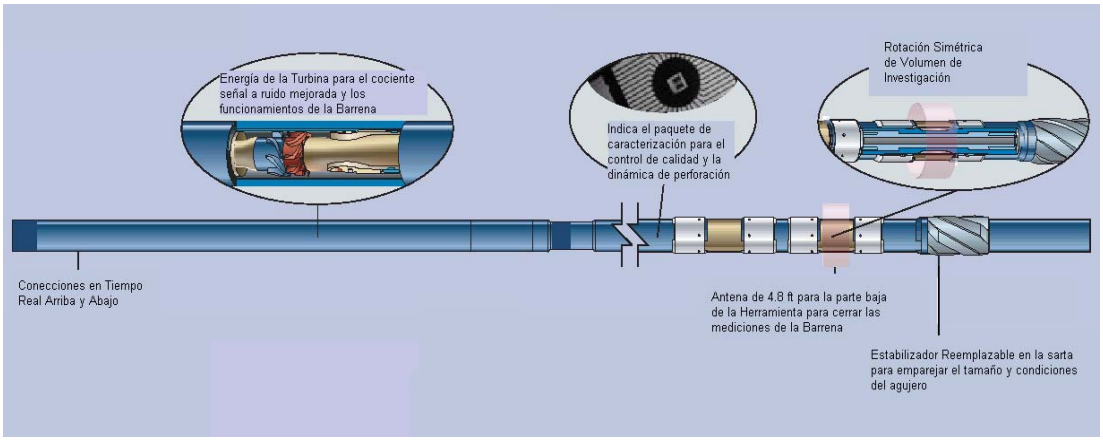


Figura 3.16 Componentes de la Herramienta proVISION

3.8 mcrVISION

El servicio de mcrVISION utiliza una unidad recuperable de la herramienta haciendo la operación menos arriesgada. El servicio mcrVISION provee medidas confiables de la propagación de la resistividad para la evaluación y correlación de la formación en tiempo real y bajo riesgo de perder el agujero. Este servicio es capaz de grabar datos en un segundo dando por resultado ahorros en el tiempo del aparejo y la toma de registros mas rápidamente durante la perforación o mientras se desplaza el equipo. Para mejorar la exactitud de resultados el servicio mcrVISION entrega medidas a 400 kHz en formaciones de baja resistividad y medidas a 2 MHz en formaciones de alta resistividad. Todas las mediciones son compensadas para condiciones del agujero para quitar los efectos de rugosidad y cambios electrónicos que podrían conducir a decisiones erróneas.

Están disponibles curvas mezcladas de 400 kHz y 2 MHz en tiempo real para optimizar la medida de la resistividad en ambientes de bajo rango de telemetría.

Toda la electrónica, las antenas y la batería del mcrVISION se montan en una unidad recuperable y recolocable o reasentable. Esta unidad se asienta en un lastrabarrena especial de 4.75 in, 6.75 in o 8.75 in de acero no magnético. La colocación de las antenas aumenta la inmunidad de la medida a la invasión y a la perforación. La batería y la vida de la memoria es de 300 horas, así que funcionamientos prolongados de la barrena se pueden hacer sin el mantenimiento o la sustitución de la unidad en la herramienta del mcrVISION. En caso necesario la unidad puede ser recuperada y vuelta a asentar sin haber desplazado el ensamble del fondo del pozo (BHA).

Figura 3.17 Herramienta mcrVISION

Combinable con servicios de MWD.

El servicio del mcrVISION es combinable con todos los servicios de MWD. Al combinar el servicio de mcrVISION con el sistema de telemetría powerPULSE MWD aumenta la cantidad de datos en tiempo real permitiendo la evaluación de la formación exacta en tiempo real.

Registros mientras se desplaza.

En el final de la perforación, la unidad de la herramienta mcrVISION puede ser corrida en el agujero y asentarse en el lastrabarrena para tomar registros mientras se viaja o desplaza. Debido a que la unidad es capaz de tomar registro en un rango de 1 segundo, puede proporcionar dos datos punto por pie mientras viaja a una velocidad de 1,800 ft/hr.

Se pueden optimizar los datos del mcrVISION al combinar con análisis más allá de la tubería de revestimiento (ABC).
Usar el servicio de mcrVISION en esta forma puede ahorrar tiempo operacional y mejorar el éxito de registros en ambientes difíciles.

3.9 sonicVISION

Los estándares de alto rendimiento de la herramienta sonicVISION (sónico mientras se perfora) con avances en hardware y software, realzan sustancialmente la calidad del registro en tiempo real y agregan funcionalidad.
La herramienta sonicVISION entrega datos en tiempo real del tiempo de tránsito del intervalo (Δt), datos de ondas compresivas (Δtc) y ondas de corte (Δts).
Las formas de onda disponibles en memoria incrementan la calidad de los registros y permiten un procesamiento avanzado, como es extender el rango de medición fuera de la velocidad del lodo.

Calidad de la nueva medición.

Características para mejorar la confianza en mediciones en tiempo real:

- Proyección de registros en tiempo real
- Etiquetado y control de calidad de los registros en tiempo real
- Estación de medición durante las conexiones
- Medición en banda ancha
- Transmisor de alto poder

En operaciones LWD los parámetros de procesamiento sónico son convencionalmente ajustados en superficie antes de que la herramienta sea corrida.
El control de calidad adicional (QC) es realizado usando una estación de medición hecha durante una conexión. En este ambiente libre de ruido, la herramienta es capaz de tomar una medición de estación que luego se enviará a la parte alta del agujero.
Los trasmisores hacen salir grandes cantidades de energía de banda ancha con eficacia en varios tipos de formaciones, en última instancia mejorado el

cociente señal/interferencia por lo tanto mejorando la calidad de la medición y el rango de tamaño de agujero.

Confiabilidad y funcionalidad.

Extensa vida de la batería, gran capacidad de memoria y velocidad rápida de descarga realza la herramienta sonicVISION y la hacen confiable y funcionable. La vida estándar de la memoria es 140 horas, a adquisición de 10 segundos, esto es doblado fácilmente.

Aplicaciones de Perforación.

Las mediciones adquiridas por la herramienta sonicVISION reducen los riesgos y costos al proporcionar datos críticos de la formación en ambientes inciertos. Los datos sónicos de alta calidad se utilizan en muchos aspectos de la perforación como son:

- Predicción de presión de poro
- Estabilidad del agujero
- Flujo de gas y gas en formación
- Estimación de la movilidad
- Detección de cimas de cemento

Seguridad y eficiencia en la perforación.

La velocidad es uno de los mejores indicadores de cambios en la presión de poro porque es independiente de la temperatura y los efectos de salinidad. Un atraso en la velocidad nos indica que se esta entrando en un incremento de presión. Utilizando solamente esto o si se combina con las características mecánicas de las rocas, la velocidad se convierte en una herramienta potente que nos proporciona mayor eficiencia y seguridad en la perforación.

Aplicaciones en evaluación de la formación.

Los datos sónicos tienen mucha aplicación en la evaluación de la formación, como:

- Adquisición rápida de la relación de la velocidad de onda de compresión (Vp) y la velocidad de la onda de corte (Vs)
- Porosidad
- Stoneley para detección de fracturas y estimación de la movilidad.
- Identificación de la litología compleja.
- Detección de hidrocarburos ligeros.

En aplicaciones geológicas y geofísicas la herramienta sonicVISION, proporciona datos de porosidad sin fuentes radiactivas. Las medidas del sónico de porosidad dan información del porcentaje de porosidad conectada.
Esto es una ventaja particular en yacimientos de carbonatos debido a que la herramienta sónica no responde a la porosidad vugular sino solamente a la porosidad interconectada.

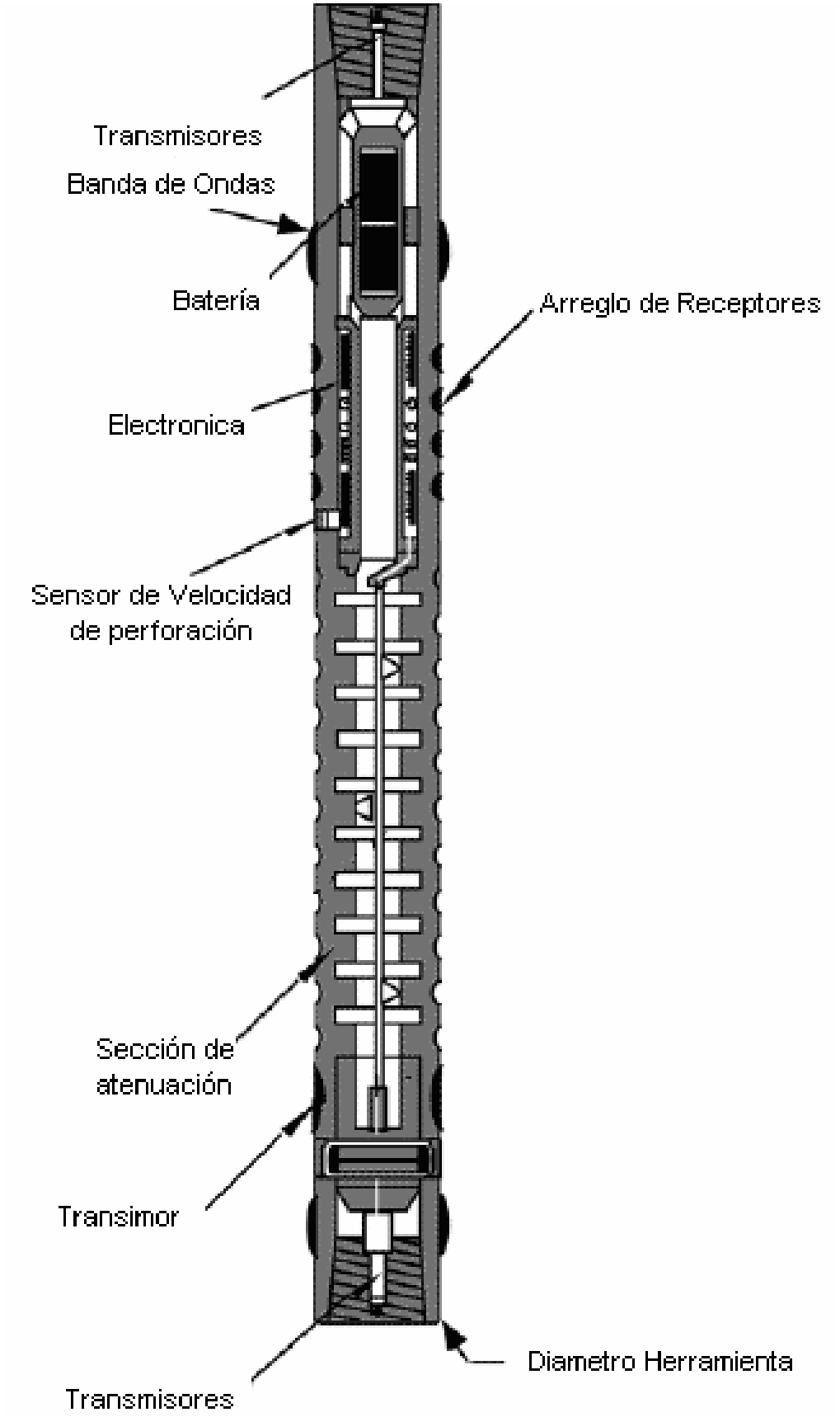


Figura 3.18 Componentes de la Herramienta sonicVISION

3.10 geoVISION

Configuración flexible del arreglo de fondo de pozo (BHA).

Las medidas de resistividad con geoVISION (imágenes mientras se perfora) pueden detectar y representar en imagen, resistividades de capas delgadas en ambientes de fluidos conductores. Esta información proporciona un análisis geológico detallado que se requiere para la precisión en geonavegación o geodirección en pozos pequeños como de 8 ½ pg. La herramienta de fondo geoVISION se puede configurar para medir cinco diferentes resistividades. Tres electrodos de botón de 1 pg azimutalmente enfocados, espaciados longitudinalmente a lo largo del eje de la herramienta, proporcionan múltiples profundidades de investigación que nos permiten cuantificar los perfiles de invasión. Un electrodo cilíndrico integral proporciona una resistividad lateral de alta resolución. La colocación de la herramienta de geoVISIOn de 10.1 ft en un ensamble de fondo de pozo puede estar directamente sobre la barrena, cerca de la misma o sobre otros componentes. Además de las cinco medidas de resistividad, la herramienta geoVISION adquiere datos azimutales de rayos gama, registros de torsión, golpes laterales y medidas de temperatura. Calcula en tiempo real la proyección de la imagen y el echado. Las mediciones azimutales de los electrodos se exhiben como imágenes en tiempo real para describir gráficamente la resistividad de la formación. Esto proporciona la información sobre la estructura de la formación y otras características geológicas que ayudan a la colocación exacta de un pozo dentro de un yacimiento. Todos los datos adquiridos se almacenan en memoria y pueden ser enviados a superficie en tiempo real o ser descargados cuando la herramienta regresa a superficie. La adquisición de las imágenes de alta resolución durante la perforación reduce costos. Las imágenes de alta resolución de la perforación que proporciona el servicio de geoVISION facilitan el análisis geológico y geomecánico en ambientes de lodos conductores. Proporcionan las medidas requeridas para identificar las fracturas naturales que contribuyen a la productividad del pozo y las fracturas naturales e inducidas necesarias para entender la orientación de las tensiones de las formaciones alrededor de la perforación. La herramienta geoVISION entrega información para diseñar estrategias acertadas de terminación del pozo.

Debido a que la proyección de la imagen de la resistividad del geoVISION se puede combinar con otros servicios, la necesidad de registros adicionales se puede eliminar, dando por resultado reducción del tiempo del aparejo y de los costos de perforación.

Figura 3.19 Herramienta geoVISION

3.11 ADN (Densidad Neutrón Azimutal)

La herramienta ADN mide densidad, factor fotoeléctrico y porosidad neutrón. La innovación provista por la herramienta es que esas mediciones son adquiridas en cuadrantes distribuidos azimutalmente alrededor del agujero durante la rotación. Esa característica es usada para mejorar la calidad de la medición y para producir una imagen de alta resolución de la formación en densidad, factor fotoeléctrico y porosidad.

La herramienta es amigable y también puede ser usada como estabilizador en pozos altamente desviados y horizontales. La información azimutal es usada para identificar yacimientos heterogéneos, los cuales siempre son un desafío para los petrofísicos.

Descripción de la herramienta.

Todas las herramientas están albergadas en 6.75” API con lastrabarrena de 20 pies de longitud hecho en acero no magnético para evitar la interferencia con las mediciones de MWD de dirección e inclinación. La parte mas arriba de la herramienta contiene las mediciones de porosidad neutrón. Los detectores

térmicos están arreglados en dos bancos de oposición. Cada banco contiene tubos de helio (He^3) en posiciones espaciadas.

Una fuente de neutrón 10-Curie-Am-Be está montada en el centro con el lastrabarrena y está protegida del flujo de lodo. La fuente de neutrón está conectada a una fuente de densidad mediante un cable flexible.

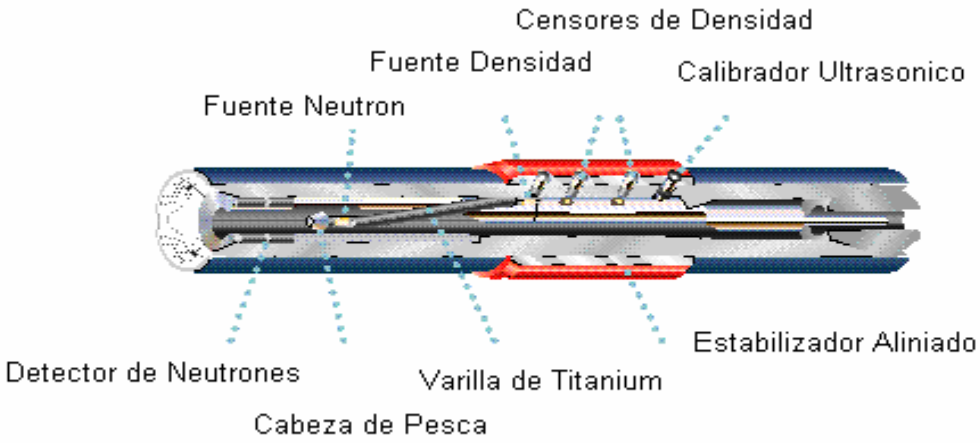


Figura 3.20 Componentes de la Herramienta ADN

Las mediciones físicas hechas por la herramienta ADN son similares a las herramientas convencionales de la densidad de LWD. La fuente de rayos gama de Cesio es usada conjuntamente en la herramienta, con dos detectores que centellean para proporcionar una mejor penetración, compensando la medida de la densidad. Durante la operación, el ADN mide densidad y azimut mientras rota durante la perforación. Debajo del centelleo el detector hay un sensor ultrasónico. Las mediciones ultrasónicas de la columna se muestran con un calibrador de eje largo y corto. Las mediciones del calibrador son utilizadas para determinar el tamaño del pozo. De las mediciones instantáneas de la densidad se hace un promedio sobre cuadrantes, establecidas de acuerdo a la trayectoria aproximada del pozo cuando el trabajo de registro comienza, la muestra típica del registro contiene la densidad media, calibrador y 4 mediciones del cuadrante.

La adición del calibrador direccional permite al ADN ser versátil en pozos desviados y horizontales. La herramienta puede obtener medidas cuando el BHA esta resbalando que es una licitación de la herramienta actual LWD. La prueba ha demostrado que el ADN se puede utilizar en pozos horizontales sin estabilizadores. Esto es útil por que el BHA se controla más fácilmente, cuando la herramienta LWD no se equipa con los estabilizadotes. Entonces la herramienta se puede utilizar con éxito sin estabilizadotes por que la información del calibrador acústico indica que cuadrante de la herramienta esta tocando la pared del pozo.

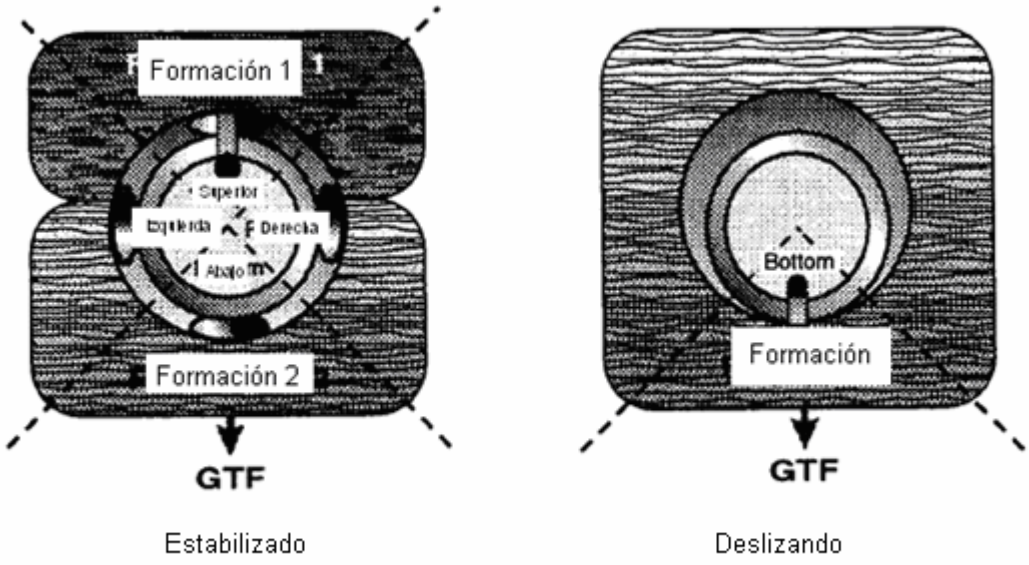


Figura 3.15 Usos del ADN en Pozos Desviados con estabilizador o Deslizando

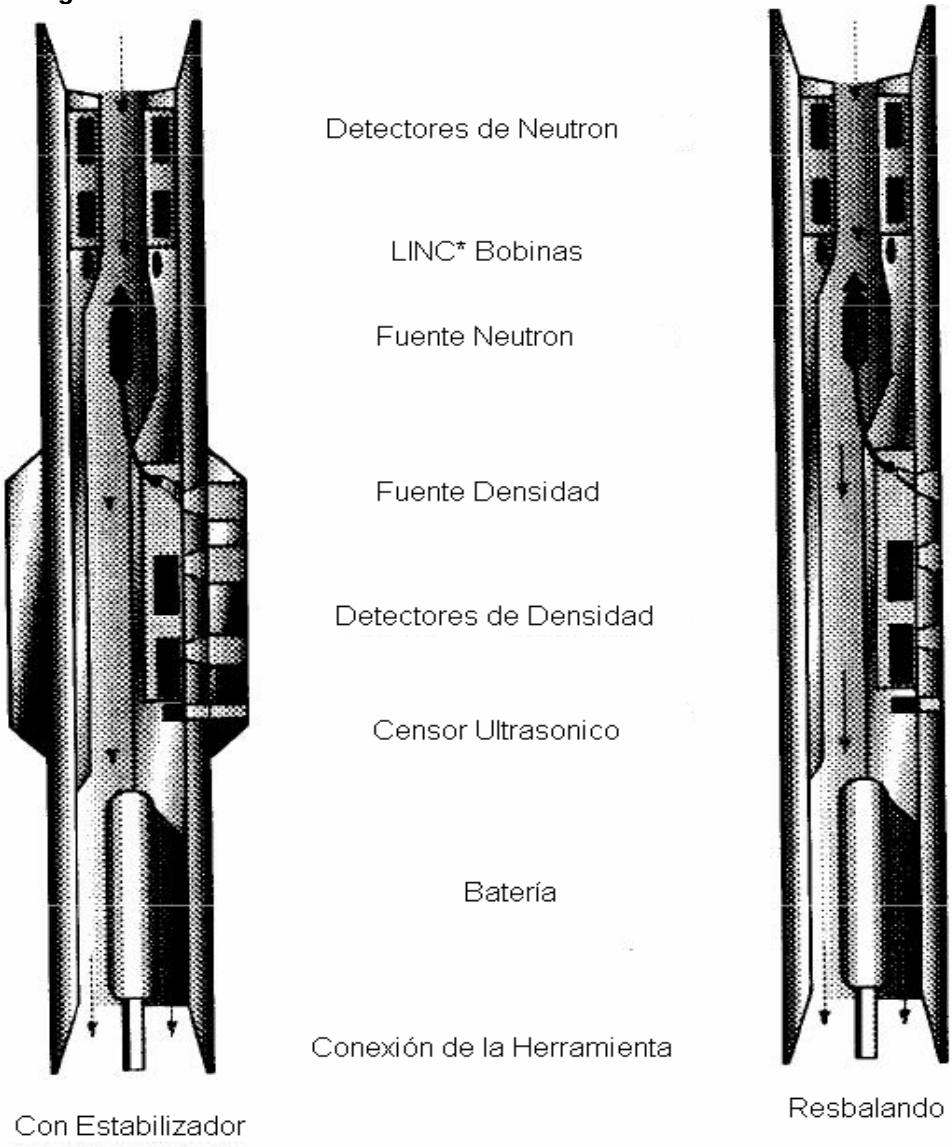


Figura 3.21 Componentes del Arreglo ADN

3.12 StethoScope

La medición de la presión de formación mediante el StethoScope provee puntos de calibración en tiempo real para modelos de presión de poro mientras se perfora el pozo, lo cual reduce el riesgo de la perforación significativamente. También si se conoce la presión de poro, la densidad del fluido de perforación puede ser optimizada.

Las mediciones de StethoScope en tiempo real de la presión de formación respaldan las decisiones de geosteering (geonavegacion) y geostopping basadas en los regimenes de presión encontrados. Las decisiones rápidas pueden eliminar el tiempo malgastado en la perforación de formaciones depresionadas y pueden preservar la presión virgen en zonas listadas para el desarrollo o la terminación. La presión y los datos de movilidad ayudan a determinar las zonas mas productivas y a determinar el drene optimo para pozos horizontales. En formaciones falladas, el análisis rápido de la presión ayuda en geonavegaciones efectivas entre compartimentos o bloques.

StethoScope 675

Los componentes mecánicos designados para el campo salvan el tiempo y el costo del reemplazamiento para introducir la herramienta y eliminan tiempo y gastos en la espera de partes.

La sonda es sellada contra la formación por un pistón mecánico. El pistón se extiende de la herramienta directamente opuesto a la prueba. Esta configuración asegura la integridad del sello previniendo que la herramienta se mueva mientras la sonda se ajusta y adquiere los datos de presión. Debido a que el peso del lastrabarrena no se necesita para establecer y mantener la sonda a la formación sello, la herramienta puede ser asentada en cualquier orientación del agujero (vertical o desviado). El posicionamiento mecánico del pistón es efectivo en agujero hasta de 2 pulgadas más que el diámetro de la herramienta.

La versatilidad del StethoScope 675 provee la elección de realizar una medición con la bomba apagada o encendida. Una bomba encendida o prueba circulando dispone de pruebas si hay necesidad de datos del monitor en tiempo real. En este caso, la secuencia puede ser interrumpida en cualquier tiempo. Las mediciones a bomba apagada o estática proveen datos en un ambiente libre y reduce el efecto evidente de sobrecarga en formaciones densas como resultado de la circulación. Los datos de medición están disponibles en tiempo real durante la circulación.

La potencia para operar StethoScope 675 viene de uno de dos; de un paquete de baterías o de la turbina MWD (medición mientras se perfora). Bajo condiciones normales, el paquete de baterías puede proveer potencia hasta para 150 prepruebas. La administración lógica de la potencia de la herramienta siempre reserva suficiente potencia para una retracción automática de emergencia. Hay dos marcadores principales de presión en el servicio del StethoScope 675.

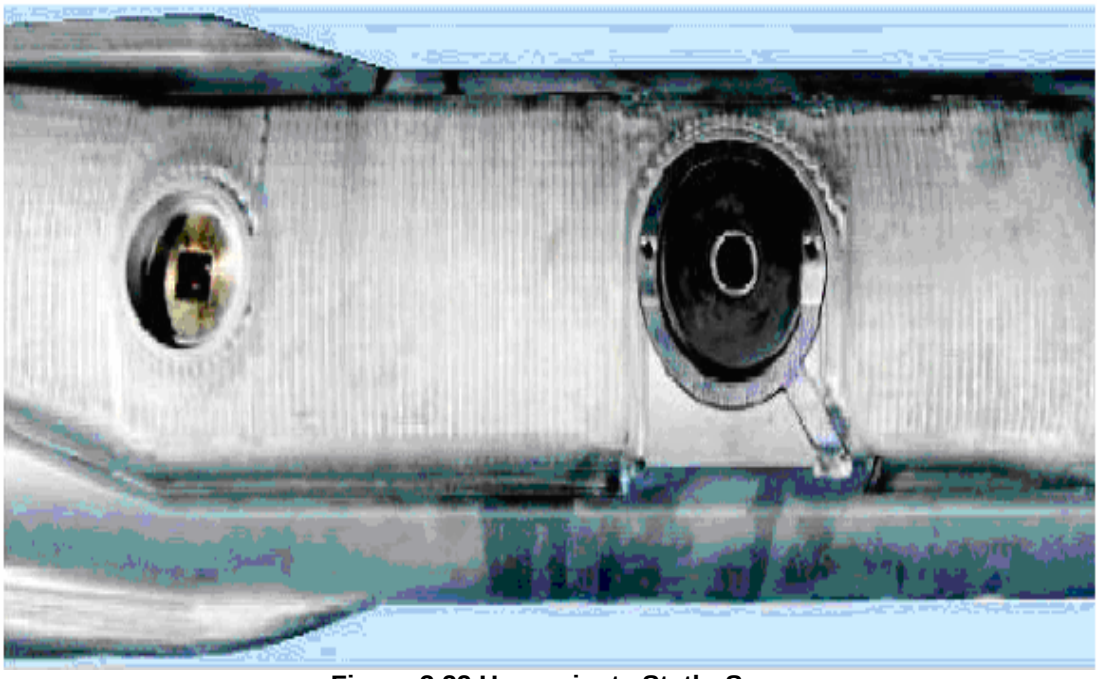


Figura 3.22 Herramienta StethoScope

Prepruebas diseñadas optimizadas.

Los controles y la interpretación inteligente incorporada en la herramienta optimizan los volúmenes de las prepruebas. Los volúmenes de las prepruebas están completamente ajustados hasta de 25 cm^3.

Datos de alta calidad en tiempo real.

Se proporcionan indicadores de calidad con la presión final de formación. Los indicadores incluyen un análisis de prepruebas para determinar su validación. Estos indicadores están disponibles en tiempo real para validar los datos de presión de formación y proveer los detalles necesarios para tener confianza en la medición.

Los datos en tiempo real pueden ser transmitidos a la superficie en tres niveles de detalle para proveer interpretaciones estándar, intermedios o avanzados.

Los datos también son almacenados en memoria y pueden ser descargados en superficie para procesamientos futuros.

3.13 PeriScope

Una manera nueva de mejorar la producción.

El servicio PeriScope* de generación de imágenes direccionales, profundas, durante la perforación, provee las mediciones necesarias para colocar la mayor porción posible del pozo en la mejor zona prospectiva en el primer intento; aunque esa zona sea delgada, inclinada o arqueada, o posea una cobertura sísmica pobre. Eliminando las incertidumbres asociadas con la geometría y las propiedades de las formaciones, esta nueva forma de colocar pozos optimiza la producción, sortea los peligros de perforación y las zonas de agua, elimina las desviaciones de las trayectorias y minimiza los costos y riesgos de la construcción de pozos. El servicio PeriScope en tiempo real permite lograr los objetivos de producción con menos perforación y recuperar las reservas a las que no se puede acceder en forma económica con la tecnología convencional. Este servicio funciona tanto en lodos a base de agua como en lodos a base de aceite.

Direccional y profunda.

La caracterización sólida y precisa de los límites es posible gracias a las nuevas mediciones direccionales diseñadas para ser altamente sensibles a los bordes de las capas. La imagen alrededor de los 360° indica claramente el mejor direccionamiento, y la profundidad de las mediciones advierte sobre posibles peligros o condiciones que requieren ajustes en el direccionamiento.

Iluminando el yacimiento.

Dado que el servicio PeriScope provee imágenes profundas constantes de los bordes alrededor del pozo, las incertidumbres asociadas con las estructuras y las propiedades de las formaciones se reducen significativamente en volúmenes muy grandes del yacimiento, en comparación con los registros de pozos tradicionales. Esto se traduce en modelos de yacimiento precisos, mejores estimaciones de reservas y mejor planeación de los pozos futuros.

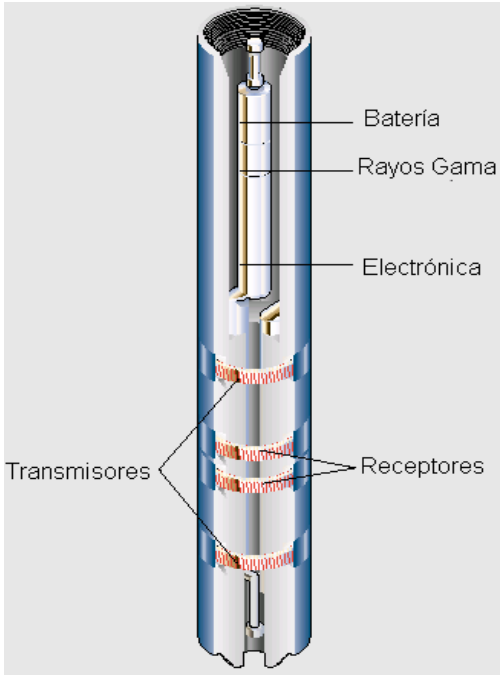


Figura 3.23 Componentes de la Herramienta PeriScope

3.14 EcoScope

La siguiente generación de medición LWD

El servicio de multifunción EcoScope (registros durante la perforación) integra una completa evaluación de la formación, colocación del pozo, y optimización de la perforación. Incrementa la eficiencia operacional, reduce riesgos, e incrementa la confianza en su interpretación de datos y cálculos de producción y reservas.

Además de resistividad, porosidad neutrón, y rayos gama azimutal y densidad, este servicio ofrece el primer medidor LWD comercial de captura espectroscópica elemental, densidad neutrón gama, y sigma. La optimización de la perforación incluye APWD (presión anular mientras se perfora), caliper y choque.

La tecnología generador de pulso neutrón (PNG) genera neutrones sobre demanda, eliminando la fuente química de americio y berilio. El riesgo es reducido substancialmente durante la transportación y en el lugar del pozo.

La medición de la densidad de la formación sin la fuente de cesio hace al servicio el primer en ofrecer el registro nuclear comercial LWD sin las fuentes químicas tradicionales. También reduce el riesgo de incertidumbre en las interpretaciones de datos. Se integran múltiples sensores LWD en un lastrabarrena simple.

Las respuestas al producto Eco View ayudan a analizar y comprender los datos y a computar avanzados análisis petrofísicos que requieren la salinidad del agua.

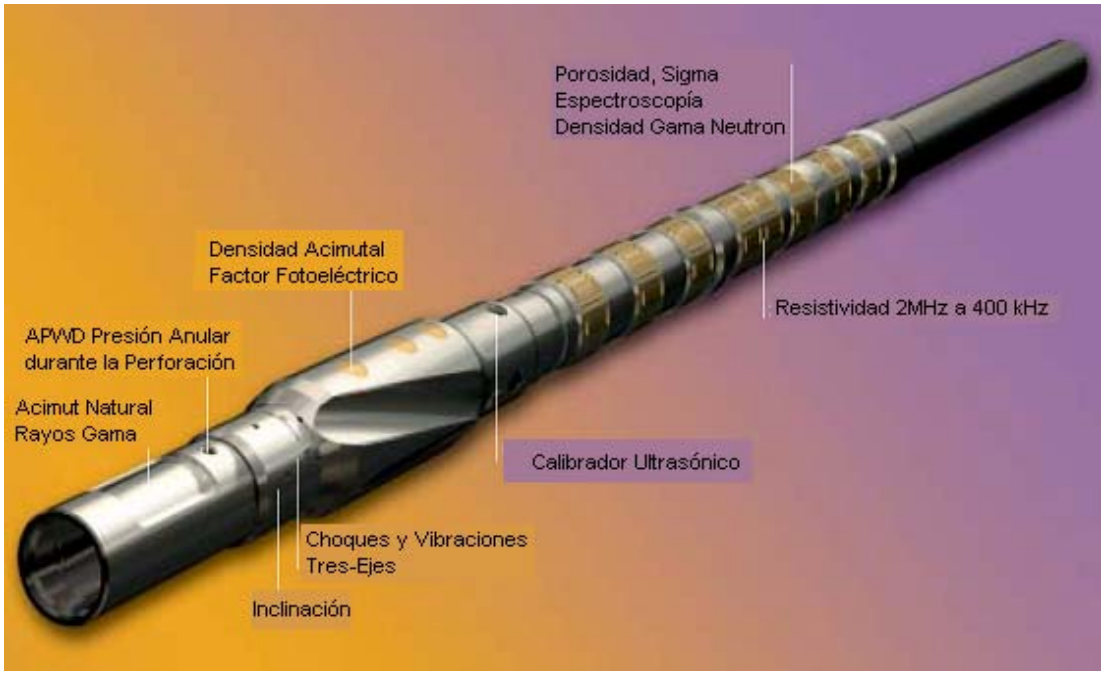


Figura 3.24 Componentes de la Herramienta EcoScope

Evaluación de la formación.

El PNG (generador de pulso de neutrón) produce mas neutrones con altas energías que una fuente química tradicional, resultando en mediciones más profundas y precisas.

Esto también habilita diferentes mediciones que están disponibles para el primer tiempo en servicios comerciales de LWD. Entre estos están los datos de espectroscopia de neutrones inducidos con la captura de rayos gama, los cuáles proveen la mineralogía, litología y propiedades de la matriz. La formación sigma, un indicador de salinidad, está también disponible proveyendo diferentes alternativas de resistividad para determinar la saturación de hidrocarburos. La densidad gama neutrón es una medida de rayos gama que están generados de interacciones de formaciones neutrón.

Otra evaluación de la formación con el EcoScope incluye resistividad, rayos gama azimutales, densidad azimutal con cesio, factor fotoeléctrico, y porosidad térmica de neutrón.

La frecuencia dual de propagación de la resistividad hace ordenamientos de 10 fases y 10 atenuaciones en diferentes profundidades de investigación.

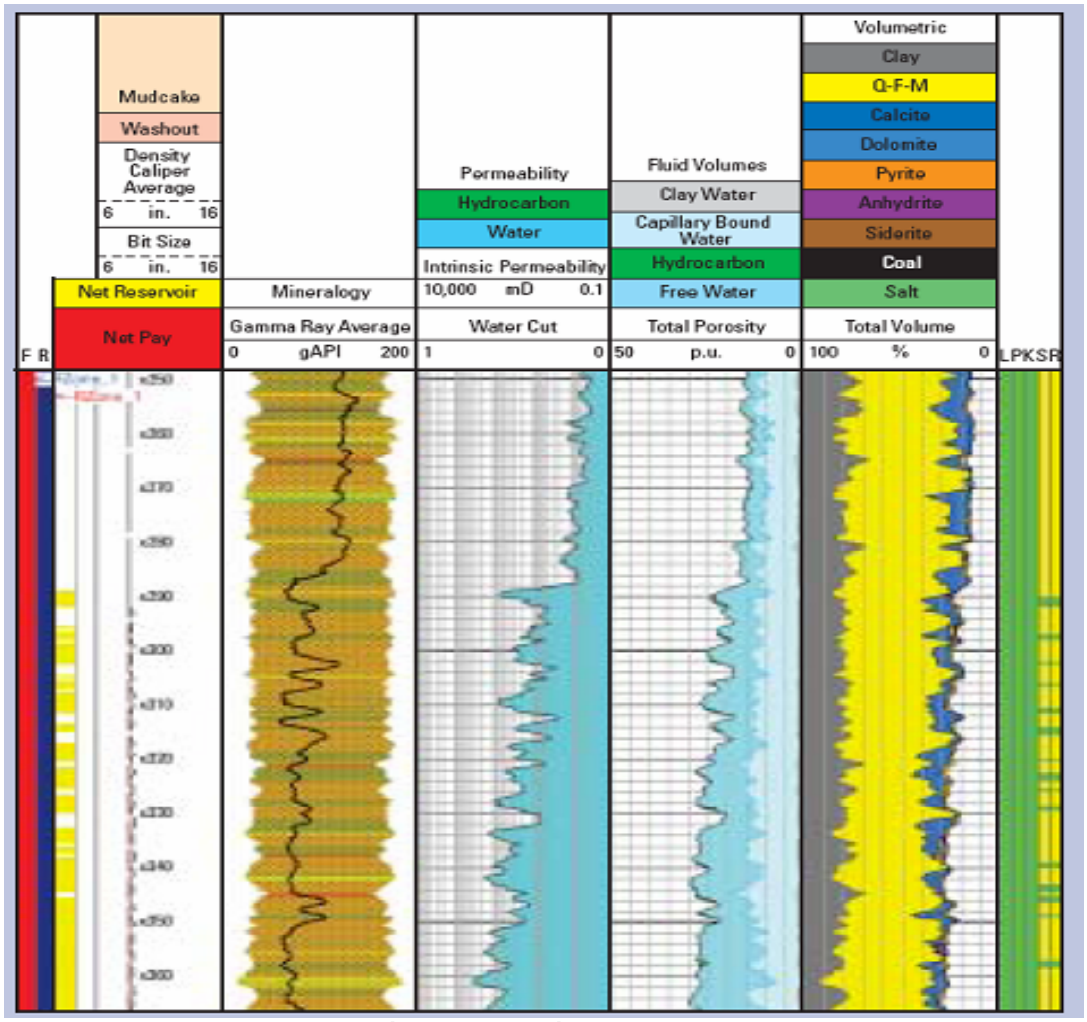


Figura 3.25 Interpretación de los Parámetros Capturados con EcoScope

Colocación del pozo.

Integrado con sensores designados, aproximados a la barrena, capacidad de múltiples imágenes hacen que el EcoScope sea una excelente herramienta para la colocación del pozo. Su densidad azimutal y sus imágenes de rayos gama en tiempo real proveen opciones para identificar la trayectoria óptima del pozo, y están disponibles sus mediciones espectroscópicas y sigma durante la perforación.

3.15 Aplicaciones, beneficios y características de las herramientas.

CDR (Resistividad Dual Compensada)

Características y beneficios

- Medición de la propagación electromagnética de alta frecuencia en todo tipo de lodos.
- Doble profundidad de investigación para la identificación de la invasión.
- Compensación por efectos del agujero y cambios electrónicos debido a las variaciones de presión y temperatura.
- Prueba tecnología confiable.
- Espectro de rayos gama opcional.

ARC (Arreglo de Resistividad Compensado)

Características y beneficios

- Evaluación de la formación durante la perforación en pozos delgados.
- Resistividad exacta de la formación arriba de 200 ohm en cualquier tipo de lodo.
- Perfil de la invasión para identificar zonas permeables.
- La memoria y las baterías permiten registrar mientras se perfora o se viaja.
- Transmisión de datos en tiempo real con la Herramienta SlimPulse.
- Procesamiento de datos provenientes de resistividades horizontales y verticales y perfil de invasión.
- Herramienta estándar clasificada para 330°F (165°C).

arcVISION 312

Aplicaciones

- Operaciones de perforación de pozos en agujeros de poco diámetro de 3 ¾ in. a 5 ¾ in.
- Evaluación cuantitativa de la formación en tiempo real y geonavegación.

Beneficios

- Transmisión de datos de la herramienta SlimPulse.
- Capacidad por arriba de 100°/100 ft con control de trayectoria precisa.

- Minimiza el riesgo de la construcción del pozo y maximiza el mejoramiento del pozo.
- Máximo poder de transferencia con altos rangos de flujo que incrementan el rango de penetración.
- Múltiples profundidades de investigación pueden detectar la invasión, en formaciones con alta resistividad.
- Algunas mediciones de herramientas largas facilitan las correlaciones pozo a pozo.
- Control de la presión más profunda del agujero, mejor limpieza del agujero, detección de patadas y mejoramiento de la eficiencia de perforación.

Características

- Combinable con la herramienta SlimPulse para transmisión de datos en tiempo real.
- Conexiones con alto torque y sin limitaciones en la velocidad de rotación que mejoran la seguridad.
- 2 MHz y 400 KHz de atenuación y mediciones de la fase de cambio en perforaciones compensadas con arriba de 2 profundidades de investigación.
- Medición continua de la inclinación de la barrena para la colocación precisa del pozo.
- Medición simultánea en tiempo real de la presión anular y la evaluación de la formación.
- Grabación de datos hasta por 15 días con 48 MB de memoria.

SlimAccess

Características

- Longitud mínima individual de la herramienta.
- Construida sobre un acelerómetro.
- Completa combinación con herramientas estándar.
- Múltiples opciones de conveniencia.
- Medición a tiempo real de la tensión/compresión.

Beneficios

- Reduce costos operacionales a través del mejoramiento de la confiabilidad de la herramienta.
- Mejora la interpretación en el lugar del pozo.
- Adiciona flexibilidad para los programas de registros.
- Mejora el control operacional.

Aplicaciones

- Evaluación de la formación en:
  - Pozos con agujero de poco diámetro.
  - Pozos multilaterales.
- En contingencia toma de registros a través de la tubería de perforación.
- En bajo balance toma de registros a través del tubing.

proVISION

Aplicaciones:

- Geonavegación basada en mediciones a tiempo real de la permeabilidad y de volúmenes de fluido libre y ligado.
- Evaluación de la formación sin fuentes radioactivas.
- Terminación, desvío o abandono del pozo tomando las decisiones durante la perforación.
- Predicción del corte de agua y eliminación con indicadores a tiempo real de la productividad.
- Detección directa de hidrocarburos.
- Aseguramiento de los datos en ambientes difíciles.

Beneficios:

- Trayectoria optimizada de los pozos para máxima productividad.
- Perforación mejorada, diseño de estimulación y terminación.
- Indicación confiable de la calidad de las rocas y el fluido durante la perforación.
- Mediciones con alta resolución.
- Reducción en operaciones de nucleo y pruebas de pozo.
- Transmisión de datos en tiempo real, incluyendo control de calidad de los datos.

Características:

- Turbina de alta potencia para la energía de la herramienta.
- Capacidad operacional completa con o sin estabilizador.
- Un diámetro de 14 in. de investigación con 6 in. de apertura de antena.
- Completamente combinable, puede ser colocado en donde sea del ensamble del fondo del pozo (BHA).
- Diseño rotacionalmente simétrico del imán.
- Minimiza interferencias del MWD.
- Caracterización del movimiento del ensamble del fondo del pozo.
- Diseño fuerte para satisfacer especificaciones para alto choque, presión y temperatura.

mcrVISION

Aplicaciones

- Evaluación de la formación mientras se perfora o viaja.

Beneficios

- Ahorra tiempo del aparejo, aumenta exactitud y confiabilidad de las mediciones.
- Mejora el éxito de los registros en formaciones de alta y baja resistividad.
- Reduce la exposición de perder el pozo.

Características

- Mediciones de propagación de resistividad a 400 KHz y 2 MHz compensadas por cambio de fase y atenuación.
- Larga duración de la batería 300 horas.

- Gran capacidad de memoria.
- Combinable con los siguientes sistemas SlimPulse* tercera generación slimMWD y PowerPulse* MWD telemétrico.
- Optimizada para usarse con el sistema ABC (análisis más allá de la tubería de revestimiento).

sonicVISION

Aplicaciones en tiempo real

- Tendencia de la presión de poro.
- Evaluación de la estabilidad de la perforación.
- Dureza de la roca y otra información mecánica.
- Detección de las formaciones con gas y flujo de gas.
- Optimización de la perforación.
- Determinación de la porosidad.
- Identificación de la cima del cemento.

Beneficios

- Control de calidad en tiempo real de alta confiabilidad.
- Reduce el riesgo de la perforación y los costos.
- Programa más efectivo de administración del fluido de perforación.
- Posicionamiento exacto de la sísmica.
- Tamaño de agujero de 8 ½ a 30 in.

Características

- Adquisición en tiempo real de ondas de compresión y rápidas.
- Proyecciones lentas en tiempo real.
- Medición en la estación de bombeo.
- Receptores de banda ancha.
- Trasmisores de banda ancha de alto poder.
- Tamaños del lastrabarrena de 6 ¾ in., 8 ¼ in y 9 in.
- Se puede integrar con todos los sistemas de LWD.

geoVISION

Aplicación

- Obtención en tiempo real de la imagen y cálculo del echado para realizar una mejor colocación del pozo.
- El geostopping en tiempo real para seleccionar nucleo y punto de la tubería de revestimiento en lodos base aceite y base agua.
- Imagen de alta resolución para identificación de fracturas e interpretaciones complejas.

Beneficios

- Reduce costos proporcionando claves para optimizar el diseño de terminación y la estrategia de estimulación.
- Identifica zonas de estratos delgados en ambientes de lodo conductivo.
- Facilita la colocación horizontal del pozo dentro del yacimiento mostrando la localización del pozo con relación a la estructura.

- Ahorra tiempo de equipo de perforación al adquirir datos mientras se perfora.

Características

- Tres medidas de resistividad con electrodos azimutalmente enfocados.
- Resistividad de alta resolución con anillo enfocado.
- Resistividad en la Barrena.
- Rayo gama Azimutal.
- Imagen de alta resolución de la resistividad a varias profundidades con cobertura completa.
- Proceso mejorado de resolución de imagen.
- Se puede combinar con otros servicios de perforación y medición.
- Puede funcionar directamente sobre la barrena para mejorar la geonavegación.
- Mediciones de resistividad hasta 20,000 ohm-m.

StethoScope

Aplicaciones

- Optimización de la perforación.
- Calibración de la presión de poro.
- Evaluación de la formación.
- Estimación de reservas.
- Administración de la presión del yacimiento.

Beneficios

- Reduce riesgos en la perforación.
- Optimización del peso del fluido de perforación para evitar retardos en la perforación.
- Eliminación de costos asociados con corridas prematuras de la tubería de revestimiento y colocación incorrecta de la misma.

Características

- Proporciona mediciones exactas de presión en tiempo real.
- Permite la definición de gradiente de presión.
- Contribuye con datos para calibrar los modelos de presión de poro.
- Ayuda a definir gradientes, identificar puntos de contacto y pone al día los modelos de yacimientos.

PeriScope

Aplicaciones

- Maximización de la producción.
- Colocación precisa de los pozos con respecto a los bordes del yacimiento.
- Detección y evasión de zonas de agua.
- Refinación de modelos de yacimiento.

Beneficios

- Incremento de los regímenes de producción y de la recuperación.
- Acceso a reservas previamente consideradas económicamente marginales.
- Menos producción de agua.
- Logro de los objetivos de producción con menos perforación.
- Sorteo de riesgos de perforación.
- Cálculos de reservas más precisos.

Características

- Mediciones direccionales únicas, altamente sensibles a los límites de fluidos y bordes de capas.
- Imágenes de 360° que indican el mejor direccionamiento.
- Mediciones de lectura profunda que prevén situaciones de riesgo y conducen a la toma de decisiones oportunas.

EcoScope

Aplicaciones

- Optimización de la perforación.
- Evaluación de la formación.
- Colocación del pozo.

Beneficios

- Incrementa la eficiencia y seguridad mediante la integración de sensores en un lastrabarrena.
- Recupera tiempo mediante la adquisición de mediciones de calidad en grandes rangos de penetración.
- Mitiga riesgos asociados con fuentes químicas tradicionales.
- Reduce incertidumbre de profundidad usando la colocación de sensores.
- Mejora la confianza en interpretaciones introduciendo nuevos registros durante la perforación (LWD) y calidad en los indicadores de control.

Características

- Perforación y evaluación de la formación mediante la localización de sensores en el lastrabarrena.
- Evaluación de la formación mediante capturas elementales de espectroscopia, sigma, porosidad, rayos gama, densidad y resistividad.
- Realización de la perforación midiendo la presión anular.
- Generación eléctrica de más neutrones con altas energías que las fuentes químicas tradicionales.

CAPÍTULO 4

Fundamentos y Parámetros de Medición

Introducción

La medición de las propiedades de la formación durante la perforación de un pozo se hace a través del uso de herramientas integradas en el ensamble del fondo del pozo. Los registros durante la perforación (LWD) tienen la ventaja de medir las propiedades de la formación antes de que los fluidos de perforación invadan profundamente. Este sistema provee registros geofísicos del pozo e información de la perforación en tiempo real durante la perforación.

Además, algunos pozos son difíciles o imposibles de medir con herramientas convencionales de cable, especialmente en pozos altamente desviados. En estas situaciones, las mediciones LWD aseguran que algunas mediciones son capturadas en el instante, mientras que con cable no es posible.

4.1 El proceso LWD

La extensión.

La herramienta LWD y la herramienta MWD pueden tener extensiones (Extenders) en uno o varios extremos dependiendo del servicio que se proporcionara. La extensión contiene un auto-bus de baja potencia de la herramienta (LTB), los datos y la energía se proveen a través del auto-bus de la herramienta entre MWD y LWD. La transmisión de datos en tiempo real depende del mantenimiento apropiado a la extensión. La señal viaja entre el piñón y la caja de las herramientas por las vendas de oro de la herramienta, para esto hay que cerciorarse que las uniones tengan la distancia correcta para su buen funcionamiento.

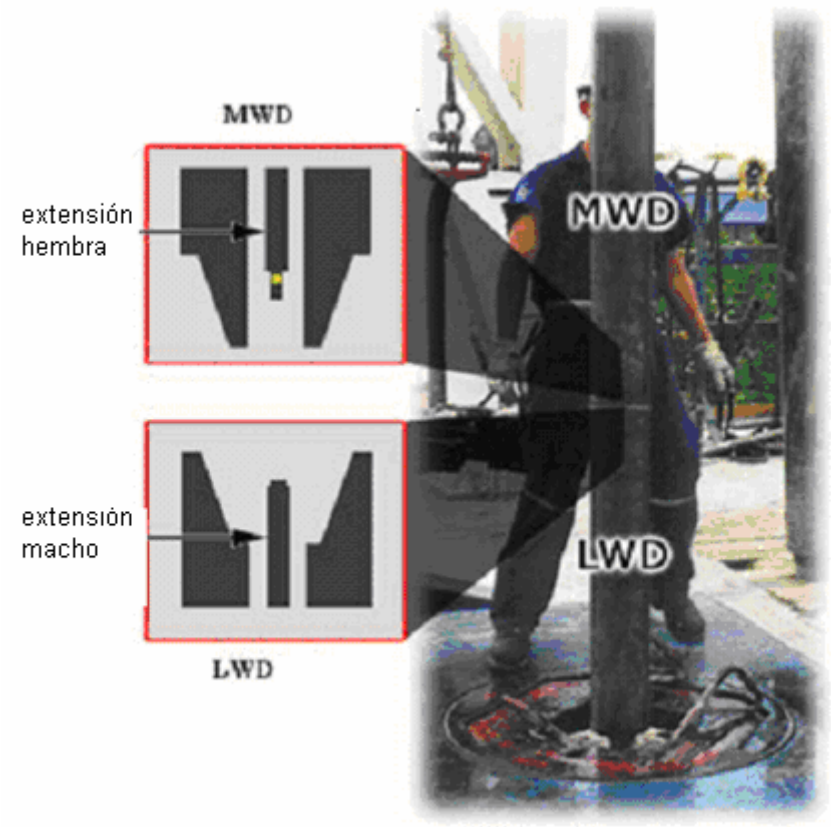


Figura 4.1 Extensión

Sistema superficial

Un sistema superficial es un grupo de componentes que se pueden mover de un lugar a otro, su propósito es recibir y procesar datos sobre los parámetros de la perforación, a su vez se reciben datos geológicos de las formaciones perforadas y esto nos proporciona información útil cuando es necesario.

Entradas superficiales al sistema.

El sistema superficial requiere entradas para producir salidas, como son la información, informes y registros y para esto requiere lo siguiente:

- Mediciones Superficiales: Realizadas en la superficie que proporcionan información de la perforación, por medio de los Sensores superficiales.

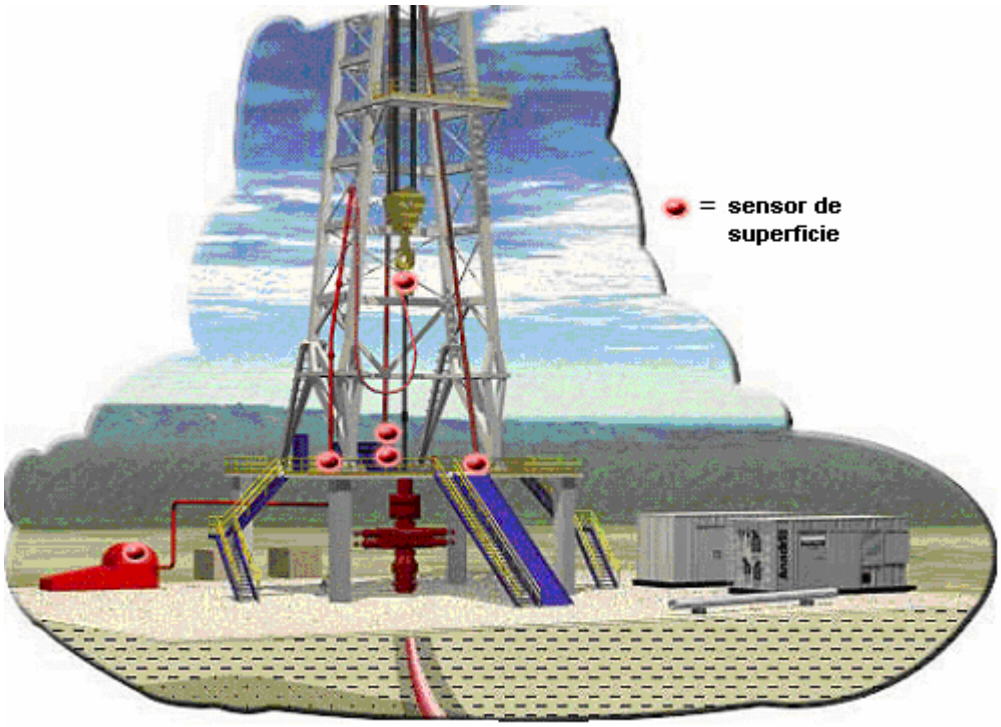


Figura 4.2 Sensor de Superficie

- Mediciones de MWD y Dirección e Inclinación: Los datos de la herramienta MWD son enviados a la superficie y utilizados para dirigir el pozo y producir registros en tiempo real y después de la perforación.

- Mediciones de LWD: Los datos de la Herramienta LWD sobre las características de la formación que se esta perforando son enviados a través de la herramienta MWD, son mediciones de la litología perforada.

- Sistema de Software: Utilizados por las computadoras superficiales para programar las herramientas MWD y LWD, a su vez procesa los datos que han medido los sensores superficiales y de las herramientas en el fondo del pozo.

- Datos de Inicialización de la Dirección e Inclinación: Calibrar las coordenadas del pozo y de la superficie en el D&I (dirección & inclinación), esta información es incorporada en la computadora superficial del sistema y se utiliza para corregir mediciones de la D&I por la herramienta MWD.

- Programación de la Herramienta LWD: se incorporan las instrucciones de los datos que se desean registrar y cuantas veces se debe hacer en

memoria, esto se hace en la superficie antes de introducir la herramienta al pozo.

- Datos de Inicialización de LWD: Tales como la densidad del lodo y su resistividad usados para corregir los ambientes de medición de la herramienta LWD.

- Corriente Eléctrica al Aparejo: Proporciona la energía para la unidad de registros, esta distribuye la energía a las unidades periféricas como son sensores, computadoras y demás equipo eléctrico.

- Aire Comprimido para el Aparejo: proporciona presión positiva para purgar la muestra alejada de la consola de la perforación, esto evita que los gases peligrosos se incorporen a los datos.

Salidas del sistema superficial.

Las entradas al sistema se combinan creando 3 salidas principales.

- Información para Direccionar el Aparejo: Los datos de la dirección e inclinación y cara de la herramienta son llamados al IRCT de la consola de perforación.

- Registros LWD para el Cliente: Mostrar las características de los datos de las formaciones atravesadas.

- EL Reporte Final del Pozo: Incluye el funcionamiento de la barrena, especificaciones del Pozo y otros datos requeridos por el cliente.

El sistema superficial esta compuesto por 5 paquetes principales

- Sensores: Son sensores superficiales que recopilan datos de la supervisión de la perforación, incluyen codificador de los trabajos dibujados, tensímetro en la línea, presión de la bomba, contador de emboladas de la bomba, torque, transductor de la señal de presión, RPM.

- Sensores Periféricos: Estos proporcionan una trayectoria de transmisión para las señales de los sensores, a través de un cable, a las computadoras dentro de la unidad de registro, estos incluyen el Panel Externo de Conexión del Sensor (ESCP), Recinto de la Barrera de Seguridad (SBE) y Modulo de Adquisición de Señal (SAM).

- Computadoras: Hay 2 computadoras dentro de la unidad y realizan las siguientes funciones: convertir los datos de la señal de digital a binario según lo requerido, demodular las señales MWD del fondo del pozo, convertir datos a información y escritos útiles, almacenar datos, producir registros finales para el cliente, proporcionar comunicación con la

herramienta del fondo del pozo a la superficie al programar la herramienta o recibiendo datos almacenados en la misma.

- Unidad de Registros: Contienen las computadoras superficiales del sistema, proporciona el espacio para el personal de perforación y de las mediciones de dirección e inclinación.

- Componentes Periféricos: Muestran, imprimen, trazan y transmiten datos a la perforación y al cliente.

4.2 Medición Nuclear

Herramientas de medición.

Durante la perforación, usamos varias herramientas para medir las propiedades de la formación. Por ejemplo, las herramientas nucleares miden propiedades que indican la radiación de la formación, porosidad, densidad y litología. Otras herramientas no nucleares pueden medir resistividad y propiedades acústicas.

Registros.

Los registros muestran las propiedades la de formación. Los registros son representaciones gráficas de las propiedades de la formación. Se grafican las propiedades de la formación contra la profundidad, de ahí podemos identificar las zonas de interés.

Propiedades de la formación.

Algunas de las propiedades de la formación que pueden medir las herramientas nucleares son: porosidad y densidad, radiación natural y litología.

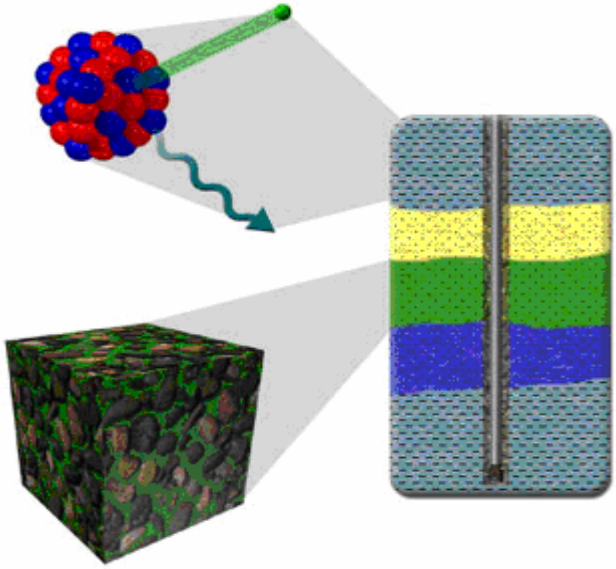


Figura 4.3 Propiedades de la Formación

Porosidad / Densidad.

Para identificar las zonas de potencial, medimos la porosidad de la formación alrededor del pozo. La porosidad es el porcentaje de la formación que es

ocupada por poros. Esos espacios porosos son ocupados por fluidos, ya sea agua, aceite, gas o una combinación de estos. Examinamos áreas de alta porosidad con otras propiedades de la formación en ese punto. Con esta información podemos determinar qué fluido está en los poros, si es aceite o gas, y si se puede producir.

Neutrones / Rayos Gama.

Las herramientas nucleares pueden hacer dos tipos diferentes de medición para determinar la porosidad. Una medición usa neutrones para conocer la porosidad y otra medición usa rayos gama para determinar la densidad. La densidad es la masa por unidad de volumen de la formación. Si se conoce la densidad podemos estimar la porosidad.

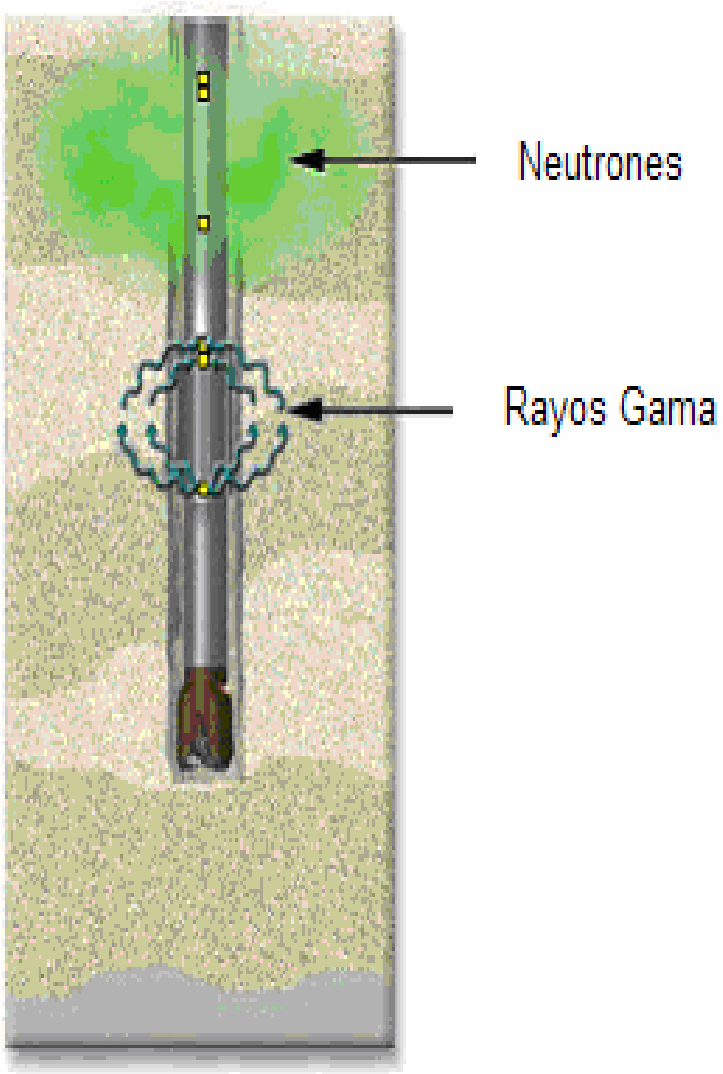


Figura 4.4 mediciones de Porosidad y Densidad

Radiación natural.

La tierra contiene elementos radiactivos. Estos elementos tienden a concentrarse en las lutitas. Las lutitas afectan el ambiente de perforación en muchas formas. Un tipo de herramienta nuclear mide la radiación natural en la

formación para ayudar a identificar las lutitas y estimar las fracciones de lutita que están contenidas en las secuencias de arena/lutita.

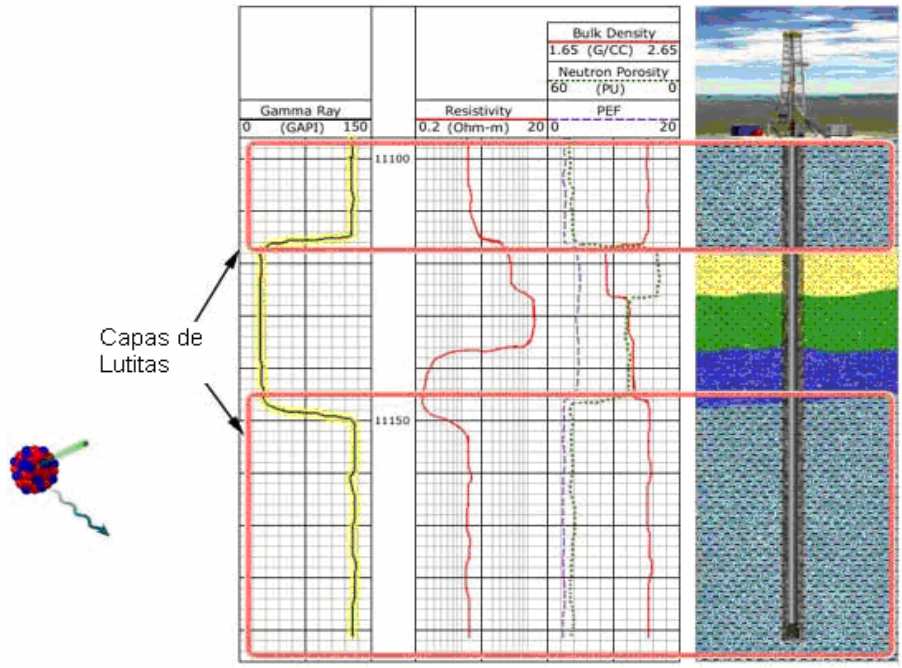


Figura 4.5 Ejemplo de registro (radiación natural, resistividad, densidad, neutrón)

4.2 Densidad

Determinación de la densidad total.

La porosidad es una de las mediciones que usamos para encontrar zonas en la formación que contienen hidrocarburos que pueden ser producidos comercialmente. Para determinar la porosidad debemos conocer la densidad total de la formación. La densidad es definida como la masa por unidad de volumen de la formación. Entonces la densidad total es la masa completa por unidad de volumen de la formación.

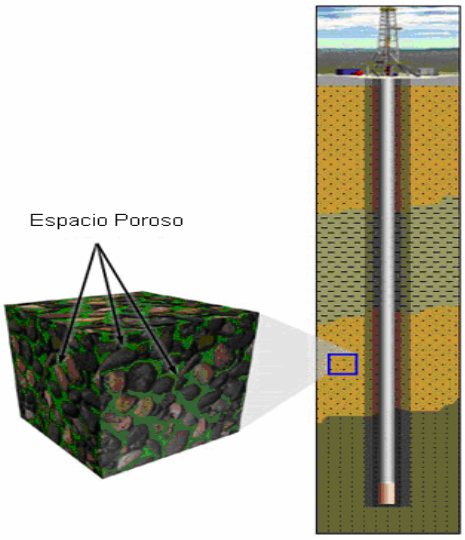


Figura 4.6 Determinación de la Densidad

Absorción fotoeléctrica.

Cuando un rayo gama de energía media interactúa con un electrón, el rayo gama usa parte de su energía para expulsar al electrón de su órbita. El rayo gama se esparce a una energía más baja e interactúa con otros átomos.

Si la formación es muy densa o si el número atómico es muy alto, la formación contendrá un gran número de electrones. Los rayos gama interactuarán con muchos de esos electrones, perdiendo energía en cada vez. Algunos rayos gama perderán demasiada energía y llegarán a ser rayos gama de baja energía.

Cuando un rayo gama de baja energía interactúa con un electrón, el electrón es expulsado de la órbita del átomo. La energía del rayo gama es transferida al electrón. Esta energía es función del número atómico (Z). El rayo gama es absorbido por el átomo.

Análisis espectral de energía.

Eventualmente algunos rayos gama de energía media hacen su camino de regreso al detector de centelleo en la herramienta. La herramienta analiza la energía espectral para determinar cuántos rayos gama de energía media regresan y cuál es su nivel de energía.

Relación entre la densidad total aparente y la densidad total.

La densidad leída en la herramienta de medición es llamada RHOA (ρ_a). Es también llamada densidad total aparente. La densidad total de la formación es llamada RHOB (ρ_b).

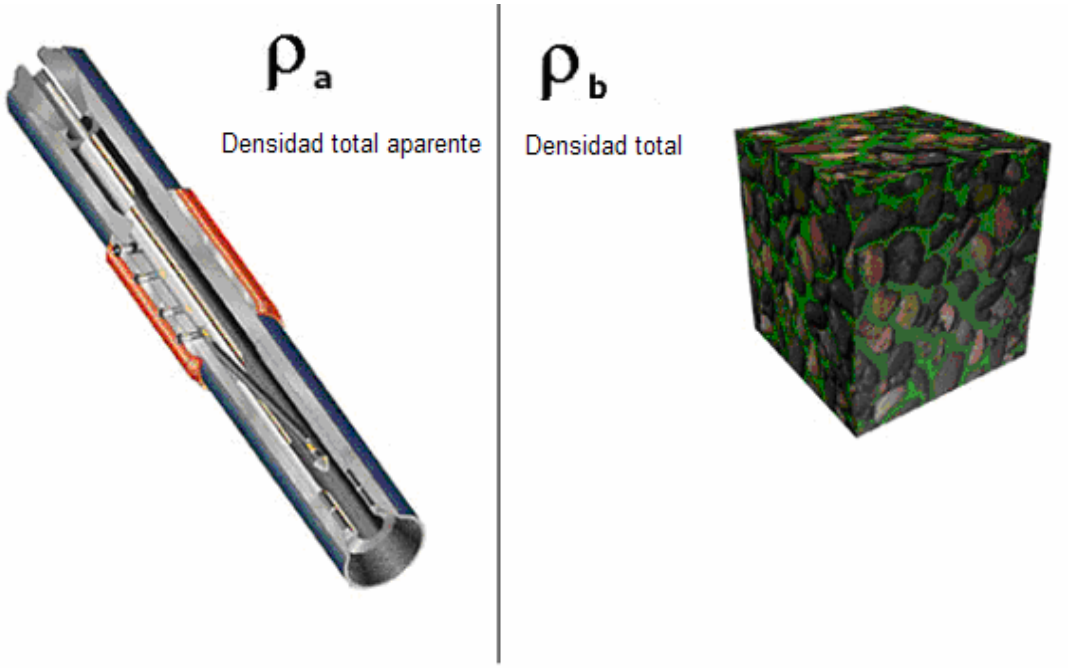


Figura 4.7 Identificación de la Densidad Aparente y Verdadera

Medición de la herramienta.

Todas las herramientas operan asumiendo que la medición de la herramienta (ρ_a) es igual a la densidad total (ρ_b). Sin embargo, ρ_a depende del número de electrones en un volumen (η_e), mientras que ρ_b depende de la masa atómica (A), o del número de protones y neutrones en un volumen.

La necesidad de una medición compensada.

Idealmente, un simple detector puede medir la densidad total (ρ_b) de la formación, pero en el agujero no es una situación ideal porque puede ser deslavado o puede mostrar signos de rugosidad. En este caso, la medición de la densidad puede ser afectada por la cantidad y tipo de lodo y el enjarre entre la herramienta y la formación. Por este motivo se compensa la formación.

Dos tipos de detectores.

Se usan dos tipos de detectores de centelleo para compensar las condiciones del agujero.

Los rayos gama son emitidos mediante una fuente radioactiva. Ellos viajan a través del lodo y la formación y regresan a la herramienta donde son contados por los dos detectores. Los dos detectores son llamados detector de corto espaciamiento (SS) y detector de largo espaciamiento (LS). La medición de la densidad en el detector de corto espaciamiento es llamada ρ_s. La medición de la densidad en el detector de largo espaciamiento es llamada ρ_L.

Localización de los detectores.

El detector de corto espaciamiento es colocado cerca de la fuente de rayos gama, mientras que el detector de largo espaciamiento es colocado más lejos. Los rayos gama deben viajar a una mayor distancia para alcanzar al detector de largo espaciamiento y tienen una mayor oportunidad de desaparecer en la formación debido a la absorción fotoeléctrica.

Determinación de la litología (Cesio 137).

Las herramientas usan rayos gama para determinar la densidad total. Estos rayos gama no se originan en la formación, esto es, no son rayos gama naturales. Estos rayos gama son originados por una fuente radioactiva (Cesio 137) en el interior de la herramienta.

La fuente radioactiva en la herramienta emite rayos gama de energía media a la formación, donde estos rayos interactúan con los electrones en el orbital de los átomos de la formación.

El tipo de interacción del rayo gama que ocurre depende del número atómico (Z) del elemento, de la densidad del material del electrón y de la energía del rayo gama.

Interacciones y electrones.

El número de interacciones que toman lugar en la formación depende del número de electrones presentes. El número de electrones en la formación es afectado por dos factores:

- Densidad de la formación.
- Litología de la formación.

Densidad.

Las formaciones que son menos porosas contendrán más electrones por centímetro cúbico. La densidad afectará al número de rayos gama de baja o media energía que regresan a la herramienta.

Las formaciones con litologías de más altos números atómicos (z) contendrán más electrones por centímetro cúbico que las formaciones con litologías de más bajos números atómicos. La litología predominantemente afectará el número de rayos gama de baja energía que regresan a la herramienta. La litología tiene menos efecto sobre el número de rayos gama de energía media que regresan a la herramienta.

El efecto de la barita.

La barita es un aditivo común del lodo que hace al lodo más pesado. La barita tiene un alto número atómico y alto índice de absorción fotoeléctrica. Eso significa que es muy efectiva en absorción de rayos gama.

Si hay barita en el fluido de perforación, aunque sea una pequeña cantidad, incrementará el valor del índice de absorción fotoeléctrico dramáticamente. Esto puede parecer como si la formación tuviera un alto índice de absorción fotoeléctrico. Cuando la barita está en el lodo, la medición del índice de absorción fotoeléctrico debe ser usada con mucho cuidado.

Si se muestran altos valores de índice de absorción fotoeléctrico y no hay aditivos en el fluido de perforación como la barita, entonces la formación probablemente contiene minerales pesados. En este caso, la densidad no debe mostrar alguna diferencia en la litología, pero el índice de absorción fotoeléctrico claramente indica la presencia de un mineral diferente.

4.4 Determinación de la Porosidad con Neutrones

Porosidad.

La porosidad es el porcentaje de la formación que está ocupada por espacios porosos. Los espacios porosos típicamente están llenos de agua o hidrocarburos y ambos contienen hidrógeno.

Para determinar el índice de hidrógeno de la formación se usan neutrones. El índice de hidrógeno es el número de átomos de hidrógeno por unidad de volumen en la formación. El hidrógeno es el principal moderador de energía de neutrones en algunas formaciones.

Se asume que mientras más poros tengan la formación es mayor el índice de hidrógeno.
Definición de porosidad
Porosidad = fracción de una unidad de volumen ocupada por los poros

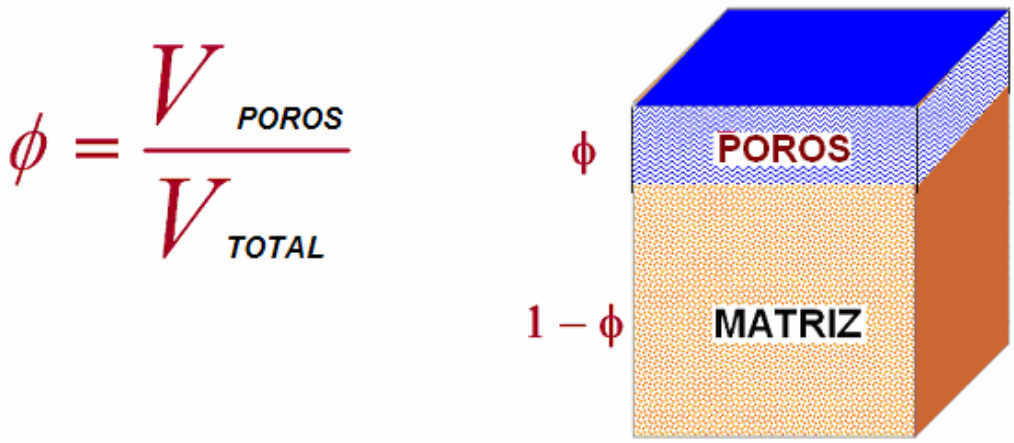


Figura 4.8 Porosidad

Cómo podemos medir la porosidad:

- no se puede medir directamente.
- se puede inferir de:
  - la densidad de la formación (densidad total).
  - del contenido de hidrógeno de la formación (neutrón).
- de las propiedades acústicas de la formación (sónico).

Hidrógeno.

El hidrógeno es muy efectivo para disminuir la energía de los neutrones. La pérdida de energía del neutrón en la formación es el resultado de dos propiedades: el ángulo de incidencia y la dispersión de energía a través de una sección. El ángulo de incidencia es el ángulo con cuál el neutrón choca con el átomo. La dispersión de energía a través una sección es la probabilidad de que el neutrón pierda energía.

El efecto del ángulo de incidencia es el mismo para todos los átomos. La dispersión de energía a través de la sección, sin embargo, será diferente para distintos elementos, por lo tanto es un indicador de la capacidad de moderación de neutrones de la formación. Consecuentemente, es un indicativo del índice de hidrógeno de la formación.

Cuando un neutrón interactúa con un átomo grande, este dispersa y retiene su energía. El átomo grande tiene una dispersión de energía baja a través de una sección.

Cuando un neutrón interactúa con un átomo de hidrógeno, pierde mucha de su energía, esto es porque un núcleo de hidrógeno y un neutrón son similares en tamaño. Cuando interactúan, el neutrón transfiere mucha de su energía al núcleo de hidrógeno. El hidrógeno tiene una alta dispersión de energía a través de una sección.

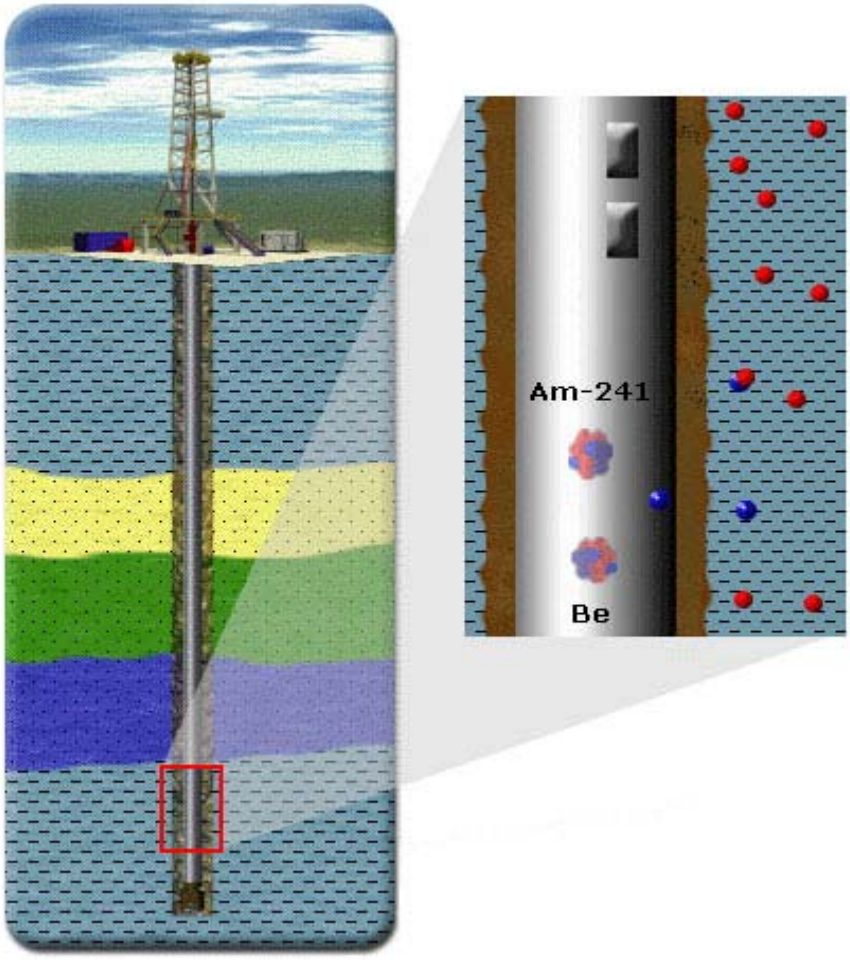


Figura 4.9 Mediciones de Hidrógeno

Índice de Hidrógeno.

Generalmente, las herramientas neutrón trabajan con el principio de que si menos neutrones térmicos regresan al detector de He^3, mayor hidrógeno se encuentra en la formación. Mientras más hidrógeno exista en la formación, será más alto el índice de hidrógeno, y mayor su porosidad.

Contrariamente, mientras más neutrones térmicos sen detectados, habrá menor cantidad de hidrógeno en la formación, menor será el índice de hidrógeno y menor la porosidad de la formación.

Condiciones de calibración.

La herramienta neutrón es calibrada bajo las siguientes condiciones:

- Agujero liso
- Agua dulce
- 75° F y presión atmosférica
- herramienta centrada en el agujero

En estas condiciones, el índice de hidrógeno coincide con la porosidad. En otras condiciones, el índice de hidrógeno y la porosidad real divergen.

Detector de Helio (He^3).

Para detectar neutrones térmicos se usa helio (He^3). El helio es un material sensible al neutrón térmico y un gas ionizante.

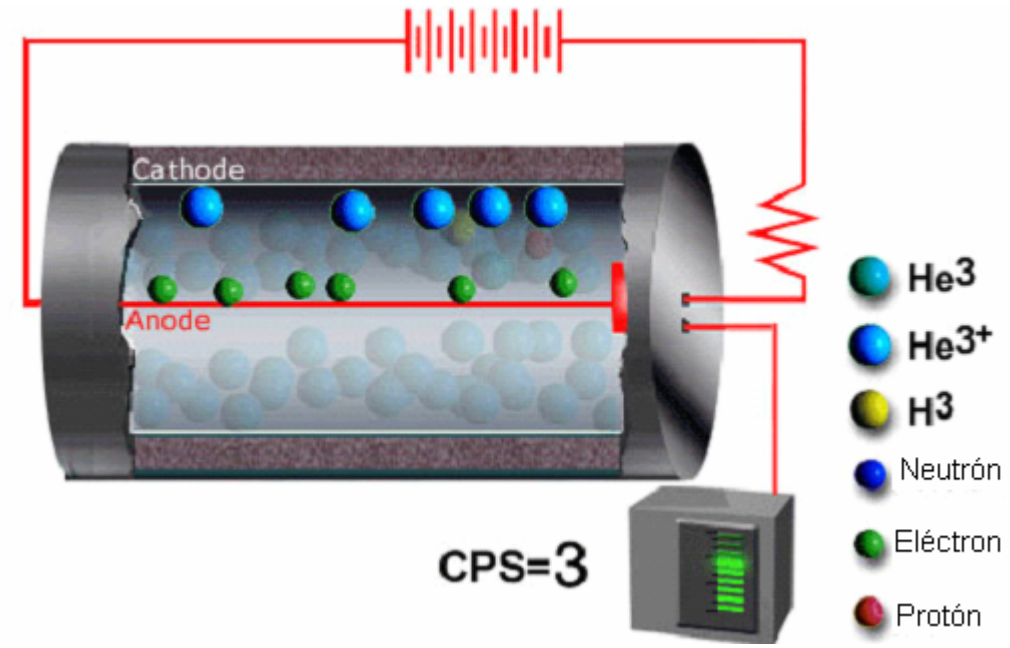


Figura 4.10 Detector de helio

Un detector de He^3 está hecho de:

- Un tubo: El tubo es sellado y presurizado a diez atmósferas con un isótopo de helio (He^3). Cuando un neutrón térmico choca con un átomo He^3, el átomo de He^3 se rompe en un protón y H^3. El protón y el H^3 chocan con otros átomos de He^3. Esto crea iones positivos de He^3 y electrones libres. Estos electrones libres chocan con otros átomos de He^3, dando como resultado una avalancha de electrones libres.

- Un cátodo y un ánodo: El cátodo está en la parte interna de la pared del tubo. El ánodo está en un cable que corre a lo largo del tubo. El alto potencial de voltaje entre el ánodo y el cátodo acelera los electrones hacia el ánodo. Los electrones son colectados en el ánodo y producen un pulso eléctrico negativo medible.

- Circuito comparador – amplificador: El circuito contiene un comparador y un amplificador. El circuito graba cada pulso eléctrico negativo. El comparador discrimina entre los pulsos eléctricos causados por la entrada de neutrones térmicos y los pulsos eléctricos causados por ruido y rayos gama. El amplificador amplifica los pulsos eléctricos dentro de un rango de amplitud utilizable.

Efectos ambientales.

Las condiciones ambientales pueden no concordar con las condiciones estándar de calibración de la herramienta y consecuentemente cambia el registro de neutrón porosidad. Estas condiciones pueden ser:

- Índice de hidrógeno en el lodo

Hay tres factores que pueden afectar el índice de hidrógeno en el fluido de perforación: peso del fluido, presión y temperatura del agujero.
Un fluido de perforación muy pesado tiene un alto contenido de sólidos y esto significa que tiene un bajo índice de hidrógeno.
A medida que la temperatura en el agujero incrementa, el índice de hidrógeno en la formación y en el agujero decrece. Como resultado, menor cantidad de neutrones son capturados. Más neutrones térmicos hacen su camino hacia el detector. En este caso la porosidad aparente será más baja que la porosidad de la formación.
A mayor presión en el fluido de perforación, mayor será el índice de hidrógeno en el fluido. Pocos neutrones pueden hacer su camino hacia el detector. En este caso, la porosidad aparente será más alta que la porosidad de la formación.

- Tamaño del agujero

Si el diámetro del agujero es mayor que el diámetro de calibración, puede haber mucho fluido de perforación entre la herramienta y la formación. El agua y el cloro en el lodo reducen el número de neutrones térmicos. En este caso, el conteo será mucho menor. La porosidad aparente será mayor que la porosidad de la formación.

- Efecto de salinidad

Si la salinidad en el lodo o en la formación es muy alta, entonces el cloro afecta la medición. Hay dos razones para esto. Primero, el cloruro de sodio reemplaza algunos de los hidrógenos en el fluido de perforación o en la formación. Segundo, el cloro en el fluido de perforación es un fuerte neutrón absorbedor. Este absorberá los neutrones térmicos antes de que lleguen al detector. En este caso, la porosidad aparente será mayor que la porosidad de la formación.

- Efecto de la litología

La herramienta neutrón ha sido calibrada en diferentes tipos de formación. Cuando el tipo de formación que se seleccionó coincide con la formación en el agujero, el índice de hidrógeno coincide con la porosidad que se ha representado en ese momento. Si el tipo de formación no coincide con la formación en el agujero, el índice de hidrógeno y la porosidad real divergen. En este caso se utilizan cartas para corregir la medición de la porosidad.

Efecto del gas.

Un volumen de gas contiene menos átomos de hidrógeno que el mismo volumen de agua o aceite. Si el gas está en los espacios porosos, habrá pocas colisiones y pocos neutrones serán absorbidos. Más neutrones térmicos serán detectados. En este caso el conteo será mucho mayor y la porosidad aparente será menor que la porosidad de la formación.

Si se lee una baja porosidad es causa de la formación o del gas, se deben comparar los registros de porosidad neutrón y de densidad. Si las dos curvas se cruzan, entonces el efecto del gas es la causa.

Efecto de las lutitas.

Las lutitas contienen una gran cantidad de agua ligada. La herramienta de porosidad mostrará esto como un área de alta porosidad. Las lutitas pueden ser muy porosas, pero no muy permeables. El líquido no puede fluir a través de ellas fácilmente. En algunas formaciones, la lutita está mezclada con arena. Estas formaciones deben ser evaluadas individualmente para determinar si pueden producir hidrocarburos o no. Para eliminar el efecto de la lutita, se puede calcular el volumen de lutita usando el registro de rayos gama naturales.

4.5 Rayos Gama

Los rayos gama son una radiación electromagnética emitida de un núcleo atómico durante la descomposición radioactiva. Esta radiación es caracterizada mediante longitudes de onda en el rango de 10^{-9} a 10^{-11}cm, equivalente a rangos de frecuencias de 10^{19} a 10^{21} Hz.

Alguna radiación de rayos gama en la Tierra se origina de la descomposición de tres isótopos radioactivos: potasio 40 con una vida media de $1.3x10^{9}$ años, uranio 238 con una vida media de $4.4x10^{9}$ años y torio 232 con una vida media de $1.4x10^{10}$ años.

Dos tipos de mediciones de rayos gama están disponibles. Una es una medición espectral la cual determina el número de rayos gama y el nivel de energía de cada uno. Los registros espectrales permiten la determinación de la concentración de potasio torio y uranio radioactivo en las formaciones.

El otro son los rayos gama estabilizados, los cuales graban el total de radiación natural gama. Esta radiación es en efecto emitida por esos tres tipos de elementos: potasio 40, uranio 238 y torio 232.

Detectores de rayos gama.

Registros.

Los registros de rayos gama nos indican diferentes aspectos acerca de la formación a través de la cual podemos pasar el agujero. Se usan los registros de rayos gama para:

- Correlacionar información de múltiples registros.

  Comparamos las lecturas de rayos gama de dos registros a la misma profundidad. En adición se usan los registros de rayos gama para correlacionar información entre dos pozos en el mismo campo. Esto permite identificar posibles capas y fallas en la formación.

- Identificar las capas de lutitas.

  Los hidrocarburos comúnmente no están presentes en lutitas. Si podemos identificas capas de lutitas, se puede determinar que esas áreas no pertenecen a yacimientos potenciales.

- Determinar el tipo de lutita.

Cada tipo de lutita tiene propiedades únicas y así mismo reaccionan de manera diferente a ciertos fluidos de perforación o fluidos de terminación. Cada tipo de lutita tiene una composición química diferente, esto es que varían los niveles de torio, potasio y uranio. Existen detectores que pueden determinar la relación de esos elementos en la formación. El detector usa esas relaciones para clasificar el tipo de lutita.

- Evaluar la cantidad de lutita.

Todas las arenas contienen cierta cantidad de lutita. Los registros de rayos gama ayudan a determinar qué tanta lutita está en una formación arenosa en particular. La lutita y la arena pueden afectar otras mediciones que se toman. Si se conoce cuánta lutita hay en la arena, se pueden hacer correcciones para otras mediciones.

- Identificar arenas radioactivas.

El uranio se disuelve fácilmente en agua. Esta agua puede invadir una formación arenosa. En un registro de rayos gama, estas arenas radioactivas se ven como una capa de lutitas. Mediante mediciones se puede determinar si la radioactividad de la formación se debe a lutitas o a arenas radioactivas.

Rayos gama totales

El detector “plateau” mide el total de rayos gama o el número de rayos gama que ocurren naturalmente y llegan de la formación.

Control del voltaje.

El número de pulsos que el detector cuenta es relacionado al voltaje aplicado al foto multiplicador. El voltaje debe estar ajustado entre cierto rango para que el detector trabaje correctamente.

Identificación de elementos radiactivos en la formación.

Durante la descomposición radioactiva, un átomo inestable transmuta a un átomo estable. Con cada transmutación, el átomo da un rayo gama de distinta energía. Para algunos elementos, como lo es el potasio, solo una transmutación es necesaria para llevarlo a un estado estable.

Otros elementos radioactivos, como lo son el torio y el uranio, pasan por diferentes transmutaciones antes de llegar a un estado estable. El resultado es una serie de rayos gama, cada uno un nivel de energía distinto.

Programación de la herramienta.

En el campo, un ingeniero programa la herramienta espectral para identificar elementos radioactivos en la formación. El ingeniero selecciona coeficientes para cada elemento radioactivo con base en el tamaño de la herramienta. La herramienta usa un algoritmo para aplicar los coeficientes. Esto permite a la herramienta determinar la concentración de cada elemento radioactivo en la formación.

Registro del detector Plateau.

El detector Plateau produce un registro de rayo gama, o total de rayos gama. Esto muestra el nivel de radioactividad de cada parte de la formación.

Registro del detector espectral.

El registro creado por el detector espectral es llamado registro espectral de rayos gama. El registro espectral puede presentar una curva de torio y potasio y es llamada curva SGR.

Efectos ambientales

Diámetro del agujero.

Si el diámetro del agujero es muy grande puede haber una gran cantidad de lodo en el espacio entre la formación y los detectores. El lodo puede absorber algunos de los rayos gama antes de que estos sean medidos. En este caso, el conteo será muy bajo.

Fluido de perforación pesado.

El fluido de perforación pesado puede absorber los rayos gama antes que lo detectores. Esto es porque el fluido de perforación pesado contiene barita, la cual tiene gran habilidad de absorber los rayos gama. Si esto pasa, el conteo será muy bajo.

Si se agrega potasio al fluido de perforación, la radiación del potasio causará que la cantidad de rayos gama leídos sean muy alta. Para corregir esta condición, se debe considerar la concentración de potasio del fluido de perforación.

Tamaño de la herramienta.

Si la pared del lastrabarrena de la herramienta es relativamente gruesa, este absorberá rayos gama adicionales antes que los detectores. Si esto pasa, el conteo será muy bajo.

4.6 Resistividad

La resistividad es el grado al cual una sustancia se opone al flujo de una corriente eléctrica. Aunque existen otros factores que se encuentran implicados, generalmente los hidrocarburos y la roca registran una resistencia alta al flujo de la corriente eléctrica. El agua salada de la formación ofrece poca resistencia al flujo de la corriente eléctrica.

¿Cómo utilizar las mediciones de resistividad?
El propósito de las herramientas de resistividad es medir la resistividad de la formación alrededor de la perforación. Las mediciones de esta propiedad se presentan gráficamente en un registro de resistividad y las podemos utilizar para varios propósitos:

- Localizar hidrocarburos.
- Determinar cuántos hidrocarburos existen en la formación.
- Correlacionar la información de varios registros.

- Estimar la presión de poro de la formación.
- Determinar la invasión del filtrado de lodo.
- Determinar la Anisotropía.
- Determinar las fracturas.
- Geonavegación (geosteering).

Localización de Hidrocarburos.

La medición de la resistividad nos ayuda a determinar si se encuentran hidrocarburos presentes en la formación. Puesto que el agua de formación conduce una corriente eléctrica, registra una resistividad baja comparada a la de los hidrocarburos. En una sección registrada asumimos que las áreas con resistividad baja contienen agua y no aceite o gas.

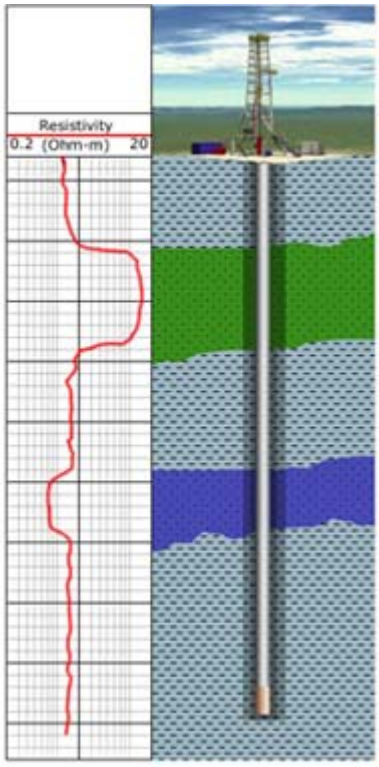


Figura 4.11 Registro de resistividad

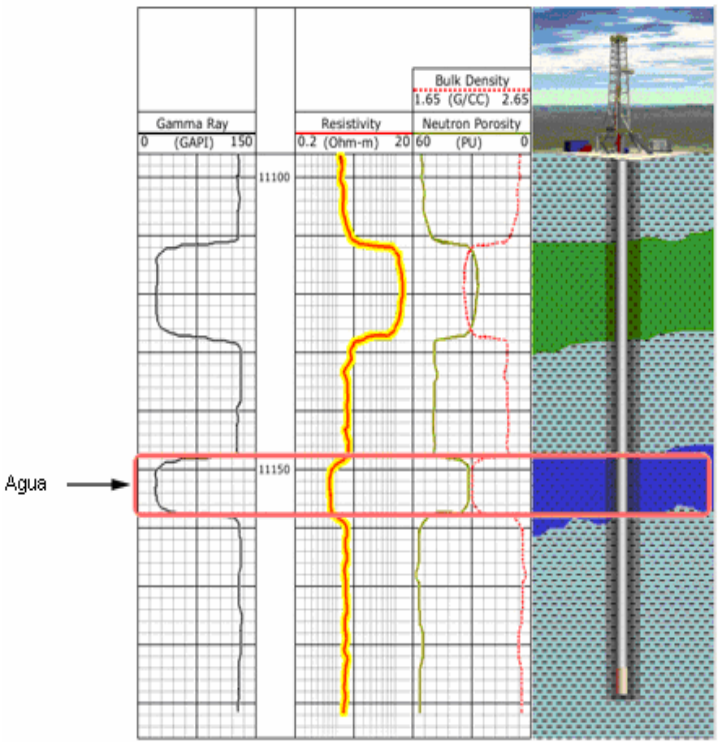


Figura 4.12 identificación de Agua

Resistividades altas.

Buscamos áreas con resistividades altas para considerarlos yacimientos potenciales. Utilizamos los rayos gama y la porosidad de la densidad en conjunto con los registros de resistividad para determinar si estas áreas contienen hidrocarburos.

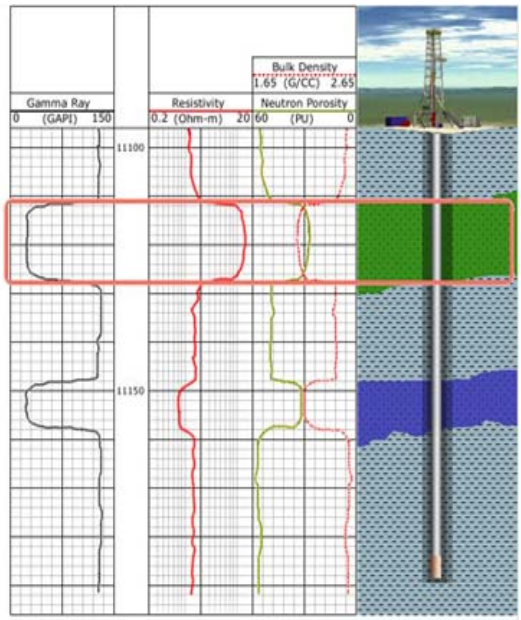


Figura 4.13 Posibles Hidrocarburos

Determinar la cantidad de hidrocarburos.

Las mediciones de resistividad nos ayudan a determinar cuanto del fluido de la formación corresponde a hidrocarburos. El fluido de la formación nunca es 100% de aceite y gas, contiene siempre agua. Los datos de los registros de resistividad son procesados por un software aplicando ecuaciones para determinar la saturación del agua de la formación, lo que determinaría que la fracción restante es la cantidad de aceite o gas. La base de las ecuaciones que determinan este parámetro es la ecuación de Archie.

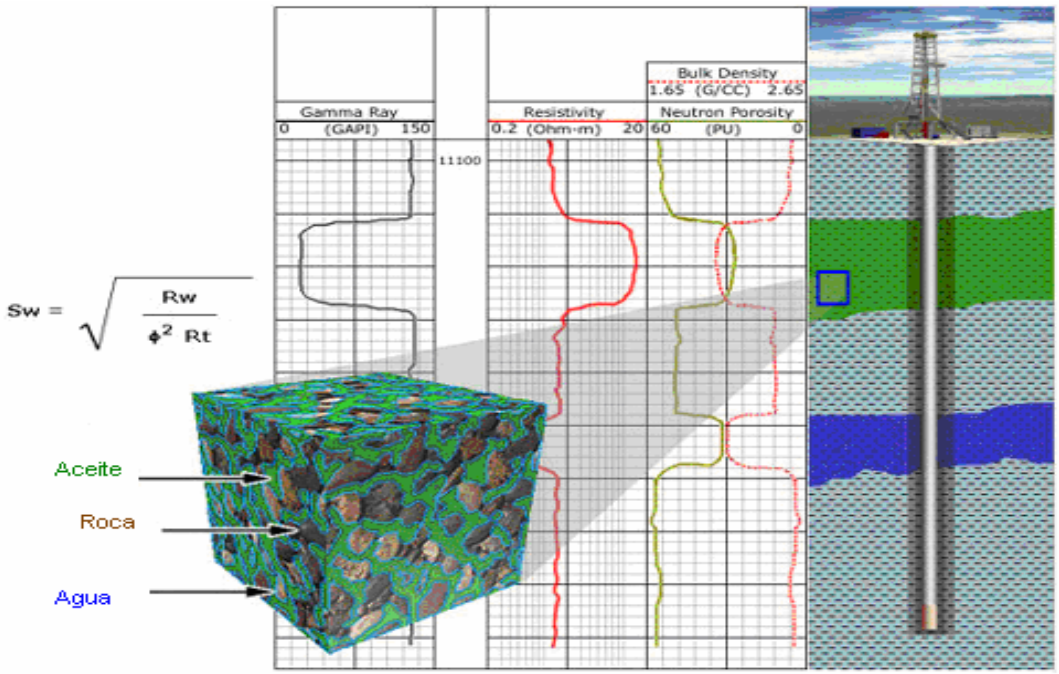


Figura 4.14 Saturación de agua

Correlación de varios registros.

Los registros resistivos ayudan a caracterizar un pozo al unirse con otros registros, comparando la información de los registros de diversos pozos del mismo campo. Los geólogos utilizan este tipo de correlación para caracterizar capas y fallas y para determinar el ángulo de echado de la formación, creando las caracterizaciones sub-superficiales para pozos futuros. También se pueden hacer correlaciones de dos registros resistivos del mismo pozo, esto nos permite emparejar profundidad, los registros deben presentar la misma formación a la misma profundidad.

Presión de poro de la formación.

Todas las formaciones tienen agua, pero entre mas profundo estemos menos cantidad de agua encontramos, esto es debido a que el peso de las capas superiores hace que se compacten las inferiores. Esto empuja hacia fuera el agua de estas áreas y reduce la porosidad de la formación, puesto que hay menos agua en niveles mas profundos, la resistividad debe aumentar lentamente entre mas perforamos.

Tendencias.

Durante la perforación, los ingenieros de campo esperan ver una tendencia de aumento de la resistividad en formaciones de arcillas. Se supervisa esta tendencia para estimar la presión de poro. Los ingenieros de campo utilizan esta información para determinar la correcta densidad del fluido de perforación. Si la presión de la columna del lodo es mas baja que la presión de poro, el fluido de la formación podría llegar a la zona de la perforación y ocasionar un problema.

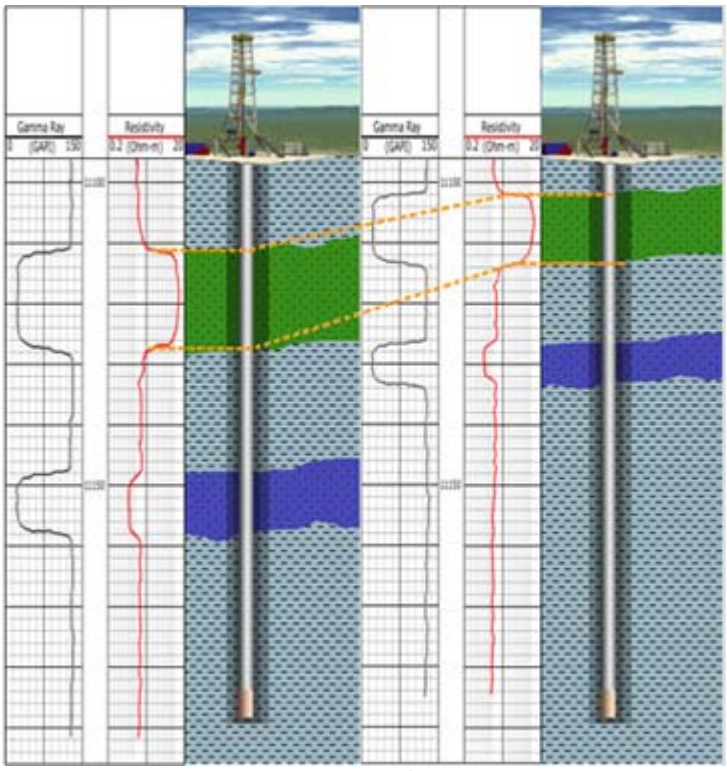


Figura 4.15 Correlación de registros

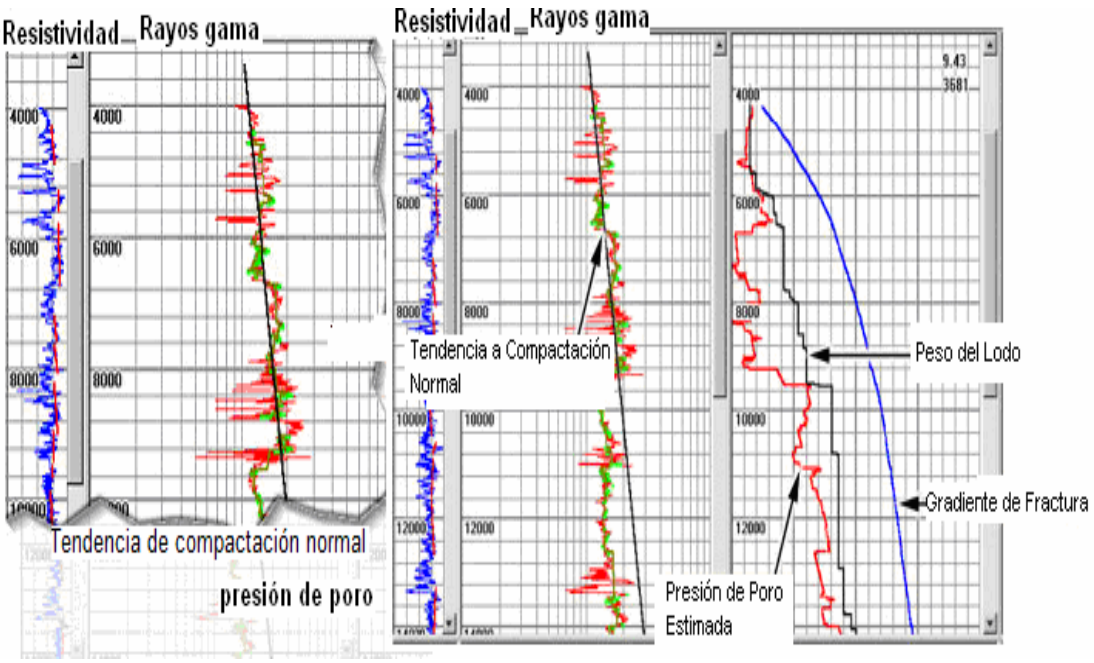


Figura 4.16 Tendencia de datos

La resistividad se relaciona con la resistencia.

La resistencia es afectada por la geometría.

Si unimos una batería a un bloque de 8x8x8 de material sólido que tenga una resistencia de 10 ohm, cuando un potencial de 20 V es aplicado, una corriente de 2 Amper fluirá. Si cambiamos el tamaño y la forma del bloque afectará la resistencia del bloque y la corriente en el circuito.

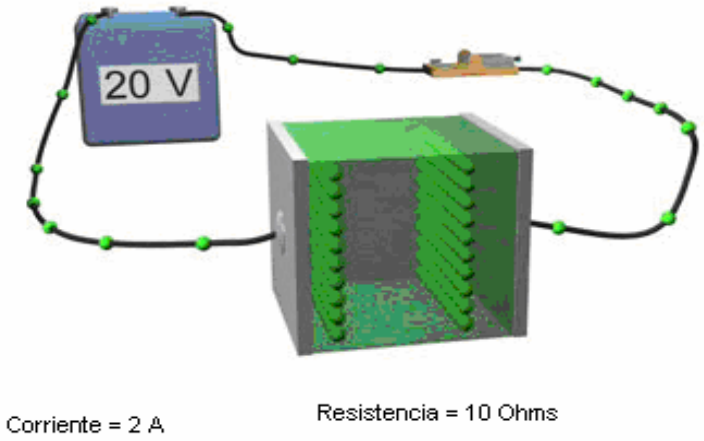


Figura 4.17 Cambios en Área y Longitud Afectan la Resistencia

Revisión.

Es suficiente un cambio en el volumen del bloque para que la resistencia sea afectada, aquí se puede ver que aun cuando los bloques son iguales en volumen la resistencia de los bloques puede variar. El área de la sección transversal (A) y la longitud (L) afectan la resistencia.

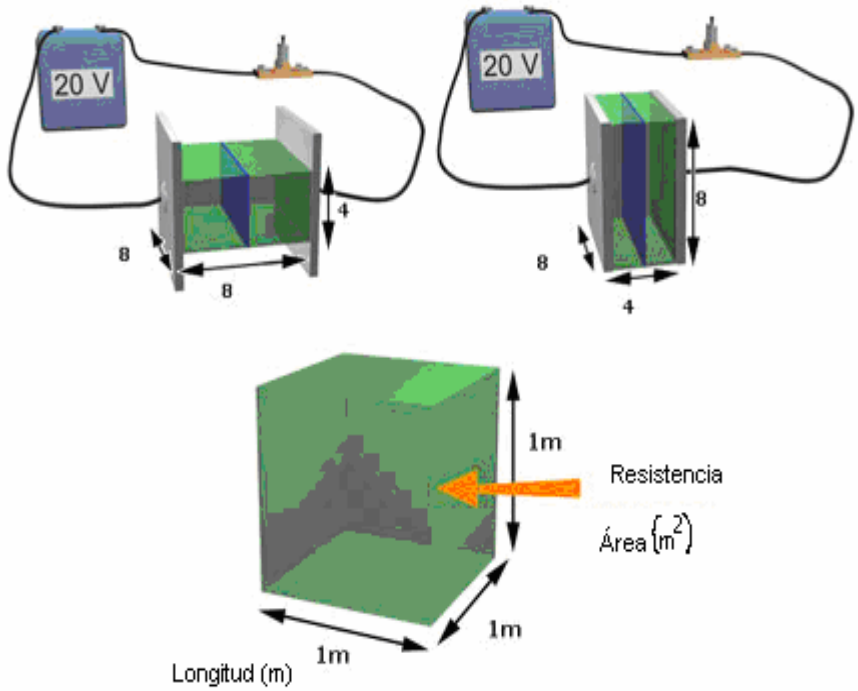


Figura 4.18 Resistividad Afectada por las Dimensiones

Resistividades de algunos materiales comunes.

Si el material del cubo cambia, la resistencia cambiará. La resistencia específica de un metro cúbico de material es conocida como su resistividad.

Sustancia	Resistividad en Ohm-m a 20ºC
Conductores	
Plata	1.59×10^{-8}
Cobre	1.637×10^{-8}
Agua de mar	0.2
Semiconductores	
Silicón	4.3×10^{3}
Aislantes	
Arcilla	(20×10^{3}) a (2×10^{3})
Caucho	10^{13} a 10^{16}
Calizas	(50×10^{7}) a 10^{7}
Agua Dulce	0.5 a 300

Relación de la resistencia eléctrica a la resistividad de la formación.

Si deseamos conocer la resistividad de la formación debemos apoyarnos en otras mediciones dado que no se puede medir directamente.

La resistividad es relacionada con la resistencia y geometría	Resistividad = resistencia (A/L)
La resistividad es medida en ohm-m	(ohm-m) (ohm) (m^2/m)
Otra manera de escribir esta ecuación es R = resistividad r = resistencia K = A/L (factor geométrico)	R = r K

R: es lo que deseamos conocer, depende de la roca y el fluido en la formación.
r: las herramientas calculan esto basadas en sus mediciones.
K: la herramienta debe considerar la geometría de la formación. Es muy difícil conocer el área de la sección transversal y la longitud de la formación que la herramienta mide, por eso utilizamos un modelo para definir K. El valor de K cambia debido a muchas condiciones, incluyendo el tipo de herramienta, su configuración y el tipo de lodo.

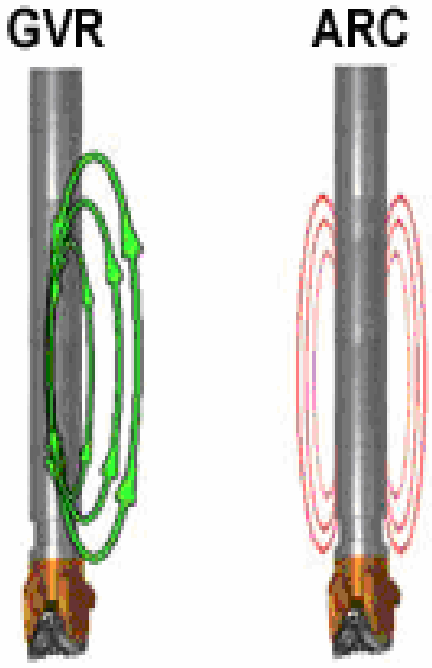


Figura 4.19 Tipos de propagación en herramientas resistivas

Invasión.

Las herramientas de resistividad determinan este parámetro alrededor de la perforación, y su medición se ve afectada por la roca y los fluidos de formación. Durante la perforación en condiciones tradicionales manteniendo la presión del fluido de perforación mas alta que la presión de formación, se evita que los fluidos de la formación fluyan hacia el agujero; sin embargo, la alta presión ejercida por el fluido de perforación lo hace entrar a la formación. Recordando que el fluido de perforación está compuesto por sólidos y líquidos, la parte líquida del fluido de perforación fluye hacia la formación empujando los fluidos existentes lejos de la zona de perforación; este proceso se conoce como invasión y por otro lado los sólidos del fluido de perforación se quedan adheridos en la pared del pozo, lo que se conoce como enjarre de lodo. El enjarre tiene permeabilidad muy baja y retrasa la invasión.

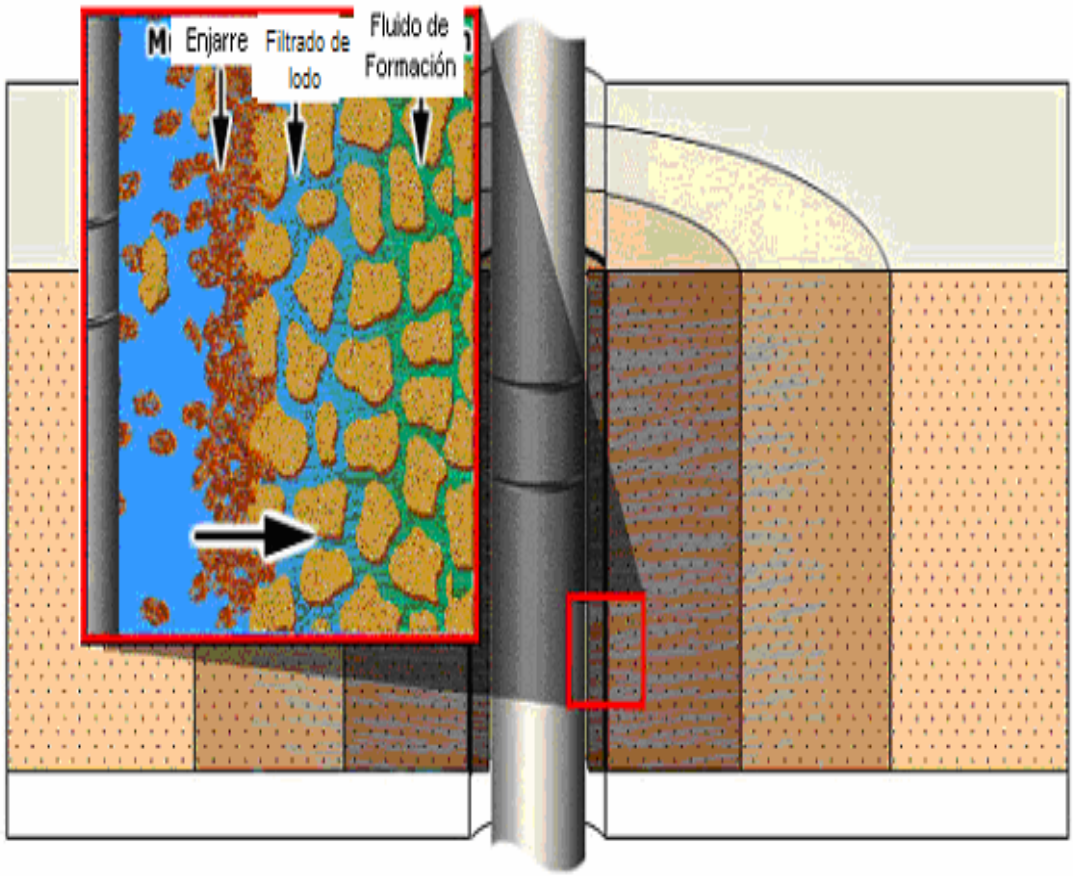


Figura 4.20 Zonas de Invasión

Zonas de invasión de filtrado.

1. Zona lavada.
2. Zona de transición.
3. Zona no invadida (zona virgen).

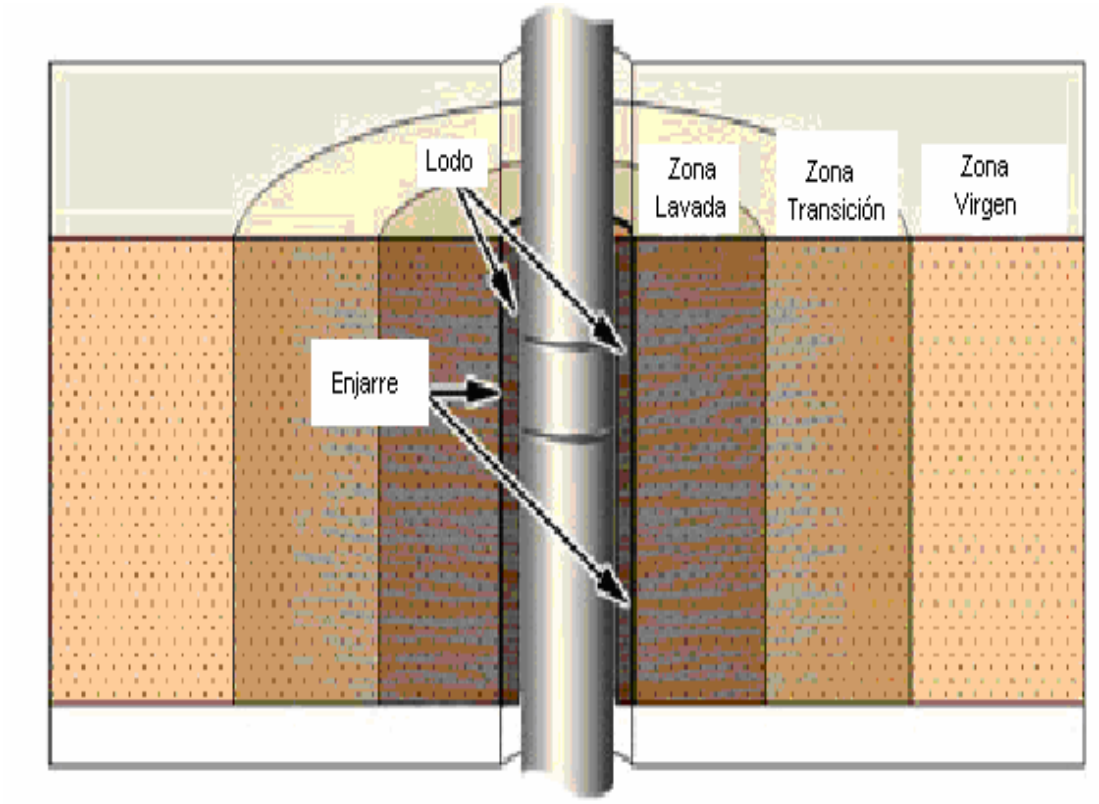


Figura 4.21 Identificación de Zonas de Invasión

Zona lavada

Aquí se encuentra solamente presencia de filtrado de fluido de perforación, el fluido original ha sido desplazado.

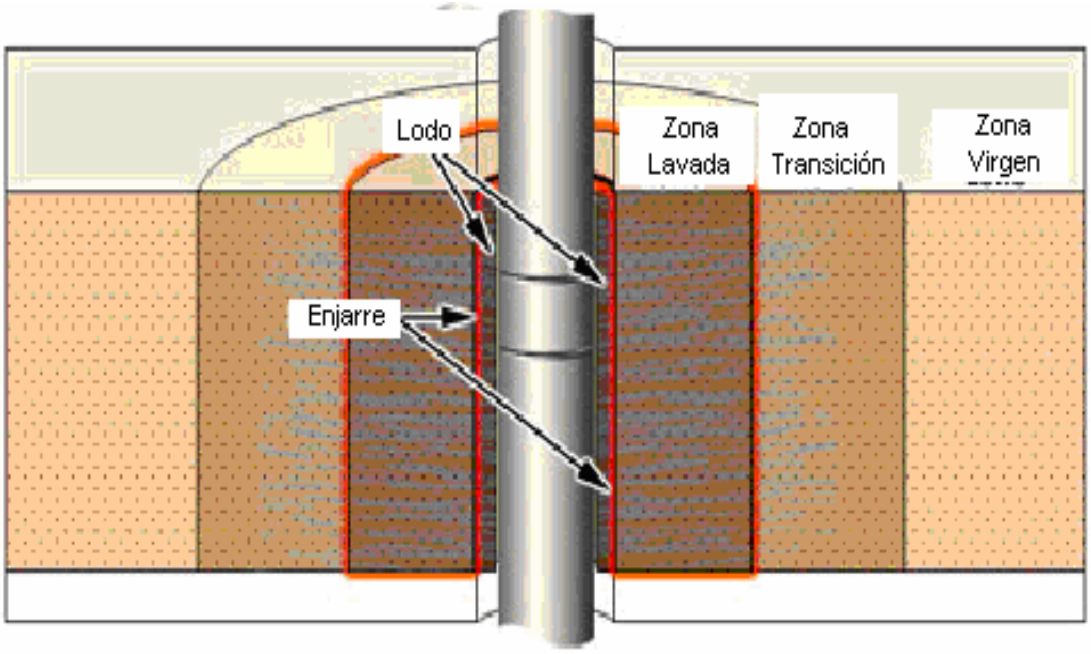


Figura 4.22 Zona Lavada

Zona de transición

Aquí se encuentra filtrado de fluido de perforación y restos del fluido de la formación. Se encuentra en menor proporción el filtrado de fluido de perforación, en cuanto más nos adentramos a la formación y por lo tanto el desplazamiento de fluido de la formación es menor.

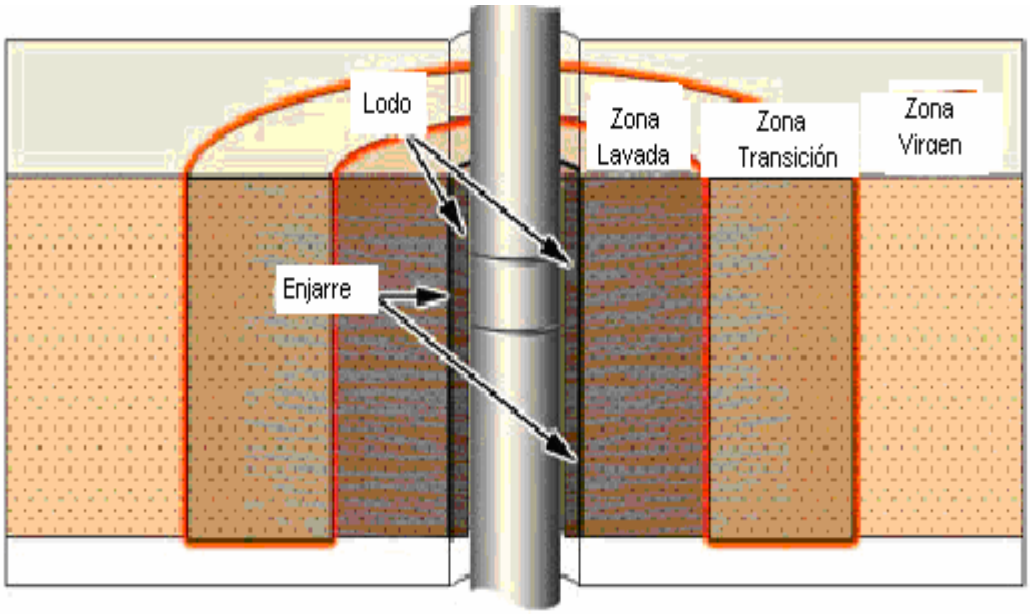


Figura 4.23 Zona de Transición

Zona virgen

Aquí se encuentran los fluidos originales de la formación. Es la resistividad de esta zona la que queremos determinar.

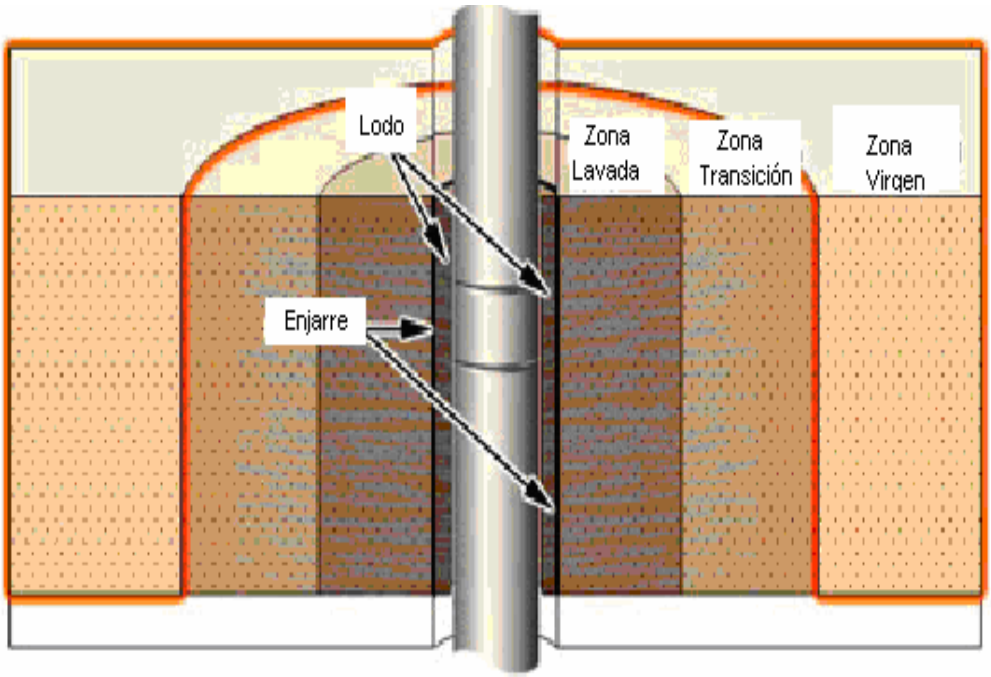


Figura 4.24 Zona Virgen

Fluidos y roca.

Cada una de las zonas arriba mencionadas contienen fluidos y roca, y de ello depende la resistividad por lo que se tendrán diferentes valores de resistividad en las zonas mencionadas.

Diámetro de invasión.

Son varios los factores que influyen en la invasión del fluido de perforación, por ejemplo:
Litología: las lutitas tienen permeabilidad baja por lo tanto el lodo de perforación no invadirá estas zonas.

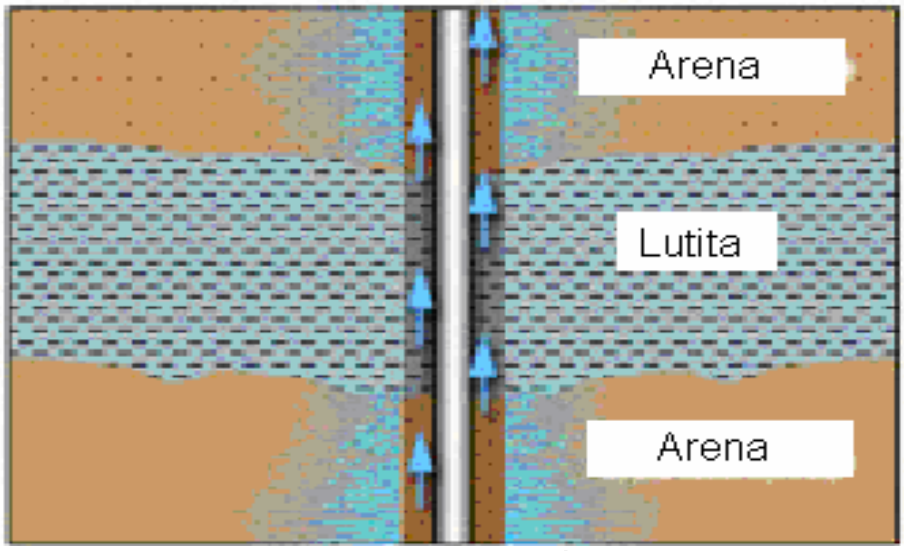


Figura 4.25 Litología

Porosidad: cuanto más porosa sea la formación, más pequeño es el diámetro de invasión; esto es debido a la mayor capacidad de absorber el filtrado en tal roca antes de la formación del enjarre; por otro lado, en una formación menos porosa se tienen menos poros para absorber la misma cantidad de filtrado antes de la formación del enjarre.

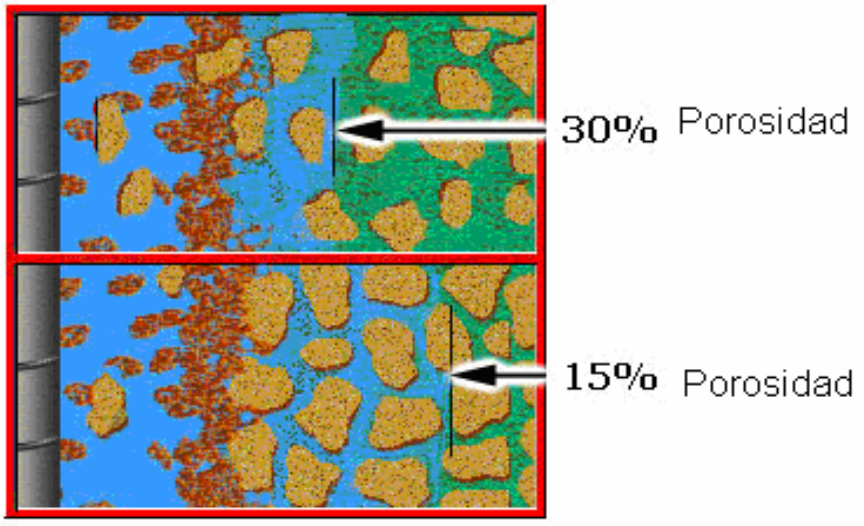


Figura 4.26 Porosidad

Tiempo/Permeabilidad: la permeabilidad de la formación determina la rapidez de formación del enjarre, cuanto más permeabilidad existe en la formación, más rápido se forma el enjarre, lo que retarda el ritmo de invasión sin detenerla. El filtrado continuará invadiendo la formación hasta que las presiones en el espacio anular y la de formación se equilibren. Entre más tiempo pase la invasión será mayor, lo que originará diferentes resultados de medición, si se hacen éstas en diferentes tiempos.

Gravedad (ángulo de la perforación): en un pozo horizontal el fluido de perforación tenderá hacia la parte inferior del agujero, por lo que será mayor la invasión en esa parte.

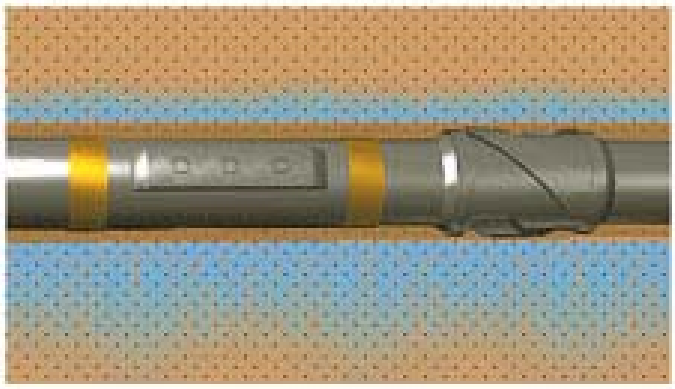


Figura 4.27 Pozo Horizontal

Propiedades del fluido de perforación: si el fluido de perforación forma enjarre con permeabilidad baja, el enjarre retrasará la invasión y el diámetro de invasión será pequeño, por otro lado, si la permeabilidad del enjarre es alta, el diámetro de invasión será mayor. La pérdida de agua es el término utilizado para describir la facilidad con la que el fluido de invasión penetra el enjarre.

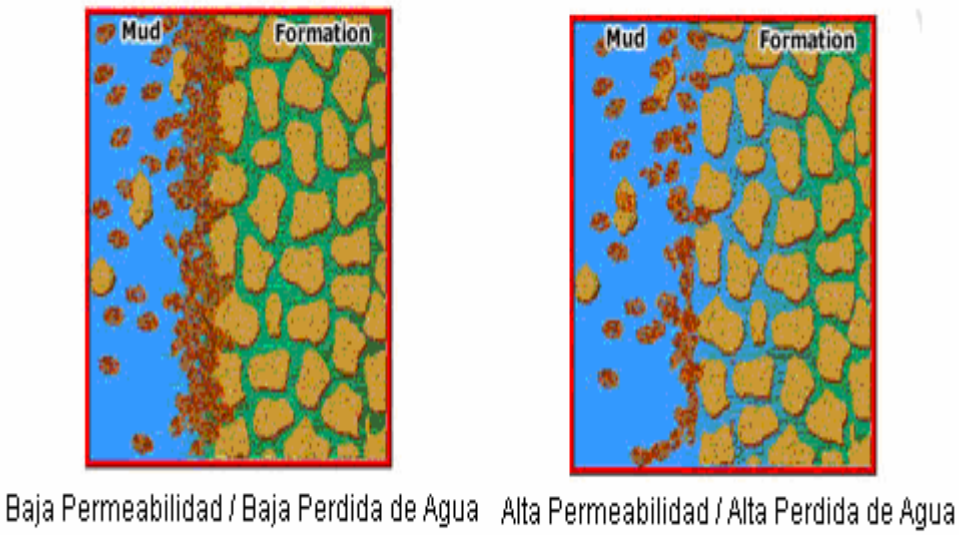


Figura 4.28 propiedades del fluido de perforación

Presión diferencial: cuanta más diferencia existe entre la presión hidrostática del fluido de perforación y la presión de formación, mayor es el diámetro de invasión. Cuanto mayor sea la profundidad del pozo y la densidad del lodo, mayor será la presión hidrostática del lodo.

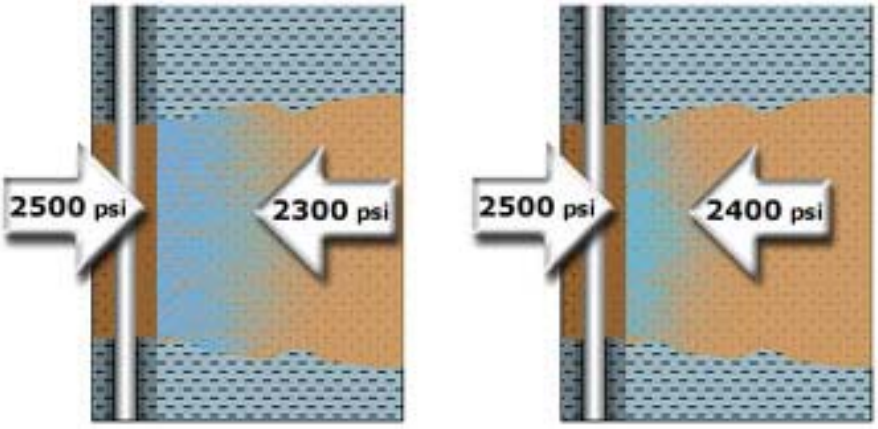


Figura 4.29 Presión Diferencial.

Profundidad de investigación
Claves:

Rm = resistividad del lodo.
Rmc = resistividad del enjarre.
Rxo = resistividad de la zona lavada.
Rmf = resistividad del filtrado de lodo.
Rt = resistividad de la zona virgen.
Rw = resistividad del agua de formación.

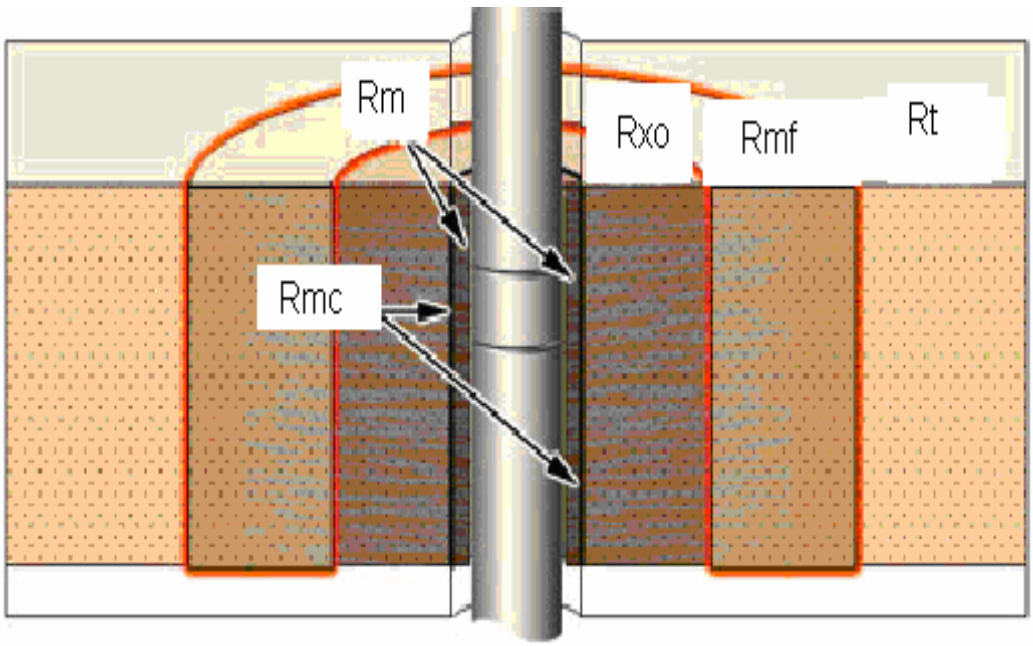


Figura 4.30 Profundidades de Investigación

Toda la formación alrededor del pozo, inclusive las zonas invadidas tienen un efecto en las mediciones de resistividad. Para determinar si se ha afectado la medición del Rt, las herramientas toman mediciones a diferentes profundidades de investigación. El registro de resistividad mostrará una curva diferente para cada profundidad de medición. Debido a que es la misma formación las curvas se deben traslapar, si la invasión está presente, las curvas se separarán.

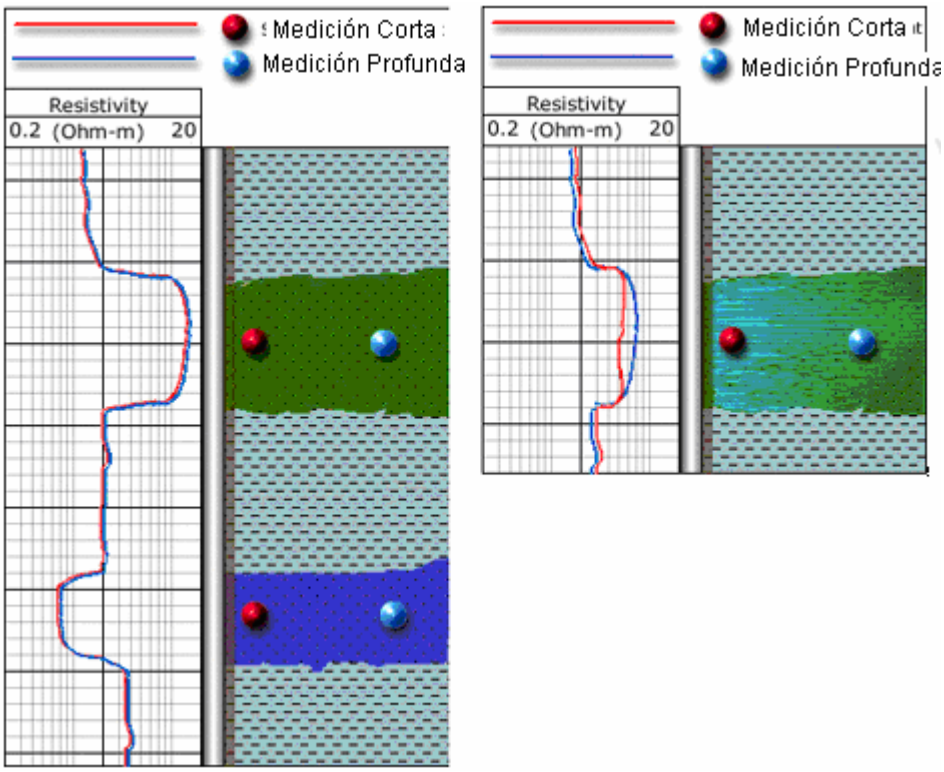


Figura 4.31 Profundidad de Investigación

Perfiles de Invasión.

Aunque otras personas son generalmente responsables de la interpretación de los registros, debemos poder decir si esta bien el registro al observarlo. Los perfiles de invasión pueden ayudarnos a esto. Los perfiles de invasión son diagramas de la resistividad contra la distancia al pozo.

1. Lodo Conductivo / Formación Resistiva.
2. Lodo Conductivo / Formación Conductiva.
3. Lodo Resistivo / Formación Conductiva.
4. Lodo Resistivo / Formación Resistiva.

Fluido de perforación conductivo / Formación resistiva.

Este es un ejemplo de una invasión conductora, donde el fluido de perforación base agua salada invade una formación con aceite. El filtrado de lodo desplaza parte del aceite alrededor del pozo, así que las distancias alejadas al pozo darán la resistividad verdadera de la formación. La curva somera (poca distancia al pozo) leerá una resistividad más baja que la medida a mayor distancia (mayor profundidad) porque el fluido de perforación es más conductivo que el aceite en la formación.

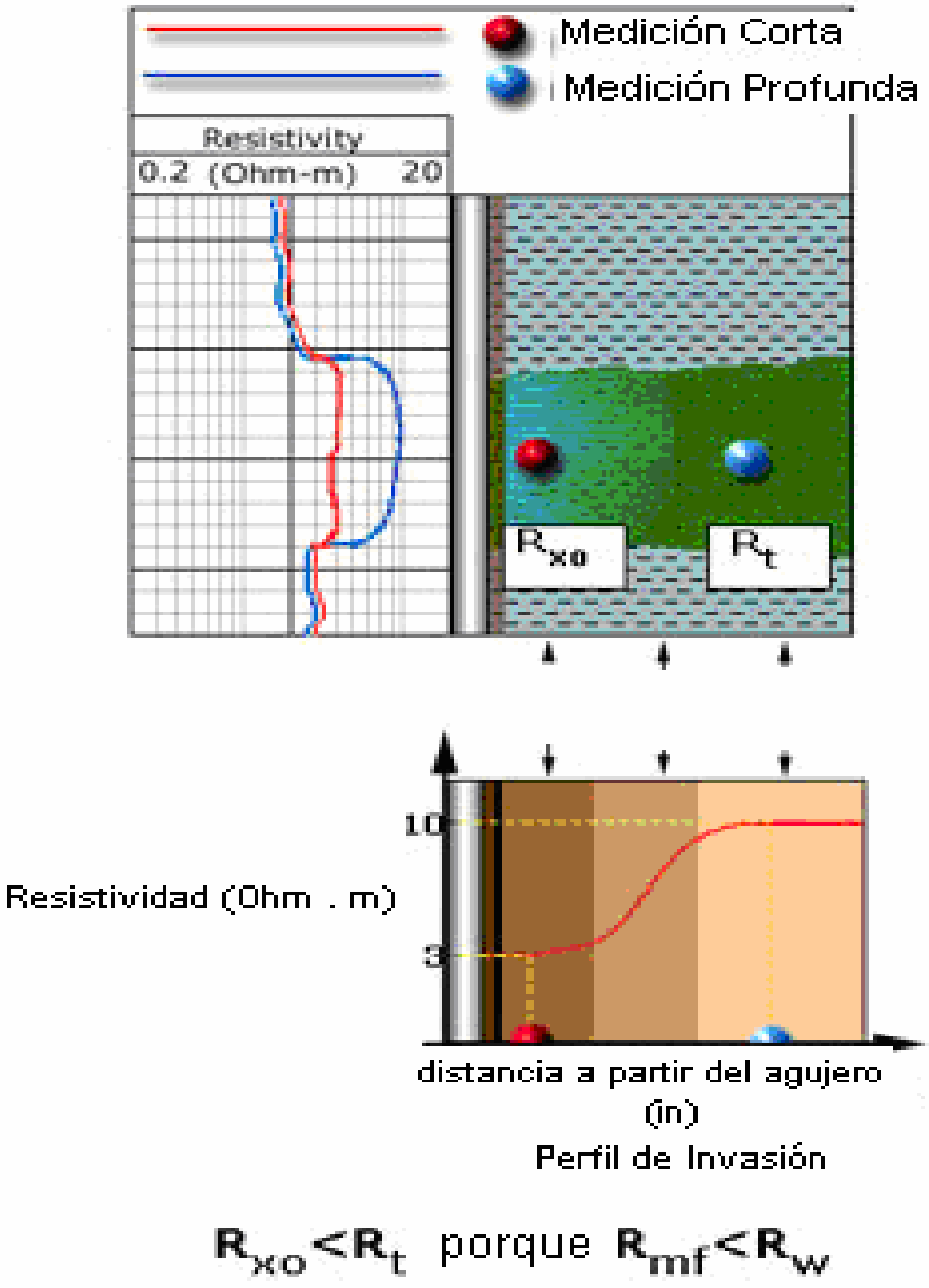


Figura 4.32 Fluido de Perforación Conductivo / Formación Resistiva

Fluido de perforación conductivo / Formación conductiva.

Si el fluido de formación fuese agua en lugar de aceite y las resistividades del fluido de perforación y del fluido de formación fueran iguales, las curvas se traslaparían. En este caso es difícil detectar la invasión.

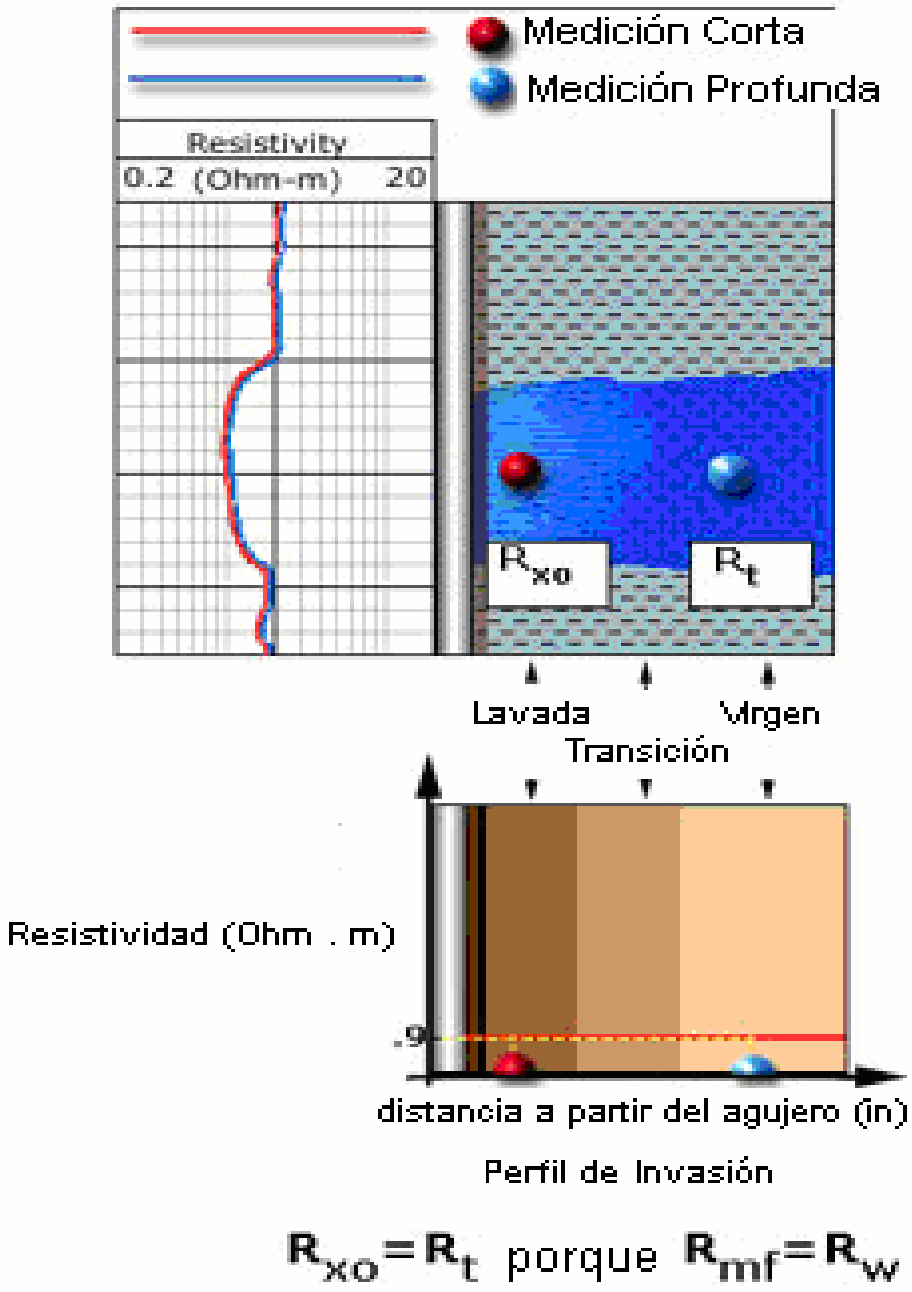


Figura4.33 Fluido de Perforación Conductivo / Formación Conductiva

Fluido de perforación resistivo / Formación conductora.

Un ejemplo de invasión resistiva es cuando el fluido de perforación a base aceite invade una formación que contiene agua. El filtrado de fluido de perforación ha desplazado parte del agua alrededor del pozo así que cada distancia más alejada del pozo se tendrá más cercano el valor de la resistividad verdadera de la formación (Rt). La curva somera leerá una resistividad más alta que la curva profunda.

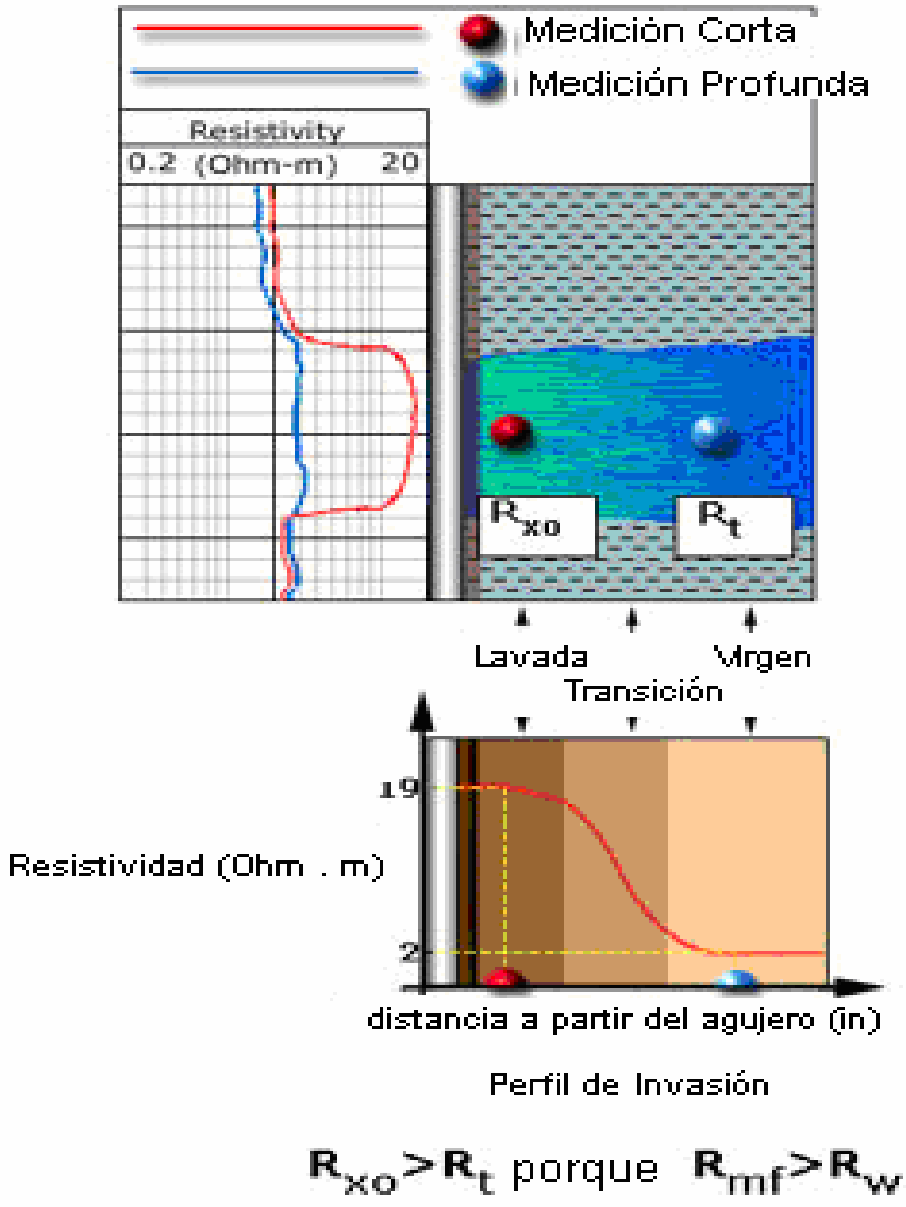


Figura 4.34 Fluido de Perforación Resistivo / Formación Conductora

Fluido de Perforación Resistivo / Formación Resistiva.

Si el fluido de formación es aceite en vez de agua y la resistividad del fluido de perforación y la del fluido de la formación es la misma, las curvas se traslapan y no se puede detectar la invasión.

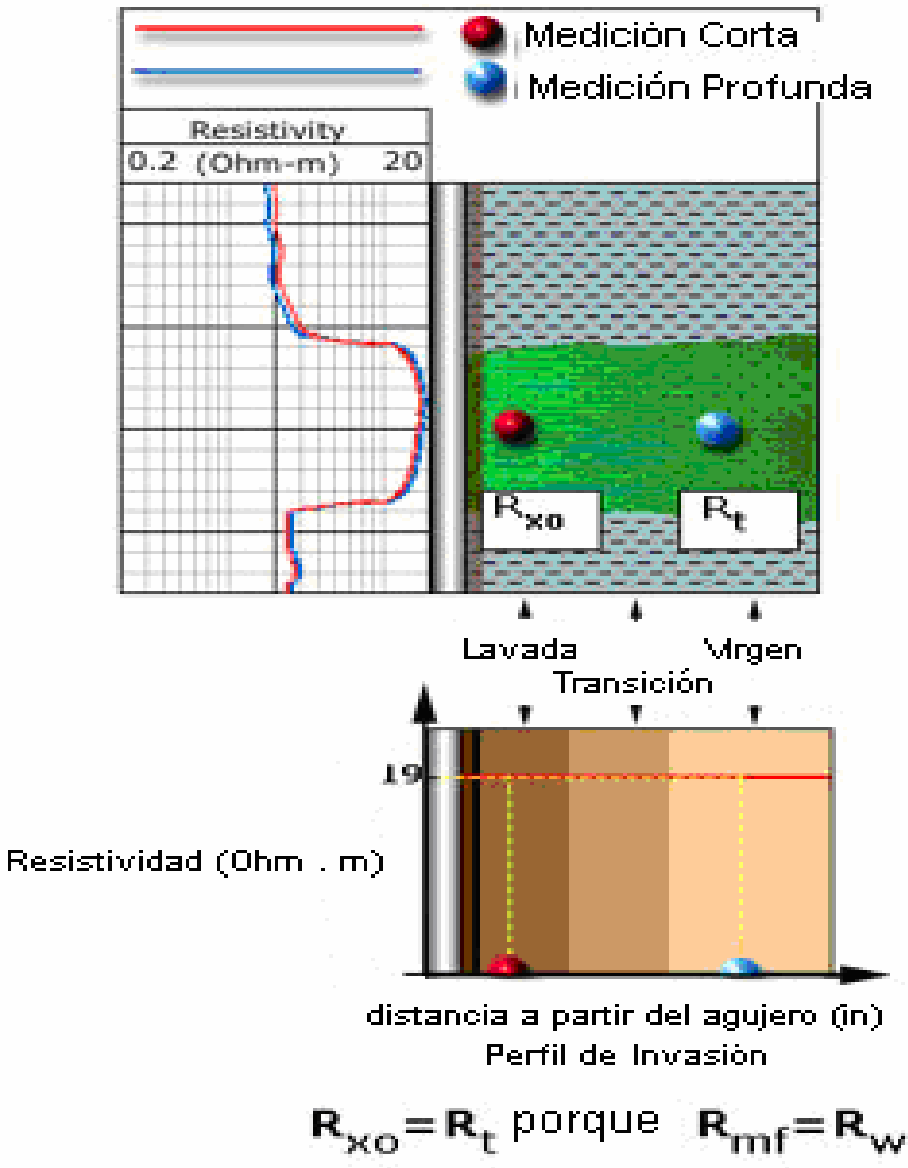


Figura 4.35 Fluido de Perforación Resistivo / Formación Resistiva.

Cartas de correlación por invasión.

Cuando existe la invasión en la formación, el registro de resistividad puede no mostrar la resistividad verdadera de la formación (Rt). Para determinar la Rt utilizamos cartas de corrección por invasión, algunas veces referidas como de "tornado" o "mariposa". Las cartas de corrección se utilizan para definir el cociente Rxo/Rt, la resistividad verdadera (Rt) y el diámetro de invasión (Di). El diámetro de la invasión incluye la zona lavada y la zona de transición, para donde comienza la zona virgen.

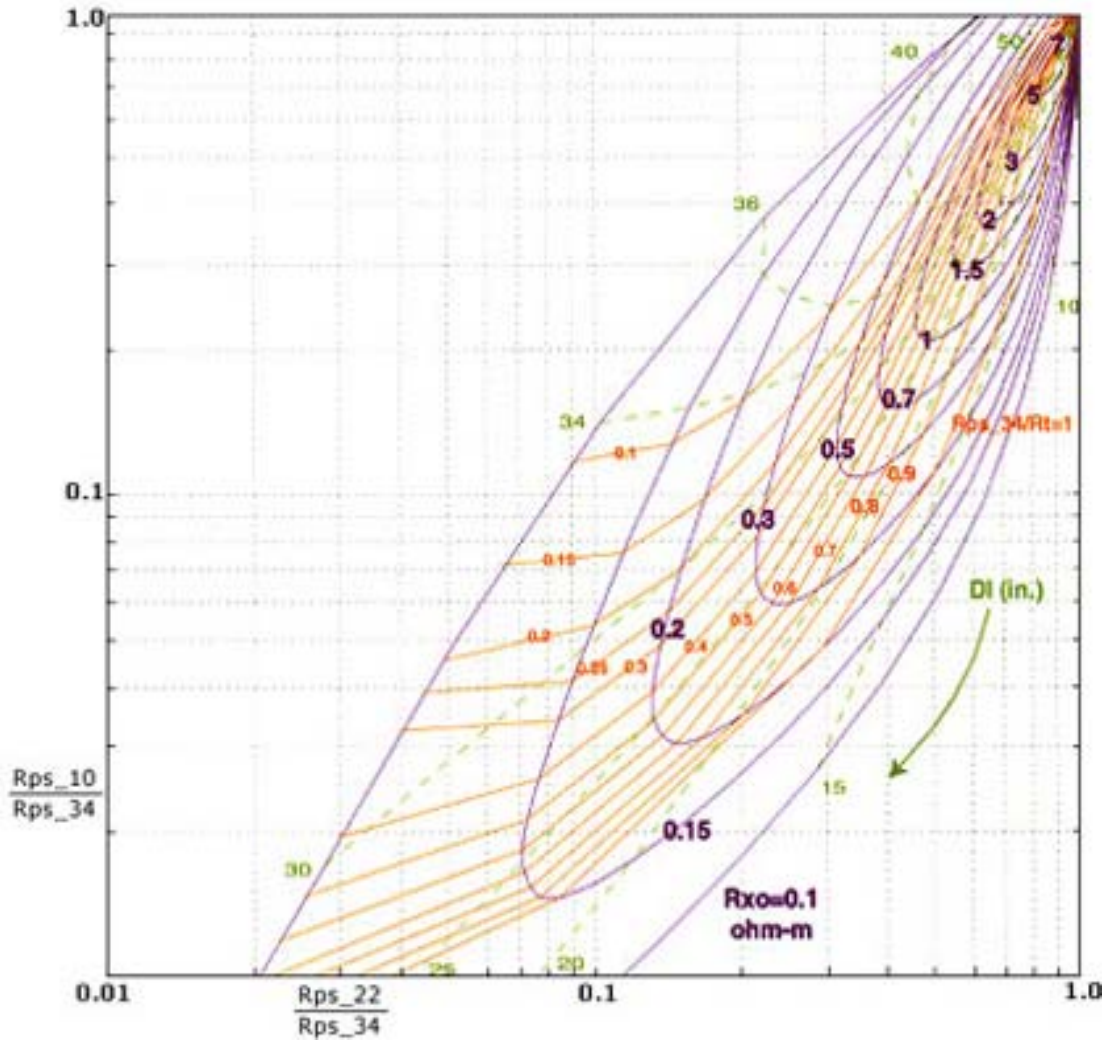


Figura 4.36 Ejemplo de carta de corrección por invasión.

Profundidad de investigación y resolución vertical.

Volumen de investigación.

Para entender un registro de resistividad, es importante saber qué parte de la formación alrededor del pozo se está midiendo o el volumen de investigación. Por ejemplo, la resistividad del volumen A puede ser diferente a la del volumen B. El volumen A contiene un solo tipo de formación mientras que el volumen B contiene varios tipos con resistividades diferentes. El volumen A contiene más porcentaje de fluido de perforación que el volumen B. Utilizamos dos factores

para ayudarnos a analizar el volumen de investigación, la profundidad de investigación y la resolución vertical.

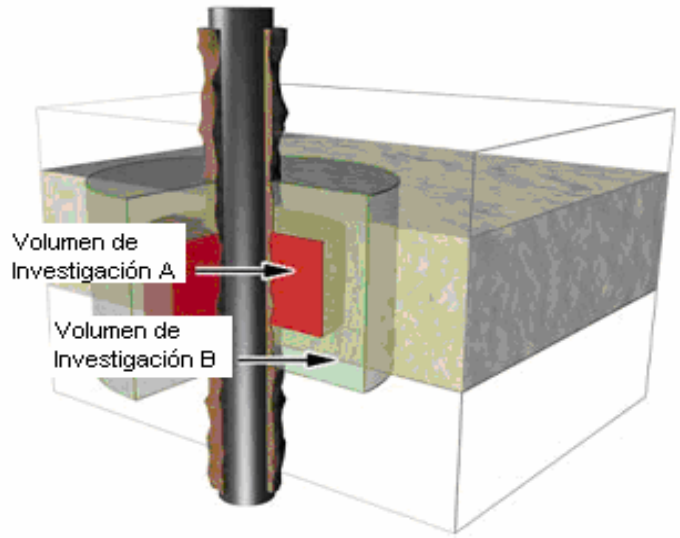


Figura 4.37 Volumen de Investigación

Cómo el volumen de investigación afecta las mediciones de resistividad.

Las herramientas de resistividad miden una señal (S), por ejemplo una corriente u onda electromagnética. La señal es transformada a un valor de resistividad (Ra). Imaginemos una rebanada de formación homogénea alrededor de la herramienta, dividida en celdas pequeñas. Cada celda afecta la señal. Se diseñan las herramientas de resistividad de modo que las celdas a diferentes distancias tengan diversos efectos en la señal, algunas celdas tienen un efecto mayor en la señal que otras. Un ejemplo, la formación está dividida en 4 áreas:

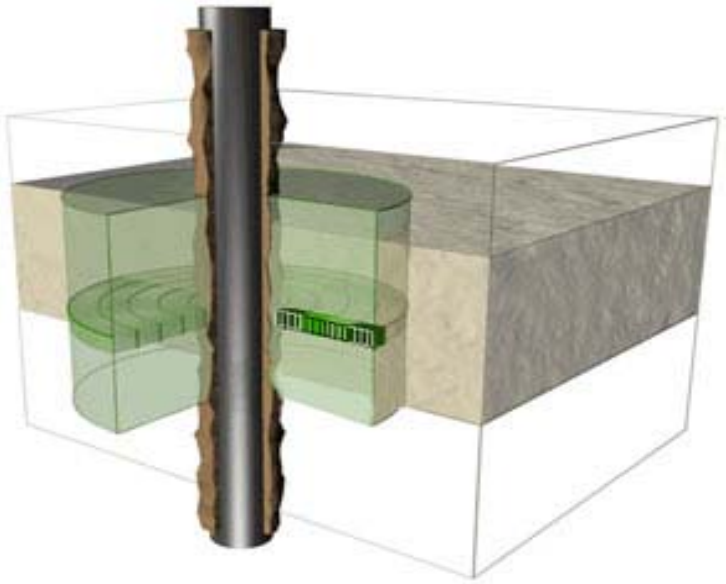


Figura 4.38 Celdas

Área 1

Está diseñada la herramienta de modo que las celdas más cercanas a la herramienta tengan el efecto más pequeño sobre la señal.

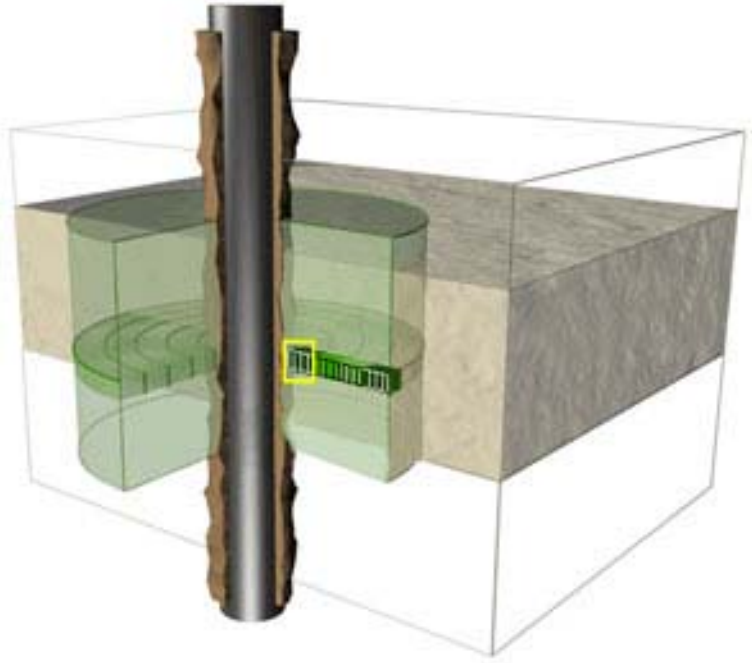


Figura 4.39 Área 1

Área 2

Está diseñada la herramienta de modo que las celdas en esta parte de la formación tengan el mayor del efecto sobre la señal.

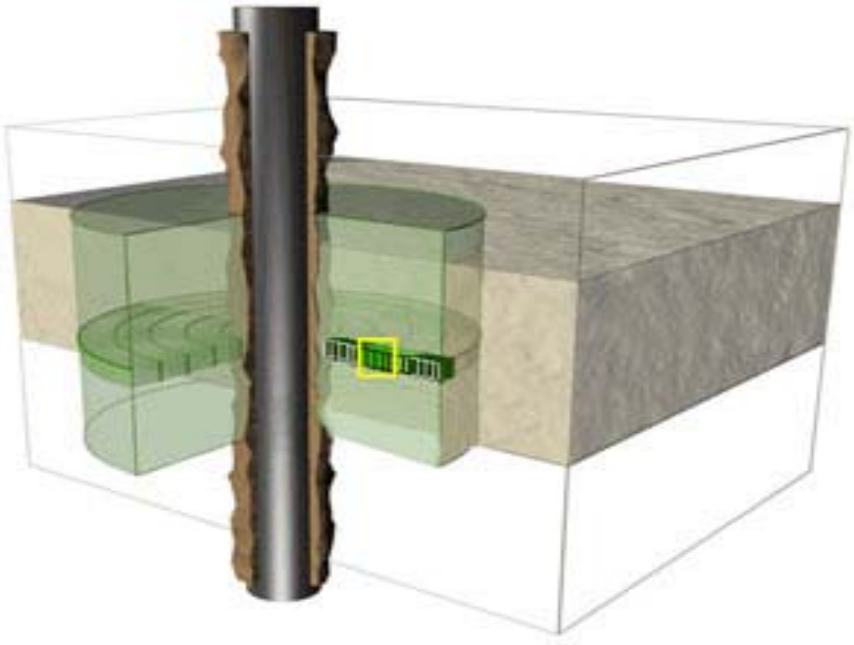


Figura 4.40 Área 2

Área 3

Está diseñada la herramienta de modo que las celdas de esta parte de la formación tengan cierto efecto sobre la señal.

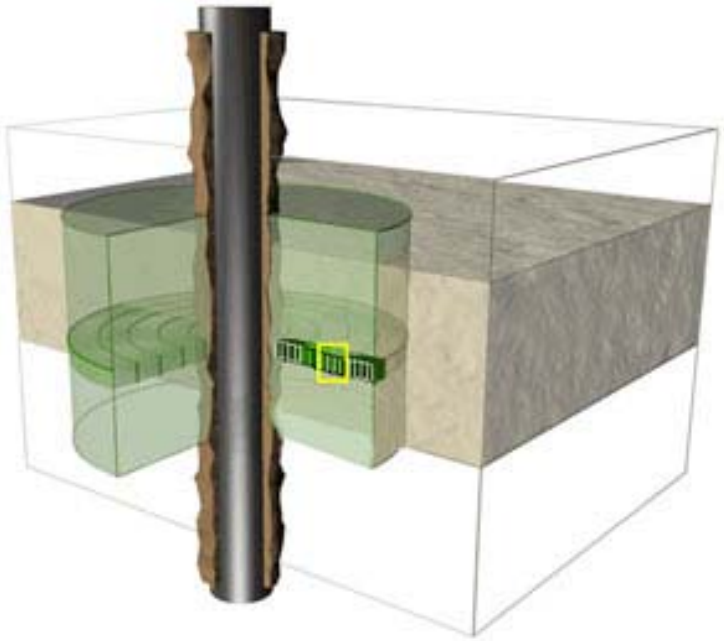


Figura 4.41 Área 3

Área 4

Estas celdas están lejos de la herramienta, la herramienta está diseñada para que tales celdas tengan muy poco efecto sobre la señal.

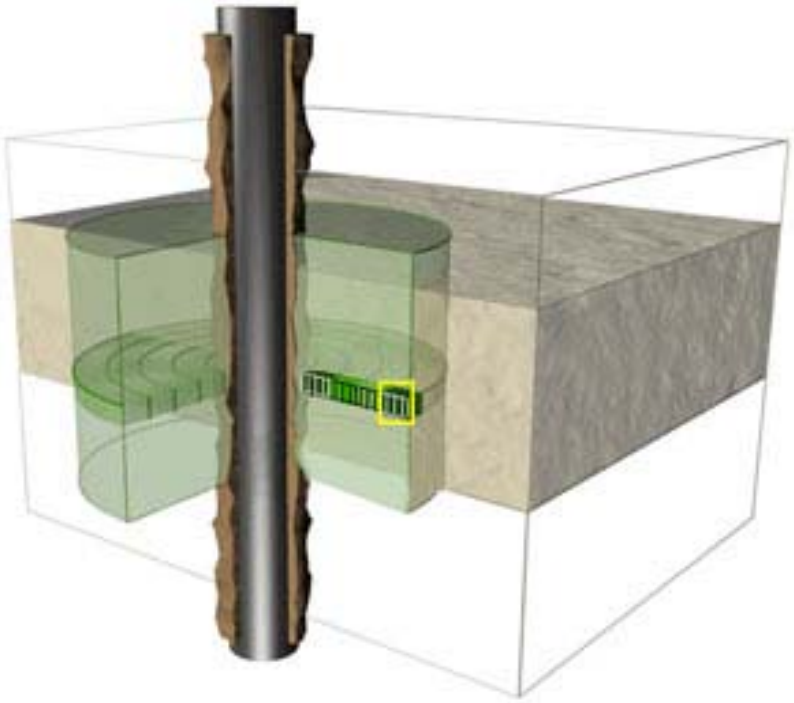


Figura 4.42 Área 4

Factor de geometría radial.

La señal total (S) se compone de contribuciones de las diferentes celdas $S = s_1+s_2+s_3+\ldots+s_n$. La contribución de una celda a la señal es s_i/S. Esto es llamado el factor geométrico radial. Si se representara este factor gráficamente para cada celda, observaríamos algo similar al ejemplo. Las celdas de la formación que están a 30 in de la herramienta contribuyen más a la medición.

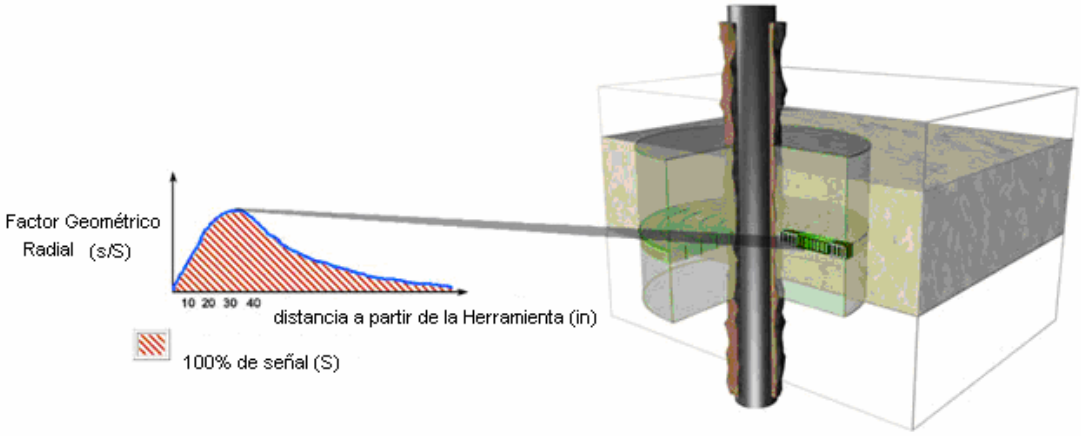


Figura 4.43 Factor Geométrico Radial

Factor geométrico radial integrado.

Esta es otra forma de representar gráficamente la contribución de la formación a la señal. Es un diagrama del área debajo de la curva del factor geométrica radial, a lo cual llamamos factor geométrico radial integrado. Cada punto en

esta curva representa el porcentaje de la señal generada por un cilindro de radio R.

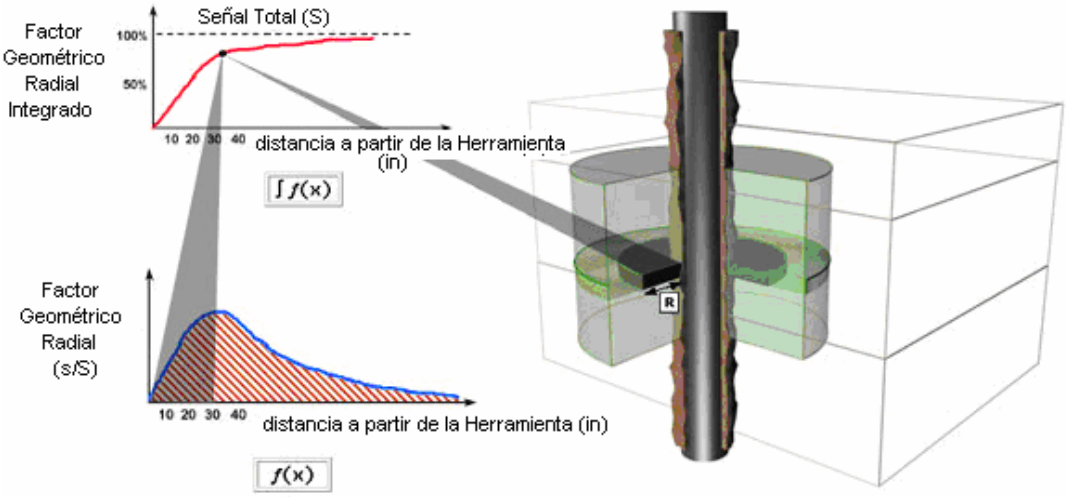


Figura 4. 44 factor Geométrico Radial Integrado

Definición de profundidad de investigación.

Para cualquier medición de resistividad, el punto del 50% del factor geométrico radial integrado es denominado profundidad de investigación*. Por definición, la mitad de una medición es generada por la formación entre la herramienta y la profundidad de investigación.

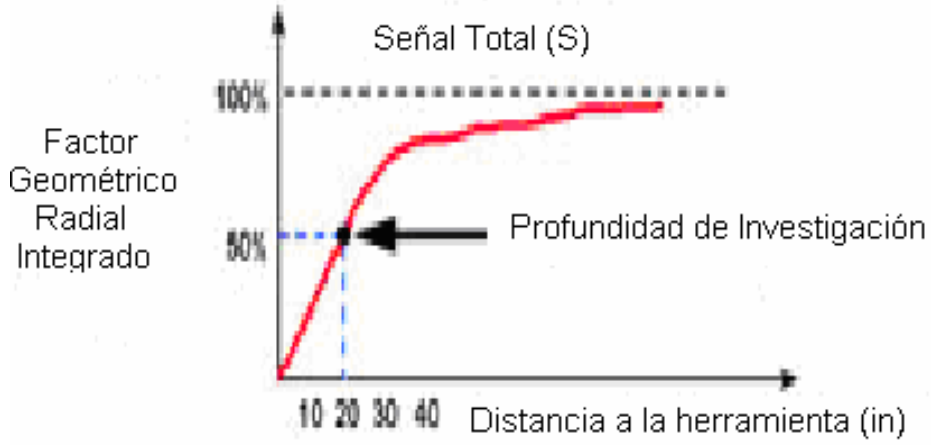


Figura 4.45 Profundidad de Investigación

Uso de la profundidad de investigación.

Las herramientas de resistividad hacen mediciones a diferentes profundidades de investigación. Una herramienta puede hacer una medición somera, cerca de la herramienta, y una medición profunda lejos de la herramienta. Comparamos

estas mediciones para detectar los efectos de la invasión. Si el fluido de perforación ha invadido la formación cerca de la herramienta la medición cercana se diferenciará de la medición profunda.

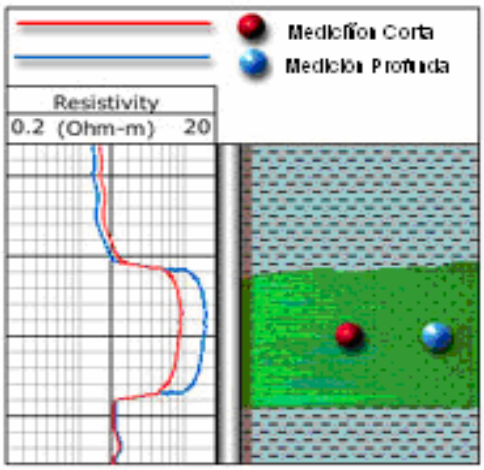


Figura 4.46 Profundidad de Investigación

Resolución vertical.

Existen dos clases de resolución vertical, cualitativa y cuantitativa

Resolución Vertical Cualitativa: es el grueso de la capa más delgada que la herramienta puede detectar.
Resolución Vertical Cuantitativa: es el grueso de una capa donde la herramienta lea por lo menos 90% de la resistividad verdadera, que es la medición de la resistividad (Ra) que está dentro del 10% de la resistividad verdadera (Rt). Es decir, la herramienta puede detectar una capa delgada, pero no puede determinar la resistividad verdadera de la misma si es demasiado delgada. La medición de resistividad de la capa delgada se puede alterar por la resistividad de las capas adyacentes. Los ingenieros usan los modelos computacionales y los experimentos con cada herramienta para determinar la resolución vertical de las mediciones.

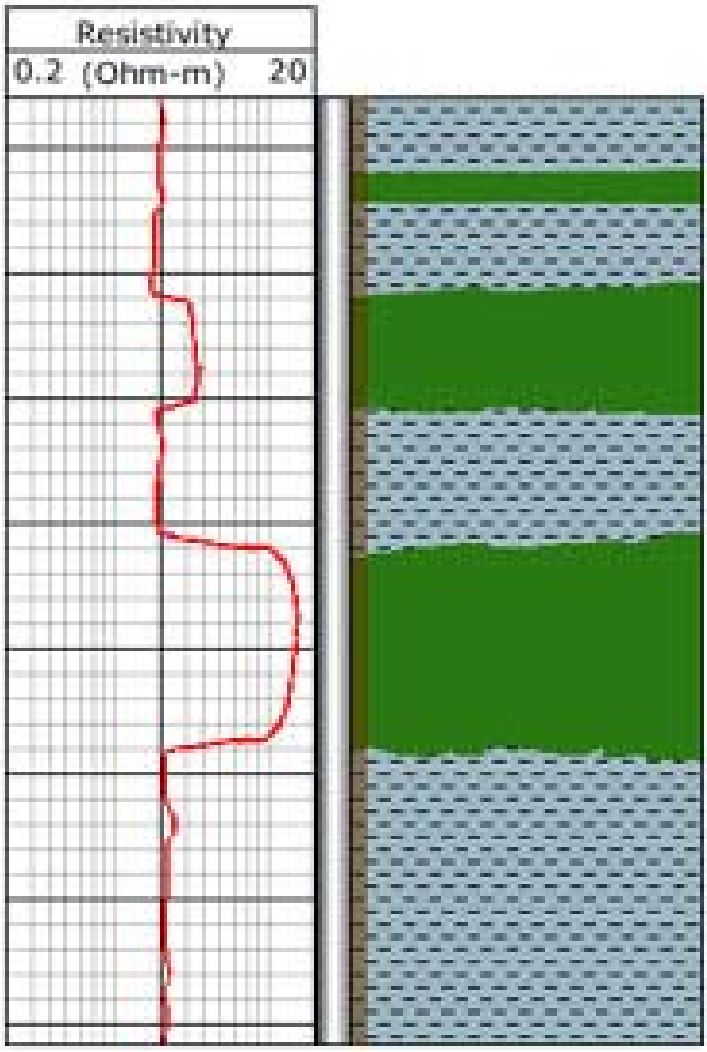


Figura 4.47 resistividad para Diferentes Espesores

Uso de la resolución vertical.

Sabiendo la resolución vertical cuantitativa y cualitativa de la herramienta, un ingeniero de campo puede juzgar la exactitud de las mediciones de la resistividad. Un ejemplo de cómo utilizarlas. Asumimos que una herramienta tiene una resolución vertical cualitativa de 4 in y una resolución vertical cuantitativa de 10 in.

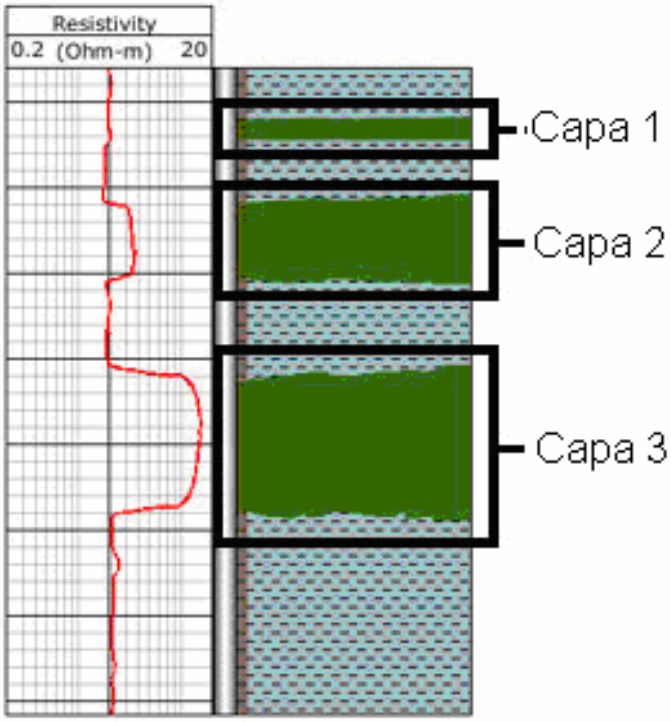


Figura 4.48 Resistividad en capas de Diversos Espesores

Capa 1
Esta capa tiene 3 in de grueso. La herramienta no detectará la capa porque es menos que la resolución vertical cualitativa de 4 in. En este caso la medición de la resistividad no muestra la capa en el registro.

Capa 2
Esta capa es de 6 in de grueso. La herramienta detectará la capa, pero como es menos que la resolución vertical cuantitativa de 10 in, la medición de la resistividad tendrá menos del 90% de exactitud. Es decir la resistividad medida (Ra) no estará dentro del 10% de la resistividad verdadera. En este caso la medición de la resistividad se debe corregir para quitar el efecto de las capas adyacentes antes de que se utilice en la evaluación de la formación. Sin embargo, se puede utilizar para correlacionar capas delgadas de un registro a otro.

Capa 3
Esta capa es de 12 in de grueso. La herramienta detectará la capa y dará una medición de resistividad que sea por lo menos del 90% correcta. En este caso se puede utilizar la medición de resistividad para evaluar la formación y correlacionar registros.

4.7 Medición de la resistividad con herramientas Laterolog

Herramientas de Resistividad.

Hay tres tipos de herramientas que miden la resistividad: inducción, laterolog y propagación electromagnética. Las herramientas de inducción sólo se usan en

registros de cable. Las herramientas laterolog y electromagnéticas se pueden usar tanto en registros de cable como en LWD (registro mientras se perfora).

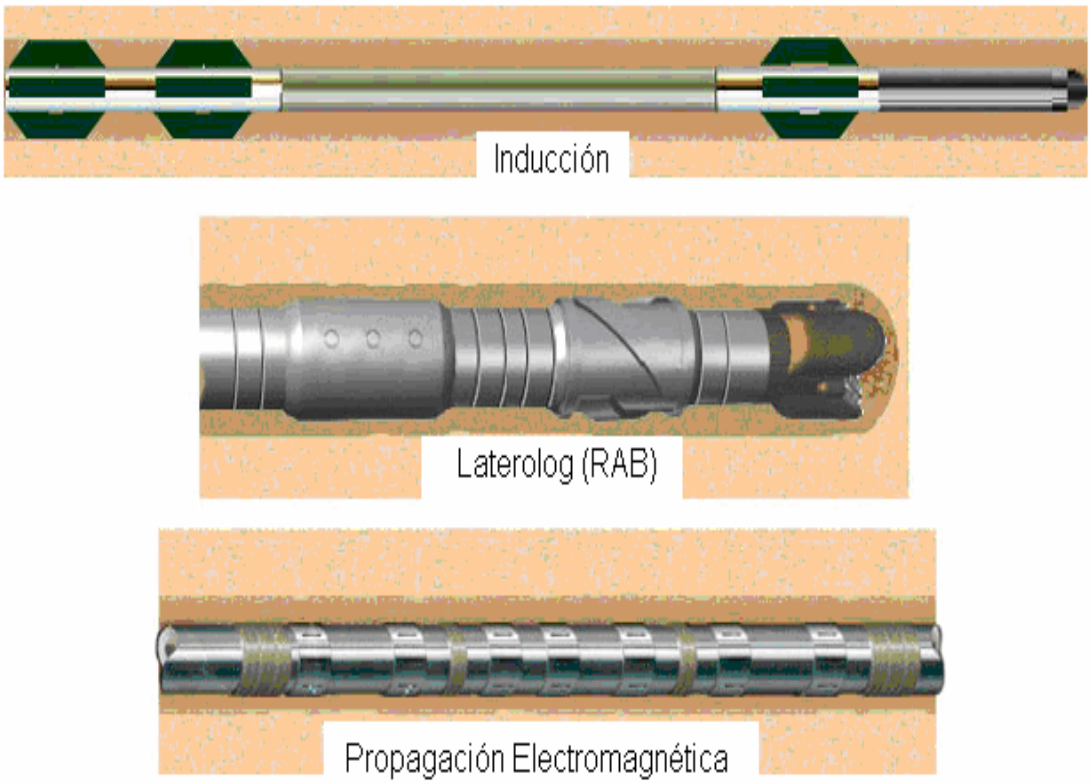


Figura 4.49 Tipos de Herramientas para Medir Resistividad

Teoría Laterlog.

Las herramientas laterolog hacen mediciones de resistividad usando la ley de Ohm. Una herramienta laterolog envía una corriente eléctrica dentro de la formación. La herramienta mide la corriente y el voltaje aplicado para producirla para determinar la resistencia de la formación a través de la cual ésta viaja. Un factor geométrico es aplicado a la resistencia para determinar la resistividad.

Ley de Ohm: V=RI
V= voltaje aplicado (V)
R=resistencia (Ω)
I=corriente (A)

Aplicación de voltaje.

Para generar la corriente aplicamos un potencial sobre la herramienta usando un trasmisor de bobina. Esta corriente crea un campo electromagnético alterno dentro del lastrabarrena.

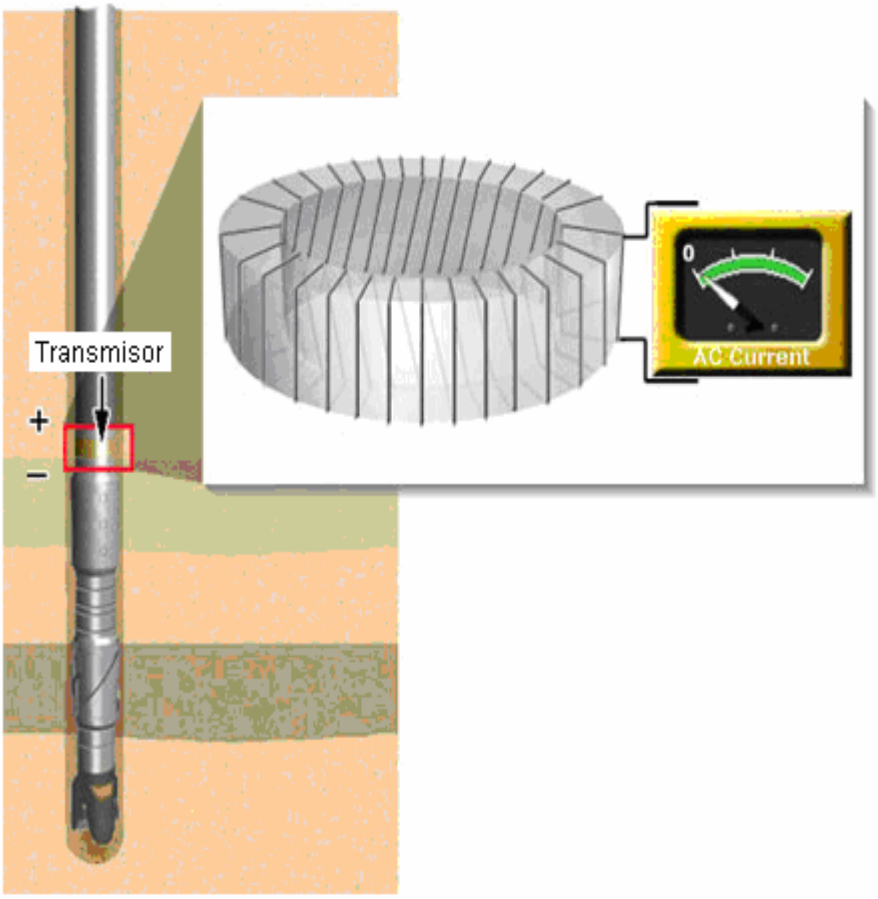


Figura 4.50 Transmisor y Aplicación de Corriente

Generación de corriente.

Si una línea conductiva, como es el fluido de perforación conductivo y la formación, une los dos lados del lastrabarrena, la diferencia de potencial causará una corriente eléctrica que fluye a través del lastrabarrena y la formación.

Medición de la corriente.

Las herramientas laterolog LWD hacen dos tipos de mediciones de resistividad. Un tipo usa la barrena como un electrodo para medir la resistividad de la formación alrededor de la barrena. El otro tipo usa electrodos en el lastrabarrena para medir la resistividad enfrente de la misma herramienta.

- Usando la barrena como un electrodo

  Para medir la resistividad en la barrena, colocamos un dispositivo de medición en el lastrabarrena cerca de la barrena. El dispositivo de medición es una bobina hecha alrededor de un núcleo. La barrena es usada como un electrodo.

Cuando la corriente pasa abajo del lastrabarrena a través de la bobina, este induce un voltaje y corriente en la bobina. La herramienta mide la corriente en la bobina. La corriente en la bobina es proporcional a la corriente a lo largo de toda la herramienta. El espiral mide el flujo de corriente a lo largo de los ejes de la herramienta.

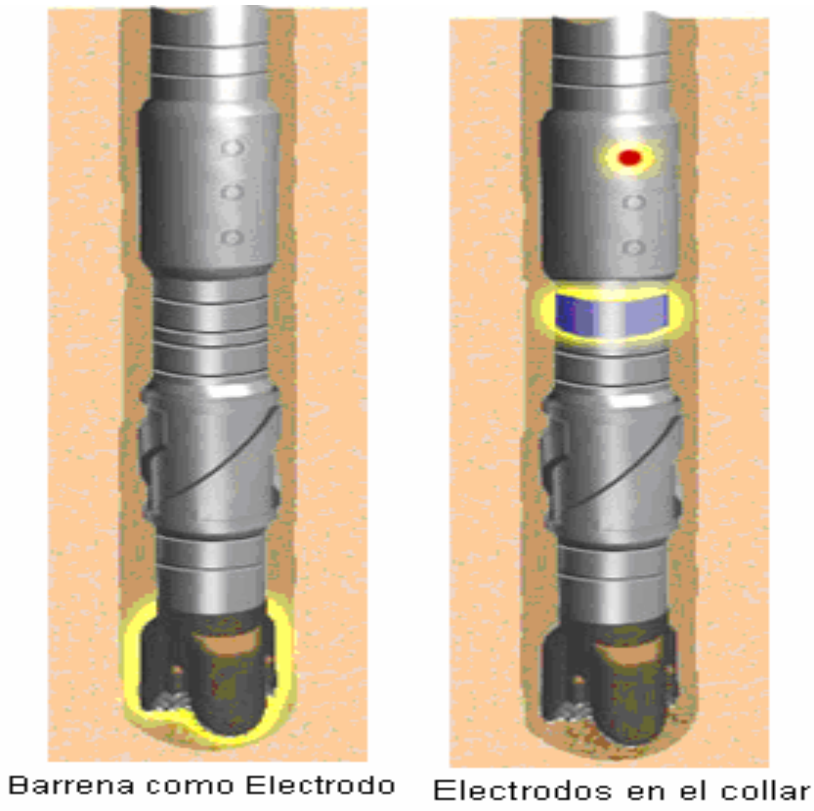


Figura 4.51 Ubicación de los Electrodos

Medición de la resistividad.

Si la barrena entra en una formación resistiva, más corriente saldrá arriba de la barrena y menos corriente saldrá de la barrena debajo de la bobina. Puesto que el voltaje permanece constante, el decremento de corriente significa un incremento de la resistividad cerca de la barrena.
Contrariamente, si la barrena entra a una formación conductiva, una inundación de corriente llegará a través de la bobina y saldrá a la zona conductiva. El incremento de la corriente significa un decremento en la resistividad cerca de la barrena.

Curso de la corriente y resolución vertical

En fluidos conductivos o base agua, la corriente saldrá de cualquier punto de la herramienta y la barrena. La corriente regresará a la herramienta por arriba del transmisor para cerrar el circuito. La resolución vertical es igual a pocas pulgadas por debajo del medidor y el tamaño de la barrena.

En fluidos resistivos o base aceite, el fluido trabaja como un aislador, entonces la corriente puede salir de la barrena, la cual está en estrecho contacto con la formación. La corriente regresa a la herramienta a través de algunos puntos de contacto entre la sarta de perforación y la formación. La resolución vertical es igual al tamaño de la barrena.

Medición de la resistividad con electrodos en el lastrabarrena.

Para obtener la medición más precisa de la resistividad, el objetivo es medir la corriente que sale de una sección pequeña de la herramienta. Para hacer esto, se colocan electrodos en el lastrabarrena.

Estos electrodos pueden tener diferentes formas. Por ejemplo, algunos de estos electrodos tienen formas de anillos que van alrededor de la herramienta y otros tienen la forma de botón sobre la superficie del lastrabarrena.

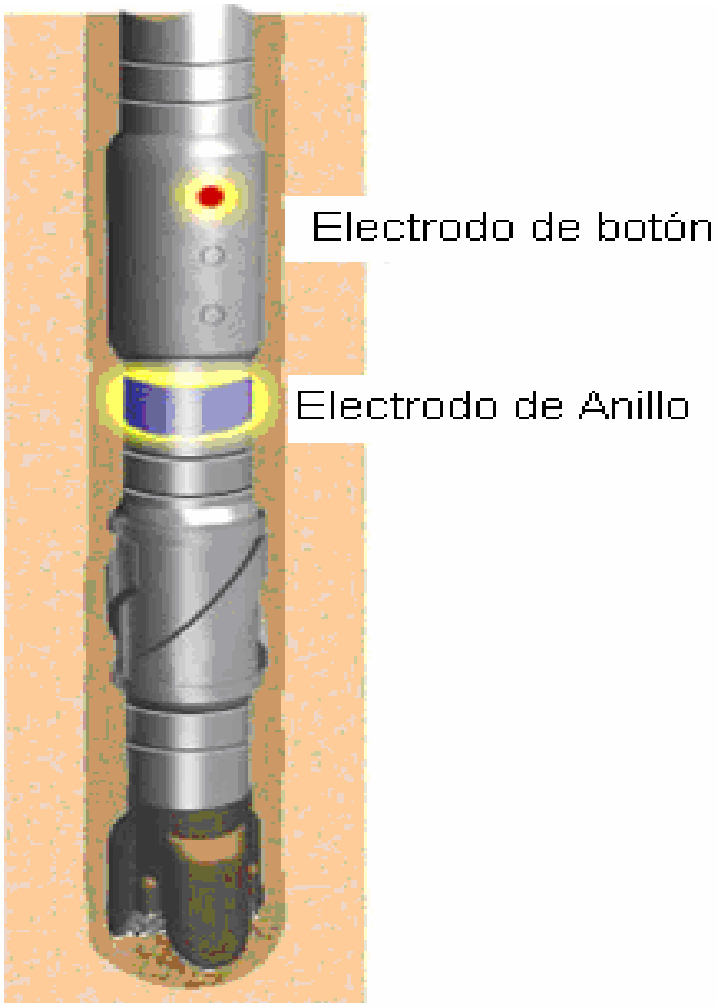


Figura 4.52 Ubicación y Tipo de los Electrodos

Potencial.

La herramienta monitorea la diferencia de potencial entre el lastrabarrena y el electrodo. Esto suministra una corriente al electrodo para mantener al electrodo y al lastrabarrena en el mismo potencial. Como resultado de esto, no existe algún disturbio en la corriente alrededor de la herramienta.

Medición de la corriente.

La herramienta mide la corriente aplicada al electrodo. Esta es la misma cantidad de corriente que sale del electrodo y va hacia la formación. La

cantidad de corriente es relacionada a la resistividad de la formación directamente delante del electrodo.

Si la formación es altamente resistiva, se reflejará menor corriente. Esto significa que será necesaria una menor corriente para mantener al electrodo en el mismo potencial que el collar.

Si la formación es conductiva, se reflejará mayor corriente. Esto significa que será necesaria más corriente para mantener al electrodo en el mismo potencial que el lastrabarrena.

Profundidad de investigación.

La corriente que sale directamente debajo del transmisor toma el camino más corto para regresar al lastrabarrena. Por ejemplo la herramienta RAB tiene tres electrodos de medición sobre un botón. El electrodo más cercano al transmisor tiene una profundidad de investigación de 1 pg. El electrodo de en medio tiene una profundidad de investigación de 3 pg. El electrodo más lejano del transmisor tiene una profundidad de investigación de 5 pg.

Medición de la resistividad.

El objetivo es tener la medición de la resistividad aparente en la herramienta (R_a) tan cercana a la resistividad de la zona invadida (R_t) como sea posible.

Ambiente ideal para Laterlog.

En general, el ambiente ideal para una herramienta laterolog es una formación que tiene al menos diez veces la resistividad del lodo. En este caso el lodo tendrá muy poca influencia en las mediciones de la herramienta.

$$R_t/R_m>10$$

Medición de la resistividad con herramientas de propagación electromagnética.

Hay dos herramientas LWD de propagación electromagnética: CDR (resistividad dual compensada) y ARC (resistividad compensada).

Teoría de la propagación electromagnética.

Las herramientas de propagación electromagnética emiten una onda electromagnética. Como la onda se mueve a través de la formación, esta es atenuada y retrasada. La herramienta mide el cambio de fase y atenuación. El cambio de fase y atenuación son transformados en dos mediciones independientes de resistividad.

Generación de la onda electromagnética.

Para generar la onda electromagnética, un suministro de energía genera corriente de 2 MHz y/o 400 Khz a través de las bobinas de una antena transmisora.

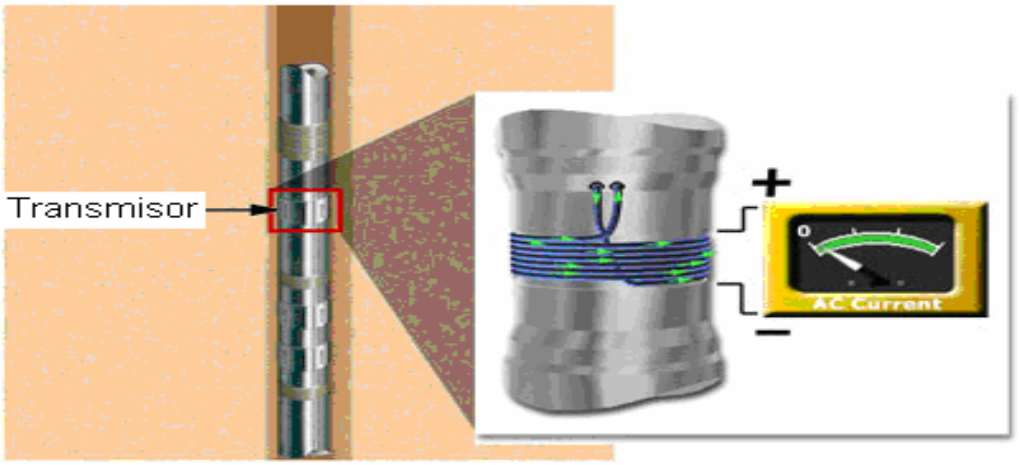


Figura 4.53 Transmisor Electromagnético

Camino de la onda electromagnética.

La corriente en el transmisor crea un campo magnético paralelo a la herramienta. El campo magnético induce un campo eléctrico perpendicular a la herramienta. El campo eléctrico consiste de círculos de corriente concéntricas a la herramienta.

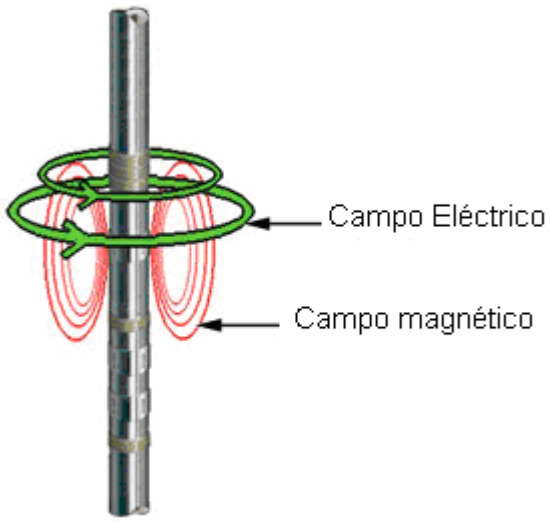


Figura 4.54 Campo Magnético

Medición de la onda electromagnética.

Se usan dos receptores para determinar el cambio de fase y atenuación de la onda. Los dos receptores son similares al transmisor. Están hechos de una bobina de cable alrededor de la herramienta. La onda electromagnética induce un voltaje en la bobina del receptor. Cada receptor mide la fase y amplitud del voltaje. Después la herramienta calcula el cambio de fase y atenuación entre dos receptores.

Cambio de fase.

Primero, la herramienta mide la fase absoluta del voltaje inducido en cada receptor relativo a algún punto arbitrario, pero estable. El punto arbitrario es la fase de la corriente en el transmisor.

Segundo, la herramienta determina el cambio de fase entre el segundo y el primer receptor.

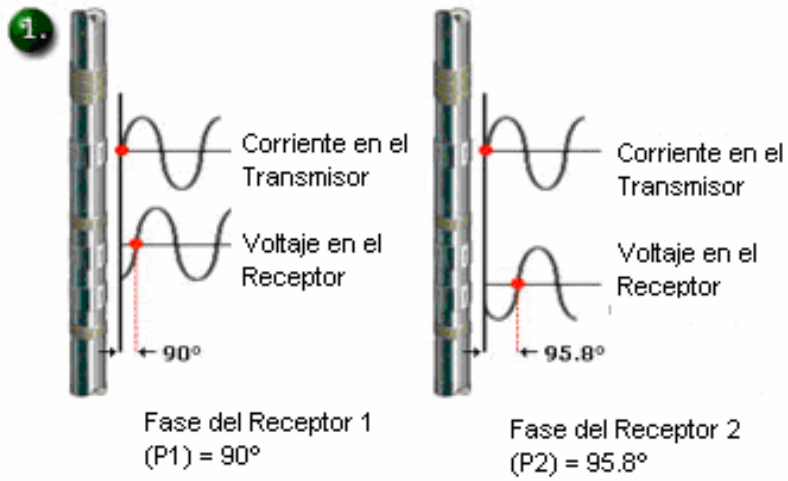


Figura 4.55 P1-P2 = Cambio de Fase entre los receptores [95.8°-90° = 5.8°]

Atenuación.

La herramienta mide la amplitud del voltaje en cada receptor. La relación de amplitudes en los receptores es convertida en una atenuación usando:

$$20\left(\log_{10}\left(\frac{A_1}{A_2}\right)\right) = atenuaciónd B$$

$$20\left(\log_{10}\left(\frac{10}{9.65}\right)\right) = 0.3094 dB$$

$A_1 - A_2$ = atenuación

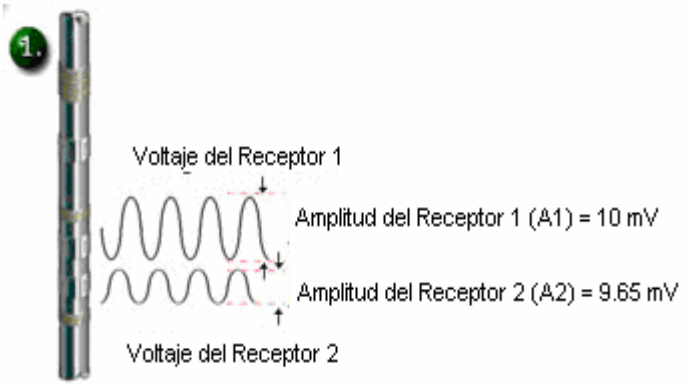


Figura 4.56 Atenuación

Determinación de la resistividad a partir de las mediciones.

El objetivo de medir el cambio de fase y atenuación de la onda electromagnética es relacionarlas a la resistividad de la formación. En realidad, el cambio de fase y atenuación son función de dos propiedades de la formación: resistividad y la constante dieléctrica.

La relación que se asume entre la constante dieléctrica y la resistividad resulta en una gran diferencia entre la resistividad real y la resistividad aparente en formaciones altamente resistivas.

En algunos casos la diferencia es tan grande que las mediciones no pueden ser utilizadas. Los rangos límites de operación de las herramientas son:

- Resistividad por cambio de fase: 0.2 – 200 ohms-m.
- Resistividad por atenuación: 0.2 – 50 ohms-m.

Si la herramienta encuentra una formación con resistividad por arriba de esos límites, las mediciones reaccionarán, pero los resultados no serán exactos.

Profundidad de investigación y resolución vertical.

Respuesta en 2 dimensiones.

Este diagrama representa la respuesta en dos dimensiones de mediciones de resistividad. A la izquierda está la respuesta de una medición por cambio de fase. A la derecha está la respuesta de una medición por atenuación.

Los colores indican la contribución de aquella parte de la formación a la medición. Las áreas oscuras contribuyen más a la medición.

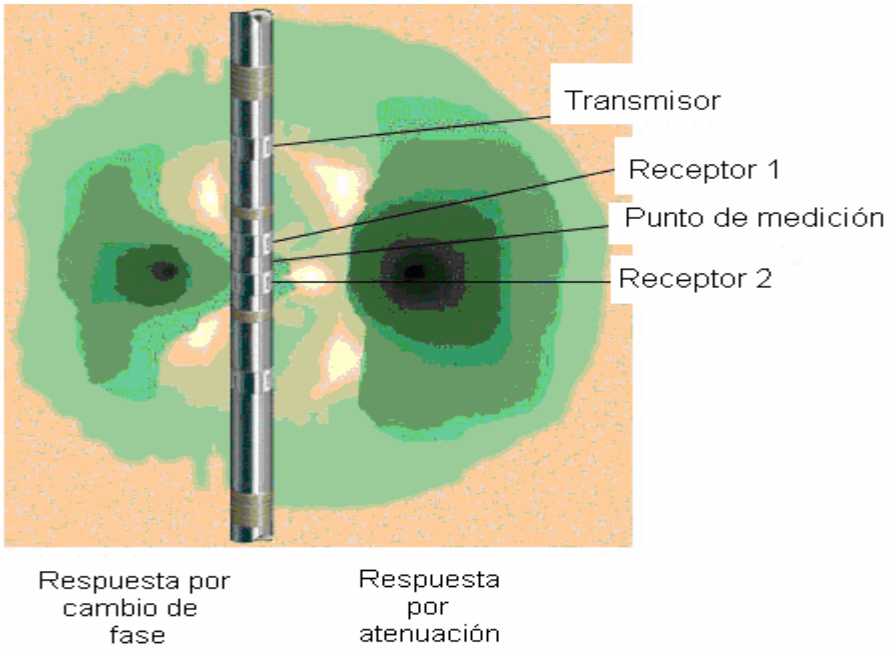


Figura 4.57 Respuesta en 2 Dimensiones

Respuesta en 3 dimensiones.

La respuesta en tres dimensiones es la medición del volumen de investigación. La medición por atenuación tiene mucho mayor volumen de investigación que la medición por cambio de fase. Se extiende más profundo dentro de la formación y a lo largo del eje de la herramienta.

En contraste, la medición por cambio de fase tiene un volumen de investigación poco profundo y estrecho.

Mediciones de resistividad aparente.

El objetivo de las herramientas de propagación electromagnética es tener la medición de la resistividad aparente en la herramienta (Ra) tan cercana a la resistividad de la zona no invadida (Rt) como sea posible.

Fluido de perforación y formación.

- Fluido de perforación resistivo / formación conductiva: Si el fluido de perforación y la zona lavada son resistivos (por ejemplo lodo base aceite) y la formación es conductiva, el lodo tendrá poca influencia sobre la medición de la herramienta.
- Fluido de perforación conductivo / formación resistiva: Si el fluido de perforación y la zona lavada son conductivos (por ejemplo lodo base agua) y la formación es resistiva, entonces el fluido de perforación tendrá una gran influencia en la medición de la herramienta.

Ambiente Ideal.

En general, el ambiente ideal para una herramienta de propagación electromagnética está en el fluido de perforación que tiene al menos diez veces la resistividad de la formación. En este caso el fluido de perforación tendrá muy poca influencia sobre la medición de la herramienta.

La herramienta puede ser usada en fluidos conductivos. En este caso, para remover la influencia del lodo de la medición, es necesario hacer correcciones por condiciones de agujero a la resistividad aparente usando un software determinado o usando cartas de corrección por condiciones de agujero.

Anisotropía.

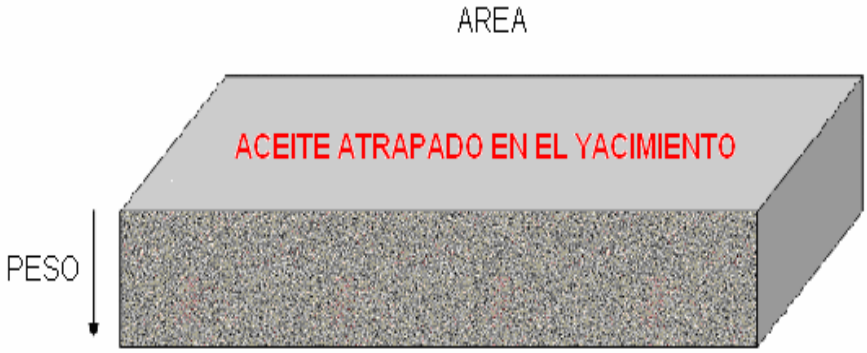
La anisotropía puede ocurrir por diferentes razones. La anisotropía sucede frecuentemente cuando la corriente del campo electromagnético pasa a través de una formación compuesta de láminas delgadas de materiales con diferentes resistividades.

Cuando la corriente pasa horizontalmente a través de la formación anisótropa, cada línea de corriente pasa a través de una capa o laminación de resistividad específica. Esto puede ser modelado como resistores en paralelo.

Cuando la corriente pasa verticalmente a través de la formación anisótropa, cada línea de corriente pasa a través de varias capas o laminaciones de resistividad específica. Esto puede ser modelado como resistores en serie.

4.8 Otras aplicaciones

- Revisiones en tiempo real.
  - Coloca la barrena en un mapa sísmico.
  - Predicción de la presión de poro.
  - Punto de selección de la tubería de revestimiento (Asentamiento de TR).
  - Predicción de la profundidad del objetivo.
  - Buena perforación sin la necesidad de agujero piloto.
- La sísmica observa más de 500 ft después del viaje de la barrena.
- Podemos conocer que tanto aceite tenemos en el yacimiento.



VOLUMEN DE ACEITE = PESO X AREA X POROSIDAD X SATURACION DE ACEITE

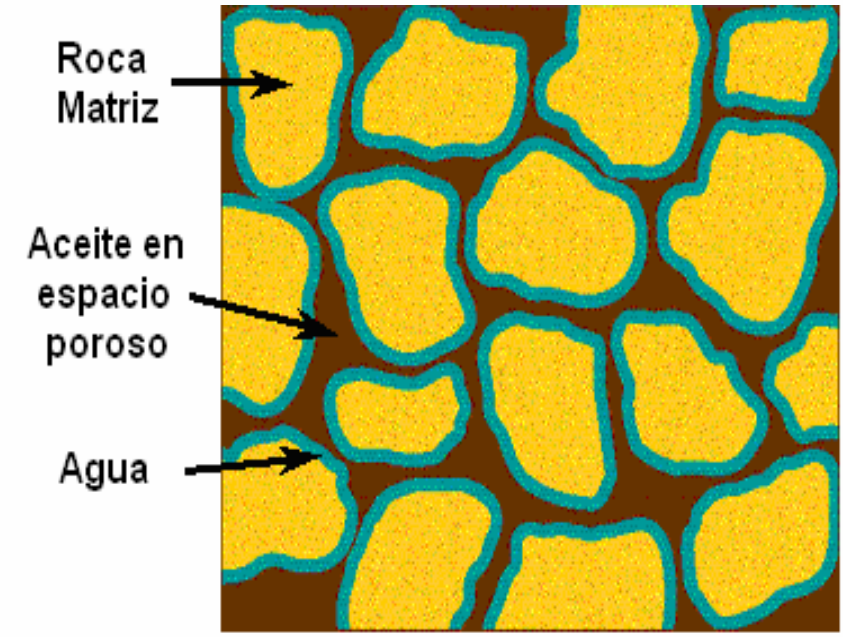


Figura 4.58 Volumen de Aceite en el Yacimiento

Saturaciones en un Yacimiento

La saturación de aceite (So) es calculada utilizando las ecuaciones:

$$So = 1 - Sw$$

$$Sw^n = \frac{a}{\phi^m} \times \frac{Rw}{Rt}$$ ECUACION DE ARCHIE

- Se puede medir la resistividad total (Rt) con una herramienta de resistividad
- Se pude obtener la resistividad del agua (Rw) de muestras de fluidos.
- Factores ambientales de LWD
  - Rotación
    - Los sensores están generalmente en rotación en pozos direccionales
    - Ocasionalmente, en orden de cambio de desviación o dirección de un pozo, las herramientas serán resbaladas debido al peso colocado en la sarta de perforación, mientras que la barrena es girada por un motor de fondo.
  - Centrado/Descentrado
    - A menos que una herramienta esté estabilizada, o corra entre estabilizadores, generalmente su posición no se puede predecir. Una herramienta completamente estabilizada puede ser también centrada o descentrada en el agujero en cualquier momento.
  - Forma del agujero
    - en ocasiones el agujero es circular, pero no es muy frecuente, y es irregular.
  - Tamaño del agujero
    - La evaluación de yacimientos necesita que existan pozos de 6 in a 12 ¼ in.
    - La eficiencia de la perforación necesita tamaños de agujero de 17 ½ in.
  - Inclinación del agujero
    - Cuanto más alto es el ángulo del agujero, mayor es la necesidad o el valor de LWD. Las técnicas de diseño y de interpretación de sus sensores deben poder explicar ese tipo de ambientes.
  - Tipo de fluido de perforación
    - Fluido base aceite, fluidos base aceite sintético y fluidos base agua
  - Invasión

- Algunas veces la invasión de filtrado es muy baja, aunque esta pequeña porción puede requerir detección y medición. Cabe aclarar que la invasión será no circular y que la migración por gravedad pudo haber ocurrido.

- Anisotropía
  - La anisotropía eléctrica es la mejor regla de la excepción. Los dispositivos de resistividad de LWD deben ser los adecuados para deliberar la resistividad horizontal y vertical en el pozo. Con estas mediciones se puede anticipar el potencial de anisotropía

CAPÍTULO 5

Comparaciones entre LWD y registros de cable

Introducción

Este capítulo está enfocado a hacer una comparación de los registros obtenidos en tiempo real con los convencionales de cable, encontraremos las diferencias en las mediciones, algunas ventajas y desventajas de ambos registros. También en esta sección se discutirá la aplicación del conjunto de datos producidos por esta herramienta (LWD) para la evaluación de:

- Litología y mineralogía
- Porosidad
- Saturación de fluidos

Al igual, se hace un conjunto similar de evaluaciones haciendo uso de registros de cable.

5.1 comparaciones entre los registros convencionales (Cable) y LWD parámetros que miden, diferencias existentes y el por que usarlos.

Profundidad.

En un registro de Cable, la profundidad es determinada midiendo la profundidad del cable. Hasta cierto punto el estiramiento del cable es considerado. La llamamos profundidad del Cable para distinguirla de la otra profundidad asociada generalmente a un pozo llamada profundidad de la sarta. La mayor parte de las mediciones de estas dos profundidades son raramente iguales. Sin embargo los registros LWD están presentados siempre en profundidad con la sarta. Eso significa que antes de correlacionar o comparar interpretaciones tenemos que cerciorarnos de que todos nuestros registros estén referidos a la misma profundidad. A menudo, pero no siempre, la profundidad que LWD registra, para emparejar la profundidad del Cable es elegir la profundidad del Cable con referencia. El proceso de emparejar la profundidad se hace rutinariamente en datos de Cable de diversas funciones o diversos sensores en la misma función. Para medir la profundidad de LWD se agregan dos sensores al montaje del aparejo: el codificador de los trabajos de rotación para medir ciertamente la rotación y el indicador de la carga del gancho para decirnos cuanto la tubería esta dentro del agujero. El codificador de los trabajos de rotación simplemente nos refiere al movimiento del gancho, utilizamos la información del sensor de la carga del gancho para decirnos cuando la tubería sé esta moviendo realmente, así que medimos, apenas el movimiento de los bloques. En la parte baja del Kelly comparamos nuestras medidas de profundidad con la cuenta de la sarta, y nos cercioramos en caso de que convenga o se justifique reajustamos a la punta de la sarta. Esto que ajustamos puede crear boquetes o traslapes en los datos en tiempo real.

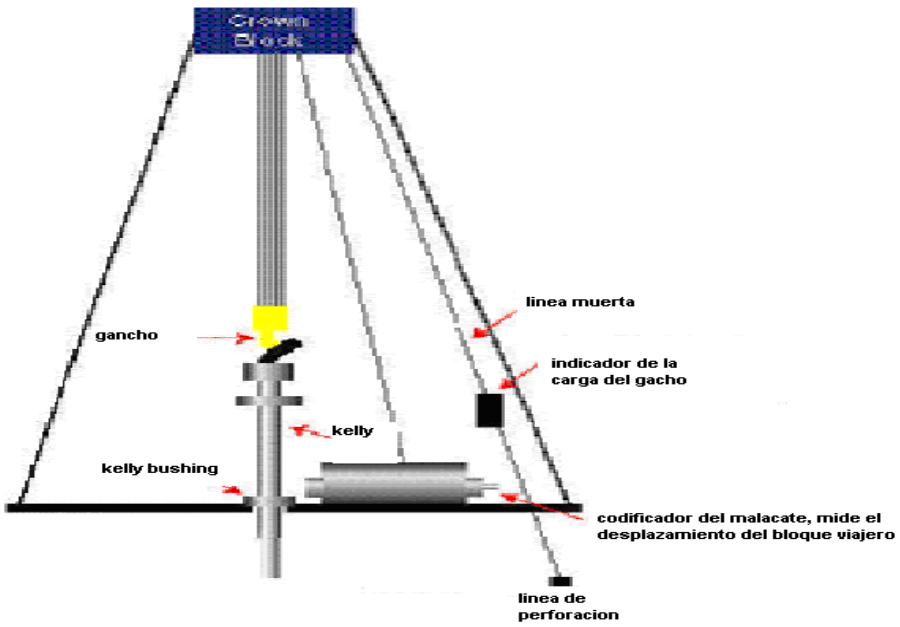


Figura 5.1 Mediciones Básicas de Profundidad.

Tiempo real vs memoria.

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

Índice de penetración.

Las herramientas de LWD realizan sus intervalos constantes de tiempo, no de profundidad. Esto es una diferencia significativa a los datos de Cable que muestran intervalos fijos de profundidad. Eso significa que cuando más rápidamente se perfora, los puntos fijos de profundidad se encuentran más separados. Por ejemplo si hacemos una medición de la densidad con ADN de 60 segundos y estamos perforando a 60 ft/hr, hacemos una medición de la densidad cada pie. Si la sarta perfora mas rápido nuestros puntos de referencia se mueven más lejos profundizando la separación, dando por resultado un registro más completo. En todos los registros de LWD se debe ver la marca a lo largo del borde de cada columna. Estas señales se ponen en la profundidad real donde la medida fue tomada. Mientras que se aumenta el avance de perforación, las señales se mueven más lejos y el dispositivo de avance disminuye y el movimiento de las señales se junta. Esto es esencial para interpretar correctamente los datos del registro si no cambia, aunque el carácter de avance puede ser mal interpretado como en los cambios en la formación. Porque los sensores en la secuencia de la herramienta (BHA) están en diversas profundidades, las marcas de la señal de profundidad aparecen con respecto a uno puesto que se ponen en la profundidad real del sensor. Un cambio en el dispositivo de protección de derrumbes afectara las diversas herramientas del Cable en el mismo funcionamiento en diversos puntos de la profundidad.

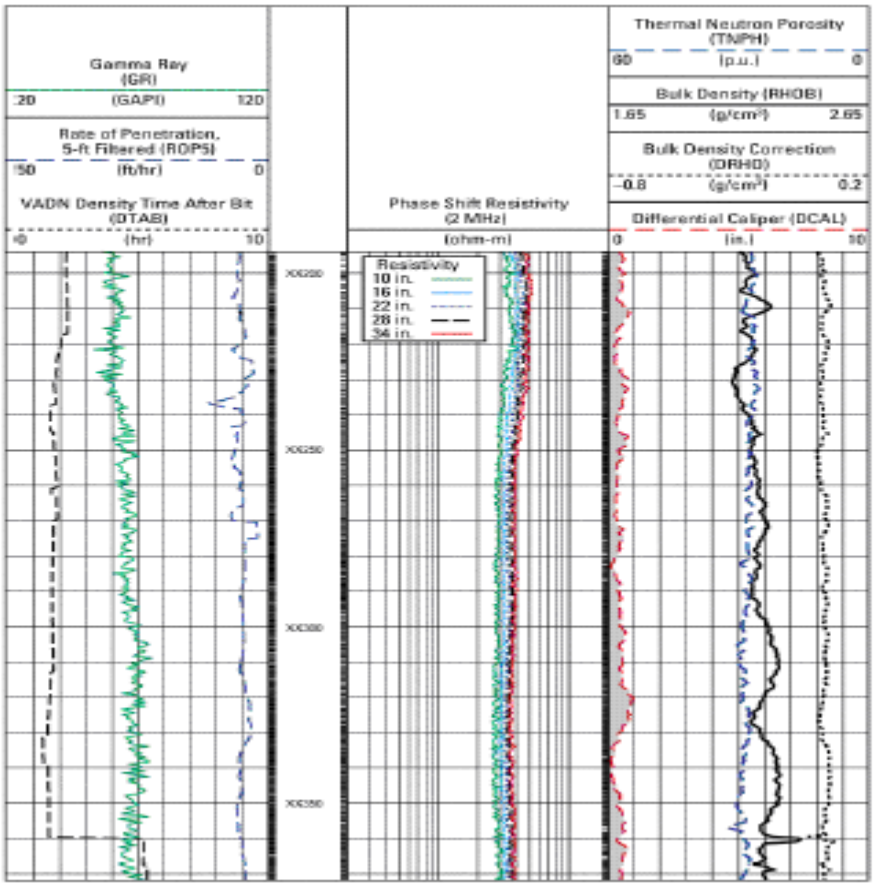


Figura 5.2Registro de LWD con marcas y señales de ROP/TAB

Tiempo en 4 dimensiones.

Los registros son una forma de guardar todo lo sucedido inmediatamente, en el sentido de que cada medición que hacemos de la formación se tiene en diversos lapsos. Con los registros de Cable se registra rápidamente en un lapso largo después de la perforación del pozo. En el mundo de LWD el tiempo puede convertirse en un factor significativo en la interpretación de datos del registro. Puesto que estamos midiendo la formación a corto plazo después de que se perforó, realmente muchos cambios ocurren con la perforación pero no han tenido ocasión de suceder todavía. Esto es un punto a favor, puesto que las herramientas tienen la oportunidad de leer las características verdaderas de la formación, sin ser afectadas por las situaciones tales como derrumbes de la perforación, la alteración de las arcillas y particularmente la invasión.

Tiempo después de la barrena (TAB).

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

barrena habrá tenido considerablemente horas de invasión. Esto se manifiesta en un perfil mucho mayor como la invasión, o en un registro de resistividad.

Invasión.

Una gran cantidad de tiempo y de esfuerzo se invierte en diseñar herramientas de registros para superar efectos de la invasión de líquidos filtrados. Y si no podemos superarlos hacemos lo posible por cuantificarlos mejor, cualquier cosa que podamos hacer para eliminarlos o reducir los efectos de la invasión son noticias generalmente buenas para las interpretaciones de los registros. Aquí es donde las mediciones de LWD tienen una ventaja distinta sobre sus equivalentes en Cable, puesto que podemos hacer las mediciones de la formación tan pronto después de perforar, hay a menudo poco o nada de invasión y podemos medir casi directamente la formación no invadida. También las herramientas LWD leen generalmente mucho menos profundo que las herramientas de Cable. Por ejemplo las herramientas nucleares ven la formación invadida y por lo tanto la herramienta de Cable generalmente está leyendo una formación con los espacios porosos parcialmente llenos del filtrado de lodo. Las herramientas de LWD por otra parte leerán a menudo virtualmente la formación no invadida. En una zona de hidrocarburos ligeros o gas esto puede ser una diferencia significativa. Los dos registros, funcionan en la misma formación y por lo tanto la cantidad de invasión es registrada. Los registros de Cable muestran mucho menos porque no ven el gas como lo hacen los registros de LWD.

Tiempo de llegada.

Las herramientas rotatorias, los efectos de ángulo, los picos de polarización y las respuestas horizontales son algunos de los otros efectos que hacen que registros Cable y los registros de LWD se diferencien.

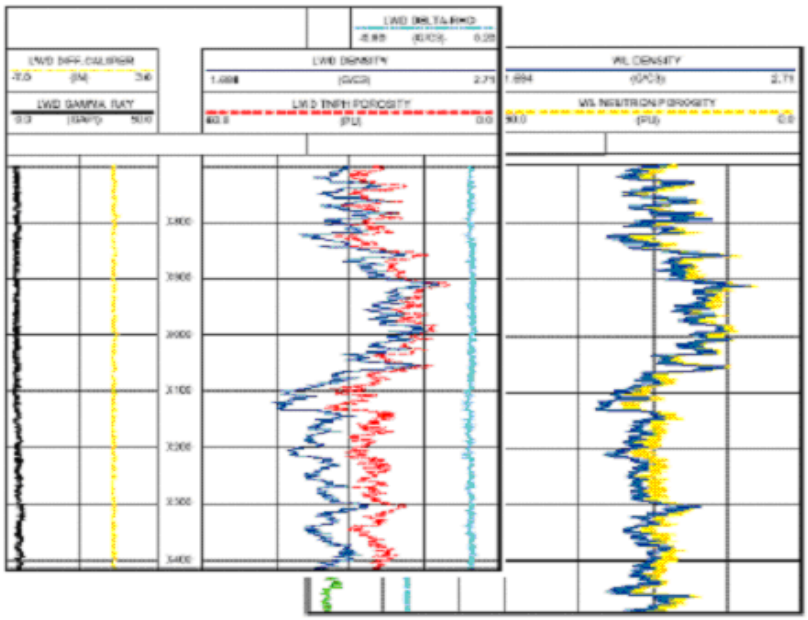


Figura 5.3 Registros Nucleares de LWD y Cable en Yacimiento de Gas

Rotación.

Las revoluciones por minuto es un término que la mayoría de la gente no asocia a las herramientas de Cable. Excepto cuando se está observando FMI, ya que al hacer girar el esfuerzo de torsión el cable mientras se dispara. Por otra parte con LWD preferimos las herramientas que rotan mientras que estamos registrando, eso nos da ventaja sobre los registros Cable.

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

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

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

Existen dos tipos de herramientas que entran en esta categoría: las herramientas resistivas Laterolog (RAB, GVR) y las herramientas de densidad (ADN, VDN). Podemos registrar una imagen de la formación en términos resistivos (Cable FMI) o en términos de densidad (no existe en Cable). La imagen mostrada en la siguiente figura es una imagen de densidad de la formación adquirida por la herramienta ADN. Puesto que estas son imágenes orientadas, podemos capturar la inmersión estructural de la formación que ellos muestran.

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

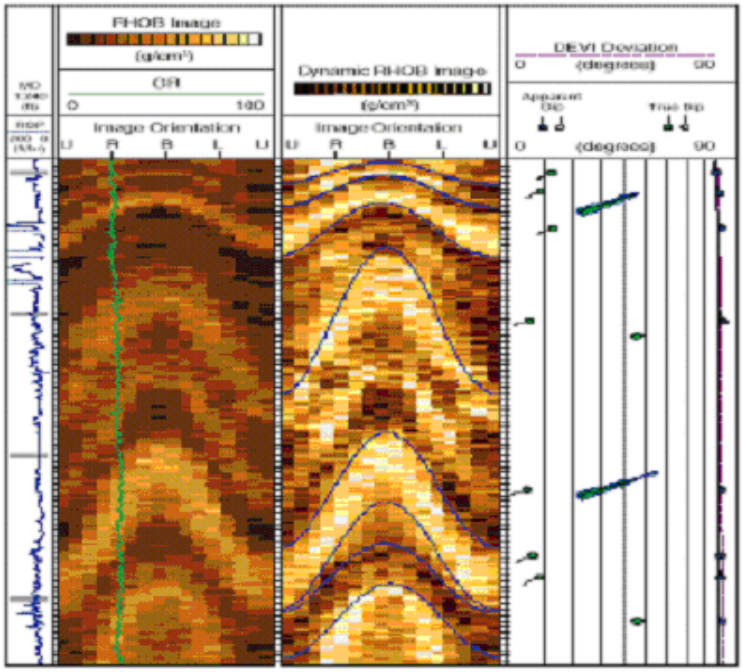


Figura 5.4 imágenes y Profundidades de Densidad de ADN

Picos en los registros LWD.

Los picos de los que se habla aquí son de polarizacion. Aquí hablamos de registros resistivos y principalmente los de propagación. Con Cable, podemos medir resistividad de la formación usando diversos métodos: Laterolog e Inducción. En vez de utilizar la inducción en LWD utilizamos la propagación, debido a la física de las mediciones de las frecuencias utilizadas. (2MHz a 400 KHz). Podemos pensar en las herramientas de propagación como similares en principio a las herramientas de inducción ya que trabajan bien en ambientes similares, fluidos de perforación de baja conductividad y formaciones con altas conductividades. Las herramientas de propagación proporcionan dos tipos de medición de resistividad: el desplazamiento de fase de la resistividad y atenuación de la resistividad.

Puestas simplemente, son valores derivados de las mediciones del desfase y la atenuación de ondas electromagnéticas difundidos por la herramienta cuando viajan en la formación. Cuando la herramienta pasa a traves de un limite de formación se sumerge donde hay un contraste significativo de la resistividad (de una arcilla de baja resistividad a una de alta resistividad) la respuesta de la resistividad del desfase muestra una respuesta evidente de alta resistividad, eso es un pico.

El pico es causado por una acumulación de la carga a lo largo del limite debido a la discontinuidad del campo eléctrico en el limite, el pico es un indicador de limites, sin embargo el valor de la curva de la resistividad en el pico no es la resistividad verdadera de la formación.

El tamaño del pico es, sin embargo, una función del contraste de la resistividad de las 2 formaciones. El tamaño del pico es también función del ángulo relativo entre el pozo y la formación, así como el valor absoluto de la resistividad de las

formaciones. Los picos también se pueden encontrar en registros de inducción de Cable y alto ángulo en la formación.

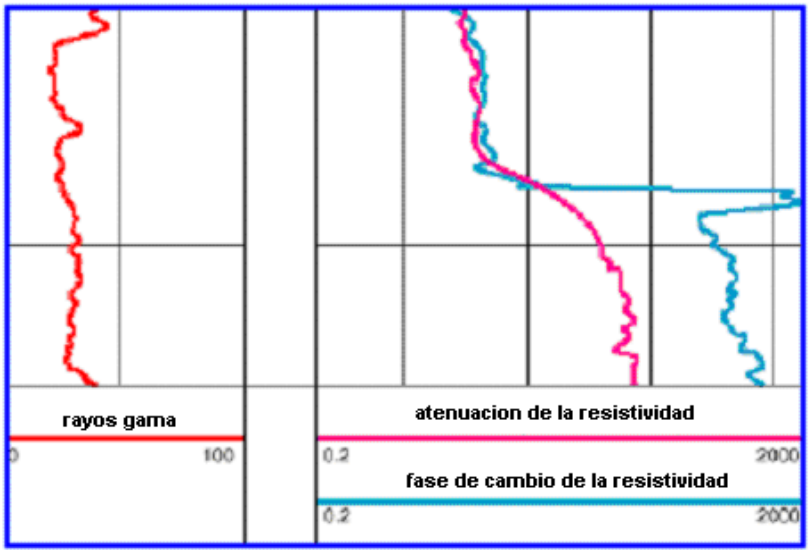


Figura 5.5 Ejemplo de Registros que Muestran el Pico de Polarización

Anisotropía.

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

Debido al hecho de que las formaciones se depositan en capas, es poco frecuente que las características de la formación sean diferentes en dirección horizontal que en la vertical. La permeabilidad y la resistividad demuestran este fenómeno y son de hecho relacionadas. Generalmente se considera que las herramientas (LWD y Cable) son afectadas hasta cierto punto por la resistividad de la anisotropía. Observe la figura de arriba.

Se demuestra que la resistividad para Cable y las herramientas de resistividad de LWD varían en función de la inclinación (en función del ángulo relativo entre el pozo y la formación). Por ejemplo una herramienta de inducción de Cable leerá cerca de 3 veces la resistividad verdadera en dirección horizontal, mientras que el desplazamiento de la fase de LWD puede leer cerca de 30 veces la resistividad verdadera en la misma situación.

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

La figura siguiente ilustra como una herramienta de tipo inductiva puede responder a una formación anisotrópica. Cuando el pozo es vertical, los datos actuales (por diseño son perpendiculares a la herramienta) son paralelos a las capas de la formación y responden con eficacia a la resistividad horizontal. Es

esta resistividad horizontal a la que nos referimos generalmente se le conoce como resistividad verdadera Rt.

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

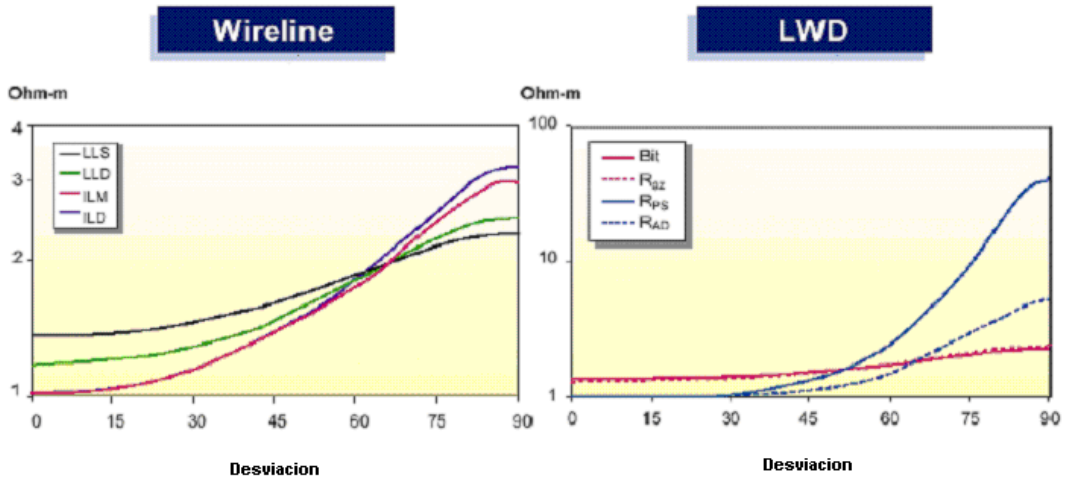


Figura 5.6 Efectos de la Anisotropía en Mediciones de Resistividad en Cable y LWD

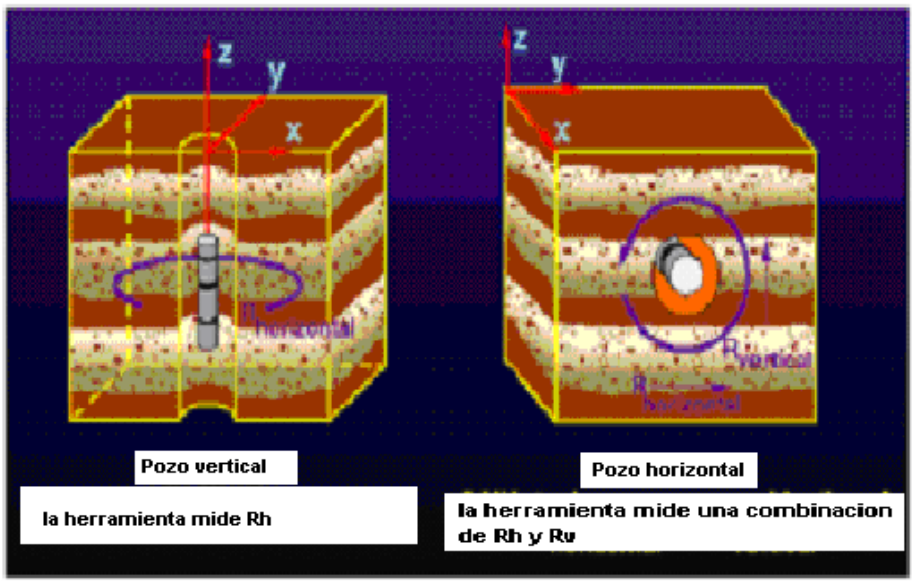


Figura 5.7 Efectos de la Anisotropía en Herramientas Resistivas

Altos ángulos, efectos grandes.

Los efectos tales como polarización y anisotropía son más pronunciados cuando el ángulo del pozo aumenta y son más grandes en pozos horizontales. Puesto que los pozos horizontales se registran a menudo usando LWD, podemos esperar cada vez más ejemplos de los registros que muestran estos efectos, es bueno saber que esperar de antemano. No olvidemos sin embargo, que las herramientas de Cable también exhiben cambios en respuesta al

aumento del ángulo en el pozo. Nos estamos refiriendo al ángulo relativo entre el pozo y la perforación.

¿Por qué los datos de LWD y Cable pueden ser diferentes?

Típicamente, el cliente de registros usa LWD, y algunas veces, el cliente correrá cable en el mismo trabajo para proveer otras mediciones que no provee la herramienta LWD. Ambos servicios tienen algunas limitaciones. Es importante entender esas limitaciones y como pueden afectar la calidad de los datos.

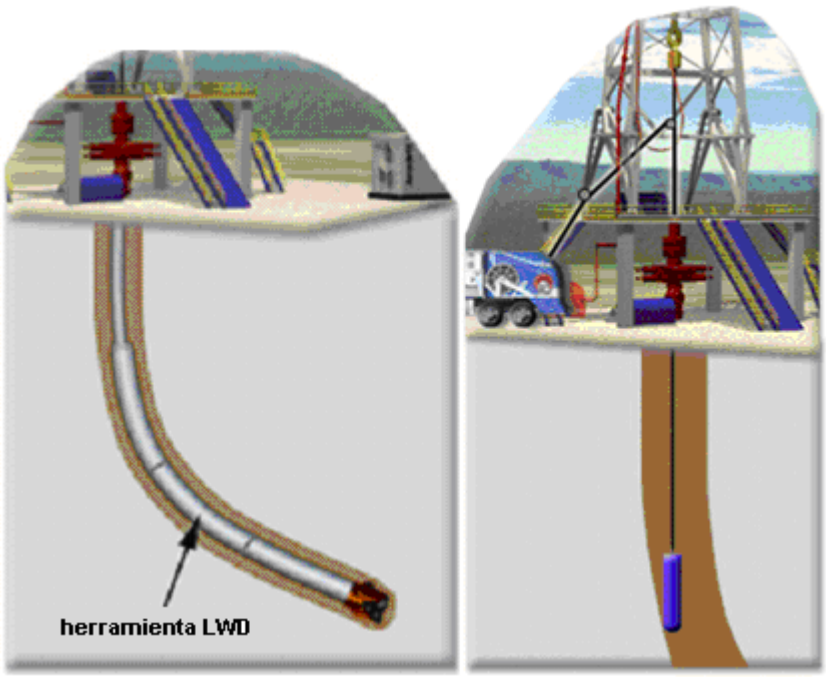


Figura 5.8 Visualización de las Herramientas

5.2 Ventajas de LWD.

LWD tiene ciertas ventajas porque es parte de la sarta de perforación. Algunas ventajas son: datos en tiempo real, registros en pozos horizontales, poco tiempo después de la barrena.

Datos en tiempo real.

La perforación puede ser una inversión muy cara para el cliente, particularmente en pozos costa fuera. Con LWD, los datos en tiempo real son adquiridos y pueden tomarse decisiones durante la perforación. Esto ahorra tiempo y dinero.

Registros en pozos horizontales.

Hoy en día, los pozos son altamente desviados, por lo tanto es importante estar de acuerdo con los registros en pozos horizontales.

LWD	CABLE
Debido a que la herramienta LWD es parte de la sarta de perforación, puede tomar registros fácilmente en pozos horizontales.	Cable tiene dificultad de tomar registros en pozos horizontales. Para hacer esto la herramienta de cable es unida a la tubería de perforación y llevada abajo. Después, el cable viaja a lo largo de la tubería de perforación. Este es tiempo que se consume en un proceso difícil.

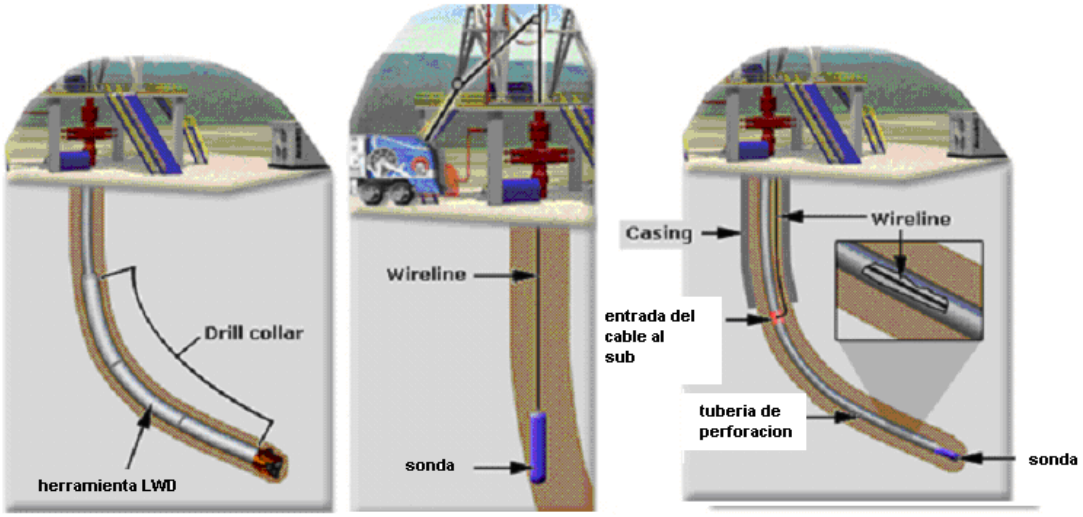
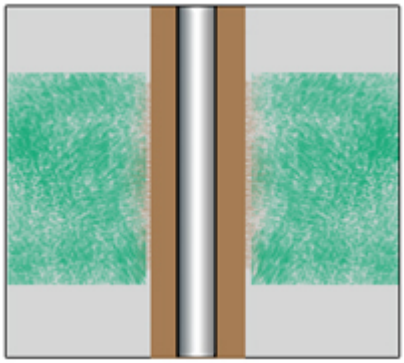
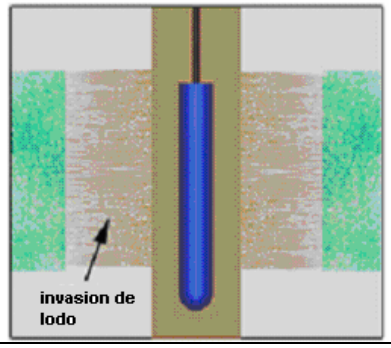


Figura 5.9 Registros en Pozos Horizontales

Poco tiempo después de la barrena.

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

LWD	CABLE
Debido a la colocación de las herramientas LWD, el tiempo después de la barrena es corto y las mediciones son afectadas muy poco por la invasión de lodo. 	Las herramientas cable hacen mediciones en diferentes horas o días después de que la perforación ha sido detenida. El tiempo después de que se ha introducido la barrena es mucho mayor y puede ocurrir una invasión del fluido. Por lo tanto las mediciones pueden resultar severamente afectadas. 

5.3 Ventajas de Cable.

El cliente usara cable porque puede ofrecer mediciones que la herramienta LWD no tiene. La calidad de los datos producidos por la herramienta de cable es alta debido al siguiente control: medición de la profundidad, velocidad de registro, transmisión de datos de alta densidad, poder, ambiente operacional.

Profundidad de Medición.

La profundidad es una medición muy importante en los registros. Todos los registros de medición son solo validos si son colocados en la profundidad correcta. Cable puede medir la profundidad directamente.

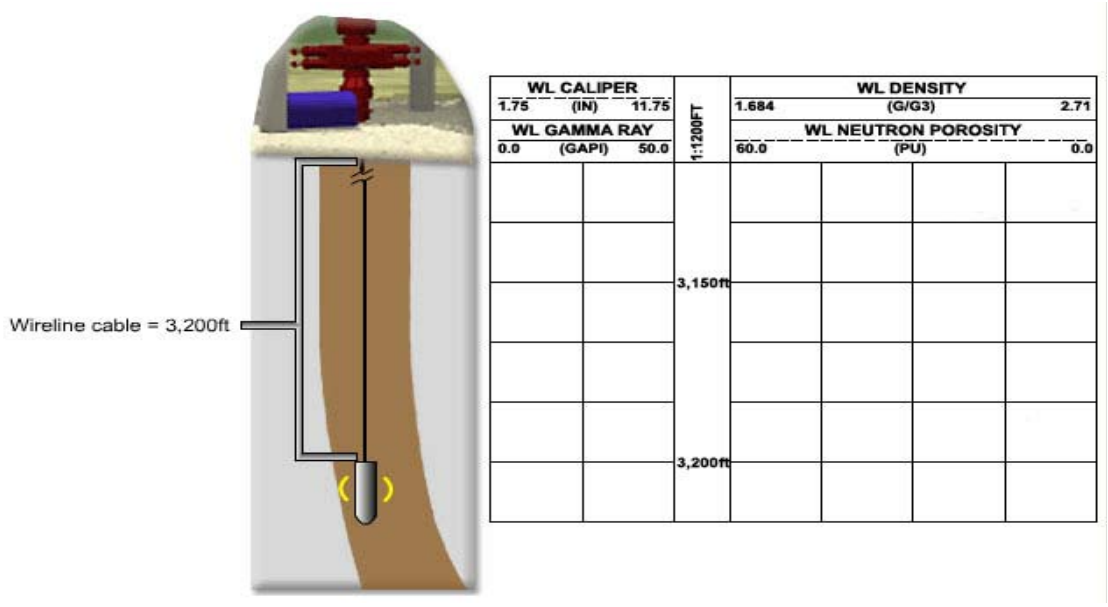


Figura 5.10 Profundidad de Medición

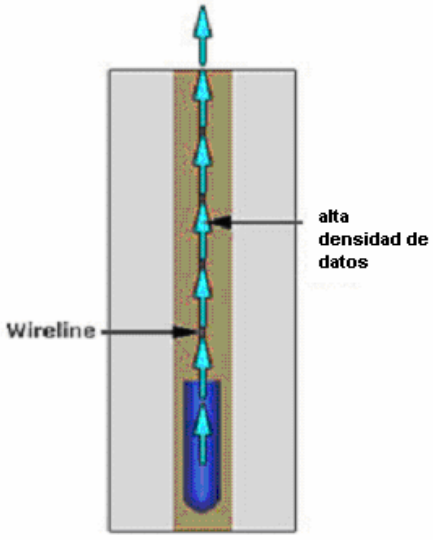
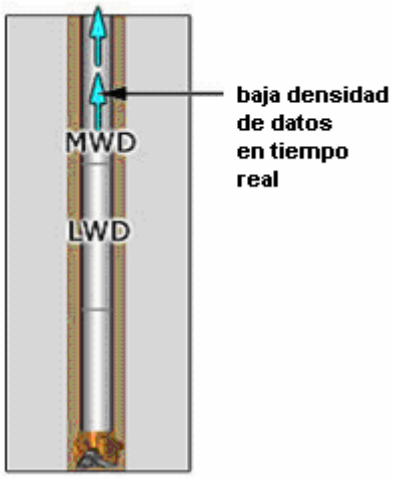
Velocidad del registro.

La velocidad de registro es el rango en el cual la herramienta se mueve a través del agujero mientras se hacen las grabaciones de la medición. Si se tiene un registro con una velocidad rápida, mientras que los datos son grabados lentamente, la densidad de los datos será baja. Para tener alta densidad en los datos, se necesita tener el registro y las grabaciones de la medición en el rango correspondiente.

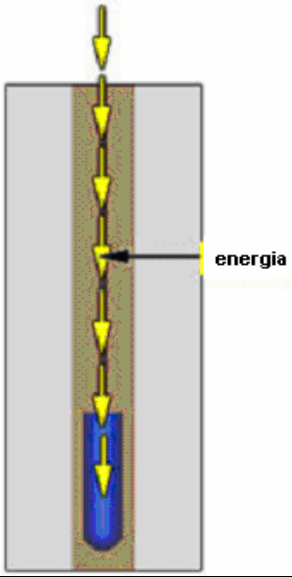
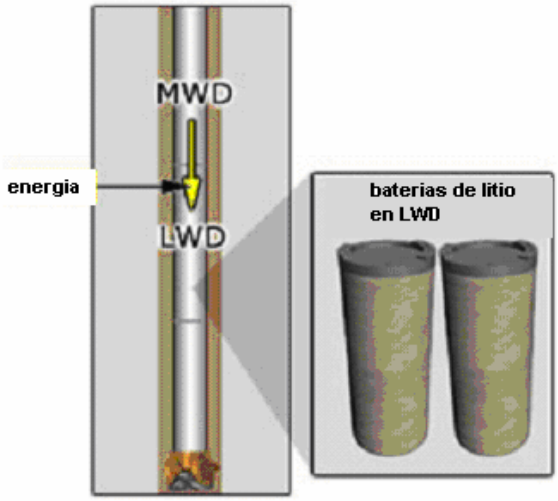
CABLE	LWD
Cable puede grabar datos tan rápido como vaya tomando las mediciones sin el riesgo de correrlos fuera de memoria mientras se mantiene una alta densidad en los datos.	LWD puede grabar datos tan rápido como la velocidad del registro. Sin embargo, la velocidad del registro está limitada por el tamaño de la memoria de la herramienta

Alta densidad en la transmisión de datos.

Algunos métodos de telemetría pueden transmitir más datos que otros.

CABLE	LWD
Cable transmite alta densidad de datos directamente a través del cable eléctrico. 	La herramienta MWD transmite datos a LWD. Los datos de densidad de MWD en tiempo real son menores que los datos de cable. 

Energía.

CABLE	LWD
Las herramientas de cable se abastecen de energía eléctrica a través de un cable. Si la herramienta pierde energía puede ser fácilmente detectado antes de que se puedan perder los datos. 	La energía perdida puede ser un gran problema con la herramienta LWD. Para prevenir la perdida de datos, la vida de la batería de litio debe ser determinada exactamente antes de que comience la perforación. 

Ambiente operacional.

El ambiente operacional puede afectar a la herramienta y la calidad de los datos.

CABLE	LWD
Cable tiene un ambiente operacional fácil debido a que la perforación ha sido detenida.	Las herramientas LWD operan en difíciles condiciones de perforación. Las severas condiciones pueden dañar fácilmente la herramienta. Esto también puede afectar la transmisión de datos en tiempo real.

5.4 Comparación de registros de las Herramientas LWD y Cable.

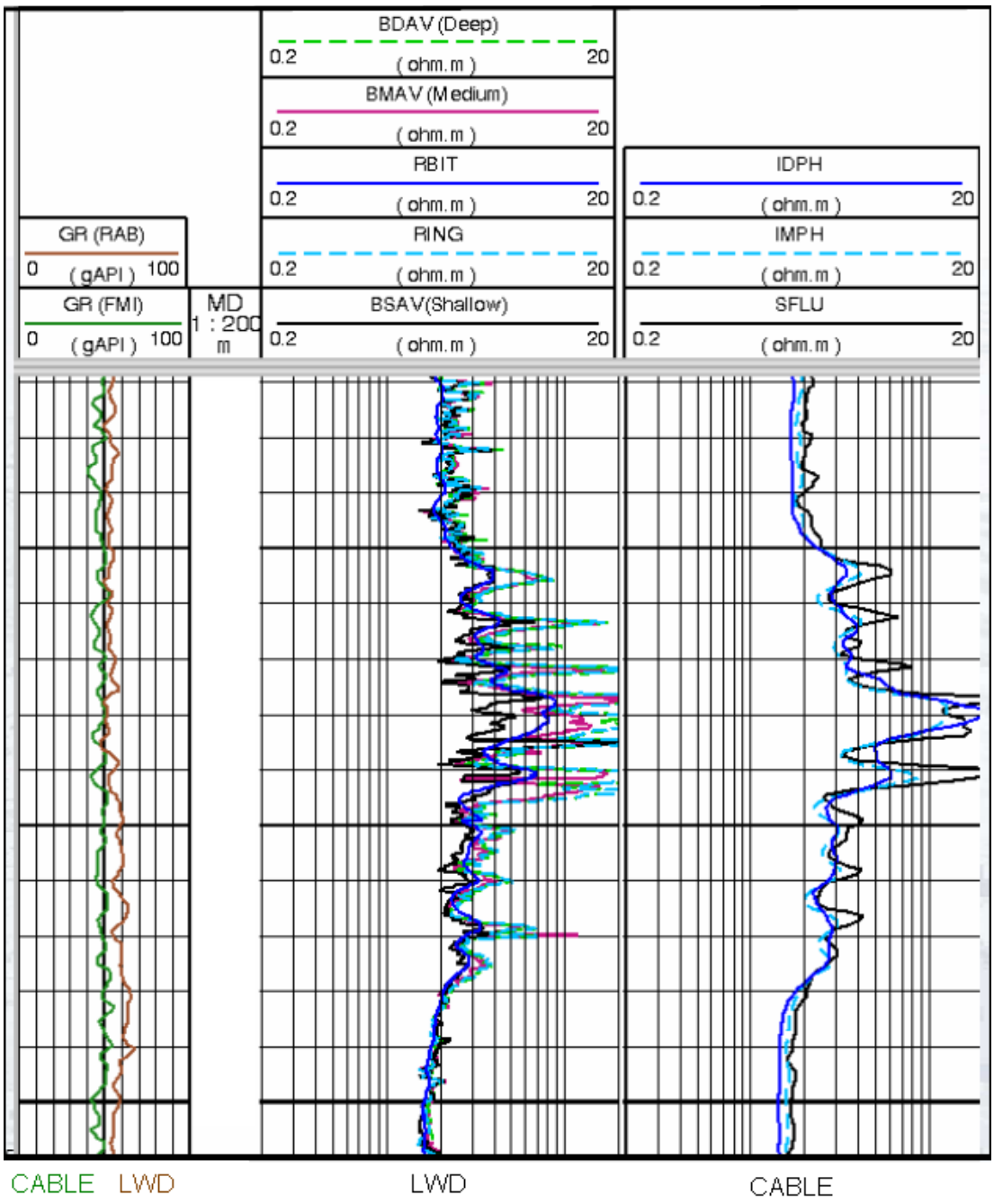


Figura 5.11 Comparación de Registros Resistivos

En la figura anterior podemos observar la comparación de los registros tomados por la tecnología de Cable y LWD (Rayos Gama, Resistividad). Podemos observar que las curvas de resistividad son muy similares y sus variaciones pueden estar ocasionadas por la invasión de fluido de perforación. Las variaciones encontradas entre las curvas de rayos gama pueden estar ocasionadas debido al tiempo entre las tomas de registros ocasionadas por el filtrado de lodo muy arcilloso.

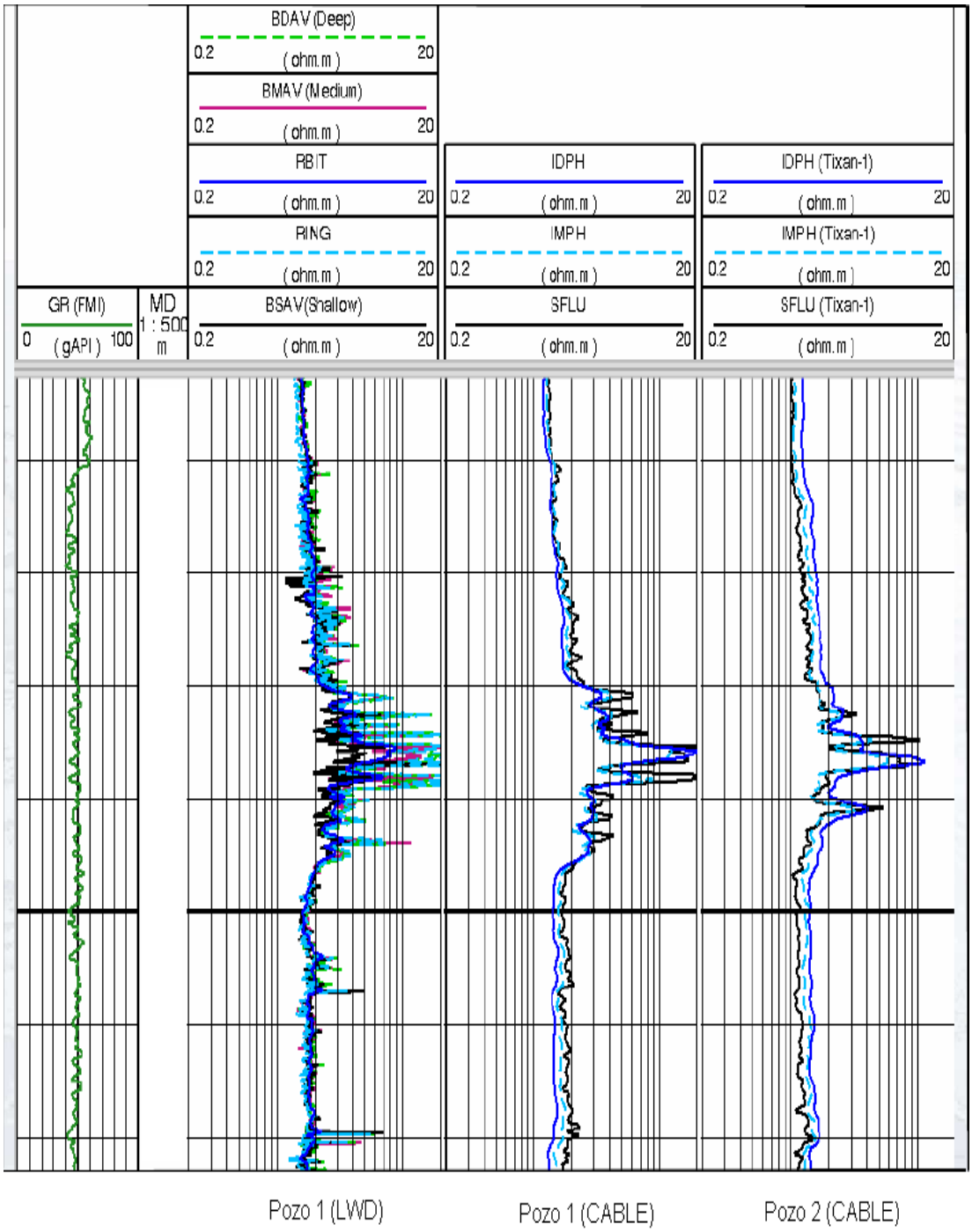


Figura 5.12 Correlación del Pozo 2 Basado en los registros del Pozo 1

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

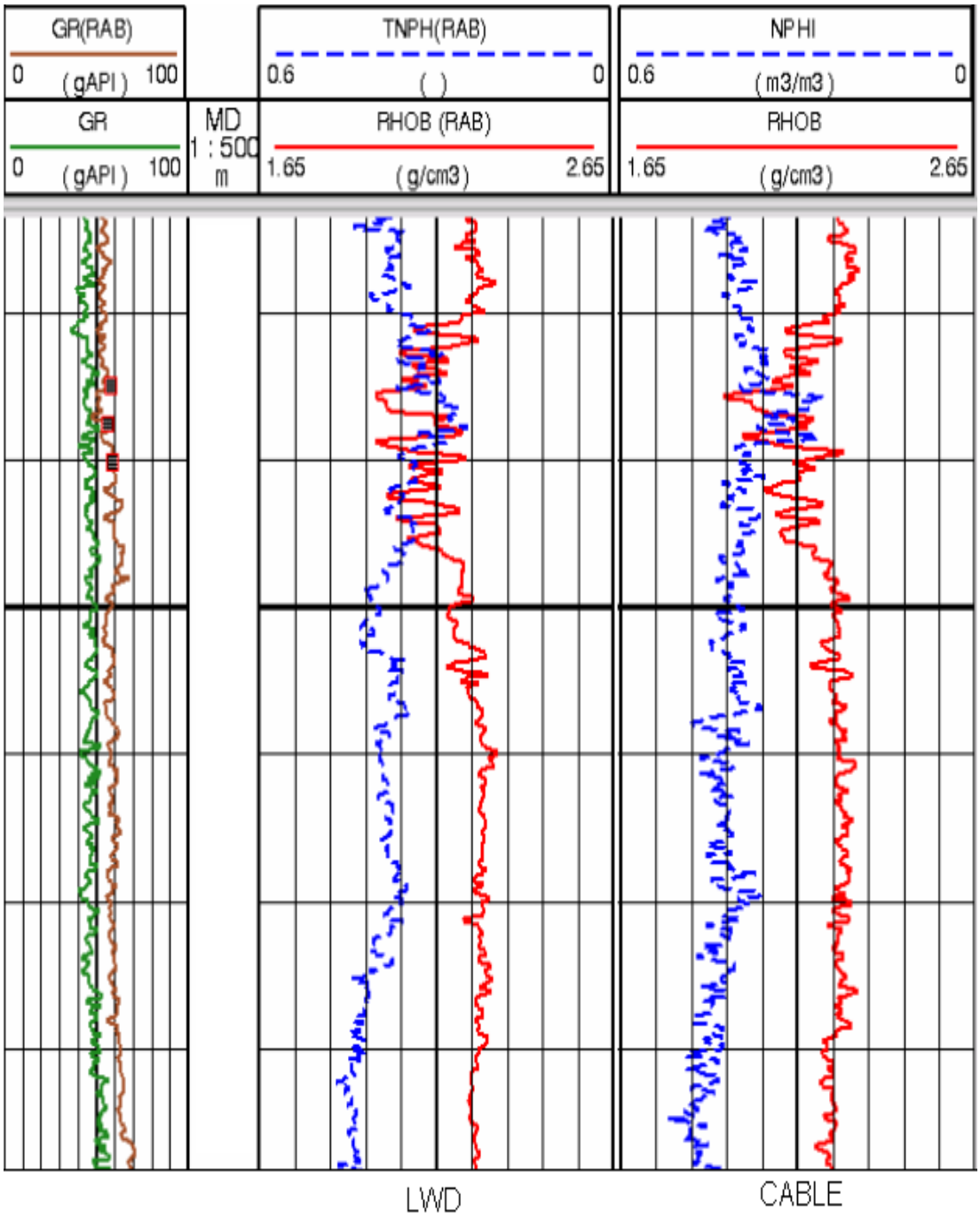


Figura 5.13 Comparaciòn de Registros de Porosidad Densidad

La figura anterior muestra registros de rayos gama y porosidad-densidad, de los cuales podemos observar separación en las curvas de rayo gama por la presencia de arcillas en el fluido y a su deposición en el transcurso de la toma del registro de cable. En las curvas de porosidad-densidad podemos ver que son similares, pero que sin embargo existe un desfasamiento posiblemente por la invasión del lodo lo cual aumentaría la densidad y disminuiría la porosidad.

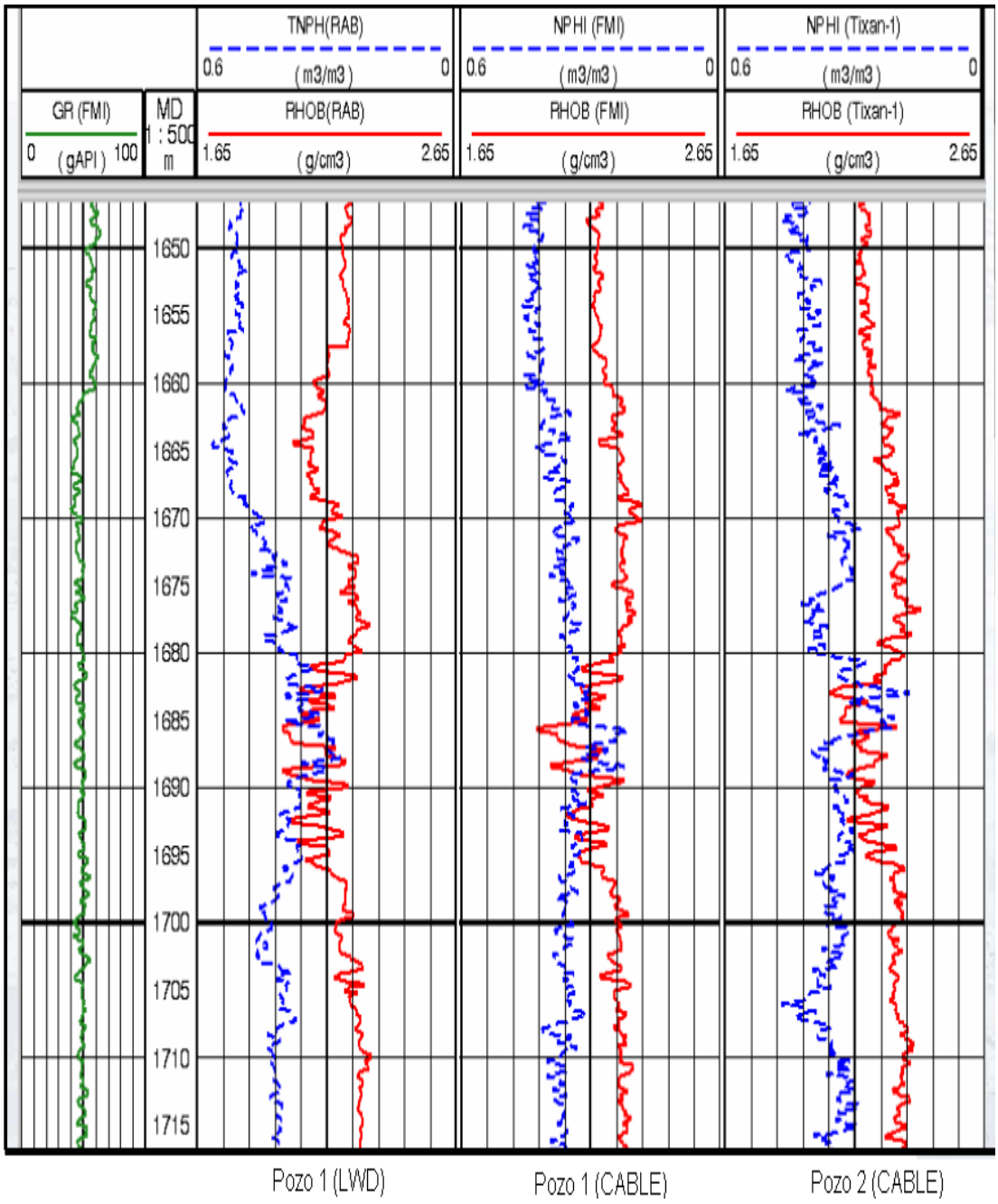


Figura 5.14 Correlación del Pozo 2 Basados en los Registros del Pozo 1

En la imagen se muestran registros de porosidad-densidad de dos pozos diferentes pero cercanos, el primer pozo tiene registros con las dos tecnologías (LWD y CABLE) el pozo 2 tiene registro solamente de una (CABLE). Aquí se utilizaron los registros del pozo 1 para correlacionar el pozo 2 y ubicar alguna zona de interés donde la porosidad aumente.

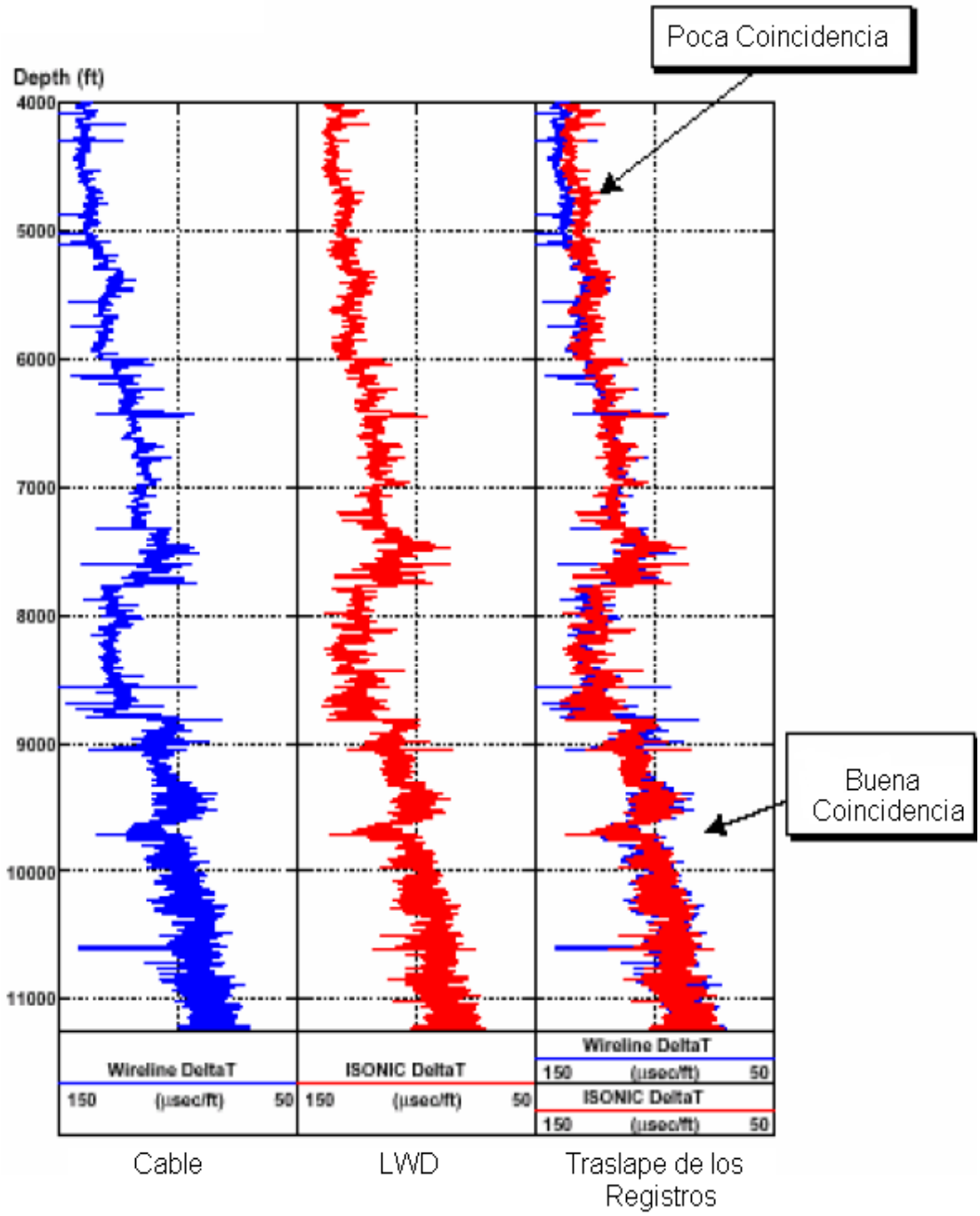
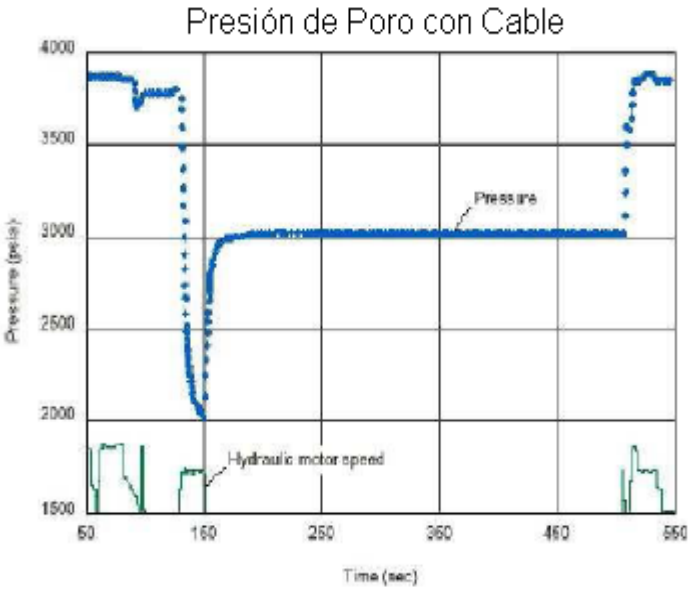
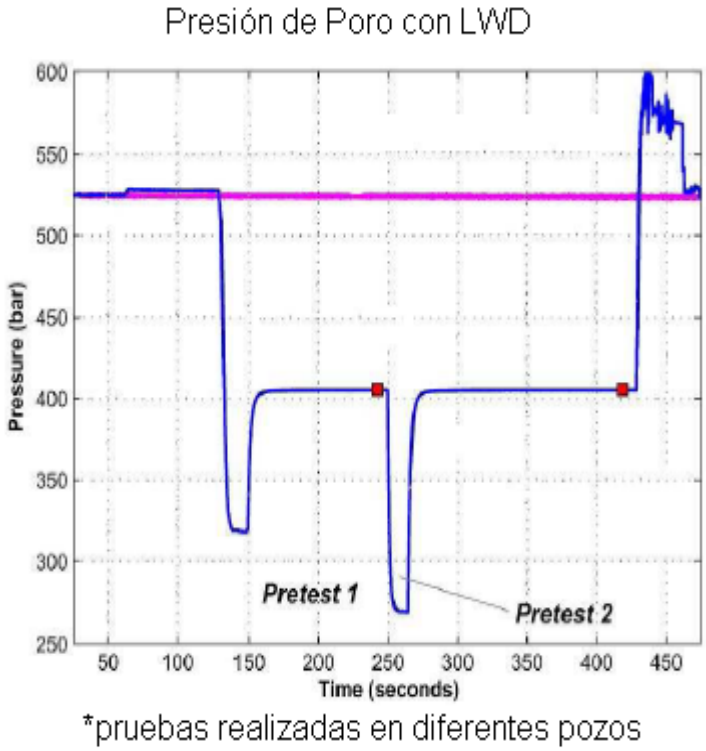


Figura 5.15 Comparación de Registros de Δt (tiempo de transito)

En este registro se muestra una comparación de las 2 tecnologías al evaluar el tiempo de transito (Δt) en la formación, podemos observar que en la parte profunda de la formación las dos tecnologías coinciden en su medición, sin embargo en la parte somera del pozo existe un desfasamiento en la toma, lo cual puede ser causado por la diferencia en tiempo de la toma de datos. También puede existir una mala medición de la herramienta debido al ruido que se genera mientras se perfora y debido a los choques que sufre.





*pruebas realizadas en diferentes pozos

Figura 5.16 Grafica de Presión de Poro para Registros de Cable y LWD

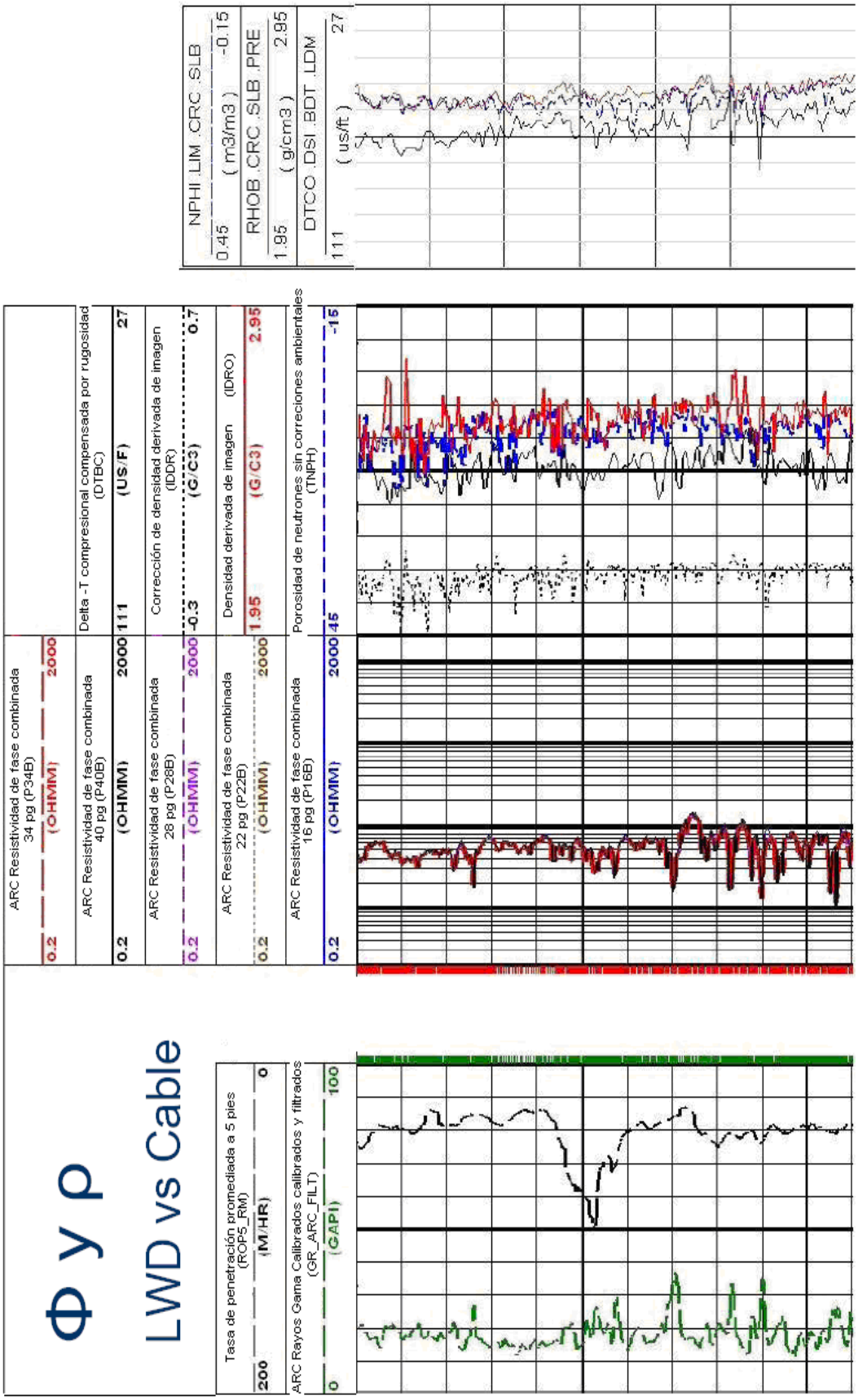


Figura 5.17 Porosidad y Densidad en Registros de Cable y LWD

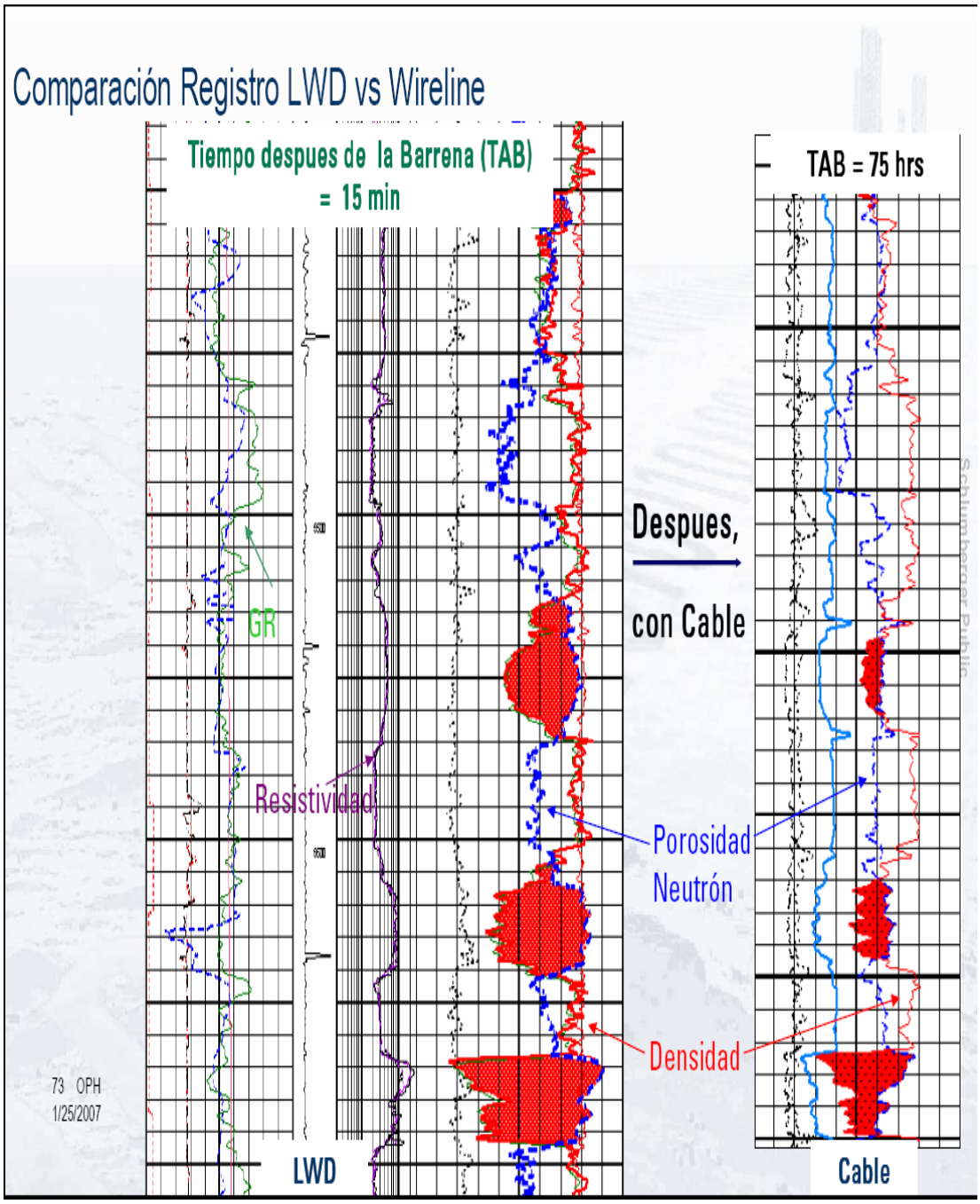


Figura 5.18 Comparación de Registros LWD y Cable

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

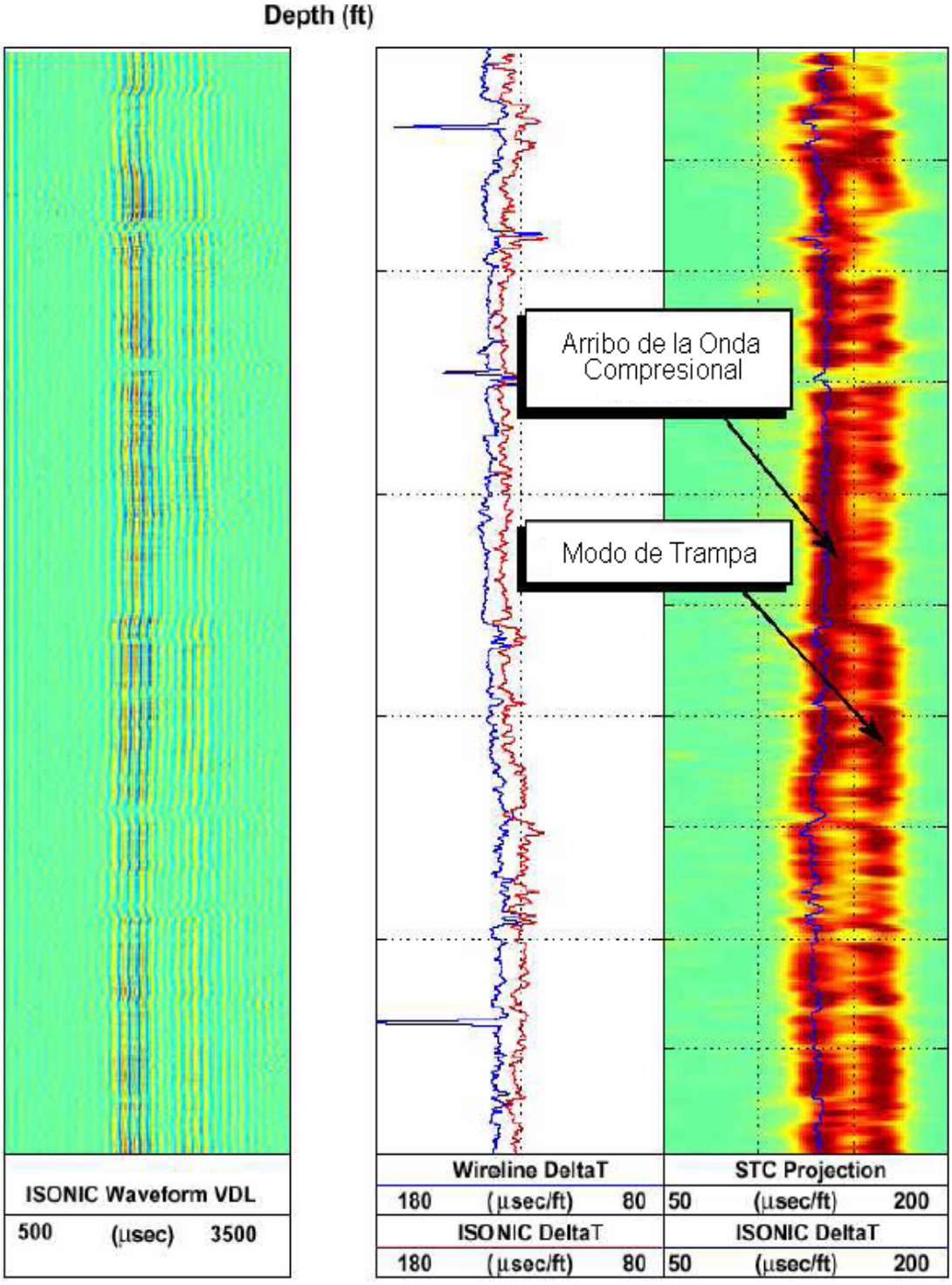


Figura 5.19 Comparación de Herramientas Sónicas de LWD y Cable

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

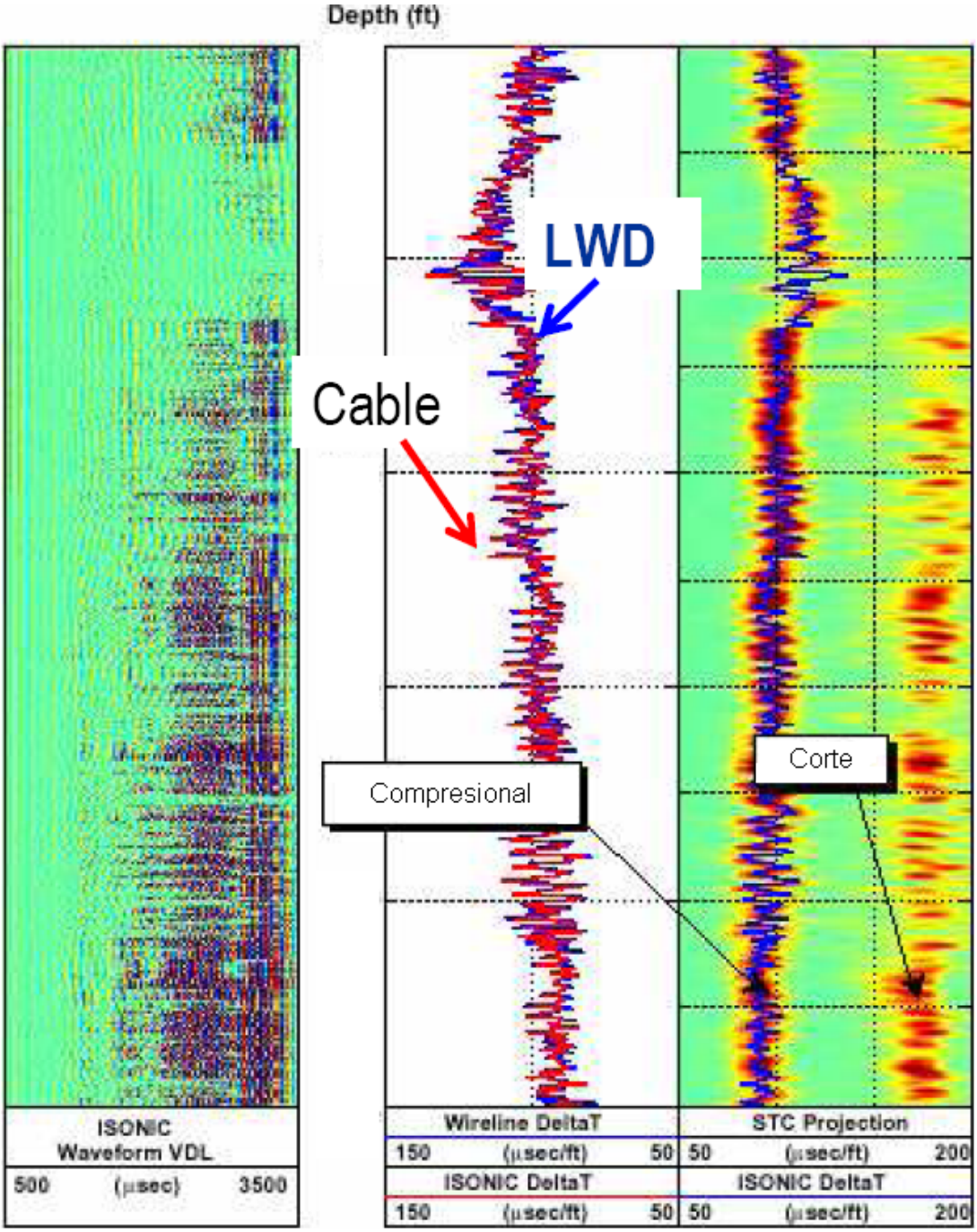


Figura 5.20 Observando las Respuestas de las Ondas de Corte y Compresional de Registros LWD y Cable

En el registro anterior las mediciones de las 2 tecnologías se muestran muy similares y remarcan las ondas compresionales y de corte.

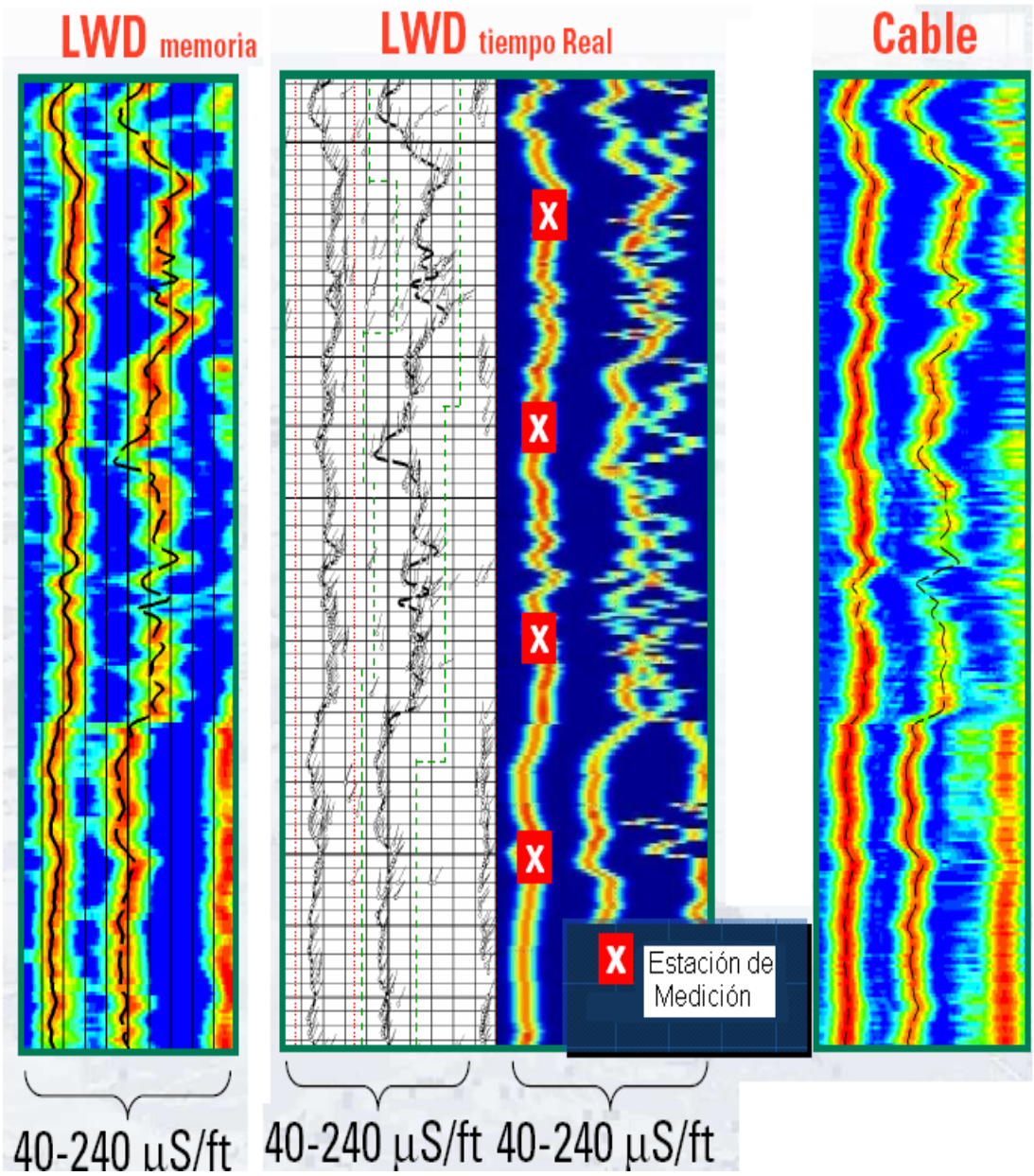


Figura 5.21 Respuestas de las Herramientas LWD y Cable

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

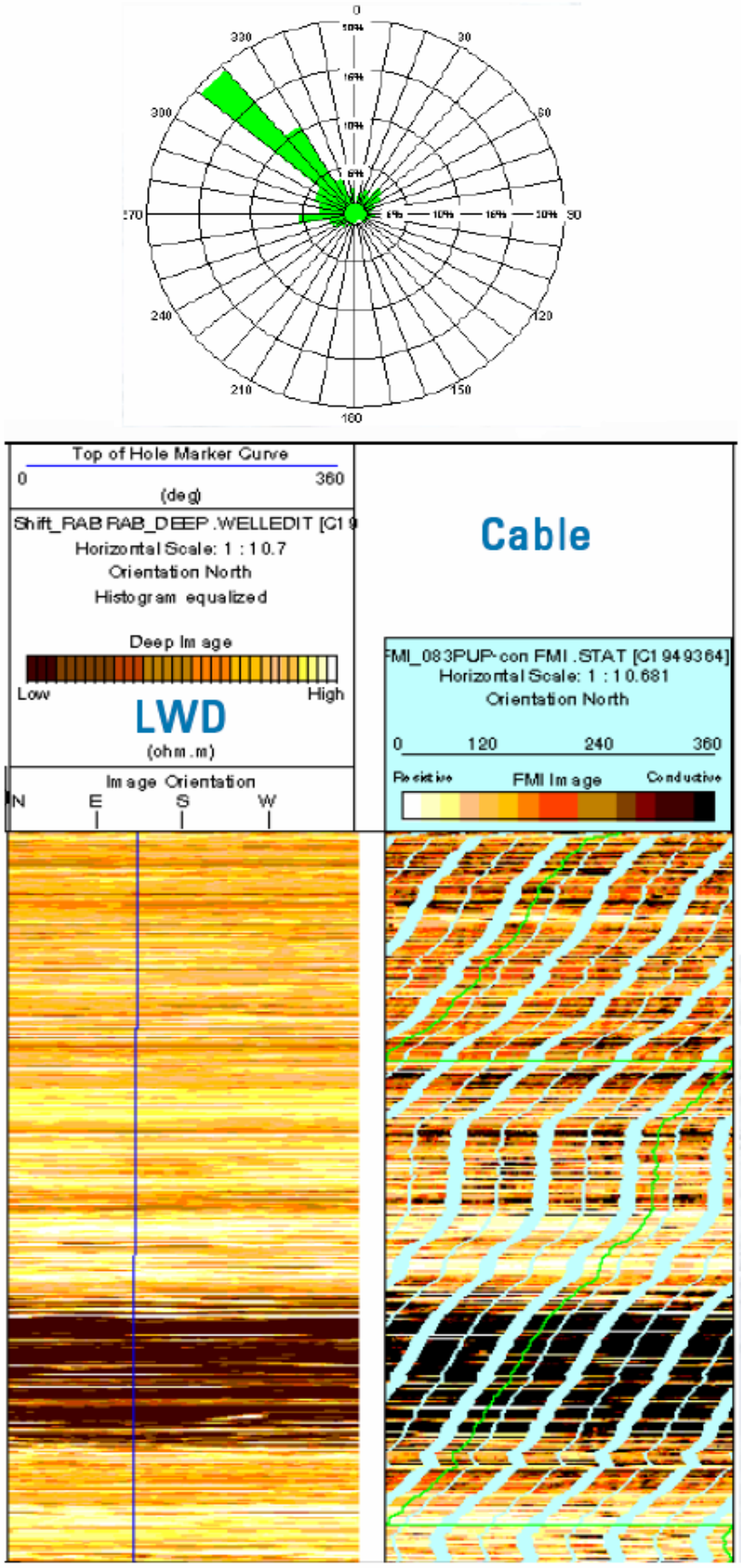


Figura 5.22 Imágenes LWD y Cable

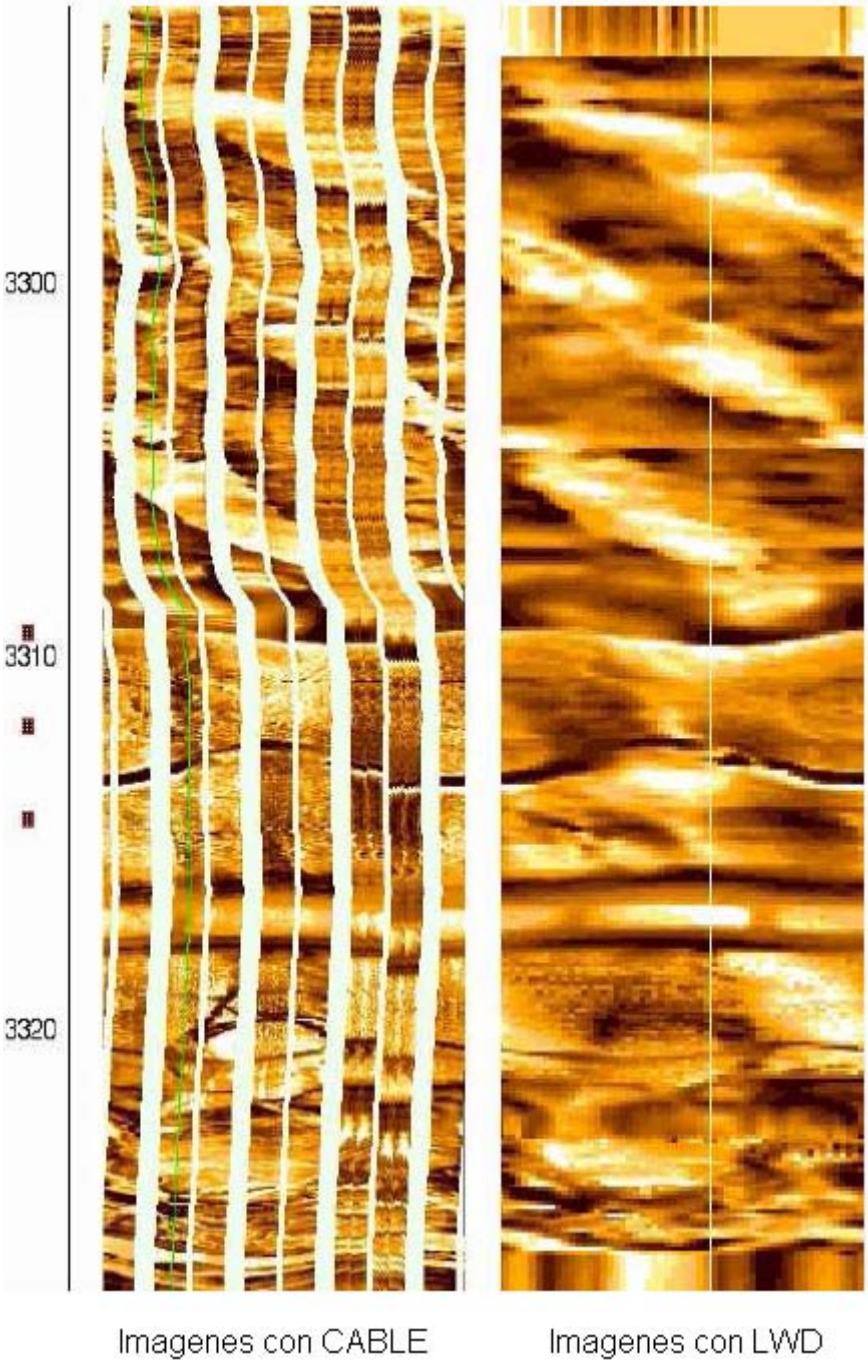


Figura 5.23 Comparaciones de Imágenes LWD y Cable

En las imágenes tomadas por las 2 tecnologías se muestra una mejor resolución en la tecnología LWD posiblemente por la poca invasión de filtrado de fluido de perforación en la formación.

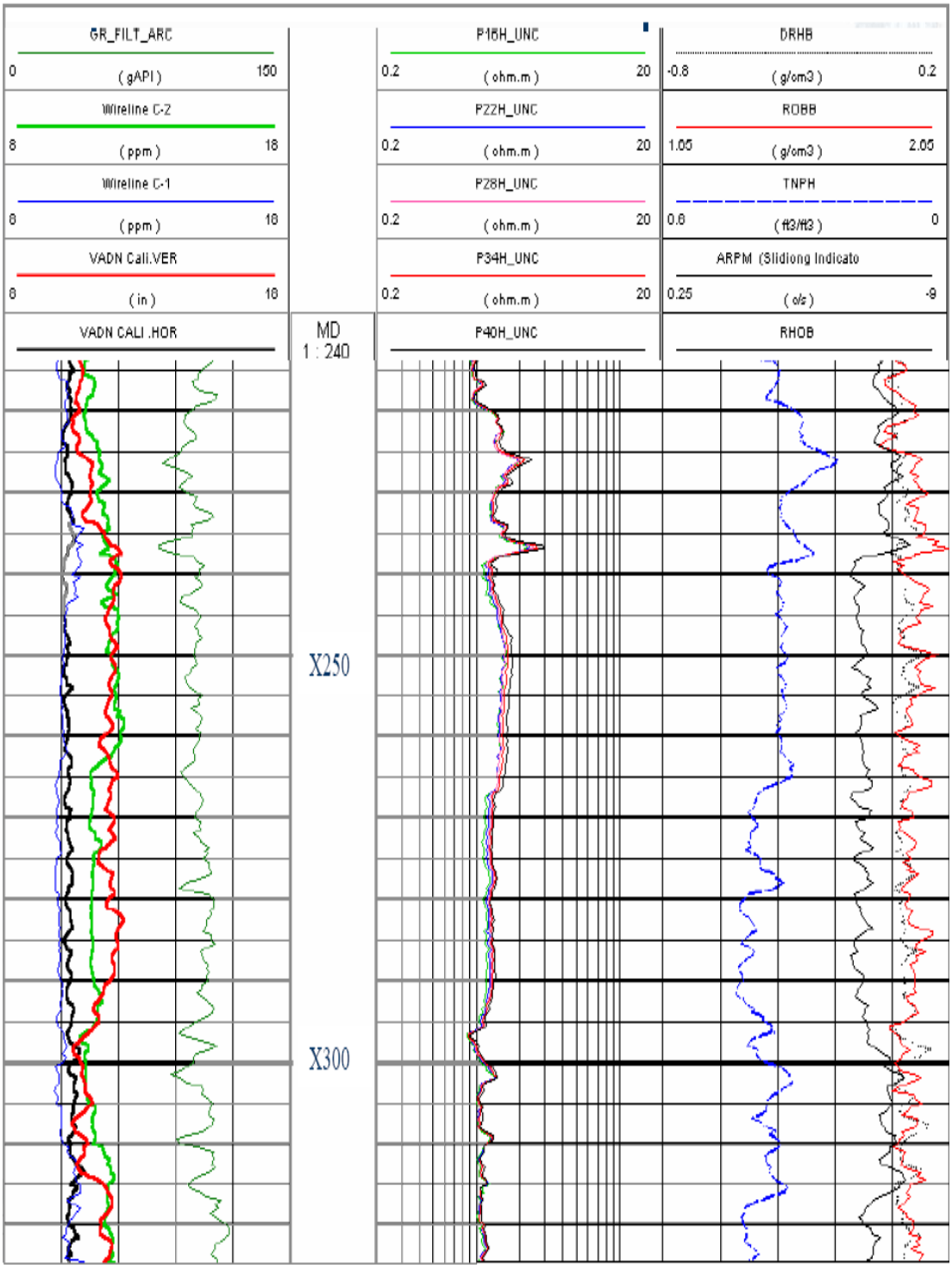


Figura 5.24 Comparación del Diámetro del Agujero (Caliper) LWD y Cable

En este registro podemos observar la comparación en cuanto al diámetro del agujero, existen variaciones por que las herramientas pueden ir pegadas a la pared del pozo y tomar una medición más exacta, o por que exista un derrumbe posterior al paso de la sarta cuando se encuentra perforando o viajando para un asentamiento de TR o terminación del pozo.

5.5 Estudio comparativo de un caso real de registros con tecnología de cable y LWD

Litología y mineralogía.

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

Se mide la energía espectral de los rayos gama generados por la captura de neutrones térmicos mediante un núcleo atómico. El total de mediciones incluye contribuciones del núcleo de la herramienta por sí misma, alrededor del agujero, en los espacios porosos y en la matriz de la roca. Los elementos medidos con esta herramienta son sílice, calcio, hierro y titanio. Ignorando el oxígeno, el cual en ocasiones es el elemento mas abundante en la formación, usualmente aparece en proporciones bien definidas que otros elementos, esos elementos representan el 70% aproximadamente del promedio total de la composición de la roca. Las omisiones mas obvias de la lista anterior son el aluminio, el mayor componente de las rocas siliciclásticas, y el magnesio, un componente importante de algunos carbonatos.

Un estudio de la composición química y mineralógica de 400 muestras de núcleos de rocas sedimentarias, permitieron el desarrollo de correlaciones para estimar la concentración de aluminio en las concentraciones de silice, calcio y hierro. Esos resultados han sido subsecuentemente confirmados sobre un conjunto de datos químicos de 1500 muestras, tan buenas como la aplicación de rutina de estas correlaciones a mediciones de concentraciones elementales hechas con herramientas de cable de captura espectroscópica de neutrones. Esas correlaciones nos permiten estimar la concentración de aluminio en el sílice, calcio y hierro medidas con la herramienta LWD.

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

Porosidad

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

La figura siguiente compara la respuesta de la medición del índice de hidrógeno de la herramienta LWD de porosidad neutrón-térmico y la herramienta de cable porosidad neutrón-epitermal, esta última medición es también una medición directa del índice de hidrógeno. También se incluye en la gráfica la respuesta de las herramientas al Al_2O_3, el cual es un indicador de la presencia de arcilla. La nueva medición del índice de hidrógeno tiene un efecto reducido de litología comparada con la medición clásica de porosidad neutrón-térmico.

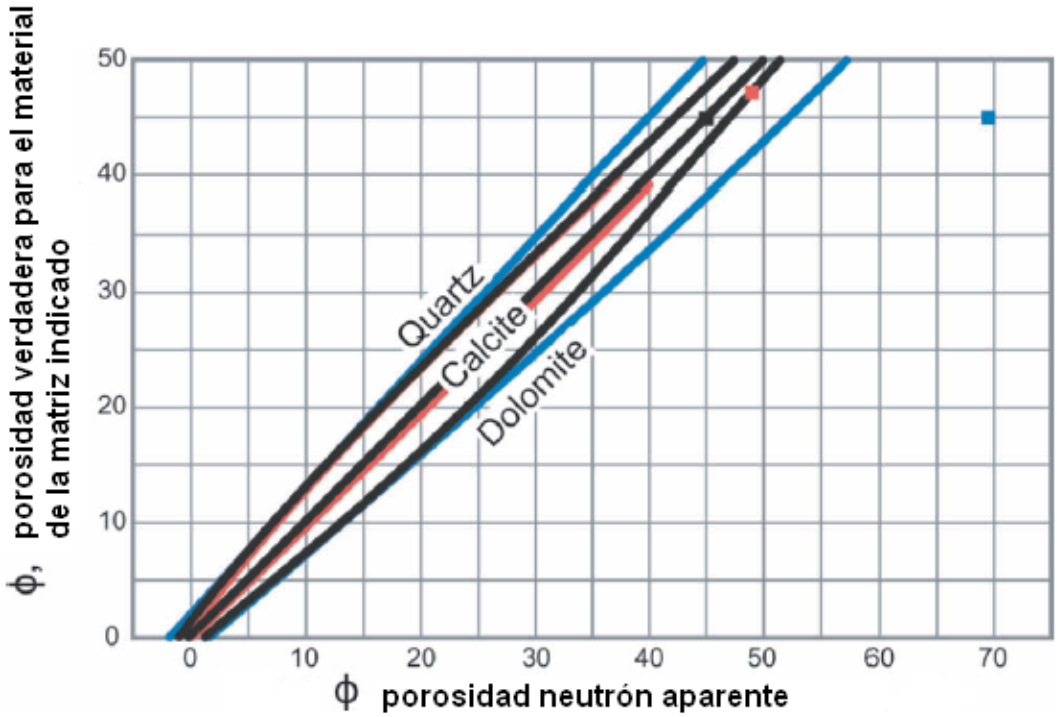


Figura 5.25 Comparación de Porosidades Verdaderas vs. Mediciones

Saturación

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

La resistividad real de la formación obtenida de esta herramienta puede ser utilizada con cualquier otra medición de resistividad para el cálculo de saturación de agua usando ecuaciones estándar. La disponibilidad de estimaciones exactas del volumen de arcillas en la formación de captura

espectroscópica de neutrón mejora la evaluación de lutitas a través de la aplicación mejorada de correlaciones de saturación electroquímicas.

Bajo condiciones más difíciles, la disponibilidad de ambas estimaciones puede permitir interpretaciones más complicadas que pueden ser resueltas. En bajas resistividades, la herramienta nuclear estima la saturación de fluidos, siendo una medición puramente volumétrica, será generalmente inafectada por la interpretación complicada de la resistividad en ciertos ambientes. Bajo condiciones apropiadas, los datos de la medición de la propagación de la resistividad pueden ser usados para obtener estimaciones de resistividad horizontal y vertical, lo cual puede ser interpretado usando métodos disponibles para la evaluación de yacimientos anisotrópicos.

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

Evaluación en tiempo real

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

Ejemplo 1

El primer ejemplo es de un pozo vertical perforado con lodo base aceite a través de una secuencia de arena-lutita en el Golfo de México. Esta sección del pozo fue perforada por un ensamble de fondo de pozo que incluye la nueva generación de la herramienta LWD. Después de la perforación, la sección fue registrada con un registro de cable que incluye inducción, densidad gama-gama, porosidad neutrón, captura de la formación a través de la sección y mediciones de captura espectroscópica de neutrón. Esto permite una excelente oportunidad de comparar las mediciones hechas con la herramienta LWD y registros de cable.

La figura siguiente muestra una comparación de rayos gama, resistividad, densidad gama-gama, índice de hidrógeno y mediciones de captura en una sección transversal de la nueva generación de herramientas LWD y registros de cable. Se puede ver una excelente comparación entre las mediciones de LWD y cable en secciones de lutita. En secciones de arena, se pueden ver discrepancias entre registros de cable y LWD de densidad y mediciones de captura en una sección transversal, aunque las mediciones de resistividad e índice de hidrógeno se igualan bien. Este comportamiento es realzado en la figura siguiente la cual presenta una gráfica transversal de mediciones de LWD contra cable de resistividad, densidad, índice de hidrógeno y captura en sección transversal.

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

Ejemplo 2

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

La figura siguiente presenta el resultado de una evaluación de datos obtenidos de la herramienta LWD. Los carriles 1 a 4 contienen los datos adquiridos por esta herramienta, rayos gama y tamaño del agujero, captura espectroscópica de neutrones, propagación de resistividad, densidad gama-gama, índice de hidrógeno y captura en sección transversal. El carril 6 contiene los volúmenes de fluidos adquiridos de la resistividad. Los volúmenes de fluidos capturados sonde una combinación de mediciones de captura espectroscópica de neutrones, densidad, índice de hidrógeno y captura en sección transversal son mostrados en el carril 7. El carril 5 compara saturaciones de agua de LWD y registro de cable.

La concordancia entre las dos saturaciones estimadas es muy buena, como se muestra en la gráfica transversal de saturación de agua de registro de resistividad contra la saturación de agua de mediciones nucleares.

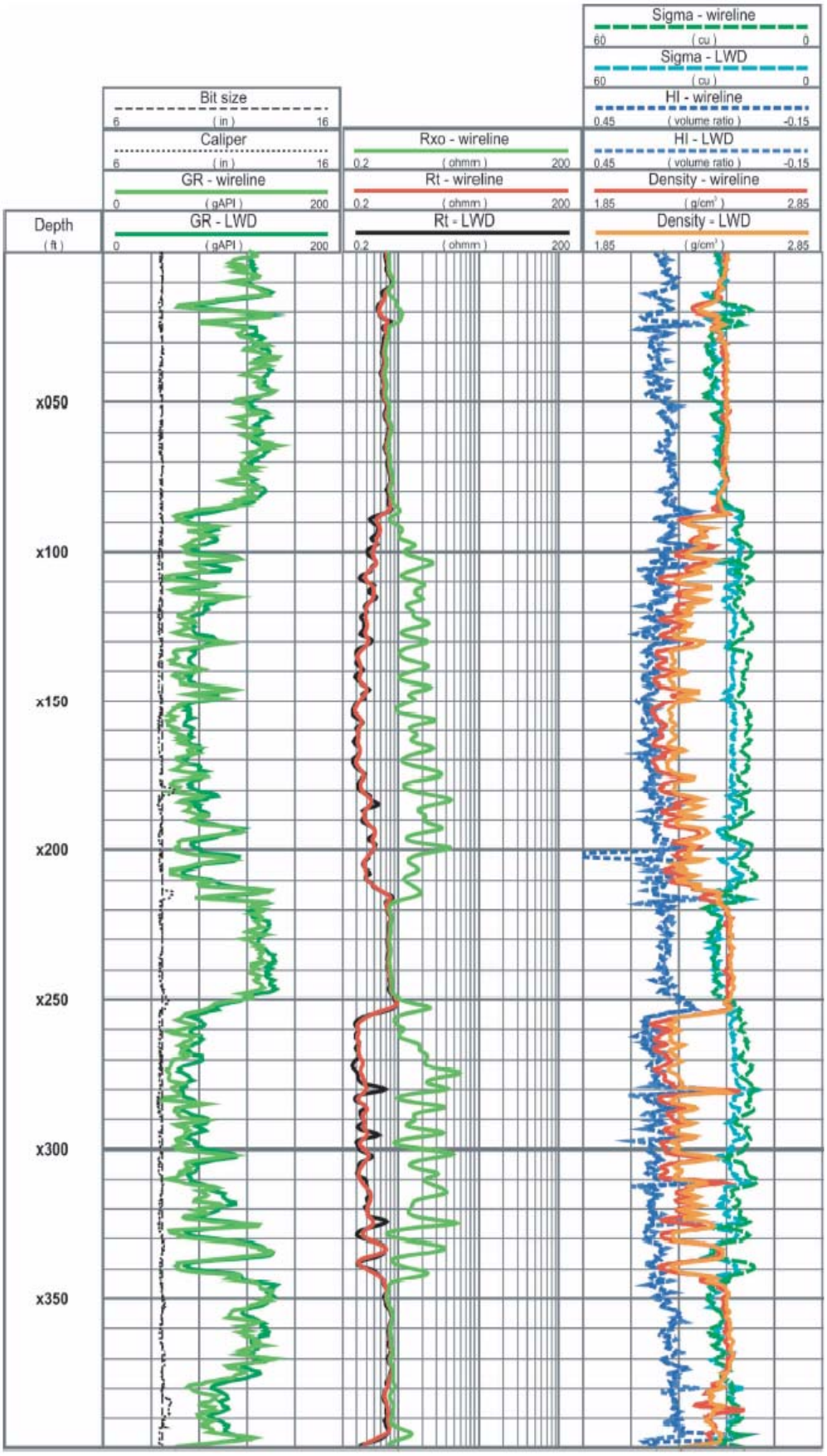


Figura 5.26 Registro del Ejemplo 1

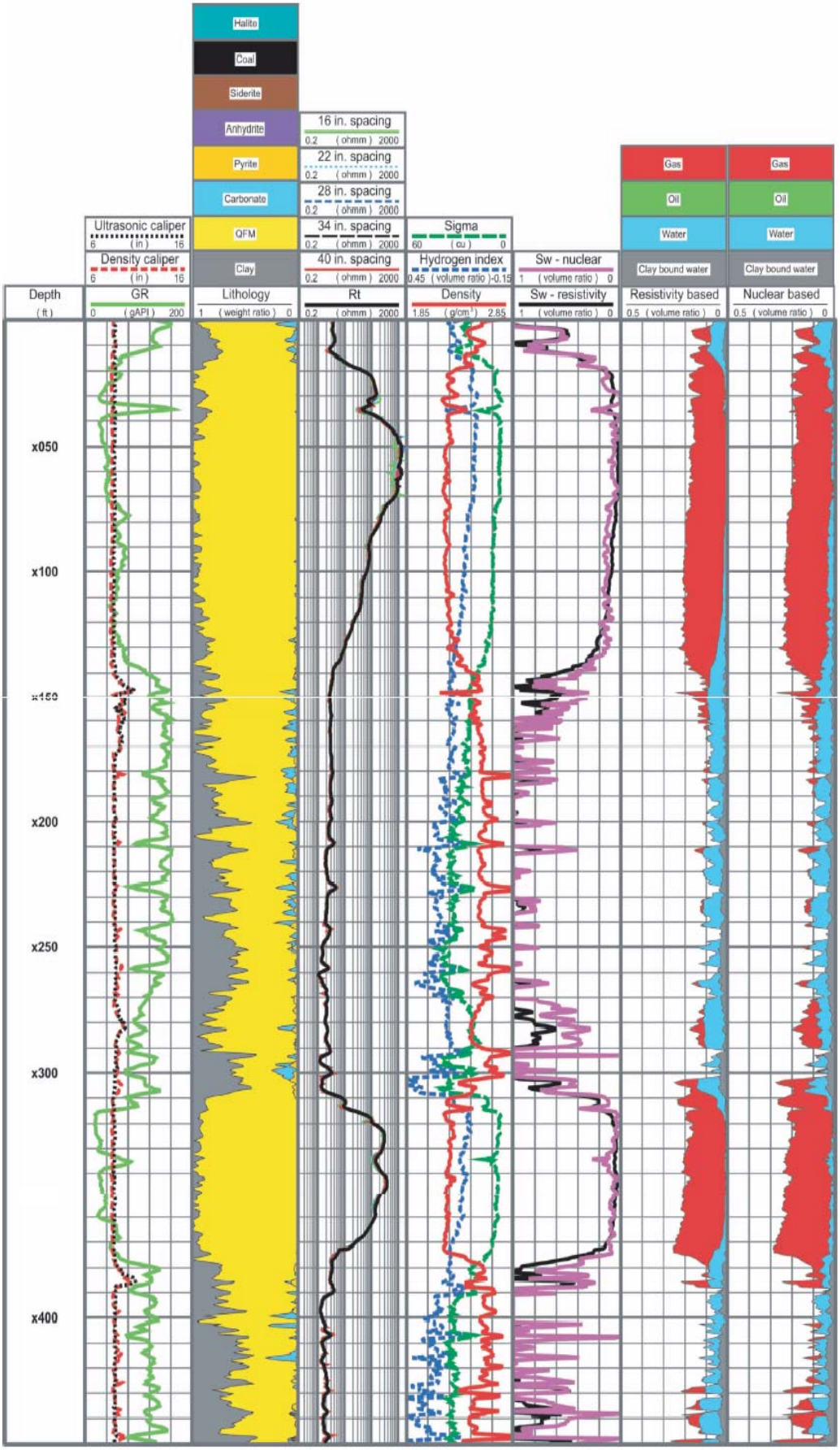
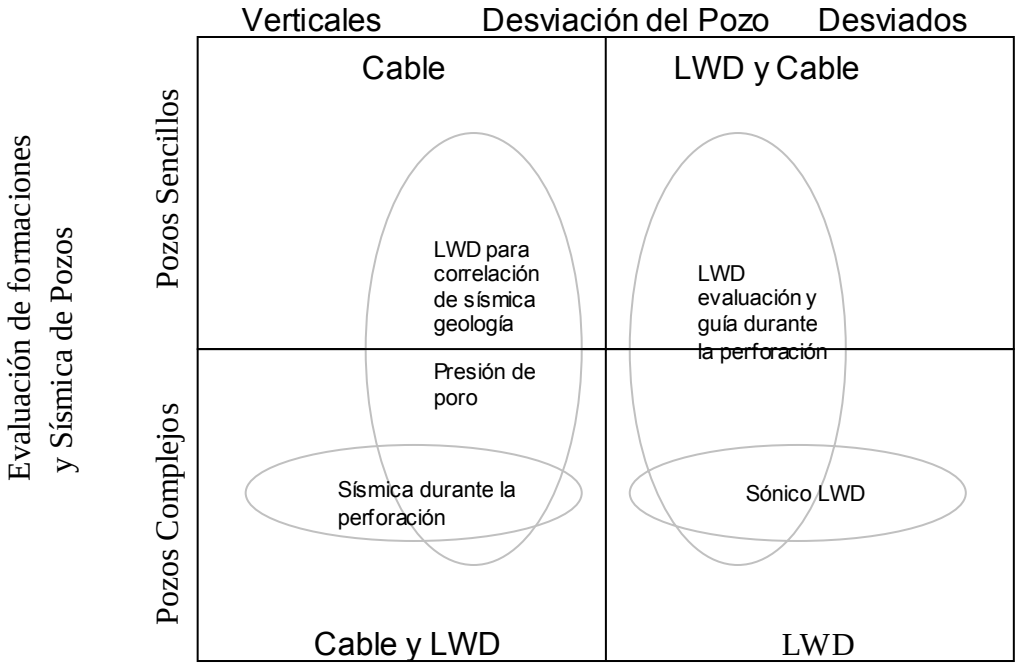


Figura 5.27 Registro del Ejemplo 2

5.6 Tablas comparativas de servicios de LWD y Cable

LWD	CABLE
Resistividad	Resistividad
Rayos Gama	Rayos Gama
Presión Anular → Densidad equivalente de Circulación	
Porosidad Neutron	Porosidad Neutron
Densidad	Densidad
Efecto fotoeléctrico	Efecto fotoeléctrico
Diámetro de pozo	Diámetro de pozo
Imágenes	Imágenes
Presión de Poro	Presión de Poro
Tiempo de Transito	Tiempo de Transito
Sigma	Sigma
Espectroscopia	Espectroscopia
Resistividad superprofunda	Resistividad superprofunda
Resonancia Magnética	Resonancia Magnética
Sísmica de pozo	Sísmica de pozo

Evaluación de Formaciones y sísmica de pozos



CONCLUSIONES

Como hemos visto a lo largo del trabajo, han surgido diferentes generaciones de herramientas MWD y LWD. Como consecuencia de esto, se aplican los avances tecnológicos debido a que las circunstancias de perforación así lo requieren o se han vuelto más complejas.

En la actualidad la eficiencia de la perforación, el manejo adecuado del riesgo y la colocación exacta del pozo son los puntos clave para disminuir los costos de exploración y desarrollo. Es ahí donde las herramientas MWD y LWD toman un papel importante.

La eficiencia de la perforación significa minimizar el tiempo perdido o improductivo al evitar problemas como las fallas de la sarta de perforación, atascamientos y pérdidas o entradas de fluidos; así como también manejar los riesgos inherentes al proceso de la perforación, tal como la inestabilidad del agujero.

Una colocación de pozos óptima conduce a una perforación más exacta, eficiente y segura, y a un mayor número de pozos productivos, lo que genera importantes ahorros en costos.

La herramienta LWD y MWD tienen la ventaja de medir las propiedades de la formación antes de que los fluidos de perforación invadan profundamente.

Los sistemas de transmisión de datos de las herramientas MWD, así como su sistema de orientación y ubicación son un punto importante de la perforación direccional y de los registros en tiempo real.

Por otro lado, las herramientas LWD proveen oportunidades para la evaluación de la formación que antes no era disponible durante la perforación. Las herramientas pueden combinar mediciones convencionales y a su vez la última tecnología en registros geofísicos.

La integración de este conjunto de mediciones, permite la solución de problemas en la evaluación de la formación, por ejemplo, el aumento de la velocidad efectiva de la perforación, ya que nos permite tomar los registros sin tener que hacer operaciones de quiebre de tubería de perforación. En plataformas marinas se pueden reducir los tiempos de plataforma ya que no se requieren viajes de acondicionamiento como lo implica la tecnología de cable. También se optimiza el asentamiento de tubería de revestimiento ya que se puede observar el intervalo de interés y parar la perforación, lo que nos permite disminuir la toma de núcleos para cerciorar el intervalo de interés.

A diferencia de los registros de cable, con MWD y LWD se pueden realizar evaluaciones de formaciones en pozos difíciles, es decir pozos horizontales, desviados o multilaterales, esto debido a que los registros con cable son ensamblados en tubería de perforación y así viajan a través del pozo lo que aumenta el tiempo de operación debido al quiebre de tubería, mientras que

LWD y MWD son realizados durante la perforación debido a su características de ensamble.

Cuando se perfora un pozo exploratorio, se realiza la extracción de núcleos y toma de registros, lo que conlleva a una pérdida de tiempo, si se utilizan las tecnologías MWD y LWD, estas operaciones se pueden optimizar, ya que no se requiere de pozo piloto.

Con esta tecnología es posible navegar en el pozo para incluir mas de un objetivo, se puede permanecer en zonas delgadas de interés y se pueden perforar múltiples puntos de entrada a un yacimiento para mejorar el área de drene.

Un beneficio importante de MWD y LWD es que se tiene información en tiempo real y en memoria, lo que permite tomar decisiones durante la perforación, es decir que se requiera cambiar el curso del pozo en busca de un objetivo en específico o cuando se realice un pozo desviado, se puede controlar su inclinación.

Es posible obtener parámetros de perforación para controlar la densidad del lodo de perforación, el peso sobre la barrena, el torque, los choques y vibraciones que sufre la misma.

Con estas herramientas se puede realizar una perforación mas segura, porque se puede realizar un monitoreo de la presión de poro, verificarla y actualizarla, por otro lado también se puede reducir el riesgo de quedar fuera de la zona de interés.

Se pueden hacer correlaciones en tiempo real, ya que los datos adquiridos pueden ser comparados con otros registros de pozos cercanos, así mismo la sísmica puede ser actualizada.

Optimizar los registros es parte importante de la planeacion de un pozo, con la utilización de estas herramientas esto es posible.

Se puede conocer la permeabilidad y la porosidad de la formación en tiempo real, lo que ayuda a conocer las propiedades de la matriz y en general la litología de la formación.

Conocer la saturación de agua (Sw) y la del aceite (So) nos permite hacer una estimación de las reservas de hidrocarburos del yacimiento y detectar el contacto agua-aceite.

Todos estos beneficios hacen que esta tecnología se vea reflejada en una reducción de riesgo e incertidumbre y estos parámetros se han visto reducidos en las comparaciones con la tecnología de cable la cual demuestra una gran similitud con los registros LWD en los parámetros medidos.

Si bien es cierto, que todos estos beneficios hacen confiable el uso de las herramientas MWD y LWD, tiene objetivos que mejorar como la profundidad de

investigación que es somera con respecto a la de los registros de cable, si bien la velocidad del registro no es lenta, es necesario aumentar su capacidad de memoria para mejorar a los registros de cable.

El envío de los datos a la superficie en tiempo real debe mejorar a una alta densidad de transmisión de datos, así como también la optimización de las baterías que hacen operar a las herramientas LWD cuando no existe circulación de lodo.

El mayor riesgo que corren las herramientas LWD y MWD son las condiciones severas de trabajo a las que son sometidas, ya que pueden afectar a la transmisión de datos y dañar las herramientas.

Entre más información se obtenga de un pozo, el riesgo y la incertidumbre se reducen, por consiguiente se tiene un mejor impacto económico.

Apéndice

Tabla de especificación de la herramienta PowerPulse

Cartuchos electrónicos del PowerPulse

Código	Nombre	Descripción
MMA	Montaje del modulador	Almacena el modulador y todos los componentes internos. El MMA es un montaje mecánico que produce la señal que es usada para transmitir datos del agujero a la superficie.
MTA	Montaje de la turbina	Almacena la turbina y todos los componentes internos. El MTA usa el flujo del lodo a través del colar MWD para generar energía eléctrica para las partes electrónicas del PowerPulse y el modulador
MEA	Montaje de electrónicos	El MEA cambia dependiendo del requerimiento de trabajo. El MEA es usado par procesar las señales que colecta el MNS.
MDI MDI-CA MDI-CB	Cartucho de dirección e inclinación Cartucho de dirección e inclinación para 150 ° C Cartucho de dirección e inclinación para 175 ° C	Paquete electrónico de dirección e inclinación. Dos opciones están basadas sobre el rango de temperatura de los acelerómetros: Compatible con MVC, MGR, MGD Compatible con MVC, MGR, MGD
MGD MGR	Montaje de rayos gama simulados	Provee espaciamiento mecánico en el MEA para la inserción de un MGR. Contiene un circuito que convierte las señales del MWA (IWOB) a voltajes análogos usables en el MEA. Remplaza el MGD. Contiene un circuito que convierte las señales del MWA (IWOB) a voltajes análogos usables en el MEA. Se puede usar en 150° C
MVC	Chasis de vibración	Reemplaza el MGD para mediciones de vibración para 3 ejes. Contiene un circuito que convierte las señales del MWA (IWOB) a voltajes análogos usables en el MEA.
MEH	Contenedor de electrónicos	El MEH es el contenedor de presión para el MEC, MDI y MGR.

Resumen de las especificaciones de la herramienta

PowerPulse	**Unidad**	**6.75 Flujo Normal**	**8.25 Flujo Normal**	**8.25 Flujo Alto**	**9.0 Flujo Normal**	**9.5 Flujo Normal**	**9.5 Flujo Alto**
Tamaño del collar API	(in)	6.75	8.25	8.25	9.0	9.5	9.5
Diámetro exterior del collar	(in)	6.89	8.41	8.41	9.16	9.68	9.68
Diámetro interior del collar	(in)	5.109	5.109	5.90	5.90	5.90	6.25
Longitud del collar	(ft)	24.69	24.69	24.59	24.75	24.75	24.85
Peso del collar	(lbm)	1,500	3,000	2,500	3,400	4,070	3,820
Peso del cartucho	(lbm)	585	585	585	585	585	585
	(lbm)	2,085	3,585	3,085	3,985	4,655	4,405
UH Conexión MDC		5-1/2 HP	6-5/8 HP	6-5/8 HP	7-5/8 H90	7-5/8 H90	6-5/8 IF
DH Conexión MDC	(API)	5-1/2 HP	6-5/8 HP	6-5/8 HP	7-5/8 H90	7-5/8 H90	6-5/8 IF
Momento de inercia	(in^4)	77.4	212	186	286	372	356
Rango de flujo	(galUS/min)	275-800	300-800	400-1200	400-1200	400-1200	400-1600
Conjunto de turbinas	(galUS/min)	275-525 300-600	275-525 300-600	400-800	400-800	400-800	400-800 600-1200
Presión constante	(psi)	16,000	16,000	29,000	29,000	29,000	29,000
Máxima presión	(psi)	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000	25,000
Diferencial de presión		5,000	5,0000	5,000	5,000	5,000	5,000
Temperatura (herramienta estándar)	(°C)	150	150	150	150	150	150
Temperatura (especial)	(°C)	175	175	175	175	175	175
Torque de operación	(lbf.ft)	12,000	23,000	23,000	35,000	35,000	35,000
WOB	(klbf)	$71,000/L^2$	$194,000/L^2$	$171,000/L^2$	$261,400/L^2$	$340,000/L^2$	$328,000/L^2$

Tabla de especificaciones del alternador

Descripción	**Min**	**Max**	**Unidades**
Velocidad de operación	3000	9000	RPM
Velocidad Máxima		10,000	RPM
Frecuencia de operación	200	600	Hz
Operación a 3,000 RPM	50	700	W
Operación a 9,000 RPM	50	1,500	W
Voltaje con controlador	145(@3,000 RPM)	235(@9,000 RPM)	V
Voltaje sin controlador	130(@3000 RPM)	385(@9,000 RPM)	V
Campo de corriente	-400	400	MA
Eficiencia	70		%

Especificaciones de medición direccional

Especificación	**Unidad**	**PowerPulse**
Punto de medición direccional de MWD	(ft)	11.3 w/WOB
Cara de la herramienta Exactitud	(s) (dega)	3-11 (6 bps) +/-1.0
Tiempo de exposición	(s) (s)	60 (6bps) 90 (3bps)
Exactitud de inclinación Exactitud de azimut	(dega) (dega)	+/-0.1
Rango – inclinación máxima	(dega)	20
-ángulo mínimo de norte a sur	(dega)	30
Nivel máximo de vibración	(Hz)	20
Inclinación continua – exactitud	(dega)	+/-0.2
-resolución	(dega)	+/-0.03
Azimut continuo – exactitud	(dega)	+/-2.0
-resolución	(dega)	+/-0.1
Método de corrección para interferencia de la sarta de perforación		DMAG

Especificaciones de medición de rayos gama

Especificación	Unidad	PowerPulse
Rayos Gama Muestra en tiempo real Rango record	 (s) (s)	Parte integral opcional 11 No
Exactitud	(cps)	2.5
Rango	(cps)	0-163 (0-300API)
Resolución	(cps)	0.64 (3.5API peor caso)
Resolución vertical (profundidad)	(in)	6-12
Profundidad de investigación	(in)	

Especificaciones de diagnostico y reprogramación

PowerPulse	Opciones
Diagnósticos de la herramienta	Estado MWD y temperatura Alerta del nivel de aceite Turbina RPM Estado LWD Estado LTB (extenders)
Opciones de reprogramación	Cambio en el rango de datos MWD Cambio en el modo de telemetría Cambio en el rango de muestra de LWD

Especificaciones de telemetría y energía

Especificación	Unidad	PowerPulse
Tipo de telemetría		Ondas continuas
Rango de datos de telemetría	(bps)	0.5, 0.75, 1, 1.5, 2, 3, 3.2, 6, 6.4, 12 ó 16
Fuente de poder	(hrs)	Turbina generadora (no hay limite)

Mediciones

Direccional	Diagnósticos	Opcional	Otras
▪ Azimut ▪ Inclinación ▪ Azimut durante la rotación ▪ Inclinación durante la rotación ▪ Magnetismo en la cara de la herramienta ▪ Gravedad en la cara de la herramienta	▪ Estado MWD ▪ Aviso de nivel de aceite ▪ Turbina RPM ▪ Estado LWD ▪ Estado LTB (extenders)	▪ Rayos gama ▪ Mediciones de vibración axial, lateral y torsional ▪ Peso sobre la barrena y torque	▪ Temperatura del agujero ▪ Choques transversales

Extensiones del PowerPulse

Extensiones para el agujero	
Tipo	Descripción
MEXD-BA	Usado cuando el chasis de peso sobre a barrena y los sensores están ajustados dentro del collar.
MXLD-BA	Se corre cuando el chasis o los sensores no están ajustados dentro del collar.
Extensiones para agujero	
MEXM-XX	Tiene un soporte extra para reducir la erosión por el flujo de de perforación

MWD / LWD Especificaciones

	MWD/LWD tipo de Herramienta	OD in pulgadas	Longitud de la Herramienta (pies)	Tamaño del Pozo (pg)	Tamaño de TR (pg)	Combinabilidad de Tiempo Real	Mediciones	Primera Lectura (Punto de Medición en el Fondo de	Máxima Velocidad de Perforación	Rango de Muestra	Rango
MWD	PowerPulse-675	6.89	24.7	8.5	9 5/8	Todos los servcicios LWD y RSS exepto Familia Scope e Impulse	Direccion e Inclinacion	15.21	Variable		Inclinacion: 0 a 180 grados, Azimut: 0 a 360 grados
	PowerPulse-825NF	8.41	24.69	12.25	13 3/8		Direccion e Inclinacion Continua	15.21	Variable		Inclinacion: 20 a 180grados, Azimut: 20 a 340grados
	PowerPulse825HF	8.41	24.59	12.25	13 3/8		Cara de la Herramienta	15.21	Variable	3 a 11sec	0 a 360 grados
	PowerPulse-9	9.16	24.75	16+	18 5/8+		Rayos Gama	13.09	Variable		0 a 250 API
	PowerPulse-950	9.68	24.75	16+	18 5/8+		APWD	15.21	Variable		0 a 20 kpsi
							Choques Transversales, RPM del Collar del Fondo del Pozo, Temperatura de la Herramienta RPM turbina-detector de flujo y lavado, Diagnostico en Tiempo Real Peso y Torque sobre Barrena				
	TeleScope-675	6.89	24.7	8.5	9 5/8	Todos los servcicios LWD y RSS exepto Familia Scope e Impulse	Direccion e Inclinacion	15.21	Variable		Inclinacion: 0 a 180 grados, Azimut: 0 a 360 grados
	TeleScope-825NF	8.41	24.69	12.25	13 3/8		Direccion e Inclinacion Continua	15.21	Variable		Inclinacion: 0 a 180 grados, Azimut: 0 a 360 grados
	TeleScope825HF	8.41	24.59	12.25	13 3/8		Cara de la Herramienta	15.21	Variable	3 a 11sec	0 a 360 grados
	TeleScope-9	9.16	24.75	16"+	18 5/8+		Rayos Gama	13.09	Variable		0 a 300 API
	TeleScope-950	9.68	24.75	16+	18 5/8+		APWD	15.21	Variable		0 a 20 kpsi
							Choques Transversales, RPM del Collar del Fondo del Pozo, Temperatura de la Herramienta RPM turbina-detector de flujo y lavado, Diagnostico en Tiempo Real Peso y Torque sobre Barrena				
	SlimPulse	3.125-9.5	30-31.50	16-4	3 1/2-18 5/8	ARC475	Direccion e Inclinacion	15.54		0.5bps 296secs	Inclinacion: 0 a 180 grados, Azimut: 0 a 360 grados
							Direccion e Inclinacion Continua	15.54			Inclinacion: 20 a 110grados, Azimut: 30 a 330grados
							Cara de la Herramienta	15.54			0 a 360 grados
							Rayos Gama	18.45			0 a 250 API
							Choques Transversales, Temperatura de la Herramienta,Diagnostico en Tiempo Real				
	IMPULSE	4.75	32	**6**	**7**	Todos los servicios actuales de LWD para pozos de 6" y RSS	Direccion e Inclinacion	11.3	Variable		Inclinacion: 0 a 180 grados, Azimut: 0 a 360 grados
							Direccion e Inclinacion Continua	11.3	Variable		Inclinacion: 20 a 180grados, Azimut: 30 a 330grados
							Cara de la Herramienta	11.3	Variable		0 a 360 grados
							Rayos Gama	13.3	Variable		0 a 300 API
							Fase de Resistividad	12.5	Variable		0.20 a 3000 ohm-m
							Atenuacion de Resistividad @ 10in de espaciamiento	12.5	Variable		0.20 a 20 ohm-m
							Atenuacion de Resistividad @ 16in de espaciamiento	12.5	Variable		0.20 a 30 ohm-m
							Atenuacion de Resistividad @ 22in, 28in, 34in de espaciamiento	12.5	Variable		0.20 a 50 ohm-m
							Choques Transversales, RPM del Collar del Fondo del Pozo, Temperatura de la Herramienta RPM turbina-detector de flujo y lavado, Diagnostico en Tiempo Real				
LWD	ADN4	4.75 Stabilizer OD: 5 7/8	23.66	6	7	Impulse y ShortPulse	Porosidad Neutron	8.29	Variable	1 sec	0 - 50 pu
							Densidad Total	5.09	Variable	1 sec	1 - 3.05 g/cc
							Efecto Fotoelectrico	5.09	Variable	1 sec	1 - 10 unidades
							Choques Transversales, Temperatura de la Herramienta,Diagnostico en Tiempo Real				
	ADN6	6.75 Stabilizer OD: 8 1/4	20.5	8.5	9 5/8	PowerPulse y TeleScope	Porosidad Neutron	13.83	Variable	1 sec	0 - 100 pu
							Densidad Total	10.43	Variable	1 sec	1 - 3.05 g/cc
							Efecto Fotoelectrico	10.43	Variable	1 sec	1 - 10 unidades
							Caliper Ultrasonica	9.08	Variable	1 sec	
							Choques Transversales, Temperatura de la Herramienta,Diagnostico en Tiempo Real				
	ADN8 - Slick	8.25	22.29	12.25	13 3/8	PowerPulse y TeleScope	Porosidad Neutron	15.46	Variable	1 sec	0 - 50 pu
							Densidad Total	12	Variable	1 sec	1 - 3.5 g/cc
							Efecto Fotoelectrico	12	Variable	1 sec	1 - 10 unidades
							Caliper Ultrasonica	11	Variable	1 sec	
							Choques Transversales, Temperatura de la Herramienta,Diagnostico en Tiempo Real				
	ADN8 - Stabilized	9.187	31	12.25	13 3/8	PowerPulse y TeleScope	Porosidad Neutron	16.83	Variable	1 sec	0 - 100 pu
							Densidad Total	9.53	Variable	1 sec	1 - 3.1 g/cc
							Efecto Fotoelectrico	9.53	Variable	1 sec	1 - 10 unidades
							Caliper Ultrasonica	9.23	Variable	1 sec	
							Choques Transversales, Temperatura de la Herramienta,Diagnostico en Tiempo Real				
	ARC3B	3.125	23.85	4	5	SlimPulse	2 MHz Fase de Resistividad	4.43	Variable	5 sec	0.2 - 60 ohmm / 60 - 3000 ohmm, 10 - 34in espaciamiento
							400 KHz Fase de Resistividad	4.43	Variable	5 sec	0.1 - 10 ohmm / 10 - 100 ohmm, 10 - 34in espaciamiento
							2 MHz Atenuacion de Resistividad	4.43	Variable	5 sec	0.2 - 25 ohmm / 25 - 50 ohmm, 10 - 34in espaciamiento
							400 KHz Atenuacion de Resistividad	4.43	Variable	5 sec	0.1 - 3 ohmm / 3 - 10 ohmm, 10 - 34in espaciamiento
							Rayos Gama	15.96	Variable	5 sec	0- 250 gAPI
							Inclinacion Continua	1	Variable	5 sec	0 - 180 grados
							APWD	10.82	Variable	5 sec	0 - 25 kpsia
							Temperatura del Chasis y Choques Transversales				

L W D	ARC475	4.75 Wear band: 5.25	21	6	7	SlimPulse	2 MHz Fase de Resistividad	5.74	Variable	5 sec	0.2 - 200 ohmm, 10in - 34in espacimiento
							2 MHz Atenuacion de Resistividad	5.74	Variable	5 sec	0.2 - 20 ohmm para 10in, 0.2 - 30 ohmm para 16in & 0.2 - 50 para 22in, 28in & 34in espaciamiento
							Rayos Gama	10.66	Variable	5 sec	0 - 250 gAPI
							Temperatura del Chasis y Choques Transversales				
	ARC6 ARC8 ARC9	6.75 8.25 9	18 18 18	8.5 12 1/4 16+	9 5/8 13 3/8 18 5/8+	PowerPulse y TeleScope	2 MHz Fase de Resistividad	7.25	Variable	6 sec	0.2 - 60 ohmm / 60 - 3000 ohmm, 16 - 40in espaciamiento
							400 KHz Fase de Resistividad	7.25	Variable	6 sec	0.1 - 10 ohmm / 10 - 100 ohmm, 16 - 40in espacimiento
							2 MHz Atenuacion de Resistividad	7.25	Variable	6 sec	0.2 - 25 ohmm / 25 - 50 ohmm, 16 - 40in espaciamiento
							400 KHz Atenuacion de Resistividad	7.25	Variable	6 sec	0.1 - 3 ohmm / 3 - 10 ohmm, 16 - 40in espaciamiento
							Rayos Gama	7.42	Variable	6 sec	0- 250 gAPI
							APWD	4.92	Variable	12 sec	0 - 20 kpsia
							Temperatura del Chasis y Choques Transversales				
	GVR6	6.75	10.12	8.5	9 5/8	PowerPulse y TeleScope	Resistividad en la barrena	0.83	Variable	5 sec	0.2 - 200, 000 ohmm
							Resistividad en la sarta	3.62	Variable	5 sec	0.2 - 200, 000 ohmm
							Sensor de resistividad corto	5.22	Variable	5 sec	0.2 - 1000 ohmm, todos los sensores
							Sensor de resistividad medio	4.8	Variable	5 sec	0.2 - 1000 ohmm, todos los sensores
							Sensor de resistividad profundo	4.22	Variable	5 sec	0.2 - 1000 ohmm, todos los sensores
							Rayos Gama Azimutales	2.47	Variable	1 sec	0 - 250 gAPI
							Temperatura de la herramienta y choques transversales				
	GVR8	8.25	12.72	12.25	13 3/8+	PowerPulse y TeleScope	Resistividad en la barrena	0.74	Variable	5 sec	0.2 - 200, 000 ohmm
							Resistividad en la sarta	3.545	Variable	5 sec	0.2 - 200, 000 ohmm
							Sensor de resistividad corto	5.185	Variable	5 sec	0.2 - 1000 ohmm, todos los sensores
							Sensor de resistividad medio	4.785	Variable	5 sec	0.2 - 1000 ohmm, todos los sensores
							Sensor de resistividad profundo	4.215	Variable	5 sec	0.2 - 1000 ohmm, todos los sensores
							Rayos Gama Azimutales	2.678	Variable	1 sec	0 - 250 gAPI
							Inclinacion				
							Temperatura de la herramienta y choques transversales				
	sonicVISION6	6.9	23.8	8.5	9 5/8	PowerPulse y TeleScope	Delta T compresional	13.5	Variable	20 sec	40 a 180 micro-seg/ft
							Delta T de corte	13.5	Variable	20 sec	
							Conteos de choque en el fondo del pozo				
	sonicVISION8 sonicVISION9	8.4 9	22.6 22.6	12.25 16+	13 3/8 18 5/8+	PowerPulse y TeleScope	Delta T compresional	13.24	Variable	20 sec	40 a 180 micro-seg/ft
							Delta T de corte	13.24	Variable	20 sec	
							Conteos de choque en el fondo del pozo				

LWD							BFV LG	6.96	Variable	15 sec	0 - 100 pu
							Porosidad alta	12.5	Variable	15 sec	0 - 100 pu
							BFG HG	12.5	Variable	15 sec	0 - 100 pu
							Cuadrante BFV				
							Imagen BFV				
							T2 espectral				
							Significado del registro T2				
							Tiempos de espera simultaneos				
							Permeabilidad				
							Indicador de hidrocarburos				
							Turbina RPM (c/min)				
							RPM, revoluciones por minuto (c/min)				
	PeriScope 475	4.75	23.5	6	7	Impulse y ShortPulse	2 MHz Fase de Resistividad	7.714	Variable	5 sec	0.2 < R < 60 ohmm / 60 < R <3000 ohmm
		WB: 5.28					400 KHz Fase de Resistividad	7.714	Variable	5 sec	0.1 < R < 10 ohmm / 10 < R <100 ohmm
							2 MHz Atenuacion de Resistividad	7.714	Variable	5 sec	0.2 < R < 25 ohmm / 25 < R <50 ohmm
							400 KHz Atenuacion de Resistividad	7.714	Variable	5 sec	0.1 < R < 3 ohmm / 3 < R <100 ohmm
							Medicion Direccional: Fase de Cambio en todas las frecuencias y espacios	7.714	Variable	5 sec	
							Mediciones Direccionales: Atenuacion en todas las frecuencias y espacios	7.714	Variable	5 sec	
							Rayos Gama Azimutales	17.414	Variable	5 sec	0 a 250 gAPI
							APWD	16.634	Variable	5 sec	
							Diagnostico en tiempo real				
	PeriScope 675	6.75	18.3	8.5	9 5/8	TeleScope	2 MHz Fase de Resistividad	9.13	Variable	5 sec	0.2 < R < 60 ohmm / 60 < R <3000 ohmm
		WB: 7.5					400 KHz Fase de Resistividad	9.13	Variable	5 sec	0.1 < R < 10 ohmm / 10 < R <100 ohmm
							2 MHz Atenuacion de Resistividad	9.13	Variable	5 sec	0.2 < R < 25 ohmm / 25 < R <50 ohmm
							400 KHz Atenuacion de Resistividad	9.13	Variable	5 sec	0.1 < R < 3 ohmm / 3 < R <100 ohmm
							Medicion Direccional: Fase de Cambio en todas las frecuencias y espacios	9.13	Variable	5 sec	
							Mediciones Direccionales: Atenuacion en todas las frecuencias y espacios	9.13	Variable	5 sec	
							Rayos Gama Azimutales	3.47	Variable	5 sec	0 a 250 gAPI
							APWD	5.498	Variable	5 sec	
							Diagnostico en tiempo real				
	ECOSCOPE	6.75	25.2	8.5	9 5/8	TeleScope	Porosidad Neutron Termico	16.32	900ft/hr	2 o 4 secs	0 a 100 pu
							Mejor Porosidad Neutron Termico	16.32	900ft/hr	2 o 4 secs	0 a 100 pu
							Densidad Total Gama-Gama	8.49	900ft/hr	2 o 4 secs	1.7 a 3.05 g/cc
							Efecto Fotoelectrico	8.49	900ft/hr	2 o 4 secs	1 a 10 units
							Densidad Neutron Gama	14.38	900ft/hr	2 o 4 secs	1.7 a 3.05 g/cc
							Rayos Gama Natural	4.8	900ft/hr	2 o 4 secs	0 a 244 gAPI
							Densidad del Caliper	8.49	900ft/hr	2 o 4 secs	MW < 10ppg: 0 a 1in, MW > 10ppg: 0 a 0.5in
							Sigma	14.38	900ft/hr	2 o 4 secs	5 a 100 cu
							Espectroscopia	15.78	900ft/hr	2 o 4 secs	H, Cl, Si, Ca, Fe, S, Gd, Ti, Ba
											Peso seco: Si, Ca, Fe, S, Ti, Gd, Pseudo-Al
											Litologia: Carbonato, Anhidrita, Pirita, Arcilla, Siderita
							2 Mhz Fase de Cambio de Resistividad	14.79	900ft/hr	2 o 4 secs	0.2 - 60 ohmm / 60 - 3000 ohmm, 16 - 40in espaciamiento
							400 Khz Fase de Cambio de Resistividad	14.79	900ft/hr	2 o 4 secs	0.1 - 10 ohmm / 10 - 100 ohmm, 16 - 40in espaciamiento
							2 Mhz Atenuacion de Resistividad	14.79	900ft/hr	2 o 4 secs	0.2 - 25 ohmm / 25 - 50 ohmm, 16 - 40in espaciamiento
							400 Khz Atenuacion de Resistividad	14.79	900ft/hr	2 o 4 secs	0.1 - 3 ohmm / 3 - 10 ohmm, 16 - 40in espaciamiento
							Caliper Ultrasonico	10.13	900ft/hr	2 o 4 secs	MW-10ppg-WBM/OBM: 13.75in/12.75in, MW-14ppg-WBM/OBM: 10.75in/9.75in
							3 - Ejes de choque y vibracion: Transversal, axial y rotacional				
							Inclinacion Continua	6.53	900ft/hr	2 o 4 secs	0 - 180grados
							Presion Anular	5.35	900ft/hr	2 o 4 secs	0 - 25kpsi
							Temperatura Anular	5.35	900ft/hr	2 o 4 secs	De -40 gradosF a 347 gradosF
							Diagnostico en tiempo real				
	SethoScope 675	6.75	32.11	8.5	9 5/8	TeleScope	Presion de Formacion	12.55	Variable		50 - 20000 psi
							Temperatura	12.55	Variable		86 - 300 grados F
							Presion de Formacion	11.33	Variable		ambiente - 20000 psi
							Acelerometro tri-axial			1 sec	

MWD / LWD Especificaciones

Exactitud	Profundidad de Investigación	Resolución	Resolución Vertical	Temperatura °F	Especificaciones
Inclinacion: +/-0.1d @ 1 Sigma, Azimut(sobre 5grados): +/-1d @ 1 Sigma		Inc: 0.03deg, Azi: 0.5deg		Standard - 300degF, Opcional - 375degF	Tiempo de Bombeo : 90 hrs / choques maximos de 800K sobre 25G u 1 sobre 250G / Choques maximos acumulados de 5 hrs @ nivel de choque 2 o 3 hrs @ nivel de choque 3 / Cementaciones de 10-15 hrs / Lodo con pH minimo de 9.5 y oxigeno maximo de
Inclinacion: +/-0.2d @ 1 Sigma, Azimut(sobre 5grados): +/-2d @ 1 Sigma		Inc: 0.10deg, Azi:			
(+/-1.0d @ 1 Sigma)					
(+/- 7%)					
(+/- 20 psi)					
Inclinacion: +/-0.1d @ 1 Sigma, Azimut(sobre 5grados): +/-1d @ 1 Sigma		Inc: 0.03deg, Azi: 0.5deg		Standard - 300degF, Opcional - 375degF	
Inclinacion: +/-0.2d @ 1 Sigma, Azimut(sobre 5grados): +/-2d @ 1 Sigma		Inc: 0.10deg, Azi: 1deg			
(+/-2.0d @ 1 Sigma)					
2.5cps		0.64 cps (statistical)			
(+/- 20 psi)					
Inclinacion: +/-0.1d @ 1 Sigma, Azimut(sobre 5grados): +/-1d @ 1 Sigma		Inc: 0.03deg, Azi:		Standard - 300degF, Opcional - 375degF	
Inclinacion: +/-0.2d @ 1 Sigma, Azimut(sobre 5grados): +/-2d @ 1 Sigma		Inc: 0.10deg, Azi:			
(+/-1.5d @ 1 Sigma)		6deg			
(+/- 6%)		0.50 cps (statistical)			
Inclinacion: +/-0.1d @ 1 Sigma, Azimut(sobre 5grados): +/-1d @ 1 Sigma		Inc: 0.03deg, Azi:		Standard - 300degF, Opcional - 375degF	
Inclinacion: +/-0.2d @ 1 Sigma, Azimut(sobre 5grados): +/-2d @ 1 Sigma		Inc: 0.10deg, Azi:			
(+/-1.0d @ 1 Sigma)		3deg			
(+/- 3%)		(+/-2 API @ 100 API & 100ft/hr	6in		
abajo de 60 ohmm: +/-2%, sobre 60 ohmm: +/-0.3mmho/m			0.7 ft @ 0.20ohmm, 2ft @ 200ohmm		
abajo de 25 ohmm: +/-3%, sobre 25 ohmm: +/-0.5mmho/m			1 ft @0.20ohmm, 8ft @ 50ohmm		
abajo de 10 pu: +/- 0.5 pu, sobre 10 pu - 50 pu: +/- 0.5% pu			12in	Standard - 300degF, Opcional - 375degF	
(+/- 0.015 g/cc @ 2 - 3 g/cc)			6in		
(+/- 5% units)			2in		
abajo de10 pu: +/- 0.5 pu, sobre 10 pu - 50 pu: +/- 0.5% pu			12in	300 degF	Tiempo de bombeo : 90 hrs / Choques maximos de 800K sobre 25G o 1 sobre 250G / choques maximos acumulados de 5 hrs @ choques de nivel 2 o 3 hrs @ choques de nivel 3 / Cementaciones de 10-15 hours / Lodos con pH minimo de 9.5 y contenido de
(+/- 0.015 g/cc @ 1.7 - 3.05 g/cc)			6in		
(+/- 5% unidades)			2in		
(+/- 0.1 in)	WBM @ 10ppg: 3in & 14ppg: 1.5in		6in @ 90 fph		
(+/- 0.1 in)	OBM @ 10ppg: 2.5in & 14ppg: 1in		6in @ 90 fph		
abajo de10 pu: +/- 0.5 pu, sobre 10 pu - 50 pu: +/- 0.5% pu			12in	300 degF	
(+/- 0.015 g/cc)			6in		
(+/- 5% unidades)			2in		
(+/- 0.1 in)	MW @ 10ppg & densidad 2.2g/cc: 3in		6in @ 90 fph		
(+/- 0.1 in)	MW @ 14ppg & densidad 2.5g/cc: 1in		6in @ 90 fph		
abajo de10 pu: +/- 0.5 pu, sobre 10 pu - 50 pu: +/- 0.5% pu			13in	300 degF	
(+/- 0.015 g/cc)			6in		
(+/- 0.25 unidades)			2in		
(+/- 0.1 in)	MW @ 10ppg & densidad 2.2g/cc: 3in		6in @ 90 fph		
(+/- 0.1 in)	MW @ 14ppg & densidad 2.5g/cc: 1in		6in @ 90 fph		
(+/- 2% / +/- 0.3 mS/m)	n para 10in, 13in para 16in, 14in para 22in, 15in para 28in & 17in para 34in espaciamiento @ R=1 ohmm		0.7ft para 10in, 16in, 22in, 28in & 34in espaciamiento @ R=1 ohmm	300 degF	
	14in para 10in, 18in para 16in, 22in para 22in, 25in para 28in & 28in para 34in espaciamineto @ R=10 ohmm		1.0ft para 10in, 16in, 22in, 28in & 34in espaciamiento @ R=10 ohmm		
(+/- 2% / +/- 2 mS/m)	n para 10in, 17in para 16in, 19in para 22in, 22in para 28in & 25in para 34in espaciamiento @ R=1 ohmm		1.0ft para 10in, 16in, 22in, 28in & 34in espaciamiento @ R=1 ohmm		
(+/- 3% / +/- 1.5 mS/m)	n para 10in, 19in para 16in, 22in para 22in, 24in para 28in & 26in para 34in espaciamiento @ R=1 ohmm		1.8ft para 10in, 16in, 22in, 28in & 34in espaciamiento @ R=1 ohmm		
	27in para 10in, 31in para 16in, 34in para 22in, 36in para 28in & 38in para 34in espaciamiento @ R=10 ohmm		4.0ft para 10in, 5.0ft para 16in, 6.0ft para 22, 28 & 34in espaciamiento @ R=10 ohmm		
(+/- 3% / +/- 10 mS/m)	n para 10in, 27in para 16in, 30in para 22in, 33in para 28in & 36in para 34in espaciamiento @ R=1 ohmm		3.0ft para 10in, 3.5ft para 16in, 4.0ft para 22, 28 & 34in espaciamiento @ R=1 ohmm		
(+/- 7%)			6in		
(+/- 1.2 mG)		0.7 mG			
(+/- 1 psi)		1 psi			

< 60 ohmm: +/-3% @ 10in, 16in, 22in, 28in & 34in de espacimiento > 60 ohmm: +/-0.5 mmho/m @ 10in, 16in, 22in, 28in & 34in de espaciamiento	n para 10in, 19in para 16in, 24in para 22in, 28in para 28in & 33in para 34in espaciamiento @ 10% IRGF n para 10in, 36in para 16in, 44in para 22in, 52in para 28in & 60in para 34in espaciamiento @ 50% IRGF 66in para 10in, 73in para 16in, 81in para 22in, 88in para 28in & 95in para 34in espaciamiento @ 90% IRGF		0.7ft para 10in, 16in, 22in, 28in & 34in espaciamiento @ R=0.2 ohmm 2.0ft para 10in, 16in, 22in, 28in & 34in espaciamiento @ R=200 ohmm	300 degF	Tiempo de bombeo: 90 hrs / Choques maximos de 800K sobre 25G o 1 sobre 250G / choques maximos acumulados de 5 hrs @ choques de nivel 2 o 3 hrs @ choques de nivel 3 / Cementaciones de 10-15 hours / Lodos con pH minimo de 9.5 y contenido de
< 60 ohmm: +/-5% @ 10in, 16in, 22in, 28in & 34in de espaciamiento > 60 ohmm: +/-2 mmho/m @ 10in, 16in, 22in, 28in & 34in de espaciamiento	n para 10in, 50in para 16in, 57in para 22in, 63in para 28in & 69in para 34in espaciamiento @ 10% IRGF para 10in, 88in para 16in, 96in para 22in, 103in para 28in & 111in para 34in espaciamiento @ 50% IRGF 150in para 10in, 157in para 16in, 163in para 22in, 170in para 28in & 176in para 34in espaciamiento @ 90% IRGF		1.0ft para 10in, 16in, 22in, 28in & 34in espaciamiento @ R=0.2 ohmm 8.0ft para 10in, 16in, 22in, 28in & 34in espaciamiento @ R=50 ohmm		
(+/- 3%)		1 cps	6in es cuantitativo		
(+/- 2% / +/- 0.3 mS/m)	n para 16in, 14in para 22in, 15in para 28in, 17in para 34in & 18in para 40in espaciamiento @ R=1 ohmm 18in para 16in, 22in para 22in, 25in para 28in, 28in para 34in & 30in para 40in espaciamiento @ R=10 ohmm		0.7ft para 16in, 22in, 28in, 34in & 40in espaciamiento @ R=1 ohmm 1.0ft para 16in, 22in, 28in, 34in & 40in espaciamiento @ R=10 ohmm	Standard - 300degF, Opcional - 375degF	
(+/- 2% / +/- 2 mS/m)	n para 16in, 19in para 22in, 22in para 28in, 25in para 34in & 27in para 40in espaciamiento @ R=1 ohmm		1.0ft para 16in, 22in, 28in, 34in & 40in espaciamiento @ R=1 ohmm		
(+/- 3% / +/- 1.5 mS/m)	n para 16in, 22in para 22in, 24in para 28in, 26in para 34in & 29in para 40in espaciamiento @ R=1 ohmm 31in para 16in, 34in para 22in, 36in para 28in, 38in para 34in & 40in para 40in espaciamiento @ R=10 ohmm		1.8ft para 16in, 22in, 28in, 34in & 40in espaciamiento @ R=1 ohmm 4.0ft para 16in, 5.0ft para 22in, 6.0ft para 28, 34 & 40in espaciamiento @ R=10 ohmm		
(+/- 3% / +/- 10 mS/m)	n para 16in, 30in para 22in, 33in para 28in, 36in para 34in & 38in para 40in espaciamiento @ R=1 ohmm		3.0ft para 16in, 3.5ft para 22in, 4.0ft para 28, 34 & 40in espaciamiento @ R=1 ohmm		
(+/- 3%)			6in		
(+/- 1 psi)		1 psi			
<2000 ohmm: +/- 5%, >2000 ohmm: +/- 20%	12 in		12 - 24in	300 degF	
<2000 ohmm: +/- 5%, >2000 ohmm: +/- 20%	7 in		2 - 3in		
<200 ohmm: +/- 5%, >200 ohmm: +/- 20%	1 in		2 - 3in		
<200 ohmm: +/- 5%, >200 ohmm: +/- 20%	3 in		2 - 3in		
<200 ohmm: +/- 5%, >200 ohmm: +/- 20%	5 in		2 - 3in		
(+/- 7%)			1.5in		
<2000 ohmm: +/- 5%, >2000 ohmm: +/- 20%	12 in		12 - 24in	300 degF	
<2000 ohmm: +/- 5%, >2000 ohmm: +/- 20%	7 in		2 - 3in		
<200 ohmm: +/- 5%, >200 ohmm: +/- 20%	1 in		2 - 3in		
<200 ohmm: +/- 5%, >200 ohmm: +/- 20%	3 in		2 - 3in		
<200 ohmm: +/- 5%, >200 ohmm: +/- 20%	5 in		2 - 3in		
(+/- 7%)			1.5in		
(+/- 2 micro-seg/ft)	1 ft		2 ft	300 degF	
(+/- 2 micro-seg/ft)	1 ft		2 ft	300 degF	

5 pu/pap	14 in		0.5 ft		
5 pu/pap	14 in		0.5 ft		
5 pu/pap	14 in		0.5 ft		
5 pu/pap	14 in		0.5 ft		
				300 degF	
(+/- 2%) / +/- 0.3 mS/m	n para 16in, 14in para 22in, 15in para 28in, 17in para 34in & 18in para 40in espaciamiento @ R=1 ohmm		0.7ft para 16in, 22in, 28in, 34in & 40in espaciamiento @ R=1 ohmm		
	18in para 16in, 22in para 22in, 25in para 28in, 28in para 34in & 30in para 40in espaciamiento @ R=10 ohmm		1.0ft para 16in, 22in, 28in, 34in & 40in espaciamiento @ R=10 ohmm		
(+/- 2%) / +/- 2 mS/m	n para 16in, 19in para 22in, 22in para 28in, 25in para 34in & 27in para 40in espaciamiento @ R=1 ohmm		1.0ft para 16in, 22in, 28in, 34in & 40in espaciamiento @ R=1 ohmm		
(+/- 3%) / +/- 1.5 mS/m	n para 16in, 22in para 22in, 24in para 28in, 26in para 34in & 29in para 40in espaciamiento @ R=1 ohmm		1.8ft para 16in, 22in, 28in, 34in & 40in espaciamiento @ R=1 ohmm		
	31in para 16in, 34in para 22in, 36in para 28in, 38in para 34in & 40in para 40in espaciamiento @ R=10 ohmm		4.0ft para 16in, 5.0ft para 22in, 6.0ft para 28, 34 & 40in espaciamiento @ R=10 ohmm		
(+/- 3%) / +/- 10 mS/m	n para 16in, 30in para 22in, 33in para 28in, 36in para 34in & 38in para 40in espaciamiento @ R=1 ohmm		3.0ft para 16in, 3.5ft para 22in, 4.0ft para 28, 34 & 40in espaciamiento @ R=1 ohmm	300 degF	
(+/- 0.04 dB)					
(+/- 0.06 dB)					
(+/- 3%)			6in		
(+/- 2%) / +/- 0.3 mS/m	n para 16in, 14in para 22in, 15in para 28in, 17in para 34in & 18in para 40in espaciamiento @ R=1 ohmm		0.7ft para 16in, 22in, 28in, 34in & 40in espaciameinto @ R=1 ohmm		
	18in para 16in, 22in para 22in, 25in para 28in, 28in para 34in & 30in para 40in espaciamiento @ R=10 ohmm		1.0ft para 16in, 22in, 28in, 34in & 40in espaciamiento @ R=10 ohmm		
(+/- 2%) / +/- 2 mS/m	n para 16in, 19in para 22in, 22in para 28in, 25in para 34in & 27in para 40in espaciamiento @ R=1 ohmm		1.0ft para 16in, 22in, 28in, 34in & 40in espaciamiento @ R=1 ohmm		
(+/- 3%) / +/- 1.5 mS/m	n para 16in, 22in para 22in, 24in para 28in, 26in para 34in & 29in para 40in espaciamiento @ R=1 ohmm		1.8ft para 16in, 22in, 28in, 34in & 40in espaciamiento @ R=1 ohmm		
	31in para 16in, 34in para 22in, 36in para 28in, 38in para 34in & 40in para 40in espaciamiento @ R=10 ohmm		4.0ft para 16in, 5.0ft para 22in, 6.0ft para 28, 34 & 40in espaciamiento @ R=10 ohmm		
(+/- 3%) / +/- 10 mS/m	n para 16in, 30in para 22in, 33in para 28in, 36in para 34in & 38in para 40in espaciamiento @ R=1 ohmm		3.0ft para 16in, 3.5ft para 22in, 4.0ft para 28, 34 & 40in espaciamiento @ R=1 ohmm	300 degF	
(+/- 0.04 dB)					
(+/- 0.06 dB)					
(+/- 3%)			6in		
<10 pu: +/- 0.5 pu, 10 pu to 50 pu: +/- 5% pu			12 in		
<10 pu: +/- 0.5 pu, 10 pu to 50 pu: +/- 5% pu			12 in		
(+/- 0.015 g/cc)			6 in		
(+/- 5%)			2 in		
Promedio: +/- 0.035 g/cc, Cuadrante bajo: +/- 0.030 g/cc			18 in		
(+/- 2%)			12 in		
Standoff < 0.5in: 0.1 to 20% x standoff, 0.5 < standoff < 1in: +0.2 / -40% standoff			6 in		
Sigma <20 cu @ 200 ft/hr: +/- 1cu, Sigma >20 cu @ 200ft/hr: +/- 5%			15 in		
			18in		
			18in		
			18in		
(+/- 2% / +/- 0.3 mS/m)	13in para 16in, 14in para 22in, 15in para 28in, 17in para 34in & 18in para 40in espaciamiento @ R=1 ohmm		0.7ft para 16in, 22in, 28in, 34in & 40in espaciamiento @ R=1 ohmm	300 degF	
	18in para 16in, 22in para 22in, 26in para 28in, 30in para 34in & 34in para 40in espaciamiento @ R=20 ohmm		1.0ft para 16in, 22in, 28in, 34in & 40in espaciamiento @ R=10 ohmm		
(+/- 2% / +/- 2 mS/m)	17in para 16in, 19in para 22in, 22in para 28in, 25in para 34in & 27in para 40in espaciamiento @ R=1 ohmm		1.0ft para 16in, 22in, 28in, 34in & 40in espaciamiento @ R=1 ohmm		
(+/- 3% / +/- 1.5 mS/m)	19in para 16in, 22in para 22in, 24in para 28in, 26in para 34in & 29in para 40in espaciamiento @ R=1 ohmm		1.8ft para 16in, 22in, 28in, 34in & 40in espaciamiento @ R=1 ohmm		
	44in para 16in, 48in para 22in, 51.5in para 28in, 55.5in para 34in & 60in para 40in espaciamiento @ R=20 ohmm		4.0ft para 16in, 5.0ft para 22in, 6.0ft para 28, 34 & 40in espaciamiento @ R=10 ohmm		
(+/- 3% / +/- 10 mS/m)	27in para 16in, 30in para 22in, 33in para 28in, 36in para 34in & 38in para 40in espaciamiento @ R=1 ohmm		3.0ft para 16in, 3.5ft para 22in, 4.0ft para 28, 34 & 40in espaciamiento @ R=1 ohmm		
0.05 x caliper - 0.2in		0.1 in	1.2in @ 90ft/hr, 2.7in @ 200ft/hr		
1.2 mG		0.7 mG			
25 psi		1 psi			
33 deg F		32.2 degF			
(+/- 2.2 psi)		0.005 psi @ 1 sec			
				300 degF	
(+/- 10 psi)		0.05 @ 16 Hz			

Tiempo de bombeo : 90 hrs / Choques maximos de 800K sobre 25G o 1 sobre 250G / choques maximos acumulados de 5 hrs @ choques de nivel 2 o 3 hrs @ choques de nivel 3 / Cementaciones de 10-15 hours / Lodos con pH minimo de 9.5 y contenido de

BIBLIOGRAFÍA

www.slb.com/oilfield
Toda la documentación de la compañía Schlumberger fue obtenida bajo supervisión.

William W. Carpenter, Applications and Interpretations of Azimutally Sensitive Density Measurements Adquired While Drilling. Schlumberger Wireline & Testing.

Jack Horkowitz, Steve Carry, Applications of a New Magnetic Resonance Logging While Drilling Tool in a Gulf of Mexico Deepwater Development Project. Schlumberger Oilfield Services.

Donald S. Wolcott, Characterization of a Heterogeneous Formation Using Azimuthal Logging While Drilling (LWD) Measurements, Colorado School of Mines. SPWLA 36th Annual Logging Symposium, June 26-29 1995.

Formation Evaluation Review. ASA Reservoir Evaluation-Wireline. Volume 1 and 2. August 2001.

Jackson and Heysse, Improving Formation Evaluation by Resolving Differences Between LWD and Wireline Log Data. Halliburton Energy Services. SPE 28428.

K Hsu, Interpretation and Analysis of Sonic While Drilling Data in Overpressured Formations. Anadrill Sugar Land Texas.

Tom Bratton, Ted Bornemann, Logging While Drilling Images for Geomechanical, Geological and Petrophysical Interpretation. Schlumberger.

Steve Borner, Trevor Burgess, Measurements al the Bit: A New Generation of MWD Tools. Sugar Land, Texas, USA.

Recent Advances in LWD/MWD and Formation Evaluation. World Oil Magazine. Vol 227 No. 3 Stephen Prensky

Wajid Rasheed, “Downhole Vision” Well Construction.

Dick Ghiselin, “New System attacks drilling risk” Deepwater Drilling. Abril 2005.

Erhard Bornemann, ken Bramlett, “The Application and accuracy of geological information from a logging-while-drilling density tool” Schlumberger Oilfield Services, Shell Deepwater Production. SPWLA 1998.

Jean Desroches, Tom Bratton, “Formation Caracterization: Well Logs”

H Cao, T Endo, “Reservoir characterization – Integrated Interpretation of Borehole Data and Surface Seismic Data”, SPE 72160 , 2001.
Jan Morley, “Introducction to Measurement While Drilling” Schlumberger, 1998.
Raymond de Verteuil, Iain McCourt, Introduccion to Directional Drilling, Schlumberger 2001.

Walt Aldred, Jim Belaskie, “Una Nueva Forma de Perforar”, Cambridge Inglaterra, 2005.