



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**APUNTES, APLICACIONES Y
EJERCICIOS DE PETROFÍSICA Y
REGISTROS DE POZOS:
REGISTROS COMPLEMENTARIOS**

MATERIAL DIDÁCTICO

Que para obtener el título de

Ingeniero Geofísico

P R E S E N T A N

Christian Axel Rodríguez Jiménez

Erick Aguilar Guevara

ASESORA DE MATERIAL DIDÁCTICO

Dra. Iza Canales García



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2024

Índice

Registros complementarios.....	9
Introducción.....	9
Objetivos Generales	10
Objetivos Particulares.....	10
1. Registro Cáliper o Calliper.....	10
1.1 Principio de medición.....	11
1.2 Principales herramientas con cáliper integrado.....	12
1.3 Funcionamiento de la herramienta cáliper	14
1.4 Factores geológicos que influyen en la forma del agujero	14
1.5 Geometría de los agujeros y control de calidad del cáliper	16
1.6 Presentación del registro	18
1.7 Correcciones	19
1.8 Aplicaciones	20
1.9 Ejemplo de aplicación	20
2. Registro de echados (Dipmeter log).....	21
2.1 Principio de medición.....	22
2.2 Diseño de las herramientas de medición de echados.....	23
2.3 Herramienta de medición de echados de alta resolución (HDT)	25
2.4 Características de las curvas de microresistividad	28
2.5 Herramienta de medición de echados de alta resolución estratigráfica (SHDT)	28
2.6 Herramienta de medición de echados en lodos base aceite (OBDT).....	30
2.7 Presentación del registro	32
2.8 Representación gráfica de los registros de medición de echados	32
2.9 Representación estereográfica	34
2.10 Representación FAST (Traza de simulación anómala de la formación).....	34
2.11 Representación tipo Stick Plot	34
2.12 Representación SODA (Separación entre echados y azimuts).....	35
2.13 Representación de frecuencia azimutal.....	35
2.14 Correcciones	35
2.15 Condiciones del agujero.....	38
2.16 Tipo de lodo de perforación utilizado.....	38
2.17 Adquisición y procesamiento de los datos.....	38

2.18 Aplicaciones	39
2.19 Ejemplo de aplicación	41
3. Registro de imágenes de pared de pozo.....	42
3.1 Antecedentes	42
3.2 Principio de medición.....	43
3.3 Tipos de herramienta utilizadas en la adquisición de imágenes	45
3.4 Herramientas eléctricas de imágenes	46
3.5 Herramientas microeléctricas de imágenes	47
3.6 Herramienta de generación de imágenes microeléctricas de cobertura total (FMI)	48
3.7 Principio de medición de las herramientas microeléctricas (FMS, FMI)	52
3.8 Otras herramientas de generación de imágenes microeléctricas	52
3.9 Creación de las imágenes microeléctricas	53
3.10 Herramienta de imágenes microelectricas en lodos base aceite (OBMI)	54
3.11 Herramientas macroeléctricas de imágenes (resistivas azimutales)	55
3.12 Otras herramientas de macroresistividad.....	58
3.13 Presentación de los registros eléctricos de imágenes.....	58
3.14 Aplicaciones de los registros eléctricos de imágenes	59
3.15 Herramientas acústicas de imágenes	60
3.16 Herramienta BHTV (Borehole Televiewer).....	60
3.17 Diseño y principio de medición de la BHTV	61
3.18 Herramienta CBIL (Circumferential Borehole Imaging)	64
3.19 Diseño y principio de medición de la herramienta CBIL	64
3.20 Factores que afectan las mediciones de la CBIL	66
3.21 Herramienta UBI (Ultrasonic Borehole Imager)	67
3.22 Diseño y principio de medición de la herramienta UBI.....	67
3.23 Factores que afectan las mediciones en la UBI.....	69
3.24 Aplicaciones de la herramienta UBI.....	69
3.25 Ejemplo de aplicación	70
3.26 Herramientas acústicas para evaluación de la cementación: Herramienta USI (Ultrasonic Imaging Tool)	71
3.27 Herramientas acústicas de evaluación de la cementación (USI, CBL-VDL)	73
3.28 Presentación de los registros acústicos de imágenes	76
3.29 Aplicaciones	78

3.30 Comparación de resultados obtenidos por medio de las herramientas de imágenes eléctricas y las herramientas de imágenes acústicas	79
3.31 Servicios de video de pozo	80
4. Registros durante la perforación y en tiempo real	84
4.1 Principio de medición de los registros LWD	85
4.2 Diseño de las herramientas LWD	86
4.3 Mediciones de resistividad durante la perforación	86
4.4 Herramienta de resistividad de propagación de onda electromagnética	87
4.5 Herramientas eléctricas de imágenes LWD (RAB, Resistivity At The Bit)	89
4.6 Herramientas de rayos gamma naturales LWD	95
4.7 Herramientas de inducción LWD	95
4.8 Herramientas acústicas LWD	96
4.9 Herramientas de densidad LWD	97
4.10 Herramienta de imágenes de densidad-neutrón (ADN)	98
4.11 Principales aplicaciones de la herramienta ADN	100
4.12 Herramientas de neutrones LWD	101
4.13 Herramientas de resonancia magnética nuclear LWD	103
5. Registro de temperatura	104
5.1 Temperatura de formación y distribución de temperatura del subsuelo	104
5.2 Registro de temperatura	107
5.3 Principio de medición	108
5.4 Principales herramientas del registro de temperatura: Termómetro indicador de máxima	109
5.5 Cálculos de gradiente y temperatura de formación	111
5.6 Temperatura de formación estática	112
5.7 Distribución de temperatura en pozos profundos	115
5.8 Presentación del registro	118
5.9 Correcciones en los Registros de Temperatura y el Termómetro Indicador de Máxima en Pozos de Exploración	119
5.10 Aplicaciones	120
Ejercicios	121
Referencias del capítulo	126

Índice de figuras

Figura 1. Esquema del calíper en herramientas micro resistivas (Modificado de Bassiouni, 1994).	13
Figura 2. Esquema del calíper en herramientas D-N (Modificado de Bassiouni, 1994).	13
Figura 3. Esquema del calíper en herramientas sónicas: (A) medición del agujero con el calíper; (B) anillos; (C) enjarre; (D) pared de la formación; (E) herramienta sónica (Modificado de Bassiouni, 1994).	13
Figura 4. Esquema del calíper de cuatro brazos en herramientas BGT (Modificado de Bassiouni, 1994).	13
Figura 5. Esquema que muestra las distintas geometrías que pueden encontrarse en las formaciones debido principalmente al tipo de litología y los fluidos que intervienen en el agujero (Modificado de Ricco, 2012).	16
Figura 6. Esquema que muestra la posición preferencial de las herramientas en agujeros ovalados (Modificado de Bassiouni, 1994).	17
Figura 7. Esquema que muestra la posición de las herramientas sónicas en agujeros ovalados (Modificado de Bassiouni, 1994).	17
Figura 8. Ejemplo de un registro calíper utilizando herramientas de uno y dos brazos (Modificado de Bassiouni, 1994).	18
Figura 9. Ejemplo de un registro calíper utilizando herramientas de dos y tres brazos (Modificado de Bassiouni, 1994).	19
Figura 10. Esquema que muestra el principio de medición de las herramientas de medición de echados (Modificado de Ricco, 2012).	23
Figura 11. Esquema y diseño de la herramienta de medición de echados de alta resolución (HDT) de Schlumberger (Modificado de Rider, 2000).	27
Figura 12. Esquema que ilustra el principio que subyace en gran parte de las herramientas de medición de echados (Modificado de Ricco, 2012).	27
Figura 13. Esquema que muestra el diseño de la herramienta y de los patines SHDT (Modificado de Ricco, 2012).	30
Figura 14. Esquema que muestra el principio de medición con el que opera la herramienta OBDT (Modificado de Ricco, 2012).	31
Figura 15. Ejemplo de un registro de medición de echados adquirido con la herramienta Diplog de la compañía Western Atlas (Modificado de Rider, 2000).	33
Figura 16. Ejemplo del registro de medición de echados donde se presenta un gráfico tapdole que muestra las curvas de resistividad adquiridas mediante una HDT, una SHDT y una OBDT en un pozo con intervalos de arenas (Modificado de Luthi, 2001).	36
Figura 17. Ejemplo de la representación FAST donde se ilustra una visualización de los echados de las formaciones en una representación cilíndrica enrollada (Modificado de Luthi, 2001).	37
Figura 18. Ejemplo de la representación SODA en conjunto con un tipo de gráfico STICK PLOT donde se presenta una visualización de los echados de los azimuts y los echados en las formaciones en columnas separadas (Modificado de Luthi, 2001).	37
Figura 19. Esquema que muestra patrones sedimentarios que son posibles reconocer por medio de los registros de medición de echados SHDT, OBDT, HDT (Modificado de Pirson, 1977).	40
Figura 20. Esquema que muestra patrones estructurales que pueden ser interpretados por medio de los registros de medición de echados SHDT, OBDT, HDT (Modificado de Pirson, 1977).	40

Figura 21. Esquema que muestra patrones tectónicos que pueden ser interpretados por medio de los registros de medición de echados SHDT, OBDT, HDT (Modificado de Pirson, 1977).	41
Figura 22. Configuración de las diferentes versiones con dos y cuatro patines de imágenes de la herramienta FMS en la adquisición de imágenes microeléctricas de las formaciones (Modificado de Ricco, 2012).	48
Figura 23. Esquema de los patines que conforman la herramienta FMI, así como el diseño y las dimensiones de los electrodos que están acoplados a los patines (Modificado de Castrejón, 2010).49	
Figura 24. Esquema de la herramienta de imágenes microeléctricas FMI (Modificado de Schlumberger, 2004).	50
Figura 25. Ejemplo de dos registros de imágenes correspondientes al mismo intervalo en un pozo, donde se logra observar la distinta calidad y cantidad de información si se utilizan distintas versiones de las herramientas microeléctricas (Modificado de Ricco, 2012).	51
Figura 26. Imagen de la herramienta STAR de la compañía Baker Hughes (Modificado de Fuentes, 2021).	52
Figura 27. Ilustración que ejemplifica como se crean las imágenes resistivas mediante las herramientas de microrresistividad, así como la presentación de estas definiendo el rumbo y echado de las capas (Modificado de Ricco, 2012).	53
Figura 28. Esquema y principio de medición de la herramienta OBMI de la compañía Schlumberger, utilizada para la adquisición de imágenes en lodos base aceite (Modificado de Schlumberger, 2001).	55
Figura 29. Diagrama que ejemplifica cómo se encuentra constituido el arreglo de electrodos azimutales de la herramienta ARI dentro de la herramienta DLL, así como las líneas de corriente que se generan de los diferentes electrodos (Modificado de Ricco, 2012).	56
Figura 30. Ilustración que ejemplifica el arreglo de electrodos azimutales dentro del electrodo A2 de la DLL y los patrones de corrientes que se pueden generar dependiendo de la modalidad de medición que se utilice (Modificado de Ricco, 2012).....	58
Figura 31. Registro de imágenes obtenidos por medio de la herramienta FMI (Modificado de Castrejón, 2010).	59
Figura 32. Esquema de la herramienta BHTV con su transductor piezoeléctrico (Modificado de Ricco, 2012).	62
Figura 33. Ilustración con el principio de medición que gobierna a las herramientas acústicas (Modificado de Ricco, 2012).	62
Figura 34. Ilustración con la dirección que siguen las señales acústicas en distintas geometrías de pozo (Modificado de Ricco, 2012).....	64
Figura 35. Esquema con los factores que afectan negativamente la calidad de las imágenes ultrasónicas: la geometría e irregularidades de las paredes del agujero, presencia de formaciones suaves y lodos de perforación densos (Modificado de Ricco, 2012).	67
Figura 36. Esquema de la herramienta UBI patentada por la compañía Schlumberger (Modificado de Ricco, 2012).	68
Figura 37. Esquema de la herramienta UBI y principio de medición del transductor con el cual trabaja la herramienta dependiente del sentido de rotación (Modificado de Ricco, 2012).	69
Figura 38. Esquema con los fundamentos del principio de medición con el cual opera la herramienta USI (Modificado de Ricco, 2012).	72
Figura 39. Esquema de las herramientas de adquisición de registros sónicos. Se muestra de los registros de evaluación de adherencia del cemento (CBL) y los registros de densidad variable	

(VDL) la manera en que se obtiene la información sobre los trabajos de cementación (Modificado de Schlumberger, 2008).	74
Figura 40. Esquema de la respuesta típica de los registros CBL-VDL en diferentes condiciones de cementación en pozos petroleros (Modificado de Rasso, 2000).	76
Figura 41. Comparación de imágenes eléctricas y acústicas obtenidas mediante las herramientas FMI, ARI y USI (Modificado de Schlumberger, 2001).	77
Figura 42. Representación de los fenómenos comunes que se presentan en algunas perforaciones y que pueden ser detectables utilizando las herramientas acústicas de imágenes (Modificado de Schlumberger, 2001).	78
Figura 43. Ejemplos de imágenes del interior de un pozo que pueden ser adquiridos por medio del servicio DHV de Halliburton (Modificado de Castrejón, 2010).	83
Figura 44. Esquema con los rasgos que pueden ser visualizados por medio de la adquisición de videos de pozo (pozos adomados o pozos descubiertos) (Modificado de Castrejón, 2010).	83
Figura 45. Esquema que muestra cómo son realizadas las operaciones llevadas a cabo por las herramientas LWD, y el tipo de información que se puede obtener de ellas (Modificado de Ricco, 2012).	84
Figura 46. Esquemas que muestran la configuración de las herramientas RAB y geoVISION de la compañía Schlumberger (Modificado de Schlumberger, 1993).	91
Figura 47. Ejemplo de registro de resistividad utilizando la herramienta RAB (Modificado de Riedel, 2008).	92
Figura 48. Al igual que con las herramientas operadas por cable, en la herramienta RAB se utiliza un arreglo que consiste en dos transmisores de corriente (inferior y superior) y dos toroides monitores (inferior y central) para lograr un enfoque radial de la corriente en el electrodo de anillo cilíndrico (Modificado de Ellis y Singer, 2007).	93
Figura 49. División de las mediciones que realizan las herramientas LWD en cuadrantes con respecto a la cara de gravedad de la herramienta (Modificado de Luthi, 2001).	94
Figura 50. Esquema de las configuraciones de la herramienta ADN, mostrando las fuentes de densidad y de neutrones (Modificado de Luthi, 2001).	100
Figura 51. Ilustración de la distribución lineal de la temperatura en el subsuelo (Modificado de Bassiouni, 1994).	105
Figura 52. Esquema con la distribución real e idealizada de la temperatura del subsuelo (Modificado de Bassiouni, 1994).	107
Figura 53. Esquema de un sondeo continuo de temperatura (Modificado de Bassiouni, 1994). ...	109
Figura 54. Mapa de contorno de gradientes geotérmicos en el área de la costa del golfo de Estados Unidos y del continente medio (Modificado de Bassiouni, 1994).	112
Figura 55. Esquema con la distribución de temperatura alrededor de un pozo en diferentes intervalos de tiempo desde que se detuvo la circulación (Modificado de Bassiouni, 1994).	113
Figura 56. Esquema con la temperatura del lodo frente al tiempo transcurrido desde que se detuvo la circulación (Modificado de Bassiouni, 1994).	114
Figura 57. Gráfica tipo Horner para la acumulación de temperatura del lodo (Modificado de Bassiouni, 1994).	115
Figura 58. Esquema con las temperaturas de fondo de pozo obtenidas en pozos perforados en el condado de Pecos, TX (Modificado de Bassiouni, 1994).	116
Figura 59. Esquema con la distribución de temperatura en pozos profundos (Modificado de Bassiouni, 1994).	118

Figura 60. Gráfica semilogarítmica de los datos de temperatura obtenidos en pozos perforados en el condado de Pecos, TX (Modificado de Bassiouni, 1994).	119
Figura 61. Sensibilidad a la temperatura superficial supuesta en el rango de 60 a 80 °F para el ejemplo 1 (Modificado de Bassiouni, 1994).	123
Figura 62. Gráfico tipo Horner para el aumento de temperatura del ejemplo 2 (Modificado de Bassiouni, 1994).	124
Figura 63. Encabezado de registro, R_m , y variación a corto plazo de R_m y ρ_m contra profundidad para un pozo del condado de Brazoria, TX (Modificado de Bassiouni, 1994).	126

Índice de tablas

Tabla 1. Herramientas de medición de echados patentadas (Rider, 2000).	25
Tabla 2. Herramientas fundamentales de imágenes eléctricas (Modificado de Rider, 2000).	45
Tabla 3. Herramientas fundamentales de imágenes acústicas (Modificado de Rider, 2000).	46
Tabla 4. Cobertura de imágenes que se pueden obtener en diferentes tamaños de pozos (Modificado de Rider, 2000).	51
Tabla 5. Conductividad térmica de distintos materiales (Modificado de Bassiouni, 1994).	106

Registros complementarios

Introducción

Los registros geofísicos desempeñan un papel fundamental al proporcionar datos valiosos sobre las estructuras subterráneas, el mapeo litológico, y los contenidos de hidrocarburo. La evaluación precisa de las características geológicas y petrofísicas permite evaluar y maximizar el rendimiento de los yacimientos.

Esta investigación se enfoca en la revisión y aplicación de diferentes herramientas de registros complementarios, destacando la incorporación de nuevas tecnologías en la adquisición de datos. Además, se aborda la interpretación tanto cualitativa como cuantitativa de los registros en pozo, explorando los resultados de probadores de formación y pruebas de presión-producción. La integración de los hallazgos obtenidos de los registros de hidrocarburos, núcleos y láminas delgadas brinda una comprensión más detallada, permitiendo una comprensión más precisa sobre las zonas de interés.

El estudiante a partir de este compendio aprenderá acerca de los principios, correcciones, presentación y aplicaciones de los registros cáliper, registros de echados, registros de imágenes de pared de pozo y registros de temperatura, en el contexto de la ingeniería y los registros geofísicos de pozos.

La conceptualización de un pozo exploratorio de hidrocarburos o un pozo destinado a la extracción de agua o minerales conlleva, en términos generales, la consideración de su configuración como la de un cilindro con un diámetro preestablecido. Este cilindro alberga un fluido de perforación caracterizado por propiedades conocidas, aunque en ciertas circunstancias puede contener exclusivamente aire.

Desde una perspectiva histórica, las técnicas de registro se fundamentaron en la suposición de que las formaciones encontradas en los pozos perforados se comportan como medios infinitos, homogéneos e isotrópicos (Ramírez, H., & González, L., 2008). No obstante, en la contemporaneidad, se ha llegado a reconocer que estas formaciones no siempre se ajustan a dicha descripción, a menos que se tome en cuenta la estratificación de las capas. En situaciones de estratificación, es factible tratar las capas individuales del pozo como homogéneas e isotrópicas, aunque no es posible extrapolar esta característica al pozo en su conjunto, como se creía previamente.

En la actualidad, la selección de la herramienta apropiada para la obtención de registros en un pozo se encuentra intrínsecamente ligada al tipo de perforación llevada a cabo, ya sea vertical, horizontal o direccional. Además, resulta imperativo poseer un conocimiento exhaustivo de diversos parámetros, siendo cruciales la geometría y el diámetro del pozo, las propiedades del fluido de perforación, la temperatura tanto en el lecho del pozo como en las formaciones circundantes, así como las posibles variaciones radiales en el orificio. Estos factores, descritos detalladamente por Ricco en 2012, desempeñan un papel fundamental en la elección adecuada de las herramientas de registro.

Objetivos Generales

El presente trabajo de análisis e interpretación de registros geofísicos que engloba los registros complementarios: registro cáliber, registro de echados, registro de imágenes de pared de pozo, registros durante la perforación y en tiempo real, y registros de temperatura, se enfoca en poder dotar de una síntesis general y suficiente a los alumnos de Ciencias de la Tierra, y con ello proporcionarles un panorama teórico que les permita conocer las nuevas herramientas que se emplean en la industria para realizar estudios más específicos en el ámbito de la exploración y producción de hidrocarburos.

Objetivos Particulares

A través de construir una base teórica general sobre las herramientas de registros geofísicos se pretende generar una nueva fuente de información, y con ello poder describir de forma general cada una de las herramientas que componen este compendio teórico de registros complementarios: registro cáliber, registro de echados, registro de imágenes de pared de pozo, registros durante la perforación y en tiempo real, y registros de temperatura, que hacen una parte fundamental del proyecto del libro de Apuntes, Aplicaciones y Ejercicios de Petrofísica y Registros Geofísicos de la Facultad de Ingeniería, UNAM.

1. Registro Cáliber o Calliper

Los métodos convencionales de registros geofísicos se utilizan para proporcionar información preliminar después de la construcción del pozo y sobre las condiciones, litología, ubicaciones de fracturas y para inferir zonas de potencial interés (Keys, 1990). Los registros convencionales incluyen el registro de cáliber, el cual es un método de inspección sencillo, directo y altamente informativo que se realiza al interior de un pozo. Con la ayuda de brazos mecánicos bajo tensión, las herramientas de cáliber pueden medir y registrar de manera continua el tamaño y/o la forma del pozo a lo largo de su longitud. Este tipo de registro, posee un valor significativo por sí mismo, aunque con frecuencia se emplea en combinación con otros métodos geofísicos de evaluación de pozos.

Las herramientas de cáliber utilizan varios brazos con resortes que se encuentran completamente contraídos mientras la herramienta desciende por el pozo, el cual generalmente tiene una geometría que se asemeja a la de un cilindro de diámetro conocido, y que contiene en su interior un fluido de perforación homogéneo, mejor conocido como lodo de perforación. A medida que la herramienta se eleva en el pozo, los brazos se expanden y contraen para mantener un contacto físico con la pared del pozo, adaptándose a su ensanchamiento o estrechamiento. Cada brazo está conectado a un dispositivo que convierte su movimiento en una señal eléctrica, la cual se calibra en función del diámetro.

Durante mucho tiempo, se utilizaron técnicas de registro con base en la idea de que las formaciones en los pozos perforados se comportaban como medios infinitos, homogéneos e isotrópicos. Sin embargo, en la actualidad se sabe con certeza que las formaciones no siguen esta configuración, a menos que se considere la estratificación de las capas. En esos casos particulares, es posible tratar las capas como homogéneas e isotrópicas, pero no se puede aplicar esta suposición a la totalidad del pozo, como se creía anteriormente.

En la actualidad, la elección de la herramienta adecuada para tomar uno o varios registros en un pozo depende en gran medida del tipo de perforación que se esté realizando (vertical, horizontal o direccional). Además, esta elección requiere del conocimiento de varios parámetros físicos, como lo son la forma y el diámetro del pozo, las propiedades del fluido de perforación, la temperatura en el fondo del pozo y en las formaciones, así como las posibles variaciones radiales que puedan ocurrir en el agujero, junto con las propiedades físicas de las formaciones.

1.1 Principio de medición

Los registros geofísicos se pueden clasificar en dos grandes grupos: los que operan a partir del principio físico de la herramienta o método de adquisición y los que estudian la propiedad física de la formación (Serra, 1984). El registro calíper es un registro mecánico que corresponde al primer grupo, y es uno de los más importantes que existen en la industria, ya que tiene la finalidad de medir con precisión las variaciones que pueden existir o presentarse en la forma y tamaño del agujero a medida que este se va perforando, con el objetivo de poder identificar posibles derrumbes, acortamientos, cavernas y zonas permeables en las formaciones. Las mediciones básicas son realizadas por medio de dos brazos articulados integrados a las herramientas de registros, aunque las mediciones más complejas y utilizadas hoy en día, se realizan por medio de cuatro brazos articulados en las herramientas de medición de echados y en la herramienta de medición de la geometría de pozo (BGT), por sus siglas en inglés Borehole Geometry Tool, la cual entre sus principales aplicaciones destacan el poder obtener dos calípers simultáneos, con lo que se obtienen datos más precisos de la forma y el diámetro del pozo, además cuenta con un inclinómetro que permite tener mediciones continuas sobre la orientación del agujero (el ángulo), la desviación que se vaya generando así como su azimut, permitiendo con ello que los calípers estén perfectamente definidos y que puedan ser acoplables junto con otras herramientas de registros en el proceso. (Darling, 2005).

Los brazos de las herramientas están estratégicamente dispuestos a ambos lados de las sondas de registro y se adhieren a las paredes del pozo mediante un sistema mecánico o hidráulico. A medida que la herramienta asciende a la superficie, se registran las variaciones en la tensión mecánica generada por los brazos en contacto con la pared rocosa, y el potenciómetro las interpreta como señales eléctricas. Estos cambios en el diámetro o la forma del pozo provocan que los brazos se abran o cierren más allá de los parámetros "normales" establecidos por la barrena, donde "normal" hace referencia al diámetro original del agujero establecido por la

broca. Estas alteraciones se reflejan en la señal como modificaciones en la resistencia medida por el potenciómetro en ohmios-metro [$\Omega \cdot m$]. Posteriormente, a través de una calibración en la superficie, es posible escalar las variaciones medidas en función de los cambios en el diámetro del agujero (Ricco, 2012).

1.2 Principales herramientas con calíper integrado

Existen diversas herramientas de toma de registros que permiten medir el diámetro y la forma del agujero utilizando un calíper. Estas herramientas incluyen las de microrresistividad (Figura 1), las de densidad-neutrón (Figura 2), las sónicas de porosidad (Figura 3), la herramienta de geometría de pozo (BGT) (Figura 4), las herramientas de medición de echados (HDT y SHDT), por sus siglas en inglés High Resolution Dipmeter Tool y Stratigraphic High Resolution Dipmeter Tool, las herramientas de imágenes, entre otras.

Estas herramientas permiten que la mayoría adopten una posición centrada excepto las de densidad-neutrón. Las mediciones más someras solo se ven afectadas por el enjarre o, en algunos casos, por los baches de lodo adheridos a las formaciones, lo cual puede corregirse mediante tablas de corrección específicas.

Las herramientas de microrresistividad están equipadas con dos brazos mecánicos articulados que presentan patines en sus extremos (de 6" de longitud). Estos brazos son hidráulicamente presionados contra la pared del pozo, lo que permite un centrado preciso y la recopilación de datos relacionados con las condiciones del pozo, incluyendo información sobre la zona escaneada con los dispositivos de microrresistividad, que tienen un radio de exploración extremadamente reducido. El diámetro del agujero se calcula a partir de la medición del diámetro de perforación menos el doble del espesor del enjarre. En contraste, las herramientas (D-N), por sus siglas en inglés Density – Neutron, se caracterizan por poseer un único patín integrado en la sonda. Este patín aplica una presión sustancial sobre la herramienta, asegurándola contra la formación y permitiendo un óptimo contacto con la pared del pozo. El diámetro y la forma del agujero se determinan a partir de la medición del diámetro de perforación menos el espesor del enjarre, ya que la presión ejercida sobre la sonda provoca la eliminación del enjarre en dicho intervalo a medida que la herramienta avanza a lo largo del pozo (Ramírez, 2008).

Las herramientas sónicas presentan una configuración ligeramente diferente a las anteriores. En lugar de patines, estas herramientas se centran mediante tres arcos metálicos de igual tamaño, similares a brazos que se abren y cierran, formando elipses con su eje mayor paralelo al eje del pozo. Estos arcos se abren o cierran a medida que se desplazan por el pozo, permitiendo la rotación de la herramienta y la medición del diámetro del pozo en función de las aperturas y cierres. También existen herramientas más modernas con calíperes integrados que cuentan con cuatro brazos, lo que proporciona mediciones más precisas.

Al igual que estas, también existen otras herramientas con calípers integrados, las cuáles son más modernas y actuales porque no solo cuentan con dos o tres brazos, sino que cuentan con cuatro brazos que permiten obtener mediciones más precisas. (Figuras 3 y 4).

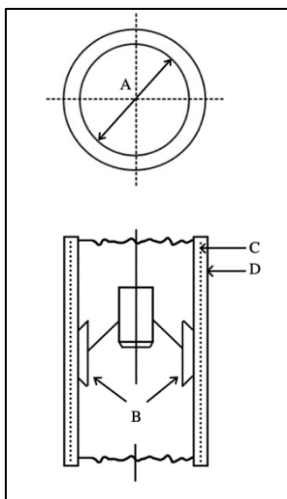


Figura 1. Esquema del calíper en herramientas micro resistivas: (A) medición del agujero con el calíper; (B) patines de la herramienta; (C) enjarre; (D) pared de la formación (Modificado de Bassiouni, 1994).

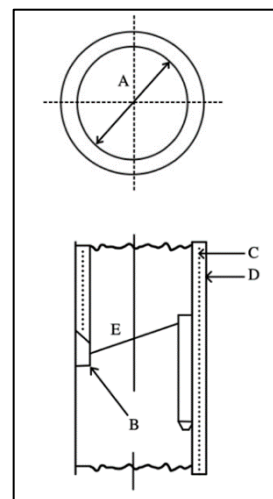


Figura 2. Esquema del calíper en herramientas D-N: (A) medición del agujero con el calíper; (B) patín de la herramienta; (C) enjarre; (D) pared de la formación; (E) brazo (Modificado de Bassiouni, 1994).

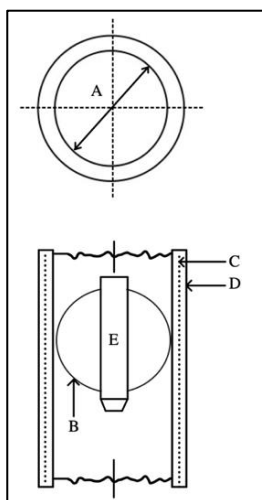


Figura 3. Esquema del calíper en herramientas sónicas: (A) medición del agujero con el calíper; (B) anillos; (C) enjarre; (D) pared de la formación; (E) herramienta sónica (Modificado de Bassiouni, 1994).

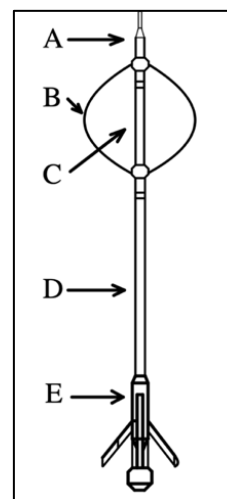


Figura 4. Esquema del calíper de cuatro brazos en herramientas BGT: (A) cabeza del capotable; (B) centralizadores; (C) cartucho con el calíper; (D) cartucho con el inclinómetro; (E) mecanismo con los cuatro brazos mecánicos (Borehole Geometry Tool) (Modificado de Bassiouni, 1994).

1.3 Funcionamiento de la herramienta cáliper

El registro cáliper es una herramienta única y útil para obtener el diámetro y la forma del agujero en las formaciones, permitiendo identificar zonas permeables, impermeables, compactas, derrumbes, cavernas, entre otras características. A continuación, se destacan algunas características sobresalientes de este registro para medir la geometría del agujero (Bassiouni, 1994):

- Permite mediciones de la geometría del agujero en pozos que varían desde 6" hasta 18", siendo este último valor la máxima apertura que pueden tener los brazos de la herramienta (excepto en herramientas de cuatro brazos mecánicos).
- Normalmente, la presión ejercida por los brazos sobre los patines es baja (excepto en las herramientas densidad-neutrón). El espesor de enjarre es igual al diámetro de la barrena menos la respuesta del registro cáliper, sobre dos. Otra forma de obtener el espesor de enjarre en formaciones permeables es mediante análisis analíticos.

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

Donde:

h_{mc} = Espesor del enjarre.

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

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

- La distancia entre los patines cuando la herramienta está cerrada es de aproximadamente 6", sin embargo, ya existen herramientas que pueden medir un menor diámetro con un cáliper.
- En las herramientas D-N, la presión en el patín de apoyo es alta, lo que asegura que la herramienta se mantenga en contacto con la formación. Como resultado, el enjarre en el extremo donde se encuentra el patín se desprende en formaciones permeables, lo que se refleja en el registro como una curva con menos enjarre.

Estas características resaltan la importancia y la versatilidad del registro cáliper para obtener información precisa sobre la geometría del agujero en diversas formaciones (Ricco, 2012).

1.4 Factores geológicos que influyen en la forma del agujero

Es común considerar que las mediciones realizadas con herramientas cáliper para obtener la geometría del pozo pueden variar debido a diferentes condiciones internas en el agujero. Estas condiciones incluyen la invasión del fluido de perforación en formaciones permeables, la presencia de diferentes tipos de fluidos en las formaciones, las litologías atravesadas, la composición del fluido de perforación utilizado y el tamaño de las barrenas. Estos factores

pueden tener varios efectos en los agujeros, lo que se refleja en las mediciones de la geometría del pozo y proporciona información cuantitativa y cualitativa sobre la geología en los registros.

Uno de los efectos principales que pueden ocurrir en los pozos durante la perforación es un pozo sin derrumbes (*gauge holes*) (Figura 5a). Estos pozos tienen dimensiones similares a las de la barrena utilizada y son importantes porque indican que se utilizaron técnicas de perforación adecuadas o que existen intervalos compactos (litologías duras e impermeables) o una tubería de revestimiento que brinda homogeneidad al pozo. Estos pozos se reconocen fácilmente en los registros impresos debido a que la respuesta del calíper muestra una línea suave sin muchas variaciones y no se observa la formación de enjarre.

El segundo efecto que puede ocurrir es un pozo derrumbado (*caved holes*) (Figura 5b), lo cual ocurre principalmente en intervalos de lutitas ricas en materia orgánica que no están lo suficientemente consolidadas, están laminadas o tienen fracturas locales. Este efecto también puede ocurrir en formaciones "suaves", como areniscas poco consolidadas o formaciones naturalmente fracturadas, donde la integridad mecánica se debilita debido a las presiones ejercidas por los fluidos. También puede ocurrir en horizontes salinos, como domos salinos o capas de sal, donde la movilidad del fluido de perforación puede hacer que el intervalo se desintegre o se lave, aumentando así su diámetro. Esto puede provocar derrumbes de las paredes del agujero debido a la excavación o lavado en los intervalos, debido a los cambios constantes en la composición de los fluidos de perforación y las técnicas de perforación utilizadas, o debido a las condiciones litológicas de las formaciones y sus características mecánicas. Esto hace que los agujeros tiendan a ensancharse y que las mediciones de las herramientas microrresistivas, sónicas y D-N no proporcionen buenos valores de la zona lavada (Bassiouni, 1994).

En el caso de las lutitas, este efecto se debe principalmente a las propiedades electroquímicas de las arcillas, que tienen una gran capacidad de absorber agua e hincharse (cabe mencionar que no todas las especies coinciden con estas características), especialmente cuando se utilizan lodos a base de agua. Esto puede hacer que las herramientas se queden atrapadas durante la adquisición de los registros. Sin embargo, si se utilizan lodos a base de aceite, los efectos serán mínimos y no se observarán cambios significativos en la curva del registro calíper.

Este efecto en particular afecta las mediciones de las herramientas microrresistivas, D-N y sónicas, ya que a medida que el agujero se ensancha, el contacto de los patines de la herramienta con la formación se reduce. Esto hace que el espacio restante sea ocupado por el fluido de perforación, cuyas características difieren de las de las formaciones estudiadas. Por lo tanto, la señal de la herramienta no proviene completamente de la formación si el agujero está demasiado ensanchado. Por otro lado, si el agujero es extremadamente ancho, la señal provendrá exclusivamente del fluido de perforación.

El tercer y último efecto ocurre principalmente en formaciones permeables que permiten la movilidad de los fluidos entre el pozo y las formaciones. Se caracteriza por reducir o acortar las dimensiones del agujero y generalmente ocurre cuando se forma un enjarre en las

formaciones permeables debido a la adherencia de sólidos del lodo a la formación o la formación de baches o paquetes de lodo si las formaciones son excavadas o tienen poca consolidación. Esto también puede ocurrir en formaciones arcillosas, dependiendo del tipo de arcilla, que pueden hincharse o no debido a la absorción de agua del fluido de perforación, lo que reduce el diámetro del agujero. También puede ocurrir en formaciones con un diámetro de agujero muy pequeño y características geológicas rugosas, lo que resulta en un agujero "ovalado" (breakout) (Figura 5c). El breakout expresa la deformación de la roca en dirección del esfuerzo horizontal mínimo, por lo que también podría existir con el segundo efecto. La figura 5d ocurre cuando se forman agujeros con geometrías tipo "De llave". Más adelante se explica este caso con más detalle.

Teniendo en cuenta estos efectos que modifican la geometría del pozo, es necesario realizar las correcciones pertinentes a las herramientas debido al diámetro del agujero para obtener valores precisos en las lecturas de los registros (Ricco, 2012).

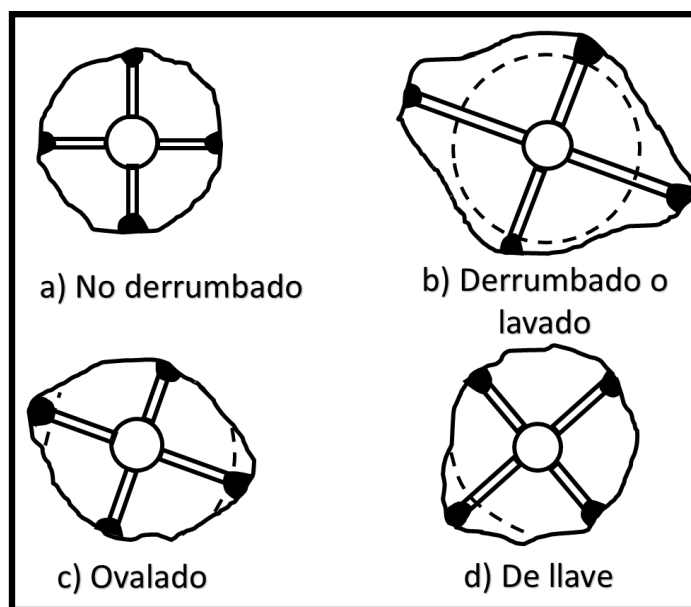


Figura 5. Esquema que muestra las distintas geometrías que pueden encontrarse en las formaciones debido principalmente al tipo de litología y los fluidos que intervienen en el agujero (Modificado de Ricco, 2012).

1.5 Geometría de los agujeros y control de calidad del calíper

Cuando se utilizan herramientas de dos brazos para medir la geometría del pozo, es crucial tener en cuenta los efectos mencionados anteriormente, ya que pueden tener un impacto significativo en las lecturas de los registros. El caso más común es cuando se encuentran formaciones muy derrumbadas debido a fracturamiento o lavado excesivo por el fluido de perforación, lo que resulta en un ensanchamiento del agujero. Esto disminuye el contacto entre la herramienta y las formaciones, lo que puede llevar a que las mediciones provengan más de las propiedades del lodo que de la formación.

Este fenómeno se presenta con mayor frecuencia en formaciones anisotrópicas. El ensanchamiento del agujero es el resultado de la interacción de los fluidos con las diferentes litologías debido a las características mecánicas en las direcciones de esfuerzos mínimos y máximos. Como resultado, se forman agujeros con geometría no circular u ovalada. Cuando esto ocurre, la presión ejercida sobre los patines de las herramientas hace que estas "roten" en el agujero en busca de la posición de menor energía potencial, que suele ser el eje mayor de la sección ovalada. En este caso, las herramientas microrresistivas y D-N tienden a acomodarse. Sin embargo, para las herramientas sónicas de tres brazos, la posición de la herramienta no quedará completamente centrada, lo que puede afectar la precisión de las mediciones (Bassiouni, 1994).

Lo mismo ocurre cuando se forman agujeros con "geometrías tipo llave", que son agujeros ovalados asimétricos debido al apoyo de la tubería de perforación, especialmente en casos de desviación del pozo (Figura 5 D). Esto resulta en un contacto deficiente con las formaciones y, por lo tanto, es necesario realizar correcciones, ya que los calipers siempre realizan las mediciones en la dirección del eje mayor, lo que puede resultar en mediciones imprecisas de la verdadera geometría del agujero (Figuras 6 y 7) (Ricco, 2012).

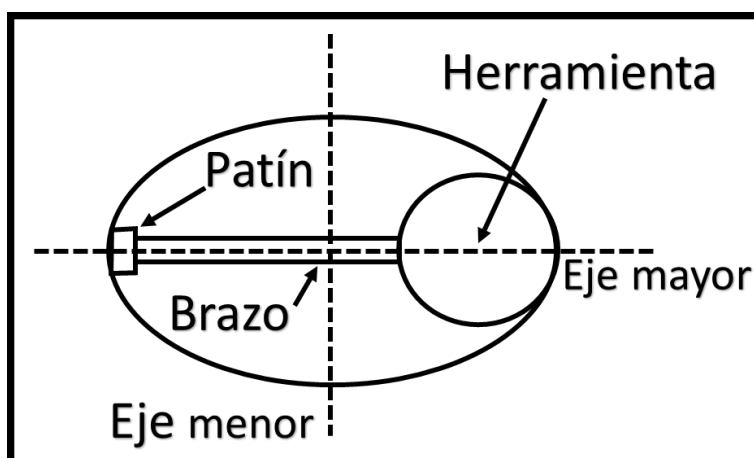


Figura 6. Esquema que muestra la posición preferencial de las herramientas en agujeros ovalados (Modificado de Bassiouni, 1994).

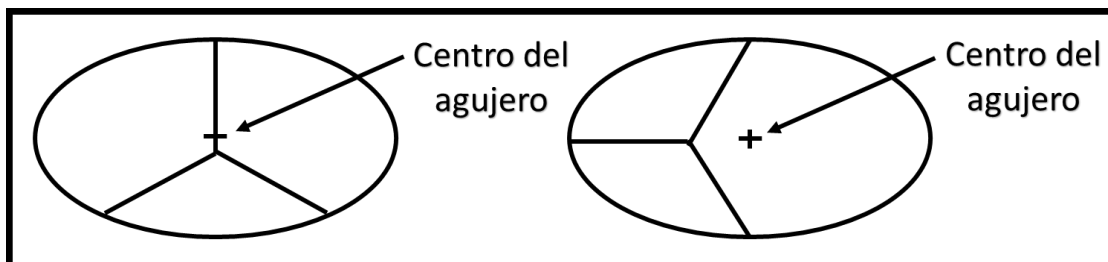


Figura 7. Esquema que muestra la posición de las herramientas sónicas en agujeros ovalados (Modificado de Bassiouni, 1994).

Es recomendable, por lo tanto, utilizar herramientas de caliper con cuatro brazos, como la BGT (Borehole Geometry Tool) o la HDT (Hexa-Decapole Tool) y SHDT (Six-Arm Hexa-

Decapole Tool), para realizar mediciones en agujeros ovalados. Según Ricco (2012), gracias a la obtención de dos cálipers verticalmente perpendiculares, se logran obtener mediciones de una geometría del agujero mucho mejor definida, incluso cuando se presenten algunos de los efectos descritos anteriormente (Figuras 8 y 9).

Estas herramientas brindan la posibilidad de obtener mediciones más precisas de la geometría del agujero al contar con la configuración de cuatro brazos. En particular, la BGT, HDT y SHDT permiten una evaluación detallada de la forma y tamaño del agujero, aportando mayor información en comparación con herramientas de cáliper de dos brazos.

1.6 Presentación del registro

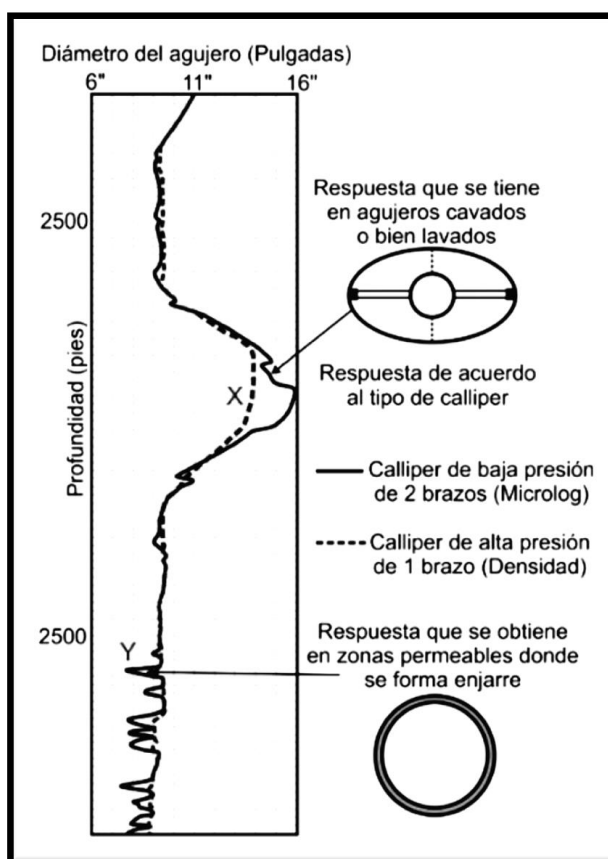


Figura 8. Ejemplo de un registro cáliper utilizando herramientas de uno y dos brazos. En este caso, se observa claramente la diferencia en las mediciones obtenidas por ambas herramientas. La sección X representa un intervalo cavado o lavado, donde la herramienta de densidad encuentra dificultades para realizar mediciones precisas. En contraste, la herramienta de microlog brinda mediciones más confiables en esta zona problemática. Por otro lado, en la figura Y se muestra la formación de un enjarre, indicativo de una zona permeable. En este caso, la herramienta de densidad registra menos enjarre en comparación con el microlog, ya que el movimiento de la herramienta tiende a desprender el enjarre a medida que avanza por el agujero (Modificado de Bassiouni, 1994).

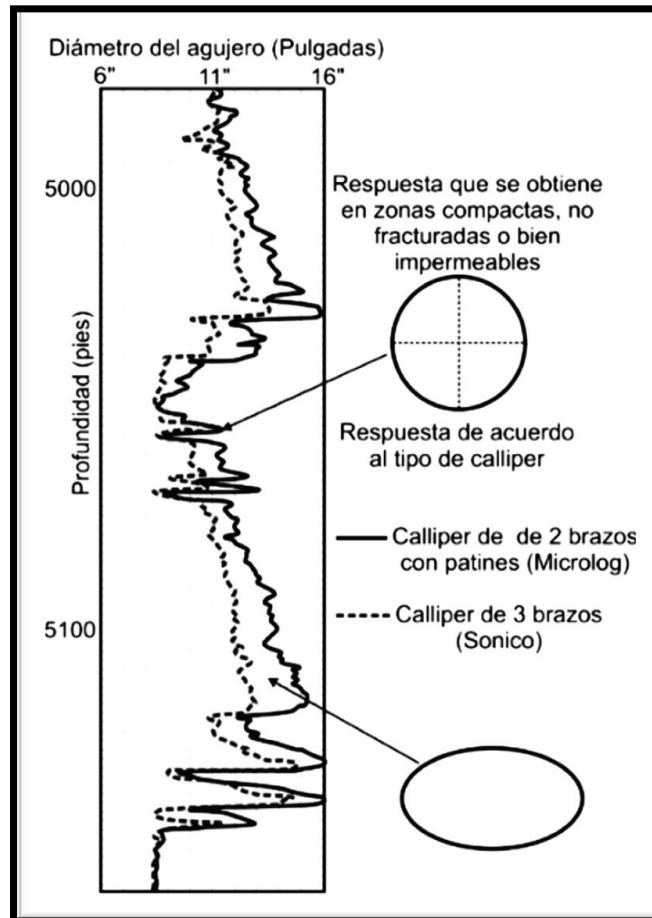


Figura 9. Ejemplo de un registro calíper utilizando herramientas de dos y tres brazos. Se observan grandes variaciones entre las mediciones obtenidas por ambas herramientas debido a las numerosas irregularidades presentes en el pozo, lo que resulta en una geometría predominantemente ovalada. El microlog registra la curva del eje mayor de la elipse, mientras que la herramienta sónica mide el eje menor. Estas diferencias se reflejan en el registro calíper (Modificado de Bassiouni, 1994).

1.7 Correcciones

El registro calíper no tiene correcciones dado que su respuesta no está influenciada por los parámetros petrofísicos que gobiernan las características de las formaciones como la resistividad, porosidad, permeabilidad o contenido de fluidos (Bateman, 1985). Asimismo, la invasión de fluidos o el efecto de capas adyacentes no lo afectan, ya que las mediciones dependen exclusivamente del tipo de formación atravesada, la desviación del pozo y la interacción del fluido de perforación con las formaciones (Ricco, 2012).

Este fenómeno puede dar lugar a la formación de cavidades, adhesiones en formaciones permeables que podrían actuar como zonas productoras de hidrocarburos, erosión de litologías en presencia de capas de sal, hinchamiento de arcillas en lodos a base de agua y colapsos debido a fracturamientos originales o inducidos. En relación al registro calíper, su

uso se limita a verificar que la calibración de la herramienta coincida con la calibración maestra antes de realizar la medición (Ricco, 2012).

1.8 Aplicaciones

La principal aplicación que tiene el registro cáliper como registro geofísico es poder identificar y diferenciar con precisión las formaciones permeables de aquellas zonas que son impermeables, sabiendo reconocer en el registro la formación del enjarre característico. Es por ello que el cáliper es un excelente registro para deducir la litología de las formaciones, sin embargo, para tener certidumbre en las interpretaciones debe correlacionarse con otros registros de pozo abierto, en ocasiones usa registros eléctricos y en otros el de rayos gamma o densidad-neutrón. Algunas otras de sus aplicaciones más importantes se mencionan a continuación:

- Cálculo del volumen del agujero: Permite estimar la cantidad de cemento necesaria para la colocación de tuberías de revestimiento.
- Identificación de intervalos compactos: Permite realizar pruebas de producción para evaluar el asentamiento de empacadores en intervalos consolidados de las formaciones.
- Interpretación de datos de medición de echados: El cáliper ayuda a obtener los puntos de los planos buzantes de las capas en la interpretación de herramientas de medición de echados.
- Correcciones en herramientas afectadas por enjarres: El cáliper proporciona información sobre el diámetro del agujero y el espesor del enjarre en capas permeables, lo que permite realizar las correcciones necesarias en las herramientas afectadas por estos fenómenos.

Estas aplicaciones destacan la importancia del registro cáliper en la caracterización de las formaciones y en la toma de decisiones relacionadas con la construcción y producción de pozos (Castrejón, 2010).

1.9 Ejemplo de aplicación

Medición de la efectividad de la integridad de las mangas de fracturamiento en terminación de múltiples etapas utilizando un cáliper multifinger y un analizador de flujo acústico en procedimientos. SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition: Dammam, Saudi Arabia, Society of Petroleum Engineers (Saada, 2018)

Con el aumento de la demanda de hidrocarburos, la tendencia de la industria es desarrollar continuamente las reservas no convencionales y/o maximizar la producción de

hidrocarburos. En consecuencia, se perforan y completan diferentes pozos con terminaciones de múltiples etapas, y la herramienta cáliper contribuye a diferentes objetivos de evaluación:

- Las mangas de fracturamiento tienden a presentar varios problemas de integridad para el pozo, y las herramientas de cáliper multifinger permiten evaluar las obstrucciones en el pozo y el daño corrosivo interno a la tubería del pozo.
- Las incrustaciones en las paredes del pozo de perforación resultan de gran importancia para evaluar la integridad y calidad en la perforación, y el cáliper permite detectar las acumulaciones.

2. Registro de echados (Dipmeter log)

Las herramientas de registro de echados se utilizan principalmente para obtener valores del buzamiento estructural. Esta información permite una mejor definición de la geometría del yacimiento y una ubicación más precisa de las fallas. Las curvas de conductividad del registro de echados también proporcionan otra información importante para los ingenieros de yacimientos, las cuales muestran los cambios en la textura, las capas de lutita delgada y las fracturas abiertas que controlan el flujo dentro de los yacimientos (Delhomme, 1988).

Los registros de medición de echados surgieron para satisfacer la necesidad de obtener mediciones continuas y precisas de los echados de las formaciones a profundidad, así como la dirección del echado, en relación con los planos de referencia. Estos registros permiten identificar y caracterizar distintas superficies geométricas, como límites entre capas, fracturas, fallas, superficies erosionadas o estilolitas, que se intersectan con el pozo (Fuentes, 2021).

Para representar un plano geológico, se requieren al menos tres puntos no alineados en el espacio, con coordenadas X, Y y Z. Estos puntos son las intersecciones de las generatrices de la pared del pozo con el plano, y a partir de ellos se obtiene la inclinación (echado) y la dirección del plano geológico. Este proceso implica la adquisición de datos relacionados con la orientación de las capas o estratos en posiciones ortogonales en el pozo, utilizando herramientas con brazos mecánicos y electrodos de medición en los patines. Luego, se comparan las mediciones de diversos parámetros, incluyendo la orientación, en lados opuestos de las paredes del pozo para determinar la orientación y obtener la inclinación (echado) y el azimut de las capas geológicas mediante métodos computacionales en superficie.

A lo largo del tiempo, se han desarrollado diversas patentes de herramientas para obtener mediciones de echados en las formaciones. En la actualidad, las herramientas más modernas no solo proporcionan el echado y la dirección preferencial de las capas, sino que también incluyen un inclinómetro para determinar la orientación de la sonda en el pozo y la inclinación del agujero. Estas herramientas (Stratigraphic High Resolution Dipmeter Tool de Schlumberger) ofrecen curvas de microrresistividad más precisas, hasta 30 a 60 veces más

que otras herramientas, y proporcionan información sobre la velocidad de registro de la sonda (Ricco, 2012).

2.1 Principio de medición

El principio de medición de las herramientas de medición de echados se basa en la configuración de tres electrodos montados en patines, formando un plano perpendicular al eje de las herramientas. Estos electrodos se colocan a 120° (en herramientas de tres brazos) o a 90° (en herramientas de cuatro brazos como la HDT y SHDT) entre sí (Figura 10). Es común utilizar herramientas de cuatro brazos para realizar las mediciones, aunque también existen herramientas con hasta seis brazos que proporcionan más información sobre las condiciones geológicas del pozo, especialmente en agujeros ovalados.

La presencia de al menos tres electrodos permite realizar mediciones resistivas o conductivas a lo largo de las paredes del pozo. Cada electrodo actúa como un punto de medición, capturando la resistividad de la formación en diferentes ubicaciones y definiendo así un plano. Cuando estos electrodos atraviesan un límite o cambio litológico en las formaciones, los cambios se reflejarán en cada electrodo a diferentes profundidades y en las curvas de microrresistividad correspondientes. Esta información se utiliza para evaluar el echado y el azimut de las capas o estratos (Fuentes, 2021).

Es importante mencionar que las mediciones se realizan utilizando lodos base agua, ya que las mediciones microrresistivas o microconductivas requieren un contacto adecuado entre las herramientas y las formaciones. Además, se deben considerar otros factores como la orientación de la sonda, la desviación del agujero y su respectivo azimut, y el diámetro del agujero (Ricco, 2012).

La orientación de la sonda estará definida por el azimut que exista en uno de los patines (patín 1), siendo este el ángulo formado entre la proyección horizontal de las líneas perpendiculares al eje de la sonda que pasan a través del patín 1, y el norte magnético. Por otro lado, la desviación del agujero se mide utilizando un péndulo ligado a un potenciómetro circular, cuyas variaciones de resistividad están en función de la desviación que se genera en el agujero (tomando como referencia el ángulo formado por el azimut a la desviación del agujero y el azimut del patín 1), si se llegase a presentar.

Finalmente, el diámetro del agujero se obtendrá utilizando potenciómetros acoplados a los costados del movimiento de los patines siendo el diámetro final, la distancia que exista entre el eje de la sonda con los patines y sus respectivos azimuts. De esta manera se pueden obtener mediciones tipo cáliper en ángulos rectos unos de otros. Cabe mencionar que la inclusión de correcciones por el efecto de inclinación proporciona una comparación más precisa de pozo a pozo en yacimientos laminados, enfatizando la importancia de tener en cuenta los efectos de inclinación en la evaluación del yacimiento (Frisch, 1993).

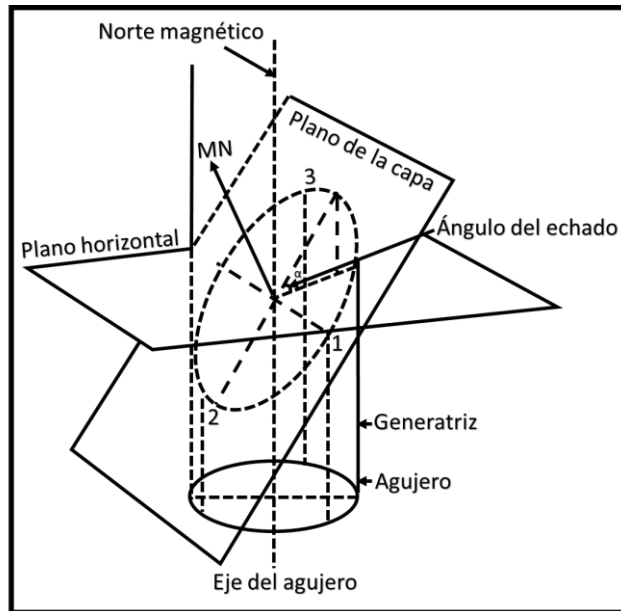


Figura 10. Esquema que muestra el principio de medición de las herramientas de medición de echados. En él, se aprecia que alrededor del agujero se colocan electrodos de forma ortogonal, es decir, perpendiculares al eje del pozo. Estos electrodos permiten obtener mediciones de resistividad en diferentes puntos alrededor del agujero. Posteriormente, se correlacionan estas mediciones para determinar el echado y la dirección de los planos de estratificación de las formaciones. La información proporcionada por los electrodos en distintas ubicaciones permite evaluar los cambios litológicos y definir los planos de estratificación (Modificado de Ricco, 2012).

2.2 Diseño de las herramientas de medición de echados

Durante la década de los años 30, la compañía Schlumberger desarrolló la primera herramienta para medir el echado de las formaciones, conocida como "herramienta de anisotropía". Esta herramienta consistía en cuatro electrodos ubicados en los patines de la sonda, espaciados a 90° entre sí. Su objetivo principal era obtener información sobre la anisotropía de las formaciones, especialmente las arcillas. Además, se utilizaba un compás de inducción para medir la desviación de la sonda y del agujero.

Posteriormente, en la década de los años 40, se introdujo una herramienta de medición de echados basada en el potencial espontáneo (SP). Esta herramienta empleaba tres patines con tres electrodos adheridos a la pared del agujero. Se registraban tres curvas de SP correlacionables, y a través de un fotoinclinómetro se obtenían datos sobre la orientación de uno de los patines en relación con el norte magnético, así como el azimut y la desviación del agujero. Sin embargo, esta herramienta presentaba limitaciones en ciertos ambientes y condiciones de pozo.

A principios de los años 50, se desarrolló la herramienta de medición de echados continuos (CDM), por sus siglas en inglés Continuous Dip Measurement, que permitía obtener mediciones continuas de la desviación, el azimut y la orientación de un electrodo de referencia en relación con el norte magnético. La CDM permitió obtener registros continuos de los echados de las formaciones utilizando mediciones de microlog y microlaterolog. Se

obtenían tres curvas de resistividad de alta resolución vertical en agujeros con diámetros que variaban entre 4" y 19".

Según Fuentes (2021), en la actualidad, las herramientas estándar utilizadas para medir los echados en las formaciones constan principalmente de cuatro patines con electrodos, dispuestos a 90° entre sí. Estos patines se controlan hidráulicamente desde la superficie para garantizar un buen contacto con la pared del pozo. Sin embargo, en agujeros con desviaciones, es posible que uno de los patines no tenga un buen contacto debido al peso de la herramienta. Las mejores mediciones se obtienen en agujeros con diámetros de 8" a 12" y sin desviaciones.

Además de las herramientas estándar, existen otras herramientas utilizadas para medir los echados de las formaciones, las cuales emplean diseños con más brazos o electrodos para obtener más información sobre la configuración de las estructuras en las formaciones (Rider, 2000).

Como se puede apreciar en la Tabla 1, actualmente existen herramientas que permiten obtener información sobre los echados de las formaciones incluso en pozos que utilizan lodos base aceite. Además, las diferencias entre las herramientas radican principalmente en la cantidad de mediciones realizadas o en la resolución vertical por unidad de formación, lo que proporciona diferentes niveles de detalle en los registros.

Tabla 1. Herramientas de medición de echados patentadas (Rider, 2000).

Compañía	Herramienta	Nombre	Número de patines	Número de electrodos
Schlumberger	HDT	Herramienta de medición de echados de alta resolución	4	1
	SHDT	Herramienta de medición de echados de alta resolución estratigráfica	4	2
	OBDT	Herramienta de medición de echados en lodos base aceite	4	1
Atlas	Diplog	Herramienta de medición de echados	4	1
	HDIP	Herramienta de medición de echados hexagonal	6	1
Halliburton	HEDT	Herramienta de medición de echados de alta resolución	4	1
	SED	Herramienta de medición de echados de 6 brazos	6	1
BPD	PSD	Herramienta de medición de echados de precisión estratigráfica	3 ó 4	1
	MBD	Herramienta de medición de echados multibotón	4	3

2.3 Herramienta de medición de echados de alta resolución (HDT)

La herramienta patentada en 1967, conocida como HDT, por sus siglas en inglés Hexa-Decapole Tool, fue desarrollada poco después de la introducción de las mediciones continuas de echados mediante herramientas CDM (Figura 11). Su diseño se basa en cuatro brazos mecánicos con patines ortogonalmente acoplados, cada uno equipado con un electrodo elongado. Esta configuración mejora significativamente el contacto entre la herramienta y el agujero, especialmente en pozos irregulares u ovalizados debido a desviaciones. Si uno de los patines no tiene un buen contacto, los otros tres garantizan mediciones adecuadas para determinar los planos de estratificación y los echados de las capas. La HDT permite obtener 64 mediciones por pie con una resolución vertical óptima en agujeros con diámetros de 4" a 18" (Rider, 2000).

El principio de medición de la mayoría de las herramientas de medición de echados, incluyendo las más recientes y las herramientas de adquisición de imágenes (FMI), se basa en la emisión de una corriente alterna de baja frecuencia (aproximadamente menor a 1000 [Hz]) desde una fuente ubicada en la parte inferior de la sonda. Esta corriente atraviesa la formación y regresa a través de los electrodos de medición ubicados en la parte superior de los patines (Figura 12). Los electrodos están separados del resto de la herramienta por una sección aislante, lo que permite que la corriente fluya principalmente a través de los electrodos y atraviese las formaciones de manera perpendicular (Ricco, 2012).

Según Fuentes (2021), Este arreglo se conoce como "enfoque pasivo", ya que la porción inferior de la herramienta, incluyendo los patines y el lodo de perforación que rodea la sonda, se mantiene a un mismo potencial. Esto hace que la pared del agujero en contacto con los patines esté al mismo potencial, y cualquier variación en la resistividad o conductividad estará determinada únicamente por las formaciones frente a los electrodos. Además, se registra simultáneamente la desviación del agujero mediante una herramienta de medición.

El uso de esta medición, en combinación con las mediciones de las capas, permite calcular el echado de la formación, identificar trampas estratigráficas, obtener información sobre el patrón de las estructuras internas, la dirección del transporte y, en ciertos casos, la dirección de la acumulación del modelo de depósito. Además, ayuda a corregir posibles irregularidades causadas por cambios en la velocidad de adquisición del registro.

Estas correcciones se logran mediante la correlación de la información obtenida a través de acelerómetros o mediante el uso de un electrodo adicional llamado "de velocidad". Este electrodo se encuentra ubicado en uno de los patines y está desplazado verticalmente unos centímetros con respecto al electrodo principal de medición de microrresistividad de la herramienta. Los datos proporcionados por este electrodo son duplicados de las mediciones realizadas por el electrodo principal. Cuando se presentan variaciones de velocidad de la sonda que se correlacionan con su electrodo gemelo, se observarán diferencias entre las mediciones realizadas por ambos electrodos. Esto permite que se realicen correcciones automáticas mediante la compensación de velocidad, garantizando así un registro preciso en términos de profundidad y velocidad (Ricco, 2012).

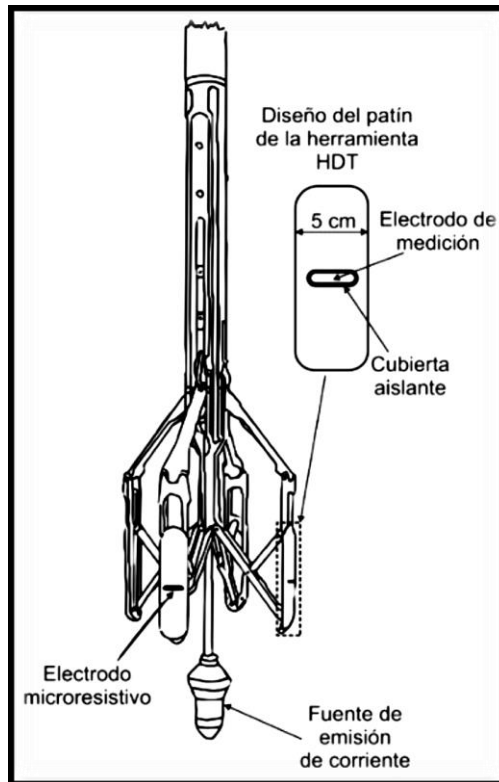


Figura 11. Esquema y diseño de la herramienta de medición de echados de alta resolución (HDT) de Schlumberger, donde se muestra el diseño de los patines que realizan las mediciones resistivas sobre la pared del agujero para obtener el echado y azimut de las formaciones (Modificado de Rider, 2000).

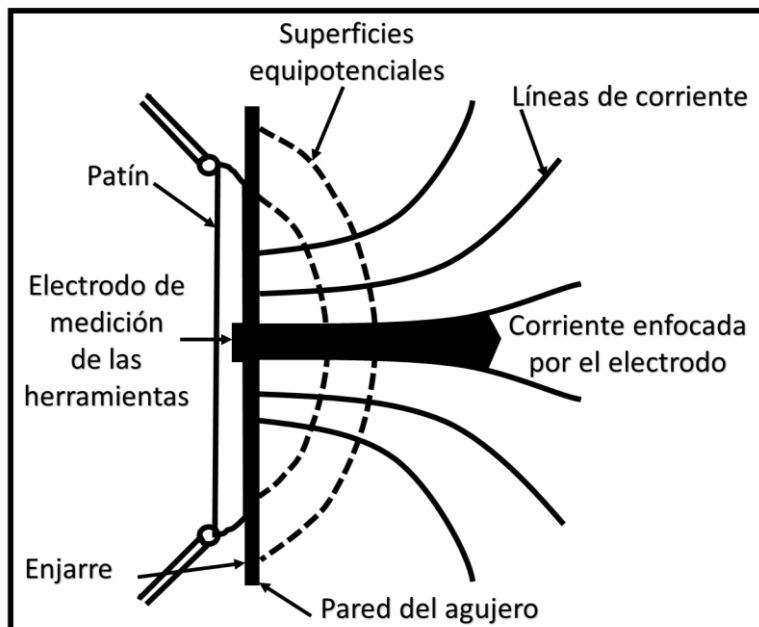


Figura 12. Esquema que ilustra el principio que subyace en gran parte de las herramientas de medición de echados donde se visualiza cómo enfoca la corriente el electrodo a la formación a partir de la corriente emitida por la fuente en la parte inferior de la sonda (Modificado de Ricco, 2012).

En las mediciones más modernas, se presta especial atención a obtener mediciones precisas de la corriente que fluye a través de cada electrodo en función de la profundidad. Estas mediciones se pueden representar en forma de curva de resistividad, aunque en realidad su inversa puede ser correlacionable con las resistividades laterolog más someras.

El ingeniero encargado de la adquisición de los registros tiene la responsabilidad de ajustar el voltaje y la corriente total emitida por la herramienta para adaptar las mediciones a las condiciones específicas del agujero. Esto garantiza la obtención de datos precisos y confiables que reflejen adecuadamente las propiedades eléctricas de las formaciones. El ajuste del voltaje y la corriente emitida se realiza teniendo en cuenta factores como la resistividad del lodo de perforación, la geometría del agujero y las características de las formaciones atravesadas. Esto permite optimizar las mediciones y obtener resultados más precisos en términos de la resistividad y la conductividad de las formaciones. Al realizar estos ajustes, se busca maximizar la sensibilidad de la herramienta para detectar cambios sutiles en las propiedades eléctricas de las formaciones. Esto es fundamental para lograr una interpretación precisa de los registros y obtener información valiosa sobre las características de las formaciones, como su porosidad, permeabilidad y contenido de fluidos (Rider, 2000).

2.4 Características de las curvas de microresistividad

En las herramientas de medición de echados, independientemente de la compañía y la herramienta específica utilizada, se generan curvas de microrresistividad que representan las mediciones realizadas por los electrodos de cada patín. Estas curvas son esenciales para registrar las pequeñas variaciones en la resistividad o conductividad de las capas o formaciones, en lugar de enfocarse en los valores absolutos de resistividad.

En herramientas microrresistivas de medición de echados, como la versión Diplog de Baker Hughes o la herramienta HDT de Schlumberger, se logra una resolución vertical de 5 [mm]. Además, la herramienta SHDT de Schlumberger ofrece una resolución vertical aún mayor, con mediciones de tan solo 0.1", lo que permite obtener una mayor cantidad de información sobre los echados de las capas y una mejor comprensión de la configuración de las formaciones a mayor profundidad.

Estas herramientas de alta resolución vertical nos permiten detectar cambios sutiles en la resistividad o conductividad de las formaciones, lo cual es fundamental para una interpretación precisa de los registros (Ricco, 2012).

2.5 Herramienta de medición de echados de alta resolución estratigráfica (SHDT)

La herramienta SHDT (Figura 13) constituye la segunda generación de herramientas de medición de echados, su diseño ha sido modificado para mejorar su desempeño. Al igual que

la HDT, utiliza cuatro patines para realizar las mediciones en las paredes del pozo. Sin embargo, los patines de la SHDT son más pequeños, lo que mejora el contacto con las paredes y reduce los efectos del agujero. Además, se han añadido dos electrodos circulares de 1 cm en cada patín, lo que aumenta la redundancia de las mediciones y permite obtener información de capas pequeñas o que no atraviesan completamente el agujero. La herramienta puede lograr mediciones con una resolución entre 2.5 [mm] a 1 [cm].

En cuanto al principio de medición, la SHDT sigue el mismo enfoque que la HDT. Los electrodos y el cuerpo de la sonda se mantienen al mismo potencial, mientras que la corriente emitida varía en función de los cambios en la resistividad y/o conductividad de las formaciones frente a los electrodos. Estas variaciones se registran en un rango amplio de resistividades, lo que permite obtener mediciones precisas en diferentes condiciones de formación. El rango específico de resistividades podría variar dependiendo del equipo y la configuración utilizados en la medición (Fuentes, 2021).

La herramienta SHDT representa un avance significativo en la medición de echados, al ofrecer una mayor capacidad de detección y una mejor resolución vertical. Con esta herramienta, se pueden obtener datos más detallados sobre la estructura y las propiedades de las formaciones, lo que resulta invaluable para la exploración y producción de hidrocarburos (Ricco, 2012).

Además de las características mencionadas anteriormente, la herramienta SHDT ofrece otras ventajas significativas:

- Proporciona información detallada sobre las estructuras sedimentarias de las formaciones, incluso en capas extremadamente delgadas y en presencia de cambios litológicos o texturales. Esto permite una mejor comprensión de la arquitectura de los yacimientos y facilita la identificación de posibles trampas y zonas de interés geológico.
- Incorpora un inclinómetro sin partes móviles, un magnetómetro y un acelerómetro en la sonda. Estos componentes trabajan en conjunto para obtener mediciones precisas de la orientación de la herramienta, la velocidad óptima de adquisición de datos y los parámetros geométricos del agujero, como el diámetro, la dirección y la inclinación. Esto garantiza una mayor precisión en la interpretación de los datos y una mejor planificación de las operaciones de perforación.
- La herramienta SHDT cuenta con un sistema de ajuste automático de la corriente emitida por la parte inferior de la herramienta. Este ajuste se realiza de forma dinámica para garantizar que se mantenga un alto contraste de resistividad en el registro. Esto es crucial para obtener mediciones confiables y precisas de las formaciones, incluso en condiciones de alta variabilidad en la resistividad.

La combinación de estas características avanzadas de la herramienta SHDT la convierte en una herramienta poderosa y versátil para la caracterización geológica de los yacimientos, proporcionando datos de alta calidad que son fundamentales para la toma de decisiones en la industria petrolera (Fuentes, 2021).

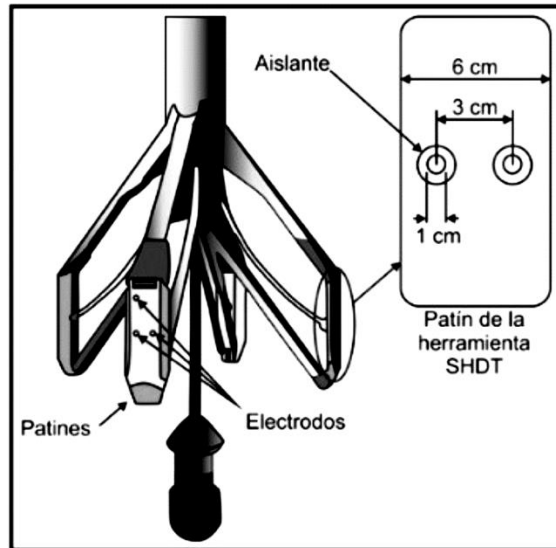


Figura 13. Esquema que muestra el diseño de la herramienta y de los patines SHDT (Modificado de Ricco, 2012).

2.6 Herramienta de medición de echados en lodos base aceite (OBDT)

Esta herramienta, como las dos anteriores, fue patentada por la compañía Schlumberger debido a la necesidad que existía en la toma de registros de poder contar con mediciones de los echados y la dirección o azimut de estos en las formaciones a profundidad, en aquellos pozos que estuvieran empleando lodos base aceite. Esta herramienta es una adaptación de las técnicas de medición de echados, específicamente para aquellos agujeros que estén utilizando lodos no conductores y en formaciones que no superen los $200 [\Omega \cdot m]$. Es un instrumento crucial utilizado en la ingeniería de perforación para medir las propiedades reológicas de los fluidos de perforación a base de aceite. La investigación se ha centrado en mejorar las propiedades reológicas de los fluidos de perforación mediante el uso de aditivos y técnicas de medición en tiempo real (Alsabaa & Elkatatny, 2021).

El diseño (Figura 14) de la herramienta OBDT se basa en estar constituida por cuatro brazos mecánicos, al igual que las herramientas HDT y SHDT, sin embargo, el principio de funcionamiento con el que opera esta herramienta es diferente ya que el lodo de perforación utilizado ahora será no conductor, por lo tanto, no existirá un medio que permita inyectar la corriente a las formaciones provocando que aquellas herramientas que realizaban las mediciones por medio de métodos eléctricos tipo laterolog (la HDT y SHDT), no funcionen bajo esta limitante. En ocasiones el uso de lodos base aceite puede llegar a beneficiar las condiciones de perforación en los agujeros, permitiendo que se tenga una mejor estabilidad,

y por lo tanto una geometría más uniforme del diámetro de pozo en ciertas condiciones geológicas.

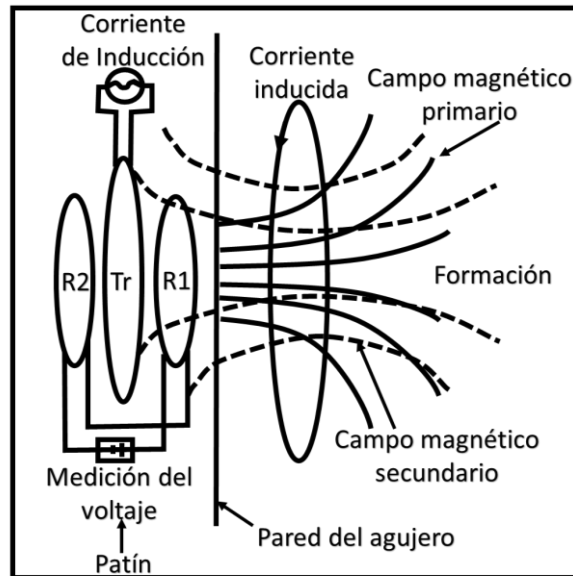


Figura 14. Esquema que muestra el principio de medición con el que opera la herramienta OBDT (Modificado de Ricco, 2012).

La herramienta OBDT utiliza el principio de inducción, similar al empleado por las herramientas de inducción. En lugar de electrodos de medición, cada patín de la herramienta está equipado con una microbobina transmisora de corriente y dos microbobinas receptoras. Cada microbobina transmisora es alimentada con una corriente alterna oscilatoria de alta frecuencia (aproximadamente mayor a 1000 [Hz]) e intensidad constante, generando un campo magnético que induce corrientes conductoras en la formación circundante al agujero. Estas corrientes a su vez generan su propio campo magnético, que es proporcional a la conductividad de la formación. La herramienta OBDT mide las diferencias de voltaje entre las bobinas receptoras y transmisoras, las cuales son proporcionales a la conductividad de la formación.

Las mediciones realizadas por la herramienta OBDT son superficiales, abarcando solamente los primeros 2.5 [cm] de la pared del agujero con una adquisición cada 1". Su resolución vertical es de aproximadamente 2-3[cm], siendo incluso menor que las mediciones de la herramienta SHDT. Además, la OBDT cuenta con un inclinómetro y tecnología de transmisión similares a los de la SHDT, lo que garantiza una alta precisión en las mediciones (Ricco, 2012) (Fuentes, 2021).

2.7 Presentación del registro

Las mediciones realizadas por las herramientas de medición de echados generan dos tipos de registros. El primer tipo es un registro de campo, que contiene las trazas o curvas que representan la resistividad o conductividad de las formaciones. El segundo tipo es un registro procesado utilizando equipos de cómputo avanzados en unidades móviles de adquisición. Este registro procesado proporciona información detallada sobre el echado de las formaciones y otros datos de interés (Ricco, 2012).

Según Fuentes (2021), en el primer carril de los registros de echados, se suelen graficar tres curvas principales. La primera curva representa el azimut del electrodo 1 en relación con el norte magnético (AZ). La segunda curva muestra la orientación del electrodo en relación con la dirección del agujero, también conocida como inclinación relativa (DAZ). Esta curva indica el ángulo entre la desviación del agujero y la posición del electrodo. La tercera curva representa la desviación del agujero en relación con la vertical (DEV) (Figura 15). Además, es posible incluir una curva de rayos gamma en los registros, lo que permite correlacionar los datos de medición de echados con otros tipos de registros tomados en pozos abiertos, como registros sínicos, de densidad, de neutrones, entre otros.

En el segundo y tercer carril de los registros se muestran tres curvas de resistividad en herramientas de tres brazos, y cuatro curvas de resistividad en herramientas como la HDT, SHDT y la OBDT. Además, se pueden obtener dos mediciones de calíper simultáneas, lo que proporciona información precisa sobre las condiciones del agujero. Para facilitar la correlación, se puede incluir una quinta curva de resistividad en el segundo carril utilizando el "electrodo de velocidad" o transductor, ubicado cerca de los electrodos de medición. Esta curva permite corregir automáticamente las diferencias de velocidad que puedan surgir durante la adquisición de datos o en caso de que la herramienta se atore o se atasque en el pozo.

El formato de presentación de los registros de echados puede variar dependiendo de la herramienta utilizada y la compañía que realice los registros. Existen diferentes escalas comunes para presentar los datos, como 1/1000, 1/500 o 1/200. Sin embargo, la escala más utilizada y preferida es la de 1/200, ya que permite obtener un mayor nivel de detalle en los echados de las capas y sus respectivos azimuts, especialmente en capas delgadas que van desde los 2 hasta los 10 pies. Esta escala proporciona una visualización más precisa y facilita el análisis de la información registrada (Rider, 2000; Fuentes, 2021).

2.8 Representación gráfica de los registros de medición de echados

Los registros de medición de echados, como se muestra en la Figura 15, constan de una variable dependiente (profundidad) y dos variables independientes (echado y azimut de las formaciones). Esta configuración puede dificultar la interpretación gráfica de los registros.

Para abordar este desafío, se utiliza comúnmente el formato de gráficos tapdole, también conocidos como gráficos de flechas o de renacuajo.

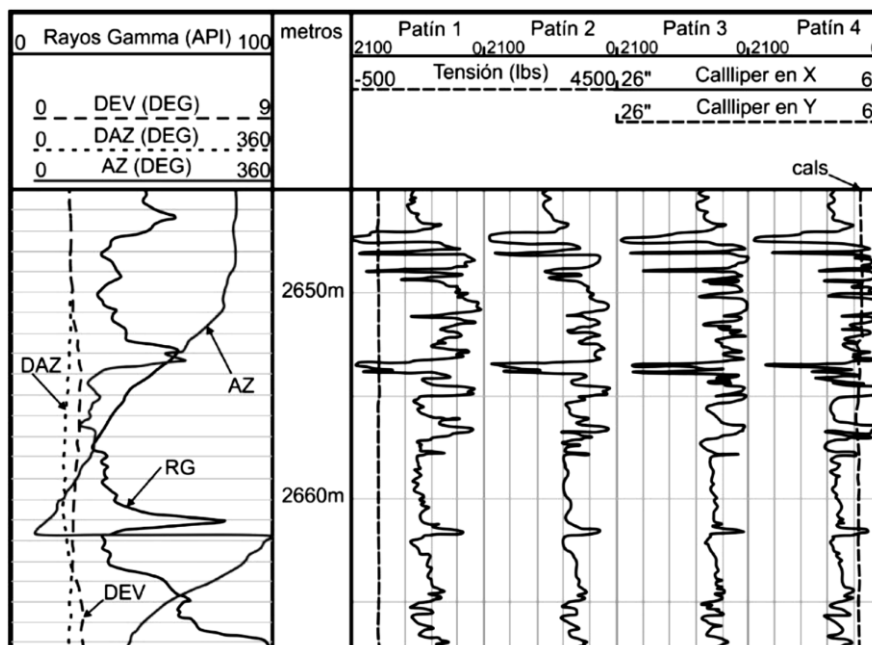


Figura 15. Ejemplo de un registro de medición de echados adquirido con la herramienta Diplog de la compañía Western Atlas. En este registro, se muestran las diversas curvas obtenidas por los patines en diferentes posiciones del pozo, junto con los cálipers y una curva de tensión (Modificado de Rider, 2000).

Los gráficos tapdole se componen de columnas similares a los registros estándar. La escala vertical representa la profundidad registrada, mientras que la escala horizontal abarca desde 0° hasta 90°, reflejando los diferentes echados de las formaciones. En estas columnas se grafican los echados mediante circunferencias y líneas, cuya posición representa las coordenadas de profundidad en la escala horizontal, y su echado se indica con una pequeña línea recta con una flecha en su extremo superior. Esta flecha se orienta en relación con las líneas verticales del mallado, que representan el norte geográfico. En algunos casos, en lugar de una flecha, se utiliza una pequeña línea sin flecha. Estas representaciones tapdole reflejan las mediciones realizadas (Rider, 2000).

El uso de diferentes simbologías en los registros de medición de echados, como figuras triangulares o pequeños cuadros con líneas de azimut, puede variar según la calidad de la adquisición del registro. Un punto negro con su respectiva línea de azimut representa una buena calidad de las mediciones y una interpretación estructural confiable de las capas. Por otro lado, un punto blanco o vacío indica que la calidad de las mediciones es incierta y menos confiable. Un asterisco en el registro indica que el cálculo de la herramienta fue imposible debido a condiciones del agujero o una velocidad inadecuada. Además, los colores también pueden utilizarse como indicadores de calidad en la simbología del registro, y estos deben detallarse en el encabezado del registro (Fuentes, 2021).

Esta representación gráfica incluye, además de los puntos tapdole en el segundo carril, las curvas de cáliper, de desviación del agujero y su azimut, y una de rayos gamma en el primer

carril para fines de correlación con otros registros. Esta configuración es útil para controlar la calidad de los registros y extraer información sobre las variaciones sedimentológicas en los echados a lo largo de estructuras largas o complejas (Figura 16).

Además de la representación gráfica tapdole, existen diversas formas de representar las mediciones de echados y azimuts en las formaciones. Algunas de las más comunes incluyen los stereographic plots, equal area plots, azimuth frequency plots, stick plots, proyecciones en secciones cilíndricas, representaciones tipo SODA, por sus siglas en inglés Separation Of Dip and Azimuth, representaciones polares y representaciones entre secciones. Cada una de estas técnicas tiene su propio propósito y se utiliza según los requerimientos específicos del estudio de las formaciones en los pozos, especialmente en la exploración. Estas representaciones proporcionan valiosos datos para la interpretación estructural, localización de fallas, identificación de discordancias, mapeo estructural, interpretaciones tectónicas y sedimentológicas, entre otros fines (Ricco, 2012).

2.9 Representación estereográfica

Las redes estereográficas como la Red de Wulff y la Red de Schmidt son herramientas importantes en el análisis de estructuras geométricas complejas, incluyendo los echados de las formaciones. Estas redes permiten el análisis gráfico y analítico de la geometría de las capas al trazar sus trazas en la red, tanto los planos como sus polos. Su utilización e interpretación se enfoca en intervalos específicos de interés y es especialmente útil en zonas donde se requiere un análisis estructural detallado de las formaciones (Luthi, 2001).

2.10 Representación FAST (Traza de simulación anómala de la formación)

La representación gráfica (Figura 17) muestra cómo los datos de los echados se convierten en planos que intersectan con el agujero, considerando el agujero como un espacio cilíndrico definido. Esto proporciona una representación similar a un diagrama o sección enrollada de las formaciones en el pozo, visualizando cómo se verían los echados de las formaciones en un núcleo de perforación orientado adquirido a esa profundidad. Esta representación tiene una utilidad práctica significativa al proporcionar datos relevantes sobre fenómenos tectónicos y discontinuidades sedimentarias en el subsuelo (Luthi, 2001).

2.11 Representación tipo Stick Plot

La representación gráfica (Figura 18) convierte las mediciones de los echados de las formaciones en líneas de intersección entre los echados y ciertos planos verticales de azimut. En este tipo de gráfico, no se representa el azimut directamente. La representación suele

incluir dos secciones ortogonales, típicamente en las orientaciones Norte-Sur y Este-Oeste. Estas secciones muestran los echados aparentes en las direcciones indicadas, lo que permite a los geólogos trazar los echados en secciones geológicas que pueden correlacionarse entre diferentes pozos no desviados. Esta representación es especialmente útil para convertir la información de los echados en escalas de tiempo, así como para correlacionar secciones sísmicas y realizar interpretaciones estructurales (Luthi, 2001).

2.12 Representación SODA (Separación entre echados y azimuts)

Este tipo de representación de los datos en los registros, conocida como SODA es similar al esquema tapdole, pero con una diferencia fundamental: los echados y los azimuts de las formaciones se representan de forma separada. En la representación SODA, se grafican los echados y los azimuts por separado, lo que permite una mejor visualización de la dirección preferencial del azimut y su valor para fines estructurales o sedimentológicos. Esta representación ofrece un mayor nivel de detalle y precisión en la interpretación de la dirección y la orientación de las formaciones (Figura 18) (Luthi, 2001).

2.13 Representación de frecuencia azimutal

Esta representación gráfica, conocida como histograma circular, permite visualizar los azimuts calculados en un intervalo de profundidad dado. En el histograma circular, el valor del azimut se lee en sentido de las manecillas del reloj, de 0 a 360°. La frecuencia con la que aparecen los azimuts se representa mediante líneas radiales, cuya longitud es proporcional al número de puntos cuyos azimuts caen en ese rango específico (Luthi, 2001).

2.14 Correcciones

El procesado adecuado de las mediciones es crucial para garantizar la confiabilidad y calidad del registro de echados. No hay un efecto específico que requiera correcciones en las lecturas brindadas por las herramientas, pero el procesamiento posterior de los datos es fundamental.

Según Fuentes (2021), la calidad del procesamiento de la información tiene un impacto significativo en la interpretación de los registros. No solo brinda mayor credibilidad a las lecturas, sino que también permite a los geólogos examinar y definir de manera precisa las diferentes estructuras y geometrías presentes en los pozos, minimizando las posibles incertidumbres.

Algunos aspectos importantes que considerar para asegurar la calidad de las mediciones incluyen el ruido presente en la herramienta, las condiciones del agujero (como el diámetro,

el tipo de lodo utilizado y las litologías atravesadas), la calidad del proceso de adquisición de datos y el procesamiento adecuado para obtener los datos finales. Es fundamental tener en cuenta estos aspectos durante el procesamiento de los registros de echados para garantizar la confiabilidad de los resultados y facilitar una interpretación precisa de las formaciones geológicas (Ricco, 2012).

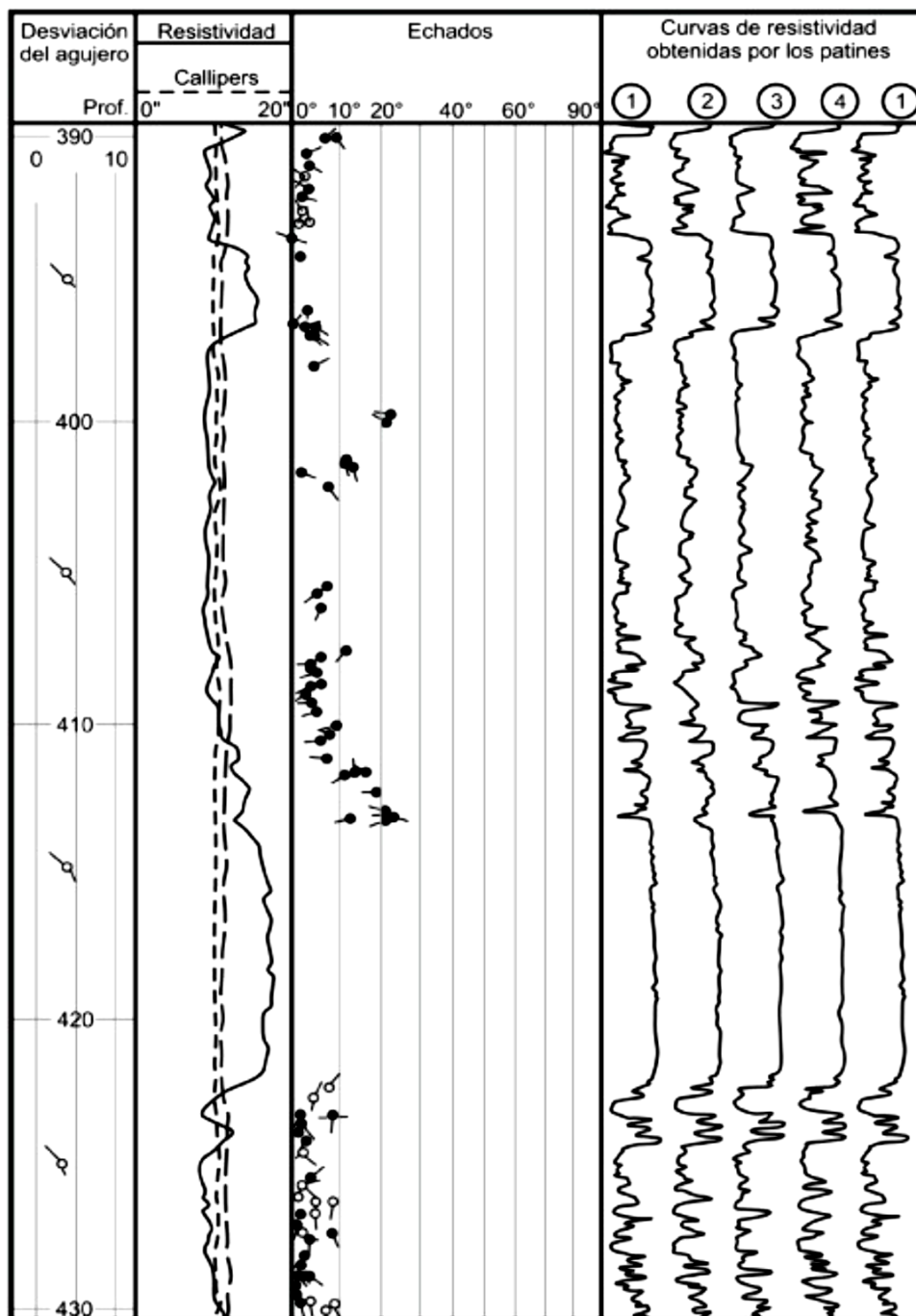


Figura 16. Ejemplo del registro de medición de echados donde se presenta un gráfico tapdole que muestra las curvas de resistividad adquiridas mediante una HDT, una SHDT y una OBDT en un pozo con intervalos de arenas. En el eje vertical se representa la profundidad del pozo, mientras que en el eje horizontal se muestra la escala en grados según sea el caso (Modificado de Luthi, 2001).

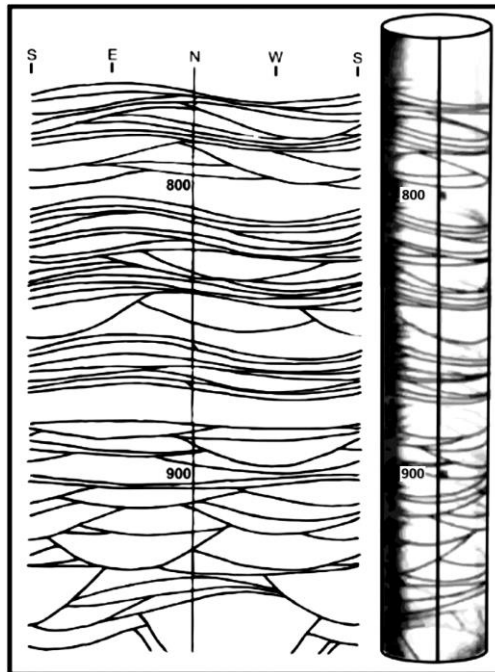


Figura 17. Ejemplo de la representación FAST donde se ilustra una visualización de los echados de las formaciones en una representación cilíndrica enrollada. Esta representación permite observar los echados de manera similar a una sección cilíndrica del pozo enrollada en un plano bidimensional (Modificado de Luthi, 2001).

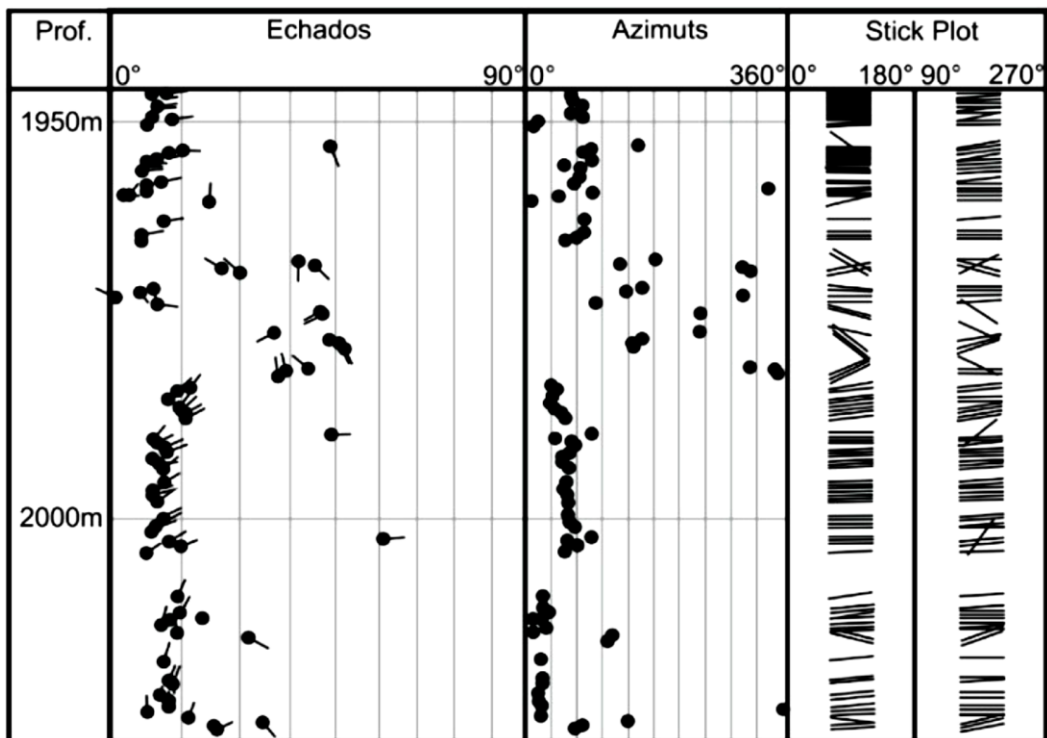


Figura 18. Ejemplo de la representación SODA en conjunto con un tipo de gráfico STICK PLOT donde se presenta una visualización de los echados de los azimuts y los echados en las formaciones en columnas separadas (Modificado de Luthi, 2001).

2.15 Condiciones del agujero

Para obtener mediciones precisas de resistividad y/o conductividad de las formaciones, así como sus respectivos echados y azimuts, es importante que los agujeros donde se realizan las mediciones sean de forma circular. Esto se debe a que, en agujeros con geometrías irregulares, como agujeros "lavables", con forma de "llave" u ovalados, existe el riesgo de que los patines de las herramientas no hagan buen contacto con las paredes del pozo.

En muchos casos, debido a la naturaleza de las litologías atravesadas como fracturas, colapsos o características mecánicas y texturales desfavorables, los pozos pueden presentar una falta de estabilidad. Esto puede dificultar la obtención precisa de los marcadores estratigráficos necesarios para realizar las reconstrucciones estructurales. Por lo tanto, es importante tener en cuenta la calidad y la forma del agujero al adquirir las mediciones de echados. Si se detectan irregularidades en la geometría del pozo, es posible que se requieran medidas adicionales para mejorar el contacto de los patines con las paredes del pozo y garantizar la precisión de las mediciones (Ricco, 2012).

2.16 Tipo de lodo de perforación utilizado

En lodos conductores, cuando la resistividad de la formación (R_m) es mayor a $3 [\Omega \cdot m]$, se puede experimentar una disminución en la calidad de las curvas de correlación (Fuentes, 2021). Esto se debe a que el contacto entre las formaciones y la herramienta se incrementa significativamente, lo que puede ocultar pequeñas variaciones en las curvas que podrían ser relevantes para la correlación. Cuando la resistividad de la formación es menor a $1 [\Omega \cdot m]$ en lodos conductores, puede producirse una fuga de corriente a través de las partes aislantes de la herramienta, esto puede atenuar o incluso eliminar pequeños detalles en las curvas.

En el caso de lodos no conductores, es necesario utilizar un patín guía o un "cuchillo" para separar las capas no conductoras de lodo de las formaciones. Esto permite obtener mediciones precisas al minimizar la interferencia del lodo en las mediciones de resistividad y conductividad de las formaciones (Ricco, 2012).

2.17 Adquisición y procesamiento de los datos

La etapa de adquisición de datos es crucial para garantizar la calidad de las mediciones realizadas por las herramientas. Es importante realizar las mediciones en condiciones óptimas, evitando dificultades técnicas como la rotación inadecuada de la herramienta o posibles atascos en el pozo. La calibración previa y el correcto funcionamiento de los acelerómetros e inclinómetros son fundamentales para obtener lecturas precisas y confiables.

Una vez realizada la adquisición de datos, se procede a la etapa de procesamiento. En esta fase, se analizan los datos utilizando métodos computacionales desarrollados por las compañías de servicios. Por ejemplo, Schlumberger utiliza el Método Clúster en la interpretación de los datos obtenidos de sus herramientas. Este método es una técnica utilizada para identificar patrones y agrupar los datos en categorías, permitiendo una interpretación detallada de los echados de las formaciones, facilitando la caracterización de la geometría y estructura del subsuelo (Fuentes, 2021).

2.18 Aplicaciones

Principalmente son tres las aplicaciones que se le pueden dar a los registros de medición de echados. La utilidad y aplicación de los registros dependen en gran medida de los parámetros que se estén estudiando en las formaciones. Estos registros son fuentes confiables de información sedimentológica, proporcionando datos sobre la orientación adecuada de las reservas y los parámetros del yacimiento, así como la geometría de las formaciones. Además, son herramientas valiosas para obtener información tectónica y estructural de las formaciones, permitiendo comprender los procesos geológicos involucrados. También se utilizan como indicadores estratigráficos, ayudando a caracterizar las capas y el ambiente de depósito. Cada aplicación se analizará brevemente a continuación:

- **Aplicación como fuente de información sedimentológica:** Los registros de medición de echados son herramientas vitales para la interpretación sedimentológica. El programa GEODIP de Schlumberger es utilizado para procesar la información adquirida y obtener definiciones precisas de las estructuras sedimentarias presentes en los intervalos de medición. Esto proporciona interpretaciones confiables sobre los procesos de depósito sedimentario, como el tipo de estratificación (lenticular, paralela, ondulada, gradada, flysch, cruzada, etc.) y el ambiente de depósito (Figura 19). Además, se pueden obtener datos como el espesor de las capas, la repetición de secuencias, la evolución vertical, la granulometría, la composición mineralógica, la facies sedimentaria y la homogeneidad o heterogeneidad de las formaciones (Pirson, 1977).
- **Aplicación como fuente de información estructural y estratigráfica:** Los registros de medición de echados permiten obtener información sobre los echados y azimuts de las formaciones atravesadas por un pozo. Al trazar líneas tipo "stick plot" para cada punto registrado, se generan reconstrucciones estructurales consecutivas. Esto facilita la identificación de rasgos estructurales y su correlación con otros registros para validar las interpretaciones. La comparación precisa de los resultados obtenidos con secciones sísmicas previas es especialmente práctica y útil para identificar pliegues, fallas, discontinuidades, repeticiones y otros rasgos geológicos (Figura 20). La interpretación de la información estructural permite comprender los procesos geológicos y sedimentarios pasados a nivel ambiental, regional y estructural (Pirson, 1977).

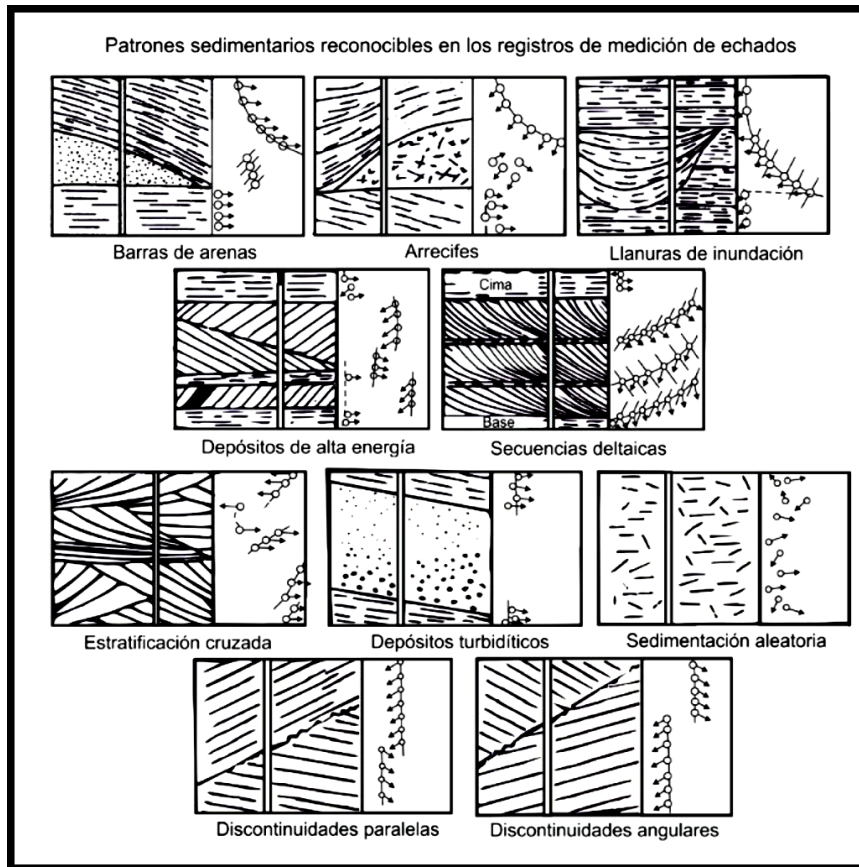


Figura 19. Esquema que muestra patrones sedimentarios que son posibles reconocer por medio de los registros de medición de echados SHDT, OBDT, HDT (Modificado de Pirson, 1977).

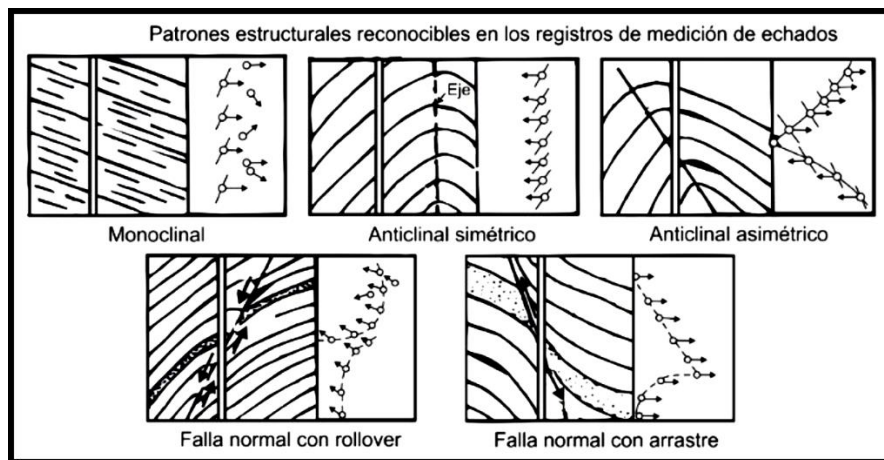


Figura 20. Esquema que muestra patrones estructurales que pueden ser interpretados por medio de los registros de medición de echados SHDT, OBDT, HDT (Modificado de Pirson, 1977).

Las representaciones finales de los resultados del procesamiento de la información estructural suelen ser en forma de "stick plot". En este tipo de representación, el conocimiento

experto y la experiencia de los intérpretes encargados de los registros desempeñan un papel vital para obtener interpretaciones precisas y de calidad.

- Aplicación como fuente de información tectónica: El análisis de los registros de medición de echados proporciona una comprensión profunda de la tectónica global y los procesos que pueden alterar o destruir la fábrica original de las rocas sedimentarias, especialmente las lutitas, margas y arcillas. La intensidad de las deformaciones y la competencia de las rocas afectan la interpretación de la alteración o deformación tectónica presente en las formaciones, incluyendo la orientación de los granos, la mineralogía y la fábrica de las rocas (Figura 21). En casos como la recristalización y deformación del cuarzo en areniscas debido a esfuerzos tectónicos, los registros de medición de echados permiten determinar la orientación preferencial de las estructuras internas y comprender la fábrica secundaria adquirida en las cuencas sedimentarias (Pirson, 1977).

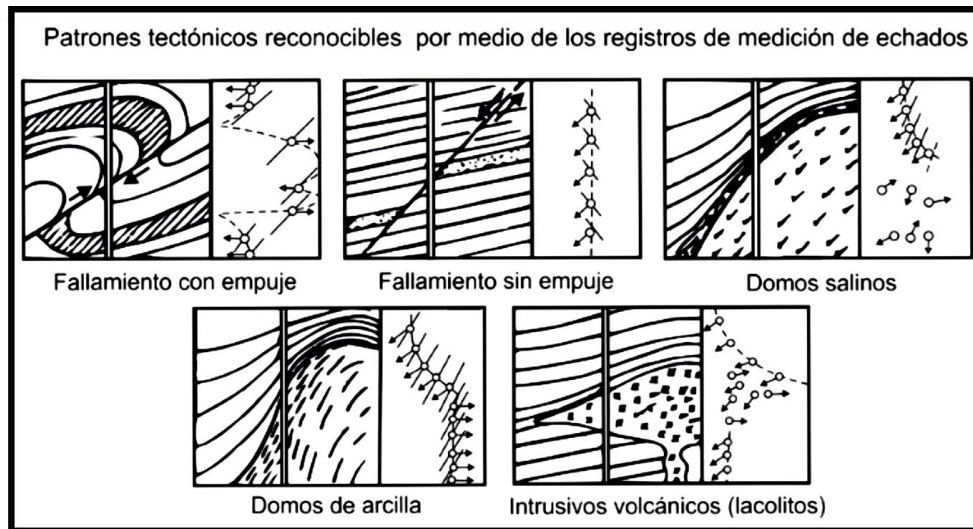


Figura 21. Esquema que muestra patrones tectónicos que pueden ser interpretados por medio de los registros de medición de echados SHDT, OBDT, HDT (Modificado de Pirson, 1977).

2.19 Ejemplo de aplicación

Evaluación del Contenido de Metano de Lecho de Carbón mediante el Uso de la Máquina de Aprendizaje Extremo de Kernel y Datos de Registro Geofísico. Guo J., Zhang, Z., Xiao, H., Zhang, C., Zhang, C., Tang, X., ... & Wang, C. (2022) *Geofluids, Hindawi*.

En el campo de la evaluación del metano en lechos de carbón (CBM, por sus siglas en inglés), los registros de echados se pueden utilizar para evaluar la distribución vertical del contenido de CBM en pozos individuales, siendo esta una técnica rentable y confiable.

3. Registro de imágenes de pared de pozo

3.1 Antecedentes

Las técnicas de obtención de imágenes de pozos mediante el uso del registro geofísico operado por cable (wireline) surgieron en la década de 1950, posteriormente al desarrollo de los lodos a base de aceite como fluido de perforación en la industria petrolera. Estas técnicas permiten realizar mediciones en las formaciones utilizando conjuntos de sensores o electrodos acoplados en cada patín de las herramientas tales como FMS, por sus siglas en inglés Formation Micro-Scanner, FMI, por sus siglas en inglés Fullbore Formation Micro-Imager, EMI, por sus siglas de inglés Electromagnetic Interference, y STAR, por sus siglas en inglés Simultaneous Acoustic and Resistivity Imager Tool. A diferencia de algunas herramientas de registro de echados que emplean un único sensor o electrodo (Castrejón, 2010).

El hito inicial en la obtención de imágenes de pozos se remonta a 1958, cuando Birdwell desarrolló un dispositivo fotográfico de 16 [*mm*] que permitía capturar las primeras imágenes del interior de un pozo. En la década de 1960, la compañía Shell logró obtener imágenes del fondo del pozo mediante el uso de cámaras televisivas en blanco y negro. A finales de esa misma década, se produjo un avance significativo en la obtención de imágenes con la introducción de la primera herramienta comercial para tal fin, desarrollada por la compañía Mobil en 1968. Esta herramienta, conocida como BHTV, por sus siglas en inglés Borehole Televierer, utilizaba ondas acústicas de alta frecuencia (ultrasónicas) para obtener imágenes del fondo del pozo (Ricco, 2012).

Fue en la década de 1980 cuando se produjo un rápido desarrollo en las herramientas que permitían obtener imágenes resistivas o acústicas de las formaciones a profundidad. Este desarrollo fue impulsado en gran medida por los avances tecnológicos en la digitalización, transmisión de señales y procesamiento de grandes volúmenes de información en tiempo real mediante equipos informáticos en constante evolución. Estos avances permitieron un análisis más preciso de la información al pasar de formatos analógicos a digitales.

Como resultado, las herramientas de imágenes presentaban varias ventajas significativas en comparación con las herramientas de medición de echados. Mientras que las herramientas estándar obtenían puntos de medición cada 6 pulgadas, las herramientas de imágenes capturaban esos mismos puntos de medición con una resolución de 0.1 pulgadas tanto en sentido vertical como horizontal. Además, mientras que las herramientas estándar proporcionaban una única medición por punto, las herramientas de imágenes podían generar hasta 250 mediciones por punto. Esto demuestra la enorme cantidad de información que se puede obtener a partir de las herramientas de imágenes en comparación con las herramientas de medición de echados, llegando hasta 60,000 mediciones por metro (Fuentes, 2021).

En la actualidad, se han desarrollado numerosas herramientas de imágenes a lo largo de los años, y la mayoría de ellas operan de manera similar, diferenciándose principalmente en

aspectos técnicos. Esto ha permitido no solo obtener información sobre el echado y azimut de las formaciones, sino también generar imágenes computarizadas basadas en propiedades petrofísicas como la reflectividad acústica y la conductividad eléctrica de las formaciones.

Estas imágenes representan las respuestas de las formaciones en el fondo de los pozos perforados y brindan a los ingenieros que adquieren los registros una observación detallada y continua de las variaciones verticales y laterales en las formaciones a lo largo de toda la circunferencia del pozo. Esta tecnología en constante evolución ha demostrado ser especialmente valiosa en la industria petrolera, ya que moderniza las técnicas de interpretación de los registros. Es importante destacar que esta tecnología continúa evolucionando hasta el día de hoy, con resultados muy prometedores. Esto contribuye a mejorar las técnicas de interpretación de registros y proporciona a los profesionales involucrados en la industria petrolera una visión más precisa y actualizada de las formaciones subsuperficiales (Ricco, 2012).

3.2 Principio de medición

Las herramientas de adquisición de imágenes de pozo, al igual que las herramientas de medición de echados, están equipadas con sensores o electrodos acoplados en los patines de las herramientas para realizar las mediciones correspondientes. En el caso de las herramientas de imágenes, se ha perfeccionado el principio de medición al agregar una mayor cantidad de electrodos en los patines. Esto resulta en una reducción significativa del espaciado entre ellos, lo que permite obtener densas y complejas cantidades de información provenientes de las mediciones realizadas por los electrodos.

Esta característica distintiva de las herramientas de imágenes permite generar una imagen computarizada del área en la que se están realizando las mediciones. Al adquirir las mediciones repetidamente con una alta resolución vertical de 0.1", las curvas obtenidas pueden superponerse lateralmente entre sí. Esto permite obtener una imagen completa y detallada de las formaciones a lo largo de toda la circunferencia del pozo. Es importante destacar que esta mayor densidad de información y resolución vertical mejorada proporcionada por las herramientas de imágenes ha revolucionado la capacidad de visualización y análisis de las formaciones subsuperficiales (Ricco, 2012).

Estas herramientas pueden considerarse como una versión mejorada de las herramientas de medición de echados. Aunque comparten cierta similitud en términos de medición de echados, las herramientas de imágenes se distinguen por la gran cantidad de arreglos de electrodos acoplados en su diseño. Esto les permite generar múltiples curvas de imágenes eléctricas y/o acústicas, que se asemejan incluso a las fotografías tomadas de los núcleos de fondo de pozo debido al alto nivel en detalle que brindan sobre las formaciones. Gracias a la información proporcionada por las herramientas de imágenes, es posible determinar los echados de las formaciones con mayor precisión, incluso en condiciones más complejas, en comparación con las herramientas de medición de echados estándar (HDT, SHDT y OBDT).

Además, estas herramientas permiten una identificación casi directa de cambios en la estratificación de las formaciones, así como la detección de fracturas, fallas, laminaciones, vórgulos, nódulos, cristales, entre otros.

En el ámbito de los circuitos eléctricos, se considera que las herramientas de imágenes y las herramientas de medición de echados son prácticamente idénticas, ya que ambas se basan en el mismo principio de medición eléctrica conocido como enfoque pasivo. Ambas utilizan corrientes electromagnéticas de baja frecuencia variable (aproximadamente menor a 1000 [Hz]), que se modulan directamente en respuesta a los cambios en la resistividad y/o conductividad de las formaciones. Estas corrientes se utilizan para enfocar los cambios rápidamente en señales de frecuencias altas.

En la práctica, las caras de los patines conductores de las herramientas son superficies equipotenciales que se mantienen a un potencial constante en relación con la señal del electrodo de retorno. De esta manera, los patines inyectan corrientes en las formaciones, permitiendo que la cantidad de corriente que los atraviesa sea medida por los electrodos. Esto permite que los cambios o variaciones en la corriente medida sean únicamente cambios resistivos en las formaciones (Ricco, 2012).

Además de las características mencionadas anteriormente, hay otras características que se pueden resaltar:

- Rangos dinámicos de resistividad amplios: Las herramientas de imágenes son capaces de obtener rangos dinámicos de resistividad muy amplios, abarcando valores desde 0.1 [$\Omega \cdot m$] hasta más de 10,000 [$\Omega \cdot m$]. Esto permite una mayor flexibilidad y capacidad para detectar variaciones en la resistividad de las formaciones.
- Alta sensibilidad: Estas herramientas presentan una sensibilidad extremadamente alta, lo que permite detectar detalles muy pequeños en las formaciones, como fracturas diminutas o eventos con bajas resistividades, como cristales de pirita en las formaciones. Esta alta sensibilidad facilita la identificación de características sutiles y proporciona información detallada sobre las propiedades de las formaciones.
- Factores que pueden afectar la sensibilidad: Es importante tener en cuenta que la sensibilidad de las herramientas de imágenes puede disminuir en ciertas condiciones de pozo, como la rugosidad de la pared del pozo, la presencia de lodos densos o la formación de enjarres. Además, la posición de la herramienta en el pozo también puede influir en su sensibilidad. Estos factores deben considerarse al interpretar los datos obtenidos.
- Observación detallada de formaciones: Las herramientas de imágenes permiten una observación detallada de las formaciones, tanto en términos verticales como laterales. Esto significa que se pueden identificar y analizar las variaciones en las propiedades de las formaciones en diferentes direcciones, lo que proporciona una visión completa y precisa de las características subsuperficiales (Ricco, 2012) (Fuentes, 2021).

3.3 Tipos de herramienta utilizadas en la adquisición de imágenes

En la actualidad, existen dos tipos de herramientas de adquisición de imágenes de fondo de pozo a través de registros. Estas operan con principios de medición muy diferentes entre sí, pero representan ambas una evolución en la medición de echados. El primer tipo se compone de herramientas que funcionan utilizando principios acústicos, como la (BHTV) y la (UBI), por sus siglas en inglés Ultrasonic Borehole Imager, de la compañía Schlumberger. Estas herramientas capturan imágenes acústicas de alta frecuencia (aproximadamente mayor a 1000 [Hz]) de las formaciones subsuperficiales. Utilizan ondas acústicas para obtener información detallada sobre las propiedades de las formaciones, como estructuras sedimentarias, fracturas y características geométricas.

El segundo tipo de herramientas de imágenes utiliza los mismos principios eléctricos que las herramientas de medición de echados. Sin embargo, estas obtienen una mayor cantidad de lecturas resistivas por metro de formación, llegando hasta 192 mediciones en herramientas como la (FMI), por sus siglas en inglés Formation Micro-Imager. Esto permite generar imágenes eléctricas que representan la respuesta de las formaciones con base en su resistividad. Estas imágenes proporcionan información valiosa sobre la heterogeneidad, cambios litológicos y otros parámetros petrofísicos de las formaciones.

Es importante destacar que desde la introducción de la primera herramienta de adquisición de imágenes, es decir la BHTV, han existido numerosas variantes y patentes desarrolladas por compañías de servicios para obtener imágenes de fondo de pozo. Estas variantes difieren en los principios de medición utilizados y en el tipo de imágenes generadas (Rider, 2000).

A continuación, se resumen las principales herramientas y patentes por compañía, según el principio de medición y el tipo de imágenes generadas (Tablas 2 y 3):

Tabla 2. Herramientas fundamentales de imágenes eléctricas (Modificado de Rider, 2000).

Compañía	Acrónimo	Nombre	Descripción
Schlumberger	OBMI	Herramienta de generación de imágenes microeléctricas en lodos base aceite.	Consta de 4 brazos con 4 patines y 20 sensores o electrodos en total.
Western Atlas (1995)	STAR	Herramientas de generación de imágenes acústicas y resistivas simultáneas de fondo de pozo.	Consta de 6 brazos con patines independientes y 144 electrodos en total.
Halliburton (1994)	EMI	Microimágenes eléctricas de las formaciones.	Consta de 6 brazos con patines independientes y 150 electrodos en total.
Schlumberger (1991)	FMI	Herramienta de generación de imágenes microeléctricas de cobertura total de las formaciones.	Consta de 4 brazos con 4 patines y 192 electrodos en total.
Schlumberger (1986 y 1988)	FMS	Herramienta de generación de imágenes microeléctricas de las formaciones.	Consta de 2 brazos o bien de 4 brazos con patines (versión actualizada) y 54 o 64 electrodos (Dependiendo la versión).

Tabla 3. Herramientas fundamentales de imágenes acústicas (Modificado de Rider, 2000).

Compañía	Acrónimo	Nombre	Descripción
BPD	AST	Herramienta de generación de imágenes acústicas	4 revoluciones por segundo 200 muestreos por revolución
Halliburton (1995)	CAST	Herramienta de generación de imágenes acústicas circunferenciales	12 revoluciones por segundo 200 muestreos por revolución
Schlumberger (1995)	UBI	Herramienta de adquisición de imágenes ultrasónicas de fondo de pozo	7.5 revoluciones por segundo 180 muestreos por revolución
Western Atlas	CBIL	Herramienta de generación de imágenes circunferenciales de fondo de pozo	6 revoluciones por segundo 250 muestreos por revolución
Mobil (1968)	BHTV	Imágenes televisivas de fondo de pozo	3 revoluciones por segundo 485 muestreos por las 3 revoluciones

3.4 Herramientas eléctricas de imágenes

Las herramientas eléctricas de imágenes, como su nombre lo indica, utilizan principios eléctricos como fuente de medición. A diferencia de las herramientas de medición de echados que emplean un solo electrodo, las herramientas eléctricas de imágenes cuentan con largos arreglos de electrodos de dimensiones reducidas, todos ellos acoplados en los patines de las herramientas. Esto permite obtener imágenes resistivas a partir del procesamiento de las respuestas resistivas obtenidas por todos los electrodos, creando una representación de las formaciones en forma de píxeles.

Es importante destacar que todas las mediciones resistivas se realizan a través de los patines de las herramientas, los cuales están en contacto directo con las formaciones. Esto implica que estas herramientas solo pueden operar en pozos donde se utilizan lodos de perforación conductores, a diferencia de las herramientas basadas en imágenes ópticas de fondo de pozo (OBMI), por sus siglas en inglés Oil-Base Mud Borehole Image, que pueden funcionar en lodos base aceite. Es posible que en algunos casos no se logre un contacto completo entre los patines y las formaciones, especialmente en presencia de enjarres en los intervalos porosos y permeables. Aún con esta consideración, las imágenes obtenidas por las herramientas conservan una alta resolución tanto vertical como horizontal (Ricco, 2012).

Según Fuentes (2021), las herramientas de imágenes eléctricas se pueden dividir en tres grupos principales según el método utilizado:

- **Imágenes microeléctricas:** Estas herramientas emplean el mismo principio de medición que las herramientas de medición de echados, lo que permite obtener un mapeo de imágenes de alta resolución de las formaciones. Utilizan múltiples electrodos acoplados en los patines de las herramientas para capturar mediciones resistivas detalladas.
- **Imágenes resistivas azimutales (macroeléctricas):** Este método de adquisición de imágenes se basa en mediciones tipo laterolog, en particular la herramienta de

inducción de baja resolución (DLL), por sus siglas en inglés para obtener imágenes resistivas. Aunque la resolución es menor en comparación con las imágenes microeléctricas, aún proporciona información valiosa sobre las formaciones.

- Imágenes resistivas tipo (LWD), por sus siglas en inglés Logging-While-Drilling: Estas herramientas se enfocan en obtener imágenes resistivas mediante electrodos acoplados al sistema de perforación rotatorio. Proporcionan imágenes resistivas en tiempo real de la parte trasera de la barrena mientras se perforan los pozos. La resolución de estas imágenes es intermedia en comparación con los dos métodos anteriores descritos (Ricco, 2012).

3.5 Herramientas microeléctricas de imágenes

En la industria de la adquisición de imágenes de fondo de pozo, Schlumberger es reconocida como la principal compañía desarrolladora de herramientas eléctricas y acústicas. Aunque otras compañías como Western Atlas, Chevron y Halliburton también han creado sus propias versiones de herramientas de imágenes. A partir de mediados de la década de 1980, Schlumberger fue pionera en la adquisición de imágenes y marcó un hito en este campo.

En 1986, Schlumberger introdujo la herramienta (FMS), por sus siglas en inglés Formation MicroScanner, que permitía obtener imágenes microeléctricas de las formaciones. Esta herramienta destacó por contar con una gran cantidad de sensores en los patines, lo que permitió a los geólogos observar y analizar detalles en la estratificación de las formaciones, identificar fracturas, porosidad secundaria, nódulos y otros aspectos con un alto nivel de detalle. La herramienta FMS fue un avance significativo en comparación con las herramientas de medición de echados, ya que abrió nuevas posibilidades para la interpretación detallada de las formaciones subsuperficiales (Ricco, 2012).

La versión inicial de la herramienta FMS (Figura 22) consistía en dos patines de imágenes, cada uno con 27 electrodos de 5 mm de diámetro, con un espaciado lateral de 0.25 [cm] entre ellos. Además, incluía dos patines de medición de echados que desempeñaban las mismas funciones que la herramienta SHDT. Esta configuración permitía obtener una cobertura de imágenes de las formaciones de aproximadamente el 20% en bandas ortogonales de 7 cm en agujeros de hasta 7 7/8" o en agujeros estándar de 8.5" en una sola corrida. Dado que la cobertura de imágenes era limitada, se requerían múltiples corridas de la herramienta en diferentes orientaciones dentro del pozo para obtener imágenes completas, de manera que se pudiera cubrir la mayor parte del agujero (Fuentes, 2021).

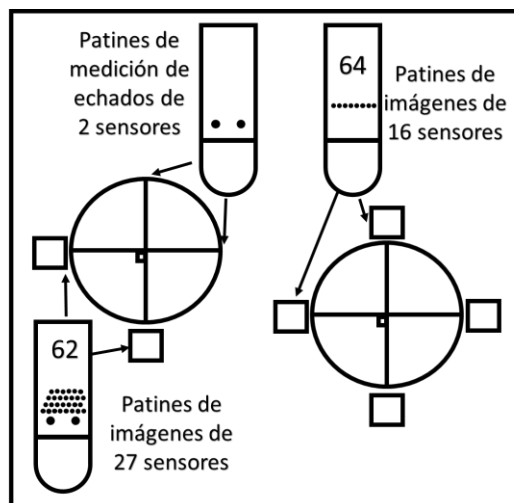


Figura 22. Configuración de las diferentes versiones con dos y cuatro patines de imágenes de la herramienta FMS en la adquisición de imágenes microeléctricas de las formaciones (Modificado de Ricco, 2012).

En 1988, Schlumberger realizó una modificación en el diseño original de la herramienta (FMS) para abordar la limitación de cobertura de imágenes. En esta actualización, los patines de medición de echados fueron reemplazados por dos patines adicionales de imágenes, lo que resultó en una notable mejora al duplicar la cobertura original obtenida por la primera versión de la herramienta (FMS). A medida que pasaban los años, las compañías petroleras demandaban cada vez una mayor cobertura e imágenes más detalladas de las formaciones en una sola corrida, especialmente en pozos de alto riesgo, yacimientos fracturados o heterogéneos, así como en formaciones carbonatadas complejas. Esto impulsó a los proveedores de servicios a desarrollar herramientas de imágenes con una cobertura aún mayor para satisfacer estas necesidades. La evolución y mejora continua de las herramientas de imágenes fue una respuesta directa a las demandas de la industria, impulsada por la necesidad de obtener una mayor cobertura y detalles más precisos de las formaciones a profundidad (Ricco, 2012).

3.6 Herramienta de generación de imágenes microeléctricas de cobertura total (FMI)

La herramienta FMI fue desarrollada por Schlumberger a principios de la década de 1990 como una mejora de la herramienta FMS. La necesidad de obtener una mayor cobertura lateral y vertical en la adquisición de imágenes en agujeros y formaciones cada vez más complejas impulsó el desarrollo de esta nueva herramienta (Figura 25).

Según Fuentes (2021), el diseño de la herramienta FMI consta de cuatro patines de imágenes, cada uno con 24 electrodos acoplados a la herramienta mediante dos brazos ortogonales (a 90°), similar a las herramientas de medición de echados. Sin embargo, la diferencia fundamental en el diseño de la FMI radica en que dos de los patines están articulados a los patines principales, extendiéndose como lengüetas con otros 24 electrodos cada uno (Figura 23). Esto da como resultado un total de ocho patines de imágenes en la herramienta FMI.

Esta configuración mejorada permite una cobertura del agujero de aproximadamente el 80% en una sola corrida en agujeros estándar de 8.5" y una profundidad de investigación de 30", similar a las laterolog someras. Esto significa que la herramienta FMI casi cuadruplica la cantidad de imágenes resistivas que pueden obtenerse en comparación con la herramienta FMS, que solo lograba una cobertura del 20% (Castrejón, 2010).

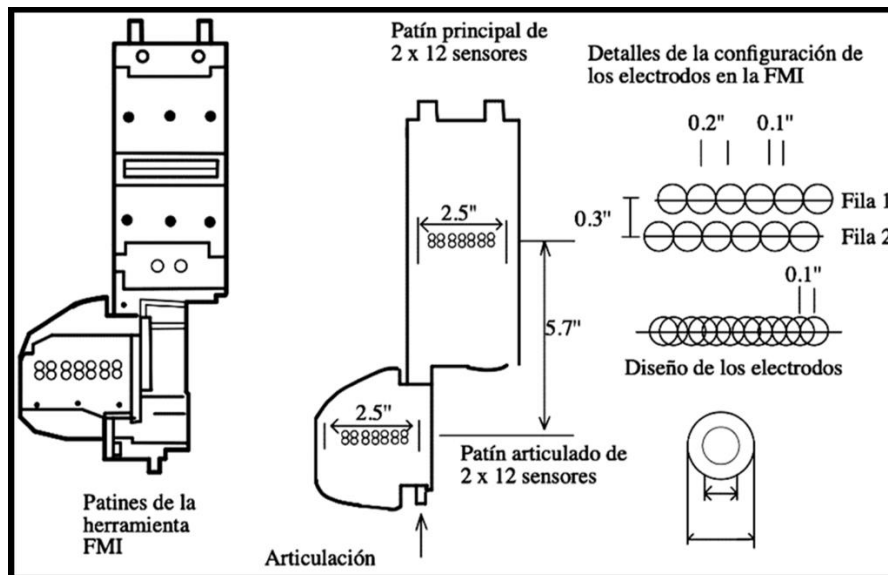


Figura 23. Esquema de los patines que conforman la herramienta FMI, así como el diseño y las dimensiones de los electrodos que están acoplados a los patines (Modificado de Castrejón, 2010).

La herramienta FMI se destaca por su diseño técnico, especialmente en lo que respecta a los patines de imágenes. Estos patines tienen características únicas que los distinguen de otras herramientas de imágenes microeléctricas. Cada brazo de la herramienta FMI está compuesto por un patín principal y un patín articulado adjunto a aproximadamente 15 [cm] por debajo del patín principal. El patín principal tiene dimensiones de 3.2" de ancho por 7" de largo, mientras que el patín articulado tiene dimensiones de 3.2" de ancho por 2.5" de largo. Es importante destacar que las caras de los patines no son rectas, como en otras herramientas, sino que presentan una forma curva. Esto se ha diseñado de esta manera para asegurar un mejor contacto con las paredes del pozo durante la adquisición de imágenes (Ricco, 2012).

En el diseño de la herramienta FMI se ha prestado especial atención al número y la disposición de los sensores o electrodos utilizados para la generación de imágenes eléctricas en respuesta a las variaciones resistivas o conductivas de las formaciones estudiadas. Estos electrodos son similares a los utilizados en las herramientas de medición de echados, pero en la FMI son más pequeños, se encuentran en mayor número y están dispuestos muy cerca uno del otro. Cada electrodo individual tiene una dimensión de 0.16" si consideramos solo el electrodo en sí, y de 0.24" si también consideramos la sección aislante que rodea a cada electrodo. Estos electrodos están separados entre sí por tan solo 0.2", lo que permite que haya un total de 24 electrodos acoplados en cada patín de la herramienta FMI (Fuentes, 2021).

Es importante señalar que los 24 electrodos en la herramienta FMI no están agrupados juntos en cada patín, sino que están dispuestos en dos filas horizontales separadas verticalmente. La

primera fila consta de 12 electrodos, y la segunda fila, que se encuentra separada verticalmente de la primera por tan solo 0.3", también consta de 12 electrodos. Con este arreglo, cada electrodo en la herramienta FMI tiene una resolución de 0.2", que corresponde a sus dimensiones individuales. Sin embargo, debido a la separación vertical entre las filas de electrodos, cada punto de muestreo de las formaciones se tomará horizontalmente, y la distancia entre cada punto de medición será de 0.1", que es la mitad de la separación entre los electrodos en el arreglo (Schlumberger, 2004).

La configuración de los electrodos en la herramienta FMI (Figura 24), permite obtener datos de forma precisa y detallada cada 0.1" tanto vertical como horizontalmente en relación con los patines y los patines articulados. Esto garantiza una cobertura casi total del agujero, incluso en perforaciones con ángulos de desviación significativos o en perforaciones horizontales.

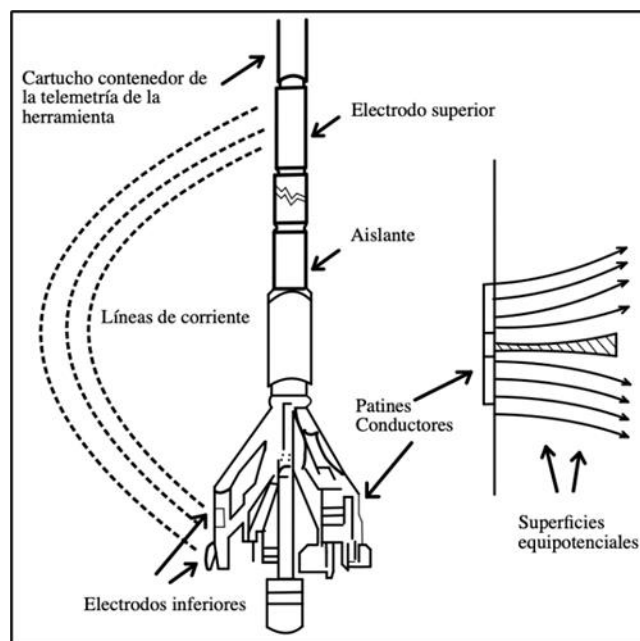


Figura 24. Esquema de la herramienta de imágenes microeléctricas FMI donde se visualiza el diseño de los patines y los brazos de la herramienta, el electrodo de retorno y la porción aislante. También se ilustra el principio de medición que utiliza para la adquisición de las imágenes (Modificado de Schlumberger, 2004).

Por otro lado, otros sensores como el calíper, los magnetómetros y los acelerómetros realizan mediciones cada 1.5". Además, la herramienta FMI cuenta con un sistema hidráulico mejorado que controla los brazos mecánicos de la herramienta. Esto permite una adherencia óptima de los patines a las formaciones, minimizando cualquier movimiento o balanceo que pueda afectar la calidad de las imágenes resistivas. Gracias a este sistema mejorado, la herramienta puede generar imágenes precisas de las formaciones incluso en condiciones de perforación difíciles (Schlumberger, 2004).

Es interesante destacar que la FMI cuenta con un inclinómetro que permite medir la inclinación del agujero y un sistema telemétrico avanzado para procesar y transmitir la información recopilada de las formaciones. Además, su diseño incluye una separación entre

la parte superior e inferior de la herramienta, lo que permite que la parte superior pueda funcionar como un electrodo de retorno de corriente. Adicionalmente, es posible acoplar un dispositivo de rayos gamma al cuerpo de la herramienta, lo que amplía aún más su capacidad de medición en profundidad hasta aproximadamente 15 metros.

La herramienta FMI se compone de un total de 192 electrodos que funcionan en conjunto cuando se despliegan tanto los patines principales como los patines articulados (Tabla 4). Sin embargo, es posible utilizar solo los patines principales, lo que implicaría utilizar la mitad de los electrodos (96 electrodos) para obtener imágenes resistivas de las formaciones. La elección de la configuración adecuada dependerá de las habilidades y el juicio del operador responsable del registro (Rider, 2000).

Tabla 4. Cobertura de imágenes que se pueden obtener en diferentes tamaños de pozos utilizando distintas configuraciones de herramientas microeléctricas (Modificado de Rider, 2000).

Herramienta	Número de electrodos	Velocidad del registro [m/h]	Tamaño del agujero		
			6"	8.5"	12.25"
SHDT	8	1650			
FMS (2 patines)	54	500	25%	20%	12%
FMS (4 patines)	64	500	50%	40%	25%
FMI (4 patines)	96	1100	50%	40%	25%
FMI (8 patines)	192	550	90%	80%	50%

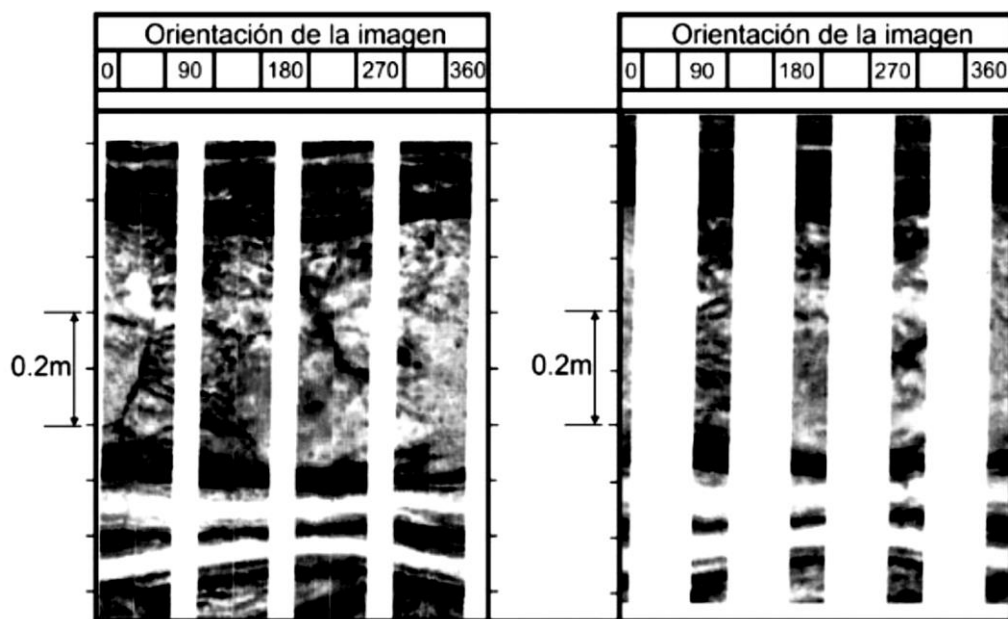


Figura 25. Ejemplo de dos registros de imágenes correspondientes al mismo intervalo en un pozo, donde se logra observar la distinta calidad y cantidad de información si se utilizan distintas versiones de las herramientas microeléctricas. De lado izquierdo se tiene un registro FMI donde se aprecia un mayor cubrimiento en comparación con un registro FMS del lado derecho (Modificado de Ricco, 2012).

3.7 Principio de medición de las herramientas microeléctricas (FMS, FMI)

En las herramientas de imágenes, como la FMS y la FMI, se mantiene un potencial constante entre la porción inferior de la herramienta, donde se encuentran los electrodos y la porción superior. Esto genera superficies equipotenciales alrededor del agujero, lo que permite que la corriente emitida por los electrodos penetre en las formaciones en ángulo recto (Figura 24). Como resultado, la corriente medida por cada electrodo refleja las variaciones de resistividad de las formaciones frente a él. Esto es posible gracias al principio de enfoque pasivo utilizado en las herramientas de imágenes (Ricco, 2012) (Fuentes, 2021).

3.8 Otras herramientas de generación de imágenes microeléctricas

En 1994, Halliburton y Western Atlas desarrollaron sus propias herramientas de imágenes microeléctricas como alternativas a la FMI de Schlumberger. Halliburton introdujo la herramienta EMI (Electrical Micro Imaging tool), que consta de seis brazos y patines de imágenes con un total de 150 electrodos. Con esta configuración, la herramienta EMI lograba cubrir aproximadamente el 60% del agujero en una sola corrida en pozos estándar de 8.5" de diámetro.

Por otro lado, Western Atlas en 1995 presentó la herramienta STAR (Figura 26). Esta herramienta también consta de seis brazos y patines de imágenes, pero con 144 electrodos en total. Además de utilizar los principios eléctricos de las herramientas anteriores, la herramienta STAR incorpora un sensor acústico para obtener imágenes tanto eléctricas como acústicas de las formaciones. Con esta configuración, la herramienta STAR lograba una cobertura del 56% del agujero (Ricco, 2012).

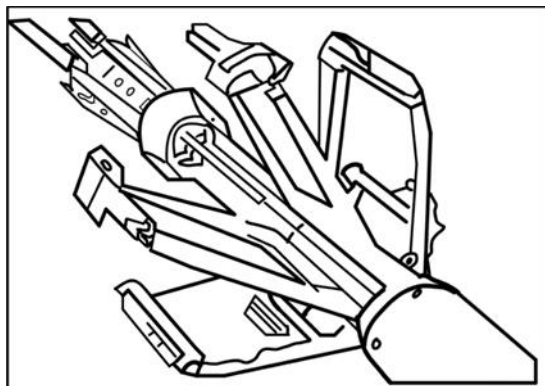


Figura 26. Imagen de la herramienta STAR de la compañía Baker Hughes (Modificado de Fuentes, 2021).

3.9 Creación de las imágenes microeléctricas

Según Fuentes (2021), la representación de las imágenes microeléctricas obtenidas a partir de las herramientas FMI, FMS, EMI y STAR se logra asignando colores específicos a los diferentes rangos de valores de resistividad. Mediante esta técnica, se genera una imagen en escala de colores que visualiza los cambios de resistividad en las formaciones. Por ejemplo, la herramienta FMI proporciona 192 mediciones de resistividad con un incremento vertical de 0.1" entre electrodos. Estas mediciones se organizan en mosaicos horizontales y verticales, generando matrices de "píxeles" de resistividad. Cada píxel tiene un valor específico y se le asigna un color correspondiente según los rangos de resistividad establecidos por cada compañía. Si los píxeles son lo suficientemente pequeños, se puede obtener una representación visual detallada de las formaciones a profundidad.

La presentación de estas imágenes sigue el formato convencional utilizado para graficar las mediciones de otras herramientas de registros. La coordenada X representa la posición del azimut y la coordenada Y representa la profundidad. De esta manera, se generan imágenes continuas que representan las formaciones a lo largo de todo el agujero en un formato cilíndrico desplegado. Esta representación visual en forma de cilindro desdoblado permite una visualización más intuitiva de las formaciones a profundidad (Figura 27) (Ricco, 2012).

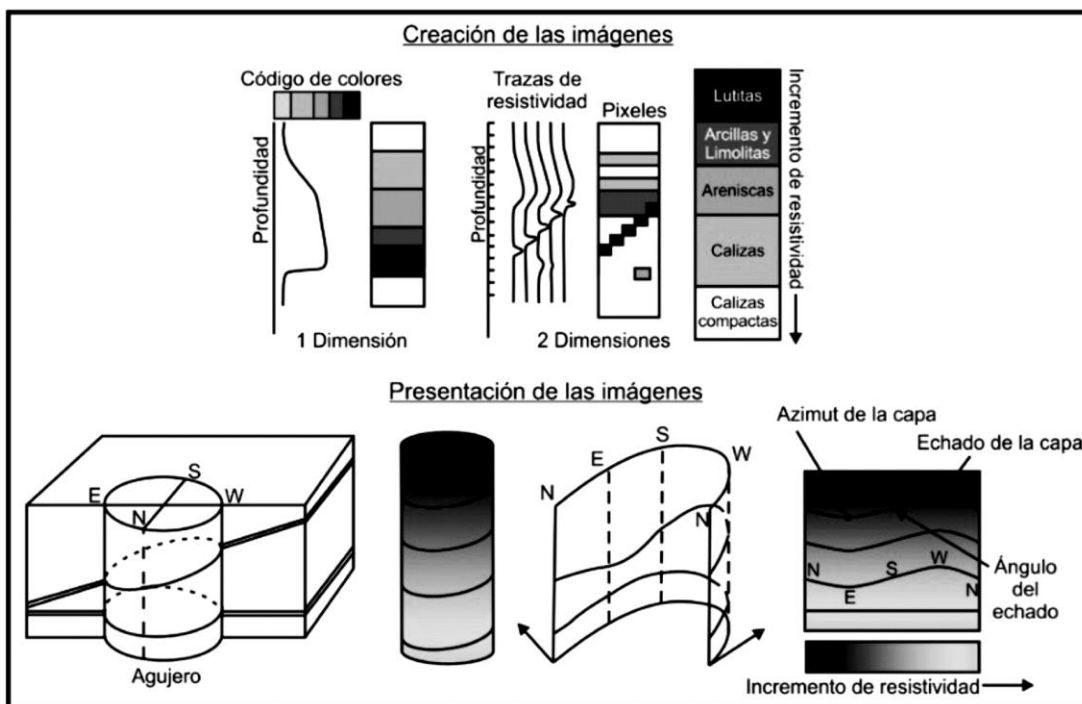


Figura 27. Ilustración que ejemplifica como se crean las imágenes resistivas mediante las herramientas de microrresistividad, así como la presentación de estas definiendo el rumbo y echado de las capas (Modificado de Ricco, 2012).

La técnica de representación de imágenes de formaciones mediante la asignación de colores y su gráfica en formato cilíndrico desdoblado permite visualizar los detalles horizontales y verticales de las formaciones de manera correspondiente. Los datos de los echados se

presentarán como tipos de sinuosidades en las imágenes, las crestas de estas sinuosidades representan los puntos más altos que cruzan el plano, lo cual indica el valor del echado de las capas. Por otro lado, los puntos más bajos de las sinuosidades que cruzan el plano representan el azimut o la dirección del echado. Esta representación permite interpretar de manera clara y precisa la información sobre los echados de las formaciones (Ricco, 2000; Fuentes, 2021).

3.10 Herramienta de imágenes microelectricas en lodos base aceite (OBMI)

La herramienta (OBMI), por sus siglas en inglés Oil-Based Microimager de Schlumberger y desarrollada en 2001, está diseñada específicamente para la adquisición de imágenes en pozos que utilizan lodos base aceite, como diésel o lodos sintéticos. Esta herramienta permite obtener imágenes microelétricas de las formaciones en este tipo de entornos de perforación.

La herramienta OBMI de Schlumberger consta de cuatro patines de imágenes equipados con cinco pares de electrodos o sensores de resistividad de 0.4" en el centro de cada patín, dispuestos en dos filas (Figura 28). Esta configuración permite obtener cinco mediciones de resistividad o "píxeles" de resistividad que se orientan según la geometría del agujero y la posición de la herramienta. Cada patín proporciona imágenes resistivas con una resolución vertical de 1.2" y un espaciado entre píxeles de 0.4" por 0.4". Esto garantiza una alta resolución y suficiente información azimutal para observar en detalle las características estructurales y estratigráficas de las formaciones.

La herramienta OBMI utiliza un principio de medición basado en la inyección de corriente alterna a través de dos electrodos de inyección ubicados en la parte superior e inferior de los patines de la herramienta (Figura 28). Esta corriente genera una diferencia de potencial [dV] que es medida por cada par de electrodos de voltaje en el centro de los patines. A partir de esta medición, se obtiene una resistividad cuantitativa de la zona lavada (R_{xo}) de las formaciones que se encuentran frente a los electrodos, aplicando la Ley de Ohm. Este enfoque permite obtener información precisa sobre las propiedades resistivas de las formaciones y su variación lateral en el agujero (Schlumberger, 2001).

$$R_{xo} = K \frac{dV}{I};$$

donde:

K = Factor geométrico de la capa.

I = Corriente alterna emitida por el electrodo.

dV = Diferencia de potencial medida por la herramienta.

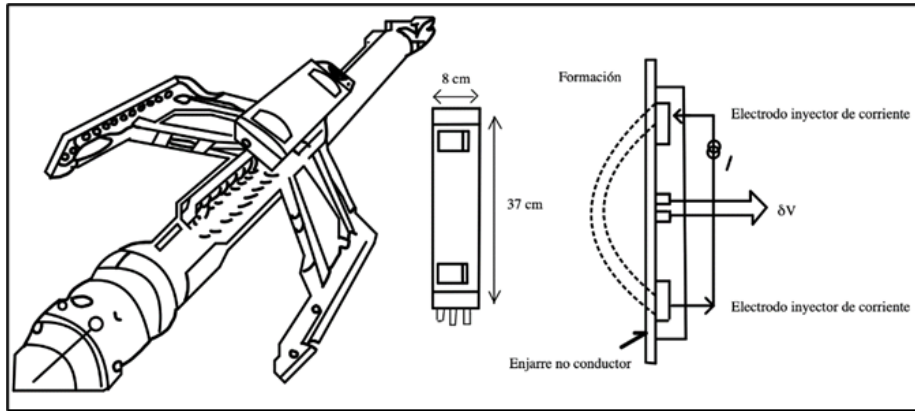


Figura 28. Esquema y principio de medición de la herramienta OBMI de la compañía Schlumberger, utilizada para la adquisición de imágenes en lodos base aceite (Modificado de Schlumberger, 2001).

La herramienta OBMI proporciona datos de alta resolución de la resistividad R_{xo} de forma cuantitativa, con un margen de error máximo del 20%. Su amplio rango de medición abarca valores que van desde 1 hasta 10,000 [$\Omega \cdot m$]. Esta herramienta es especialmente útil para realizar análisis estratigráficos y estructurales de las formaciones. Permite la identificación de fallas y fracturas, la caracterización de depósitos sedimentarios, la determinación de los echados de las formaciones, el análisis de núcleos correlacionando con los registros OBMI, la detección de anisotropía en las formaciones, la identificación de rasgos pequeños que no son visibles en registros convencionales, y la detección de fracturas inducidas por la perforación, entre otras aplicaciones. Es importante tener en cuenta que las mediciones realizadas por la herramienta OBMI pueden estar influenciadas por el espaciado entre los sensores y la superficie de las formaciones, especialmente en presencia de enjarres no conductores. Esto puede afectar la sensibilidad y precisión de las mediciones obtenidas (Schlumberger, 2001).

Es cierto que la herramienta OBMI se puede combinar con otras herramientas de registros para obtener mediciones complementarias y comparar los datos adquiridos. Al combinar diferentes herramientas de registros, se pueden obtener múltiples perspectivas de las formaciones, lo que ayuda a reducir la incertidumbre y a obtener una imagen más precisa y detallada del subsuelo. Esto es especialmente beneficioso en entornos geológicos complejos o en pozos de alto riesgo donde se requiere una mayor comprensión de las formaciones (Schlumberger, 2001).

3.11 Herramientas macroeléctricas de imágenes (resistivas azimutales)

Según Schlumberger (1993), la herramienta ARI, por sus siglas en inglés Azimuthal Resistivity Imager, es una herramienta híbrida que combina mediciones microeléctricas y doble laterolog para adquirir imágenes resistivas azimutales de las formaciones. A diferencia de las herramientas de imágenes microeléctricas convencionales, la ARI incorpora un arreglo de doce segmentos de electrodos azimutales que se encuentran ubicados en el centro del

electrodo A2 de la herramienta DLL, por sus siglas en inglés Deep Laterolog. Estos electrodos azimutales cumplen una doble función en la herramienta. Por un lado, actúan como electrodos de enfoque para la corriente del laterolog profundo (LLd), lo que permite obtener mediciones resistivas en direcciones específicas alrededor del agujero. Por otro lado, también funcionan como corriente de retorno para la corriente del laterolog somero (LLs).

ARI realiza doce mediciones resistivas direccionales alrededor del agujero, tomadas a intervalos de 0.5" en sectores de 30 grados. Esto proporciona una imagen resistiva de las formaciones con una resolución vertical de 8". La capacidad de obtener mediciones resistivas direccionales con la herramienta ARI permite caracterizar la anisotropía de las formaciones, identificar fracturas, evaluar la continuidad de las capas y obtener información detallada sobre la resistividad en diferentes direcciones alrededor del pozo (Ricco, 2012).

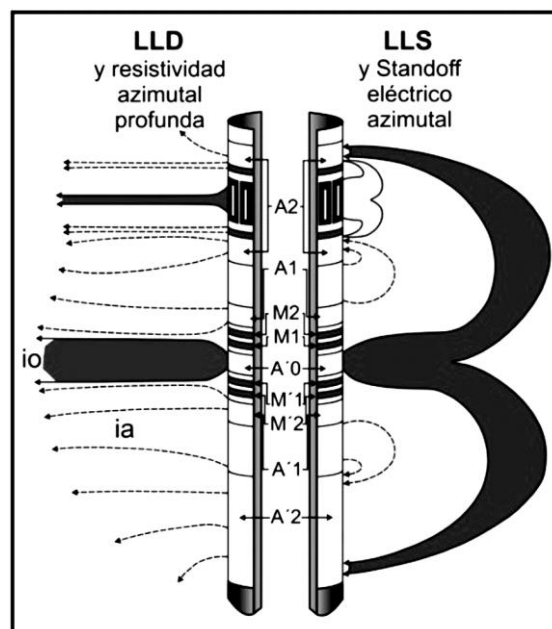


Figura 29. Diagrama que ejemplifica cómo se encuentra constituido el arreglo de electrodos azimutales de la herramienta ARI dentro de la herramienta DLL, así como las líneas de corriente que se generan de los diferentes electrodos (Modificado de Ricco, 2012).

La herramienta DLL, utilizada en combinación con la ARI, opera a dos frecuencias diferentes: 35 [Hz] para las mediciones laterologs profundas (LLd) y 280 [Hz] para las mediciones laterologs someras (LLs). En el caso de las mediciones azimutales profundas, la herramienta DLL emite una corriente de 35 [Hz] a través de los doce electrodos azimutales. Estos electrodos generan un flujo de corriente que se dirige hacia la superficie y se encuentra enfocado desde arriba por la porción superior del electrodo A2 y desde abajo por la porción inferior del electrodo A2, así como por las corrientes provenientes de los electrodos A1, A0, A'1 y A'2.

Para controlar y monitorear las corrientes emitidas por cada electrodo azimutal, se agrega un electrodo monitor a cada uno de ellos. Esto permite asegurar que las corrientes emitidas por cada electrodo del arreglo azimutal sean enfocadas de manera pasiva por las corrientes

provenientes de los electrodos azimutales adyacentes. Es importante destacar que estas mediciones azimutales son muy sensibles a las condiciones del pozo, como la rugosidad, la forma y el diámetro. Para corregir los efectos causados por estas condiciones, se utiliza una medición auxiliar a una frecuencia de 71 [kHz], que es lo suficientemente alta para evitar interferencias con los haces de corriente de 35 Hz (Ricco, 2000; Fuentes, 2021).

La medición auxiliar realizada a una frecuencia somera, con las líneas de corriente cercanas a la sonda y con el retorno de corriente cerca de los electrodos azimutales, tiene como objetivo principal corregir los efectos de las condiciones del agujero, como su forma y dimensiones, así como la descentralización de la herramienta. Esto se logra al proporcionar un standoff eléctrico con el cual se puede estimar la forma y tamaño del agujero a partir de la resistividad del lodo (R_m), que es conocida o puede ser obtenida independientemente. En este sentido, se pueden generar doce imágenes azimutales del agujero al medir las diferencias de potencial (dV_i) entre los electrodos anulares M3 y M4 ubicados dentro del electrodo A2 y los electrodos azimutales alojados en A2. Estas mediciones permiten obtener información detallada sobre la forma y el tamaño del agujero, así como corregir los efectos causados por su variación (Fuentes, 2021).

El diseño de la herramienta DLL con el arreglo de doce electrodos azimutales acoplados al centro del electrodo A2 (Figura 30) tiene como objetivo principal obtener una docena de mediciones orientadas de resistividad profunda sin afectar las mediciones realizadas por la DLL a distintas profundidades de investigación por la LLD y la LLS (Ricco, 2012).

ARI ofrece la capacidad de generar una imagen resistiva azimutal de las formaciones a profundidad, así como una curva de alta resolución derivada de las mediciones azimutales (LLhr) cuando opera en modalidad de alta resolución. Aunque su resolución espacial no es tan precisa como las herramientas FMI o la UBI, las mediciones azimutales de la ARI son significativamente mejores que las de los laterologs convencionales (HALS) debido a su diferente sistema de enfoque. La herramienta se puede correr a una velocidad de 3600 [$\frac{ft}{h}$] cuando se necesita obtener mediciones de los echados de las formaciones. Si se requiere una mayor resolución y detalle de las capas, la velocidad puede reducirse a 1800 [$\frac{ft}{h}$]. Esta herramienta es especialmente útil para analizar y distinguir entre fracturas naturales en las formaciones y fracturas inducidas por el fluido de perforación (Schlumberger, 1993).

Gracias a su sensibilidad y capacidad para detectar detalles más allá de las paredes del agujero, la ARI complementa la información proporcionada por otras herramientas de registros. Esto permite una mejor comprensión de las características de las formaciones, incluyendo la identificación de fracturas, la caracterización de la anisotropía y la discriminación entre fracturas naturales e inducidas (Ricco, 2012).

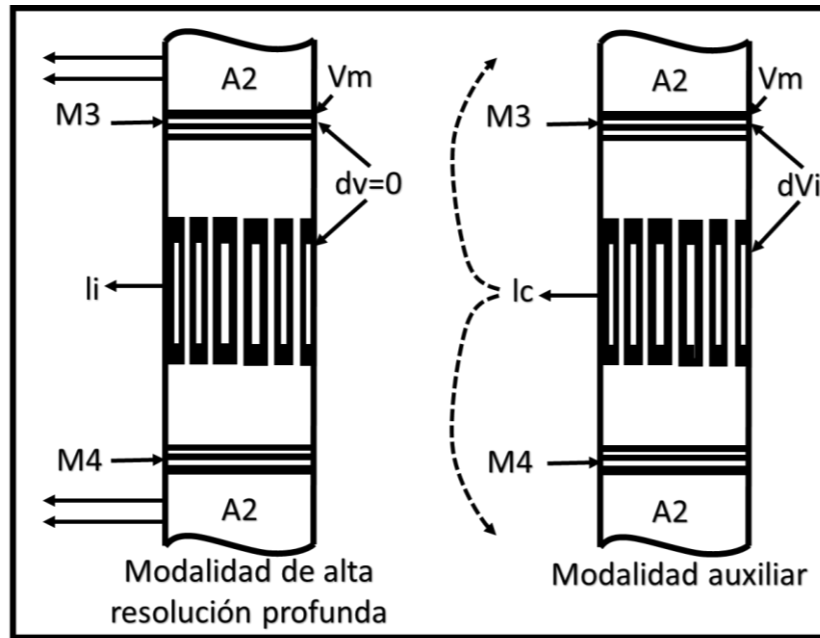


Figura 30. Ilustración que ejemplifica el arreglo de electrodos azimutales dentro del electrodo A2 de la DLL y los patrones de corrientes que se pueden generar dependiendo de la modalidad de medición que se utilice, ya sea con los electrodos de monitoreo o en modo auxiliar (Modificado de Ricco, 2012).

3.12 Otras herramientas de macroresistividad

La herramienta ELIAS, por sus siglas en inglés Electrical Images of Anisotropy and Stratigraphy, desarrollada por el BRGM (Buró de Investigadores Geólogos en Minas) es otra herramienta de adquisición de imágenes resistivas utilizada en la evaluación petrofísica de las formaciones. A diferencia de la herramienta ARI, la ELIAS está compuesta por 16 patines de imágenes, lo que permite una cobertura del 100% del pozo. Además, su diámetro reducido de solo 2" la hace adecuada para su uso en agujeros de pequeño diámetro, como pozos geotérmicos. La herramienta se utiliza principalmente para obtener una mayor resolución vertical en la evaluación de las formaciones. Es especialmente útil en la identificación de estratificaciones cruzadas y fracturamiento en las formaciones, lo que proporciona información detallada sobre la anisotropía y la estructura de las capas. Esto es especialmente importante en la caracterización de yacimientos donde se requiere una comprensión más precisa de la geometría y la heterogeneidad de las formaciones (Ricco, 2000; Fuentes, 2021).

3.13 Presentación de los registros eléctricos de imágenes

La representación de los registros eléctricos de imágenes sigue un formato similar al utilizado para las imágenes acústicas. La diferencia radica en que en los registros eléctricos se grafican las resistividades, mientras que en los registros acústicos se grafican las amplitudes. La escala de colores empleada varía desde tonos grises hasta negros para representar intervalos de alta

conductividad, mientras que tonos más claros indican intervalos más resistivos (Figura 31) (Castrejón, 2010).

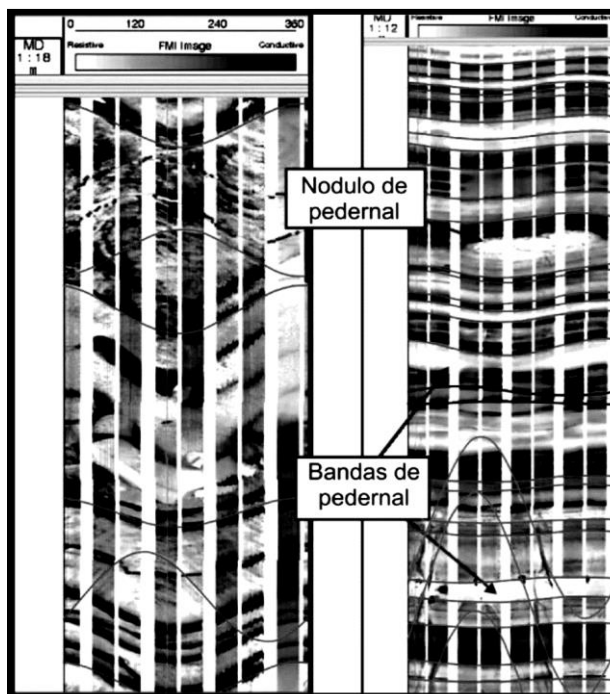


Figura 31. Registro de imágenes obtenidas por medio de la herramienta FMI en donde se visualiza del lado izquierdo cómo la formación está estratificada por litologías muy resistivas y otras muy conductoras, siendo las capas más oscuras las conductoras y las zonas más claras las menos conductoras (Modificado de Castrejón, 2010).

3.14 Aplicaciones de los registros eléctricos de imágenes

Las herramientas de imágenes eléctricas permitieron obtener una calidad y detalle en la determinación de rasgos geológicos de las formaciones que antes de ellas no se tenía. Estas permitieron observar por primera vez características estructurales como fallas, fracturas, estratificaciones y cavidades sin necesidad de interpretar datos de otras herramientas en pozos ya perforados. Las aplicaciones se pueden agrupar en dos categorías principales: análisis estratigráfico y análisis estructural (Ricco, 2012).

- **Análisis estratigráfico:** Esta rama del análisis de imágenes se enfoca en la evaluación de la estratificación y cambios litológicos en las formaciones. Mediante atributos como brillo, color, tamaño y resolución de las imágenes, se pueden distinguir plegamientos y deformaciones en las capas. La clasificación, cuantificación y visualización de estos límites texturales permiten identificar cambios de facies y secuencias litológicas sedimentarias, así como determinar rumbos y echados de las formaciones. Este análisis se realiza con la ayuda de estaciones de trabajo interactivas.
- **Análisis estructural:** En este tipo de análisis, se determinan los echados de las formaciones, se modelan y se identifican rasgos de continuidad o discontinuidad presentes en ellas. Además de estos aspectos, el análisis estructural abarca diversas

aplicaciones, como la identificación de fallas y discontinuidades, el estudio de plegamientos, el análisis y cuantificación de fracturas (abiertas, cerradas, cementadas o mineralizadas), y el cálculo de la apertura de dichas fracturas debido a efectos de erosión por el fluido de perforación o cambios en los regímenes de estrés de las formaciones. Estos cálculos son especialmente útiles en las etapas de producción de pozos, ya que el flujo de fluidos generalmente ocurre a través de fracturas. La visualización de heterogeneidades en las rocas también permite una identificación cualitativa de las formaciones presentes.

Las herramientas de imágenes eléctricas han sido una contribución significativa en la interpretación y toma de decisiones en la exploración y producción de yacimientos petroleros, permitiendo un mayor entendimiento de las formaciones a profundidad y brindando información detallada para la caracterización de los yacimientos (Fuentes, 2021).

3.15 Herramientas acústicas de imágenes

Las herramientas microeléctricas utilizan principios eléctricos de enfoque pasivo y de doble laterolog (DLL) para obtener imágenes resistivas de las formaciones. De manera similar, existen herramientas acústicas de imágenes que funcionan bajo principios sónicos, generando imágenes acústicas de altas frecuencias de las formaciones. Dos representantes importantes de estas herramientas son la UBI y la USI de Schlumberger. Una desventaja de las herramientas acústicas es su alta sensibilidad a la descentralización de la herramienta, la rugosidad del agujero y la densidad del lodo, mientras que son insensibles a los cambios en la estratificación de las capas (Fuentes, 2021). No obstante, presentan la ventaja de poder realizar mediciones en agujeros que utilicen cualquier tipo de lodo de perforación (agua, aceite, aireados) y en cualquier tipo de perforación (vertical, direccional u horizontal). Estas herramientas logran cubrir el 100% del agujero, permitiendo visualizar fracturas en las formaciones e identificar corrosión en pozos adermados.

Además de la UBI y la USI, otras compañías de servicios también han desarrollado herramientas acústicas similares, como la BHTV de Mobil, considerada precursora en la adquisición de imágenes acústicas, la CAST de Halliburton y la CBIL de Baker Hughes (Ricco, 2012). Estas herramientas ofrecen valiosa información en la exploración y producción de yacimientos petroleros, permitiendo detectar fracturas y corrosión en el pozo para tomar decisiones informadas en la gestión de los recursos subterráneos.

3.16 Herramienta BHTV (Borehole Televiewer)

De acuerdo con Fuentes (2021), la herramienta BHTV, introducida por la compañía Mobil a finales de la década de los 60's, representa un hito en la generación de imágenes de pozos para la industria petrolera. Fue la primera herramienta en utilizar ondas acústicas

(ultrasónicas) de altas frecuencias como principio de medición para obtener imágenes "continuas" de las formaciones. Esta innovadora medición permitió revelar detalles importantes en las formaciones, como fracturamientos, contactos litológicos y ovalizaciones en pozos abiertos. Además, en pozos completamente revestidos con tuberías de acero, la BHTV logra identificar con precisión las juntas entre las tuberías.

La BHTV funciona de manera similar a un sonar ultrasónico centrado en el pozo, lo que permite producir imágenes acústicas de alta resolución de las paredes del pozo. Esta tecnología ha perdurado en la industria, y en la actualidad, la mayoría de las compañías de servicios petroleros ofrecen servicios de adquisición de imágenes ultrasónicas que siguen los mismos principios de medición de la BHTV original.

La adquisición de imágenes acústicas en la herramienta BHTV se logra mediante un proceso de emisión y recepción de ondas acústicas/mecánicas. Un transductor piezoeléctrico, situado en la herramienta, emite una señal acústica que se propaga por las formaciones adyacentes (el pulso viaja desde la herramienta y atraviesa el lodo de perforación hasta llegar a la formación). Al analizar el tiempo de tránsito y la amplitud de la señal reflejada, es posible obtener información sobre las características de las formaciones, como fracturas, contactos litológicos y otras estructuras relevantes. Adicionalmente, la herramienta BHTV está equipada con un magnetómetro y un acelerómetro triaxial. Estos sensores permiten determinar la orientación de la herramienta en relación con el campo magnético terrestre. La velocidad de adquisición promedio durante el registro de las imágenes es de $300 \left[\frac{ft}{h} \right]$, lo que asegura una toma de datos eficiente y precisa para el análisis posterior (Ricco, 2000; Fuentes, 2021).

3.17 Diseño y principio de medición de la BHTV

La herramienta BHTV cuenta con un diámetro de $3\frac{3}{8}$ y tiene una longitud máxima de 12 pies. Su diseño incluye un magnetómetro, un acelerómetro y la electrónica necesaria para su funcionamiento (Figura 32). Su componente principal es un transductor piezoeléctrico ultrasónico, que desempeña el papel tanto de fuente emisora como de receptor de la señal acústica. La generación de la señal se logra mediante un motor rotatorio que gira rápidamente alrededor del eje de la herramienta varias veces por segundo. Esta rotación permite la emisión de ráfagas de pulsos ultrasónicos de alta frecuencia (2 MHz) hacia las formaciones.

Estos pulsos viajan a través del lodo de perforación, se reflejan en las superficies del agujero y regresan al transductor, ahora en su función de receptor. Gracias a este proceso de emisión y recepción de la señal acústica, se obtienen dos mediciones cuantitativas basadas en los cambios en la amplitud de la señal (Figura 33). Estas mediciones permiten la creación de imágenes acústicas de alta resolución, que proporcionan valiosa información sobre las formaciones y estructuras presentes en el pozo. La alta frecuencia de los pulsos ultrasónicos y la capacidad de realizar mediciones en agujeros con diferentes tipos de lodo de perforación

hacen de la herramienta BHTV una herramienta versátil y efectiva para la caracterización de los pozos y su entorno geológico (Ricco, 2012).

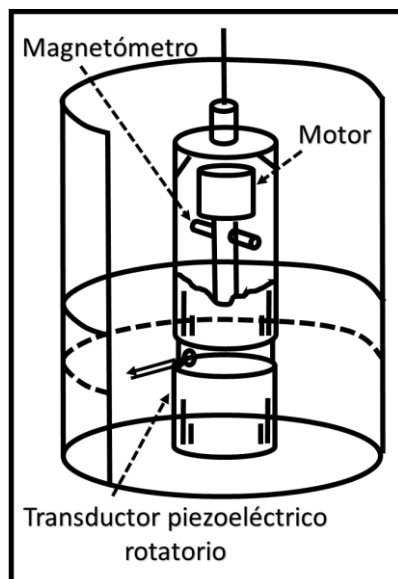


Figura 32. Esquema de la herramienta BHTV con su transductor piezoeléctrico (Modificado de Ricco, 2012).

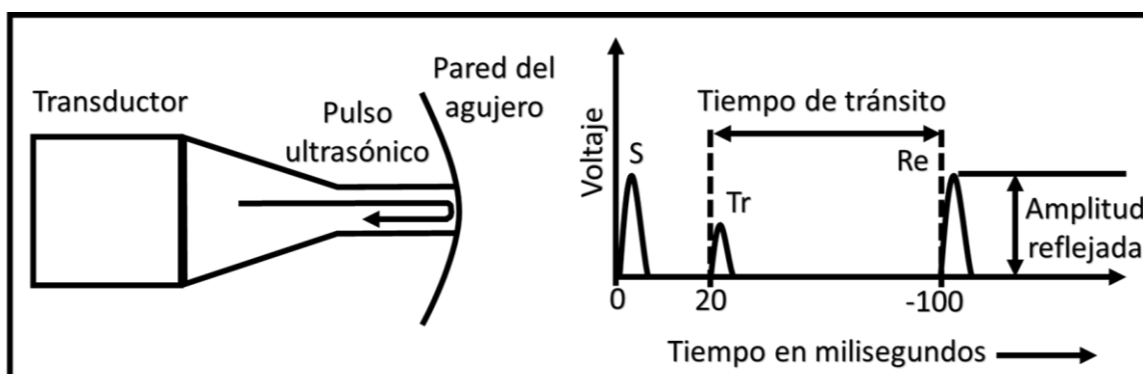


Figura 33. Ilustración con el principio de medición que gobierna a las herramientas acústicas en donde se realizan las dos mediciones básicas por medio del transductor ultrasónico, las cuales son: el tiempo de tránsito y la amplitud reflejada de la señal por parte de las formaciones (Modificado de Ricco, 2012).

El tiempo de tránsito en la herramienta BHTV es el intervalo de tiempo que tardan los pulsos ultrasónicos emitidos por el transductor en viajar desde éste hasta las formaciones y regresar al transductor receptor. Este tiempo de tránsito depende de la distancia entre el transductor y la pared del agujero, así como de la velocidad compresional del lodo de perforación utilizado. Se utiliza como control de calidad para verificar la centralización de la herramienta en el pozo y para establecer los parámetros de detección de materiales. Además, la distancia entre el transductor y la pared del agujero proporciona información útil sobre la geometría del pozo, como ovalizaciones, derrumbes, zonas lavables y localización de coples en pozos con tuberías de revestimiento (Fuentes, 2021).

La amplitud reflejada es un componente clave en todas las herramientas ultrasónicas de imágenes, ya que dependen de la energía reflejada recibida por el transmisor desde las zonas

de interés. Según Serway y Jewett (2010), el coeficiente de reflexión (R) se relaciona con el ángulo de incidencia de la energía, la densidad del medio (ρ) y la velocidad con la que se propaga el medio (velocidad compresional de las ondas, V). Esta relación se expresa mediante una ecuación en la que los subíndices 1 y 2 corresponden al lodo de perforación y las formaciones a profundidad, respectivamente, y el producto ρv representa la impedancia acústica del medio en megarayles (mRayl).

$$R = \frac{\rho_2 V_2 - \rho_1 V_1}{\rho_2 V_2 + \rho_1 V_1};$$

El coeficiente de reflexión (R) está relacionado con el contraste en la impedancia acústica entre las diferentes litologías presentes en las formaciones. Cuando hay cambios significativos en la impedancia acústica entre dos litologías adyacentes, se genera un contraste que se refleja en un valor alto de R, lo que indica una mayor sensibilidad en las mediciones. Sin embargo, para las secuencias litológicas más comunes encontradas en las formaciones, este contraste puede ser relativamente pequeño, lo que implica una menor sensibilidad en las mediciones (Ricco, 2012).

Los cambios en la energía acústica reflejada por las formaciones y recibida en el transductor de la herramienta BHTV están influenciados por varios factores:

- Reflectividad de las formaciones: La impedancia acústica de las formaciones determina su capacidad para reflejar la energía acústica. Cuando hay cambios significativos en la impedancia acústica entre dos formaciones, se producen reflexiones que se traducen en cambios en la amplitud de la señal recibida.
- Rugosidad del pozo: La rugosidad de las paredes del pozo puede afectar la propagación de las ondas acústicas, provocando cambios en las amplitudes de las señales.
- Atenuación del pozo: La atenuación de la señal acústica a medida que viaja a través del lodo y se refleja en las formaciones también puede afectar la amplitud de la señal recibida.
- Geometría del pozo: La geometría del pozo, incluyendo su forma y dimensiones, puede generar incidencias oblicuas de las ondas acústicas o pérdida de la señal, lo que también influye en las amplitudes de las señales recibidas.

Debido a estos factores, a medida que la herramienta se desplaza a lo largo del pozo, se recopilan una gran cantidad de datos que representan los alrededores del agujero. Estos datos se procesan y corrigen en superficie para crear imágenes acústicas que proporcionan información sobre las características de las formaciones cercanas al pozo, como fracturamientos, contactos litológicos y ovalizaciones, así como la identificación precisa de juntas entre las tuberías en pozos revestidos (Figura 34) (Ricco, 2000; Fuentes, 2021).

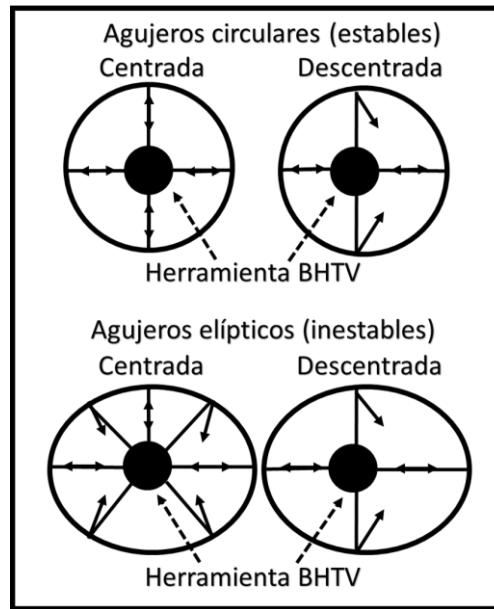


Figura 34. Ilustración con la dirección que siguen las señales acústicas en distintas geometrías de pozo (Modificado de Ricco, 2012).

La BHTV es una herramienta altamente beneficiosa para la identificación y caracterización de fracturas y laminaciones en las formaciones. Gracias a su capacidad para generar imágenes acústicas de alta resolución, estas fracturas y laminaciones se visualizan como líneas negras, manchas o puntos negros en las imágenes procesadas, lo que permite una clara identificación de su presencia y orientación. Además, la herramienta es valiosa para observar detalles texturales en las formaciones, como la presencia de vóculos en rocas carbonatadas. Los vóculos son pequeñas cavidades o huecos que se forman en las rocas debido a la disolución de minerales, y pueden ser de gran importancia para la caracterización de las formaciones carbonatadas (Fuentes, 2021).

3.18 Herramienta CBIL (Circumferential Borehole Imaging)

La herramienta CBIL de Baker Hughes (Baker Atlas) es una variante más de las herramientas acústicas de imágenes, y al igual que la BHTV, funciona bajo el principio de emisión y recepción de ondas acústicas de alta frecuencia. Su funcionamiento básico es similar al de la BHTV, permitiendo obtener imágenes acústicas de las formaciones en el entorno del pozo (Ricco, 2012).

3.19 Diseño y principio de medición de la herramienta CBIL

Según Fuentes (2021), la herramienta CBIL de Baker Hughes (Baker Atlas) está compuesta por tres secciones principales. La porción inferior alberga un transductor piezoeléctrico que

genera pulsos ultrasónicos para interactuar con las formaciones. En la porción media, se encuentran centralizadores con resortes metálicos que mantienen la herramienta siempre centrada en el pozo. La porción superior contiene un (GRS), por sus siglas en inglés Gamma Ray Spectral y toda la electrónica para procesar las señales acústicas reflejadas de las formaciones. La longitud total promedio de la CBIL es de 40 pies.

El transductor piezoeléctrico es semiesférico, con una superficie cóncava en el exterior. Se activa mediante pulsos eléctricos y realiza seis giros por segundo, permitiendo "enfocar" los pulsos sónicos en áreas más pequeñas que el propio transductor. La resolución es igual al radio del pulso original, lo que permite obtener hasta 250 puntos de muestreo de las formaciones por giro. Sin embargo, este enfoque es óptimo cuando la herramienta se encuentra muy cerca de las paredes del pozo, lo que contrarresta posibles anomalías causadas por la rugosidad del agujero y la posición de la herramienta (Ricco, 2012).

La herramienta presenta una característica distintiva en comparación con la BHTV, ya que puede operar con dos versiones de transductores con distintos tamaños y penetración focal, según el diámetro del agujero registrado. Estos transductores no están en contacto directo con el lodo de perforación, sino que se encuentran dentro de una ventanilla de un material acústicamente transparente y rodeados de un fluido base aceite, en donde giran para producir los pulsos ultrasónicos. El primer transductor tiene un diámetro de 1.5 pulgadas y se utiliza especialmente en agujeros pequeños de entre 6 a 8 pulgadas, generando ráfagas ultrasónicas enfocadas de 0.76 cm. El segundo transductor tiene un diámetro de 2 pulgadas y un enfoque similar al primero, pero se utiliza principalmente en agujeros de entre 8 a 12 pulgadas. Esta versatilidad en el tamaño y la penetración focal de los transductores permite a la CBIL adaptarse a diferentes tamaños de agujeros y obtener imágenes acústicas de alta resolución en diversas condiciones de perforación (Ricco, 2012).

CBIL utiliza un principio de medición muy similar al de la BHTV, con la diferencia de que produce pulsos ultrasónicos "enfocados" a una frecuencia de 250 [kHz], generando hasta 1500 pulsos por segundo. Esto le permite obtener una excelente penetración en las formaciones con una resolución vertical de aproximadamente 0.5 pulgadas. La herramienta opera a una velocidad de 3 metros por minuto, lo que permite obtener hasta 30,000 pares de datos por cada metro registrado. Cada dato obtenido incluye mediciones del tiempo de tránsito y el cambio de amplitud reflejada, que se convierten en señales eléctricas por el transductor (Fuentes, 2021).

Es importante destacar que las herramientas acústicas de imágenes, incluyendo la CBIL, son adecuadas para trabajar con cualquier tipo de fluido de perforación, siempre que los lodos utilizados no sean muy densos, ya que la señal acústica se atenúa más en lodos densos, lo que puede afectar las mediciones en todas las herramientas ultrasónicas (Ricco, 2000; Fuentes, 2021).

3.20 Factores que afectan las mediciones de la CBIL

Existen varios factores que pueden afectar las mediciones de las herramientas acústicas y, en consecuencia, la calidad de las imágenes obtenidas. Estos factores pueden perjudicar las interpretaciones debido a la atenuación de las señales por las condiciones del pozo (Figura 35). Los principales factores que afectan las señales acústicas emitidas por los transductores son los siguientes:

- Variaciones en la geometría del agujero y posición de la herramienta: Los cambios en la forma del pozo, como ensanchamientos o deslaves, así como una posición descentrada de la herramienta, pueden afectar las señales acústicas y provocar falta de puntos de muestreo adecuados para un óptimo procesamiento de las imágenes. La herramienta detectará estas anomalías por los cambios en los tiempos de tránsito de las señales.
- Densidad del fluido de perforación: Las herramientas acústicas requieren un fluido de perforación en los pozos para funcionar correctamente, pero lodos pesados pueden absorber y perder la señal o propagarla entre las partículas del lodo, evitando que llegue al receptor. Se recomienda usar lodos con densidades entre 1.7 y 1.9 [$\frac{gr}{cm^3}$] (Fuentes, 2021).
- Impedancia acústica de las formaciones: El contraste entre el lodo y las formaciones es crucial en las herramientas acústicas como la CBIL. Formaciones duras, como calizas y rocas cristalinas, permiten una mejor reflectancia de las señales debido a la alta impedancia acústica entre el lodo y las formaciones, lo que resulta en mejores imágenes.
- Superficie del agujero: La pared del pozo también afectará la reflectancia de las señales acústicas. Superficies homogéneas permiten una buena reflectancia, mientras que agujeros irregulares o formaciones sedimentarias suaves, como arcillas y areniscas, pueden dar lugar a señales débiles o atenuadas, similar a lo que ocurre con lodos densos.

En conclusión, es importante tener en cuenta estos factores al utilizar herramientas acústicas, ya que pueden afectar la calidad de las imágenes y la interpretación de las formaciones subsuperficiales (Castrejón, 2010; Rico, 2012).

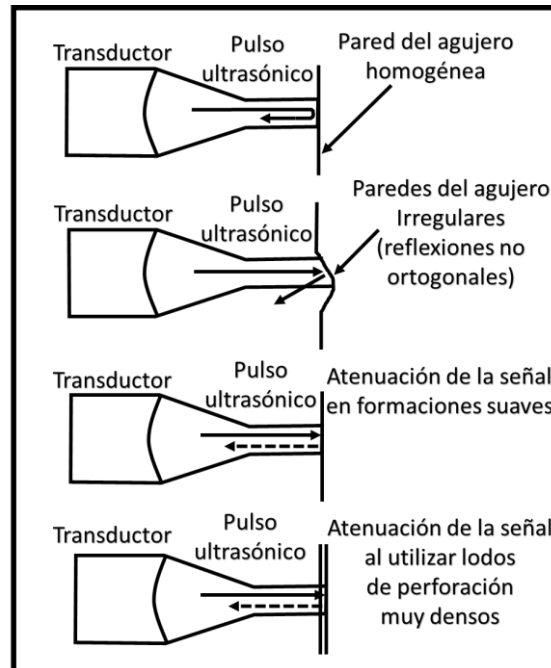


Figura 35. Esquema con los factores que afectan negativamente la calidad de las imágenes ultrasónicas: la geometría e irregularidades de las paredes del agujero, presencia de formaciones suaves y lodos de perforación densos (Modificado de Ricco, 2012).

3.21 Herramienta UBI (Ultrasonic Borehole Imager)

A mediados de la década de los 90, Schlumberger desarrolló y patentó la herramienta UBI, la cual se convirtió en la principal representante de las herramientas ultrasónicas. La UBI permite obtener una cobertura del 100% del agujero, al igual que la CAST de Halliburton, superando a herramientas de imágenes resistivas más modernas que solo alcanzan hasta un 80% de cobertura (como la FMI). La UBI puede trabajar con cualquier tipo de lodo de perforación y está equipada con brazos centralizadores altamente eficaces para evitar bamboleos o descentralización de la herramienta, incluso en pozos horizontales o con altos ángulos de desviación. Estos avances reducen considerablemente las afectaciones que podrían generarse por tales fenómenos, permitiendo obtener imágenes más nítidas de las formaciones (Ricco, 2012).

3.22 Diseño y principio de medición de la herramienta UBI

De acuerdo con Fuentes (2021), la herramienta UBI presenta un diseño similar a las herramientas acústicas BHTV y CBIL. Consiste en un transductor piezoeléctrico ubicado en la parte inferior de la herramienta, un centralizador en la sección media y electrónica junto con dispositivos de orientación en la parte superior (Figura 36). Sin embargo, la característica

distintiva de la herramienta UBI radica en la capacidad de rotación del transductor piezoeléctrico en sentido horario o antihorario, trabajando a frecuencias de 250 [kHz] con un área de investigación de 9 [mm] o trabajando a 500 [kHz] con un área de investigación de 5 [mm]. Esto depende del tipo de lodo de perforación utilizado y de la influencia del entorno del pozo. Otra característica particular de la herramienta UBI, al igual que la CBIL, es que el transductor es desmontable y ofrece diferentes tamaños (8.543", 6.496", 4.488" y 3.543") para adaptarse a diferentes tamaños de agujeros, minimizar la atenuación causada por la densidad del lodo de perforación y reducir el ruido generado en las mediciones al tener dimensiones cercanas al tamaño del agujero. Esto reduce significativamente el efecto del espacio de aire entre la herramienta y las formaciones, así como la dispersión que puede ocurrir al atravesar el lodo (Ricco, 2012).

El principio de medición utilizado por la herramienta UBI es similar al de las herramientas acústicas BHTV y CBIL, con la diferencia de que la dirección de rotación del transductor controla su posición (Figura 37). Cuando el transductor gira en sentido antihorario, se obtienen las mediciones estándar de las formaciones, ya que el transductor se encuentra frente a ellas. En cambio, cuando el giro es horario, el transductor se posiciona frente a una placa reflectora dentro de la herramienta, lo que permite obtener información sobre las propiedades de los fluidos presentes en el pozo. En ambos casos, se emiten ráfagas de pulsos ultrasónicos de alta frecuencia que viajan y rebotan en las paredes del agujero y en la placa reflectora, y luego regresan al transductor, que ahora actúa como receptor de las señales (Ricco, 2012; Fuentes, 2021).

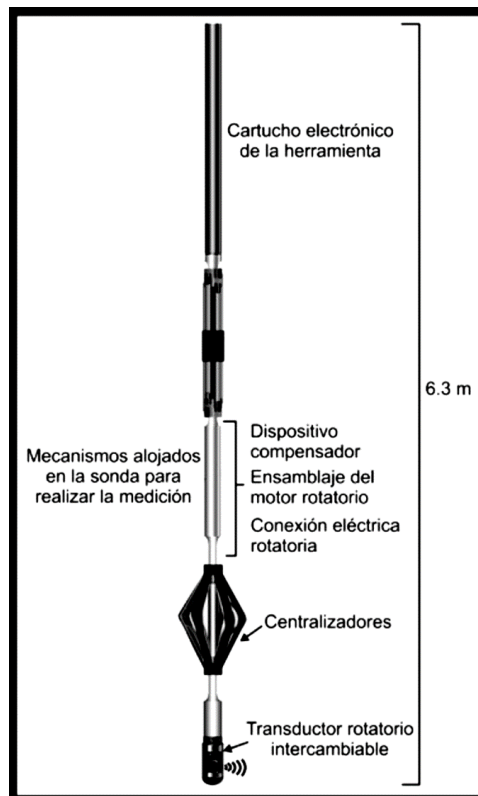


Figura 36. Esquema de la herramienta UBI patentada por la compañía Schlumberger (Modificado de Ricco, 2012).

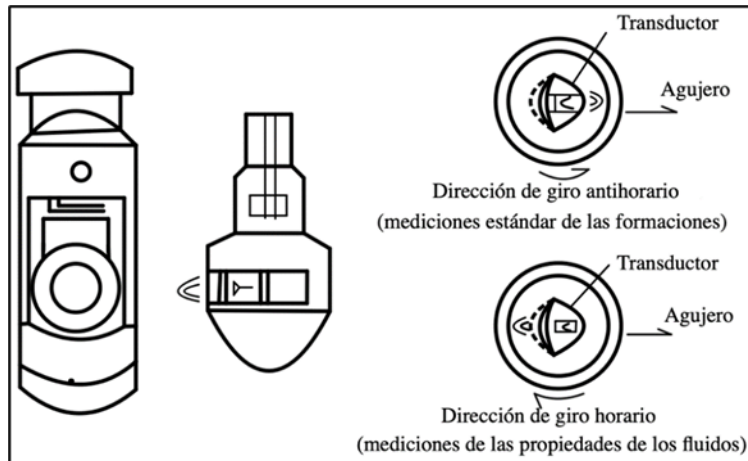


Figura 37. Esquema de la herramienta UBI y principio de medición del transductor con el cual trabaja la herramienta dependiente del sentido de rotación (Modificado de Ricco, 2012).

El tiempo de tránsito y la amplitud reflejada de las señales provenientes de las formaciones son medidas para generar las imágenes acústicas en escalas de colores. La resolución de estas imágenes dependerá del tipo de lodo utilizado en la perforación, las condiciones del agujero y la frecuencia de trabajo de la herramienta. Al emplear altas frecuencias de 500 [kHz], se obtendrán imágenes con una resolución significativamente mejor. Por otro lado, el uso de frecuencias bajas de 250 [kHz] puede generar mediciones aceptables, especialmente cuando se emplean lodos de perforación muy densos que dispersan considerablemente la señal en el lodo (Ricco, 2012; Fuentes, 2021).

3.23 Factores que afectan las mediciones en la UBI

Los factores que afectan a la herramienta UBI son análogos a los que impactan a otras herramientas acústicas previamente mencionadas, como la BHTV, CBIL y CAST. Por ende, resulta fundamental considerar estas condiciones al llevar a cabo los registros, a fin de garantizar la calidad de las imágenes y tomar decisiones adecuadas basadas en las condiciones del pozo, su geometría, tamaño y velocidad de registro. Es necesario recordar que el objetivo principal es obtener imágenes nítidas y precisas de las formaciones (Ricco, 2012).

3.24 Aplicaciones de la herramienta UBI

La herramienta UBI fue desarrollada originalmente como una variante de la herramienta USI (Ultrasonic Imaging Tool) con el propósito de obtener imágenes acústicas de alta resolución en lodos a base de aceite. También se buscaba ofrecer una alternativa a las herramientas de imágenes microeléctricas (FMI y OBMI). Con la UBI, es posible obtener imágenes de calidad que facilitan el análisis de los echados y azimuts de las capas, la investigación de

fracturamientos, la detección de ovalizaciones en los pozos, así como proporcionar información relevante sobre cambios litológicos, contactos entre capas y características sedimentarias y texturales de las formaciones.

Según Fuentes (2021), el enfoque principal de las herramientas de imágenes acústicas, incluyendo la UBI, se centra en la evaluación de fracturas, tanto en la industria petrolera, como en la geotermia y la hidrogeología. Estas herramientas tienen la ventaja de poder identificar el tipo de fractura presente en las formaciones, su orientación, tamaño y si están abiertas, cerradas o mineralizadas. Esta capacidad resulta de gran utilidad para la toma de decisiones en diversos campos de la industria y la investigación geológica.

La experiencia acumulada en el campo ha permitido reconocer nuevas aplicaciones para la herramienta UBI. Entre ellas, se destaca la capacidad de realizar análisis de esfuerzos de los pozos y la observación de posibles problemas de estabilidad. Mediante el análisis de las imágenes acústicas proporcionadas por la UBI, es posible identificar indicios de esfuerzos y determinar la orientación y magnitud de los mismos en las formaciones cercanas al pozo (Fuentes, 2021).

Estos análisis son fundamentales para evaluar la estabilidad del pozo y prevenir problemas potenciales, como atascamientos en el acoplamiento de las tuberías durante la perforación o revestimiento de las secciones del pozo. La información obtenida permite tomar decisiones informadas sobre el diseño y la ejecución de las operaciones de perforación y completación del pozo, mejorando así la eficiencia y seguridad en la exploración y producción de hidrocarburos y otros recursos geológicos. Estas nuevas aplicaciones han ampliado significativamente el alcance y la utilidad de la herramienta UBI en la industria de petróleo y gas, así como en otras áreas geológicas y geotécnicas (Ricco, 2012).

3.25 Ejemplo de aplicación

Caracterización del Esfuerzo y Evolución Temporal de falla en pozo del Proyecto Geotérmico de Rittershoffen (Azzola, 2019).

En el proyecto geotérmico de Rittershoffen (Francia), la herramienta UBI se utilizó para caracterizar el estado de esfuerzos in situ mediante el análisis de los datos adquiridos en diferentes momentos clave del desarrollo del yacimiento.

En la fosa del Alto Rin, varios proyectos basados en la tecnología del Enhanced Geothermal System (EGS, por sus siglas en inglés) explotan yacimientos geotérmicos locales profundos y fracturados. El principio subyacente de esta tecnología consiste en aumentar el rendimiento hidráulico de las fracturas naturales mediante diferentes métodos de estimulación con el fin de circular la salmuera natural a tasas de flujo comercialmente viables. Para este propósito, el conocimiento del estado de esfuerzo in situ es de importancia central para predecir la respuesta de la masa de roca a los diferentes programas de estimulación (Azzola, 2019).

A partir del conjunto de datos obtenido de dos pozos profundos en el sitio geotérmico, el estudio se centró en analizar la geometría de las fracturas inducidas por la perforación. Con ello determinaron que se observa un cambio en el régimen de esfuerzo de deslizamiento lateral a falla normal, similar a lo que ocurre en sitios cercanos a los pozos. Los datos a lo largo del tiempo permiten examinar la evolución de las estructuras dos años después de la perforación. El análisis de imágenes UBI muestra que las fracturas se extienden a lo largo del pozo con el tiempo y se ensanchan, pero no profundizan, mientras que el ensanchamiento se debe a la variación de temperatura en el pozo.

3.26 Herramientas acústicas para evaluación de la cementación: Herramienta USI (Ultrasonic Imaging Tool)

Así como hay herramientas acústicas de imágenes que se enfocan en visualizar fracturas, ovalizaciones de pozos y rasgos texturales, también existen herramientas ultrasónicas especializadas en la evaluación de la cementación y el monitoreo de la corrosión en pozos revestidos con tuberías de acero. Una de estas herramientas es la USI de Schlumberger, que utiliza un transductor rotatorio planar para emitir ondas ultrasónicas perpendiculares a la pared de la tubería.

La USI puede ajustar las frecuencias entre 250 y 700 [kHz] sobre un área de 3 [cm]. La alta energía emitida permite obtener reflexiones no solo de la tubería con el lodo de perforación, sino también de las interfaces tubería/cemento y cemento/formación (la tercera fase). De esta manera, se analiza el tren de ondas reflejadas de cada fase. El efecto se logra generando una resonancia en la tubería de revestimiento a una frecuencia determinada por el espesor de ésta. La amplitud decae según las impedancias acústicas de los medios a ambos lados de la tubería, lo que indica la calidad de la adherencia del cemento en la interfase y el espesor de la tubería para labores de inspección (Fuentes, 2021).

Según Ricco (2012), gracias al acople del transductor al motor rotatorio, se obtiene un escaneo completo de 360° de toda la tubería de revestimiento. Luego, la impedancia acústica del cemento se clasifica como gas, líquido o cemento, según los umbrales fijados para los límites de impedancia acústica entre estos materiales (Figura 38).

Para el monitoreo de la corrosión en las tuberías de revestimiento, se emplean frecuencias extremadamente altas, alcanzando varios [MHz], y áreas de monitoreo de aproximadamente 3 [mm]. Esta configuración permite detectar fuentes de corrosión y evaluar la calidad de la adherencia del cemento tanto en el exterior como en el interior de las tuberías. No obstante, es importante mencionar que estas herramientas de generación de imágenes ultrasónicas, al igual que las mencionadas previamente, que se basan en la técnica de ecos de pulsos, presentan limitaciones cuando se utilizan con lodos altamente atenuantes, es decir, lodos muy densos. En tales casos, la baja relación señal/ruido reduce la capacidad de sondeo radial, y la herramienta solo podrá inspeccionar la región del cemento adyacente a la tubería de revestimiento (Ricco, 2012; Fuentes, 2021).

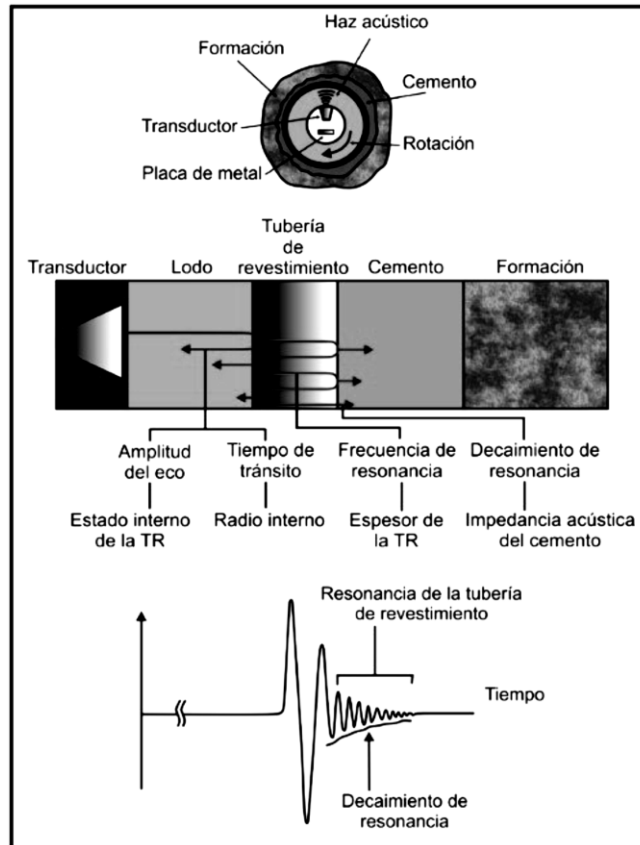


Figura 38. Esquema con los fundamentos del principio de medición con el cual opera la herramienta USI. Un transductor de la herramienta envía un haz ligeramente divergente hacia la tubería de revestimiento para crear en dicha tubería un modo de resonancia que dependerá de su espesor (Modificado de Ricco, 2012).

Debido al alto contraste de impedancias acústicas entre el acero de la tubería y los materiales adyacentes, como el lodo dentro de la tubería y el cemento, las señales se desvanecen rápidamente y los ecos generados por los contrastes acústicos de la tubería son difíciles de detectar, a menos que la herramienta esté muy cerca de la tubería y de superficies intensamente reflectoras. Para superar estas limitaciones y adaptarse a las condiciones del pozo, es posible utilizar simultáneamente una herramienta CBL-VDL (Cement Bond Log - Variable Density Log) y un mapa de cementación en una sola corrida. Además, es importante destacar que la impedancia acústica entre el lodo y el cemento debe ser mayor a 0.5 [mRayl] para que la técnica de eco de pulsos pueda distinguir claramente estas interfaces (Fuentes, 2021).

La herramienta USI es capaz de evaluar la tubería de revestimiento a una velocidad de 7.5 revoluciones por segundo, lo que permite generar entre 36 y 72 formas de onda independientes en cada profundidad. Estas formas de onda son procesadas para obtener información importante, como el espesor de la tubería de revestimiento, su radio interno y la suavidad de la pared interna a partir del eco inicial. Además, se genera una imagen azimutal de la impedancia acústica del cemento mediante el análisis del decaimiento de la resonancia de la señal. La calidad de la adherencia entre el cemento y la tubería de revestimiento se refleja en la señal como un decaimiento rápido de la resonancia. Por otro lado, en casos donde

la tubería no presenta una buena adherencia, la resonancia se prolonga en el tiempo (genera ecos durante más tiempo) (Ricco, 2012; Fuentes, 2021).

3.27 Herramientas acústicas de evaluación de la cementación (USI, CBL-VDL)

Los registros de evolución de la adherencia del cemento (CBL) y los registros de densidad variable (VDL) han sido ampliamente utilizados durante muchos años para evaluar la calidad de los trabajos de cementación (Figura 39). Estos registros se obtienen mediante una herramienta de adquisición de registros sínicos que consta de un transductor monopolar y dos receptores colocados a una distancia de 3 y 5 pies del transductor.

El principio de funcionamiento de esta herramienta se basa en medir la amplitud de una señal sínica emitida por el transductor. El transductor emite una onda acústica a una frecuencia relativamente baja (entre 10 y 20 [kHz]), la cual induce una vibración longitudinal en la tubería de revestimiento. Esta onda viaja a través de una sección de la tubería y luego regresa hacia los receptores. La amplitud registrada del primer pico positivo (E1) de la forma de onda recibida a 3 pies y la forma de onda completa recibida a 5 pies representan los valores promedio a lo largo de toda la circunferencia de la tubería de revestimiento. Es importante tener en cuenta que estos registros pueden estar influenciados por varios factores, como la calibración de la herramienta, la atenuación del lodo, el diámetro y espesor de la tubería, la presión y temperatura del pozo, entre otros (Schlumberger, 2008).

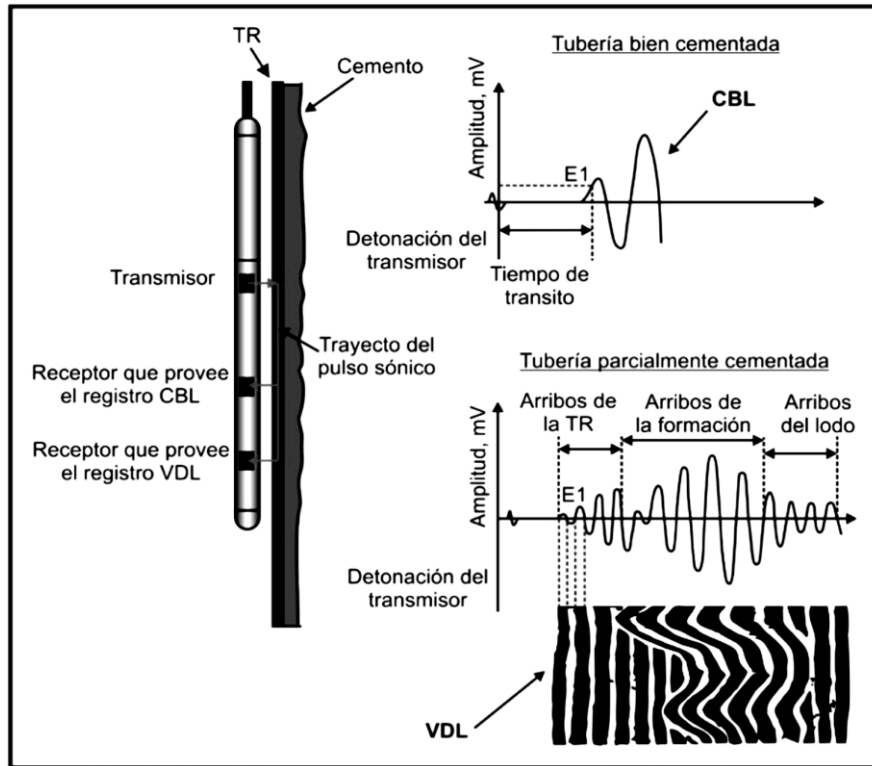


Figura 39. Esquema de las herramientas de adquisición de registros sónicos. Se muestra de los registros de evaluación de adherencia del cemento (CBL) y los registros de densidad variable (VDL) la manera en que se obtiene la información sobre los trabajos de cementación (Modificado de Schlumberger, 2008).

En una tubería de revestimiento bien cementada, se observará un incremento considerable en la atenuación de la señal sónica y en la amplitud o nivel de E1 en el registro CBL. Por otro lado, en una tubería mal cementada o libre, los arribos de la tubería de revestimiento serán mucho más intensos. En casos comunes donde la tubería de revestimiento está parcialmente cementada, pueden presentarse arribos de la tubería de revestimiento, la formación y el lodo, lo que indica la presencia de un microespacio anular en la interfaz entre la tubería y el cemento.

Es en este punto donde el registro VDL proporcionará la visualización de los arribos del tren de ondas que se propaguen en la tubería como ondas extensionales y en la formación como ondas refractadas. Estos arribos se mostrarán como franjas claras y oscuras en el registro, y el contraste dependerá de la amplitud de los picos positivos. En el registro VDL, se podrán identificar claramente las diferentes partes de un tren de ondas completo, y los arribos provenientes de la tubería de revestimiento se observarán como franjas regulares en comparación con los arribos de las formaciones y el lodo de perforación, los cuales se verán más sinuosos en los registros (Schlumberger, 2008).

Los registros CBL-VDL (Figura 40) pueden presentar distintas respuestas dependiendo de las condiciones y la calidad de los trabajos de cementación en los pozos. Sus principales aplicaciones se centran en verificar la adherencia del cemento entre las tuberías de revestimiento y las formaciones, así como detectar zonas fracturadas en agujeros

descubiertos. A continuación, se describen las interpretaciones más comunes de estos registros:

- **Mal cementado:** En el registro CBL, se observarán altas amplitudes de la onda E1 y un incremento en el tiempo de tránsito Δt . En el registro VDL, al predominar las señales de la tubería, se generarán franjas regulares y bien contrastadas. Los coples de las tuberías pueden introducir alteraciones en la trayectoria de las ondas acústicas, lo que se reflejará en el CBL con un aumento en el tiempo de tránsito y una disminución en la amplitud, y en el VDL se observarán patrones chevron.
- **Buena adherencia y acoplamiento:** En el CBL, se observará una amplitud baja de E1 y el tiempo de tránsito puede sufrir alargamientos o saltos de ciclo. En el VDL, las señales de la tubería serán débiles y los arribos de la formación serán fuertes, siempre y cuando la atenuación en la formación no sea muy alta.
- **Buena adherencia y mal acoplamiento:** En este caso, el cemento debilitará o atenuará la energía acústica emitida, lo que se reflejará en el CBL con amplitudes bajas de E1. En el VDL, no se observarán con claridad los arribos de la formación.
- **Canalizaciones y microánulos:** Las canalizaciones son espacios vacíos entre la tubería y el cemento en una tubería bien cementada, mientras que el microánulo es cuando el cemento no rodea completamente la tubería. En el CBL, se observarán amplitudes moderadas de E1 y un tiempo de tránsito constante. En el VDL, se verán arribos moderados tanto de la tubería como de la formación (Rasso, 2000).

La herramienta acústica más moderna y sofisticada patentada por Schlumberger para la evaluación de la cementación es el "Isolation Scanner". Esta herramienta combina dos técnicas de medición: la técnica de ecos de pulsos y la generación de imágenes ultrasónicas. El principio de medición se basa en el uso de un transductor acústico y un receptor perpendicular a la tubería, junto con un transmisor y dos receptores oblicuos.

El "Isolation Scanner" utiliza la técnica de "pitch-catch", en la cual se generan y detectan ondas acústicas oblicuas en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la formación. El procesamiento de las señales resultantes proporciona información detallada sobre la naturaleza y velocidad acústica del material que rellena el espacio anular, la posición exacta de la tubería de revestimiento en el pozo y la geometría del mismo. Esta herramienta permite obtener imágenes más efectivas del relleno del espacio anular, lo que facilita una evaluación más precisa de la calidad de la cementación y la detección de problemas como canalizaciones o microánulos. Con esta información, se pueden tomar decisiones más informadas sobre las operaciones de cementación y la integridad del pozo (Schlumberger, 2008).

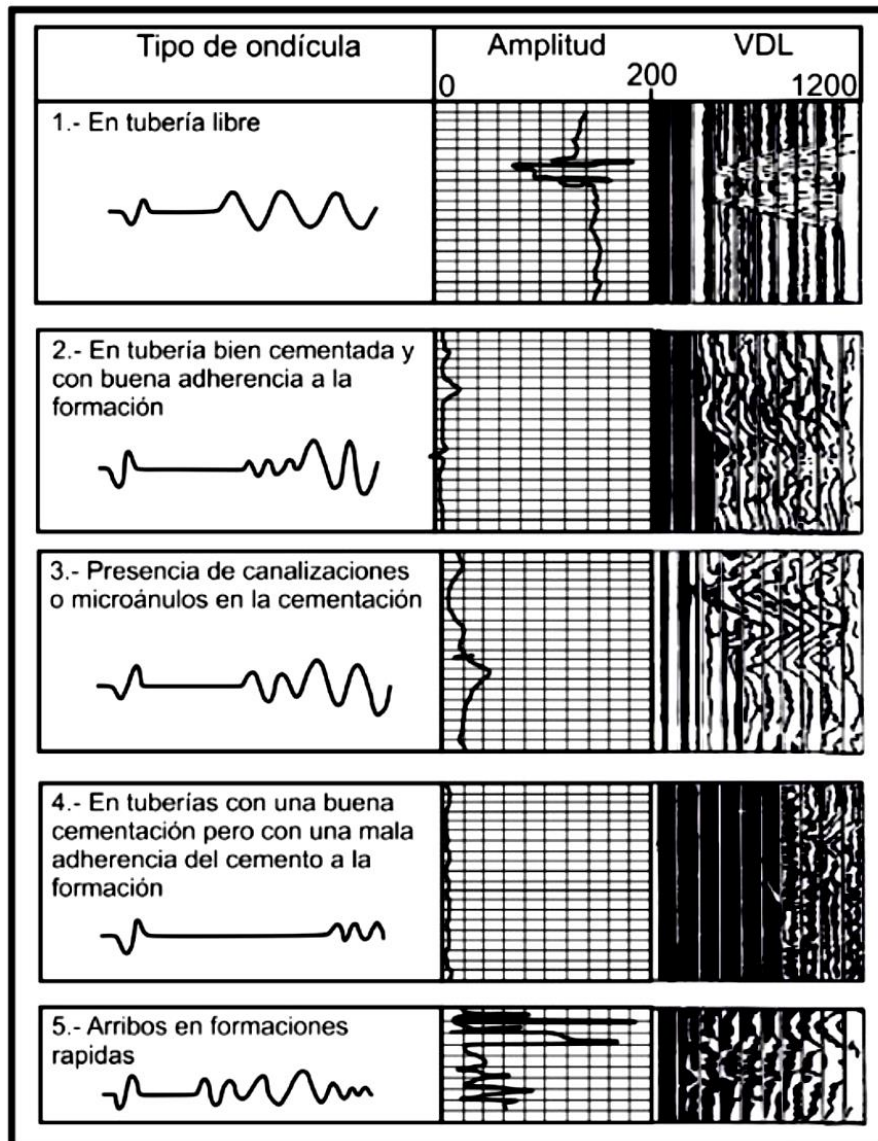


Figura 40. Esquema de la respuesta típica de los registros CBL-VDL en diferentes condiciones de cementación en pozos petroleros (Modificado de Rasso, 2000).

3.28 Presentación de los registros acústicos de imágenes

La representación de los registros acústicos se realiza de manera similar a las imágenes obtenidas de los registros eléctricos de imágenes, con un plano horizontal que muestra las formaciones como si fueran un cilindro de revolución desenrollado y un plano vertical que corresponde a la profundidad investigada (Figura 41). Los colores utilizados en los registros acústicos son los mismos que los registros eléctricos, con tonos más claros donde las reflexiones tienen mayores amplitudes y radios pequeños, y tonos más oscuros donde las amplitudes son bajas debido a ovalizaciones del agujero, rugosidades, fracturas, fallas, entre otros.

Estas imágenes acústicas son valiosas para identificar detalles estructurales como fracturas, planos de debilidad, roturas y rugosidades, lo que permite a los geólogos tomar decisiones informadas durante la perforación del pozo y prevenir el colapso del mismo al bajar una tubería de revestimiento (Figura 42). La información proporcionada por herramientas acústicas en pozos abiertos como la UBI, CAST, CBIL y BHTV es comparable y correlacionable con las imágenes obtenidas por herramientas eléctricas como la FMS, FMI y ARI, brindando mayor certidumbre en las interpretaciones y seguridad en las decisiones tomadas (Schlumberger, 2001).

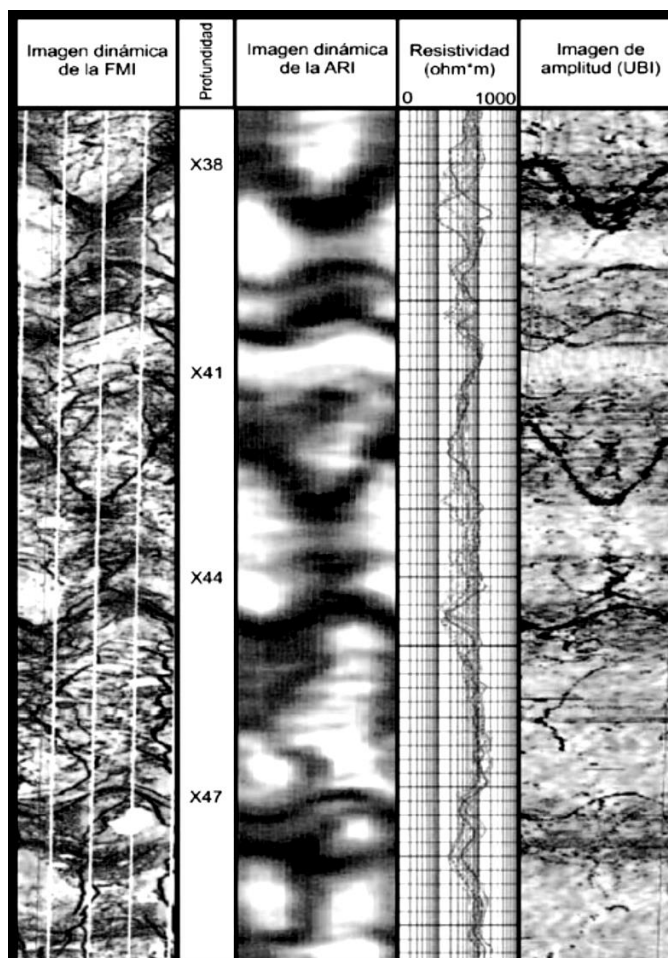


Figura 41. Comparación de imágenes eléctricas y acústicas obtenidas mediante las herramientas FMI, ARI y USI. En las imágenes eléctricas de la FMI, se detallan con mayor claridad los fracturamientos presentes en la formación. Sin embargo, en las imágenes de la ARI, solo se visualizan de manera general los rasgos más sobresalientes de los fracturamientos con una resolución limitada. Por otro lado, las imágenes acústicas de la USI muestran únicamente los detalles más notorios capturados por la FMI y la ARI, pero no detecta algunos fracturamientos visibles en la FMI. Esta discrepancia podría deberse a que las rugosidades de dichas fracturas no son lo suficientemente altas para ser detectadas por la USI ni lo suficientemente profundas para ser visibles por la ARI. Es posible que estas fracturas sean inducidas por el lodo de perforación (Modificado de Schlumberger, 2001).

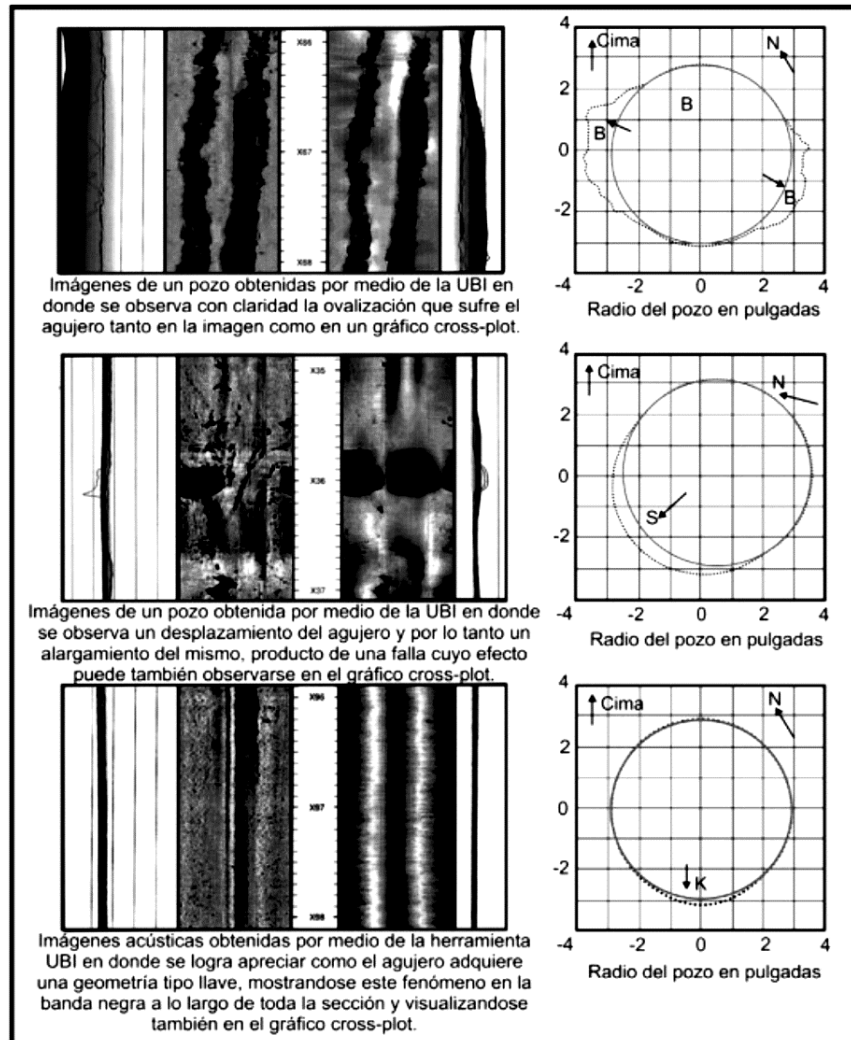


Figura 42. Representación de los fenómenos comunes que se presentan en algunas perforaciones y que pueden ser detectables utilizando las herramientas acústicas de imágenes (Modificado de Schlumberger, 2001).

3.29 Aplicaciones

A continuación, según Schlumberger (2001), se describen las principales aplicaciones de los registros acústicos, especialmente cuando se toman en pozos descubiertos (sin tubería de revestimiento), y sus aplicaciones estructurales:

- Cálculo del echado estructural de las formaciones: Las herramientas de imágenes acústicas pueden proporcionar el echado y el azimut a partir de las sinuosidades en las imágenes, filtrando la señal y generando la imagen en las estaciones de trabajo. Estos datos estructurales son menos afectados por las condiciones del pozo y resultan efectivos para determinar la orientación de las formaciones.
- Identificación de fracturas: La detección de fracturas es la aplicación primordial de los registros acústicos en industrias petroleras, hidrogeología, geotermia, minería, entre otras. Estos registros permiten identificar el tipo de fractura, su orientación y si

está rellena, cementada o mineralizada, así como su tamaño. La diferenciación entre fracturas naturales y fracturamientos inducidos por los fluidos de perforación es importante, y las fracturas inducidas suelen clasificarse como extensionales y no mineralizadas.

- Análisis de las condiciones del pozo: El tiempo de tránsito y los cambios en la amplitud reflejada en las imágenes acústicas proporcionan una alta resolución para identificar variaciones en la perforación. Se pueden detectar alargamientos, ovalizaciones y desviaciones causadas por fallas que se activan con el lodo de perforación o anisotropías en las propiedades de las rocas.
- Análisis estratigráficos: Las herramientas acústicas de imágenes son menos comunes para análisis estratigráficos debido a que se requieren grandes contrastes en la impedancia acústica, que no son comunes en los rasgos litológicos. Sin embargo, en pozos homogéneos con notables cambios litológicos y bajo lodo de perforación de baja densidad y base agua, se pueden obtener imágenes de buena calidad para identificar intercalaciones entre capas.

En resumen, los registros acústicos son herramientas valiosas para visualizar fracturas, cambios en el agujero y análisis estructurales en pozos descubiertos, brindando información clave para la toma de decisiones y garantizando una mayor seguridad en las operaciones (Fuentes, 2021).

3.30 Comparación de resultados obtenidos por medio de las herramientas de imágenes eléctricas y las herramientas de imágenes acústicas

Según Fuentes (2021), la comparación entre las imágenes obtenidas mediante herramientas eléctricas y las adquiridas mediante herramientas acústicas (sónicas y ultrasónicas) es común, y existen dos diferencias significativas que permiten distinguirlas claramente:

- Compatibilidad con diferentes lodos de perforación: No todas las herramientas de imágenes eléctricas pueden operar en cualquier tipo de lodo de perforación, lo que limita su uso en ciertas condiciones. En contraste, las herramientas acústicas tienen la ventaja de ser compatibles con diversos tipos de lodos, lo que les permite funcionar de manera efectiva en diferentes entornos de perforación.
- Cobertura total del agujero: Las herramientas acústicas logran obtener una cobertura del 100% de toda la longitud del agujero, lo que significa que pueden generar imágenes de todo el pozo de forma continua. En cambio, las herramientas eléctricas, en el mejor de los casos, solo logran una cobertura del 90%, lo que implica que existen áreas del pozo que no pueden ser visualizadas con estas herramientas.

Las imágenes acústicas son especialmente útiles en diferentes aplicaciones, destacando principalmente la identificación de fracturamientos, la detección de cambios y variaciones en las condiciones del pozo (ovalizaciones, alargamientos, desplazamientos) y para estudios tectónicos, contando con una cobertura completa del pozo (100%). Sin embargo, para la

identificación de rasgos litológicos y sedimentarios en las formaciones, su resolución suele ser baja o muy pobre, dependiendo principalmente de las condiciones del pozo y del tipo de fluido de perforación utilizado (Schlumberger, 2001).

En contraste, las imágenes eléctricas ofrecen una mejor calidad en áreas donde las imágenes acústicas tienen limitaciones, siendo especialmente útiles para la identificación de rasgos estructurales, análisis de facies, estudios litológicos y rasgos sedimentarios, entre otros. Es importante tener en cuenta que la elección adecuada entre herramientas acústicas y eléctricas dependerá en gran medida de las condiciones específicas del pozo y requerirá la experiencia y juicio del operador de registros para obtener los datos más precisos y relevantes (Ricco, 2012).

3.31 Servicios de video de pozo

Según Ricco (2012), los videos de pozo representan una de las técnicas de adquisición de imágenes más antiguas en la industria petrolera. Su desarrollo se inició con la introducción de una cámara fotográfica de 16 [mm] por Birdwell en 1958. A partir de la década de los 60, se logró obtener imágenes de fondo de pozo mediante cámaras fotográficas y videos en blanco y negro, siendo Shell la primera compañía en llevar a cabo estas operaciones en 1964. Estos avances se debieron a mejoras en la electrónica, transmisión y procesamiento de señales televisivas.

Inicialmente, se enfrentaron limitaciones como la necesidad de lodos translúcidos, la presencia de agua limpia o gas y aire en los pozos, así como cambios en presiones y temperaturas que afectaban la transmisión y la aplicabilidad de la técnica. A pesar de estas dificultades, los videos de pozo fueron comúnmente utilizados en aplicaciones mineras o ambientales donde el lodo utilizado en las perforaciones es principalmente agua. Con el tiempo, su uso en pozos petroleros se ha diversificado, siendo aplicado en la observación de la producción de gotas de hidrocarburos, evaluación de corrosión, inspecciones de fondo de pozo, entre otras (Fuentes, 2021).

Halliburton ha continuado desarrollando y perfeccionando las técnicas de adquisición de videos de fondo de pozo, ofreciendo actualmente este servicio como parte de su línea de "Downhole Services (DHV)". La herramienta DHV consiste en una cámara de video de $1\frac{11}{16}$ de pulgada, equipada con una lente especialmente diseñada y recubierta para prevenir el empañamiento u opacidad, incluso en presencia de gas o hidrocarburo condensado en el agujero. La herramienta está conectada a la superficie mediante un cable de fibra óptica de $\frac{7}{32}$ de pulgada que aloja anillos colectores y la telemetría de superficie. Una vez que la cámara es bajada a los intervalos de interés, un único conductor eléctrico permite encender y controlar una luz de halógeno de 100 [watts] en la cámara, además de controlar la movilidad de la herramienta. Las señales capturadas son enviadas mediante el receptor óptico en

superficie a un equipo donde un operador puede monitorear, copiar, grabar o editar el video obtenido durante el proceso (Ricco, 2012).

El servicio de videos de fondo de pozo (DHV) se implementa comúnmente en pozos que ya se encuentran ademados o revestidos con una tubería de acero, y se realiza a temperaturas y presiones máximas de 125[°C] y 69 [Mpa]. Es esencial utilizar este servicio en pozos revestidos porque en agujeros descubiertos, donde se emplean lodos a base de agua o aceite, la opacidad de los lodos dificulta la obtención de imágenes claras de las formaciones (Castrejón, 2010).

La calidad y nitidez de las imágenes obtenidas por la DHV dependen en gran medida de la claridad del lodo utilizado en el pozo. Por lo tanto, la principal finalidad y utilidad de la DHV es realizar caracterizaciones de los fluidos contenidos en las formaciones durante la etapa de producción, así como llevar a cabo revisiones mecánicas del agujero. Esto permite obtener imágenes nítidas y claras de las condiciones internas del pozo en diversos ambientes, lo que facilita el diagnóstico y prevención de posibles problemas, especialmente durante la etapa de producción. La DHV ofrece imágenes con una calidad de señal hasta un 75% mejor que algunas herramientas operadas por cable, lo que permite una evaluación más precisa de las condiciones internas del pozo (Ricco, 2012).

Según Fuentes (2021), además de las aplicaciones mencionadas previamente, la herramienta DHV en pozos ademados ofrece otras importantes aplicaciones:

- Servicios de "pesca": La DHV permite obtener imágenes detalladas y claras del fondo del pozo, lo que facilita la identificación y recuperación de objetos o herramientas perdidas durante las operaciones de perforación o producción.
- Detección de fugas: La herramienta DHV puede detectar posibles fugas en la tubería de revestimiento o en sus uniones. Estas fugas podrían ser causadas por defectos en el cemento, corrosión u otros factores, y su detección temprana es crucial para prevenir problemas mayores.
- Identificación de corrosión y crecimiento bacteriano: La DHV puede inspeccionar y detectar signos de corrosión en las tuberías de revestimiento. Además, puede identificar la presencia de bacterias que puedan estar creciendo en las tuberías y causando problemas en la producción.
- Examen de las condiciones del agujero: La DHV proporciona una visión completa y detallada de las condiciones internas del pozo en toda su extensión. Esto es especialmente útil para evaluar la integridad de la tubería de revestimiento y para identificar posibles problemas en el pozo.
- Inspección de labores de fondo de pozo: La DHV se utiliza para inspeccionar y evaluar la calidad y el estado de las labores de fondo de pozo, como válvulas, empacadores, y otros componentes, asegurando su correcto funcionamiento y evitando fallos potenciales.

La cámara Hawkeye es una herramienta avanzada utilizada en servicios de DHV, especialmente cuando el tiempo es crítico o cuando los fluidos presentes en el pozo son

altamente corrosivos. A diferencia de la cámara tradicional de DHV (Figura 43), la Hawkeye puede operar con un solo cable conductor o un cable multiconductor, lo que brinda flexibilidad en su instalación. El sistema de la cámara Hawkeye es similar al de la cámara tradicional, utilizando cables coaxiales de fibra óptica y telemetría de superficie. Sin embargo, la diferencia clave es que la cámara Hawkeye es capaz de generar imágenes cada 1.7 segundos, lo que permite monitorear en tiempo real las condiciones del agujero con alta frecuencia. Además, gracias a un recubrimiento especial, puede operar en temperaturas de hasta 180 [°C], lo que la hace adecuada para ambientes de alta temperatura en pozos petroleros (Fuentes, 2021).

Hawkeye proporciona imágenes de altas resoluciones, lo que permite una visualización detallada de las condiciones internas del pozo. Además, su capacidad de caracterizar los fluidos de las formaciones en un amplio rango de presiones y en profundidades superiores a los 16,000 pies, la convierte en una herramienta versátil para diferentes tipos de perforación, incluyendo pozos horizontales, verticales y desviados (Ricco, 2012) (Fuentes, 2021).

Los videos de pozo, además de ser ampliamente utilizados en la industria petrolera, también tienen diversas aplicaciones importantes en campos como la geotecnia, evaluaciones ambientales, investigaciones científicas y la minería (Figura 44). Según Castrejón (2010), en agujeros descubiertos, estos videos proporcionan información valiosa para diversas aplicaciones:

- **Identificación de fallas y fracturas:** Los videos de pozo son una herramienta efectiva para detectar la presencia de fallas y fracturas en las formaciones geológicas. Esta información es esencial para comprender la estructura geológica del área y evaluar su estabilidad.
- **Identificación de ovalización y daño en los pozos:** Los videos de pozo permiten detectar anomalías en la forma de los pozos, como ovalización o daños causados por diferentes factores. Esta información es crucial para la integridad y seguridad del pozo.
- **Detección de zonas productoras de agua en hidrogeología:** En estudios hidrogeológicos, los videos de pozo son útiles para identificar zonas con presencia de agua. Esto es fundamental para la gestión y uso sostenible de los recursos hídricos.
- **Caracterización de las formaciones:** Los videos de pozo proporcionan detalles sobre el tamaño de grano, tipo de porosidad y estratificación de las formaciones geológicas. Esta información es relevante para estudios geológicos y de ingeniería.

En resumen, los videos de pozo son una herramienta versátil y valiosa que ofrece información crucial en diversos campos de la geología y la ingeniería, contribuyendo a un mejor entendimiento y manejo de los recursos naturales y los pozos perforados (Castrejón, 2010).

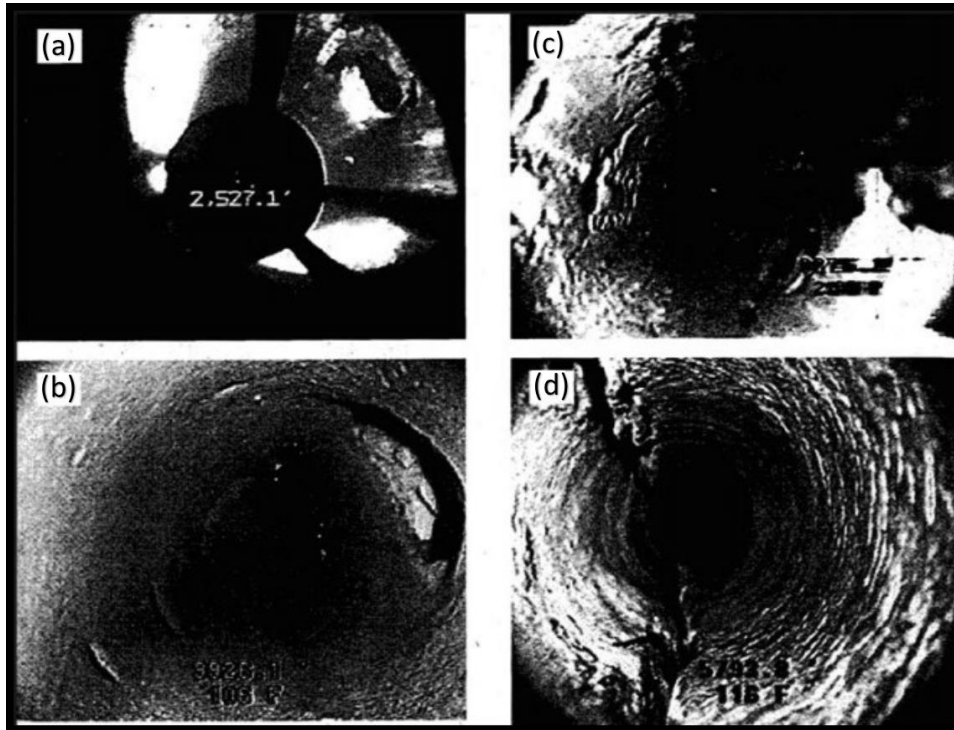


Figura 43. Ejemplos de imágenes del interior de un pozo que pueden ser adquiridos por medio del servicio DHV de Halliburton. Estas imágenes detallan las condiciones internas del pozo. En la ilustración observamos cuatro pozos en diferentes condiciones (Modificado de Castrejón, 2010).

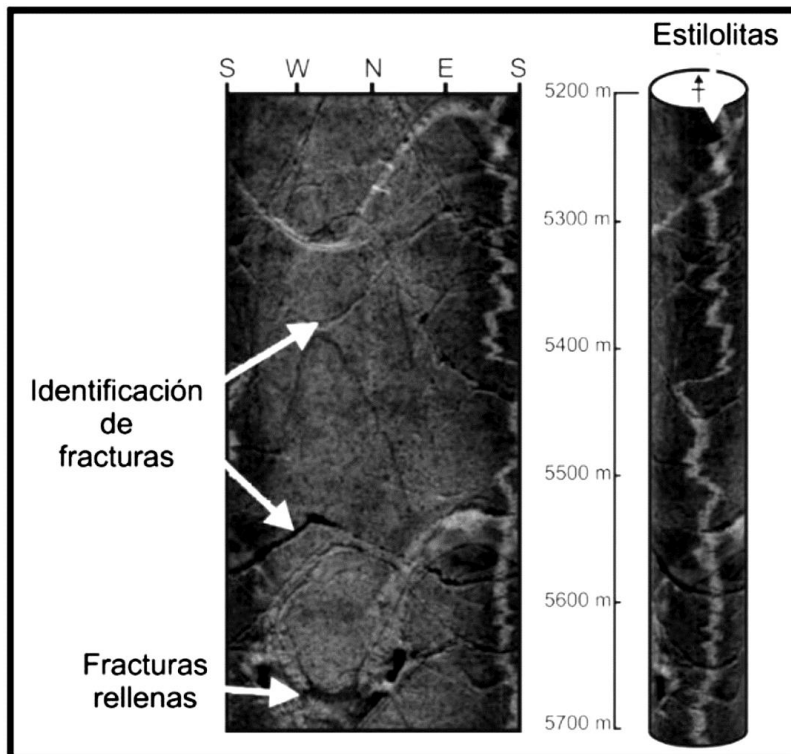


Figura 44. Esquema con los rasgos que pueden ser visualizados por medio de la adquisición de videos de pozo (pozos ademados o pozos descubiertos) (Modificado de Castrejón, 2010).

4. Registros durante la perforación y en tiempo real

Existe un gran número de razones por las cuales las principales empresas petroleras del mundo se dedican a perforar pozos que tengan alguna desviación con respecto a la vertical. Las herramientas LWD, por sus siglas en inglés Logging While Drilling, es una técnica utilizada en la ingeniería de perforación de pozos de petróleo para medir el diámetro de un pozo en tiempo real (Yao, 2017). Su utilidad se basa en realizar perforaciones múltiples desde la superficie para evitar ciertos rasgos geológicos como domos salinos en el subsuelo, o bien para maximizar el área lateral de algún yacimiento realizando perforaciones paralelas a éste (perforaciones horizontales), logrando de esta manera el aumento significativo de las reservas. Debido a estas grandes innovaciones en las tecnologías de perforación es que surgió la tecnología de las herramientas LWD a principios de la década de los 80's.

Originalmente la técnica LWD se estableció como un complemento de la tecnología que rige a las herramientas MWD para completar o reemplazar total o parcialmente las operaciones realizadas por los registros convencionales operados por cable (wireline). El uso de las herramientas LWD se da principalmente en agujeros que tienen altos ángulos de desviación (Figura 45) o en perforaciones de tipo horizontal donde auxilian en las labores de geo direccionamiento, así como para obtener mediciones de los parámetros de las formaciones en aquellas situaciones donde las herramientas convencionales no lo consiguen.

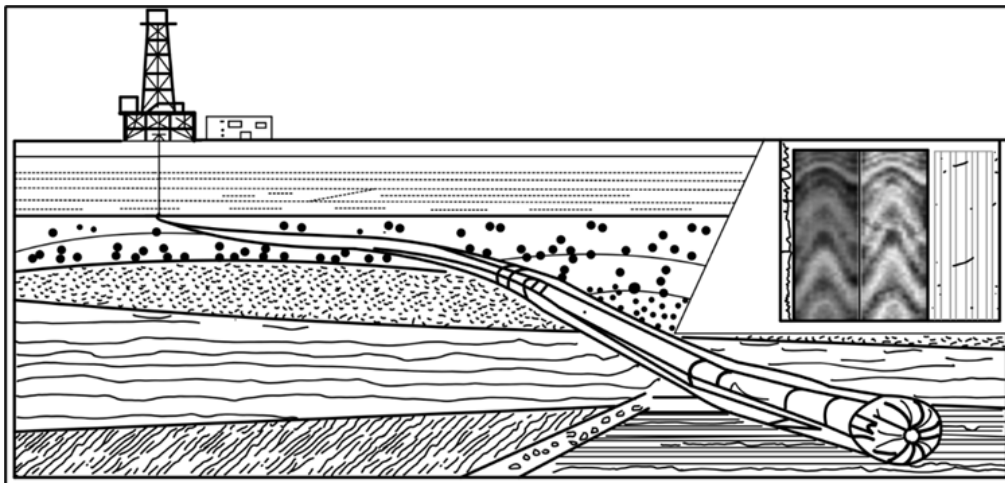


Figura 45. Esquema que muestra cómo son realizadas las operaciones llevadas a cabo por las herramientas LWD, y el tipo de información que se puede obtener de ellas (Modificado de Ricco, 2012).

La diferencia fundamental de los registros LWD respecto a los MWD consiste en la obtención de los parámetros que influyen en las condiciones de perforación, tales como la desviación, inclinación y profundidad del agujero con la ventaja de que dicha información es obtenida en tiempo real a medida que se encuentra perforando; mientras que los registros MWD se enfocan en la medición de los parámetros geológicos del fondo de pozo, tales como la resistividad de las formaciones, densidad, factor fotoeléctrico, tiempo de tránsito de las ondas compresionales y rayos gamma de las formaciones. Además, una gran particularidad de las herramientas LWD consiste en que generalmente estas vienen en familias de tamaños

(de 4, 6 y 8 pulgadas), permitiendo que sea posible acomodar la tubería junto con las herramientas en los distintos agujeros que se puedan presentar.

El uso de ambas tecnologías es cada vez más frecuente en las labores de perforación para obtener datos confiables de geodireccionamiento, así como en la evaluación de las formaciones en tiempo real. Además, se ha visto en la práctica que la combinación de las mediciones LWD junto con las mediciones convencionales de aquellas herramientas que son operadas por cable permiten tener una mejor definición de las propiedades petrofísicas de las formaciones (Fuentes, 2021).

4.1 Principio de medición de los registros LWD

La técnica de adquisición de herramientas LWD implica la integración de estas en la sarta de perforación, específicamente en los drill-collars utilizados durante la perforación. En otras palabras, las herramientas LWD se componen principalmente de tres elementos esenciales:

- Un sistema de sensores incorporados en las tuberías de perforación, alojados en un mandril dentro de los drill-collars, que permanecen activos en todo momento durante el proceso de perforación.
- Un sistema de transmisión de datos a la superficie que implica la transmisión de información mediante telemetría de pulsos u otras técnicas especializadas, similar a lo que se hace con las herramientas MWD.
- Una interfaz en la superficie que decodifica las mediciones obtenidas por las herramientas en el pozo y las representa en un registro continuo a medida que avanzan las actividades de perforación. Estas mediciones resultantes de las formaciones se obtienen en tiempo real mientras las herramientas aún se encuentran en el agujero, o pueden ser recuperadas y procesadas con mayor precisión en la superficie una vez retirada la cadena de perforación del pozo. De manera similar a las herramientas MWD, las mediciones de las herramientas LWD pueden ser almacenadas en una unidad de memoria ubicada en el cuerpo de la herramienta.

Según Ricco (2012) los registros LWD serán, en algún momento, el reemplazo permanente de los registros convencionales, específicamente para las perforaciones direccionales y horizontales en la industria petrolera. Su interpretación aún se encuentra dominada por problemas referentes a la técnica que se utilice, así como también a la herramienta involucrada en las mediciones.

Los tipos de registros que se obtendrán al final del procesado utilizando las herramientas LWD, son muy similares a los registros de pozo convencionales de las mismas categorías, sin embargo, no son idénticos. Un registro LWD de rayos gamma es comparable con un registro de rayos gamma obtenido con una herramienta convencional operada por cable, así como un registro eléctrico obtenido con una herramienta LWD es muy similar a un registro de resistividad somero. En general, las mediciones LWD son casi tan precisas como las

herramientas convencionales y se pueden interpretar de la misma manera, tomando en cuenta que las características de las lecturas y los problemas en la calidad de la respuesta de estos son diferentes comparados con los registros adquiridos en pozos descubiertos.

Algunas de las principales mediciones realizadas por este tipo de herramientas son la obtención de un registro de rayos gamma, resistividad, porosidad-densidad y porosidad-neutrón, cáliper ultrasónico, mediciones sónicas, imágenes LWD, mediciones de resonancia magnética nuclear, etc. así como también mediciones continuas referentes a la inclinación y desviación del agujero. (Fuentes, 2021)

4.2 Diseño de las herramientas LWD

El diseño de las herramientas LWD es el mismo que tienen las herramientas MWD. En las herramientas LWD las mediciones de los parámetros físicos de las formaciones se obtienen por medio de las sondas que se encuentran incorporadas a la tubería de perforación justo en los drill collar del arreglo, la cual es la parte del sistema de perforación rotatoria que le brinda estabilidad y rigidez a los componentes que se encuentran debajo de éstos (la barrena comúnmente). Las combinaciones básicas que se pueden realizar son comercializadas bajo diferentes nombres dependiendo de la compañía de servicios que esté trabajando en el pozo. La compañía Schlumberger maneja principalmente el sistema Scope o Vision, Halliburton el sistema Insite, y Baker Hughes el sistema Trak (Ricco, 2012).

4.3 Mediciones de resistividad durante la perforación

Las primeras mediciones de resistividad realizadas por herramientas eléctricas utilizando la tecnología de las herramientas LWD, se hicieron utilizando un arreglo tipo normal corto (short normal), cuyos electrodos (de emisión y de retorno de corriente) se encontraban acoplados en un recubrimiento aislante montado en el drill collar del arreglo de la sarta de perforación, y se medía la corriente y la caída de voltaje en los dos electrodos del arreglo mediante la ley de Ohm. Años más tarde, estas mediciones se mejoraron al acoplar ahora un arreglo de dos electrodos de guarda y un electrodo central de corriente dentro de un arreglo tipo Laterolog 3 (LL3) en una nueva herramienta denominada herramienta de resistividad de corriente enfocada o FCR (Focused Current Resistivity). Los electrodos al igual que en el arreglo normal se encontraban alojados dentro de un recubrimiento aislante de tal manera que se permitía que las corrientes de medición fuesen enfocadas a las formaciones para la medición de la resistividad verdadera (R_t).

Sin embargo, el gran avance que se dio para la aplicación de las herramientas de resistividad en las tecnologías de las herramientas LWD, se basó en una herramienta de resistividad dual propuesta por Arp en el año de 1976. Esta herramienta se basaba en la implementación de bobinas toroidales transmisoras y receptoras para la medición de resistividades laterales

enfocadas, y una medición de resistividad por medio de la barrena. El proceso era llevado a cabo por medio de una bobina transmisora toroidal y dos bobinas receptoras toroidales separadas una de la otra 6 pulgadas, que se encargaban de medir la corriente axial que fluía por debajo del drill collar, ya que la diferencia generada en las corrientes axiales era igual a la corriente radial que fluía hacia el exterior del drill collar medida entre los dos receptores toroidales. Este método se utilizaba para calcular la resistividad lateral en la herramienta mientras que la resistividad en la barrena se derivaba de la corriente medida por el transmisor más próximo a la barrena. Con este tipo de información es posible, por ejemplo, direccionar las perforaciones en pozo de altos ángulos, o bien, detener la perforación una vez que se esté penetrando en el reservorio.

De cualquier modo, hoy en día, las herramientas de resistividad más utilizadas con la tecnología de los registros LWD son de dos tipos: las herramientas de resistividad por propagación de onda electromagnética y las herramientas de resistividad tipo laterolog. Estas herramientas permiten la evaluación cuantitativa de las propiedades resistivas de la formación y de los fluidos que contiene, y adicionalmente la determinación de la resistividad verdadera de la formación. La técnica de propagación por onda electromagnética se aplica en un rango de 0.5 a 4 [MHz], y en el pasado se ha aplicado en un número limitado de herramientas a cable.

Estas herramientas fueron los primeros desarrollos que se tuvieron de herramientas eléctricas dentro de las nuevas tecnologías LWD, sin embargo, actualmente se ha avanzado tanto con la tecnología y los métodos de transmisión de datos, que incluso ya es posible obtener imágenes eléctricas de fondo de pozo en tiempo real por medio de algunas herramientas eléctricas del mismo modo en que estas son obtenidas por las herramientas de imágenes eléctricas operadas por cable como la FMS y la FMI. En la actualidad son dos las principales herramientas eléctricas de imágenes LWD las que permiten obtener mediciones de resistividad enfocadas, así como también mediciones azimutales a distintas profundidades de investigación (Fuentes, 2021).

4.4 Herramienta de resistividad de propagación de onda electromagnética

En la actualidad, una de las más usadas dentro de la tecnología LWD, es la herramienta de resistividad de onda electromagnética o EWR por sus siglas en inglés (Electromagnetic Wave Resistivity). Al utilizar la técnica de propagación de onda electromagnética, se busca que la herramienta trabaje bien en cualquier tipo de lodo, que tenga una buena resolución de capa, que pueda ser construida en un collar de acero y requiera menos material conductor que una herramienta normal o una laterolog, así como también que las respuestas puedan ser repetibles, predecibles y además correlacionables con los registros de resistividad operados por cable (Ricco, 2012).

Según Fuentes Existen varias herramientas comerciales de EWR disponibles en el mercado, incluyendo aquellas desarrolladas por Advanced Products and Systems (APS), Baker

Hughes, General Electric (GE), Halliburton, PathFinder y Schlumberger (Zhao, 2019). Estas herramientas operan a múltiples frecuencias y proporcionan mediciones de resistividad derivadas de cambios de fase completamente compensados y resistividad derivada de atenuación (Bittar, 2003).

Esta herramienta, en su versión inicial, consiste en dos antenas o bobinas transmisoras y una bobina receptora alojadas dentro de la superficie externa del drill collar de perforación. La bobina receptora opera comúnmente a una frecuencia de 2 [MHz] y de lo que se encarga es de medir las diferencias de fase y relaciones de amplitudes de las ondas electromagnéticas generadas, las cuales se miden en las bobinas receptoras y se convierten posteriormente a resistividad aparente (Ricco, 2012).

Inicialmente el espaciamiento entre las bobinas receptoras es de 6 pulgadas y el espaciamiento entre la bobina transmisora y la bobina receptora más cercana es de 24 pulgadas. El espaciamiento entre las bobinas receptoras genera una diferencia de fase cercana a los 90° con respecto a la frecuencia de operación seleccionada, lo que influye en el diseño del amplificador de la señal y la exactitud de la medida. Mientras que el espaciamiento entre la bobina transmisora y la bobina receptora, a mayor distancia, se alcanza una mayor eficiencia de transmisión de las antenas y, además, es la mayor distancia a la cual se obtiene una medida confiable de la herramienta (Fuentes, 2021).

Un diseño posterior de este tipo de herramienta incluye un sensor con cuatro bobinas transmisoras y dos bobinas receptoras que miden diferencias de fase y relaciones de amplitudes de las ondas electromagnéticas generadas, y se encuentran alojados dentro de la superficie externa del drill collar. La distancia entre las bobinas receptoras es de 6 pulgadas, mientras que las bobinas transmisoras están espaciadas a 6, 12, 24 y 36 pulgadas desde la bobina receptora más cercana. Estos espaciamientos en las bobinas generan cuatro mediciones de resistividad aparente referidas como: extra somera, somera, media y profunda. Las medidas extra somera, somera y media se obtienen al operar el par de bobinas receptoras a una frecuencia de 2 [MHz], mientras que las medidas profundas se realizan al operar el par de bobinas a una frecuencia de 1 [MHz].

Se puede brindar una mejor descripción de la forma en que opera la herramienta EWR, si se entiende desde el punto de vista de la propagación de la onda electromagnética. La onda electromagnética se origina por la corriente producida en la bobina o antena transmisora y se propaga en la formación en todas las direcciones desde la fuente, induciendo voltajes en las bobinas transmisoras. El voltaje en cada antena receptora es una función de la conductividad, la constante dieléctrica y la permeabilidad magnética de la formación circundante. La relación de las amplitudes de estos voltajes y la diferencia de sus fases se utilizan para calcular la conductividad de la formación y por lo tanto la resistividad de la formación. La tasa de atenuación y la tasa de desfase de la onda están determinadas por las conductividades de la formación y en menor grado por el fluido del pozo. Se puede decir que los registros de resistividad de propagación electromagnética se derivan de las diferencias de fase y la relación de amplitud de los voltajes inducidos causada por la propagación de estas ondas, y

de una combinación de fase/amplitud calculada a través de transformadas no lineales basadas en una formación homogénea e isotrópica (Fuentes, 2021).

De este modo, tenemos que algunas de las innovaciones y aplicaciones más sobresalientes de las herramientas de propagación electromagnética son las siguientes:

- El uso de medidas de resistividad de múltiples profundidades de investigación con características de respuestas similares, provee la habilidad de desarrollar perfiles de invasión y determinar la resistividad verdadera (R_t), la resistividad de la zona lavada (R_{xo}) y el diámetro de invasión (d_i).
- La buena resolución vertical de las herramientas de propagación de onda electromagnética en comparación con los sensores de las herramientas convencionales a cable permite la medición directa de la resistividad verdadera en capas delgadas y en pozos desviados.
- Los espaciamientos de las bobinas transmisoras y receptoras se seleccionan de tal manera que es posible obtener una lectura directa de la resistividad verdadera de la formación (R_t), y al mismo tiempo se puede obtener alguna indicación de invasión por filtrado de lodo.
- Se ha demostrado que la profundidad de investigación de la herramienta es comparable, en teoría, a la del registro de inducción medio, pero frecuentemente produce un registro similar al registro de inducción profundo debido a que en el momento en que se realiza la medición, la invasión del filtrado de lodo aún no se ha desarrollado con totalidad en las formaciones, aunque la profundidad de invasión de un tiempo de exposición dado depende de: la presión diferencial, las propiedades del lodo, la permeabilidad de la formación y su contenido de fluidos y la interacción tubería de perforación/pozo.

4.5 Herramientas eléctricas de imágenes LWD (RAB, Resistivity At The Bit)

La técnica de adquisición de imágenes por medio de herramientas tipo LWD en los pozos petroleros proporciona mediciones de resistividad cerca de la broca, lo que permite una evaluación en tiempo real de las propiedades de la formación (Rosthal, 1995). La herramienta RAB opera midiendo la resistividad eléctrica de la formación en las proximidades inmediatas de la broca, ofreciendo información valiosa sobre la litología y el contenido de fluidos de la formación (Ford, 1999).

Las principales mediciones de este tipo las constituyen dos herramientas eléctricas de imágenes patentadas por la compañía Schlumberger que son la RAB y la geoVISION (Figura 46), así como también por medio de una herramienta de imágenes densidad-neutrón.

Las herramientas eléctricas de imágenes han sido el último gran desarrollo en materia de adquisición de imágenes eléctricas de las formaciones, y es la primera técnica comercial existente de imágenes eléctricas de pozo en una herramienta LWD. La herramienta RAB al igual que la herramienta eléctrica geoVISION y la herramienta de imágenes de resistividad azimutales ARI (Azimuthal Resistivity Imaging), es una adaptación de las técnicas utilizadas

por las herramientas eléctricas de imágenes FMS y FMI, pero con la gran particularidad de que la RAB se encuentra adaptada para las condiciones particulares durante la perforación, tomando ventaja del hecho de que el arreglo de la tubería de perforación se encuentra rotando incluso cuando no se esté utilizando un motor de fondo que le haga rotar.

Esta herramienta se basa en la obtención de cinco mediciones de resistividad por medio de un electrodo en la barrena, un electrodo cilíndrico (de anillo) enfocado de alta resolución y de tres electrodos azimutales de resistividad, así como los rayos gamma.

Según Ricco (2012), la ventaja que se obtiene por medio de la herramienta RAB consiste en que las mediciones de resistividad LWD proveen de un importante perfil de resistividad poco después de que se llevan a cabo los efectos de filtración. En una primera medición la RAB está constituida de un solo electrodo de medición en la barrena acoplado a la tubería de perforación, logrando con ello que sea posible obtener un escaneo azimutal de las formaciones a medida que la herramienta va girando. Esta medición se logra cuando la barrena se encuentra en proceso de perforación ya que el electrodo sigue el camino que genera la barrena, describiendo a éste como un camino en espiral a medida que se va profundizando. De ahí precisamente su nombre, ya que las mediciones correspondientes a las respuestas de resistividad obtenidas de las formaciones provendrán de la barrena, la cual se comporta como un electrodo gigante. Este tipo de medición de resistividad se realiza sin un enfoque de la corriente ya que en esta modalidad la corriente sale por la parte inferior de la herramienta donde se encuentra la barrena y el resto a través de la tubería de perforación.

Dicho procedimiento se logra al emitirse una corriente alterna de 1500 [Hz] desde una bobina transmisora toroidal alojada en la porción inferior de la herramienta cerca de la barrena, induciendo como consecuencia una diferencia de voltaje en el drill collar por debajo y por encima del transmisor. Las líneas de corriente fluyen a través del drill collar, viajan a través de la barrena, penetran dentro de las formaciones, y regresan nuevamente al drill collar en las porciones superiores de la tubería de perforación por encima de la fuente emisora, por lo que la corriente que sale de la herramienta dependerá enormemente de la distancia que exista entre la barrena y el transmisor, esto para maximizar la cantidad de corriente que fluye fuera de la barrena, y para lograr que ésta fluya a través de las formaciones y no a través del agujero. Las respuestas de resistividad correspondientes a las formaciones estarán dadas por la ley de Ohm una vez conocido el voltaje aplicado por el transmisor y la medición de la corriente axial por medio de una bobina monitora de anillo. Esto le permite a la RAB tener una profundidad de investigación de cerca de 12 pulgadas y una resolución vertical de 12 a 24 pulgadas.

En lodos base agua la corriente de retorno se conduce a través de la barrena hacia el lodo de perforación, del lodo hacia las formaciones, y de las formaciones de regreso a la cadena de perforación; mientras que en lodos base aceite que son aislantes, la corriente regresa a través del intermitente contacto entre los drill collars y los estabilizadores con las paredes del agujero, lo que lleva a indicaciones cualitativas de resistividad. Estas mediciones de resistividad serán sensibles a los volúmenes de formación que se encuentran en las inmediatas vecindades de la barrena, y puede permitir tanto a los perforadores como a los geólogos

encargados de las labores de geodireccionamiento, tomar rápidas decisiones sobre donde es necesario bajar una tubería de revestimiento, o donde es necesario tomar núcleos de pared o de fondo. A este procedimiento se le conoce como geodetención (geostopping), y representa uno de los beneficios más significativos de la herramienta RAB para el desarrollo de los reservorios.

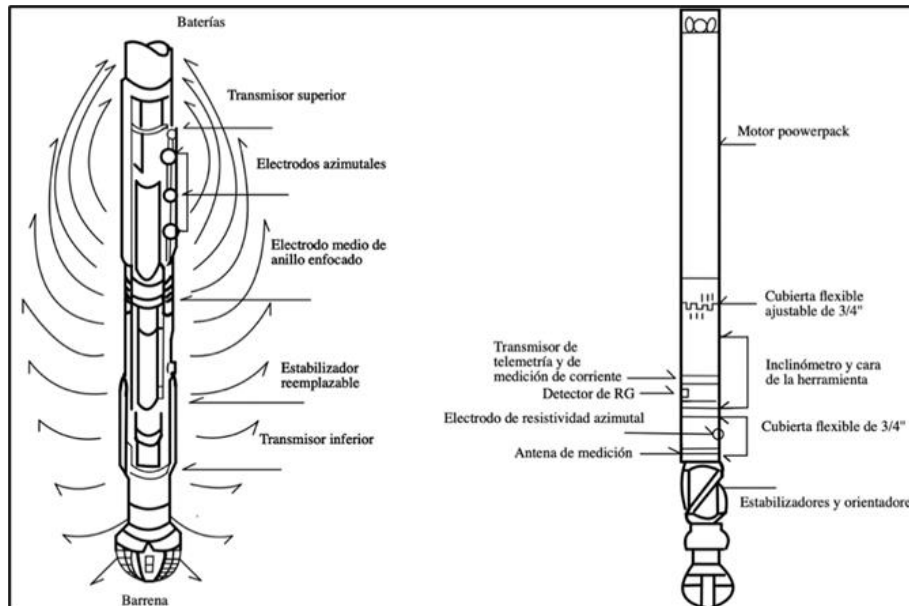


Figura 46. Esquemas que muestran la configuración de las herramientas RAB y geoVISION de la compañía Schlumberger. Del lado izquierdo se muestra el arreglo de los distintos tipos de electrodos con los que cuenta la herramienta RAB. Del lado derecho se aprecia la herramienta geoVISION que funciona de una forma muy similar a la RAB, pero se utiliza más en las labores de geodireccionamiento de los pozos (Modificado de Schlumberger, 1993).

La cercanía a las vecindades del pozo por parte de las mediciones de resistividad permite que la herramienta pueda ser utilizada en las labores de geodireccionamiento, ya que las respuestas de resistividad son comparables con modelos de formación, de tal manera que se puede saber si las desviaciones llevadas a cabo en el agujero se están realizando adecuadamente, o tienen que ser corregidas (Fuentes, 2021).

En otra modalidad de medición, la herramienta RAB puede proporcionar cuatro mediciones de resistividad horizontales (o radiales) a varias profundidades de investigación utilizando una técnica de enfoque cilíndrico por medio de tres electrodos azimutales de enfoque de 1 pulgada de diámetro, espaciados longitudinalmente a lo largo del eje de la herramienta, y un electrodo central de anillo enfocado de alta resolución, que permite a la herramienta proveer de múltiples mediciones de resistividad (Figura 47).

Las cuatro mediciones de resistividad anteriores funcionan bajo el mismo principio de medición: una corriente emitida desde un transmisor en la porción superior de la herramienta fluye hacia su porción inferior por medio del drill collar y hacia afuera penetrando en las formaciones a un ángulo de 90° con respecto al collar, para después regresar a través del collar en las porciones superiores por encima del transmisor. Estas mediciones generalmente tienen una excelente resolución vertical y una sensibilidad muy baja a efectos de capas

adyacentes, así como también por efectos de capas con variaciones considerables de resistividad (Ricco, 2012).

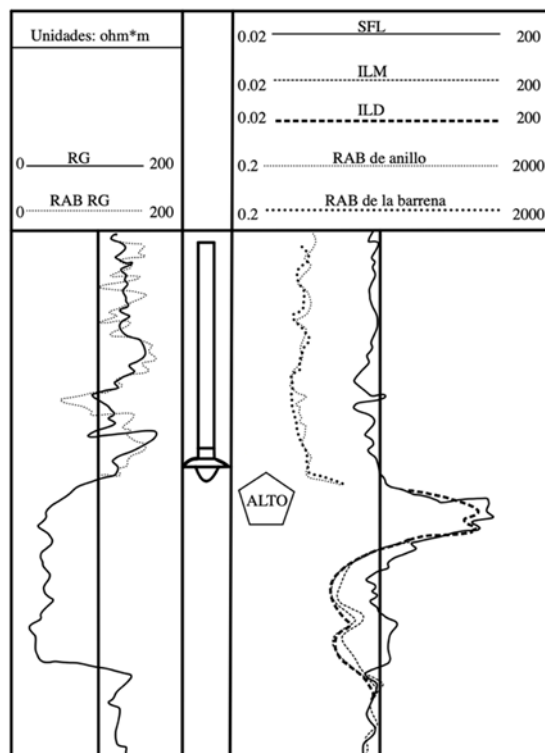


Figura 47. Ejemplo de registro de resistividad utilizando la herramienta RAB. Se puede observar que si las resistividades sobrepasan un límite de resistividad puede ser debido a la presencia de zonas potencialmente gasíferas o la entrada a una zona potencial de hidrocarburos, de tal manera que se detiene la perforación para la evaluación del intervalo (Modificado de Riedel, 2008).

La cantidad de corriente que abandona la herramienta en el electrodo central de anillo y en los electrodos azimutales, puede ser medida por medio de un circuito de baja impedancia, mientras que la corriente axial, que fluye hacia la porción inferior del collar, es medida en el electrodo de anillo por medio de los electrodos monitores M_{01} y M_{02} (Figura 48). En el electrodo de anillo, la corriente proveniente del transmisor superior es enfocada en forma axial (lateral) por medio de arreglos de electrodos monitores en una configuración similar a la Laterolog 7 (LL7), mientras que los electrodos azimutales utilizan los electrodos monitores en un arreglo muy similar a la herramienta Microlaterolog (MLL). Esta técnica de enfoque cilíndrico en la herramienta RAB se consigue al combinar las corrientes generadas por el transmisor superior y el transmisor inferior, generando en el electrodo de anillo central “un flujo axial nulo” cuyo efecto consiste en que la corriente que abandona el electrodo central penetra profundamente en las formaciones brindándole una gran resolución vertical a la herramienta. La profundidad de investigación con la que generalmente opera el electrodo de anillo enfocado es de 9 pulgadas o de 7 pulgadas para una barrena de 8.5 pulgadas (Ricco, 2012).

El propósito de realizar las mediciones radiales de resistividad a varias profundidades de investigación consiste en obtener un perfil radial de resistividad más detallado y preciso de

los efectos de invasión de filtrado de lodo hacia las formaciones, de tal manera que se puede obtener una resistividad más precisa de la zona virgen (R_t) con una excelente resolución axial. Por otro lado, los electrodos azimutales de resistividad pueden ser igualmente utilizados para obtener imágenes cuantitativas de resistividad de las formaciones, midiendo la corriente que sale de cada uno de ellos. Dichas mediciones son realizadas a tres profundidades de investigación diferentes, que corresponden a la profundidad de investigación que puede brindar cada electrodo (de 1", 3" y 5" para los electrodos BS, BM y BD, respectivamente), y que, en conjunto con el electrodo de anillo, producen un perfilaje de resistividad de las formaciones que se están atravesando en el agujero (Ricco, 2012).

Típicamente la herramienta responde a las mediciones de resistividad que se obtienen con respecto a las formaciones que se encuentren frente a los electrodos, de manera que si la herramienta gira en el agujero, es posible obtener imágenes de las formaciones provenientes de sus diferentes azimuts. Esta es una ventaja notoria en la adquisición de imágenes de las formaciones en tiempo real, ya que es posible ver rasgos geológicos importantes a medida que se está profundizando el agujero. La herramienta recaba la información azimutal cada 10 segundos, y en la modalidad de imágenes, permite realizar un escaneo completo del agujero a una velocidad de 30 rotaciones por minuto, de manera que se obtienen 56 puntos de muestreo azimutales en cuatro cuadrantes del pozo (cima, base, lateral izquierda y lateral derecha) para la construcción de las imágenes. La resolución vertical de las imágenes puede ser de 2.5 [cm], aunque lo típico es de 5 [cm] (2 pulgadas), y va decreciendo a medida que la velocidad de perforación disminuye hasta los $60 \left[\frac{ft}{h} \right]$.

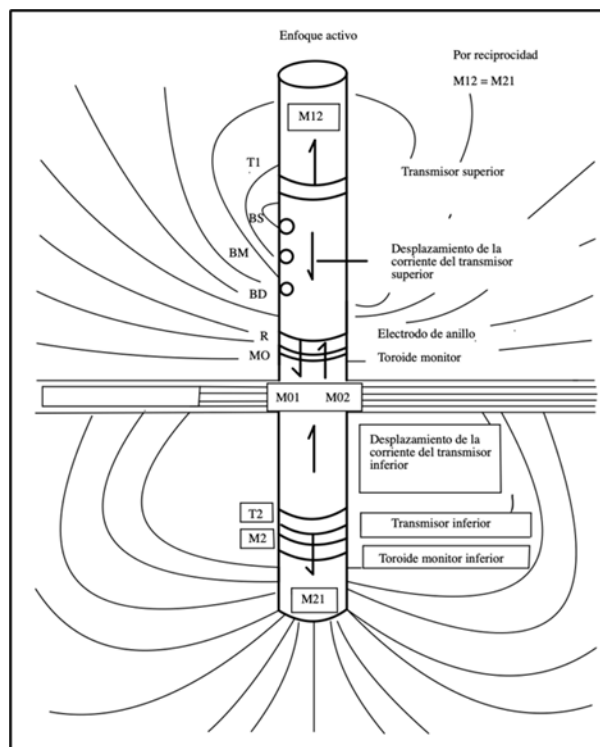


Figura 48. Al igual que con las herramientas operadas por cable, en la herramienta RAB se utiliza un arreglo que consiste en dos transmisores de corriente (inferior y superior) y dos toroides monitores (inferior y central) para lograr

un enfoque radial de la corriente en el electrodo de anillo cilíndrico. La herramienta cuenta además con tres electrodos azimutales y un electrodo central de anillo enfocado para las mediciones de resistividad y para la obtención de las imágenes de las formaciones (Modificado de Ellis y Singer, 2007).

A medida que la herramienta gira, los electrodos que tengan la profundidad de investigación más profunda son los que producirán las imágenes de resistividad (correspondientes a R_t) en función del azimut de la herramienta, mientras que magnetómetros igualmente alojados en la RAB, permiten que la herramienta y las desviaciones que se estén generando puedan ser orientadas con respecto al campo magnético, al igual que las imágenes de resistividad con respecto al norte geográfico, o bien, respecto a la cima del agujero en el caso de perforaciones horizontales (Figura 49).

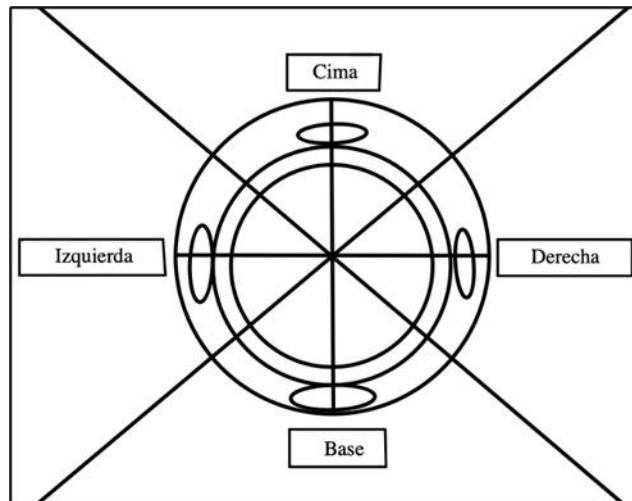


Figura 49. División de las mediciones que realizan las herramientas LWD en cuadrantes con respecto a la cara de gravedad de la herramienta (Modificado de Luthi, 2001).

Tanto las mediciones azimutales provenientes de uno o varios electrodos de medición, como las mediciones azimutales de rayos gamma provenientes de un sensor excéntrico en la herramienta, pueden ser de utilidad para obtener la orientación de la barrena en múltiples direcciones para la localización de algún contacto litológico, o bien, para la localización de alguna interfaz de fluidos en cualquier cuadrante del pozo. Actualmente solo las mediciones de resistividad adquiridas por medio de la herramienta RAB son las que pueden ser transmitidas a superficie utilizando telemetría de pulsos de lodo (utilizando la tecnología Powerpulse MWD), mientras que las imágenes de resistividad de las formaciones son almacenadas en una memoria interna de la herramienta, y recuperadas posteriormente en superficie para su procesamiento e interpretación (Ricco, 2012).

Tanto la herramienta RAB como la herramienta geoVISION permiten tener mediciones tipo rayos gamma de las formaciones, mediciones de resistividad utilizando a la barrena como un electrodo, y resistividades azimutales por medio de los electrodos azimutales de enfoque. Esto permite a los geólogos y perforadores detectar en tiempo real, la presencia de hidrocarburos en la barrena, correlaciones en tiempo real, así como geodireccionar el agujero para incrementar la exposición del reservorio. Al igual que con las imágenes, los conteos hechos por el sensor de rayos gamma pueden realizarse por medio de cuadrantes, generando

una imagen con una resolución mucho menor que cualquiera de las técnicas de imágenes eléctricas mencionadas anteriormente.

4.6 Herramientas de rayos gamma naturales LWD

La herramienta de rayos gamma naturales LWD, registra la radiación natural que emana de los tres isótopos emisores de rayos gamma más comunes que se encuentran en la corteza terrestre, que son el Potasio 40 (^{40}K), Torio 232 (^{232}Th) y Uranio 238 (^{238}U). Este registro de rayos gamma LWD permite medir la radiactividad de los tres elementos combinados o bien, puede mostrar la cantidad de cada elemento individual que contribuye a dicha radiactividad.

La herramienta está conformada por dos circuitos de detectores independientes con dos grupos opuestos de tubos Geiger-Mueller. Esta configuración proporciona dos registros de rayos gamma naturales independientes, en donde las tasas de conteo de los grupos de detectores se combinan para optimizar la precisión estadística. Sin embargo, en el evento poco usual de que uno de los detectores falle, un registro de rayos gamma corregido puede ser producido con el segundo detector.

Para el geodireccionamiento de pozos horizontales, la herramienta de rayos gamma puede configurarse para medir rayos gamma azimutalmente. En esta aplicación, los dos grupos de detectores opuestos pueden suministrar registros de rayos gamma independientes, de la cima y la base del agujero. Esto les permite a los perforadores, por ejemplo, determinar si la barrena ha salido del tope o del fondo de una formación yacimiento objetivo (Ricco, 2012).

4.7 Herramientas de inducción LWD

Desde el año de 1983, las distintas compañías de servicios comenzaron a desarrollar herramientas de inducción que fuesen capaces de realizar mediciones de las formaciones por medio de la tecnología de las herramientas LWD. Entre las principales herramientas destacan la EWR, CDR, SCWR, ARC5 y MPR. Estas herramientas se encuentran alojadas con sus respectivos transmisores y receptores cerca del drill collar de la cadena de perforación, y puede trabajar tanto en lodos base agua como en lodos base aceite. La ventaja de estas mediciones es que son obtenidas casi al mismo tiempo en el que se está llevando a cabo la perforación, con lo que se puede tener una aproximación más directa a la resistividad verdadera de las formaciones (R_t).

La profundidad de investigación que puede tener este tipo de herramientas puede ser hasta de 50 pulgadas y su resolución vertical puede ser de 6 pulgadas. Realizar las mediciones a múltiples profundidades de investigación y en tres dimensiones puede permitir incluso que en muchos casos se puedan obtener las resistividades R_h y R_v de las formaciones, siendo de

mucha utilidad en aquellas formaciones muy laminadas de distintas composiciones o de distintas porosidades.

4.8 Herramientas acústicas LWD

Las principales compañías de servicios han desarrollado herramientas que funcionan bajo los mismos principios acústicos con los que funcionan las herramientas operadas por cable y las incorporaron a la tecnología de las herramientas LWD, permitiendo que sea posible obtener distintas mediciones acústicas de las formaciones durante la perforación. Entre las principales herramientas acústicas destacan la sonicVISION de la compañía Schlumberger, la Bi-modal AcousTic BAT sensor de Halliburton y la SoundTrak de Baker Hughes. Todas estas pueden operar a medida que la herramienta se encuentra girando (en modalidad rotatoria), en modalidad estacionaria o bien deslizándose (Fuentes, 2021).

La herramienta acústica LWD se encuentra constituida por dos transmisores localizados por arriba y por debajo de un conjunto de cuatro receptores, alojados en un drill collar liso en la cadena de perforación. El uso de dos transmisores le brinda redundancia a la herramienta, de modo que se puede obtener el tiempo de tránsito compresional de las ondas acústicas que genera la herramienta o Δt , incluso si alguno de los transmisores o ambos llegasen a fallar. Los transmisores y receptores operan en el mismo rango de frecuencia que las herramientas acústicas operadas con cable, 10 a 20 [kHz]. A diferencia de las herramientas a cable que son omnidireccionales, los transmisores y receptores de las herramientas sónicas LWD se encuentran alineados a lo largo de la herramienta, mientras que un transductor ultrasónico localizado en el centro del conjunto de receptores mide el standoff entre el lado de la herramienta y la pared de pozo.

Con las herramientas de registro sónico LWD, una señal acústica generada en un transmisor, viaja a través de la formación y posteriormente hacia un receptor ubicado en la herramienta, en donde el procesamiento de los datos de las formas de las ondas se llevan a cabo en el fondo de pozo durante la perforación, esto para determinar el tiempo de tránsito compresional de la onda (Δt), el cuál es el tiempo requerido para que las ondas compresionales viajen una cierta distancia a través de la formación, usualmente 1 pie o 1 metro. La compresibilidad acústica es el inverso de la velocidad acústica y se expresa en unidades de $\pm[\frac{s}{ft}]$ ó $\pm[\frac{s}{m}]$.

El desarrollo de estas herramientas ha permitido determinar que la mayor parte del ruido de la perforación ocurre a frecuencias por debajo de los 12 [kHz] y que, por lo tanto, este ruido se debe de eliminar de las señales de los registros utilizando filtros de frecuencias (Ricco, 2012).

4.9 Herramientas de densidad LWD

Otro tipo de herramientas que permitieron incrementar su rango de muestreo en los pozos, son las herramientas nucleares de densidad. Estas mejorías permitieron obtener mediciones de altas resoluciones pasando del estándar de 6 pulgadas a tan solo 1.2 pulgadas, con lo que se obtenían mejores definiciones de las formaciones, particularmente en el análisis de capas o estratos muy delgados. Dichas mejorías en su sistema de medición hicieron que se implementaran estas herramientas en la obtención de imágenes de densidad, lo que dio como resultado el origen de la herramienta ADN, por sus siglas en inglés Azimuthal Density-Neutron Tool.

Las mediciones de porosidad-densidad y de factor fotoeléctrico de las formaciones adquiridas en las herramientas LWD, son llevadas a cabo fundamentalmente por los mismos principios que rigen a las herramientas de densidad en los registros operados por cable, pero con algunas ligeras variaciones. Los dispositivos de medición con los que cuenta la herramienta LWD de densidad al igual que las herramientas operadas por cable, constan de un detector alejado y un detector corto al igual que muchas de las herramientas LWD. Dichos dispositivos se encuentran alojados en el drill collar de la tubería de perforación, generalmente cercanos a la barrena y como parte de la cadena de perforación, permitiéndole a los dispositivos rotar en el agujero. Sin embargo, las mediciones tienen que ser adaptadas al hecho de que la herramienta y las fuentes radiactivas ya no se encuentran en contacto directo con las formaciones, sino que giran en el agujero. Esto se logró agregando estabilizadores que llevan consigo las fuentes de medición alrededor de los drill collar, mientras que por otro lado se realiza un análisis espectral con estabilización de las ganancias en las mediciones (Fuentes, 2021).

Las principales herramientas comercializadas por las diferentes compañías de servicios para la realización de dichas mediciones de densidad son la (CDN), por sus siglas en inglés Compensated Density Neutron Tool y el servicio adnVISION por parte de la compañía Schlumberger (que está integrado por la herramienta ADN, Halliburton y su filial Sperry Sun emplean la ALD, por sus siglas en inglés Azimuthal LithoDensity Tool, o herramienta de litodensidad azimutal y la SLD, por sus siglas en inglés Stabilized LithoDensity, o herramienta de litodensidad estabilizada para realizar las mediciones de litodensidad, mientras que Baker Hughes utiliza el servicio LithoTrak utilizando la herramienta (ORD), por sus siglas en inglés Optimized Rotational Density.

Los valores de densidad y de factor fotoeléctrico de las formaciones son determinados a partir de las tasas de conteo realizadas por la herramienta en varias ventanas de energía de cada uno de los detectores, mientras que el valor de densidad compensado se calcula de los valores de densidad obtenidos de los detectores de espaciamiento corto y lejano utilizando la técnica o gráfico de columnas y costillas. Por otro lado, las herramientas de densidad son calibradas por medio de bloques de aluminio, magnesio y mármol sin porosidad. La precisión estadística en ellas se encuentra en el orden de $0.015 \left[\frac{gr}{cm^3} \right]$ para un rango de muestreo de 30 segundos

en una formación de 2.2 [$\frac{gr}{cm^3}$], la resolución vertical que tendrán las mediciones de densidad es de cerca de 18 pulgadas, mientras que la resolución vertical que tendrán las mediciones de factor fotoeléctrico de las formaciones será de 6 pulgadas (Ricco, 2012).

4.10 Herramienta de imágenes de densidad-neutrón (ADN)

Según Fuentes (2021), las herramientas nucleares de imágenes están basadas en los mismos principios con los que funcionan las herramientas de rayos gamma, densidad y factor fotoeléctrico (P_e). La herramienta ADN (Figura 50) o herramienta de imágenes de densidad-neutrón, es una herramienta desarrollada por la compañía Schlumberger dentro de la gama de registros LWD adnVISION, que se encarga de realizar mediciones azimutales de densidad de forma similar a como se realizan las mediciones eléctricas de imágenes, pero con la mejora considerable de poder trabajar tanto en lodos conductores como en lodos no conductores. Estas mediciones se realizan en dieciséis sectores azimutales por rotación, y pueden ser almacenadas en una unidad de memoria para proveer de las imágenes con mayor detalle una vez procesadas en superficie, o bien pueden ser transmitidas a superficie por medio de un cable sin la necesidad de sacar toda la cadena de perforación.

Al igual que con la mayoría de herramientas LWD que existen en la actualidad, las fuentes y sensores de la herramienta ADN se encuentran alojados en el drill collar del arreglo de la cadena de perforación por encima de la barrena, o bien, en los estabilizadores con los que cuenta la herramienta, esto para brindarle un mejor contacto con las paredes del agujero. Su diseño consiste en un patín de densidad que se encuentra montado dentro de un dispositivo excentrado cerca de la pared del agujero, de manera que conforme la tubería de perforación se encuentra girando en el pozo dentro las labores de perforación, los sensores de la herramienta ADN estarán escaneando simultáneamente las paredes del agujero, realizando mediciones referentes a cambios azimutales múltiples en cuanto a la densidad y absorción fotoeléctrica de las formaciones, algo que no era posible por medio de las herramientas convencionales (Ricco, 2012).

Por otro lado, las mediciones respecto a la orientación de la herramienta se obtienen por medio de dos magnetómetros que generan en el agujero cuatro cuadrantes orientados con respecto al campo de gravedad en aquellos pozos que no son verticales, en su porción inferior y superior, lateral izquierda y lateral derecha, de manera que todas las mediciones referentes a los rayos gamma y a las mediciones de neutrones obtenidas de las formaciones provienen de estos cuatro cuadrantes.

Un rasgo sobresaliente de la herramienta ADN es que a medida que el drill collar rota en el agujero, se logran obtener múltiples mediciones azimutales, así como mediciones considerablemente mejores de la densidad y del factor fotoeléctrico de las formaciones, en comparación con las mediciones de porosidad-neutrón, en cuyo caso, un incremento en la obtención de puntos azimutales no es posible. Esto permite que la herramienta ADN pueda generar imágenes de las formaciones con un muestreo azimutal ligeramente mejor que las

herramientas convencionales (doce muestreos azimutales), pero de menor calidad con respecto a las imágenes azimutales que pueden brindar las herramientas eléctricas de imágenes LWD (56 muestreos azimutales). Otro rasgo particular de la ADN es que esta herramienta obtiene un standoff ultrasónico en los cuatro cuadrantes del pozo, utilizando un método de reflexión muy similar al que utilizan las herramientas acústicas de imágenes. Estas mediciones se utilizan para corregir las mediciones de porosidad neutrón debido a las influencias que pueda tener el lodo de perforación sobre estas, y para determinar el volumen de lodo que rodea a la herramienta (Fuentes, 2021).

La herramienta generalmente se encuentra montada dentro de una combinación de herramientas LWD desarrolladas para agujeros relativamente pequeños, de donde es posible obtener mediciones eléctricas y de rayos gamma de las formaciones, junto con las mediciones de porosidad-densidad, neutrón y factor fotoeléctrico que obtiene la ADN. Existen dos tipos de configuraciones: en una modalidad “rotatoria”, la herramienta obtiene mediciones azimutales de toda la circunferencia del agujero a medida que la tubería gira de manera estable con respecto al diámetro del pozo por medio de estabilizadores en la herramienta, mientras que en otra modalidad “estrecha”, el giro de la herramienta puede ser llevado a cabo por medio de un motor de fondo (Geosteering), de manera que esta se “deslizará” con respecto al agujero incluso en perforaciones direccionales que tengan desviaciones muy grandes.

La precisión de las mediciones de la herramienta ADN son muy similares a las que realizan las herramientas operadas por cable, siendo la resolución vertical de las mediciones de densidad de 6 pulgadas, la resolución vertical de las mediciones del factor fotoeléctrico de las formaciones de 2 pulgadas, y la resolución vertical de las mediciones de porosidad neutrón de 12 pulgadas. Sin embargo, existen excepciones, especialmente en aquellos casos en donde se realizan grandes rangos de penetración en las formaciones, ya que los conteos realizados por unidad de intervalo decrecen, así como también lo hará la precisión que se tendrán de las mediciones en el agujero (Ricco, 2012).

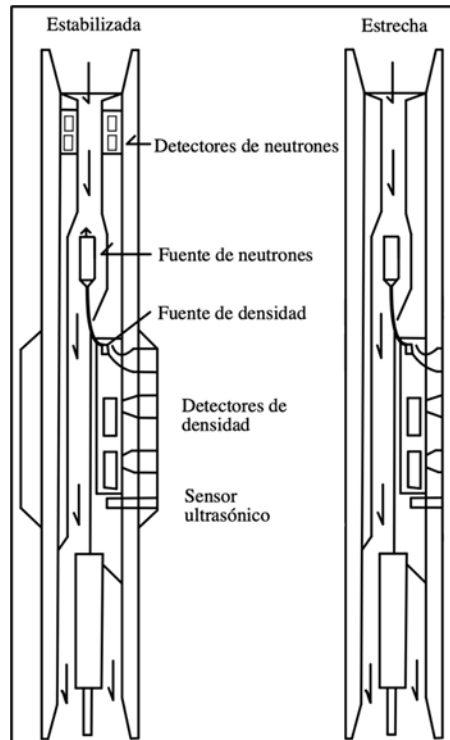


Figura 50. Esquema de las configuraciones de la herramienta ADN, mostrando las fuentes de densidad y de neutrones. Del lado derecho se muestra la configuración estabilizada de la herramienta. Del lado izquierdo se muestra la versión estrecha (Modificado de Luthi, 2001).

En cuanto a seguridad, la herramienta ADN cuenta con un sistema de precaución operacional que permite recuperar las fuentes radiactivas en el caso de que llegase a quedar atascada la herramienta en el pozo. Esto evita que se quede la fuente radiactiva en el agujero.

4.11 Principales aplicaciones de la herramienta ADN

La herramienta ADN se centra en aplicaciones petrofísicas entre las que destacan: mediciones de densidad y factor fotoeléctrico de las formaciones, así como la obtención de imágenes de densidad utilizando los datos provenientes de la información azimutal para darle veracidad a los análisis petrofísicos. Algunas otras de las aplicaciones que tiene la herramienta ADN son la evaluación de capas delgadas, la porosidad de la formación, la heterogeneidad litológica, la invasión desigual del filtrado de lodo y los contactos de fluidos. Varias de las principales aplicaciones que tiene la herramienta ADN son muy similares a las que tienen las herramientas eléctricas y acústicas de imágenes, pero no son idénticas. Entre estas destacan 3 principalmente:

- Reconstrucción estructural del reservorio.
- Identificación de heterogeneidades.
- Control geológico del pozo utilizando las mediciones LWD.

Estas se encuentran naturalmente relacionadas una con la otra. Los echados estructurales pueden ser determinados a través de las capas que se producen en las imágenes, o bien pueden ser correlacionados por medio de las cuatro curvas de densidad o las curvas del factor fotoeléctrico, de una manera muy similar a la interpretación de las formaciones a través de las curvas de la herramienta de echados SHDT (Stratigraphic High Dipmeter Tool). Ya que las mediciones realizadas por las herramientas LWD generalmente se realizan en pozos direccionales y horizontales, es necesario hacer una conversión de los echados aparentes a verdaderos. Tales rasgos pueden ayudar a los geólogos y petrofísicos a la interpretación apropiada para definir cambios litoestratigráficos, mientras que las imágenes pueden ayudar a los geólogos y a los perforadores en la toma de decisiones sobre dónde dirigir el pozo (Fuentes, 2021).

4.12 Herramientas de neutrones LWD

Las herramientas de registros de neutrones de la gama de registros LWD, operan prácticamente de la misma manera que las herramientas de registros operadas por cable (wireline). Las fuentes radiactivas y los sensores se colocan generalmente en el drill collar de la cadena de perforación y por encima de la barrena, pero con ligeras diferencias respecto a las herramientas convencionales. Las mediciones obtenidas de las formaciones pueden ser sumadas o restadas a las respuestas azimutales orientadas, mientras que la profundidad de investigación que se podrá obtener por medio de las herramientas de neutrones LWD, será muy similar a la obtenida por las herramientas de porosidad neutrón operadas por cable.

Las principales herramientas de porosidad-neutrón que han sido desarrolladas por las compañías dentro de la gama de servicios LWD, son la CDN y la adnVISION por parte de la compañía Schlumberger, la CNP-CN ϕ , por sus siglas en inglés Compensated Neutron Porosity Tool, o herramienta de porosidad neutrón compensada y la CNT, por sus siglas en inglés Compensated Thermal Neutron Tool, o herramienta de neutrones termales compensada por parte de la compañía Halliburton, y la CCN y LithoTrak por parte de la compañía Baker Hughes (Ricco, 2012).

Como en las herramientas de neutrones convencionales de cable, los sensores de las herramientas de neutrones LWD utilizan dos detectores de Geiger Müller para medir los rayos gamma emitidos por los átomos de las formaciones cuando se capturan neutrones. Estos detectores se encuentran ubicados en espaciamientos simétricos con respecto a la fuente de emisión de neutrones, lo que asegura que cuando la herramienta se encuentre en modalidad de rotación (excentrada), o cuando esta se encuentre centralizada en el agujero, ambos grupos de detectores estarán recibiendo el mismo flujo de rayos gamma. La utilización de ambos detectores permite reducir las variaciones estadísticas propias de este tipo de medición, incrementa la utilidad del servicio haciendo al sistema más tolerante a las fallas, y por lo tanto permite la compensación de las mediciones neutrónicas registradas por efecto del pozo.

Según Fuentes (2021), el sensor que comúnmente se utiliza para realizar este tipo de mediciones nucleares es una fuente de Americio-Berilio (Am-Be), del mismo modo en que operan las herramientas de neutrones operadas por cable, pero con la diferencia de que en las herramientas LWD esta es alojada en el drill collar de la tubería de perforación. Para el manejo de las fuentes radiactivas generalmente se tienen algunas precauciones dentro del diseño de las herramientas LWD, las cuales buscan asegurar que, si se llegase a presentar algún tipo de falla mecánica durante la perforación, esta se genere en la conexión y no en el cartucho que aísla la fuente radiactiva del exterior del drill collar, permitiendo que la fuente se mantenga asegurada en el drill collar y que pueda ser retirada por medio de un cable de registros.

Todas las herramientas de porosidad-neutrón operan con el mismo principio físico que se basa en el hecho de que la población de neutrones depende de la concentración de núcleos de hidrogeno en el ambiente. Esto es, una medida de la población de neutrones a alguna distancia desde la fuente de neutrón puede relacionarse con la porosidad de la formación cuyo contenido sea líquido, agua o aceite, y en conjunto con las mediciones de las herramientas de densidad LWD, puede visualizar la presencia de gas en las formaciones. Inicialmente las herramientas de porosidad-neutrón hacían mediciones indirectas de la población de neutrones por medio de la detección del flujo de rayos gamma resultante de la captura de neutrones térmicos, sin embargo, las nuevas generaciones de estas herramientas cuentan con dos detectores y realizan mediciones directas de las poblaciones de neutrones térmicos y neutrones epitérmicos, además de permitir la compensación por efectos de pozo. La combinación de estas mediciones de neutrones térmicos y epitérmicos en las herramientas permite que en las herramientas más modernas se puedan tener mejores resultados de porosidad de los reservorios, de tal manera que se puede tener una evaluación más precisa de los mismos, y una identificación más confiable de las zonas gasíferas en combinación con las herramientas de densidad (Ricco, 2012).

Al igual que las herramientas de porosidad-neutrón operadas por cable, las lecturas de las herramientas neutrónicas LWD se corrigen normalmente por efectos del diámetro del agujero, por efectos de la litología, por salinidad y por densidad del lodo de perforación. Estas herramientas son muy sensibles al standoff, lo que provoca que las mediciones puedan perder calidad y cantidad de información dependiendo en gran medida de la diferencia que exista entre los tamaños de la herramienta y el tamaño de la barrena, siendo mínimas las correcciones en aquellos casos donde el tamaño del drill collar es semejante al tamaño de la barrena, y siendo necesarias las correcciones en aquellos casos donde el diámetro de pozo sea demasiado grande, provocando incluso que no se detecten con precisión los rayos gamma emitidos por la captura de los neutrones.

Otras de las ventajas sobresalientes de los registros de neutrones LWD en comparación con los registros de neutrones operados por cable, se destacan a continuación:

- Debido a que normalmente en las velocidades del registro LWD, su tasa de perforación, son de uno o dos órdenes de magnitud menores que las velocidades del

registro a cable, la tasa de muestreo o tiempo de integración para las herramientas nucleares LWD puede ser mayor que las medidas a cable equivalentes.

- La configuración de la herramienta LWD favorece la detección de los rayos gamma, ya que el collar se considera parte del sistema de detección, actuando como un convertidor eficiente de neutrones térmicos en rayos gamma. Esto se debe a que la herramienta LWD está hecha en su mayor parte de hierro, el cual posee una longitud de retraso de neutrones rápidos alta, produciendo múltiples rayos gamma por captura.

Por otro lado, una de las herramientas de porosidad-neutrón más modernas que se emplean hoy en día dentro de los registros LWD es la herramienta de neutrón térmico compensado (CNT) por parte de la compañía Halliburton, la cual fue diseñada especialmente para aplicaciones en pozos de diámetros pequeños. Esta herramienta, a diferencia de las anteriores, emplea dos grupos de detectores de neutrones de He^3 ubicados a dos espaciamientos, llamados cercano y lejano, que detectan los rayos gamma emitidos cuando se realiza la captura de los neutrones. La gran mayoría de los rayos gamma detectados provienen de los neutrones térmicos que son capturados por los drill collars, suministrando así una respuesta de porosidad-neutrón y efectos de litología similares a los que proporcionan las herramientas operadas por cable (wireline) (Fuentes, 2021).

4.13 Herramientas de resonancia magnética nuclear LWD

La primera herramienta de resonancia magnética nuclear comercial que se comenzó a utilizar en las nuevas tecnologías de los registros LWD, fue desarrollada por NUMAR, una subsidiaria de Halliburton en el año de 1999, y se comenzó a utilizar con fines comerciales a partir del 2000 con el nombre de MRIL-WD. La herramienta se encuentra alojada en un mandril en cuya sección superior se encuentran las baterías, la electrónica que controla las mediciones y las bobinas de radiofrecuencias transmisoras y receptoras, mientras que en su porción inferior se localiza el sensor que se encuentra constituido por un imán permanente, la antena y la tubería (Ricco, 2012).

Generalmente la herramienta puede operar en dos diferentes modalidades. En una primera modalidad, las mediciones realizadas por la herramienta durante la perforación facilita adquirir experimentos de recuperación de saturación T_1 que va de 1 a 12 [ms] (milisegundos), lo que permite proveer de información completa sobre la relajación térmica de los fluidos en un reservorio, en donde los tiempos rápidos de relajación T_1 provienen del agua ligada a las arcillas, tiempos medios provienen del agua irreducible y tiempos cortos a los fluidos libres o movibles del reservorio. Mientras que, en una segunda modalidad desarrollada luego de la perforación, una vez que ya no está girando la herramienta, se obtienen secuencias de pulsos spin-ecos, utilizando secuencias de pulsos CPMG de la misma forma como se realiza con las herramientas NML operadas por cable.

Según Ricco (2012), otra herramienta similar, desarrollada por Schlumberger con el mismo propósito fue la proVISION. Esta se coloca generalmente por encima de la barrena, alojada en el drill collar de forma muy similar a las herramientas eléctricas de imágenes, herramientas de neutrones, densidad, etc. y permite obtener los tiempos de relajación térmica T_1 y T_2 tanto de manera estacionaria durante la perforación del pozo, o bien deslizando la tubería de perforación a través del agujero. Estas mediciones se logran transmitir a superficie efectivamente por medio del sistema de telemetría PowerPulse MWD, minimizando en gran medida la pérdida de información.

Por último, la compañía Baker Hughes desarrolló igualmente su propia herramienta de resonancia magnética nuclear utilizando la tecnología de los registros durante la perforación, y la llamó con el nombre de MagTrak (Ricco, 2012).

5. Registro de temperatura

5.1 Temperatura de formación y distribución de temperatura del subsuelo

La temperatura en un pozo es un factor crucial que afecta diversas propiedades del lodo, sus derivados y las formaciones circundantes. La resistividad del lodo y del agua de formación, por ejemplo, se ven influenciadas significativamente por las condiciones térmicas. Por lo tanto, es esencial tener conocimiento de la distribución de temperatura en el pozo para realizar un análisis de registro preciso.

La temperatura también tiene un impacto en la electrónica y los sensores de la herramienta utilizada en los registros. Es importante considerar la temperatura máxima presente en el pozo, ya que esto determina el diseño y la selección adecuada de la herramienta para asegurar su funcionamiento óptimo (Bassiouni, 1994).

La temperatura de la Tierra aumenta con la profundidad porque el núcleo está extremadamente caliente (5200 [°C]). Aproximando la corteza terrestre que rodea un pozo por una losa infinita y homogénea de conductividad térmica constante, k_h , podemos expresar la conducción de calor usando la ley de Fourier:

$$\dot{Q} = k_h A \left(\frac{dT}{dz} \right);$$

Donde:

\dot{Q} = Tasa de flujo de calor.

$\frac{dT}{dz}$ = Gradiente de temperatura vertical.

A = Área en ángulo recto con la dirección del flujo.

Para el flujo de calor a través de la corteza terrestre, la cantidad de flujo de calor a través de A es independiente del tiempo; es decir, Q es una constante. Entonces,

$$\frac{dT}{dz} = g_G;$$

Donde:

g_G = Gradiente geotérmico.

Integrando entre la superficie y la profundidad, D, obtenemos que:

$$T_f = T_s + g_G D;$$

De acuerdo con la ecuación anterior, la temperatura del subsuelo varía de forma lineal con la profundidad (Figura 51). Sin embargo, diversas observaciones indican que la temperatura media anual del aire, T_a , en la superficie del suelo es menor que la temperatura T_s , resultante de la extrapolación de la tendencia lineal de la temperatura en el subsuelo (Bassiouni, 1994). Es importante tener en cuenta estas variaciones para un análisis preciso de las condiciones térmicas en el pozo y su entorno cercano.

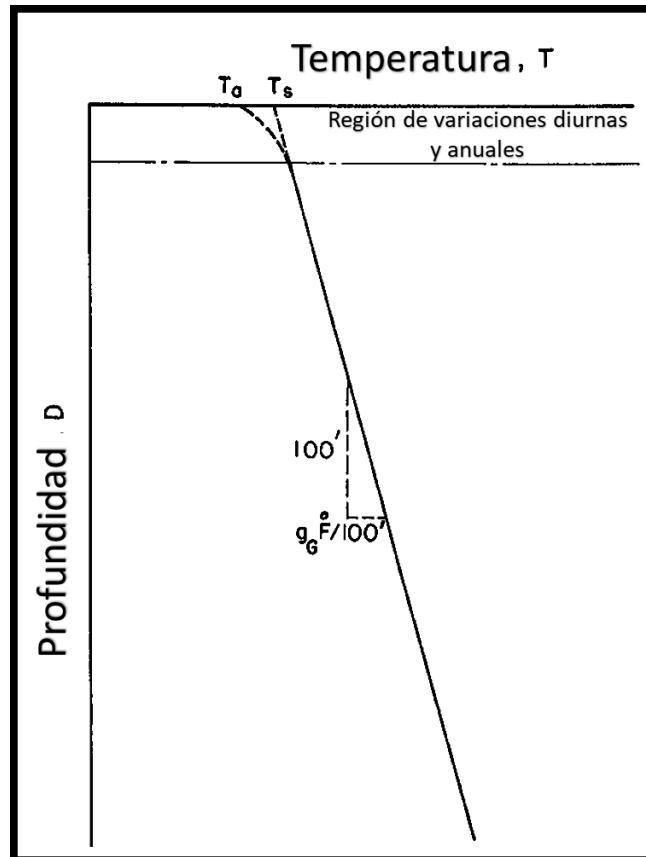


Figura 51. Ilustración de la distribución lineal de la temperatura en el subsuelo (Modificado de Bassiouni, 1994).

En general, la conductividad térmica de las formaciones geológicas atravesadas por un pozo no es constante. Se presentan valores típicos de conductividad térmica para ciertos materiales

presentes en el entorno del pozo (Tabla 5). Es importante considerar que la curva de distribución de temperatura lineal ideal se ve afectada por los cambios en la conductividad térmica entre distintos estratos geológicos (Figura 52).

En aplicaciones de registro, ha sido común descuidar estas variaciones locales y utilizar aproximaciones lineales para simplificar el análisis. Sin embargo, en ciertos casos, especialmente en estudios más detallados, es crucial tomar en cuenta las modulaciones locales de la conductividad térmica para obtener una evaluación precisa de las condiciones térmicas en el pozo y sus alrededores (Bassiouni, 1994). La exactitud de los resultados dependerá de la consideración adecuada de estas variaciones en la conductividad térmica.

Tabla 5. Conductividad térmica de distintos materiales (Modificado de Bassiouni, 1994).

Material	Conductividad Térmica ($10^{-3} \text{ cal}/(\text{seg} \cdot \text{cm} \cdot ^\circ\text{C})$)
Lutita	2.8 a 5.6
Arena	3.5 a 7.7
Caliza Porosa	4 a 7
Caliza Densa	6 a 8
Dolomita	9 a 13
Cuarcita	13
Yeso	3.1
Anhidrita	13
Sal	12.75
Azufre	0.6
Acero	110
Cemento	0.7
Agua	1.2 a 1.4
Aire	0.06
Gas	0.065
Aceite	0.35

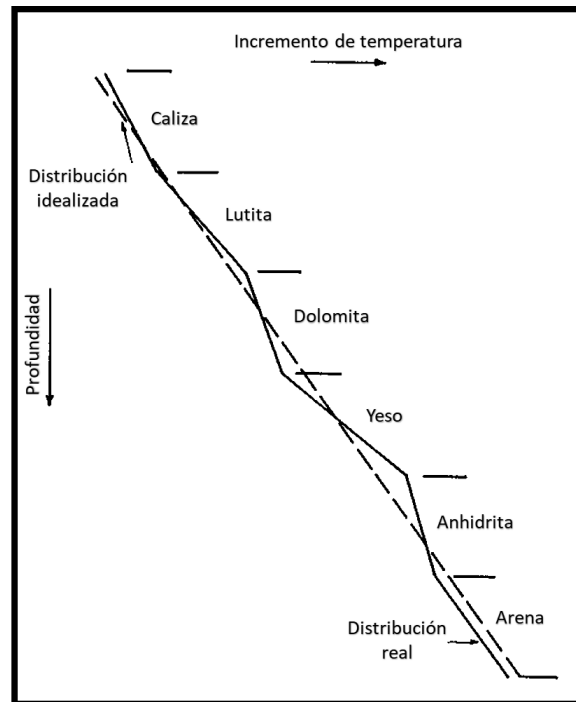


Figura 52. Esquema con la distribución real e idealizada de la temperatura del subsuelo (Modificado de Bassiouni, 1994).

5.2 Registro de temperatura

Según Bassiouni (1994), en la industria petrolera, existen herramientas disponibles que permiten medir de manera continua la temperatura en un pozo. Una de estas herramientas es la sonda de temperatura, que se compone principalmente de un alambre de platino expuesto al fluido del pozo. La variación de la resistividad del alambre con respecto a la temperatura se mide utilizando un puente Wheatstone (Un puente Wheatstone es un circuito eléctrico utilizado para medir con precisión resistencias eléctricas desconocidas), y esta relación es bien conocida. Esta sonda de temperatura de resistencia de platino tiene una resolución de aproximadamente $0.5 [^{\circ}\text{F}]$, lo que la hace adecuada para muchas aplicaciones en la industria petrolera.

Una generación más reciente de herramientas de temperatura utiliza un semiconductor tipo termistor como sensor. Los termistores son dispositivos cuyas propiedades eléctricas varían en función de la temperatura y pueden calibrarse para indicar valores precisos de temperatura. Estos termistores tienen una resolución mucho más alta que los termómetros de resistencia de platino, con una precisión de aproximadamente $0.005 [^{\circ}\text{F}]$. Además, los termistores responden rápidamente a los cambios de temperatura, lo que los hace ideales para aplicaciones donde se requiere una detección sensible y rápida de los cambios de temperatura en el pozo. La elección entre utilizar una sonda de temperatura de resistencia de platino o un termistor dependerá de las necesidades específicas de la aplicación y la precisión requerida.

para la medición de la temperatura en el pozo (Bassiouni, 1994). Ambas tecnologías ofrecen ventajas y se seleccionarán según las condiciones y los objetivos del estudio.

5.3 Principio de medición

La medición continua de la temperatura desempeña un papel crucial en las operaciones de producción en la industria petrolera. Los registros de temperatura son altamente útiles para localizar topes de cemento, detectar la entrada de gas en el pozo, identificar canales de gas y agua detrás del casing, entre otros. Estas situaciones suelen ir acompañadas de anomalías térmicas que pueden ser pequeñas, por lo que la detección precisa de estas anomalías se logra mediante el registro diferencial del gradiente de temperatura con respecto a la profundidad (Bassiouni, 1994).

Según Bassiouni (1994), el registro diferencial se obtiene mediante la memorización electrónica de la temperatura en una profundidad específica y su posterior substracción con una lectura tomada a una distancia conocida del primer punto de lectura. Esta técnica permite resaltar y analizar las variaciones localizadas en el gradiente de temperatura causadas por cambios en la conductividad térmica de diferentes estratos. En la Figura 53 se muestra una sección de un registro de temperatura que exhibe una tendencia lineal creciente con la profundidad, representando el gradiente geotérmico del pozo. Las variaciones en la pendiente de la curva se asocian a cambios en las propiedades térmicas de los estratos.

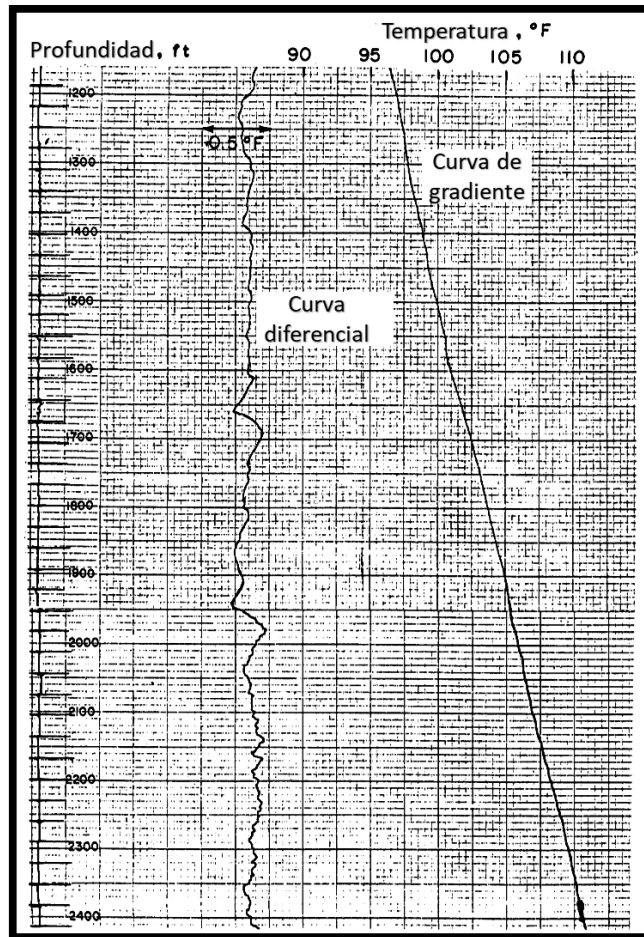


Figura 53. Esquema de un sondeo continuo de temperatura (Modificado de Bassiouni, 1994).

En este estudio de temperatura, se registraron datos dentro de la tubería de un pozo ya terminado. Las marcas de verificación a la izquierda del registro, con intervalos de aproximadamente 30 pies, corresponden a juntas de tubería. Estas uniones son detectadas mediante un sensor especial llamado localizador de cuello de carcasa, el cual generalmente se incorpora a las herramientas que se utilizan en pozos revestidos con tuberías (Bassiouni, 1994). El registro diferencial proporciona información valiosa para la evaluación de la formación y la producción del pozo, permitiendo tomar decisiones fundamentadas y optimizar las operaciones en la industria petrolera.

5.4 Principales herramientas del registro de temperatura: Termómetro indicador de máxima

Según Bassiouni (1994), en pozos abiertos, es fundamental minimizar el tiempo de adquisición de registros, ya que prolongar la exposición del orificio aumenta el riesgo de complicaciones en la perforación, lo que afecta tanto la seguridad como los costos operativos. Para reducir la cantidad de ejecuciones de registro, se puede optar por ejecutar múltiples

herramientas de forma simultánea. Sin embargo, la cantidad de datos que se puede recopilar durante una ejecución está limitada por las propiedades eléctricas y mecánicas del cable de registro utilizado. Con el fin de optimizar la adquisición de datos, siempre es preferible obtener algunos de los registros sin la necesidad de transmitirlos a través del cable. Esto se logra mediante el uso de herramientas de registro inalámbricas o por tecnologías que permitan almacenar los datos localmente en la herramienta y luego recuperarlos después de su retiro del pozo. La adquisición de datos sin transmisión por cable ayuda a agilizar las operaciones de registro y a reducir el tiempo de exposición del pozo abierto, disminuyendo los riesgos asociados y aumentando la eficiencia de la adquisición de datos (Castrejón, 2010).

La medición de la temperatura de fondo de pozo es un ejemplo de datos que se pueden recopilar sin el uso de cables. Para determinar el gradiente de temperatura y, en última instancia, la temperatura a cualquier profundidad deseada, solo se necesitan dos valores de temperatura en diferentes profundidades. Uno de estos valores es la temperatura cerca de la superficie, T_s , que puede ser determinada fácilmente antes de realizar las operaciones de registro. El otro valor necesario es la temperatura en el fondo del pozo, que se puede medir con un termómetro indicador de máxima. Este tipo de termómetro es capaz de registrar la temperatura máxima alcanzada durante la bajada del equipo al pozo, proporcionando así el valor requerido para el cálculo del gradiente de temperatura. Al asumir una distribución de temperatura lineal entre la superficie y el fondo del pozo, esta información permite definir el gradiente de temperatura y, por consiguiente, conocer la temperatura en cualquier profundidad del pozo sin necesidad de recopilar más datos de temperatura durante la operación de registro (Bassiouni, 1994).

El termómetro de indicación máxima se basa en un principio similar al de un termómetro médico. Consiste en un tubo capilar conectado a un depósito de vidrio lleno de mercurio. Justo encima del depósito de mercurio, hay una restricción en el tubo capilar. Cuando el mercurio se calienta, se expande y asciende por el tubo capilar, que está graduado para leer la temperatura. La restricción evita que el mercurio retroceda hacia el depósito, de modo que el termómetro registra la temperatura más alta a la que ha sido expuesto. Este tipo de termómetro se utiliza exclusivamente en agujeros abiertos y se encuentra alojado en una carcasa de acero, colocada en una ranura especial en la herramienta. Después de una corrida de adquisición de registros, la lectura del termómetro se considera como la temperatura de fondo de pozo (BHT), también conocida como temperatura máxima registrada (T_{bh}). Es importante tener en cuenta que ciertos efectos pueden afectar la precisión del termómetro, lo que puede resultar en valores no representativos. Además, los termómetros de mercurio tienen cierto retraso y requieren unos minutos para alcanzar el equilibrio térmico con el entorno circundante (Bassiouni, 1994; Castrejón, 2010).

En entornos de alta presión, el depósito de mercurio en el termómetro de indicación máxima puede comprimirse, lo que provoca lecturas erróneamente altas de la temperatura de fondo de pozo (BHT) (Bassiouni, 1994). Además, si las condiciones del pozo ocasionan vibraciones y sacudidas en la herramienta, el mercurio en el tubo capilar podría retroceder, dando lugar a lecturas erróneamente bajas. Para verificar y corregir estos posibles efectos, se acostumbra a utilizar más de un termómetro. Al emplear múltiples termómetros, es posible obtener

mediciones más precisas y confiables de la temperatura en el fondo del pozo, asegurando una mayor calidad en los datos de registro.

5.5 Cálculos de gradiente y temperatura de formación

Según Bassiouni (1994), la temperatura máxima registrada (T_{bh}) se utiliza para calcular el gradiente geotérmico, g_G .

$$g_G = \left[\frac{T_{bh} - T_s}{D_{bh}} \right] 100;$$

Donde:

D_{bh} = Profundidad total (TD) del pozo registrado.

g_G = Gradiente geotérmico promedio expresado prácticamente en $\frac{^{\circ}F}{100}$ [ft] o $\frac{^{\circ}C}{100}$ [m], dependiendo de las unidades utilizadas.

En la mayoría de los casos, la temperatura cerca de la superficie, T_s , cae entre 60 y 80 [°F]. Se puede asumir un valor promedio de 70 [°F]. La temperatura de formación, T_f , a cualquier profundidad, D , se calcula a partir de la ecuación

$$T_f = T_s + g_G \left(\frac{D}{100} \right);$$

El gradiente geotérmico, que representa el cambio de temperatura con respecto a la profundidad en el subsuelo, puede variar en diferentes regiones debido a la estructura geológica del área. Para visualizar la variación geográfica del gradiente geotérmico, se utilizan mapas de contorno que muestran cómo cambia esta característica a lo largo de un territorio específico. El mapa a continuación (Figura 54) representa las áreas del continente medio y la costa del golfo de los Estados Unidos.

Es importante destacar que estos mapas de contorno deben actualizarse regularmente a medida que se disponga de más datos sobre la relación entre temperatura y profundidad. La actualización periódica de estos mapas permite mantener la precisión de la información proporcionada y tener en cuenta cualquier nueva información recopilada sobre las condiciones geotérmicas en la región (Bassiouni, 1994).

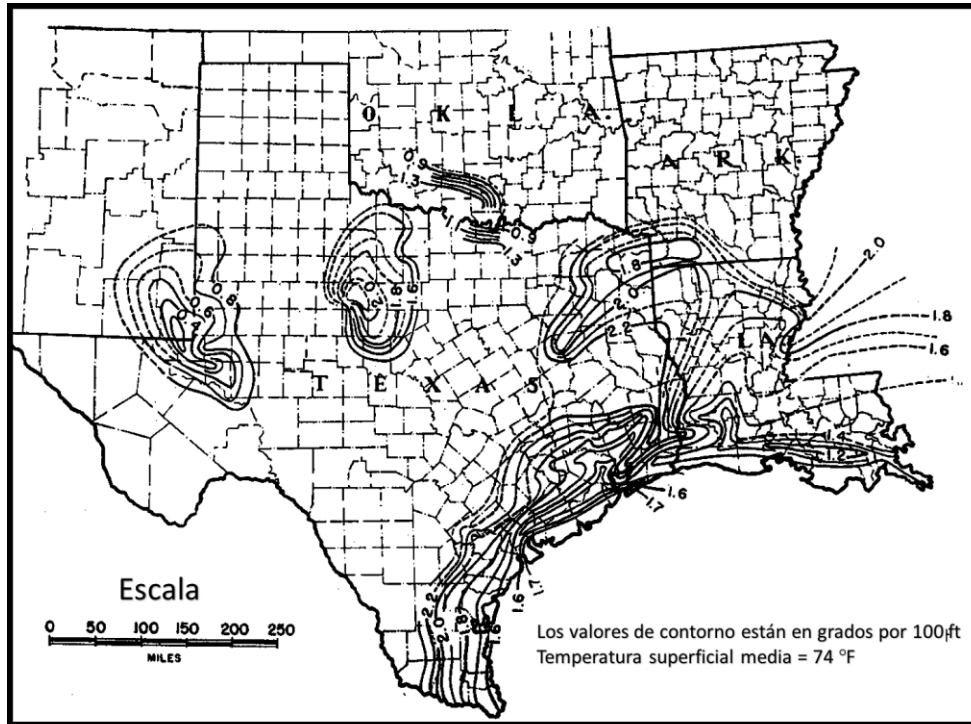


Figura 54. Mapa de contorno de gradientes geotérmicos en el área de la costa del golfo de Estados Unidos y del continente medio (Modificado de Bassiouni, 1994).

5.6 Temperatura de formación estática

Según Bassiouni (1994), durante el proceso de perforación de un pozo, se utiliza lodo de perforación para mantener el control en la presión del pozo y transportar los recortes de roca desde el fondo hasta la superficie. Al inicio de la circulación del lodo, este se encuentra a una temperatura relativamente baja. A medida que el lodo circula desde la tubería de perforación hacia el espacio anular entre la tubería y las paredes del pozo, se va calentando debido al intercambio de calor con la formación subterránea. Este calentamiento del lodo continúa a medida que asciende por el espacio anular, ya que la formación subterránea es más caliente que el lodo. Sin embargo, a cierta profundidad, la temperatura del lodo se vuelve más alta que la de la formación, y en este punto, el calor fluye desde el lodo hacia la formación. Este ciclo de calentamiento y enfriamiento del lodo continúa durante todo el proceso de perforación y limpieza del pozo.

Una vez que se alcanza la profundidad objetivo y se completa la perforación, se inicia la fase de limpieza del pozo. Durante esta etapa, el lodo se sigue circulando durante algunas horas para eliminar todos los recortes de roca y asegurar que el pozo esté limpio y libre de obstrucciones. Una vez que se considera que el pozo está limpio, se detiene la circulación del lodo, se retira la tubería de perforación y se procede a realizar los registros del pozo utilizando la herramienta de registro (Bassiouni, 1994).

Cuando se detiene la circulación del lodo en el pozo, la temperatura del lodo en el fondo del pozo, T_m , tiende a ser más baja que la temperatura de la formación circundante, T_f . La Figura 55 representa un esquema de la distribución radial de la temperatura alrededor del pozo en función del tiempo transcurrido desde que se detuvo la circulación, δt . A medida que pasa el tiempo desde la detención de la circulación, la temperatura del lodo en el fondo del pozo tiende a aumentar gradualmente hasta alcanzar la temperatura de formación, T_f .

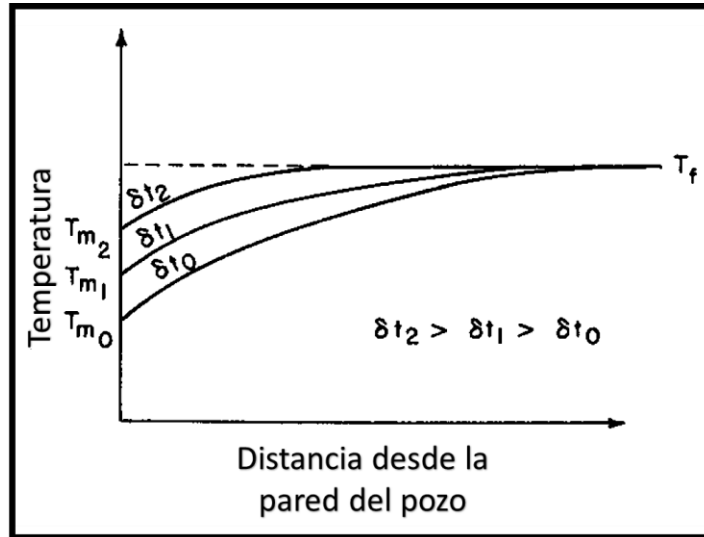


Figura 55. Esquema con la distribución de temperatura alrededor de un pozo en diferentes intervalos de tiempo desde que se detuvo la circulación (Modificado de Bassiouni, 1994).

El termómetro de indicación máxima registra la temperatura del lodo, que es más baja que la temperatura de formación (Figura 56). La diferencia entre T_f y la temperatura máxima registrada depende de varios factores, como el tiempo δt que tarda el termómetro en llegar al fondo del pozo después de detenerse la circulación, la temperatura inicial del lodo en $\delta t=0$ (momento en que se detuvo la circulación por primera vez) y el volumen de lodo que debe calentarse, lo cual es proporcional al diámetro del pozo. Estos factores influirán en el tiempo que tomará al termómetro alcanzar la temperatura de la formación. Suponiendo que la acumulación de temperatura es similar a la acumulación de presión, la temperatura del lodo frente al tiempo se puede expresar como:

$$T_m(\delta t) = T_f - C \log \left(\frac{\delta t}{t + \delta t} \right);$$

Donde:

t = Tiempo de circulación del lodo.

δt = Tiempo transcurrido desde que se detuvo la circulación.

$T_m(\delta t)$ = Temperatura del lodo en el tiempo δt .

T_f = Temperatura de formación estática.

C = Constante.

La gráfica de Horner, utilizada en el análisis de acumulación de presión, puede emplearse para determinar la temperatura de formación, T_f , siempre que se disponga de lecturas del termómetro de indicación máxima en diferentes tiempos transcurridos desde que se detuvo la circulación del lodo, δt , y se conozca el tiempo total de circulación del lodo, t .

Generalmente, se obtienen múltiples valores de $T_m(\delta t)$ al realizar varias ejecuciones de registro para obtener los datos necesarios. El tiempo de circulación, t , no es parte de los datos estándar recopilados y registrados por el ingeniero registrador. Afortunadamente, la estimación de T_f mediante la gráfica de Horner no es muy sensible al valor de t , el cual puede obtenerse a partir de los registros de perforación. En caso de que los registros de perforación no sean fácilmente accesibles, es posible estimar t a partir de la profundidad del pozo. Esta estimación se basa en el intervalo de tiempo requerido para una o dos circulaciones completas del lodo en el pozo (Bassiouni, 1994).

Una gráfica de $T_m(\delta t)$ frente a $\left(\frac{\delta t}{t+\delta t}\right)$ en papel semilogarítmico (Figura 57) es una línea recta.

En resumen, la gráfica de Horner y el conocimiento del tiempo de circulación del lodo nos permiten estimar la temperatura de formación, lo que es fundamental para realizar un análisis adecuado de la distribución de temperatura en el pozo y comprender su comportamiento térmico.

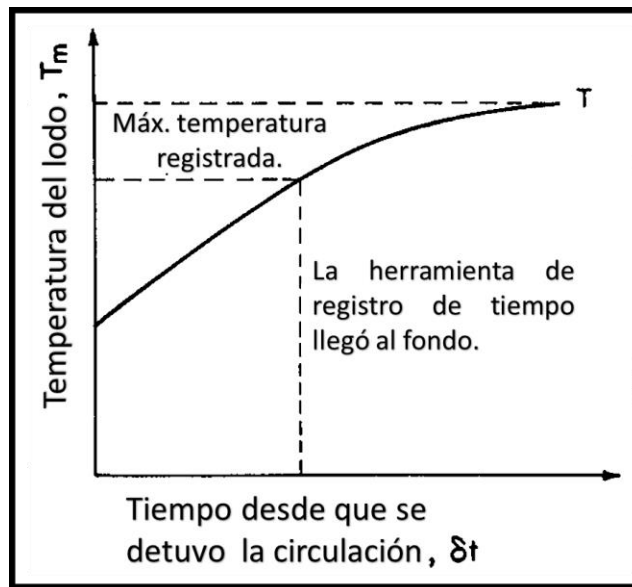


Figura 56. Esquema con la temperatura del lodo frente al tiempo transcurrido desde que se detuvo la circulación (Modificado de Bassiouni, 1994).

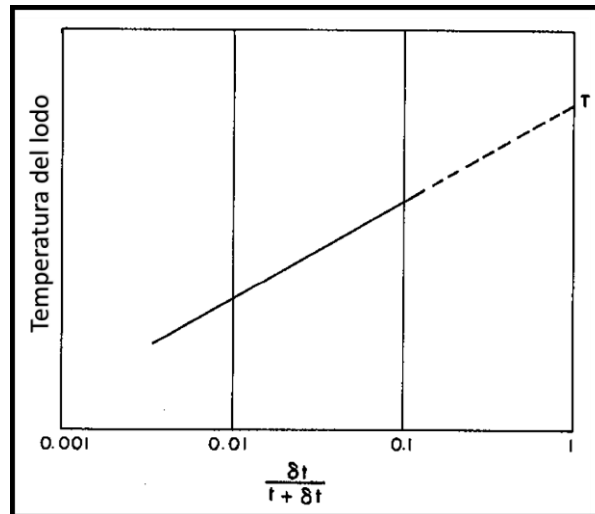


Figura 57. Gráfica tipo Horner para la acumulación de temperatura del lodo (Modificado de Bassiouni, 1994).

5.7 Distribución de temperatura en pozos profundos

Según Bassiouni (1994), los pozos profundos se perforan en secciones, y después de perforar cada sección, se realizan corridas de registros para obtener información sobre las condiciones del pozo. Cada sección se registra y se reviste antes de proceder con la perforación de la siguiente sección, utilizando una barrena más pequeña. Además de las corridas de registros realizadas en la profundidad objetivo de cada sección, también se ejecutan registros a profundidades intermedias para verificar condiciones anormales, como zonas de transición de presión, que pueden indicar la presencia de un intervalo de presión inusual.

Al graficar la temperatura máxima registrada en cada profundidad de registro, se obtiene una gráfica (Figura 58). Esta gráfica exhibe dos segmentos lineales con pendientes marcadamente diferentes, lo que corresponde a diferentes gradientes geotérmicos. Este cambio de pendiente, conocido como "codo", también se observa en pozos perforados a lo largo de la costa del golfo de EE. UU. y en Oklahoma. El análisis de estas gráficas de temperatura máxima registrada en diferentes profundidades es crucial para comprender la variación del gradiente geotérmico en el pozo y puede proporcionar información valiosa sobre la estructura geológica del subsuelo y las condiciones térmicas del pozo (Bassiouni, 1994).

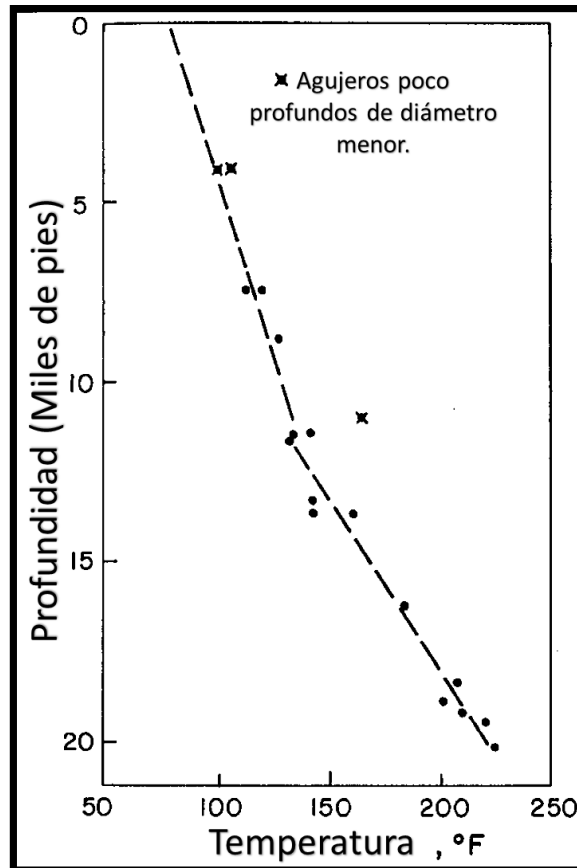


Figura 58. Esquema con las temperaturas de fondo de pozo obtenidas en pozos perforados en el condado de Pecos, TX (Modificado de Bassiouni, 1994).

Es cierto que existen varias explicaciones posibles para el cambio de pendiente en la gráfica de temperatura/profundidad en pozos profundos. La variación del gradiente geotérmico puede ser influenciada por diversos factores, y algunas de las explicaciones comúnmente consideradas no parecen aplicar en este caso específico.

Una explicación que podría descartarse es el cambio drástico en el rango de conductividades térmicas de las formaciones. A menudo, un cambio significativo en las conductividades térmicas de las formaciones puede producir un cambio en el gradiente geotérmico, pero en este caso, las formaciones poco profundas presentan conductividades térmicas más bajas debido a una consolidación reducida y porosidades más altas, lo cual no justifica el cambio de pendiente observado. Tampoco se puede atribuir el cambio de pendiente a una transición de un ambiente de presión normal a uno anormal, ya que la parte superior de la zona geopresionada no siempre se correlaciona con la profundidad del codo en la curva de temperatura/profundidad (Bassiouni, 1994). Otra explicación posible es la variación en el diámetro del pozo. Los pozos profundos suelen tener un diámetro grande cerca de la superficie y un diámetro más pequeño en la sección más profunda. Esto puede afectar la cantidad de lodo que necesita calentarse después de detener la circulación. Sin embargo, nuevamente, la correlación entre los tamaños de los agujeros y las pendientes de las tendencias de temperatura es débil.

Dada la falta de correspondencia con estas explicaciones, el cambio de pendiente en la gráfica de temperatura/profundidad puede deberse a otras complejas interacciones entre las propiedades geotérmicas del subsuelo y las condiciones de flujo de calor en el pozo. Es necesario llevar a cabo un análisis más detallado y considerar otros factores para comprender completamente la razón detrás de este cambio en el gradiente geotérmico (Bassiouni, 1994).

Es cierto que las suposiciones de una distribución de temperatura lineal, que han sido utilizadas en ecuaciones anteriores para calcular el gradiente geotérmico, pueden no ser válidas en pozos profundos. De hecho, la distribución real de temperatura en pozos profundos suele seguir una curva más compleja (Figura 59).

En la sección superior del pozo, la curva de temperatura puede aproximarse mediante un segmento lineal A, como se observó en pozos poco profundos en el pasado. Esto llevó a confiar en la suposición de una distribución lineal de temperatura en esas situaciones. Sin embargo, en pozos más profundos, se observa una desviación significativa de la distribución lineal. La parte inferior de la curva puede aproximarse mediante otro segmento lineal B. Cuando estos dos segmentos lineales A y B se encuentran, se forma un codo (Figura 58). Es importante notar que asumir una distribución lineal en pozos profundos puede conducir a una representación inexacta de la temperatura de formación (Bassiouni, 1994).

Por ejemplo, si se define un gradiente geotérmico basado en la temperatura T1 obtenida a una profundidad intermedia y se utiliza para la parte más profunda del pozo, se podría subestimar la temperatura de formación. Por otro lado, definir un gradiente basado en la temperatura T2 medida en la profundidad total del pozo (TD) podría resultar en una sobreestimación de la temperatura de formación.

La representación adecuada de la distribución de temperatura en pozos profundos requiere la disponibilidad de datos a profundidades por encima del codo formado por los segmentos lineales A y B, lo cual no siempre es posible debido a las limitaciones en la adquisición de registros a esas profundidades (Bassiouni, 1994). Es fundamental considerar estas complejidades para obtener estimaciones precisas de la temperatura de formación en pozos profundos.

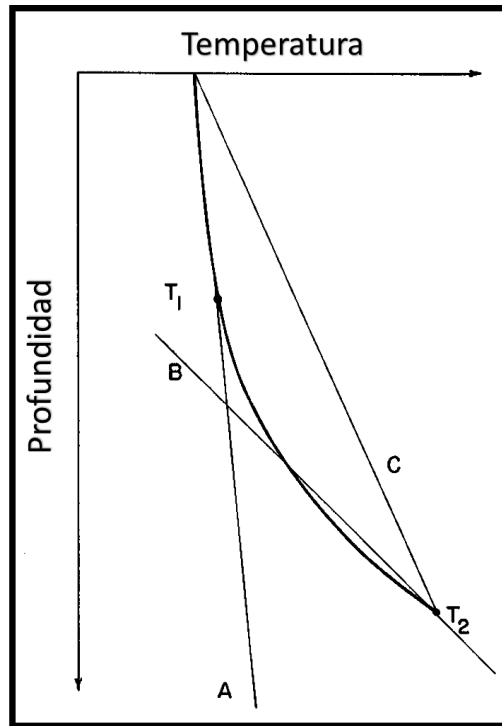


Figura 59. Esquema con la distribución de temperatura en pozos profundos (Modificado de Bassiouni, 1994).

5.8 Presentación del registro

La representación gráfica de los datos de temperatura (Figura 58) en papel semilogarítmico da como resultado una tendencia lineal (Figura 60). Parcelas similares preparadas para el área de la costa del golfo de Estados Unidos también mostraron tendencias lineales. Esta observación sugirió que la relación temperatura/profundidad se puede expresar empíricamente como

$$T_f = T_s e^{m_t D};$$

Donde:

m_t = Constante relacionada con la pendiente de la tendencia lineal en el gráfico semilogarítmico.

m_t varía de una región a otra y posiblemente de un pozo a otro. La principal ventaja de la gráfica semilogarítmica de temperatura versus profundidad es que una curva caracterizada por una constante m_t expresa la distribución de temperatura desde la parte superior hasta la parte inferior del pozo. Con un parámetro, m_t , se pueden construir mapas de contorno para dar la variación de temperatura independientemente de la profundidad del pozo (Bassiouni, 1994).

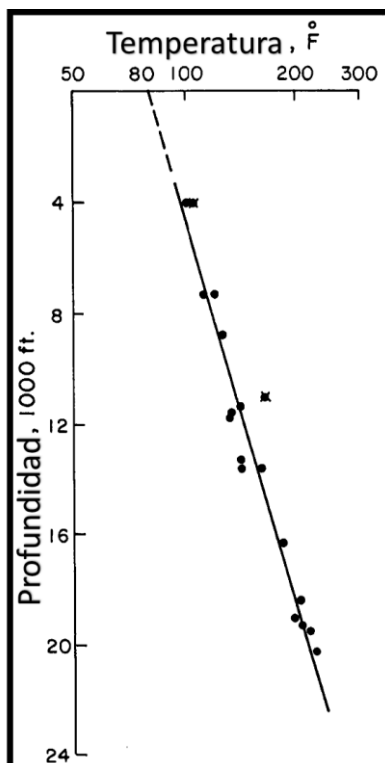


Figura 60. Gráfica semilogarítmica de los datos de temperatura obtenidos en pozos perforados en el condado de Pecos, TX (Modificado de Bassiouni, 1994).

5.9 Correcciones en los Registros de Temperatura y el Termómetro Indicador de Máxima en Pozos de Exploración

La medición y registro precisos de la temperatura en pozos de exploración desempeñan un papel fundamental en la caracterización y evaluación de la formación geológica circundante. Sin embargo, debido a las complejidades asociadas con las condiciones cambiantes del entorno, es esencial aplicar correcciones adecuadas para obtener estimaciones confiables y precisas de la temperatura de formación.

Uno de los dispositivos utilizados en esta tarea es el termómetro de indicación máxima, que opera mediante un principio similar al de los termómetros médicos. Consiste en un tubo capilar conectado a un depósito de mercurio, donde el mercurio se expande y sube en el capilar, proporcionando una lectura de la temperatura más alta a la que ha estado expuesto. Este tipo de termómetro se ejecuta comúnmente en pozos abiertos y su diseño compacto permite su colocación en una ranura especial en la herramienta de registro (Bassiouni, 1994).

El proceso de adquisición de registros de temperatura en pozos de exploración enfrenta diversos desafíos, como las variaciones en la conductividad térmica de las formaciones penetradas, los cambios en el diámetro del pozo y las fluctuaciones en la distribución de

temperatura con la profundidad. Estos factores pueden conducir a mediciones erróneas y distorsionar la interpretación de los datos obtenidos.

Para abordar estas cuestiones, se aplican correcciones específicas, especialmente en pozos profundos donde las suposiciones de una distribución de temperatura lineal pueden no ser válidas. La distribución real de temperatura puede seguir una curva más compleja (Figura 59). Esta distribución puede aproximarse mediante segmentos lineales A y B, formando un codo que requiere correcciones precisas en la interpretación.

La gráfica de Horner (Figura 58) se utiliza para estimar la temperatura de formación (T_f) a partir de las lecturas del termómetro de indicación máxima obtenidas a diferentes tiempos desde que se detuvo la circulación del lodo de perforación. Esto implica que se requiere un conjunto de datos a profundidades por encima del codo para obtener una representación más precisa de la temperatura de formación. Además, el tiempo de circulación del lodo (t) es un factor crítico en esta estimación. Si los registros de perforación no están fácilmente disponibles, se puede estimar t a partir de la profundidad del pozo y el volumen de lodo a calentar. La estimación de t permite calcular de manera más precisa el gradiente geotérmico y, por lo tanto, la temperatura de formación en profundidades desconocidas (Bassiouni, 1994).

En conclusión, la corrección de los registros de temperatura, especialmente en el caso del termómetro de indicación máxima, es esencial para obtener estimaciones confiables de la temperatura de formación en pozos de exploración. La consideración de las variaciones geotérmicas y las condiciones específicas del pozo es crucial para evitar errores en la interpretación de los datos. El uso de herramientas y técnicas avanzadas, junto con la actualización continua de la información disponible, contribuirá a una mejor caracterización y evaluación de las formaciones geológicas en pozos de exploración.

5.10 Aplicaciones

La medición precisa de la temperatura en la industria petrolera juega un papel crítico en diversas aplicaciones que abarcan desde la exploración y producción de petróleo hasta el monitoreo de condiciones de pozos y la seguridad operativa. Esta información es esencial para la caracterización de formaciones geológicas, la identificación de problemas en los pozos y la toma de decisiones fundamentales para optimizar la producción y la eficiencia (Bassiouni, 1994). A continuación, se presentan algunas de las aplicaciones más relevantes de la medición de temperatura en la industria petrolera:

- **Determinación de la temperatura de formación:** La medición precisa de la temperatura de formación en pozos de exploración permite caracterizar las propiedades geológicas de las formaciones circundantes, lo que es esencial para identificar zonas productoras de petróleo y evaluar la viabilidad de un pozo para su explotación. Los registros de temperatura se utilizan para estimar el gradiente geotérmico y evaluar las propiedades

térmicas de las formaciones, proporcionando información valiosa para la toma de decisiones en la etapa de exploración.

- **Monitoreo de la producción:** La temperatura en el fondo de pozo se utiliza para monitorear la producción de petróleo y gas a lo largo del tiempo. Cambios en la temperatura pueden indicar la presencia de agua o gas en el pozo, así como la entrada de fluidos de formación indeseados. Este monitoreo es esencial para optimizar la producción y garantizar la eficiencia de los procesos de extracción.
- **Identificación de anomalías y problemas:** Las variaciones inesperadas en la temperatura del pozo pueden indicar la presencia de problemas, como fugas en la tubería de revestimiento o zonas de alta presión. Las herramientas de medición de temperatura son fundamentales para identificar estas anomalías y permiten tomar medidas correctivas antes de que se conviertan en problemas graves.
- **Determinación de intervalos de presión anómalos:** Los registros de temperatura a diferentes profundidades permiten identificar intervalos de presión anormal, que pueden ser indicativos de acumulaciones de petróleo o gas. Esta información es esencial para la planificación de la perforación y producción, ya que puede guiar la ubicación de zonas potencialmente productoras.
- **Monitoreo de la seguridad y condiciones del Pozo:** La medición continua de la temperatura en el pozo permite monitorear las condiciones operativas y de seguridad. Variaciones inesperadas en la temperatura pueden indicar problemas mecánicos, corrosión o cambios en la formación. Este monitoreo constante es crucial para garantizar la integridad y seguridad del pozo.

En resumen, la medición de temperatura en la industria petrolera es una herramienta esencial para la caracterización de formaciones geológicas, la identificación de problemas en los pozos y la optimización de la producción. La información proporcionada por los registros de temperatura es fundamental para la toma de decisiones informadas y seguras en todas las etapas del ciclo de vida de un pozo, desde la exploración hasta la producción y el monitoreo continuo de su seguridad operativa. El uso de tecnologías avanzadas y técnicas de corrección precisa asegura la obtención de datos confiables y precisos que contribuyen al éxito y la eficiencia de las operaciones petroleras (Bassiouni, 1994).

Ejercicios

Ejemplo 1. Se mide una temperatura máxima de 216 [°F] en un pozo perforado a 14,600 [ft] TD.

- a. Calcula el gradiente geotérmico.
- b. Calcule la temperatura de una formación situada a 12,000 [ft].
- c. Investigue las sensibilidades del gradiente calculado y de la temperatura de formación a temperaturas superficiales entre 60 y 80 [°F].

Solución

a. Usando la ecuación:

$$g_G = \left[\frac{T_{bh} - T_s}{D_{bh}} \right] 100;$$

y suponiendo una temperatura superficial de 70 [°F] se obtiene:

$$g_G = \left[\frac{216 - 70}{14,600} \right] 100 = \frac{1 [^{\circ}F]}{100 [ft]};$$

b. Usando la ecuación:

$$T_f = T_s + g_G \left(\frac{D}{100} \right);$$

se obtiene:

$$T_f = 70 + 1 \left(\frac{12,000}{100} \right) = 190 [^{\circ}F];$$

c. Se calculan gradientes geotérmicos de 1.068 y 0.932 °F/100 [ft] y temperaturas de formación de 188 y 192 [°F] con temperaturas superficiales de 60 y 80 [°F], respectivamente.

La desviación en el gradiente calculado es de sólo ± 0.068 °F/100 [ft] o $\pm 16.8\%$. La desviación en la temperatura de formación calculada es de ± 2 [°F], o sólo $\pm 1.1\%$. La sensibilidad a la temperatura superficial supuesta en el rango de 60 a 80 [°F] es muy pequeña en este caso. Generalmente disminuye a medida que aumenta la TD. La sensibilidad a la temperatura superficial supuesta se muestra gráficamente en la figura 61. La separación entre las dos tendencias ilustradas es muy pequeña en la parte inferior del agujero, que suele ser la parte de interés práctico.

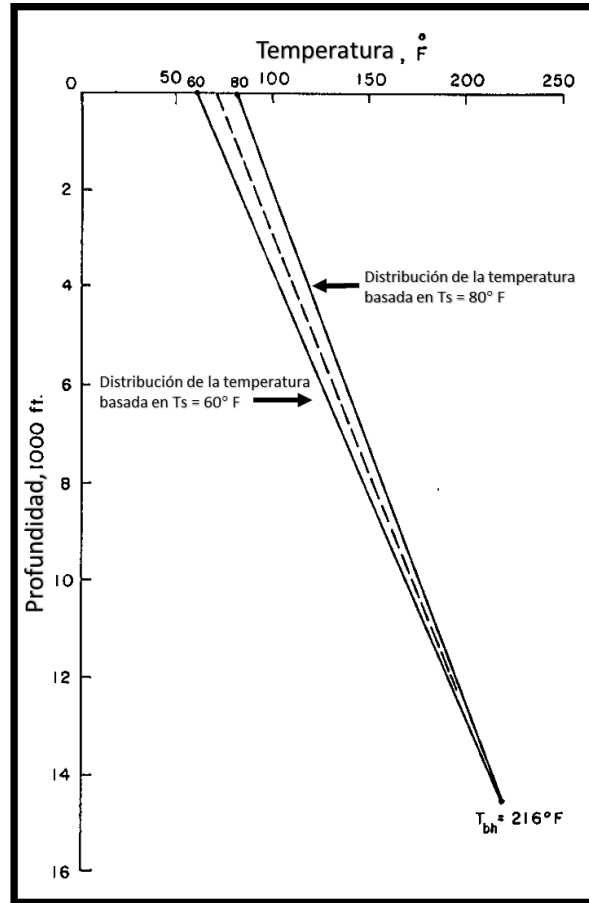


Figura 61. Sensibilidad a la temperatura superficial supuesta en el rango de 60 a 80 °F para el ejemplo 1 (Modificado de Bassiouni, 1994).

Ejemplo 2. La perforación de un pozo de 16,200 [ft] finalizó a la 1:30 a.m. Luego, el lodo se hizo circular hasta las 4:00 a.m. Tres herramientas de registro se utilizaron sucesivamente hasta TD. A continuación, se muestran el tipo de herramienta, la hora en que la herramienta salió del fondo y las temperaturas máximas registradas:

Herramienta	Hora en que la herramienta salió del fondo	Temperaturas máximas registradas
Inducción	12:15	241
Densidad	15:00	257
Neutrón	17:30	262

a. Estimar T_f a 16,200 [ft].

b. Calcule g_G .

c. Si la salinidad del agua de formación es de 100,000 [ppm], determine el error en el cálculo de saturación de hidrocarburos que se basa en 241 [°F] en lugar de la temperatura estática estimada en la parte a.

Solución.

a. $t = 2.5$ horas.

Herramienta	T_m (°F)	δt	$\frac{\delta t}{t + \delta t}$
Inducción	12:15	8.25	0.767
Densidad	15:00	11.0	0.815
Neutrón	17:30	13.50	0.844

La figura 62 muestra una gráfica de T_m frente a:

$$\log \left[\frac{\delta t}{t + \delta t} \right];$$

Extrapolando el mejor ajuste a través de los tres puntos de datos a:

$$\frac{\delta t}{t + \delta t} = 1;$$

se obtiene $T=297$ [°F].

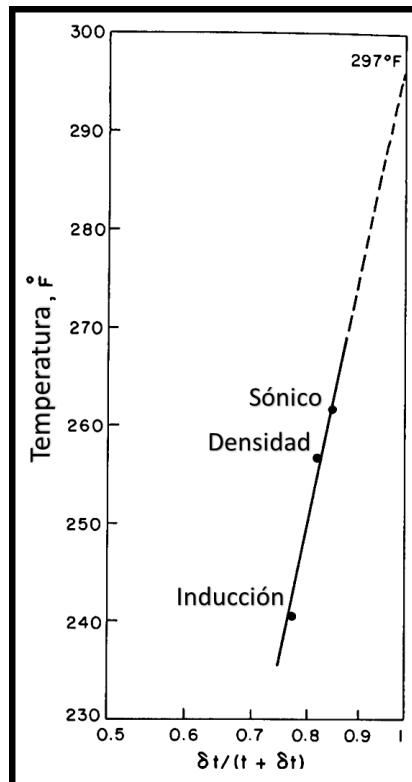


Figura 62. Gráfico tipo Horner para el aumento de temperatura del ejemplo 2 (Modificado de Bassiouni, 1994).

b. Suponiendo $T_s = 70 [^{\circ}F]$ y usando la ecuación:

$$g_G = \left[\frac{T_{bh} - T_s}{D_{bh}} \right] 100;$$

se obtiene:

$$g_G = \left[\frac{297 - 70}{16,200} \right] 100 = \frac{1.4 [^{\circ}F]}{100 [ft]};$$

c. Sean S_{w1} y S_{w2} los valores de saturación de agua calculados con 241 [$^{\circ}F$] y 297 [$^{\circ}F$], respectivamente. Debido a que la temperatura de formación utilizada afecta sólo el valor calculado de R_w , entonces:

$$S_{w1} = \left(\frac{FR_{w1}}{R_t} \right)^{\frac{1}{2}};$$

$$S_{w2} = \left(\frac{FR_{w2}}{R_t} \right)^{\frac{1}{2}};$$

y la variación relativa de la saturación de agua se puede expresar como:

$$\frac{\Delta S_w}{S_w} = \frac{S_{w1} - S_{w2}}{S_{w2}} = \frac{R_{w1}^{\frac{1}{2}} - R_{w2}^{\frac{1}{2}}}{R_{w2}^{\frac{1}{2}}};$$

De la figura 63, $R_{w1} = 0.0255 [\Omega \cdot m]$, $R_{w2} = 0.0210 [\Omega \cdot m]$, y $\frac{\Delta S_w}{S_w} = 0.10 = 10\%$.

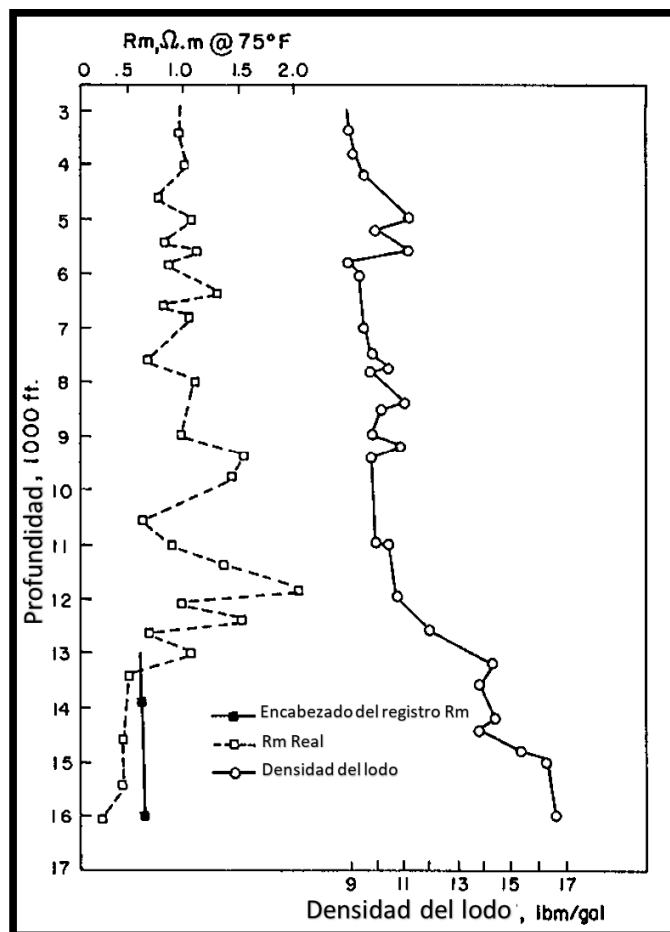


Figura 63. Encabezado de registro, R_m , y variación a corto plazo de R_m y ρ_m contra profundidad para un pozo del condado de Brazoria, TX (Modificado de Bassiouni, 1994).

Referencias del capítulo

ALSABAA, A. and Elkatatny, S. (2021). Improved tracking of the rheological properties of max-bridge oil-based mud using artificial neural networks. ACS Omega, 6(24), 15816-15826.

ANDERSEN, M. A., DUNCAN, B., MCLIN, R., (2013). Los núcleos en la evaluación de for-maciones. Oilfield Review, Vol. 5, no. 2. Schlumberger. Houston, Texas.

ARROYO CARRASCO, A. (1996). Bases Teóricas E Interpretación De Registros Geofísicos De Pozos. México: Facultad de Ingeniería, UNAM.

ARROYO CARRASCO, A. y ROIG SAMPEDRO F.. (1984). Apuntes De La Asignatura De Registros Geofísicos De Pozos. México: Facultad de Ingeniería, UNAM.

ASQUITH, G.B. AND GIBSON, C.R. (1982) Basic Well Log Analysis for Geologists. The American Association of Petroleum Geologists (AAPG), Tulsa.

- AZZOLA, J., Valley, B., Schmittbuhl, J., & Genter, A. (2019). Stress characterization and temporal evolution of borehole failure at the rittershoffen geothermal project.
- BAKER ATLAS. (1992, 2000, 2002). Introduction to wireline log analysis. Houston TX.
- BASSIOUNI, Z. (1994). Theory, Measurement and Interpretation of Well Logs. Tulsa, OK: SPE Textbook Series 4.
- BISBE, E. (2007). Curso Básico De Evaluación de Formaciones Para Operadores de Perforación y Producción. Cuba, pp 16-19.
- BATEMAN, R. (2012). Openhole Log Analysis and Formation Evaluation, Second Edition. Society of Petroleum Engineers. Texas, USA.
- CASTREJÓN, P. H. (2010). Apuntes de la asignatura de Petrofísica y Registros geofísicos de Pozos. Facultad de Ingeniería, UNAM. Ciudad de México.
- CÓRDOVA HERNÁNDEZ, R. (2008). Registro Geofísico Moderno de Inducción Triaxial para la Caracterización de Formaciones Laminadas. Tesis de Licenciatura. UNAM. México.
- DESBRANDES, R (1968). Théorie et Intepretation des Diagraphies. Editions Technip. Paris.
- DEWAN T. JOHN. (1983). Modern Openhole Log Interpretation. Oklahoma.
- DELHOMME, J., Pilenko, T., Cheruvier, E., & Cull, R. (1988). Reservoir applications of dipmeter logs. Journal of Petroleum Technology, 40(02), 180-186.
- ELLIS V. D., SINGER M. J. (2008). Well Logging for Earth Scientists. Second Edition, The Netherlands.
- FARMER, I. W.. Engineering Properties of Rocks. (1968). E & F.N. SPON Ltd. Londres.
- FLORES M. (2012). Caracterización De Yacimientos Petroleros Con Base En Probadores De Formación. México, DF: Facultad de Ingeniería, UNAM
- FRISCH, W., et al. (1993). Laminated Reservoir Evaluation in a Case of High Apparent Dip. doi:10.2118/26432-ms
- FUENTES, J. J. V. (2021). Manual para el profesor de la asignatura de Registros Geofísicos en Pozo. Facultad de Ingeniería, UNAM.
- GUO, J. (2022). Evaluation of coalbed methane content by using kernel extreme learning machine and geophysical logging data. Geofluids, 2022, 1-28.
- JORDAN, J. (1984) Well logging I– borehole environment, rock properties, and temperature logging. SPE Monograph Series, SPE, Dallas, TX
- KEYS (1990), Borehole geophysics applied to ground-water investigations: U. S. Geological Survey Techniques of Water-Resources Investigations, book 2, chap. E2, 150

LUTHI M. S. (2001). Geological Well Logs. Their use in reservoir modeling 2nd Part. Geological Measurements. Springer.

PASSEY, Q. R. (2010). From oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir – geologic and petrophysical characterization of unconventional shale-gas reservoirs. All Days.

PIRSON J. S. (1977). Geologic Well Log Analysis, Second Edition. Austin, Texas.

RAMÍREZ, H., & González, L. (2008). Registros Geofísicos en México. Schlumberger Offshore Services.

RASSO ZAMORA, C. (2000). Un siglo de la Perforación en México. Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos, PEMEX.

RICCO MACEDO, G. A. (2012). Principios De Medición De Los Registros Geofísicos De Pozos. México, DF: UNAM.

RIDER, M. (2000). The Geological Interpretation of Well Logs Second Edition. Scotland.

SAADA, M., Ismail, M., Lu, Y., Zhang, W., Rourke, M., and Abdelmoula, M., 2018, Measure the Effectiveness of Frac Sleeves Integrity in Multi-Stage Completions Using Multi-Finger Caliper and Acoustic Flow-Analyzer, in Proceedings, SPE Kingdom of Saudi Arabia Annual Technical Symposium and Exhibition: Dammam, Saudi Arabia, Society of Petroleum Engineers, 10 p.

SCHLUMBERGER. (2001). Medición de la resistividad detrás del revestimiento. Oilfield Review.

SCHLUMBERGER. (2004). AIT Array Induction Imager Tools. Oilfield Review.

SCHLUMBERGER. (2008). Aseguramiento del aislamiento zonal más allá de la vida de la vida productiva del pozo. Oilfield Review.

SCHLUMBERGER. (1993). ARI Azimuthal Resistivity Imager. Oilfield Review.

SERWAY, R.A., & Jewett, J.W. (2010). Física para ciencias e ingeniería: Volumen 1. Cengage Learning.

VERMA, Abhiram Kumar; Deb, Debasis; Dey, Akshay Chandan; Roy, Subrata; Singh, Ajay Kumar; Avadhani, V. L. N.; Tiwari, Rajiv Ranjan. Scientific Reports. 11/2/2021, Vol. 11 Issue 1, p1-16. 16p.

YAO, Y., Ju, X., Lu, J., & Men, B. (2017). Acoustic emission and echo signal compensation techniques applied to an ultrasonic logging-while-drilling caliper. Sensors, 17(6), 1351.

ZHAO, J., Suo, P., Sun, J., Sun, S., Cao, Z., Feng, Z., ... & Xu, L. (2019). Recent development of electromagnetic wave resistivity tools for logging-while-drilling. Acta Geologica Sinica - English Edition, 93(S1), 291-291.