

CAPITULO I. HISTORIA Y EVOLUCIÓN DE LA HERRAMIENTA FMI.

En este capítulo se hablará de forma general sobre la evolución de la herramienta de generación de Imágenes Eléctricas (*Fullbore Formation MicroImager*, *FMI* por sus siglas en inglés) o Imágenes de Pared de Pozo, destacando una de sus aplicaciones en el análisis de Yacimientos Naturalmente Fracturados.

Las imágenes de pared de pozo proporcionan información geológica de gran importancia, dependiendo del principio físico con el que opere la herramienta, por lo que la industria petrolera en años recientes ha invertido cuantiosos recursos para el desarrollo y evolución de esta tecnología (FI, UNAM, documento inédito).

I.1 Historia y Evolución de la Herramienta FMI.

Para entender la evolución de los Registros de Imagen es necesario conocer brevemente la herramienta antecesora que es la herramienta de Registros de Echados (*Continuos Dipmeter*; *CDM*, por sus siglas en inglés). El objetivo principal de ambas herramientas es el identificar e interpretar los diversos eventos geológicos que han ocurrido en la columna sedimentaria cortada por la perforación de un pozo, tales como la interpretación estructural, estratigráfica, análisis de vórgulos y el reconocimiento de las fracturas, así como las características que se presentan en los carbonatos (Schlumberger, 1999).

Desde sus inicios en 1930, el Registro *CDM* ha tenido cada vez más aplicaciones en la industria petrolera. Inicialmente empleados en la exploración para ayudar a identificar los principales rasgos geológicos estructurales que sirven como trampas de hidrocarburos, el uso del Registro de Echados se extiende hasta convertirse en la principal herramienta de registros para la descripción y caracterización litológica del subsuelo.

La principal función de la herramienta es medir la magnitud y dirección de la pendiente (Figura I.1) de los rasgos sedimentarios, como planos de estratificación, sin embargo también proporciona una medición de la geometría de la pared del pozo, incluyendo la separación de la vertical y su dirección. El principio de operación de la herramienta es la correlación que existe entre la medición continua de alguna propiedad física, realizada a lo largo de carriles que están espaciados cercanamente y paralelos. Siendo la conductividad de la formación adyacente al pozo la propiedad física a medir.

La herramienta *CDM* mide la conductividad de la formación por medio de electrodos montados en cuatro patines. Mediante la respuesta obtenida en estos electrodos, es posible determinar la inclinación del echado. Además la

herramienta cuenta con un cartucho mecánico que permite obtener la desviación, el azimut y el rumbo relativo del pozo, así como el diámetro del pozo (Figura I.2) (Schlumberger, 1971 y Alvarado, 2010).

Para una buena medición de la herramienta se requiere un medio conductor, sin embargo mediante el uso de un equipo para lodos no conductivos, es posible realizar el registro.

Un simple ejemplo del principio es cuando se registran dos pozos de sondeo y los registros muestran similitud de la misma característica geológica, en general, a diferentes profundidades. Un tercer agujero tendría que ser perforado a continuación, para definir el plano del rasgo geológico, promediando el área cubierta por los pozos (Schlumberger, 1971).

Vista de la medición en agujero sin desviación

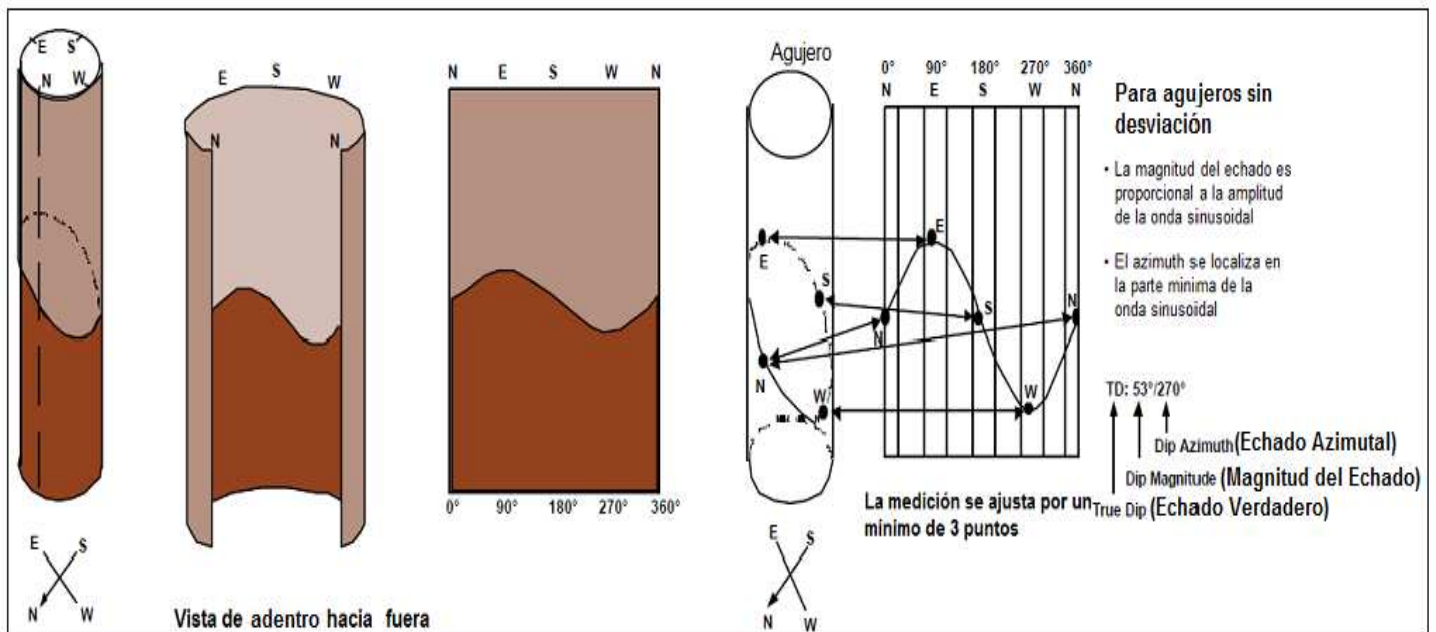


Figura I.1 Toma de la dirección y magnitud de la pendiente desde una vista cilíndrica a una vista en planta (Modificado de Schlumberger, 1999).

El registro de echados perfecciona el procedimiento de medición de la conductividad de forma simultánea en cuatro puntos distintos espaciados 90°, alrededor de la pared un solo pozo; los carriles paralelos de las mediciones al ser correlacionados son entonces separados por tan solo algunas pulgadas.

Probablemente la más importante de sus características es que se trata de una herramienta de muestreo de alta densidad proporcionando 60 lecturas por pie de profundidad del pozo, siendo así virtualmente el único registro que puede proporcionar al ingeniero geólogo una información detallada de los estratos delgados en el subsuelo.

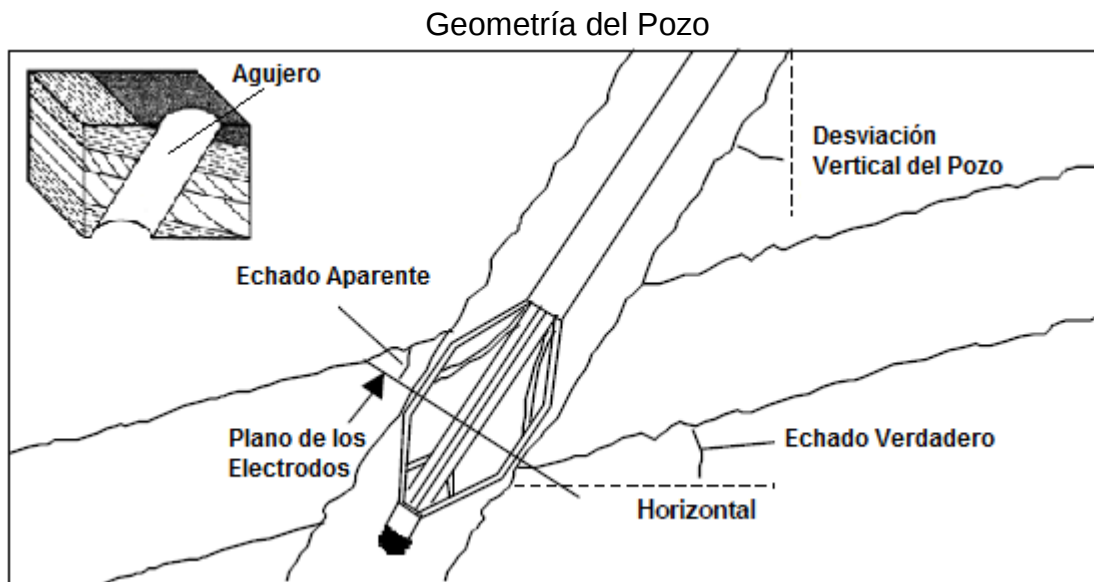


Figura I.2. Muestra la geometría que presenta el pozo, inclinación y desviación (Modificado de Schlumberger, 1999).

La industria petrolera y las compañías de servicios como el caso de Schlumberger han desarrollado tecnología de registros eléctricos de imagen con diferentes herramientas basadas en el mismo principio eléctrico tomando la conductividad de las paredes del pozo, dichas herramientas se mencionan a continuación en orden de aparición de acuerdo a su evolución en la historia de los registro eléctricos (Schlumberger, 1999).

Continuous Dipmeter (CDM) 1956

High Resolution Dipmeter Tool (HDT) 1968

Stratigraphic High Resolution Dipmeter Tool (SHDT) 1982

Formation MicroScanner (FMS) 1986

Fullbore Formation MicroImager (FMI) 1991

Durante 35 años (1956-1991) se buscó mejorar la toma de Registros de Imagen, la evolución fue de tal manera que se observa una mejor calidad en estas, gracias a un aumento en la cantidad de los patines y un mayor número de electrodos, para poder tener una mejor caracterización en las imágenes eléctricas (Figura I.3). Dichas imágenes mejoraron las características visibles (Figura I.4) que pueden ser comparadas con núcleos y esquirlas donde se detectan los rasgos estructurales a profundidad reduciendo el tiempo en la toma de decisiones durante la perforación.

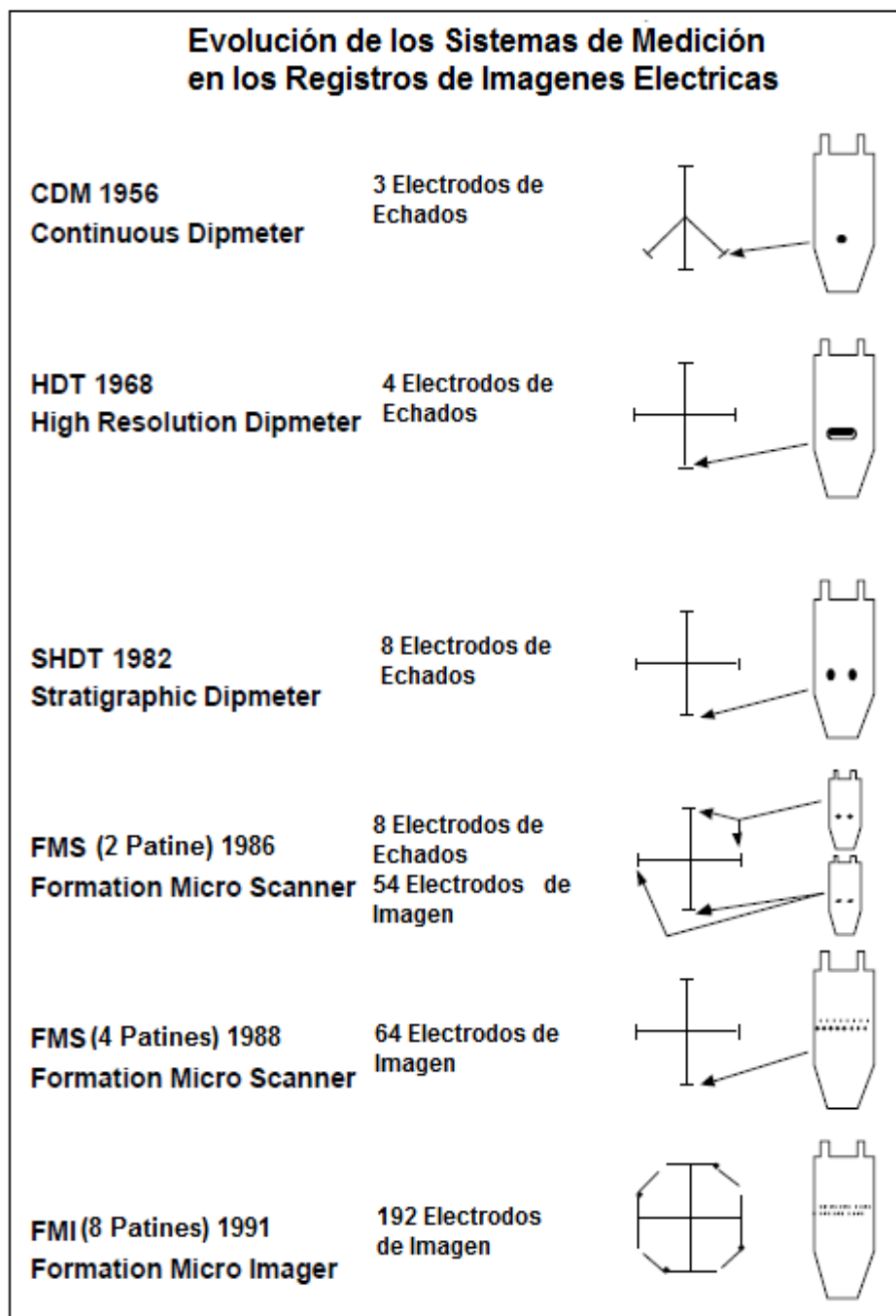


Figura I.3. Evolución de las herramientas de imágenes eléctricas al paso de 35 años (Modificado de Schlumberger, 1999 y Alvarado, 2010).

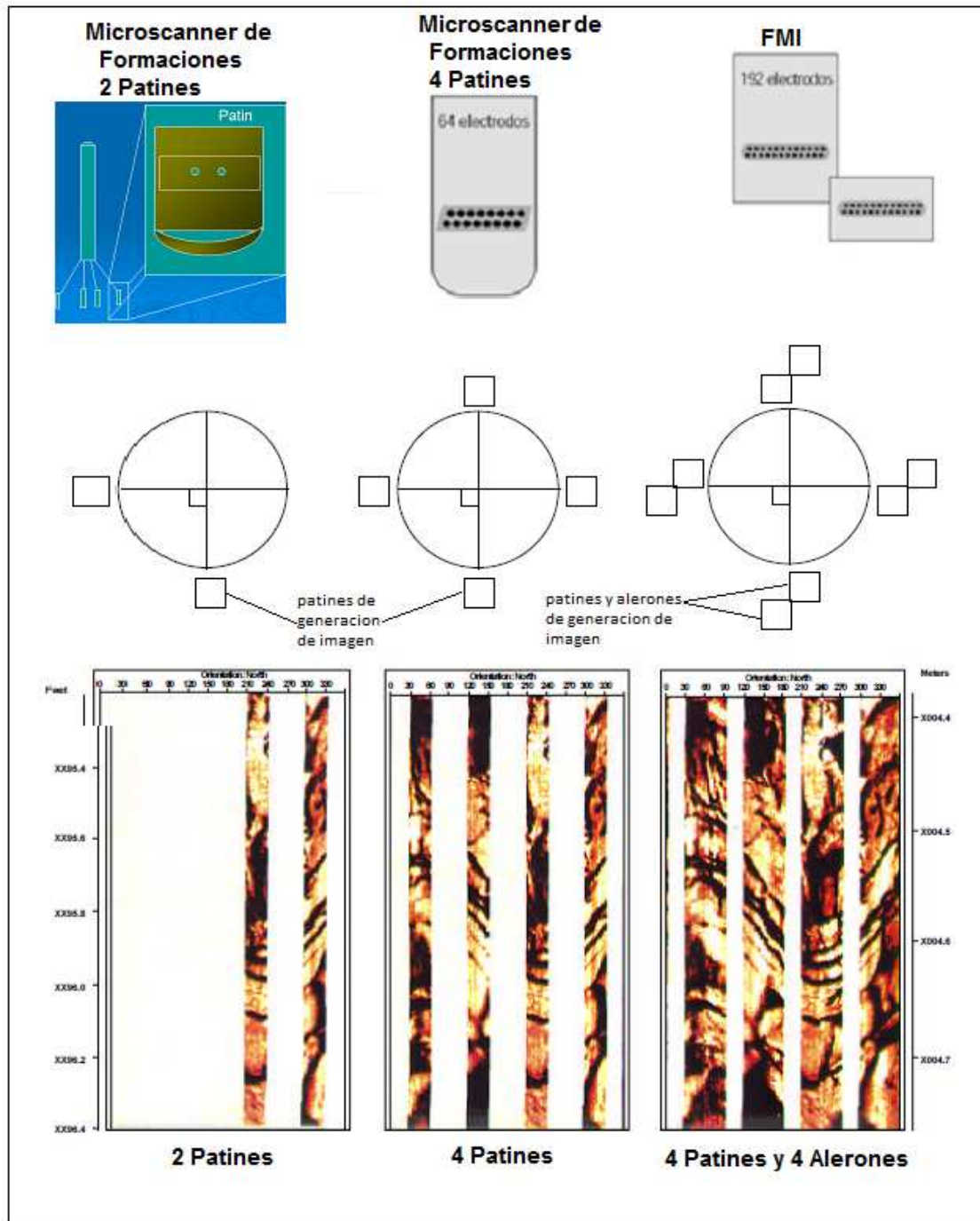


Figura I.4. Comparativa de herramientas donde se observa una mejor calidad de imágenes debido al aumento en el número de electrodos y patines teniendo una resolución mejorada hasta en un 20% que el FMS (Formation Micro Scanner) (Modificado de Schlumberger, 1999 y Mancera).

I.2 Evolución de la Herramienta FMI y Principios Físicos de Medición.

La tecnología para disponer de imágenes de pared de pozo, parte de la manipulación de herramientas con principios físicos de óptica, acústica y eléctrica. Estos principios fueron encaminados en la industria petrolera por el deseo de visualizar las paredes de los pozos, desarrollados de tal manera que se nota un gran avance el cual permite contar con imágenes más detalladas el subsuelo obtenidas a kilómetros de profundidad (Figura I.5), así como identificar más fácilmente rasgos geomecánicos en las paredes de los pozos (FI, UNAM, documento inédito).

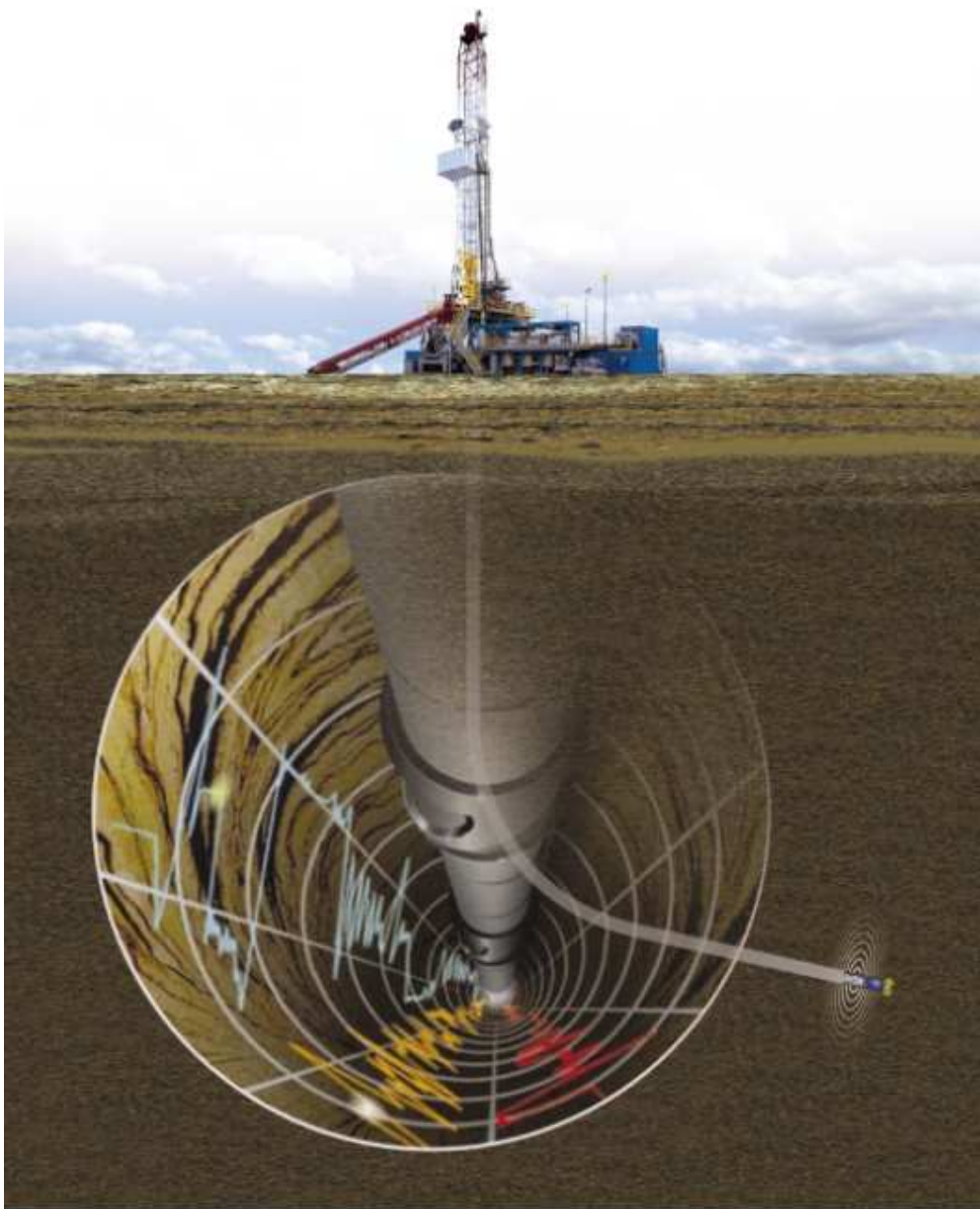


Figura I.5. FMI visualización de las paredes del pozo (Schlumberger, verano 2003).

I.2.1 Mecanismo Óptico.

Los primeros mecanismos ópticos utilizados en la historia de los Registros de Imágenes de Pozos fueron las cámaras fotográficas, en el año de 1904; cuando se publican por primera vez una serie de fotografías del interior de un pozo, en Baku localizado en la región de Azerbaijan, Rusia (Figura I.6).

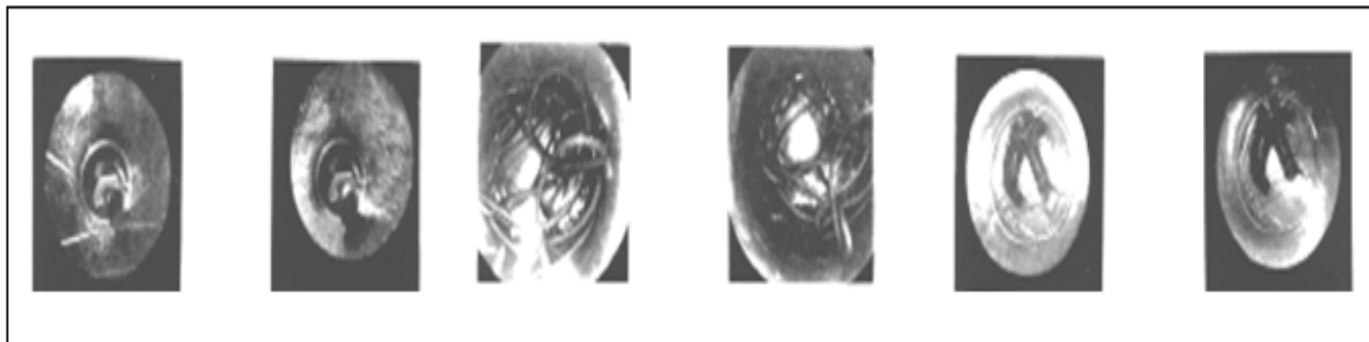


Figura I.6. Primeras imágenes de pared de pozo tomadas con métodos ópticos. Lost Articles in Baku Oil Wells, 1904 (FI, UNAM).

Una ventaja de este mecanismo fotográfico es su gran resolución, pero también existen desventajas, una de ellas es que el análisis resulta tardado, ya que se tiene que esperar el revelado de la película, después de ser llevada a la superficie. Otra desventaja que es común a los mecanismos ópticos es que se emplea un fluido transparente, sin embargo este mecanismo es muy útil para verificar el estado de las tuberías (FI, UNAM, documento inédito).

I.2.2 Mecanismos Acústicos.

En el año de 1968 se da un avance importante en los mecanismos acústicos ya que la compañía *Mobil Oil* desarrolla el primer BHTV (*Borehole Televiwer* por sus siglas en inglés) siendo la primer herramienta de generación de imágenes acústicas de alta frecuencia (Figura I.7). Una de sus más importantes aplicaciones fue la inspección de tuberías, años más tarde, la herramienta dejó de funcionar en la industria petrolera, debido a que las imágenes que producía eran de baja resolución y por utilizar lodos de alta densidad en la perforación (FI, UNAM, documento inédito).

BHTV

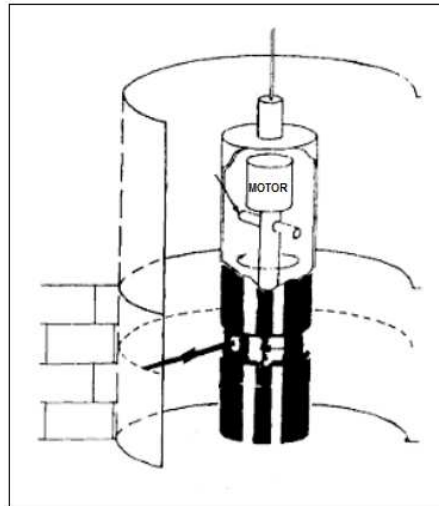


Figura I.7. Borehole Televiewer Mobil Oil 1968-69 (Serra, 1984).

A mediados los años 90 fue introducida una herramienta de generación de imágenes acústicas entre las que se incluye el Barredor Acústico Circunferencial (*Circumferential Acoustic Scanning Tool, Cast*, por sus siglas en ingles) de *Halliburton* (Figura I.8) y el Generador de Imágenes Ultrasónicas UBI de *Schlumberger* (Figura I.9), ambas herramientas son de cobertura perimetral del 100% y resolución similar a las de microresistividad, además que ahora ya pueden ser utilizadas en lodos base aceite con una mejor visibilidad (FI, UNAM, documento inédito).



Figura I.8. CAST de Halliburton y Perfil 3D en pozo abierto (Halliburton, 2009).

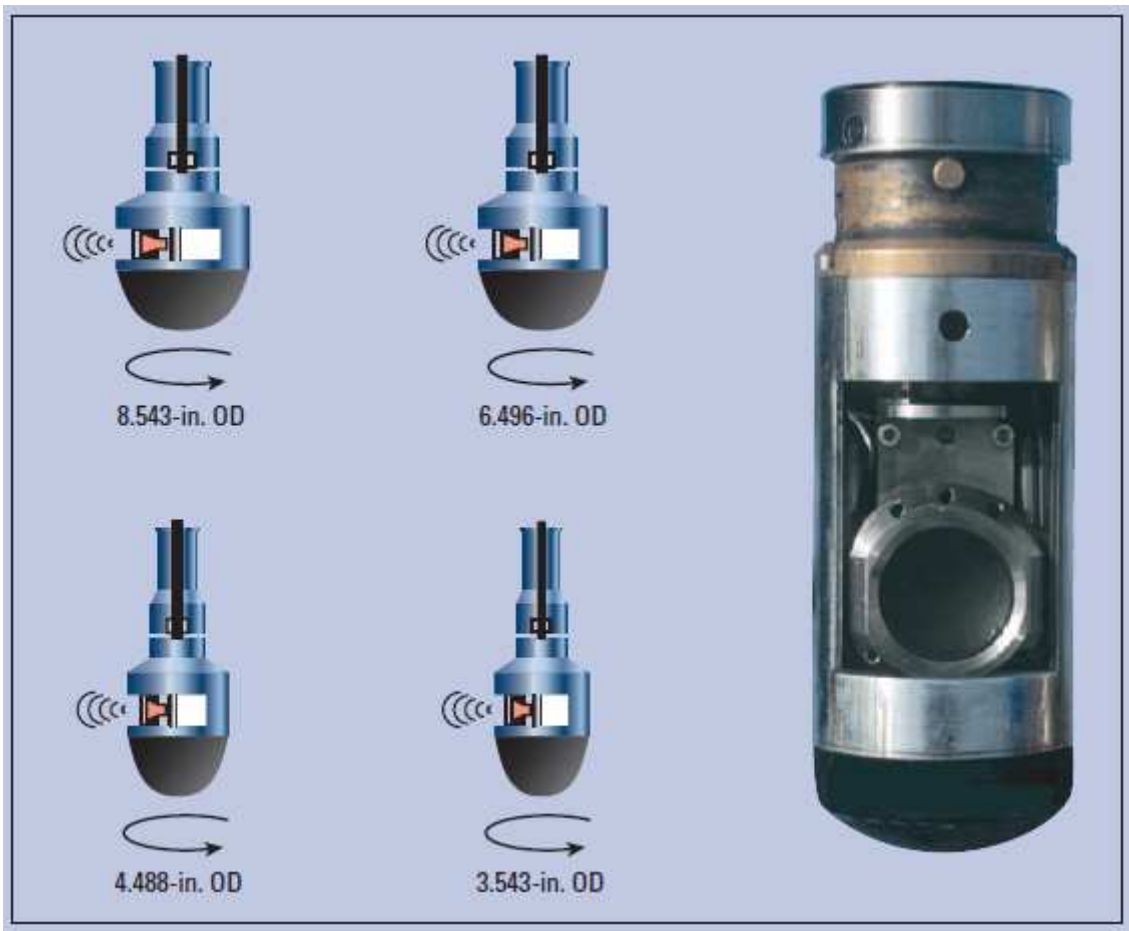


Figura I.9. Generador de Imágenes Ultrasónicas (Ultrasonic Borehole Imager, UBI, por sus siglas en ingles) de Schlumberger (Schlumberger, 2002).

I.2.3 Mecanismos eléctricos.

Los mecanismos eléctricos, así como las imágenes eléctricas surgen a mediados de la década de los años 80, tal como se mencionó anteriormente por la evolución del registro de echados, las herramientas que se ocupan hoy en día utilizan arreglos bidimensionales de los electrodos colocados sobre el patín, los cuales se ponen en contacto con la pared de pozo.

La primera compañía en mejorar esta tecnología e incursionar en los dispositivos de generación de imágenes de microresistividad fue *Schlumberger*, siendo su primera herramienta *Formation MicroScanner (FMS)*, por sus siglas en ingles) (Figura I.10). Logrando con este avance un incremento en el detalle de las imágenes para obtener una mejor y detallada información geológica.

A principios de la década de los años 90 esta misma compañía desarrolla el registro de Imágenes Microeléctricas de cobertura total (FMI) (Figura I.11), equipado con 4 patines de generación de imagen y 4 aletas o alerones abatibles, también de generación de imagen, logrando una cobertura casi total perimetral de un 80% en pozos de 7^{7/8} pulgadas de diámetro (FI, UNAM, documento inédito).

FMS

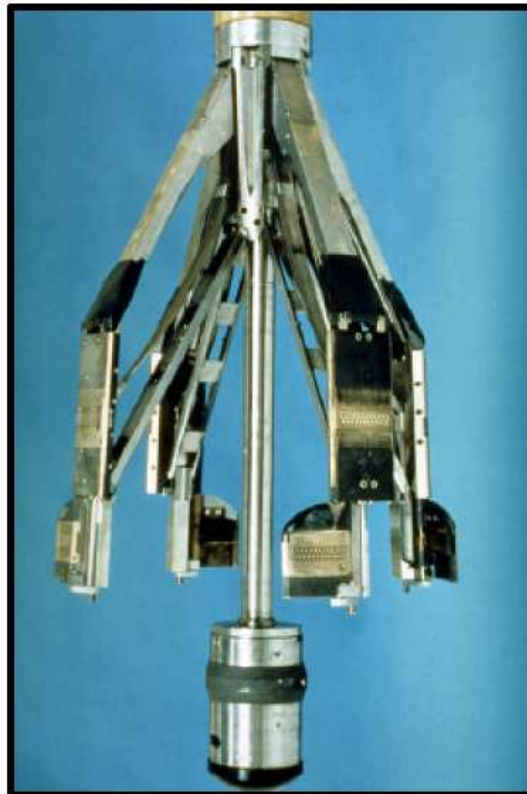


Figura I.10. Sonda FMS de la compañía Schlumberger (Schlumberger, 1999).

FMI

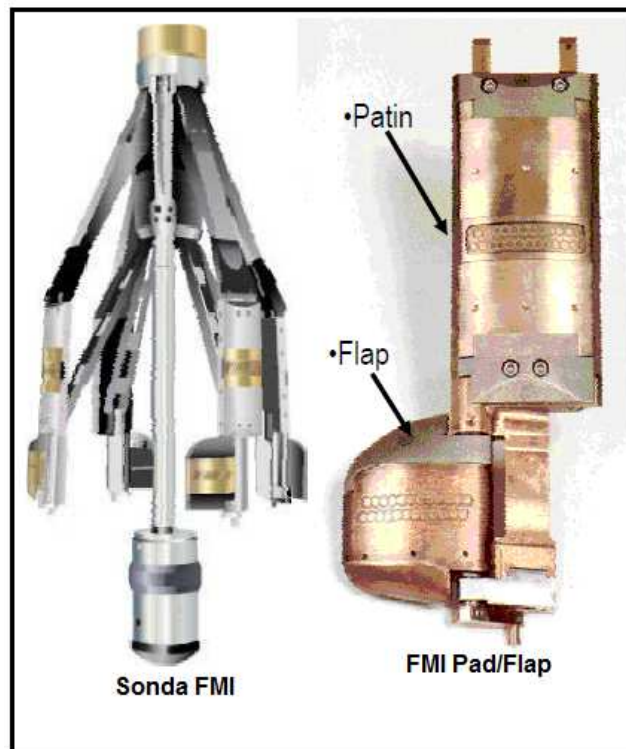


Figura I.11. Sonda FMI de Schlumberger (Schlumberger, documento inédito).

I.3 Descripción de la herramienta FMI.

El FMI es una herramienta de registros de imágenes eléctricas de última generación (Figura I.12) con el doble de cobertura que el FMS, inclusive en tiempo real durante la perforación (Figura I.13), esto es gracias a que presenta dos patines por brazo incrementando la resolución hasta en un 20%, debido a el pequeño diámetro en los electrodos e incrementándolos en número de 64 a 192 permitiendo tener una mayor cantidad de información.

La herramienta consiste de un componente de alta frecuencia del cual depende la resolución tanto vertical como azimutal al ser modulada por los cambios de microresistividad de la roca frente a los electrodos, durante la toma del registro de imagen, son generadas corrientes eléctricas directas creadas por la fricción que existe entre el patín y la pared del pozo, mismas que son eliminadas durante el procesamiento de datos.

Una de las ventajas de la herramienta es que puede correrse con cuatro patines acelerando el tiempo en la toma del registro y de este modo reduciendo costos en la operación, así como usarla para la toma de echados cuando no se requiera la toma de imágenes (Domínguez, 1999).

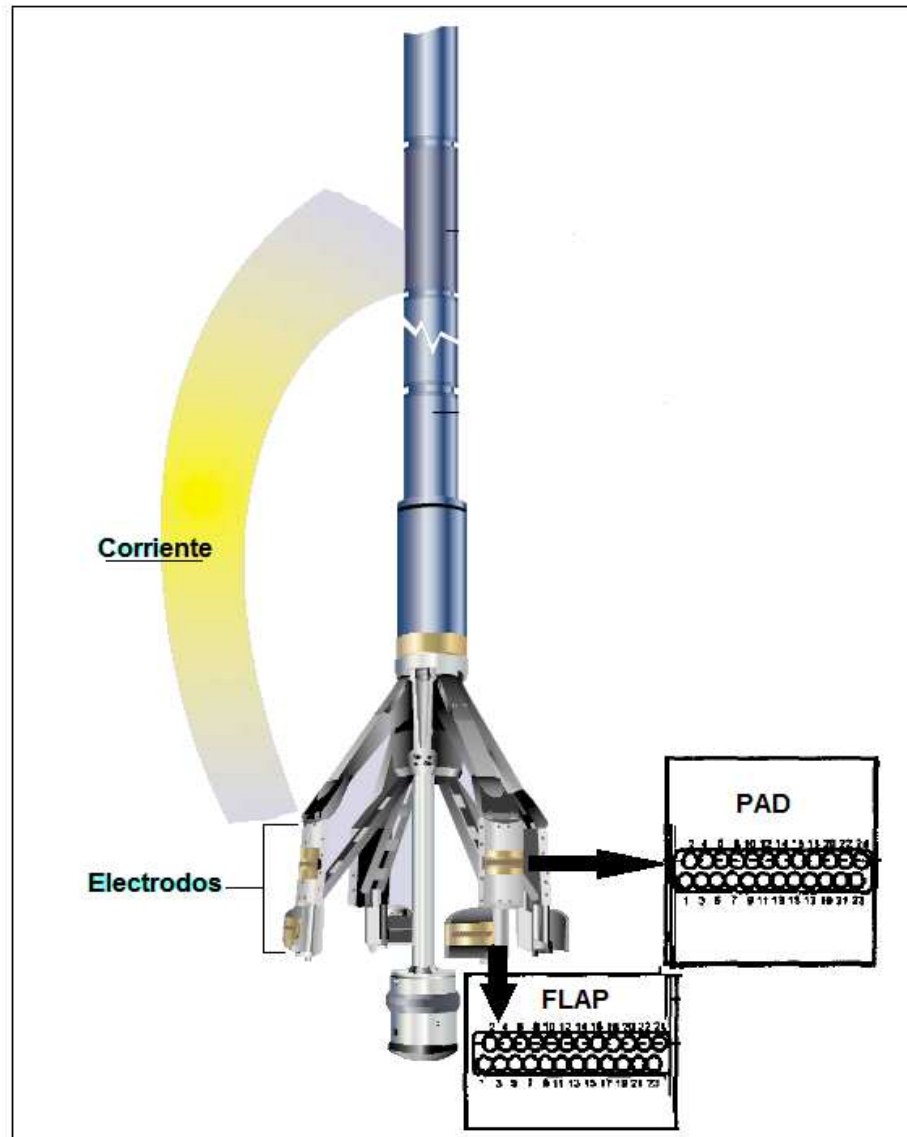


Figura I.12. Herramienta de Registros de Imagen FMI (Modificado de Schlumberger, Abril, 2002 y Domínguez, 1999).

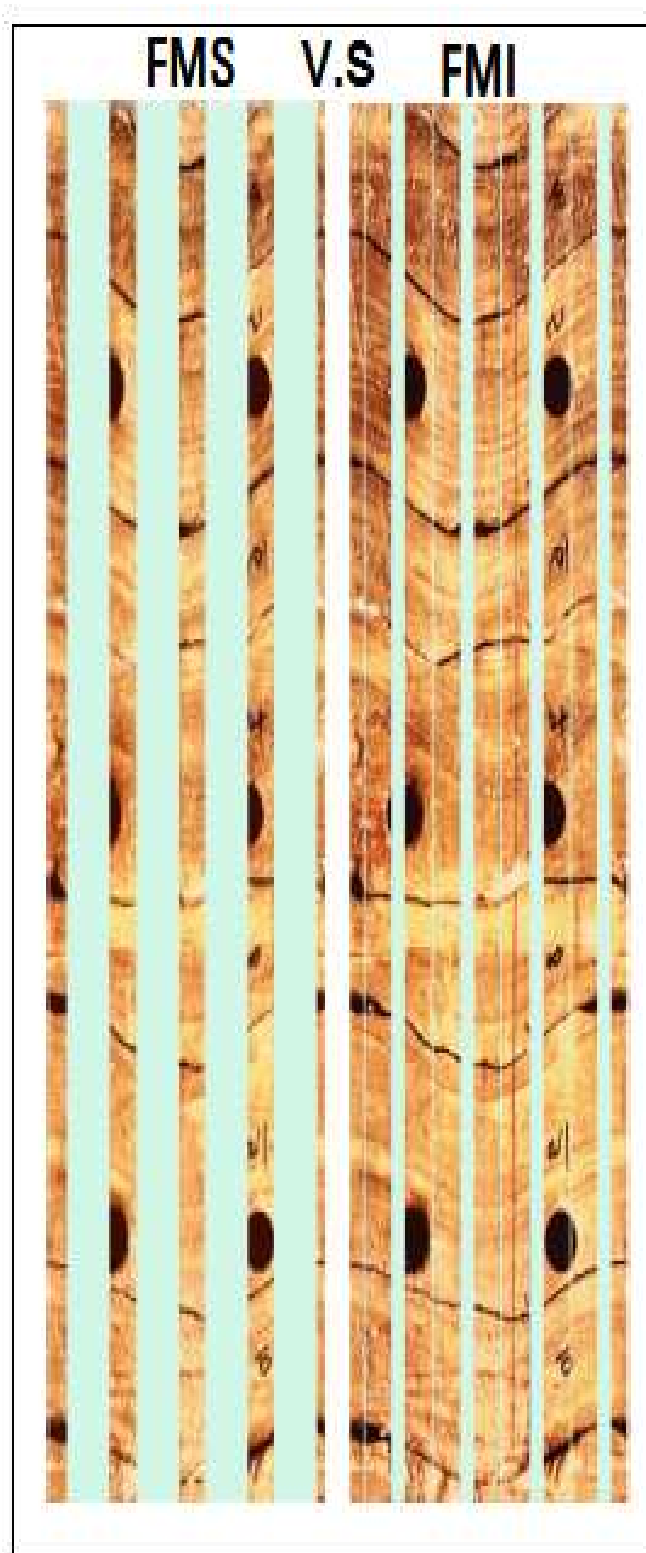


Figura I.13. Comparativa de resolución FMS V.S. FMI (Schlumberger, documento inédito).

I.4 Principio Físico de Medición y Partes de la Herramienta FMI.

I.4.1 Principio Físico de medición.

El FMI está diseñado para medir la microresistividad de las formaciones adyacentes a la pared del pozo, asumiendo que los rasgos geológicos tales como límites de estratos que son continuos a través de las paredes del pozo y que para diferentes litologías se tienen diferentes resistividades. Sin embargo esta herramienta no puede ser utilizada como un registro de resistividad tradicional, ya que no proporciona la resistividad real de la formación, sino que solo indica resistividades relativas esto quiere decir, que unas formaciones son mas resistivas con respecto a otras.

La herramienta aplica por medio de los electrodos en los patines, cierta corriente eléctrica a las paredes del pozo con una profundidad de investigación muy somera, esta corriente viajará según la resistividad de la formación (para obtener la resistividad de la formación se necesita conocer las resistividades de profundidad de investigación ya sea somera, mediana o profunda) hasta el cartucho controlador en donde se capta la corriente eléctrica por otros electrodos, de esta forma se registra la microresistividad de las paredes del pozo (Domínguez, 1999).

I.4.2 Partes de la Herramienta FMI.

El FMI está constituido por diversos instrumentos de medición que son los que permiten obtener la información que se necesita de las paredes del pozo y así poder visualizar las imágenes en el registro (Figura I.14).

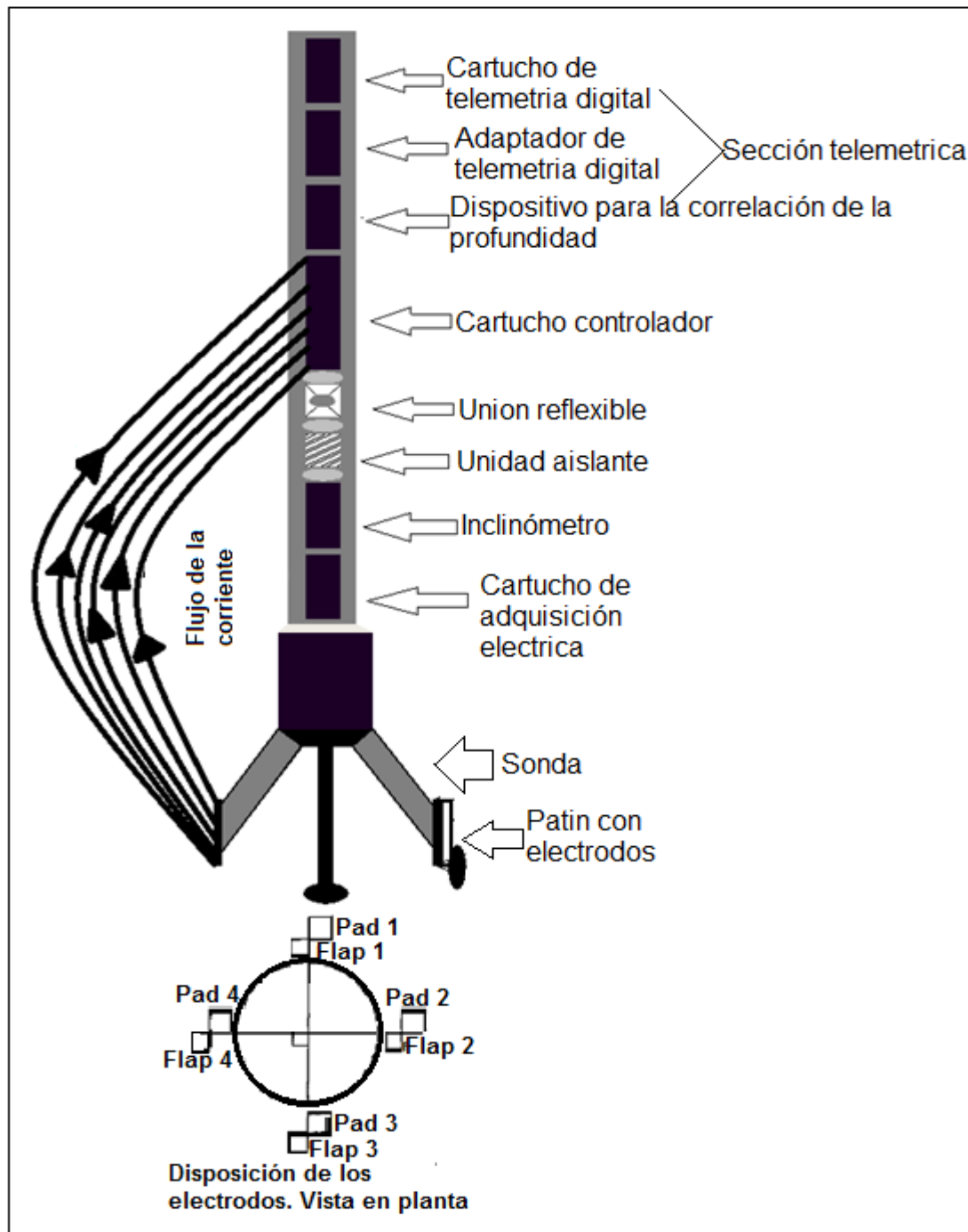


Figura I.14. Partes de la Herramienta FMI y diagrama visto en planta de la disposición de los electrodos (Modificado de Mancera y Domínguez, 1999).

A continuación se describen las partes por las que se constituye la herramienta FMI.

- Sección Telemétrica.

Esta sección proporciona los datos a la superficie a través del cable de registro en una proporción de 200 kbit/seg.

- Cartucho Controlador.

En esta sección se realiza el retorno de la corriente eléctrica emitida por los electrodos de los patines.

- Aislante.

Mantiene aislada la sonda del cartucho controlador, lo que permite que la corriente eléctrica fluya dentro de la formación desde los patines hasta el cartucho controlador.

- Inclínómetro.

Orienta la sonda dentro del pozo para que esté centrada con una exactitud de 2° horizontal y 0.2° de desviación.

Contiene 2 dispositivos; un acelerómetro: que indica en 3 coordenadas (x, y, z) la aceleración de la herramienta lo que proporciona la velocidad real y por tanto la posición verdadera de la herramienta a profundidad; un magnetómetro que señala en 3 componentes la orientación de la herramienta con respecto al campo magnético terrestre.

- Cartucho de adquisición eléctrica.

Tiene varias funciones:

-Quitar de los datos la corriente provocada por el SP (potencial espontáneo) o por la fricción de la herramienta con la pared del pozo.

-Digitalización primaria en la cadena del procesamiento para hacer a los datos inmunes al ruido.

-Filtrado de las señales para eliminar el ruido.

-Configuración y descripción de los brazos y patines (Domínguez, 1999).

- Brazos.

Cada brazo se auto centraliza dentro del pozo por medio de un gato hidráulico, el cual le da la fuerza suficiente a los patines para que estos se mantengan pegados a la pared del pozo durante el registro (Figura I.15).

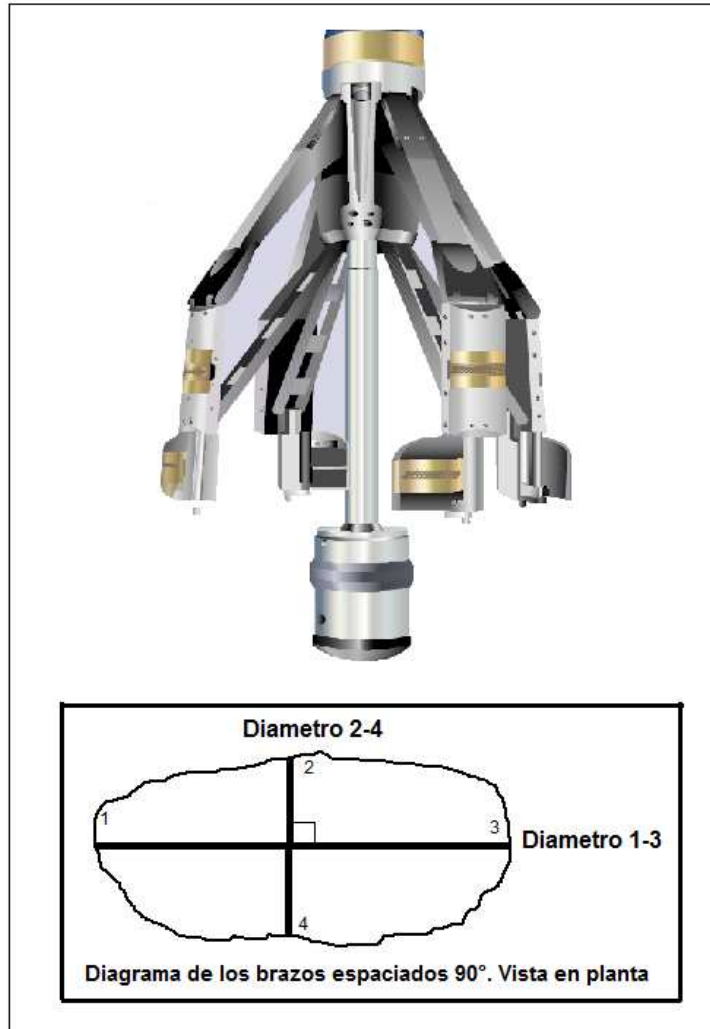


Figura I.15. La herramienta FMI cuenta con 4 brazos espaciados 90° los cuales centralizan la sonda y sostienen a los patines (Modificado de Domínguez, 1999 y Schlumberger, Abril 2002).

Cuando se baja la herramienta al pozo lo hacen con los brazos cerrados hasta cierta profundidad en donde los brazos son abiertos comenzando a hacer la toma del registro de abajo hacia arriba, de esta manera se obtiene la geometría del pozo con dos diámetros uno por cada 2 brazos (Domínguez, 1999).

- Patines.

Cada brazo está constituido por dos patines cada uno conocidos como pad (patín) y flap (alerón) conteniendo en cada elemento 24 electrodos dando un total de 192 electrodos en los 4 brazos (Figura I.16).

El diseño de patines en el FMI permite una mayor y mejorada cobertura horizontal del pozo.

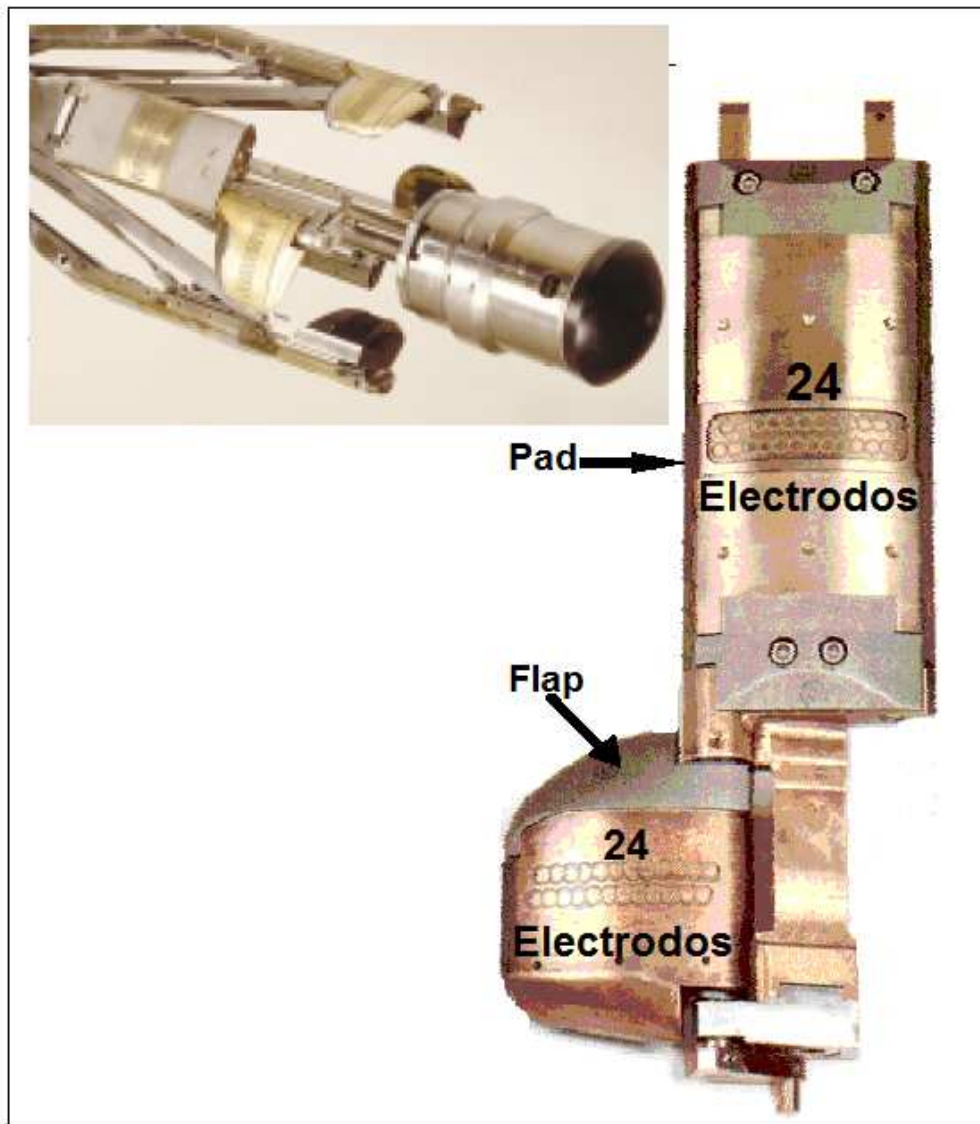


Figura I.16. Disposición de los patines en cada brazo y el arreglo de los electrodos (Modificado de Schlumberger, Documento Inédito y Schlumberger, Abril 2002).

Los pads se mantienen paralelos a la sonda de la herramienta, en caso de que la sonda no sea paralela al eje del pozo, los patines se mantendrán paralelos a las paredes del pozo, mientras que los flaps se abren y se adaptan a las paredes del pozo independientemente de los pads (Domínguez, 1999).

- Electrodo.

La forma de los electrodos es circular, están cubiertos por un aislante concéntrico (Figura I.17), teniendo un diámetro de 5mm lo que le permite a la herramienta tener una mejor resolución vertical de 0.2 in; una característica de los electrodos (Tabla I.1) es que a menor diámetro se obtiene una mayor resolución vertical (Domínguez, 1999).

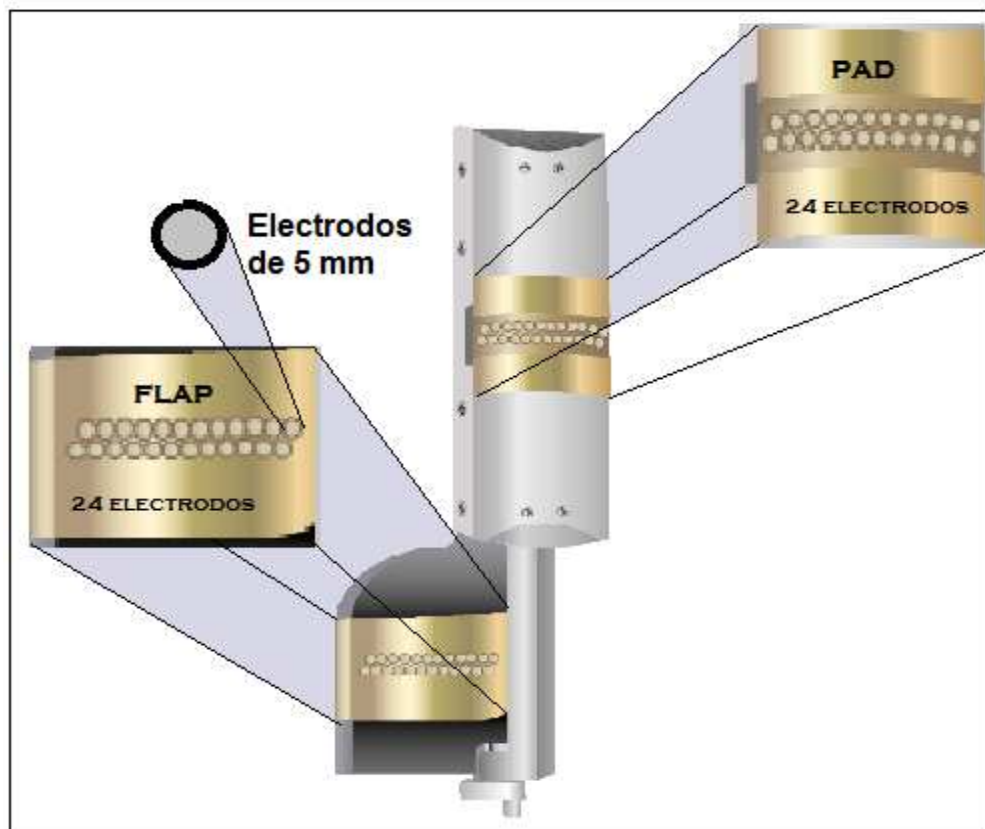


Figura I.17. Disposición de los electrodos dentro de los patines (Modificado de Schlumberger, Abril 2002).

Herramienta	Diametro del electrodo
FMS	
2 Pad	6 mm
4 Pad	6.7 mm
4 Pad(Agujero delgado)	5 mm
FMI	5 mm

Tabla I.1. Comparativa del diámetro de los electrodos (Domínguez, 1999).

I.5 Velocidad del registro.

Los electrodos emiten la corriente cada 0.1 in. Los datos de los dos calipers, las tres componentes de la aceleración y las tres componentes del campo magnético terrestre son registradas cada 1.5 in. En otras palabras el registro en imagen completa se corre en una velocidad recomendada de 1500 ft/h y a una velocidad máxima de 1800 ft/h (Domínguez, 1999).

I.6 Cobertura de la pared del pozo para una sola corriente.

La cobertura de la pared de pozo depende del diámetro del pozo (Figura I.18) a mayor diámetro menor cobertura. El FMI se puede correr en pozos con diámetros que van de 6.25 in a 21 in. Para ello es considerando una sola corriente, el FMI en agujeros de 6.25 in de diámetro la cobertura es aproximadamente del 93%, en diámetros de 8½(in) la cobertura es aproximada al 80% mientras que en diámetros de 12¼(in) la cobertura es de un 50%.

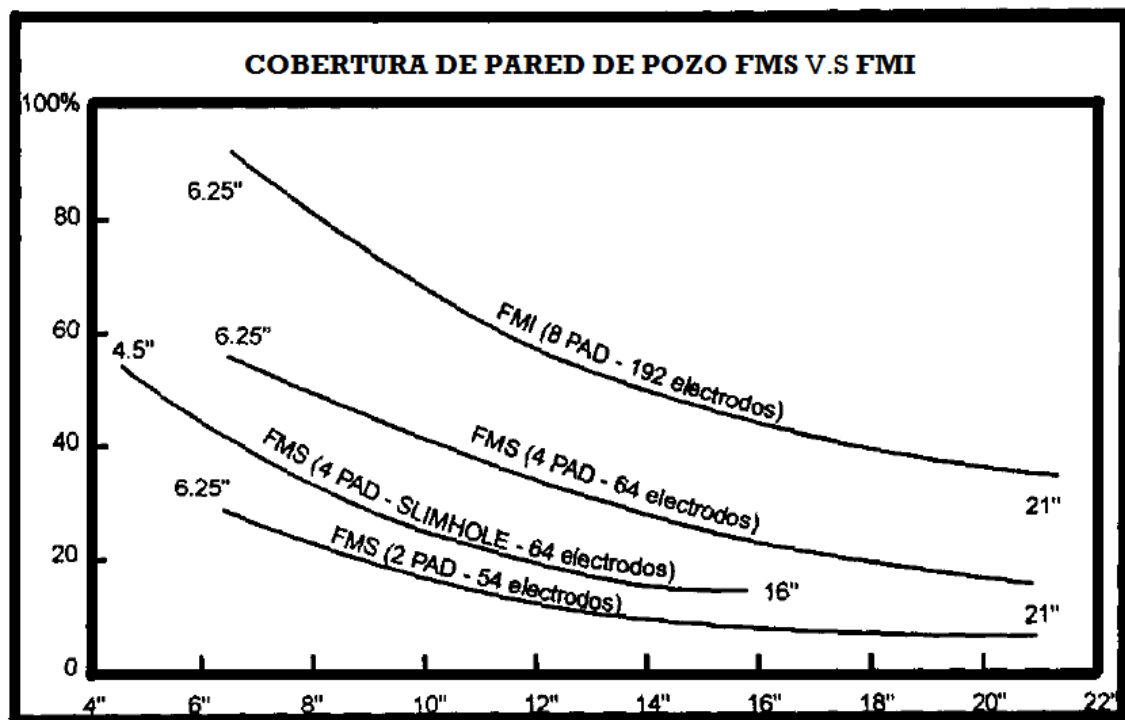


Figura I.18. Grafica comparativa de cobertura de pared de pozo del FMI contra el FMS donde a mayor diámetro del pozo menor es la cobertura que realizan las herramientas y donde se puede observar que el FMI alcanza una cobertura aproximada del 90 al 95% siendo así una de las mejores herramientas en cuanto a cobertura y resolución en registros de imágenes eléctricas (Domínguez, 1999).

I.7 Modo de operación.

El FMI opera de tres formas dependiendo el uso que se le dé (Tabla I.2), puede operar en agujero completo, cuatro patines y medición de echados como se muestra en la figura I.19 (Domínguez, 1999).

- Agujero completo. En esta modalidad la herramienta utiliza los 192 electrodos para obtener la imagen del pozo así como rumbo y echado de los planos.
- Cuatro patines. En esta modalidad solo se hace uso de los electrodos en los pads teniendo los mismos resultados que en agujero completo solo que con una menor cobertura de pozo (la mitad); esta modalidad es útil cuando se requiere una mayor velocidad en la toma del registro teniendo costos más bajos cuando la formación geológica es conocida y requiere de menor detalle en la interpretación.
- Medición de echados. En esta modalidad solo se usan 2 electrodos por pad para obtener la información de echados y planos en la formación prescindiendo de las imágenes.

Modo de operación	Número de sensores	Cobertura en pozo de 8 1/2 in	Velocidad max. del registro
Agujero completo	192	80%	1800 ft/h
Cuatro patines	96	40%	3600 ft/h
Medición de echados	8	-	5400 ft/h

Tabla I.2. Modo de operación del FMI (Domínguez, 1999).

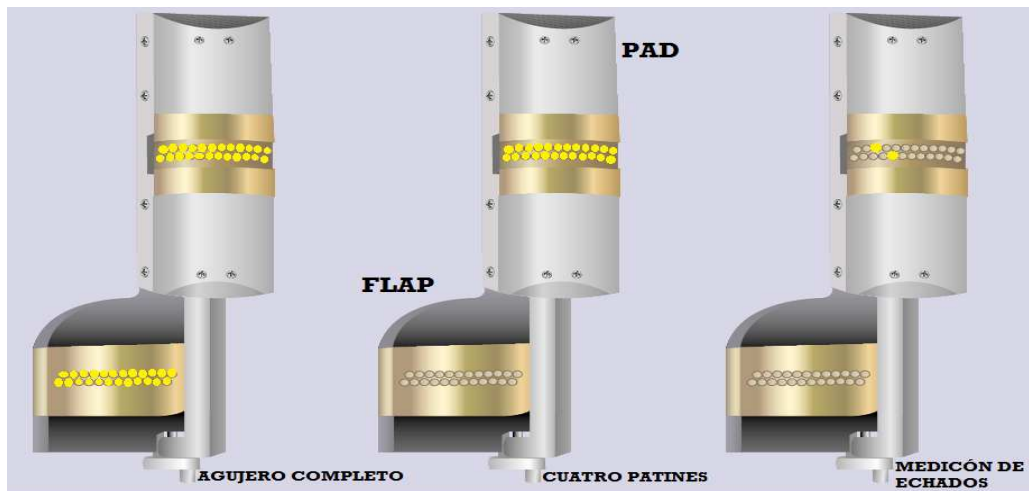


Figura I.19. Modo de operación y electrodos que se usan en cada modalidad, los electrodos en color amarillo son los que se usan según el modo de operación (Modificado de Schlumberger, Abril 2002).

En la tabla I.3 se presenta las generalidades de la herramienta así como una vista de la sonda y de sus especificaciones.

Especificaciones del FMI		
Resolución Vertical	0.2 in con 50 rasgos microvisibles	
Resolución Azimutal	0.2 in con 50 rasgos microvisibles	
Número de Electrodos	192	
Número de patines (pads & flaps)	8. dos por brazo	
Cobertura de imagen	80% en pozo abierto de 8 i/ imagen completa	
Número de electrodos	192 / 24 en cada flap / 24 en cada pad	
Número de pads y flaps	8 / 2 por cada brazo	
Cobertura de imagen completa	80% en pozos de 8 in	
Máxima presión	20 000 psi	
Máxima temperatura	175 °C	
Diametro mínimo del pozo	5 7/8 in	
Diametro Máximo de pozo	21 in	
Desviación máxima del pozo	90°	
Velocidad	Máxima	Recomendada
Imagen completa	1800 ft/h	1500 ft/h
Cuatro patines	3600 ft/h	2500 ft/h
Medición de echados	5400 ft/h	3000 ft/h
Máxima resistividad del lodo	50 ohm/m	
Dimensiones de la herramineta		
Máximo diametro	5 in	
Máxima longitud en conjunto con los patines	25.7 ft / 7.83 m	
Peso	433.7 lb / 197 kg	
Máxima resitencia al rompimiento	En operación 12 000 lbs	
Máxima presión que resisten los patines	44 lbs	
Compatibilidad con otras herramientas	Con todas las herramientas de registros de pozos	

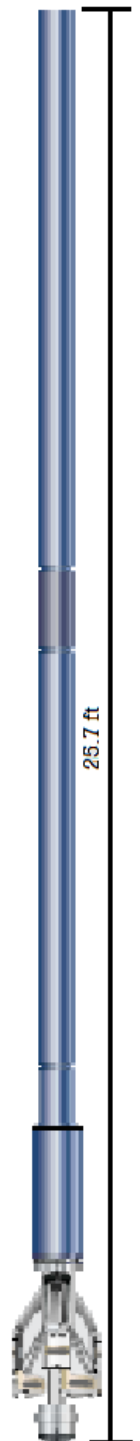
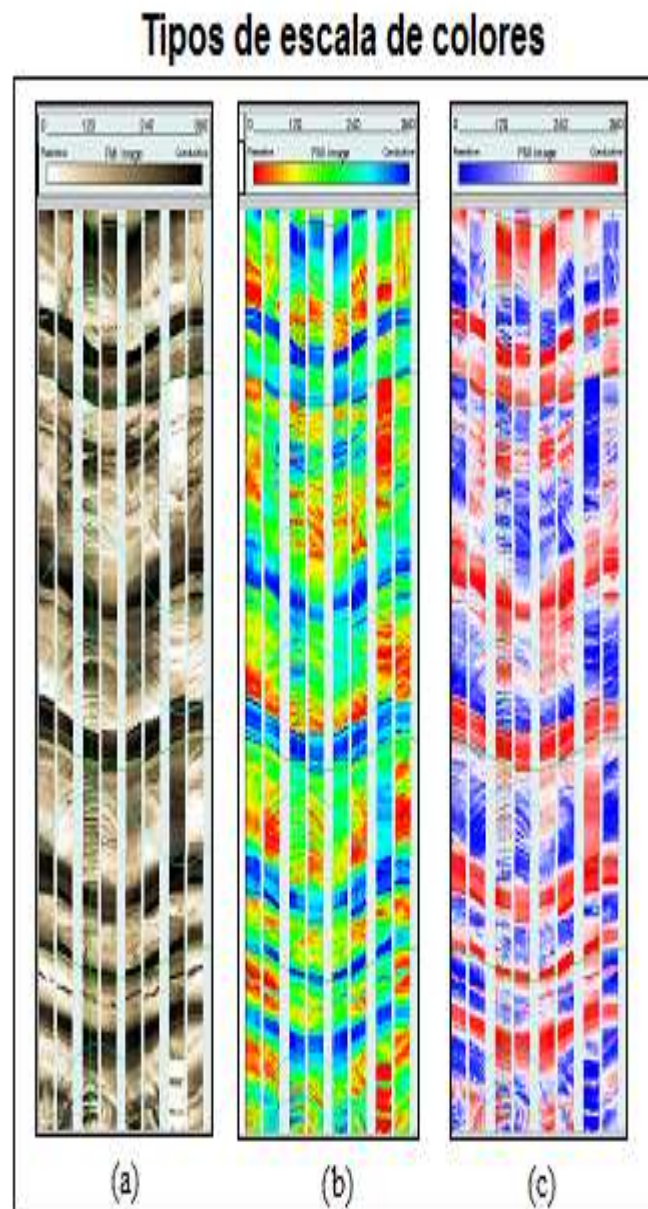


Tabla I.3. Especificaciones de la herramienta FMI (Modificado de Schlumberger, Abril 2002 y Domínguez, 1999).

I.8 Interpretación de Colores en el FMI.

Las imágenes se presentan utilizando una escala variada de colores, como lo es la escala de grises o café, escala arcoíris y escala sísmica (Figura I.20).



**Tres diferentes escalas para la
representación de las imágenes:
(a) Brown (Grisés o Café) (b) Rainbow (Arcoíris)
(c) Seismic (Sismica)**

Figura I.20. Representación de la escala de colores (Modificado de Alvarado, 2010).

I.8.1 Materiales conductores o resistivos.

En la toma del registro para poder identificar un material conductor o resistivo se utilizan tonalidades de colores en donde hacia los tonos claros están los materiales resistivos y hacia los oscuros están los mas conductivos. La escala de colores se presenta en cada registro de imagen indicando hacia donde aumenta o disminuye la resistividad (Figura I.21).

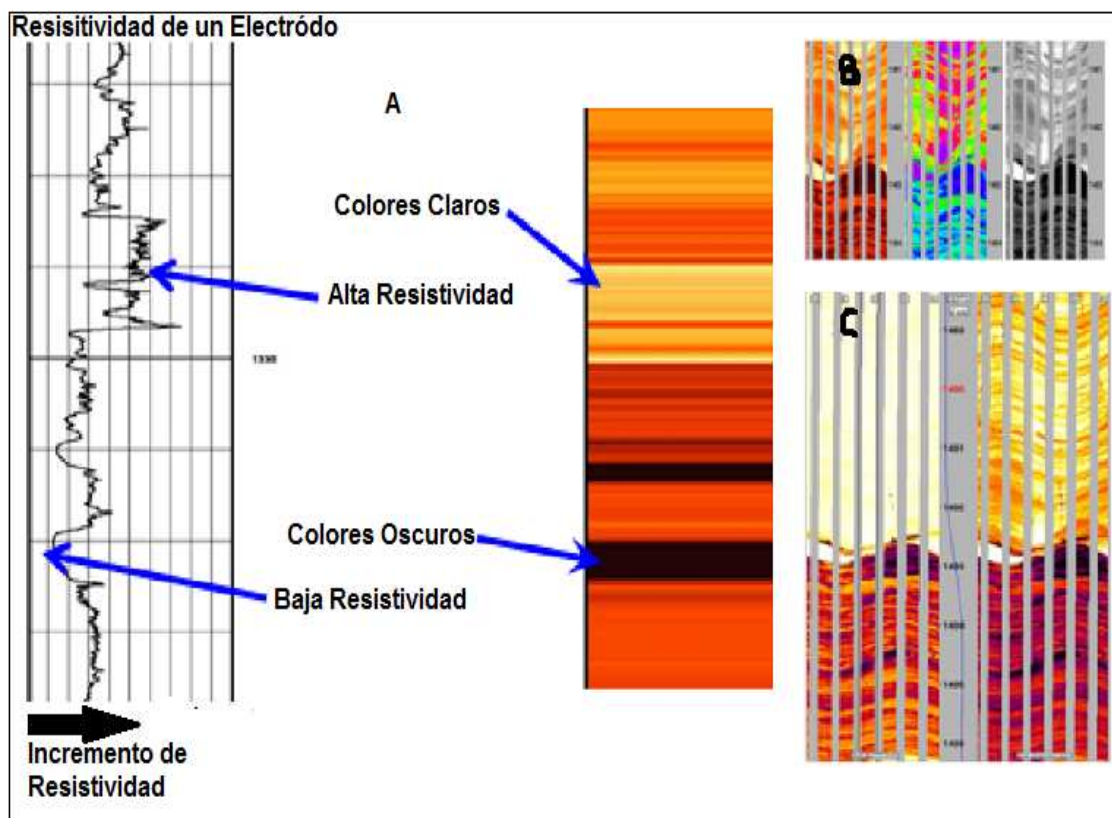


Figura I.21. Muestra la diferencia al emplear colores oscuros y claros, en donde:

A. Representación de un solo electrodo y las variaciones de colores en el registro de imágenes.

B. Diferentes paletas de colores: escala amarillo-marrón, arcoíris y escala de grises de izquierda a derecha.

C. Imagen estática (izquierda) y dinámica (derecha)

En B y en C, se observan unas líneas grises delgadas, son espacios no cubiertos por la herramienta (Mancera).

I.8.2 Litologías.

En la interpretación las litologías se generalizan dependiendo su color (Figura I.22), en el caso de que sean de un color oscuro, se trata de lutitas por conformarse principalmente por aluminosilicatos, los cuales son conductores, e irían aclarándose los colores a medida que el grano de la roca sea de mayor tamaño, tomando en cuenta a las rocas clásticas; para calizas, se dice también de forma general que tienden hacia los colores claros, y éstos lo serán aún más si se trata de una caliza compacta (Mancera).

Los rasgos estructurales tales como la estratificación, fallas, fracturas, discontinuidades sedimentológicas, entre otros se observan en las imágenes de manera sinusoidal, para su interpretación se usan ciertos colores para las curvas sinusoidales; las de color verde representan límites de estratos, las de color azul marino fracturas abiertas, las azul cielo fracturas parcialmente abiertas, las azul fosforescente fracturas cementadas y las de color negro discontinuidades sedimentológicas o tectónicas (Domínguez, 1999).

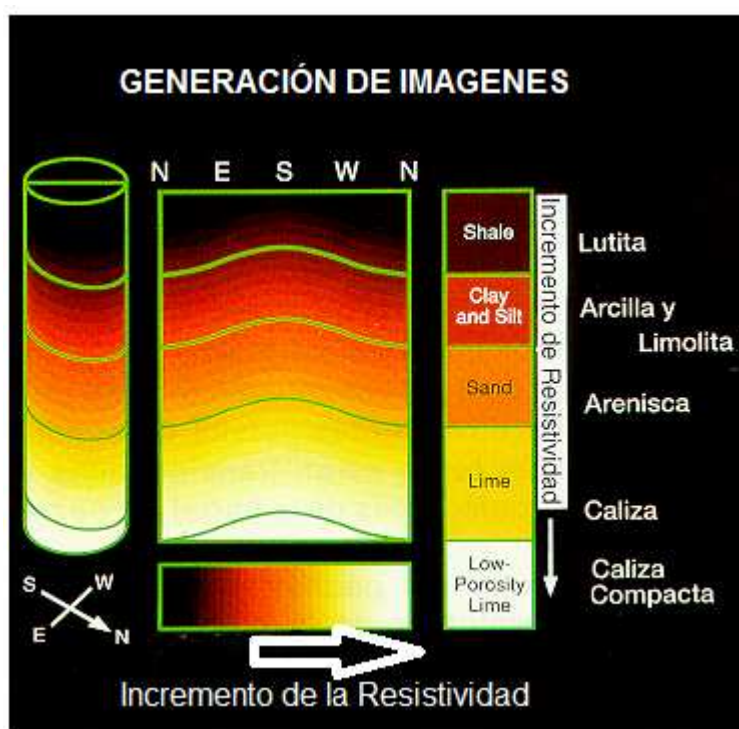


Figura I.22. Tendencia de la coloración dependiendo de la litología en función de la resistividad de la formación (Modificado de Alvarado, 2010).

I.8.3 Imágenes estáticas y dinámicas.

Para hacer énfasis en diferentes aspectos de la formación, también se utilizan imágenes estáticas y dinámicas (Figura I.23). En las primeras las paletas de colores se aplican en todo el intervalo y son buenas imágenes para mostrar valores relativos de resistividad pero, pierden detalle de la imagen; las segundas, se aplican las paletas de colores en el intervalo pero por partes, de tal forma que es mejor el detalle de la imagen, aunque se pierde el sentido del colorido relativo. En la imagen dinámica es donde se realiza la interpretación por ser donde se obtiene mayor contraste entre los eventos pequeños (límites de estratos, fracturas, porosidad); sin embargo en la imagen estática es en la que se puede observar realmente que zonas son mas resistivas con respecto a otras, lo que habla de cambios litológicos, por lo que la estática puede auxiliar en la identificación de límites litológicos (Mancera y Domínguez, 1999).

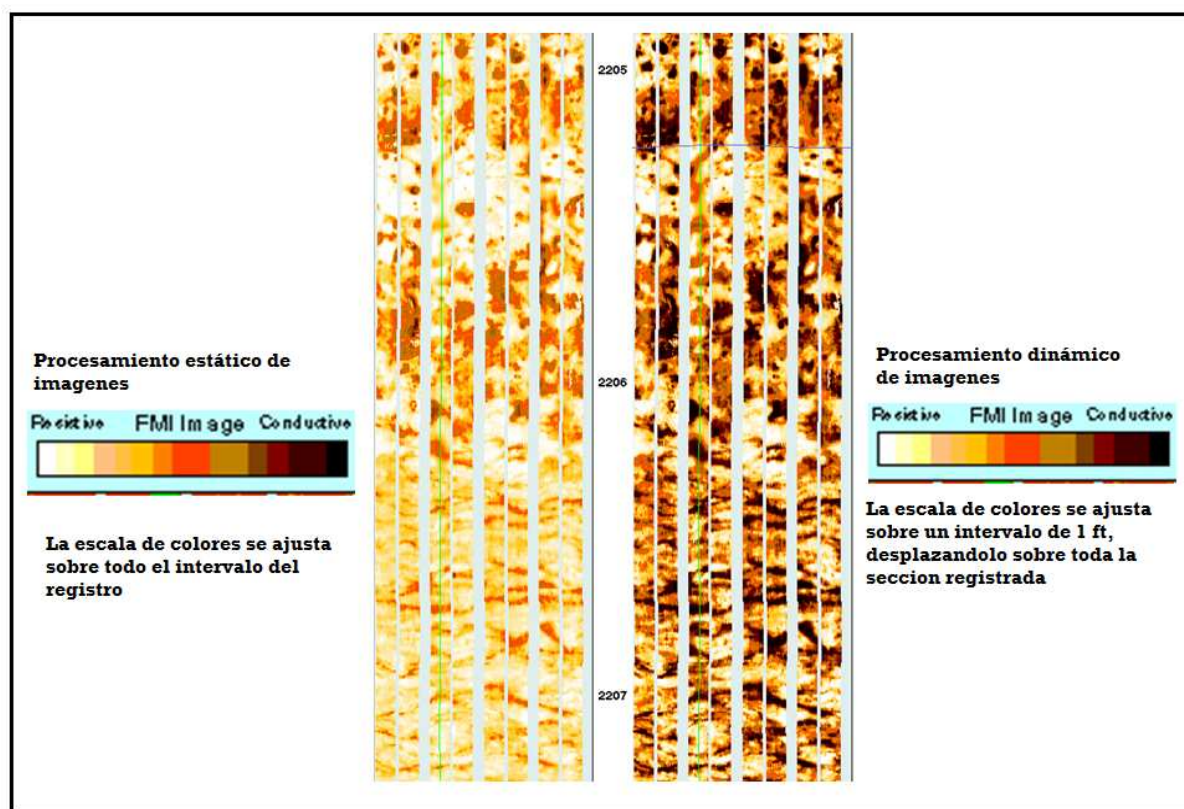


Figura I.23. Imagen estática e imagen dinámica (Alvarado, 2010).

I.9 Presentación de las imágenes en pistas.

Las imágenes se presentan en el registro en seis pistas (figura I.24) que se leen de izquierda a derecha.

Pista 1. Se representa la trayectoria del pozo mediante símbolos de echado que representan la desviación del pozo (escala horizontal), la orientación azimutal y la orientación de uno de los patines de desviación del pozo según los grados indicados en la pista.

Pista 2. Se presentan dos curvas de diámetro del agujero (calliper) y el registro de rayos gamma.

Pista 3. Los valores de profundidad están a escala 1:20**(a)**, los valores de profundidad están anotados cada 5 metros, aunque existen divisiones cada metro.

Pista 4. Se representan las imágenes de FMI normalizadas dinámicamente, representando mediante colores las variaciones de resistividad en una escala de blanco al negro pasando por amarillo, naranja y café.

Pista 5. Se muestran las características del echado y orientación de los estratos y fracturas, representados por símbolos de echado. En la escala horizontal de 0° a 90° se mide la intensidad de la inclinación o echado real del evento y su dirección de inclinación la define la pequeña línea que apunta en cualquier dirección de 0° a 360°. También se despliega una roseta a cada 10 metros, que indican el resumen de las direcciones del echado verdadero en ese intervalo.

Pista 6. En esa escala logarítmica de 4 ciclos (0.0001 a 0.1), se presenta la dimensión de la apertura de fractura, por la posición en la escala de un círculo del mismo color que su respectivo símbolo de echado en la escala de la pista 5 (Domínguez, 1999).

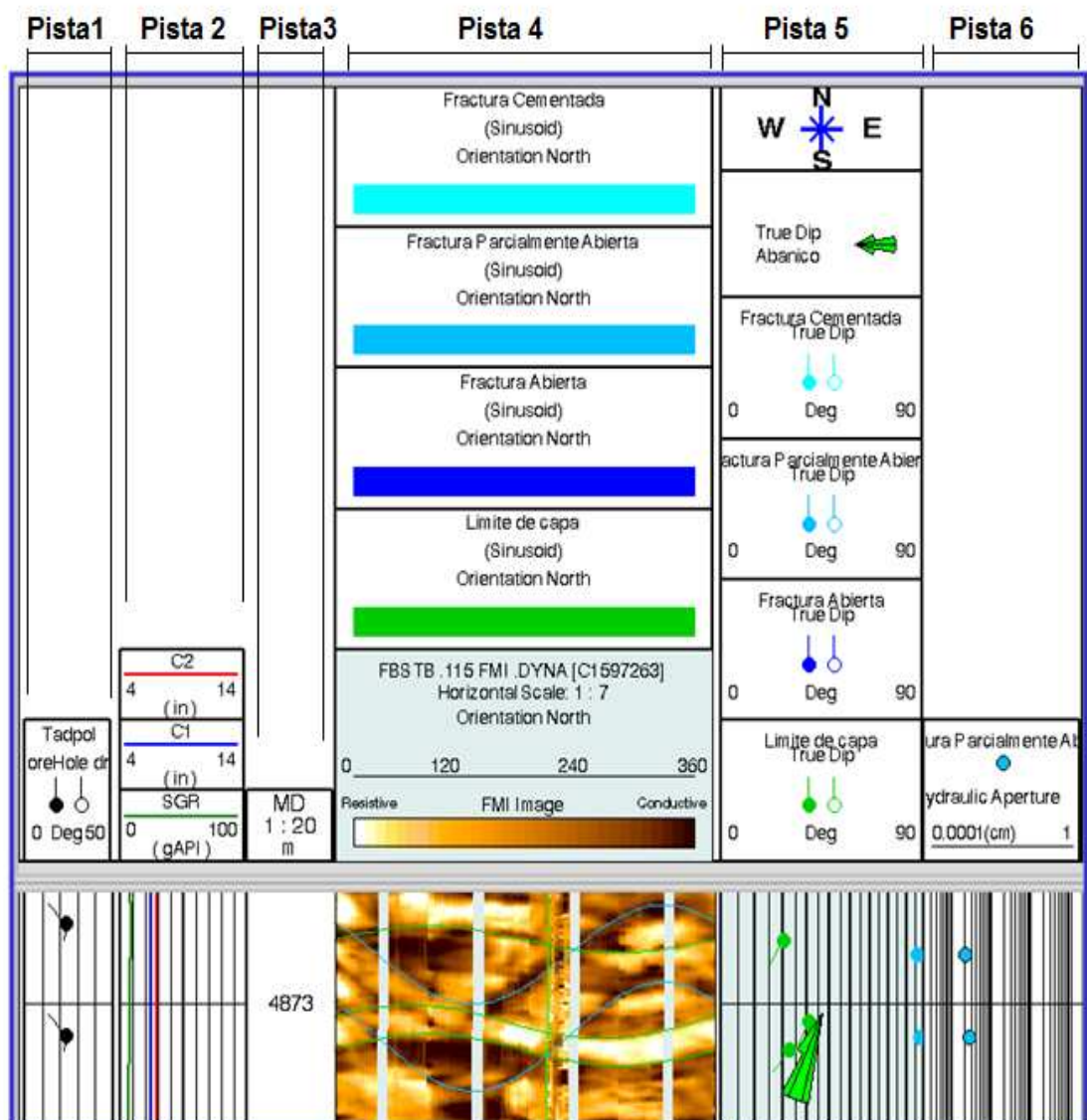


Figura I.24. Muestra la forma en la que están acomodadas las pistas en el registro (Alvarado, 2010).

(a)Escala

En la interpretación se usa la misma escala tanto horizontal como vertical, lo cual permite que los rasgos geológicos sean visualizados en sus verdaderas proporciones (1:40, 1:100, 1:200, 1:300) (Figura 1.25) lo cual ayuda a una rápida identificación de los rasgos más relevantes con lo que obtienen una idea general de la geología del pozo, el tipo de escala es de gran utilidad puesto que los registros tiene longitudes normalmente de miles de metros (Domínguez, 1999).

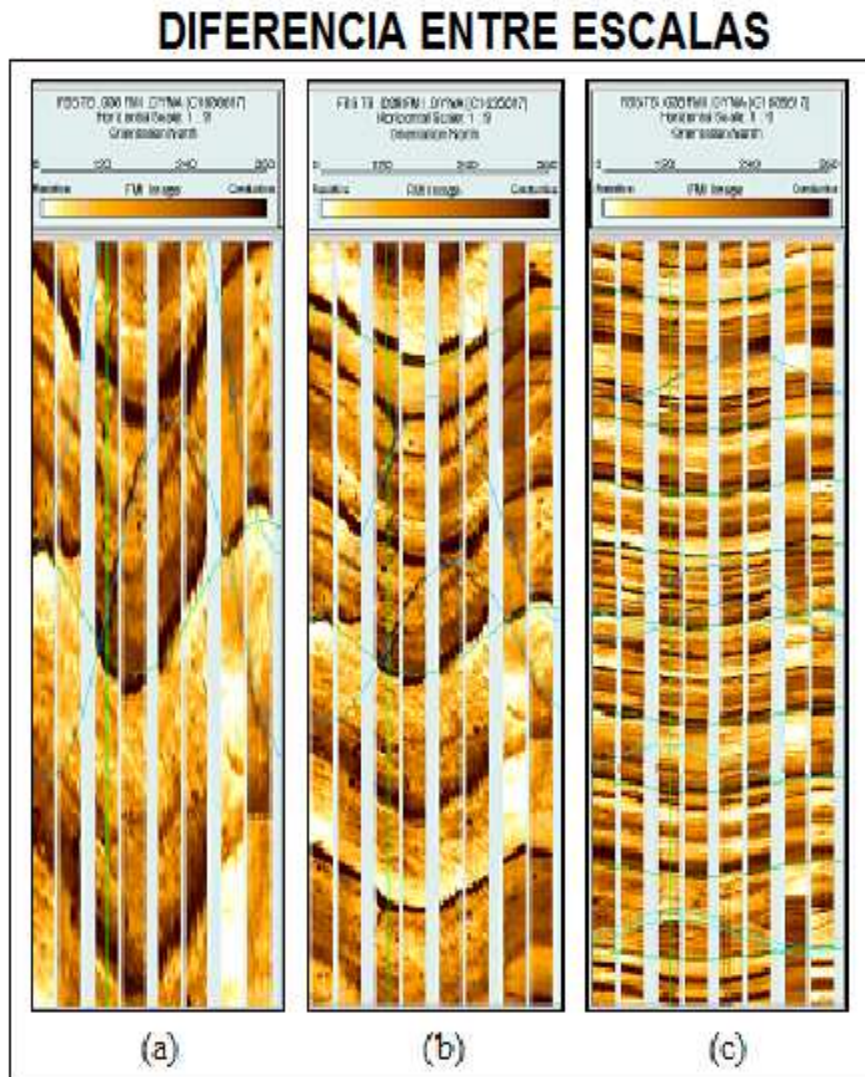


Imagen con una misma escala horizontal (1:9) y a diferente escala vertical:
a) 1:4, b) 1:9, c) 1:40.

Figura 1.25. Diferencia en la calidad de la imagen dependiendo de la escala que se maneje (Alvarado 2010).